



# Milieueffectenstudie (MES) windpark Eemshaven-West

Deelrapport Externe veiligheid

Gemeente Eemshaven, Provincie Groningen, Ministerie van Economische  
Zaken en het Ministerie van Infrastructuur & Milieu

19 december 2016

Project Milieueffectenstudie (MES) windpark Eemshaven-West  
Document Deelrapport Externe veiligheid  
Status Definitief  
Datum 19 december 2016  
Referentie GV1101-5/16-021.092

Opdrachtgever Gemeente Eemshaven, Provincie Groningen, Ministerie van Economische Zaken en het  
Ministerie van Infrastructuur & Milieu  
Projectcode GV1101-5  
Projectleider drs. D.J.F. Bel  
Projectdirecteur ing. A.J.P. Helder

Auteur(s) ir. L.F.C. Steens  
Gecontroleerd door mr.dr.s. T.D.S. Peelen  
Goedgekeurd door drs. D.J.F. Bel

Paraaf



Adres Witteveen+Bos Raadgevende ingenieurs B.V.  
Van Twickelostraat 2  
Postbus 233  
7400 AE Deventer  
+31 (0)570 69 79 11  
www.witteveenbos.com  
KvK 38020751

Het kwaliteitsmanagementsysteem van Witteveen+Bos is gecertificeerd op basis van ISO 9001.

© Witteveen+Bos

Niets uit dit document mag worden veelevoudigd en/of openbaar gemaakt in enige vorm zonder voorafgaande schriftelijke toestemming van Witteveen+Bos Raadgevende ingenieurs B.V. noch mag het zonder dergelijke toestemming worden gebruikt voor enig ander werk dan waarvoor het is vervaardigd, behoudens schriftelijk anders overeengekomen. Witteveen+Bos aanvaardt geen aansprakelijkheid voor enigerlei schade die voortvloeit uit of verband houdt met het wijzigen van de inhoud van het door Witteveen+Bos geleverde document.

## INHOUDSOPGAVE

<b>1</b>	<b>INLEIDING</b>	<b>1</b>
1.1	Leeswijzer	1
1.2	De aanleiding voor windenergie in Eemshaven-West	1
1.3	Aanleiding en doelstelling milieueffectenstudie (MES)	1
1.4	Zoekgebied Eemshaven-West	2
<b>2</b>	<b>ALTERNATIEVEN EN VARIANTEN</b>	<b>4</b>
2.1	Inleiding	4
2.2	Overzicht alternatieven en varianten	4
2.3	Alternatief 1: alternatief RWE+	6
2.4	Alternatief 2: alternatief Nuon	6
2.5	Alternatief 3: integraal alternatief	8
	2.5.1 Variant a: laag, compact	8
	2.5.2 Variant b: hoog, verspreid	9
<b>3</b>	<b>WETTELIJK KADER EN BELEID</b>	<b>10</b>
3.1	Inleiding	10
3.2	Activiteitenbesluit	10
3.3	Ruimtelijke ordening	11
3.4	Buisleidingen	11
3.5	Beleid Gasunie	11
<b>4</b>	<b>BEOORDELINGSKADER EN AANPAK</b>	<b>13</b>
4.1	Beoordelingskader	13
4.2	Risico's van windturbines	13
4.3	Effectafstanden	14
	4.3.1 Mastbreuk en gondelval	14
	4.3.2 Bladbreuk en risicocontouren	14
4.4	Groepsrisico	16
4.5	Objecten in omgeving	17

<b>5</b>	<b>ONDERZOEKSRESULTATEN</b>	<b>19</b>
5.1	Algemene toetsing van objecten	19
5.1.1	Toetsing woningen	19
5.1.2	Toetsing transportroutes	19
5.1.3	Buisleidingen	20
5.1.4	Industriële installaties	21
<b>6</b>	<b>CONCLUSIES</b>	<b>25</b>
<b>7</b>	<b>AFKORTINGENLIJST EN VERKLARENDE WOORDENLIJST</b>	<b>26</b>
<b>8</b>	<b>LITERATUURLIJST</b>	<b>27</b>
	Laatste pagina	27
	<b>Bijlage(n)</b>	<b>Aantal pagina's</b>
I	Risicoberekeningen gasleiding (AVIV)	11



# 1

## INLEIDING

### 1.1 Leeswijzer

Voorliggend deelrapport beschrijft het onderzoek inzake externe veiligheid. Ten behoeve van de zelfstandige leesbaarheid van het deelrapport zijn de algemene hoofdstukken in de MES op hoofdlijnen beschreven in hoofdstuk 1 en 2 van dit deelrapport. De lezer kan deze hoofdstukken desgewenst overslaan.

Het deelrapport externe veiligheid bestaat uit:

- een inleiding op de Milieueffectstudie (MES), waarvan externe veiligheid een onderdeel is, in hoofdstuk 1;
- de alternatieven en varianten die zijn onderzocht, in hoofdstuk 2;
- het wettelijke kader en beleidskader voor externe veiligheid in hoofdstuk 3;
- het beoordelingskader en de onderzoeksaanpak in hoofdstuk 4;
- de onderzoeksresultaten in hoofdstuk 5;
- de conclusies in hoofdstuk 6.

### 1.2 De aanleiding voor windenergie in Eemshaven-West

Nederland werkt aan een CO<sub>2</sub>-arme energievoorziening die veilig, betrouwbaar en betaalbaar is. Hierover zijn in het Energieakkoord tussen Rijk en provincies afspraken gemaakt over windmolens op land. Duurzame energie zorgt ervoor dat Nederland minder fossiele brandstoffen nodig heeft. In 2020 moet 14 % van de energie in Nederland afkomstig zijn van duurzame energiebronnen. Windenergie speelt een belangrijke rol in de overgang naar duurzame energie, naast zonne-energie, biomassa en aardwarmte. Rijk en provincies hebben voor windenergie een doelstelling van 6.000 MegaWatt (MW) in 2020 afgesproken. Dat levert elektriciteit voor vier miljoen huishoudens. Groningen heeft de taakstelling om in de provincie een opgesteld vermogen van 855,5 MW mogelijk te maken en heeft gekozen voor ontwikkeling van windparken binnen drie concentratiegebieden, zijnde Eemshaven, Delfzijl en de N33. Het gebied Eemshaven-West maakt deel uit van de drie concentratiegebieden.

Provinciale Staten van Groningen hebben op 29 januari 2014 Eemshaven-West als zoekgebied vastgesteld voor de realisatie van windenergie. In de Omgevingsvisie en Omgevingsverordening van de provincie Groningen en de Structuurvisie Eemsmond-Delfzijl van de provincie Groningen is het zoekgebied opgenomen. In Eemshaven-West moet een deel van de taakstelling worden gerealiseerd.

### 1.3 Aanleiding en doelstelling milieueffectenstudie (MES)

#### Aanleiding milieueffectenstudie

Voor de invulling van het windpark Eemshaven-West zijn meerdere plannen van initiatiefnemers, waaronder Nuon en RWE. Het plan van Nuon, in samenwerking met ECN en grondeigenaren verenigd in de Stichting Eemswind, betreft de realisatie van een binnendijks windpark met een opgesteld vermogen van in totaal circa 130 MW. Het plan van RWE betreft de realisatie van een windpark in het profiel van de Emmapolderdijk, met een opgesteld vermogen van in totaal circa 36 MW. Beide plannen vertonen een

zekere mate van overlap en zijn daarom niet tegelijk realiseerbaar. De plannen van RWE en Nuon zijn nog indicatief.

De strijdigheid tussen de plannen bestaat uit het feit dat:

- er staan turbines in het profiel van de Waddenzeedijk (Emmapolderdijk) in het plan van RWE en er staan turbines vlak naast de Waddenzeedijk in het plan van Nuon;
- samen beschouwd, en met de turbinespecificaties die zijn aangeleverd door RWE en Nuon, staan de turbines van RWE en Nuon te dicht op elkaar. Te dicht betekent dat de rijen turbines zodanig dicht op elkaar staan dat ze elkaar veel wind afvangen, turbulentie veroorzaken of zelfs fysiek in de weg zitten;
- en er kan, uitgaande van de turbinespecificaties van Nuon, geen rij turbines worden gerealiseerd tussen de bestaande rijen turbines in de Emmapolder en een rij turbines in het profiel van de Waddenzeedijk.

Om bovenstaande redenen kunnen beide plannen, in hun huidige vorm, niet tegelijk worden gerealiseerd.

### Doelstelling milieueffectenstudie

Om de planvorming voor het windpark in Eemshaven-West een stap verder te brengen, willen het Rijk, de provincie Groningen en de gemeente Eemshaven gezamenlijk de mogelijkheden voor windenergie in Eemshaven-West onderzoeken. Daarom wordt een milieueffectstudie (MES) uitgevoerd. Het doel van de milieueffectstudie is het verschaffen van inzicht in de mogelijke effecten op het milieu en de omgeving van de initiatieven van Nuon, RWE en een mogelijk derde initiatief voor de vervanging van drie bestaande turbines, voor windenergie binnen het gebied Eemshaven-West. Daarnaast gaat de MES in op de technische en economische haalbaarheid.

De milieueffectstudie moet er voor zorgen dat gemeente, provincie en Rijk een weloverwogen besluit kunnen nemen over de invulling van het windpark Eemshaven-West en de initiatieven van onder meer Nuon en RWE. De overheden willen begin 2017 dit besluit nemen, mede op grond van de MES, eventuele reacties op de MES en een advies over de MES van de Commissie voor de milieueffectrapportage (Cmer). De MES vormt later de basis voor het MER en inpassingplan voor windenergie in Eemshaven-West.

## 1.4 Zoekgebied Eemshaven-West

Het zoekgebied Eemshaven-West bestaat uit een testveld voor prototype offshore testturbines, een gebied voor onderzoeksturbines en een gebied voor reguliere productie windturbines<sup>1</sup>. Het op te stellen vermogen is in totaal circa 100 MW - 130 MW. De prototypes en gecertificeerde onderzoeksturbines tellen mee in het opgestelde vermogen. Het zoekgebied Eemshaven-West omsluit en grenst aan het bestaande windpark Eemswind met een opgesteld vermogen van in totaal circa 60 MW. Hieronder is nader ingegaan op de kenmerken van de testvelden voor de prototype turbines en onderzoeksturbines, zoals die zijn opgenomen in de Omgevingsverordening van de provincie Groningen.

Voor het realiseren van de taakstelling van 855,5 MW in 2020 heeft de provincie Groningen drie concentratiegebieden aangewezen (N33, Delfzijl en Eemshaven). Om de taakstelling te halen gaat de provincie uit van de realisatie van minimaal 100 MW in Eemshaven West.

Het (zuidelijke) testveld voor prototype offshore testturbines kan voorzien in de oprichting van maximaal vier prototype offshore testturbines of maximaal drie prototype offshore testturbines en één prototype onshore testturbine, met als doel certificering van offshore en onshore windturbines en wetenschappelijk onderzoek.

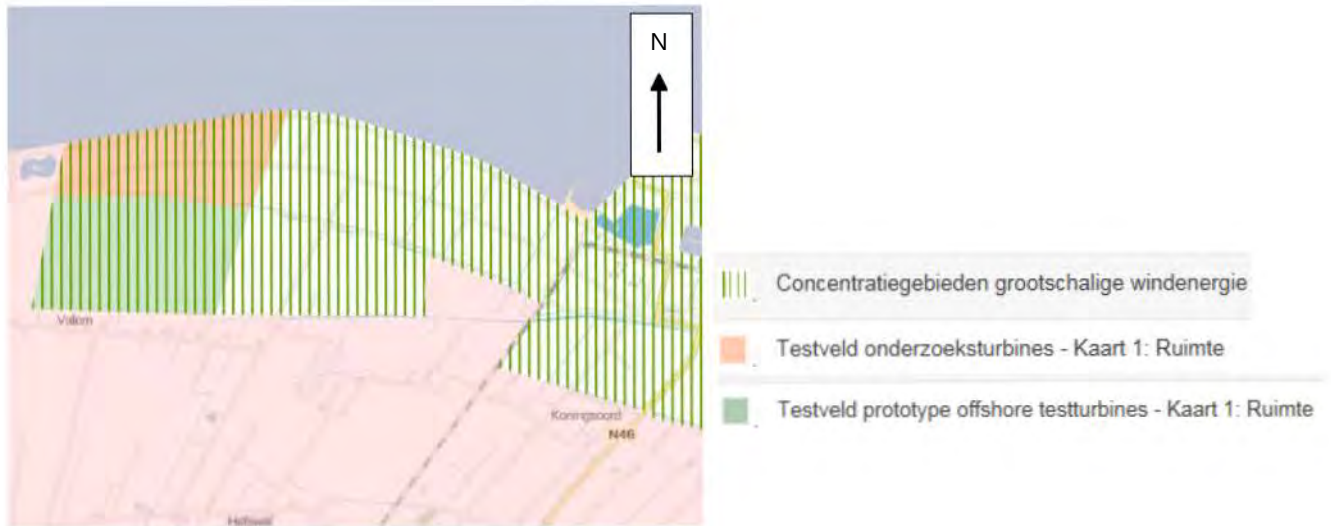
---

<sup>1</sup> In de structuurvisie Eemshaven-West (zie hoofdstuk 2.11) wordt ook gesproken over een windpark Eemshaven-West (ontwikkeling 11a) naast een testpark windenergie Eemshaven-West (11b). Het windpark Eemshaven-West in dit MES omvat beide ontwikkelingen en beschouwd deze in gezamenlijkheid.

Het (noordelijke) testveld onderzoeksturbines kan voorzien in de oprichting van maximaal vijf reeds gecertificeerde onderzoeksturbines met als doel wetenschappelijk onderzoek ten behoeve van offshore windenergie op voorwaarde dat:

- 1 de turbines deel gaan uitmaken van een park- of lijnopstelling;
- 2 en geen grotere wielengte hebben dan tweederde van de ashoogte.

Afbeelding 1.1 Zoekgebied Eemshaven-West in Omgevingsvisie en Omgevingsverordening Groningen



# 2

## ALTERNATIEVEN EN VARIANTEN

### 2.1 Inleiding

In het hoofdrapport MES zijn de ontwerpaanpak en het proces van het ontwerp van de alternatieven beschreven. In voorliggend hoofdstuk zijn de belangrijkste kenmerken van de alternatieven en varianten op een rij gezet en zijn de alternatieven en varianten kort beschreven.

### 2.2 Overzicht alternatieven en varianten

Tabel 2.1 bevat een overzicht van de kenmerken van de alternatieven en varianten.

Tabel 2.1 Overzicht alternatieven en varianten

		1 Alternatief RWE+	2a Variant Nuon 3,5 MW	2b Variant Nuon 5,0 MW	2c Variant Nuon 5,0 MW	3a Integrale variant compact en laag	3b Integrale variant verspreid en hoog
<b>BESTAANDE TURBINES</b>	<i>aantal</i>	20	20	20	20	vervangen	vervangen
	<i>vermogen [MW]</i>	3	3	3	3	vervangen	vervangen
	<i>subtotaal [MW]</i>	60	60	60	60	vervangen	vervangen
<b>PRODUCTIETURBINES</b>	<i>type</i>	Enercon E-82 en Enercon E101	Enercon E-101	Gamesa G132	Gamesa G132	Enercon E-82	Gamesa G128
	<i>aantal</i>	12 resp. 11	21	13	13	45	20
	<i>vermogen per turbine [MW]</i>	3 resp. 3,5	3,5	5	5	3	5
	<i>subtotaal [MW]</i>	74,5	73,5	65	65	135	100
	<i>rotor diameter [m]</i>	82 resp. 101	101	132	132	82	128

		1 Alternatief RWE+	2a Variant Nuon 3,5 MW	2b Variant Nuon 5,0 MW	2c Variant Nuon 5,0 MW	3a Integrale variant compact en laag	3b Integrale variant verspreid en hoog
	<i>ashoogte [m]</i>	87 resp. 124,5	124,5	120	120	87	130
	<i>tiphoogte [m]</i>	128 resp. 175	175	186	186	128	194
<b>TURBINES IN TESTVELD NOORD</b>	<i>aantal</i>	5	5	5	8 (waarvan 4 productie- turbines)	5	5
	<i>vermogen per turbine [MW]</i>	5	5	7,5	5	5	7,5
	<i>subtotaal [MW]</i>	25	25	37,5	40	25	37,5
	<i>rotor diameter [m]</i>	128	128	150	132	128	150
	<i>ashoogte [m]</i>	120	120	120	120	120	120
	<i>tiphoogte [m]</i>	184	184	195	186	184	195
<b>TURBINES IN TESTVELD ZUID</b>	<i>aantal</i>	3	3	3	3	4	3
	<i>vermogen per turbine [MW]</i>	10	10	10	10	7,5	10
	<i>subtotaal [MW]</i>	30	30	30	30	30	30
	<i>rotor diameter [m]</i>	230	230	230	230	150	230
	<i>ashoogte [m]</i>	180	180	180	180	120	180
	<i>tiphoogte [m]</i>	295	295	295	295	195	295
<b>TOTAAL VERMOGEN [MW]</b>		189,5	188,5	192,5	195	190	167,5
<b>TOEGEVOEGD VERMOGEN [MW]</b>		129,5	128,5	132,5	135	130	107,5

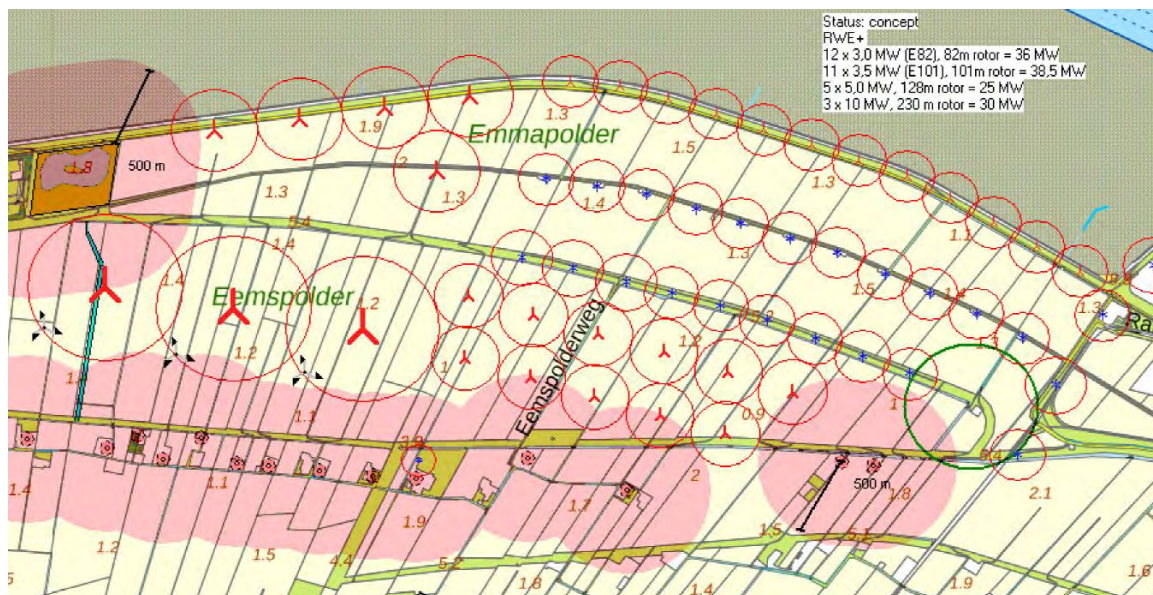
Voor de MES wordt uitgegaan van de volgende (fictieve) prototype testturbines:

- prototype testturbine van 10 MW met een rotordiameter van 230 meter, een ashoogte van 180 meter en een prototype testturbine van 7,5 MW met als uitgangspunt een rotordiameter van 150 meter en een ashoogte van 120 meter;
- gecertificeerde onderzoeksturbines van 5,0 MW met een rotordiameter en ashoogte van 128 meter en 120 meter en gecertificeerde onderzoeksturbines van 7,5 MW met als uitgangspunt een rotordiameter van 150 meter en een ashoogte van 120 meter.

## 2.3 Alternatief 1: alternatief RWE+

Het plan van RWE omvat het plaatsen van 12 windturbines (3,0 MW) in het profiel van de Emmapolderdijk. De nieuwe turbines volgen het ritme van de bestaande opstelling. Voor een eerlijke vergelijking van de alternatieven en varianten en om aan de doelstelling van circa 100 MW - 130 MW opgesteld vermogen te voldoen, is het plan van RWE aangevuld met turbines in de overige delen van het plangebied Eemshaven-West. Als uitgangspunt hiervoor is variant 2a gehanteerd.

Afbeelding 2.1 Alternatief 1: alternatief RWE+

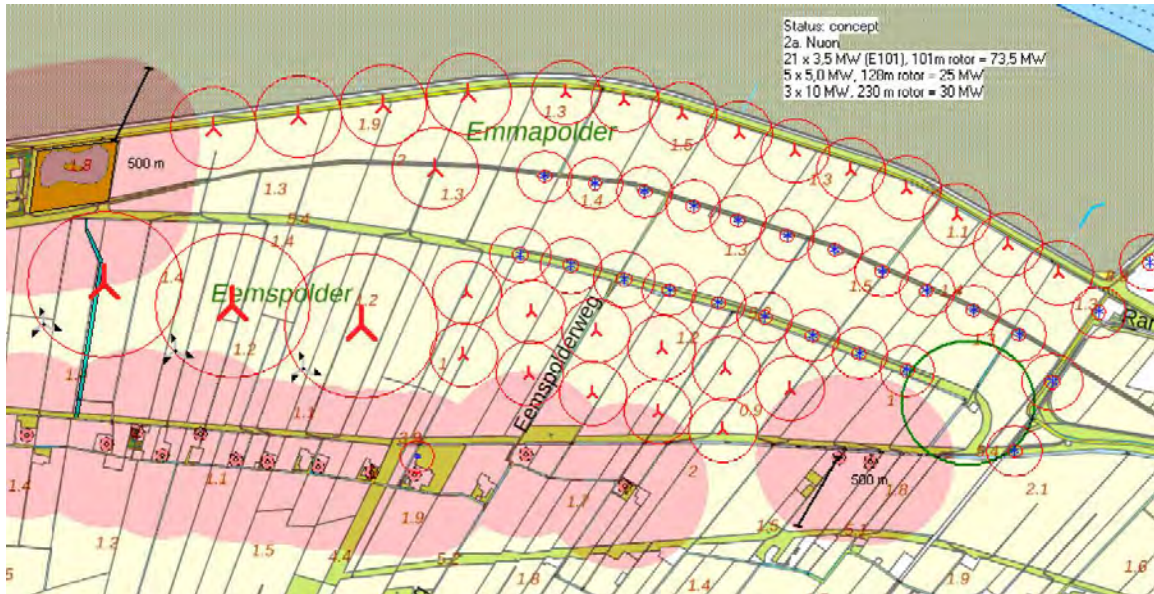


## 2.4 Alternatief 2: alternatief Nuon

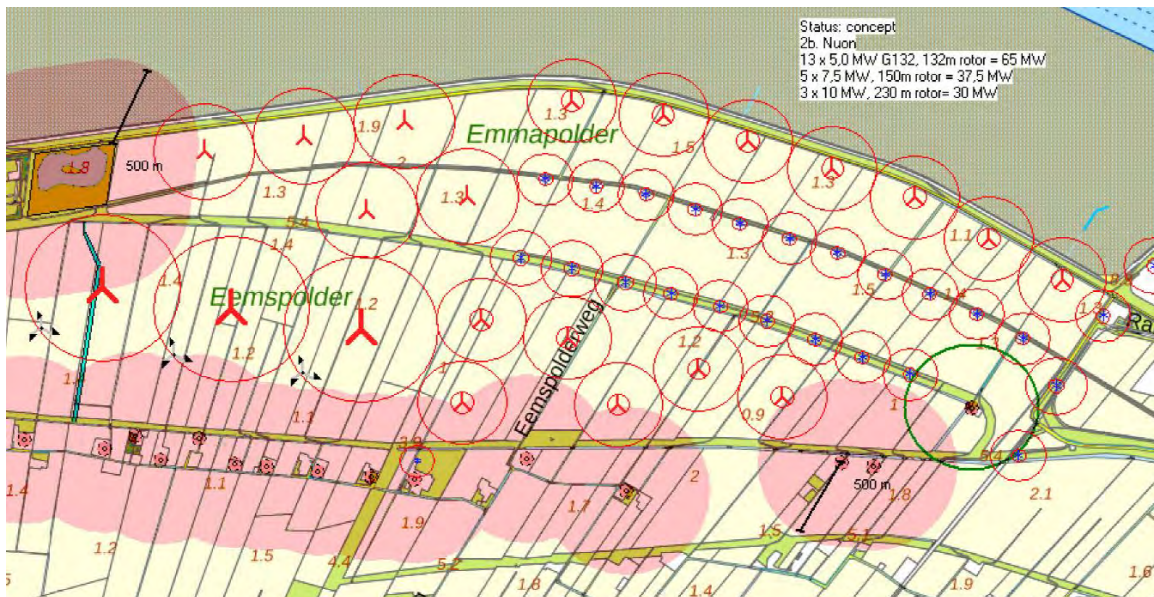
Nuon heeft voor het gezamenlijke initiatief van Nuon, ECN en Stichting Eemswind bandbreedtes aangeleverd, waarbinnen zij een plan willen ontwikkelen. Voor de MES is de bandbreedte door de onderzoekers vertaald naar twee varianten: variant 2a en variant 2b. Variant 2a vertegenwoordigt de onderkant van de bandbreedte en variant 2b vertegenwoordigt de bovenkant van de bandbreedte. Nuon heeft daarnaast een indicatief palenplan opgesteld. Dit indicatieve plan is variant 2c. In variant 2c staat er een rij productieturbines in de gebieden die volgens de Omgevingsverordening van de provincie Groningen zijn bedoeld voor testturbines. Variant 2c wijkt daarmee af van de grenzen van de test- en productiegebieden in Eemshaven-West, zoals opgenomen in de Omgevingsverordening. Varianten 2a en 2b zijn ook gebaseerd op het indicatieve palenplan van Nuon, maar het indicatieve palenplan is door de onderzoekers zodanig gewijzigd, dat het aan de grenzen van de test- en productiegebieden in de Omgevingsverordening voldoet. Dit betekent dat er in varianten 2a en 2b geen productieturbines in de testvelden staan. Variant 2c is in de MES opgenomen om te onderzoeken of, door de grenzen in de Omgevingsverordening los te laten, het windpark beter kan worden ingevuld.



Afbeelding 2.2 Alternatief Nuon: Variant 2a

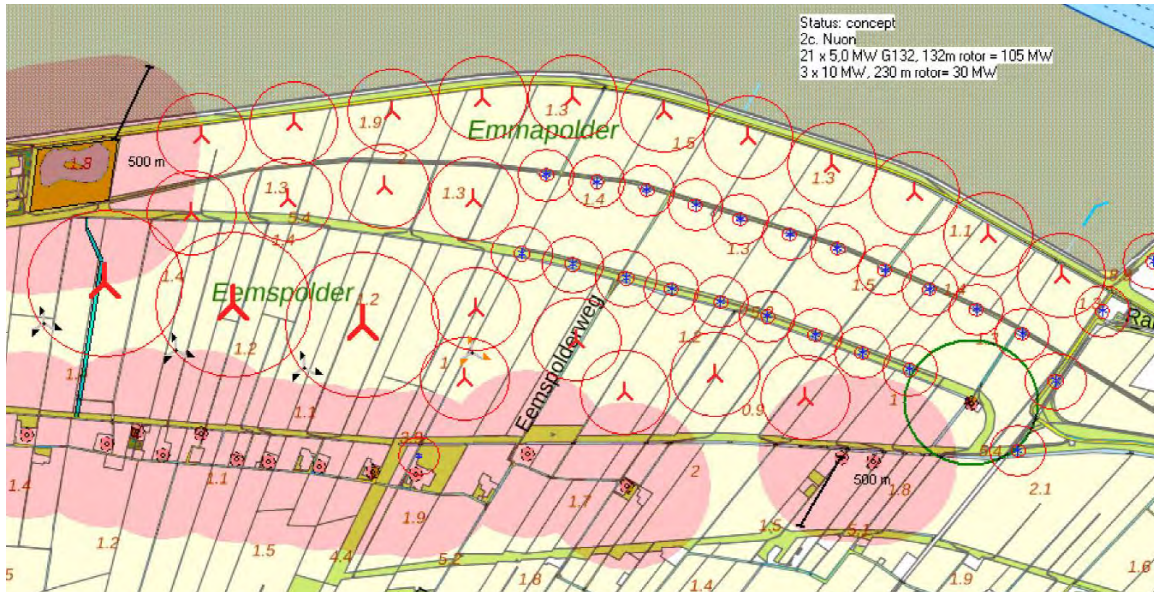


Afbeelding 2.3 Alternatief Nuon: Variant 2b





Afbeelding 2.4 Alternatief Nuon: Variant 2c

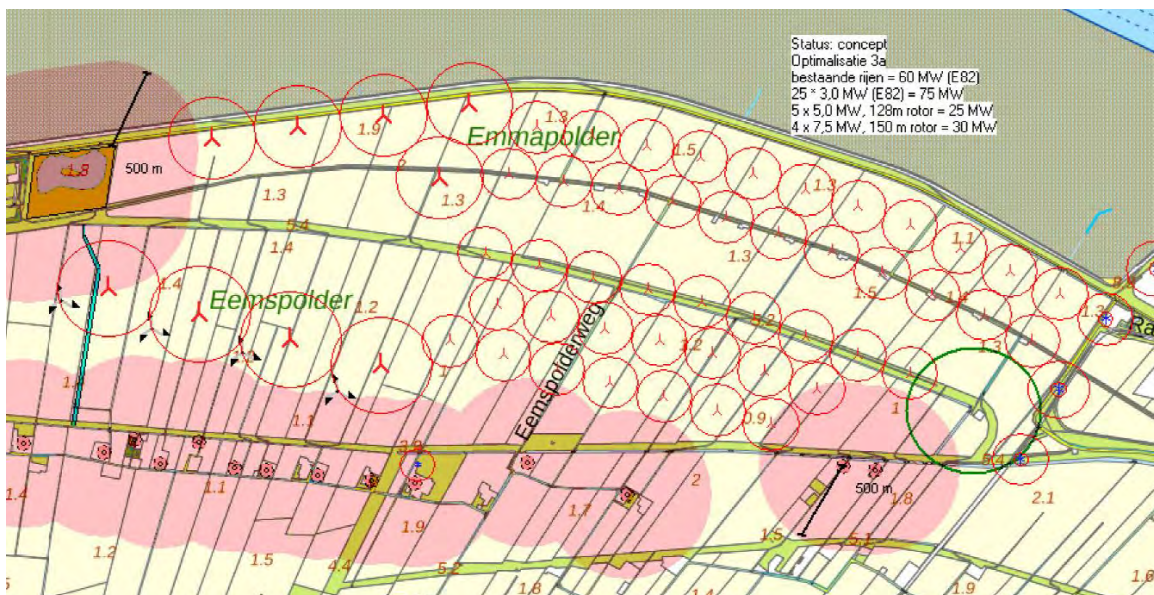


## 2.5 Alternatief 3: integraal alternatief

### 2.5.1 Variant a: laag, compact

De integrale variant 3a is de meest compacte en lage integrale variant. De variant omvat de plaatsing van 3,0 MW productieturbines, ofwel de kleinste productieturbines in de MES, op zo groot mogelijke afstand tot het Natura 2000-gebied en Unesco werelderfgoed de Waddenzee ten noorden van het plangebied en op zo groot mogelijke afstand tot de woningen ten zuiden van het plangebied. Het motief hierbij is om effecten op natuur en omgevingshinder te minimaliseren.

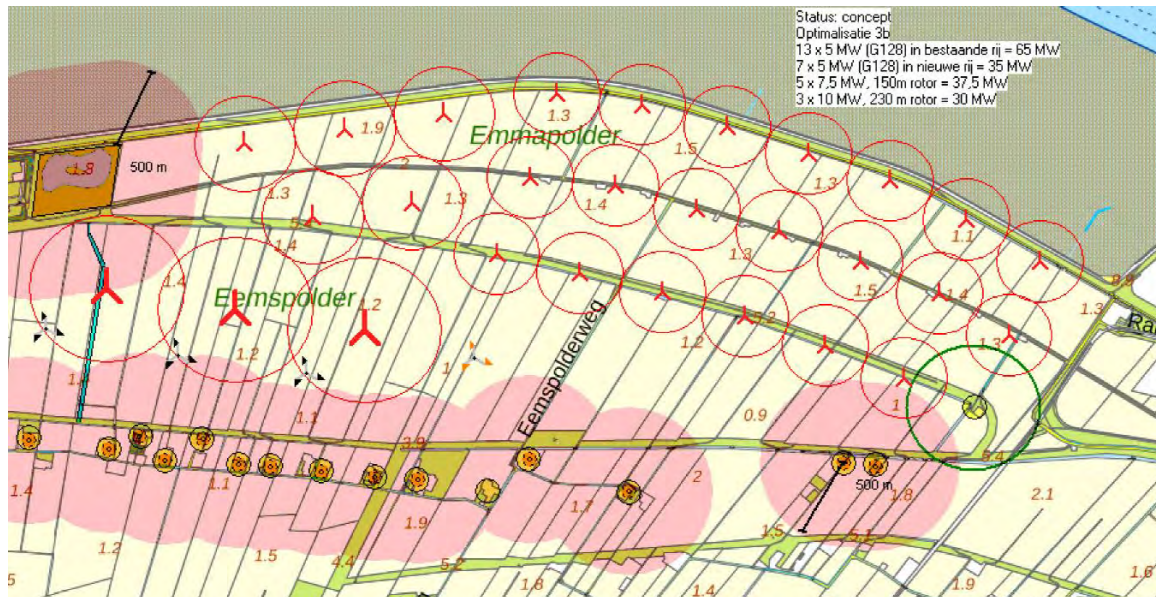
Afbeelding 2.5 Integraal alternatief: Variant 3a



## 2.5.2 Variant b: hoog, verspreid

De integrale variant 3b is de integrale variant met de grootste productieturbines in de MES, in dit geval 5,0 MW turbines, en de meest verspreide opstelling van de productieturbines. In deze variant worden de bestaande turbines in het plangebied vervangen door 5,0 MW turbines. Het centrale motief bij deze variant is maximalisatie van de energieopbrengst. In variant 3b is geen sprake van een vierde en vijfde rij, hiermee wordt de omgevingshinder geminimaliseerd. Alternatieven 1 en 2 bevatten wel een vierde en vijfde rij, door middel van variant 3b worden zo de hoeken van dit speelveld afgedekt.

Afbeelding 2.6 Integraal alternatief: Variant 3b





# 3

## WETTELIJK KADER EN BELEID

### 3.1 Inleiding

In het Activiteitenbesluit zijn onder andere normen opgenomen voor externe veiligheid. Daarnaast bestaat specifiek voor windturbines het Handboek risicozonering externe veiligheid windturbines<sup>1</sup> (hierna: Handboek) voor het bepalen en toetsen van externe veiligheidseffecten. Dit Handboek wordt met name toegepast bij ruimtelijke ordeningsbesluiten.

### 3.2 Activiteitenbesluit

In het Activiteitenbesluit zijn regels en eisen opgenomen met betrekking tot de (externe) veiligheid van windturbines. Deze regels hebben o.a. betrekking op keuringen, gebruik en onderhoud. Deze aspecten worden in dit rapport niet behandeld. Artikel 3.15a geeft de eisen ten aanzien van externe veiligheid.

---

#### Artikel 3.15a

- 1 Het plaatsgebonden risico voor een buiten de inrichting gelegen kwetsbaar object, veroorzaakt door een windturbine of een combinatie van windturbines, is niet hoger dan  $10^{-6}$  per jaar.
  - 2 Het plaatsgebonden risico voor een buiten de inrichting gelegen beperkt kwetsbaar object, veroorzaakt door een windturbine of een combinatie van windturbines, is niet hoger dan  $10^{-5}$  per jaar.
  - 3 Ten behoeve van het bepalen van het plaatsgebonden risico, bedoeld in het eerste en tweede lid, kunnen bij ministeriële regeling afstanden worden vastgesteld, die minimaal aanwezig moeten zijn tussen een windturbine of een combinatie van windturbines en een buiten de inrichting gelegen kwetsbaar dan wel beperkt kwetsbaar object.
  - 4 Indien op grond van het derde lid afstanden zijn vastgesteld, worden die in acht genomen en zijn het eerste en tweede lid niet van toepassing.
  - 5 Bij ministeriële regeling kunnen regels worden gesteld over de berekening van het plaatsgebonden risico.
- 

Vaste afstanden zoals beschreven in lid 3 zijn (nog) niet vastgesteld. Dat betekent dat de normen uit lid 1 en 2 van toepassing zijn op kwetsbare en beperkt kwetsbare objecten. Dit betreffen objecten zoals gedefinieerd in het Besluit externe veiligheid inrichtingen (Bevi). Kwetsbare objecten zijn onder andere woningen, scholen en ziekenhuizen. Beperkt kwetsbare objecten zijn onder andere verspreid liggende woningen (minder dan 2 per hectare), bedrijfswoningen, kantoorgebouwen (kleiner dan 1.500 m<sup>2</sup>) en objecten met een hoge infrastructurele waarde.

Verder wordt opgemerkt dat uit de tekst in lid 2 blijkt dat de  $10^{-5}$  contour voor beperkt kwetsbare objecten een 'harde' norm is en niet een richtwaarde zoals in het Bevi.

---

<sup>1</sup> DNV GL in opdracht van RVO Nederland, Herziene versie 3.1 september 2014 inclusief bijlagen.

### 3.3 Ruimtelijke ordening

In het kader van 'goede ruimtelijke ordening' dient bij ruimtelijk ordeningsbesluit (bijvoorbeeld inpassingsplan of bestemmingsplan) geoordeeld te worden of de risico's van windturbines aanvaardbaar zijn. Daarbij wordt niet alleen gekeken naar de (beperkt) kwetsbare objecten zoals benoemd onder 3.2, maar ook naar de impact op andere objecten, die uit oogpunt van het activiteitenbesluit geen directe bescherming hebben. De objecten die moeten worden beoordeeld, zijn beschreven in het Handboek. In het Handboek zijn daarnaast toetsingskaders beschreven en is vastgelegd op welke wijze de risico's dienen te worden berekend.

De te beoordelen objecten, naast bebouwingen, conform het Handboek zijn:

- transportroutes (vaar, weg, spoor);
- industrie;
- buisleidingen;
- hoogspanning;
- dijklichamen;
- gevaarlijke stoffen.

In het volgende hoofdstuk wordt aangegeven welke van deze objecten in de omgeving van het windturbineplan aanwezig zijn en op welke wijze dient te worden getoetst.

### 3.4 Buisleidingen

Voor buisleidingen is het Besluit externe veiligheid buisleidingen (Bevb) van toepassing. In het Bevb is bepaald dat de  $10^{-6}$  contour van de ondergrondse leiding niet verder reikt dan 5 meter uit het hart van de leiding. De exploitant dient er voor te zorgen dat hier aan wordt voldaan. Verder is bepaald dat plaatsing van een risico verhogend object (zoals een windturbine) in de omgeving van een buisleiding er niet toe mag leiden dat de  $10^{-6}$  contour over kwetsbare objecten komt te liggen. Bij vaststellen van het bestemmingsplan<sup>1</sup> moet het bevoegd gezag dit toetsen.

### 3.5 Beleid Gasunie

De Gasunie Transportservices (GTS) heeft eigen beleid<sup>2</sup> gemaakt met betrekking tot windturbines en gasleidingen. Daarin is vastgelegd dat een veilige afstand moet worden aangehouden ten opzichte van gasleidingen. Deze veilige afstand wordt voor ondergrondse infrastructuur als volgt bepaald:

- de bladworpafstand bij nominaal toerental van de turbine óf (indien hoger);
- masthoogte + 1/3 rotorbladlengte.

Indien de soort turbine (nog) niet bekend wordt een minimale afstand van 245<sup>3</sup> aangehouden.

Plaatsing op kortere afstanden is toegestaan indien wordt aangetoond dat de  $10^{-6}$  contour niet groter wordt dan de belemmeringstrook (zie Bevb = 5 meter). Voor gasontvangststations geldt dat de kans het station getroffen wordt door een onderdeel van een windturbine kleiner moet zijn dan  $2,5 \times 10^{-4}$  per jaar. Voor meet- en regelstations en exportstations geldt een trefkans van kleiner dan  $5 \times 10^{-6}$ .

---

<sup>1</sup> Hiermee wordt volgens de toelichting op het Bevb tevens bedoeld een provinciaal inpassingsplan of rijksinpassingsplan.

<sup>2</sup> Het beleid van de Gasunie Transport Services inzake het veilig plaatsen van windturbines bij haar gasinfrastructuur, versie 8, 31 augustus 2015 (referentie LAJ 15.0616).

<sup>3</sup> Deze afstand is de maximale generieke afstand die bepaald is in het Handboek, zie hiervoor paragraaf 4.2.

Opgemerkt wordt dat het beleid van GTS strenger is dan de wettelijke bepalingen. Bij het plaatsen van windturbines mag volgens het Bevb de  $10^{-6}$  contour van de buisleiding niet over kwetsbare objecten komen te liggen en volgens GTS niet groter zijn dan 5 meter.

# 4

## BEOORDELINGSKADER EN AANPAK

### 4.1 Beoordelingskader

Het beoordelingskader voor externe veiligheid staat in tabel 4.1.

Tabel 4.1 Beoordelingskader externe veiligheid

Aspect	Criterium	Methode
externe veiligheid	aantal kwetsbare objecten binnen $10^{-6}$ contour	op basis van kentallen en berekeningen, uitgaande van het Handboek risicozonering windturbines
	invloed van windturbines op risicovolle objecten (zoals industrie, leidingen, wegen)	bepaling van werpafstanden op basis van kentallen en berekeningen, uitgaande van het Handboek risicozonering windturbines

Hieronder wordt achtereenvolgens ingegaan op:

- effectafbakening, faalfrequenties en effectafstanden (paragraaf 4.2 en 4.3);
- het groepsrisico (GR) (paragraaf 4.4);
- voor de beoordeling van het plaatsgebonden risico (PR) relevante objecten (paragraaf 4.5).

De definitie van groepsrisico in artikel 1 van het Besluit externe veiligheid inrichtingen (Bevi) luidt: 'de cumulatieve kans per jaar dat ten minste 10, 100 of 1.000 personen overlijden als rechtstreeks gevolg van hun aanwezigheid in het invloedsgebied van een inrichting en een ongewoon voorval binnen die inrichting waarbij een gevaarlijke stof of gevaarlijke afvalstof betrokken is'.

Het PR is het risico (uitgedrukt in kans per jaar) dat één persoon die zich onafgebroken en onbeschermd op die plaats bevindt, overlijdt als rechtstreeks gevolg van een calamiteit met een gevaarlijke stof. In het Bevi is een norm opgenomen voor het plaatsgebonden risico. Deze norm is een grenswaarde voor kwetsbare objecten en moet daarom door het bevoegde gezag in acht worden genomen (mag niet van worden afgeweken).

### 4.2 Risico's van windturbines

Bij risico's van windturbines wordt onderscheid gemaakt in drie mogelijke risico's:

- omvallen een windturbine als gevolg van een mastbreuk;
- naar beneden vallen van een gondel en rotor;
- breuk van een blad/wiek.

Bij een mastbreuk valt de hele of een deel van mast om doordat de mast breekt. Bij een gondelval breekt de gondel af en valt naar beneden, maar de mast blijft staan. Bij een bladbreuk breekt een blad van de rotor

deels of helemaal af en landt, afhankelijk van o.a. het toerental, op grotere afstand van de turbine op de grond.

Voor het scenario mastbreuk is in het Handboek vastgesteld dat bij een het knikken van de mast de gondel niet de grond raakt en dat dan ook geen schade optreedt. Bij mastbreuk wordt dan ook alleen volledig falen van de mast beoordeeld. In onderstaande tabel zijn de generieke faalfrequenties opgenomen.

Tabel 4.2 Generieke faalfrequenties (bron: Handboek, bijlage A)

Faalscenario	Frequentie ( per jaar)
bladbreuk nominaal toerental	$8,4 \times 10^{-4}$
bladbreuk bij overtoeren	$5,0 \times 10^{-6}$
mastbreuk	$1,3 \times 10^{-4}$
gondelval	$4,0 \times 10^{-5}$

## 4.3 Effectafstanden

### 4.3.1 Mastbreuk en gondelval

De effectafstand voor een mastbreuk is de ashoogte plus  $\frac{1}{2}$  diameter van de rotor. Deze afstand is gelijk aan de tiphoogte. Eventueel moet rekening worden gehouden met de hoogte waarop de mast geplaatst is bijvoorbeeld bij plaatsing op een waterkering. Een gondel valt dicht bij de mast en voor de effect afstand wordt uitgegaan van  $\frac{1}{3}$  van de rotordiameter. In de volgende tabel zijn de afstanden van de verschillende turbintypes van de varianten in het plangebied opgenomen.

Tabel 4.3 Effectafstanden scenario mastbreuk en gondelval

Turbine	Ashoogte in meters	Rotordiameter (D) in meters	AS + $\frac{1}{2}$ D in meters mastbreuk	$\frac{1}{3}$ D in meters gondelval
3,0 MW (Enercon 82)	87	82	128	27
3,5 MW (Enercon 101)	124,5	101	175	34
5 MW (G128)	130	128	194	43
5 MW (G132)	120	132	186	44
5 MW (onderzoek)	120	132	186	44
7,5 MW (onderzoek en prototype)	120	150	195	50
10 MW (prototype)	180	230	295	77

### 4.3.2 Bladbreuk en risicocontouren

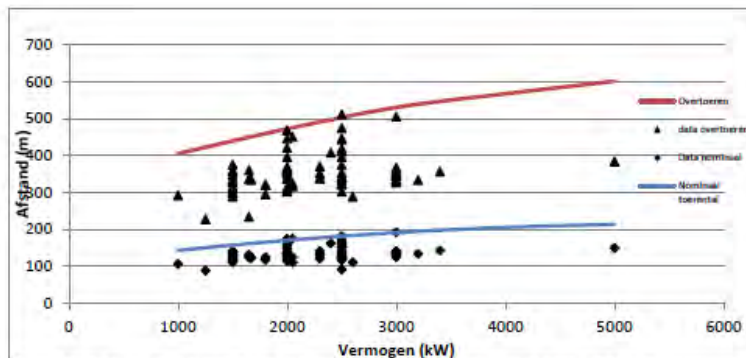
Het Handboek geeft op basis van ervaringscijfers generieke effectafstanden voor het risico van bladbreuk; deze effectafstand wordt werpafstand genoemd. De varianten die in de planvorming in Eemshaven zijn betrokken bevatten turbines van 3 tot 10 MW. Het Handboek bevat geen generieke werpafstanden voor de turbines van 7,5 en 10 MW. Voor de turbines 3-5 MW is gebruik gemaakt van tabel 2 van het Handboek en zijn worst case afstanden toegepast van de IEC II turbines.



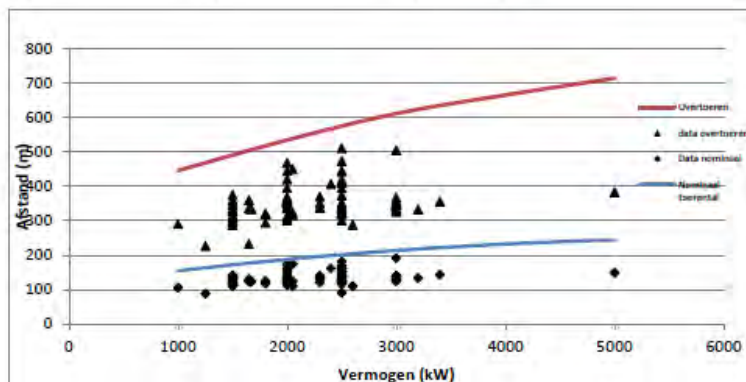
De generieke risico contouren<sup>1</sup> opgenomen voor de 3-5 MW turbines zijn afkomstig uit tabel 3 van het Handboek, De  $10^{-6}$  contour is gelijk aan de hoogste waarde van de ashoogte +  $\frac{1}{2}$  rotor diameter of de maximale werpafstand bij nominaal toerental.

Opgemerkt wordt dat de generiek werpafstanden worst case afstanden zijn gebaseerd op oudere turbintypes en dat in het Handboek gerekend is met de bovenwaarde van de berekende turbintypes zoals blijkt uit onderstaande afbeelding die afkomstig is uit bijlage B van het Handboek. De zwarte ruiten en driehoeken betreffen de berekende werpafstanden; de rode en blauwe lijn zijn de daarop gebaseerde generieke afstanden bij respectievelijk overtoeren en nominale toeren.

Afbeelding 4.1 Generieke werpafstanden ten opzichte van berekende werpafstanden



Figuur 5: Maximale werpafstanden van bladen, per vermogensklasse (IEC I)



Figuur 6: Maximale werpafstanden van bladen, per vermogensklasse (IEC II)

Bij modernere turbines zijn de werpafstanden 30-50 % kleiner zoals blijkt uit onderstaande voorbeelden van recente studies:

- 3 MW turbine<sup>2</sup>: een werpafstand van 133 meter bij nominale toeren en 345 meter bij overtoeren;
- 3 MW turbine<sup>3</sup>: een werpafstand van 390 meter bij overtoeren;
- 3,4 MW turbine<sup>4</sup>: een werpafstand van 139 meter bij nominale toeren en 285 meter bij overtoeren;
- 3,6 MW turbine: een werpafstand van 140 meter bij nominale toeren;
- 7,5 MW turbine<sup>1</sup>: een werpafstand van 427 meter bij overtoeren.

<sup>1</sup> Voor de volledigheid wordt opgemerkt dat bij een risico contour de kans is meegenomen dat een incident kan plaatsvinden. Een risico is in feite kans x effect. Bij de effectafstanden (werpafstanden) is geen rekening gehouden met de kans dat bladbreuk kan plaatsvinden.

<sup>2</sup> Rapportage NRG in opdracht van RWE voor 3 windturbines op de Oostpolderdijk bij de Eemshaven. Rapportage van maart 2016.

<sup>3</sup> Rapportage Pondera in opdracht van Provincie Groningen. Verkennende windstudie Eemshaven, maart 2013.

<sup>4</sup> Windpark slufterdam, externe veiligheid en risicozonering, Witteveen+Bos, februari 2014.

Bij het bepalen van de generieke afstanden is volgens bijlage B van het Handboek bij de 5 MW turbines uitgegaan van een rotordiameter van 156 m. De rotordiameter voor de 7,5 MW in de varianten bedraagt 150 meter. Voor de eerste beoordeling van het beïnvloedingsgebied van deze 7,5 MW turbine houden we dezelfde generieke afstanden aan als voor de 5 MW turbine, waarmee zeer waarschijnlijk nog steeds sprake is van een overschatting.

De werpafstand bij grotere turbines wordt niet evenredig groter met het vermogen van de turbine. Grotere turbines draaien op lagere frequenties en hebben (vanwege de omvang) een grotere luchtweerstand. Middels extrapolatie van de data uit het Handboek heeft AVIV werpafstanden van een 10 MW turbine berekend (zie bijlage I). Daarnaast is op basis van extrapolatie van bovenstaande lijnen uit het Handboek een worst case inschatting gemaakt van de generieke afstanden van een 10 MW turbine. De  $10^{-5}$  afstand is voor deze turbine niet bepaald. Daaruit volgt dat de berekende werpafstanden veel kleiner zijn dan de van extrapolatie bepaalde werpafstanden. Beide afstanden zijn in onderstaande tabel opgenomen.

In onderstaande tabel zijn de generieke (worst case) afstanden opgenomen.

Tabel 4.4 Generieke effect- en risico afstanden (in meters)

	3 MW (as 90 m)	4 MW (as 120 m)	5 MW (as 120 m)	7,5 MW (as 120 m)	10 MW (as 180 m)
Max werpafstand nominale toeren	198	231	245	245	229/280 <sup>2</sup>
Max werpafstand bij overtoeren <sup>3</sup>	588	641	716	716	586/750 <sup>3</sup>
$10^{-6}$ afstand	198	231	245	245	295 <sup>4</sup>
$10^{-5}$ afstand	60	63	71	71	-

Voor de toetsing van de objecten in de omgeving van het plan worden de generieke afstanden van de 4 MW turbine gebruikt voor de 3,5 MW turbine in de varianten. Voor de 10 MW turbine passen we worst case de generieke afstanden toe, behoudens bij de buisleidingen, omdat daar berekeningen voor zijn uitgevoerd.

## 4.4 Groepsrisico

Bij incidenten is het mogelijk dat een groep van personen/meerdere personen worden getroffen (bijvoorbeeld als gevolg van een omvallende turbine). De risicoscenario's van windturbines brengen met zich mee dat per definitie slechts een beperkt aantal personen getroffen kan worden door een calamiteit met een turbine. In het Handboek (bijlage D) is aangegeven dat een risico op een groot aantal slachtoffers alleen mogelijk is indien in de omgeving van een turbine grote groepen personen aanwezig kunnen zijn.

Het plangebied is van dien aard dat grote groepen mensen niet verwacht worden nabij de windturbines. Het groepsrisico voor de alternatieven en varianten is daarmee nooit een probleem en is ook niet onderscheidend. In dit onderzoek wordt dit dan ook niet nader onderzocht. Bij het vaststellen van het inpassingsplan is wel sprake van een verantwoordingsplicht voor het bevoegd gezag.

<sup>1</sup> Rapportage Pondera in opdracht van Provincie Groningen. Verkennende windstudie Eemshaven, maart 2013.

<sup>2</sup> Eerste cijfer is berekend, tweede cijfer is bepaald aan de hand van extrapolatie.

<sup>3</sup> Conform het Handboek is overtoeren gelijk aan 2 maal nominaal toerental.

<sup>4</sup> Bij deze turbine is de ashoogte + ½ D leidend voor de contour, zie tabel 4.3.

## 4.5 Objecten in omgeving

In de directe omgeving van het plangebied zijn volgende (beperkt) kwetsbare objecten aanwezig.

### (Bedrijfs)woningen

Ten zuiden van het plangebied liggen enkele verspreide (bedrijfs)woningen. De meeste van deze woningen betreffen bedrijfswoningen van agrarische bedrijven, maar op basis van luchtfoto's kan niet worden uitgesloten dat een enkele woning een particuliere woning betreft. Als worst case zijn alle woningen getoetst aan de wettelijke  $10^{-6}$  contouren voor kwetsbare objecten<sup>1</sup>.

Afbeelding 4.2 Locaties beperkt kwetsbare objecten (bron: Belemmeringenkaart Windpark Eemshaven West, Antea Group, 2015)



### Transportroutes (wegen, vaarwegen, spoorwegen)

Voor de transportroutes gelden twee soorten toetsingen: een IPR (Individueel Passanten Risico) en het MR (Maatschappelijk Risico).

Het Individueel Passanten Risico (IPR) is een risicomaat die aansluit bij de individuele beleving van de passant, namelijk de overlijdenskans per passant per jaar. Hierbij wordt de passant gevolgd gedurende zijn bezigheden in de nabijheid van een windturbine. Het IPR houdt dus rekening met de aanwezigheidsfractie van een passant; dit is de procentuele verblijfsduur in de 'gevaarlijke' omgeving gedurende een jaar. Het maximaal toelaatbaar IPR wordt gesteld op  $1 \times 10^{-6}$  per jaar. Hierbij wordt ervan uitgegaan dat een mens overlijdt, zodra deze geraakt wordt door een deel van een windturbine.

Het Maatschappelijk Risico (MR) is de verwachtingswaarde van het aantal dodelijke slachtoffers per jaar. Dit is het product van het gemiddelde aantal dodelijke slachtoffers per passage en het aantal passages per jaar. Ten opzichte van het IPR wordt bij het MR met alle passages gerekend, in plaats van het aantal passages van één enkel persoon. Daarbij wordt een acceptabel risiconiveau aan van  $2 \times 10^{-3}$  dodelijke slachtoffers per jaar aangehouden.

### Buisleiding

Ten oosten van de planlocatie zijn twee transportleidingen gelegen: een aardgastransportleiding van de Gasunie en een aardgascondensaatileiding van Noordgastransport B.V.

<sup>1</sup> Indien sprake is van bedrijfswoningen moet worden getoetst aan de  $10^{-5}$  contour en deze is (zie tabel 4.4) kleiner dan 100 meter.

Afbeelding 4.3 Locatie buisleidingen (bron: Belemmeringenkaart Windpark Eemshaven West, Antea Group, 2015)



De ondergrondse aardgasleiding (nr. A544) van GTS betreft een leiding met een werkdruk van 70 bar en een buitendiameter van ruim 1 meter. Beoordeeld wordt of de leiding binnen het invloedsgebied van de turbines ligt. Indien dat zo is wordt bepaald of het toegevoegde risico als gevolg van de turbines er toe leidt dat de  $10^{-6}$  contour van de leiding over kwetsbare objecten komt te liggen. Deze toetsing volgt uit het Bevb.

Conform het Handboek moet worden nagegaan of de intrinsieke faalfrequentie van de leiding met meer dan 10 % toeneemt als gevolg van de faalscenario's van de turbines, waarbij wordt uitgegaan van nominale toerental. Indien uit berekeningen blijkt dat deze eis niet gehaald wordt, zal worden getoetst aan de  $10^{-6}$  contour zoals ook is beschreven in het Bevb. Daarnaast zal worden nagegaan of de huidige  $10^{-6}$  contour van de leiding groter wordt dan 5 meter van het hart van de leiding, conform de eisen van GTS.

De aardgascondensaatleiding voert het condensaat dat ontstaat in de gasbehandelingsinstallatie van Noordgastransport B.V. (zie hieronder) batchgewijs af naar het treinstation van Roodeschool en vanuit daar wordt het condensaat afgevoerd met wagons. De leiding wordt 4 maal per week (incidenteel 5 maal per week) gedurende 8 uur gebruikt. In overige uren is de leiding gevuld met product, maar staat dan niet onder druk. Deze leiding is een aangewezen leiding in het Bevb zodat aan het Bevb moet worden getoetst. Dat betekent dat moet worden nagegaan of de  $10^{-6}$  contour na plaatsing van turbines over kwetsbare objecten komt te liggen. In de omgeving van de leiding en nabij de te plaatsen turbines zijn geen kwetsbare objecten. Toetsing is daarom niet nodig.

### Industrie

In de omgeving van het plan zijn twee bedrijven gelegen waar gewerkt wordt met gevaarlijke stoffen en daarom ook zijn aangewezen op risicokaart.nl: gasbehandelingsinstallatie van Noordgastransport B.V. en Vopak Terminal Eemshaven B.V. Nagegaan wordt of deze objecten binnen de invloedsafstanden van de turbines zijn gelegen. Indien dat zo is zal worden nagegaan of het additionele risico er toe zal leiden dat de faalfrequentie van de installaties met meer dan 10 % toeneemt. Daarnaast mag de  $10^{-6}$  contour van de betreffende installatie, na het plaatsen van de turbines, niet over (beperkt) kwetsbare objecten reiken.

### Dijklichamen

Voor de beoordeling van de dijklichamen wordt verwezen naar de rapportage inzake waterveiligheid.

# 5

## ONDERZOEKSRESULTATEN

### 5.1 Algemene toetsing van objecten

#### 5.1.1 Toetsing woningen

In de verschillende alternatieven en varianten is rekening gehouden met een minimale afstand van 500 meter tot aan de (bedrijfs)woningen. De woningen moeten worden getoetst aan de  $10^{-6}$  (woningen) of  $10^{-5}$  (bedrijfswoningen) contour. Op basis van de afstanden in tabel 4.4 is geconcludeerd dat voor alle turbines in de varianten ruim kan worden voldaan aan deze grenswaarden, omdat de maximale  $10^{-6}$  en  $10^{-5}$  contouren van de turbines ruim lager zijn dan de aangehouden ontwerpafstand van 500 meter.

#### 5.1.2 Toetsing transportroutes

##### Wegen

In het gebied is een beperkt aantal wegen gelegen. Het betreft hier lokale wegen die extensief worden gebruikt en eigenlijk alleen gebruikt worden om de turbines of de landbouwpercelen te kunnen bereiken. Daarmee is het aantal passanten zeer laag en zal ook het aantal passages van één persoon laag zijn. Op basis van expert judgement wordt dan ook verwacht dat aan zowel het IPR als het MR kan worden voldaan.

Er is geen significant verschil te verwachten in het IPR en MR tussen de varianten. In alle varianten staan turbines opgesteld nabij de Eemspolderweg. Ook in de huidige situatie staan turbines nabij deze weg opgesteld, zodat het voornemen nauwelijks invloed zal hebben het huidige IPR en MR.

In het plangebied zal geen of nauwelijks transport van gevaarlijke stoffen via de weg plaats vinden. Toetsing van scenario's waarbij vrachtwagens worden getroffen door onderdelen van de turbines is dan ook niet nodig.

##### Vaarwegen

In het gebied zijn geen vaarwegen gelegen. Dichtbij is wel de Waddenzee gelegen. Faalscenario's van de turbines die op of nabij de Emmapolderdijk staan kunnen er toe leiden dat delen van de turbines in de Waddenzee terecht komen. Dichtbij de kust zal echter geen of nauwelijks scheepvaart plaatsvinden zodat de kans op het treffen van schip zeer klein zal zijn.

##### Spoorweg

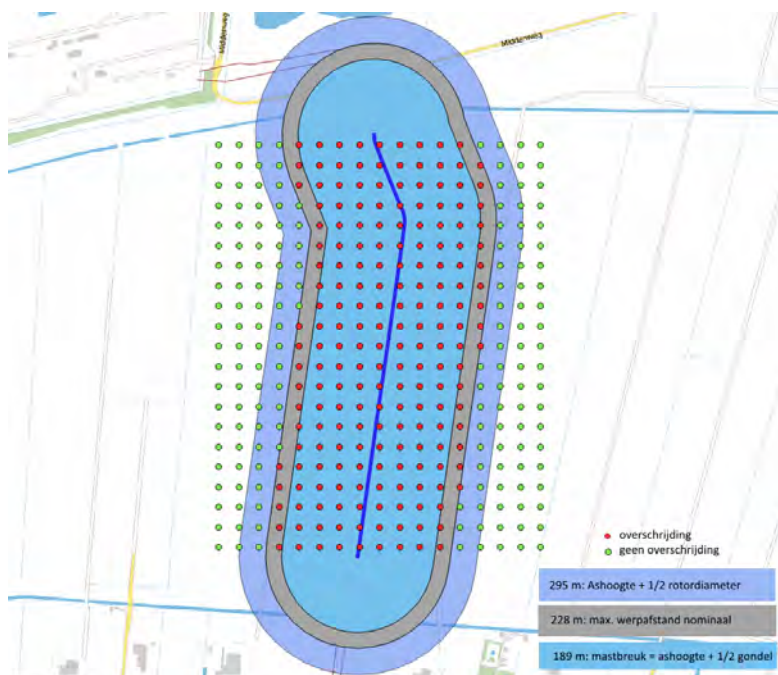
De spoorlijn van Roodeschool naar de Eemshaven is een extensief gebruikte spoorlijn. Daarnaast staat in alle varianten maximaal één turbine (in de noordoosthoek van het plangebied) die invloed heeft op de spoorlijn. In alle varianten blijven enkele huidige turbines vlak naast de spoorlijn staan. Dit leidt er toe dat het extern veiligheidseffect van de varianten op de spoorlijn niet wezenlijk zal veranderen ten opzichte van de referentiesituatie.

### 5.1.3 Buisleidingen

In alle varianten bevindt zich één prototype turbine binnen de invloedssfeer van de buisleidingen. Het plaatsen van de turbines leidt niet tot een overtreding van het Bevb. De turbines zorgen er niet voor dat de  $10^{-6}$  contour over kwetsbare objecten komt te liggen, omdat er geen kwetsbare objecten in de omgeving zijn van de leidingdelen die kunnen worden geraakt door (onderdelen van) de turbine.

Voor de toetsing van de invloed van de turbines op de risicocontouren van de buisleidingen, zijn risicoberekeningen uitgevoerd. De resultaten daarvan zijn in bijlage I opgenomen. De berekeningen zijn uitgevoerd voor een prototype turbine, waarbij een aantal aannames<sup>1</sup> is gedaan ten aanzien van maten en gewichten. Uit de berekeningen<sup>2</sup> volgt, zie onderstaande afbeelding, dat een afstand in de orde grootte van 230 meter van de gasleiding moet worden aangehouden, voordat een  $10^{-6}$  contour bij de gasleiding zal ontstaan. Deze afstand is gelijk aan de werpafstand bij nominaal toerental.

Afbeelding 5.1 Locaties van turbines waar wel en geen contour zal ontstaan (zie rapport in bijlage I)



Opgemerkt wordt dat het hier gaat om een *indicatieve* afstand, gebaseerd op de aannames voor de prototype turbine. De afstandseis zal bij iedere turbine anders zijn en zal dus bij ieder te plaatsen prototype opnieuw moeten worden bepaald. De gasleiding zal bij ieder prototype beperkingen opleggen voor de plaatsing van de turbine.

Verder wordt opgemerkt dat bij deze afstand een  $10^{-6}$  contour zal gaan ontstaan. Om te bepalen bij welke afstand van de turbines de  $10^{-6}$  contour van de leidingen op 5 meter van de leidingen ligt, dient een QRA te worden uitgevoerd. Volgens Gasunie is het dan nodig dat de QRA wordt uitgevoerd met Pipesafe, hetgeen geen openbaar beschikbaar rekenprogramma is. Bij toetsing aan de 5 meter contour zal de minimale afstand

<sup>1</sup> Voor de berekeningen zijn gedetailleerde gegevens nodig van bijvoorbeeld het gewicht en maten van de gondel, gewicht van de rotorbladen etc. Aangezien turbines van 10 MW nog niet beschikbaar zijn, is op basis van een extrapolatie van de gegevens in het Handboek een inschatting gemaakt van deze kenmerken.

<sup>2</sup> De Gasunie heeft per email aangegeven welke faalfrequentie mag worden toegevoegd aan de leiding, totdat een  $10^{-6}$  contour zal ontstaan. In de mail heeft de Gasunie aangegeven "dat de windturbines geen PR  $10^{-6}$  per jaar contour rond de leiding mogen laten ontstaan". Opgemerkt wordt dat deze informatie anders (strenger) is dan in het beleid van GTS is opgenomen.



van de turbines kleiner worden. Deze berekening zal voor het voorkeursalternatief worden uitgevoerd, in dit stadium van besluitvorming volstaan de huidige indicatieve afstanden.

#### 5.1.4 Industriële installaties

##### Vopak

In afbeelding 5.2 is de huidige en vergunde  $10^{-6}$  PR contour van Vopak weergegeven. Uit de afbeelding blijkt dat deze contour het plangebied overlapt. In afbeelding 5.3 is de afstand tussen de bestaande turbines in de Emmapolder en de tanks weergegeven. De afstand is bijna 800 meter. De nieuwe turbines in de alternatieven en varianten staan op een vergelijkbare afstand. Afbeelding 5.3 toont ook dat er al meerdere turbines dichterbij de tanks van Vopak staan dan de turbines in de Emmapolder. Afbeelding 5.2 en 5.3 tonen ook dat er meerdere turbines binnen de  $10^{-6}$  PR contour van Vopak staan.

In variant 3a, waarbij de bestaande turbines worden vervangen door turbines van vergelijkbare afmetingen, staan mogelijk nieuwe turbines in de contour van Vopak. In de andere varianten staan de voorgenoemde turbines buiten de contour, waarbij in variant 3b sprake is van plaatsing ruim buiten de contour.

Afbeelding 5.2 PR  $10^{-6}$  contour van Vopak terminal Eemshaven BV (bron: risicokaart.nl)



De turbines die in de noordoosthoek van het plangebied zijn voorzien betreffen (afhankelijk van de variant) de 3MW, 3,5 MW en 5 MW turbines. De  $10^{-6}$  contour van deze turbines bedraagt maximaal 245 meter en de werpafstanden maximaal (worst case) 245 en 716 meter (overtoeeren). De bestaande tanks liggen op een grotere afstand dan de werpafstanden. Naar verwachting hebben de nieuwe turbines daarom een verwaarloosbare invloed op de faalfrequenties van de bestaande tanks van Vopak.

Opgemerkt wordt dat de inrichtingsgrens westelijker is gelegen dan de huidige tanks. Indien in de toekomst tanks ten westen van de bestaande tanks worden gerealiseerd, zullen de turbines in het plangebied dichterbij de tanks staan. De werpafstand bij nominaal toeren is in alle gevallen kleiner dan de afstand tot de erfgrans, maar de werpafstand bij overtoeren is in alle gevallen groter dan de afstand tot de erfgrans. Zie tabel 5.1. Dat betekent dat er een kans bestaat dat bij overtoeren rotorbladen in het uitbreidingsgebied van Vopak terecht kunnen komen.



Tabel 5.1 Afstanden tussen turbines en tanks en erfgrans Vopak en werpafstanden van turbines

Variant	Turbine	Afstand tot bestaande tanks	Afstand tot de erfgrans	Werpafstand nominaal	Werpafstand overtoeren
1 (RWE)	3 MW	730	380	198	518
2a	3,5 MW	780	400	231	667
2b	5 MW	780	400	245	716
2c	5 MW	780	400	245	716
3a	3 MW	780	320	198	518
3b	5 MW	880	430	245	716

Faalfrequenties van tanks en installaties liggen in de ordegrrootte van  $10^{-4}$  -  $10^{-6}$  per jaar en faalfrequentie van bladbreuk bij overtoeren bedraagt  $5 \times 10^{-6}$  per jaar. De generieke werpafstanden zijn worst case afstanden. Gezien de grote afstand tussen de turbines en de erfgrans van Vopak is bovendien de trefkans relatief klein. Op basis van deze overwegingen is het de verwachting dat de nieuwe turbines er niet toe leiden dat de faalfrequentie van de installaties van Vopak met meer dan 10 % toenemen. Daarmee zal ook de  $10^{-6}$  contour niet wijzigen en niet over kwetsbare objecten komen te liggen<sup>1</sup>.

Mocht, na een definitieve keuze voor een turbintype, de erfgrans van Vopak wel binnen de invloedssfeer van de turbines liggen, dan dient gerekend te worden aan het additioneel risico. Indien dan sprake is van een toename van de contour van Vopak en er dan kwetsbare objecten binnen de contour komen te liggen, dan heeft dit mogelijk consequenties voor één of twee turbines (de meest oostelijke turbine of turbines). Die moeten dan mogelijk worden verplaatst.

<sup>1</sup> In de directe omgeving van Vopak zijn geen kwetsbare objecten gelegen. De molen Goliath ligt dicht tegen de huidige  $10^{-6}$  contour aan, maar dit betreft, vanuit Vopak gezien, een beperkt kwetsbaar object. Hiervoor geldt vanuit de contouren van Vopak gezien geen grenswaarde, maar een richtwaarde van  $10^{-6}$ /jaar.

Afbeelding 5.3 Afstand tussen Vopak tanks en turbines in de bestaande rij ([www.afstandmeten.nl/www.google.com](http://www.afstandmeten.nl/www.google.com))



### Gasbehandelingsinstallatie

In de gasbehandelingsinstallatie van Noordgastransport B.V. wordt het Noordzeegas dat middels pijpleidingen wordt aangevoerd verwerkt zodat dit in het nationale aardgas netwerk van Gasunie kan worden toegevoegd. In onderstaande figuur is de  $10^6$  PR contour van de inrichting weergegeven.

Afbeelding 5.4 PR  $10^6$  contour van gasbehandelingsinstallatie van Noordgastransport B.V. (bron: risicokaart.nl)



Uit de afbeelding blijkt dat de PR contour net de inrichtingsgrens overschrijdt. Geconstateerd wordt dat in geen enkele variant turbines binnen de contour zijn gelegen. In alle varianten zijn de 5 MW en 7,5 MW aan de noordzijde van het plangebied op minimaal 875 meter van de erfgrens van het station gelegen. Op basis van de werpafstanden bij overtoeren (maximaal 716 meter) wordt vastgesteld dat het station niet binnen het beïnvloedingsgebied van de turbines liggen.

In variant 3a staat één 7,5 MW turbine op ongeveer 500 meter van de inrichtingsgrens. In de andere varianten betreft dit een 10 MW turbine. De werpafstanden bij nominaal toerental zijn kleiner dan 500 meter, zodat het gasbehandelingsstation niet binnen het nominale beïnvloedingsgebied van de turbines is gelegen.

De werpafstand bij overtoeren is wel groter van 500 meter. De faalfrequentie bij overtoeren is  $5,0 \times 10^{-6}$  per jaar en de toetsingwaarde van Gasunie bij gasstations is ook minimaal  $5,0 \times 10^{-6}$  per jaar. Dat betekent dat wordt voldaan aan de eisen van Gasunie.

# 6

## CONCLUSIES

Geconcludeerd is dat alle alternatieven en varianten kunnen voldoen aan de normen en richtlijnen voor externe veiligheid. De alternatieven en varianten onderscheiden zich hier niet op. Aandachtspunten zijn:

- ten aanzien van de toetsing van Vopak is getoetst aan de huidige tanks. Het terrein is echter groter, waarmee in de toekomst mogelijk meer tanks in westelijke richting (dichtbij het plangebied) mogelijk zijn. Dit kan consequenties hebben voor de meest oostelijke turbine(s) in Eemshaven-West. Overlegd moet worden hoe reëel is dat dergelijke tanks geplaatst gaan worden en of rekening moet worden gehouden met een minimale (werp) afstand tussen de erfgrens van Vopak en nieuwe turbines;
- door in de ontwerpfase al rekening te houden met een minimale afstand van 500 meter tussen de turbines en de woningen is er geen verschil tussen de varianten met of zonder vierde en vijfde rij. Indien in latere uitwerkingen deze ontwerpafstand wordt losgelaten, dient een nieuwe beoordeling plaats te vinden;
- de plaatsing van grote testturbines nabij buisleidingen is een aandachtspunt. Uitgaande van de fictieve 10 MW prototype turbine in de MES, geldt een indicatieve afstand van orde grootte 230 meter tot de buisleidingen. Indien meer informatie beschikbaar is over het prototype dat geplaatst zal worden kan een afstand worden bepaald, waarbij in overleg met Gasunie de externe veiligheidscontour van de gasleiding zal moeten worden berekend. Deze berekening zal voor het voorkeursalternatief worden uitgevoerd, in dit stadium van besluitvorming volstaan de huidige indicatieve afstanden.

# 7

## AFKORTINGENLIJST EN VERKLARENDE WOORDENLIJST

Bevi	Besluit externe veiligheid inrichtingen
D	diameter van turbinerotoren
GTS	Gasunie Transport Service
IPR	Individueel Passanten Risico
MR	Maatschappelijk Risico
MW	Megawatt
PR	plaatsgebonden risico

# 8

## LITERATUURLIJST

Handboek externe veiligheid windturbines, DNV, versie 3.1, september 2014.





Bijlage(n)



# I

## BIJLAGE: RISICOBEREKENINGEN GASLEIDING (AVIV)



Adviesgroep AVIV BV  
Langestraat 11  
7511 HA Enschede

---

**Externe veiligheidsonderzoek voor de bouw van een 10 MW windturbine nabij  
Eemshaven West**

Project : 163242  
Datum : 28 november 2016  
Auteur : S.J.M. van Veldhoven  
Review: R.J.M. Scheres

---

Opdrachtgever:  
Witteveen+Bos  
De heer L. Steens  
Postbus 233  
7400 AE Deventer

## Inhoud

1. Inleiding.....	3
2. Uitgangspunten.....	4
2.1 Inleiding.....	4
2.2 Turbinegegevens.....	4
2.2 Leidinggegevens.....	5
3. Rekenmethodiek.....	7
4. Resultaten.....	9
4.1 Maximale werpafstanden.....	9
4.2 Breedte kritische strook.....	9
4.3 Trefkans per turbinelocatie.....	9
5. Referenties.....	11

## 1. Inleiding

Dit rapport beschrijft de uitgangspunten en resultaten van een onderzoek naar de bouw van een 10MW windturbine bij Eemshaven West. De gevolgen van het realiseren van de windmolen op de bestaande ondergrondse gasleiding A-544, wordt inzichtelijk gemaakt.

Het rapport bevat de volgende resultaten:

1. De maximale werpafstanden. Om iets te kunnen zeggen over de externe veiligheidsrisico's zijn eerst de maximale werpafstand, bij nominaal en bij overtoeren, bepaald. Dit zijn de maximale afstanden die door een afbrekend rotorblad overbrugd kunnen worden.
2. Indirecte risico's. Wanneer een windturbine wordt geplaatst in de nabijheid van een activiteit met gevaarlijke stoffen kunnen domino-effecten ontstaan. Dat kan gebeuren bij bovengrondse activiteiten (zoals een opslagtank met gevaarlijke stoffen) en ondergrondse activiteiten (zoals buisleidingen). In dit geval gaat het om een ondergrondse aardgasleiding. Voor een aantal mogelijke locaties voor de toekomstige turbine is de kans bepaald dat de turbine faalt (door mastbreuk, rotorafworp of bladbreuk) en de leiding hierbij zodanig geraakt wordt, dat dit tot schade leidt aan de leiding.

## 2. Uitgangspunten

### 2.1 Inleiding

Een aantal gegevens van de toekomstige windturbine zijn nog niet beschikbaar. Daarnaast zijn er door de Gasunie nog geen gegevens beschikbaar gesteld over de leiding. Om deze redenen zijn er een aantal aannames gemaakt.

De volgende gegevens zijn nog niet beschikbaar.

- Alle leidingparameters
- De diameter van de mast
- de lengte en hoogte van de gondel
- De massa van mast, gondel en blad.

De gegevens waarmee de berekening zijn uitgevoerd en de gemaakt aannames worden in dit hoofdstuk beschreven.

### 2.2 Turbinegegevens

De volgende waarden voor de eigenschappen van de turbine zijn gebruikt bij de berekeningen.

Bron	Turbineparameters	waarde
Gegeven	Nominaal Vermogen (MW)	10
Gegeven	nominaal toerental (rpm)	7,5
Gegeven	Ashoogte (m)	180
Gegeven	Rotordiameter (m)	230
aanname 1	diameter mast (m)	16,45
aanname 2	lengte gondel (m)	18
aanname 2	hoogte gondel (m)	6
aanname 3	Afstand zwaartepunt-rotorcentrum (m)	41.4
aanname 4	Lengte blad (m)	112
aanname 4	kritiek Oppervlak bladen (m2)	600,5
aanname	Aantal bladen (#)	3
aanname 5	massa gondel (kg)	400.000
aanname 6	massa blad (kg)	53.500
aanname 6	massa mast (kg)	1.111.000

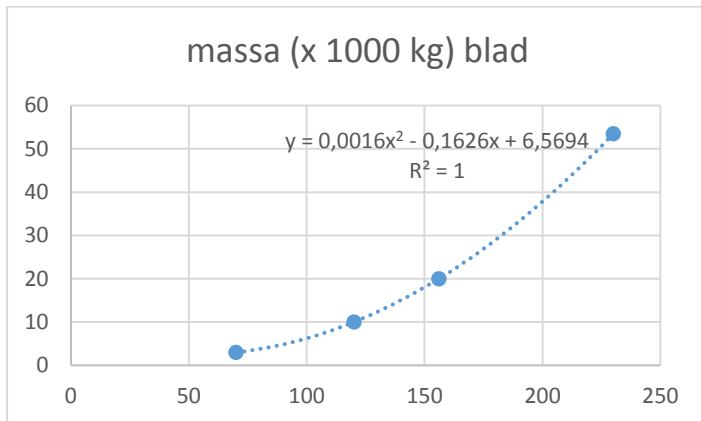
Tabel 1: turbineparameters

Aannames:

- (1) *Diameter mast* is lineaire extrapolatie van waarden in tabel 8 van bijlage B op pagina B-13 van [1].
- (2) *Lengte gondel* en *hoogte gondel* zijn de generiek gegevens van de 5MW turbine (18 resp. 6 meter)

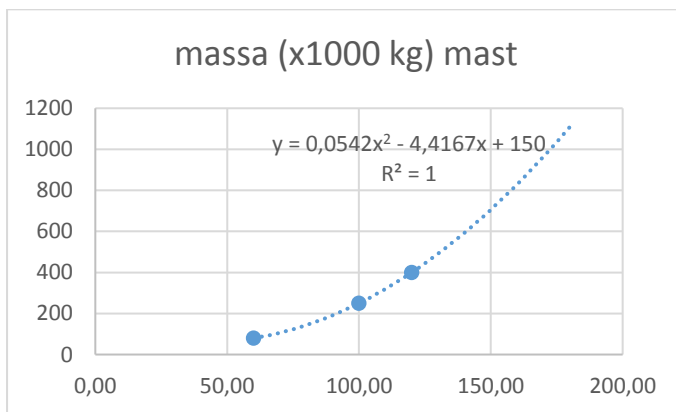


- (3) 18% van de rotordiameter. Conservatie vergelijking 2.3 bijlage pagina's: Bijlage B8 & B9.
- (4) Vergelijking 2.4 en 2.5. bijlage pagina's: Bijlage B9.
- (5) Massa gondel: voor lengte en hoogte van de gondel is uitgegaan van 5 MW turbine, dus voor de massa van de gondel wordt ook uitgegaan van 5 MW turbine. Een massa van een 5 MW turbine is gegeven in tabel 3 van bijlage C par 8.2 (pagina C-61) van [1].
- (6) Massa van het blad en de mast is benaderd met een polynomiale fit op de gegevens uit [1: pagina C-61 tabel 3] van drie windturbinecomponenten. De rotordiameters uit bijlage B-11 voor WT1000, WT3000 en WT5000 zijn gematched met de bladmassa's uit deze tabel.



Figuur 1: aannname 6: rotordiameter (horizontaal), massa van blad (verticaal)

De massa van de mast is een fit op de gegevens van tabel uit tabel 3 van paragraaf 8.2:



Figuur 2: aannname 6: masthoogte(m) (horizontaal) en mastmassa (kg) verticaal

## 2.2 Leidinggegevens

Bij de berekeningen is uitgegaan van de ondergrondse gasleiding A-544 met een lengte van 1070 meter. Er zijn door de Gasunie nog geen gegevens beschikbaar gesteld over de leiding. Als alternatief zijn de gegevens uit de risicokaart [2] geëxporteerd. De export van de risicokaart is toegevoegd als bijlage aan dit rapport.

Bron	notatie	parameter	waarde
aanname	E	Elasticiteit [GPa]	210
risicokaart	t	wanddikte [mm]	15
risicokaart	SMYS	SMYS [Pa]	414* 10 <sup>6</sup> (X60 staal)
risicokaart	D	Diameter [mm]	1067
risicokaart	P	interne gasdruk [Mpa]	7.06
risicokaart	d	diepte van de leiding [m]	1.89

Tabel 2: Parameters gasleiding

De basisfaalfrequentie van de leiding is nog niet bekend. De relatieve toename van de faalfrequentie van de leiding kan daarom niet worden berekend. Dit rapport bevat daarom, per mogelijk locatie, alleen de absolute toename van de faalfrequentie als gevolg het plaatsen van een turbine met specificaties zoals gegeven in tabel 1.

### 3. Rekenmethodiek

#### **Maximale werpafstanden**

Voor de berekening van de maximale werpafstanden bij nominaal en overtoeren is uitgegaan van het kogelbaanmodel zonder luchtkrachten [1: bijlage C paragraaf 2.1]. Voor de berekening van de trefkansen van de leiding is de methodiek gebruikt die beschreven is in [1: paragraaf 8.1 *Ondergrondse buisleidingen* van bijlage C].

#### **Breedte van de kritische strook van de leiding**

De kritische afstand is berekend met de vergelijking van paragraaf 8.1.1 (pagina Bijlage C-50). De kritische strook op maaiveldniveau is berekend zoals beschreven op pagina C-53. De berekening van de kritische afstand van de mast in het scenario mastbreuk is afhankelijk van de afstand van turbine tot het beschouwde leidingpunt. Voor berekening van de (potentiele) energie van de mast bij mastbreuk wordt aangenomen dat de massa van de mast uniform verdeeld is over de hoogte.

#### **Totale trefkansberekening**

Gegeven de locatie van de turbine is per scenario (blad nominaal, blad overtoeren, rotorafwerp en mastbreuk) een trefkans bepaald (zie volgend punt) die daarna vermenigvuldigd is met de corresponderende faalfrequentie van het scenario ([1]: paragraaf 3.1 tabel 1). De totale trefkans is de sommatie van deze vier waarden.

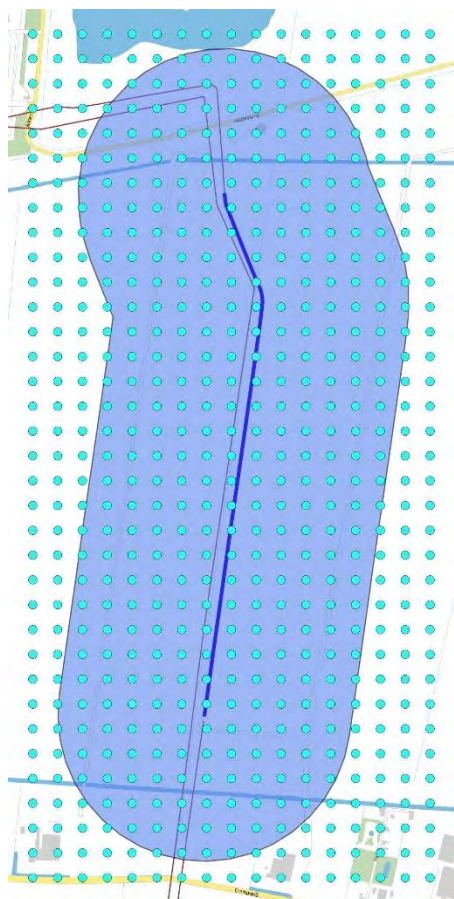
#### **Trefkans per scenario**

Per scenario is eerder de breedte van de kritische strook op maaiveldniveau bepaald. De trefkans (per scenario) van de gehele leiding is nu benaderd door de leiding op te knippen in leidingdelen met een lengte van 5 meter. Per leidingdeel is de trefkans per m<sup>2</sup> berekend. Deze is vermenigvuldigd met de benadering van de oppervlakte van het leidingdeel (5 meter x breedte van de kritische strook). De totale trefkans van het scenario is de sommatie van deze waarden.

#### **Trefkans per turbinelocatie**

Er is een grid vastgesteld met mogelijke locaties voor de toekomstige turbine. De afstand tussen de gridpunten is 50 meter (zowel in x- als y-richting). Bovenstaande berekening is uitgevoerd voor elk gridpunt (mogelijke locatie van de turbine).

In onderstaande figuur zijn de turbinelocaties waarvoor de berekeningen zijn uitgevoerd als punten weergegeven. De leiding is gegeven in blauw. Het paarse polygoon is geplaatst op 295 meter van de leiding (ashoogte + ½ rotordiameter).



Figuur 3: mogelijke turbinelocaties rond de leiding.

## 4. Resultaten

### 4.1 Maximale werpafstanden

De maximale werpafstanden zijn als volgt:

Omschrijving	afstand
<b>Maximale werpafstand nominaal</b>	228.5 meter
<b>maximale werpafstand overtoeren</b>	585.5 meter

Tabel 3: Maximale werpafstanden

### 4.2 Breedte kritische strook

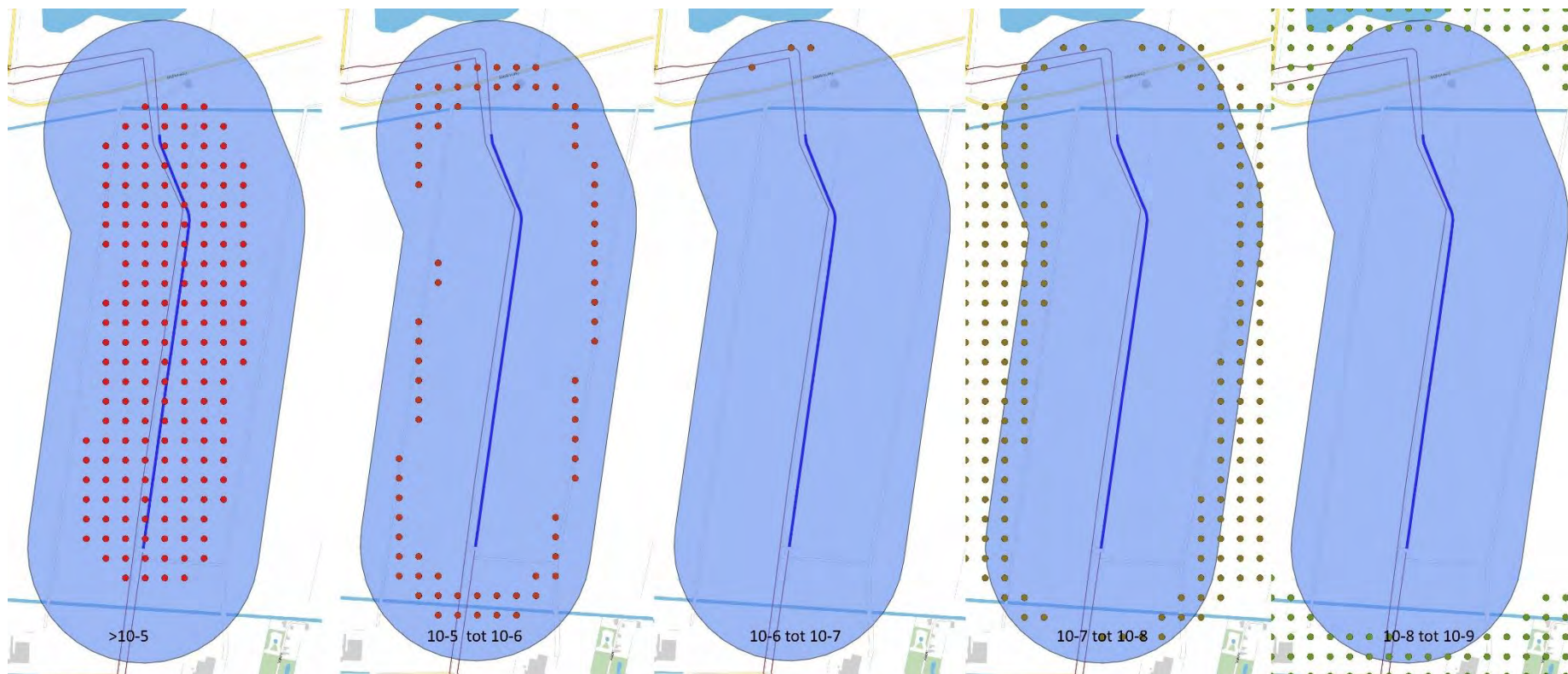
De breedte van de kritische stroken is afhankelijk van hoeveelheid potentiële en kinetische energie van de bron (mast, gondel of blad) en zijn als volgt:

	kritische afstand [m]	breedte kritische strook op maaiveldniveau
<b>bladbreuk nominaal</b>	4.67 m	8.54 m
<b>bladbreuk overtoeren</b>	5.22 m	9.75 m
<b>Gondel bij gondelafwerp</b>	9.98 m	19.59 m
<b>Gondel bij mastbreuk</b>	9.98 m	19.59 m
<b>mast bij mastbreuk</b>	<i>afhankelijk van afstand turbine tot leiding</i>	<i>afhankelijk van afstand turbine tot leiding</i>

Tabel 4: Breedte van kritische stroken op maaiveldniveau

### 4.3 Trefkans per turbinelocatie

In de onderstaande figuur zijn de resultaten per turbinelocatie geven. Elk coördinaatpunt is een mogelijke locatie van de turbine. Blauw is de leiding met lengte van 1070 meter. De paarse buffer is 295 meter van de leiding (ashoogte + ½ rotordiameter). In de meest linker figuur zijn de turbinelocaties gegeven waarbij de trefkans (berekend over de gehele leidinglengte van 1070 meter) groter is dan  $1 \times 10^{-5}$  per jaar. De figuur ernaast zijn alle mogelijk locaties van de turbine waarbij trefkans tussen  $10^{-5}$  en  $10^{-6}$  per jaar is, etc.



## 5. Referenties

1. DNV GL, i.o.v. Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (2014). *Handboek Risicozonering Windturbines*, 3e geactualiseerde versie mei 2013 en herziene versie 3.1 september 2014.
2. Risicokaart: website: <http://www.risicokaart.nl/>







# Milieueffectenstudie (MES) windpark Eemshaven-West

Deelrapport slagschaduw

Gemeente Eemshaven, Provincie Groningen, Ministerie van Economische  
Zaken en het Ministerie van Infrastructuur & Milieu

19 december 2016

Project Milieueffectenstudie (MES) windpark Eemshaven-West  
Document Deelrapport slagschaduw  
Status Definitief  
Datum 19 december 2016  
Referentie GV1101-5/16-021.094

Opdrachtgever Gemeente Eemshaven, Provincie Groningen, Ministerie van Economische Zaken en het  
Ministerie van Infrastructuur & Milieu  
Projectcode GV1101-5  
Projectleider drs. D.J.F. Bel  
Projectdirecteur ing. A.J.P. Helder

Auteur(s) J.F. van Haaren MSc  
Gecontroleerd door J. de Boer, ing. M. Andel  
Goedgekeurd door drs. D.J.F. Bel

Paraaf



Adres Witteveen+Bos Raadgevende ingenieurs B.V.  
Van Twickelostraat 2  
Postbus 233  
7400 AE Deventer  
+31 (0)570 69 79 11  
www.witteveenbos.com  
KvK 38020751

Het kwaliteitsmanagementsysteem van Witteveen+Bos is gecertificeerd op basis van ISO 9001.

© Witteveen+Bos

Niets uit dit document mag worden veeelvoudigd en/of openbaar gemaakt in enige vorm zonder voorafgaande schriftelijke toestemming van Witteveen+Bos Raadgevende ingenieurs B.V. noch mag het zonder dergelijke toestemming worden gebruikt voor enig ander werk dan waarvoor het is vervaardigd, behoudens schriftelijk anders overeengekomen. Witteveen+Bos aanvaardt geen aansprakelijkheid voor enigerlei schade die voortvloeit uit of verband houdt met het wijzigen van de inhoud van het door Witteveen+Bos geleverde document.

## INHOUDSOPGAVE

<b>1</b>	<b>INLEIDING</b>	<b>1</b>
1.1	Leeswijzer	1
1.2	De aanleiding voor windenergie in Eemshaven-West	1
1.3	Aanleiding en doelstelling milieueffectenstudie (MES)	1
1.4	Zoekgebied Eemshaven-West	2
<b>2</b>	<b>ALTERNATIEVEN EN VARIANTEN</b>	<b>4</b>
2.1	Inleiding	4
2.2	Overzicht alternatieven en varianten	4
2.3	Alternatief 1: alternatief RWE+	6
2.4	Alternatief 2: alternatief Nuon	6
2.5	Alternatief 3: integraal alternatief	8
	2.5.1 Variant a: laag, compact	8
	2.5.2 Variant b: hoog, verspreid	9
<b>3</b>	<b>WETTELIJK KADER EN BELEID</b>	<b>10</b>
3.1	Inleiding	10
3.2	Activiteitenbesluit	10
<b>4</b>	<b>BEOORDELINGSKADER EN AANPAK</b>	<b>11</b>
4.1	Toetsen slagschaduw	11
4.2	Rekenmethode	11
	4.2.2 Potentiële hinderduur	11
	4.2.3 Verwachte hinderduur	12
	4.2.4 Energieopbrengstverlies door stilstand	12
	4.2.5 Weersgegevens	12
	4.2.6 Gevoelige objecten	12
	4.2.7 Turbinegegevens	13
4.3	Beoordelingsmethode	13
<b>5</b>	<b>ONDERZOEKSRESULTATEN</b>	<b>15</b>

5.1	Referentiesituatie	15
5.2	Alternatief 1 RWE+	16
5.2.1	Slagschaduw	16
5.2.2	Energieopbrengst verlies door stilstand	17
5.3	Alternatief 2a Nuon 3,5 MW	17
5.3.1	Slagschaduw	17
5.3.2	Energieopbrengst verlies door stilstand	18
5.4	Alternatief 2b Nuon 5,0 MW	18
5.4.1	Slagschaduw	18
5.4.2	Energieopbrengst verlies door stilstand	19
5.5	Alternatief 2c Nuon	20
5.5.1	Slagschaduw	20
5.5.2	Energieopbrengst verlies door stilstand	20
5.6	Alternatief 3a laag en compact	21
5.6.1	Slagschaduw	21
5.7	Alternatief 3b hoog en verspreid	22
5.7.1	Slagschaduw	22
5.7.2	Energieopbrengst verlies door stilstand	23
<b>6</b>	<b>CONCLUSIES</b>	<b>24</b>
6.1	Slagschaduw	24
6.2	Verlies energieopbrengst	24
6.3	Effectbeoordeling	25
	<a href="#">Laatste pagina</a>	25
	<b>Bijlage(n)</b>	<b>Aantal pagina's</b>
I	Windpro Resultaten	33

# 1

## INLEIDING

### 1.1 Leeswijzer

Voorliggend deelrapport beschrijft het onderzoek inzake slagschaduw. Ten behoeve van de zelfstandige leesbaarheid van het deelrapport zijn de algemene hoofdstukken in de MES op hoofdlijnen beschreven in hoofdstuk 1 en 2 van dit deelrapport. De lezer kan deze hoofdstukken desgewenst overslaan.

Het deelrapport slagschaduw bestaat uit:

- een inleiding op de Milieueffectstudie (MES), waarvan slagschaduw een onderdeel is, in hoofdstuk 1;
- de alternatieven en varianten die zijn onderzocht in hoofdstuk 2;
- het wettelijke kader en beleidskader voor slagschaduw in hoofdstuk 3;
- het beoordelingskader en de onderzoeksaanpak in hoofdstuk 4;
- de onderzoeksresultaten in hoofdstuk 5;
- de conclusies in hoofdstuk 6.

### 1.2 De aanleiding voor windenergie in Eemshaven-West

Nederland werkt aan een CO<sub>2</sub>-arme energievoorziening die veilig, betrouwbaar en betaalbaar is. Hierover zijn in het Energieakkoord tussen Rijk en provincies afspraken gemaakt over windmolens op land. Duurzame energie zorgt ervoor dat Nederland minder fossiele brandstoffen nodig heeft. In 2020 moet 14 % van de energie in Nederland afkomstig zijn van duurzame energiebronnen. Windenergie speelt een belangrijke rol in de overgang naar duurzame energie, naast zonne-energie, biomassa en aardwarmte. Rijk en provincies hebben voor windenergie een doelstelling van 6.000 MegaWatt (MW) in 2020 afgesproken. Dat levert elektriciteit voor vier miljoen huishoudens. Groningen heeft de taakstelling om in de provincie een opgesteld vermogen van 855,5 MW mogelijk te maken en heeft gekozen voor ontwikkeling van windparken binnen drie concentratiegebieden, zijnde Eemshaven, Delfzijl en de N33. Het gebied Eemshaven-West maakt deel uit van de drie concentratiegebieden.

Provinciale Staten van Groningen hebben op 29 januari 2014 Eemshaven-West als zoekgebied vastgesteld voor de realisatie van windenergie. In de Omgevingsvisie en Omgevingsverordening van de provincie Groningen en de Structuurvisie Eemsmond-Delfzijl van de provincie Groningen is het zoekgebied opgenomen. In Eemshaven-West moet een deel van de taakstelling worden gerealiseerd.

### 1.3 Aanleiding en doelstelling milieueffectenstudie (MES)

#### Aanleiding milieueffectenstudie

Voor de invulling van het windpark Eemshaven-West zijn meerdere plannen van initiatiefnemers, waaronder Nuon en RWE. Het plan van Nuon, in samenwerking met ECN en grondeigenaren verenigd in de Stichting Eemswind, betreft de realisatie van een binnendijks windpark met een opgesteld vermogen van in totaal circa 130 MW. Het plan van RWE betreft de realisatie van een windpark in het profiel van de Emmapolderdijk, met een opgesteld vermogen van in totaal circa 36 MW. Beide plannen vertonen een

zekere mate van overlap en zijn daarom niet tegelijk realiseerbaar. De plannen van RWE en Nuon zijn nog indicatief.

De strijdigheid tussen de plannen bestaat uit het feit dat:

- er staan turbines in het profiel van de Waddenzeedijk (Emmapolderdijk) in het plan van RWE en er staan turbines vlak naast de Waddenzeedijk in het plan van Nuon;
- samen beschouwd, en met de turbinespecificaties die zijn aangeleverd door RWE en Nuon, staan de turbines van RWE en Nuon te dicht op elkaar. Te dicht betekent dat de rijen turbines zodanig dicht op elkaar staan dat ze elkaar veel wind afvangen, turbulentie veroorzaken of zelfs fysiek in de weg zitten;
- en er kan, uitgaande van de turbinespecificaties van Nuon, geen rij turbines worden gerealiseerd tussen de bestaande rijen turbines in de Emmapolder en een rij turbines in het profiel van de Waddenzeedijk.

Om bovenstaande redenen kunnen beide plannen, in hun huidige vorm, niet tegelijk worden gerealiseerd.

### Doelstelling milieueffectenstudie

Om de planvorming voor het windpark in Eemshaven-West een stap verder te brengen, willen het Rijk, de provincie Groningen en de gemeente Eemshaven gezamenlijk de mogelijkheden voor windenergie in Eemshaven-West onderzoeken. Daarom wordt een milieueffectstudie (MES) uitgevoerd. Het doel van de milieueffectstudie is het verschaffen van inzicht in de mogelijke effecten op het milieu en de omgeving van de initiatieven van Nuon, RWE en een mogelijk derde initiatief voor de vervanging van drie bestaande turbines, voor windenergie binnen het gebied Eemshaven-West. Daarnaast gaat de MES in op de technische en economische haalbaarheid.

De milieueffectstudie moet er voor zorgen dat gemeente, provincie en Rijk een weloverwogen besluit kunnen nemen over de invulling van het windpark Eemshaven-West en de initiatieven van onder meer Nuon en RWE. De overheden willen begin 2017 dit besluit nemen, mede op grond van de MES, eventuele reacties op de MES en een advies over de MES van de Commissie voor de milieueffectrapportage (Cmer). De MES vormt later de basis voor het MER en inpassingplan voor windenergie in Eemshaven-West.

## 1.4 Zoekgebied Eemshaven-West

Het zoekgebied Eemshaven-West bestaat uit een testveld voor prototype offshore testturbines, een gebied voor onderzoeksturbines en een gebied voor reguliere productie windturbines<sup>1</sup>. Het op te stellen vermogen is in totaal circa 100 MW - 130 MW. De prototypes en gecertificeerde onderzoeksturbines tellen mee in het opgestelde vermogen. Het zoekgebied Eemshaven-West omsluit en grenst aan het bestaande windpark Eemswind met een opgesteld vermogen van in totaal circa 60 MW. Hieronder is nader ingegaan op de kenmerken van de testvelden voor de prototype turbines en onderzoeksturbines, zoals die zijn opgenomen in de Omgevingsverordening van de provincie Groningen.

Voor het realiseren van de taakstelling van 855,5 MW in 2020 heeft de provincie Groningen drie concentratiegebieden aangewezen (N33, Delfzijl en Eemshaven). Om de taakstelling te halen gaat de provincie uit van de realisatie van minimaal 100 MW in Eemshaven West.

Het (zuidelijke) testveld voor prototype offshore testturbines kan voorzien in de oprichting van maximaal vier prototype offshore testturbines of maximaal drie prototype offshore testturbines en één prototype onshore testturbine, met als doel certificering van offshore en onshore windturbines en wetenschappelijk onderzoek.

---

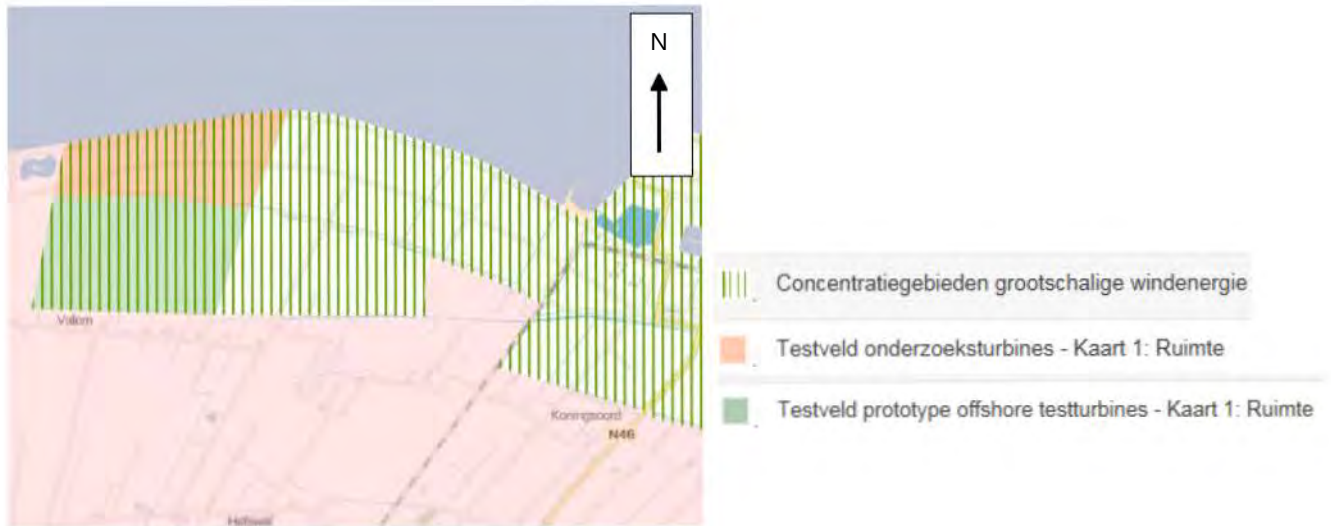
<sup>1</sup> In de structuurvisie Eemshaven-West (zie hoofdstuk 2.11) wordt ook gesproken over een windpark Eemshaven-West (ontwikkeling 11a) naast een testpark windenergie Eemshaven-West (11b). Het windpark Eemshaven-West in dit MES omvat beide ontwikkelingen en beschouwd deze in gezamenlijkheid.



Het (noordelijke) testveld onderzoeksturbines kan voorzien in de oprichting van maximaal vijf reeds gecertificeerde onderzoeksturbines met als doel wetenschappelijk onderzoek ten behoeve van offshore windenergie op voorwaarde dat:

- 1 de turbines deel gaan uitmaken van een park- of lijnopstelling;
- 2 en geen grotere wielkengte hebben dan tweederde van de ashoogte.

Afbeelding 1.1 Zoekgebied Eemshaven-West in Omgevingsvisie en Omgevingsverordening Groningen



# 2

## ALTERNATIEVEN EN VARIANTEN

### 2.1 Inleiding

In het hoofdrapport MES zijn de ontwerpaanpak en het proces van het ontwerp van de alternatieven beschreven. In voorliggend hoofdstuk zijn de belangrijkste kenmerken van de alternatieven en varianten op een rij gezet en zijn de alternatieven en varianten kort beschreven.

### 2.2 Overzicht alternatieven en varianten

Tabel 2.1 bevat een overzicht van de kenmerken van de alternatieven en varianten.

Tabel 2.1 Overzicht alternatieven en varianten

		1 Alternatief RWE+	2a Variant Nuon 3,5 MW	2b Variant Nuon 5,0 MW	2c Variant Nuon 5,0 MW	3a Integrale variant compact en laag	3b Integrale variant verspreid en hoog
BESTAANDE TURBINES	<i>aantal</i>	20	20	20	20	vervangen	vervangen
	<i>vermogen [MW]</i>	3	3	3	3	vervangen	vervangen
	<i>subtotaal [MW]</i>	60	60	60	60	vervangen	vervangen
PRODUCTIETURBINES	<i>type</i>	Enercon E-82 en Enercon E101	Enercon E-101	Gamesa G132	Gamesa G132	Enercon E-82	Gamesa G128
	<i>aantal</i>	12 resp. 11	21	13	13	45	20
	<i>vermogen per turbine [MW]</i>	3 resp. 3,5	3,5	5	5	3	5
	<i>subtotaal [MW]</i>	74,5	73,5	65	65	135	100
	<i>rotor diameter [m]</i>	82 resp. 101	101	132	132	82	128

		1 Alternatief RWE+	2a Variant Nuon 3,5 MW	2b Variant Nuon 5,0 MW	2c Variant Nuon 5,0 MW	3a Integrale variant compact en laag	3b Integrale variant verspreid en hoog
	<i>ashoogte [m]</i>	87 resp. 124,5	124,5	120	120	87	130
	<i>tiphoogte [m]</i>	128 resp. 175	175	186	186	128	194
<b>TURBINES IN TESTVELD NOORD</b>	<i>aantal</i>	5	5	5	8 (waarvan 4 productie- turbines)	5	5
	<i>vermogen per turbine [MW]</i>	5	5	7,5	5	5	7,5
	<i>subtotaal [MW]</i>	25	25	37,5	40	25	37,5
	<i>rotor diameter [m]</i>	128	128	150	132	128	150
	<i>ashoogte [m]</i>	120	120	120	120	120	120
	<i>tiphoogte [m]</i>	184	184	195	186	184	195
<b>TURBINES IN TESTVELD ZUID</b>	<i>aantal</i>	3	3	3	3	4	3
	<i>vermogen per turbine [MW]</i>	10	10	10	10	7,5	10
	<i>subtotaal [MW]</i>	30	30	30	30	30	30
	<i>rotor diameter [m]</i>	230	230	230	230	150	230
	<i>ashoogte [m]</i>	180	180	180	180	120	180
	<i>tiphoogte [m]</i>	295	295	295	295	195	295
<b>TOTAAL VERMOGEN [MW]</b>		189,5	188,5	192,5	195	190	167,5
<b>TOEGEVOEGD VERMOGEN [MW]</b>		129,5	128,5	132,5	135	130	107,5

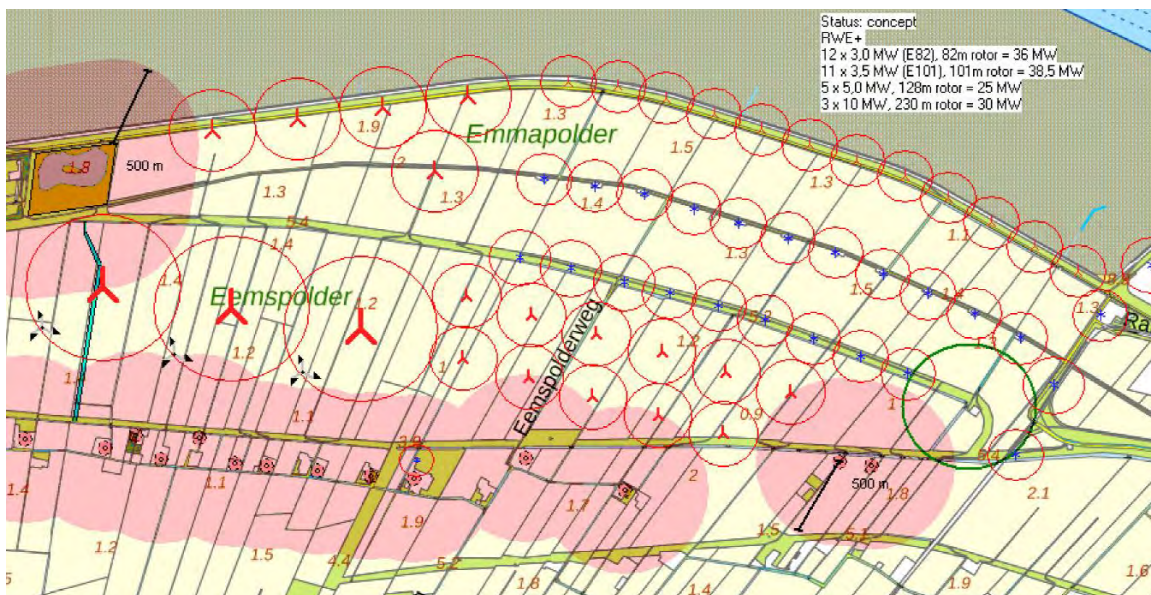
Voor de MES wordt uitgegaan van de volgende (fictieve) prototype testturbines:

- prototype testturbine van 10 MW met een rotordiameter van 230 meter, een ashoogte van 180 meter en een prototype testturbine van 7,5 MW met als uitgangspunt een rotordiameter van 150 meter en een ashoogte van 120 meter;
- gecertificeerde onderzoeksturbines van 5,0 MW met een rotordiameter en ashoogte van 128 meter en 120 meter en gecertificeerde onderzoeksturbines van 7,5 MW met als uitgangspunt een rotordiameter van 150 meter en een ashoogte van 120 meter.

## 2.3 Alternatief 1: alternatief RWE+

Het plan van RWE omvat het plaatsen van 12 windturbines (3,0 MW) in het profiel van de Emmapolderdijk. De nieuwe turbines volgen het ritme van de bestaande opstelling. Voor een eerlijke vergelijking van de alternatieven en varianten en om aan de doelstelling van circa 100 MW - 130 MW opgesteld vermogen te voldoen, is het plan van RWE aangevuld met turbines in de overige delen van het plangebied Eemshaven-West. Als uitgangspunt hiervoor is variant 2a gehanteerd.

Afbeelding 2.1 Alternatief 1: alternatief RWE+

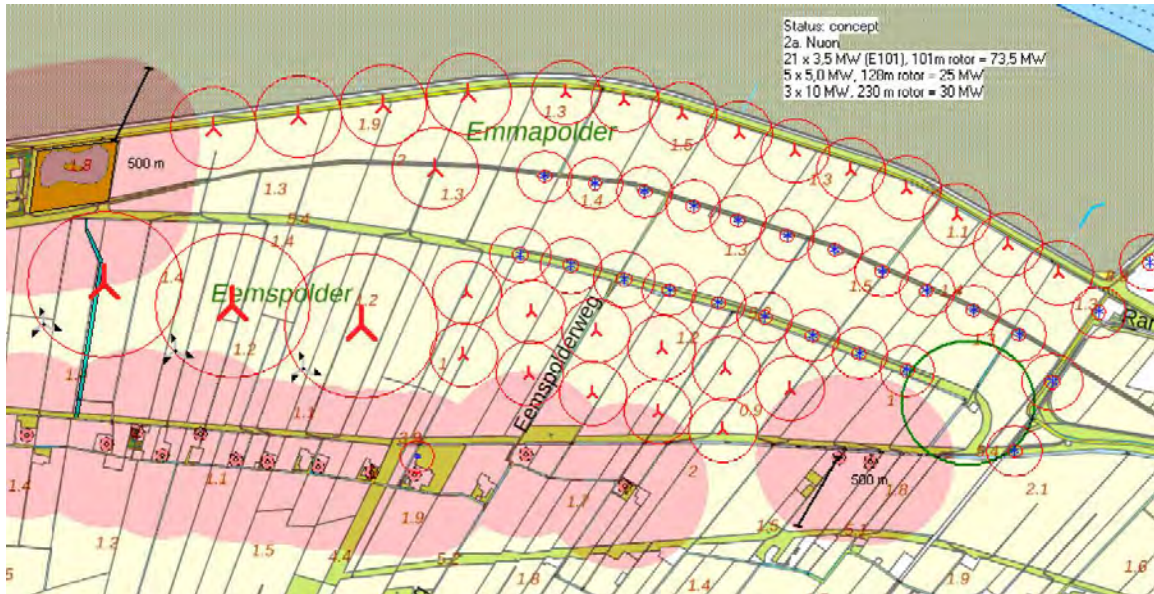


## 2.4 Alternatief 2: alternatief Nuon

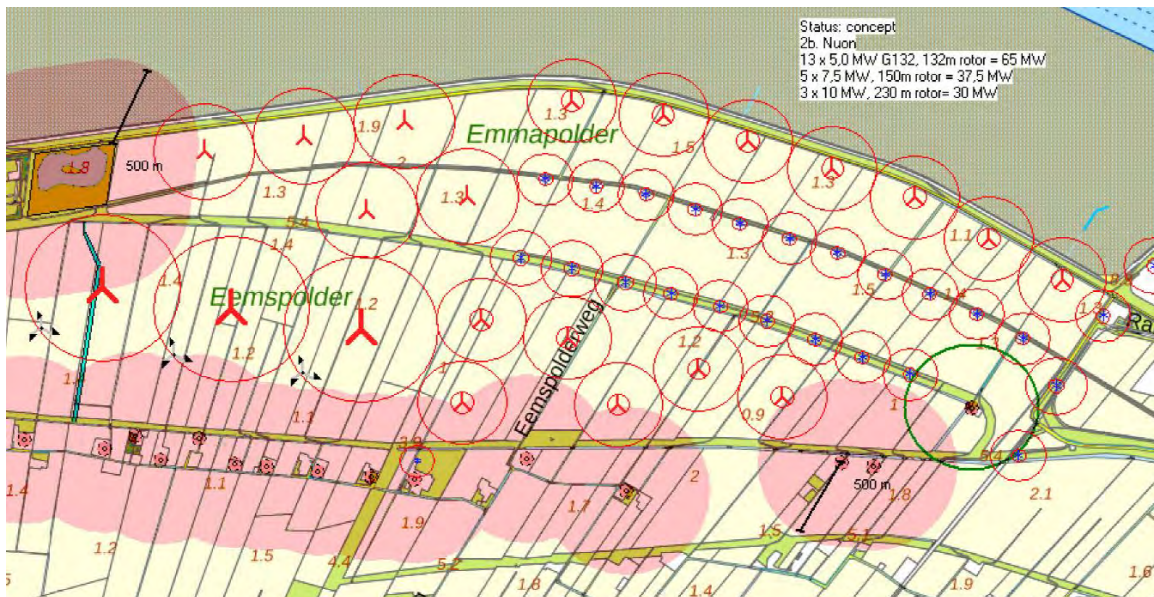
Nuon heeft voor het gezamenlijke initiatief van Nuon, ECN en Stichting Eemswind bandbreedtes aangeleverd, waarbinnen zij een plan willen ontwikkelen. Voor de MES is de bandbreedte door de onderzoekers vertaald naar twee varianten: variant 2a en variant 2b. Variant 2a vertegenwoordigt de onderkant van de bandbreedte en variant 2b vertegenwoordigt de bovenkant van de bandbreedte. Nuon heeft daarnaast een indicatief palenplan opgesteld. Dit indicatieve plan is variant 2c. In variant 2c staat er een rij productieturbines in de gebieden die volgens de Omgevingsverordening van de provincie Groningen zijn bedoeld voor testturbines. Variant 2c wijkt daarmee af van de grenzen van de test- en productiegebieden in Eemshaven-West, zoals opgenomen in de Omgevingsverordening. Varianten 2a en 2b zijn ook gebaseerd op het indicatieve palenplan van Nuon, maar het indicatieve palenplan is door de onderzoekers zodanig gewijzigd, dat het aan de grenzen van de test- en productiegebieden in de Omgevingsverordening voldoet. Dit betekent dat er in varianten 2a en 2b geen productieturbines in de testvelden staan. Variant 2c is in de MES opgenomen om te onderzoeken of, door de grenzen in de Omgevingsverordening los te laten, het windpark beter kan worden ingevuld.



Afbeelding 2.2 Alternatief Nuon: Variant 2a

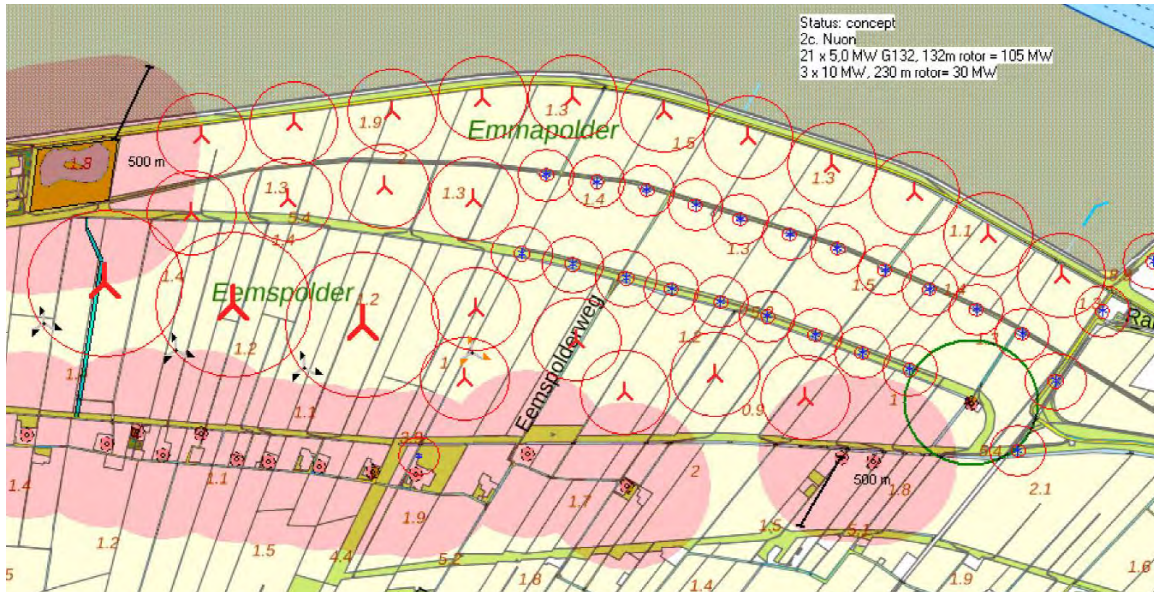


Afbeelding 2.3 Alternatief Nuon: Variant 2b





Afbeelding 2.4 Alternatief Nuon: Variant 2c

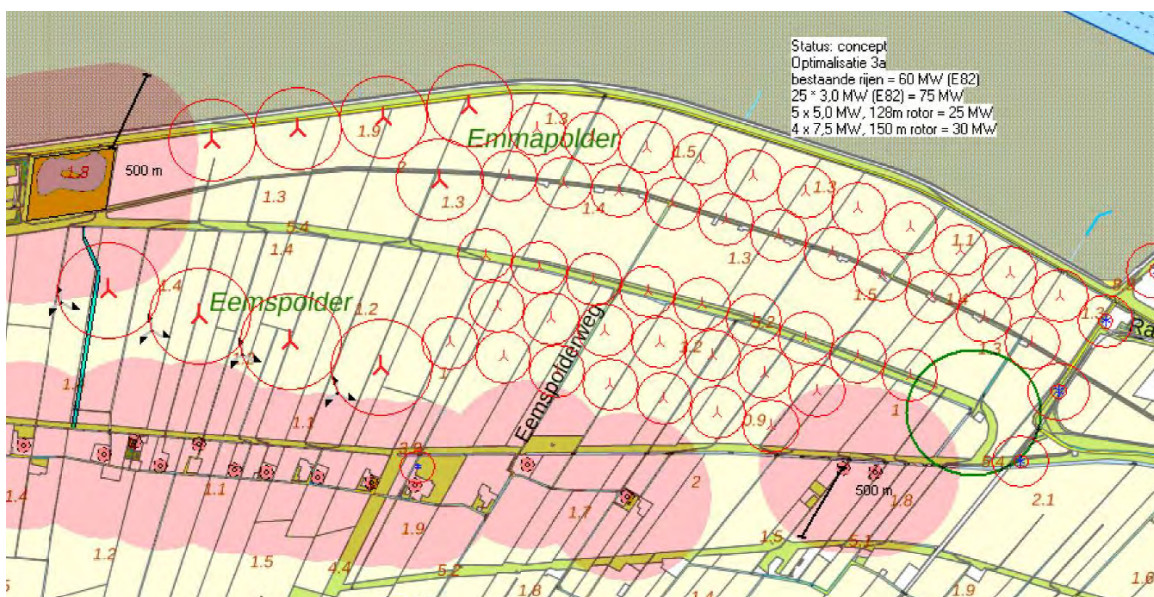


## 2.5 Alternatief 3: integraal alternatief

### 2.5.1 Variant a: laag, compact

De integrale variant 3a is de meest compacte en lage integrale variant. De variant omvat de plaatsing van 3,0 MW productieturbines, ofwel de kleinste productieturbines in de MES, op zo groot mogelijke afstand tot het Natura 2000-gebied en Unesco werelderfgoed de Waddenzee ten noorden van het plangebied en op zo groot mogelijke afstand tot de woningen ten zuiden van het plangebied. Het motief hierbij is om effecten op natuur en omgevingshinder te minimaliseren.

Afbeelding 2.5 Integraal alternatief: Variant 3a

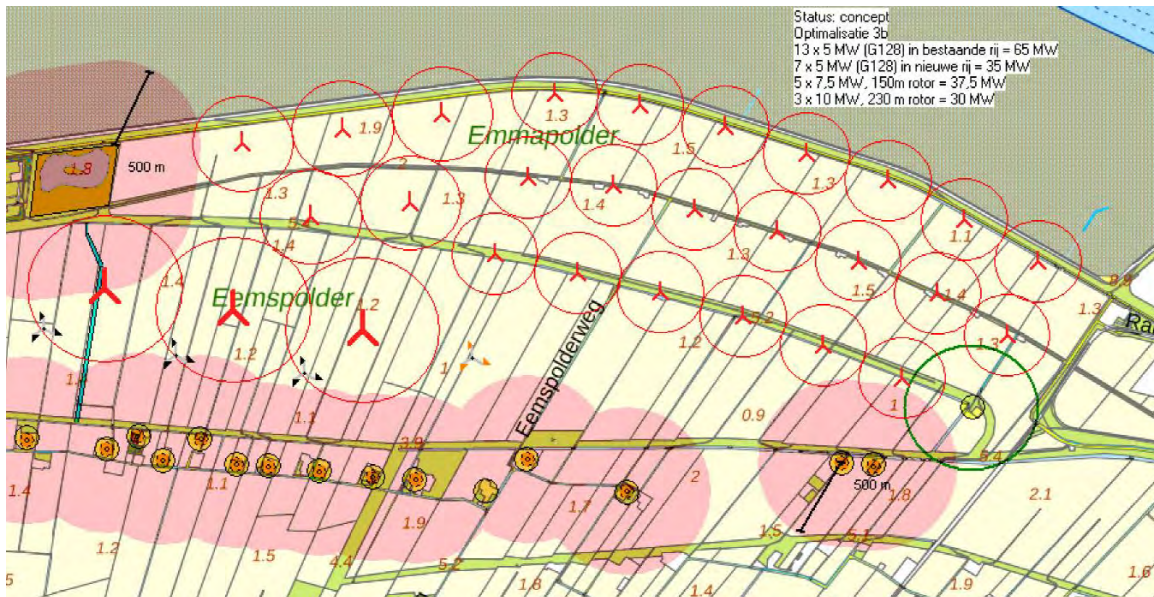




## 2.5.2 Variant b: hoog, verspreid

De integrale variant 3b is de integrale variant met de grootste productieturbines in de MES, in dit geval 5,0 MW turbines, en de meest verspreide opstelling van de productieturbines. In deze variant worden de bestaande turbines in het plangebied vervangen door 5,0 MW turbines. Het centrale motief bij deze variant is maximalisatie van de energieopbrengst. In variant 3b is geen sprake van een vierde en vijfde rij, hiermee wordt de omgevingshinder geminimaliseerd. Alternatieven 1 en 2 bevatten wel een vierde en vijfde rij, door middel van variant 3b worden zo de hoeken van dit speelveld afgedekt.

Afbeelding 2.6 Integraal alternatief: Variant 3b



# 3

## WETTELIJK KADER EN BELEID

### 3.1 Inleiding

Wanneer de zon schijnt, veroorzaken draaiende rotorbladen een zogeheten slagschaduw. Deze slagschaduw kan ver reiken als de zon laag staat. De bewegende schaduw kan dan bijvoorbeeld door een raam een woonkamer binnen vallen. Hoewel dit effect niet direct tot gezondheidsklachten leidt, wordt dit wel als hinderlijk beschouwd voor omwonenden. Om omwonenden hiertegen te beschermen is een norm vastgesteld voor slagschaduw.

### 3.2 Activiteitenbesluit

#### Norm

In het Activiteitenbesluit staat het volgende: *'Ten behoeve van het voorkomen of beperken van slagschaduw en lichtschittering is de windturbine voorzien van een automatische stilstandvoorziening die de windturbine afschakelt indien slagschaduw optreedt ter plaatse van gevoelige objecten voor zover de afstand tussen de windturbine en de gevoelige objecten minder dan 12 maal de rotordiameter bedraagt en gemiddeld meer dan 17 dagen per jaar gedurende meer dan 20 minuten per dag slagschaduw kan optreden en voor zover zich in de door de slagschaduw getroffen uitwendige scheidingsconstructie van gevoelige gebouwen of woonwagens ramen bevinden. De afstand geldt van een punt op ashoogte van de windturbine tot de gevel van het gevoelige object.'* Activiteitenregeling milieubeheer, 2016, § 3.2.3, artikel 3.12.

#### Stilstandvoorziening

Wanneer de gemiddelde duur van slagschaduw meer is dan 20 minuten per dag gedurende 17 dagen in het jaar, dan moet de windturbine voorzien zijn van een stilstandvoorziening. Met deze voorziening wordt de turbine automatisch tot stilstand gebracht wanneer slagschaduw wordt veroorzaakt. Dit betreft alleen slagschaduw bij gevoelige objecten die zich bevinden binnen een radius van twaalfmaal de rotordiameter. Onder gevoelige objecten wordt verstaan: gevoelige gebouwen en gevoelige terreinen (Activiteitenbesluit milieubeheer, 2016, § 1.1.1, artikel 1.1). Hieronder vallen ook woningen.

# 4

## BEOORDELINGSKADER EN AANPAK

### 4.1 Toetsen slagschaduw

Om aan de norm te toetsen is slagschaduw vertaald in de verwachte hinderduur. Dit is het aantal uren in een jaar dat slagschaduw wordt veroorzaakt. Aangezien het een gemiddelde betreft, wordt uitgegaan van het gemiddeld aantal zonuren als opgegeven door het KNMI. Omdat niet te bepalen is hoeveel minuten slagschaduw per keer plaatsvindt<sup>1</sup>, wordt getoetst aan een verwachte slagschaduwduur van  $17 * 20 = 340$  minuten, oftewel 5 uur en 40 minuten. Deze toetsing is strenger dan de wettelijke eis, aangezien in deze berekening alle slagschaduwminuten zijn meegenomen, dus ook de dagen dat het minder dan 20 minuten optreedt.

Voor deze berekening moeten een aantal parameters bekend zijn:

- het schaduwgebied;
- de potentiële schaduw;
- het percentage zonschijn;
- de distributie van de windrichting;
- de bedrijfstijd van windturbine.

Slagschaduw wordt pas relevant vanaf een stand van 5 graden boven de horizon. Dit omdat bij zonsopkomst en zonsondergang het licht en daarmee de schaduwen diffuus zijn. Bij lagere hoeken wordt derhalve geen slagschaduw berekend.

### 4.2 Rekenmethode

#### 4.2.2 Potentiële hinderduur

Middels berekeningen is vast te stellen op welke dagen en op welk moment van de dag slagschaduw op kan treden. Slagschaduwhinder treedt op die momenten alleen op wanneer:

- het onbewolkt is;
- de wind voldoende hard waait om de rotor te laten draaien;
- de windrichting min of meer in lijn met de zon staat, zodat de rotorbladen haaks op de lijn tussen de zon en de woning zijn gesitueerd.

Naast de bovenstaande realistische benadering van de potentiële slagschaduw berekent WindPro ook een worst case scenario. In het worst case scenario is er nooit sprake van bewolking en staat de turbine altijd haaks op de zonrichting. De worst case gegevens zijn terug te vinden in de bijlage van dit rapport.

---

<sup>1</sup> Dit wordt niet ondersteund door het programma WindPro versie 3.0.639.

### 4.2.3 Verwachte hinderduur

Op basis van meteorologische statistieken van het KNMI wordt het gemiddelde bepaald en getoetst aan de eis uit de ministeriële regeling dat maximaal 17 dagen per jaar, ten hoogste 20 minuten per dag slagschaduwhinder op mag treden. Het model kan alleen de totale verwachte slagschaduwhinder berekenen. Als conservatieve benadering wordt ervan uitgegaan dat de eis overschreden wordt wanneer meer dan  $17 * 20 = 340$  minuten (5 uur en 40 minuten) slagschaduwhinder optreedt bij een gevoelig object. De windturbine wordt bij mogelijke overschrijding uitgerust met een stilstandvoorziening, die geïmplementeerd is in de besturingssoftware. Hiermee schakelt de turbine uit als slagschaduw daadwerkelijk optreedt. Wanneer er per jaar minder dan 5 uur en 40 minuten slagschaduw kan optreden, wordt de stilstandvoorziening niet geïmplementeerd.

### 4.2.4 Energieopbrengstverlies door stilstand

Op basis van de verwachte slagschaduw, die veroorzaakt wordt per turbine, is bepaald hoe lang elke turbine jaarlijks uitgeschakeld moet worden om deze slagschaduw te voorkomen. Deze waarden zijn binnen WindPro berekend en zijn terug te vinden in de bijlagen.

De stilstand veroorzaakt een reductie in energieopbrengst. Deze reductie is berekend door het aantal uur stilstand per turbine te vermenigvuldigen met het nominale vermogen van de turbine. Vervolgens is dit getal gecorrigeerd met de capacity factor<sup>1</sup> van het betreffende alternatief om een zo realistisch mogelijk beeld te krijgen. De optelsom van deze verliezen per turbine geven inzicht in het energieopbrengst verlies van het alternatief.

### 4.2.5 Weersgegevens

De zon gegevens voor de berekening zijn gebaseerd op langjarige meteorologische data vanuit Eelde (dichtstbijzijnde weerstation). Voor het windaanbod is gebruik gemaakt van de Mesoscale dataset van EMDConWx. De dataset beslaat gebieden met een resolutie van ongeveer 3 x 3 kilometer en uurlijkse waarden (richting en snelheid) voor heel Europa. Deze dataset is tevens gebruikt voor de energieopbrengst berekeningen.

### 4.2.6 Gevoelige objecten

Het windpark is gesitueerd ten noorden van een rij (bedrijfs)woningen. De meeste woningen liggen aan de Dwarsweg en aan de Emmaweg. Ook zijn er meerdere woningen gesitueerd aan de Heuvelderij. Op basis van de Basisregistraties Adressen en Gebouwen (BAG) zijn alle woningen binnen een afstand van 12 maal de rotordiameter opgenomen in het studiegebied. Daarbij is geen onderscheid gemaakt tussen bedrijfswoningen en burgerwoningen. Alle 37 woningen<sup>2</sup> binnen het studiegebied zijn aangemerkt als schaduwontvanger. De meeste van deze woningen betreffen bedrijfswoningen van agrarische bedrijven.

---

<sup>1</sup> Capacity factor: Is gemiddeld vermogen gedeeld door nominaal vermogen. Identiek aan vollasturen gedeeld door 8760 uur. (Zie deelrapport Techniek en economie).

<sup>2</sup> Dit is inclusief de molen de Goliath en bijbehorende bebouwing aan het Goliathspad 3 Eemshaven die, op basis van de Basisadministratie Adressen en Gebouwen (BAG), is aangemerkt als gevoelig object. Het bestemmingsplan sluit wonen echter specifiek uit voor deze locatie. Dit laatste betekent dat voor alle alternatieven en varianten, inclusief de referentiesituatie, het aantal gevoelige objecten dat wordt gehinderd door slagschaduw met één afneemt. Voor de effectbeoordeling heeft dit geen gevolgen.

Voor elke woning is uitgegaan dat deze in alle richtingen gevoelig is voor slagschaduw, in WindPro aangegeven als 'greenhouse'. Het raam is hiermee altijd op de turbine gericht. Er is in de berekening geen rekening gehouden met eventuele andere obstakels.

#### 4.2.7 Turbinegegevens

De referentie productieturbines in de alternatieven en varianten staan in tabel 2.1. De onderzoeksturbines en de prototypeturbines zijn gedefinieerd op hoogte en rotordiameter in tabel 2.1. De uiterlijke kenmerken zijn voor het slagschaduwonderzoek tevens relevant. Aangezien het gaat om nog onbekende typen turbines (onderzoeksturbines en de prototypeturbines) zijn uiterlijke kenmerken, zoals vastgelegd in de windturbine catalogus van WindPro, opgesteld. Daarvoor zijn de kenmerken van de Gamesa G128 gebruikt en opgeschaald voor de 7,5 MW en 10 MW onderzoek- en prototypeturbine (X7,5 en X10). Het gaat hierbij om de grote van de hub en de maatvoering van de bladen. Tabel 4.1 toont de eigenschappen van de turbines met in de laatste kolom de opschaal factor die gebruikt is om de turbines te definiëren. Tevens is de rotatiesnelheid van de bladen gedefinieerd om de mate van schaduw (flickering) grafisch weer te geven.

Tabel 4.1 Overzicht eigenschappen onderzoek- en prototypeturbines

Type	Rotordiameter [m]	Ashoogte [m]	Vermogen [MW]	Rotatiesnelheid turbine [RPM]	Opschaalfactor ten opzichte van G128
X10	230	180	10	7,5	1,79
X7,5	150	120	7,5	11,5	1,17

### 4.3 Beoordelingsmethode

Het beoordelingskader staat in tabel 4.2.

Tabel 4.2 Beoordelingskader slagschaduw

Aspect	Criterium	Methode
slagschaduw	aantal woningen binnen wettelijk toegestane slagschaduw	berekeningen van slagschaduwcontouren in Windpro
	verlies energieopbrengst door stilstand	berekeningen van capacity factor op basis van slagschaduwcontouren in Windpro

De effecten worden beoordeeld volgens de beoordelingsmethoden in tabel 4.3 en tabel 4.4.

Tabel 4.3 Maatlat slagschaduw

Score	Maatlat
0	0 woningen in het studiegebied waarbij jaarlijks meer dan 5 uur en 40 minuten slagschaduw kan optreden
-	0 - 5 woningen in het studiegebied waarbij jaarlijks meer dan 5 uur en 40 minuten slagschaduw kan optreden
--	5-20 woningen in het studiegebied waarbij jaarlijks meer dan 5 uur en 40 minuten slagschaduw kan optreden
---	> 20 woningen in het studiegebied waarbij jaarlijks meer dan 5 uur en 40 minuten slagschaduw kan optreden

Tabel 4.4 Maatlat verlies energieopbrengsten door automatische stilstandvoorziening

Score	Maatlat
0	Verlies energieopbrengsten < 0,01 % - 0,1 % van de totale energieopbrengst (MWh/jaar)
-	Verlies energieopbrengsten 0,1 % - 1,0 % van de totale energieopbrengst (MWh/jaar)
- -	Verlies energieopbrengsten > 1,0 % van de totale energieopbrengst (MWh/jaar)

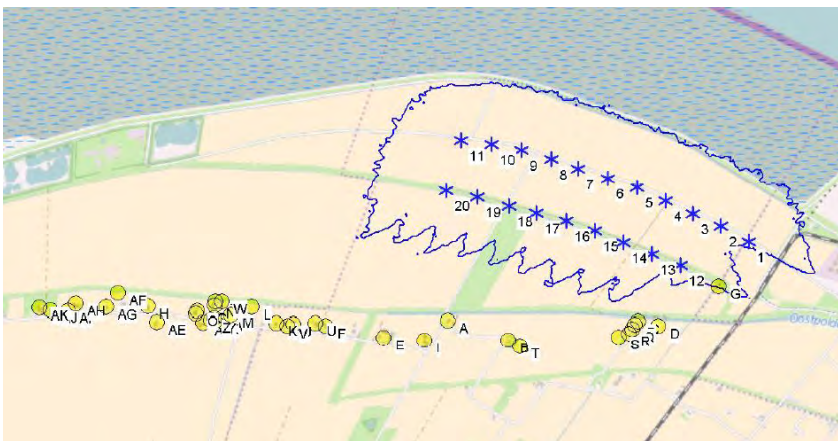
# 5

## ONDERZOEKSRISULTATEN

### 5.1 Referentiesituatie

Voor slagschaduw is de referentiesituatie gelijk aan de huidige situatie. Afbeelding 5.1 toont de contour waarbij er jaarlijks sprake is van meer dan 5 uur en 40 minuten schaduw. Geen van de 37 woningen (inclusief bedrijfswoningen) die binnen het studiegebied, van 12 maal de rotordiameter, vallen ondervindt in de referentiesituatie slagschaduw.

Afbeelding 5.1 Slagschaduwcontouren van de huidige situatie



De gevoelige bestemmingen, veelal woningen, zijn in de afbeelding weergegeven als gele objecten met een unieke letter. De objecten die binnen de contour vallen zijn in de onderstaande tabel opgenomen met daarbij de worstcase<sup>1</sup> schaduw gegevens per jaar en de schaduw uren per jaar gebaseerd op langjarig meteorologische gegevens.

Tabel 5.1 Slagschaduw bij objecten binnen de slagschaduwcontouren voor de huidige situatie

Object	Schaduwuren per jaar* [u:min]
G	7:44

\* Berekende waarde gebaseerd op langjarige meteorologische gegevens.

<sup>1</sup> In het worst-case scenario is er nooit sprake van bewolking. Dan is er altijd schaduwwerking van de turbines.

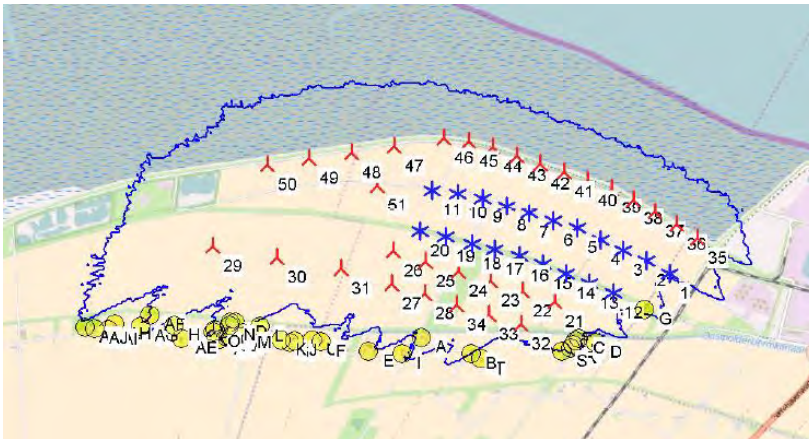


## 5.2 Alternatief 1 RWE+

### 5.2.1 Slagschaduw

De slagschaduwcontouren van alternatief 1 RWE+ is weergegeven in de onderstaande afbeelding. Binnen deze contour treedt er jaarlijks meer dan 5 uur en 40 minuten schaduw op.

Afbeelding 5.2 Slagschaduwcontouren van alternatief 1 RWE+



De gevoelige bestemmingen, veelal woningen, zijn in de afbeelding weergegeven als gele objecten met een unieke letter. De objecten die binnen de contour vallen zijn in de onderstaande tabel opgenomen met de schaduw uren per jaar gebaseerd op langjarig meteorologische gegevens. Er vallen twaalf woningen binnen de slagschaduwcontour. Dit komt doordat het windpark wordt uitgebreid met een vierde en vijfde rij en door de prototype offshore turbines.

Tabel 5.2 Slagschaduw bij objecten binnen de slagschaduwcontouren binnen alternatief 1

Object	Schaduwuren per jaar* [u:min]
A	8:01
C	8:07
G	10:02
N	9:21
O	7:26
P	9:21
Q	12:15
R	9:59
S	6:15
W	10:08
AD	10:05
AF	6:32

\* Berekende waarde gebaseerd op langjarige meteorologische gegevens.

## 5.2.2 Energieopbrengst verlies door stilstand

Op basis van de verwachte slagschaduw, die veroorzaakt wordt per turbine, is bepaald hoe lang elke turbine jaarlijks uitgeschakeld moet worden om deze slagschaduw te voorkomen. Tevens is de capacity factor van het windpark meegenomen om tot een zo realistisch mogelijke benadering te komen. De capacity factor van dit alternatief is 38,7 %.

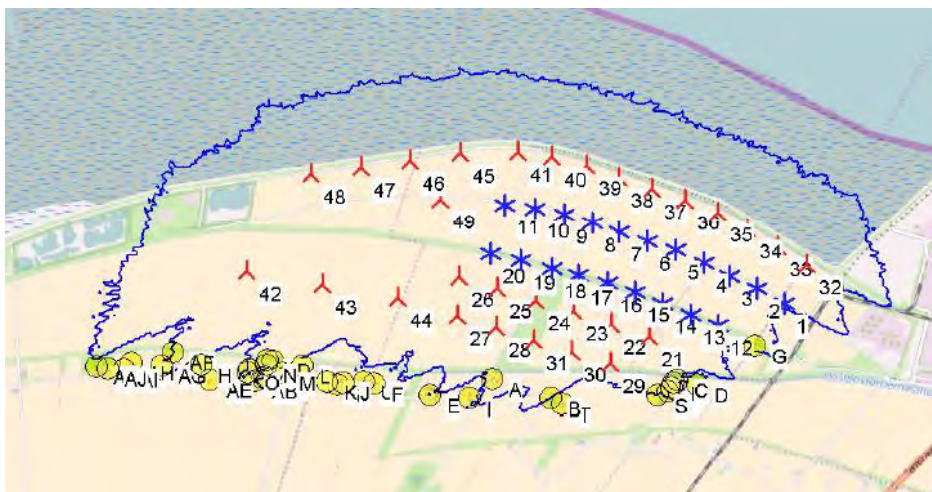
Voor variant 1. RWE+ betekent dit een opbrengst verlies van 204 MWh, dit is 0,03 % van de totale opbrengst.

## 5.3 Alternatief 2a Nuon 3,5 MW

### 5.3.1 Slagschaduw

De slagschaduwcontouren van alternatief 2a Nuon is weergegeven in de onderstaande afbeelding. Binnen deze contour treedt er jaarlijks meer dan 5 uur en 40 minuten schaduw op.

Afbeelding 5.3 Slagschaduwcontouren van alternatief 2a Nuon



De gevoelige bestemmingen, veelal woningen, zijn in de afbeelding weergegeven als gele objecten met een unieke letter. De objecten die binnen de contour vallen zijn in de onderstaande tabel opgenomen met de schaduw uren per jaar gebaseerd op langjarig meteorologische gegevens. Net als in alternatief 1, vallen er twaalf woningen binnen de slagschaduwcontour. Alleen langs de Waddenzeedijk wijkt de opstelling van de turbines in variant 2a af van alternatief 1.

Tabel 5.3 Slagschaduw bij objecten binnen de slagschaduwcontouren binnen alternatief 2a

Object	Schaduwuren per jaar* [u:min]
A	8:03
G	10:05
N	9:23
O	7:28

Object	Schaduwen per jaar* [u:min]
P	9:23
Q	12:18
R	10:01
S	6:16
W	10:10
AC	7:38
AD	10:07
AF	6:34

\* Berekende waarde gebaseerd op langjarige meteorologische gegevens.

### 5.3.2 Energieopbrengst verlies door stilstand

Op basis van de verwachte slagschaduw, die veroorzaakt wordt per turbine, is bepaald hoe lang elke turbine jaarlijks uitgeschakeld moet worden om deze slagschaduw te voorkomen. Tevens is de capacity factor van het windpark meegenomen om tot een zo realistisch mogelijke benadering te komen. De capacity factor van dit alternatief is 40,7 %.

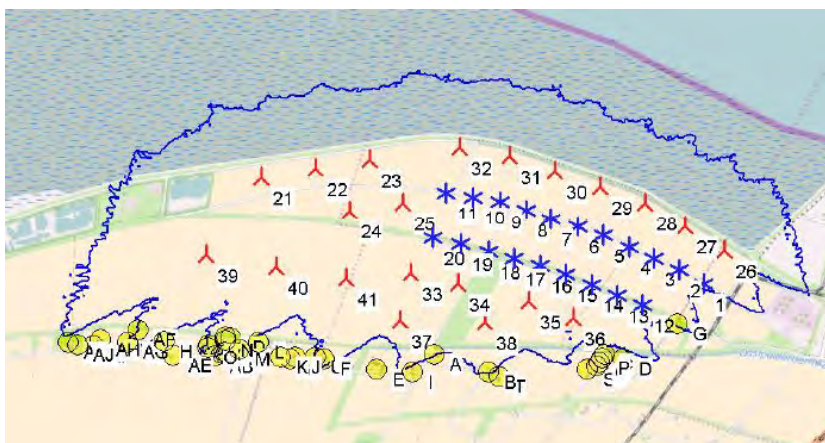
Voor variant 2a. Nuon betekent dit een opbrengst verlies van 215 MWh, dit is 0,03 % van de totale opbrengst.

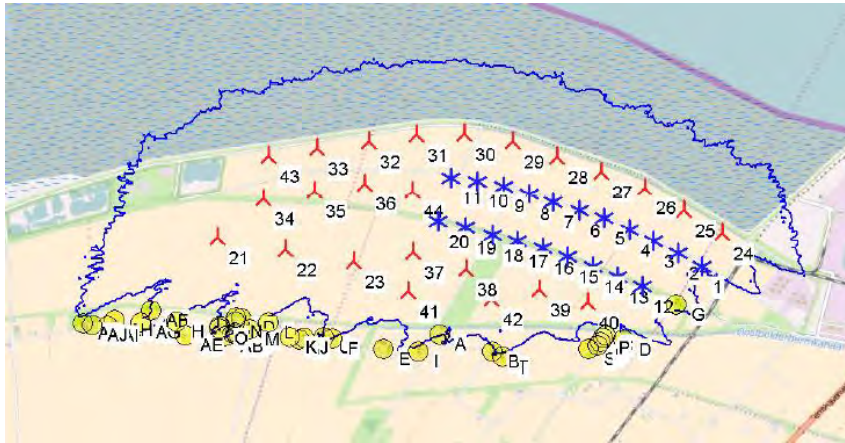
## 5.4 Alternatief 2b Nuon 5,0 MW

### 5.4.1 Slagschaduw

De slagschaduwcontouren van alternatief 2b Nuon is weergegeven in de onderstaande afbeelding. Binnen deze contour treedt er jaarlijks meer dan 5 uur en 40 minuten schaduw op.

Afbeelding 5.4 Slagschaduwcontouren van alternatief 2b Nuon





De gevoelige bestemmingen, veelal woningen, zijn in de afbeelding weergegeven als gele objecten met een unieke letter. De objecten die binnen de contour vallen zijn in de onderstaande tabel opgenomen met de schaduw uren per jaar gebaseerd op langjarig meteorologische gegevens. Er vallen tien woningen binnen de slagschaduwcontour, twee minder dan in alternatief 1 en variant 2a. Dit kan worden verklaard doordat er minder turbines in de vierde en vijfde rij staan.

Tabel 5.4 Slagschaduw bij objecten binnen de slagschaduwcontouren binnen alternatief 2b

Object	Schaduwuren per jaar* [u:min]
A	6:48
B	7:29
F	9:16
G	9:59
N	9:20
O	7:25
U	6:04
W	10:06
AD	10:04
AF	6:32

\* Berekende waarde gebaseerd op langjarige meteorologische gegevens.

## 5.4.2 Energieopbrengst verlies door stilstand

Op basis van de verwachte slagschaduw, die veroorzaakt wordt per turbine, is bepaald hoe lang elke turbine jaarlijks uitgeschakeld moet worden om deze slagschaduw te voorkomen. Tevens is de capacity factor van het windpark meegenomen om tot een zo realistisch mogelijke benadering te komen. De capacity factor van dit alternatief is 42,7 %.

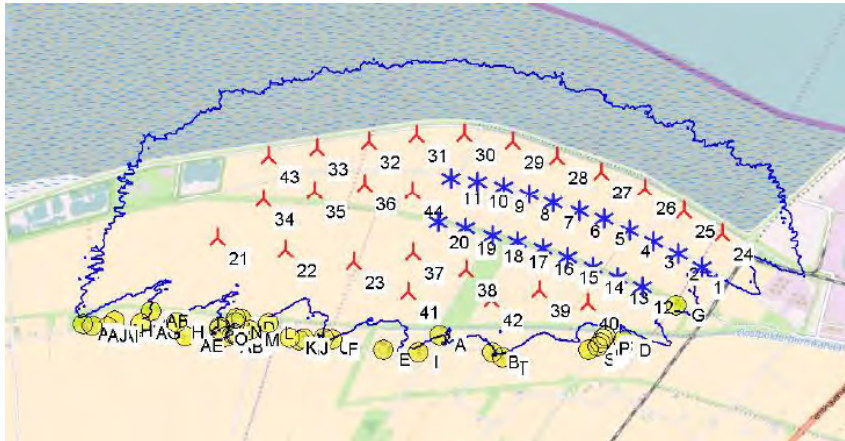
Voor variant 2b. Nuon betekent dit een opbrengst verlies van 226 MWh, dit is 0,03 % van de totale opbrengst.

## 5.5 Alternatief 2c Nuon

### 5.5.1 Slagschaduw

De slagschaduwcontouren van alternatief 2c Nuon is weergegeven in de onderstaande afbeelding. Binnen deze contour treedt er jaarlijks meer dan 5 uur en 40 minuten schaduw op. De resultaten zijn vergelijkbaar met variant 2b.

Afbeelding 5.5 Slagschaduwcontouren van alternatief 2c Nuon



De gevoelige bestemmingen, veelal woningen, zijn in de afbeelding weergegeven als gele objecten met een unieke letter. De objecten die binnen de contour vallen zijn in de onderstaande tabel opgenomen met de schaduw uren per jaar gebaseerd op langjarig meteorologische gegevens.

Tabel 5.5 Slagschaduw bij objecten binnen de slagschaduwcontouren binnen alternatief 2c

Object	Schaduwuren per jaar* [u:min]
A	5:46
G	10:58
N	9:20
O	7:26
U	6:30
W	10:06
AD	10:04
AF	6:32

\* Berekende waarde gebaseerd op langjarige meteorologische gegevens.

### 5.5.2 Energieopbrengst verlies door stilstand

Op basis van de verwachte slagschaduw, die veroorzaakt wordt per turbine, is bepaald hoe lang elke turbine jaarlijks uitgeschakeld moet worden om deze slagschaduw te voorkomen. Tevens is de capacity factor van het windpark meegenomen om tot een zo realistisch mogelijke benadering te komen. De capacity factor van dit alternatief is 43,1 %.



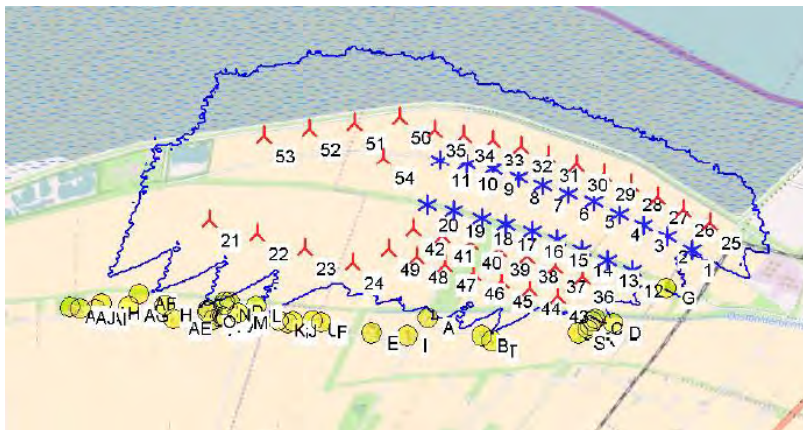
Voor variant 2c. Nuon betekent dit een opbrengst verlies van 216 MWh, dit is 0,03 % van de totale opbrengst.

## 5.6 Alternatief 3a laag en compact

### 5.6.1 Slagschaduw

De slagschaduwcontouren van het integrale alternatief 3a is weergegeven in de onderstaande afbeelding. Binnen deze contour treedt er jaarlijks meer dan 5 uur en 40 minuten schaduw op.

Afbeelding 5.6 Slagschaduwcontouren van alternatief 3a



De gevoelige bestemmingen, veelal woningen, zijn in de afbeelding weergegeven als gele objecten met een unieke letter. De objecten die binnen de contour vallen zijn in de onderstaande tabel opgenomen met de schaduw uren per jaar gebaseerd op langjarig meteorologische gegevens. Er vallen drie woningen binnen de slagschaduwcontour, ruim minder dan de hiervoor beschouwde varianten. Dit komt door de toepassing van kleinere prototype turbines in het zuidelijke testveld en door toepassing van kleinere productieturbines in de vierde en vijfde rij.

Tabel 5.6 Slagschaduw bij objecten binnen de slagschaduwcontouren binnen alternatief 3a

Object	Schaduwuren per jaar* [u:min]
C	7:15
D	7:20
G	8:51

\* Berekende waarde gebaseerd op langjarige meteorologische gegevens.

#### Energieopbrengst verlies door stilstand

Op basis van de verwachte slagschaduw, die veroorzaakt wordt per turbine, is bepaald hoe lang elke turbine jaarlijks uitgeschakeld moet worden om deze slagschaduw te voorkomen. Tevens is de capacity factor van het windpark meegenomen om tot een zo realistisch mogelijke benadering te komen. De capacity factor van dit alternatief is 33,5 %.

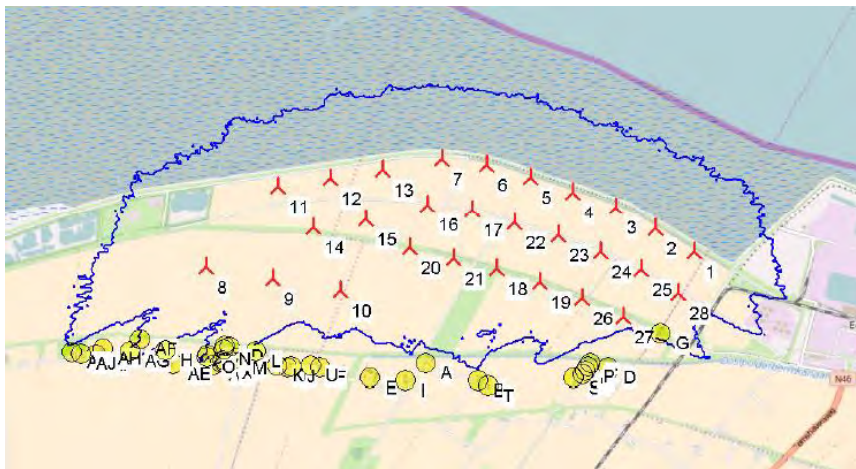
Voor variant 3a. Integraal betekent dit een opbrengst verlies van 83 MWh, dit is 0,01 % van de totale opbrengst.

## 5.7 Alternatief 3b hoog en verspreid

### 5.7.1 Slagschaduw

De slagschaduwcontouren van het integrale alternatief 3b is weergegeven in de onderstaande afbeelding. Binnen deze contour treedt er jaarlijks meer dan 5 uur en 40 minuten schaduw op.

Afbeelding 5.7 Slagschaduwcontouren van alternatief 3b



De gevoelige bestemmingen, veelal woningen, zijn in de afbeelding weergegeven als gele objecten met een unieke letter. De objecten die binnen de contour vallen zijn in de onderstaande tabel opgenomen met de schaduw uren per jaar gebaseerd op langjarig meteorologische gegevens. Er vallen meer woningen binnen de slagschaduwcontour dan in variant 3a. Dit komt vooral door de toepassing van grotere prototype turbines in het zuidelijke testveld.

Tabel 5.7 Slagschaduw bij objecten binnen de slagschaduwcontouren binnen alternatief 3b

Object	Schaduwuren per jaar* [u:min]
G	16:25
N	9:23
W	10:09
AC	7:38
AD	10:08
AF	6:34

\* Berekende waarde gebaseerd op langjarige meteorologische gegevens.

## 5.7.2 Energieopbrengst verlies door stilstand

Op basis van de verwachte slagschaduw, die veroorzaakt wordt per turbine, is bepaald hoe lang elke turbine jaarlijks uitgeschakeld moet worden om deze slagschaduw te voorkomen. Tevens is de capacity factor van het windpark meegenomen om tot een zo realistisch mogelijke benadering te komen. De capacity factor van dit alternatief is 46,9 %.

Voor variant 3b. Integraal betekent dit een opbrengst verlies van 225 MWh, dit is 0,03 % van de totale opbrengst.



# 6

## CONCLUSIES

### 6.1 Slagschaduw

Slagschaduw treedt in alle alternatieven op en leidt bij diverse objecten tot een overschrijding van de norm. Om aan de wettelijke norm voor slagschaduw te voldoen, zal een stilstandvoorziening op de windturbines moeten worden aangebracht. Deze stilstandvoorziening zorgt ervoor dat de turbine uitschakelt zodra deze normoverschrijdende slagschaduw veroorzaakt.

Voornamelijk de turbines in het zuidelijk deel van het plangebied, in de vierde en vijfde rij, zorgen voor slagschaduw (alternatief 1 en 2a tot en met c). Het weglaten van een vierde en vijfde rij heeft een positieve invloed op de slagschaduwverwachting van het gebied (variant 3b). Tevens heeft het plaatsen van lagere turbines (variant 3a) een positieve invloed op de slagschaduwverwachting. De prototype turbines (3 keer 10 MW en 4 keer 7,5 MW) zorgen in alle varianten voor slagschaduw.

### 6.2 Verlies energieopbrengst

Op basis van de realistische slagschaduwverwachting wordt binnen alle varianten een energieopbrengstverlies van minder dan 0,03 % verwacht. Slagschaduw heeft daarmee weinig invloed op de opbrengst van de alternatieven en is daarmee niet onderscheidend te noemen. Tabel 6.1 toont een overzicht van de effecten per variant op gebied van slagschaduw.

Tabel 6.1 Overzicht van effecten door slagschaduw

	1. RWE alternatief	2a. variant Nuon 3,5 MW	2b. Variant Nuon 5,0 MW onderzoek 7,5 MW	2c. Variant Nuon 5,0 MW onderzoek 5 MW	3a. Integrale variant compact en laag	3b. Integrale variant zonder 4e en 5e rij
hoeveelheid woningen binnen 5:40 schaduwcontour [#]	12	12	10	8	3	6
verlies energieopbrengst door stilstand [MWh/jaar]	204	215	226	216	83	225
opbrengstverlies als percentage van totale windpark opbrengst	0,03 %	0,03 %	0,03 %	0,03 %	0,01 %	0,03 %

### 6.3 Effectbeoordeling

Variant 3a is licht negatief beoordeeld (-), aangezien daar 3 woningen worden gehinderd. Alle andere alternatieven en varianten krijgen een negatieve beoordeling (- -) omdat er jaarlijks meer dan 5 (maar minder dan 20) woningen worden blootgesteld aan tenminste 5:40 uur slagschaduw. Omdat de opbrengstverliezen vanwege stilstandvoorzieningen in alle alternatieven en varianten kleiner is dan 0,1 %, zijn alle alternatieven en varianten neutraal (0) beoordeeld.

Tabel 6.2 Effectbeoordeling van het aantal (potentieel) door slagschaduw gehinderde woningen en de opbrengstverliezen

	Aantal (potentieel) door slagschaduw gehinderde woningen	Opbrengstverlies
alternatief 1	- -	0
variant 2a	- -	0
variant 2b	- -	0
variant 2c	- -	0
variant 3a	-	0
variant 3b	- -	0

Na toepassing van de mitigerende maatregel (stilstandvoorziening) wijzigt de beoordeling van het aantal door slagschaduw gehinderde woningen voor alle alternatieven en varianten naar neutraal (0).



Bijlage(n)



# I

## BIJLAGE: WINDPRO RESULTATEN



## SHADOW - Main Result

Calculation: 1. RWE+

### Assumptions for shadow calculations

Maximum distance for influence  
 Calculate only when more than 20 % of sun is covered by the blade  
 Please look in WTG table

Minimum sun height over horizon for influence 5 °  
 Day step for calculation 1 days  
 Time step for calculation 1 minutes

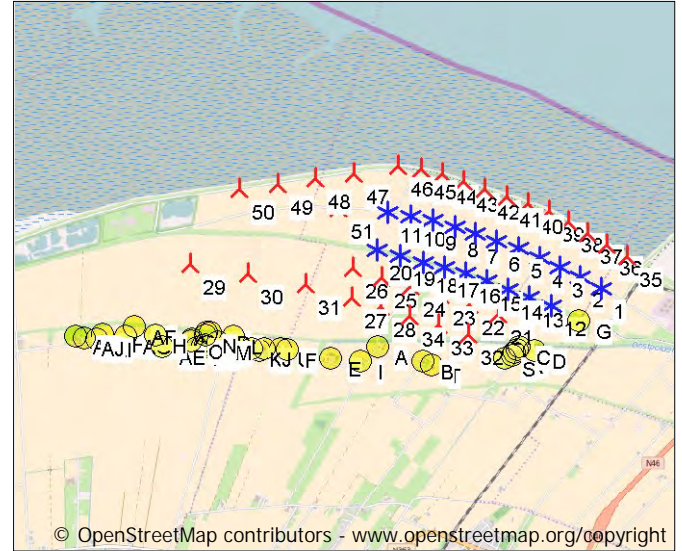
Sunshine probability S (Average daily sunshine hours) [EELDE]  
 Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec  
 1.36 2.51 3.14 5.11 6.79 5.48 5.64 5.50 4.24 3.12 1.82 0.96

Operational hours are calculated from WTGs in calculation and wind distribution:

EmdConwx\_N53.450\_E006.740 (5)

Operational time  
 N NNE ENE E ESE SSE S SSW WSW W WNW NNW Sum  
 488 547 535 627 688 516 760 1,203 937 850 824 661 8,635  
 Idle start wind speed: Cut in wind speed from power curve

All coordinates are in  
 Dutch Stereo-RD/NAP 2000



Scale 1:100,000  
 \* Existing WTG  
 Shadow receptor

### WTGs

WTG ID	X (east)	Y (north)	Z [m]	Row data/Description	WTG type			Shadow data				
					Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Calculation distance [m]	RPM [RPM]
1	248,138	608,111	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
2	247,862	608,259	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
3	247,582	608,380	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
4	247,314	608,499	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
5	247,029	608,630	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
6	246,742	608,714	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
7	246,449	608,803	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
8	246,182	608,889	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
9	245,888	608,975	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
10	245,593	609,025	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
11	245,291	609,061	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
12	247,475	607,871	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
13	247,189	607,975	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
14	246,906	608,082	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
15	246,621	608,192	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
16	246,341	608,281	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
17	246,049	608,355	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
18	245,777	608,418	0.0	VESTAS V90 60Hz 3000 90.0 !O! hub: ... Yes	Yes	VESTAS	V90-3,000	3,000	90.0	105.0	1,506	16.1
19	245,461	608,501	0.0	VESTAS V90 60Hz 3000 90.0 !O! hub: ... Yes	Yes	VESTAS	V90-3,000	3,000	90.0	105.0	1,506	16.1
20	245,155	608,563	0.0	VESTAS V90 60Hz 3000 90.0 !O! hub: ... Yes	Yes	VESTAS	V90-3,000	3,000	90.0	105.0	1,506	16.1
21	246,780	607,744	0.0	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	2,214	14.7
22	246,394	607,865	0.0	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	2,214	14.7
23	246,009	607,987	0.0	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	2,214	14.7
24	245,617	608,087	0.0	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	2,214	14.7
25	245,229	608,201	0.0	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	2,214	14.7
26	244,842	608,316	0.0	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	2,214	14.7
27	244,830	607,919	0.0	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	2,214	14.7
28	245,225	607,811	0.0	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	2,214	14.7
29	242,682	608,328	0.0	X 10-230 10000-1 230.0 !-! hub: 180.... No	No	X	10-230-10,000/1	10,000	230.0	180.0	1,800	7.5
30	243,449	608,210	0.0	X 10-230 10000-1 230.0 !-! hub: 180.... No	No	X	10-230-10,000/1	10,000	230.0	180.0	1,800	7.5
31	244,217	608,092	0.0	X 10-230 10000-1 230.0 !-! hub: 180.... No	No	X	10-230-10,000/1	10,000	230.0	180.0	1,800	7.5
32	246,384	607,472	0.0	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	2,214	14.7
33	245,995	607,581	0.0	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	2,214	14.7
34	245,606	607,690	0.0	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	2,214	14.7
35	248,472	608,541	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	1,602	17.5
36	248,212	608,690	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	1,602	17.5
37	247,952	608,840	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	1,602	17.5
38	247,691	608,989	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	1,602	17.5

To be continued on next page...



## SHADOW - Main Result

Calculation: 1. RWE+

...continued from previous page

	X (east)	Y (north)	Z [m]	Row data/Description	WTG type			Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Shadow data	
					Valid	Manufact.	Type-generator				Calculation distance [m]	RPM [RPM]
39	247,432	609,121	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	1,602	17.5
40	247,147	609,214	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	1,602	17.5
41	246,861	609,307	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	1,602	17.5
42	246,576	609,400	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	1,602	17.5
43	246,291	609,493	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	1,602	17.5
44	246,005	609,586	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	1,602	17.5
45	245,720	609,655	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	1,602	17.5
46	245,421	609,679	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	1,602	17.5
47	244,830	609,574	0.0	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 12... Yes	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	120.0	1,800	12.0
48	244,325	609,494	0.0	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 12... Yes	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	120.0	1,800	12.0
49	243,819	609,413	0.0	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 12... Yes	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	120.0	1,800	12.0
50	243,313	609,333	0.0	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 12... Yes	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	120.0	1,800	12.0
51	244,637	609,100	0.0	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 12... Yes	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	120.0	1,800	12.0

## Shadow receptor-Input

No.	X (east)	Y (north)	Z	Width	Height	Height a.g.l.	Degrees from south cw	Slope of window	Direction mode
	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[°]	[°]	
A	245,196	607,285	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
B	245,796	607,104	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
C	247,068	607,315	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
D	247,270	607,272	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
E	244,567	607,110	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
F	243,996	607,214	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
G	247,854	607,671	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
H	242,241	607,374	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
I	244,968	607,088	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
J	243,677	607,222	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
K	243,515	607,226	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
L	243,268	607,384	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
M	243,063	607,304	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
N	242,903	607,392	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
O	242,715	607,310	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
P	247,038	607,282	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
Q	247,011	607,235	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
R	246,982	607,194	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
S	246,877	607,156	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
T	245,910	607,053	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
U	243,895	607,233	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
V	243,623	607,203	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
W	242,969	607,427	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
X	242,935	607,238	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
Y	242,912	607,242	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
Z	242,867	607,251	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AA	242,896	607,267	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AB	242,789	607,220	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AC	242,728	607,339	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AD	242,910	607,431	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AE	242,333	607,222	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AF	241,950	607,492	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AG	241,838	607,356	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AH	241,533	607,381	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AI	241,459	607,312	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AJ	241,289	607,317	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AK	241,179	607,339	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"

## SHADOW - Main Result

Calculation: 1. RWE+

### Calculation Results

Shadow receptor

No.	Shadow, worst case		Shadow, expected values	
	Shadow hours per year [h/year]	Shadow days per year [days/year]	Max shadow hours per day [h/day]	Shadow hours per year [h/year]
A	32:27	95	0:41	8:01
B	20:35	50	0:35	4:28
C	35:59	123	0:39	8:07
D	24:04	106	0:30	5:14
E	19:16	95	0:24	4:28
F	6:11	43	0:17	1:32
G	46:33	136	0:35	10:02
H	13:12	50	0:23	2:53
I	14:46	68	0:26	3:40
J	13:00	74	0:17	2:57
K	3:55	36	0:12	0:58
L	8:52	65	0:17	1:58
M	16:10	60	0:26	3:33
N	40:33	85	0:38	9:21
O	31:55	86	0:32	7:26
P	40:44	106	0:36	9:21
Q	56:04	108	0:40	12:15
R	46:14	101	0:41	9:59
S	28:44	90	0:26	6:15
T	0:00	0	0:00	0:00
U	4:35	52	0:13	1:07
V	9:04	65	0:15	2:06
W	43:59	90	0:40	10:08
X	16:37	56	0:26	3:40
Y	19:09	60	0:28	4:15
Z	23:54	66	0:31	5:21
AA	24:07	66	0:31	5:24
AB	24:31	68	0:31	5:30
AC	32:23	89	0:32	7:36
AD	43:21	90	0:38	10:05
AE	0:00	0	0:00	0:00
AF	27:01	81	0:32	6:32
AG	0:00	0	0:00	0:00
AH	0:00	0	0:00	0:00
AI	0:00	0	0:00	0:00
AJ	5:29	38	0:13	1:11
AK	14:19	56	0:22	3:09

Total amount of flickering on the shadow receptors caused by each WTG

No.	Name	Worst case [h/year]	Expected [h/year]
1	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (1)	0:00	0:00
2	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (2)	0:00	0:00
3	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (3)	0:00	0:00
4	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (4)	0:00	0:00
5	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (5)	0:00	0:00
6	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (6)	0:00	0:00
7	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (7)	0:00	0:00
8	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (8)	0:00	0:00
9	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (9)	0:00	0:00
10	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (10)	0:00	0:00
11	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (11)	0:00	0:00
12	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (12)	20:09	4:03
13	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (13)	30:16	6:35
14	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (14)	6:08	1:26
15	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (15)	1:02	0:14
16	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (16)	0:00	0:00
17	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (17)	0:00	0:00
18	VESTAS V90 60Hz 3000 90.0 !O! hub: 105.0 m (TOT: 150.0 m) (19)	0:00	0:00
19	VESTAS V90 60Hz 3000 90.0 !O! hub: 105.0 m (TOT: 150.0 m) (20)	0:00	0:00
20	VESTAS V90 60Hz 3000 90.0 !O! hub: 105.0 m (TOT: 150.0 m) (21)	0:00	0:00

To be continued on next page...

## SHADOW - Main Result

Calculation: 1. RWE+

...continued from previous page

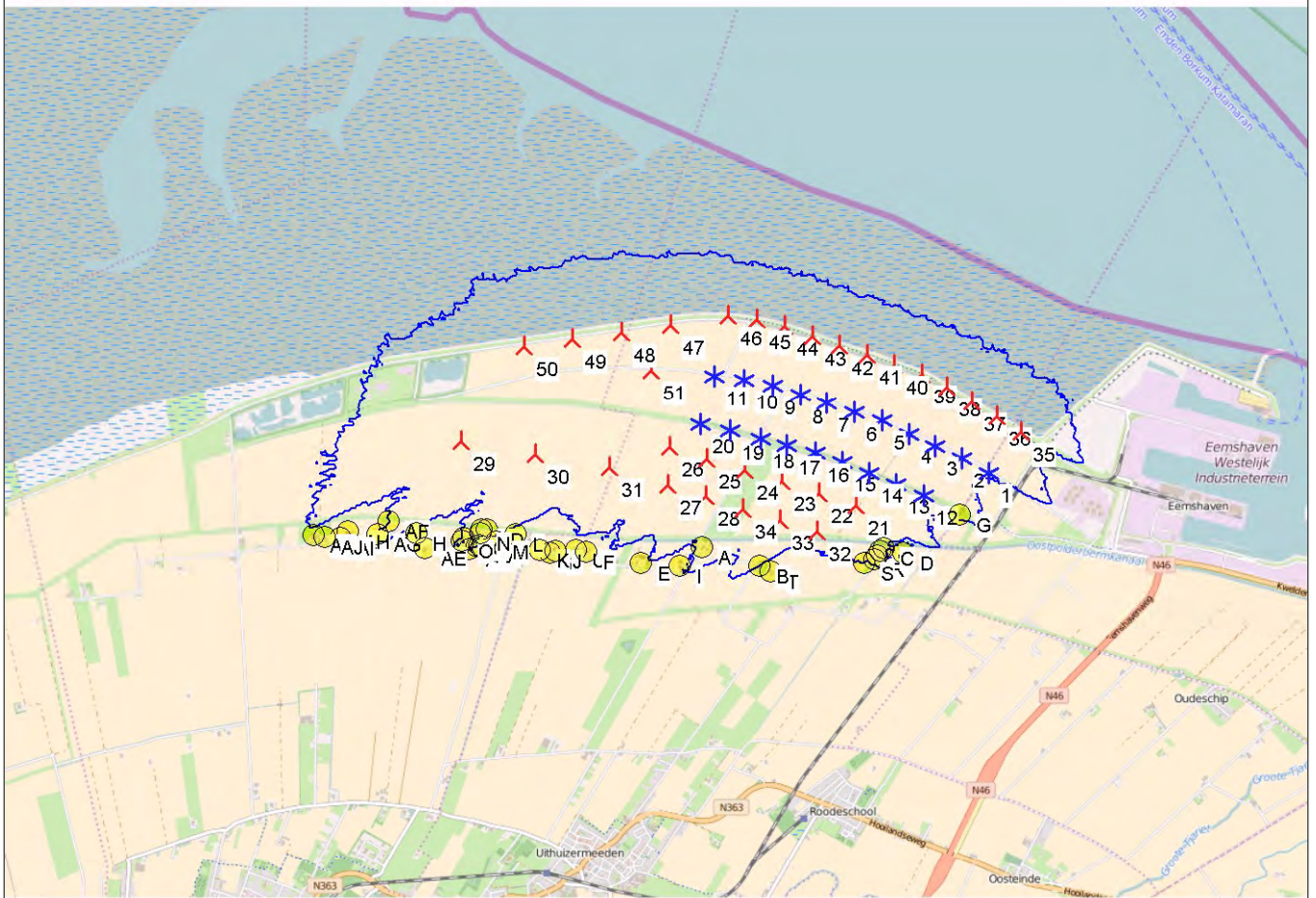
No.	Name	Worst case [h/year]	Expected [h/year]
21	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (102.1)	19:09	4:13
22	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (102.2)	9:52	2:22
23	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (102.3)	12:15	2:33
24	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (80.4)	7:33	1:36
25	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (80.5)	0:57	0:12
26	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (80.6)	0:34	0:08
27	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (68.2)	17:10	3:57
28	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (68.3)	9:04	2:16
29	X 10-230 10000-1 230.0 !-! hub: 180.0 m (TOT: 295.0 m) (75.1)	14:19	3:09
30	X 10-230 10000-1 230.0 !-! hub: 180.0 m (TOT: 295.0 m) (75.2)	40:13	9:26
31	X 10-230 10000-1 230.0 !-! hub: 180.0 m (TOT: 295.0 m) (75.3)	52:14	12:05
32	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (79.1)	119:46	26:23
33	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (79.2)	82:05	19:14
34	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (79.3)	27:22	6:22
35	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (109.1)	0:00	0:00
36	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (109.2)	0:00	0:00
37	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (109.3)	0:00	0:00
38	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (109.4)	0:00	0:00
39	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (110.1)	0:00	0:00
40	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (110.2)	0:00	0:00
41	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (110.3)	0:00	0:00
42	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (110.4)	0:00	0:00
43	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (110.5)	0:00	0:00
44	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (110.6)	0:00	0:00
45	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (111.1)	0:00	0:00
46	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (111.2)	0:00	0:00
47	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 184.0 m) (112.1)	0:00	0:00
48	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 184.0 m) (112.2)	0:00	0:00
49	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 184.0 m) (112.3)	0:00	0:00
50	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 184.0 m) (112.4)	0:00	0:00
51	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 184.0 m) (113)	0:00	0:00

## SHADOW - Map

Calculation: 1. RWE+

Hours per year, real case

— Slagschaduwcontour (5:40 uur per jaar)



© OpenStreetMap contributors - www.openstreetmap.org/copyright

0 1 2 3 4 km

Map: Open Street Map 002 , Print scale 1:75,000, Map center Dutch Stereo-RD/NAP 2000 East: 244,920 North: 608,490

- ▲ New WTG
  - ★ Existing WTG
  - Shadow receptor
- Flicker map level: 0 m above sea level



## SHADOW - Main Result

Calculation: Schaduw 2a

### Assumptions for shadow calculations

Maximum distance for influence  
 Calculate only when more than 20 % of sun is covered by the blade  
 Please look in WTG table

Minimum sun height over horizon for influence 5 °  
 Day step for calculation 1 days  
 Time step for calculation 1 minutes

Sunshine probability S (Average daily sunshine hours) [EELDE]  
 Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec  
 1.36 2.51 3.14 5.11 6.79 5.48 5.64 5.50 4.24 3.12 1.82 0.96

Operational hours are calculated from WTGs in calculation and wind distribution:

EmdConwx\_N53.450\_E006.740 (5)

Operational time  
 N NNE ENE E ESE SSE S SSW WSW W WNW NNW Sum  
 489 549 537 629 691 518 763 1,208 941 853 827 664 8,668  
 Idle start wind speed: Cut in wind speed from power curve

All coordinates are in  
 Dutch Stereo-RD/NAP 2000



Scale 1:100,000  
 ▲ New WTG      \* Existing WTG      ● Shadow receptor

### WTGs

Row	X (east)	Y (north)	Z [m]	Row data/Description	WTG type			Shadow data				
					Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Calculation distance [m]	RPM [RPM]
1	248,138	608,111	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
2	247,862	608,259	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
3	247,582	608,380	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
4	247,314	608,499	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
5	247,029	608,630	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
6	246,742	608,714	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
7	246,449	608,803	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
8	246,182	608,889	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
9	245,888	608,975	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
10	245,593	609,025	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
11	245,291	609,061	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
12	247,475	607,871	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
13	247,189	607,975	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
14	246,906	608,082	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
15	246,621	608,192	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
16	246,341	608,281	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
17	246,049	608,355	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
18	245,777	608,418	0.0	VESTAS V90 60Hz 3000 90.0 !O! hub: ... Yes	Yes	VESTAS	V90-3,000	3,000	90.0	105.0	1,506	16.1
19	245,461	608,501	0.0	VESTAS V90 60Hz 3000 90.0 !O! hub: ... Yes	Yes	VESTAS	V90-3,000	3,000	90.0	105.0	1,506	16.1
20	245,155	608,563	0.0	VESTAS V90 60Hz 3000 90.0 !O! hub: ... Yes	Yes	VESTAS	V90-3,000	3,000	90.0	105.0	1,506	16.1
21	246,780	607,744	0.0	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	2,214	14.7
22	246,394	607,865	0.0	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	2,214	14.7
23	246,009	607,987	0.0	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	2,214	14.7
24	245,617	608,087	0.0	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	2,214	14.7
25	245,229	608,201	0.0	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	2,214	14.7
26	244,842	608,316	0.0	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	2,214	14.7
27	244,830	607,919	0.0	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	2,214	14.7
28	245,225	607,811	0.0	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	2,214	14.7
29	246,384	607,472	0.0	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	2,214	14.7
30	245,995	607,581	0.0	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	2,214	14.7
31	245,606	607,690	0.0	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	2,214	14.7
32	248,365	608,507	0.0	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	2,214	14.7
33	248,059	608,684	0.0	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	2,214	14.7
34	247,752	608,860	0.0	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	2,214	14.7
35	247,451	609,028	0.0	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	2,214	14.7
36	247,115	609,139	0.0	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	2,214	14.7
37	246,779	609,250	0.0	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	2,214	14.7
38	246,444	609,361	0.0	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	2,214	14.7

To be continued on next page...

## SHADOW - Main Result

Calculation: Schaduw 2a

...continued from previous page

	X (east)	Y (north)	Z [m]	Row data/Description	WTG type			Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Shadow data	
					Valid	Manufact.	Type-generator				Calculation distance [m]	RPM [RPM]
39	246,108	609,472	0.0	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub...Yes	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	2,214	14.7
40	245,758	609,558	0.0	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub...Yes	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	2,214	14.7
41	245,407	609,597	0.0	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub...Yes	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	2,214	14.7
42	242,682	608,328	0.0	X 10-230 10000-1 230.0 !-! hub: 180.... No	No	X	10-230-10,000/1	10,000	230.0	180.0	1,800	7.5
43	243,449	608,210	0.0	X 10-230 10000-1 230.0 !-! hub: 180.... No	No	X	10-230-10,000/1	10,000	230.0	180.0	1,800	7.5
44	244,217	608,092	0.0	X 10-230 10000-1 230.0 !-! hub: 180.... No	No	X	10-230-10,000/1	10,000	230.0	180.0	1,800	7.5
45	244,830	609,574	0.0	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 12... Yes	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	120.0	1,800	12.0
46	244,325	609,494	0.0	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 12... Yes	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	120.0	1,800	12.0
47	243,819	609,413	0.0	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 12... Yes	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	120.0	1,800	12.0
48	243,313	609,333	0.0	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 12... Yes	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	120.0	1,800	12.0
49	244,637	609,100	0.0	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 12... Yes	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	120.0	1,800	12.0

## Shadow receptor-Input

No.	X (east)	Y (north)	Z	Width	Height	Height a.g.l.	Degrees from south cw	Slope of window	Direction mode
	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[°]	[°]	
A	245,196	607,285	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
B	245,796	607,104	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
C	247,068	607,315	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
D	247,270	607,272	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
E	244,567	607,110	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
F	243,996	607,214	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
G	247,854	607,671	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
H	242,241	607,374	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
I	244,968	607,088	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
J	243,677	607,222	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
K	243,515	607,226	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
L	243,268	607,384	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
M	243,063	607,304	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
N	242,903	607,392	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
O	242,715	607,310	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
P	247,038	607,282	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
Q	247,011	607,235	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
R	246,982	607,194	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
S	246,877	607,156	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
T	245,910	607,053	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
U	243,895	607,233	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
V	243,623	607,203	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
W	242,969	607,427	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
X	242,935	607,238	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
Y	242,912	607,242	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
Z	242,867	607,251	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AA	242,896	607,267	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AB	242,789	607,220	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AC	242,728	607,339	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AD	242,910	607,431	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AE	242,333	607,222	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AF	241,950	607,492	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AG	241,838	607,356	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AH	241,533	607,381	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AI	241,459	607,312	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AJ	241,289	607,317	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AK	241,179	607,339	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"

## SHADOW - Main Result

Calculation: Schaduw 2a

### Calculation Results

Shadow receptor

No.	Shadow, worst case		Shadow, expected values	
	Shadow hours per year [h/year]	Shadow days per year [days/year]	Max shadow hours per day [h/day]	Shadow hours per year [h/year]
A	32:27	95	0:41	8:03
B	20:35	50	0:35	4:29
C	35:59	123	0:39	8:08
D	24:04	106	0:30	5:16
E	19:16	95	0:24	4:29
F	6:11	43	0:17	1:32
G	46:33	136	0:35	10:05
H	13:12	50	0:23	2:53
I	14:46	68	0:26	3:41
J	13:00	74	0:17	2:57
K	3:55	36	0:12	0:59
L	8:52	65	0:17	1:58
M	16:10	60	0:26	3:34
N	40:33	85	0:38	9:23
O	31:55	86	0:32	7:28
P	40:44	106	0:36	9:23
Q	56:04	108	0:40	12:18
R	46:14	101	0:41	10:01
S	28:44	90	0:26	6:16
T	0:00	0	0:00	0:00
U	4:35	52	0:13	1:07
V	9:04	65	0:15	2:06
W	43:59	90	0:40	10:10
X	16:37	56	0:26	3:41
Y	19:09	60	0:28	4:16
Z	23:54	66	0:31	5:22
AA	24:07	66	0:31	5:25
AB	24:31	68	0:31	5:31
AC	32:23	89	0:32	7:38
AD	43:21	90	0:38	10:07
AE	0:00	0	0:00	0:00
AF	27:01	81	0:32	6:34
AG	0:00	0	0:00	0:00
AH	0:00	0	0:00	0:00
AI	0:00	0	0:00	0:00
AJ	5:29	38	0:13	1:11
AK	14:19	56	0:22	3:10

Total amount of flickering on the shadow receptors caused by each WTG

No.	Name	Worst case [h/year]	Expected [h/year]
1	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (1)	0:00	0:00
2	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (2)	0:00	0:00
3	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (3)	0:00	0:00
4	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (4)	0:00	0:00
5	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (5)	0:00	0:00
6	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (6)	0:00	0:00
7	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (7)	0:00	0:00
8	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (8)	0:00	0:00
9	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (9)	0:00	0:00
10	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (10)	0:00	0:00
11	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (11)	0:00	0:00
12	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (12)	20:09	4:04
13	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (13)	30:16	6:37
14	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (14)	6:08	1:27
15	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (15)	1:02	0:14
16	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (16)	0:00	0:00
17	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (17)	0:00	0:00
18	VESTAS V90 60Hz 3000 90.0 !O! hub: 105.0 m (TOT: 150.0 m) (19)	0:00	0:00
19	VESTAS V90 60Hz 3000 90.0 !O! hub: 105.0 m (TOT: 150.0 m) (20)	0:00	0:00
20	VESTAS V90 60Hz 3000 90.0 !O! hub: 105.0 m (TOT: 150.0 m) (21)	0:00	0:00

To be continued on next page...



## SHADOW - Main Result

Calculation: Schaduw 2a

...continued from previous page

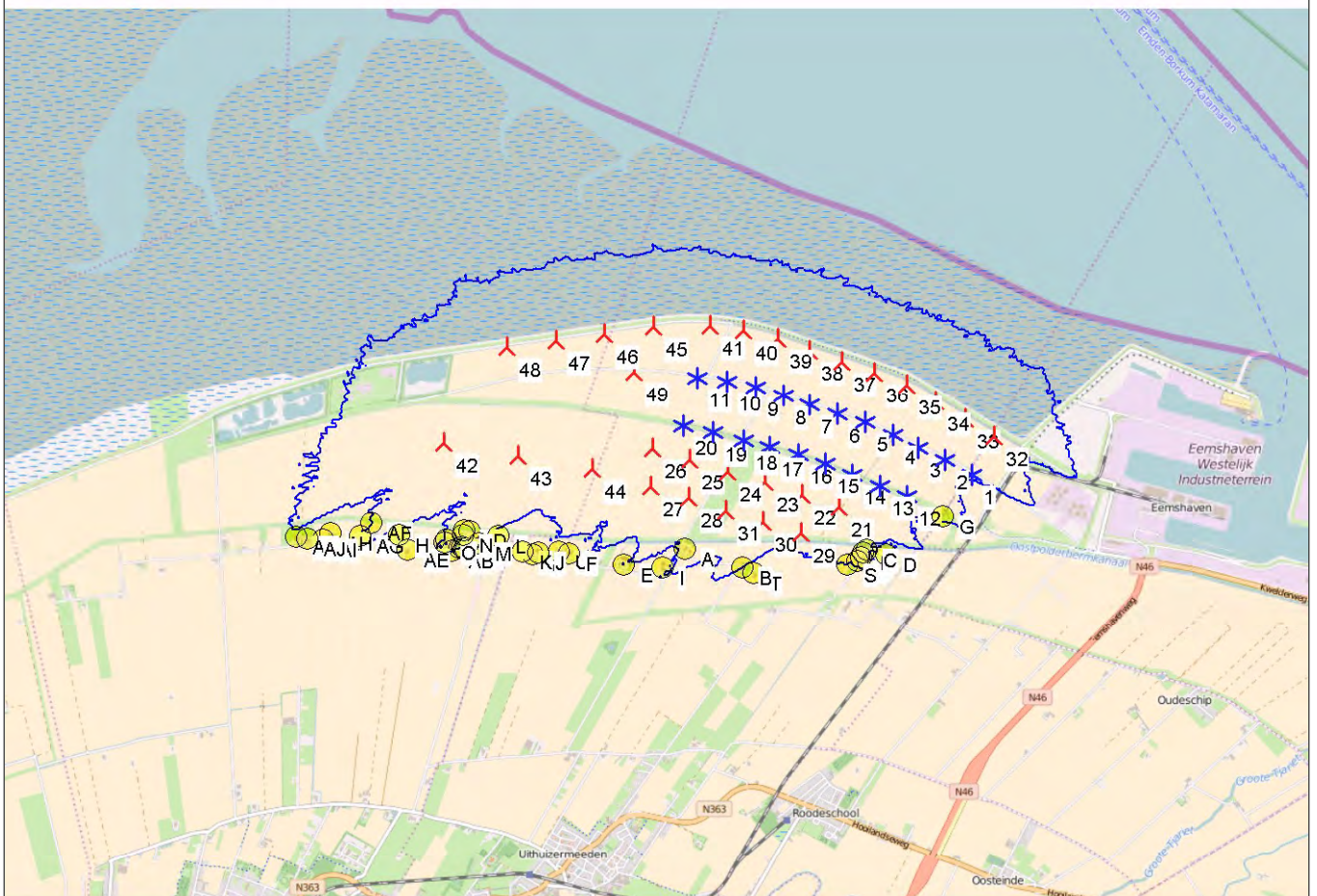
No.	Name	Worst case [h/year]	Expected [h/year]
21	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (102.1)	19:09	4:14
22	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (102.2)	9:52	2:22
23	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (102.3)	12:15	2:34
24	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (80.4)	7:33	1:36
25	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (80.5)	0:57	0:12
26	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (80.6)	0:34	0:08
27	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (68.2)	17:10	3:58
28	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (68.3)	9:04	2:17
29	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (79.1)	119:46	26:29
30	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (79.2)	82:05	19:19
31	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (79.3)	27:22	6:24
32	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (87.1)	0:00	0:00
33	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (87.2)	0:00	0:00
34	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (87.3)	0:00	0:00
35	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (88.1)	0:00	0:00
36	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (88.2)	0:00	0:00
37	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (88.3)	0:00	0:00
38	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (88.4)	0:00	0:00
39	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (88.5)	0:00	0:00
40	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (99.1)	0:00	0:00
41	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (99.2)	0:00	0:00
42	X 10-230 10000-1 230.0 !-! hub: 180.0 m (TOT: 295.0 m) (111.1)	14:19	3:10
43	X 10-230 10000-1 230.0 !-! hub: 180.0 m (TOT: 295.0 m) (111.2)	40:13	9:28
44	X 10-230 10000-1 230.0 !-! hub: 180.0 m (TOT: 295.0 m) (111.3)	52:14	12:07
45	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 184.0 m) (112.1)	0:00	0:00
46	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 184.0 m) (112.2)	0:00	0:00
47	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 184.0 m) (112.3)	0:00	0:00
48	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 184.0 m) (112.4)	0:00	0:00
49	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 184.0 m) (113)	0:00	0:00

## SHADOW - Map

Calculation: Schaduw 2a

Hours per year, real case

— Slagschaduwcontour (5:40 uur per jaar)



© OpenStreetMap contributors - www.openstreetmap.org/copyright

0 1 2 3 4 km

Map: Open Street Map 002 , Print scale 1:75,000, Map center Dutch Stereo-RD/NAP 2000 East: 245,100 North: 608,550

▲ New WTG    
 ✱ Existing WTG    
 ● Shadow receptor  
 Flicker map level: 0 m above sea level

## SHADOW - Main Result

Calculation: 2b. Nuon

### Assumptions for shadow calculations

Maximum distance for influence  
 Calculate only when more than 20 % of sun is covered by the blade  
 Please look in WTG table

Minimum sun height over horizon for influence 5 °  
 Day step for calculation 1 days  
 Time step for calculation 1 minutes

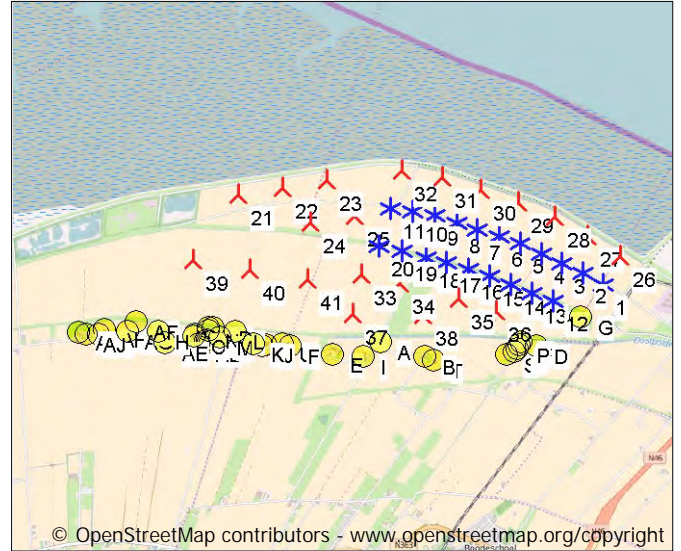
Sunshine probability S (Average daily sunshine hours) [EELDE]  
 Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec  
 1.36 2.51 3.14 5.11 6.79 5.48 5.64 5.50 4.24 3.12 1.82 0.96

Operational hours are calculated from WTGs in calculation and wind distribution:

EmdConwx\_N53.450\_E006.740 (5) (1)

Operational time  
 N NNE ENE E ESE SSE S SSW WSW W WNW NNW Sum  
 487 547 534 626 687 515 759 1,202 936 849 823 660 8,625  
 Idle start wind speed: Cut in wind speed from power curve

All coordinates are in  
 Dutch Stereo-RD/NAP 2000



Scale 1:100,000  
 ▲ New WTG      \* Existing WTG      ● Shadow receptor

### WTGs

Row	X (east)	Y (north)	Z [m]	Row data/Description	WTG type			Shadow data				
					Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Calculation distance [m]	RPM [RPM]
1	248,138	608,111	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
2	247,862	608,259	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
3	247,582	608,380	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
4	247,314	608,499	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
5	247,029	608,630	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
6	246,742	608,714	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
7	246,449	608,803	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
8	246,182	608,889	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
9	245,888	608,975	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
10	245,593	609,025	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
11	245,291	609,061	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
12	247,475	607,871	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
13	247,189	607,975	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
14	246,906	608,082	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
15	246,621	608,192	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
16	246,341	608,281	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
17	246,049	608,355	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
18	245,777	608,418	0.0	VESTAS V90 60Hz 3000 90.0 !O! hub: ...Yes	Yes	VESTAS	V90-3,000	3,000	90.0	105.0	1,506	16.1
19	245,461	608,501	0.0	VESTAS V90 60Hz 3000 90.0 !O! hub: ...Yes	Yes	VESTAS	V90-3,000	3,000	90.0	105.0	1,506	16.1
20	245,155	608,563	0.0	VESTAS V90 60Hz 3000 90.0 !O! hub: ...Yes	Yes	VESTAS	V90-3,000	3,000	90.0	105.0	1,506	16.1
21	243,269	609,200	0.0	X 7,5-150 7500 150.0 !-! hub: 120.0 m...No	No	X	7,5-150-7,500	7,500	150.0	120.0	1,800	11.5
22	243,860	609,304	0.0	X 7,5-150 7500 150.0 !-! hub: 120.0 m...No	No	X	7,5-150-7,500	7,500	150.0	120.0	1,800	11.5
23	244,451	609,409	0.0	X 7,5-150 7500 150.0 !-! hub: 120.0 m...No	No	X	7,5-150-7,500	7,500	150.0	120.0	1,800	11.5
24	244,238	608,845	0.0	X 7,5-150 7500 150.0 !-! hub: 120.0 m...No	No	X	7,5-150-7,500	7,500	150.0	120.0	1,800	11.5
25	244,829	608,944	0.0	X 7,5-150 7500 150.0 !-! hub: 120.0 m...No	No	X	7,5-150-7,500	7,500	150.0	120.0	1,800	11.5
26	248,363	608,484	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 12... Yes	Yes	GAMESA	G132-5,000	5,000	132.0	120.0	1,800	12.0
27	247,923	608,738	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 12... Yes	Yes	GAMESA	G132-5,000	5,000	132.0	120.0	1,800	12.0
28	247,480	608,989	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 12... Yes	Yes	GAMESA	G132-5,000	5,000	132.0	120.0	1,800	12.0
29	246,989	609,162	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 12... Yes	Yes	GAMESA	G132-5,000	5,000	132.0	120.0	1,800	12.0
30	246,485	609,323	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 12... Yes	Yes	GAMESA	G132-5,000	5,000	132.0	120.0	1,800	12.0
31	245,980	609,481	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 12... Yes	Yes	GAMESA	G132-5,000	5,000	132.0	120.0	1,800	12.0
32	245,441	609,560	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 12... Yes	Yes	GAMESA	G132-5,000	5,000	132.0	120.0	1,800	12.0
33	244,928	608,169	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 12... Yes	Yes	GAMESA	G132-5,000	5,000	132.0	120.0	1,800	12.0
34	245,441	608,064	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 12... Yes	Yes	GAMESA	G132-5,000	5,000	132.0	120.0	1,800	12.0
35	246,220	607,881	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 12... Yes	Yes	GAMESA	G132-5,000	5,000	132.0	120.0	1,800	12.0
36	246,720	607,716	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 12... Yes	Yes	GAMESA	G132-5,000	5,000	132.0	120.0	1,800	12.0
37	244,824	607,644	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 12... Yes	Yes	GAMESA	G132-5,000	5,000	132.0	120.0	1,800	12.0
38	245,750	607,650	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 12... Yes	Yes	GAMESA	G132-5,000	5,000	132.0	120.0	1,800	12.0

To be continued on next page...

## SHADOW - Main Result

Calculation: 2b. Nuon

...continued from previous page

	X (east)	Y (north)	Z [m]	Row data/Description	WTG type			Shadow data				
					Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Calculation distance [m]	RPM [RPM]
39	242,682	608,328	0.0	X 10-230 10000-1 230.0 !-! hub: 180....	No	X	10-230-10,000/1	10,000	230.0	180.0	1,800	7.5
40	243,449	608,210	0.0	X 10-230 10000-1 230.0 !-! hub: 180....	No	X	10-230-10,000/1	10,000	230.0	180.0	1,800	7.5
41	244,217	608,092	0.0	X 10-230 10000-1 230.0 !-! hub: 180....	No	X	10-230-10,000/1	10,000	230.0	180.0	1,800	7.5

## Shadow receptor-Input

No.	X (east)	Y (north)	Z	Width	Height	Height a.g.l.	Degrees from south cw	Slope of window	Direction mode
	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[°]	[°]	
A	245,196	607,285	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
B	245,796	607,104	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
C	247,068	607,315	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
D	247,270	607,272	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
E	244,567	607,110	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
F	243,996	607,214	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
G	247,854	607,671	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
H	242,241	607,374	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
I	244,968	607,088	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
J	243,677	607,222	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
K	243,515	607,226	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
L	243,268	607,384	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
M	243,063	607,304	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
N	242,903	607,392	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
O	242,715	607,310	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
P	247,038	607,282	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
Q	247,011	607,235	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
R	246,982	607,194	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
S	246,877	607,156	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
T	245,910	607,053	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
U	243,895	607,233	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
V	243,623	607,203	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
W	242,969	607,427	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
X	242,935	607,238	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
Y	242,912	607,242	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
Z	242,867	607,251	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AA	242,896	607,267	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AB	242,789	607,220	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AC	242,728	607,339	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AD	242,910	607,431	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AE	242,333	607,222	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AF	241,950	607,492	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AG	241,838	607,356	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AH	241,533	607,381	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AI	241,459	607,312	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AJ	241,289	607,317	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AK	241,179	607,339	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"

## Calculation Results

Shadow receptor

No.	Shadow, worst case			Shadow, expected values
	Shadow hours per year [h/year]	Shadow days per year [days/year]	Max shadow hours per day [h/day]	Shadow hours per year [h/year]
A	30:10	90	0:37	6:48
B	35:18	66	0:51	7:29
C	11:22	79	0:18	2:25
D	17:44	78	0:23	3:40
E	8:56	40	0:21	2:15
F	40:08	85	0:40	9:16
G	46:11	123	0:35	9:59
H	13:12	50	0:23	2:53
I	10:35	55	0:16	2:20

To be continued on next page...



## SHADOW - Main Result

Calculation: 2b. Nuon

...continued from previous page

No.	Shadow, worst case		Shadow, expected values	
	Shadow hours per year [h/year]	Shadow days per year [days/year]	Max shadow hours per day [h/day]	Shadow hours per year [h/year]
J	9:19	38	0:23	2:20
K	9:40	70	0:18	2:13
L	9:27	54	0:17	2:04
M	16:49	65	0:26	3:42
N	40:33	85	0:38	9:20
O	31:55	86	0:32	7:25
P	7:19	48	0:19	1:42
Q	8:25	54	0:20	2:00
R	10:06	66	0:20	2:20
S	15:02	84	0:24	3:26
T	19:44	67	0:24	4:07
U	24:24	67	0:36	6:04
V	7:54	45	0:22	1:59
W	43:55	86	0:40	10:06
X	16:37	56	0:26	3:39
Y	19:09	60	0:28	4:14
Z	23:54	66	0:31	5:21
AA	24:07	66	0:31	5:23
AB	24:31	68	0:31	5:30
AC	32:23	89	0:32	7:35
AD	43:21	90	0:38	10:04
AE	0:00	0	0:00	0:00
AF	27:01	81	0:32	6:32
AG	0:00	0	0:00	0:00
AH	0:00	0	0:00	0:00
AI	0:00	0	0:00	0:00
AJ	5:29	38	0:13	1:11
AK	14:19	56	0:22	3:09

Total amount of flickering on the shadow receptors caused by each WTG

No.	Name	Worst case [h/year]	Expected [h/year]
1	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (1)	0:00	0:00
2	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (2)	0:00	0:00
3	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (3)	0:00	0:00
4	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (4)	0:00	0:00
5	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (5)	0:00	0:00
6	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (6)	0:00	0:00
7	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (7)	0:00	0:00
8	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (8)	0:00	0:00
9	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (9)	0:00	0:00
10	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (10)	0:00	0:00
11	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (11)	0:00	0:00
12	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (12)	20:09	4:02
13	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (13)	30:16	6:35
14	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (14)	6:08	1:26
15	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (15)	1:02	0:14
16	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (16)	0:00	0:00
17	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (17)	0:00	0:00
18	VESTAS V90 60Hz 3000 90.0 !O! hub: 105.0 m (TOT: 150.0 m) (19)	0:00	0:00
19	VESTAS V90 60Hz 3000 90.0 !O! hub: 105.0 m (TOT: 150.0 m) (20)	0:00	0:00
20	VESTAS V90 60Hz 3000 90.0 !O! hub: 105.0 m (TOT: 150.0 m) (21)	0:00	0:00
21	X 7,5-150 7500 150.0 !-! hub: 120.0 m (TOT: 195.0 m) (108.1)	0:00	0:00
22	X 7,5-150 7500 150.0 !-! hub: 120.0 m (TOT: 195.0 m) (108.2)	0:00	0:00
23	X 7,5-150 7500 150.0 !-! hub: 120.0 m (TOT: 195.0 m) (108.3)	0:00	0:00
24	X 7,5-150 7500 150.0 !-! hub: 120.0 m (TOT: 195.0 m) (103.1)	0:00	0:00
25	X 7,5-150 7500 150.0 !-! hub: 120.0 m (TOT: 195.0 m) (103.2)	0:00	0:00
26	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (160)	0:00	0:00
27	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (161)	0:00	0:00
28	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (162)	0:00	0:00
29	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (163)	0:00	0:00
30	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (164)	0:00	0:00

To be continued on next page...

Project:

variant Nuon groot

Licensed user:

Witteveen+Bos

Van Twickelostraat 2

NL-7411 SC DEVENTER

+31 570 69 76 76

Witteveen+Bos / licenses@witteveenbos.com

Calculated:

11/28/2016 3:11 PM/3.0.639

## SHADOW - Main Result

Calculation: 2b. Nuon

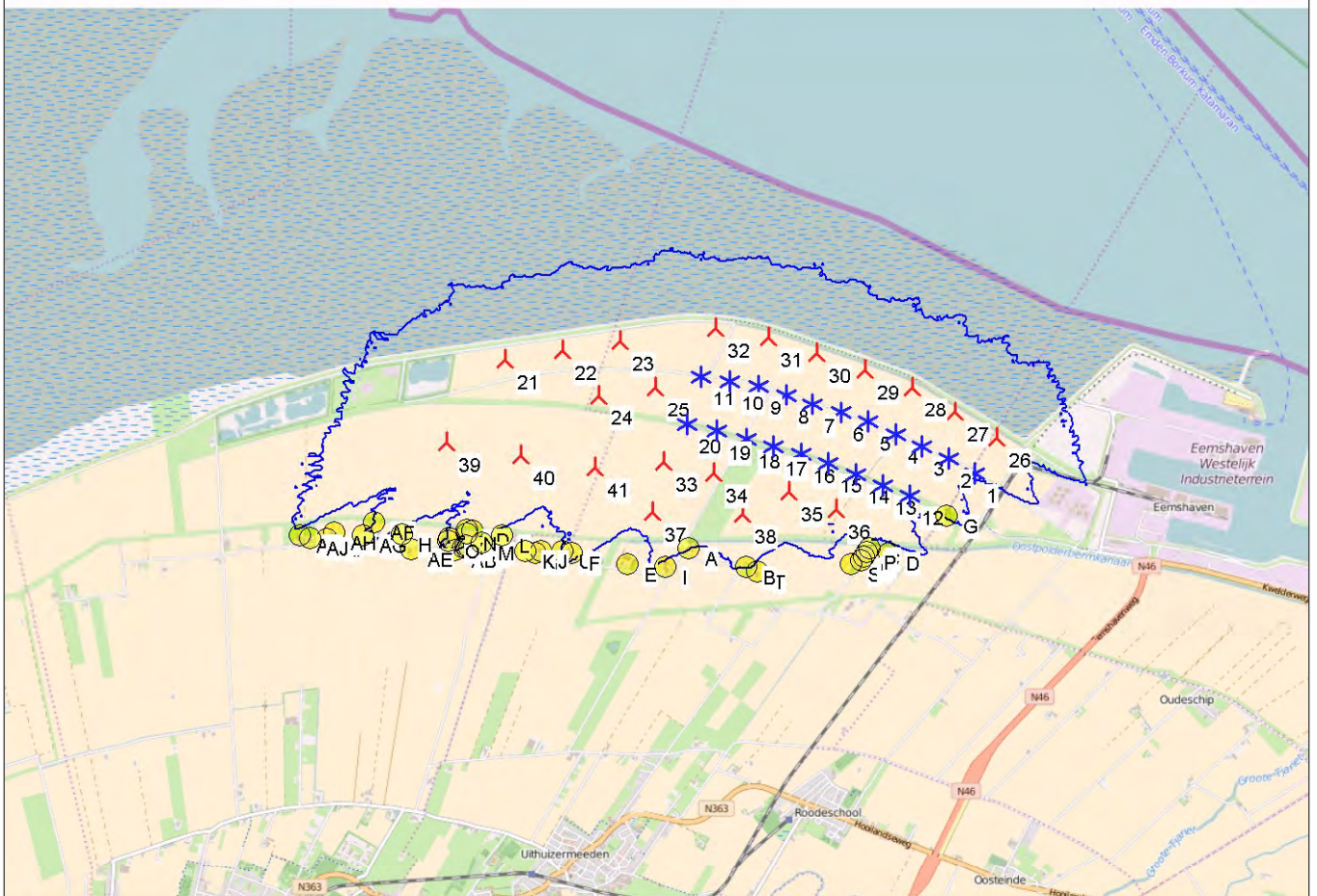
...continued from previous page

No.	Name	Worst case [h/year]	Expected [h/year]
31	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (165)	0:00	0:00
32	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (166)	0:00	0:00
33	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (173)	4:25	0:57
34	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (174)	12:38	2:51
35	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (175)	41:32	9:03
36	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (176)	24:12	5:13
37	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (177)	79:36	18:15
38	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (178)	56:07	12:57
39	X 10-230 10000-1 230.0 !-! hub: 180.0 m (TOT: 295.0 m) (183.1)	14:19	3:09
40	X 10-230 10000-1 230.0 !-! hub: 180.0 m (TOT: 295.0 m) (183.2)	40:13	9:25
41	X 10-230 10000-1 230.0 !-! hub: 180.0 m (TOT: 295.0 m) (183.3)	52:14	12:04

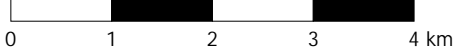
SHADOW - Map  
Calculation: 2b. Nuon

Hours per year, real case

— Slagschaduwcontour (5:40 uur per jaar)



© OpenStreetMap contributors - www.openstreetmap.org/copyright



Map: Open Street Map 002 , Print scale 1:75,000, Map center Dutch Stereo-RD/NAP 2000 East: 245,070 North: 608,430

- ▲ New WTG
  - ★ Existing WTG
  - Shadow receptor
- Flicker map level: 0 m above sea level



## SHADOW - Main Result

Calculation: 2c. Nuon

### Assumptions for shadow calculations

Maximum distance for influence  
 Calculate only when more than 20 % of sun is covered by the blade  
 Please look in WTG table

Minimum sun height over horizon for influence 5 °  
 Day step for calculation 1 days  
 Time step for calculation 1 minutes

Sunshine probability S (Average daily sunshine hours) [EELDE]  
 Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec  
 1.36 2.51 3.14 5.11 6.79 5.48 5.64 5.50 4.24 3.12 1.82 0.96

Operational hours are calculated from WTGs in calculation and wind distribution:

EmdConwx\_N53.450\_E006.740 (5) (1)

Operational time  
 N NNE ENE E ESE SSE S SSW WSW W WNW NNW Sum  
 487 547 535 626 687 515 759 1,202 936 849 823 660 8,627  
 Idle start wind speed: Cut in wind speed from power curve

All coordinates are in  
 Dutch Stereo-RD/NAP 2000



Scale 1:100,000  
 ▲ New WTG      \* Existing WTG      ● Shadow receptor

### WTGs

X (east)	Y (north)	Z [m]	Row data/Description	WTG type			Shadow data				
				Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Calculation distance [m]	RPM [RPM]
1	248,138	608,111	0.0 ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
2	247,862	608,259	0.0 ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
3	247,582	608,380	0.0 ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
4	247,314	608,499	0.0 ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
5	247,029	608,630	0.0 ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
6	246,742	608,714	0.0 ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
7	246,449	608,803	0.0 ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
8	246,182	608,889	0.0 ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
9	245,888	608,975	0.0 ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
10	245,593	609,025	0.0 ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
11	245,291	609,061	0.0 ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
12	247,475	607,871	0.0 ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
13	247,189	607,975	0.0 ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
14	246,906	608,082	0.0 ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
15	246,621	608,192	0.0 ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
16	246,341	608,281	0.0 ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
17	246,049	608,355	0.0 ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: ...	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
18	245,777	608,418	0.0 VESTAS V90 60Hz 3000 90.0 !O! hub: ...	Yes	VESTAS	V90-3,000	3,000	90.0	105.0	1,506	16.1
19	245,461	608,501	0.0 VESTAS V90 60Hz 3000 90.0 !O! hub: ...	Yes	VESTAS	V90-3,000	3,000	90.0	105.0	1,506	16.1
20	245,155	608,563	0.0 VESTAS V90 60Hz 3000 90.0 !O! hub: ...	Yes	VESTAS	V90-3,000	3,000	90.0	105.0	1,506	16.1
21	242,682	608,328	0.0 X 10-230 10000-1 230.0 !-! hub: 180....	No	X	10-230-10,000/1	10,000	230.0	180.0	1,800	7.5
22	243,449	608,210	0.0 X 10-230 10000-1 230.0 !-! hub: 180....	No	X	10-230-10,000/1	10,000	230.0	180.0	1,800	7.5
23	244,217	608,092	0.0 X 10-230 10000-1 230.0 !-! hub: 180....	No	X	10-230-10,000/1	10,000	230.0	180.0	1,800	7.5
24	248,363	608,484	0.0 GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 12... Yes	Yes	GAMESA	G132-5,000	5,000	132.0	120.0	1,800	12.0
25	247,923	608,738	0.0 GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 12... Yes	Yes	GAMESA	G132-5,000	5,000	132.0	120.0	1,800	12.0
26	247,480	608,989	0.0 GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 12... Yes	Yes	GAMESA	G132-5,000	5,000	132.0	120.0	1,800	12.0
27	246,989	609,162	0.0 GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 12... Yes	Yes	GAMESA	G132-5,000	5,000	132.0	120.0	1,800	12.0
28	246,485	609,323	0.0 GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 12... Yes	Yes	GAMESA	G132-5,000	5,000	132.0	120.0	1,800	12.0
29	245,980	609,481	0.0 GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 12... Yes	Yes	GAMESA	G132-5,000	5,000	132.0	120.0	1,800	12.0
30	245,441	609,560	0.0 GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 12... Yes	Yes	GAMESA	G132-5,000	5,000	132.0	120.0	1,800	12.0
31	244,901	609,536	0.0 GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 12... Yes	Yes	GAMESA	G132-5,000	5,000	132.0	120.0	1,800	12.0
32	244,366	609,450	0.0 GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 12... Yes	Yes	GAMESA	G132-5,000	5,000	132.0	120.0	1,800	12.0
33	243,785	609,361	0.0 GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 12... Yes	Yes	GAMESA	G132-5,000	5,000	132.0	120.0	1,800	12.0
34	243,191	608,782	0.0 GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 12... Yes	Yes	GAMESA	G132-5,000	5,000	132.0	120.0	1,800	12.0
35	243,763	608,879	0.0 GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 12... Yes	Yes	GAMESA	G132-5,000	5,000	132.0	120.0	1,800	12.0
36	244,331	608,973	0.0 GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 12... Yes	Yes	GAMESA	G132-5,000	5,000	132.0	120.0	1,800	12.0
37	244,887	608,208	0.0 GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 12... Yes	Yes	GAMESA	G132-5,000	5,000	132.0	120.0	1,800	12.0
38	245,487	608,025	0.0 GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 12... Yes	Yes	GAMESA	G132-5,000	5,000	132.0	120.0	1,800	12.0

To be continued on next page...

## SHADOW - Main Result

Calculation: 2c. Nuon

...continued from previous page

	X (east)	Y (north)	Z [m]	Row data/Description	WTG type			Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Shadow data	
					Valid	Manufact.	Type-generator				Calculation distance [m]	RPM [RPM]
39	246,315	607,819	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 12...	Yes	GAMESA	G132-5,000	5,000	132.0	120.0	1,800	12.0
40	246,858	607,685	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 12...	Yes	GAMESA	G132-5,000	5,000	132.0	120.0	1,800	12.0
41	244,833	607,764	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 12...	Yes	GAMESA	G132-5,000	5,000	132.0	120.0	1,800	12.0
42	245,781	607,697	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 12...	Yes	GAMESA	G132-5,000	5,000	132.0	120.0	1,800	12.0
43	243,239	609,272	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 12...	Yes	GAMESA	G132-5,000	5,000	132.0	120.0	1,800	12.0
44	244,861	608,902	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 12...	Yes	GAMESA	G132-5,000	5,000	132.0	120.0	1,800	12.0

## Shadow receptor-Input

No.	X (east)	Y (north)	Z	Width [m]	Height [m]	Height a.g.l. [m]	Degrees from south cw [°]	Slope of window [°]	Direction mode
A	245,196	607,285	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
B	245,796	607,104	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
C	247,068	607,315	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
D	247,270	607,272	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
E	244,567	607,110	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
F	243,996	607,214	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
G	247,854	607,671	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
H	242,241	607,374	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
I	244,968	607,088	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
J	243,677	607,222	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
K	243,515	607,226	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
L	243,268	607,384	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
M	243,063	607,304	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
N	242,903	607,392	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
O	242,715	607,310	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
P	247,038	607,282	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
Q	247,011	607,235	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
R	246,982	607,194	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
S	246,877	607,156	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
T	245,910	607,053	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
U	243,895	607,233	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
V	243,623	607,203	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
W	242,969	607,427	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
X	242,935	607,238	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
Y	242,912	607,242	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
Z	242,867	607,251	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AA	242,896	607,267	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AB	242,789	607,220	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AC	242,728	607,339	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AD	242,910	607,431	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AE	242,333	607,222	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AF	241,950	607,492	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AG	241,838	607,356	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AH	241,533	607,381	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AI	241,459	607,312	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AJ	241,289	607,317	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AK	241,179	607,339	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"

## Calculation Results

Shadow receptor

No.	Shadow, worst case		Shadow, expected values	
	Shadow hours per year [h/year]	Shadow days per year [days/year]	Max shadow hours per day [h/day]	Shadow hours per year [h/year]
A	24:41	102	0:24	5:46
B	23:13	78	0:25	5:19
C	13:14	83	0:19	2:53
D	21:51	82	0:27	4:34
E	8:17	40	0:20	2:04
F	18:30	73	0:25	4:08

To be continued on next page...

## SHADOW - Main Result

Calculation: 2c. Nuon

...continued from previous page

No.	Shadow, worst case		Shadow, expected values	
	Shadow hours per year [h/year]	Shadow days per year [days/year]	Max shadow hours per day [h/day]	Shadow hours per year [h/year]
G	50:40	126	0:36	10:58
H	13:12	50	0:23	2:53
I	7:42	61	0:14	1:51
J	10:03	44	0:22	2:31
K	6:19	53	0:17	1:33
L	9:22	54	0:17	2:03
M	15:59	53	0:26	3:30
N	40:33	85	0:38	9:20
O	31:55	86	0:32	7:26
P	8:42	54	0:20	2:04
Q	10:01	61	0:20	2:22
R	12:24	70	0:21	2:51
S	23:27	78	0:24	5:02
T	15:30	51	0:29	3:19
U	28:31	82	0:30	6:30
V	8:11	38	0:20	2:03
W	43:55	86	0:40	10:06
X	16:37	56	0:26	3:40
Y	19:09	60	0:28	4:15
Z	23:54	66	0:31	5:21
AA	24:07	66	0:31	5:24
AB	24:31	68	0:31	5:30
AC	32:23	89	0:32	7:35
AD	43:21	90	0:38	10:04
AE	0:00	0	0:00	0:00
AF	27:01	81	0:32	6:32
AG	0:00	0	0:00	0:00
AH	0:00	0	0:00	0:00
AI	0:00	0	0:00	0:00
AJ	5:29	38	0:13	1:11
AK	14:19	56	0:22	3:09

Total amount of flickering on the shadow receptors caused by each WTG

No.	Name	Worst case [h/year]	Expected [h/year]
1	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (1)	0:00	0:00
2	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (2)	0:00	0:00
3	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (3)	0:00	0:00
4	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (4)	0:00	0:00
5	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (5)	0:00	0:00
6	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (6)	0:00	0:00
7	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (7)	0:00	0:00
8	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (8)	0:00	0:00
9	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (9)	0:00	0:00
10	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (10)	0:00	0:00
11	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (11)	0:00	0:00
12	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (12)	20:09	4:03
13	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (13)	30:16	6:35
14	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (14)	6:08	1:26
15	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (15)	1:02	0:14
16	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (16)	0:00	0:00
17	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (17)	0:00	0:00
18	VESTAS V90 60Hz 3000 90.0 !O! hub: 105.0 m (TOT: 150.0 m) (19)	0:00	0:00
19	VESTAS V90 60Hz 3000 90.0 !O! hub: 105.0 m (TOT: 150.0 m) (20)	0:00	0:00
20	VESTAS V90 60Hz 3000 90.0 !O! hub: 105.0 m (TOT: 150.0 m) (21)	0:00	0:00
21	X 10-230 10000-1 230.0 !-! hub: 180.0 m (TOT: 295.0 m) (183.1)	14:19	3:09
22	X 10-230 10000-1 230.0 !-! hub: 180.0 m (TOT: 295.0 m) (183.2)	40:13	9:25
23	X 10-230 10000-1 230.0 !-! hub: 180.0 m (TOT: 295.0 m) (183.3)	52:14	12:04
24	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (215)	0:00	0:00
25	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (216)	0:00	0:00
26	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (217)	0:00	0:00
27	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (218)	0:00	0:00

To be continued on next page...

Project:

variant Nuon 2c

Licensed user:

Witteveen+Bos

Van Twickelostraat 2

NL-7411 SC DEVENTER

+31 570 69 76 76

Witteveen+Bos / licenses@witteveenbos.com

Calculated:

11/28/2016 3:52 PM/3.0.639

## SHADOW - Main Result

Calculation: 2c. Nuon

...continued from previous page

No.	Name	Worst case [h/year]	Expected [h/year]
28	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (219)	0:00	0:00
29	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (220)	0:00	0:00
30	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (221)	0:00	0:00
31	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (222)	0:00	0:00
32	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (223)	0:00	0:00
33	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (224)	0:00	0:00
34	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (225)	0:00	0:00
35	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (226)	0:00	0:00
36	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (227)	0:00	0:00
37	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (228)	1:09	0:14
38	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (229)	13:29	3:02
39	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (230)	36:09	8:09
40	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (231)	42:45	9:35
41	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (232)	45:57	10:37
42	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (233)	53:28	12:08
43	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (234)	0:00	0:00
44	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (235)	0:00	0:00

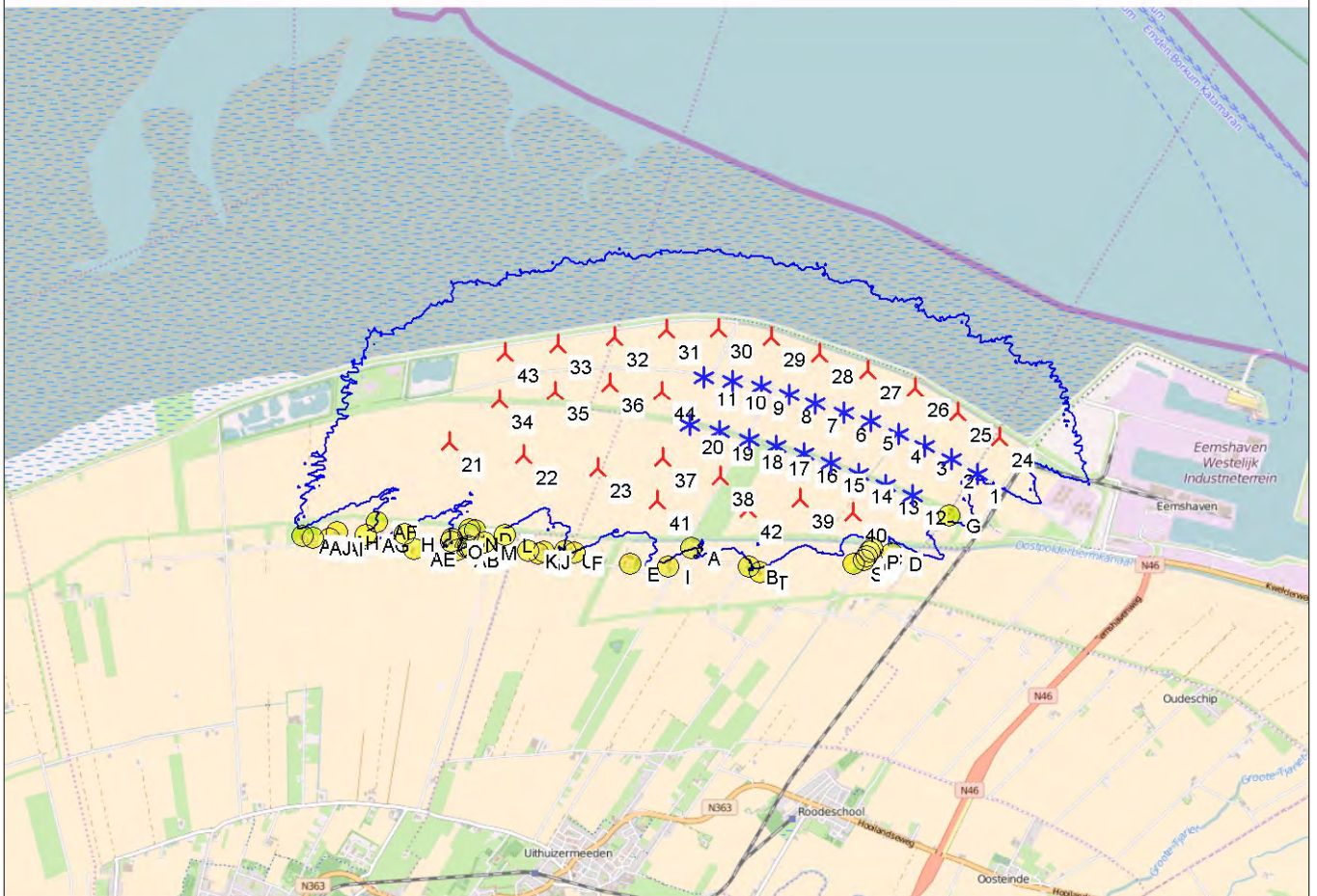


## SHADOW - Map

Calculation: 2c. Nuon

Hours per year, real case

— Slagschaduwcontour (5:40 uur per jaar)



© OpenStreetMap contributors - www.openstreetmap.org/copyright

0 1 2 3 4 km

Map: Open Street Map 002 , Print scale 1:75,000, Map center Dutch Stereo-RD/NAP 2000 East: 245,040 North: 608,520

▲ New WTG    
 ★ Existing WTG    
 ● Shadow receptor  
 Flicker map level: 0 m above sea level

## SHADOW - Main Result

Calculation: 3a. integraal

### Assumptions for shadow calculations

Maximum distance for influence  
 Calculate only when more than 20 % of sun is covered by the blade  
 Please look in WTG table

Minimum sun height over horizon for influence 5 °  
 Day step for calculation 1 days  
 Time step for calculation 1 minutes

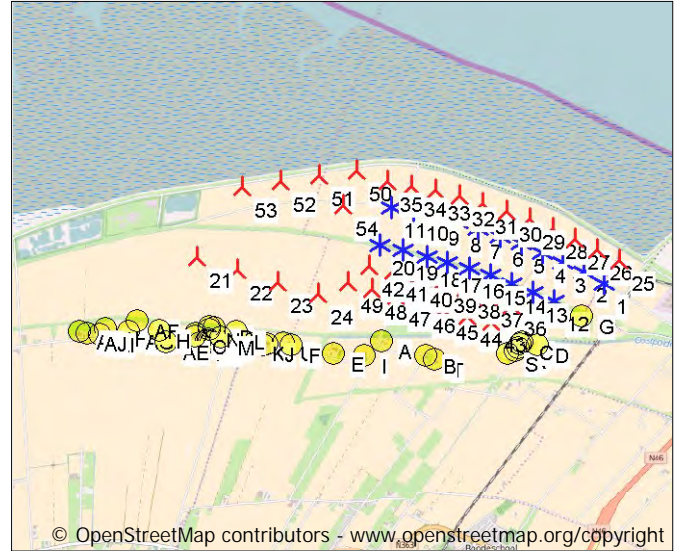
Sunshine probability S (Average daily sunshine hours) [EELDE]  
 Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec  
 1.36 2.51 3.14 5.11 6.79 5.48 5.64 5.50 4.24 3.12 1.82 0.96

Operational hours are calculated from WTGs in calculation and wind distribution:

EmdConwx\_N53.450\_E006.740 (5) (1)

Operational time  
 N NNE ENE E ESE SSE S SSW WSW W WNW NNW Sum  
 486 545 533 624 685 514 756 1,198 933 846 820 658 8,599  
 Idle start wind speed: Cut in wind speed from power curve

All coordinates are in  
 Dutch Stereo-RD/NAP 2000



Scale 1:100,000  
 ▲ New WTG    ★ Existing WTG    ● Shadow receptor

### WTGs

Row	X (east)	Y (north)	Z [m]	Row data/Description	WTG type			Shadow data				
					Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Calculation distance [m]	RPM [RPM]
1	248,138	608,111	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 9... Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
2	247,862	608,259	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 9... Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
3	247,582	608,380	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 9... Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
4	247,314	608,499	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 9... Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
5	247,029	608,630	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 9... Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
6	246,742	608,714	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 9... Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
7	246,449	608,803	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 9... Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
8	246,182	608,889	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 9... Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
9	245,888	608,975	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 9... Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
10	245,593	609,025	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 9... Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
11	245,291	609,061	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 9... Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
12	247,475	607,871	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 9... Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
13	247,189	607,975	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 9... Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
14	246,906	608,082	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 9... Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
15	246,621	608,192	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 9... Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
16	246,341	608,281	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 9... Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
17	246,049	608,355	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 9... Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
18	245,777	608,418	0.0	VESTAS V90 60Hz 3000 90.0 !O! hub: 1... Yes	Yes	VESTAS	V90-3,000	3,000	90.0	105.0	1,506	16.1
19	245,461	608,501	0.0	VESTAS V90 60Hz 3000 90.0 !O! hub: 1... Yes	Yes	VESTAS	V90-3,000	3,000	90.0	105.0	1,506	16.1
20	245,155	608,563	0.0	VESTAS V90 60Hz 3000 90.0 !O! hub: 1... Yes	Yes	VESTAS	V90-3,000	3,000	90.0	105.0	1,506	16.1
21	242,722	608,346	0.0	X 7,5-150 7500 150.0 !-! hub: 120.0 m (...No	No	X	7,5-150-7,500	7,500	150.0	120.0	1,800	11.5
22	243,261	608,195	0.0	X 7,5-150 7500 150.0 !-! hub: 120.0 m (...No	No	X	7,5-150-7,500	7,500	150.0	120.0	1,800	11.5
23	243,801	608,044	0.0	X 7,5-150 7500 150.0 !-! hub: 120.0 m (...No	No	X	7,5-150-7,500	7,500	150.0	120.0	1,800	11.5
24	244,340	607,893	0.0	X 7,5-150 7500 150.0 !-! hub: 120.0 m (...No	No	X	7,5-150-7,500	7,500	150.0	120.0	1,800	11.5
25	248,336	608,417	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 8... Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	1,602	17.5
26	248,038	608,554	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 8... Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	1,602	17.5
27	247,740	608,691	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 8... Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	1,602	17.5
28	247,442	608,829	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 8... Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	1,602	17.5
29	247,138	608,943	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 8... Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	1,602	17.5
30	246,824	609,040	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 8... Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	1,602	17.5
31	246,511	609,138	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 8... Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	1,602	17.5
32	246,198	609,235	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 8... Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	1,602	17.5
33	245,879	609,303	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 8... Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	1,602	17.5
34	245,555	609,354	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 8... Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	1,602	17.5
35	245,231	609,406	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 8... Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	1,602	17.5
36	246,915	607,792	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 8... Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	1,602	17.5
37	246,605	607,899	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 8... Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	1,602	17.5
38	246,295	608,005	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 8... Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	1,602	17.5

To be continued on next page...

## SHADOW - Main Result

Calculation: 3a. integraal

...continued from previous page

	X (east)	Y (north)	Z	Row data/Description	WTG type			Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Shadow data	
					Valid	Manufact.	Type-generator				Calculation distance [m]	RPM [RPM]
39	245,978	608,079	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 8...	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	1,602	17.5
40	245,657	608,148	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 8...	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	1,602	17.5
41	245,336	608,217	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 8...	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	1,602	17.5
42	245,016	608,285	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 8...	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	1,602	17.5
43	246,648	607,565	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 8...	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	1,602	17.5
44	246,330	607,646	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 8...	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	1,602	17.5
45	246,012	607,728	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 8...	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	1,602	17.5
46	245,694	607,809	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 8...	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	1,602	17.5
47	245,376	607,890	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 8...	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	1,602	17.5
48	245,059	607,971	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 8...	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	1,602	17.5
49	244,741	608,052	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 8...	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	1,602	17.5
50	244,831	609,542	0.0	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 120...	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	120.0	1,800	12.0
51	244,325	609,462	0.0	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 120...	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	120.0	1,800	12.0
52	243,820	609,381	0.0	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 120...	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	120.0	1,800	12.0
53	243,314	609,301	0.0	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 120...	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	120.0	1,800	12.0
54	244,660	609,076	0.0	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 120...	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	120.0	1,800	12.0

## Shadow receptor-Input

No.	X (east)	Y (north)	Z	Width	Height	Height a.g.l.	Degrees from south cw	Slope of window	Direction mode
			[m]	[m]	[m]	[m]	[°]	[°]	
A	245,196	607,285	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
B	245,796	607,104	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
C	247,068	607,315	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
D	247,270	607,272	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
E	244,567	607,110	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
F	243,996	607,214	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
G	247,854	607,671	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
H	242,241	607,374	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
I	244,968	607,088	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
J	243,677	607,222	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
K	243,515	607,226	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
L	243,268	607,384	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
M	243,063	607,304	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
N	242,903	607,392	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
O	242,715	607,310	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
P	247,038	607,282	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
Q	247,011	607,235	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
R	246,982	607,194	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
S	246,877	607,156	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
T	245,910	607,053	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
U	243,895	607,233	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
V	243,623	607,203	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
W	242,969	607,427	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
X	242,935	607,238	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
Y	242,912	607,242	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
Z	242,867	607,251	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AA	242,896	607,267	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AB	242,789	607,220	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AC	242,728	607,339	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AD	242,910	607,431	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AE	242,333	607,222	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AF	241,950	607,492	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AG	241,838	607,356	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AH	241,533	607,381	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AI	241,459	607,312	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AJ	241,289	607,317	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AK	241,179	607,339	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"



## SHADOW - Main Result

Calculation: 3a. integraal

### Calculation Results

Shadow receptor

No.	Shadow, worst case		Shadow, expected values	
	Shadow hours per year [h/year]	Shadow days per year [days/year]	Max shadow hours per day [h/day]	Shadow hours per year [h/year]
A	23:52	90	0:30	5:22
B	15:06	56	0:29	3:30
C	33:53	95	0:32	7:15
D	33:46	96	0:30	7:20
E	0:52	19	0:04	0:11
F	0:14	14	0:01	0:02
G	41:13	120	0:35	8:51
H	2:48	23	0:11	0:42
I	2:23	28	0:07	0:33
J	0:00	0	0:00	0:00
K	0:00	0	0:00	0:00
L	18:23	61	0:28	4:33
M	8:19	39	0:20	2:05
N	10:12	64	0:16	2:20
O	11:40	68	0:17	2:36
P	24:29	86	0:25	5:13
Q	15:04	74	0:20	3:08
R	5:35	55	0:12	1:11
S	1:56	38	0:05	0:23
T	8:38	64	0:12	1:53
U	0:25	15	0:02	0:05
V	0:00	0	0:00	0:00
W	10:21	64	0:18	2:24
X	5:14	31	0:16	1:18
Y	4:47	30	0:15	1:12
Z	4:00	27	0:14	1:00
AA	4:27	28	0:15	1:07
AB	2:51	23	0:11	0:43
AC	14:53	74	0:20	3:19
AD	16:07	76	0:20	3:37
AE	4:35	34	0:12	1:08
AF	8:37	45	0:18	2:07
AG	6:32	45	0:13	1:31
AH	0:00	0	0:00	0:00
AI	0:00	0	0:00	0:00
AJ	1:06	24	0:04	0:14
AK	0:00	0	0:00	0:00

Total amount of flickering on the shadow receptors caused by each WTG

No.	Name	Worst case [h/year]	Expected [h/year]
1	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (54)	0:00	0:00
2	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (55)	0:00	0:00
3	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (56)	0:00	0:00
4	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (57)	0:00	0:00
5	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (58)	0:00	0:00
6	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (59)	0:00	0:00
7	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (60)	0:00	0:00
8	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (61)	0:00	0:00
9	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (62)	0:00	0:00
10	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (63)	0:00	0:00
11	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (64)	0:00	0:00
12	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (65)	20:09	4:02
13	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (66)	30:16	6:33
14	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (67)	6:08	1:26
15	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (68)	1:02	0:14
16	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (69)	0:00	0:00
17	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (70)	0:00	0:00
18	VESTAS V90 60Hz 3000 90.0 !O! hub: 105.0 m (TOT: 150.0 m) (71)	0:00	0:00
19	VESTAS V90 60Hz 3000 90.0 !O! hub: 105.0 m (TOT: 150.0 m) (72)	0:00	0:00
20	VESTAS V90 60Hz 3000 90.0 !O! hub: 105.0 m (TOT: 150.0 m) (73)	0:00	0:00

To be continued on next page...

## SHADOW - Main Result

Calculation: 3a. integraal

...continued from previous page

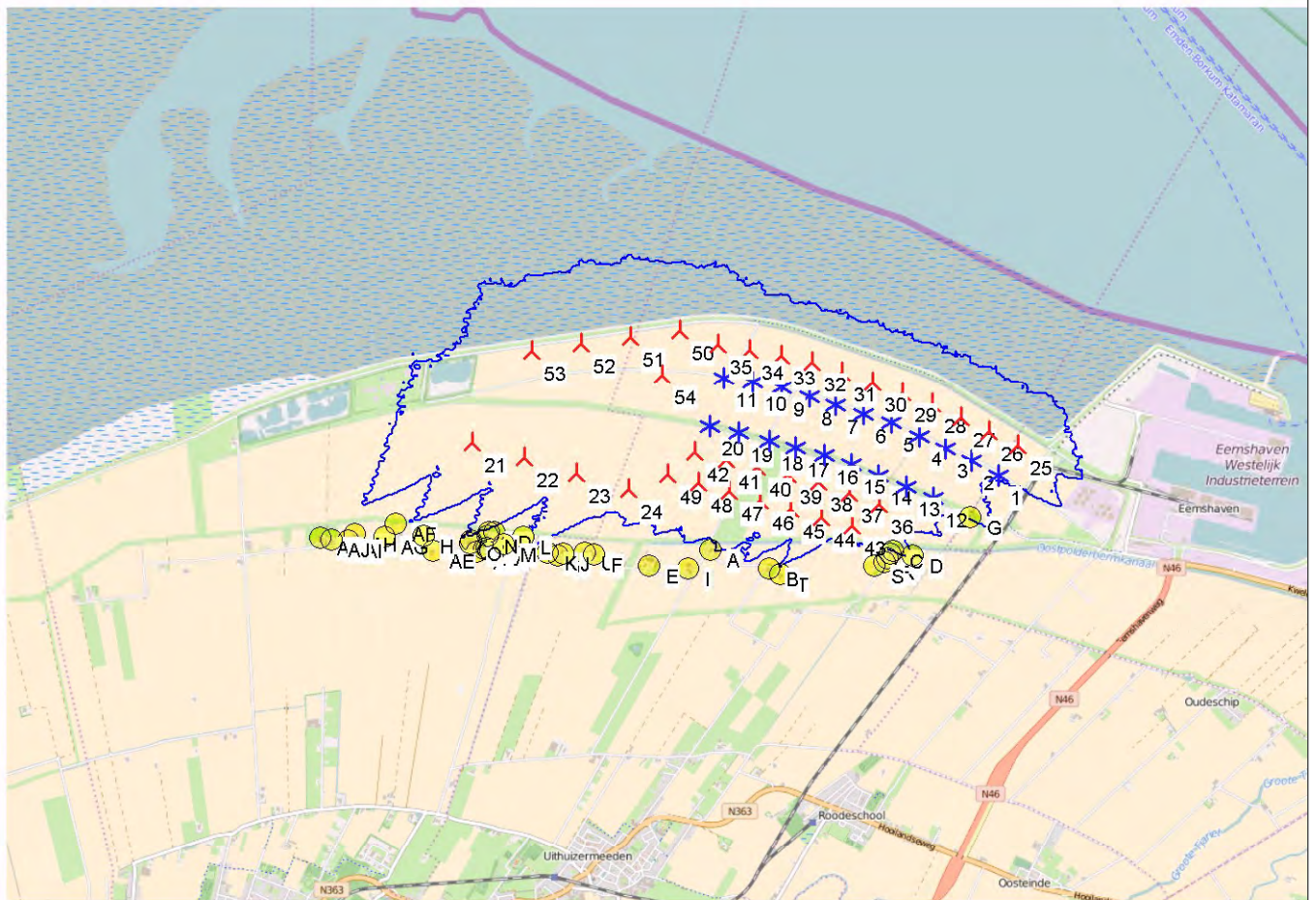
No.	Name	Worst case [h/year]	Expected [h/year]
21	X 7,5-150 7500 150.0 !-! hub: 120.0 m (TOT: 195.0 m) (75.1)	1:06	0:14
22	X 7,5-150 7500 150.0 !-! hub: 120.0 m (TOT: 195.0 m) (75.2)	12:08	2:54
23	X 7,5-150 7500 150.0 !-! hub: 120.0 m (TOT: 195.0 m) (75.3)	27:33	6:14
24	X 7,5-150 7500 150.0 !-! hub: 120.0 m (TOT: 195.0 m) (75.4)	32:25	7:46
25	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (118.1)	0:00	0:00
26	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (118.2)	0:00	0:00
27	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (118.3)	0:00	0:00
28	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (118.4)	0:00	0:00
29	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (119.1)	0:00	0:00
30	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (119.2)	0:00	0:00
31	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (119.3)	0:00	0:00
32	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (119.4)	0:00	0:00
33	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (120.1)	0:00	0:00
34	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (120.2)	0:00	0:00
35	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (120.3)	0:00	0:00
36	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (121.1)	4:59	1:06
37	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (121.2)	0:28	0:06
38	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (121.3)	2:00	0:24
39	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (122.1)	0:00	0:00
40	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (122.2)	0:00	0:00
41	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (122.3)	0:00	0:00
42	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (122.4)	0:00	0:00
43	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (126.1)	54:27	11:46
44	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (126.2)	37:42	8:09
45	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (126.3)	24:26	5:35
46	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (126.4)	1:19	0:18
47	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (126.5)	0:00	0:00
48	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (126.6)	0:39	0:08
49	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (126.7)	0:00	0:00
50	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 184.0 m) (133.1)	0:00	0:00
51	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 184.0 m) (133.2)	0:00	0:00
52	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 184.0 m) (133.3)	0:00	0:00
53	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 184.0 m) (133.4)	0:00	0:00
54	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 184.0 m) (134)	0:00	0:00

## SHADOW - Map

Calculation: 3a. integraal

Hours per year, real case

— Slagschaduwcontour (5:40 uur per jaar)



© OpenStreetMap contributors - www.openstreetmap.org/copyright

0 1 2 3 4 km

Map: Open Street Map 002 , Print scale 1:75,000, Map center Dutch Stereo-RD/NAP 2000 East: 244,800 North: 608,670

▲ New WTG     
 ★ Existing WTG     
 ● Shadow receptor  
 Flicker map level: 0 m above sea level

## SHADOW - Main Result

Calculation: 3b. integraal

### Assumptions for shadow calculations

Maximum distance for influence  
Calculate only when more than 20 % of sun is covered by the blade  
Please look in WTG table

Minimum sun height over horizon for influence 5 °  
Day step for calculation 1 days  
Time step for calculation 1 minutes

Sunshine probability S (Average daily sunshine hours) [EELDE]  
Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec  
1.36 2.51 3.14 5.11 6.79 5.48 5.64 5.50 4.24 3.12 1.82 0.96

Operational hours are calculated from WTGs in calculation and wind distribution:

EmdConwx\_N53.450\_E006.740 (5)

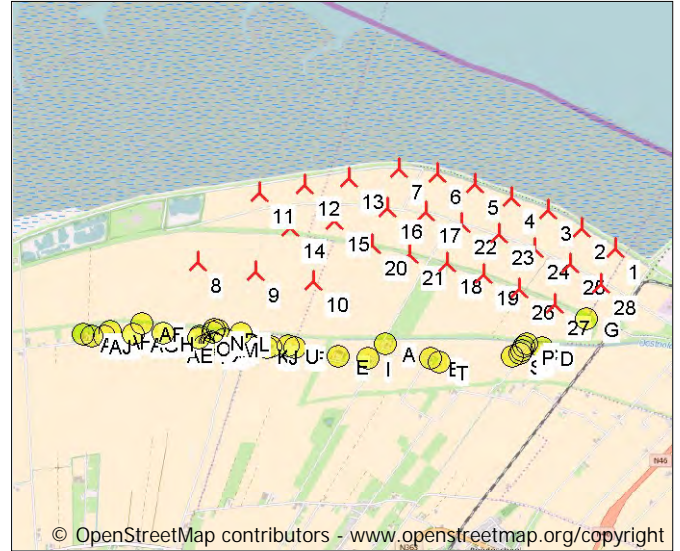
### Operational time

N NNE ENE E ESE SSE S SSW WSW W WNW NNW Sum  
490 550 537 630 691 518 763 1,209 941 854 827 664 8,672

Idle start wind speed: Cut in wind speed from power curve

All coordinates are in  
Dutch Stereo-RD/NAP 2000

### WTGs



▲ New WTG

● Shadow receptor

	X (east)	Y (north)	Z	Row data/Description	WTG type			Shadow data				
					Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Calculation distance [m]	RPM [RPM]
1	248,219	608,607	0.0	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 1...	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	130.0	1,800	12.0
2	247,775	608,861	0.0	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 1...	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	130.0	1,800	12.0
3	247,318	609,099	0.0	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 1...	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	130.0	1,800	12.0
4	246,832	609,261	0.0	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 1...	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	130.0	1,800	12.0
5	246,346	609,422	0.0	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 1...	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	130.0	1,800	12.0
6	245,841	609,552	0.0	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 1...	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	130.0	1,800	12.0
7	245,332	609,609	0.0	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 1...	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	130.0	1,800	12.0
8	242,682	608,328	0.0	X 10-230 10000-1 230.0 !-! hub: 180...	No	X	10-230-10,000/1	10,000	230.0	180.0	1,800	7.5
9	243,449	608,210	0.0	X 10-230 10000-1 230.0 !-! hub: 180...	No	X	10-230-10,000/1	10,000	230.0	180.0	1,800	7.5
10	244,217	608,092	0.0	X 10-230 10000-1 230.0 !-! hub: 180...	No	X	10-230-10,000/1	10,000	230.0	180.0	1,800	7.5
11	243,485	609,261	0.0	X 7,5-150 7500 150.0 !-! hub: 120.0 ...	No	X	7,5-150-7,500	7,500	150.0	120.0	1,800	11.5
12	244,075	609,365	0.0	X 7,5-150 7500 150.0 !-! hub: 120.0 ...	No	X	7,5-150-7,500	7,500	150.0	120.0	1,800	11.5
13	244,666	609,470	0.0	X 7,5-150 7500 150.0 !-! hub: 120.0 ...	No	X	7,5-150-7,500	7,500	150.0	120.0	1,800	11.5
14	243,896	608,804	0.0	X 7,5-150 7500 150.0 !-! hub: 120.0 ...	No	X	7,5-150-7,500	7,500	150.0	120.0	1,800	11.5
15	244,488	608,904	0.0	X 7,5-150 7500 150.0 !-! hub: 120.0 ...	No	X	7,5-150-7,500	7,500	150.0	120.0	1,800	11.5
16	245,181	609,078	0.0	95.4°, 512.0 m	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	130.0	1,800	12.0
17	245,692	609,039	0.0		Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	130.0	1,800	12.0
18	245,984	608,369	0.0	107.7°, 512.0 m	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	130.0	1,800	12.0
19	246,475	608,223	0.0		Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	130.0	1,800	12.0
20	244,993	608,592	0.0	104.0°, 512.0 m	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	130.0	1,800	12.0
21	245,492	608,478	0.0		Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	130.0	1,800	12.0
22	246,175	608,897	0.0	105.9°, 512.0 m	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	130.0	1,800	12.0
23	246,670	608,766	0.0		Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	130.0	1,800	12.0
24	247,153	608,588	0.0	113.9°, 512.0 m	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	130.0	1,800	12.0
25	247,625	608,390	0.0		Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	130.0	1,800	12.0
26	246,957	608,051	0.0	113.9°, 512.0 m	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	130.0	1,800	12.0
27	247,429	607,853	0.0		Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	130.0	1,800	12.0
28	248,045	608,136	0.0	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 1...	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	130.0	1,800	12.0

### Shadow receptor-Input

No.	X (east)	Y (north)	Z	Width [m]	Height [m]	Height a.g.l. [m]	Degrees from south cw [°]	Slope of window [°]	Direction mode
A	245,196	607,285	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
B	245,796	607,104	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
C	247,068	607,315	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
D	247,270	607,272	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"

To be continued on next page...



## SHADOW - Main Result

Calculation: 3b. integraal

...continued from previous page

No.	X (east)	Y (north)	Z	Width	Height	Height a.g.l.	Degrees from south cw	Slope of window	Direction mode
			[m]	[m]	[m]	[m]	[°]	[°]	
E	244,567	607,110	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
F	243,996	607,214	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
G	247,854	607,671	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
H	242,241	607,374	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
I	244,968	607,088	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
J	243,677	607,222	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
K	243,515	607,226	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
L	243,268	607,384	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
M	243,063	607,304	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
N	242,903	607,392	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
O	242,715	607,310	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
P	247,038	607,282	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
Q	247,011	607,235	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
R	246,982	607,194	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
S	246,877	607,156	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
T	245,910	607,053	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
U	243,895	607,233	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
V	243,623	607,203	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
W	242,969	607,427	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
X	242,935	607,238	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
Y	242,912	607,242	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
Z	242,867	607,251	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AA	242,896	607,267	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AB	242,789	607,220	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AC	242,728	607,339	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AD	242,910	607,431	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AE	242,333	607,222	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AF	241,950	607,492	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AG	241,838	607,356	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AH	241,533	607,381	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AI	241,459	607,312	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AJ	241,289	607,317	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AK	241,179	607,339	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"

## Calculation Results

Shadow receptor

No.	Shadow, worst case			Shadow, expected values
	Shadow hours per year [h/year]	Shadow days per year [days/year]	Max shadow hours per day [h/day]	Shadow hours per year [h/year]
A	0:41	19	0:03	0:08
B	1:41	18	0:08	0:25
C	0:00	0	0:00	0:00
D	0:00	0	0:00	0:00
E	0:00	0	0:00	0:00
F	0:00	0	0:00	0:00
G	75:42	95	1:02	16:25
H	13:12	50	0:23	2:54
I	0:00	0	0:00	0:00
J	0:00	0	0:00	0:00
K	0:00	0	0:00	0:00
L	7:13	36	0:17	1:33
M	15:59	53	0:26	3:31
N	40:33	85	0:38	9:23
O	31:55	86	0:32	7:28
P	0:00	0	0:00	0:00
Q	0:00	0	0:00	0:00
R	0:00	0	0:00	0:00
S	0:00	0	0:00	0:00
T	2:58	26	0:11	0:45
U	0:00	0	0:00	0:00
V	0:00	0	0:00	0:00
W	43:55	86	0:40	10:09

To be continued on next page...

## SHADOW - Main Result

Calculation: 3b. integraal

...continued from previous page

No.	Shadow, worst case		Shadow, expected values	
	Shadow hours per year [h/year]	Shadow days per year [days/year]	Max shadow hours per day [h/day]	Shadow hours per year [h/year]
X	16:37	56	0:26	3:41
Y	19:09	60	0:28	4:16
Z	23:54	66	0:31	5:22
AA	24:07	66	0:31	5:25
AB	24:31	68	0:31	5:32
AC	32:23	89	0:32	7:38
AD	43:21	90	0:38	10:08
AE	0:00	0	0:00	0:00
AF	27:01	81	0:32	6:34
AG	0:00	0	0:00	0:00
AH	0:00	0	0:00	0:00
AI	0:00	0	0:00	0:00
AJ	5:29	38	0:13	1:11
AK	14:19	56	0:22	3:10

Total amount of flickering on the shadow receptors caused by each WTG

No.	Name	Worst case [h/year]	Expected [h/year]
1	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 130.0 m (TOT: 194.0 m) (128.1)	0:00	0:00
2	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 130.0 m (TOT: 194.0 m) (128.2)	0:00	0:00
3	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 130.0 m (TOT: 194.0 m) (129.1)	0:00	0:00
4	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 130.0 m (TOT: 194.0 m) (129.2)	0:00	0:00
5	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 130.0 m (TOT: 194.0 m) (129.3)	0:00	0:00
6	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 130.0 m (TOT: 194.0 m) (130.1)	0:00	0:00
7	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 130.0 m (TOT: 194.0 m) (130.2)	0:00	0:00
8	X 10-230 10000-1 230.0 !-! hub: 180.0 m (TOT: 295.0 m) (174.1)	14:19	3:10
9	X 10-230 10000-1 230.0 !-! hub: 180.0 m (TOT: 295.0 m) (174.2)	40:13	9:28
10	X 10-230 10000-1 230.0 !-! hub: 180.0 m (TOT: 295.0 m) (174.3)	52:14	12:08
11	X 7,5-150 7500 150.0 !-! hub: 120.0 m (TOT: 195.0 m) (175.1)	0:00	0:00
12	X 7,5-150 7500 150.0 !-! hub: 120.0 m (TOT: 195.0 m) (175.2)	0:00	0:00
13	X 7,5-150 7500 150.0 !-! hub: 120.0 m (TOT: 195.0 m) (175.3)	0:00	0:00
14	X 7,5-150 7500 150.0 !-! hub: 120.0 m (TOT: 195.0 m) (176.1)	0:00	0:00
15	X 7,5-150 7500 150.0 !-! hub: 120.0 m (TOT: 195.0 m) (176.2)	0:00	0:00
16	2*GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 130.0 m (TOT: 194.0 m) dist: 512 m (4.0 RD) angle: 95° (205)	0:00	0:00
17	2*GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 130.0 m (TOT: 194.0 m) dist: 512 m (4.0 RD) angle: 95° (205)	0:00	0:00
18	2*GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 130.0 m (TOT: 194.0 m) dist: 512 m (4.0 RD) angle: 108° (206)	0:00	0:00
19	2*GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 130.0 m (TOT: 194.0 m) dist: 512 m (4.0 RD) angle: 108° (206)	5:56	1:23
20	2*GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 130.0 m (TOT: 194.0 m) dist: 512 m (4.0 RD) angle: 104° (207)	0:00	0:00
21	2*GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 130.0 m (TOT: 194.0 m) dist: 512 m (4.0 RD) angle: 104° (207)	0:00	0:00
22	2*GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 130.0 m (TOT: 194.0 m) dist: 512 m (4.0 RD) angle: 106° (208)	0:00	0:00
23	2*GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 130.0 m (TOT: 194.0 m) dist: 512 m (4.0 RD) angle: 106° (208)	0:00	0:00
24	2*GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 130.0 m (TOT: 194.0 m) dist: 512 m (4.0 RD) angle: 114° (209)	0:00	0:00
25	2*GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 130.0 m (TOT: 194.0 m) dist: 512 m (4.0 RD) angle: 114° (209)	0:00	0:00
26	2*GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 130.0 m (TOT: 194.0 m) dist: 512 m (4.0 RD) angle: 114° (1)	35:43	7:56
27	2*GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 130.0 m (TOT: 194.0 m) dist: 512 m (4.0 RD) angle: 114° (1)	64:50	13:58
28	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 130.0 m (TOT: 194.0 m) (212)	0:00	0:00

## SHADOW - Map

Calculation: 3b. integraal

Hours per year, real case

— Slagschaduwcontour (5:40 uur per jaar)



© OpenStreetMap contributors - www.openstreetmap.org/copyright

0 1 2 3 4 km

Map: Open Street Map 002 , Print scale 1:75,000, Map center Dutch Stereo-RD/NAP 2000 East: 244,920 North: 608,640

▲ New WTG      ● Shadow receptor

Flicker map level: 0 m above sea level



## SHADOW - Main Result

Calculation: Bestaande situatie Westereems  
 Assumptions for shadow calculations

Maximum distance for influence  
 Calculate only when more than 20 % of sun is covered by the blade  
 Please look in WTG table

Minimum sun height over horizon for influence 5 °  
 Day step for calculation 1 days  
 Time step for calculation 1 minutes

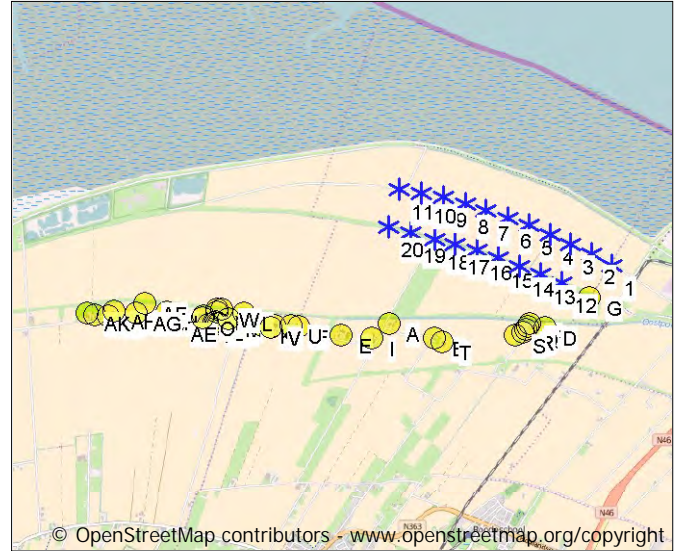
Sunshine probability S (Average daily sunshine hours) [EELDE]  
 Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec  
 1.36 2.51 3.14 5.11 6.79 5.48 5.64 5.50 4.24 3.12 1.82 0.96

Operational hours are calculated from WTGs in calculation and wind distribution:  
 EmdConwx\_N53.450\_E006.740 (5)

Operational time  
 N NNE ENE E ESE SSE S SSW WSW W WNW NNW Sum  
 485 544 532 623 684 513 755 1,196 932 845 819 657 8,583  
 Idle start wind speed: Cut in wind speed from power curve

All coordinates are in  
 Dutch Stereo-RD/NAP 2000

### WTGs



Scale 1:100,000  
 \* Existing WTG      ● Shadow receptor

	X (east)	Y (north)	Z [m]	Row data/Description	WTG type			Shadow data				
					Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Calculation distance [m]	RPM [RPM]
1	248,138	608,111	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 9... Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
2	247,862	608,259	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 9... Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
3	247,582	608,380	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 9... Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
4	247,314	608,499	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 9... Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
5	247,029	608,630	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 9... Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
6	246,742	608,714	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 9... Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
7	246,449	608,803	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 9... Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
8	246,182	608,889	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 9... Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
9	245,888	608,975	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 9... Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
10	245,593	609,025	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 9... Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
11	245,291	609,061	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 9... Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
12	247,475	607,871	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 9... Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
13	247,189	607,975	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 9... Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
14	246,906	608,082	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 9... Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
15	246,621	608,192	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 9... Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
16	246,341	608,281	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 9... Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
17	246,049	608,355	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 9... Yes	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	1,602	17.5
18	245,777	608,418	0.0	VESTAS V90 60Hz 3000 90.0 !O! hub: 1... Yes	Yes	VESTAS	V90-3,000	3,000	90.0	105.0	1,506	16.1
19	245,461	608,501	0.0	VESTAS V90 60Hz 3000 90.0 !O! hub: 1... Yes	Yes	VESTAS	V90-3,000	3,000	90.0	105.0	1,506	16.1
20	245,155	608,563	0.0	VESTAS V90 60Hz 3000 90.0 !O! hub: 1... Yes	Yes	VESTAS	V90-3,000	3,000	90.0	105.0	1,506	16.1

### Shadow receptor-Input

No.	X (east)	Y (north)	Z	Width	Height	Height a.g.l.	Degrees from south cw	Slope of window	Direction mode
	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[°]	[°]	
A	245,196	607,285	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
B	245,796	607,104	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
C	247,068	607,315	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
D	247,270	607,272	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
E	244,567	607,110	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
F	243,996	607,214	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
G	247,854	607,671	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
H	242,241	607,374	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
I	244,968	607,088	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
J	243,677	607,222	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
K	243,515	607,226	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
L	243,268	607,384	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"

To be continued on next page...

## SHADOW - Main Result

Calculation: Bestaande situatie Westereems

...continued from previous page

No.	X (east)	Y (north)	Z	Width	Height	Height a.g.l.	Degrees from south cw	Slope of window	Direction mode
			[m]	[m]	[m]	[m]	[°]	[°]	
M	243,063	607,304	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
N	242,903	607,392	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
O	242,715	607,310	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
P	247,038	607,282	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
Q	247,011	607,235	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
R	246,982	607,194	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
S	246,877	607,156	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
T	245,910	607,053	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
U	243,895	607,233	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
V	243,623	607,203	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
W	242,969	607,427	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
X	242,935	607,238	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
Y	242,912	607,242	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
Z	242,867	607,251	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AA	242,896	607,267	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AB	242,789	607,220	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AC	242,728	607,339	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AD	242,910	607,431	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AE	242,333	607,222	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AF	241,950	607,492	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AG	241,838	607,356	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AH	241,533	607,381	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AI	241,459	607,312	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AJ	241,289	607,317	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"
AK	241,179	607,339	0.0	1.0	1.0	1.0	0.0	90.0	"Green house mode"

## Calculation Results

Shadow receptor

No.	Shadow, worst case			Shadow, expected values
	Shadow hours per year [h/year]	Shadow days per year [days/year]	Max shadow hours per day [h/day]	Shadow hours per year [h/year]
A	0:00	0	0:00	0:00
B	0:00	0	0:00	0:00
C	0:00	0	0:00	0:00
D	0:00	0	0:00	0:00
E	0:00	0	0:00	0:00
F	0:00	0	0:00	0:00
G	36:11	88	0:35	7:44
H	0:00	0	0:00	0:00
I	0:00	0	0:00	0:00
J	0:00	0	0:00	0:00
K	0:00	0	0:00	0:00
L	0:00	0	0:00	0:00
M	0:00	0	0:00	0:00
N	0:00	0	0:00	0:00
O	0:00	0	0:00	0:00
P	0:00	0	0:00	0:00
Q	0:00	0	0:00	0:00
R	0:00	0	0:00	0:00
S	0:00	0	0:00	0:00
T	0:00	0	0:00	0:00
U	0:00	0	0:00	0:00
V	0:00	0	0:00	0:00
W	0:00	0	0:00	0:00
X	0:00	0	0:00	0:00
Y	0:00	0	0:00	0:00
Z	0:00	0	0:00	0:00
AA	0:00	0	0:00	0:00
AB	0:00	0	0:00	0:00
AC	0:00	0	0:00	0:00
AD	0:00	0	0:00	0:00
AE	0:00	0	0:00	0:00

To be continued on next page...

## SHADOW - Main Result

Calculation: Bestaande situatie Westereems

...continued from previous page

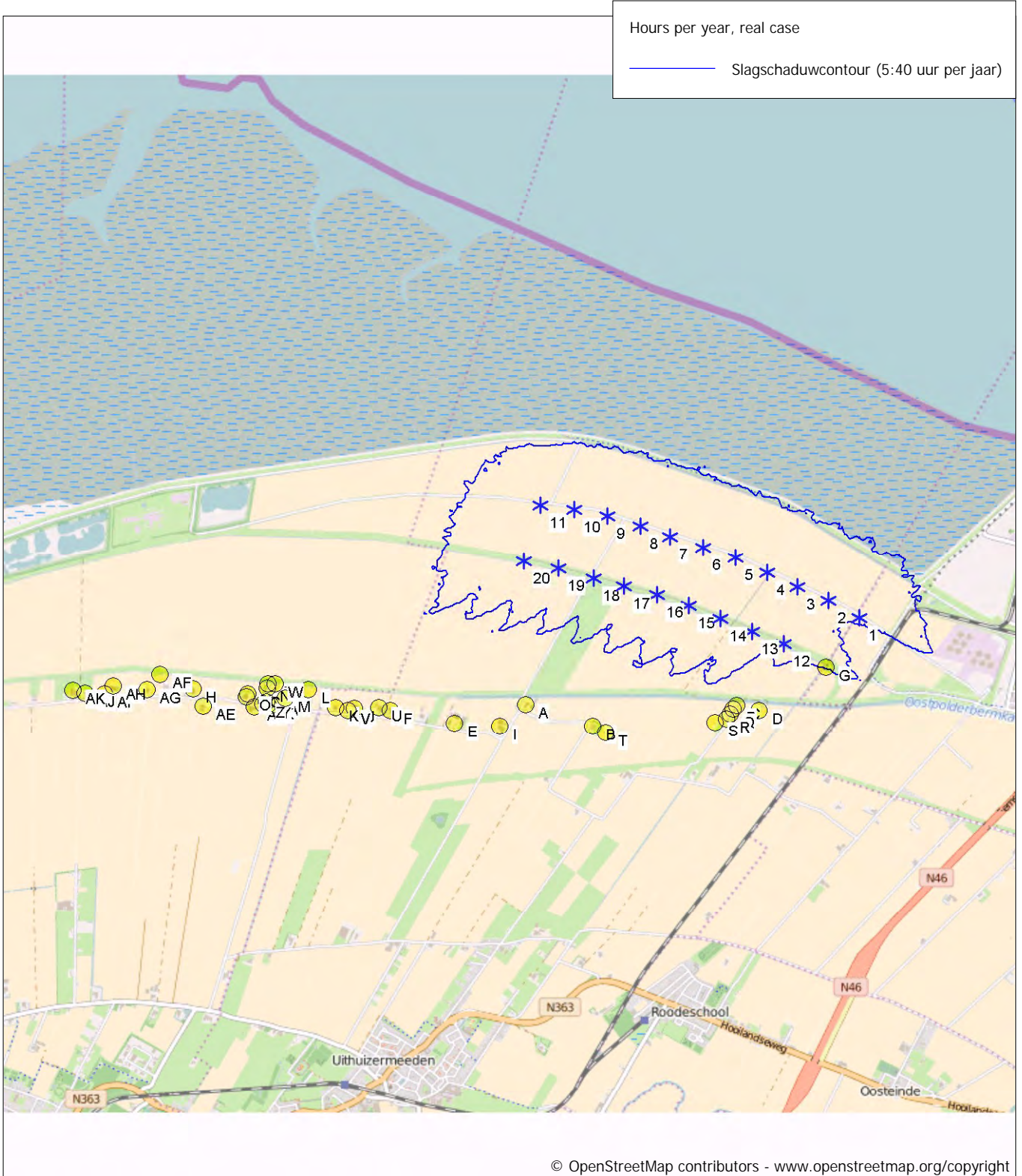
No.	Shadow, worst case		Shadow, expected values	
	Shadow hours per year [h/year]	Shadow days per year [days/year]	Max shadow hours per day [h/day]	Shadow hours per year [h/year]
AF	0:00	0	0:00	0:00
AG	0:00	0	0:00	0:00
AH	0:00	0	0:00	0:00
AI	0:00	0	0:00	0:00
AJ	0:00	0	0:00	0:00
AK	0:00	0	0:00	0:00

Total amount of flickering on the shadow receptors caused by each WTG

No.	Name	Worst case [h/year]	Expected [h/year]
1	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (1)	0:00	0:00
2	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (2)	0:00	0:00
3	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (3)	0:00	0:00
4	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (4)	0:00	0:00
5	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (5)	0:00	0:00
6	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (6)	0:00	0:00
7	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (7)	0:00	0:00
8	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (8)	0:00	0:00
9	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (9)	0:00	0:00
10	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (10)	0:00	0:00
11	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (11)	0:00	0:00
12	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (12)	20:09	4:01
13	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (13)	30:16	6:33
14	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (14)	6:08	1:26
15	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (15)	1:02	0:14
16	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (16)	0:00	0:00
17	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (17)	0:00	0:00
18	VESTAS V90 60Hz 3000 90.0 !O! hub: 105.0 m (TOT: 150.0 m) (19)	0:00	0:00
19	VESTAS V90 60Hz 3000 90.0 !O! hub: 105.0 m (TOT: 150.0 m) (20)	0:00	0:00
20	VESTAS V90 60Hz 3000 90.0 !O! hub: 105.0 m (TOT: 150.0 m) (21)	0:00	0:00

## SHADOW - Map

Calculation: Bestaande situatie Westereems



© OpenStreetMap contributors - www.openstreetmap.org/copyright

0 500 1000 1500 2000 m

Map: Open Street Map 002 , Print scale 1:50,000, Map center Dutch Stereo-RD/NAP 2000 East: 245,179 North: 608,400

\* Existing WTG      ● Shadow receptor

Flicker map level: 0 m above sea level







# Milieueffectenstudie (MES) windpark Eemshaven-West

Deelrapport geluid

Gemeente Eemshaven, Provincie Groningen, Ministerie van Economische  
Zaken en het Ministerie van Infrastructuur & Milieu

19 december 2016



Project Milieueffectenstudie (MES) windpark Eemshaven-West  
Document Deelrapport geluid  
Status Definitief  
Datum 19 december 2016  
Referentie GV1101-5/16-021.096

Opdrachtgever Gemeente Eemshaven, Provincie Groningen, Ministerie van Economische Zaken en het Ministerie van Infrastructuur & Milieu  
Projectcode GV1101-5  
Projectleider drs. D.J.F. Bel  
Projectdirecteur ing. A.J.P. Helder

Auteur(s) R. Cremers MSc  
Gecontroleerd door ing. M. Andel  
Goedgekeurd door drs. D.J.F. Bel

Paraaf



Adres Witteveen+Bos Raadgevende ingenieurs B.V.  
Van Twickelostraat 2  
Postbus 233  
7400 AE Deventer  
+31 (0)570 69 79 11  
www.witteveenbos.com  
KvK 38020751

Het kwaliteitsmanagementsysteem van Witteveen+Bos is gecertificeerd op basis van ISO 9001.

© Witteveen+Bos

Niets uit dit document mag worden vervaelvoudigd en/of openbaar gemaakt in enige vorm zonder voorafgaande schriftelijke toestemming van Witteveen+Bos Raadgevende ingenieurs B.V. noch mag het zonder dergelijke toestemming worden gebruikt voor enig ander werk dan waarvoor het is vervaardigd, behoudens schriftelijk anders overeengekomen. Witteveen+Bos aanvaardt geen aansprakelijkheid voor enigerlei schade die voortvloeit uit of verband houdt met het wijzigen van de inhoud van het door Witteveen+Bos geleverde document.

## INHOUDSOPGAVE

<b>1</b>	<b>INLEIDING</b>	<b>1</b>
1.1	Leeswijzer	1
1.2	De aanleiding voor windenergie in Eemshaven-West	1
1.3	Aanleiding en doelstelling milieueffectenstudie (MES)	1
1.4	Zoekgebied Eemshaven-West	2
<b>2</b>	<b>ALTERNATIEVEN EN VARIANTEN</b>	<b>4</b>
2.1	Inleiding	4
2.2	Overzicht alternatieven en varianten	4
2.3	Alternatief 1: alternatief RWE+	6
2.4	Alternatief 2: alternatief Nuon	6
2.5	Alternatief 3: integraal alternatief	8
	2.5.1 Variant a: laag, compact	8
	2.5.2 Variant b: hoog, verspreid	9
<b>3</b>	<b>WETTELIJK KADER EN BELEID</b>	<b>10</b>
3.1	Windturbines	10
3.2	Cumulatie	10
3.3	Stiltegebied	11
<b>4</b>	<b>BEOORDELINGSKADER EN AANPAK</b>	<b>12</b>
4.1	Beoordelingskader	12
4.2	Methodiek	13
	4.2.1 Windturbines	13
	4.2.2 Cumulatie	15
<b>5</b>	<b>REFERENTIESITUATIE</b>	<b>16</b>
5.1	Geluidsbelasting gevoelige objecten	16
<b>6</b>	<b>ONDERZOEKSRESULTATEN</b>	<b>18</b>

6.1	Alternatief 1 RWE+	18
	6.1.1 Effecten	18
	6.1.2 Effectbeoordeling	19
6.2	Variant 2a Nuon 3,5 MW	19
	6.2.1 Effecten	19
	6.2.2 Effectbeoordeling	20
6.3	Variant 2b Nuon 5,0 MW	21
	6.3.1 Effecten	21
	6.3.2 Effectbeoordeling	22
6.4	Variant 2c Nuon 5,0 MW	22
	6.4.1 Effecten	22
	6.4.2 Effectbeoordeling	23
6.5	Variant 3a laag en compact	23
	6.5.1 Effecten	23
	6.5.2 Effectbeoordeling	24
6.6	Variant 3b hoog en verspreid	25
	6.6.1 Effecten	25
	6.6.2 Effectbeoordeling	25
6.7	Cumulatie	26
<b>7</b>	<b>EFFECTBEOORDELING EN CONCLUSIES</b>	<b>29</b>
	<b>Laatste pagina</b>	<b>30</b>
	<b>Bijlage(n)</b>	<b>Aantal pagina's</b>
I	Modelgegevens	78
II	Contourenkaarten 40 dB L <sub>24</sub>	4

# 1

## INLEIDING

### 1.1 Leeswijzer

Voorliggend deelrapport beschrijft het onderzoek inzake geluid. Ten behoeve van de zelfstandige leesbaarheid van het deelrapport zijn de algemene hoofdstukken in de MES op hoofdlijnen beschreven in hoofdstuk 1 en 2 van dit deelrapport. De lezer kan deze hoofdstukken desgewenst overslaan.

Het deelrapport geluid bestaat uit:

- een inleiding op de Milieueffectstudie (MES), waarvan geluid een onderdeel is, in hoofdstuk 1;
- de alternatieven en varianten die zijn onderzocht, in hoofdstuk 2;
- het wettelijke kader en beleidskader voor geluid, in hoofdstuk 3;
- het beoordelingskader en de onderzoeksaanpak, in hoofdstuk 4;
- de akoestische situatie in de referentiesituatie, in hoofdstuk 5;
- de onderzoeksresultaten per alternatief en variant, in hoofdstuk 6;
- de conclusies in hoofdstuk 7.

In bijlage I staan de modelgegevens. Bijlage II bevat kaarten met geluidcontouren.

### 1.2 De aanleiding voor windenergie in Eemshaven-West

Nederland werkt aan een CO<sub>2</sub>-arme energievoorziening die veilig, betrouwbaar en betaalbaar is. Hierover zijn in het Energieakkoord tussen Rijk en provincies afspraken gemaakt over windmolens op land. Duurzame energie zorgt ervoor dat Nederland minder fossiele brandstoffen nodig heeft. In 2020 moet 14 % van de energie in Nederland afkomstig zijn van duurzame energiebronnen. Windenergie speelt een belangrijke rol in de overgang naar duurzame energie, naast zonne-energie, biomassa en aardwarmte. Rijk en provincies hebben voor windenergie een doelstelling van 6.000 MegaWatt (MW) in 2020 afgesproken. Dat levert elektriciteit voor vier miljoen huishoudens. Groningen heeft de taakstelling om in de provincie een opgesteld vermogen van 855,5 MW mogelijk te maken en heeft gekozen voor ontwikkeling van windparken binnen drie concentratiegebieden, zijnde Eemshaven, Delfzijl en de N33. Het gebied Eemshaven-West maakt deel uit van de drie concentratiegebieden.

Provinciale Staten van Groningen hebben op 29 januari 2014 Eemshaven-West als zoekgebied vastgesteld voor de realisatie van windenergie. In de Omgevingsvisie en Omgevingsverordening van de provincie Groningen en de Structuurvisie Eemsmond-Delfzijl van de provincie Groningen is het zoekgebied opgenomen. In Eemshaven-West moet een deel van de taakstelling worden gerealiseerd.

### 1.3 Aanleiding en doelstelling milieueffectenstudie (MES)

#### Aanleiding milieueffectenstudie

Voor de invulling van het windpark Eemshaven-West zijn meerdere plannen van initiatiefnemers, waaronder Nuon en RWE. Het plan van Nuon, in samenwerking met ECN en grondeigenaren verenigd in de Stichting Eemswind, betreft de realisatie van een binnendijks windpark met een opgesteld vermogen van in totaal

circa 130 MW. Het plan van RWE betreft de realisatie van een windpark in het profiel van de Emmapolderdijk, met een opgesteld vermogen van in totaal circa 36 MW. Beide plannen vertonen een zekere mate van overlap en zijn daarom niet tegelijk realiseerbaar. De plannen van RWE en Nuon zijn nog indicatief.

De strijdigheid tussen de plannen bestaat uit het feit dat:

- er staan turbines in het profiel van de Waddenzeedijk (Emmapolderdijk) in het plan van RWE en er staan turbines vlak naast de Waddenzeedijk in het plan van Nuon;
- samen beschouwd, en met de turbinespecificaties die zijn aangeleverd door RWE en Nuon, staan de turbines van RWE en Nuon te dicht op elkaar. Te dicht betekent dat de rijen turbines zodanig dicht op elkaar staan dat ze elkaar veel wind afvangen, turbulentie veroorzaken of zelfs fysiek in de weg zitten;
- en er kan, uitgaande van de turbinespecificaties van Nuon, geen rij turbines worden gerealiseerd tussen de bestaande rijen turbines in de Emmapolder en een rij turbines in het profiel van de Waddenzeedijk.

Om bovenstaande redenen kunnen beide plannen, in hun huidige vorm, niet tegelijk worden gerealiseerd.

### Doelstelling milieueffectenstudie

Om de planvorming voor het windpark in Eemshaven-West een stap verder te brengen, willen het Rijk, de provincie Groningen en de gemeente Eemshaven gezamenlijk de mogelijkheden voor windenergie in Eemshaven-West onderzoeken. Daarom wordt een milieueffectstudie (MES) uitgevoerd. Het doel van de milieueffectstudie is het verschaffen van inzicht in de mogelijke effecten op het milieu en de omgeving van de initiatieven van Nuon, RWE en een mogelijk derde initiatief voor de vervanging van drie bestaande turbines, voor windenergie binnen het gebied Eemshaven-West. Daarnaast gaat de MES in op de technische en economische haalbaarheid.

De milieueffectstudie moet er voor zorgen dat gemeente, provincie en Rijk een weloverwogen besluit kunnen nemen over de invulling van het windpark Eemshaven-West en de initiatieven van onder meer Nuon en RWE. De overheden willen begin 2017 dit besluit nemen, mede op grond van de MES, eventuele reacties op de MES en een advies over de MES van de Commissie voor de milieueffectrapportage (Cmer). De MES vormt later de basis voor het MER en inpassingplan voor windenergie in Eemshaven-West.

## 1.4 Zoekgebied Eemshaven-West

Het zoekgebied Eemshaven-West bestaat uit een testveld voor prototype offshore testturbines, een gebied voor onderzoeksturbines en een gebied voor reguliere productie windturbines<sup>1</sup>. Het op te stellen vermogen is in totaal circa 100 MW - 130 MW. De prototypes en gecertificeerde onderzoeksturbines tellen mee in het opgestelde vermogen. Het zoekgebied Eemshaven-West omsluit en grenst aan het bestaande windpark Eemswind met een opgesteld vermogen van in totaal circa 60 MW. Hieronder is nader ingegaan op de kenmerken van de testvelden voor de prototype turbines en onderzoeksturbines, zoals die zijn opgenomen in de Omgevingsverordening van de provincie Groningen.

Voor het realiseren van de taakstelling van 855,5 MW in 2020 heeft de provincie Groningen drie concentratiegebieden aangewezen (N33, Delfzijl en Eemshaven). Om de taakstelling te halen gaat de provincie uit van de realisatie van minimaal 100 MW in Eemshaven West.

Het (zuidelijke) testveld voor prototype offshore testturbines kan voorzien in de oprichting van maximaal vier prototype offshore testturbines of maximaal drie prototype offshore testturbines en één prototype onshore testturbine, met als doel certificering van offshore en onshore windturbines en wetenschappelijk onderzoek.

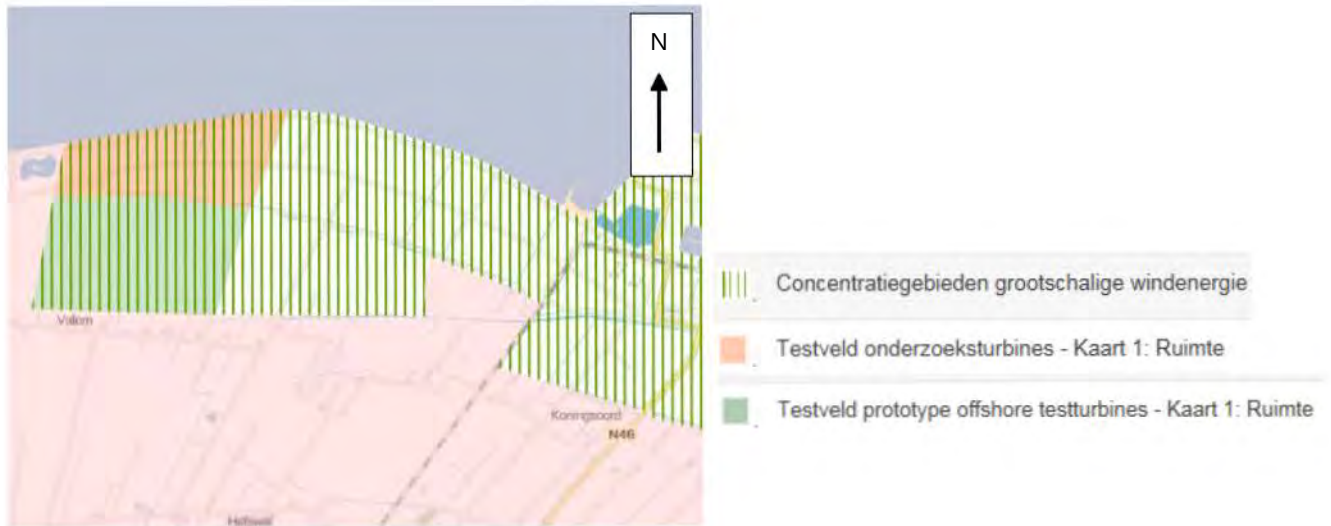
---

<sup>1</sup> In de structuurvisie Eemshaven-West (zie hoofdstuk 2.11) wordt ook gesproken over een windpark Eemshaven-West (ontwikkeling 11a) naast een testpark windenergie Eemshaven-West (11b). Het windpark Eemshaven-West in dit MES omvat beide ontwikkelingen en beschouwd deze in gezamenlijkheid.

Het (noordelijke) testveld onderzoeksturbines kan voorzien in de oprichting van maximaal vijf reeds gecertificeerde onderzoeksturbines met als doel wetenschappelijk onderzoek ten behoeve van offshore windenergie op voorwaarde dat:

- 1 de turbines deel gaan uitmaken van een park- of lijnopstelling;
- 2 en geen grotere wielkengte hebben dan tweederde van de ashoogte.

Afbeelding 1.1 Zoekgebied Eemshaven-West in Omgevingsvisie en Omgevingsverordening Groningen





# 2

## ALTERNATIEVEN EN VARIANTEN

### 2.1 Inleiding

In het hoofdrapport MES zijn de ontwerpaanpak en het proces van het ontwerp van de alternatieven beschreven. In voorliggend hoofdstuk zijn de belangrijkste kenmerken van de alternatieven en varianten op een rij gezet en zijn de alternatieven en varianten kort beschreven.

### 2.2 Overzicht alternatieven en varianten

Tabel 2.1 bevat een overzicht van de kenmerken van de alternatieven en varianten.

Tabel 2.1 Overzicht alternatieven en varianten

		1 Alternatief RWE+	2a Variant Nuon 3,5 MW	2b Variant Nuon 5,0 MW	2c Variant Nuon 5,0 MW	3a Integrale variant compact en laag	3b Integrale variant verspreid en hoog
BESTAANDE TURBINES	<i>aantal</i>	20	20	20	20	vervangen	vervangen
	<i>vermogen [MW]</i>	3	3	3	3	vervangen	vervangen
	<i>subtotaal [MW]</i>	60	60	60	60	vervangen	vervangen
PRODUCTIETURBINES	<i>type</i>	Enercon E-82 en Enercon E101	Enercon E-101	Gamesa G132	Gamesa G132	Enercon E-82	Gamesa G128
	<i>aantal</i>	12 resp. 11	21	13	13	45	20
	<i>vermogen per turbine [MW]</i>	3 resp. 3,5	3,5	5	5	3	5
	<i>subtotaal [MW]</i>	74,5	73,5	65	65	135	100
	<i>rotor diameter [m]</i>	82 resp. 101	101	132	132	82	128

		1 Alternatief RWE+	2a Variant Nuon 3,5 MW	2b Variant Nuon 5,0 MW	2c Variant Nuon 5,0 MW	3a Integrale variant compact en laag	3b Integrale variant verspreid en hoog
	<i>ashoogte [m]</i>	87 resp. 124,5	124,5	120	120	87	130
	<i>tiphoogte [m]</i>	128 resp. 175	175	186	186	128	194
<b>TURBINES IN TESTVELD NOORD</b>	<i>aantal</i>	5	5	5	8 (waarvan 4 productie- turbines)	5	5
	<i>vermogen per turbine [MW]</i>	5	5	7,5	5	5	7,5
	<i>subtotaal [MW]</i>	25	25	37,5	40	25	37,5
	<i>rotor diameter [m]</i>	128	128	150	132	128	150
	<i>ashoogte [m]</i>	120	120	120	120	120	120
	<i>tiphoogte [m]</i>	184	184	195	186	184	195
<b>TURBINES IN TESTVELD ZUID</b>	<i>aantal</i>	3	3	3	3	4	3
	<i>vermogen per turbine [MW]</i>	10	10	10	10	7,5	10
	<i>subtotaal [MW]</i>	30	30	30	30	30	30
	<i>rotor diameter [m]</i>	230	230	230	230	150	230
	<i>ashoogte [m]</i>	180	180	180	180	120	180
	<i>tiphoogte [m]</i>	295	295	295	295	195	295
<b>TOTAAL VERMOGEN [MW]</b>		189,5	188,5	192,5	195	190	167,5
<b>TOEGEVOEGD VERMOGEN [MW]</b>		129,5	128,5	132,5	135	130	107,5

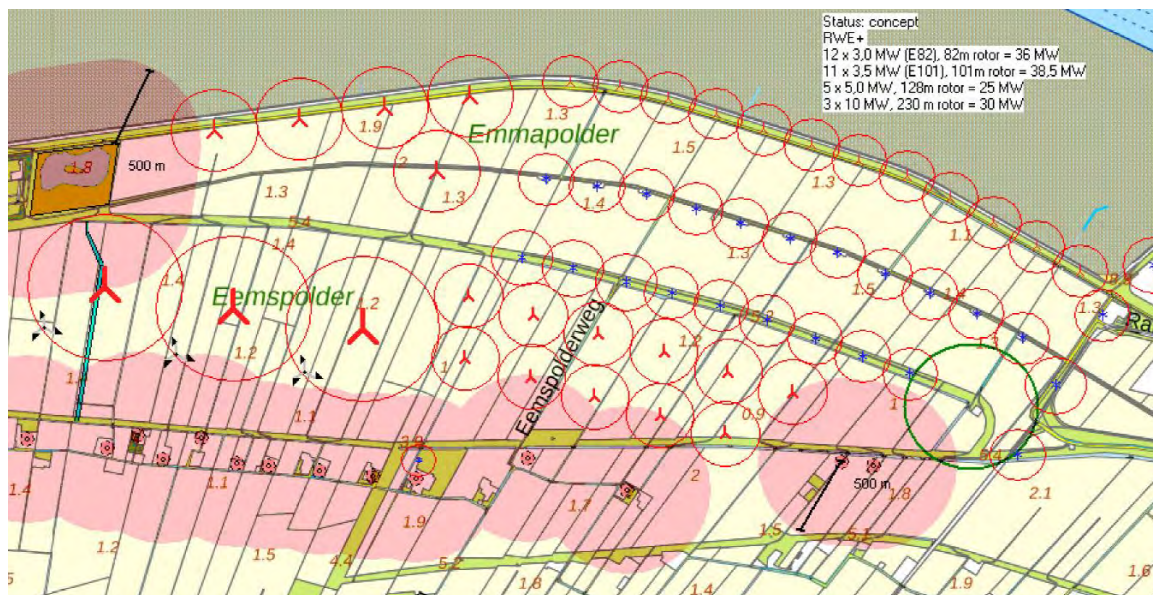
Voor de MES wordt uitgegaan van de volgende (fictieve) prototype testturbines:

- prototype testturbine van 10 MW met een rotordiameter van 230 meter, een ashoogte van 180 meter en een prototype testturbine van 7,5 MW met als uitgangspunt een rotordiameter van 150 meter en een ashoogte van 120 meter;
- gecertificeerde onderzoeksturbines van 5,0 MW met een rotordiameter en ashoogte van 128 meter en 120 meter en gecertificeerde onderzoeksturbines van 7,5 MW met als uitgangspunt een rotordiameter van 150 meter en een ashoogte van 120 meter.

## 2.3 Alternatief 1: alternatief RWE+

Het plan van RWE omvat het plaatsen van 12 windturbines (3,0 MW) in het profiel van de Emmapolderdijk. De nieuwe turbines volgen het ritme van de bestaande opstelling. Voor een eerlijke vergelijking van de alternatieven en varianten en om aan de doelstelling van circa 100 MW - 130 MW opgesteld vermogen te voldoen, is het plan van RWE aangevuld met turbines in de overige delen van het plangebied Eemshaven-West. Als uitgangspunt hiervoor is variant 2a gehanteerd.

Afbeelding 2.1 Alternatief 1: alternatief RWE+

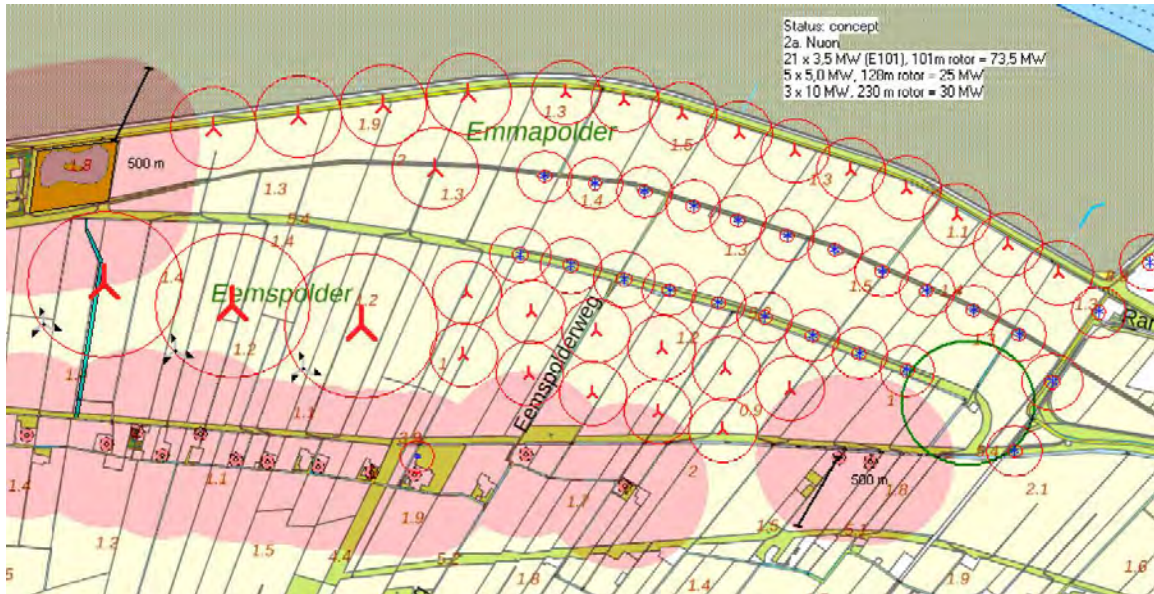


## 2.4 Alternatief 2: alternatief Nuon

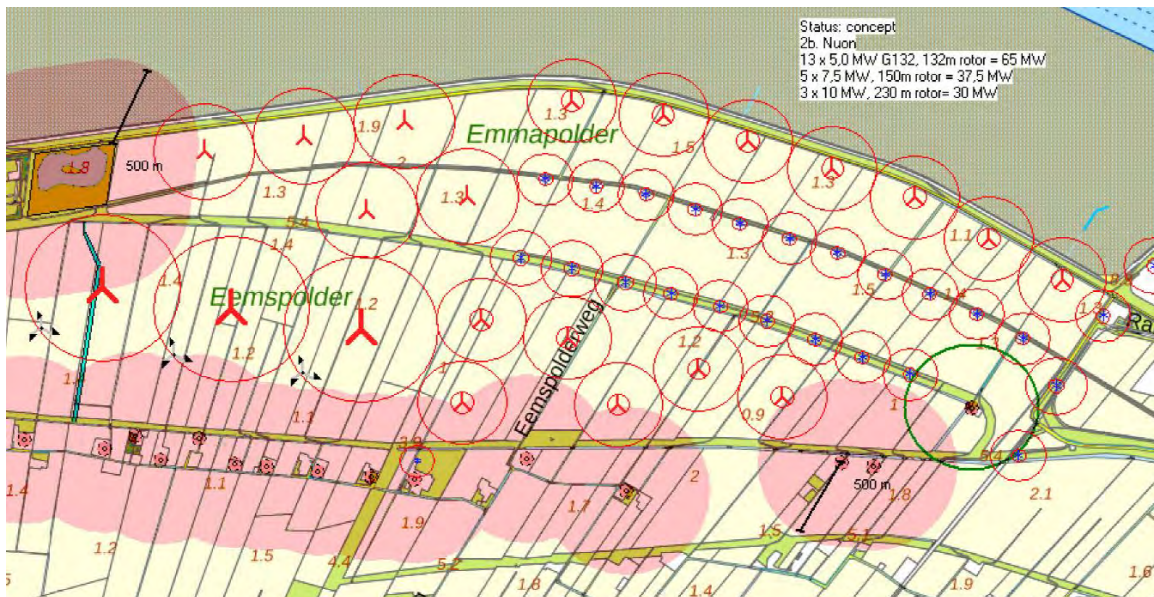
Nuon heeft voor het gezamenlijke initiatief van Nuon, ECN en Stichting Eemswind bandbreedtes aangeleverd, waarbinnen zij een plan willen ontwikkelen. Voor de MES is de bandbreedte door de onderzoekers vertaald naar twee varianten: variant 2a en variant 2b. Variant 2a vertegenwoordigt de onderkant van de bandbreedte en variant 2b vertegenwoordigt de bovenkant van de bandbreedte. Nuon heeft daarnaast een indicatief palenplan opgesteld. Dit indicatieve plan is variant 2c. In variant 2c staat er een rij productieturbines in de gebieden die volgens de Omgevingsverordening van de provincie Groningen zijn bedoeld voor testturbines. Variant 2c wijkt daarmee af van de grenzen van de test- en productiegebieden in Eemshaven-West, zoals opgenomen in de Omgevingsverordening. Varianten 2a en 2b zijn ook gebaseerd op het indicatieve palenplan van Nuon, maar het indicatieve palenplan is door de onderzoekers zodanig gewijzigd, dat het aan de grenzen van de test- en productiegebieden in de Omgevingsverordening voldoet. Dit betekent dat er in varianten 2a en 2b geen productieturbines in de testvelden staan. Variant 2c is in de MES opgenomen om te onderzoeken of, door de grenzen in de Omgevingsverordening los te laten, het windpark beter kan worden ingevuld.



Afbeelding 2.2 Alternatief Nuon: Variant 2a

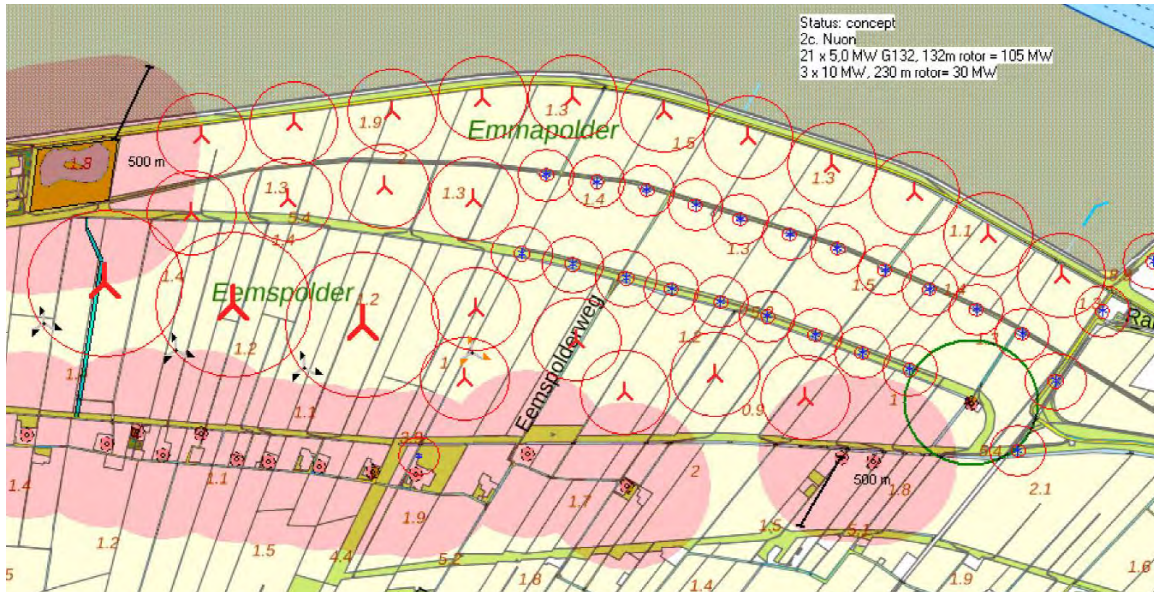


Afbeelding 2.3 Alternatief Nuon: Variant 2b





Afbeelding 2.4 Alternatief Nuon: Variant 2c

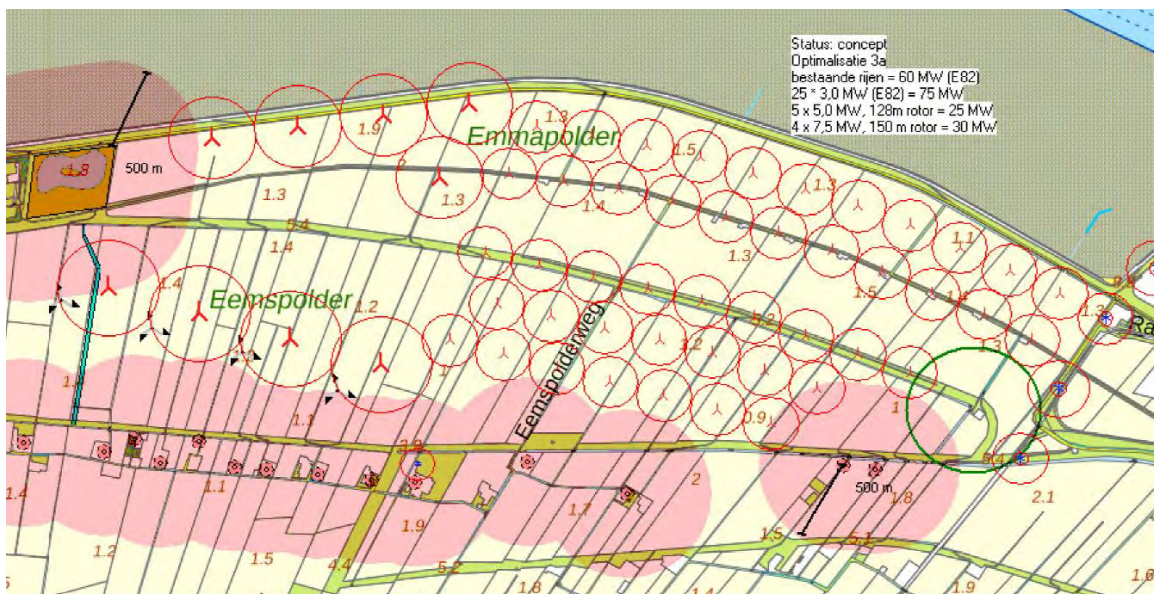


## 2.5 Alternatief 3: integraal alternatief

### 2.5.1 Variant a: laag, compact

De integrale variant 3a is de meest compacte en lage integrale variant. De variant omvat de plaatsing van 3,0 MW productieturbines, ofwel de kleinste productieturbines in de MES, op zo groot mogelijke afstand tot het Natura 2000-gebied en Unesco werelderfgoed de Waddenzee ten noorden van het plangebied en op zo groot mogelijke afstand tot de woningen ten zuiden van het plangebied. Het motief hierbij is om effecten op natuur en omgevingshinder te minimaliseren.

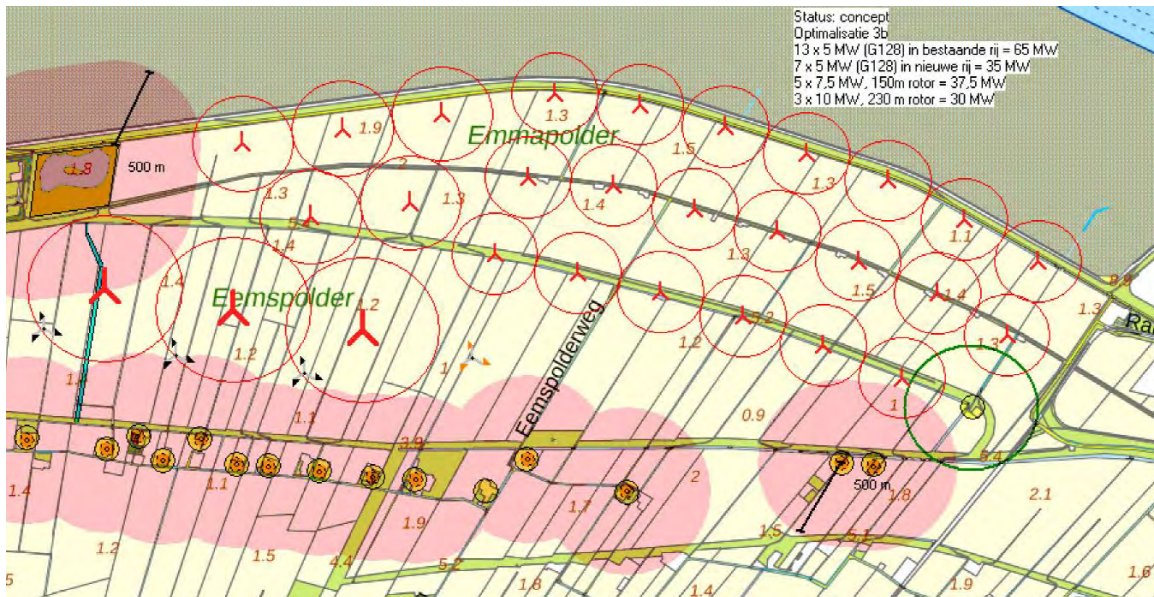
Afbeelding 2.5 Integraal alternatief: Variant 3a



## 2.5.2 Variant b: hoog, verspreid

De integrale variant 3b is de integrale variant met de grootste productieturbines in de MES, in dit geval 5,0 MW turbines, en de meest verspreide opstelling van de productieturbines. In deze variant worden de bestaande turbines in het plangebied vervangen door 5,0 MW turbines. Het centrale motief bij deze variant is maximalisatie van de energieopbrengst. In variant 3b is geen sprake van een vierde en vijfde rij, hiermee wordt de omgevingshinder geminimaliseerd. Alternatieven 1 en 2 bevatten wel een vierde en vijfde rij, door middel van variant 3b worden zo de hoeken van dit speelveld afgedekt.

Afbeelding 2.6 Integraal alternatief: Variant 3b





# 3

## WETTELIJK KADER EN BELEID

### 3.1 Windturbines

#### Activiteitenbesluit

Het beschermingsniveau tegen geluidhinder van windturbines is opgenomen in paragraaf 3.2.3 van het Activiteitenbesluit. Hierin wordt de bescherming tegen geluidhinder van gevoelige objecten (waaronder woningen) geregeld. Het Activiteitenbesluit sluit hierbij aan bij het begrippenkader uit de Wet geluidhinder.

Het beschermingsniveau op de gevel van gevoelige gebouwen en op de grens van gevoelige terreinen bedraagt 47 dB  $L_{den}$  en 41 dB  $L_{night}$ <sup>1</sup> (artikel 3.14a). Dit toetsingskader geldt voor windturbines of een combinatie van windturbines. In voorliggend rapport is de geluidbelasting berekend voor de windturbines, zoals per variant genoemd in tabel 2.1.

In het Activiteitenbesluit is specifiek voor windturbines een mogelijkheid voor individueel maatwerk opgenomen. Het gaat om het vaststellen van andere waarden. Het bevoegd gezag kan volgens art. 3.14a lid 3 in een concreet geval een andere waarde voorschrijven, als bijzondere lokale omstandigheden daartoe aanleiding geven.

#### Laagfrequent geluid

In een Brief van staatssecretaris Mansveld (IenM) aan de Tweede Kamer wordt ingegaan op de kennisontwikkeling over laagfrequent geluid van windturbines<sup>2</sup>. De conclusie is dat de huidige norm voor geluidhinder van windturbines (47 dB- $L_{den}$  en 41 dB- $L_{night}$ ) en het bijbehorende reken- en meetvoorschrift voldoen en geen wijzigingen behoeven.

### 3.2 Cumulatie

Omdat er in de omgeving van het windpark ook andere geluidsbronnen bevinden is een onderzoek naar de gecumuleerde geluidsbelasting noodzakelijk.

Er zijn geen grenswaarden in de wet vastgelegd met betrekking tot de gecumuleerde geluidsbelasting. De provincie Groningen heeft bepaald dat een cumulatieve geluidsbelasting van 65 dB nog aanvaardbaar is. Bij een cumulatieve geluidsbelasting van 66 tot en met 70 dB moet onderzocht worden of de gevelwering voldoet aan de eisen van het Bouwbesluit. Wanneer de cumulatieve geluidsbelasting boven de 70 dB komt, worden deze woningen geamoveerd.

---

<sup>1</sup>  $L_{den}$  en  $L_{night}$  gedefinieerd in Europese Richtlijn nummer 2002/49/EG over evaluatie en beheersing van omgevingslawaai.

<sup>2</sup> Laagfrequent geluid van windturbines - 33612-22 - staatssecretaris van Infrastructuur en Milieu, W.J. Mansveld - IenM/BSK-2014/44564 - 31 maart 2014.

### 3.3 Stiltegebied

Ten noorden van Eemshaven West ligt een stiltegebied. Provincies dienen eenmaal per vier jaar een provinciaal milieubeleidsplan vast te stellen (artikel 4.9 van de Wet milieubeheer) en een provinciale milieuverordening vast te stellen, waarin regels zijn opgenomen die geluidhinder in stiltegebieden voorkomen of beperken (artikel 1.2 van de Wet milieubeheer).

In de Omgevingsverordening van de provincie Groningen zijn stiltegebieden aangewezen, waarvoor het volgende geldt: "Het is verboden in een stiltegebied:

- a. zonder noodzaak zoveel geluid voort te brengen, te doen of te laten voortbrengen dat de heersende natuurlijke rust in dat gebied kennelijk is of wordt verstoord;
- b. gebruik te maken van een toestel."

Regel (b) wordt vanwege de realisatie van het windpark Eemshaven-West niet overtreden. Inzake regel (a) worden de effecten op het stiltegebied Waddenzee bepaald en beoordeeld door de geluidbelasting van verschillende alternatieven en varianten af te zetten tegen de voor stiltegebieden gehanteerde streefwaarde van 40 dBL<sub>24</sub>. Het effect op de rust/stilte is nader beoordeeld in het kader van de toets aan het Barro (paragraaf 6.5.3). Als sprake is van overtreding van regel (a), kan Gedeputeerde Staten van provincie Groningen besluiten om een vrijstelling van de verbodsbepaling te verlenen.

De streefwaarde voor geluid in stiltegebieden is maximaal 40 decibel gemiddeld over 24 uur (zonder straffactor voor de avond- en nachtperiode) (bron: <http://www.atlasleefomgeving.nl/meer-weten/geluid/stiltegebieden>). Om de geluidbelasting in stiltegebieden onder dit geluidniveau te houden, moet er voor activiteiten een ontheffing worden aangevraagd bij de provincie.

# 4

## BEOORDELINGSKADER EN AANPAK

### 4.1 Beoordelingskader

Het beoordelingskader voor het thema geluid staat in tabel 4.1.

Tabel 4.1 Beoordelingskader geluid

Aspect	Criterium	Methode
geluid	aantal geluidgevoelige bestemmingen binnen geluidscontouren	geluidberekeningen met Geomilieu, uitgaande van de norm 47 dB Lden voor windparken. Er worden geluidcontouren in klassen van 5 dB berekend
	laagfrequent geluid	niet nader onderzocht, zie paragraaf 3.1
	stiltegebieden	geluidberekeningen met Geomilieu, uitgaande van de streefwaarde 40 dBL <sub>24</sub> VOOR stiltegebieden.

Het doel van dit onderzoek is het bepalen van de geluidsbelasting vanwege de verschillende varianten en de beoordeling daarvan. Hiervoor is de geluidsbelasting van de geluidsgevoelige objecten binnen een straal van 1 kilometer vanaf het plangebied bepaald. Uit de resultaten blijkt dat de geluidsbelasting ten gevolge van alle varianten bij meerdere geluidsgevoelige objecten boven het beschermingsniveau van 47 dB L<sub>den</sub> komt. Als criteria voor de beoordeling van de verschillende varianten is daarom gekozen voor het aantal geluidsgevoelige objecten waar niet wordt voldaan aan het beschermingsniveau. In tabel 4.2 is het beoordelingskader weergegeven.

Tabel 4.2 Beoordelingskader geluid - geluidhinder

Score	Maatlat*
---	verslechtering ten opzichte van de referentiesituatie, geluidsbelasting > beschermingsniveau (47 dB L <sub>den</sub> ) bij meer dan 20 procent van de omliggende geluidsgevoelige objecten binnen het studiegebied
--	verslechtering ten opzichte van de referentiesituatie, geluidsbelasting > beschermingsniveau (47 dB L <sub>den</sub> ) bij 10 tot 20 procent van de omliggende geluidsgevoelige objecten binnen het studiegebied
-	verslechtering ten opzichte van de referentiesituatie, geluidsbelasting > beschermingsniveau (47 dB L <sub>den</sub> ) bij 1 tot 10 procent van de omliggende geluidsgevoelige objecten binnen het studiegebied
0	geen akoestisch relevant effect

\* Hierbij is gekeken naar het beschermingsniveau van 47 dB Lden. In de praktijk blijkt dat indien er aan de norm van 47 dB Lden wordt voldaan er ook aan de norm van 41 dB Lnight wordt voldaan (zie ook het planMER voor de Structuurvisie Eemsmond-Delfzijl, 2016).

Naast de geluidsbelasting van geluidsgevoelige objecten wordt er ook een naar de geluidsbelasting binnen het omliggende stiltegebied. Het beoordelingskader dat hierbij wordt gehanteerd is weergegeven in tabel 4.3. Het criterium stilte is nader beschouwd in het kader van de toets aan het Barro, zie daarvoor het deelrapport over landschap en cultuurhistorie.

Tabel 4.3 Beoordelingskader geluid - stiltegebied

Score	Maatlat
-	verslechtering ten opzichte van de referentiesituatie, geluidsbelasting > streefwaarde stiltegebied (40 dBL24)
0	geen akoestisch relevant effect

## 4.2 Methodiek

### 4.2.1 Windturbines

Voor de geluidsemisatie van de windturbines is uitgegaan van de huidige aanwezige windturbines binnen het plangebied en de nieuwe turbines die worden gerealiseerd.

Voor de referentiesituatie is van het model uitgegaan dat ten grondslag ligt aan het MER voor de Structuurvisie Eemsmond-Delfzijl. Voor de referentiesituatie wordt gerekend met de 20 nu aanwezige turbines binnen het plangebied.

De geluidsdata van de verschillende typen turbines is gebaseerd op gegevens van de fabrikant en voor (fictieve) turbines gegenereerd. De geluidsdata van de windturbines zijn weergegeven in tabel 4.4.

Tabel 4.4 Geluidsdata windturbines

Type turbine	Snelheid (m/s)	Normal frequency (dB)
ENERCON E-82 (bron: D0331615-1_#_ger_#_DIC-SP-APV_-_SPL_E-82_E4_3000_kW_-_BM_0_Rev1.1)	5	98
	6	102
	7	105
	8	106
	9	106
	10	106
ENERCON E-101 (bron: D0437470-0_#_de_#_Betriebsmodi_E-101_E2_3500_kW_mit_TES)	5	96,2
	6	100
	7	102,3
	8	104,3
	9	104,3
	10	104,3
GAMESA G128 (bron: oc. GD179126-en, Rev 01)	2	85,8
	3	93,9
	4	100
	5	105,3

Type turbine	Snelheid (m/s)	Normal frequency (dB)
	6	108
	7	108,3
	8	107,9
	9	108,1
	10	108,4
GAMESA G132 (geen specifieke geluidsdata beschikbaar in Windpro, daarom zelfde waarden gehanteerd als bij G128)	2	85,8
	3	93,9
	4	100
	5	105,3
	6	108
	7	108,3
	8	107,9
	9	108,1
	10	108,4
X 7,5 (fictieve prototype offshore turbine)	2	89
	3	97
	4	102
	5	107
	6	110
	7	111
	8	111
	9	111
	10	111
X 10 (fictieve prototype offshore turbine)	2	89
	3	97
	4	102
	5	107
	6	110
	7	111
	8	111
	9	111
	10	111

Alle berekeningen vinden plaats conform het Reken en Meetvoorschrift Geluidhinder van 2012. De modelgegevens zijn opgenomen in bijlagen I.

## 4.2.2 Cumulatie

De cumulatieve geluidsbelasting van het windpark en de overige omliggende geluidsbronnen is reeds onderzocht in de Structuurvisie Eemsmond-Delfzijl<sup>1</sup>. Voor de beoordeling van de cumulatieve effecten wordt gebruik gemaakt van de resultaten van dit onderzoek. In het voorgaand onderzoek is de cumulatieve geluidsbelasting van spoorwegverkeer, luchtvaart, industrie, (weg)verkeer en windturbines berekent conform het Reken en Meetvoorschrift Geluid (2012) en het Reken- en meetvoorschrift windturbines.

---

<sup>1</sup> Milieueffectrapportage Structuurvisie Eemsmond-Delfzijl, 16 november 2016, Arcadis.



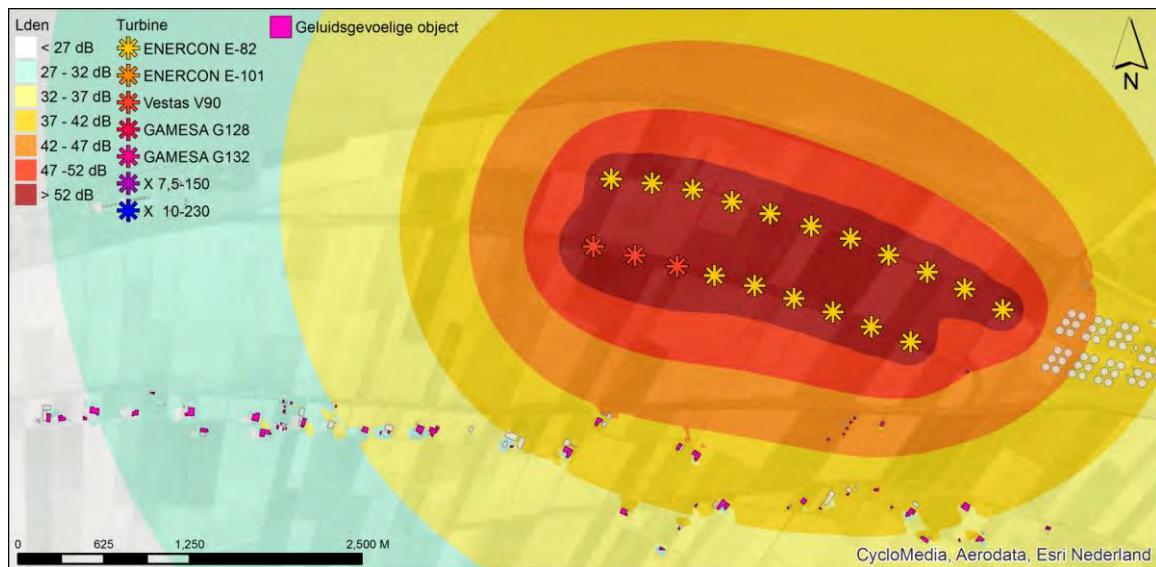
# 5

## REFERENTIESITUATIE

### 5.1 Geluidsbelasting gevoelige objecten

In de referentiesituatie zijn er reeds twee rijen turbines aanwezig in het plangebied. De geluidsbelasting ten gevolge van deze turbines is weergegeven in afbeelding 5.1. Het aantal woningen per geluidklasse is weergegeven in tabel 5.1. Rondom het windpark zijn in totaal 55 geluidgevoelige objecten<sup>1</sup>.

Afbeelding 5.1 L<sub>den</sub> windturbines Eemshaven West in referentiesituatie



Tabel 5.1 Aantal geluidgevoelig objecten per klasse geluidsbelasting (L<sub>den</sub> windturbines) in referentiesituatie

	Aantal geluidgevoelig objecten binnen L <sub>den</sub> klassen					
	< 27 dB	27 - 32 dB	32 - 37 dB	37 - 42 dB	42 - 47 dB	47 - 52 dB
referentiesituatie	5 (9 %)	14 (25 %)	29 (53 %)	6 (11 %)	0 (0 %)	1 (2 %)

<sup>1</sup> Dit is inclusief de molen de Goliath en bijbehorende bebouwing aan het Goliathspad 3 Eemshaven die, op basis van de Basisadministratie Adressen en Gebouwen (BAG), is aangemerkt als geluidgevoelig object. Het bestemmingsplan sluit wonen echter specifiek uit voor deze locatie. Dit laatste betekent dat voor alle alternatieven en varianten, inclusief de referentiesituatie, het aantal geluidgevoelige objecten in de klasse 47 - 52 dB met één afneemt. Voor de effectbeoordeling heeft dit geen gevolgen.

### Geluidsbelasting stiltegebied

In de referentiesituatie komt de geluidsbelasting ten gevolge van de windturbines in het ten noorden gelegen stiltegebied niet boven de streefwaarde van 40 dBL<sub>24</sub>. In bijlage II is een kaart met het stiltegebied en de contour van 40 dBL<sub>24</sub> opgenomen.

# 6

## ONDERZOEKSRISULTATEN

### 6.1 Alternatief 1 RWE+

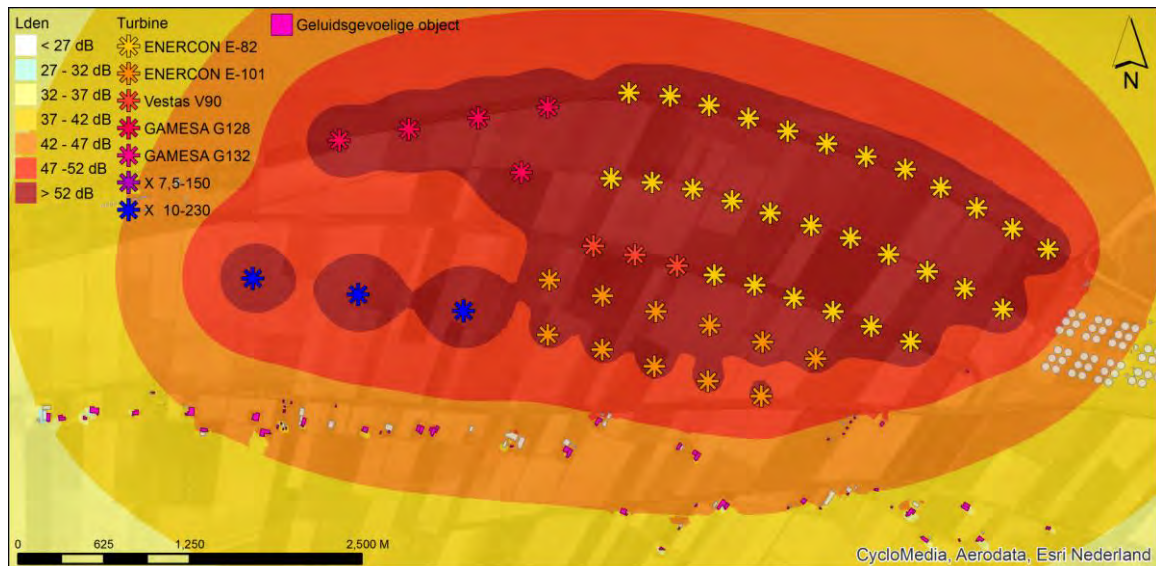
#### 6.1.1 Effecten

##### Geluidsbelasting gevoelige objecten

Alternatief 1 RWE+ omvat het plaatsen van 12 windturbines (3,0 MW) in het profiel van de Emmapolderdijk aangevuld met turbines in de overige delen van het plangebied Eemshaven-West. De geluidsbelasting ten gevolge van deze nieuwe turbines en de bestaande turbines is weergegeven in afbeelding 6.1. Het aantal woningen per geluidklasse is weergegeven in tabel 6.1.

Binnen het plangebied ligt een geluidsgevoelig object binnen de contour van 47 tot 52  $L_{den}$  en ten zuiden van het plangebied ligt een woning waarvan de geluidsbelasting hoger is dan 47 dB  $L_{den}$ . Dit betekent dat er bij alternatief 1 RWE+ één pand bij komt waar niet aan het beschermingsniveau tegen geluidhinder van windturbines wordt voldaan.

Afbeelding 6.1  $L_{den}$  windturbines alternatief 1 RWE+



Tabel 6.1 Aantal geluidsgevoelig objecten per klasse geluidsbelasting ( $L_{den}$  windturbines) alternatief 1 RWE+

	Aantal geluidsgevoelig objecten binnen $L_{den}$ klassen					
	< 27 dB	27 - 32 dB	32 - 37 dB	37 - 42 dB	42 - 47 dB	47 - 52 dB
referentiesituatie	5 (9 %)	14 (25 %)	29 (53 %)	6 (11 %)	0 (0 %)	1 (2 %)
Alternatief 1 RWE+	0 (0 %)	0 (0 %)	1 (2 %)	16 (29 %)	36 (65 %)	2 (4 %)

### Geluidsbelasting stiltegebied

De geluidsbelasting ten gevolge van de windturbines is in het stiltegebied gedeeltelijk hoger dan 40 dB  $L_{24}$ . Hierdoor wordt er bij alternatief 1 RWE+ niet voldaan aan de streefwaarde van  $L_{24} < 40$  dB. In bijlage II is een kaart met het stiltegebied en de contour van 40 dBL<sub>24</sub> opgenomen.

## 6.1.2 Effectbeoordeling

De woningen in de omgeving komen in hogere geluidbelaste klassen te liggen ten gevolge van de te realiseren windturbines. Bij alternatief 1 RWE+ komt er één pand bij waar niet aan het beschermingsniveau tegen geluidhinder van windturbines wordt voldaan. Daarnaast wordt de streefwaarde van 40 dB voor stiltegebieden door de geluidsbelasting ten gevolge van de alternatief 1 RWE+ overschreden. De score is weergegeven in tabel 6.2.

Tabel 6.2 Beoordeling alternatief 1 RWE+

	Beoordelingskader geluid - Score geluidhinder	Beoordelingskader geluid - Score stiltegebied
Alternatief 1 RWE+	-	-

## 6.2 Variant 2a Nuon 3,5 MW

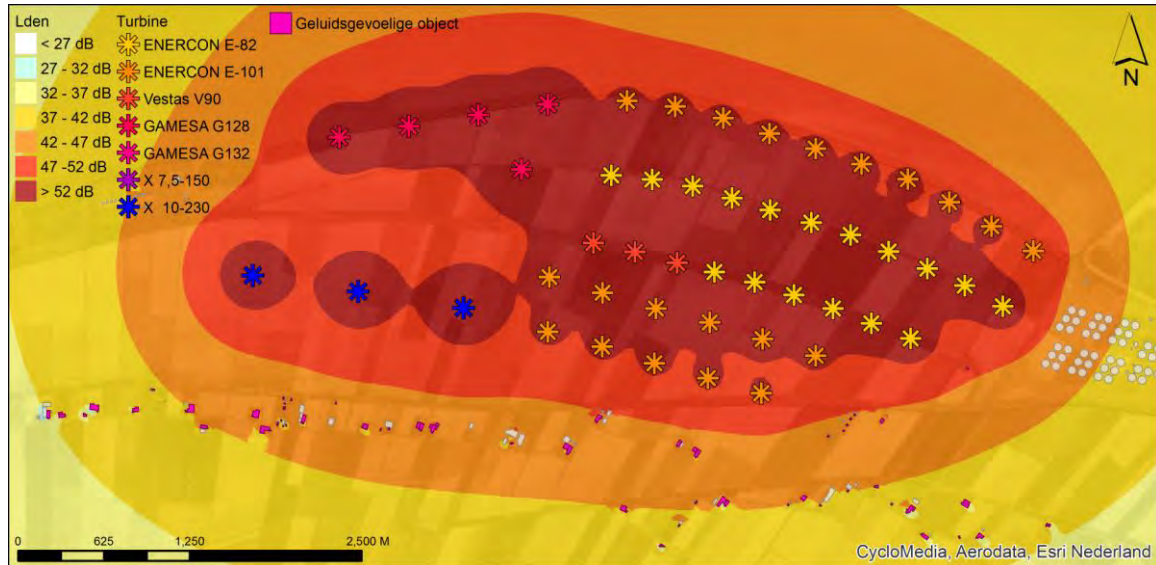
### 6.2.1 Effecten

#### Geluidsbelasting gevoelige objecten

Variant 2a omvat de plaatsing van 21 windturbines van 3,5 MW aangevuld met 8 turbines van 5 of 10 MW. In afbeelding 6.3 is de geluidsbelasting ten gevolge van de turbines (inclusief de bestaande turbines) weergegeven. Het aantal woningen per geluidklasse is weergegeven in tabel 6.2.

Er komt ten opzichte van de referentiesituatie één pand bij waar niet aan het beschermingsniveau tegen geluidhinder van windturbines wordt voldaan. De resultaten zijn vergelijkbaar met de resultaten van alternatief 1.

Afbeelding 6.2 L<sub>den</sub> windturbines - variant 2a Nuon 3,5 MW



Tabel 6.3 Aantal geluidsgevoelig objecten per klasse geluidsbelasting (L<sub>den</sub> windturbines) - variant 2a Nuon 3,5 MW

	Aantal geluidsgevoelig objecten binnen L <sub>den</sub> klassen					
	< 27 dB	27 - 32 dB	32 - 37 dB	37 - 42 dB	42 - 47 dB	47 - 52 dB
referentiesituatie	5 (9 %)	14 (25 %)	29 (53 %)	6 (11 %)	0 (0 %)	1 (2 %)
Variant 2a	0 (0 %)	0 (0 %)	1 (2 %)	16 (29 %)	36 (65 %)	2 (4 %)

### Geluidsbelasting stiltegebied

Ten gevolge van de windturbines van variant 2a is de geluidsbelasting in een deel van het noordelijk gelegen stiltegebied hoger dan 40 dBL<sub>24</sub> waardoor niet voldaan wordt aan de streefwaarde van 40 dBL<sub>24</sub>. In bijlage II is een kaart met het stiltegebied en de contour van 40 dBL<sub>24</sub> opgenomen.

### 6.2.2 Effectbeoordeling

De woningen in de omgeving komen in hogere geluidbelaste klassen te liggen ten gevolge van de te realiseren windturbines. Er komt één geluidsgevoelig object bij waar niet aan het beschermingsniveau tegen geluidhinder van windturbines wordt voldaan. Daarnaast wordt de streefwaarde van 40 dBL<sub>24</sub> in een gedeelte van het stiltegebied niet gehaald door de geluidsbelasting ten gevolge van variant 2a. De score is weergegeven in tabel 6.4.

Tabel 6.4 Score variant 2a Nuon 3,5 MW

	Beoordelingskader geluid - Score geluidhinder	Beoordelingskader geluid - Score stiltegebied
Variant 2a Nuon 3,5 MW	-	-

## 6.3 Variant 2b Nuon 5,0 MW

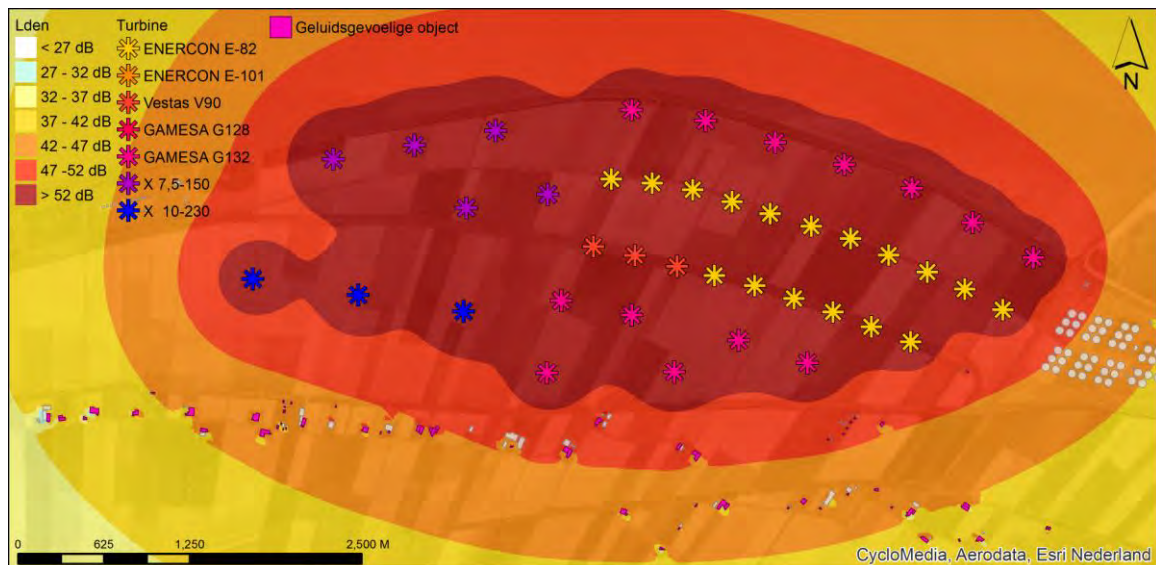
### 6.3.1 Effecten

#### Geluidsbelasting gevoelige objecten

Variant 2b omvat de plaatsing van 13 windturbines van 5 MW, 5 turbines van 7,5 MW en 3 turbines van 10 MW. De geluidsbelasting ten gevolge van de turbines (inclusief de bestaande turbines) is weergegeven in afbeelding 6.3 is. Het aantal woningen per geluidklasse is weergegeven in tabel 6.5.

Door de turbines van variant 2b ligt de geluidsbelasting bij 14 woningen hoger dan het beschermingsniveau tegen geluidhinder van windturbines.

Afbeelding 6.3 L<sub>den</sub> windturbines - variant 2b Nuon 5,0 MW



Tabel 6.5 Aantal geluidsgevoelig objecten per klasse geluidsbelasting (L<sub>den</sub> windturbines) - variant 2b Nuon 5,0 MW

	Aantal geluidsgevoelig objecten binnen L <sub>den</sub> klassen					
	< 27 dB	27 - 32 dB	32 - 37 dB	37 - 42 dB	42 - 47 dB	47 - 52 dB
referentiesituatie	5 (9 %)	14 (25 %)	29 (53 %)	6 (11 %)	0 (0 %)	1 (2 %)
variant 2b	0 (0 %)	0 (0 %)	0 (0 %)	10 (18 %)	31 (56 %)	14 (25 %)

Ten opzichte van alternatief 1 en variant 2a is het aantal woningen in de hoogste geluidklasse bij variant 2b duidelijk hoger (2 om 14). Dit wordt verklaard door de plaatsing van twee turbines dichterbij woningen ten zuiden van het plangebied en door het gebruik van minder stille turbines.

#### Geluidsbelasting stiltegebied

Bij variant 2b is de geluidsbelasting ten gevolge van de windturbines hoger dan 40 dBL<sub>24</sub> in delen van het stiltegebied waardoor niet wordt voldaan aan de streefwaarde. In bijlage II is een kaart met het stiltegebied en de contour van 40 dBL<sub>24</sub> opgenomen.



## 6.3.2 Effectbeoordeling

Bij een kwart van de omliggende woningen wordt het beschermingsniveau tegen geluidhinder van windturbines overschreden. De overige woningen komen in hogere geluidbelaste klassen te liggen. De geluidsbelasting ten gevolge van de windturbines van variant 2b is in een deel van het noordelijk gelegen stiltegebied hoger dan de streefwaarde van 40 dBL<sub>24</sub>. De score van variant 2b is weergegeven in tabel 6.6.

Tabel 6.6 Score variant 2b Nuon 5,0 MW

	Beoordelingskader geluid - Score geluidhinder	Beoordelingskader geluid - Score stiltegebied
Variant 2b Nuon 5,0 MW	---	-

## 6.4 Variant 2c Nuon 5,0 MW

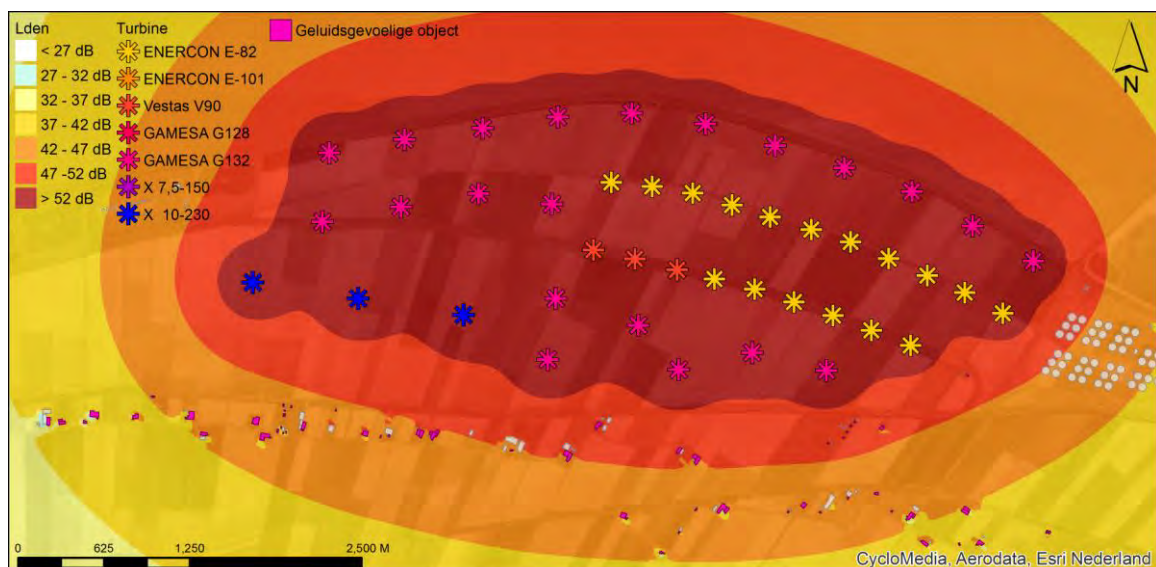
### 6.4.1 Effecten

#### Geluidsbelasting gevoelige objecten

Variant 2c lijkt op variant 2b, waarbij de 5 turbines van 7,5 MW zijn vervangen door 8 turbines van 5 MW. In afbeelding 6.4 is de geluidsbelasting ten gevolge van de turbines (inclusief de bestaande turbines) weergegeven. Het aantal woningen per geluidklasse is weergegeven in tabel 6.7.

Er zijn 13 geluidsgevoelige objecten waar niet aan het beschermingsniveau tegen geluidhinder van windturbines wordt voldaan. De resultaten zijn vergelijkbaar met de resultaten van variant 2b: de opstelling van variant 2c wijkt ten opzichte van variant 2b alleen af wat betreft de invulling van het noordelijke testveld, waar in de directe nabijheid geen geluidgevoelige objecten staan.

Afbeelding 6.4 L<sub>den</sub> windturbines - variant 2c Nuon 5,0 MW



Tabel 6.7 Aantal geluidsgevoelig objecten per klasse geluidsbelasting ( $L_{den}$  windturbines) - variant 2c Nuon 5,0 MW

	Aantal geluidsgevoelig objecten binnen $L_{den}$ klassen					
	< 27 dB	27 - 32 dB	32 - 37 dB	37 - 42 dB	42 - 47 dB	47 - 52 dB
referentiesituatie	5 (9 %)	14 (25 %)	29 (53 %)	6 (11 %)	0 (0 %)	1 (2 %)
Variant 2c	0 (0 %)	0 (0 %)	0 (0 %)	10 (18 %)	32 (58 %)	13 (24 %)

### Geluidsbelasting stiltegebied

Ten gevolge van de windturbines van variant 2c is de geluidsbelasting in een deel van het noordelijk gelegen stiltegebied hoger dan  $40 \text{ dB}_{L_{24}}$  waardoor niet voldaan wordt aan de streefwaarde van  $40 \text{ dB}_{L_{24}}$ . In bijlage II is een kaart met het stiltegebied en de contour van  $40 \text{ dB}_{L_{24}}$  opgenomen.

## 6.4.2 Effectbeoordeling

Bij variant 2c komen de woningen in de omgeving in hogere geluidbelaste klassen te liggen en zijn er 13 panden waar niet aan het beschermingsniveau tegen geluidhinder van windturbines wordt voldaan. Daarnaast wordt de streefwaarde van  $40 \text{ dB}_{L_{24}}$  voor stiltegebieden door de geluidsbelasting ten gevolge van de variant 2c overschreden. De score is weergegeven in tabel 6.8.

Tabel 6.8 Score variant 2c Nuon 5,0 MW

	Beoordelingskader geluid - Score geluidhinder	Beoordelingskader geluid - Score stiltegebied
Variant 2c Nuon 5,0 MW	---	-

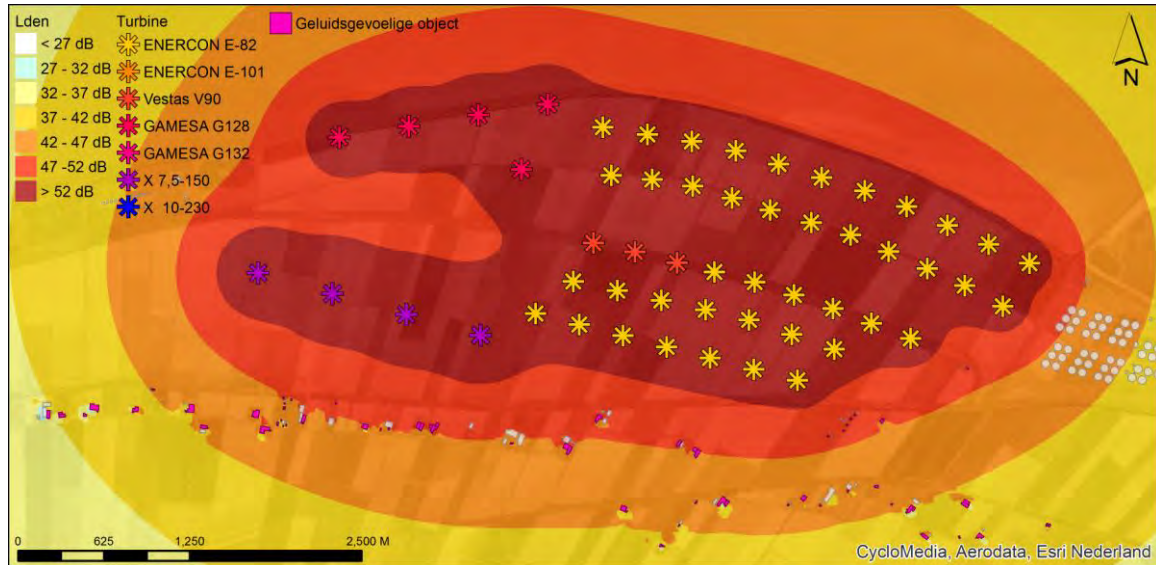
## 6.5 Variant 3a laag en compact

### 6.5.1 Effecten

Variant 3a omvat de plaatsing van 3,0 MW productieturbines. In afbeelding 6.5 is de geluidsbelasting ten gevolge van de turbines weergegeven. Het aantal woningen per geluidklasse is weergegeven in tabel 6.9.

Door de turbines van variant 3a ligt de geluidsbelasting bij 16 woningen hoger dan het beschermingsniveau tegen geluidhinder van windturbines.

Afbeelding 6.5 L<sub>den</sub> windturbines - variant 3a laag en compact



Tabel 6.9 Aantal geluidsgevoelig objecten per klasse geluidsbelasting (L<sub>den</sub> windturbines) - variant 3a laag en compact

	Aantal geluidsgevoelig objecten binnen L <sub>den</sub> klassen					
	< 27 dB	27 - 32 dB	32 - 37 dB	37 - 42 dB	42 - 47 dB	47 - 52 dB
referentiesituatie	5 (9 %)	14 (25 %)	29 (53 %)	6 (11 %)	0 (0 %)	1 (2 %)
variant 3a	0 (0 %)	0 (0 %)	1 (2 %)	10 (18 %)	28 (51 %)	16 (29 %)

Ten opzichte van varianten 2b en 2c leidt variant 3a tot iets meer woningen in de hoogste geluidklasse (13/14 om 16). Dit kan worden verklaard door de plaatsing van 4 x 7,5 MW prototype turbines in plaats van 3 x 10 MW prototype turbines in het zuidelijke testveld, dichterbij de woningen ten zuiden van het plangebied.

### Geluidsbelasting stiltegebied

Ten gevolge van de windturbines van variant 3a is de geluidsbelasting in een deel van het noordelijk gelegen stiltegebied hoger dan 40 dBL<sub>24</sub> waardoor niet voldaan wordt aan de streefwaarde van 40 dBL<sub>24</sub>. In bijlage II is een kaart met het stiltegebied en de contour van 40 dBL<sub>24</sub> opgenomen.

## 6.5.2 Effectbeoordeling

Bij circa 30 procent van de omliggende woningen wordt het beschermingsniveau tegen geluidhinder van windturbines overschreden. De geluidsbelasting ten gevolge van de windturbines van variant 3a is in een deel van het noordelijk gelegen stiltegebied hoger dan de streefwaarde van 40 dBL<sub>24</sub>. De score van variant 3a is weergegeven in tabel 6.6.

Tabel 6.10 Variant 3a laag en compact

	Beoordelingskader geluid - Score geluidhinder	Beoordelingskader geluid - Score stiltegebied
Variant 3a laag en compact	---	-

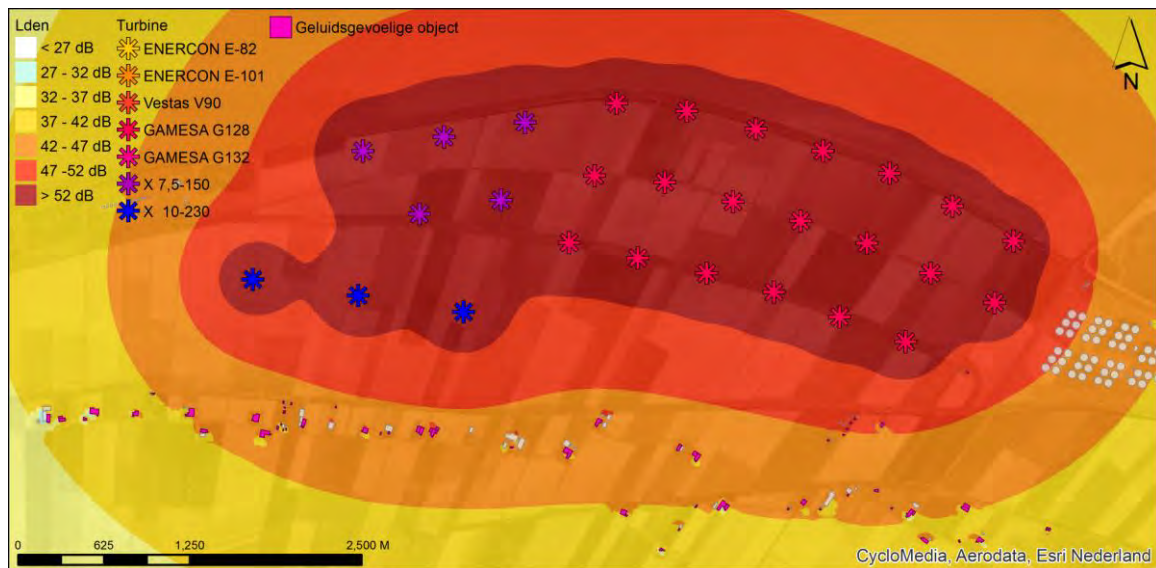
## 6.6 Variant 3b hoog en verspreid

### 6.6.1 Effecten

Bij variant 3b is worden de bestaande turbines in het plangebied vervangen door 5,0 MW turbines. De geluidsbelasting ten gevolge van de nieuwe turbines is weergegeven in afbeelding 6.6. Het aantal woningen per geluidklasse is weergegeven in tabel 6.11.

Bij variant 3b zijn er 7 panden waar niet aan het beschermingsniveau tegen geluidhinder van windturbines wordt voldaan.

Afbeelding 6.6 L<sub>den</sub> windturbines - variant 3b



Tabel 6.11 Aantal geluidsgevoelig objecten per klasse geluidsbelasting (L<sub>den</sub> windturbines) - variant 3b

	Aantal geluidsgevoelig objecten binnen L <sub>den</sub> klassen					
	< 27 dB	27 - 32 dB	32 - 37 dB	37 - 42 dB	42 - 47 dB	47 - 52 dB
referentiesituatie	5 (9 %)	14 (25 %)	29 (53 %)	6 (11 %)	0 (0 %)	1 (2 %)
variant 3b	0 (0 %)	0 (0 %)	1 (2 %)	10 (18 %)	37 (67 %)	7 (13 %)

Ten opzichte van de andere alternatieven en varianten, is variant 3b een middenmoter als het gaat om het aantal geluidbelaste woningen boven 47 dB. Dit komt door het schrappen van een vierde en vijfde rij enerzijds, en de toepassing van minder stille turbines in de bestaande rijen anderzijds.

### 6.6.2 Effectbeoordeling

De woningen in de omgeving komen in hogere geluidbelaste klassen te liggen en er zijn zeven geluidsgevoelig objecten waar niet aan het beschermingsniveau tegen geluidhinder van windturbines wordt voldaan. Daarnaast wordt de streefwaarde van 40 dB in een gedeelte van het stiltegebied niet gehaald door de geluidsbelasting ten gevolge van variant 3b. De score is weergegeven in tabel 6.11.

Tabel 6.12 Score variant 3b

	Beoordelingskader geluid - Score geluidhinder	Beoordelingskader geluid - Score stiltegebied
variant 3b	--	-

## 6.7 Cumulatie

Omdat er in de omgeving van het windpark Eemshaven-West ook andere geluidsbronnen zijn, moet er ook naar de gecumuleerde geluidsbelasting worden gekeken. De cumulatieve geluidsbelasting is reeds onderzocht voor het planMER voor de Structuurvisie Eemsmond-Delfzijl. Hierbij is voor het windpark Eemshaven-West de opstelling in afbeelding 6.7 gehanteerd (elk kruisje is een turbine), met een totaal toegevoegd vermogen van 130 MW. Dit vermogen is vergelijkbaar met het toegevoegde vermogen per alternatief of variant in de MES.

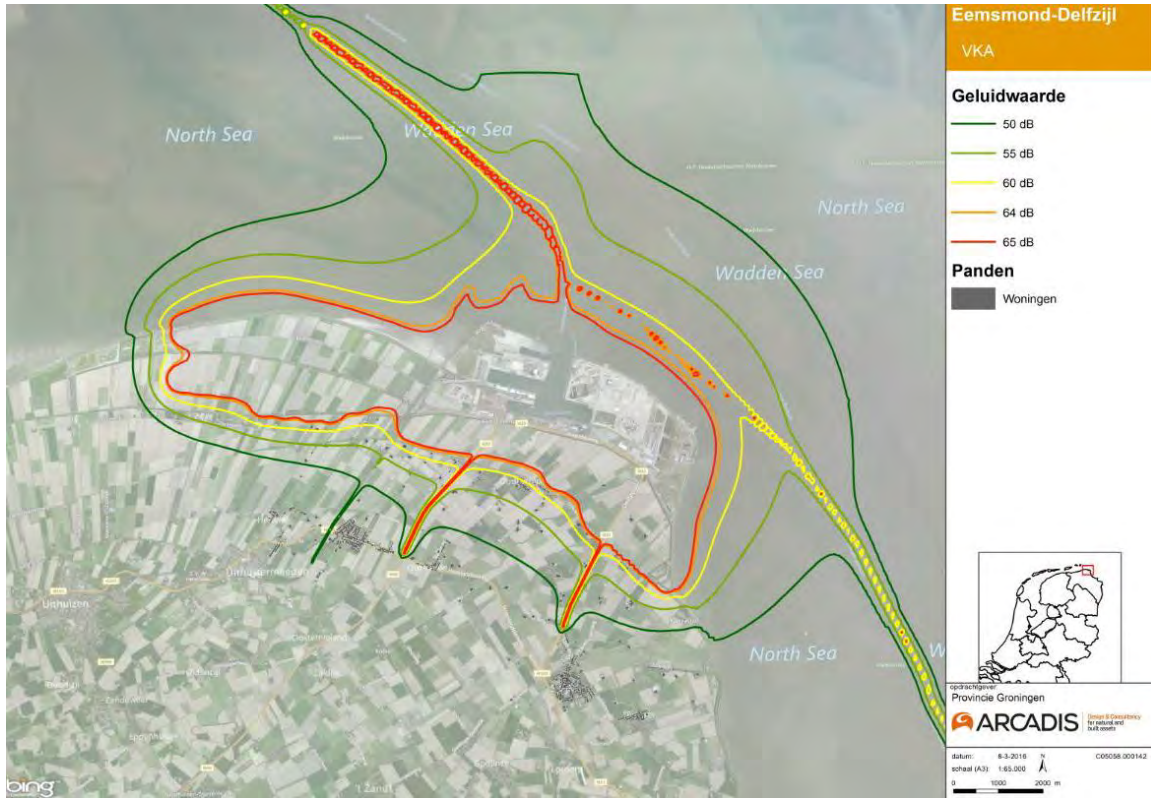
Afbeelding 6.7 Opstelling windturbines in het VKA planMER Structuurvisie Eemsmond-Delfzijl



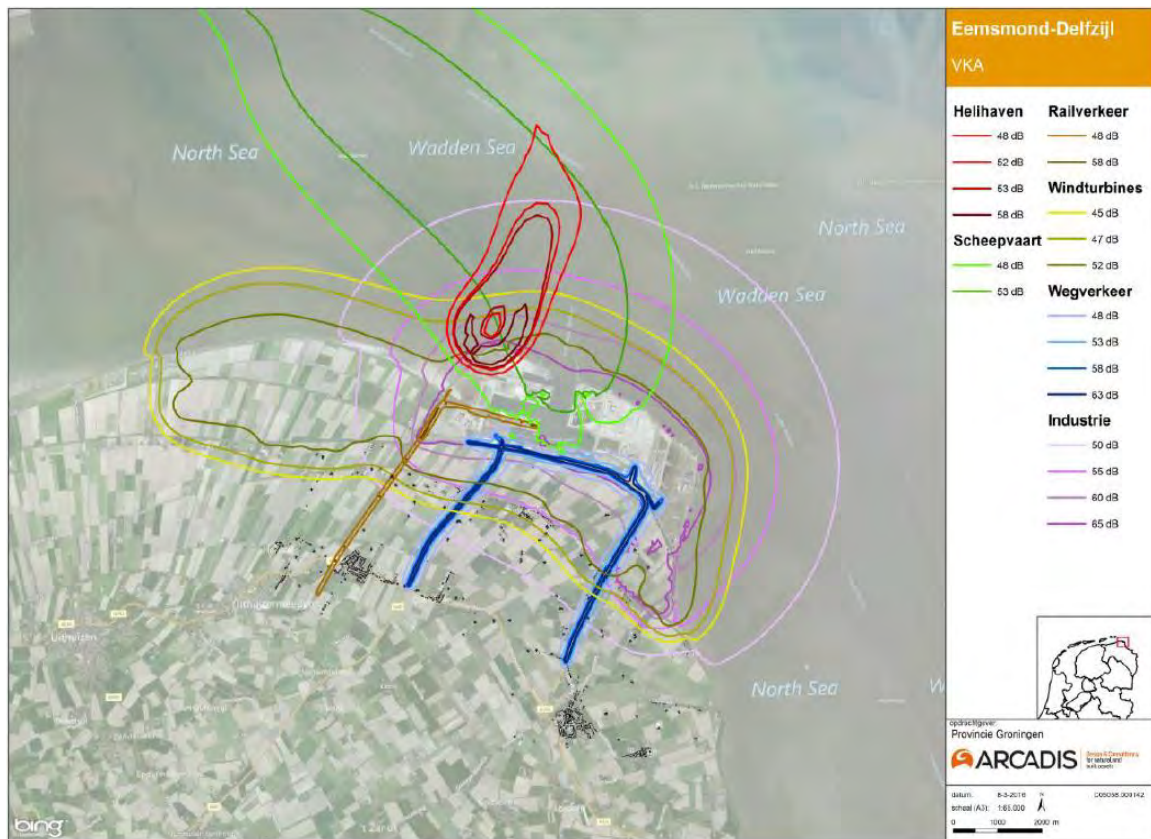
Afbeelding 6.8 toont de resultaten van de berekeningen van de cumulatieve geluidbelasting voor het gebied Eemshaven en omgeving. Afbeelding 6.9 toont de resultaten van de berekeningen van de geluidbelasting per bron.



Afbeelding 6.8 Cumulatieve geluidcontouren VKA Structuurvisie Eemsmoond-Delfzijl Eemshaven e.o.



Afbeelding 6.9 Geluidcontouren VKA Structuurvisie Eemsmoond-Delfzijl Eemshaven e.o.





Voor cumulatie van geluid streeft de provincie naar maximaal GES-klasse 5, dit vertaalt zich naar een 'norm' van 64 dB(A)  $L_{IL,CUM}$ . Uit de geluidsberekeningen blijkt dat er in het VKA voor Eemshaven geen woningen zijn met een geluidbelasting hoger dan 64 dB(A)  $L_{IL,CUM}$ , uitgezonderd een recreatiewoning.

Afbeeldingen 6.8 en 6.9 tonen dat de 47 dB contour vanwege windenergie groter is dan de 65 dB contour voor cumulatief geluid. Dit betekent dat, in dit geval, als men aan de norm voor windenergie voldoet, men ook aan de beleidsnorm voor cumulatief geluid voldoet.

De MES-variant met de hoogste geluidsbelasting ter hoogte van de omliggende woningen is variant 2b. Afbeelding 6.10 toont de 47 dB contour van variant 2b en de 47 dB contour van het voorkeursalternatief in de Structuurvisie. De 47 dB contour van MES-variant 2b ligt grotendeels binnen de 47 dB contour van het voorkeursalternatief in de Structuurvisie, alleen in het westen van het plangebied buigt de 47 dB contour van MES-variant 2b iets verder uit dan de 47 dB contour van het voorkeursalternatief in de Structuurvisie. Ten westen van het plangebied staan echter geen woningen/gevoelige objecten. Dit betekent dat geluideffecten van de alternatieven en varianten in de MES passen binnen de kaders van de Structuurvisie.

Afbeelding 6.10 Vergelijking 47dB contour windturbines uit de structuurvisie en Alternatief 2b



Aan de geluidscontouren in afbeeldingen 6.8 en 6.9 is verder te zien dat de cumulatieve geluidsbelasting in de omgeving van Eemshaven-West grotendeels wordt bepaald door de windturbines. De precieze invloed van de windturbines op de cumulatieve geluidsbelasting is hier echter niet direct uit op te maken. Wel kan men stellen dat de rangorde van de alternatieven en varianten wat betreft de beoordeling van de geluidbelasting van de windturbines, gelijk is aan de rangorde van de alternatieven en varianten wat betreft de beoordeling van de cumulatieve geluidbelasting.

Geconcludeerd is dat de cumulatieve geluidbelasting geen knelpunt vormt. De onderzoeksresultaten voor de MES passen binnen de onderzoeksresultaten voor de Structuurvisie. Tijdens de voorbereiding van het inpassingsplan en de vergunningaanvragen dient deze check, voor de volledigheid, opnieuw te worden gedaan.

# 7

## EFFECTBEOORDELING EN CONCLUSIES

Alle alternatieven en varianten leiden tot een toename van het aandeel woningen boven de grenswaarde van 47 dB  $L_{den}$ . De grootste toenames treden op bij variant 2b, variant 2c en variant 3a. Deze varianten zijn zeer negatief (- - -) beoordeeld. Alternatief 1 en variant 2a leiden tot een kleine toename van woningen in de hoogste geluidklasse en zijn licht negatief beoordeeld (-). Variant 3b leidt tot grotere toenames dan alternatief 1 en variant 2a, en minder grote toenames dan de overige varianten. Variant 3b is negatief beoordeeld (- -).

Tabel 7.1 Effectbeoordeling Windpark Eemshaven-West - geluid

	Beoordelingskader geluid - Score geluidhinder	Beoordelingskader geluid - Score stiltegebied
alternatief 1	-	-
variant 2a	-	-
variant 2b	---	-
variant 2c	---	-
variant 3a	---	-
variant 3b	--	-

De verschillen worden als volgt verklaard:

- in alternatief 1 en variant 2a worden in de vierde en vijfde rij stillere type turbines toegepast dan in varianten 2b, 2c en 3a. Daarom scoren alternatief 1 en variant 2a beter dan varianten 2b, 2c en 3a;
- in varianten 2b en 2c staan in de vijfde rij turbines bovendien twee turbines relatief dichtbij de woningen ten zuiden van het plangebied. Hierdoor worden de geluidcontouren van varianten 2b en 2c iets ruimer;
- variant 3b bevat geen vierde en vijfde rij en variant 3b scoort daarom beter dan varianten 2b, 2c en 3a. Omdat een luidruchtiger type turbine wordt toegepast dan in alternatief 1 en variant 2a, scoren alternatief 1 en variant 2a beter dan variant 3b.

Om te voldoen aan de 47 dB norm, zijn maatregelen nodig, zoals:

- het optimaliseren van de posities van de windturbines;
- het voor bepaalde turbines instellen van een zogenaamde reduced noise mode voor de nacht- en/of avondperiode. Hierdoor maakt de turbine minder toeren en minder geluid, maar wekt de turbine minder energie op;
- het plaatsen van een stiller type windturbine;
- het schrappen van windturbines op de meest kritische posities.

Bij alternatief 1 en variant 2a wordt bij één extra woning de norm overschreden. Hier volstaat naar verwachting een maatregel aan de turbine, zonder het schrappen of verplaatsen van een turbine. Dit volstaat naar verwachting ook variant 3b. Bij varianten 2b, 2c en 3a zijn mogelijke maatregelen het schrappen van de vierde en/of vijfde rij.

De turbines in het testveld voor onderzoeksturbines hebben de laagste geluidsbelasting in de omgeving bij de invulling die behoort bij de varianten 1, 2a en 3a (5 x 5 MW).

Voor het testveld voor prototype offshore turbines geldt: de vier turbines van 7,5 MW in variant 3a hebben een grotere geluidsbelasting op de woningen dan drie turbines van 10 MW. Dit komt mede doordat deze turbines in variant 3a dichterbij de woningen staan dan de drie turbines van 10 MW in de overige varianten.

Alle alternatieven en varianten hebben als effect dat de geluidbelasting op het stiltegebied boven de streefwaarde van 40 dBL<sub>24</sub> uitkomt. Alle varianten zijn hierop negatief beoordeeld. Door toepassing van een stiller type turbine of door de noordelijke rij turbines verder landinwaarts te plaatsen, kan dit effect worden verminderd. Een andere maatregel is het toepassen van reduced noise modes. Het effect op de stilte op de Waddenzee is nader beoordeeld in de Barro toets (zie het deelrapport over landschap).

Bijlage(n)



I

BIJLAGE: MODELGEGEVENS



Bronkenmerken huidige situatie

Model: Bestaande situatie  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Omschr.	X	Y	Hoogte	LE (D) 31	LE (D) 63	LE (D) 125	LE (D) 250	LE (D) 500	LE (D) 1k	LE (D) 2k	LE (D) 4k	LE (D) 8k
Vestas V90	245161.00	608564.00	100.00	75.41	86.81	94.11	97.21	97.71	97.11	95.41	90.51	79.21
Vestas V90	245464.00	608499.00	100.00	75.40	86.80	94.10	97.20	97.70	97.10	95.40	90.50	79.20
Vestas V90	245771.00	608419.00	100.00	75.36	86.76	94.06	97.16	97.66	97.06	95.36	90.46	79.16
ENERCON E-82	248142.00	608104.00	84.00	88.63	82.03	87.63	91.23	92.53	92.83	90.23	86.63	74.63
ENERCON E-82	247864.00	608254.00	84.00	88.63	82.03	87.63	91.23	92.53	92.83	90.23	86.63	74.63
ENERCON E-82	247592.00	608379.00	84.00	88.64	82.04	87.64	91.24	92.54	92.84	90.24	86.64	74.64
ENERCON E-82	247311.00	608501.00	84.00	88.64	82.04	87.64	91.24	92.54	92.84	90.24	86.64	74.64
ENERCON E-82	247033.00	608624.00	84.00	88.75	82.15	87.75	91.35	92.65	92.95	90.35	86.75	74.75
ENERCON E-82	246747.00	608713.00	84.00	88.75	82.15	87.75	91.35	92.65	92.95	90.35	86.75	74.75
ENERCON E-82	246447.00	608805.00	84.00	88.76	82.16	87.76	91.36	92.66	92.96	90.36	86.76	74.76
ENERCON E-82	246171.00	608891.00	84.00	88.76	82.16	87.76	91.36	92.66	92.96	90.36	86.76	74.76
ENERCON E-82	245885.00	608977.00	84.00	88.76	82.16	87.76	91.36	92.66	92.96	90.36	86.76	74.76
ENERCON E-82	245589.00	609026.00	84.00	88.76	82.16	87.76	91.36	92.66	92.96	90.36	86.76	74.76
ENERCON E-82	245293.00	609055.00	84.00	88.76	82.16	87.76	91.36	92.66	92.96	90.36	86.76	74.76
ENERCON E-82	246044.00	608352.00	84.00	88.67	82.07	87.67	91.27	92.57	92.87	90.27	86.67	74.67
ENERCON E-82	246335.00	608279.00	84.00	88.67	82.07	87.67	91.27	92.57	92.87	90.27	86.67	74.67
ENERCON E-82	246621.00	608187.00	84.00	88.64	82.04	87.64	91.24	92.54	92.84	90.24	86.64	74.64
ENERCON E-82	246907.00	608088.00	84.00	88.64	82.04	87.64	91.24	92.54	92.84	90.24	86.64	74.64
ENERCON E-82	247186.00	607981.00	84.00	88.64	82.04	87.64	91.24	92.54	92.84	90.24	86.64	74.64
ENERCON E-82	247472.00	607870.00	84.00	88.64	82.04	87.64	91.24	92.54	92.84	90.24	86.64	74.64

Bronkenmerken huidige situatie

Model: Bestaande situatie  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Omschr.	LE (D) Totaal	LE (A) 31	LE (A) 63	LE (A) 125	LE (A) 250	LE (A) 500	LE (A) 1k	LE (A) 2k	LE (A) 4k	LE (A) 8k	LE (A) Totaal	LE (N) 31
Vestas V90	103.82	75.57	86.97	94.27	97.37	97.87	97.27	95.57	90.67	79.37	103.98	75.69
Vestas V90	103.81	75.56	86.96	94.26	97.36	97.86	97.26	95.56	90.66	79.36	103.97	75.68
Vestas V90	103.77	75.55	86.95	94.25	97.35	97.85	97.25	95.55	90.65	79.35	103.96	75.66
ENERCON E-82	99.06	88.78	82.18	87.78	91.38	92.68	92.98	90.38	86.78	74.78	99.21	88.85
ENERCON E-82	99.06	88.78	82.18	87.78	91.38	92.68	92.98	90.38	86.78	74.78	99.21	88.85
ENERCON E-82	99.07	88.78	82.18	87.78	91.38	92.68	92.98	90.38	86.78	74.78	99.21	88.87
ENERCON E-82	99.07	88.78	82.18	87.78	91.38	92.68	92.98	90.38	86.78	74.78	99.21	88.87
ENERCON E-82	99.18	88.84	82.24	87.84	91.44	92.74	93.04	90.44	86.84	74.84	99.27	88.93
ENERCON E-82	99.18	88.84	82.24	87.84	91.44	92.74	93.04	90.44	86.84	74.84	99.27	88.93
ENERCON E-82	99.19	88.84	82.24	87.84	91.44	92.74	93.04	90.44	86.84	74.84	99.27	88.96
ENERCON E-82	99.19	88.84	82.24	87.84	91.44	92.74	93.04	90.44	86.84	74.84	99.27	88.96
ENERCON E-82	99.19	88.84	82.24	87.84	91.44	92.74	93.04	90.44	86.84	74.84	99.27	88.96
ENERCON E-82	99.19	88.83	82.23	87.83	91.43	92.73	93.03	90.43	86.83	74.83	99.26	88.96
ENERCON E-82	99.19	88.83	82.23	87.83	91.43	92.73	93.03	90.43	86.83	74.83	99.26	88.96
ENERCON E-82	99.10	88.80	82.20	87.80	91.40	92.70	93.00	90.40	86.80	74.80	99.23	88.88
ENERCON E-82	99.10	88.80	82.20	87.80	91.40	92.70	93.00	90.40	86.80	74.80	99.23	88.88
ENERCON E-82	99.07	88.78	82.18	87.78	91.38	92.68	92.98	90.38	86.78	74.78	99.21	88.87
ENERCON E-82	99.07	88.78	82.18	87.78	91.38	92.68	92.98	90.38	86.78	74.78	99.21	88.87
ENERCON E-82	99.07	88.78	82.18	87.78	91.38	92.68	92.98	90.38	86.78	74.78	99.21	88.87
ENERCON E-82	99.07	88.78	82.18	87.78	91.38	92.68	92.98	90.38	86.78	74.78	99.21	88.87

Bronkenmerken huidige situatie

Model: Bestaande situatie  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Omschr.	LE (N) 63	LE (N) 125	LE (N) 250	LE (N) 500	LE (N) 1k	LE (N) 2k	LE (N) 4k	LE (N) 8k	LE (N) Totaal
Vestas V90	87.09	94.39	97.49	97.99	97.39	95.69	90.79	79.49	104.10
Vestas V90	87.08	94.38	97.48	97.98	97.38	95.68	90.78	79.48	104.09
Vestas V90	87.06	94.36	97.46	97.96	97.36	95.66	90.76	79.46	104.07
ENERCON E-82	82.25	87.85	91.45	92.75	93.05	90.45	86.85	74.85	99.28
ENERCON E-82	82.25	87.85	91.45	92.75	93.05	90.45	86.85	74.85	99.28
ENERCON E-82	82.27	87.87	91.47	92.77	93.07	90.47	86.87	74.87	99.30
ENERCON E-82	82.27	87.87	91.47	92.77	93.07	90.47	86.87	74.87	99.30
ENERCON E-82	82.33	87.93	91.53	92.83	93.13	90.53	86.93	74.93	99.36
ENERCON E-82	82.33	87.93	91.53	92.83	93.13	90.53	86.93	74.93	99.36
ENERCON E-82	82.36	87.96	91.56	92.86	93.16	90.56	86.96	74.96	99.39
ENERCON E-82	82.36	87.96	91.56	92.86	93.16	90.56	86.96	74.96	99.39
ENERCON E-82	82.36	87.96	91.56	92.86	93.16	90.56	86.96	74.96	99.39
ENERCON E-82	82.36	87.96	91.56	92.86	93.16	90.56	86.96	74.96	99.39
ENERCON E-82	82.28	87.88	91.48	92.78	93.08	90.48	86.88	74.88	99.31
ENERCON E-82	82.28	87.88	91.48	92.78	93.08	90.48	86.88	74.88	99.31
ENERCON E-82	82.27	87.87	91.47	92.77	93.07	90.47	86.87	74.87	99.30
ENERCON E-82	82.27	87.87	91.47	92.77	93.07	90.47	86.87	74.87	99.30
ENERCON E-82	82.27	87.87	91.47	92.77	93.07	90.47	86.87	74.87	99.30
ENERCON E-82	82.27	87.87	91.47	92.77	93.07	90.47	86.87	74.87	99.30

Bronkenmerken Variant 1

Model: Variant 1  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Omschr.	X	Y	Hoogte	LE (D) 31	LE (D) 63	LE (D) 125	LE (D) 250	LE (D) 500	LE (D) 1k	LE (D) 2k	LE (D) 4k	LE (D) 8k
ENERCON E-101	246780.00	607744.00	124.50	85.44	78.84	84.44	88.04	89.34	89.64	87.04	83.44	71.44
ENERCON E-101	246394.00	607865.00	124.50	85.46	78.86	84.46	88.06	89.36	89.66	87.06	83.46	71.46
ENERCON E-101	246009.00	607987.00	124.50	85.46	78.86	84.46	88.06	89.36	89.66	87.06	83.46	71.46
ENERCON E-101	244830.00	607919.00	124.50	85.46	78.86	84.46	88.06	89.36	89.66	87.06	83.46	71.46
ENERCON E-101	245225.00	607811.00	124.50	85.46	78.86	84.46	88.06	89.36	89.66	87.06	83.46	71.46
ENERCON E-101	246384.00	607472.00	124.50	85.46	78.86	84.46	88.06	89.36	89.66	87.06	83.46	71.46
ENERCON E-101	245995.00	607581.00	124.50	85.46	78.86	84.46	88.06	89.36	89.66	87.06	83.46	71.46
ENERCON E-101	245606.00	607690.00	124.50	85.46	78.86	84.46	88.06	89.36	89.66	87.06	83.46	71.46
ENERCON E-101	245617.00	608087.00	124.50	85.46	78.86	84.46	88.06	89.36	89.66	87.06	83.46	71.46
ENERCON E-101	245229.00	608201.00	124.50	85.46	78.86	84.46	88.06	89.36	89.66	87.06	83.46	71.46
ENERCON E-101	244842.00	608316.00	124.50	85.46	78.86	84.46	88.06	89.36	89.66	87.06	83.46	71.46
ENERCON E-82	248472.00	608541.00	84.00	88.58	81.98	87.58	91.18	92.48	92.78	90.18	86.58	74.58
ENERCON E-82	248212.00	608690.00	84.00	88.63	82.03	87.63	91.23	92.53	92.83	90.23	86.63	74.63
ENERCON E-82	247952.00	608840.00	84.00	88.63	82.03	87.63	91.23	92.53	92.83	90.23	86.63	74.63
ENERCON E-82	247691.00	608989.00	84.00	88.63	82.03	87.63	91.23	92.53	92.83	90.23	86.63	74.63
ENERCON E-82	247432.00	609121.00	84.00	88.63	82.03	87.63	91.23	92.53	92.83	90.23	86.63	74.63
ENERCON E-82	247147.00	609214.00	84.00	88.64	82.04	87.64	91.24	92.54	92.84	90.24	86.64	74.64
ENERCON E-82	246861.00	609307.00	84.00	88.64	82.04	87.64	91.24	92.54	92.84	90.24	86.64	74.64
ENERCON E-82	246576.00	609400.00	84.00	88.64	82.04	87.64	91.24	92.54	92.84	90.24	86.64	74.64
ENERCON E-82	246291.00	609493.00	84.00	88.65	82.05	87.65	91.25	92.55	92.85	90.25	86.65	74.65
ENERCON E-82	246005.00	609586.00	84.00	88.65	82.05	87.65	91.25	92.55	92.85	90.25	86.65	74.65
ENERCON E-82	245720.00	609655.00	84.00	88.73	82.13	87.73	91.33	92.63	92.93	90.33	86.73	74.73

Bronkenmerken Variant 1

Model: Variant 1  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Omschr.	LE (D) Totaal	LE (A) 31	LE (A) 63	LE (A) 125	LE (A) 250	LE (A) 500	LE (A) 1k	LE (A) 2k	LE (A) 4k	LE (A) 8k	LE (A) Totaal	LE (N) 31
ENERCON E-101	95.87	85.36	78.76	84.36	87.96	89.26	89.56	86.96	83.36	71.36	95.79	85.57
ENERCON E-101	95.89	85.37	78.77	84.37	87.97	89.27	89.57	86.97	83.37	71.37	95.80	85.59
ENERCON E-101	95.89	85.37	78.77	84.37	87.97	89.27	89.57	86.97	83.37	71.37	95.80	85.59
ENERCON E-101	95.89	85.39	78.79	84.39	87.99	89.29	89.59	86.99	83.39	71.39	95.82	85.60
ENERCON E-101	95.89	85.37	78.77	84.37	87.97	89.27	89.57	86.97	83.37	71.37	95.80	85.60
ENERCON E-101	95.89	85.37	78.77	84.37	87.97	89.27	89.57	86.97	83.37	71.37	95.80	85.59
ENERCON E-101	95.89	85.37	78.77	84.37	87.97	89.27	89.57	86.97	83.37	71.37	95.80	85.59
ENERCON E-101	95.89	85.37	78.77	84.37	87.97	89.27	89.57	86.97	83.37	71.37	95.80	85.60
ENERCON E-101	95.89	85.37	78.77	84.37	87.97	89.27	89.57	86.97	83.37	71.37	95.80	85.60
ENERCON E-101	95.89	85.39	78.79	84.39	87.99	89.29	89.59	86.99	83.39	71.39	95.82	85.60
ENERCON E-82	99.01	88.62	82.02	87.62	91.22	92.52	92.82	90.22	86.62	74.62	99.05	88.75
ENERCON E-82	99.06	88.69	82.09	87.69	91.29	92.59	92.89	90.29	86.69	74.69	99.12	88.80
ENERCON E-82	99.06	88.69	82.09	87.69	91.29	92.59	92.89	90.29	86.69	74.69	99.12	88.80
ENERCON E-82	99.06	88.70	82.10	87.70	91.30	92.60	92.90	90.30	86.70	74.70	99.13	88.80
ENERCON E-82	99.06	88.70	82.10	87.70	91.30	92.60	92.90	90.30	86.70	74.70	99.13	88.80
ENERCON E-82	99.07	88.71	82.11	87.71	91.31	92.61	92.91	90.31	86.71	74.71	99.14	88.82
ENERCON E-82	99.07	88.71	82.11	87.71	91.31	92.61	92.91	90.31	86.71	74.71	99.14	88.82
ENERCON E-82	99.07	88.66	82.06	87.66	91.26	92.56	92.86	90.26	86.66	74.66	99.09	88.81
ENERCON E-82	99.08	88.67	82.07	87.67	91.27	92.57	92.87	90.27	86.67	74.67	99.10	88.81
ENERCON E-82	99.08	88.72	82.12	87.72	91.32	92.62	92.92	90.32	86.72	74.72	99.15	88.82
ENERCON E-82	99.16	88.82	82.22	87.82	91.42	92.72	93.02	90.42	86.82	74.82	99.25	88.86

Bronkenmerken Variant 1

Model: Variant 1  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Omschr.	LE (N) 63	LE (N) 125	LE (N) 250	LE (N) 500	LE (N) 1k	LE (N) 2k	LE (N) 4k	LE (N) 8k	LE (N) Totaal
ENERCON E-101	78.97	84.57	88.17	89.47	89.77	87.17	83.57	71.57	96.00
ENERCON E-101	78.99	84.59	88.19	89.49	89.79	87.19	83.59	71.59	96.02
ENERCON E-101	78.99	84.59	88.19	89.49	89.79	87.19	83.59	71.59	96.02
ENERCON E-101	79.00	84.60	88.20	89.50	89.80	87.20	83.60	71.60	96.03
ENERCON E-101	79.00	84.60	88.20	89.50	89.80	87.20	83.60	71.60	96.03
ENERCON E-101	78.99	84.59	88.19	89.49	89.79	87.19	83.59	71.59	96.02
ENERCON E-101	78.99	84.59	88.19	89.49	89.79	87.19	83.59	71.59	96.02
ENERCON E-101	79.00	84.60	88.20	89.50	89.80	87.20	83.60	71.60	96.03
ENERCON E-101	79.00	84.60	88.20	89.50	89.80	87.20	83.60	71.60	96.03
ENERCON E-101	79.00	84.60	88.20	89.50	89.80	87.20	83.60	71.60	96.03
ENERCON E-101	79.00	84.60	88.20	89.50	89.80	87.20	83.60	71.60	96.03
ENERCON E-82	82.15	87.75	91.35	92.65	92.95	90.35	86.75	74.75	99.18
ENERCON E-82	82.20	87.80	91.40	92.70	93.00	90.40	86.80	74.80	99.23
ENERCON E-82	82.20	87.80	91.40	92.70	93.00	90.40	86.80	74.80	99.23
ENERCON E-82	82.20	87.80	91.40	92.70	93.00	90.40	86.80	74.80	99.23
ENERCON E-82	82.20	87.80	91.40	92.70	93.00	90.40	86.80	74.80	99.23
ENERCON E-82	82.22	87.82	91.42	92.72	93.02	90.42	86.82	74.82	99.25
ENERCON E-82	82.22	87.82	91.42	92.72	93.02	90.42	86.82	74.82	99.25
ENERCON E-82	82.21	87.81	91.41	92.71	93.01	90.41	86.81	74.81	99.24
ENERCON E-82	82.21	87.81	91.41	92.71	93.01	90.41	86.81	74.81	99.24
ENERCON E-82	82.22	87.82	91.42	92.72	93.02	90.42	86.82	74.82	99.25
ENERCON E-82	82.26	87.86	91.46	92.76	93.06	90.46	86.86	74.86	99.29



Bronkenmerken Variant 1

Model: Variant 1  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Omschr.	X	Y	Hoogte	LE (D) 31	LE (D) 63	LE (D) 125	LE (D) 250	LE (D) 500	LE (D) 1k	LE (D) 2k	LE (D) 4k	LE (D) 8k
ENERCON E-82	245421.00	609679.00	84.00	88.73	82.13	87.73	91.33	92.63	92.93	90.33	86.73	74.73
GAMESA G128	244830.00	609574.00	120.00	92.48	85.88	91.48	95.08	96.38	96.68	94.08	90.48	78.48
GAMESA G128	244325.00	609494.00	120.00	92.50	85.90	91.50	95.10	96.40	96.70	94.10	90.50	78.50
GAMESA G128	243819.00	609413.00	120.00	92.52	85.92	91.52	95.12	96.42	96.72	94.12	90.52	78.52
GAMESA G128	243313.00	609333.00	120.00	92.52	85.92	91.52	95.12	96.42	96.72	94.12	90.52	78.52
GAMESA G128	244637.00	609100.00	120.00	92.48	85.88	91.48	95.08	96.38	96.68	94.08	90.48	78.48
X 10-230	242682.00	608328.00	180.00	94.22	87.62	93.22	96.82	98.12	98.42	95.82	92.22	80.22
X 10-230	243449.00	608210.00	180.00	94.20	87.60	93.20	96.80	98.10	98.40	95.80	92.20	80.20
X 10-230	244217.00	608092.00	180.00	94.20	87.60	93.20	96.80	98.10	98.40	95.80	92.20	80.20
Vestas V90	245161.00	608564.00	100.00	75.41	86.81	94.11	97.21	97.71	97.11	95.41	90.51	79.21
Vestas V90	245464.00	608499.00	100.00	75.40	86.80	94.10	97.20	97.70	97.10	95.40	90.50	79.20
Vestas V90	245771.00	608419.00	100.00	75.36	86.76	94.06	97.16	97.66	97.06	95.36	90.46	79.16
ENERCON E-82	248142.00	608104.00	84.00	88.63	82.03	87.63	91.23	92.53	92.83	90.23	86.63	74.63
ENERCON E-82	247864.00	608254.00	84.00	88.63	82.03	87.63	91.23	92.53	92.83	90.23	86.63	74.63
ENERCON E-82	247592.00	608379.00	84.00	88.64	82.04	87.64	91.24	92.54	92.84	90.24	86.64	74.64
ENERCON E-82	247311.00	608501.00	84.00	88.64	82.04	87.64	91.24	92.54	92.84	90.24	86.64	74.64
ENERCON E-82	247033.00	608624.00	84.00	88.75	82.15	87.75	91.35	92.65	92.95	90.35	86.75	74.75
ENERCON E-82	246747.00	608713.00	84.00	88.75	82.15	87.75	91.35	92.65	92.95	90.35	86.75	74.75
ENERCON E-82	246447.00	608805.00	84.00	88.76	82.16	87.76	91.36	92.66	92.96	90.36	86.76	74.76
ENERCON E-82	246171.00	608891.00	84.00	88.76	82.16	87.76	91.36	92.66	92.96	90.36	86.76	74.76
ENERCON E-82	245885.00	608977.00	84.00	88.76	82.16	87.76	91.36	92.66	92.96	90.36	86.76	74.76
ENERCON E-82	245589.00	609026.00	84.00	88.76	82.16	87.76	91.36	92.66	92.96	90.36	86.76	74.76

Bronkenmerken Variant 1

Model: Variant 1  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Omschr.	LE (D) Totaal	LE (A) 31	LE (A) 63	LE (A) 125	LE (A) 250	LE (A) 500	LE (A) 1k	LE (A) 2k	LE (A) 4k	LE (A) 8k	LE (A) Totaal	LE (N) 31
ENERCON E-82	99.16	88.82	82.22	87.82	91.42	92.72	93.02	90.42	86.82	74.82	99.25	88.86
GAMESA G128	102.91	92.55	85.95	91.55	95.15	96.45	96.75	94.15	90.55	78.55	102.98	92.70
GAMESA G128	102.93	92.58	85.98	91.58	95.18	96.48	96.78	94.18	90.58	78.58	103.01	92.70
GAMESA G128	102.95	92.58	85.98	91.58	95.18	96.48	96.78	94.18	90.58	78.58	103.01	92.70
GAMESA G128	102.95	92.58	85.98	91.58	95.18	96.48	96.78	94.18	90.58	78.58	103.01	92.70
GAMESA G128	102.91	92.55	85.95	91.55	95.15	96.45	96.75	94.15	90.55	78.55	102.98	92.70
X 10-230	104.65	94.28	87.68	93.28	96.88	98.18	98.48	95.88	92.28	80.28	104.71	94.41
X 10-230	104.63	94.28	87.68	93.28	96.88	98.18	98.48	95.88	92.28	80.28	104.71	94.41
X 10-230	104.63	94.26	87.66	93.26	96.86	98.16	98.46	95.86	92.26	80.26	104.69	94.40
Vestas V90	103.82	75.57	86.97	94.27	97.37	97.87	97.27	95.57	90.67	79.37	103.98	75.69
Vestas V90	103.81	75.56	86.96	94.26	97.36	97.86	97.26	95.56	90.66	79.36	103.97	75.68
Vestas V90	103.77	75.55	86.95	94.25	97.35	97.85	97.25	95.55	90.65	79.35	103.96	75.66
ENERCON E-82	99.06	88.78	82.18	87.78	91.38	92.68	92.98	90.38	86.78	74.78	99.21	88.85
ENERCON E-82	99.06	88.78	82.18	87.78	91.38	92.68	92.98	90.38	86.78	74.78	99.21	88.85
ENERCON E-82	99.07	88.78	82.18	87.78	91.38	92.68	92.98	90.38	86.78	74.78	99.21	88.87
ENERCON E-82	99.07	88.78	82.18	87.78	91.38	92.68	92.98	90.38	86.78	74.78	99.21	88.87
ENERCON E-82	99.18	88.84	82.24	87.84	91.44	92.74	93.04	90.44	86.84	74.84	99.27	88.93
ENERCON E-82	99.18	88.84	82.24	87.84	91.44	92.74	93.04	90.44	86.84	74.84	99.27	88.93
ENERCON E-82	99.19	88.84	82.24	87.84	91.44	92.74	93.04	90.44	86.84	74.84	99.27	88.96
ENERCON E-82	99.19	88.84	82.24	87.84	91.44	92.74	93.04	90.44	86.84	74.84	99.27	88.96
ENERCON E-82	99.19	88.84	82.24	87.84	91.44	92.74	93.04	90.44	86.84	74.84	99.27	88.96
ENERCON E-82	99.19	88.83	82.23	87.83	91.43	92.73	93.03	90.43	86.83	74.83	99.26	88.96

Bronkenmerken Variant 1

Model: Variant 1  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Omschr.	LE (N) 63	LE (N) 125	LE (N) 250	LE (N) 500	LE (N) 1k	LE (N) 2k	LE (N) 4k	LE (N) 8k	LE (N) Totaal
ENERCON E-82	82.26	87.86	91.46	92.76	93.06	90.46	86.86	74.86	99.29
GAMESA G128	86.10	91.70	95.30	96.60	96.90	94.30	90.70	78.70	103.13
GAMESA G128	86.10	91.70	95.30	96.60	96.90	94.30	90.70	78.70	103.13
GAMESA G128	86.10	91.70	95.30	96.60	96.90	94.30	90.70	78.70	103.13
GAMESA G128	86.10	91.70	95.30	96.60	96.90	94.30	90.70	78.70	103.13
GAMESA G128	86.10	91.70	95.30	96.60	96.90	94.30	90.70	78.70	103.13
X 10-230	87.81	93.41	97.01	98.31	98.61	96.01	92.41	80.41	104.84
X 10-230	87.81	93.41	97.01	98.31	98.61	96.01	92.41	80.41	104.84
X 10-230	87.80	93.40	97.00	98.30	98.60	96.00	92.40	80.40	104.83
Vestas V90	87.09	94.39	97.49	97.99	97.39	95.69	90.79	79.49	104.10
Vestas V90	87.08	94.38	97.48	97.98	97.38	95.68	90.78	79.48	104.09
Vestas V90	87.06	94.36	97.46	97.96	97.36	95.66	90.76	79.46	104.07
ENERCON E-82	82.25	87.85	91.45	92.75	93.05	90.45	86.85	74.85	99.28
ENERCON E-82	82.25	87.85	91.45	92.75	93.05	90.45	86.85	74.85	99.28
ENERCON E-82	82.27	87.87	91.47	92.77	93.07	90.47	86.87	74.87	99.30
ENERCON E-82	82.27	87.87	91.47	92.77	93.07	90.47	86.87	74.87	99.30
ENERCON E-82	82.33	87.93	91.53	92.83	93.13	90.53	86.93	74.93	99.36
ENERCON E-82	82.33	87.93	91.53	92.83	93.13	90.53	86.93	74.93	99.36
ENERCON E-82	82.36	87.96	91.56	92.86	93.16	90.56	86.96	74.96	99.39
ENERCON E-82	82.36	87.96	91.56	92.86	93.16	90.56	86.96	74.96	99.39
ENERCON E-82	82.36	87.96	91.56	92.86	93.16	90.56	86.96	74.96	99.39
ENERCON E-82	82.36	87.96	91.56	92.86	93.16	90.56	86.96	74.96	99.39

Bronkenmerken Variant 1

---

Model: Variant 1  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Omschr.	X	Y	Hoogte	LE (D) 31	LE (D) 63	LE (D) 125	LE (D) 250	LE (D) 500	LE (D) 1k	LE (D) 2k	LE (D) 4k	LE (D) 8k
ENERCON E-82	245293.00	609055.00	84.00	88.76	82.16	87.76	91.36	92.66	92.96	90.36	86.76	74.76
ENERCON E-82	246044.00	608352.00	84.00	88.67	82.07	87.67	91.27	92.57	92.87	90.27	86.67	74.67
ENERCON E-82	246335.00	608279.00	84.00	88.67	82.07	87.67	91.27	92.57	92.87	90.27	86.67	74.67
ENERCON E-82	246621.00	608187.00	84.00	88.64	82.04	87.64	91.24	92.54	92.84	90.24	86.64	74.64
ENERCON E-82	246907.00	608088.00	84.00	88.64	82.04	87.64	91.24	92.54	92.84	90.24	86.64	74.64
ENERCON E-82	247186.00	607981.00	84.00	88.64	82.04	87.64	91.24	92.54	92.84	90.24	86.64	74.64
ENERCON E-82	247472.00	607870.00	84.00	88.64	82.04	87.64	91.24	92.54	92.84	90.24	86.64	74.64

Bronkenmerken Variant 1

---

Model: Variant 1  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Omschr.	LE (D) Totaal	LE (A) 31	LE (A) 63	LE (A) 125	LE (A) 250	LE (A) 500	LE (A) 1k	LE (A) 2k	LE (A) 4k	LE (A) 8k	LE (A) Totaal	LE (N) 31
ENERCON E-82	99.19	88.83	82.23	87.83	91.43	92.73	93.03	90.43	86.83	74.83	99.26	88.96
ENERCON E-82	99.10	88.80	82.20	87.80	91.40	92.70	93.00	90.40	86.80	74.80	99.23	88.88
ENERCON E-82	99.10	88.80	82.20	87.80	91.40	92.70	93.00	90.40	86.80	74.80	99.23	88.88
ENERCON E-82	99.07	88.78	82.18	87.78	91.38	92.68	92.98	90.38	86.78	74.78	99.21	88.87
ENERCON E-82	99.07	88.78	82.18	87.78	91.38	92.68	92.98	90.38	86.78	74.78	99.21	88.87
ENERCON E-82	99.07	88.78	82.18	87.78	91.38	92.68	92.98	90.38	86.78	74.78	99.21	88.87
ENERCON E-82	99.07	88.78	82.18	87.78	91.38	92.68	92.98	90.38	86.78	74.78	99.21	88.87

## Bronkenmerken Variant 1

---

Model: Variant 1  
Groep: (hoofdgroep)  
Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Omschr.	LE (N) 63	LE (N) 125	LE (N) 250	LE (N) 500	LE (N) 1k	LE (N) 2k	LE (N) 4k	LE (N) 8k	LE (N) Totaal
ENERCON E-82	82.36	87.96	91.56	92.86	93.16	90.56	86.96	74.96	99.39
ENERCON E-82	82.28	87.88	91.48	92.78	93.08	90.48	86.88	74.88	99.31
ENERCON E-82	82.28	87.88	91.48	92.78	93.08	90.48	86.88	74.88	99.31
ENERCON E-82	82.27	87.87	91.47	92.77	93.07	90.47	86.87	74.87	99.30
ENERCON E-82	82.27	87.87	91.47	92.77	93.07	90.47	86.87	74.87	99.30
ENERCON E-82	82.27	87.87	91.47	92.77	93.07	90.47	86.87	74.87	99.30
ENERCON E-82	82.27	87.87	91.47	92.77	93.07	90.47	86.87	74.87	99.30



Bronkenmerken Variant 2a

Model: Variant 2a  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Omschr.	X	Y	Hoogte	LE (D) 31	LE (D) 63	LE (D) 125	LE (D) 250	LE (D) 500	LE (D) 1k	LE (D) 2k	LE (D) 4k	LE (D) 8k
ENERCON E-101	246780.00	607744.00	124.50	85.44	78.84	84.44	88.04	89.34	89.64	87.04	83.44	71.44
ENERCON E-101	246394.00	607865.00	124.50	85.46	78.86	84.46	88.06	89.36	89.66	87.06	83.46	71.46
ENERCON E-101	246009.00	607987.00	124.50	85.46	78.86	84.46	88.06	89.36	89.66	87.06	83.46	71.46
ENERCON E-101	244830.00	607919.00	124.50	85.46	78.86	84.46	88.06	89.36	89.66	87.06	83.46	71.46
ENERCON E-101	245225.00	607811.00	124.50	85.46	78.86	84.46	88.06	89.36	89.66	87.06	83.46	71.46
ENERCON E-101	246384.00	607472.00	124.50	85.46	78.86	84.46	88.06	89.36	89.66	87.06	83.46	71.46
ENERCON E-101	245995.00	607581.00	124.50	85.46	78.86	84.46	88.06	89.36	89.66	87.06	83.46	71.46
ENERCON E-101	245606.00	607690.00	124.50	85.46	78.86	84.46	88.06	89.36	89.66	87.06	83.46	71.46
ENERCON E-101	245617.00	608087.00	124.50	85.46	78.86	84.46	88.06	89.36	89.66	87.06	83.46	71.46
ENERCON E-101	245229.00	608201.00	124.50	85.46	78.86	84.46	88.06	89.36	89.66	87.06	83.46	71.46
ENERCON E-101	244842.00	608316.00	124.50	85.46	78.86	84.46	88.06	89.36	89.66	87.06	83.46	71.46
GAMESA G128	244830.00	609574.00	120.00	92.48	85.88	91.48	95.08	96.38	96.68	94.08	90.48	78.48
GAMESA G128	244325.00	609494.00	120.00	92.50	85.90	91.50	95.10	96.40	96.70	94.10	90.50	78.50
GAMESA G128	243819.00	609413.00	120.00	92.52	85.92	91.52	95.12	96.42	96.72	94.12	90.52	78.52
GAMESA G128	243313.00	609333.00	120.00	92.52	85.92	91.52	95.12	96.42	96.72	94.12	90.52	78.52
GAMESA G128	244637.00	609100.00	120.00	92.48	85.88	91.48	95.08	96.38	96.68	94.08	90.48	78.48
X 10-230	242682.00	608328.00	180.00	94.22	87.62	93.22	96.82	98.12	98.42	95.82	92.22	80.22
X 10-230	243449.00	608210.00	180.00	94.20	87.60	93.20	96.80	98.10	98.40	95.80	92.20	80.20
X 10-230	244217.00	608092.00	180.00	94.20	87.60	93.20	96.80	98.10	98.40	95.80	92.20	80.20
Vestas V90	245161.00	608564.00	100.00	75.41	86.81	94.11	97.21	97.71	97.11	95.41	90.51	79.21
Vestas V90	245464.00	608499.00	100.00	75.40	86.80	94.10	97.20	97.70	97.10	95.40	90.50	79.20
Vestas V90	245771.00	608419.00	100.00	75.36	86.76	94.06	97.16	97.66	97.06	95.36	90.46	79.16

Bronkenmerken Variant 2a

Model: Variant 2a  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Omschr.	LE (D) Totaal	LE (A) 31	LE (A) 63	LE (A) 125	LE (A) 250	LE (A) 500	LE (A) 1k	LE (A) 2k	LE (A) 4k	LE (A) 8k	LE (A) Totaal	LE (N) 31
ENERCON E-101	95.87	85.36	78.76	84.36	87.96	89.26	89.56	86.96	83.36	71.36	95.79	85.57
ENERCON E-101	95.89	85.37	78.77	84.37	87.97	89.27	89.57	86.97	83.37	71.37	95.80	85.59
ENERCON E-101	95.89	85.37	78.77	84.37	87.97	89.27	89.57	86.97	83.37	71.37	95.80	85.59
ENERCON E-101	95.89	85.39	78.79	84.39	87.99	89.29	89.59	86.99	83.39	71.39	95.82	85.60
ENERCON E-101	95.89	85.37	78.77	84.37	87.97	89.27	89.57	86.97	83.37	71.37	95.80	85.60
ENERCON E-101	95.89	85.37	78.77	84.37	87.97	89.27	89.57	86.97	83.37	71.37	95.80	85.59
ENERCON E-101	95.89	85.37	78.77	84.37	87.97	89.27	89.57	86.97	83.37	71.37	95.80	85.59
ENERCON E-101	95.89	85.37	78.77	84.37	87.97	89.27	89.57	86.97	83.37	71.37	95.80	85.60
ENERCON E-101	95.89	85.37	78.77	84.37	87.97	89.27	89.57	86.97	83.37	71.37	95.80	85.60
ENERCON E-101	95.89	85.39	78.79	84.39	87.99	89.29	89.59	86.99	83.39	71.39	95.82	85.60
GAMESA G128	102.91	92.55	85.95	91.55	95.15	96.45	96.75	94.15	90.55	78.55	102.98	92.70
GAMESA G128	102.93	92.58	85.98	91.58	95.18	96.48	96.78	94.18	90.58	78.58	103.01	92.70
GAMESA G128	102.95	92.58	85.98	91.58	95.18	96.48	96.78	94.18	90.58	78.58	103.01	92.70
GAMESA G128	102.95	92.58	85.98	91.58	95.18	96.48	96.78	94.18	90.58	78.58	103.01	92.70
GAMESA G128	102.91	92.55	85.95	91.55	95.15	96.45	96.75	94.15	90.55	78.55	102.98	92.70
X 10-230	104.65	94.28	87.68	93.28	96.88	98.18	98.48	95.88	92.28	80.28	104.71	94.41
X 10-230	104.63	94.28	87.68	93.28	96.88	98.18	98.48	95.88	92.28	80.28	104.71	94.41
X 10-230	104.63	94.26	87.66	93.26	96.86	98.16	98.46	95.86	92.26	80.26	104.69	94.40
Vestas V90	103.82	75.57	86.97	94.27	97.37	97.87	97.27	95.57	90.67	79.37	103.98	75.69
Vestas V90	103.81	75.56	86.96	94.26	97.36	97.86	97.26	95.56	90.66	79.36	103.97	75.68
Vestas V90	103.77	75.55	86.95	94.25	97.35	97.85	97.25	95.55	90.65	79.35	103.96	75.66

Bronkenmerken Variant 2a

Model: Variant 2a  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Omschr.	LE (N) 63	LE (N) 125	LE (N) 250	LE (N) 500	LE (N) 1k	LE (N) 2k	LE (N) 4k	LE (N) 8k	LE (N) Totaal
ENERCON E-101	78.97	84.57	88.17	89.47	89.77	87.17	83.57	71.57	96.00
ENERCON E-101	78.99	84.59	88.19	89.49	89.79	87.19	83.59	71.59	96.02
ENERCON E-101	78.99	84.59	88.19	89.49	89.79	87.19	83.59	71.59	96.02
ENERCON E-101	79.00	84.60	88.20	89.50	89.80	87.20	83.60	71.60	96.03
ENERCON E-101	79.00	84.60	88.20	89.50	89.80	87.20	83.60	71.60	96.03
ENERCON E-101	78.99	84.59	88.19	89.49	89.79	87.19	83.59	71.59	96.02
ENERCON E-101	78.99	84.59	88.19	89.49	89.79	87.19	83.59	71.59	96.02
ENERCON E-101	79.00	84.60	88.20	89.50	89.80	87.20	83.60	71.60	96.03
ENERCON E-101	79.00	84.60	88.20	89.50	89.80	87.20	83.60	71.60	96.03
ENERCON E-101	79.00	84.60	88.20	89.50	89.80	87.20	83.60	71.60	96.03
ENERCON E-101	79.00	84.60	88.20	89.50	89.80	87.20	83.60	71.60	96.03
GAMESA G128	86.10	91.70	95.30	96.60	96.90	94.30	90.70	78.70	103.13
GAMESA G128	86.10	91.70	95.30	96.60	96.90	94.30	90.70	78.70	103.13
GAMESA G128	86.10	91.70	95.30	96.60	96.90	94.30	90.70	78.70	103.13
GAMESA G128	86.10	91.70	95.30	96.60	96.90	94.30	90.70	78.70	103.13
GAMESA G128	86.10	91.70	95.30	96.60	96.90	94.30	90.70	78.70	103.13
X 10-230	87.81	93.41	97.01	98.31	98.61	96.01	92.41	80.41	104.84
X 10-230	87.81	93.41	97.01	98.31	98.61	96.01	92.41	80.41	104.84
X 10-230	87.80	93.40	97.00	98.30	98.60	96.00	92.40	80.40	104.83
Vestas V90	87.09	94.39	97.49	97.99	97.39	95.69	90.79	79.49	104.10
Vestas V90	87.08	94.38	97.48	97.98	97.38	95.68	90.78	79.48	104.09
Vestas V90	87.06	94.36	97.46	97.96	97.36	95.66	90.76	79.46	104.07

Bronkenmerken Variant 2a

Model: Variant 2a  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Omschr.	X	Y	Hoogte	LE (D) 31	LE (D) 63	LE (D) 125	LE (D) 250	LE (D) 500	LE (D) 1k	LE (D) 2k	LE (D) 4k	LE (D) 8k
ENERCON E-82	248142.00	608104.00	84.00	88.63	82.03	87.63	91.23	92.53	92.83	90.23	86.63	74.63
ENERCON E-82	247864.00	608254.00	84.00	88.63	82.03	87.63	91.23	92.53	92.83	90.23	86.63	74.63
ENERCON E-82	247592.00	608379.00	84.00	88.64	82.04	87.64	91.24	92.54	92.84	90.24	86.64	74.64
ENERCON E-82	247311.00	608501.00	84.00	88.64	82.04	87.64	91.24	92.54	92.84	90.24	86.64	74.64
ENERCON E-82	247033.00	608624.00	84.00	88.75	82.15	87.75	91.35	92.65	92.95	90.35	86.75	74.75
ENERCON E-82	246747.00	608713.00	84.00	88.75	82.15	87.75	91.35	92.65	92.95	90.35	86.75	74.75
ENERCON E-82	246447.00	608805.00	84.00	88.76	82.16	87.76	91.36	92.66	92.96	90.36	86.76	74.76
ENERCON E-82	246171.00	608891.00	84.00	88.76	82.16	87.76	91.36	92.66	92.96	90.36	86.76	74.76
ENERCON E-82	245885.00	608977.00	84.00	88.76	82.16	87.76	91.36	92.66	92.96	90.36	86.76	74.76
ENERCON E-82	245589.00	609026.00	84.00	88.76	82.16	87.76	91.36	92.66	92.96	90.36	86.76	74.76
ENERCON E-82	245293.00	609055.00	84.00	88.76	82.16	87.76	91.36	92.66	92.96	90.36	86.76	74.76
ENERCON E-82	246044.00	608352.00	84.00	88.67	82.07	87.67	91.27	92.57	92.87	90.27	86.67	74.67
ENERCON E-82	246335.00	608279.00	84.00	88.67	82.07	87.67	91.27	92.57	92.87	90.27	86.67	74.67
ENERCON E-82	246621.00	608187.00	84.00	88.64	82.04	87.64	91.24	92.54	92.84	90.24	86.64	74.64
ENERCON E-82	246907.00	608088.00	84.00	88.64	82.04	87.64	91.24	92.54	92.84	90.24	86.64	74.64
ENERCON E-82	247186.00	607981.00	84.00	88.64	82.04	87.64	91.24	92.54	92.84	90.24	86.64	74.64
ENERCON E-82	247472.00	607870.00	84.00	88.64	82.04	87.64	91.24	92.54	92.84	90.24	86.64	74.64
ENERCON E-101	248365.00	608507.00	124.50	85.44	78.84	84.44	88.04	89.34	89.64	87.04	83.44	71.44
ENERCON E-101	248059.00	608684.00	124.50	85.50	78.90	84.50	88.10	89.40	89.70	87.10	83.50	71.50
ENERCON E-101	247752.00	608860.00	124.50	85.51	78.91	84.51	88.11	89.41	89.71	87.11	83.51	71.51
ENERCON E-101	247451.00	609028.00	124.50	85.51	78.91	84.51	88.11	89.41	89.71	87.11	83.51	71.51
ENERCON E-101	247115.00	609139.00	124.50	85.55	78.95	84.55	88.15	89.45	89.75	87.15	83.55	71.55

Bronkenmerken Variant 2a

Model: Variant 2a  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Omschr.	LE (D) Totaal	LE (A) 31	LE (A) 63	LE (A) 125	LE (A) 250	LE (A) 500	LE (A) 1k	LE (A) 2k	LE (A) 4k	LE (A) 8k	LE (A) Totaal	LE (N) 31
ENERCON E-82	99.06	88.78	82.18	87.78	91.38	92.68	92.98	90.38	86.78	74.78	99.21	88.85
ENERCON E-82	99.06	88.78	82.18	87.78	91.38	92.68	92.98	90.38	86.78	74.78	99.21	88.85
ENERCON E-82	99.07	88.78	82.18	87.78	91.38	92.68	92.98	90.38	86.78	74.78	99.21	88.87
ENERCON E-82	99.07	88.78	82.18	87.78	91.38	92.68	92.98	90.38	86.78	74.78	99.21	88.87
ENERCON E-82	99.18	88.84	82.24	87.84	91.44	92.74	93.04	90.44	86.84	74.84	99.27	88.93
ENERCON E-82	99.18	88.84	82.24	87.84	91.44	92.74	93.04	90.44	86.84	74.84	99.27	88.93
ENERCON E-82	99.19	88.84	82.24	87.84	91.44	92.74	93.04	90.44	86.84	74.84	99.27	88.96
ENERCON E-82	99.19	88.84	82.24	87.84	91.44	92.74	93.04	90.44	86.84	74.84	99.27	88.96
ENERCON E-82	99.19	88.84	82.24	87.84	91.44	92.74	93.04	90.44	86.84	74.84	99.27	88.96
ENERCON E-82	99.19	88.83	82.23	87.83	91.43	92.73	93.03	90.43	86.83	74.83	99.26	88.96
ENERCON E-82	99.19	88.83	82.23	87.83	91.43	92.73	93.03	90.43	86.83	74.83	99.26	88.96
ENERCON E-82	99.10	88.80	82.20	87.80	91.40	92.70	93.00	90.40	86.80	74.80	99.23	88.88
ENERCON E-82	99.10	88.80	82.20	87.80	91.40	92.70	93.00	90.40	86.80	74.80	99.23	88.88
ENERCON E-82	99.07	88.78	82.18	87.78	91.38	92.68	92.98	90.38	86.78	74.78	99.21	88.87
ENERCON E-82	99.07	88.78	82.18	87.78	91.38	92.68	92.98	90.38	86.78	74.78	99.21	88.87
ENERCON E-82	99.07	88.78	82.18	87.78	91.38	92.68	92.98	90.38	86.78	74.78	99.21	88.87
ENERCON E-82	99.07	88.78	82.18	87.78	91.38	92.68	92.98	90.38	86.78	74.78	99.21	88.87
ENERCON E-101	95.87	85.33	78.73	84.33	87.93	89.23	89.53	86.93	83.33	71.33	95.76	85.56
ENERCON E-101	95.93	85.44	78.84	84.44	88.04	89.34	89.64	87.04	83.44	71.44	95.87	85.66
ENERCON E-101	95.94	85.44	78.84	84.44	88.04	89.34	89.64	87.04	83.44	71.44	95.87	85.66
ENERCON E-101	95.94	85.44	78.84	84.44	88.04	89.34	89.64	87.04	83.44	71.44	95.87	85.66
ENERCON E-101	95.98	85.45	78.85	84.45	88.05	89.35	89.65	87.05	83.45	71.45	95.88	85.68

Bronkenmerken Variant 2a

Model: Variant 2a  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Omschr.	LE (N) 63	LE (N) 125	LE (N) 250	LE (N) 500	LE (N) 1k	LE (N) 2k	LE (N) 4k	LE (N) 8k	LE (N) Totaal
ENERCON E-82	82.25	87.85	91.45	92.75	93.05	90.45	86.85	74.85	99.28
ENERCON E-82	82.25	87.85	91.45	92.75	93.05	90.45	86.85	74.85	99.28
ENERCON E-82	82.27	87.87	91.47	92.77	93.07	90.47	86.87	74.87	99.30
ENERCON E-82	82.27	87.87	91.47	92.77	93.07	90.47	86.87	74.87	99.30
ENERCON E-82	82.33	87.93	91.53	92.83	93.13	90.53	86.93	74.93	99.36
ENERCON E-82	82.33	87.93	91.53	92.83	93.13	90.53	86.93	74.93	99.36
ENERCON E-82	82.36	87.96	91.56	92.86	93.16	90.56	86.96	74.96	99.39
ENERCON E-82	82.36	87.96	91.56	92.86	93.16	90.56	86.96	74.96	99.39
ENERCON E-82	82.36	87.96	91.56	92.86	93.16	90.56	86.96	74.96	99.39
ENERCON E-82	82.36	87.96	91.56	92.86	93.16	90.56	86.96	74.96	99.39
ENERCON E-82	82.36	87.96	91.56	92.86	93.16	90.56	86.96	74.96	99.39
ENERCON E-82	82.36	87.96	91.56	92.86	93.16	90.56	86.96	74.96	99.39
ENERCON E-82	82.36	87.96	91.56	92.86	93.16	90.56	86.96	74.96	99.39
ENERCON E-82	82.36	87.96	91.56	92.86	93.16	90.56	86.96	74.96	99.39
ENERCON E-82	82.36	87.96	91.56	92.86	93.16	90.56	86.96	74.96	99.39
ENERCON E-82	82.28	87.88	91.48	92.78	93.08	90.48	86.88	74.88	99.31
ENERCON E-82	82.28	87.88	91.48	92.78	93.08	90.48	86.88	74.88	99.31
ENERCON E-82	82.27	87.87	91.47	92.77	93.07	90.47	86.87	74.87	99.30
ENERCON E-82	82.27	87.87	91.47	92.77	93.07	90.47	86.87	74.87	99.30
ENERCON E-82	82.27	87.87	91.47	92.77	93.07	90.47	86.87	74.87	99.30
ENERCON E-82	82.27	87.87	91.47	92.77	93.07	90.47	86.87	74.87	99.30
ENERCON E-101	78.96	84.56	88.16	89.46	89.76	87.16	83.56	71.56	95.99
ENERCON E-101	79.06	84.66	88.26	89.56	89.86	87.26	83.66	71.66	96.09
ENERCON E-101	79.06	84.66	88.26	89.56	89.86	87.26	83.66	71.66	96.09
ENERCON E-101	79.06	84.66	88.26	89.56	89.86	87.26	83.66	71.66	96.09
ENERCON E-101	79.08	84.68	88.28	89.58	89.88	87.28	83.68	71.68	96.11



## Bronkenmerken Variant 2a

---

Model: Variant 2a  
Groep: (hoofdgroep)  
Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Omschr.	X	Y	Hoogte	LE (D) 31	LE (D) 63	LE (D) 125	LE (D) 250	LE (D) 500	LE (D) 1k	LE (D) 2k	LE (D) 4k	LE (D) 8k
ENERCON E-101	246779.00	609250.00	124.50	85.55	78.95	84.55	88.15	89.45	89.75	87.15	83.55	71.55
ENERCON E-101	246444.00	609361.00	124.50	85.55	78.95	84.55	88.15	89.45	89.75	87.15	83.55	71.55
ENERCON E-101	246108.00	609472.00	124.50	85.55	78.95	84.55	88.15	89.45	89.75	87.15	83.55	71.55
ENERCON E-101	245758.00	609558.00	124.50	85.55	78.95	84.55	88.15	89.45	89.75	87.15	83.55	71.55
ENERCON E-101	245407.00	609597.00	124.50	85.55	78.95	84.55	88.15	89.45	89.75	87.15	83.55	71.55

## Bronkenmerken Variant 2a

---

Model: Variant 2a  
Groep: (hoofdgroep)  
Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Omschr.	LE (D) Totaal	LE (A) 31	LE (A) 63	LE (A) 125	LE (A) 250	LE (A) 500	LE (A) 1k	LE (A) 2k	LE (A) 4k	LE (A) 8k	LE (A) Totaal	LE (N) 31
ENERCON E-101	95.98	85.45	78.85	84.45	88.05	89.35	89.65	87.05	83.45	71.45	95.88	85.68
ENERCON E-101	95.98	85.49	78.89	84.49	88.09	89.39	89.69	87.09	83.49	71.49	95.92	85.68
ENERCON E-101	95.98	85.49	78.89	84.49	88.09	89.39	89.69	87.09	83.49	71.49	95.92	85.68
ENERCON E-101	95.98	85.49	78.89	84.49	88.09	89.39	89.69	87.09	83.49	71.49	95.92	85.69
ENERCON E-101	95.98	85.49	78.89	84.49	88.09	89.39	89.69	87.09	83.49	71.49	95.92	85.69

## Bronkenmerken Variant 2a

---

Model: Variant 2a  
Groep: (hoofdgroep)  
Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Omschr.	LE (N) 63	LE (N) 125	LE (N) 250	LE (N) 500	LE (N) 1k	LE (N) 2k	LE (N) 4k	LE (N) 8k	LE (N) Totaal
ENERCON E-101	79.08	84.68	88.28	89.58	89.88	87.28	83.68	71.68	96.11
ENERCON E-101	79.08	84.68	88.28	89.58	89.88	87.28	83.68	71.68	96.11
ENERCON E-101	79.08	84.68	88.28	89.58	89.88	87.28	83.68	71.68	96.11
ENERCON E-101	79.09	84.69	88.29	89.59	89.89	87.29	83.69	71.69	96.12
ENERCON E-101	79.09	84.69	88.29	89.59	89.89	87.29	83.69	71.69	96.12

Bronkenmerken Variant 2b

Model: Variant 2b  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Omschr.	X	Y	Hoogte	LE (D) 31	LE (D) 63	LE (D) 125	LE (D) 250	LE (D) 500	LE (D) 1k	LE (D) 2k	LE (D) 4k	LE (D) 8k
X 10-230	242682.00	608328.00	180.00	94.22	87.62	93.22	96.82	98.12	98.42	95.82	92.22	80.22
X 10-230	243449.00	608210.00	180.00	94.20	87.60	93.20	96.80	98.10	98.40	95.80	92.20	80.20
X 10-230	244217.00	608092.00	180.00	94.20	87.60	93.20	96.80	98.10	98.40	95.80	92.20	80.20
Vestas V90	245161.00	608564.00	100.00	75.41	86.81	94.11	97.21	97.71	97.11	95.41	90.51	79.21
Vestas V90	245464.00	608499.00	100.00	75.40	86.80	94.10	97.20	97.70	97.10	95.40	90.50	79.20
Vestas V90	245771.00	608419.00	100.00	75.36	86.76	94.06	97.16	97.66	97.06	95.36	90.46	79.16
ENERCON E-82	248142.00	608104.00	84.00	88.63	82.03	87.63	91.23	92.53	92.83	90.23	86.63	74.63
ENERCON E-82	247864.00	608254.00	84.00	88.63	82.03	87.63	91.23	92.53	92.83	90.23	86.63	74.63
ENERCON E-82	247592.00	608379.00	84.00	88.64	82.04	87.64	91.24	92.54	92.84	90.24	86.64	74.64
ENERCON E-82	247311.00	608501.00	84.00	88.64	82.04	87.64	91.24	92.54	92.84	90.24	86.64	74.64
ENERCON E-82	247033.00	608624.00	84.00	88.75	82.15	87.75	91.35	92.65	92.95	90.35	86.75	74.75
ENERCON E-82	246747.00	608713.00	84.00	88.75	82.15	87.75	91.35	92.65	92.95	90.35	86.75	74.75
ENERCON E-82	246447.00	608805.00	84.00	88.76	82.16	87.76	91.36	92.66	92.96	90.36	86.76	74.76
ENERCON E-82	246171.00	608891.00	84.00	88.76	82.16	87.76	91.36	92.66	92.96	90.36	86.76	74.76
ENERCON E-82	245885.00	608977.00	84.00	88.76	82.16	87.76	91.36	92.66	92.96	90.36	86.76	74.76
ENERCON E-82	245589.00	609026.00	84.00	88.76	82.16	87.76	91.36	92.66	92.96	90.36	86.76	74.76
ENERCON E-82	245293.00	609055.00	84.00	88.76	82.16	87.76	91.36	92.66	92.96	90.36	86.76	74.76
ENERCON E-82	246044.00	608352.00	84.00	88.67	82.07	87.67	91.27	92.57	92.87	90.27	86.67	74.67
ENERCON E-82	246335.00	608279.00	84.00	88.67	82.07	87.67	91.27	92.57	92.87	90.27	86.67	74.67
ENERCON E-82	246621.00	608187.00	84.00	88.64	82.04	87.64	91.24	92.54	92.84	90.24	86.64	74.64
ENERCON E-82	246907.00	608088.00	84.00	88.64	82.04	87.64	91.24	92.54	92.84	90.24	86.64	74.64
ENERCON E-82	247186.00	607981.00	84.00	88.64	82.04	87.64	91.24	92.54	92.84	90.24	86.64	74.64

Bronkenmerken Variant 2b

Model: Variant 2b  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Omschr.	LE (D) Totaal	LE (A) 31	LE (A) 63	LE (A) 125	LE (A) 250	LE (A) 500	LE (A) 1k	LE (A) 2k	LE (A) 4k	LE (A) 8k	LE (A) Totaal	LE (N) 31
X 10-230	104.65	94.28	87.68	93.28	96.88	98.18	98.48	95.88	92.28	80.28	104.71	94.41
X 10-230	104.63	94.28	87.68	93.28	96.88	98.18	98.48	95.88	92.28	80.28	104.71	94.41
X 10-230	104.63	94.26	87.66	93.26	96.86	98.16	98.46	95.86	92.26	80.26	104.69	94.40
Vestas V90	103.82	75.57	86.97	94.27	97.37	97.87	97.27	95.57	90.67	79.37	103.98	75.69
Vestas V90	103.81	75.56	86.96	94.26	97.36	97.86	97.26	95.56	90.66	79.36	103.97	75.68
Vestas V90	103.77	75.55	86.95	94.25	97.35	97.85	97.25	95.55	90.65	79.35	103.96	75.66
ENERCON E-82	99.06	88.78	82.18	87.78	91.38	92.68	92.98	90.38	86.78	74.78	99.21	88.85
ENERCON E-82	99.06	88.78	82.18	87.78	91.38	92.68	92.98	90.38	86.78	74.78	99.21	88.85
ENERCON E-82	99.07	88.78	82.18	87.78	91.38	92.68	92.98	90.38	86.78	74.78	99.21	88.87
ENERCON E-82	99.07	88.78	82.18	87.78	91.38	92.68	92.98	90.38	86.78	74.78	99.21	88.87
ENERCON E-82	99.18	88.84	82.24	87.84	91.44	92.74	93.04	90.44	86.84	74.84	99.27	88.93
ENERCON E-82	99.18	88.84	82.24	87.84	91.44	92.74	93.04	90.44	86.84	74.84	99.27	88.93
ENERCON E-82	99.19	88.84	82.24	87.84	91.44	92.74	93.04	90.44	86.84	74.84	99.27	88.96
ENERCON E-82	99.19	88.84	82.24	87.84	91.44	92.74	93.04	90.44	86.84	74.84	99.27	88.96
ENERCON E-82	99.19	88.84	82.24	87.84	91.44	92.74	93.04	90.44	86.84	74.84	99.27	88.96
ENERCON E-82	99.19	88.83	82.23	87.83	91.43	92.73	93.03	90.43	86.83	74.83	99.26	88.96
ENERCON E-82	99.19	88.83	82.23	87.83	91.43	92.73	93.03	90.43	86.83	74.83	99.26	88.96
ENERCON E-82	99.10	88.80	82.20	87.80	91.40	92.70	93.00	90.40	86.80	74.80	99.23	88.88
ENERCON E-82	99.10	88.80	82.20	87.80	91.40	92.70	93.00	90.40	86.80	74.80	99.23	88.88
ENERCON E-82	99.07	88.78	82.18	87.78	91.38	92.68	92.98	90.38	86.78	74.78	99.21	88.87
ENERCON E-82	99.07	88.78	82.18	87.78	91.38	92.68	92.98	90.38	86.78	74.78	99.21	88.87
ENERCON E-82	99.07	88.78	82.18	87.78	91.38	92.68	92.98	90.38	86.78	74.78	99.21	88.87

Bronkenmerken Variant 2b

Model: Variant 2b  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Omschr.	LE (N) 63	LE (N) 125	LE (N) 250	LE (N) 500	LE (N) 1k	LE (N) 2k	LE (N) 4k	LE (N) 8k	LE (N) Totaal
X 10-230	87.81	93.41	97.01	98.31	98.61	96.01	92.41	80.41	104.84
X 10-230	87.81	93.41	97.01	98.31	98.61	96.01	92.41	80.41	104.84
X 10-230	87.80	93.40	97.00	98.30	98.60	96.00	92.40	80.40	104.83
Vestas V90	87.09	94.39	97.49	97.99	97.39	95.69	90.79	79.49	104.10
Vestas V90	87.08	94.38	97.48	97.98	97.38	95.68	90.78	79.48	104.09
Vestas V90	87.06	94.36	97.46	97.96	97.36	95.66	90.76	79.46	104.07
ENERCON E-82	82.25	87.85	91.45	92.75	93.05	90.45	86.85	74.85	99.28
ENERCON E-82	82.25	87.85	91.45	92.75	93.05	90.45	86.85	74.85	99.28
ENERCON E-82	82.27	87.87	91.47	92.77	93.07	90.47	86.87	74.87	99.30
ENERCON E-82	82.27	87.87	91.47	92.77	93.07	90.47	86.87	74.87	99.30
ENERCON E-82	82.33	87.93	91.53	92.83	93.13	90.53	86.93	74.93	99.36
ENERCON E-82	82.33	87.93	91.53	92.83	93.13	90.53	86.93	74.93	99.36
ENERCON E-82	82.36	87.96	91.56	92.86	93.16	90.56	86.96	74.96	99.39
ENERCON E-82	82.36	87.96	91.56	92.86	93.16	90.56	86.96	74.96	99.39
ENERCON E-82	82.36	87.96	91.56	92.86	93.16	90.56	86.96	74.96	99.39
ENERCON E-82	82.36	87.96	91.56	92.86	93.16	90.56	86.96	74.96	99.39
ENERCON E-82	82.36	87.96	91.56	92.86	93.16	90.56	86.96	74.96	99.39
ENERCON E-82	82.28	87.88	91.48	92.78	93.08	90.48	86.88	74.88	99.31
ENERCON E-82	82.28	87.88	91.48	92.78	93.08	90.48	86.88	74.88	99.31
ENERCON E-82	82.27	87.87	91.47	92.77	93.07	90.47	86.87	74.87	99.30
ENERCON E-82	82.27	87.87	91.47	92.77	93.07	90.47	86.87	74.87	99.30



Bronkenmerken Variant 2b

Model: Variant 2b  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Omschr.	X	Y	Hoogte	LE (D) 31	LE (D) 63	LE (D) 125	LE (D) 250	LE (D) 500	LE (D) 1k	LE (D) 2k	LE (D) 4k	LE (D) 8k
ENERCON E-82	247472.00	607870.00	84.00	88.64	82.04	87.64	91.24	92.54	92.84	90.24	86.64	74.64
X 7,5-150	243269.00	609200.00	120.00	94.88	88.28	93.88	97.48	98.78	99.08	96.48	92.88	80.88
X 7,5-150	243860.00	609304.00	120.00	94.86	88.26	93.86	97.46	98.76	99.06	96.46	92.86	80.86
X 7,5-150	244451.00	609409.00	120.00	94.86	88.26	93.86	97.46	98.76	99.06	96.46	92.86	80.86
X 7,5-150	244238.00	608845.00	120.00	94.86	88.26	93.86	97.46	98.76	99.06	96.46	92.86	80.86
X 7,5-150	244829.00	608944.00	120.00	94.84	88.24	93.84	97.44	98.74	99.04	96.44	92.84	80.84
GAMESA G132	248363.00	608484.00	120.00	92.37	85.77	91.37	94.97	96.27	96.57	93.97	90.37	78.37
GAMESA G132	247923.00	608738.00	120.00	92.44	85.84	91.44	95.04	96.34	96.64	94.04	90.44	78.44
GAMESA G132	247480.00	608989.00	120.00	92.44	85.84	91.44	95.04	96.34	96.64	94.04	90.44	78.44
GAMESA G132	246989.00	609162.00	120.00	92.47	85.87	91.47	95.07	96.37	96.67	94.07	90.47	78.47
GAMESA G132	246485.00	609323.00	120.00	92.46	85.86	91.46	95.06	96.36	96.66	94.06	90.46	78.46
GAMESA G132	245980.00	609481.00	120.00	92.46	85.86	91.46	95.06	96.36	96.66	94.06	90.46	78.46
GAMESA G132	245441.00	609560.00	120.00	92.46	85.86	91.46	95.06	96.36	96.66	94.06	90.46	78.46
GAMESA G132	244928.00	608169.00	120.00	92.40	85.80	91.40	95.00	96.30	96.60	94.00	90.40	78.40
GAMESA G132	245441.00	608064.00	120.00	92.40	85.80	91.40	95.00	96.30	96.60	94.00	90.40	78.40
GAMESA G132	246220.00	607881.00	120.00	92.40	85.80	91.40	95.00	96.30	96.60	94.00	90.40	78.40
GAMESA G132	246720.00	607716.00	120.00	92.37	85.77	91.37	94.97	96.27	96.57	93.97	90.37	78.37
GAMESA G132	244824.00	607644.00	120.00	92.40	85.80	91.40	95.00	96.30	96.60	94.00	90.40	78.40
GAMESA G132	245750.00	607650.00	120.00	92.40	85.80	91.40	95.00	96.30	96.60	94.00	90.40	78.40

Bronkenmerken Variant 2b

Model: Variant 2b  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Omschr.	LE (D) Totaal	LE (A) 31	LE (A) 63	LE (A) 125	LE (A) 250	LE (A) 500	LE (A) 1k	LE (A) 2k	LE (A) 4k	LE (A) 8k	LE (A) Totaal	LE (N) 31
ENERCON E-82	99.07	88.78	82.18	87.78	91.38	92.68	92.98	90.38	86.78	74.78	99.21	88.87
X 7,5-150	105.31	94.93	88.33	93.93	97.53	98.83	99.13	96.53	92.93	80.93	105.36	95.04
X 7,5-150	105.29	94.93	88.33	93.93	97.53	98.83	99.13	96.53	92.93	80.93	105.36	95.04
X 7,5-150	105.29	94.93	88.33	93.93	97.53	98.83	99.13	96.53	92.93	80.93	105.36	95.04
X 7,5-150	105.29	94.93	88.33	93.93	97.53	98.83	99.13	96.53	92.93	80.93	105.36	95.04
X 7,5-150	105.27	94.90	88.30	93.90	97.50	98.80	99.10	96.50	92.90	80.90	105.33	95.04
GAMESA G132	102.80	92.42	85.82	91.42	95.02	96.32	96.62	94.02	90.42	78.42	102.85	92.60
GAMESA G132	102.87	92.51	85.91	91.51	95.11	96.41	96.71	94.11	90.51	78.51	102.94	92.65
GAMESA G132	102.87	92.51	85.91	91.51	95.11	96.41	96.71	94.11	90.51	78.51	102.94	92.66
GAMESA G132	102.90	92.51	85.91	91.51	95.11	96.41	96.71	94.11	90.51	78.51	102.94	92.68
GAMESA G132	102.89	92.54	85.94	91.54	95.14	96.44	96.74	94.14	90.54	78.54	102.97	92.68
GAMESA G132	102.89	92.54	85.94	91.54	95.14	96.44	96.74	94.14	90.54	78.54	102.97	92.68
GAMESA G132	102.89	92.55	85.95	91.55	95.15	96.45	96.75	94.15	90.55	78.55	102.98	92.70
GAMESA G132	102.83	92.48	85.88	91.48	95.08	96.38	96.68	94.08	90.48	78.48	102.91	92.62
GAMESA G132	102.83	92.46	85.86	91.46	95.06	96.36	96.66	94.06	90.46	78.46	102.89	92.63
GAMESA G132	102.83	92.45	85.85	91.45	95.05	96.35	96.65	94.05	90.45	78.45	102.88	92.63
GAMESA G132	102.80	92.45	85.85	91.45	95.05	96.35	96.65	94.05	90.45	78.45	102.88	92.62
GAMESA G132	102.83	92.48	85.88	91.48	95.08	96.38	96.68	94.08	90.48	78.48	102.91	92.62
GAMESA G132	102.83	92.46	85.86	91.46	95.06	96.36	96.66	94.06	90.46	78.46	102.89	92.63

Bronkenmerken Variant 2b

Model: Variant 2b  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Omschr.	LE (N) 63	LE (N) 125	LE (N) 250	LE (N) 500	LE (N) 1k	LE (N) 2k	LE (N) 4k	LE (N) 8k	LE (N) Totaal
ENERCON E-82	82.27	87.87	91.47	92.77	93.07	90.47	86.87	74.87	99.30
X 7,5-150	88.44	94.04	97.64	98.94	99.24	96.64	93.04	81.04	105.47
X 7,5-150	88.44	94.04	97.64	98.94	99.24	96.64	93.04	81.04	105.47
X 7,5-150	88.44	94.04	97.64	98.94	99.24	96.64	93.04	81.04	105.47
X 7,5-150	88.44	94.04	97.64	98.94	99.24	96.64	93.04	81.04	105.47
X 7,5-150	88.44	94.04	97.64	98.94	99.24	96.64	93.04	81.04	105.47
GAMESA G132	86.00	91.60	95.20	96.50	96.80	94.20	90.60	78.60	103.03
GAMESA G132	86.05	91.65	95.25	96.55	96.85	94.25	90.65	78.65	103.08
GAMESA G132	86.06	91.66	95.26	96.56	96.86	94.26	90.66	78.66	103.09
GAMESA G132	86.08	91.68	95.28	96.58	96.88	94.28	90.68	78.68	103.11
GAMESA G132	86.08	91.68	95.28	96.58	96.88	94.28	90.68	78.68	103.11
GAMESA G132	86.10	91.70	95.30	96.60	96.90	94.30	90.70	78.70	103.13
GAMESA G132	86.02	91.62	95.22	96.52	96.82	94.22	90.62	78.62	103.05
GAMESA G132	86.03	91.63	95.23	96.53	96.83	94.23	90.63	78.63	103.06
GAMESA G132	86.03	91.63	95.23	96.53	96.83	94.23	90.63	78.63	103.06
GAMESA G132	86.02	91.62	95.22	96.52	96.82	94.22	90.62	78.62	103.05
GAMESA G132	86.02	91.62	95.22	96.52	96.82	94.22	90.62	78.62	103.05
GAMESA G132	86.03	91.63	95.23	96.53	96.83	94.23	90.63	78.63	103.06

## Bronkenmerken Variant 2c

Model: Variant 2c  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Naam	Omschr.	Hoogte	Maaiveld	Hdef.	Vin [m/s]	Vout [m/s]	Terrein	r	Type	PROFIEL (D)_1
X 10-230		180.00	0.00	Relatief	2	25	Grasland, vliegvelden	0.030	Emissie (Lw voor V10)	1.5
X 10-230		180.00	0.00	Relatief	2	25	Grasland, vliegvelden	0.030	Emissie (Lw voor V10)	1.5
X 10-230		180.00	0.00	Relatief	2	25	Grasland, vliegvelden	0.030	Emissie (Lw voor V10)	1.5
Vestas V90		100.00	0.00	Relatief	3	25	Grasland, vliegvelden	0.030	Emissie (Lw voor Vhub)	1.5
Vestas V90		100.00	0.00	Relatief	3	25	Grasland, vliegvelden	0.030	Emissie (Lw voor Vhub)	1.5
Vestas V90		100.00	0.00	Relatief	3	25	Grasland, vliegvelden	0.030	Emissie (Lw voor Vhub)	1.5
ENERCON E-82		84.00	0.00	Relatief	2	25	Grasland, vliegvelden	0.030	Emissie (Lw voor V10)	1.6
ENERCON E-82		84.00	0.00	Relatief	2	25	Grasland, vliegvelden	0.030	Emissie (Lw voor V10)	1.6
ENERCON E-82		84.00	0.00	Relatief	2	25	Grasland, vliegvelden	0.030	Emissie (Lw voor V10)	1.6
ENERCON E-82		84.00	0.00	Relatief	2	25	Grasland, vliegvelden	0.030	Emissie (Lw voor V10)	1.6
ENERCON E-82		84.00	0.00	Relatief	2	25	Grasland, vliegvelden	0.030	Emissie (Lw voor V10)	1.6
ENERCON E-82		84.00	0.00	Relatief	2	25	Grasland, vliegvelden	0.030	Emissie (Lw voor V10)	1.6
ENERCON E-82		84.00	0.00	Relatief	2	25	Grasland, vliegvelden	0.030	Emissie (Lw voor V10)	1.6
ENERCON E-82		84.00	0.00	Relatief	2	25	Grasland, vliegvelden	0.030	Emissie (Lw voor V10)	1.6
ENERCON E-82		84.00	0.00	Relatief	2	25	Grasland, vliegvelden	0.030	Emissie (Lw voor V10)	1.6
ENERCON E-82		84.00	0.00	Relatief	2	25	Grasland, vliegvelden	0.030	Emissie (Lw voor V10)	1.5
ENERCON E-82		84.00	0.00	Relatief	2	25	Grasland, vliegvelden	0.030	Emissie (Lw voor V10)	1.5
ENERCON E-82		84.00	0.00	Relatief	2	25	Grasland, vliegvelden	0.030	Emissie (Lw voor V10)	1.5
ENERCON E-82		84.00	0.00	Relatief	2	25	Grasland, vliegvelden	0.030	Emissie (Lw voor V10)	1.5
ENERCON E-82		84.00	0.00	Relatief	2	25	Grasland, vliegvelden	0.030	Emissie (Lw voor V10)	1.6
ENERCON E-82		84.00	0.00	Relatief	2	25	Grasland, vliegvelden	0.030	Emissie (Lw voor V10)	1.6

Bronkenmerken Variant 2c

Model: Variant 2c  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Naam	PROFIEL (D)_2	PROFIEL (D)_3	PROFIEL (D)_4	PROFIEL (D)_5	PROFIEL (D)_6	PROFIEL (D)_7	PROFIEL (D)_8	PROFIEL (D)_9	PROFIEL (D)_10
	2.8	4.4	6.7	8.4	9.6	10.6	11.1	9.3	8.5
	2.8	4.4	6.7	8.4	9.6	10.7	11.1	9.3	8.5
	2.8	4.4	6.7	8.4	9.6	10.7	11.1	9.3	8.5
	3.0	4.7	7.2	8.7	10.0	11.3	11.1	9.3	8.5
	3.0	4.7	7.2	8.7	10.0	11.3	11.1	9.3	8.4
	3.0	4.8	7.3	8.8	10.1	11.4	11.1	9.2	8.4
	3.0	4.8	7.3	8.9	10.2	11.5	11.1	9.2	8.4
	3.0	4.8	7.3	8.9	10.2	11.5	11.1	9.2	8.4
	3.0	4.8	7.3	8.9	10.2	11.5	11.1	9.2	8.4
	3.0	4.8	7.3	8.9	10.2	11.5	11.1	9.2	8.4
	3.0	4.7	7.2	8.8	10.0	11.4	11.1	9.3	8.4
	3.0	4.7	7.2	8.8	10.0	11.4	11.1	9.3	8.4
	3.0	4.7	7.2	8.7	10.0	11.3	11.1	9.3	8.4
	3.0	4.7	7.2	8.7	10.0	11.3	11.1	9.3	8.4
	3.0	4.7	7.2	8.7	10.0	11.3	11.1	9.3	8.4
	3.0	4.7	7.2	8.7	10.0	11.3	11.1	9.3	8.4
	3.0	4.7	7.2	8.7	10.0	11.3	11.1	9.3	8.4
	3.0	4.8	7.3	8.8	10.1	11.5	11.1	9.2	8.4
	3.0	4.8	7.3	8.8	10.1	11.5	11.1	9.2	8.4
	3.0	4.8	7.3	8.8	10.1	11.5	11.1	9.2	8.4
	3.0	4.8	7.3	8.8	10.1	11.5	11.1	9.2	8.4
	3.0	4.8	7.3	8.8	10.1	11.5	11.1	9.2	8.4
	3.0	4.8	7.3	8.8	10.1	11.5	11.1	9.2	8.4
	3.0	4.8	7.3	8.8	10.1	11.5	11.1	9.2	8.4

Bronkenmerken Variant 2c

---

Model: Variant 2c  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Naam	PROFIEL (D)_11	PROFIEL (D)_12	PROFIEL (D)_13	PROFIEL (D)_14	PROFIEL (D)_15	PROFIEL (D)_16	PROFIEL (D)_17	PROFIEL (D)_18
	7.4	5.7	4.2	3.0	2.3	1.4	1.1	0.7
	7.4	5.7	4.2	3.0	2.3	1.4	1.1	0.6
	7.4	5.7	4.2	3.0	2.3	1.4	1.1	0.6
	6.9	5.4	3.9	2.8	2.0	1.3	1.0	0.5
	6.9	5.4	3.9	2.8	2.0	1.3	1.0	0.4
	6.9	5.3	3.8	2.7	1.9	1.2	0.9	0.4
	6.9	5.2	3.7	2.7	1.9	1.2	0.9	0.4
	6.9	5.2	3.7	2.7	1.9	1.2	0.9	0.4
	6.9	5.2	3.8	2.7	1.9	1.2	0.9	0.4
	6.9	5.2	3.8	2.7	1.9	1.2	0.9	0.4
	6.9	5.3	3.9	2.8	2.0	1.3	1.0	0.4
	6.9	5.3	3.9	2.8	2.0	1.3	1.0	0.4
	6.9	5.3	3.9	2.8	2.0	1.3	1.0	0.4
	6.9	5.3	3.9	2.8	2.0	1.3	1.0	0.4
	6.9	5.3	3.9	2.8	2.0	1.3	1.0	0.4
	6.9	5.4	3.9	2.8	2.0	1.3	1.0	0.4
	6.9	5.4	3.9	2.8	2.0	1.3	1.0	0.4
	6.9	5.3	3.8	2.7	1.9	1.2	0.9	0.4
	6.9	5.3	3.8	2.7	1.9	1.2	0.9	0.4
	6.9	5.2	3.8	2.7	1.9	1.2	0.9	0.4
	6.9	5.2	3.8	2.7	1.9	1.2	0.9	0.4
	6.9	5.2	3.8	2.7	1.9	1.2	0.9	0.4
	6.9	5.2	3.8	2.7	1.9	1.2	0.9	0.4

Bronkenmerken Variant 2c

Model: Variant 2c  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Naam	PROFIEL (D)_19	PROFIEL (D)_20	PROFIEL (D)_21	PROFIEL (D)_22	PROFIEL (D)_23	PROFIEL (D)_24	PROFIEL (D)_25	PROFIEL (A)_1	PROFIEL (A)_2
	0.5	0.3	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	1.0	2.3
	0.5	0.3	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	1.0	2.3
	0.5	0.3	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	1.1	2.3
	0.4	0.2	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	1.1	2.3
	0.4	0.2	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	1.1	2.3
	0.4	0.2	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	1.1	2.3
	0.3	0.2	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	1.1	2.3
	0.3	0.2	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	1.1	2.3
	0.3	0.2	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	1.1	2.3
	0.4	0.2	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	1.1	2.3
	0.4	0.2	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	1.1	2.3
	0.4	0.2	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	1.1	2.3
	0.4	0.2	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	1.1	2.3
	0.4	0.2	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	1.1	2.3
	0.4	0.2	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	1.1	2.3
	0.4	0.2	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	1.1	2.3
	0.4	0.2	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	1.1	2.3
	0.4	0.2	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	1.1	2.3
	0.4	0.2	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	1.1	2.3
	0.3	0.2	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	1.1	2.3
	0.3	0.2	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	1.1	2.3



Bronkenmerken Variant 2c

Model: Variant 2c  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Naam	PROFIEL (A)_3	PROFIEL (A)_4	PROFIEL (A)_5	PROFIEL (A)_6	PROFIEL (A)_7	PROFIEL (A)_8	PROFIEL (A)_9	PROFIEL (A)_10	PROFIEL (A)_11
	3.6	6.3	7.8	8.9	10.9	11.7	10.8	9.2	7.8
	3.6	6.4	7.8	8.9	11.0	11.7	10.8	9.2	7.8
	3.6	6.4	7.8	8.9	11.0	11.7	10.8	9.1	7.8
	4.0	6.7	8.3	9.5	11.7	11.7	10.5	8.9	7.3
	4.0	6.8	8.3	9.5	11.7	11.8	10.5	8.9	7.2
	4.0	6.8	8.4	9.6	11.9	11.9	10.5	8.8	7.2
	4.0	6.9	8.4	9.7	12.0	11.9	10.5	8.8	7.1
	4.0	6.9	8.4	9.7	12.0	11.9	10.5	8.8	7.1
	4.0	6.9	8.4	9.7	12.0	11.9	10.5	8.8	7.1
	4.0	6.9	8.4	9.7	12.0	11.9	10.5	8.8	7.1
	4.0	6.8	8.3	9.6	11.8	11.8	10.5	8.9	7.2
	4.0	6.8	8.3	9.6	11.8	11.8	10.5	8.9	7.2
	4.0	6.8	8.3	9.6	11.8	11.8	10.5	8.9	7.2
	4.0	6.8	8.3	9.6	11.8	11.8	10.5	8.9	7.2
	4.0	6.8	8.3	9.6	11.8	11.8	10.5	8.9	7.2
	4.0	6.8	8.3	9.5	11.7	11.8	10.5	8.9	7.2
	4.0	6.8	8.3	9.5	11.7	11.8	10.5	8.9	7.2
	4.0	6.9	8.4	9.6	11.9	11.9	10.5	8.8	7.1
	4.0	6.9	8.4	9.6	11.9	11.9	10.5	8.8	7.1
	4.0	6.9	8.4	9.7	12.0	11.9	10.5	8.8	7.1
	4.0	6.9	8.4	9.7	12.0	11.9	10.5	8.8	7.1

Bronkenmerken Variant 2c

---

Model: Variant 2c  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Naam	PROFIEL (A)_12	PROFIEL (A)_13	PROFIEL (A)_14	PROFIEL (A)_15	PROFIEL (A)_16	PROFIEL (A)_17	PROFIEL (A)_18	PROFIEL (A)_19
	6.0	3.9	3.2	2.2	1.5	1.2	0.7	0.4
	6.0	3.9	3.2	2.2	1.5	1.2	0.7	0.4
	6.0	3.9	3.2	2.2	1.5	1.2	0.6	0.4
	5.6	3.9	2.9	2.0	1.4	1.0	0.5	0.3
	5.6	3.8	2.9	1.9	1.4	1.0	0.5	0.3
	5.5	3.8	2.9	1.9	1.3	1.0	0.5	0.3
	5.4	3.7	2.9	1.9	1.3	1.0	0.5	0.3
	5.4	3.7	2.9	1.9	1.3	1.0	0.5	0.3
	5.4	3.7	2.9	1.9	1.3	1.0	0.5	0.3
	5.4	3.7	2.9	1.9	1.3	1.0	0.5	0.3
	5.5	3.8	3.0	1.9	1.4	1.0	0.5	0.3
	5.5	3.8	3.0	1.9	1.4	1.0	0.5	0.3
	5.5	3.8	3.0	1.9	1.4	1.0	0.5	0.3
	5.5	3.8	3.0	1.9	1.4	1.0	0.5	0.3
	5.5	3.8	3.0	1.9	1.4	1.0	0.5	0.3
	5.6	3.8	2.9	1.9	1.4	1.0	0.5	0.3
	5.6	3.8	2.9	1.9	1.4	1.0	0.5	0.3
	5.5	3.8	2.9	1.9	1.3	1.0	0.5	0.3
	5.5	3.8	2.9	1.9	1.3	1.0	0.5	0.3
	5.4	3.7	2.9	1.9	1.3	1.0	0.5	0.3
	5.4	3.7	2.9	1.9	1.3	1.0	0.5	0.3
	5.4	3.7	2.9	1.9	1.3	1.0	0.5	0.3
	5.4	3.7	2.9	1.9	1.3	1.0	0.5	0.3

Bronkenmerken Variant 2c

Model: Variant 2c  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Naam	PROFIEL (A)_20	PROFIEL (A)_21	PROFIEL (A)_22	PROFIEL (A)_23	PROFIEL (A)_24	PROFIEL (A)_25	PROFIEL (N)_1	PROFIEL (N)_2	PROFIEL (N)_3
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	2.2	3.6
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	2.2	3.6
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	2.1	3.6
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	2.2	3.8
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	2.2	3.8
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	2.2	3.8
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	2.2	3.9
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	2.2	3.9
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	2.2	3.9
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	2.2	3.9
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	2.2	3.8
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	2.2	3.8
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	2.2	3.8
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	2.2	3.8
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	2.2	3.8
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	2.2	3.8
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	2.2	3.9
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	2.2	3.9

Bronkenmerken Variant 2c

Model: Variant 2c  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Naam	PROFIEL (N)_4	PROFIEL (N)_5	PROFIEL (N)_6	PROFIEL (N)_7	PROFIEL (N)_8	PROFIEL (N)_9	PROFIEL (N)_10	PROFIEL (N)_11	PROFIEL (N)_12
	4.6	6.7	8.9	11.7	13.3	11.2	9.4	7.1	6.0
	4.6	6.7	8.9	11.7	13.3	11.2	9.4	7.1	6.0
	4.5	6.8	8.9	11.8	13.3	11.2	9.4	7.1	6.0
	4.9	7.1	9.7	12.4	13.6	10.8	9.0	7.2	5.4
	4.9	7.2	9.7	12.4	13.6	10.8	8.9	7.2	5.4
	4.9	7.2	9.9	12.6	13.8	10.7	8.9	7.2	5.4
	4.8	7.4	10.0	12.7	13.8	10.7	8.9	7.2	5.3
	4.8	7.4	10.0	12.7	13.8	10.7	8.9	7.2	5.3
	4.8	7.3	9.9	12.6	13.8	10.7	8.9	7.2	5.3
	4.8	7.3	9.9	12.6	13.8	10.7	8.9	7.2	5.3
	4.8	7.2	9.8	12.5	13.6	10.8	8.9	7.2	5.4
	4.8	7.2	9.8	12.5	13.6	10.8	8.9	7.2	5.4
	4.8	7.2	9.8	12.4	13.6	10.8	8.9	7.2	5.4
	4.8	7.2	9.8	12.4	13.6	10.8	8.9	7.2	5.4
	4.8	7.2	9.8	12.4	13.6	10.8	8.9	7.2	5.4
	4.9	7.2	9.7	12.4	13.6	10.8	8.9	7.2	5.4
	4.9	7.2	9.7	12.4	13.6	10.8	8.9	7.2	5.4
	4.9	7.3	9.9	12.6	13.8	10.7	8.9	7.2	5.4
	4.9	7.3	9.9	12.6	13.8	10.7	8.9	7.2	5.4
	4.8	7.3	9.9	12.6	13.8	10.7	8.9	7.2	5.3
	4.8	7.3	9.9	12.6	13.8	10.7	8.9	7.2	5.3
	4.8	7.3	9.9	12.6	13.8	10.7	8.9	7.2	5.3
	4.8	7.3	9.9	12.6	13.8	10.7	8.9	7.2	5.3

Bronkenmerken Variant 2c

---

Model: Variant 2c  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Naam	PROFIEL (N)_13	PROFIEL (N)_14	PROFIEL (N)_15	PROFIEL (N)_16	PROFIEL (N)_17	PROFIEL (N)_18	PROFIEL (N)_19	PROFIEL (N)_20
	4.4	3.5	2.3	1.4	0.9	0.8	0.5	0.3
	4.4	3.5	2.3	1.4	0.9	0.8	0.5	0.3
	4.4	3.4	2.3	1.4	0.9	0.8	0.5	0.3
	4.4	3.0	1.8	1.3	0.9	0.6	0.4	0.2
	4.4	3.0	1.8	1.3	0.9	0.6	0.4	0.2
	4.3	2.9	1.7	1.2	0.9	0.6	0.4	0.2
	4.3	2.8	1.7	1.2	0.9	0.5	0.4	0.2
	4.3	2.8	1.7	1.2	0.9	0.5	0.4	0.2
	4.3	2.9	1.7	1.2	0.9	0.5	0.4	0.2
	4.3	2.9	1.7	1.2	0.9	0.5	0.4	0.2
	4.4	2.9	1.8	1.3	0.9	0.5	0.4	0.2
	4.4	2.9	1.8	1.3	0.9	0.5	0.4	0.2
	4.4	3.0	1.8	1.3	0.9	0.6	0.4	0.2
	4.4	3.0	1.8	1.3	0.9	0.6	0.4	0.2
	4.4	3.0	1.8	1.3	0.9	0.6	0.4	0.2
	4.4	3.0	1.8	1.3	0.9	0.6	0.4	0.2
	4.4	3.0	1.8	1.3	0.9	0.6	0.4	0.2
	4.4	3.0	1.8	1.3	0.9	0.6	0.4	0.2
	4.3	2.9	1.7	1.2	0.9	0.5	0.4	0.2
	4.3	2.9	1.7	1.2	0.9	0.5	0.4	0.2
	4.3	2.9	1.7	1.2	0.9	0.5	0.4	0.2
	4.3	2.9	1.7	1.2	0.9	0.5	0.4	0.2
	4.3	2.9	1.7	1.2	0.9	0.5	0.4	0.2
	4.3	2.9	1.7	1.2	0.9	0.5	0.4	0.2
	4.3	2.9	1.7	1.2	0.9	0.5	0.4	0.2

Bronkenmerken Variant 2c

---

Model: Variant 2c  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Naam	PROFIEL (N)_21	PROFIEL (N)_22	PROFIEL (N)_23	PROFIEL (N)_24	PROFIEL (N)_25	PROFIEL (P4)_1	PROFIEL (P4)_2	PROFIEL (P4)_3
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Bronkenmerken Variant 2c

---

Model: Variant 2c  
Groep: (hoofdgroep)  
Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Naam	PROFIEL (P4)_4	PROFIEL (P4)_5	PROFIEL (P4)_6	PROFIEL (P4)_7	PROFIEL (P4)_8	PROFIEL (P4)_9	PROFIEL (P4)_10	PROFIEL (P4)_11
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0



Bronkenmerken Variant 2c

---

Model: Variant 2c  
Groep: (hoofdgroep)  
Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Naam	PROFIEL (P4)_12	PROFIEL (P4)_13	PROFIEL (P4)_14	PROFIEL (P4)_15	PROFIEL (P4)_16	PROFIEL (P4)_17	PROFIEL (P4)_18	PROFIEL (P4)_19
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Bronkenmerken Variant 2c

Model: Variant 2c  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Naam	PROFIEL (P4)_20	PROFIEL (P4)_21	PROFIEL (P4)_22	PROFIEL (P4)_23	PROFIEL (P4)_24	PROFIEL (P4)_25	Hdistr	Lw_1	Lw_2	Lw_3	Lw_4	
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	120.00	-200.00	89.00	89.00	93.70
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	120.00	-200.00	89.00	89.00	93.70
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	120.00	-200.00	89.00	89.00	93.70
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	100.00	0.00	0.00	96.00	97.00
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	100.00	0.00	0.00	96.00	97.00
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	100.00	0.00	0.00	96.00	97.00
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	100.00	-200.00	87.00	87.78	92.04
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	100.00	-200.00	87.00	87.78	92.04
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	100.00	-200.00	87.00	87.78	92.04
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	100.00	-200.00	87.00	87.78	92.04
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	100.00	-200.00	87.00	87.78	92.04
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	100.00	-200.00	87.00	87.78	92.04
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	100.00	-200.00	87.00	87.78	92.04
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	100.00	-200.00	87.00	87.78	92.04
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	100.00	-200.00	87.00	87.78	92.04
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	100.00	-200.00	87.00	87.78	92.04
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	100.00	-200.00	87.00	87.78	92.04
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	100.00	-200.00	87.00	87.78	92.04
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	100.00	-200.00	87.00	87.78	92.04
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	100.00	-200.00	87.00	87.78	92.04

Bronkenmerken Variant 2c

Model: Variant 2c  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Naam	Lw_5	Lw_6	Lw_7	Lw_8	Lw_9	Lw_10	Lw_11	Lw_12	Lw_13	Lw_14	Lw_15	Lw_16	Lw_17	Lw_18	Lw_19	Lw_20	Lw_21
98.18	101.41	104.65	107.53	109.47	110.47	111.00	111.00	111.00	111.00	111.00	111.00	111.00	111.00	111.00	111.00	111.00	111.00
98.18	101.41	104.65	107.53	109.47	110.47	111.00	111.00	111.00	111.00	111.00	111.00	111.00	111.00	111.00	111.00	111.00	111.00
98.18	101.41	104.65	107.53	109.47	110.47	111.00	111.00	111.00	111.00	111.00	111.00	111.00	111.00	111.00	111.00	111.00	111.00
98.00	99.50	101.60	104.00	105.00	106.40	107.00	107.00	106.70	106.00	105.30	105.30	105.30	105.30	105.30	105.30	105.30	105.30
98.00	99.50	101.60	104.00	105.00	106.40	107.00	107.00	106.70	106.00	105.30	105.30	105.30	105.30	105.30	105.30	105.30	105.30
98.00	99.50	101.60	104.00	105.00	106.40	107.00	107.00	106.70	106.00	105.30	105.30	105.30	105.30	105.30	105.30	105.30	105.30
95.75	98.00	98.00	100.72	103.17	105.10	105.81	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00
95.75	98.00	98.00	100.72	103.17	105.10	105.81	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00
95.75	98.00	98.00	100.72	103.17	105.10	105.81	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00
95.75	98.00	98.00	100.72	103.17	105.10	105.81	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00
95.75	98.00	98.00	100.72	103.17	105.10	105.81	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00
95.75	98.00	98.00	100.72	103.17	105.10	105.81	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00
95.75	98.00	98.00	100.72	103.17	105.10	105.81	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00
95.75	98.00	98.00	100.72	103.17	105.10	105.81	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00
95.75	98.00	98.00	100.72	103.17	105.10	105.81	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00
95.75	98.00	98.00	100.72	103.17	105.10	105.81	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00
95.75	98.00	98.00	100.72	103.17	105.10	105.81	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00
95.75	98.00	98.00	100.72	103.17	105.10	105.81	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00
95.75	98.00	98.00	100.72	103.17	105.10	105.81	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00
95.75	98.00	98.00	100.72	103.17	105.10	105.81	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00
95.75	98.00	98.00	100.72	103.17	105.10	105.81	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00
95.75	98.00	98.00	100.72	103.17	105.10	105.81	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00
95.75	98.00	98.00	100.72	103.17	105.10	105.81	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00

Bronkenmerken Variant 2c

Model: Variant 2c  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Naam	Lw_22	Lw_23	Lw_24	Lw_25	RefSp 31	RefSp 63	RefSp 125	RefSp 250	RefSp 500	RefSp 1k	RefSp 2k	RefSp 4k	RefSp 8k	LE (D) 31	LE (D) 63
	111.00	111.00	111.00	111.00	-10.00	-16.60	-11.00	-7.40	-6.10	-5.80	-8.40	-12.00	-24.00	94.22	87.62
	111.00	111.00	111.00	111.00	-10.00	-16.60	-11.00	-7.40	-6.10	-5.80	-8.40	-12.00	-24.00	94.20	87.60
	111.00	111.00	111.00	111.00	-10.00	-16.60	-11.00	-7.40	-6.10	-5.80	-8.40	-12.00	-24.00	94.20	87.60
	105.30	105.30	105.30	105.30	-28.40	-17.00	-9.70	-6.60	-6.10	-6.70	-8.40	-13.30	-24.60	75.41	86.81
	105.30	105.30	105.30	105.30	-28.40	-17.00	-9.70	-6.60	-6.10	-6.70	-8.40	-13.30	-24.60	75.40	86.80
	105.30	105.30	105.30	105.30	-28.40	-17.00	-9.70	-6.60	-6.10	-6.70	-8.40	-13.30	-24.60	75.36	86.76
	106.00	106.00	106.00	106.00	-10.00	-16.60	-11.00	-7.40	-6.10	-5.80	-8.40	-12.00	-24.00	88.63	82.03
	106.00	106.00	106.00	106.00	-10.00	-16.60	-11.00	-7.40	-6.10	-5.80	-8.40	-12.00	-24.00	88.63	82.03
	106.00	106.00	106.00	106.00	-10.00	-16.60	-11.00	-7.40	-6.10	-5.80	-8.40	-12.00	-24.00	88.64	82.04
	106.00	106.00	106.00	106.00	-10.00	-16.60	-11.00	-7.40	-6.10	-5.80	-8.40	-12.00	-24.00	88.64	82.04
	106.00	106.00	106.00	106.00	-10.00	-16.60	-11.00	-7.40	-6.10	-5.80	-8.40	-12.00	-24.00	88.75	82.15
	106.00	106.00	106.00	106.00	-10.00	-16.60	-11.00	-7.40	-6.10	-5.80	-8.40	-12.00	-24.00	88.75	82.15
	106.00	106.00	106.00	106.00	-10.00	-16.60	-11.00	-7.40	-6.10	-5.80	-8.40	-12.00	-24.00	88.76	82.16
	106.00	106.00	106.00	106.00	-10.00	-16.60	-11.00	-7.40	-6.10	-5.80	-8.40	-12.00	-24.00	88.76	82.16
	106.00	106.00	106.00	106.00	-10.00	-16.60	-11.00	-7.40	-6.10	-5.80	-8.40	-12.00	-24.00	88.76	82.16
	106.00	106.00	106.00	106.00	-10.00	-16.60	-11.00	-7.40	-6.10	-5.80	-8.40	-12.00	-24.00	88.76	82.16
	106.00	106.00	106.00	106.00	-10.00	-16.60	-11.00	-7.40	-6.10	-5.80	-8.40	-12.00	-24.00	88.76	82.16
	106.00	106.00	106.00	106.00	-10.00	-16.60	-11.00	-7.40	-6.10	-5.80	-8.40	-12.00	-24.00	88.67	82.07
	106.00	106.00	106.00	106.00	-10.00	-16.60	-11.00	-7.40	-6.10	-5.80	-8.40	-12.00	-24.00	88.67	82.07
	106.00	106.00	106.00	106.00	-10.00	-16.60	-11.00	-7.40	-6.10	-5.80	-8.40	-12.00	-24.00	88.64	82.04
	106.00	106.00	106.00	106.00	-10.00	-16.60	-11.00	-7.40	-6.10	-5.80	-8.40	-12.00	-24.00	88.64	82.04

Bronkenmerken Variant 2c

Model: Variant 2c  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Naam	LE (D) 125	LE (D) 250	LE (D) 500	LE (D) 1k	LE (D) 2k	LE (D) 4k	LE (D) 8k	LE (A) 31	LE (A) 63	LE (A) 125	LE (A) 250	LE (A) 500	LE (A) 1k
	93.22	96.82	98.12	98.42	95.82	92.22	80.22	94.28	87.68	93.28	96.88	98.18	98.48
	93.20	96.80	98.10	98.40	95.80	92.20	80.20	94.28	87.68	93.28	96.88	98.18	98.48
	93.20	96.80	98.10	98.40	95.80	92.20	80.20	94.26	87.66	93.26	96.86	98.16	98.46
	94.11	97.21	97.71	97.11	95.41	90.51	79.21	75.57	86.97	94.27	97.37	97.87	97.27
	94.10	97.20	97.70	97.10	95.40	90.50	79.20	75.56	86.96	94.26	97.36	97.86	97.26
	94.06	97.16	97.66	97.06	95.36	90.46	79.16	75.55	86.95	94.25	97.35	97.85	97.25
	87.63	91.23	92.53	92.83	90.23	86.63	74.63	88.78	82.18	87.78	91.38	92.68	92.98
	87.63	91.23	92.53	92.83	90.23	86.63	74.63	88.78	82.18	87.78	91.38	92.68	92.98
	87.64	91.24	92.54	92.84	90.24	86.64	74.64	88.78	82.18	87.78	91.38	92.68	92.98
	87.64	91.24	92.54	92.84	90.24	86.64	74.64	88.78	82.18	87.78	91.38	92.68	92.98
	87.75	91.35	92.65	92.95	90.35	86.75	74.75	88.84	82.24	87.84	91.44	92.74	93.04
	87.75	91.35	92.65	92.95	90.35	86.75	74.75	88.84	82.24	87.84	91.44	92.74	93.04
	87.76	91.36	92.66	92.96	90.36	86.76	74.76	88.84	82.24	87.84	91.44	92.74	93.04
	87.76	91.36	92.66	92.96	90.36	86.76	74.76	88.84	82.24	87.84	91.44	92.74	93.04
	87.76	91.36	92.66	92.96	90.36	86.76	74.76	88.84	82.24	87.84	91.44	92.74	93.04
	87.76	91.36	92.66	92.96	90.36	86.76	74.76	88.83	82.23	87.83	91.43	92.73	93.03
	87.76	91.36	92.66	92.96	90.36	86.76	74.76	88.83	82.23	87.83	91.43	92.73	93.03
	87.67	91.27	92.57	92.87	90.27	86.67	74.67	88.80	82.20	87.80	91.40	92.70	93.00
	87.67	91.27	92.57	92.87	90.27	86.67	74.67	88.80	82.20	87.80	91.40	92.70	93.00
	87.64	91.24	92.54	92.84	90.24	86.64	74.64	88.78	82.18	87.78	91.38	92.68	92.98
	87.64	91.24	92.54	92.84	90.24	86.64	74.64	88.78	82.18	87.78	91.38	92.68	92.98
	87.64	91.24	92.54	92.84	90.24	86.64	74.64	88.78	82.18	87.78	91.38	92.68	92.98

Bronkenmerken Variant 2c

Model: Variant 2c  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Naam	LE (A) 2k	LE (A) 4k	LE (A) 8k	LE (N) 31	LE (N) 63	LE (N) 125	LE (N) 250	LE (N) 500	LE (N) 1k	LE (N) 2k	LE (N) 4k	LE (N) 8k	LE (P4) 31
	95.88	92.28	80.28	94.41	87.81	93.41	97.01	98.31	98.61	96.01	92.41	80.41	--
	95.88	92.28	80.28	94.41	87.81	93.41	97.01	98.31	98.61	96.01	92.41	80.41	--
	95.86	92.26	80.26	94.40	87.80	93.40	97.00	98.30	98.60	96.00	92.40	80.40	--
	95.57	90.67	79.37	75.69	87.09	94.39	97.49	97.99	97.39	95.69	90.79	79.49	--
	95.56	90.66	79.36	75.68	87.08	94.38	97.48	97.98	97.38	95.68	90.78	79.48	--
	95.55	90.65	79.35	75.66	87.06	94.36	97.46	97.96	97.36	95.66	90.76	79.46	--
	90.38	86.78	74.78	88.85	82.25	87.85	91.45	92.75	93.05	90.45	86.85	74.85	--
	90.38	86.78	74.78	88.85	82.25	87.85	91.45	92.75	93.05	90.45	86.85	74.85	--
	90.38	86.78	74.78	88.87	82.27	87.87	91.47	92.77	93.07	90.47	86.87	74.87	--
	90.38	86.78	74.78	88.87	82.27	87.87	91.47	92.77	93.07	90.47	86.87	74.87	--
	90.44	86.84	74.84	88.93	82.33	87.93	91.53	92.83	93.13	90.53	86.93	74.93	--
	90.44	86.84	74.84	88.93	82.33	87.93	91.53	92.83	93.13	90.53	86.93	74.93	--
	90.44	86.84	74.84	88.96	82.36	87.96	91.56	92.86	93.16	90.56	86.96	74.96	--
	90.44	86.84	74.84	88.96	82.36	87.96	91.56	92.86	93.16	90.56	86.96	74.96	--
	90.44	86.84	74.84	88.96	82.36	87.96	91.56	92.86	93.16	90.56	86.96	74.96	--
	90.43	86.83	74.83	88.96	82.36	87.96	91.56	92.86	93.16	90.56	86.96	74.96	--
	90.43	86.83	74.83	88.96	82.36	87.96	91.56	92.86	93.16	90.56	86.96	74.96	--
	90.40	86.80	74.80	88.88	82.28	87.88	91.48	92.78	93.08	90.48	86.88	74.88	--
	90.40	86.80	74.80	88.88	82.28	87.88	91.48	92.78	93.08	90.48	86.88	74.88	--
	90.38	86.78	74.78	88.87	82.27	87.87	91.47	92.77	93.07	90.47	86.87	74.87	--
	90.38	86.78	74.78	88.87	82.27	87.87	91.47	92.77	93.07	90.47	86.87	74.87	--
	90.38	86.78	74.78	88.87	82.27	87.87	91.47	92.77	93.07	90.47	86.87	74.87	--

Bronkenmerken Variant 2c

---

Model: Variant 2c  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Naam	LE (P4) 63	LE (P4) 125	LE (P4) 250	LE (P4) 500	LE (P4) 1k	LE (P4) 2k	LE (P4) 4k	LE (P4) 8k
	--	--	--	--	--	--	--	--
	--	--	--	--	--	--	--	--
	--	--	--	--	--	--	--	--
	--	--	--	--	--	--	--	--
	--	--	--	--	--	--	--	--
	--	--	--	--	--	--	--	--
	--	--	--	--	--	--	--	--
	--	--	--	--	--	--	--	--
	--	--	--	--	--	--	--	--
	--	--	--	--	--	--	--	--
	--	--	--	--	--	--	--	--
	--	--	--	--	--	--	--	--
	--	--	--	--	--	--	--	--
	--	--	--	--	--	--	--	--
	--	--	--	--	--	--	--	--
	--	--	--	--	--	--	--	--
	--	--	--	--	--	--	--	--
	--	--	--	--	--	--	--	--
	--	--	--	--	--	--	--	--
	--	--	--	--	--	--	--	--
	--	--	--	--	--	--	--	--
	--	--	--	--	--	--	--	--
	--	--	--	--	--	--	--	--



Bronkenmerken Variant 2c

---

Model: Variant 2c  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Naam	Omschr.	Hoogte	Maaiveld	Hdef.	Vin [m/s]	Vout [m/s]	Terrein	r	Type	PROFIEL (D)_1
	ENERCON E-82	84.00	0.00	Relatief	2	25	Grasland, vliegvelden	0.030	Emissie (Lw voor V10)	1.6
	GAMESA G132	120.00	0.00	Relatief	2	25	Grasland, vliegvelden	0.030	Emissie (Lw voor V10)	1.5
	GAMESA G132	120.00	0.00	Relatief	2	25	Grasland, vliegvelden	0.030	Emissie (Lw voor V10)	1.5
	GAMESA G132	120.00	0.00	Relatief	2	25	Grasland, vliegvelden	0.030	Emissie (Lw voor V10)	1.5
	GAMESA G132	120.00	0.00	Relatief	2	25	Grasland, vliegvelden	0.030	Emissie (Lw voor V10)	1.5
	GAMESA G132	120.00	0.00	Relatief	2	25	Grasland, vliegvelden	0.030	Emissie (Lw voor V10)	1.5
	GAMESA G132	120.00	0.00	Eigen waarde	2	25	Grasland, vliegvelden	0.030	Emissie (Lw voor V10)	1.5
	GAMESA G132	120.00	0.00	Eigen waarde	2	25	Grasland, vliegvelden	0.030	Emissie (Lw voor V10)	1.5
	GAMESA G132	120.00	0.00	Eigen waarde	2	25	Grasland, vliegvelden	0.030	Emissie (Lw voor V10)	1.5
	GAMESA G132	120.00	0.00	Eigen waarde	2	25	Grasland, vliegvelden	0.030	Emissie (Lw voor V10)	1.5
	GAMESA G132	120.00	0.00	Eigen waarde	2	25	Grasland, vliegvelden	0.030	Emissie (Lw voor V10)	1.5
	GAMESA G132	120.00	0.00	Eigen waarde	2	25	Grasland, vliegvelden	0.030	Emissie (Lw voor V10)	1.5
	GAMESA G132	120.00	0.00	Eigen waarde	2	25	Grasland, vliegvelden	0.030	Emissie (Lw voor V10)	1.5
	GAMESA G132	120.00	0.00	Eigen waarde	2	25	Grasland, vliegvelden	0.030	Emissie (Lw voor V10)	1.5
	GAMESA G132	120.00	0.00	Eigen waarde	2	25	Grasland, vliegvelden	0.030	Emissie (Lw voor V10)	1.5
	GAMESA G132	120.00	0.00	Eigen waarde	2	25	Grasland, vliegvelden	0.030	Emissie (Lw voor V10)	1.5
	GAMESA G132	120.00	0.00	Eigen waarde	2	25	Grasland, vliegvelden	0.030	Emissie (Lw voor V10)	1.5
	GAMESA G132	120.00	0.00	Eigen waarde	2	25	Grasland, vliegvelden	0.030	Emissie (Lw voor V10)	1.5

Bronkenmerken Variant 2c

Model: Variant 2c  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Naam	PROFIEL (D)_2	PROFIEL (D)_3	PROFIEL (D)_4	PROFIEL (D)_5	PROFIEL (D)_6	PROFIEL (D)_7	PROFIEL (D)_8	PROFIEL (D)_9	PROFIEL (D)_10
	3.0	4.8	7.3	8.9	10.2	11.5	11.1	9.2	8.4
	2.8	4.4	6.7	8.6	9.6	10.8	11.1	9.3	8.5
	2.8	4.4	6.7	8.5	9.5	10.7	11.0	9.4	8.5
	2.8	4.3	6.6	8.5	9.5	10.7	11.0	9.4	8.5
	2.8	4.3	6.6	8.5	9.5	10.7	11.0	9.4	8.5
	2.8	4.3	6.6	8.4	9.5	10.6	11.0	9.4	8.5
	2.8	4.3	6.6	8.4	9.5	10.6	11.0	9.4	8.5
	2.8	4.3	6.6	8.4	9.5	10.6	11.0	9.4	8.5
	2.8	4.4	6.7	8.5	9.6	10.7	11.1	9.3	8.5
	2.8	4.4	6.7	8.5	9.6	10.7	11.1	9.3	8.5
	2.8	4.4	6.7	8.5	9.6	10.8	11.1	9.3	8.5
	2.8	4.4	6.7	8.6	9.6	10.8	11.1	9.3	8.5
	2.8	4.4	6.7	8.5	9.6	10.7	11.1	9.3	8.5
	2.8	4.4	6.7	8.5	9.6	10.7	11.1	9.3	8.5
	2.8	4.3	6.6	8.3	9.5	10.6	11.1	9.4	8.5
	2.8	4.3	6.6	8.3	9.5	10.6	11.1	9.4	8.5
	2.8	4.3	6.6	8.4	9.5	10.6	11.1	9.4	8.5
	2.8	4.3	6.6	8.4	9.5	10.6	11.1	9.4	8.5
	2.8	4.3	6.6	8.3	9.5	10.5	11.1	9.4	8.5
	2.8	4.3	6.6	8.3	9.5	10.6	11.1	9.4	8.5
	2.8	4.3	6.6	8.4	9.5	10.6	11.1	9.4	8.5
	2.8	4.3	6.6	8.4	9.5	10.6	11.1	9.4	8.5

Bronkenmerken Variant 2c

Model: Variant 2c  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Naam	PROFIEL (D)_11	PROFIEL (D)_12	PROFIEL (D)_13	PROFIEL (D)_14	PROFIEL (D)_15	PROFIEL (D)_16	PROFIEL (D)_17	PROFIEL (D)_18
	6.9	5.2	3.8	2.7	1.9	1.2	0.9	0.4
	7.3	5.6	4.1	2.9	2.3	1.4	1.1	0.6
	7.4	5.7	4.2	3.0	2.3	1.4	1.2	0.6
	7.4	5.7	4.2	3.0	2.3	1.4	1.2	0.6
	7.4	5.7	4.2	3.0	2.4	1.5	1.2	0.6
	7.4	5.7	4.2	3.0	2.4	1.5	1.2	0.6
	7.4	5.7	4.2	3.0	2.4	1.5	1.2	0.6
	7.4	5.6	4.1	3.0	2.3	1.4	1.1	0.6
	7.4	5.6	4.1	3.0	2.3	1.4	1.1	0.6
	7.4	5.6	4.1	3.0	2.3	1.4	1.1	0.6
	7.4	5.6	4.1	3.0	2.3	1.4	1.1	0.6
	7.4	5.6	4.1	3.0	2.3	1.4	1.1	0.6
	7.4	5.6	4.1	3.0	2.3	1.4	1.1	0.6
	7.4	5.6	4.1	3.0	2.3	1.4	1.1	0.6
	7.5	5.7	4.3	3.1	2.4	1.5	1.2	0.7
	7.5	5.7	4.3	3.1	2.4	1.5	1.2	0.7
	7.4	5.7	4.2	3.1	2.4	1.5	1.2	0.7
	7.4	5.7	4.2	3.1	2.4	1.5	1.2	0.6
	7.5	5.7	4.3	3.1	2.4	1.5	1.1	0.7
	7.5	5.7	4.3	3.1	2.4	1.5	1.2	0.7
	7.4	5.7	4.2	3.1	2.4	1.5	1.2	0.7
	7.4	5.7	4.2	3.1	2.4	1.5	1.2	0.6

Bronkenmerken Variant 2c

Model: Variant 2c  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Naam	PROFIEL (D)_19	PROFIEL (D)_20	PROFIEL (D)_21	PROFIEL (D)_22	PROFIEL (D)_23	PROFIEL (D)_24	PROFIEL (D)_25	PROFIEL (A)_1	PROFIEL (A)_2
	0.3	0.2	0.1	0.1	0.1	0.0	0.0	1.1	2.3
	0.5	0.3	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	1.1	2.2
	0.5	0.3	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	1.1	2.2
	0.5	0.3	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	1.1	2.2
	0.5	0.3	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	1.1	2.2
	0.5	0.3	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	1.1	2.2
	0.5	0.3	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	1.1	2.2
	0.5	0.3	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	1.1	2.2
	0.5	0.3	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	1.1	2.2
	0.5	0.3	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	1.1	2.2
	0.5	0.3	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	1.1	2.2
	0.5	0.3	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	1.1	2.2
	0.5	0.3	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	1.1	2.2
	0.5	0.3	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	1.1	2.2
	0.5	0.3	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	1.0	2.3
	0.5	0.3	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	1.0	2.3
	0.5	0.3	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	1.0	2.2
	0.5	0.3	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	1.1	2.2
	0.5	0.3	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	1.0	2.3
	0.5	0.3	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	1.0	2.3
	0.5	0.3	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	1.0	2.2
	0.5	0.3	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	1.1	2.2

Bronkenmerken Variant 2c

Model: Variant 2c  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Naam	PROFIEL (A)_3	PROFIEL (A)_4	PROFIEL (A)_5	PROFIEL (A)_6	PROFIEL (A)_7	PROFIEL (A)_8	PROFIEL (A)_9	PROFIEL (A)_10	PROFIEL (A)_11
	4.0	6.9	8.4	9.7	12.0	11.9	10.5	8.8	7.1
	3.6	6.6	7.8	8.9	11.1	11.7	10.8	9.1	7.7
	3.7	6.5	7.8	8.8	11.0	11.6	10.8	9.1	7.7
	3.7	6.5	7.8	8.8	11.0	11.6	10.8	9.1	7.7
	3.7	6.5	7.7	8.8	11.0	11.6	10.8	9.1	7.7
	3.7	6.4	7.7	8.8	10.9	11.6	10.8	9.1	7.7
	3.7	6.4	7.7	8.8	10.9	11.6	10.8	9.1	7.7
	3.6	6.4	7.7	8.8	10.9	11.6	10.8	9.2	7.8
	3.6	6.4	7.8	8.9	11.0	11.7	10.8	9.1	7.7
	3.6	6.5	7.8	8.9	11.0	11.7	10.8	9.1	7.7
	3.6	6.5	7.8	8.9	11.1	11.7	10.8	9.1	7.7
	3.6	6.6	7.8	8.9	11.1	11.7	10.8	9.1	7.7
	3.6	6.4	7.8	8.9	11.0	11.7	10.8	9.1	7.7
	3.6	6.5	7.8	8.9	11.0	11.7	10.8	9.1	7.7
	3.6	6.3	7.7	8.8	10.8	11.5	10.8	9.2	7.8
	3.6	6.3	7.7	8.8	10.8	11.5	10.8	9.2	7.8
	3.6	6.3	7.7	8.8	10.9	11.6	10.8	9.2	7.8
	3.6	6.3	7.7	8.8	10.9	11.6	10.8	9.2	7.8
	3.6	6.2	7.7	8.8	10.8	11.5	10.8	9.2	7.8
	3.6	6.3	7.7	8.8	10.8	11.5	10.8	9.2	7.8
	3.6	6.3	7.7	8.8	10.9	11.6	10.8	9.2	7.8
	3.6	6.3	7.7	8.8	10.9	11.6	10.8	9.2	7.8

Bronkenmerken Variant 2c

Model: Variant 2c  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Naam	PROFIEL (A)_12	PROFIEL (A)_13	PROFIEL (A)_14	PROFIEL (A)_15	PROFIEL (A)_16	PROFIEL (A)_17	PROFIEL (A)_18	PROFIEL (A)_19
	5.4	3.7	2.9	1.9	1.3	1.0	0.5	0.3
	5.9	3.9	3.0	2.1	1.5	1.1	0.6	0.4
	6.1	4.0	3.1	2.2	1.5	1.2	0.7	0.4
	6.1	4.0	3.1	2.2	1.5	1.2	0.7	0.4
	6.1	4.0	3.1	2.2	1.5	1.2	0.7	0.4
	6.1	4.0	3.2	2.2	1.6	1.2	0.7	0.4
	6.1	4.0	3.2	2.2	1.6	1.2	0.7	0.4
	6.1	4.0	3.2	2.2	1.6	1.2	0.7	0.4
	6.0	3.9	3.2	2.2	1.5	1.1	0.6	0.4
	6.0	3.9	3.1	2.2	1.5	1.1	0.6	0.4
	5.9	3.9	3.1	2.2	1.5	1.1	0.6	0.4
	5.9	3.9	3.1	2.2	1.5	1.1	0.6	0.4
	6.0	3.9	3.2	2.2	1.5	1.1	0.6	0.4
	6.0	3.9	3.1	2.2	1.5	1.1	0.6	0.4
	6.1	4.0	3.3	2.3	1.6	1.2	0.7	0.4
	6.1	4.0	3.3	2.3	1.6	1.2	0.7	0.4
	6.1	4.0	3.3	2.3	1.6	1.2	0.7	0.4
	6.1	4.0	3.2	2.2	1.6	1.2	0.7	0.4
	6.1	4.0	3.3	2.3	1.6	1.2	0.7	0.4
	6.1	4.0	3.3	2.3	1.6	1.2	0.7	0.4
	6.1	4.0	3.3	2.3	1.6	1.2	0.7	0.4
	6.1	4.0	3.3	2.3	1.6	1.2	0.7	0.4
	6.1	4.0	3.3	2.3	1.6	1.2	0.7	0.4
	6.1	4.0	3.2	2.2	1.6	1.2	0.7	0.4

Bronkenmerken Variant 2c

Model: Variant 2c  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Naam	PROFIEL (A)_20	PROFIEL (A)_21	PROFIEL (A)_22	PROFIEL (A)_23	PROFIEL (A)_24	PROFIEL (A)_25	PROFIEL (N)_1	PROFIEL (N)_2	PROFIEL (N)_3
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	2.2	3.9
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	2.1	3.7
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	2.1	3.6
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	2.1	3.6
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	2.1	3.6
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	2.1	3.6
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	2.1	3.6
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	2.1	3.6
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	2.1	3.6
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	2.1	3.6
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	2.1	3.6
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	2.1	3.7
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	2.1	3.6
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	2.1	3.6
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	2.1	3.6
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	2.2	3.6
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	2.2	3.6
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	2.1	3.6
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	2.1	3.6
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	2.2	3.6
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	2.2	3.6
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	2.1	3.6
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	2.1	3.6



Bronkenmerken Variant 2c

Model: Variant 2c  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Naam	PROFIEL (N)_4	PROFIEL (N)_5	PROFIEL (N)_6	PROFIEL (N)_7	PROFIEL (N)_8	PROFIEL (N)_9	PROFIEL (N)_10	PROFIEL (N)_11	PROFIEL (N)_12
	4.8	7.3	9.9	12.6	13.8	10.7	8.9	7.2	5.3
	4.5	6.9	9.0	11.9	13.4	11.1	9.3	7.2	6.0
	4.5	6.8	8.9	11.8	13.2	11.1	9.3	7.2	6.0
	4.5	6.8	8.9	11.7	13.2	11.1	9.4	7.2	6.0
	4.5	6.7	8.9	11.7	13.2	11.1	9.4	7.2	6.1
	4.5	6.7	8.8	11.7	13.2	11.1	9.4	7.2	6.1
	4.5	6.7	8.8	11.7	13.2	11.1	9.4	7.2	6.1
	4.5	6.7	8.8	11.7	13.2	11.1	9.4	7.2	6.1
	4.5	6.8	8.9	11.8	13.3	11.1	9.4	7.1	6.0
	4.5	6.8	8.9	11.8	13.3	11.1	9.4	7.2	6.0
	4.5	6.8	8.9	11.8	13.4	11.1	9.3	7.2	6.0
	4.5	6.8	9.0	11.9	13.4	11.1	9.3	7.2	6.0
	4.5	6.8	8.9	11.8	13.3	11.1	9.4	7.1	6.0
	4.5	6.8	8.9	11.8	13.3	11.1	9.4	7.2	6.0
	4.5	6.7	8.8	11.6	13.1	11.2	9.4	7.2	6.1
	4.5	6.7	8.8	11.6	13.1	11.2	9.4	7.2	6.1
	4.5	6.7	8.8	11.6	13.1	11.2	9.4	7.2	6.1
	4.5	6.7	8.8	11.6	13.1	11.2	9.4	7.2	6.1
	4.6	6.6	8.8	11.6	13.1	11.2	9.5	7.2	6.1
	4.5	6.7	8.8	11.6	13.1	11.2	9.4	7.2	6.1
	4.5	6.7	8.8	11.6	13.1	11.2	9.4	7.2	6.1
	4.5	6.7	8.8	11.6	13.1	11.2	9.4	7.2	6.1
	4.5	6.7	8.8	11.6	13.1	11.2	9.4	7.2	6.1

Bronkenmerken Variant 2c

Model: Variant 2c  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Naam	PROFIEL (N)_13	PROFIEL (N)_14	PROFIEL (N)_15	PROFIEL (N)_16	PROFIEL (N)_17	PROFIEL (N)_18	PROFIEL (N)_19	PROFIEL (N)_20
	4.3	2.9	1.7	1.2	0.9	0.5	0.4	0.2
	4.3	3.4	2.2	1.3	0.9	0.8	0.5	0.3
	4.4	3.4	2.3	1.4	0.9	0.8	0.5	0.3
	4.4	3.4	2.3	1.4	0.9	0.8	0.5	0.3
	4.4	3.5	2.3	1.4	0.9	0.8	0.5	0.3
	4.4	3.5	2.3	1.4	0.9	0.8	0.5	0.3
	4.4	3.5	2.3	1.4	0.9	0.8	0.5	0.3
	4.5	3.5	2.3	1.4	0.9	0.8	0.5	0.3
	4.4	3.4	2.3	1.3	0.9	0.8	0.5	0.3
	4.4	3.4	2.3	1.3	0.9	0.8	0.5	0.3
	4.4	3.4	2.3	1.3	0.9	0.8	0.5	0.3
	4.4	3.4	2.3	1.3	0.9	0.8	0.5	0.3
	4.4	3.4	2.3	1.3	0.9	0.8	0.5	0.3
	4.4	3.4	2.3	1.3	0.9	0.8	0.5	0.3
	4.4	3.4	2.3	1.3	0.9	0.8	0.5	0.3
	4.5	3.5	2.4	1.4	0.9	0.8	0.5	0.3
	4.5	3.5	2.4	1.4	0.9	0.8	0.5	0.3
	4.5	3.5	2.4	1.4	0.9	0.8	0.5	0.3
	4.5	3.5	2.4	1.4	0.9	0.8	0.6	0.3
	4.5	3.5	2.4	1.4	0.9	0.8	0.5	0.3
	4.5	3.5	2.4	1.4	0.9	0.8	0.5	0.3
	4.5	3.5	2.4	1.4	0.9	0.8	0.5	0.3
	4.5	3.5	2.4	1.4	0.9	0.8	0.5	0.3

Bronkenmerken Variant 2c

---

Model: Variant 2c  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Naam	PROFIEL (N)_21	PROFIEL (N)_22	PROFIEL (N)_23	PROFIEL (N)_24	PROFIEL (N)_25	PROFIEL (P4)_1	PROFIEL (P4)_2	PROFIEL (P4)_3
	0.1	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.2	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.2	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.2	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.2	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.2	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.2	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Bronkenmerken Variant 2c

---

Model: Variant 2c  
Groep: (hoofdgroep)  
Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Naam	PROFIEL (P4)_4	PROFIEL (P4)_5	PROFIEL (P4)_6	PROFIEL (P4)_7	PROFIEL (P4)_8	PROFIEL (P4)_9	PROFIEL (P4)_10	PROFIEL (P4)_11
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Bronkenmerken Variant 2c

---

Model: Variant 2c  
Groep: (hoofdgroep)  
Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Naam	PROFIEL (P4)_12	PROFIEL (P4)_13	PROFIEL (P4)_14	PROFIEL (P4)_15	PROFIEL (P4)_16	PROFIEL (P4)_17	PROFIEL (P4)_18	PROFIEL (P4)_19
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Bronkenmerken Variant 2c

Model: Variant 2c  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Naam	PROFIEL (P4)_20	PROFIEL (P4)_21	PROFIEL (P4)_22	PROFIEL (P4)_23	PROFIEL (P4)_24	PROFIEL (P4)_25	Hdistr	Lw_1	Lw_2	Lw_3	Lw_4	
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	100.00	-200.00	87.00	87.78	92.04
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	120.00	-200.00	85.80	85.97	91.43
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	120.00	-200.00	85.80	85.97	91.43
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	120.00	-200.00	85.80	85.97	91.43
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	120.00	-200.00	85.80	85.97	91.43
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	120.00	-200.00	85.80	85.97	91.43
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	120.00	-200.00	85.80	85.97	91.43
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	120.00	-200.00	85.80	85.97	91.43
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	120.00	-200.00	85.80	85.97	91.43
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	120.00	-200.00	85.80	85.97	91.43
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	120.00	-200.00	85.80	85.97	91.43
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	120.00	-200.00	85.80	85.97	91.43
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	120.00	-200.00	85.80	85.97	91.43
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	120.00	-200.00	85.80	85.97	91.43
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	120.00	-200.00	85.80	85.97	91.43
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	120.00	-200.00	85.80	85.97	91.43
	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	120.00	-200.00	85.80	85.97	91.43

Bronkenmerken Variant 2c

Model: Variant 2c  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Naam	Lw_5	Lw_6	Lw_7	Lw_8	Lw_9	Lw_10	Lw_11	Lw_12	Lw_13	Lw_14	Lw_15	Lw_16	Lw_17	Lw_18	Lw_19	Lw_20	Lw_21
	95.75	98.00	98.00	100.72	103.17	105.10	105.81	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00	106.00
	96.15	100.23	103.80	106.35	108.02	108.22	108.14	107.92	108.05	108.23	108.40	108.40	108.40	108.40	108.40	108.40	108.40
	96.15	100.23	103.80	106.35	108.02	108.22	108.14	107.92	108.05	108.23	108.40	108.40	108.40	108.40	108.40	108.40	108.40
	96.15	100.23	103.80	106.35	108.02	108.22	108.14	107.92	108.05	108.23	108.40	108.40	108.40	108.40	108.40	108.40	108.40
	96.15	100.23	103.80	106.35	108.02	108.22	108.14	107.92	108.05	108.23	108.40	108.40	108.40	108.40	108.40	108.40	108.40
	96.15	100.23	103.80	106.35	108.02	108.22	108.14	107.92	108.05	108.23	108.40	108.40	108.40	108.40	108.40	108.40	108.40
	96.15	100.23	103.80	106.35	108.02	108.22	108.14	107.92	108.05	108.23	108.40	108.40	108.40	108.40	108.40	108.40	108.40
	96.15	100.23	103.80	106.35	108.02	108.22	108.14	107.92	108.05	108.23	108.40	108.40	108.40	108.40	108.40	108.40	108.40
	96.15	100.23	103.80	106.35	108.02	108.22	108.14	107.92	108.05	108.23	108.40	108.40	108.40	108.40	108.40	108.40	108.40
	96.15	100.23	103.80	106.35	108.02	108.22	108.14	107.92	108.05	108.23	108.40	108.40	108.40	108.40	108.40	108.40	108.40
	96.15	100.23	103.80	106.35	108.02	108.22	108.14	107.92	108.05	108.23	108.40	108.40	108.40	108.40	108.40	108.40	108.40
	96.15	100.23	103.80	106.35	108.02	108.22	108.14	107.92	108.05	108.23	108.40	108.40	108.40	108.40	108.40	108.40	108.40
	96.15	100.23	103.80	106.35	108.02	108.22	108.14	107.92	108.05	108.23	108.40	108.40	108.40	108.40	108.40	108.40	108.40
	96.15	100.23	103.80	106.35	108.02	108.22	108.14	107.92	108.05	108.23	108.40	108.40	108.40	108.40	108.40	108.40	108.40
	96.15	100.23	103.80	106.35	108.02	108.22	108.14	107.92	108.05	108.23	108.40	108.40	108.40	108.40	108.40	108.40	108.40
	96.15	100.23	103.80	106.35	108.02	108.22	108.14	107.92	108.05	108.23	108.40	108.40	108.40	108.40	108.40	108.40	108.40
	96.15	100.23	103.80	106.35	108.02	108.22	108.14	107.92	108.05	108.23	108.40	108.40	108.40	108.40	108.40	108.40	108.40
	96.15	100.23	103.80	106.35	108.02	108.22	108.14	107.92	108.05	108.23	108.40	108.40	108.40	108.40	108.40	108.40	108.40



Bronkenmerken Variant 2c

Model: Variant 2c  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Naam	Lw_22	Lw_23	Lw_24	Lw_25	RefSp 31	RefSp 63	RefSp 125	RefSp 250	RefSp 500	RefSp 1k	RefSp 2k	RefSp 4k	RefSp 8k	LE (D) 31	LE (D) 63
	106.00	106.00	106.00	106.00	-10.00	-16.60	-11.00	-7.40	-6.10	-5.80	-8.40	-12.00	-24.00	88.64	82.04
	108.40	108.40	108.40	108.40	-10.00	-16.60	-11.00	-7.40	-6.10	-5.80	-8.40	-12.00	-24.00	92.37	85.77
	108.40	108.40	108.40	108.40	-10.00	-16.60	-11.00	-7.40	-6.10	-5.80	-8.40	-12.00	-24.00	92.44	85.84
	108.40	108.40	108.40	108.40	-10.00	-16.60	-11.00	-7.40	-6.10	-5.80	-8.40	-12.00	-24.00	92.44	85.84
	108.40	108.40	108.40	108.40	-10.00	-16.60	-11.00	-7.40	-6.10	-5.80	-8.40	-12.00	-24.00	92.47	85.87
	108.40	108.40	108.40	108.40	-10.00	-16.60	-11.00	-7.40	-6.10	-5.80	-8.40	-12.00	-24.00	92.46	85.86
	108.40	108.40	108.40	108.40	-10.00	-16.60	-11.00	-7.40	-6.10	-5.80	-8.40	-12.00	-24.00	92.46	85.86
	108.40	108.40	108.40	108.40	-10.00	-16.60	-11.00	-7.40	-6.10	-5.80	-8.40	-12.00	-24.00	92.46	85.86
	108.40	108.40	108.40	108.40	-10.00	-16.60	-11.00	-7.40	-6.10	-5.80	-8.40	-12.00	-24.00	92.40	85.80
	108.40	108.40	108.40	108.40	-10.00	-16.60	-11.00	-7.40	-6.10	-5.80	-8.40	-12.00	-24.00	92.40	85.80
	108.40	108.40	108.40	108.40	-10.00	-16.60	-11.00	-7.40	-6.10	-5.80	-8.40	-12.00	-24.00	92.40	85.80
	108.40	108.40	108.40	108.40	-10.00	-16.60	-11.00	-7.40	-6.10	-5.80	-8.40	-12.00	-24.00	92.40	85.80
	108.40	108.40	108.40	108.40	-10.00	-16.60	-11.00	-7.40	-6.10	-5.80	-8.40	-12.00	-24.00	92.40	85.80
	108.40	108.40	108.40	108.40	-10.00	-16.60	-11.00	-7.40	-6.10	-5.80	-8.40	-12.00	-24.00	92.40	85.80
	108.40	108.40	108.40	108.40	-10.00	-16.60	-11.00	-7.40	-6.10	-5.80	-8.40	-12.00	-24.00	92.40	85.80
	108.40	108.40	108.40	108.40	-10.00	-16.60	-11.00	-7.40	-6.10	-5.80	-8.40	-12.00	-24.00	92.52	85.92
	108.40	108.40	108.40	108.40	-10.00	-16.60	-11.00	-7.40	-6.10	-5.80	-8.40	-12.00	-24.00	92.52	85.92
	108.40	108.40	108.40	108.40	-10.00	-16.60	-11.00	-7.40	-6.10	-5.80	-8.40	-12.00	-24.00	92.50	85.90
	108.40	108.40	108.40	108.40	-10.00	-16.60	-11.00	-7.40	-6.10	-5.80	-8.40	-12.00	-24.00	92.48	85.88
	108.40	108.40	108.40	108.40	-10.00	-16.60	-11.00	-7.40	-6.10	-5.80	-8.40	-12.00	-24.00	92.50	85.90
	108.40	108.40	108.40	108.40	-10.00	-16.60	-11.00	-7.40	-6.10	-5.80	-8.40	-12.00	-24.00	92.52	85.92
	108.40	108.40	108.40	108.40	-10.00	-16.60	-11.00	-7.40	-6.10	-5.80	-8.40	-12.00	-24.00	92.50	85.90
	108.40	108.40	108.40	108.40	-10.00	-16.60	-11.00	-7.40	-6.10	-5.80	-8.40	-12.00	-24.00	92.48	85.88

Bronkenmerken Variant 2c

Model: Variant 2c  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Naam	LE (D) 125	LE (D) 250	LE (D) 500	LE (D) 1k	LE (D) 2k	LE (D) 4k	LE (D) 8k	LE (A) 31	LE (A) 63	LE (A) 125	LE (A) 250	LE (A) 500	LE (A) 1k
	87.64	91.24	92.54	92.84	90.24	86.64	74.64	88.78	82.18	87.78	91.38	92.68	92.98
	91.37	94.97	96.27	96.57	93.97	90.37	78.37	92.42	85.82	91.42	95.02	96.32	96.62
	91.44	95.04	96.34	96.64	94.04	90.44	78.44	92.51	85.91	91.51	95.11	96.41	96.71
	91.44	95.04	96.34	96.64	94.04	90.44	78.44	92.51	85.91	91.51	95.11	96.41	96.71
	91.47	95.07	96.37	96.67	94.07	90.47	78.47	92.51	85.91	91.51	95.11	96.41	96.71
	91.46	95.06	96.36	96.66	94.06	90.46	78.46	92.54	85.94	91.54	95.14	96.44	96.74
	91.46	95.06	96.36	96.66	94.06	90.46	78.46	92.54	85.94	91.54	95.14	96.44	96.74
	91.46	95.06	96.36	96.66	94.06	90.46	78.46	92.55	85.95	91.55	95.15	96.45	96.75
	91.40	95.00	96.30	96.60	94.00	90.40	78.40	92.48	85.88	91.48	95.08	96.38	96.68
	91.40	95.00	96.30	96.60	94.00	90.40	78.40	92.46	85.86	91.46	95.06	96.36	96.66
	91.40	95.00	96.30	96.60	94.00	90.40	78.40	92.45	85.85	91.45	95.05	96.35	96.65
	91.37	94.97	96.27	96.57	93.97	90.37	78.37	92.45	85.85	91.45	95.05	96.35	96.65
	91.40	95.00	96.30	96.60	94.00	90.40	78.40	92.48	85.88	91.48	95.08	96.38	96.68
	91.40	95.00	96.30	96.60	94.00	90.40	78.40	92.46	85.86	91.46	95.06	96.36	96.66
	91.52	95.12	96.42	96.72	94.12	90.52	78.52	92.58	85.98	91.58	95.18	96.48	96.78
	91.52	95.12	96.42	96.72	94.12	90.52	78.52	92.58	85.98	91.58	95.18	96.48	96.78
	91.50	95.10	96.40	96.70	94.10	90.50	78.50	92.58	85.98	91.58	95.18	96.48	96.78
	91.48	95.08	96.38	96.68	94.08	90.48	78.48	92.55	85.95	91.55	95.15	96.45	96.75
	91.50	95.10	96.40	96.70	94.10	90.50	78.50	92.58	85.98	91.58	95.18	96.48	96.78
	91.52	95.12	96.42	96.72	94.12	90.52	78.52	92.58	85.98	91.58	95.18	96.48	96.78
	91.50	95.10	96.40	96.70	94.10	90.50	78.50	92.58	85.98	91.58	95.18	96.48	96.78
	91.48	95.08	96.38	96.68	94.08	90.48	78.48	92.55	85.95	91.55	95.15	96.45	96.75

Bronkenmerken Variant 2c

Model: Variant 2c  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Naam	LE (A) 2k	LE (A) 4k	LE (A) 8k	LE (N) 31	LE (N) 63	LE (N) 125	LE (N) 250	LE (N) 500	LE (N) 1k	LE (N) 2k	LE (N) 4k	LE (N) 8k	LE (P4) 31
90.38	86.78	74.78	88.87	82.27	87.87	91.47	92.77	93.07	90.47	86.87	74.87	--	
94.02	90.42	78.42	92.60	86.00	91.60	95.20	96.50	96.80	94.20	90.60	78.60	--	
94.11	90.51	78.51	92.65	86.05	91.65	95.25	96.55	96.85	94.25	90.65	78.65	--	
94.11	90.51	78.51	92.66	86.06	91.66	95.26	96.56	96.86	94.26	90.66	78.66	--	
94.11	90.51	78.51	92.68	86.08	91.68	95.28	96.58	96.88	94.28	90.68	78.68	--	
94.14	90.54	78.54	92.68	86.08	91.68	95.28	96.58	96.88	94.28	90.68	78.68	--	
94.14	90.54	78.54	92.68	86.08	91.68	95.28	96.58	96.88	94.28	90.68	78.68	--	
94.15	90.55	78.55	92.70	86.10	91.70	95.30	96.60	96.90	94.30	90.70	78.70	--	
94.08	90.48	78.48	92.62	86.02	91.62	95.22	96.52	96.82	94.22	90.62	78.62	--	
94.06	90.46	78.46	92.63	86.03	91.63	95.23	96.53	96.83	94.23	90.63	78.63	--	
94.05	90.45	78.45	92.63	86.03	91.63	95.23	96.53	96.83	94.23	90.63	78.63	--	
94.05	90.45	78.45	92.62	86.02	91.62	95.22	96.52	96.82	94.22	90.62	78.62	--	
94.08	90.48	78.48	92.62	86.02	91.62	95.22	96.52	96.82	94.22	90.62	78.62	--	
94.06	90.46	78.46	92.63	86.03	91.63	95.23	96.53	96.83	94.23	90.63	78.63	--	
94.18	90.58	78.58	92.70	86.10	91.70	95.30	96.60	96.90	94.30	90.70	78.70	--	
94.18	90.58	78.58	92.70	86.10	91.70	95.30	96.60	96.90	94.30	90.70	78.70	--	
94.15	90.55	78.55	92.70	86.10	91.70	95.30	96.60	96.90	94.30	90.70	78.70	--	
94.18	90.58	78.58	92.72	86.12	91.72	95.32	96.62	96.92	94.32	90.72	78.72	--	
94.18	90.58	78.58	92.70	86.10	91.70	95.30	96.60	96.90	94.30	90.70	78.70	--	
94.18	90.58	78.58	92.70	86.10	91.70	95.30	96.60	96.90	94.30	90.70	78.70	--	
94.15	90.55	78.55	92.70	86.10	91.70	95.30	96.60	96.90	94.30	90.70	78.70	--	

Bronkenmerken Variant 2c

---

Model: Variant 2c  
Groep: (hoofdgroep)  
Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Naam	LE (P4) 63	LE (P4) 125	LE (P4) 250	LE (P4) 500	LE (P4) 1k	LE (P4) 2k	LE (P4) 4k	LE (P4) 8k
	--	--	--	--	--	--	--	--
	--	--	--	--	--	--	--	--
	--	--	--	--	--	--	--	--
	--	--	--	--	--	--	--	--
	--	--	--	--	--	--	--	--
	--	--	--	--	--	--	--	--
	--	--	--	--	--	--	--	--
	--	--	--	--	--	--	--	--
	--	--	--	--	--	--	--	--
	--	--	--	--	--	--	--	--
	--	--	--	--	--	--	--	--
	--	--	--	--	--	--	--	--
	--	--	--	--	--	--	--	--
	--	--	--	--	--	--	--	--
	--	--	--	--	--	--	--	--
	--	--	--	--	--	--	--	--
	--	--	--	--	--	--	--	--
	--	--	--	--	--	--	--	--
	--	--	--	--	--	--	--	--
	--	--	--	--	--	--	--	--
	--	--	--	--	--	--	--	--

Bronkenmerken Variant 3a

Model: Variant 3a  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Omschr.	X	Y	Hoogte	LE (D) 31	LE (D) 63	LE (D) 125	LE (D) 250	LE (D) 500	LE (D) 1k	LE (D) 2k	LE (D) 4k	LE (D) 8k
GAMESA G128	244830.00	609574.00	120.00	92.48	85.88	91.48	95.08	96.38	96.68	94.08	90.48	78.48
GAMESA G128	244325.00	609494.00	120.00	92.50	85.90	91.50	95.10	96.40	96.70	94.10	90.50	78.50
GAMESA G128	243819.00	609413.00	120.00	92.52	85.92	91.52	95.12	96.42	96.72	94.12	90.52	78.52
GAMESA G128	243313.00	609333.00	120.00	92.52	85.92	91.52	95.12	96.42	96.72	94.12	90.52	78.52
GAMESA G128	244637.00	609100.00	120.00	92.48	85.88	91.48	95.08	96.38	96.68	94.08	90.48	78.48
Vestas V90	245161.00	608564.00	100.00	75.41	86.81	94.11	97.21	97.71	97.11	95.41	90.51	79.21
Vestas V90	245464.00	608499.00	100.00	75.40	86.80	94.10	97.20	97.70	97.10	95.40	90.50	79.20
Vestas V90	245771.00	608419.00	100.00	75.36	86.76	94.06	97.16	97.66	97.06	95.36	90.46	79.16
ENERCON E-82	248142.00	608104.00	84.00	88.63	82.03	87.63	91.23	92.53	92.83	90.23	86.63	74.63
ENERCON E-82	247864.00	608254.00	84.00	88.63	82.03	87.63	91.23	92.53	92.83	90.23	86.63	74.63
ENERCON E-82	247592.00	608379.00	84.00	88.64	82.04	87.64	91.24	92.54	92.84	90.24	86.64	74.64
ENERCON E-82	247311.00	608501.00	84.00	88.64	82.04	87.64	91.24	92.54	92.84	90.24	86.64	74.64
ENERCON E-82	247033.00	608624.00	84.00	88.75	82.15	87.75	91.35	92.65	92.95	90.35	86.75	74.75
ENERCON E-82	246747.00	608713.00	84.00	88.75	82.15	87.75	91.35	92.65	92.95	90.35	86.75	74.75
ENERCON E-82	246447.00	608805.00	84.00	88.76	82.16	87.76	91.36	92.66	92.96	90.36	86.76	74.76
ENERCON E-82	246171.00	608891.00	84.00	88.76	82.16	87.76	91.36	92.66	92.96	90.36	86.76	74.76
ENERCON E-82	245885.00	608977.00	84.00	88.76	82.16	87.76	91.36	92.66	92.96	90.36	86.76	74.76
ENERCON E-82	245589.00	609026.00	84.00	88.76	82.16	87.76	91.36	92.66	92.96	90.36	86.76	74.76
ENERCON E-82	245293.00	609055.00	84.00	88.76	82.16	87.76	91.36	92.66	92.96	90.36	86.76	74.76
ENERCON E-82	246044.00	608352.00	84.00	88.67	82.07	87.67	91.27	92.57	92.87	90.27	86.67	74.67
ENERCON E-82	246335.00	608279.00	84.00	88.67	82.07	87.67	91.27	92.57	92.87	90.27	86.67	74.67
ENERCON E-82	246621.00	608187.00	84.00	88.64	82.04	87.64	91.24	92.54	92.84	90.24	86.64	74.64

Bronkenmerken Variant 3a

Model: Variant 3a  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Omschr.	LE (D) Totaal	LE (A) 31	LE (A) 63	LE (A) 125	LE (A) 250	LE (A) 500	LE (A) 1k	LE (A) 2k	LE (A) 4k	LE (A) 8k	LE (A) Totaal	LE (N) 31
GAMESA G128	102.91	92.55	85.95	91.55	95.15	96.45	96.75	94.15	90.55	78.55	102.98	92.70
GAMESA G128	102.93	92.58	85.98	91.58	95.18	96.48	96.78	94.18	90.58	78.58	103.01	92.70
GAMESA G128	102.95	92.58	85.98	91.58	95.18	96.48	96.78	94.18	90.58	78.58	103.01	92.70
GAMESA G128	102.95	92.58	85.98	91.58	95.18	96.48	96.78	94.18	90.58	78.58	103.01	92.70
GAMESA G128	102.91	92.55	85.95	91.55	95.15	96.45	96.75	94.15	90.55	78.55	102.98	92.70
Vestas V90	103.82	75.57	86.97	94.27	97.37	97.87	97.27	95.57	90.67	79.37	103.98	75.69
Vestas V90	103.81	75.56	86.96	94.26	97.36	97.86	97.26	95.56	90.66	79.36	103.97	75.68
Vestas V90	103.77	75.55	86.95	94.25	97.35	97.85	97.25	95.55	90.65	79.35	103.96	75.66
ENERCON E-82	99.06	88.78	82.18	87.78	91.38	92.68	92.98	90.38	86.78	74.78	99.21	88.85
ENERCON E-82	99.06	88.78	82.18	87.78	91.38	92.68	92.98	90.38	86.78	74.78	99.21	88.85
ENERCON E-82	99.07	88.78	82.18	87.78	91.38	92.68	92.98	90.38	86.78	74.78	99.21	88.87
ENERCON E-82	99.07	88.78	82.18	87.78	91.38	92.68	92.98	90.38	86.78	74.78	99.21	88.87
ENERCON E-82	99.18	88.84	82.24	87.84	91.44	92.74	93.04	90.44	86.84	74.84	99.27	88.93
ENERCON E-82	99.18	88.84	82.24	87.84	91.44	92.74	93.04	90.44	86.84	74.84	99.27	88.93
ENERCON E-82	99.19	88.84	82.24	87.84	91.44	92.74	93.04	90.44	86.84	74.84	99.27	88.96
ENERCON E-82	99.19	88.84	82.24	87.84	91.44	92.74	93.04	90.44	86.84	74.84	99.27	88.96
ENERCON E-82	99.19	88.84	82.24	87.84	91.44	92.74	93.04	90.44	86.84	74.84	99.27	88.96
ENERCON E-82	99.19	88.83	82.23	87.83	91.43	92.73	93.03	90.43	86.83	74.83	99.26	88.96
ENERCON E-82	99.19	88.83	82.23	87.83	91.43	92.73	93.03	90.43	86.83	74.83	99.26	88.96
ENERCON E-82	99.10	88.80	82.20	87.80	91.40	92.70	93.00	90.40	86.80	74.80	99.23	88.88
ENERCON E-82	99.10	88.80	82.20	87.80	91.40	92.70	93.00	90.40	86.80	74.80	99.23	88.88
ENERCON E-82	99.07	88.78	82.18	87.78	91.38	92.68	92.98	90.38	86.78	74.78	99.21	88.87

Bronkenmerken Variant 3a

Model: Variant 3a  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Omschr.	LE (N) 63	LE (N) 125	LE (N) 250	LE (N) 500	LE (N) 1k	LE (N) 2k	LE (N) 4k	LE (N) 8k	LE (N) Totaal
GAMESA G128	86.10	91.70	95.30	96.60	96.90	94.30	90.70	78.70	103.13
GAMESA G128	86.10	91.70	95.30	96.60	96.90	94.30	90.70	78.70	103.13
GAMESA G128	86.10	91.70	95.30	96.60	96.90	94.30	90.70	78.70	103.13
GAMESA G128	86.10	91.70	95.30	96.60	96.90	94.30	90.70	78.70	103.13
GAMESA G128	86.10	91.70	95.30	96.60	96.90	94.30	90.70	78.70	103.13
Vestas V90	87.09	94.39	97.49	97.99	97.39	95.69	90.79	79.49	104.10
Vestas V90	87.08	94.38	97.48	97.98	97.38	95.68	90.78	79.48	104.09
Vestas V90	87.06	94.36	97.46	97.96	97.36	95.66	90.76	79.46	104.07
ENERCON E-82	82.25	87.85	91.45	92.75	93.05	90.45	86.85	74.85	99.28
ENERCON E-82	82.25	87.85	91.45	92.75	93.05	90.45	86.85	74.85	99.28
ENERCON E-82	82.27	87.87	91.47	92.77	93.07	90.47	86.87	74.87	99.30
ENERCON E-82	82.27	87.87	91.47	92.77	93.07	90.47	86.87	74.87	99.30
ENERCON E-82	82.33	87.93	91.53	92.83	93.13	90.53	86.93	74.93	99.36
ENERCON E-82	82.33	87.93	91.53	92.83	93.13	90.53	86.93	74.93	99.36
ENERCON E-82	82.36	87.96	91.56	92.86	93.16	90.56	86.96	74.96	99.39
ENERCON E-82	82.36	87.96	91.56	92.86	93.16	90.56	86.96	74.96	99.39
ENERCON E-82	82.36	87.96	91.56	92.86	93.16	90.56	86.96	74.96	99.39
ENERCON E-82	82.36	87.96	91.56	92.86	93.16	90.56	86.96	74.96	99.39
ENERCON E-82	82.28	87.88	91.48	92.78	93.08	90.48	86.88	74.88	99.31
ENERCON E-82	82.28	87.88	91.48	92.78	93.08	90.48	86.88	74.88	99.31
ENERCON E-82	82.27	87.87	91.47	92.77	93.07	90.47	86.87	74.87	99.30

Bronkenmerken Variant 3a

Model: Variant 3a  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Omschr.	X	Y	Hoogte	LE (D) 31	LE (D) 63	LE (D) 125	LE (D) 250	LE (D) 500	LE (D) 1k	LE (D) 2k	LE (D) 4k	LE (D) 8k
ENERCON E-82	246907.00	608088.00	84.00	88.64	82.04	87.64	91.24	92.54	92.84	90.24	86.64	74.64
ENERCON E-82	247186.00	607981.00	84.00	88.64	82.04	87.64	91.24	92.54	92.84	90.24	86.64	74.64
ENERCON E-82	247472.00	607870.00	84.00	88.64	82.04	87.64	91.24	92.54	92.84	90.24	86.64	74.64
ENERCON E-82	248336.00	608417.00	87.00	88.58	81.98	87.58	91.18	92.48	92.78	90.18	86.58	74.58
ENERCON E-82	248038.00	608554.00	87.00	88.62	82.02	87.62	91.22	92.52	92.82	90.22	86.62	74.62
ENERCON E-82	247740.00	608691.00	87.00	88.62	82.02	87.62	91.22	92.52	92.82	90.22	86.62	74.62
ENERCON E-82	247442.00	608829.00	87.00	88.62	82.02	87.62	91.22	92.52	92.82	90.22	86.62	74.62
ENERCON E-82	247138.00	608943.00	87.00	88.62	82.02	87.62	91.22	92.52	92.82	90.22	86.62	74.62
ENERCON E-82	246824.00	609040.00	87.00	88.62	82.02	87.62	91.22	92.52	92.82	90.22	86.62	74.62
ENERCON E-82	246511.00	609138.00	87.00	88.63	82.03	87.63	91.23	92.53	92.83	90.23	86.63	74.63
ENERCON E-82	246198.00	609235.00	87.00	88.63	82.03	87.63	91.23	92.53	92.83	90.23	86.63	74.63
ENERCON E-82	245879.00	609303.00	87.00	88.63	82.03	87.63	91.23	92.53	92.83	90.23	86.63	74.63
ENERCON E-82	245555.00	609354.00	87.00	88.63	82.03	87.63	91.23	92.53	92.83	90.23	86.63	74.63
ENERCON E-82	245231.00	609406.00	87.00	88.63	82.03	87.63	91.23	92.53	92.83	90.23	86.63	74.63
ENERCON E-82	246915.00	607792.00	87.00	88.59	81.99	87.59	91.19	92.49	92.79	90.19	86.59	74.59
ENERCON E-82	246605.00	607899.00	87.00	88.59	81.99	87.59	91.19	92.49	92.79	90.19	86.59	74.59
ENERCON E-82	246295.00	608005.00	87.00	88.60	82.00	87.60	91.20	92.50	92.80	90.20	86.60	74.60
ENERCON E-82	245978.00	608079.00	87.00	88.60	82.00	87.60	91.20	92.50	92.80	90.20	86.60	74.60
ENERCON E-82	245657.00	608148.00	87.00	88.60	82.00	87.60	91.20	92.50	92.80	90.20	86.60	74.60
ENERCON E-82	245336.00	608217.00	87.00	88.60	82.00	87.60	91.20	92.50	92.80	90.20	86.60	74.60
ENERCON E-82	245016.00	608285.00	87.00	88.60	82.00	87.60	91.20	92.50	92.80	90.20	86.60	74.60
ENERCON E-82	246648.00	607565.00	87.00	88.59	81.99	87.59	91.19	92.49	92.79	90.19	86.59	74.59



Bronkenmerken Variant 3a

Model: Variant 3a  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Omschr.	LE (D) Totaal	LE (A) 31	LE (A) 63	LE (A) 125	LE (A) 250	LE (A) 500	LE (A) 1k	LE (A) 2k	LE (A) 4k	LE (A) 8k	LE (A) Totaal	LE (N) 31
ENERCON E-82	99.07	88.78	82.18	87.78	91.38	92.68	92.98	90.38	86.78	74.78	99.21	88.87
ENERCON E-82	99.07	88.78	82.18	87.78	91.38	92.68	92.98	90.38	86.78	74.78	99.21	88.87
ENERCON E-82	99.07	88.78	82.18	87.78	91.38	92.68	92.98	90.38	86.78	74.78	99.21	88.87
ENERCON E-82	99.01	88.61	82.01	87.61	91.21	92.51	92.81	90.21	86.61	74.61	99.04	88.74
ENERCON E-82	99.05	88.67	82.07	87.67	91.27	92.57	92.87	90.27	86.67	74.67	99.10	88.79
ENERCON E-82	99.05	88.67	82.07	87.67	91.27	92.57	92.87	90.27	86.67	74.67	99.10	88.79
ENERCON E-82	99.05	88.67	82.07	87.67	91.27	92.57	92.87	90.27	86.67	74.67	99.10	88.79
ENERCON E-82	99.05	88.69	82.09	87.69	91.29	92.59	92.89	90.29	86.69	74.69	99.12	88.81
ENERCON E-82	99.05	88.69	82.09	87.69	91.29	92.59	92.89	90.29	86.69	74.69	99.12	88.81
ENERCON E-82	99.06	88.70	82.10	87.70	91.30	92.60	92.90	90.30	86.70	74.70	99.13	88.81
ENERCON E-82	99.06	88.70	82.10	87.70	91.30	92.60	92.90	90.30	86.70	74.70	99.13	88.81
ENERCON E-82	99.06	88.70	82.10	87.70	91.30	92.60	92.90	90.30	86.70	74.70	99.13	88.82
ENERCON E-82	99.06	88.70	82.10	87.70	91.30	92.60	92.90	90.30	86.70	74.70	99.13	88.82
ENERCON E-82	99.02	88.61	82.01	87.61	91.21	92.51	92.81	90.21	86.61	74.61	99.04	88.75
ENERCON E-82	99.02	88.61	82.01	87.61	91.21	92.51	92.81	90.21	86.61	74.61	99.04	88.75
ENERCON E-82	99.03	88.61	82.01	87.61	91.21	92.51	92.81	90.21	86.61	74.61	99.04	88.74
ENERCON E-82	99.03	88.61	82.01	87.61	91.21	92.51	92.81	90.21	86.61	74.61	99.04	88.74
ENERCON E-82	99.03	88.63	82.03	87.63	91.23	92.53	92.83	90.23	86.63	74.63	99.06	88.74
ENERCON E-82	99.03	88.63	82.03	87.63	91.23	92.53	92.83	90.23	86.63	74.63	99.06	88.74
ENERCON E-82	99.03	88.63	82.03	87.63	91.23	92.53	92.83	90.23	86.63	74.63	99.06	88.74
ENERCON E-82	99.02	88.61	82.01	87.61	91.21	92.51	92.81	90.21	86.61	74.61	99.04	88.75

Bronkenmerken Variant 3a

Model: Variant 3a  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Omschr.	LE (N) 63	LE (N) 125	LE (N) 250	LE (N) 500	LE (N) 1k	LE (N) 2k	LE (N) 4k	LE (N) 8k	LE (N) Totaal
ENERCON E-82	82.27	87.87	91.47	92.77	93.07	90.47	86.87	74.87	99.30
ENERCON E-82	82.27	87.87	91.47	92.77	93.07	90.47	86.87	74.87	99.30
ENERCON E-82	82.27	87.87	91.47	92.77	93.07	90.47	86.87	74.87	99.30
ENERCON E-82	82.14	87.74	91.34	92.64	92.94	90.34	86.74	74.74	99.17
ENERCON E-82	82.19	87.79	91.39	92.69	92.99	90.39	86.79	74.79	99.22
ENERCON E-82	82.19	87.79	91.39	92.69	92.99	90.39	86.79	74.79	99.22
ENERCON E-82	82.19	87.79	91.39	92.69	92.99	90.39	86.79	74.79	99.22
ENERCON E-82	82.21	87.81	91.41	92.71	93.01	90.41	86.81	74.81	99.24
ENERCON E-82	82.21	87.81	91.41	92.71	93.01	90.41	86.81	74.81	99.24
ENERCON E-82	82.21	87.81	91.41	92.71	93.01	90.41	86.81	74.81	99.24
ENERCON E-82	82.21	87.81	91.41	92.71	93.01	90.41	86.81	74.81	99.24
ENERCON E-82	82.21	87.81	91.41	92.71	93.01	90.41	86.81	74.81	99.24
ENERCON E-82	82.21	87.81	91.41	92.71	93.01	90.41	86.81	74.81	99.24
ENERCON E-82	82.22	87.82	91.42	92.72	93.02	90.42	86.82	74.82	99.25
ENERCON E-82	82.22	87.82	91.42	92.72	93.02	90.42	86.82	74.82	99.25
ENERCON E-82	82.15	87.75	91.35	92.65	92.95	90.35	86.75	74.75	99.18
ENERCON E-82	82.15	87.75	91.35	92.65	92.95	90.35	86.75	74.75	99.18
ENERCON E-82	82.14	87.74	91.34	92.64	92.94	90.34	86.74	74.74	99.17
ENERCON E-82	82.14	87.74	91.34	92.64	92.94	90.34	86.74	74.74	99.17
ENERCON E-82	82.14	87.74	91.34	92.64	92.94	90.34	86.74	74.74	99.17
ENERCON E-82	82.14	87.74	91.34	92.64	92.94	90.34	86.74	74.74	99.17
ENERCON E-82	82.14	87.74	91.34	92.64	92.94	90.34	86.74	74.74	99.17
ENERCON E-82	82.14	87.74	91.34	92.64	92.94	90.34	86.74	74.74	99.17
ENERCON E-82	82.15	87.75	91.35	92.65	92.95	90.35	86.75	74.75	99.18

Bronkenmerken Variant 3a

Model: Variant 3a  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Omschr.	X	Y	Hoogte	LE (D) 31	LE (D) 63	LE (D) 125	LE (D) 250	LE (D) 500	LE (D) 1k	LE (D) 2k	LE (D) 4k	LE (D) 8k
ENERCON E-82	246330.00	607646.00	87.00	88.60	82.00	87.60	91.20	92.50	92.80	90.20	86.60	74.60
ENERCON E-82	246012.00	607728.00	87.00	88.60	82.00	87.60	91.20	92.50	92.80	90.20	86.60	74.60
ENERCON E-82	245694.00	607809.00	87.00	88.60	82.00	87.60	91.20	92.50	92.80	90.20	86.60	74.60
ENERCON E-82	245376.00	607890.00	87.00	88.60	82.00	87.60	91.20	92.50	92.80	90.20	86.60	74.60
ENERCON E-82	245059.00	607971.00	87.00	88.60	82.00	87.60	91.20	92.50	92.80	90.20	86.60	74.60
ENERCON E-82	244741.00	608052.00	87.00	88.60	82.00	87.60	91.20	92.50	92.80	90.20	86.60	74.60
X 7,5-150	242722.00	608346.00	120.00	94.79	88.19	93.79	97.39	98.69	98.99	96.39	92.79	80.79
X 7,5-150	243261.00	608195.00	120.00	94.77	88.17	93.77	97.37	98.67	98.97	96.37	92.77	80.77
X 7,5-150	243801.00	608044.00	120.00	94.77	88.17	93.77	97.37	98.67	98.97	96.37	92.77	80.77
X 7,5-150	244340.00	607893.00	120.00	94.77	88.17	93.77	97.37	98.67	98.97	96.37	92.77	80.77

Bronkenmerken Variant 3a

Model: Variant 3a  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Omschr.	LE (D) Totaal	LE (A) 31	LE (A) 63	LE (A) 125	LE (A) 250	LE (A) 500	LE (A) 1k	LE (A) 2k	LE (A) 4k	LE (A) 8k	LE (A) Totaal	LE (N) 31
ENERCON E-82	99.03	88.61	82.01	87.61	91.21	92.51	92.81	90.21	86.61	74.61	99.04	88.74
ENERCON E-82	99.03	88.61	82.01	87.61	91.21	92.51	92.81	90.21	86.61	74.61	99.04	88.74
ENERCON E-82	99.03	88.63	82.03	87.63	91.23	92.53	92.83	90.23	86.63	74.63	99.06	88.74
ENERCON E-82	99.03	88.63	82.03	87.63	91.23	92.53	92.83	90.23	86.63	74.63	99.06	88.74
ENERCON E-82	99.03	88.63	82.03	87.63	91.23	92.53	92.83	90.23	86.63	74.63	99.06	88.74
ENERCON E-82	99.03	88.63	82.03	87.63	91.23	92.53	92.83	90.23	86.63	74.63	99.06	88.74
X 7,5-150	105.22	94.86	88.26	93.86	97.46	98.76	99.06	96.46	92.86	80.86	105.29	95.00
X 7,5-150	105.20	94.86	88.26	93.86	97.46	98.76	99.06	96.46	92.86	80.86	105.29	95.00
X 7,5-150	105.20	94.86	88.26	93.86	97.46	98.76	99.06	96.46	92.86	80.86	105.29	95.00
X 7,5-150	105.20	94.84	88.24	93.84	97.44	98.74	99.04	96.44	92.84	80.84	105.27	94.99

Bronkenmerken Variant 3a

---

Model: Variant 3a  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Omschr.	LE (N) 63	LE (N) 125	LE (N) 250	LE (N) 500	LE (N) 1k	LE (N) 2k	LE (N) 4k	LE (N) 8k	LE (N) Totaal
ENERCON E-82	82.14	87.74	91.34	92.64	92.94	90.34	86.74	74.74	99.17
ENERCON E-82	82.14	87.74	91.34	92.64	92.94	90.34	86.74	74.74	99.17
ENERCON E-82	82.14	87.74	91.34	92.64	92.94	90.34	86.74	74.74	99.17
ENERCON E-82	82.14	87.74	91.34	92.64	92.94	90.34	86.74	74.74	99.17
ENERCON E-82	82.14	87.74	91.34	92.64	92.94	90.34	86.74	74.74	99.17
ENERCON E-82	82.14	87.74	91.34	92.64	92.94	90.34	86.74	74.74	99.17
X 7,5-150	88.40	94.00	97.60	98.90	99.20	96.60	93.00	81.00	105.43
X 7,5-150	88.40	94.00	97.60	98.90	99.20	96.60	93.00	81.00	105.43
X 7,5-150	88.40	94.00	97.60	98.90	99.20	96.60	93.00	81.00	105.43
X 7,5-150	88.39	93.99	97.59	98.89	99.19	96.59	92.99	80.99	105.42

Bronkenmerken Variant 3b

Model: Variant 3b (voorheen 3c)  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Omschr.	X	Y	Hoogte	LE (D) 31	LE (D) 63	LE (D) 125	LE (D) 250	LE (D) 500	LE (D) 1k	LE (D) 2k	LE (D) 4k	LE (D) 8k
X 10-230	242682.00	608328.00	180.00	94.22	87.62	93.22	96.82	98.12	98.42	95.82	92.22	80.22
X 10-230	243449.00	608210.00	180.00	94.20	87.60	93.20	96.80	98.10	98.40	95.80	92.20	80.20
X 10-230	244217.00	608092.00	180.00	94.20	87.60	93.20	96.80	98.10	98.40	95.80	92.20	80.20
GAMESA G128	248082.00	608158.00	130.00	92.40	85.80	91.40	95.00	96.30	96.60	94.00	90.40	78.40
GAMESA G128	247617.00	608374.00	130.00	92.40	85.80	91.40	95.00	96.30	96.60	94.00	90.40	78.40
GAMESA G128	247153.00	608590.00	130.00	92.48	85.88	91.48	95.08	96.38	96.68	94.08	90.48	78.48
GAMESA G128	246670.00	608754.00	130.00	92.48	85.88	91.48	95.08	96.38	96.68	94.08	90.48	78.48
GAMESA G128	246178.00	608894.00	130.00	92.49	85.89	91.49	95.09	96.39	96.69	94.09	90.49	78.49
GAMESA G128	245682.00	609034.00	130.00	92.49	85.89	91.49	95.09	96.39	96.69	94.09	90.49	78.49
GAMESA G128	245172.00	609083.00	130.00	92.50	85.90	91.50	95.10	96.40	96.70	94.10	90.50	78.50
GAMESA G128	247434.00	607874.00	130.00	92.40	85.80	91.40	95.00	96.30	96.60	94.00	90.40	78.40
GAMESA G128	246955.00	608055.00	130.00	92.40	85.80	91.40	95.00	96.30	96.60	94.00	90.40	78.40
GAMESA G128	246476.00	608236.00	130.00	92.42	85.82	91.42	95.02	96.32	96.62	94.02	90.42	78.42
GAMESA G128	245985.00	608373.00	130.00	92.42	85.82	91.42	95.02	96.32	96.62	94.02	90.42	78.42
GAMESA G128	245485.00	608484.00	130.00	92.42	85.82	91.42	95.02	96.32	96.62	94.02	90.42	78.42
GAMESA G128	244985.00	608596.00	130.00	92.50	85.90	91.50	95.10	96.40	96.70	94.10	90.50	78.50
GAMESA G128	248219.00	608607.00	130.00	92.45	85.85	91.45	95.05	96.35	96.65	94.05	90.45	78.45
GAMESA G128	247775.00	608861.00	130.00	92.46	85.86	91.46	95.06	96.36	96.66	94.06	90.46	78.46
GAMESA G128	247318.00	609099.00	130.00	92.46	85.86	91.46	95.06	96.36	96.66	94.06	90.46	78.46
GAMESA G128	246832.00	609261.00	130.00	92.48	85.88	91.48	95.08	96.38	96.68	94.08	90.48	78.48
GAMESA G128	246346.00	609422.00	130.00	92.49	85.89	91.49	95.09	96.39	96.69	94.09	90.49	78.49
GAMESA G128	245841.00	609552.00	130.00	92.49	85.89	91.49	95.09	96.39	96.69	94.09	90.49	78.49

Bronkenmerken Variant 3b

Model: Variant 3b (voorheen 3c)  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Omschr.	LE (D) Totaal	LE (A) 31	LE (A) 63	LE (A) 125	LE (A) 250	LE (A) 500	LE (A) 1k	LE (A) 2k	LE (A) 4k	LE (A) 8k	LE (A) Totaal	LE (N) 31
X 10-230	104.65	94.28	87.68	93.28	96.88	98.18	98.48	95.88	92.28	80.28	104.71	94.41
X 10-230	104.63	94.28	87.68	93.28	96.88	98.18	98.48	95.88	92.28	80.28	104.71	94.41
X 10-230	104.63	94.26	87.66	93.26	96.86	98.16	98.46	95.86	92.26	80.26	104.69	94.40
GAMESA G128	102.83	92.47	85.87	91.47	95.07	96.37	96.67	94.07	90.47	78.47	102.90	92.61
GAMESA G128	102.83	92.48	85.88	91.48	95.08	96.38	96.68	94.08	90.48	78.48	102.91	92.62
GAMESA G128	102.91	92.54	85.94	91.54	95.14	96.44	96.74	94.14	90.54	78.54	102.97	92.70
GAMESA G128	102.91	92.54	85.94	91.54	95.14	96.44	96.74	94.14	90.54	78.54	102.97	92.70
GAMESA G128	102.92	92.57	85.97	91.57	95.17	96.47	96.77	94.17	90.57	78.57	103.00	92.70
GAMESA G128	102.92	92.58	85.98	91.58	95.18	96.48	96.78	94.18	90.58	78.58	103.01	92.71
GAMESA G128	102.93	92.58	85.98	91.58	95.18	96.48	96.78	94.18	90.58	78.58	103.01	92.71
GAMESA G128	102.83	92.48	85.88	91.48	95.08	96.38	96.68	94.08	90.48	78.48	102.91	92.62
GAMESA G128	102.83	92.49	85.89	91.49	95.09	96.39	96.69	94.09	90.49	78.49	102.92	92.63
GAMESA G128	102.85	92.49	85.89	91.49	95.09	96.39	96.69	94.09	90.49	78.49	102.92	92.65
GAMESA G128	102.85	92.49	85.89	91.49	95.09	96.39	96.69	94.09	90.49	78.49	102.92	92.65
GAMESA G128	102.85	92.50	85.90	91.50	95.10	96.40	96.70	94.10	90.50	78.50	102.93	92.65
GAMESA G128	102.93	92.58	85.98	91.58	95.18	96.48	96.78	94.18	90.58	78.58	103.01	92.71
GAMESA G128	102.88	92.54	85.94	91.54	95.14	96.44	96.74	94.14	90.54	78.54	102.97	92.67
GAMESA G128	102.89	92.54	85.94	91.54	95.14	96.44	96.74	94.14	90.54	78.54	102.97	92.68
GAMESA G128	102.89	92.54	85.94	91.54	95.14	96.44	96.74	94.14	90.54	78.54	102.97	92.68
GAMESA G128	102.91	92.54	85.94	91.54	95.14	96.44	96.74	94.14	90.54	78.54	102.97	92.70
GAMESA G128	102.92	92.57	85.97	91.57	95.17	96.47	96.77	94.17	90.57	78.57	103.00	92.70
GAMESA G128	102.92	92.57	85.97	91.57	95.17	96.47	96.77	94.17	90.57	78.57	103.00	92.70

Bronkenmerken Variant 3b

Model: Variant 3b (voorheen 3c)  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Omschr.	LE (N) 63	LE (N) 125	LE (N) 250	LE (N) 500	LE (N) 1k	LE (N) 2k	LE (N) 4k	LE (N) 8k	LE (N) Totaal
X 10-230	87.81	93.41	97.01	98.31	98.61	96.01	92.41	80.41	104.84
X 10-230	87.81	93.41	97.01	98.31	98.61	96.01	92.41	80.41	104.84
X 10-230	87.80	93.40	97.00	98.30	98.60	96.00	92.40	80.40	104.83
GAMESA G128	86.01	91.61	95.21	96.51	96.81	94.21	90.61	78.61	103.04
GAMESA G128	86.02	91.62	95.22	96.52	96.82	94.22	90.62	78.62	103.05
GAMESA G128	86.10	91.70	95.30	96.60	96.90	94.30	90.70	78.70	103.13
GAMESA G128	86.10	91.70	95.30	96.60	96.90	94.30	90.70	78.70	103.13
GAMESA G128	86.10	91.70	95.30	96.60	96.90	94.30	90.70	78.70	103.13
GAMESA G128	86.11	91.71	95.31	96.61	96.91	94.31	90.71	78.71	103.14
GAMESA G128	86.11	91.71	95.31	96.61	96.91	94.31	90.71	78.71	103.14
GAMESA G128	86.02	91.62	95.22	96.52	96.82	94.22	90.62	78.62	103.05
GAMESA G128	86.03	91.63	95.23	96.53	96.83	94.23	90.63	78.63	103.06
GAMESA G128	86.05	91.65	95.25	96.55	96.85	94.25	90.65	78.65	103.08
GAMESA G128	86.05	91.65	95.25	96.55	96.85	94.25	90.65	78.65	103.08
GAMESA G128	86.05	91.65	95.25	96.55	96.85	94.25	90.65	78.65	103.08
GAMESA G128	86.11	91.71	95.31	96.61	96.91	94.31	90.71	78.71	103.14
GAMESA G128	86.07	91.67	95.27	96.57	96.87	94.27	90.67	78.67	103.10
GAMESA G128	86.08	91.68	95.28	96.58	96.88	94.28	90.68	78.68	103.11
GAMESA G128	86.08	91.68	95.28	96.58	96.88	94.28	90.68	78.68	103.11
GAMESA G128	86.10	91.70	95.30	96.60	96.90	94.30	90.70	78.70	103.13
GAMESA G128	86.10	91.70	95.30	96.60	96.90	94.30	90.70	78.70	103.13
GAMESA G128	86.10	91.70	95.30	96.60	96.90	94.30	90.70	78.70	103.13



Bronkenmerken Variant 3b

---

Model: Variant 3b (voorheen 3c)  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Omschr.	X	Y	Hoogte	LE (D) 31	LE (D) 63	LE (D) 125	LE (D) 250	LE (D) 500	LE (D) 1k	LE (D) 2k	LE (D) 4k	LE (D) 8k
GAMESA G128	245332.00	609609.00	130.00	92.54	85.94	91.54	95.14	96.44	96.74	94.14	90.54	78.54
X 7,5-150	243485.00	609261.00	120.00	94.88	88.28	93.88	97.48	98.78	99.08	96.48	92.88	80.88
X 7,5-150	244075.00	609365.00	120.00	94.86	88.26	93.86	97.46	98.76	99.06	96.46	92.86	80.86
X 7,5-150	244666.00	609470.00	120.00	94.84	88.24	93.84	97.44	98.74	99.04	96.44	92.84	80.84
X 7,5-150	243896.00	608804.00	120.00	94.86	88.26	93.86	97.46	98.76	99.06	96.46	92.86	80.86
X 7,5-150	244488.00	608904.00	120.00	94.86	88.26	93.86	97.46	98.76	99.06	96.46	92.86	80.86

Bronkenmerken Variant 3b

---

Model: Variant 3b (voorheen 3c)  
 Groep: (hoofdgroep)  
 Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Omschr.	LE (D) Totaal	LE (A) 31	LE (A) 63	LE (A) 125	LE (A) 250	LE (A) 500	LE (A) 1k	LE (A) 2k	LE (A) 4k	LE (A) 8k	LE (A) Totaal	LE (N) 31
GAMESA G128	102.97	92.63	86.03	91.63	95.23	96.53	96.83	94.23	90.63	78.63	103.06	92.76
X 7,5-150	105.31	94.93	88.33	93.93	97.53	98.83	99.13	96.53	92.93	80.93	105.36	95.04
X 7,5-150	105.29	94.93	88.33	93.93	97.53	98.83	99.13	96.53	92.93	80.93	105.36	95.04
X 7,5-150	105.27	94.90	88.30	93.90	97.50	98.80	99.10	96.50	92.90	80.90	105.33	95.04
X 7,5-150	105.29	94.93	88.33	93.93	97.53	98.83	99.13	96.53	92.93	80.93	105.36	95.04
X 7,5-150	105.29	94.93	88.33	93.93	97.53	98.83	99.13	96.53	92.93	80.93	105.36	95.04

## Bronkenmerken Variant 3b

---

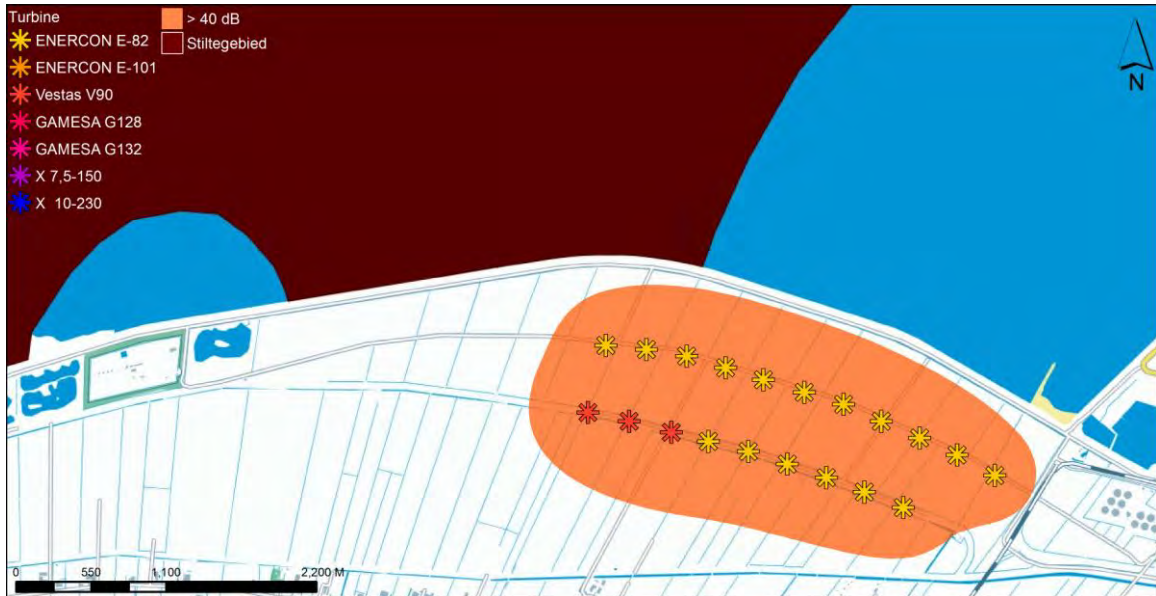
Model: Variant 3b (voorheen 3c)  
Groep: (hoofdgroep)  
Lijst van Windturbines, voor rekenmethode Industrielawaai - WT

Omschr.	LE (N) 63	LE (N) 125	LE (N) 250	LE (N) 500	LE (N) 1k	LE (N) 2k	LE (N) 4k	LE (N) 8k	LE (N) Totaal
GAMESA G128	86.16	91.76	95.36	96.66	96.96	94.36	90.76	78.76	103.19
X 7,5-150	88.44	94.04	97.64	98.94	99.24	96.64	93.04	81.04	105.47
X 7,5-150	88.44	94.04	97.64	98.94	99.24	96.64	93.04	81.04	105.47
X 7,5-150	88.44	94.04	97.64	98.94	99.24	96.64	93.04	81.04	105.47
X 7,5-150	88.44	94.04	97.64	98.94	99.24	96.64	93.04	81.04	105.47
X 7,5-150	88.44	94.04	97.64	98.94	99.24	96.64	93.04	81.04	105.47

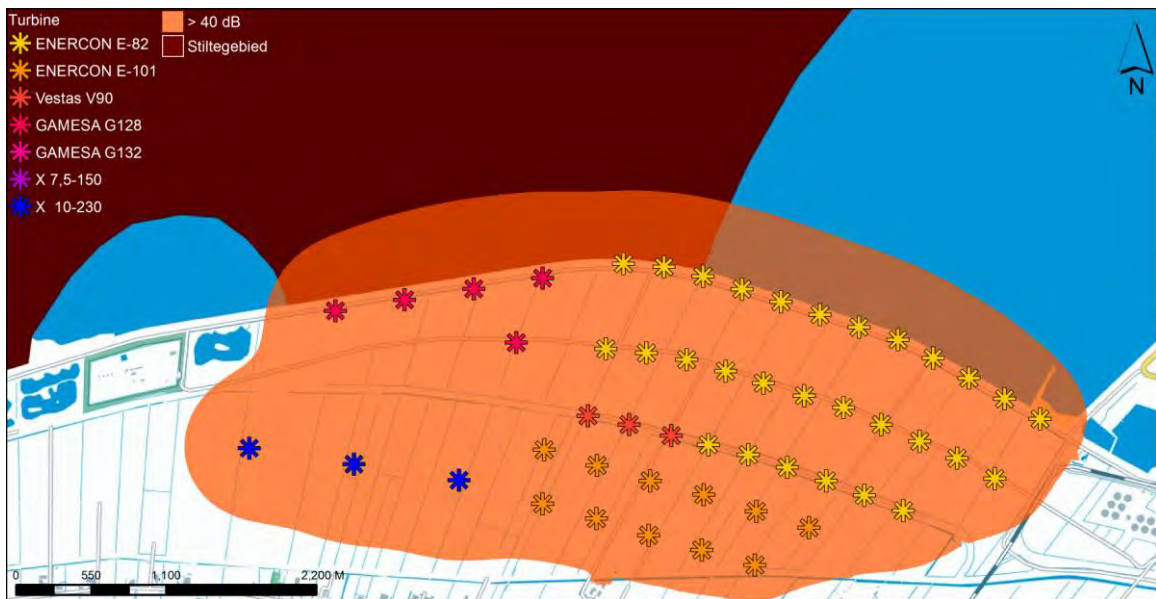
# II

BIJLAGE: CONTOURENKAARTEN 40 DB L<sub>24</sub>

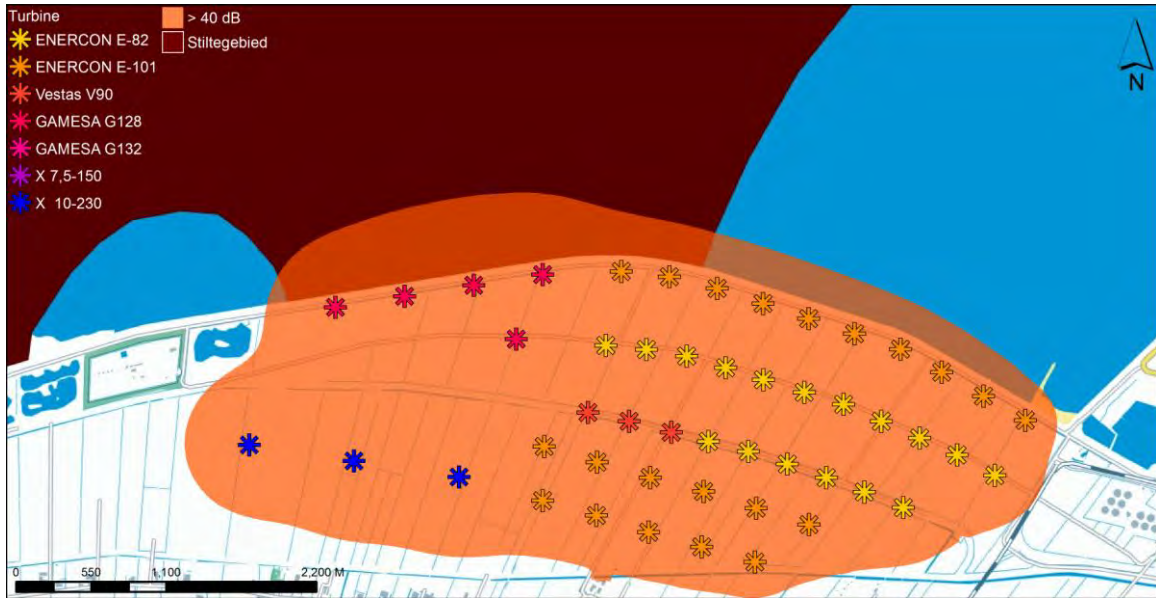
Afbeelding II.1 Contour 40 dB L<sub>24</sub> windturbines - referentiesituatie



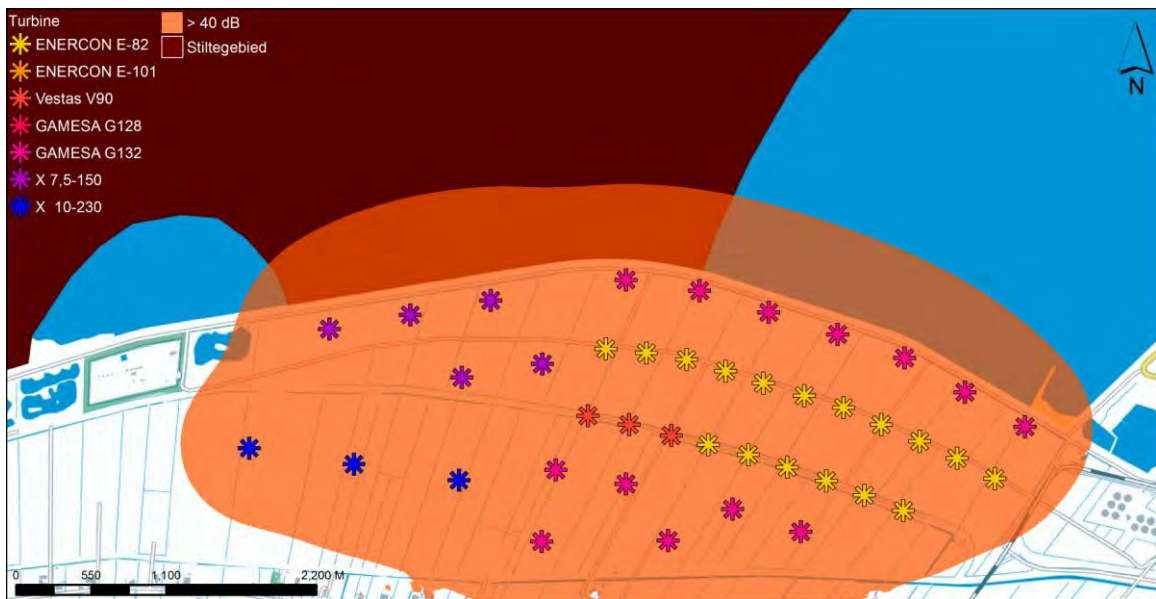
Afbeelding II.2 Contour 40 dB L<sub>24</sub> windturbines - Alternatief 1 RWE+



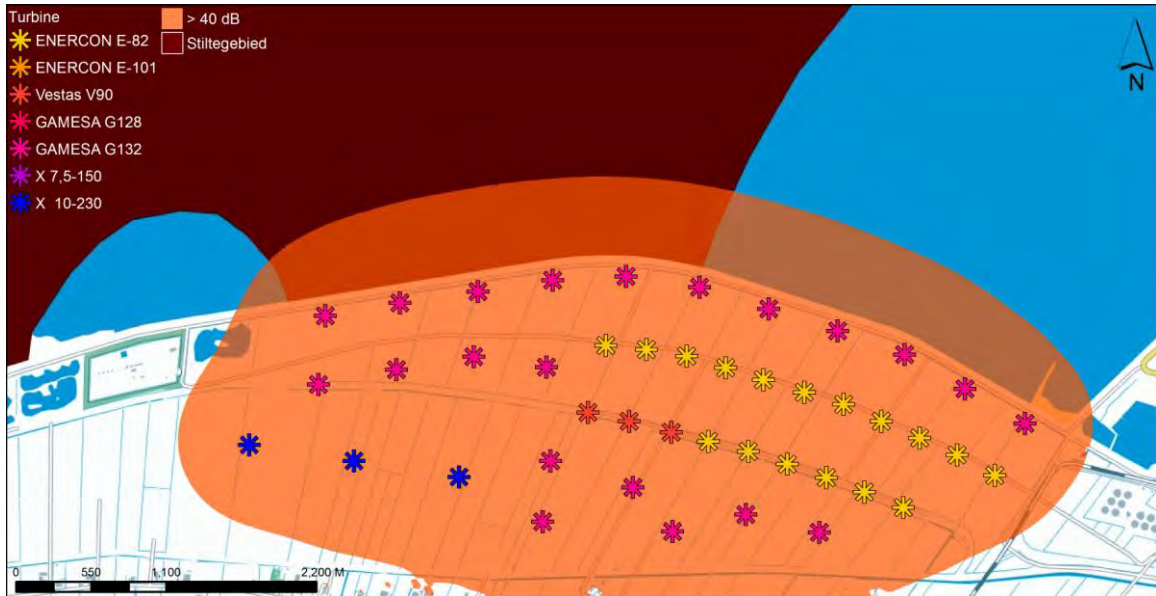
Afbeelding II.3 Contour 40 dB L<sub>24</sub> windturbines - Alternatief 2a



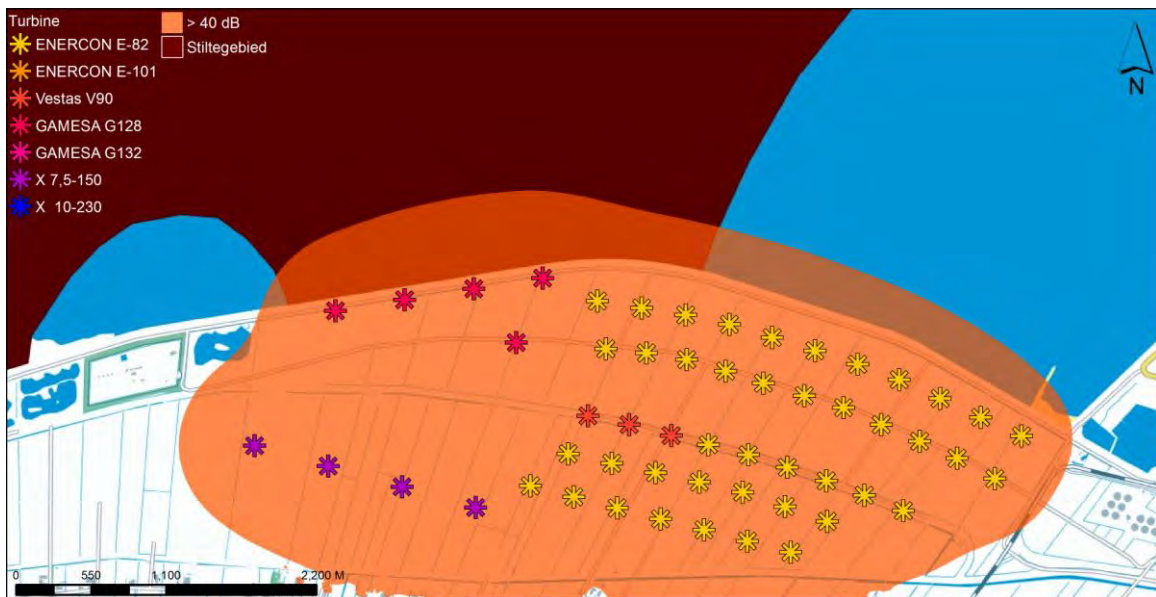
Afbeelding II.4 Contour 40 dB L<sub>24</sub> windturbines - Alternatief 2b



Afbeelding II.5 Contour 40 dB L<sub>24</sub> windturbines - Alternatief 2c

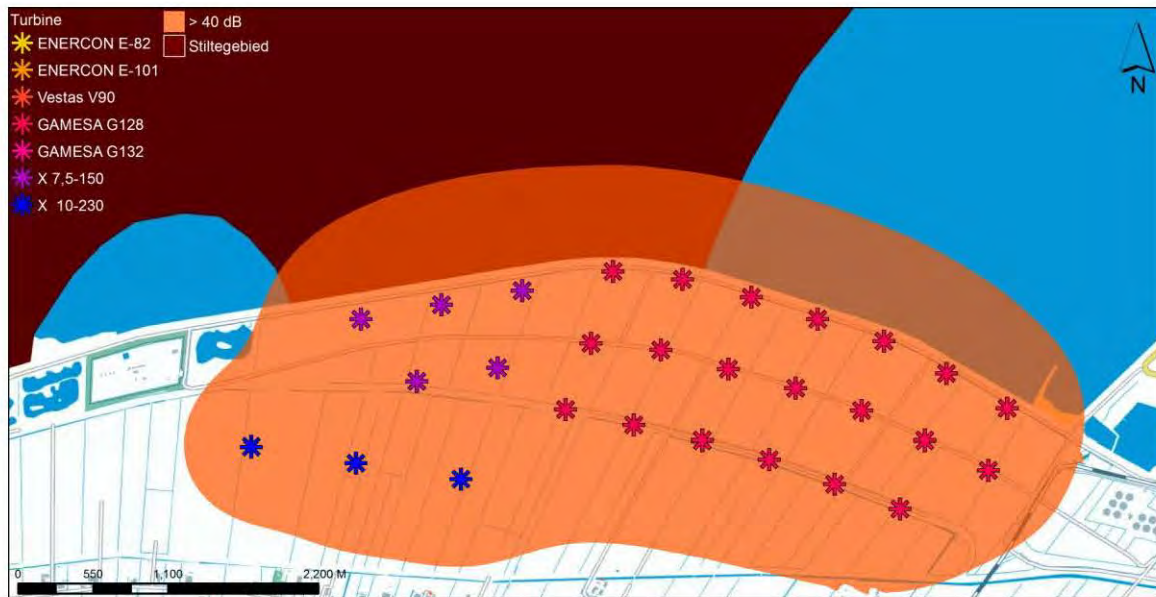


Afbeelding II.6 Contour 40 dB L<sub>24</sub> windturbines - Alternatief 3a





Afbeelding II.7 Contour 40 dB L<sub>24</sub> windturbines - Alternatief 3b









# Milieueffectenstudie (MES) windpark Eemshaven-West

Deelrapport Ecologie

Gemeente Eemshaven, Provincie Groningen, Ministerie van Economische  
Zaken en het Ministerie van Infrastructuur & Milieu

19 december 2016

Project Milieueffectenstudie (MES) windpark Eemshaven-West  
Document Deelrapport Ecologie  
Status Definitief  
Datum 19 december 2016  
Referentie GV1101-5/16-021.098

Opdrachtgever Gemeente Eemshaven, Provincie Groningen, Ministerie van Economische Zaken en het Ministerie van Infrastructuur & Milieu  
Projectcode GV1101-5  
Projectleider drs. D.J.F. Bel  
Projectdirecteur ing A.J.P. Helder

Auteur(s) S. Dirksen, mw. drs. I. Zeilstra, ing. R. Vermeer  
Gecontroleerd door P. van Weelden MSc  
Goedgekeurd door drs. D.J.F. Bel

Paraaf



Adres Witteveen+Bos Raadgevende ingenieurs B.V.  
Van Twickelostraat 2  
Postbus 233  
7400 AE Deventer  
+31 (0)570 69 79 11  
www.witteveenbos.com  
KvK 38020751

Het kwaliteitsmanagementsysteem van Witteveen+Bos is gecertificeerd op basis van ISO 9001.

© Witteveen+Bos

Niets uit dit document mag worden vervaelvoudigd en/of openbaar gemaakt in enige vorm zonder voorafgaande schriftelijke toestemming van Witteveen+Bos Raadgevende ingenieurs B.V. noch mag het zonder dergelijke toestemming worden gebruikt voor enig ander werk dan waarvoor het is vervaardigd, behoudens schriftelijk anders overeengekomen. Witteveen+Bos aanvaardt geen aansprakelijkheid voor enigerlei schade die voortvloeit uit of verband houdt met het wijzigen van de inhoud van het door Witteveen+Bos geleverde document.

# INHOUDSOPGAVE

<b>1</b>	<b>INLEIDING</b>	<b>1</b>
1.1	Leeswijzer	1
1.2	De aanleiding voor windenergie in Eemshaven-West	1
1.3	Aanleiding en doelstelling milieueffectenstudie (MES)	1
1.4	Zoekgebied Eemshaven-West	2
<b>2</b>	<b>ALTERNATIEVEN EN VARIANTEN</b>	<b>4</b>
2.1	Inleiding	4
2.2	Overzicht alternatieven en varianten	4
2.3	Alternatief 1: alternatief RWE+	6
2.4	Alternatief 2: alternatief Nuon	6
2.5	Alternatief 3: integraal alternatief	8
2.5.1	Variant a: laag, compact	8
2.5.2	Variant b: hoog, verspreid	9
<b>3</b>	<b>WETTELIJK KADER EN BELEID</b>	<b>10</b>
3.1	Inleiding	10
3.2	Wet natuurbescherming	10
3.2.1	Gebiedsbescherming	10
3.2.2	Beschermde en bedreigde soorten	11
3.2.3	Bescherming ten aanzien van bos en bomen	12
3.3	Natuurnetwerk Nederland	12
3.4	Rode Lijst	12
<b>4</b>	<b>BEOORDELINGSKADER EN AANPAK</b>	<b>14</b>
4.1	Beoordelingskader	14
4.2	Effectafbakening	15
4.2.1	Natura 2000-gebieden	15
4.2.2	Beschermde en bedreigde soorten	15
4.2.3	Natuurnetwerk Nederland	15
4.2.4	Overige gebieden	16

4.3	Cumulatie van effecten	16
4.4	Waardering van effecten	16
<b>5</b>	<b>REFERENTIESITUATIE</b>	<b>18</b>
5.1	Gebiedsbeschrijving	18
5.2	Soorten	18
5.2.1	Broedvogels	18
5.2.2	Niet-broedende vogels in aangrenzende Waddenzee	20
5.2.3	Niet-broedende vogels in de Emmapolder en omgeving	25
5.2.4	Seizoenstrek	26
5.2.5	Vleermuizen	29
5.2.6	Overige soorten	30
5.3	Gebieden	32
5.3.1	Natura 2000-gebied Waddenzee	32
5.3.2	Natuurcompensatiegebied Ruidhorn	34
5.3.3	Overig	36
<b>6</b>	<b>BESCHRIJVING EFFECTEN EN EFFECTBEOORDELING</b>	<b>37</b>
6.1	Effecten op vogels: aanlegfase	37
6.2	Effecten op vogels: gebruiksfase	38
6.2.1	Verstoring van broedvogels	38
6.2.2	Verstoring van hoogwatervluchtplaatsen	39
6.2.3	Verstoring van foeragerende vogels	42
6.2.4	Aanvaringslachtoffers	44
6.2.5	Barrièrewerking	48
6.3	Vleermuizen	49
6.3.1	Aanlegfase	49
6.3.2	Gebruiksfase	49
6.3.3	Mitigerende maatregelen	52
6.4	Toetsing	53
6.4.1	Inleiding	53
6.4.2	Natura 2000-gebied Waddenzee	53
6.4.3	Beschermde soorten	54
6.4.4	Natuurnetwerk Nederland	55
<b>7</b>	<b>CONCLUSIES</b>	<b>56</b>
<b>8</b>	<b>LITERATUURLIJST</b>	<b>58</b>
	Laatste pagina	59

## Bijlage(n)

I Vogelslachtoffers windpark Eemshaven-West (A&W)

24



# 1

## INLEIDING

### 1.1 Leeswijzer

Voorliggend deelrapport beschrijft het onderzoek inzake ecologie. Ten behoeve van de zelfstandige leesbaarheid van het deelrapport zijn de algemene hoofdstukken in de MES op hoofdlijnen beschreven in hoofdstuk 1 en 2 van dit deelrapport. De lezer kan deze hoofdstukken desgewenst overslaan.

Achtereenvolgens komt in dit rapport het volgende aan bod:

- de onderzochte alternatieven en varianten worden beschreven in hoofdstuk 2;
- het wettelijke kader en beleidskader voor natuur, in hoofdstuk 3;
- het beoordelingskader en de onderzoeksaanpak, in hoofdstuk 4;
- de referentiesituatie, in hoofdstuk 5;
- de effecten en de effectbeoordeling van de alternatieven en varianten, in hoofdstuk 6;
- de conclusies in hoofdstuk 7.

### 1.2 De aanleiding voor windenergie in Eemshaven-West

Nederland werkt aan een CO<sub>2</sub>-arme energievoorziening die veilig, betrouwbaar en betaalbaar is. Hierover zijn in het Energieakkoord tussen Rijk en provincies afspraken gemaakt over windmolens op land. Duurzame energie zorgt ervoor dat Nederland minder fossiele brandstoffen nodig heeft. In 2020 moet 14 % van de energie in Nederland afkomstig zijn van duurzame energiebronnen. Windenergie speelt een belangrijke rol in de overgang naar duurzame energie, naast zonne-energie, biomassa en aardwarmte. Rijk en provincies hebben voor windenergie een doelstelling van 6.000 MegaWatt (MW) in 2020 afgesproken. Dat levert elektriciteit voor vier miljoen huishoudens. Groningen heeft de taakstelling om in de provincie een opgesteld vermogen van 855,5 MW mogelijk te maken en heeft gekozen voor ontwikkeling van windparken binnen drie concentratiegebieden, zijnde Eemshaven, Delfzijl en de N33. Het gebied Eemshaven-West maakt deel uit van de drie concentratiegebieden.

Provinciale Staten van Groningen hebben op 29 januari 2014 Eemshaven-West als zoekgebied vastgesteld voor de realisatie van windenergie. In de Omgevingsvisie en Omgevingsverordening van de provincie Groningen en de Structuurvisie Eemsmond-Delfzijl van de provincie Groningen is het zoekgebied opgenomen. In Eemshaven-West moet een deel van de taakstelling worden gerealiseerd.

### 1.3 Aanleiding en doelstelling milieueffectenstudie (MES)

#### Aanleiding milieueffectenstudie

Voor de invulling van het windpark Eemshaven-West zijn meerdere plannen van initiatiefnemers, waaronder Nuon en RWE. Het plan van Nuon, in samenwerking met ECN en grondeigenaren verenigd in de Stichting Eemswind, betreft de realisatie van een binnendijks windpark met een opgesteld vermogen van in totaal circa 130 MW. Het plan van RWE betreft de realisatie van een windpark in het profiel van de Emmapolderdijk, met een opgesteld vermogen van in totaal circa 36 MW. Beide plannen vertonen een



zekere mate van overlap en zijn daarom niet tegelijk realiseerbaar. De plannen van RWE en Nuon zijn nog indicatief.

De strijdigheid tussen de plannen bestaat uit het feit dat:

- er staan turbines in het profiel van de Waddenzeedijk (Emmapolderdijk) in het plan van RWE en er staan turbines vlak naast de Waddenzeedijk in het plan van Nuon;
- samen beschouwd, en met de turbinespecificaties die zijn aangeleverd door RWE en Nuon, staan de turbines van RWE en Nuon te dicht op elkaar. Te dicht betekent dat de rijen turbines zodanig dicht op elkaar staan dat ze elkaar veel wind afvangen, turbulentie veroorzaken of zelfs fysiek in de weg zitten;
- en er kan, uitgaande van de turbinespecificaties van Nuon, geen rij turbines worden gerealiseerd tussen de bestaande rijen turbines in de Emmapolder en een rij turbines in het profiel van de Waddenzeedijk.

Om bovenstaande redenen kunnen beide plannen, in hun huidige vorm, niet tegelijk worden gerealiseerd.

### Doelstelling milieueffectenstudie

Om de planvorming voor het windpark in Eemshaven-West een stap verder te brengen, willen het Rijk, de provincie Groningen en de gemeente Eemshaven gezamenlijk de mogelijkheden voor windenergie in Eemshaven-West onderzoeken. Daarom wordt een milieueffectstudie (MES) uitgevoerd. Het doel van de milieueffectstudie is het verschaffen van inzicht in de mogelijke effecten op het milieu en de omgeving van de initiatieven van Nuon, RWE en een mogelijk derde initiatief voor de vervanging van drie bestaande turbines, voor windenergie binnen het gebied Eemshaven-West. Daarnaast gaat de MES in op de technische en economische haalbaarheid.

De milieueffectstudie moet er voor zorgen dat gemeente, provincie en Rijk een weloverwogen besluit kunnen nemen over de invulling van het windpark Eemshaven-West en de initiatieven van onder meer Nuon en RWE. De overheden willen begin 2017 dit besluit nemen, mede op grond van de MES, eventuele reacties op de MES en een advies over de MES van de Commissie voor de milieueffectrapportage (Cmer). De MES vormt later de basis voor het MER en inpassingplan voor windenergie in Eemshaven-West.

## 1.4 Zoekgebied Eemshaven-West

Het zoekgebied Eemshaven-West bestaat uit een testveld voor prototype offshore testturbines, een gebied voor onderzoeksturbines en een gebied voor reguliere productie windturbines<sup>1</sup>. Het op te stellen vermogen is in totaal circa 100 MW - 130 MW. De prototypes en gecertificeerde onderzoeksturbines tellen mee in het opgestelde vermogen. Het zoekgebied Eemshaven-West omsluit en grenst aan het bestaande windpark Eemswind met een opgesteld vermogen van in totaal circa 60 MW. Hieronder is nader ingegaan op de kenmerken van de testvelden voor de prototype turbines en onderzoeksturbines, zoals die zijn opgenomen in de Omgevingsverordening van de provincie Groningen.

Voor het realiseren van de taakstelling van 855,5 MW in 2020 heeft de provincie Groningen drie concentratiegebieden aangewezen (N33, Delfzijl en Eemshaven). Om de taakstelling te halen gaat de provincie uit van de realisatie van minimaal 100 MW in Eemshaven West.

Het (zuidelijke) testveld voor prototype offshore testturbines kan voorzien in de oprichting van maximaal vier prototype offshore testturbines of maximaal drie prototype offshore testturbines en één prototype onshore testturbine, met als doel certificering van offshore en onshore windturbines en wetenschappelijk onderzoek.

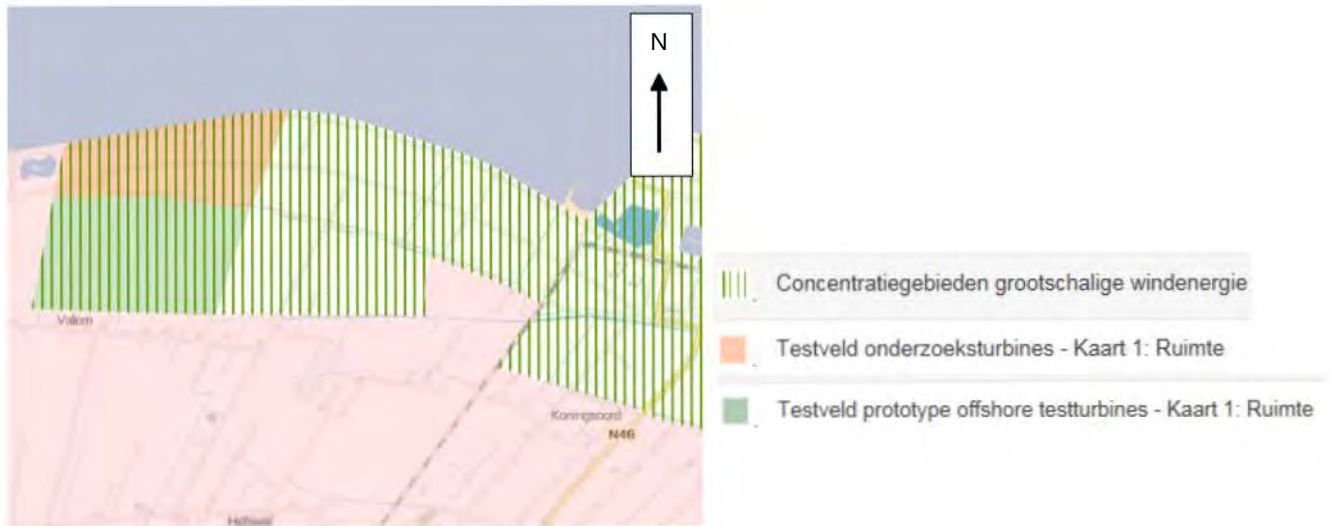
---

<sup>1</sup> In de structuurvisie Eemshaven-West (zie hoofdstuk 2.11) wordt ook gesproken over een windpark Eemshaven-West (ontwikkeling 11a) naast een testpark windenergie Eemshaven-West (11b). Het windpark Eemshaven-West in dit MES omvat beide ontwikkelingen en beschouwd deze in gezamenlijkheid.

Het (noordelijke) testveld onderzoeksturbines kan voorzien in de oprichting van maximaal vijf reeds gecertificeerde onderzoeksturbines met als doel wetenschappelijk onderzoek ten behoeve van offshore windenergie op voorwaarde dat:

- 1 de turbines deel gaan uitmaken van een park- of lijnopstelling;
- 2 en geen grotere wielkengte hebben dan tweederde van de ashoogte.

Afbeelding 1.1 Zoekgebied Eemshaven-West in Omgevingsvisie en Omgevingsverordening Groningen



# 2

## ALTERNATIEVEN EN VARIANTEN

### 2.1 Inleiding

In het hoofdrapport MES zijn de ontwerpaanpak en het proces van het ontwerp van de alternatieven beschreven. In voorliggend hoofdstuk zijn de belangrijkste kenmerken van de alternatieven en varianten op een rij gezet en zijn de alternatieven en varianten kort beschreven.

### 2.2 Overzicht alternatieven en varianten

Tabel 2.1 bevat een overzicht van de kenmerken van de alternatieven en varianten.

Tabel 2.1 Overzicht alternatieven en varianten

		1 Alternatief RWE+	2a Variant Nuon 3,5 MW	2b Variant Nuon 5,0 MW	2c Variant Nuon 5,0 MW	3a Integrale variant compact en laag	3b Integrale variant verspreid en hoog
<b>BESTAANDE TURBINES</b>	<i>aantal</i>	20	20	20	20	vervangen	vervangen
	<i>vermogen [MW]</i>	3	3	3	3	vervangen	vervangen
	<i>subtotaal [MW]</i>	60	60	60	60	vervangen	vervangen
<b>PRODUCTIETURBINES</b>	<i>type</i>	Enercon E-82 en Enercon E101	Enercon E-101	Gamesa G132	Gamesa G132	Enercon E-82	Gamesa G128
	<i>aantal</i>	12 resp. 11	21	13	13	45	20
	<i>vermogen per turbine [MW]</i>	3 resp. 3,5	3,5	5	5	3	5
	<i>subtotaal [MW]</i>	74,5	73,5	65	65	135	100
	<i>rotor diameter [m]</i>	82 resp. 101	101	132	132	82	128

		1 Alternatief RWE+	2a Variant Nuon 3,5 MW	2b Variant Nuon 5,0 MW	2c Variant Nuon 5,0 MW	3a Integrale variant compact en laag	3b Integrale variant verspreid en hoog
	<i>ashoogte [m]</i>	87 resp. 124,5	124,5	120	120	87	130
	<i>tiphoogte [m]</i>	128 resp. 175	175	186	186	128	194
<b>TURBINES IN TESTVELD NOORD</b>	<i>aantal</i>	5	5	5	8 (waarvan 4 productie- turbines)	5	5
	<i>vermogen per turbine [MW]</i>	5	5	7,5	5	5	7,5
	<i>subtotaal [MW]</i>	25	25	37,5	40	25	37,5
	<i>rotor diameter [m]</i>	128	128	150	132	128	150
	<i>ashoogte [m]</i>	120	120	120	120	120	120
	<i>tiphoogte [m]</i>	184	184	195	186	184	195
<b>TURBINES IN TESTVELD ZUID</b>	<i>aantal</i>	3	3	3	3	4	3
	<i>vermogen per turbine [MW]</i>	10	10	10	10	7,5	10
	<i>subtotaal [MW]</i>	30	30	30	30	30	30
	<i>rotor diameter [m]</i>	230	230	230	230	150	230
	<i>ashoogte [m]</i>	180	180	180	180	120	180
	<i>tiphoogte [m]</i>	295	295	295	295	195	295
<b>TOTAAL VERMOGEN [MW]</b>		189,5	188,5	192,5	195	190	167,5
<b>TOEGEVOEGD VERMOGEN [MW]</b>		129,5	128,5	132,5	135	130	107,5

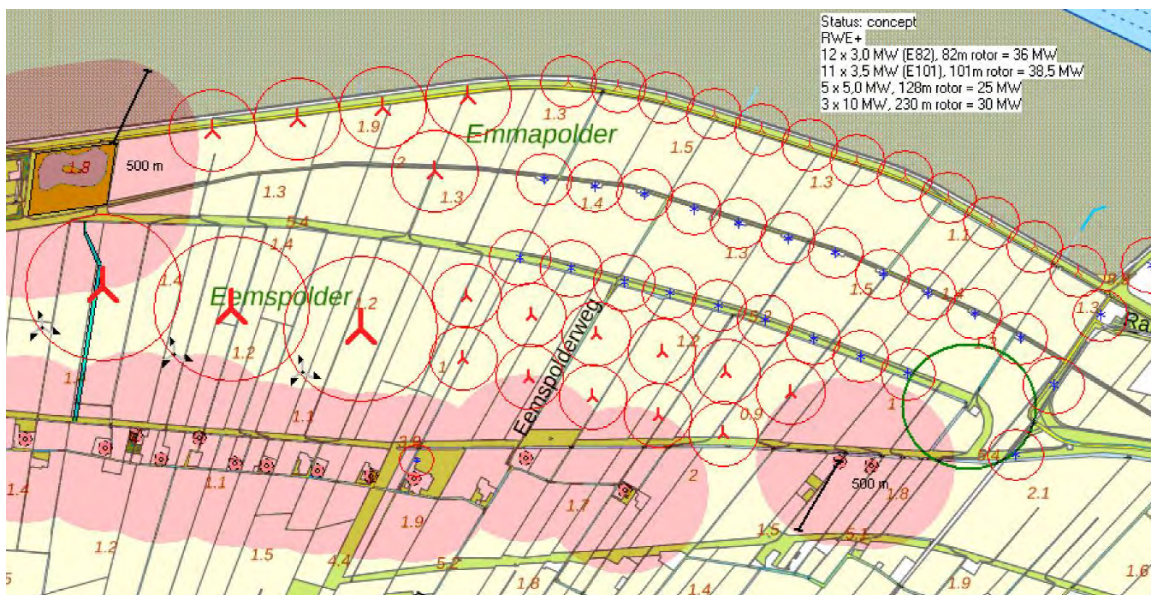
Voor de MES wordt uitgegaan van de volgende (fictieve) prototype testturbines:

- prototype testturbine van 10 MW met een rotordiameter van 230 meter, een ashoogte van 180 meter en een prototype testturbine van 7,5 MW met als uitgangspunt een rotordiameter van 150 meter en een ashoogte van 120 meter;
- gecertificeerde onderzoeksturbines van 5,0 MW met een rotordiameter en ashoogte van 128 meter en 120 meter en gecertificeerde onderzoeksturbines van 7,5 MW met als uitgangspunt een rotordiameter van 150 meter en een ashoogte van 120 meter.

## 2.3 Alternatief 1: alternatief RWE+

Het plan van RWE omvat het plaatsen van 12 windturbines (3,0 MW) in het profiel van de Emmapolderdijk. De nieuwe turbines volgen het ritme van de bestaande opstelling. Voor een eerlijke vergelijking van de alternatieven en varianten en om aan de doelstelling van circa 100 MW - 130 MW opgesteld vermogen te voldoen, is het plan van RWE aangevuld met turbines in de overige delen van het plangebied Eemshaven-West. Als uitgangspunt hiervoor is variant 2a gehanteerd.

Afbeelding 2.1 Alternatief 1: alternatief RWE+

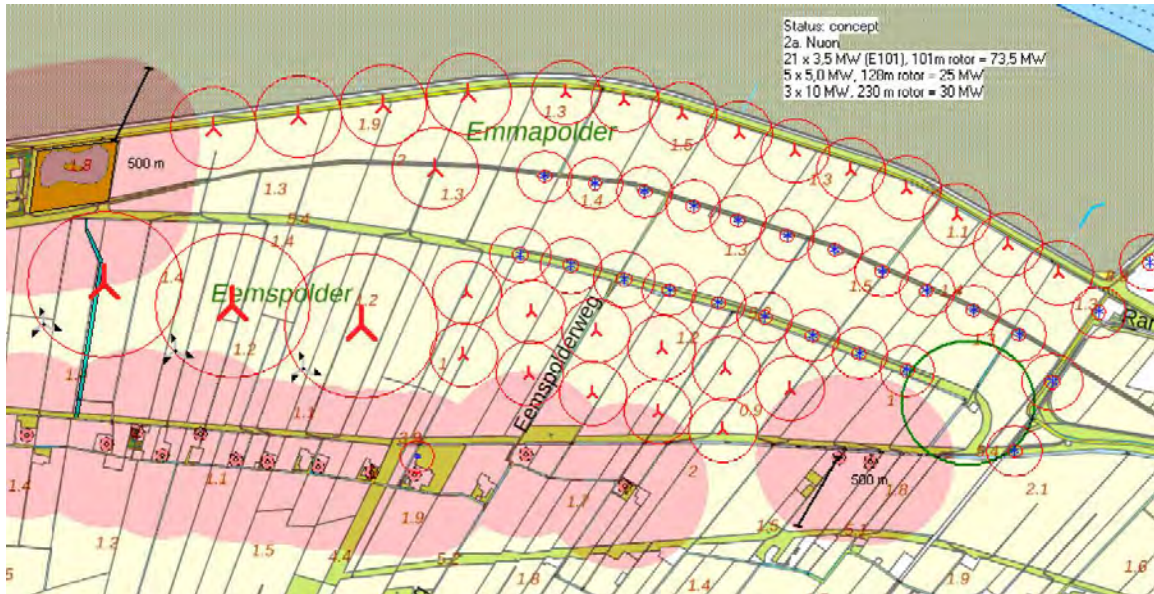


## 2.4 Alternatief 2: alternatief Nuon

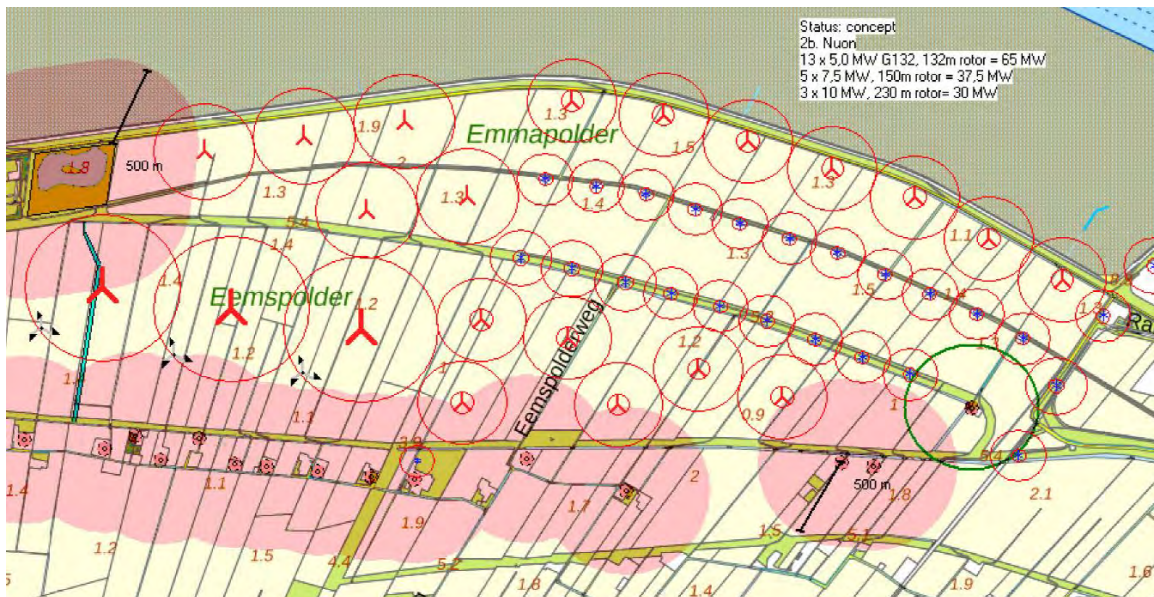
Nuon heeft voor het gezamenlijke initiatief van Nuon, ECN en Stichting Eemswind bandbreedtes aangeleverd, waarbinnen zij een plan willen ontwikkelen. Voor de MES is de bandbreedte door de onderzoekers vertaald naar twee varianten: variant 2a en variant 2b. Variant 2a vertegenwoordigt de onderkant van de bandbreedte en variant 2b vertegenwoordigt de bovenkant van de bandbreedte. Nuon heeft daarnaast een indicatief palenplan opgesteld. Dit indicatieve plan is variant 2c. In variant 2c staat er een rij productieturbines in de gebieden die volgens de Omgevingsverordening van de provincie Groningen zijn bedoeld voor testturbines. Variant 2c wijkt daarmee af van de grenzen van de test- en productiegebieden in Eemshaven-West, zoals opgenomen in de Omgevingsverordening. Varianten 2a en 2b zijn ook gebaseerd op het indicatieve palenplan van Nuon, maar het indicatieve palenplan is door de onderzoekers zodanig gewijzigd, dat het aan de grenzen van de test- en productiegebieden in de Omgevingsverordening voldoet. Dit betekent dat er in varianten 2a en 2b geen productieturbines in de testvelden staan. Variant 2c is in de MES opgenomen om te onderzoeken of, door de grenzen in de Omgevingsverordening los te laten, het windpark beter kan worden ingevuld.



Afbeelding 2.2 Alternatief Nuon: Variant 2a

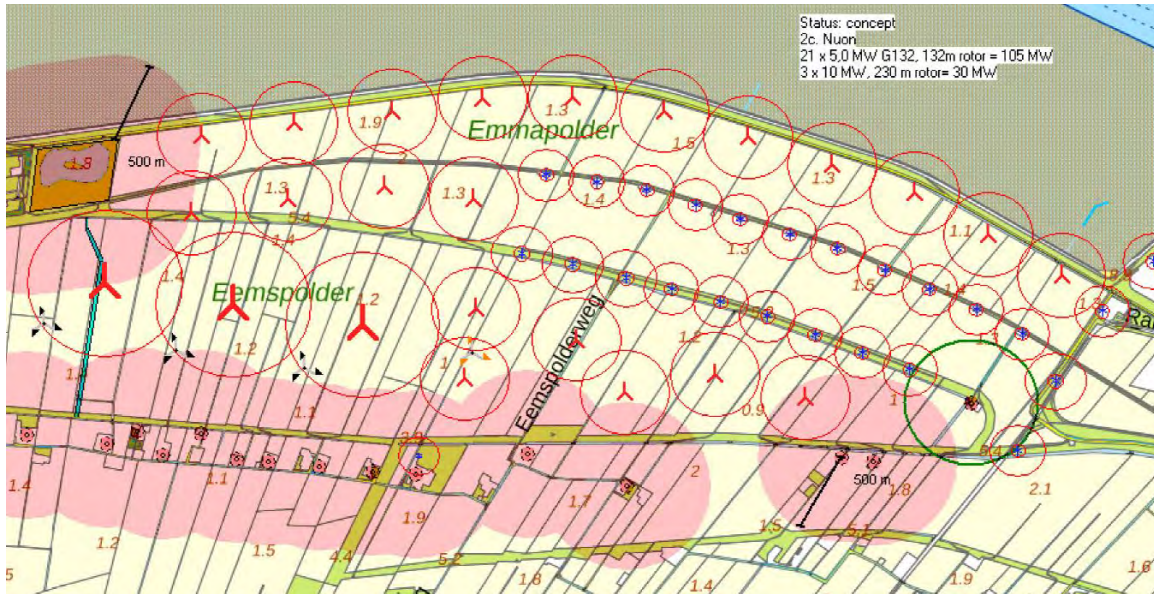


Afbeelding 2.3 Alternatief Nuon: Variant 2b





Afbeelding 2.4 Alternatief Nuon: Variant 2c

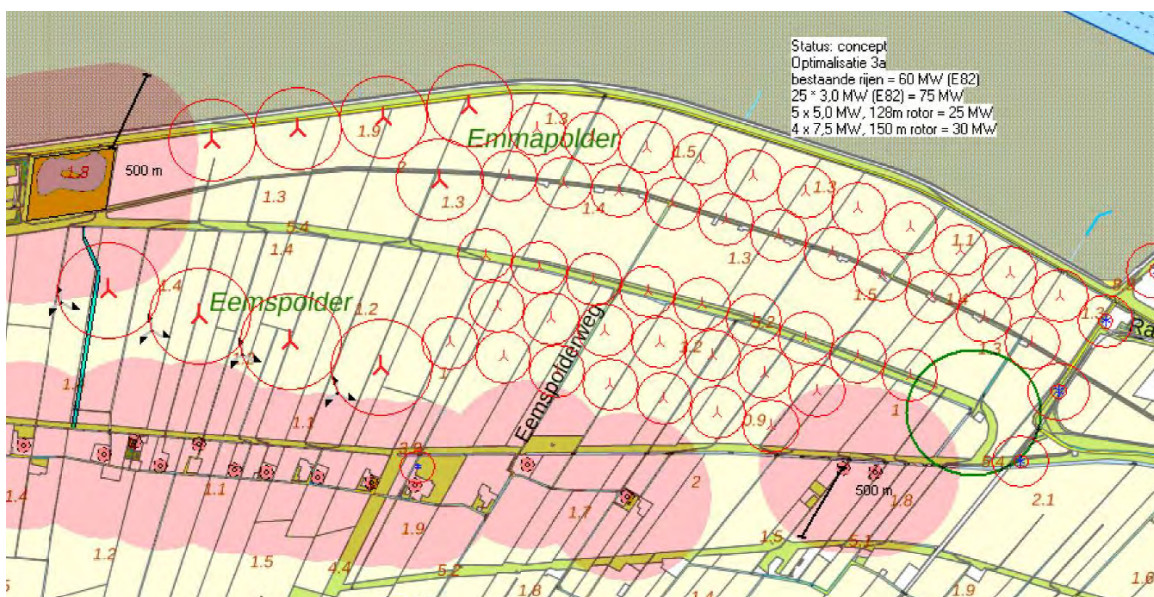


## 2.5 Alternatief 3: integraal alternatief

### 2.5.1 Variant a: laag, compact

De integrale variant 3a is de meest compacte en lage integrale variant. De variant omvat de plaatsing van 3,0 MW productieturbines, ofwel de kleinste productieturbines in de MES, op zo groot mogelijke afstand tot het Natura 2000-gebied en Unesco werelderfgoed de Waddenzee ten noorden van het plangebied en op zo groot mogelijke afstand tot de woningen ten zuiden van het plangebied. Het motief hierbij is om effecten op natuur en omgevingshinder te minimaliseren.

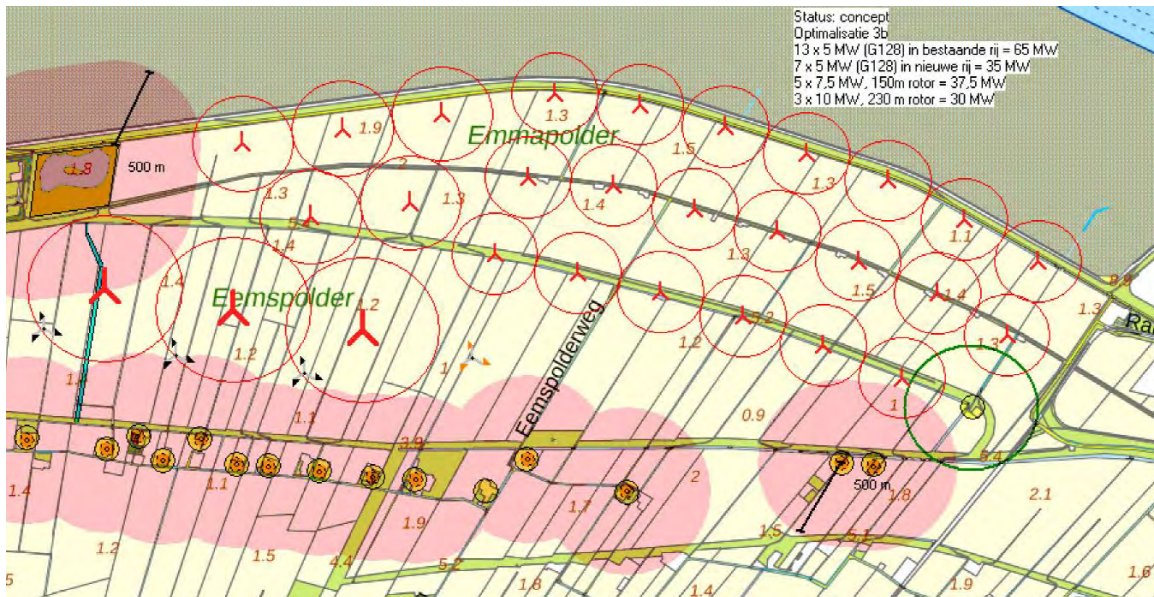
Afbeelding 2.5 Integraal alternatief: Variant 3a



## 2.5.2 Variant b: hoog, verspreid

De integrale variant 3b is de integrale variant met de grootste productieturbines in de MES, in dit geval 5,0 MW turbines, en de meest verspreide opstelling van de productieturbines. In deze variant worden de bestaande turbines in het plangebied vervangen door 5,0 MW turbines. Het centrale motief bij deze variant is maximalisatie van de energieopbrengst. In variant 3b is geen sprake van een vierde en vijfde rij, hiermee wordt de omgevingshinder geminimaliseerd. Alternatieven 1 en 2 bevatten wel een vierde en vijfde rij, door middel van variant 3b worden zo de hoeken van dit speelveld afgedekt.

Afbeelding 2.6 Integraal alternatief: Variant 3b





# 3

## WETTELIJK KADER EN BELEID

### 3.1 Inleiding

Ruimtelijke ontwikkelingen kunnen effecten hebben op natuurwaarden. In Nederland is de natuurbescherming op dit moment uitgesplitst in de bescherming van gebieden, de bescherming van soorten en de bescherming van bomen en bosopstanden. Wat betreft gebiedsbescherming gelden er hoofdzakelijk de Natuurbeschermingswet (Nbw) en natuurbeleid in de vorm van het Natuurnetwerk Nederland (NNN) (voorheen de EHS) en Weidevogelgebieden. Wat betreft de bescherming van soorten geldt er de Flora- en faunawet en bestaat ook de Rode lijst. En voor de bescherming van bomen en bosopstanden is er de Boswet. Verder kan lokaal natuurbeleid relevant zijn.

Naar verwachting wordt 1 januari 2017 de Wet natuurbescherming van kracht waarin de Natuurbeschermingswet, Flora- en faunawet en de Boswet worden samengevoegd, met enige wijzigingen daarin. In de MES wordt getoetst aan de huidige wet- en regelgeving, maar wordt eveneens rekening gehouden met de vast te stellen Wet natuurbescherming. De volgende fasen van het plan zullen immers uitgevoerd worden wanneer deze nieuwe wet van kracht is.

Hieronder zijn de Wet natuurbescherming, rekening houdend met de actuele wetten, en vigerend natuurbeleid beschreven.

### 3.2 Wet natuurbescherming

#### 3.2.1 Gebiedsbescherming

In hoofdstuk 2 van de Wet natuurbescherming zijn de bepalingen voor wat betreft gebiedsbescherming vastgelegd. De regels hebben als doel het beschermen en in stand houden van natuurgebieden met bijzondere of kwetsbare waarden. Hiermee zijn internationale verplichtingen uit de Vogelrichtlijn (VR) en Habitatrichtlijn (HR), maar ook verdragen als bijvoorbeeld het Verdrag van Ramsar (Wetlands) in nationale regelgeving verankerd.

Nederland past een vergunningstelsel toe bij de bescherming van Natura 2000-gebieden<sup>1</sup>. Projecten of andere handelingen, die gelet op de instandhoudingdoelen, verslechterende of significant versturende gevolgen kunnen hebben op de beschermde natuur in een Natura 2000-gebied, zijn volgens artikel 2.7, lid 2 van de Wet natuurbescherming vergunningplichtig. Voor elke ontwikkeling in of nabij een Natura 2000-gebied dient te worden beoordeeld of kan worden uitgesloten dat de werkzaamheden/ontwikkeling een significant negatief effect hebben op de beschermde natuurwaarden in het betreffende gebied. Indien significant negatieve effecten niet op voorhand kunnen worden uitgesloten, dient een 'passende

---

<sup>1</sup> Onder de Natuurbeschermingswet 1998 worden naast Natura 2000-gebieden ook Beschermde natuurmonumenten beschermd. Onder de Wet natuurbescherming komen de Beschermde natuurmonumenten te vervallen.

beoordeling' te worden uitgevoerd. Kunnen dergelijke significante effecten wel worden uitgesloten, maar kan er wel enige verslechtering plaatsvinden, dan is een verslechteringsstoets vereist.

In het geval de passende beoordeling niet de zekerheid verschaft dat er geen sprake is van een aantasting van de natuurlijke kenmerken van het betrokken Natura 2000-gebied, moet de vergunning, c.q. de instemming, worden geweigerd, tenzij aan de 'ADC-criteria' voldaan wordt. Dit betekent dat er geen alternatieven zijn, er sprake is van dwingende redenen van groot openbaar belang en dat door compensatie de algehele samenhang van het Natura 2000-netwerk gewaarborgd blijft.

Effecten op Natura 2000-gebieden worden beoordeeld aan de hand van de instandhoudingsdoelen (ishd) die in de aanwijzingsbesluiten voor de betreffende gebieden zijn vastgesteld. Instandhoudingsdoelen betreffen zowel habitattypen als habitat- en vogelsoorten. In het kader van de MES wordt onderzocht of er doelen en criteria zijn waarop de alternatieven en varianten effect hebben en of er de kans bestaat dat significant negatieve effecten optreden.

### 3.2.2 Beschermde en bedreigde soorten

Onder de Wet natuurbescherming bestaat de soortenbescherming uit drie delen: een apart beschermingsregime voor Vogelrichtlijnsoorten (art. 3.1), Habitatrichtlijnsoorten (art. 3.5) en 'andere soorten' (art. 3.10). Voor ieder van deze regimes gelden afzonderlijke verbodsbepalingen. In de MES wordt onderzocht of de kans bestaat dat er verbodsbepalingen worden overtreden.

#### Vogelrichtlijnsoorten

Het beschermingsregime voor Vogelrichtlijnsoorten heeft betrekking op de soorten, zoals aangeduid in artikel 1 van de Vogelrichtlijn. Dit betreft alle natuurlijk in het wild levende vogelsoorten op het Europese grondgebied. Voor vogelsoorten gelden de volgende verbodsbepalingen:

- het is verboden opzettelijk vogels te doden of te vangen;
- het is verboden opzettelijk nesten, rustplaatsen en eieren van vogels te vernielen of te beschadigen, of nesten weg te nemen;
- het is verboden eieren van vogels te rapen en deze onder zich te hebben;
- het is verboden vogels opzettelijk te storen.

Het laatste verbod is echter niet aan de orde indien kan worden onderbouwd dat de storing niet van wezenlijke invloed is op de staat van instandhouding van de desbetreffende vogelsoort. Het bepalen of sprake is van een wezenlijke invloed is per soort en per situatie maatwerk. Er treden geen veranderingen op in de lijst met beschermde vogelsoorten. Wel lijkt de nieuwe wet meer ruimte te bieden voor het verstoren van algemeen voorkomende broedvogels binnen het broedseizoen mits aangetoond kan worden dat de gunstige staat van instandhouding niet in het geding is. Mogelijk geldt dit ook voor vogelsoorten met jaarrond beschermde nesten, maar dit is nog niet uitgekristalliseerd. Ook kan de provincie regels opnemen in de Verordening of een actief soortenbeleid uitvoeren waardoor het mogelijk wordt om voor bepaalde soorten ontheffing van de verbodsbepalingen te verlenen. Dit is echter nog niet bekend.

#### Habitatsoorten

Het beschermingsregime voor Habitatrichtlijnsoorten heeft betrekking op in het wild levende dieren van soorten, genoemd in bijlage IV, onderdeel a, bij de Habitatrichtlijn, bijlage II bij het Verdrag van Bern of bijlage I bij het Verdrag van Bonn. De verbodsbepaling voor planten heeft betrekking op soorten (in hun natuurlijke verspreidingsgebied) uit bijlage IV, onderdeel b, bij de Habitatrichtlijn of bijlage I bij het Verdrag van Bern. Voor deze soorten gelden de volgende verbodsbepalingen:

- het is verboden dieren opzettelijk te doden of te vangen;
- het is verboden dieren opzettelijk te verstoren;
- het is verboden eieren opzettelijk te vernielen of te rapen;
- het is verboden de voortplantingsplaatsen of rustplaatsen van dieren te beschadigen of te vernielen;
- het is verboden planten opzettelijk te plukken en te verzamelen, af te snijden, te ontwortelen of te vernielen.

### Andere soorten

Het beschermingsregime voor de 'andere soorten' heeft betrekking op de soorten uit bijlage A en B bij de Wet natuurbescherming. Hierin zijn lijsten met overige plant- en diersoorten opgenomen die buiten de Vogel- en Habitatrichtlijn om, nationaal beschermd worden. Voor deze soorten gelden de volgende verbodsbepalingen:

- het is verboden dieren opzettelijk te doden of te vangen;
- het is verboden de vaste voortplantingsplaatsen of rustplaatsen van dieren opzettelijk te beschadigen of te vernielen;
- het is verboden vaatplanten opzettelijk te plukken en te verzamelen, af te snijden, te ontwortelen of te vernielen.

Binnen de soortenlijsten in bijlage A en B bij de nieuwe wet is geen onderscheid gemaakt tussen licht en zwaar beschermde soorten, zoals dat onder de huidige Flora- en faunawet wel het geval is. Zowel het Ministerie van EZ als de afzonderlijke provincies zijn bevoegd om binnen deze lijsten soorten aan te wijzen waarvoor een vrijstelling geldt of waarvoor aangepaste voorwaarden gelden in het geval van een ontheffingaanvraag.

### 3.2.3 Bescherming ten aanzien van bos en bomen

Twee belangrijke instrumenten uit de oude Boswet, de meldingsplicht en herplantplicht, blijven bestaan. Wie (een deel van) een houtopstand velt, moet dit tevoren melden en heeft de plicht om hetzelfde areaal te herplanten. Provincies gaan bepalen welke gegevens bij een melding moeten worden aangeleverd.

## 3.3 Natuurnetwerk Nederland

Het Natuurnetwerk Nederland (NNN) (voorheen de EHS) is een netwerk van grote en kleine beschermde natuurgebieden en verbindingzones waarin de natuur voorrang heeft en wordt beschermd. Door natuur te verbinden blijft diversiteit behouden en verkleint de kans op uitsterven van soorten. In de Structuurvisie Infrastructuur en Ruimte (SVIR) wordt het rijksbeleid ten aanzien van het NNN kort uiteengezet. De juridische borging van het NNN vindt deels plaats via het Besluit algemene regels ruimtelijke ordening (Barro). Hierin worden regels gegeven met betrekking tot de begrenzing, het beschermingsregime en de wezenlijke kenmerken en waarden van een NNN-gebied. De invulling van de regels uit het Barro is echter gedecentraliseerd en ligt in de handen van de verschillende provincies.

Het beschermingsregime is onder de nieuwe Wet Ruimtelijke Ordening vastgelegd in het Barro en werkt via provinciale verordeningen door in bestemmingsplannen. Ruimtelijke ingrepen met significant negatieve effecten zijn niet toegestaan. Het 'nee, tenzij' regime in de NNN laat alleen onder bepaalde voorwaarden ontwikkelingen toe. Dit betekent dat voor ruimtebeslag of verlies van functionaliteit van de NNN, door bijvoorbeeld kwaliteitsverlies, versnippering of verstoring, compensatie vereist is.

Het Groninger deel van het NNN wordt gerealiseerd door het vergroten van bestaande natuurgebieden, het inrichten van nieuwe natuurgebieden, het verbinden van natuurgebieden en het verbeteren van de uitwisselingsmogelijkheden voor dieren en planten tussen gebieden.

## 3.4 Rode Lijst

Diverse soorten planten en dieren zijn in Nederland bedreigd in hun voorkomen. Deze soorten zijn opgenomen op zogenaamde Rode Lijsten. Per soortengroep (onder andere hogere planten, zoogdieren, vogels, reptielen, amfibieën, libellen en dagvlinders) zijn aparte Rode Lijsten opgesteld. Opname op de Rode Lijst betekent niet automatisch wettelijke bescherming, op grond van de Flora- en faunawet of de Wet natuurbescherming.

Rode Lijst-soorten zijn in het kader van de MES van belang vanwege het feit dat ze (veel meer dan beschermde soorten) vaak in hoge mate een indicatie zijn voor de totale ecologische kwaliteit van een gebied, met name doordat ze relatief gevoelig zijn voor factoren als verdroging, verstoring, vermesting et cetera.

# 4

## BEOORDELINGSKADER EN AANPAK

### 4.1 Beoordelingskader

De alternatieven en varianten voor het Windpark Eemshaven-West leiden mogelijk tot negatieve effecten op (beschermde) natuurwaarden in of rond het plangebied, waaronder het Natura 2000-gebied Waddenzee, het compensatiegebied Ruidhorn en soorten die zijn beschermd onder de Wet Natuurbescherming. Hierbij kunnen verschillende effecten relevant zijn, zoals verstoring bij de aanlegwerkzaamheden of barrièrewerking en/of mortaliteit door aanvaringen in de gebruiksfase. Onderstaande tabel toont het beoordelingskader en de onderzoeksmethoden voor het ecologisch onderzoek voor de MES windpark Eemshaven-West.

Tabel 4.1 Overzicht beoordelingskader en onderzoeksmethoden

Aspect	Criterium	Methode
	verstoring van broedvogels in en buiten Natura 2000-gebied Waddenzee	<ul style="list-style-type: none"><li>- verstoringafstanden bepaald in een GIS</li><li>- beoordeling op basis van bestaande informatie en door expert judgement</li></ul>
	verstoring van niet-broedvogels in en buiten Natura 2000-gebied Waddenzee	<ul style="list-style-type: none"><li>- verstoringafstanden bepaald in een GIS</li><li>- beoordeling op basis van bestaande informatie en door expert judgement</li></ul>
	aanvaringslachtoffers onder broedvogels in en buiten Natura 2000-gebied Waddenzee	<ul style="list-style-type: none"><li>- berekeningen van potentiële slachtoffers</li><li>- beoordeling op basis van tellingen en door expert judgement</li></ul>
	aanvaringslachtoffers onder niet-broedvogels in en buiten Natura 2000-gebied Waddenzee	<ul style="list-style-type: none"><li>- berekeningen van potentiële slachtoffers</li><li>- beoordeling op basis van tellingen en door expert judgement</li></ul>
	aanvaringslachtoffers onder trekvogels	<ul style="list-style-type: none"><li>- berekeningen van potentiële slachtoffers</li><li>- beoordeling op basis van tellingen en door expert judgement</li></ul>
	barrièrewerking voor trekvogels	<ul style="list-style-type: none"><li>- beoordeling op basis van bestaande informatie en door expert judgement</li></ul>
	toetsing Natuurbeschermingswet 1998	<ul style="list-style-type: none"><li>- onderzoek op het niveau van een uitgebreide voortoets: beoordeling van de kans op significante effecten op basis van bovenstaande informatie en door expert judgement</li></ul>
Beschermde en bedreigde soorten	toetsing Flora- en faunawet	<ul style="list-style-type: none"><li>- beoordeling van de kans op overtredingen van bepalingen in de Flora- en faunawet</li></ul>

Aspect	Criterium	Methode
		- beoordeling van de ontheffingsmogelijkheden op basis van bestaande inventarisaties en door expert judgement
Natuurnetwerk Nederland	toetsing NNN	toetsing aan de waarden in de NNN, op basis van bovenstaande informatie en door expert judgement
Provinciaal natuurbeleid	toetsing aan het ruimtelijke beleid, zoals staat in de Omgevingsvisie en Structuurvisie Eemsmond-Delfzijl	toetsing relevante doelen in provinciaal beleid, op basis van bovenstaande informatie en door expert judgement

In onderstaande paragrafen worden per aspect de te verwachten effecten beschreven.

## 4.2 Effectafbakening

### 4.2.1 Natura 2000-gebieden

Het plaatsen van windmolens heeft geen directe negatieve effecten op het Natura 2000-gebied Waddenzee aangezien er geen sprake is van ruimtebeslag. Echter, niet alleen activiteiten in een Natura 2000-gebied hebben invloed op de staat van instandhouding van het gebied, ook activiteiten buiten het gebied kunnen de natuurwaarden in een gebied beïnvloeden. Dit wordt 'externe werking' genoemd. Er bestaat geen ruimtelijke grens voor externe werking: bepalend zijn de effecten op de instandhoudingsdoelstellingen van de soorten en habitattypen in het Natura 2000-gebied, ongeacht de afstand tot het beschermde gebied.

In het Ontwerp Natura 2000-beheerplan Waddenzee (ontwerpplan d.d. november 2015) wordt het volgende gezegd over windturbines: "Door verstoring, barrièrewerking en sterfte kunnen bestaande windmolens, hoogspanningslijnen en hoogbouw effecten (gehad) hebben via externe werking."

Het Natura 2000-gebied is een belangrijk gebied voor broedvogels en niet-broedvogels. Daarnaast is het gebied aangewezen voor habitattypen en habitatsoorten kenmerkend voor dit dynamisch ecosysteem. Voor het inschatten van effecten op de aangewezen natuurwaarden binnen het Natura 2000-gebied Waddenzee wordt dan ook gekeken naar de aanwezigheid van aangewezen soorten die binnen de invloedssfeer van het windpark liggen. Effecten die mogelijk optreden zijn barrièrewerking en verhoogde mortaliteit op aangewezen vogelsoorten, (tijdelijke) verstoring op aangewezen vogel- en habitatsoorten en verlies van aangewezen habitattypen.

### 4.2.2 Beschermde en bedreigde soorten

Effecten zoals barrièrewerking en verhoogde mortaliteit zijn van vooral van toepassing op aanwezige vogel- en vleermuissoorten, vanwege vliegbewegingen binnen en door het plangebied. Daarnaast kunnen effecten door ruimtebeslag (plaatsen van windturbines) op beschermde planten- en diersoorten optreden die hun habitat en/of leefgebied binnen het plangebied hebben.

### 4.2.3 Natuurnetwerk Nederland

In het Achtergrondrapport Natuur bij het planMER voor de Structuurvisie Eemsmond-Delfzijl staat dat alleen windpark Geefswear (bij Delfzijl) en de dijkversterking Eemshaven-Delfzijl relevante effecten hebben op de NNN, vanwege ruimtebeslag in de NNN. Externe werking op de NNN is, volgens dit rapport, niet relevant.

## 4.2.4 Overige gebieden

In de Structuurvisie Eemsmond-Delfzijl staat over het windpark Eemshaven-West het volgende: 'Uit de PB (passende beoordeling) is gebleken dat voor dit deel van het windpark een afstand van 500 meter moet worden aangehouden ten opzichte van het natuurcompensatiegebied Ruidhorn, om te voorkomen dat significant negatieve effecten op de natuurwaarden ontstaan' en 'Inzet van het provinciale beleid is de Eemsdelta op duurzame wijze te ontwikkelen. In dit kader hebben - sinds 2009 - natuur- en milieuorganisaties, bedrijfsleven en overheden in de Eemsdelta de handen ineengeslagen onder de noemer: Economie en Ecologie in balans. Centraal doel op langere termijn van Economie en Ecologie in balans is een bereikbaar en veilig Eems-Dollard estuarium. Het Eems-Dollard estuarium is een van de laatst overgebleven open estuaria, met unieke ecologische waarden, als onderdeel van het Waddengebied.

Criteria voor het behalen van bovenstaand doel is dat economische- en energieprojecten per saldo leiden tot verbetering van natuurwaarden.'

## 4.3 Cumulatie van effecten

Een specifiek aandachtspunt voor planvorming in de regio Eemsmond-Delfzijl is de cumulatie van de effecten van de projecten in de regio Eemsmond-Delfzijl. Mede met het doel om de cumulatieve effecten van projecten in de regio Eemsmond-Delfzijl te onderzoeken en, indien nodig, daarvoor beleid en maatregelen te ontwikkelen, is de Structuurvisie Eemsmond-Delfzijl opgesteld en zijn daarvoor een planMER en passende beoordeling in het kader van de Natuurbeschermingswet (Nbw) opgesteld. In die structuurvisie, passende beoordeling en in dat planMER is het windpark Eemshaven-West meegenomen.

## 4.4 Waardering van effecten

De effecten worden gewaardeerd conform de schalen in tabel 4.2 tot en met tabel 4.5. Algemeen geldt: overtredingen en/of inclusief significante effecten wordt als zeer negatief (---) gescoord, negatieve maar niet onoverkomelijke effecten als (--), licht negatieve of geringe effecten als (-) en geen effect als neutraal (0).

Tabel 4.2 Beoordelingskader verstoringseffecten binnen Natura 2000

Score	Maatlat
---	verstoring van vogels leidend tot significante effecten in Natura 2000-gebied
--	verstoring van vogels leidend tot lokale afname (verlies van leefgebied) in Natura 2000-gebied
-	geringe verstoring van vogels
0	geen betekenisvol effect

Tabel 4.3 Beoordelingskader verstoringseffecten buiten Natura 2000

Score	Maatlat
---	verstoring van vogels leidend tot belangrijke afname kenmerkende/kwetsbare en/of Rode Lijst-soorten en/of in beschermd gebied
--	verstoring van vogels leidend tot lokale afname
-	geringe verstoring van vogels
0	geen betekenisvol effect

Tabel 4.4 Beoordelingskader aanvaringslachtoffers

Score	Maatlat
---	sterfte van vogels leidend tot significante effecten in Natura 2000-gebied of wezenlijk effect op populatie elders
--	sterfte van vogels van betekenis voor lokale populatie
-	sterfte van vogels zonder effecten op (lokale) populatie
0	geen sterfte of van niet-betekenisvolle omvang, geen effect

Tabel 4.5 Beoordelingskader barrièrewerking

Score	Maatlat
---	windpark veroorzaakt in onbruik raken vliegroutes/verbindingen voor vogels
--	windpark veroorzaakt omvliegafstanden van betekenisvolle omvang
-	windpark veroorzaakt omvliegafstanden, maar niet van betekenisvolle omvang
0	geen effect of van niet-betekenisvolle omvang,



# 5

## REFERENTIESITUATIE

### 5.1 Gebiedsbeschrijving

Om de effecten van de alternatieven en varianten voor de invulling van het windpark Eemshaven-West te bepalen, zijn de alternatieven en varianten vergeleken met de referentiesituatie. De referentiesituatie is de situatie waarin er geen nieuwe windturbines in Eemshaven-West worden gerealiseerd en de bestaande turbines worden gehandhaafd. Buiten de realisatie van windturbines in Eemshaven-West, worden er in het plangebied geen andere belangrijke ruimtelijke ontwikkelingen verwacht. Hiermee is de referentiesituatie gelijk aan de huidige situatie.

Het zoekgebied voor windpark Eemshaven-West ligt in de Emmapolder, direct ten westen van de Eemshaven. In deze polder staan, in twee rijen, reeds twintig windturbines. De Emmapolder is een open polder die vrijwel geheel in agrarisch gebruik is, en met alleen direct ten zuiden van het zoekgebied bebouwing (boerderijen en woningen). In de polder zijn voormalige dijken, die hun functie verloren hebben. Nabij de Waddenzeedijk zijn een gasbehandelingsstation en Ruidhorn, een natuurgebied (zie § 5.3.2 voor een nadere beschrijving). De polder zelf heeft betekenis voor vogels als foerageer- en rustgebied en soms als hoogwatervluchtplaats; sommige soorten broeden er ook. Vleermuizen gebruiken het gebied als foerageergebied. De sloten en bredere tochten/kanalen in het gebied hebben geen bijzondere natuurwaarden.

Aan de noordzijde grenst de polder aan de Waddenzee. Over enige afstand vanaf de Eemshaven is er een kleine strook kwelder en er is een strook van circa 1,5 km slik die met laagwater droogvalt. De Waddenzee is in zijn geheel aangewezen als Natura 2000-gebied (zie § 5.3.1 voor een nadere beschrijving).

In het vervolg van dit hoofdstuk worden de relevante natuurwaarden in het zoekgebied en directe omgeving beschreven. Dat wordt gedaan vanuit relevante soorten (aanwezigheid en gebiedsgebruik, § 5.2) en vanuit gebieden met een status als natuurgebied (§ 5.3). Deze beschrijving diens als basis voor de effectbeschrijving en -beoordeling.

De beschrijving van de referentiesituatie is vooral gebaseerd op rapporten die door de onderzoeksbureaus Altenburg & Wymenga en Bureau Waardenburg geschreven zijn, voor een belangrijk deel in opdracht van de Provincie Groningen, RWE of NUON. Zonder met name de veldstudies die voor deze rapporten zijn uitgevoerd was de uiteindelijke effectbeoordeling in dit rapport niet mogelijk geweest. Zie de literatuurlijst voor de relevante rapporten.

### 5.2 Soorten

#### 5.2.1 Broedvogels

In deze paragraaf wordt ingegaan op broedende vogels in het plangebied, Emmapolder, en direct buitendijks langs de Waddenzeedijk, in Natura 2000-gebied Waddenzee.

## Emmapolder

De Emmapolder heeft een intensief agrarisch karakter en is daarmee als broedgebied geschikt voor een beperkt aantal vogelsoorten. Brenninkmeijer *et al.* (2012) vermelden gegevens uit een broedvogelinventarisatie in 2003. Voor de hele polder (650 ha.) worden onder andere opgegeven: bergeend 21 paar, wilde eend 34, kuifeend 6, scholekster 45, Kievit 34, kluut 23, grutto 1, tureluur 3, patrijs 1, veldleeuwerik 2, graspieper 18, gele kwikstaart 17. Er broedden geen roofvogels in de Emmapolder in 2003.

Als aanvulling hierop is gebruik gemaakt van gegevens vanuit de Nationale Databank Flora en Fauna (NDFF) waarin waarnemingen zijn opgenomen van vogels die op grond van hun gedrag in het gebied broeden dan wel mogelijk broedvogel zijn. Daarmee wordt bedoeld dat een of meer territoria zijn vastgesteld of dat de soorten baltsend of zingend zijn aangetroffen. In tabel 5.1 is een overzicht van deze soorten opgenomen. Exacte aantallen broedparen zijn niet bekend.

Tabel 5.1 Aangetroffen vogels met broedcode in de Emmapolder (bron: NDFF)

Soort	Broedcode
blauwborst	vastgesteld territorium / baltsend/zingend
gele kwikstaart	vastgesteld territorium / baltsend/zingend
grasmus	baltsend/zingend
graspieper	vastgesteld territorium
Kievit	vastgesteld territorium
kleine karekiet	baltsend/zingend
kneu	vastgesteld territorium
krakeend	vastgesteld territorium
rietgors	vastgesteld territorium
rietzanger	baltsend/zingend
torenvalk	vastgesteld territorium
tureluur	vastgesteld territorium
veldleeuwerik	vastgesteld territorium
wilde eend	vastgesteld territorium
witte kwikstaart	vastgesteld territorium

## Buitendijkse kwelder

Buitendijks langs de Emmapolder grenzen aan het plangebied vooral slikkige platen zonder vegetatie welke met hoogwater onder water staan. Dit maakt het voor vogels ongeschikt als broedplaats. Ter hoogte van Ruidhorn is buitendijks een hoger gelegen kwelderdeel waar vogels broeden (Brenninkmeijer *et al.* 2012) maar dit ligt buiten het verstoringbereik van Windpark Eemshaven-West. De Rommelhoek, een gebied op de grens van de Eemshaven en de Emmapolder, biedt op de hogere tegen de dijk gelegen stukken mogelijk geschikt broedhabitat voor soorten als scholekster, graspieper en tureluur. Gelet op het beperkte oppervlak van geschikt broedhabitat zal het aantal broedgevallen laag zijn. In Brenninkmeijer *et al.* (2012) wordt voor het hele gebied van de Eemshaven en omgeving weergegeven waar broedvogels zitten en in welke aantallen - de Rommelhoek wordt echter niet genoemd. Er wordt daarom van uit gegaan dat er geen aantallen broedvogels van relevante betekenis broeden.

## 5.2.2 Niet-broedende vogels in aangrenzende Waddenzee

In de Waddenzee foerageren veel vogels tijdens laagwater op de droogvallende slikken en platen. Tijdens hoogwater verzamelen zij zich op zogenoemde 'hoogwatervluchtplaatsen'. Ook zijn er vogels die op het open water zwemmen.

De hoogwatervluchtplaatsen omvatten de grootste concentraties vogels en worden daarom hieronder eerst besproken.

### Hoogwatervluchtplaatsen

Er zijn hoogwatervluchtplaatsen buitendijks, op de delen langs de dijk die afhankelijk van de waterstand droog blijven. De belangrijkste locatie is 'de Rommelhoek', een gebied op de grens van de Eemshaven en de Emmapolder. Ook binnendijks, in Ruidhorn en in de Emmapolder overtijen vogels.

Onderstaand overzicht is gebaseerd op informatie in Gyimesi *et al.* (2013) en Klop (2016).

Gyimesi *et al.* (2013) rapporteren over 6 tellingen in de periode najaar 2012 - voorjaar 2013. Op de hoogwatervluchtplaats Rommelhoek werden gemiddeld 5.000 vogels geteld, met een maximum van 9.000. De aantallen waren in december/januari het hoogst. Een overzicht per soort is te vinden in tabel 5.2.

Tabel 5.2 Aantallen per soort op hoogwatervluchtplaatsen langs de Emmapolderdijk, met name de Rommelhoek, 2012-2013 (Gyimesi *et al.* 2013)

soorten	Emmadijk	
	gemiddeld	maximum
<b>eenden</b>		
bergeend	534	1055
krakeend	0	0
pijlstaart	71	320
slobeend	1	3
smient	19	90
wilde eend	336	500
wintertaling	1	5
<b>ganzen</b>		
grauwe gans	1	6
kolgans	0	1
rotgans	10	26
<b>meeuwen</b>		
grote mantelmeeuw	1	3
kokmeeuw	4	17
stormmeeuw	538	2540
zilvermeeuw	14	60
<b>steltlopers</b>		
bonte strandloper	1849	4500
drieteenstrandloper	6	20
scholekster	1295	3400
steenloper	34	130
tureluur	0	1
wulp	480	1400
zilverplevier	0	1

De ligging en het gebruik van de hoogwatervluchtplaatsen is van belang vanwege de afstand tot de windturbines in de te beoordelen alternatieven en varianten. Gyimesi *et al.* (2013) schrijven hierover het volgende.

De buitendijkse hoogwatervluchtplaatsen langs de Emmapolderdijk strekten zich overdag over een groot gebied uit, vanaf de Rommelhoek (hoek van Borkumkade met de Emmapolderdijk) tot circa 2,5 km naar het westen op het Uithuizerwad. Overdag verbleven veel vogels, vooral steltlopers (grote aantallen bonte strandlopers, scholeksters en wulpen) tijdens hoogwater langs de vloedlijn. Deze lijn lag soms zelfs bij springtij circa 200 m van de dijk (hoogwatervluchtplaatsen nummer 1 tot en met 3 in afbeelding 5.1).

Bij lagere hoogwaterstanden kon de vloedlijn, en dus de verblijfplaats van steltlopers, tijdens hoogwater op 600-700 m van de dijk liggen (hoogwatervluchtplaats nummer 5 in afbeelding 5.1). Grote aantallen wilde eenden en bergeenden verbleven meestal op de hogere zand- en slikplaten van de Rommelhoek of op het aangrenzende water, circa 100-200 m van de dijk (hoogwatervluchtplaats nummer 2 in afbeelding 5.1) of verderop langs de Borkumkade (hoogwatervluchtplaats nummer 4 in afbeelding 5.1).

Tijdens de wintermaanden is langs de Emmapolderdijk overdag één keer een grote binnendijkse hoogwatervluchtplaats vastgesteld van 2.300 stormmeeuwen en enkele tientallen zilvermeeuwen en kokmeeuwen langs de Klaas Wiersumsweg (hoogwatervluchtplaats nummer 7 in afbeelding 5.1). Deze vogels waren hier tijdens hoogwater aanwezig, die bij afgaand tij via locatie nummer 6 op afbeelding 5.1 naar de Rommelhoek vlogen. Later in het voorjaar (en ook in het voorjaar van 2012; Krijgsveld *et al.* 2012) zijn vaker enkele tientallen steltlopers, zoals wulpen, scholeksters, bonte strandlopers, goudplevieren en een keer circa 400 bontbekplevieren binnendijks langs de Emmapolderdijk gezien.

Afbeelding 5.1 Hoogwatervluchtplaatsen overdag nabij de Emmapolder



Het nachtelijke gebruik van de buitendijkse hoogwatervluchtplaatsen bij de Emmapolderdijk vertoonde een iets ander beeld vergeleken met het gebruik overdag. Op de hoogwatervluchtplaats op de Rommelhoek (hoogwatervluchtplaats nummer 2 in afbeelding 5.2) arriveerden regelmatig grote aantallen ganzen, voornamelijk grauwe en brandganzen, vaak op slaaptrek vanuit binnendijkse polders. Deze vogels brachten de nacht hier door, terwijl een groot deel van de wilde eenden waarschijnlijk deze locatie tijdens de nacht juist verliet. Ook is met zekerheid vastgesteld dat steltlopers 's nachts regelmatig dichterbij de dijk overtijden dan overdag. Op verschillende nachten is het waargenomen dat grote groepen steltlopers van of naar de voet van de Emmapolderdijk vlogen, ter hoogte van dijkpaal 70 (hoogwatervluchtplaats nummer 1 in afbeelding 5.2). Dit is de meest westelijke grens van de hoger gelegen zandplaten, die bij de Borkumkade beginnen. Ook zijn er steltlopers (wulpen en scholeksters) 's nachts langs de Borkumkade waargenomen, wat overdag niet voorkwam (hoogwatervluchtplaats nummer 2 in afbeelding 5.2).

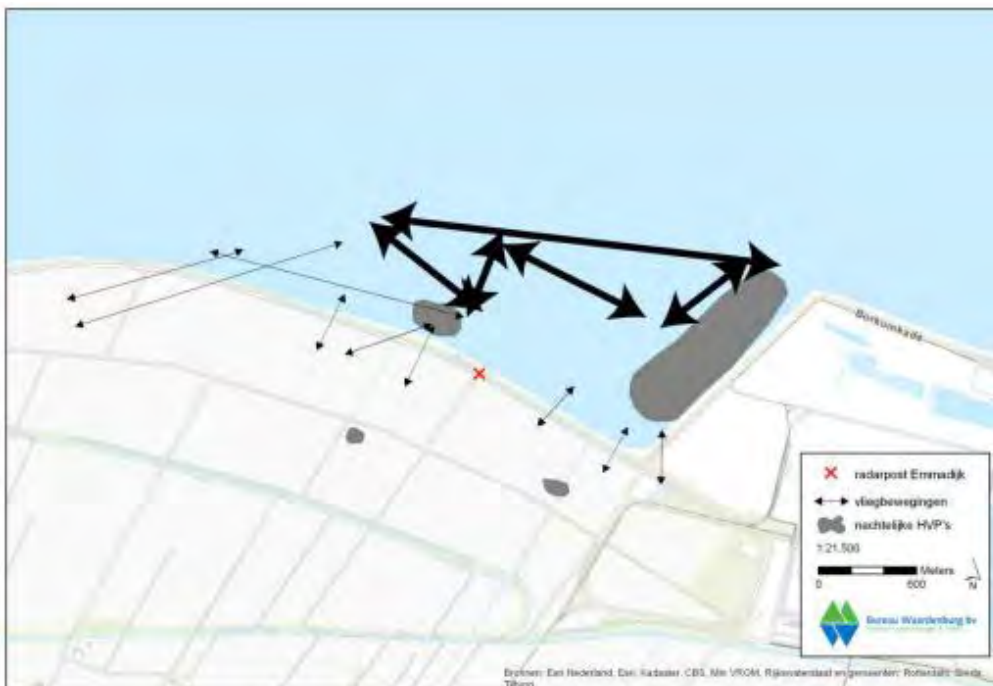
Afbeelding 5.2 Weergave van hoogwatervluchtplaatsen gedurende de nacht nabij de Emmapolder



De tellingen die door Klop (2016) worden gerapporteerd sluiten qua aantallen, soorten en ligging van de hoogwatervluchtplaatsen grotendeels aan op wat hierboven weergegeven is. De aantallen grauwe ganzen waren aanzienlijk hoger, wellicht een reflectie van de toename van de soort in de afgelopen jaren. In de Emmapolder werden wel ganzen waargenomen, maar geen andere overtuigende vogels.

Ook vliegbewegingen gerelateerd aan hoogwatervluchtplaatsen zijn relevant. Daarom is in afbeelding 5.3 de schematische samenvatting hiervan uit Gyimesi *et al.* (2013) overgenomen en in afbeelding 5.4 een afbeelding uit Krijgsveld *et al.* (2012).

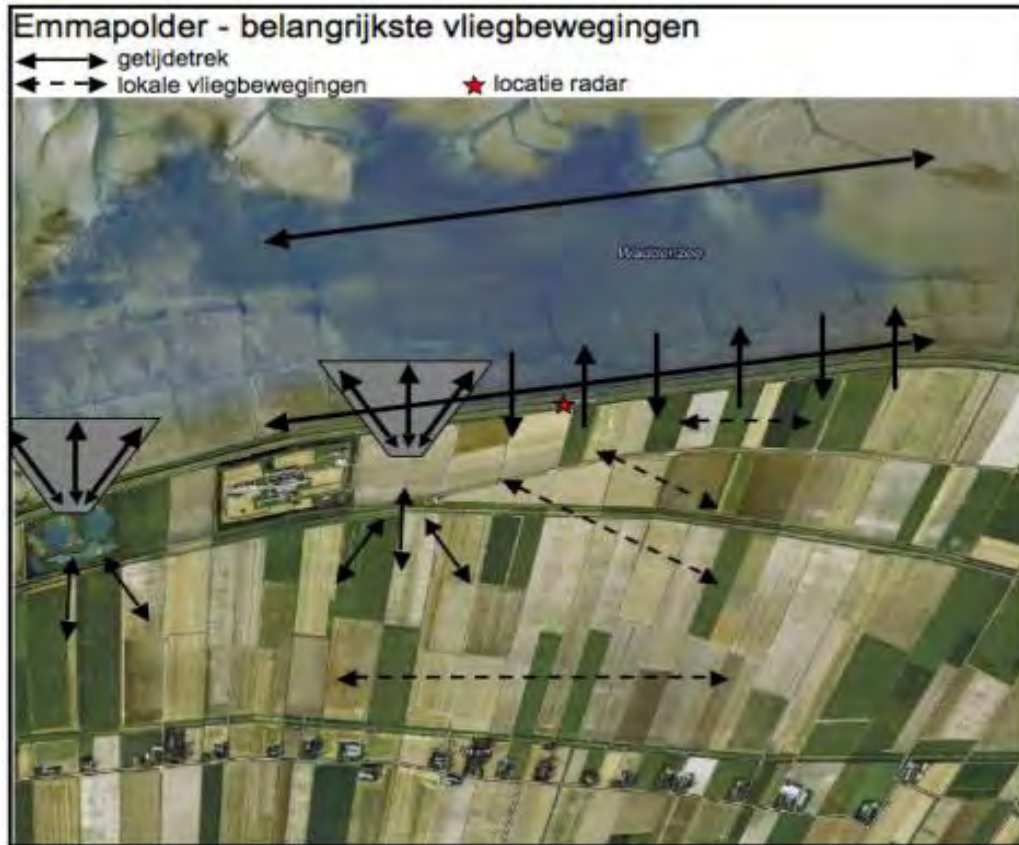
Afbeelding 5.3 Schematische weergave van de belangrijkste vliegpaden (pijlen) van vogels bij de Emmapolderdijk.





Dikke pijlen in afbeelding 5.3 betreffen bewegingen in de orde grootte van duizenden vogels, dunne enkele tientallen. De meeste vliegbewegingen vonden buitendijks op het wad plaats, vooral van en naar hoogwatervluchtplaatsen (grijze polygoenen). Het gros van de dijkpassages van wilde eenden en ganzen vond bij de Rommelhoek plaats. Veel vogels vlogen buitendijks langs de Rommelhoek richting de hoogwatervluchtplaats bij het natuurcompensatiegebied Ruidhorn. Er vlogen onregelmatig over de hele lengte van de dijk vogels de dijk over (Gyimesi *et al.*, 2013).

Afbeelding 5.4 Schematische weergave van de belangrijkste vliegpaden van vogels bij de dijk in de Emmapolder



Met betrekking tot afbeelding 5.4: het gros van de vogels waaierte uit van en naar de hoogwatervluchtplaats in het recentelijk aangelegde natuurcompensatiegebied Ruidhorn. Ook vlogen over de lengte van de dijk regelmatig vogels de dijk over. Daarnaast waren er veel vliegbewegingen op het wad direct langs en parallel aan de dijk, en in mindere mate vliegbewegingen op het land in diverse richtingen (Krijgsveld *et al.* 2012).

Gyimesi *et al.* (2013) vatten de lokale getijdentrek in de winter samen, zoals opgenomen in onderstaand tekstkader.

---

De getijdentrek betreft lokale vogels die dagelijks of tweemaal daags heen en weer vliegen tussen foerageergebieden op het wad en rustgebieden (hoogwatervluchtplaatsen ofwel hoogwatervluchtplaatsen) bij de Eemshaven. De aantallen van betreffende soorten zijn in de wintermaanden het hoogst. De onderzoeksvragen omtrent deze kwestie waren:

1. Wat zijn 's nachts de locaties van de buitendijkse hoogwatervluchtplaatsen voor de Emmapolder en de Oostpolder? Komen vogels van deze hoogwatervluchtplaatsen 's nachts het binnenland in?
  2. Op welke afstand tot de dijk bevinden zich de vogels op de hoogwatervluchtplaatsen overdag?
  3. Hoeveel dijkpassages van lokale vogels zijn er in de winterperiode en wat is de vlieghoogte van deze vogels?
-

---

### *Ad 1. Nachtelijke locaties van hoogwatervluchtplaatsen binnen- en buitendijks*

De buitendijkse hoogwatervluchtplaatsen langs de Emmapolderdijk strekten zich over een groot gebied uit, vanaf de Rommelhoek tot circa 2,5 km naar het westen op het Uithuizerwad. Binnendijks ligt verder westelijk het natuurcompensatiegebied Ruidhorn, dat fungeert als hoogwatervluchtplaats. Langs de Emmapolderdijk is overdag enkele keren een binnendijkse hoogwatervluchtplaats waargenomen in de periode van voorjaar 2012 tot en met voorjaar 2013, van enkele tientallen wulpen, scholeksters, bonte strandlopers en bontbekplevieren, en eenmaal een hoogwatervluchtplaats van vele honderden stormmeeuwen. 's Nachts overtijden steltlopers regelmatig aan de voet van de dijk, en derhalve dichter bij de dijk dan overdag. Enkele nachten zijn binnendijks steltlopers gehoord, op wisselende locaties en in kleine maar onbekende aantallen. Dit betrof wulpen, scholeksters, goudplevieren en bonte strandlopers. Langs de Oostdijk lagen de belangrijkste buitendijkse hoogwatervluchtplaatsen pal aan en op de dijk, tussen het Schakelstation (hoek van Oostdijk en Robbenplaatweg) in het noorden tot de pier bij Nieuwstad in het zuiden. Tijdens de nachtelijke uren gebruikten sommige soorten andere hoogwatervluchtplaatsen dan overdag. Vooral wulpen maakten gebruik van de basaltblokken aan de buitenkant van de dijk. Ook hier zijn binnendijkse hoogwatervluchtplaatsen waargenomen van met name bonte strandloper en wulp.

### *Ad 2. Afstand van vogels op hoogwatervluchtplaatsen tot de dijk*

Overdag verbleven bij de Emmapolderdijk veel vogels (vooral steltlopers) tijdens hoogwater langs de vloedlijn. Bij normale hoogwaterstanden lag deze vloedlijn, en dus de verblijfplaats van vogels tijdens hoogwater, op 600-700 m afstand van de dijk. Bij springtij lag de vloedlijn circa 200 m van de dijk, en kwamen de vogels dus dichterbij de dijk. Grote aantallen wilde eenden en bergeenden verbleven meestal op de hogere zand- en slikplaten van de Rommelhoek of op het aangrenzende water, circa 100-200 m van de dijk. Gemiddeld over alle waarnemingen lagen de hoogwatervluchtplaatsen op circa 200 m van de dijk. Bij de Oostdijk zijn overdag voornamelijk wilde eenden waargenomen. Deze rustten tijdens hoogwater op het wad en op het water, langs de gehele lengte van de dijk. Steltlopers prefereerden de pier bij Nieuwstad of de uitlaat van de Eemscentrale, en daarnaast ook de dijk ter hoogte van de turbinelocatie. Vogels zijn regelmatig tot aan de voet van de dijk waargenomen, maar soms ook pas op honderden meters van de dijk (met name eenden). Overdag was de gemiddelde afstand tussen de hoogwatervluchtplaatsen en de dijk enkele tientallen meters.

### *Ad 3. Aantal dijkpassages van lokale vogels in de winter en vlieghoogte*

Gemiddeld was de flux in de winternachten laag, met circa 140 vogelsporen / km / u tot een hoogte van 0,5 km bij de Emmapolderdijk en circa 100 vogelsporen bij de Oostdijk. Op basis van de geluidswaarnemingen waren deze vogelsporen op beide locaties voornamelijk afkomstig van foerageerbewegingen van wilde eend, smient en ganzen, en slechts in mindere mate van getijdentrek van steltlopers. 's Nachts zijn steltlopers echter minder goed te identificeren dan eenden en ganzen omdat ze minder roepen en hun vleugelslag niet te horen is. Het aantal dijkpassages van steltlopers kan dus onderschat zijn. Bovendien was de winter van 2012/2013 vrij koud, waardoor waarschijnlijk minder vogels in het gebied verbleven (met bijhorende lagere fluxen) dan tijdens een zachtere winter.

De vlieghoogte van lokale vogels in de winter was laag. Van de vogels die in de winter de dijk passeerden vloog bijna de helft onder rotorhoogte (39 % van de vogels bij de Emmapolderdijk; 48 % bij Oostdijk). Het aandeel vogels op rotorhoogte (46-139 m) was op de twee locaties nagenoeg gelijk (37 % en 39 % respectievelijk bij Emmapolderdijk en Oostdijk). Dit is in een situatie zonder windturbines; indien vogels windturbines moeten passeren kan het zijn dat hun vlieghoogte naar boven of juist naar beneden verandert.

---

Klop (2016) laat zien dat ruimtelijke verdeling van vogels op de hoogwatervluchtplaats Eemshaven-west (Rommelhoek) in de huidige situatie al beïnvloed wordt door de daar aanwezige windturbines: voor sommige soorten zijn minimale afstanden tot deze turbines vastgesteld van 300 tot 500 m, terwijl ook dichterbij voor deze soorten geschikt habitat is.

### **Het wad als foerageergebied bij laagwater**

Op de buitendijks droogvallende delen foerageren steltlopers, meeuwen, eenden en ganzen. Naarmate het water verder zakt verspreiden de vogels zich over het droogvallende wad, waarbij ze deels de waterlijn volgen en zich concentreren in de lager gelegen gedeelten. Er zijn geen tellingen of dichtheidsschattingen.

Een klein deel van de vogels op de hoogwatervluchtplaatsen kwelder, Ruidhorn en Rommelhoek zal zich in deze strook ophouden - het merendeel van deze vogels foerageert op verder gelegen wadplaten.

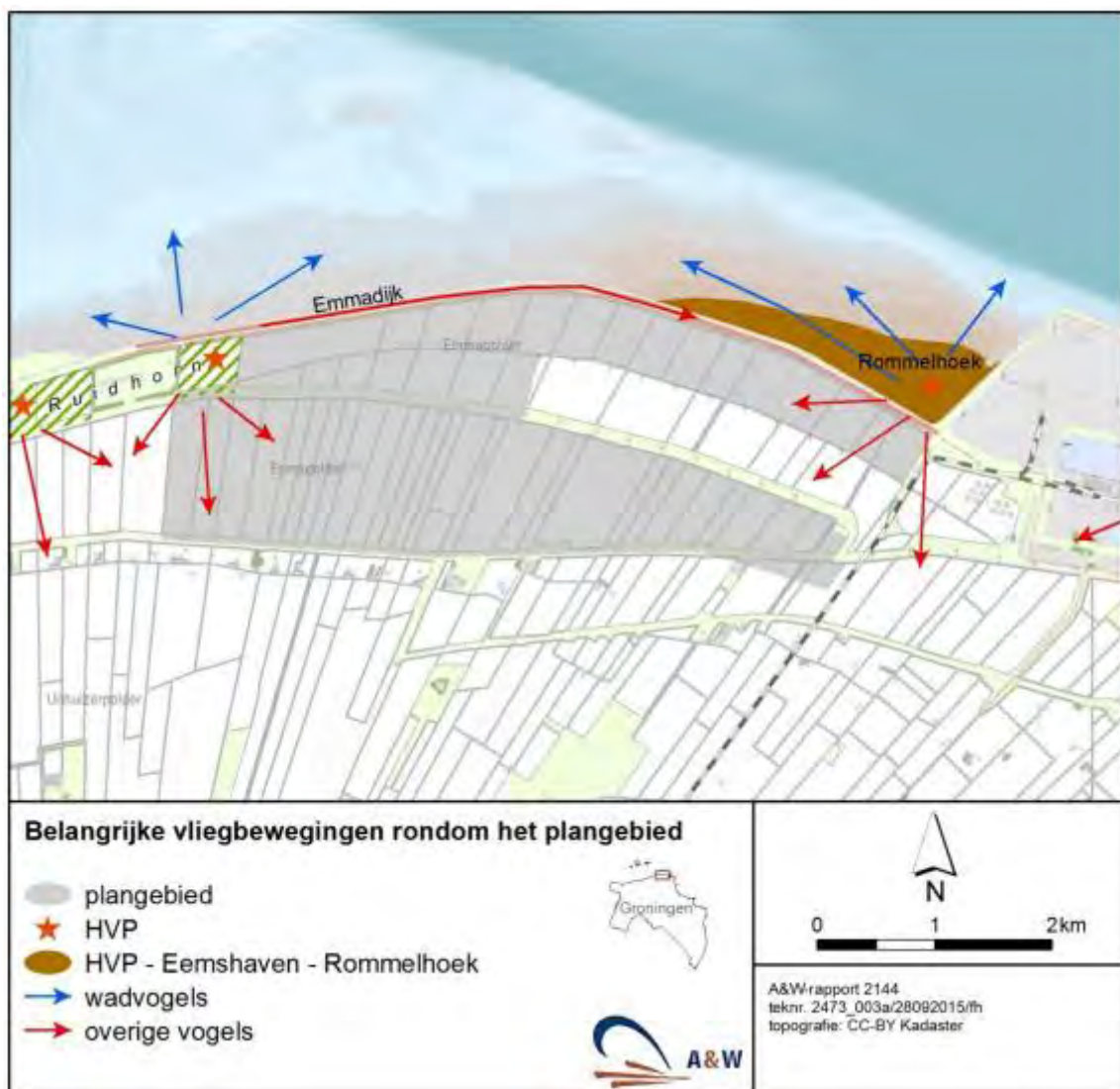
### 5.2.3 Niet-broedende vogels in de Emmapolder en omgeving

De belangrijkste gebieden voor niet-broedvogels voor de binnendijkse gebieden betreffen het natuurcompensatiegebied Ruidhorn, de Emmapolderdijk en een vijftal ganzenfoerageergebieden (zie afbeelding 5.5).

Tijdens de wintermaanden is langs de Emmapolderdijk overdag één keer een grote binnendijkse hoogwatervluchtplaats vastgesteld van 2.300 stormmeeuwen en enkele tientallen zilvermeeuwen en kokmeeuwen langs de Klaas Wiersumsweg (hoogwatervluchtplaats nummer 7 in afbeelding 5.1). Deze vogels waren hier tijdens hoogwater aanwezig, die bij afgaand tij via locatie nummer 6 op afbeelding 5.1 naar de Rommelhoek vlogen. Later in het voorjaar (en ook in het voorjaar van 2012; Krijgsveld *et al.* 2012) zijn vaker enkele tientallen steltlopers, zoals wulpen, scholeksters, bonte strandlopers, goudplevieren en een keer circa 400 bontbekplevieren binnendijks langs de Emmapolderdijk gezien. Dit is deels gebruik van de polder als hoogwatervluchtplaats, maar soorten als wulp en goudplevier kunnen er ook voedsel zoeken.

De vliegbewegingen van vogels binnendijks zijn het best weergegeven door Klop (2015), afbeelding 5.5.

Afbeelding 5.5 Belangrijkste vliegbewegingen nabij belangrijke vogelgebieden (Klop, 2015)





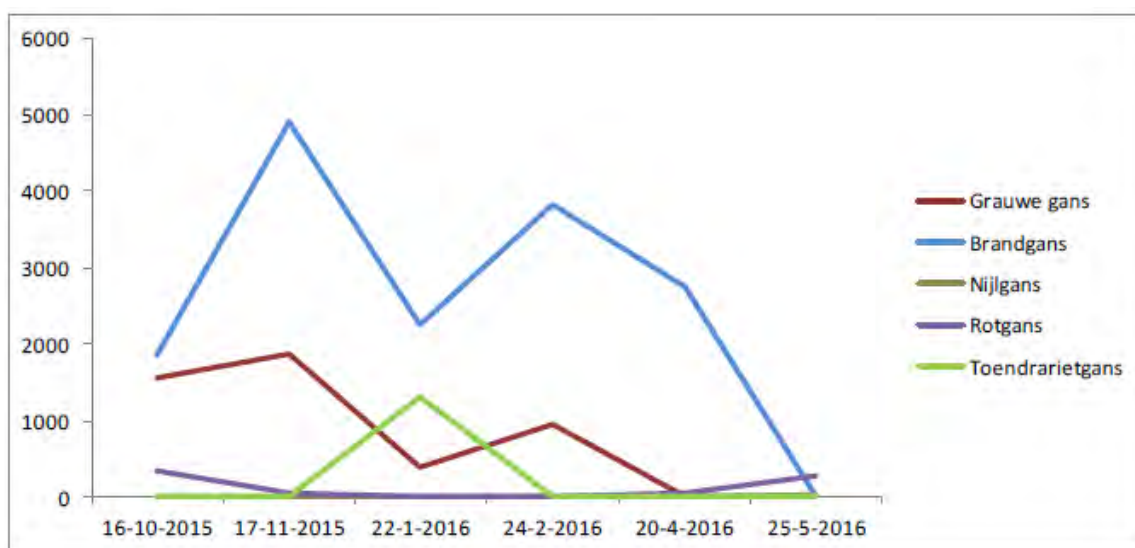
## Ruidhorn

Voor een nadere beschrijving van het natuurcompensatiegebied Ruidhorn, zie paragraaf 5.3.2.

## Ganzen

Het plangebied en de omgeving ervan wordt voornamelijk gebruikt door grauwe gans, brandgans en rotgans (zie afbeelding 5.6). Ruidhorn en omgeving vormen rust- en foerageergebied voor vooral grauwe gans, brandgans en rotgans (Brenninkmeijer *et al.* 2014). Uit eerdere tellingen in de winter van 2014 blijkt dat met name Grauwe gans en Brandgans in plaatselijk hoge aantallen voorkomen. De totale aantallen kunnen oplopen tot meer dan 10.000 ganzen; deze zitten voornamelijk ten zuidwesten van Ruidhorn, nabij de Noordkaap Eemsmond en perceel 10 aan de oostkant van het Ruidhorngebied (Brenninkmeijer *et al.* 2014, Meijer & Klop 2015). De ganzen gebruiken het gebied vooral als rustgebied (hoogwatervluchtplaats), foerageergebied en slaapplek. Klop (2016) geeft het meest recente overzicht met tellingen uit 2015-2016. Rotganzen werden in lage aantallen gezien en alleen buiten het plangebied. Van alle getelde Brandganzen (tot 5.000 ex.) en Grauwe ganzen (tot 2.000 ex.) bevond steeds een wezenlijk deel zich in het plangebied.

Afbeelding 5.6 Aantallen ganzen verspreid over vijf veldbezoeken in het winterhalfjaar van 2015-2016 (Klop *et al.*, 2016)



## 5.2.4 Seizoenstrek

Tijdens najaars- en voorjaarstrek komen veel vogels over het Eemshavengebied. In het najaar komen vogels vanuit noordelijker en oostelijker gelegen gebieden. Deels blijven deze vogels kortere of langere tijd in de Waddenzee of Noord-Nederland, maar veel vliegen alleen over het gebied op weg naar zuidelijker bestemmingen. In het voorjaar is de trek omgekeerd. Dan is er door de ligging van de Eemshaven en omgeving bij sommige omstandigheden sprake van stuwings van trek: vogels wachten met het oversteken van water, blijven boven land en langs de kust treedt verdichting van trek op.

Er is in en bij het plangebied relatief veel onderzoek naar aantallen, vliegrichtingen en vlieghoogtes van trekken de vogels gedaan. Brenninkmeijer *et al.* (2012) vervaardigden een overzicht van de op dat moment beschikbare informatie, inclusief een algemeen overzicht van zichtbare vogeltrek (overdag) die gedurende een lange reeks van jaren op 'telposten' in het gebied geregistreerd is. Krijgsveld *et al.* (2012) en Gyimesi *et al.* (2013) voerden veldonderzoek uit, onder andere met vogelradar, en konden daaruit de vogeltrek in het donker volgen en met de situatie in daglicht samen een totaalbeeld schetsen. De verzamelde informatie is door Kleyheeg & Krijgsveld (2013) gebruikt en samengevat. Die tekst is in een kader integraal weergegeven.

### Seizoenstrek in het najaar

De najaarstrek strekt zich uit van augustus tot december, maar de aantallen pieken in oktober. Op de trektelpost Eemshaven worden tijdens de najaarstrek ordegruote 500.000 vogels geregistreerd. Dit betreft een heel breed palet aan soorten: watervogels, steltlopers, meeuwen, sterns, roofvogels en zangvogels. De nachtelijke trek is gemeten met radar, maar niet in continue perioden. Duidelijk is dat de trek afhankelijk van onder andere weersomstandigheden sterk in intensiteit kan variëren.

### Seizoenstrek in het voorjaar

In het voorjaar is de trek over het gebied minder gepeikt dan in het najaar, en is gelijkmatiger verdeeld over de maanden februari tot en met mei dan in het najaar. De totale aantallen zijn bijna in dezelfde ordegruote, hetgeen de bijzondere ligging van het gebied benadrukt: meestal zijn aantallen tijdens de voorjaarstrek lager dan in het najaar.

Onderstaand tekstkader bevat een samenvatting uit Kleyheeg & Krijgsveld (2013).

---

### Vliegbewegingen van vogels op seizoenstrek

#### *Fluxen*

De gemeten fluxen (aantal vliegbewegingen over een gegeven gebied per tijdseenheid) variëren aanzienlijk tussen de meetjaren. In 2012 werden fluxen gemeten die 1,5 keer zo hoog waren als in 2013. Het voorjaar van 2013 was ongunstig voor vogels op seizoenstrek, door uitzonderlijk lage temperaturen en ongunstige windrichtingen. De trek in 2013 was sterk gepeikt. Veel van de vogels op seizoenstrek vlogen naar het noorden in het weekend van 12-15 april, toen de weersomstandigheden kortstondig bijzonder gunstig waren voor trek. In dat weekend zijn echter geen fluxen gemeten. Hierdoor lag de flux op de waarnemdagen in 2013 lager dan in 2012 en was de vlieghoogte ook bijzonder laag. In 2007 werden de laagste fluxen gemeten, wat ligt aan het feit dat in dat jaar specifiek gemeten is bij ongunstige windomstandigheden (zij- en tegenwind) die tot stuwing en lage vlieghoogtes leiden. Onder die omstandigheden is het aantal vogels op seizoenstrek lager. De flux was vergelijkbaar op de drie meetlocaties (Emmapolderdijk, Oostpolderdijk, Eemshaven), hoewel in de Eemshaven steeds de hoogste vliegintensiteit werd vastgesteld en op de Emmapolderdijk steeds de laagste. Er zijn geen grote verschillen gemeten tussen de flux in het voorjaar en in het najaar. Dit beeld wordt bevestigd in de trektellingen die overdag zijn uitgevoerd door lokale tellers in het Eemshavengebied (overzicht in Brenninkmeijer et al. 2012 op basis van [www.trektellen.nl](http://www.trektellen.nl)). De daarbij vastgestelde flux bereikte in 2010 en 2011 ongeveer dezelfde aantallen in het voorjaar en het najaar, hoewel in het voorjaar de flux zich uitspreidde over een langere periode, en daarmee in totaal per trekseizoen wel hoger was in het voorjaar dan in het najaar. De resultaten laten zien dat fluxen en vlieghoogtes van vogels op seizoenstrek sterk kunnen variëren, afhankelijk van weersomstandigheden en ook timing in het seizoen.

#### *Variatie in fluxen gedurende de dag en nacht*

De hoogte van de flux is van invloed op het aantal aanvaringslachtoffers. Bij een hoge flux op turbinehoogte zal het aantal aanvaringslachtoffers hoger zijn dan bij een lage flux op turbinehoogte. Mitigerende maatregelen om het aantal aanvaringslachtoffers te verminderen (bijvoorbeeld een stilstandsvoorziening) worden uit het oogpunt van de energieopbrengst vaak zo specifiek mogelijk ingezet op die momenten dat de flux en ook de effectiviteit van de maatregel het hoogst is. In deze context is in deze paragraaf in beeld gebracht hoe de flux in de onderzoeksperioden gedurende de dag en nacht fluctueerde.

Fluxen variëren door de nacht. In het voorjaar was de flux in het Eemshavengebied niet eenduidig hoger aan het begin of aan het eind van de nacht. In 2007 en 2013 werden de hoogste fluxen gemeten aan het begin van de nacht, in 2012 juist aan het eind van de nacht, vanaf een uur of 2. In het najaar waren de fluxen het hoogst in de eerste helft van de nacht, van zonsondergang tot na middernacht (24.00-02.00 uur) (Gyimesi et al. 2013). In de daglichtperiode, voor zonsondergang of na zonsopkomst, bedroeg de flux van vogels op seizoenstrek slechts een fractie van die in de nachtelijke uren (<20 %).

---

### *Vlieghoogte*

De vlieghoogte van vogels op seizoenstrek kan, net als de flux, enorm variëren. Windkracht en –richting zijn de grootste sturende factoren in vlieghoogte: bij tegenwind vliegen vogels laag boven de grond, bij meewind zoeken ze hogere luchtlagen op. Deze variatie in vlieghoogte is ook deels verantwoordelijk voor de variatie in gemeten fluxen: onder gunstige windomstandigheden zal een groter deel van de vogels buiten het hoogtebereik van de radars over het gebied zijn gevlogen. In tabel 2.1 zijn de fluxen voor verschillende hoogteklassen weergegeven. Behalve windomstandigheden bepalen ook soortspecifieke eigenschappen de vlieghoogte van vogels, en overige weersomstandigheden zoals bijvoorbeeld regenbuien, laaghangende bewolking of mist.

### *Soortsamenstelling*

In het voor- en najaar vliegt een groot aantal vogelsoorten op seizoenstrek langs de Eemshaven. Sommige soortgroepen zoals bijvoorbeeld roofvogels, duiven en zwaluwen trekken hoofdzakelijk overdag, terwijl andere soortgroepen zoals bijvoorbeeld rallen en uilen alleen 's nachts trekken. Daarnaast zijn er veel soortgroepen die zowel overdag als 's nachts (kunnen) trekken, zoals bijvoorbeeld eenden, meeuwen en lijsterachtigen. Tijdens visuele trektellingen worden vooral grotere vogelsoorten vastgesteld. Kleinere zangvogels zijn ondervertegenwoordigd in deze tellingen omdat zij door hun formaat slechts tot een beperkte afstand waargenomen kunnen worden. Wanneer de trek zich in de hogere luchtlagen afspeelt zullen de kleinere zangvogels door waarnemers op de grond snel gemist worden. Een overzicht van de soortsamenstelling van de dagtrek is weergegeven in Brenninkmeijer et al. (2012).

---

Voor de beoordeling van de effecten van Windpark Eemshaven-West is ook informatie over (verschillen) in dichtheden vliegende vogels, routes/vliegpaden etc. relevant. Gyimesi *et al.* 2013 beantwoorden een aantal hiervoor relevante vragen met behulp van in het veld verzamelde gegevens. Het navolgende kader bevat de conclusies die zij trekken.

---

### *Afbuiging Emmapolderdijk*

Zangvogels op seizoenstrek volgden overdag ofwel de Emmapolderdijk tot aan de Borkumkade, ofwel ze staken de zee over naar de kop van de Eemshaven, waarbij ze ergens tussen het meest noordelijke punt van de dijk (Monument / Noordkaap) en de Rommelhoek van de dijk af de zee opvlogen. Dit patroon werd waargenomen tijdens een beperkt aantal visuele waarnemingen in het voorjaar van 2013. Vogels staken zowel bij oostenwind als bij zuidoostenwind de zee over tussen het meest noordelijke punt van de dijk (Monument / Noordkaap) en de Borkumkade (kop van Eemshaven). Bij oostenwind maakten vogels eerder de oversteek dan bij zuidoostenwind. Of vogels de zee oversteken leek grotendeels soortafhankelijk te zijn. De vliegintensiteit was niet hoger op de Emmapolderdijk dan ten zuiden van de Emmapolderdijk, in de westelijke Emmapolder waar windturbines staan. In de Emmapolder werd een aantal keer zelfs een marginaal hogere flux gemeten dan op de Emmapolderdijk. Dit gold ook voor nachten met dusdanige windomstandigheden dat stuwing verwacht kon worden. Op basis van deze fluxen is er geen aanwijzing dat nachtelijke vogeltrek zich bij uitstek boven de dijk concentreert.

### *Ad 2. Optreden van stuwing langs Emmapolderdijk en Oostdijk*

De variatie in fluxen in de verschillende afstandsklassen vanaf de radarmetpositie op de Emmapolderdijk tot 1,4 km afstand was klein. Daarmee lijkt het effect van stuwing van vogels op seizoenstrek zich minstens tot een afstand van 1,4 km vanaf de dijk uit te strekken. Het effect van stuwing was derhalve meer regionaal te noemen: windrichting had een belangrijker invloed op de gemeten fluxen dan de locaties van de metingen in de polder of op de dijk. Daarbij werd de hoogste vliegintensiteit in het voorjaar van 2013 tijdens stuwende zijwind gemeten en de laagste tijdens stuwende tegenwindsituaties. De fluxen tot 0,5 km hoogte waren tijdens zuidoostelijke wind ruim anderhalve keer zo hoog als tijdens meewind. Dit bevestigt het heersende beeld dat tijdens meewind meer vogels ongestuwd en op grotere hoogte de zee op vliegen dan tijdens zijwind (Lensink & van der Winden 1997). Op basis van deze resultaten is er geen aanwijzing dat het aantal aanvaringsslachtoffers onder vogels op seizoenstrek, bij windturbines op de Emmapolderdijk hoger zal zijn dan het aantal slachtoffers dat onder de bestaande turbines in de Emmapolder valt. Wel kan het zijn dat vogels die langs de dijk vliegen minder makkelijk uit kunnen wijken wanneer ze een turbine passeren, waardoor de aanvaringskans voor deze vogels hoger kan zijn dan in de polder.

---

## 5.2.5 Vleermuizen

### Voorkomen vleermuissoorten

De volgende vleermuissoorten komen in het plangebied geregeld voor: gewone dwergvleermuis, ruige dwergvleermuis, laatvlieger, tweekleurige vleermuis, en watervleermuis.

De tweekleurige vleermuis is landelijk een zeer zeldzame soort waarvan maar twee verblijfplaatsen bekend zijn. Deze soort lijkt jaarrond in het plangebied voor te komen in lage aantallen. Het aantal ruige dwergvleermuizen varieert sterk door het jaar heen. Deze soort plant zich in het noordoosten van Europa voort en trekt in het najaar naar het zuidwesten om te overwinteren in gebieden met een milder klimaat. Het hoogste aantal dieren werd in 2014 op 5 en 6 september waargenomen. Dit is vermoedelijk het moment waarop de piek in de najaarstrek plaatsvond (zie ook 5.2.6). De gewone dwergvleermuis en de laatvlieger zijn geen trekkende soorten en houden zich het gehele jaar in het plangebied op.

Hieronder wordt kort ingegaan op het gebruik van het plangebied per vleermuissoort.

### Watervleermuis

Met name boven de watergang langs de Emmapolderdijk en in het natuurgebied Ruidhorn werden foeragerende watervleermuizen waargenomen.

### Gewone dwergvleermuis

De gewone dwergvleermuis is talrijkste soort in het plangebied. Bij vrijwel alle lintbebouwing werden baltende dieren waargenomen. Hier zijn waarschijnlijk paarplaatsen van de soort aanwezig. De waarnemingen van foeragerende dieren concentreerden zich op de plaatsen waar hogere begroeiing aanwezig was. Vaak is dat erfbeplanting. Verder maken de dieren ook gebruik van de watergang langs de Emmapolderdijk welke doorloopt in het natuurgebied Ruidhorn waar ook foeragerende gewone dwergvleermuizen zijn waargenomen. In het agrarische gebied zijn maar weinig waarnemingen van de soort gedaan.

### Ruige dwergvleermuis

Het aantal ruige dwergvleermuizen binnen het plangebied varieert sterk door het jaar heen. Deze soort plant zich in het noordoosten van Europa voort en trekt in het najaar naar het zuidwesten om te overwinteren in gebieden met een milder klimaat. Het verspreidingsbeeld van de ruige dwergvleermuis komt sterk overeen met dat van de gewone dwergvleermuis. Met name in het begin van de zomer is de soort echter minder talrijk. De meeste waarnemingen zijn gedaan op plaatsen met hogere begroeiing en baltende dieren zijn waargenomen in de lintbebouwing van de Emmaweg/Dwarsweg. Vanaf half augustus neemt het aantal waarnemingen van de soort flink toe. Dit is het moment dat de dieren vanuit Noordoost Europa in Nederland verschijnen. In het open landschap zijn iets meer waarnemingen gedaan dan bij de gewone dwergvleermuis, maar ook deze soort is hier niet talrijk.

### Laatvlieger

Foeragerende dieren zijn verspreid over het gebied waargenomen in lage dichtheden, waarbij ook het natuurgebied Ruidhorn als foerageergebied wordt gebruikt. Net als bij de dwergvleermuizen zijn de meeste waarnemingen verricht op plaatsen met hogere begroeiing.

### Tweekleurige vleermuis

Binnen het plangebied is maar op één locatie een tweekleurige dwergvleermuis waargenomen. In vergelijking met andere soorten is de waarneming gedaan in open landschap zonder hogere begroeiing. Het beeld is echter vertekend omdat de geluiden die deze soort in dichte of half open omgeving vaak niet van laatvliegers is te onderscheiden. Waarnemingen van de soort op dergelijke plaatsen zijn waarschijnlijk grotendeels als nyctaloïde (laatvlieger, tweekleurige vleermuis of rosse vleermuis) gedetermineerd. Het plangebied is niet van groot belang voor deze vleermuissoort.

### Functie plangebied

Het voorkomen van vleermuizen in het plangebied is sterk gekoppeld aan de aanwezigheid van opgaande begroeiing en lintbebouwing. De meeste waarnemingen zijn gedaan in de lintbebouwing zoals Valom, bestaande uit een rij boerderijen die vrijwel allemaal aan de noordkant van de dwarsweg liggen. Hier liggen ook paarplaatsen van de gewone dwergvleermuis en ruige dwergvleermuis. Daarnaast wordt de watergang gelegen naast de Emmapolderdijk als lijnvormig element door de vleermuizen gebruikt als vliegroute en/of foerageergebied. Tenslotte, maken meerdere soorten gebruik van het natuurgebied Ruidhorn als foerageergebied. Het agrarische gebied heeft een minder belangrijke functie voor de aanwezige vleermuissoorten.

### Trek

Een aantal vleermuissoorten migreert net als veel vogelsoorten in voor- en najaar. Van de in het gebied waargenomen soorten kunnen de tweekleurige vleermuis en de ruige dwergvleermuis tijdens de trek afstanden afleggen van meer dan 1.000 kilometer. De trekkende vleermuizen verlaten aan het eind van de zomer hun kraamkolonies in West- en Oost-Europa en zoeken in groepen zuidelijkere, meer gematigde streken op. Ze gaan niet zo ver zuidelijk als sommige vogelsoorten maar gaan naar plekken die warm genoeg zijn om er veilig een winterslaap te houden. Nadat ze in het vroege voorjaar uit hun winterslaap zijn ontwaakt trekken ze weer richting het gebied waar ze in de zomer hun jong(en) baren. Een deel van de trekkende vleermuizen volgt waarschijnlijk een route langs de Nederlandse kust, al is hier nog niet zo veel over bekend.

De vleermuissoort die tijdens de trek ook de Eemshaven aandoet is de ruige dwergvleermuis. Binnen het plangebied is een enkele waarneming van de tweekleurige vleermuis bekend. Dit geeft geen indicatie van een belangrijke trekroute en dus wordt voor dit plangebied uitgegaan van alleen een trekroute voor de ruige dwergvleermuis.

## 5.2.6 Overige soorten

### Beschermde soorten

Het (mogelijke) voorkomen van overige beschermde soorten onder de Flora en faunawet (Ffw) binnen het plangebied staat beschreven in Klop *et al.* (2014). Aangezien het plangebied zelf hoofdzakelijk bestaat uit intensief beheerd agrarisch land komen met name licht beschermde soorten (tabel 1 Ffw) voor. De volgende soorten zijn te verwachten: zwanenbloem, bruine kikker, gewone pad, haas, veldmuis, vos, en middelzwaar beschermde soorten (tabel 2 Ffw) als kleine modderkruiper en steenmarter (Klop *et al.* 2014). Daarnaast komt de zwaar beschermde waterspitsmuis (tabel 3 Ffw) voor in de (omgeving van de) Eemshaven, de Oostelijke Ruidhorn, de Oostpolder en de Eemspolder ten zuiden van perceel 10 (Bekker 2011, Beemster *et al.* 2015).

### Nationale Databank Flora en Fauna (NDFF)

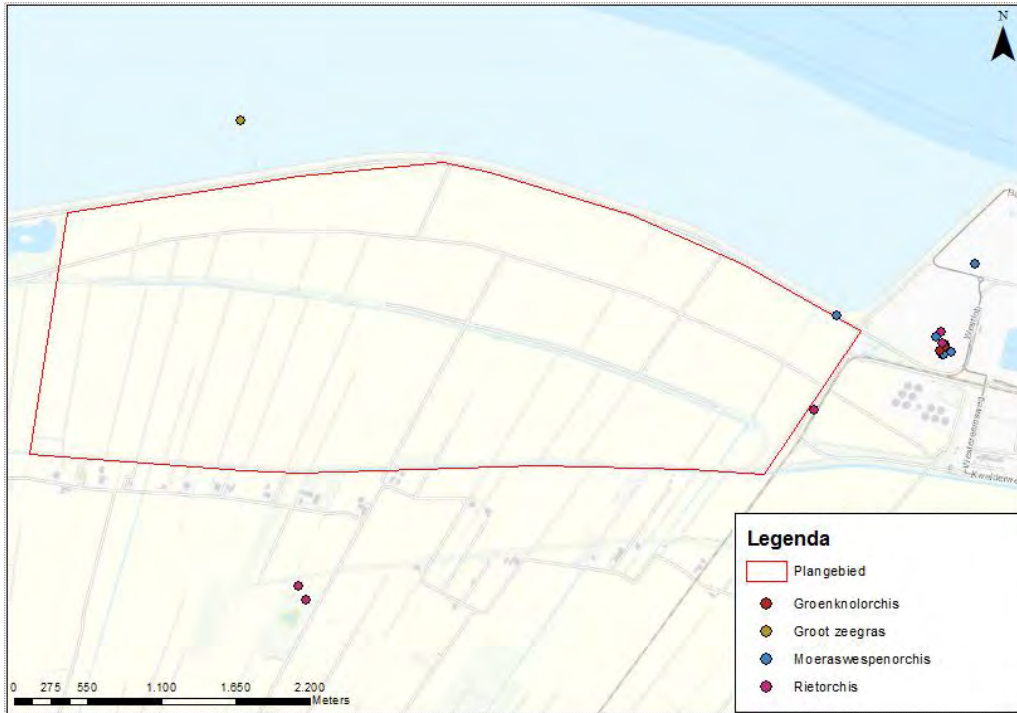
Tevens is op basis van verspreidingsgegevens uit de NDFF het voorkomen van zwaarder beschermde soorten onderzocht (zie afbeelding 5.7). Hiervoor zijn de gegevens gebruikt uit de periode 2011-2016. De volgende soorten zijn aangetroffen binnen het plangebied of in de directe omgeving ervan:

- bruinvis (tabel 3 Ffw + HR) (HR staat voor Habitatrichtlijn);
- gewone zeehond (tabel 3 Ffw);
- groenknolorchis (tabel 3 Ffw + HR);
- groot zeegras (tabel 3 Ffw);
- moeraswespenorchis (tabel 2 Ffw);
- rietorchis (tabel 2 Ffw).

Gewone zeehond en bruinvis zijn waargenomen in de hoofdwatergeul ten noorden van het plangebied, in de Waddenzee, maar niet in de ondiepere delen. De geul, op 1,5 km of meer, ligt buiten de invloedssfeer van dit project. Zie afbeelding 5.8 voor de ligplaatsen van zeehonden, die nog verder weg zijn.



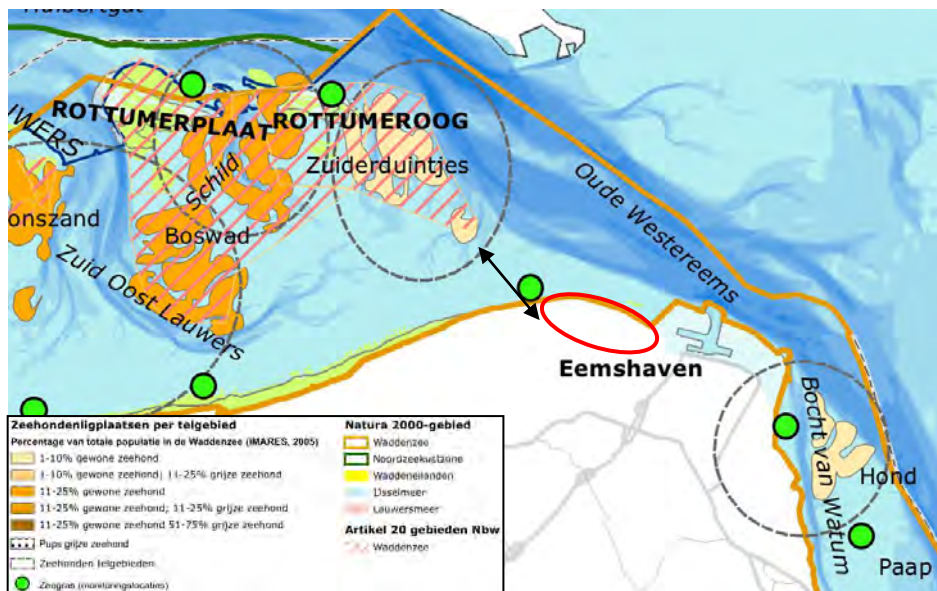
Afbeelding 5.7 Zwaarder beschermde soorten in het plangebied en directe omgeving in de periode 2011-2016 (NDFP)



### Ligplaatsen zeehond

Op een afstand van 4,5 kilometer ten noordwesten van het plangebied bevindt zich de dichtstbijzijnde ligplaats van zeehonden (zie afbeelding 5.8). Deze ligplaats wordt gebruikt door 1-10 % van de totale populatie gewone zeehonden.

Afbeelding 5.8 Ligplaatsen zeehonden en groeiplaatsen zeegras (bron: Beheerplan Natura 2000 Waddenzee 2015-2021)

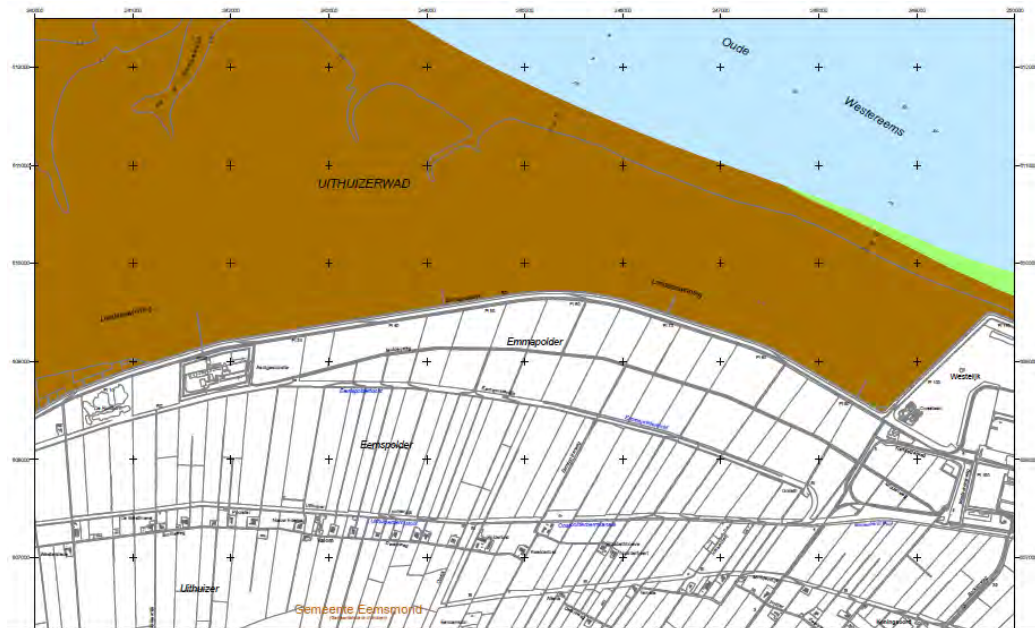


## 5.3 Gebieden

### 5.3.1 Natura 2000-gebied Waddenzee

Het plangebied ligt direct naast het Natura 2000-gebied Waddenzee, wat is aangewezen als Habitatrichtlijngebied en Vogelrichtlijngebied. Afbeelding 5.9 laat de begrenzing van het Natura 2000-gebied zien (inclusief Habitatrichtlijn, Vogelrichtlijn en Beschermde Natuurmonument).

Afbeelding 5.9 Begrenzing Natura 2000-gebied Waddenzee (bruin)



#### Begrenzing

De begrenzing van het Natura 2000-gebied is aangegeven op de bij de aanwijzing behorende kaart. Afbeelding 5.9 laat een uitsnede zien van deze kaart. De (voormalige) beschermde en staatsnatuurmonumenten liggen in hun geheel binnen Natura 2000-gebied. Buiten de begrenzing van het Habitatrichtlijn- en Vogelrichtlijngebied vallen de waterkerende dijken, ofwel: de Waddenzeedijk is geen onderdeel van het Natura 2000-gebied.

#### Algemene beschrijving

De Waddenzee bestaat uit een complex van diepe geulen en ondiep water met zand- en slibbanken waarvan grote delen bij eb droog vallen. Deze banken worden doorsneden door een fijn vertakt stelsel van geulen. Langs het vasteland en de eilanden liggen verspreid kweldergebieden, die door grote verschillen in vocht- en zoutgehalte bijdragen aan een zeer diverse flora en vegetatie.

Het intergetijdegebied van de Waddenzee, bestaande uit droogvallende platen, geulen en overige permanente wateren, bestaat afwisselend uit de habitattypen permanent overstroomde zandbanken (H1110A) en slik- en zandplaten (H1140A). Langs het vasteland en op de eilanden komen uitgestrekte kweldergebieden voor die grotendeels vallen onder de habitattypen zilte pionierbegroeiingen (H1310), slijkgrasvelden (H1320) en schorren en zilte graslanden (H1330). De meest uitgestrekte kwelders zijn onder andere de vastelandskwelders van Groningen. De gewone zeehond (H1365) komt in de Waddenzee verspreid voor waarbij de droogvallende platen vooral van belang zijn als rustplaats. De grijze zeehond (H1364) komt met name in de westelijke Waddenzee voor, waar in de kolonies in het geboorteseizoen jongen worden geboren. De gehele Waddenzee fungeert als voedselgebied voor beide soorten zeehonden. De rivierprik (H1099) gebruikt de Waddenzee met name als doortrekgebied van en naar bovenstrooms

gelegen paaigebieden. Ook de zeeprík (H1095) gebruikt de Waddenzee als doortrekgebied. De Waddenzee is verder als doortrek- en opgroei gebied voor de fint (H1103) van belang.

### Waarden waarvoor het gebied is aangewezen

In deze paragraaf wordt een opsomming gegeven van de waarden waaraan de Waddenzee zijn betekenis ontleent als Habitatrichtlijngebied en Vogelrichtlijngebied. Wat betreft de aanwijzing als Habitatrichtlijngebied wordt een lijst gegeven van de habitattypen en soorten waarvoor het gebied is aangewezen. Vervolgens worden de vogelsoorten benoemd waarvoor het gebied onder de Vogelrichtlijn is aangewezen. Op alle vermelde habitattypen en soorten is een instandhoudingsdoelstelling van toepassing.

### Habitattypen

Het gebied is aangewezen voor de volgende natuurlijke habitats opgenomen in bijlage I van de Habitatrichtlijn, waarvoor het gebied een bijdrage levert aan de instandhouding op landelijk niveau:

- H1110 Permanent met zeewater van geringe diepte overstroomde zandbanken
- H1140 Bij eb droogvallende slikwadden en zandplaten
- H1310 Eenjarige pioniersvegetaties van slik- en zandgebieden met *Salicornia* spp. en andere zoutminnende soorten
- H1320 Schorren met slijkgrasvegetatie (*Spartinion maritimae*)
- H1330 Atlantische schorren (*Glauco-Puccinellietalia maritimae*)
- H2110 Embryonale wandelende duinen
- H2120 Wandelende duinen op de strandwal met *Ammophila arenaria* ('witte duinen')

### Habitatsoorten

Het gebied is aangewezen voor de volgende soorten opgenomen in bijlage II van de Habitatrichtlijn, waarvoor het gebied een wezenlijke functie in de levenscyclus vervult. Hiermee wordt een bijdrage geleverd aan de instandhouding op landelijk niveau:

- H1014 Nauwe korfslak (*Vertigo angustior*) (\*)
- H1095 Zeeprík (*Petromyzon marinus*)
- H1099 Rivierprík (*Lampetra fluviatilis*)
- H1103 Fint (*Alosa fallax*)
- H1364 Grijze zeehond (*Halichoerus grypus*)
- H1365 Gewone zeehond (*Phoca vitulina*)

### Vogelsoorten

Het gebied is aangewezen voor de volgende broedvogelsoorten:

- A034 Lepelaar
- A063 Eider
- A081 Bruine Kiekendief
- A082 Blauwe Kiekendief
- A132 Kluut
- A137 Bontbekplevier
- A138 Strandplevier
- A183 Kleine Mantelmeeuw
- A191 Grote stern
- A193 Visdief
- A194 Noordse Stern
- A195 Dwergstern
- A222 Velduil

Verder is het gebied aangewezen voor de volgende niet-broedvogelsoorten:

- A005 Fuut
- A017 Aalscholver
- A034 Lepelaar
- A037 Kleine Zwaan



A039b	Toendrarietgans
A043	Grauwe Gans
A045	Brandgans
A046	Rotgans
A048	Bergeend
A050	Smient
A051	Krakeend
A052	Wintertaling
A053	Wilde eend
A054	Pijlstaart
A056	Slobeend
A062	Toppereend
A063	Eider
A067	Brilduiker
A069	Middelste Zaagbek
A070	Grote Zaagbek
A103	Slechtvalk
A130	Scholekster
A132	Kluut
A137	Bontbekplevier
A140	Goudplevier
A141	Zilverplevier
A142	Kievit
A143	Kanoet
A144	Drieteenstrandloper
A147	Krombekstrandloper
A149	Bonte strandloper
A156	Grutto
A157	Rosse grutto
A160	Wulp
A161	Zwarte ruiter
A162	Tureluur
A164	Groenpootruiter
A169	Steenloper
A197	Zwarte Stern

Directe effecten op habitattypen zijn uitgesloten, omdat het plangebied voor het windpark niet in Natura 2000 gebied ligt. Indirecte (externe) effecten van het gebruik van windturbines op habitats zijn evenmin voorstelbaar.

### 5.3.2 Natuurcompensatiegebied Ruidhorn

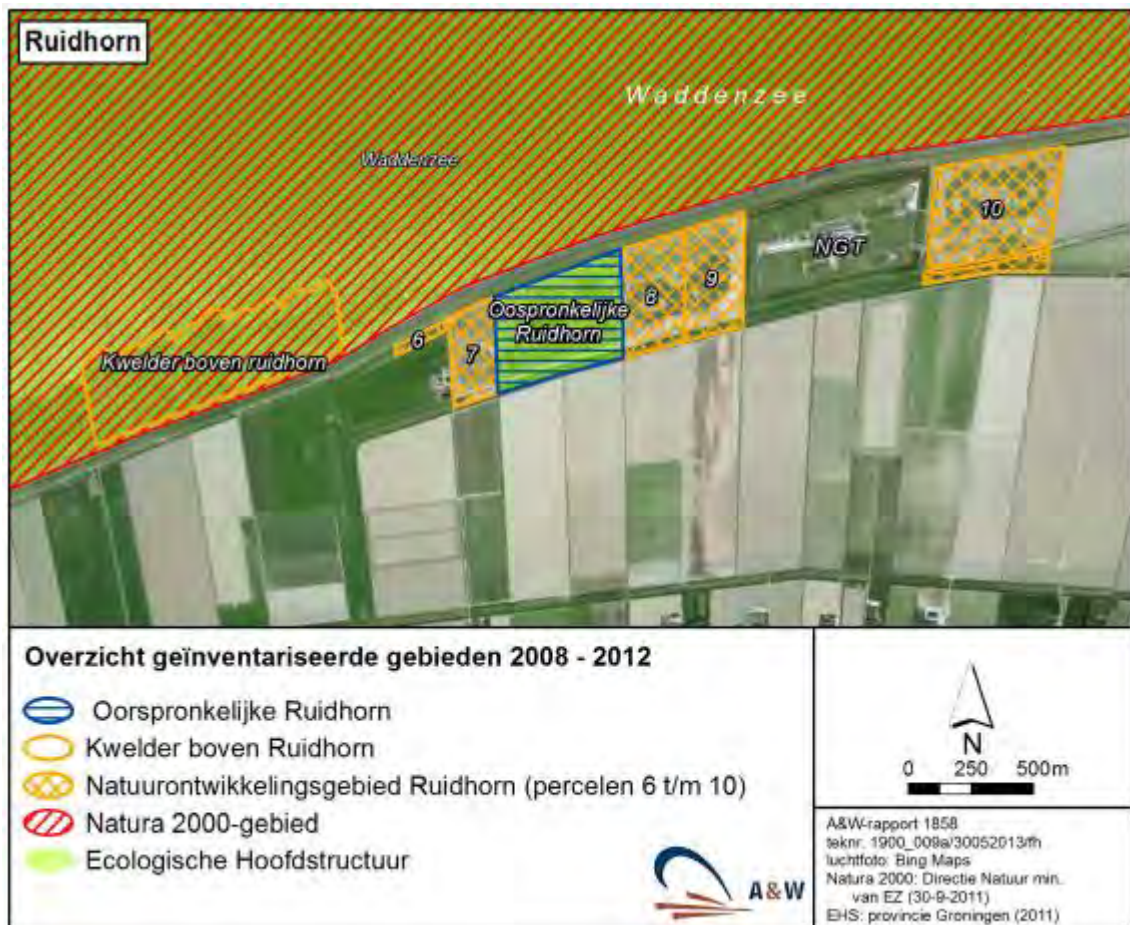
In 1997 is door Natuurmonumenten de oorspronkelijke Ruidhorn (ruim 20 ha) aangelegd als natuurgebied op een voormalige akker ten westen van Noordgastransport. Hierbij is een brakke plas uitgegraven met enkele eilandjes. In 2008/2009 heeft een combinatie van drie partijen (Groningen Seaports, Nuon en RWE, tegenwoordig verenigd in de Stichting Beheer Natuurcompensatie Eemshaven) het natuurgebied uitgebreid met 50 ha voormalige landbouwgrond; deze uitbreiding is in 2010 geoptimaliseerd tot moerasgebied door de aanleg van een aantal plassen en (schier)eilandjes. De uitbreiding heeft te maken met de ligging tegen het Natura 2000-gebied Waddenzee en geschiedde in het kader van natuurcompensatie voor de realisatie van de energiecentrales van Nuon en RWE (Kuijper *et al.* 2007, Brenninkmeijer *et al.* 2014).

Het doel van de landcompensatie is een rechtstreekse afgeleide van de compensatieopgave zoals die voortvloeit uit de verwachte ecologische effecten van de initiatieven in de Eemshaven en de compensatieopgave (Kuijper *et al.* 2007). De doelen van de landcompensatie zijn in het inrichtings- en faseringsplan uitgewerkt en in Wymenga & Ter Stege (2010) verder gespecificeerd. Het betreft:

- broedgebied voor zoetwater-moerasvogels, waaronder 12 pioniersoorten: bergeend, bontbekplevier, grutto, kluut, noordse stern, pijlstaart, scholekster, tureluur, visdief, bruine kiekendief, blauwe kiekendief en velduil;
- rust- en foerageergebied van 18 soorten zoet- en zoutwatervogels: aalscholver, bergeend, grauwe gans, grote mantelmeeuw, kleine mantelmeeuw, kokmeeuw, krakeend, noordse stern, pijlstaart, roerdomp, slobbeend, smient, stormmeeuw, visdief, wilde eend, wintertaling, zilvermeeuw en zwarte stern;
- hoogwatervluchtplaats voor 13 soorten watervogels en steltlopers die voor een deel foerageren in zoute (getijde)milieus: bontbekplevier, bonte strandloper, groenpootruiter, grutto, kievit, kluut, rosse grutto, scholekster, steenloper, tureluur, wulp, zilverplevier en zwarte ruiter.

In de Nb-wetvergunningvoorschriften van Nuon is vervolgens gesteld dat het compensatiegebied van 50 ha geschikt moet zijn voor het ecologisch laten functioneren van bovengenoemde doelsoorten. Hierbij zijn drie vogelsoorten gespecificeerd: het compensatiegebied rond de oorspronkelijke Ruidhorn dient voldoende geschikt broedgebied te herbergen voor ten minste één broedpaar blauwe kiekendief en ten minste twee broedparen velduil; tevens dient het verlies van de hoogwatervluchtplaatsfunctie van de Eemshaven voor ten minste 3.200 Scholeksters volledig gecompenseerd te worden op de hoogwatervluchtplaats in het compensatiegebied en/of elders binnen het Eems-Dollard estuarium.

Afbeelding 5.10 Ligging Ruidhorn (Altenburg& Wymenga, 2013)



In de Nb-wetvergunningen is een verplichting tot monitoring opgenomen die uitgewerkt is in een monitoringplan (Wymenga *et al.* 2009). Het doel van de monitoring is in de eerste plaats om na te gaan of aan de Nb-wetverplichtingen wordt voldaan. Daarbij gaat het voor de maatregelen op land om de volgende vragen en opgaven:

- is een oppervlak van tenminste 50 ha ingericht dat functioneert als hoogwatervluchtplaats (hoogwatervluchtplaats) en foerageer- en broedgebied voor pioniervogelsoorten inclusief de Scholekster?
- is er aanvullend een gebiedsdeel ingericht dat voldoet als leefgebied voor de Velduil (tenminste twee broedparen) en de Blauwe kiekendief (tenminste één broedpaar)?

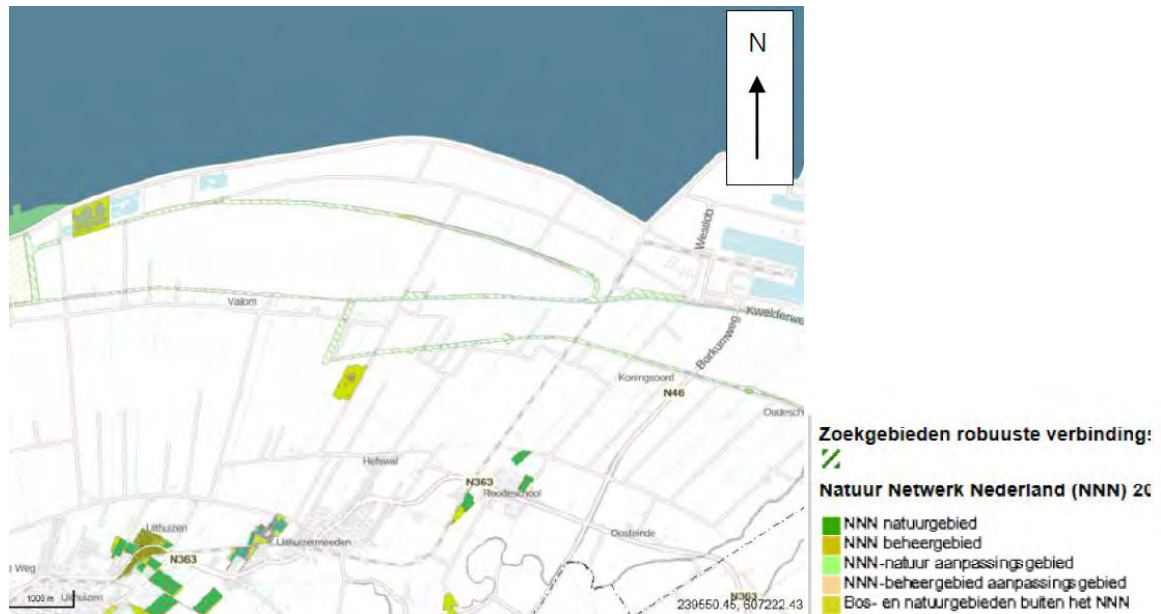
Het gebied floreert sinds de optimalisatie als broedgebied voor vogels, waarvan vooral grote aantallen pioniers en kolonievogels als kluut en kokmeeuw gebruik maken. Het aantal weidevogels, waaronder de scholekster, is licht toegenomen. Velduil en blauwe kiekendief zijn hier wel waargenomen, maar hebben er tot op heden niet gebroed. Het gebied vervult ook een belangrijke functie als hoogwatervluchtplaats en foerageergebied voor grote aantallen soorten. Het aantal overtuigende vogels is na de optimalisatie toegenomen met een factor 2-3; het betreft een breed spectrum aan soorten, waaronder veel kwalificerende soorten voor het Natura 2000-gebied Waddenzee (Brenninkmeijer *et al.* 2014).

### 5.3.3 Overig

In de nabijheid, ofwel binnen afstand waarop windpark Eemshaven-West effecten zou kunnen hebben op natuurwaarden in beschermde gebieden, liggen geen andere gebieden met een natuurbeschermingsstatus.

In het plangebied voor het windpark Eemshaven-West ligt een zoekgebied voor een robuuste verbinding, alsook op de zuidelijke grens van het plangebied. Het betreft een oude dijk in het plangebied en de Binnenbermsloot op de zuidelijke grens van het plangebied. Ook ten zuiden van het plangebied ligt een klein zoekgebied (zie afbeelding 5.11)

Afbeelding 5.11 NNN in en nabij het plangebied.



# 6

## BESCHRIJVING EFFECTEN EN EFFECTBEOORDELING

Windturbines kunnen op verschillende manieren effecten hebben op natuurwaarden. Op de locatie Eemshaven-West zijn niet al deze effecten aan de orde. Zo worden de windturbines niet in natuurgebied geplaatst, noch worden wegen aangelegd door of langs natuurgebieden om de plaatsing mogelijk te maken. Andere effecten zijn niet relevant omdat de afstand tot het windpark zodanig is, dat een effect zich niet voordoet. In dit hoofdstuk worden de effecten die mogelijk zouden zijn, beschreven en beoordeeld. Daarbij gaat het om effecten op vogels (verstoring van rustende, foeragerende en broedende vogels, sterfte door aanvaringen en barrièrewerking voor vliegende vogels) en effecten op vleermuizen (sterfte bij de turbines). Tot slot zijn de effecten aan het wettelijk kader en beleidskader getoetst, specifiek de regimes of het beleid inzake Natura 2000-gebied Waddenzee, beschermde soorten en het Natuurnetwerk Nederland.

Voor ieder effect wordt in dit hoofdstuk een beoordeling gegeven. In hoofdstuk 7 wordt die beoordeling samengevat, en geïntegreerd besproken: daar worden de alternatieven/varianten integraal vergeleken op natuureffecten.

### 6.1 Effecten op vogels: aanlegfase

De tijdelijke effecten van aanleg en plaatsing zullen gering zijn. De werkzaamheden kunnen verstoring van foeragerende of rustende vogels veroorzaken. Een precieze inschatting kan pas gemaakt worden als een werkplanning bekend is. Een potentiële maatregel is fasering van het werk en lokaal werken, waardoor vogels kunnen uitwijken naar rustige, aangrenzende gebieden.

Ernstiger verstoring, van nesten van broedende vogels bijvoorbeeld, zou een overtreding van de (nieuwe) Wet natuurbescherming kunnen zijn. Dan is het noodzakelijk om te werken middels een werkwijze en planning waarbij nesten worden ontzien.

Een apart punt is het plaatsen van turbines op of vlakbij de dijk. Werkzaamheden kunnen hier, door middel van geluid, effecten hebben op rustende of foeragerende vogels in de Waddenzee. Ook hier geldt dat overtredingen van de Wet natuurbescherming niet mogen worden begaan en dat vanuit het zorgprincipe geprobeerd moet worden om verstoring te beperken. Dat kan bijvoorbeeld betekenen dat, als er funderingen geheid moeten worden, dit niet tijdens hoogwater plaatsvindt, wanneer de Rommelhoek als hoogwatervluchtplaats wordt gebruikt, en in een periode waarin het gebruik van de hoogwatervluchtplaats en het aangrenzende wad als foerageergebied zo laag mogelijk is.

Geconcludeerd is dat alle alternatieven en varianten leiden tot negatieve effecten. De effecten tijdens de aanlegfase zijn kleiner dan de effecten tijdens de gebruiksfase, vanwege de kortere duur van de effecten en het lokale karakter van de effecten (de turbines worden niet allemaal tegelijk opgericht). Omdat de effecten (zeer) klein zijn, komen de verschillen tussen de alternatieven en varianten niet tot uitdrukking in de effectbeoordeling en zijn alle alternatieven en varianten neutraal tot licht negatief en hetzelfde beoordeeld (0/-).

Tabel 6.1 Effectbeoordeling vogels aanlegfase

	Alternatief 1 RWE+	Variante 2a NUON 3,5 MW	Variante 2b NUON 5,0 MW	Variante 2c NUON 5,0 MW	Variante 3a Integraal compact en laag	Variante 3b Integraal verspreid en hoog
verstoring broedvogels, pleisterende vogels	0/-	0/-	0/-	0/-	0/-	0/-

## 6.2 Effecten op vogels: gebruiksfase

### 6.2.1 Verstoring van broedvogels

#### Binnendijks

Windturbines kunnen broedende vogels verstoren. De afstand waarbinnen de afname van (een deel van) de broedende vogels zichtbaar is, verschilt per soort, maar is in open landschappen in de orde grootte van tientallen (zangvogels) tot enkele honderden meters (eenden, steltlopers/weidevogels) (zie review in Witte & van Lieshout 2003, recent overzicht in online document Langgemach & Dürr 2016<sup>1</sup>).

In § 5.2.1 is beschreven dat in de polder de huidige aantallen/dichtheden van broedvogels niet bekend zijn, maar dat er wel kwantitatieve gegevens uit 2003 beschikbaar zijn. Op de akkers broeden in ieder geval scholekster, Kievit, kluut, tureluur, veldleeuwerik, graspieper, gele kwikstaart. Plaatsing van windturbines zal mogelijk tot enige achteruitgang in aantallen van deze broedvogels leiden, maar het gebrek aan recente informatie over aantallen en locaties maakt een kwantitatieve voorspelling onmogelijk. In 2003 broedden grutto en patrijs met elk één paar in de Emmapolder - gezien de landelijke achteruitgang van deze soorten kan worden betwijfeld of deze thans nog aanwezig zijn. Naast de genoemde soorten komt een aantal zangvogelsoorten voor die aan opgaande begroeiing en/of bebouwing gebonden zijn, waar de turbines niet nabij zullen komen te staan.

De spreiding van de windturbines over de Emmapolder in de verschillende alternatieven en varianten is vergelijkbaar. De aantallen turbines verschillen, en dat zou voor enig verschil in de effecten kunnen zorgen. Zonder recente broedvogelkartering echter, is een nadere analyse daarvan niet mogelijk, en wordt er vooralsnog van uitgegaan dat er geen wezenlijke verschillen tussen de alternatieven en varianten zijn. Alle alternatieven en varianten zijn daarom, wat betreft effecten op broedvogels in het plangebied, licht negatief (-) beoordeeld.

#### Buitendijks/Natura 2000

In paragraaf 5.2.1 is geconcludeerd dat er buitendijks, langs de Emmapolder, geen aantallen broedvogels van relevante betekenis broeden. De alternatieven en varianten leiden daarom niet tot negatieve effecten en zijn neutraal beoordeeld (0).

Tabel 6.2 Effectbeoordeling verstoring broedvogels

	Alternatief 1 RWE+	Variante 2a NUON 3,5 MW	Variante 2b NUON 5,0 MW	Variante 2c NUON 5,0 MW	Variante 3a Integraal compact en laag	Variante 3b Integraal verspreid en hoog
verstoring broedvogels plangebied	-	-	-	-	-	-
verstoring broedvogels Natura 2000	0	0	0	0	0	0

<sup>1</sup> Versie 20 september 2016, wordt geregeld geactualiseerd:

[http://www.lugv.brandenburg.de/cms/media.php/lbm1.a.3310.de/vsw\\_dokwind\\_voegel.pdf](http://www.lugv.brandenburg.de/cms/media.php/lbm1.a.3310.de/vsw_dokwind_voegel.pdf).



## 6.2.2 Verstoring van hoogwatervluchtplaatsen

Vogels op hoogwatervluchtplaatsen kunnen verstoringseffecten ondervinden van windturbines. Voor de verschillende vogelsoorten zijn verstoringafstanden tot 600 meter vastgesteld (Witte & van Lieshout 2003). Voor een hoogwatervluchtplaats is de afstand niet bepaald maar wordt in eerdere rapporten voor dit gebied minimaal enkele honderden meters aangehouden (Brenninkmeijer *et al.* 2012 houden dit aan onder verwijzing naar Krijgsveld *et al.* 2008). Klop (2015) houdt op grond van vrijwel dezelfde bronnen net iets andere getallen aan: voor ganzen op een hoogwatervluchtplaats tot 600 meter, voor steltlopers 500 meter. Verstoringafstand is in deze context de afstand waarop geen effect meer aanwezig is: binnen de verstoringafstand wordt een deel van de vogels verstoord, en hoe dichterbij de bron van verstoring, hoe meer vogels er verstoord worden.

Er zijn buitendijkse hoogwatervluchtplaatsen op de Rommelhoek, aan de oostzijde van het plangebied voor Windpark Eemshaven-West, en op de kwelder ter hoogte van Ruidhorn, ten westen van het plangebied. Dat kwelderdeel ligt buitendijks aan de westzijde van Ruidhorn, en is daarmee ver genoeg van windpark Eemshaven-West: het valt buiten de verstoringafstanden van daar aanwezige vogels.

De aantallen vogels op de hoogwatervluchtplaats op de Rommelhoek, Eemshaven-West genoemd in Brenninkmeijer *et al.* (2012, 2014), zijn sinds 2009 eerst afgenomen en daarna toegenomen (zie tabel 6.3, overgenomen uit Brenninkmeijer *et al.* 2014). Brenninkmeijer *et al.* (2012) noemden hiervoor nog de bouwactiviteiten in het gebied (aanleg incl. veel heiwerkzaamheden e.d. van het windpark en de centrales van Nuon en RWE) en de inmiddels geplaatste windturbines als mogelijke oorzaak, maar op grond van de recente toename lijkt de 'dip' vooral door de bouwactiviteiten te zijn veroorzaakt. In ieder geval ligt een aanzienlijk deel van de hoogwatervluchtplaats, afhankelijk van de waterstand, binnen enkele honderden meters van minstens twee bestaande windturbines. Klop (2016) geeft de minimale afstand die vogels aanhouden tot de dichtstbijzijnde turbine. Dit laat zien dat ruimtelijke verdeling van vogels op de hoogwatervluchtplaats in de huidige situatie al beïnvloed wordt door de daar aanwezige windturbines: voor sommige soorten zijn minimale afstanden tot deze turbines vastgesteld van 300 tot 500 meter, terwijl ook dichterbij voor deze soorten geschikt habitat is. De getelde aantallen in combinatie met deze informatie lijkt tot de conclusie te leiden dat de verspreiding op de hoogwatervluchtplaats voor sommige soorten door de turbines beïnvloed wordt, maar dat de totale aantallen desondanks zijn toegenomen.

Belangrijk is daarom om te constateren dat de hoogwatervluchtplaats zijn functie niet verloren heeft. In verschillende alternatieven en varianten voor windpark Eemshaven-West komen er windturbines binnen de verstoringafstand bij, op de dijk, of direct achter de dijk. Dit betekent een toename van bronnen van verstoring binnen 500 meter vanaf de plaatsen waar vogels op de hoogwatervluchtplaats overtijen. Het is lastig te kwantificeren wat hiervan het effect zal zijn. Om hiervan een betere indruk te krijgen zijn voor alle varianten verstoringcontouren van 100, 200 en 500 meter getekend in een kaart met de huidige ligging van hoogwatervluchtplaatsen overdag en 's nachts (uit afbeelding 5.1 en 5.2). Deze kaarten zijn opgenomen als afbeelding 6.1. Het volgende wordt duidelijk:

- voor soorten met een verstoringafstand tot 200 meter, vallen in alle alternatieven en varianten de hoogwatervluchtplaatsen buiten de contouren van de turbines;
- voor soorten met een verstoringafstand meer dan 200 meter, valt, afhankelijk van de verstoringafstand en het alternatief of de variant, een deel van de huidige hoogwatervluchtplaatsen binnen de verstoringafstand. Alleen bij variant 3a liggen de hoogwatervluchtplaatsen vrijwel geheel buiten de 500 m contour;
- de huidige hoogwatervluchtplaatsen liggen deels (overdag) en grotendeels ('s nachts) binnen de 500 m verstoringcontour van de windturbines die aan de oostzijde van de hoogwatervluchtplaats Eemshaven - west reeds enkele jaren in gebruik zijn.

De voorgaande informatie maakt een voorspelling lastig: de verstoringcontouren liggen voor vijf van de zes alternatieven/varianten in meer of mindere mate over de huidige hoogwatervluchtplaatsen - maar dat is voor de huidige turbines ook al zo, en dat leidt niet tot het verlaten van de hoogwatervluchtplaatsen door vogels of een afname in aantallen. Er is daarmee een relatief verschil tussen de alternatieven en varianten, in

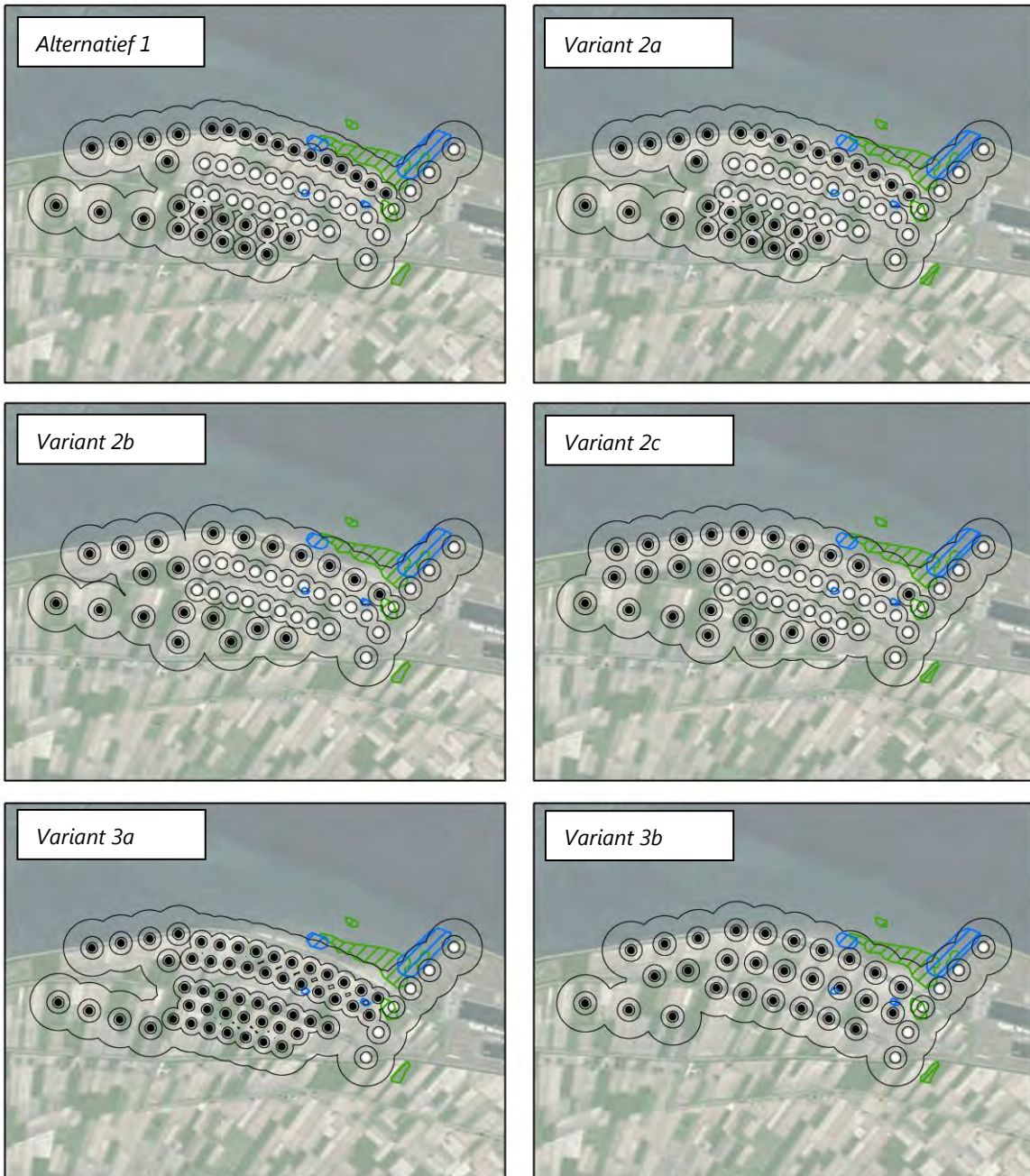
termen van potentiële verstoring, maar de effecten in termen van aantallen kunnen niet worden gekwantificeerd.

Indien het belang van de hoogwatervluchtplaats bij plaatsing van Windpark Eemshaven-West toch zou verminderen is het van belang na te gaan of er alternatieve hoogwatervluchtplaatsen binnen ongeveer dezelfde vliegafstand beschikbaar zijn. De vogels zullen dan een plek moeten vinden op de nabijgelegen hoogwatervluchtplaats kwelder Ruidhorn en Ruidhorn zelf. Dit is dichtbij genoeg om dat mogelijk te maken, maar het betekent dan wel een afname van het aanbod aan locaties waar vogels veilig het weer droogvallen van hun voedselgebied kunnen afwachten.

Tabel 6.3 Gemiddelde aantal overtuigende vogels per soortgroep in de Eemshaven (oost, west, moerasplassen en havenkom) in oktober-november 2007 (vóór de bouw van de centrales; Smit et al. 2007) en oktober-november 2010-2011 (tijdens de bouw), 2012 (eind bouw) en 2013 (na de bouw). Overgenomen uit Brenninkmeijer et al. (2014).

Oktober-november	Oost				
	2007	2010	2011	2012	2013
Ganzen en eenden	2.076	375	847	2.285	1.566
Meeuwen en sterns	743	228	168	309	789
Overige watervogels	71	43	58	103	123
Steltlopers	2.923	327	330	411	699
Totaal	5.814	973	1.403	3.108	3.176
	West				
	2007	2010	2011	2012	2013
Ganzen en eenden	403	462	276	1.477	1.506
Meeuwen en sterns	21	21	213	396	832
Overige watervogels	0	1	0	2	0
Steltlopers	2.109	804	812	3.933	3.203
Totaal	2.534	1.287	1.301	5.809	5.541
	Haven				
	2007	2010	2011	2012	2013
Ganzen en eenden	126	11	75	174	286
Meeuwen en sterns	74	117	116	140	334
Overige watervogels	1	2	7	9	8
Steltlopers	0	13	28	124	39
Totaal	202	142	226	447	666
	Moeras				
	2007	2010	2011	2012	2013
Ganzen en eenden	118	24	16	26	34
Meeuwen en sterns	288	17	0	0	0
Overige watervogels	0	4	3	10	7
Steltlopers	58	0	0	0	0
Totaal	464	45	19	36	40
	Eemshaven totaal				
	2007	2010	2011	2012	2013
Ganzen en eenden	2.722	871	1.214	3.963	3.391
Meeuwen en sterns	1.127	382	497	845	1.954
Overige watervogels	73	49	69	123	137
Steltlopers	5.091	1.144	1.170	4.468	3.942
Totaal	9.013	2.446	2.949	9.399	9.424

Afbeelding 6.1 De zes alternatieven en varianten met voor iedere windturbine verstoringscontouren van 100, 200 en 500 meter. Afgebeeld zijn ook de huidige contouren van hoogwatervluchtplaatsen overdag (groen gearceerd) en 's nachts (blauw gearceerd) (naar afbeelding 5.1 en 5.2). Bestaande turbines hebben een witte stip, nieuw te plaatsen turbines een zwarte. Turbines aan de oostzijde van het plangebied zijn opgenomen in verband met bestaande effecten op de hoogwatervluchtplaatsen, zie tekst.



Zoals al genoemd is ook Ruidhorn, binnendijks, van belang als hoogwatervluchtplaats. Ruidhorn bestaat uit twee delen, ten westen van het gasbehandelingsstation en ten oosten. Het kleinere deel aan de oostzijde grenst aan het plangebied. Het westelijke deel valt buiten de invloed van verstoring door de turbines in het nieuwe park.



Op aangeven van de provincie is bij het ontwerpen van de alternatieven/varianten steeds een minimale afstand van 500 meter ten opzichte van Ruidhorn aangehouden. De vraag die hier voorligt, is of dat voldoende is om de functie als hoogwatervluchtplaats onverstoord te houden. Dit lijkt niet het geval, om twee redenen:

- 1 er zijn op de hoogwatervluchtplaats soorten die een verstoringsafstand hebben van meer dan 500 meter. Het zou kunnen zijn dat de ruimtelijke afscheiding van Ruidhorn ten opzichte van het akkergebied, en de aanwezigheid van andere soorten, deze vogels voldoende rust en veiligheid biedt, maar dat is niet op voorhand zeker;
- 2 in vrijwel alle alternatieven en varianten zijn aan de zuidoostzijde van Ruidhorn locaties gepland voor prototype offshore testturbines. Die zullen fors groter (kunnen) zijn dan de huidige turbines. De verstoringsafstanden in de literatuur, waarmee in deze voorspellingen moet worden gewerkt, zijn afkomstig uit onderzoek bij kleinere of zelfs aanzienlijk kleinere turbines. Weliswaar is bekend dat verstoringseffecten niet evenredig groter worden met de grootte van turbines, maar ook als de verstoringsafstanden maar enigszins groter worden, zou Ruidhorn deels binnen de verstoringsafstand van de dichtstbijzijnde testturbine komen te liggen.

Tenslotte overtuigen er soms vogels op de akkers van de Emmapolder. Op grond van de beschikbare rapporten lijkt dit voor de echte wadvogels (steltopers, meeuwen) slechts incidenteel voor te komen. Ganzen gebruiken het gebied wel geregeld, ook tijdens hoogwater - maar foerageren er dan ook, net als ganzensoorten die niet ook de kwelder of het wad op gaan. Deze worden samen behandeld in § 6.2.4. Het incidenteel overtuigen van steltopers en meeuwen zal in de Emmapolder ongetwijfeld afnemen als windpark Eemshaven-West wordt gerealiseerd. Het zal dan niet zozeer de verstoringsafstand per individuele turbine en de daartussen theoretisch beschikbare onverstoordte ruimte zijn die dit bepaalt, als wel het veranderen van het gebied van (grotendeels) open akkers naar windpark met een groot aantal turbines. De kaarten van de alternatieven en varianten met verstoringscontouren (zie afbeelding 6.1) laten al zien hoe lastig het voor vogels wordt om komend vanaf het wad 'vrije ruimte' te vinden om te rusten. Omdat voor vogels die vanaf het wad aan komen vliegen er slechts geringe verschillen tussen de alternatieven en varianten zijn is dit voor alle alternatieven en varianten als licht negatief effect (-) gescoord.

Geconcludeerd is dat, op basis van de verstoringsafstanden, hoe dichterbij turbines bij de Waddenzee staan, hoe groter het gebied is dat de turbines in potentie verstoren. De relevante verstoringsafstanden voor vogels op de hoogwatervluchtplaatsen in de Waddenzee en nabij het plangebied en voor foeragerende vogels in de Waddenzee zijn tot 200, 300, 500 of 600 meter. Daar tegenover staat dat de hoogwatervluchtplaatsen nu goed lijken te functioneren, ook al liggen ze binnen de verstoringscontour van al aanwezige turbines. Daarom zijn alle alternatieven en varianten licht negatief (-) beoordeeld wat betreft de verstoring van hoogwatervluchtplaatsen, en komen eventuele verschillen tussen de alternatieven en varianten niet tot uitdrukking in de beoordeling.

Tabel 6.4 Effectbeoordeling verstoring hoogwatervluchtplaatsen

	Alternatief 1 RWE+	Variant 2a NUON 3,5 MW	Variant 2b NUON 5,0 MW	Variant 2c NUON 5,0 MW	Variant 3a Integraal compact en laag	Variant 3b Integraal verspreid en hoog
verstoring hoogwatervluchtplaatsen	-	-	-	-	-	-

### 6.2.3 Verstoring van foeragerende vogels

#### Buitendijks

Op de buitendijks droogvallende delen foerageren wadvogels. Naarmate het water verder zakt, verspreiden de vogels zich over het droogvallende wad, waarbij ze deels de waterlijn volgen en zich concentreren in de lager gelegen gedeelten. Er zijn geen tellingen of dichtheidsschattingen. Een klein deel van de vogels op de

hoogwatervluchtplaatsen kwelder, Ruidhorn en Rommelhoek zal zich in deze strook ophouden - het merendeel van deze vogels foerageert op verder gelegen wadplaten.

Klop (2015) geeft op basis van een aantal relevante literatuurbronnen de volgende ranges voor verstoringsafstanden van foeragerende vogels: eenden 100-150 meter, steltlopers 50-300 meter, ganzen 200-500 meter. Op het wad langs de Emmapolderdijk zal het vooral gaan om eenden en steltlopers, hetgeen betekent dat een strook van maximaal 150 m voor eenden en van maximaal 300 m voor steltlopers door verstoring minder geschikt wordt. Naarmate de turbines verder binnendijks staan nemen deze afstanden af. Dit is de hoogst gelegen, voor vogels qua voedselbeschikbaarheid minst interessante strook. Vogels die op de Rommelhoek overtijen, zullen naar verwachting het daar droogvallende gebied gebruiken door met het vallende water mee het wad op te lopen - hun afstand tot de turbines neemt dan toe, en foeragerende vogels hebben een kleinere verstoringsafstand dan rustende. Denkbaar is dat de strook van maximaal 150 resp. 300 meter langs de dijk tussen Rommelhoek en Ruidhorn minder gebruikt wordt: daar moeten vogels vanaf de hoogwatervluchtplaatsen heen vliegen. Voor de turbines op de dijk betekent dit dat ze een gering verstorend effect zouden kunnen hebben, voor turbines die verder landinwaarts staan lijkt dit gering tot verwaarloosbaar. Daarom is alternatief 1 licht negatief (-) beoordeeld en zijn de andere alternatieven neutraal (0) beoordeeld.

### Binnendijks

Het plangebied wordt door verschillende vogelsoorten gebruikt als foerageergebied (§ 5.2.3). Met name ganzen (Brandgans en Grauwe gans) verblijven er in grotere aantallen. Klop (2015) geeft op grond van geraadpleegde bronnen voor ganzen een verstoringsafstand van 200-500 meter. Wanneer rond iedere turbine een contour van 500 meter wordt getrokken, valt in de verschillende alternatieven en varianten vrijwel het gehele plangebied (en stroken er buiten) binnen deze verstoringsafstand. Bij 200 meter is dit minder en zou zo'n tweederde deel van het totale oppervlak binnen de verstoringsinvloed vallen. Voor de hele range van verstoringsafstanden geldt daarmee dat voor alle alternatieven/varianten een groot deel tot vrijwel het gehele plangebied verstoord zone wordt. Hoewel binnen de verstoringsafstanden normaliter niet 100 % van alle vogels wegblijft, is bij een dergelijke 'bedekking' de vraag of het gebied z'n betekenis voor ganzen geheel gaat verliezen.

De ganzen waar het hier om gaat gebruiken een groter gebied, waar de Emmapolder een deel van is. Voedsel op de akkers komt, afhankelijk van oogst en eventueel inzaaien op verschillende momenten beschikbaar. Onderzoek aan Kleine zwanen in de Wieringermeer heeft laten zien dat in de loop van de winter delen van de polder dicht bij windturbines als foerageergebied benut werden, nadat eerst elders van aanwezig voedsel werd geprofiteerd (Fijn *et al.* 2012). Voorts is het zo dat recent op verschillende plekken geconstateerd wordt dat ganzen lijken te 'wennen' aan windparken: geregeld worden groepen ganzen van diverse soorten dichtbij of tussen windturbines gezien (eigen waarnemingen S. Dirksen, J. van der Winden). Weliswaar is hier geen goede publicatie over, maar het sluit aan op het genoemde onderzoek aan zwanen.

Samenvattend lijkt het niet aannemelijk dat het plangebied zijn betekenis voor foeragerende ganzen geheel verliest. De verstoringsafstand ligt uiteindelijk waarschijnlijk dicht bij de onderkant van de opgegeven range en het gebied zal nog steeds deels gebruikt kunnen worden. Wel zal de voorkeur van de ganzen mogelijk meer liggen bij locaties buiten het windpark, waardoor er een (betekenisvolle) afname in (gemiddelde) aantallen zal kunnen zijn. Mocht voedsel op de akkers in de nabije omgeving beperkend zijn voor de aanwezige aantallen ganzen, dan zal het plangebied weer meer bezocht worden (in lijn met de bevindingen van Fijn *et al.* 2012 voor Kleine zwanen). Voor de alternatieven/varianten zijn hierin geen verschillen aan te geven.

De overige soorten in het plangebied gebruiken de akkers vooral als incidentele hoogwatervluchtplaats. In het oostelijke deel van de polder wordt daarbij door deze vogels (steltlopers, meeuwen) in de huidige situatie ook tussen de rijen windturbines gevlogen en op de akkers gezeten. Het gebied lijkt daarom ook na realisatie van Windpark Eemshaven-West deze functie te kunnen behouden.

Geconcludeerd is dat het plangebied zijn betekenis als foerageergebied voor een belangrijk deel verlies vanwege de realisatie van windturbines in het plangebied. Variant 3b onderscheidt zich door een kleiner verlies van foerageergebied, zie afbeelding 6.1. Variant 3b is licht negatief beoordeeld (-), de andere alternatieven en varianten zijn licht negatief tot zeer negatief beoordeeld (-/- -).

Tabel 6.5 Effectbeoordeling verstoring foeragerende vogels

	Alternatief 1 RWE+	Variante 2a NUON 3,5 MW	Variante 2b NUON 5,0 MW	Variante 2c NUON 5,0 MW	Variante 3a Integraal compact en laag	Variante 3b Integraal verspreid en hoog
verstoring foeragerende vogels in Natura 2000	-	0	0	0	0	0
verstoring foeragerende vogels plangebied	-/--	-/--	-/--	-/--	-/--	-

## 6.2.4 Aanvaringslachtoffers

In en rond de Eemshaven worden aanvaringslachtoffers rondom windturbines geteld. Op basis hiervan kunnen de effecten van nieuwe turbines worden geschat. De onderzoeken waarin bij de bestaande windturbines de aanvaringslachtoffers zijn geteld, zijn uitgevoerd door Altenburg & Wymenga (A&W), en een rekenmethode op basis van die tellingen is ook door A&W ontwikkeld en toegepast in diverse projecten rond de Eemshaven (bijvoorbeeld Klop *et al.* 2014).

Voor dit project heeft A&W de alternatieven/varianten volgens de door hen ontwikkelde rekenmethode doorgerekend en aantallen te verwachten aanvaringslachtoffers van de alternatieven en varianten voor Windpark Eemshaven-West in de gebruiksfase per vogelsoort berekend. De notitie waarin een en ander is beschreven en verantwoord (Brenninkmeijer & Klop 2016) is als Bijlage 1 bij dit deelrapport gevoegd. Er zijn per alternatief/variant twee berekeningen gemaakt: zonder en met correctie voor turbinehoogtes, beide voorzien van een 95 % betrouwbaarheidsinterval. Die laatste is te beschouwen als de bovenkant van de te verwachte bandbreedte, en in het kader van het voorzorgprincipe, is dit als uitgangspunt gekozen voor de effectbeoordeling (tabel 6.6).

Tabel 6.6 Overzicht door A&W berekende aanvaringslachtoffers per alternatief/variant. Zie tekst en bijlage I

	Aantal zonder correctie turbinehoogte	95 % betr. interval	Aantal met correctie turbinehoogte	95 % betr. interval
A 1	812	534-1.350	922	609-1.525
A/V 2a	740	487-1.229	1.065	702-1.765
A/V 2b	533	351-885	753	497-1.247
A/V 2c	601	396-997	843	556-1.396
A/V 3a	620	417-1.006	575	385-939
A/V 3b	327	211-554	652	427-1.089

De verschillen tussen de alternatieven/varianten zijn niet heel groot en in alle gevallen met onderling overlappende betrouwbaarheidsintervallen. Varianten 3a en 3b leiden tot lagere aantallen slachtoffers dan de overige alternatieven en varianten, vooral variant 2a. Dit kan worden verklaard door de compacte

opstelling van de turbines en de toepassing van lage turbines in variant 3a en het relatief lage aantal windturbines in variant 3b (zonder vierde en vijfde rij).

De aantallen in tabel 6.6 komen bovenop de mortaliteit als gevolg van de 88 windturbines die nu in het Eemshavengebied staan, en die wordt geschat op gemiddeld 2.873 vogels per jaar (Klop & Brenninkmeijer 2014).

In de aangeleverde tabellen zijn de berekende aantallen opgesplitst naar soort. Dat maakt onder andere een analyse mogelijk van de verwachte toename van de sterfte van soorten waarvoor het Natura 2000-gebied Waddenzee een instandhoudingsdoelstelling kent. Dit is gedaan op exact vergelijkbare wijze als door Klop *et al.* (2014) voor de 'Ecologische beoordeling uitbreiding opgave windenergie Provincie Groningen'.

De verwachte mortaliteit onder de kwalificerende soorten is weergegeven in bijlage 1. De additionele mortaliteit als gevolg van de uitbreiding van beide windparken wordt als verwaarloosbaar beschouwd indien deze lager is dan 1 % van de natuurlijke mortaliteit. De 1 %-norm is geen wettelijk vastgestelde drempelwaarde maar wordt gebruikt als 'alarmbel', of eerste indicatie. Indien deze '1 %-norm' wordt overschreden, moet nader worden onderzocht hoe de additionele mortaliteit zich verhoudt tot de populatietrend en het instandhoudingsdoel. In het geval dat de huidige populatie (ruim) boven het instandhoudingsdoel zit, en er is sprake van een positieve populatietrend, dan hoeft een overschrijding van de 1 %-norm niet automatisch tot een aantasting van het instandhoudingsdoel te leiden. De instandhoudingsdoelen voor de betreffende kwalificerende soorten, en een indicatie van de natuurlijke mortaliteit, worden gegeven in tabel 6.7.

Uitgezonderd in variant 3a, staan in alle alternatieven en varianten drie 10 MW prototype turbines met een tiphoogte van 295 meter in het zuidelijke testveld. In variant 3a staan er vier 7,5 MW prototype turbines met een tiphoogte van 195 meter in het zuidelijke testveld. De 10 MW prototypes in het testveld zijn in de berekeningen naar hun grootte geschaald meegenomen. Eventueel relatief grotere effecten doordat zij een tiphoogte boven 200 meter hoogte hebben zijn daarmee niet meegenomen. Grotere effecten boven 200 meter zijn niet aan te tonen omdat dergelijke turbines nog niet bestaan, maar zijn wel denkbaar op grond van wat bekend is over vogelaanvaringen bij zendmasten. Omdat het slechts om drie turbines gaat zal een eventueel groter dan geschaald effect de effecten van het park als geheel niet substantieel veranderen. Voor de verschillen tussen alternatieven en varianten maakt het niet of nauwelijks uit, vanwege het vergelijkbare aantal prototype testturbines.

Tabel 6.7 Verwachte mortaliteit in relatie tot natuurlijke mortaliteit van de kwalificerende soorten, ten opzichte van de huidige aantallen. IHD = instandhoudingsdoel. Data met betrekking tot natuurlijke mortaliteit zijn afkomstig van de BTO ([www.bto.org](http://www.bto.org)). Huidig aantal uit Brenninkmeijer & Klop (2016a). Overschrijding: wanneer de 1 %-norm wordt overschreden bij alle scenario's, is dit aangegeven in paars, in geel wanneer dit het geval is bij sommige scenario's en in groen wanneer dit bij geen enkel scenario het geval is. De soorten met een b betreffen kwalificerende broedvogels. Het huidige aantal is voor deze soorten vermenigvuldigd met drie: de populatie bestaat grosso modo uit driemaal zoveel individuen als het aantal broedparen: twee ouders per paar en één juveniel of subadult. De soorten met een nb betreffen kwalificerende niet-broedvogels, hiervoor geldt het huidige aantal.

Soort	IHD	Huidig aantal (2010-2014)	Fractie natuurlijke mortaliteit	Mortaliteit (aantal vogels)	Criterium 1 % additionele sterfte (t.o.v. huidig aantal)	Overschrijding?
Aalscholver nb	4.200	2.642	0,12	504	3	1, 2a, 2b, 2c, 3a, 3b
Bergeend nb	38.400	56.087	0,11	4.224	62	nee
Bontbekplevier nb	1.800	2.760	0,23	414	6	1, 2a, 2b, 2c, 3b
Bontbekplevier b	180	135	0,23	41	0,3	1, 2a, 2b, 2c, 3a, 3b
Bonte strandloper nb	206.000	221.562	0,26	53.560	576	nee

Brandgans nb	36.800	41.449	0,09	3.312	46	nee
Bruine kiekendief b	90	126	0,26	23	0,3	1, 2a, 2b, 2c, 3a, 3b
Eider b	15.000	8.814	0,18	2.700	16	nee
Eider nb	90.000	85.669	0,18	16.200	154	nee
Fuut nb	310	261	0,25	78	0,7	nee
Goudplevier nb	19.200	15.998	0,27	5.184	43	nee
Grauwe gans nb	7.000	13.173	0,17	1.190	22	nee
Grutton b	1.100	615	0,06	66	0,4	nee
Kievit nb	10.800	11.578	0,25	2.700	29	nee
Kleine mantelmeeuw b	57.000	72.450	0,09	5.130	65	nee
Kluut	11.400	6.266	0,15	1.710	9	nee
Kluut nb	6.700	3.573	0,15	1.005	5	nee
Krakeend nb	320	527	0,38	122	2	nee
Rosse grutton b	54.400	58.492	0,28	15.232	164	nee
Rotgans nb	26.400	26.456	0,1	2.640	26	nee
Scholekster nb	140.000	91.476	0,12	16.800	110	nee
Smient nb	33.100	27.528	0,47	15.557	129	nee
Steenloper nb	2.300	2.442	0,14	322	3	2a
Tureluur nb	16.500	14.866	0,26	4.290	39	nee
Visdief b	15.900	6.402	0,1	1.590	6	nee
Wilde eend nb	25.400	16.718	0,37	9.398	62	1, 2a, 2c, 3a
Wintertaling nb	5.000	5.244	0,47	2.350	25	nee
Wulp nb	96.200	84.094	0,26	25.012	219	nee

\*(Niet in analyse A&W).

Het betreft minder, maar wel dezelfde soorten als voor de uitbreiding van windenergie in Groningen als geheel. Voor de betreffende soorten wordt hieronder de tekst van Klop *et al.* (2014) overgenomen, met de nu geschatte aantallen uit bijlage I waar relevant, en aangevuld voor steenloper.

Trends voor verschillende soorten watervogels en andere soorten in de Waddenzee in de laatste decennia zijn geanalyseerd door Blew *et al.* (2013), Roodbergen *et al.* (2013) en Ens *et al.* (2014). Op de Sovon-website worden de aantallen voor het Natura 2000-gebied gegeven ([http://s1.sovon.nl/gebieden/gebieden\\_trendsnw.asp?gebnr=1](http://s1.sovon.nl/gebieden/gebieden_trendsnw.asp?gebnr=1)). Hieronder wordt op basis van deze bronnen kort besproken hoe de trends eruit zien voor de kwalificerende soorten waarbij sprake is van een overschrijding van de 1 %-norm.

De Aalscholver laat na een jarenlange toename in de Waddenzee een afname zien. In de periode 2008-2011 zat de populatie met circa 3.000 vogels (seizoensgemiddelde) onder het instandhoudingsdoel. Slachtoffers onder Aalscholvers zijn uitsluitend gevallen in Windpark Eemshaven. De meeste slachtoffers zijn gevallen in het voorjaar (april) en augustus-september. Dit zijn waarschijnlijk deels broedvogels, deels doortrekkers en dieren die 'uitwaaieren' uit de broedkolonies. De 1 %-norm wordt met enkele dieren overschreden; vanwege de uitwisseling tussen de verschillende deelpopulaties en de landelijk hoge aantallen zal de additionele mortaliteit in Windpark Eemshaven-West niet leiden tot een effect op populatieniveau.

---

Het aantal doortrekkende Bontbekplevieren laat al jarenlang een sterke toename zien, van circa 1.000 vogels in 1990 tot circa 2.800 vogels in 2011. Daarmee zit de Bontbekplevier voor wat betreft de niet-broedvogels ruim boven het gestelde instandhoudingsdoel. Voor Natura 2000-gebied Waddenzee is de Bontbekplevier ook als broedvogel aangewezen met een instandhoudingsdoel van 60 broedparen. In de periode 2008-2011 zat de populatie met circa 46 broedparen onder het instandhoudingsdoel. Voor de bontbekplevier is het aannemelijk dat de voorspelde slachtoffers vallen onder niet-broedvogels. Daarvan zijn de aantallen ruim boven het instandhoudingsdoel.

De populatie van de Bruine kiekendief in de Waddenzee fluctueert enigszins maar zit met gemiddeld circa 40 broedparen (2008-2012) in het Natura 2000-gebied boven het instandhoudingsdoel van 30 broedparen. De aantallen van Bruine kiekendief, zitten momenteel boven het instandhoudingsdoel; een additionele mortaliteit van circa 3 exemplaren per jaar is echter fors te noemen. Deze aantallen komen bovenop de huidige mortaliteit en eventuele slachtoffers van het vergunde Windpark Delfzijl-Noord. Vrijwel alle slachtoffers van Bruine kiekendief in de windparken Eemshaven en Delfzijl zijn gevallen in de trekperiodes (april-mei en augustus-september), wat doet vermoeden dat de slachtoffers betrekking hebben op doortrekkers en niet op de lokale broedpopulatie. De huidige aantallen steenlopers zijn boven het instandhoudingsdoel. In één variant is het geschatte aantal aanvaringsslachtoffers enkele tienden hoger dan de 1 % grens. Dit levert geen effect op populatieniveau op.

De huidige aantallen doortrekkende of overwinterende Wilde eenden zitten ruim onder het instandhoudingsdoel. Deze soort is in Nederland zeer algemeen met circa 350.000-500.000 broedparen (deze zijn niet kwalificerend) en circa 80.000 doortrekkende of overwinterende vogels (deze zijn wel kwalificerend). Uit de ruwe data van de slachtoffertellingen blijkt dat het merendeel (70-90 %) van de slachtoffers onder de Wilde eend in de periode eind maart - begin juli valt. Deze slachtoffers hebben zodoende betrekking op lokale (niet kwalificerende) broedvogels en niet op (wel kwalificerende) doortrekkende dieren. Het aantal slachtoffers onder de kwalificerende doortrekkende of overwinterende Wilde eenden komt daarmee in alle scenario's ruim onder de 1 %-norm te liggen.

---

Op grond van het bovenstaande zal geen mortaliteit optreden die de instandhoudingsdoelstellingen van voor de Waddenzee aangewezen soorten schaadt.

Klop *et al.* (2014) maken vervolgens duidelijk dat ook op grond van cumulatie van effecten dit niet op zal treden. De nu voor Eemshaven-West berekende additionele mortaliteit valt binnen de door hen gehanteerde waarden die zijn meegenomen in de analyse van cumulatie, dus kan hier worden volstaan met een verwijzing naar hetgeen Klop *et al.* (2014) hebben geschreven, en ook zo overgenomen is in de Passende Beoordeling voor de Structuurvisie Eemsmond-Delfzijl (Arcadis 2016).

Geconcludeerd is dat de alternatieven en varianten zich in kleine mate van elkaar onderscheiden wat betreft aanvaringsslachtoffers. Varianten 3a en 3b onderscheiden zich door een kleiner aantal aanvaringsslachtoffers. Vooral het totale aantal turbines is gerelateerd aan de aantallen te verwachten aanvaringsslachtoffers (vogels en vleermuizen). Turbines in het dijkprofiel leiden naar verwachting niet tot extra aanvaringsslachtoffers: relatief hoge aantallen vliegende vogels worden vastgesteld in een brede strook aan weerszijden van de dijk en niet alleen vlak boven of pal langs de dijk. Varianten 3a en 3b zijn licht negatief (-) beoordeeld, de overige alternatieven en varianten zijn negatief (- -) beoordeeld.

Tabel 6.8 Effectbeoordeling aanvaringsslachtoffers

	Alternatief 1 RWE+	Variant 2a NUON 3,5 MW	Variant 2b NUON 5,0 MW	Variant 2c NUON 5,0 MW	Variant 3a Integraal compact en laag	Variant 3b Integraal verspreid en hoog
aanvaringsslachtoffers Natura 2000-soorten	--	--	--	--	-	-
aanvaringsslachtoffers vogels in seizoenstrek	--	--	--	--	-	-
aanvaringsslachtoffers lokale vogels	--	--	--	--	-	-

## 6.2.5 Barrièrewerking

Lijnopstellingen en clusters van windturbines kunnen voor vliegende vogels die winturbines ontwijken, een barrière vormen. Voorbeelden van 'verbroken verbindingen' zijn (nog) niet vastgesteld, maar voorbeelden waarin vogels hun vliegafstand in meer of mindere mate moeten vergroten wel. In het navolgende zal een kwalitatieve inschatting worden gemaakt van de effecten van Windpark Eemshaven-West op dit punt. Gezien het type effect en inschatting zal daarbij geen onderscheid worden gemaakt tussen de alternatieven/varianten: in alle gevallen worden verspreid over het plangebied min of meer vergelijkbare aantallen windturbines geplaatst, en altijd is er sprake van minstens één doorlopende rij van oost naar west.

Dagelijkse vliegbewegingen van en naar hoogwatervluchtplaatsen zullen geen barrièrewerking ondervinden: vrijwel al deze vliegbewegingen vinden buitendijks plaats en worden niet gehinderd door de turbines. In de verschillende rapporten die gebruikt zijn voor de beschrijving van de huidige situatie wordt wel gemeld dat af en toe groepen boven land vliegen voor ze landen, of anderszins. Dit niet meer doen leidt voor die vogels niet tot wezenlijke extra vliegafstanden. Er zijn echter geen hoogwatervluchtplaatsen die vanaf het wad gezien achter het plangebied liggen.

Vogels in seizoenstrek zullen in veel gevallen gewoon doorvliegen, bijvoorbeeld doordat ze op grotere hoogte vliegen, of omdat ze min of meer de dijk volgen en zonder extra te vliegen iets kunnen uitbuigen. In het najaar, wanneer vogels uit het noorden en oosten komen, leidt het op lagere hoogte ontwijken van het windpark eveneens niet tot noemenswaardige extra vliegafstand. In het voorjaar zouden vogels die op lage hoogte vliegen, en zich door de Waddenzee laten 'stuwen' mogelijk om het windpark heen kunnen gaan vliegen. Lokaal leidt dat tot extra vliegafstand - op de voorjaarse trek als geheel is dat niet van betekenis.

Dagelijkse vliegbewegingen van en naar slaapplekken zouden wel effect kunnen ondervinden. Meeuwen en andere soorten komen in sommige perioden van het jaar over het gebied van en naar slaapplekken. Maar juist meeuwen vertonen bij windparken niet of nauwelijks uitwijkgedrag maar vliegen tussen turbines door.

Samenvattend: windpark Eemshaven-West zal niet of nauwelijks leiden tot barrièrewerking die een wezenlijke betekenis heeft voor vogels. Alle alternatieven en varianten zijn neutraal (0) beoordeeld.

Tabel 6.9 Effectbeoordeling barrièrewerking

	Alternatief 1 RWE+	Variant 2a NUON 3,5 MW	Variant 2b NUON 5,0 MW	Variant 2c NUON 5,0 MW	Variant 3a Integraal compact en laag	Variant 3b Integraal verspreid en hoog
barrièrewerking	0	0	0	0	0	0



## 6.3 Vleermuizen

### 6.3.1 Aanlegfase

Tijdelijke effecten in de vorm van verstoring tijdens de aanlegwerkzaamheden zullen minimaal zijn aangezien naar verwachting de meeste werkzaamheden overdag uitgevoerd gaan worden. Verder is er bij de effectbeoordeling van uitgegaan dat bij de aanlegfase voor transport en aanvoer van materiaal geen bomen gekapt hoeven te worden. Alle alternatieven en varianten zijn neutraal tot licht negatief beoordeeld (0/-). Vanwege de kleine effecten, komen eventuele verschillen niet tot uitdrukking in de effectbeoordeling.

Tabel 6.10 Effectbeoordeling vleermuizen aanlegfase

	Alternatief 1 RWE+	Variant 2a NUON 3,5 MW	Variant 2b NUON 5,0 MW	Variant 2c NUON 5,0 MW	Variant 3a Integraal compact en laag	Variant 3b Integraal verspreid en hoog
vleermuizen	0/-	0/-	0/-	0/-	0/-	0/-

### 6.3.2 Gebruiksfase

#### Uitgangspunten

Op voorhand kunnen negatieve effecten op vaste rust- en verblijfplaatsen van vleermuizen worden uitgesloten aangezien er naar verwachting geen sloop van gebouwen en/of kap van bomen zal plaatsvinden. Permanent negatieve effecten in de vorm van verhoogde mortaliteit en barrièrewerking onder vleermuizen wanneer de turbines operationeel zijn, kunnen wel optreden. Hieronder wordt ingegaan op de factoren die een rol spelen bij de optredende mortaliteit en barrièrewerking in het plangebied Eemshaven. Als onderbouwing voor de effectbeoordeling is gebruik gemaakt van het rapport van Boonman *et al.* (2015).

In dit rapport staan de volgende conclusies. In het open landschap lijkt weinig verschil te bestaan in het aantal te verwachten aanvaringslachtoffers. Verschillen in de mate van achtergrondverlichting en de afstand tot de zeedijk tussen de onderzochte locaties leiden niet tot verschillen in de aantal berekende slachtoffers.

Er is meer activiteit van vleermuizen op plaatsen met opgaande begroeiing dan in volledig open landschap. De activiteit van vleermuizen bij windturbines neemt af met toenemende ashoogte (Brinkmann *et al.* 2011). Op grondhoogte is de activiteit van vleermuizen vele malen hoger dan op gondelhoogte (Limpens *et al.* 2013). Op maaiveldhoogte wordt over het algemeen een ongeveer 15 à 20 keer hogere activiteit van vleermuizen vastgesteld ten opzichte van gondelhoogte. Met akoestische activiteit op gondelhoogte als parameter kan worden bepaald tijdens welke omstandigheden het risico op slachtoffers het grootst is. De windsnelheid is de meest bepalende factor: vrijwel alle vliegactiviteit van vleermuizen speelt zich af bij windsnelheden lager dan 5 m/s (Windturbines en vleermuizen, naar een voorspellingsmodel voor slachtoffers, Limpens *et al.* 2014). We verwachten daarom dat er een hoger slachtofferrisico op locaties met opgaande begroeiing is, zoals bijvoorbeeld bij Ruidhorn. Dit is in overeenstemming met Duits onderzoek waarin een positief verband werd gevonden tussen de gemeten vleermuisactiviteit op gondelhoogte en de nabijheid van bosschages of bossen (Brinkmann *et al.* 2011). Voor onze effectbeoordeling gaan we daarom uit van de ligging ten opzichte van opgaande begroeiing als belangrijkste indicator of de locatie van een windturbine tot een hoog risico op aanvaringslachtoffers leidt.

Voor de turbines in open landschap in en rond de Eemshaven is voor het aantal slachtoffers uitgegaan van vier per turbine per jaar. Voor turbines waarbij sprake is van een hoger risico op slachtoffers is uitgegaan van tien slachtoffers per turbine per jaar. Dat is vrijwel in lijn met Boonman *et al.* (2015).

Vier slachtoffers per turbine per jaar is hoger dan wat doorgaans op locaties in intensief gebruikt agrarisch gebied buiten de kustzone wordt gevonden. Daar ligt het aantal slachtoffers op 0-3 (Rydell *et al.* 2010, Limpens *et al.* 2013). De raming van het aantal slachtoffers voor de turbines in en rond de Eemshaven ligt echter aan de onderkant van wat voor turbines in de kustzone verwacht wordt. Bij turbines langs de kust is het aantal slachtoffers 5-20 (Rydell *et al.* 2010). In Nederland is een windpark in de kustzone bekend waar zonder stilstandvoorziening 11 slachtoffers per turbine per jaar werden vastgesteld (Boonman *et al.* 2010).

In het voorjaar werd in het plangebied Eemshaven nauwelijks activiteit van vleermuizen gemeten. Het is aannemelijk dat de activiteit in het voorjaar veel lager is dan in het najaar.

### Effectbeschrijving en beoordeling

De effectbeoordeling is gebaseerd op de bevindingen van het onderzoek van A&W. Per alternatief of variant worden de volgende onderdelen beschreven en beoordeeld:

- aantal hoog risico turbines;
- aantal open landschap turbines;
- gunstige staat van Instandhouding en effectberekening (% van de jaarlijkse natuurlijke sterfte).

Voor het bepalen van het aantal turbines met een hoog risico wordt per alternatief of variant gekeken naar het aantal windturbines die zich binnen de invloedssfeer van opgaande begroeiing bevinden. Gebieden met waarnemingen van vleermuizen en de aanwezigheid van opgaande begroeiing (en dus hoog risico op aanvaringen) binnen het plangebied zijn:

- het natuurgebied Ruidhorn waar beplanting en voldoende foerageergebied aanwezig is;
- de lintbebouwing aan de Dwarsweg. De waarnemingen van foeragerende dieren concentreerden zich hier op de plaatsen waar hogere begroeiing aanwezig was, vaak was dit de erfbeplanting.

Een derde locatie waar veel waarnemingen van vleermuizen zijn gedaan, is de watergang gelegen langs de Emmapolderdijk. Hier is geen opgaande begroeiing aanwezig maar de watergang doet wel dienst als een oriënterend landschappelijk element voor trekkende vleermuizen en als vliegroute naar foerageergebied in Ruidhorn. Windturbines langs dit element hebben een lager risico op aanvaringen vanwege het ontbreken van opgaande begroeiing en voor de berekeningen wordt bij deze turbines uitgegaan van een open landschap categorie.

In tabel 6.11 wordt een overzicht gegeven van het aantal hoog risico windturbines en aantal laag risico turbines per alternatief of variant en beschreven waar de hoog risico windturbines zich bevinden in het plangebied.

Tabel 6.11 Overzicht risico windturbines per alternatief/variant

Alternatief of variant	# Hoog risico turbines	# Laag risico turbines	Locatie hoog risico turbines
1	1 x 10 MW 230 m rotor	30	naast natuurgebied Ruidhorn
2a	1 x 10 MW 230 m rotor	28	naast natuurgebied Ruidhorn
2b	1 x 10 MW 230 m rotor 1 x 5,0 MW 132 m rotor	20	10 MW naast natuurgebied Ruidhorn en 5 MW in omgeving van lintbebouwing
2c	1 x 10 MW 230 m rotor	23	naast natuurgebied Ruidhorn
3a	1 x 7,5 MW	33	naast natuurgebied Ruidhorn
3b	1 x 10 MW 230 m rotor	27	naast natuurgebied Ruidhorn

### Effect op gunstige staat van instandhouding van vleermuizen

De vleermuizen die in de Eemshaven voorkomen zijn vermoedelijk voor een groot deel migrerende dieren. Het gepiekte voorkomen in de eerste week van september en een hoog aandeel trekkende soorten duidt hierop. Uit onderzoek aan ruige dwergvleermuisslachtoffers in enkele Duitse windparken is gebleken dat de

dieren uit het noordoosten van Europa (Baltische staten, Rusland) afkomstig zijn (Voigt *et al.* 2012). Bij de ruige dwergvleermuis is waarschijnlijk geen sprake van een lokale populatie. Voor deze grotendeels boombewonende soorten zijn nagenoeg geen potentiële verblijfplaatsen beschikbaar. Effecten van aanvaringslachtoffers op de lokale populatie, is daardoor niet mogelijk. De ruige dwergvleermuis is in ons land een algemeen voorkomende soort. De aantallen in de trektijd, in het najaar, worden geschat op 50.000 tot 100.000 dieren. Er zijn geen gegevens bekend over de trend in de aantallen. Er zijn wel effecten op trekkende dieren te verwachten en daarmee op de populatie in Noord-Europa. Door de grote omvang van de Europese ruige dwergvleermuispopulatie en de doorgaans positieve trends (<http://bd.eionet.europa.eu/article17/reports2012/>) zijn significante effecten op deze soort niet snel aan de orde.

### Gewone dwergvleermuis

Bij de berekening is uitgegaan van de schatting van de Nederlandse populatiegrootte van minimaal 300.000 exemplaren (Limpens *et al.* 1997). Dat komt overeen met een gemiddelde dichtheid van circa 9 vleermuizen per vierkante kilometer (landoppervlak). Dit is in overeenstemming met de dichtheid van gewone dwergvleermuis in overwegend open terrein in het noorden van Engeland en Schotland (8 vleermuizen/km<sup>2</sup> Speakman *et al.* 1991; Jones *et al.* 1991). Er is uitgegaan van een jaarlijkse natuurlijke sterfte van circa 31-37 % (Dietz *et al.* 2011). Om te bepalen of een effect op de populatie mogelijk zou kunnen zijn is tenslotte gebruik gemaakt van het 1 %-criterium (zie kader). Verder is voor de berekeningen van de gewone dwergvleermuis uitgegaan van een kwart van het totaal aantal sterftegevallen.

---

Het Europese Hof van Justitie hanteert een door het ORNIS-comité geformuleerd criterium om te beoordelen of de desbetreffende afwijking van het algemene verbod van artikel 5 van de Vogelrichtlijn voldoet aan de voorwaarde dat het om kleine hoeveelheden gaat (HvJ EG 9 december 2004, zaak C-79/03, Commissie / Spanje). Volgens dit criterium moet iedere tol van minder dan 1 % van de totale jaarlijkse sterfte van de betrokken populatie (gemiddelde waarde) als kleine hoeveelheid worden beschouwd. De door het ORNIS-comité geformuleerde 1 %-mortaliteitsnorm is juridisch niet bindend voor de lidstaten, maar het wordt wegens het wetenschappelijke gezag van de adviezen van het ORNIS-comité en bij gebreke van overlegging van enig wetenschappelijk tegenbewijs door het HvJ EG gebruikt als maatstaf. Dit criterium is gebruikt voor slachtoffers door jacht en ook voor aanvaringen met gebouwen, hoogspanningsleidingen, autoverkeer en windturbines. Het 1 %-criterium is een eerste indicatie voor het uitsluiten van effecten op populatieniveau. Dit betekent dat, ook bij hogere sterftcijfers mogelijk geen effect op de duurzame staat van instandhouding van de populatie aanwezig is. In dat geval zijn aanvullende gegevens over reproductie, sterfte en dergelijke nodig. Het 1 % criterium is ook officieel toegepast met betrekking tot vleermuizen. Zie hiervoor de uitspraak van de ABRS in zaaknummer 201107460/1/R1.

---

Voor de oppervlakte van het gebied van de lokale populatie van de vleermuizen in het plangebied wordt bij een straal van 30 km uitgegaan van 1.416 km<sup>2</sup> (zee niet meegenomen). Bij een gemiddelde dichtheid van 9 vleermuizen/km<sup>2</sup> betekent dat 12.740 gewone dwergvleermuizen. De jaarlijkse natuurlijke sterfte (33 %) is dan 4.204. De 1 % grens komt daarmee op 42 dieren. Tabel 6.12 laat het effect van de additionele sterfte zien voor de verschillende alternatieven/varianten. In de laatste kolom betekent 1: extra sterfte is gelijk aan 1 % van de jaarlijkse natuurlijke sterfte.

Tabel 6.12 Inschatting van de bijdrage van extra sterfte van de verschillende alternatieven/varianten binnen het plangebied Eemshaven-West aan de totale sterfte van de gewone dwergvleermuis

Alternatief of variant	Totale sterfte turbines	Maximale sterfte gewone dwergvleermuis (25 % totaal)	Sterfte t.o.v. 1 % grens
1	130	33	0,79
2a	122	31	0,74
2b	100	25	0,60
2c	102	26	0,62
3a	142	36	0,86
3b	118	30	0,71

De additionele sterfte door alle onderzochte alternatieven/varianten bedraagt bij herkomst (lokale populatie) uit een straal van 30 km minder dan 1 % van de natuurlijke sterfte. Een effect van de toekomstige turbines op de gunstige staat van instandhouding van de lokale populatie van de gewone dwergvleermuis is daarmee uitgesloten. Effecten op regionale en landelijke populatie zijn daarmee ook uitgesloten.

### Effectbeoordeling

Geconcludeerd is dat alle alternatieven en varianten kunnen leiden tot sterfte onder vleermuizen. De schattingen inzake sterfte leiden tot de conclusie dat er geen significante effecten optreden. Eventuele verschillen tussen de alternatieven en varianten zijn gerelateerd aan het aantal turbines en de turbinelocaties, maar de verschillen zijn klein. Alle alternatieven en varianten zijn licht negatief (-) beoordeeld.

Tabel 6.13 Effectbeoordeling aanvaringsslachtoffers vleermuizen

	Alternatief 1 RWE+	Variant 2a NUON 3,5 MW	Variant 2b NUON 5,0 MW	Variant 2c NUON 5,0 MW	Variant 3a Integraal compact en laag	Variant 3b Integraal verspreid en hoog
sterfte vleermuizen	-	-	-	-	-	-

### 6.3.3 Mitigerende maatregelen

Deze studie laat zien gedurende welke omstandigheden de kans op aanvaringsslachtoffers het hoogst is. Deze informatie is toepasbaar om het aantal slachtoffers te verlagen. De meest effectieve manier om het aantal slachtoffers te verlagen is door te zorgen dat de rotorbladen niet sneller dan 1 ronde per minuut draaien wanneer de volgende omstandigheden zich gezamenlijk voordoen:

- windsnelheden onder de 5-6 m/s;
- temperaturen hoger dan 12 graden Celsius;
- tussen zonsondergang en zonsopkomst;
- tussen 1 augustus en 15 oktober.

Windsnelheid is hierbij de meest belangrijke factor. Slechts 5 % van de vleermuisactiviteit werd bij windsnelheden boven de 5 m/s gemeten. Daarom is hier 5-6 m/s als grenswaarde genoemd. De exacte waarde zal afhangen van de reductie die men wil behalen ten opzichte van het bijbehorende energieverlies. In het voorjaar is het slachtofferrisico zeer laag, zo blijkt uit onderzoek in Duitsland (Brinkmann *et al.* 2011). Voor deze periode kan waarschijnlijk volstaan worden met een lagere startwindsnelheid.

Een andere maatregel is monitoring. Het toevoegen van meer en actuele data maken modellen betrouwbaarder. Zo kunnen mitigerende maatregelen ook beter worden bepaald en afgesteld.

## 6.4 Toetsing

### 6.4.1 Inleiding

In voorgaande paragrafen zijn de relevante effecten van het windpark Eemshaven-West op natuur beschreven en beoordeeld. De informatie in voorgaande paragrafen is gebruikt om het plan te toetsen aan vigerende wet- en regelgeving en beleid inzake Natura 2000, beschermde soorten en het Natuurnetwerk Nederland (NNN). Hierbij geldt: vernietiging van beschermd natuurgebied en doorsnijding van beschermd natuurgebied is niet aan de orde. De mogelijke effecten van het windpark Eemshaven-West betreffen in hoofdzaak verstoring van vogels en aanvaringslachtoffers onder vogels en vleermuizen. Daarnaast is het mogelijk dat leefgebied van andere beschermde soorten wordt aangetast, door het ruimtebeslag van de windturbines en bijbehorende werken.

### 6.4.2 Natura 2000-gebied Waddenzee

Potentiële effecten van het windpark in het kader van Natura 2000 zijn:

- verstoring van broedvogels;
- verstoring van hoogwatervluchtplaatsen;
- verstoring van foeragerende vogels;
- aanvaringslachtoffers onder vogels;
- barrièrewerking.

Op bovenstaande effecten is hieronder, met verwijzing naar het hiervoor beschreven onderzoek, ingegaan. Door de realisatie van meerdere windparken in de regio Eemsmond-Delfzijl kunnen er cumulatieve effecten optreden wat betreft aanvaringslachtoffers, vooral onder vogels. Daarop is hieronder ook ingegaan.

Informatie over broedende vogels op de smalle kwelderrand is niet in detail gevonden, maar de eventuele verstoring zal gering tot afwezig zijn en zal niet leiden tot verlies van leefgebied voor eventuele aangewezen soorten die daarvan gebruikmaken. Zie paragraaf 6.2.1.

Verstoring van hoogwatervluchtplaatsen voor vogels zal gering zijn, en niet leiden tot verlies van leefgebied voor de aangewezen soorten die daarvan gebruikmaken, omdat in de directe nabijheid andere locaties geschikt zijn en blijven. Zie paragraaf 6.2.2.

Verstoring van foerageergebied voor vogels is niet of nauwelijks aan de orde, en zal niet leiden tot verlies van leefgebied voor de aangewezen soorten die daarvan gebruikmaken. Zie paragraaf 6.2.3.

Aanvaringslachtoffers zullen ook vallen onder aangewezen soorten met een Natura 2000 instandhoudingsdoel. Dit zal niet leiden tot onaanvaardbare extra mortaliteit onder aangewezen soorten. Zie paragraaf 6.2.4. De bandbreedte van effecten valt binnen de bandbreedte van effecten in het onderzoek van Arcadis (2016) voor de Structuurvisie Eemsmond-Delfzijl. Daarin zijn de cumulatieve effecten van projecten, zoals de windparken Oosterhorn en Eemshaven Zuidoost, nieuwe bedrijventerreinen, spoorlijn Roodeschool-Eemshaven en de nieuwe helihaven, onderzocht. De conclusie is dat er, ook cumulatief gezien, geen significante effecten optreden op het Natura 2000-gebied Waddenzee. Wel is duidelijk, al uit de informatie in Klop *et al.* (2014), dat voor enkele soorten de grens in zicht komt wat betreft additionele mortaliteit als gevolg van aanvaringen. Monitoring van aanvaringslachtoffers en stilstandvoorzieningen, waarmee slachtoffers kunnen worden voorkomen, zijn hiervoor mogelijke mitigerende maatregelen.

Wat betreft barrièrewerking geldt, zie paragraaf 6.2.5:

- dagelijkse vliegbewegingen van en naar hoogwatervluchtplaatsen zullen geen barrièrewerking ondervinden, vrijwel al deze vliegbewegingen vinden buitendijks plaats en worden niet gehinderd door de turbines;
- vogels in seizoenstrek zullen in veel gevallen gewoon doorvliegen, bijvoorbeeld doordat ze op grotere hoogte vliegen, of omdat ze min of meer de dijk volgen en zonder extra te vliegen iets kunnen uitbuigen. Wanneer vogels uit het noorden en oosten komen, kan het windpark leiden tot een kleine extra vliegafstand, op de trekafstand is dit niet van betekenis;
- dagelijkse vliegbewegingen van en naar slaapplekken zouden wel effect kunnen ondervinden. Meeuwen en andere soorten komen in sommige perioden van het jaar over het gebied van en naar slaapplekken. Maar juist meeuwen vertonen bij windparken niet of nauwelijks uitwijkgedrag en vliegen tussen turbines door.

Samengevat is het plan voor de realisatie van het windpark Eemshaven-West naar verwachting toelaatbaar binnen het Natura 2000-kader. Aanvaringslachtoffers vormen een aandachtspunt. Monitoring en stilstandvoorzieningen zijn hiervoor mogelijke mitigerende maatregelen.

### 6.4.3 Beschermde soorten

Bij de invulling van het windpark Eemshaven-West kunnen op twee manieren effecten optreden op beschermde flora of fauna. Dit kan door directe aantasting van leefgebied op de locaties van de turbinemasten en door effecten op populaties door slachtoffers door in werking zijnde windturbines. Dit laatste geldt alleen voor vliegende soorten (vogels en vleermuizen).

De beschermde soorten in het plangebied zijn in hoofdstuk 5 geïnventariseerd. Naast vogels en vleermuizen, worden in of nabij het plangebied de volgende soorten verwacht:

- zwanenbloem, bruine kikker, gewone pad, haas, veldmuis, vos (tabel 1 Ffw);
- kleine modderkruiper en steenmarter (tabel 2 Ffw);
- waterspitsmuis, bruinvis, gewone zeehond, groenknolorchis, groot zee gras, moeraswespenorchis en rietorchis (tabel 3 Ffw).

De gewone zeehond en bruinvis zijn waargenomen in de hoofdwatargeul ten noorden van het plangebied, in de Waddenzee, maar niet in de ondiepere delen. De geul ligt buiten de invloedssfeer van dit project.

Effecten in de vorm van sterfte van beschermde vogelsoorten en vleermuizen kunnen, afhankelijk van de sterfte, in bepaalde gevallen als een overtreding gezien worden, waarvoor een ontheffing van de Flora- en faunawet nodig is. De sterfte onder vogels en vleermuizen is in hoofdstuk 6 van voorliggend rapport beschreven. Te zijner tijd, tijdens de voorbereiding van het inpassingsplan en de voorbereiding van de aanvraag van vergunningen, zal met het bevoegd gezag voor de nieuwe Wet Natuurbescherming moeten worden overlegd of hiervoor een ontheffing van de Wet Natuurbescherming nodig en mogelijk is. Uitgaande van het nemen van mitigatiemaatregelen, zoals monitoring en een stilstandvoorziening, waarmee de mortaliteit onder vogels en vleermuizen kan worden verminderd, zal die ontheffing naar verwachting verkregen kunnen worden.

Op de overige beschreven beschermde soorten zal het windpark naar verwachting geen effecten hebben, doordat de plaatsing en het gebruik van windturbines, naar de aard en schaal van hun effecten, niet zal leiden tot aantasting van leefgebied of rust- en verblijfplaatsen van de daar beschreven soorten.

#### 6.4.4 Natuurnetwerk Nederland

In het plangebied voor het windpark Eemshaven-West ligt een zoekgebied voor een robuuste verbindingszone, alsook op de zuidelijke grens van het plangebied, zie afbeelding 5.11. Het betreft een oude dijk in het plangebied en de Binnenbermsloot op de zuidelijke grens van het plangebied. De plaatsing van windturbines kan leiden tot vernietiging van leefgebied van planten, insecten, vissen en zoogdieren in de robuuste verbinding. Van vernietiging van leefgebied in de verbindingszone op de zuidelijke grens van het plangebied is geen sprake omdat hierin in de alternatieven en varianten geen turbines staan. Van vernietiging van leefgebied in de verbindingszone op de oude dijk in het plangebied is naar verwachting ook geen sprake, zie hiervoor de voorgaande paragraaf over beschermde soorten. Bovendien staat de bestaande zuidelijke rij windturbines al in de ecologische verbindingszone op de oude dijk, dit betekent dat, als deze bestaande rij niet wordt opgeschaald, er ter plaatse van deze bestaande rij geen effecten optreden.

Ten zuiden van het plangebied ligt een klein natuurgebied buiten de NNN, zie afbeelding 5.11. Dit gebied ligt op circa 900 meter afstand van de grens van het plangebied en ligt daarmee buiten de invloedssfeer van het windpark.



# 7

## CONCLUSIES

In hoofdstuk 6 zijn de effecten van de alternatieven/varianten van Windpark Eemshaven beschreven en beoordeeld. Hieronder zijn de beoordelingen in tabelvorm gekoppeld aan het beoordelingskader en de scores in hoofdstuk 5.

Tabel 7.1 Effectbeoordeling alternatieven en varianten

Effect	Alternatief 1 RWE+	Variant 2a NUON 3,5 MW	Variant 2b NUON 5,0 MW	Variant 2c NUON 5,0 MW	Variant 3a Integraal compact en laag	Variant 3b Integraal verspreid en hoog
aanlegfase						
verstoring broedvogels, pleisterende vogels	0/-	0/-	0/-	0/-	0/-	0/-
vleermuizen	0/-	0/-	0/-	0/-	0/-	0/-
gebruiksfase						
verstoring broedvogels plangebied	-	-	-	-	-	-
verstoring broedvogels Natura 2000	0	0	0	0	0	0
verstoring hoogwatervluchtplaatsen	-	-	-	-	-	-
verstoring foeragerende vogels in Natura 2000	-	0	0	0	0	0
verstoring foeragerende vogels plangebied	-/--	-/--	-/--	-/--	-/--	-/--
aanvaringslachtoffers Natura 2000-soorten	--	--	--	--	-	-
aanvaringslachtoffers vogels in seizoenstrek	--	--	--	--	-	-
aanvaringslachtoffers lokale vogels	--	--	--	--	-	-
barrièrewerking	0	0	0	0	0	0
sterfte vleermuizen	-	-	-	-	-	-

Algemeen geldt: overtredingen en/of inclusief significante effecten wordt als zeer negatief (---) gescoord, negatieve maar niet onoverkomelijke effecten als (--), licht negatieve of geringe effecten als (-) en geen effect als neutraal (0).

Windpark Eemshaven-West zal in alle alternatieven en varianten negatieve effecten op de natuurwaarden hebben. Een windpark van dergelijke omvang nabij de kust en de Waddenzee brengt dat met zich mee. De effecten lijken toelaatbaar binnen bestaande wet- en regelgeving en beleid. Grosso modo leiden de alternatieven en varianten tot vergelijkbare negatieve effecten op de natuur.

De alternatieven en varianten onderscheiden zich in kleine mate van elkaar. Varianten 3a en 3b onderscheiden zich door een kleiner aantal aanvaringslachtoffers onder vogels. Vooral het totale aantal turbines is gerelateerd aan de aantallen te verwachten aanvaringslachtoffers, zowel onder vogels als vleermuizen. Turbines in het dijksprofiel leiden naar verwachting niet tot extra aanvaringslachtoffers: relatief hoge aantallen vliegende vogels worden vastgesteld in een brede strook aan weerszijden van de dijk en niet alleen vlak boven of pal langs de dijk.

Turbines op en dichtbij de dijk zijn de veroorzakers van enige mate van verstoring in het Natura-2000 gebied Waddenzee, daarom is alternatief 1 iets negatiever beoordeeld dan de overige alternatieven. De relevante verstoringafstanden voor vogels op de hoogwatervluchtplaatsen in de Waddenzee en nabij het plangebied en voor foeragerende vogels in de Waddenzee zijn tot 200, 300, 500 of 600 meter. Dit betekent dat, hoe dichter turbines bij de Waddenzee worden geplaatst, hoe groter het gebied is dat verstoord wordt. Daar tegenover staat dat de hoogwatervluchtplaatsen nu goed lijken te functioneren, ook al liggen ze binnen de verstoringcontour van al aanwezige turbines.

In de effectbeschrijving zijn ook enkele effecten en onzekerheden daaromtrent aangegeven, die door wat meer afstand te houden tot respectievelijk de Waddenzee en Ruidhorn kunnen worden gemitigeerd of voorkomen. Nabij Ruidhorn kunnen ook kleinere turbines, in plaats van grote turbines, negatieve effecten mitigeren. Monitoring en onderzoek van de effecten is gewenst.



## LITERATUURLIJST

Arcadis 2016. Structuurvisie Eemsmond-Delfzijl. Passende Beoordeling. Projectnummer C05058.000142.0100. Referentie: 078514126:A.34 - Concept. Arcadis Nederland B.V., Arnhem.

Boonman, M., M. Japink & D.E.H. Wansink, 2015. Vleermuizen in de Eemshaven. Voorkomen en slachtofferrisico van vleermuizen in toekomstige windparken. Rapport 14-271. Bureau Waardenburg, Culemborg.

Brenninkmeijer, A. & C. van der Weyde, 2011. Monitoring vogelaanvaringen Windpark Delfzijl-Zuid 2006-2011. Eindrapportage vijf jaar monitoring. A&W-rapport 1656. Altenburg & Wymenga ecologisch onderzoek, Feanwâlden.

Brenninkmeijer, A., J. van Belle, M. Kersten & C. van der Weyde, 2012. Vliegbewegingen van vogels in en rondom het Eemshavengebied. Overzicht van bestaande kennis. A&W-rapport 1789. Altenburg & Wymenga ecologisch onderzoek, Feanwâlden.

Brenninkmeijer, A., M. Koopmans, R. Bakker & F. Hoekema 2012a. Natuurmonitoring Eemshaven en compensatiegebieden Emmapolder 2011. A&W-rapport 1727. Altenburg & Wymenga ecologisch onderzoek, Feanwâlden.

Brenninkmeijer, A., M. Koopmans, E. Klop, R. Bakker, F. Hoekema, H. Steendam 2014. Natuurmonitoring Eemshaven en natuurontwikkelingsgebieden Emmapolder 2008-2013. A&W-rapport 1960. Altenburg & Wymenga ecologisch onderzoek, Feanwâlden.

Fijn, R.C., Krijgsveld, K.L., Tijsen, W., Prinsen, H.A.M., Dirksen, S. 2012. Habitat use, disturbance and collision risks for Bewick's swans *Cygnus columbianus bewickii* wintering near a wind farm in the Netherlands. *Wildfowl* 62: 97-116.

Gyimesi, A., R.R. Smits, T.J. Boudewijn & K.L. Krijgsveld, 2013. Seizoenstrek en getijdentrek van vogels bij de Eemshaven. Onderzoek in de periode najaar 2012 – voorjaar 2013. Rapport 13-116. Bureau Waardenburg, Culemborg.

Gyimesi, A. & K.L. Krijgsveld, 2015. Mogelijkheden om vliegbewegingen van vleermuizen met radars te registreren. Rapport 14-29. Bureau Waardenburg, Culemborg.

Kleyheeg, J.C. & K.L. Krijgsveld, 2013. Verwacht aantal vogelslachtoffers door Windpark Eemsmonde. Voorspelling op basis van onderzoek naar vliegintensiteit en aanvaringslachtoffers in de Eemshaven. Rapport 13-146. Bureau Waardenburg, Culemborg.

Kleyheeg-Hartman, J.C., M. Boonman & K.L. Krijgsveld 2015. Effecten van windpark Oostpolderdijk op beschermde soorten. Toetsing in het kader van de Flora- en faunawet. Bureau Waardenburg Rapportnr. 15-073. Bureau Waardenburg, Culemborg.

Klop, E., 2015. Ontwerp input ecologie windturbines Emmapolder. A&W-rapport 2144. Altenburg & Wymenga ecologisch onderzoek, Feanwâlden.

Klop, E., 2016. Overtijende vogels en ganzen in en nabij de Emmapolder. Altenburg & Wymenga ecologisch onderzoek, Feanwâlden.

Klop, E., A. Brenninkmeijer & E. van der Heijden, 2014. Ecologische beoordeling uitbreiding opgave windenergie provincie Groningen. A&W-rapport 2020. Altenburg & Wymenga ecologisch onderzoek, Feanwâlden.

Klop, E. & A. Brenninkmeijer, 2014. Monitoring aanvaringslachtoffers Windpark Eemshaven 2009-2014. Eindrapportage vijf jaar monitoring. A&W-rapport 1975. Altenburg & Wymenga ecologisch onderzoek, Faenwâlden.

Krijgsveld, K.L., M.P. Collier & D. Beuker, 2012. Vliegbewegingen van vogels in en rondom het Eemshavengebied. Een inventarisatie van nachtelijke getijdetrek en seizoenstrek met behulp van radar ten bate van Windpark Eemsmonde. Rapport 12-142. Bureau Waardenburg, Culemborg.

Limpens, H.J.G.A., M. Boonman, F. Korner- Nievergelt, E.A. Jansen, M. van der Valk, M.J.J. La Haye, S. Dirksen & S.J. Vreugdenhil, 2013. Wind turbines and bats in the Netherlands - Measuring and predicting. Report 2013.12, Zoogdiervereniging & Bureau Waardenburg.

Meijer, K. & E. Klop 2015. Akkerdistels en ganzen in Ruidhorn. Problematiek en maatregelen. A&W-rapport 2076. Altenburg & Wymenga ecologisch onderzoek, Feanwâlden.



Bijlage(n)





# I

## BIJLAGE: VOGELSLACHTOFFERS WINDPARK EEMSHAVEN-WEST (A&W)



## Vogelslachtoffers Windpark Eemshaven-West

A&W-notitie: 2421nse.2016



<b>opdrachtgever</b>	Provincie Groningen
<b>projectcode</b>	2421nse.2016
<b>auteur(s)</b>	A. Brenninkmeijer, E. Klop
<b>status</b>	conceptnotitie
<b>datum</b>	8 november 2016
<b>autorisatie</b>	J. Latour 
<b>uitvoerder</b>	Altenburg & Wymenga ecologisch onderzoek bv Postbus 32, 9269 ZR Feanwâlden Tel. 0511 474764, info@altwym.nl, www.altwym.nl



## Inhoud

---

<b>1</b>	<b>Inleiding</b>	<b>1</b>
1.1	Aanleiding	1
1.2	Zes varianten uitbreiding Windpark Eemshaven-West	1
<b>2</b>	<b>Methode berekening aanvaringslachtoffers</b>	<b>3</b>
2.1	Inleiding	3
2.2	Berekening mortaliteit	3
<b>3</b>	<b>Aanvaringslachtoffers per variant</b>	<b>6</b>
3.1	Variant 1. RWE	6
3.2	Variant 2a. Nuon 3,5 MW	8
3.3	Variant 2b. Nuon 5 MW	10
3.4	Variant 2c. Nuon meer 5 MW	12
3.5	Variant 3a. Integrale variant compact en laag	14
3.6	Variant 3c. Integrale variant zonder 4e en 5e rij	16
<b>4</b>	<b>Literatuur</b>	<b>18</b>
	<i>Bijlage 1    Gevonden slachtoffers referentieturbines</i>	19

### Referentie

Brenninkmeijer, A. & E. Klop 2016. Vogelslachtoffers Windpark Eemshaven-West. A&W-notitie 2421nse.2016, Altenburg & Wymenga ecologisch onderzoek bv, Feanwâlden.

© Overname van gegevens uit deze notitie is toegestaan met bronvermelding.



# 1 Inleiding

---

## 1.1 Aanleiding

In 2009 is in en rond de Eemshaven het Windpark Eemshaven gerealiseerd, dat momenteel bestaat uit 90<sup>1</sup> turbines van ca. 3 MW. In het kader van de provinciale taakstelling voor toename van windenergie is uitbreiding van het bestaande windpark voorzien. Rond de Eemshaven is daarom voorzien in een uitbreiding van extra windturbines aan de west- en zuidzijde van het huidige windpark. Het huidige windpark bestaat uit 90 turbines<sup>1</sup>, met een ashoogte van ca. 98 m en een rotordiameter van ca. 80 m.

Op 29 januari 2014 is door Provinciale Staten van Groningen Eemshaven-West als zoekgebied vastgesteld voor de realisatie van windenergie. Dit zoekgebied is opgenomen in de Omgevingsvisie en Omgevingsverordening van de provincie Groningen en de Structuurvisie Eemsmond - Delfzijl van de provincie Groningen. Een deel van de taakstelling van het Rijk voor de provincie Groningen dient in Eemshaven-West te worden gerealiseerd.

Witteveen+Bos (2016) onderzoekt voor de gemeente Eemsmond, de provincie Groningen en het Rijk gezamenlijk de mogelijkheden voor windenergie in Eemshaven West middels een milieueffectstudie (MES) voor zes varianten. In de MES wordt het aantal aanvaringsslachtoffers onder vogels berekend volgens het theoretische Band-model. Ter vergelijking en als aanvulling op deze MES heeft de provincie Groningen aan Altenburg & Wymenga ecologisch onderzoek bv opdracht gegeven het aantal aanvaringsslachtoffers van deze uitbreiding nader te onderzoeken conform de methode, waarbij de daadwerkelijk gevallen aantallen slachtoffers onder nabijgelegen referentieturbines van het bestaande windpark Eemshaven gebruikt worden. Deze methode uit Klop *et al.* (2014) is ook gebruikt bij de berekening van het totale aantal slachtoffers in alle geplande windparkuitbreidingen samen in de Structuurvisie (Arcadis 2016) en voor de afzonderlijke Windparken Delfzijl-Zuid (Klop *et al.* 2015, Klop & Brenninkmeijer 2016) en Windpark Eemshaven Zuidoost (Brouwer *et al.* 2016).

In deze notitie wordt de verwachte mortaliteit (aanvaringsslachtoffers) onder vogels van de zes varianten van Windpark Eemshaven-West doorgerekend conform de methode uit Klop *et al.* (2014). Omdat de aantallen en hoogtes van de turbines in de zes varianten afwijken van die in Klop *et al.* (2014) en Arcadis (2016) zijn de berekeningen aangepast aan de huidige plannen (hoofdstuk 2).

## 1.2 Zes varianten uitbreiding Windpark Eemshaven-West

In tabel 1.1 zijn de turbinespecificaties van de zes configuratievarianten voor Windpark Eemshaven-West weergegeven. In hoofdstuk 3 is voor elke variant een figuur met de opstelling toegevoegd. Bij de varianten 3a en 3c worden de huidige 20 polderturbines vervangen door grotere of kleinere turbines (vandaar het - teken).

---

<sup>1</sup> in 2016 bestaat het gehele windpark Eemshaven uit 90 turbines; in 2012 zijn twee grotere, extra turbines R36 en R37 in de westelijke Eemshaven geplaatst (ashoogte ca. 114 m, rotordiameter ca. 126 m). In 2014 is, na het beëindigen van de vogelslachtoffermonitoring, turbine M13 vervangen door een hoger test-exemplaar van 105 m met twee rotorbladen.

Tabel 1.1 Turbinespecificaties van de zes varianten uit de MES van Windpark Eemshaven-West.

Opstellingsvariant	Aantal turbines	Ligging	MW	Ashoogte (m)	Rotor (m)	Correctiefactor
<b>1. RWE</b>						
	12	dijk	3	87	82	0,83
	11	polder	3,5	124,5	101	1,40
	4	dijk	5	120	128	1,33
	1	polder	5	120	128	1,33
	3	polder	10	180	230	2,23
<b>2a. Nuon 3,5 MW</b>						
	10	dijk	3,5	124,5	101	1,40
	11	polder	3,5	124,5	101	1,40
	4	dijk	5	120	128	1,33
	1	polder	5	120	128	1,33
	3	polder	10	180	230	2,23
<b>2b. Nuon 5 MW</b>						
	7	dijk	5	120	132	1,33
	6	polder	5	120	132	1,33
	3	dijk	7,5	120	150	1,33
	2	polder	7,5	120	150	1,33
	3	polder	10	180	230	2,23
<b>2c. Nuon meer 5 MW</b>						
	11	dijk	5	120	132	1,33
	10	polder	5	120	132	1,33
	3	polder	10	180	230	2,23
<b>3a. Integraal, compact+laag</b>						
	45	polder	3	87	82	0,83
	-20	polder	3	98	80	1,00
	4	dijk	5	120	128	1,33
	1	polder	5	120	128	1,33
	25	polder	7,5	120	150	1,33
<b>3c. Integraal, zonder 4e en 5e rij</b>						
	7	dijk	5	130	128	1,48
	13	polder	5	130	128	1,48
	-20	polder	3	98	80	1,00
	3	dijk	7,5	120	128	1,33
	2	polder	7,5	120	128	1,33
	3	polder	10	180	230	2,23



## 2 Methode berekening aanvaringslachtoffers

---

### 2.1 Inleiding

In de afgelopen jaren zijn verschillende onderzoeken gepubliceerd over de effecten van de uitbreiding van de windparken bij de Eemshaven en Delfzijl (Klop *et al.* 2014, Klop *et al.* 2015, Arcadis 2016, Brenninkmeijer & Klop 2016a/b, Brouwer *et al.* 2016). Voor de inschatting van het aantal aanvaringslachtoffers is daarbij gebruik gemaakt van data uit de vijfjarige monitoringsprogramma's naar mortaliteit die in beide windparken zijn uitgevoerd (Brenninkmeijer & Van der Weyde 2011, Klop & Brenninkmeijer 2014).

In onderhavige notitie wordt aangesloten bij de methodiek zoals gebruikt in bovenstaande beoordelingen. Hieronder wordt een beknopte samenvatting gegeven van de methodiek om de mortaliteit te berekenen; voor meer details wordt verwezen naar bovenstaande bronnen. Door wijzigingen in de uitbreidingsplannen ten opzichte van eerder getoetste scenario's, onder meer met betrekking tot de exacte configuraties en turbintypen, kunnen de resultaten van de berekeningen afwijken van eerdere rapportages.

### 2.2 Berekening mortaliteit

#### Referentieturbines

De hier gepresenteerde inschatting van de mortaliteit is gebaseerd op empirische data uit het (reeds afgesloten) ecologische monitoringsprogramma van Windpark Eemshaven (Klop & Brenninkmeijer 2014). Daarbij wordt gebruik gemaakt van 'referentieturbines' in het bestaande windpark (figuur 2.1). Deze referentieturbines hebben een vergelijkbare ligging (en daarmee waarschijnlijk vergelijkbare aantallen slachtoffers) als bepaalde turbinegroepen binnen de uitbreidingslocaties. De verwachte mortaliteit bij de verschillende uitbreidingslocaties is vervolgens afgeleid van de mortaliteit bij deze referentieturbines (Klop *et al.* 2014).

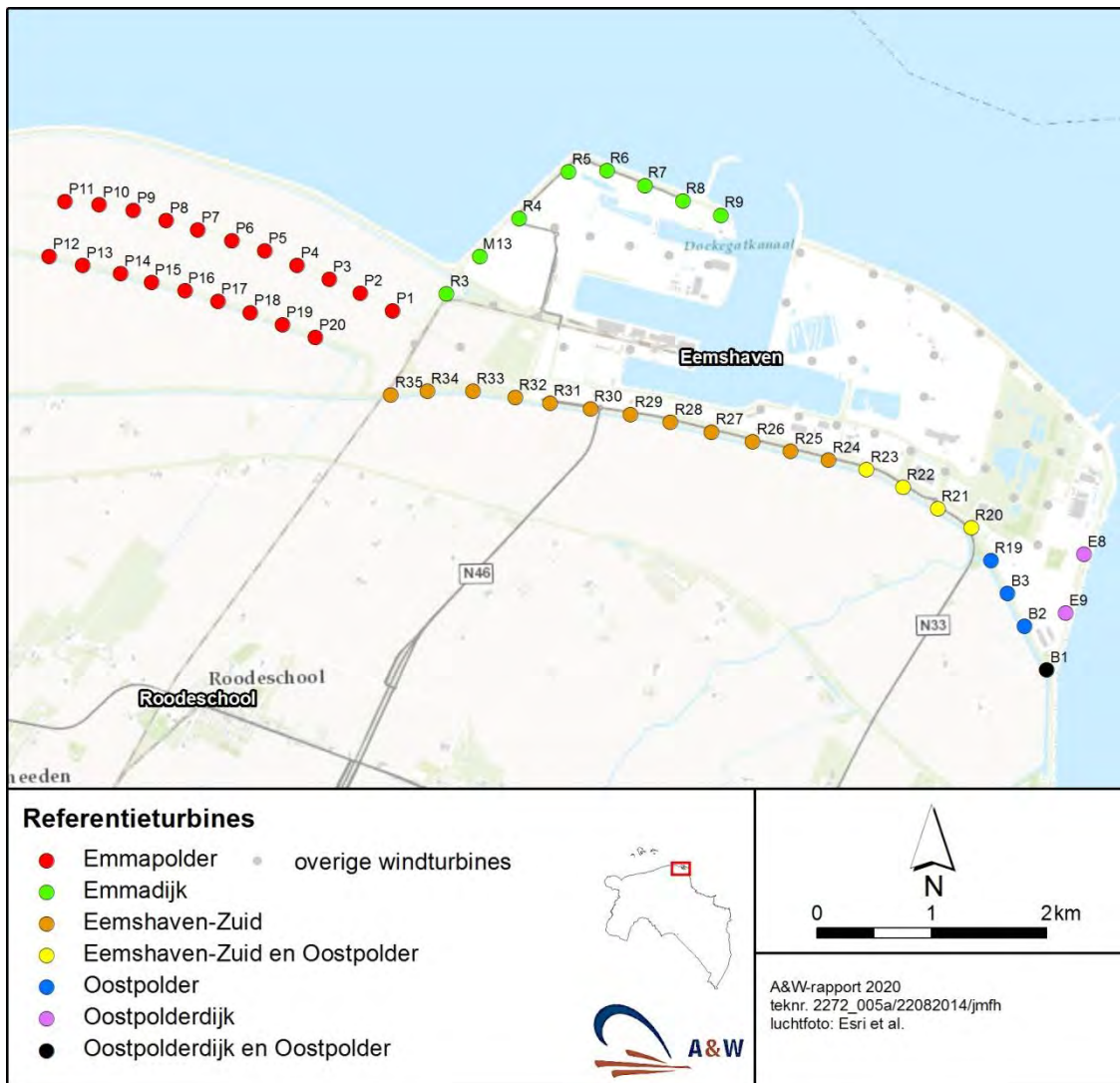
Voor het berekenen van het aantal slachtoffers van de geplande turbines op en langs de zeedijk zijn de referentieturbines 'Emmadijk' (R3-R9 en M13) aangehouden (zie figuur 2.1). De gemiddelde mortaliteit bij de referentieturbines 'Emmadijk' bedraagt 36 (23-61) slachtoffers per turbine per jaar. Voor de turbines in de polder is gerekend met de referentieturbines 'Emmapolder' (P1-P20), die gemiddeld 16 (11-26) slachtoffers per turbine per jaar veroorzaken (zie Klop *et al.* 2014).

#### Extrapolatie naar nieuwe turbines

Doordat gebruik wordt gemaakt van empirische data uit het bestaande windpark, vormen de resultaten van het monitoringsprogramma van Windpark Eemshaven een solide basis om de verwachte mortaliteit als gevolg van de uitbreidingsambities in te schatten. Bij de uitbreiding wordt echter gebruik gemaakt van grotere turbines dan die in het huidige windpark staan. Naast het effect van locatie en terreintype, zijn ook de afmetingen van een turbine van invloed op de aanvaringskans. Hierbij zijn vooral het rotoroppervlak, de draaisnelheid, de totale hoogte (tiphoogte) en de afstand van de grond tot de rotor van belang.

De internationale literatuur naar de effecten van turbinegrootte op vogelaanvaringen laat geen eenduidig beeld zien. Verschillende studies tonen aan dat sprake is van een verband tussen turbinegrootte en het aantal slachtoffers; in andere studies wordt dat verband echter niet gevonden. Een overzicht van deze studies wordt gegeven in Klop *et al.* (2014), en meer details

en achtergronden zijn te vinden in die bron. Vanwege de vele onzekerheden m.b.t. de effecten van turbinegrootte worden in deze beoordeling twee verschillende scenario's doorgerekend, waarin al dan niet wordt gecorrigeerd voor turbinegrootte. Het gebruik van correctiefactoren voor turbinegrootte leidt in de meeste gevallen tot een hogere inschatting van de verwachte mortaliteit, en kan dan worden gezien als 'worst-case' scenario.



Figuur 2.1 Referentieturbines gebruikt om de mortaliteit te berekenen van de nieuw te plaatsen turbinegroepen. De deelloccaties waaraan wordt gerefereerd zijn met verschillende kleuren aangegeven (uit: Klop et al. 2014).

### Scenario 1

In het meest eenvoudige scenario wordt niet gecorrigeerd voor verschillen in turbinehoogte en rotoroppervlak. Met andere woorden, de mortaliteit van de nieuwe turbines wordt gelijkgesteld aan die van de relevante referentieturbines (uitgedrukt in slachtoffers per turbine per jaar). Dit houdt in dat geen onderscheid wordt gemaakt in aanvaringskans tussen turbines van 3 MW en van 10 MW.

## Scenario 2

In dit 'worst-case' scenario wordt gecorrigeerd voor turbinegrootte, op basis van de studie van Loss *et al.* (2013). Deze studie laat een significant verband zien tussen de ashoogte van een turbine en het aantal slachtoffers. Op basis van het regressiemodel van Loss *et al.* (2013) kan het verwachte aantal slachtoffers worden berekend bij een bepaalde ashoogte.

Zoals blijkt uit tabel 1.1, is sprake van een aanzienlijke variatie in ashoogte bij de verschillende turbines. Hier wordt uitgegaan van de uitvoeringen met ashoogtes van circa 87 – 180 m. Dit levert correctiefactoren op tussen 0,83 (ashoogte 87 m) en 2,23 (ashoogte 180 m; zie tabel 2.1).

Vanwege de onzekerheden die met een dergelijke omrekening samenhangen, dienen de uiteindelijke aantallen slechts ter indicatie. Toeval speelt echter een belangrijke rol voor soorten die tijdens de reguliere slachtoffermonitoring in het huidige windpark incidenteel gevonden zijn, vanwege de kleine aantallen die gecorrigeerd worden. Hierdoor kan het door ons berekende aantal slachtoffers een overschatting opleveren op soortniveau, vooral bij toevallige (incidentele) slachtoffers en bij kleine vogelsoorten die een geringe vindkans hebben.

De daadwerkelijke mortaliteit als gevolg van de uitbreiding kan alleen door middel van monitoring worden vastgesteld.

Tabel 2.1 Correctiefactoren (t.o.v. turbines in huidige windpark met ashoogte 98 m) voor het aantal slachtoffers als functie van ashoogte, gebaseerd op het regressiemodel van Loss *et al.* (2013).

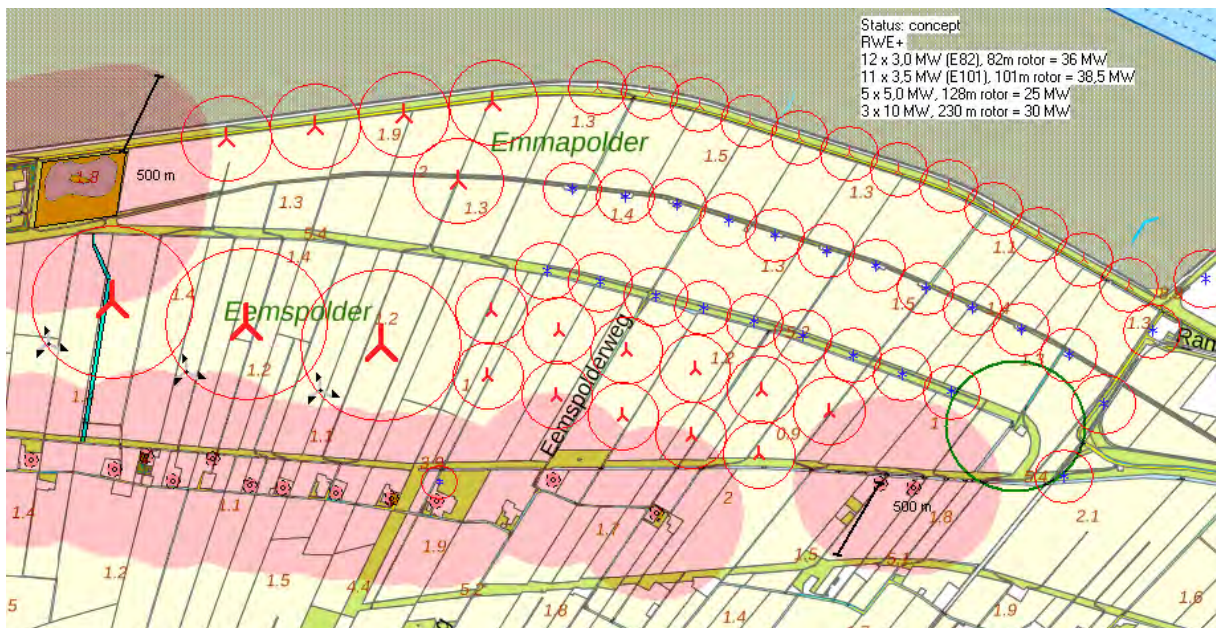
Aantal MW	Type	Ashoogte (m)	Rotordiameter (m)	Correctiefactor
3 MW	Huidige tb	98	80	1,00
3 MW	Enercon E82	87	82	0,83
3,5 MW	Enercon E101	124,5	101	1,40
5 MW	Gamesa G132	120	128	1,33
5 MW	Gamesa G128	130	128	1,48
7,5 MW	Prototype	120	150	1,33
10 MW	Prototype	180	230	2,23

### 3 Aanvaringslachtoffers per variant

De mortaliteit in het huidige windpark (88 turbines) bedraagt gemiddeld 2.873 vogels per jaar die als zeker of mogelijk turbineslachtoffer zijn geclassificeerd (Klop & Brenninkmeijer 2014). Gebaseerd op deze data is in dit hoofdstuk per paragraaf de opstellingsvariant en de bijbehorende verwachte mortaliteit per vogelsoort weergegeven. Hierbij is onderscheid gemaakt in ongecorrigeerde aantallen (waarbij de mortaliteit onafhankelijk van turbinegrootte wordt beschouwd) en aantallen gecorrigeerd voor turbinegrootte (zie vorige hoofdstuk).

#### 3.1 Variant 1. RWE

Bij de uitbreiding met 31 turbines van variant 1 'RWE' wordt een additionele mortaliteit verwacht van circa 812 (ongecorrigeerd) – 922 (wel gecorrigeerd) vogels per jaar (figuur 3.1, tabel 3.1).



Figuur 3.1 Alternatieve opstelling 1 'RWE' van 31 turbines in de uitbreiding van Windpark Eemshaven-West rond de 20 polderturbines van Windpark Eemshaven (bron: Witteveen+Bos 2016).

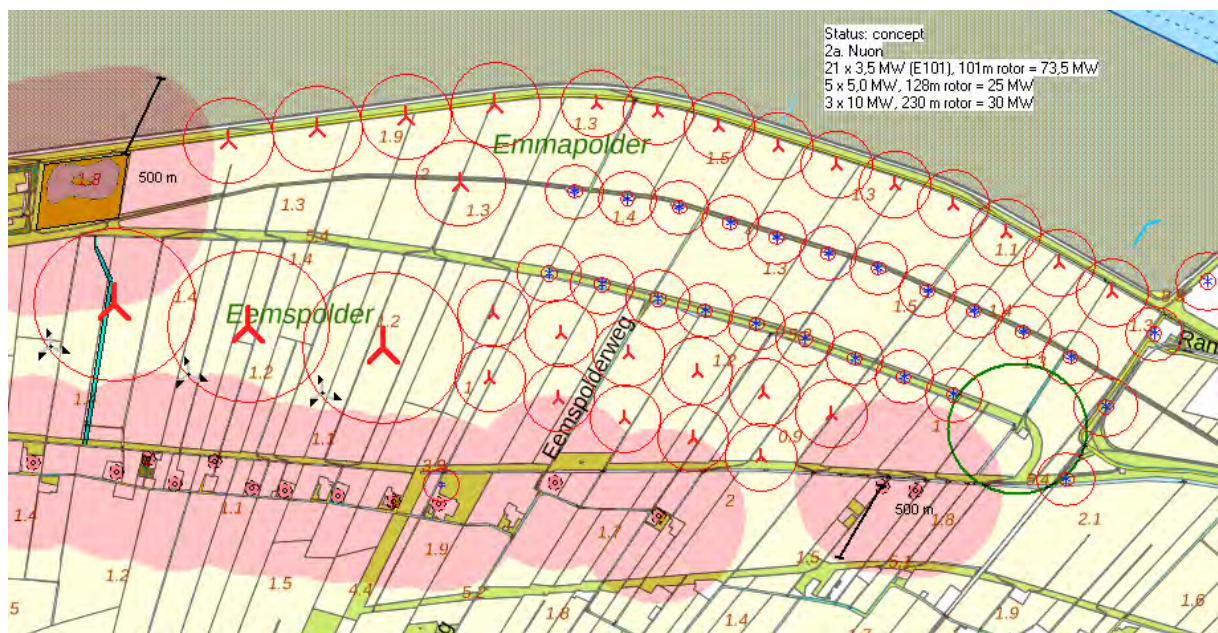
Tabel 3.1 Verwachte mortaliteit (Mort) per vogelsoort voor variant 1'RWE' met 95% betrouwbaarheidsintervallen (BI min en BI max). Ongecorrigeerd= niet gecorrigeerd voor turbinehoogte; gecorrigeerd=wel gecorrigeerd voor turbinehoogte.

Ongecorrigeerd				Gecorrigeerd			
Soort	Mort	BI min	BI max	Soort	Mort	BI min	BI max
Aalscholver	5,3	4,2	7,0	Aalscholver	7,2	5,7	9,4
Bergeend	25,2	20,0	33,1	Bergeend	29,1	23,2	38,3
Blauwe reiger	2,6	2,1	3,5	Blauwe reiger	4,1	3,3	5,5
Boerenzwaluw	18,1	9,7	35,6	Boerenzwaluw	28,3	15,2	55,6
Bontbekplevier	7,6	4,3	14,6	Bontbekplevier	7,3	4,1	14,0
Bonte strandloper	158,9	83,6	315,3	Bonte strandloper	152,3	80,1	302,2
Brandgans	1,2	0,9	1,5	Brandgans	1,8	1,5	2,4
Bruine kiekendief	3,3	2,6	4,3	Bruine kiekendief	3,2	2,5	4,2
Buizerd	3,4	2,7	4,4	Buizerd	3,6	2,9	4,7
Dwergmeeuw	1,7	1,3	2,2	Dwergmeeuw	1,6	1,3	2,1
Eend spec.	1,6	1,3	2,0	Eend spec.	1,5	1,2	1,9
Eider	3,2	2,6	4,2	Eider	3,1	2,5	4,1
Fazant	10,9	8,7	14,3	Fazant	10,4	8,3	13,8
Gans spec.	1,4	1,1	1,8	Gans spec.	1,3	1,0	1,7
Goudhaan	20,0	11,1	38,6	Goudhaan	19,1	10,6	37,0
Goudplevier	2,5	2,0	3,2	Goudplevier	2,8	2,2	3,6
Grauwe gans	4,6	3,7	6,0	Grauwe gans	4,4	3,5	5,8
Grote mantelmeeuw	0,6	0,5	0,8	Grote mantelmeeuw	0,9	0,7	1,2
Holenduif	3,1	2,5	4,1	Holenduif	3,0	2,4	3,9
Houtduif	1,2	0,9	1,5	Houtduif	1,8	1,5	2,4
Houtsnip	1,4	1,1	1,8	Houtsnip	1,3	1,1	1,7
Kauw	1,6	1,3	2,1	Kauw	1,6	1,2	2,0
Kerkuil	3,2	2,6	4,3	Kerkuil	3,1	2,5	4,1
Kievit	2,8	2,2	3,7	Kievit	3,4	2,7	4,4
Kleine mantelmeeuw	13,1	10,4	17,2	Kleine mantelmeeuw	16,2	13,0	21,3
Kleine strandloper	12,4	6,6	24,3	Kleine strandloper	11,9	6,3	23,3
Kluut	1,6	1,3	2,1	Kluut	1,5	1,2	2,0
Kokmeeuw	55,7	44,6	73,0	Kokmeeuw	66,9	53,6	87,6
Koperwiek	10,5	5,8	20,2	Koperwiek	10,0	5,6	19,4
Kramsvogel	5,6	2,9	11,1	Kramsvogel	8,7	4,5	17,4
Meerkoet	5,5	4,4	7,2	Meerkoet	8,6	6,9	11,3
Meeuw spec.	5,5	4,4	7,3	Meeuw spec.	5,7	4,5	7,5
Merel	35,2	18,5	69,8	Merel	40,4	21,2	80,2
Noordse stormvogel	3,2	2,6	4,2	Noordse stormvogel	3,1	2,5	4,1
Roerdomp	1,4	1,1	1,9	Roerdomp	1,4	1,1	1,8
Roodborst	4,6	2,5	9,1	Roodborst	7,3	3,9	14,3
Rosse grutto	2,7	2,1	3,5	Rosse grutto	2,6	2,1	3,4
Rotgans	1,7	1,3	2,2	Rotgans	1,6	1,3	2,1
Ruigpootbuizerd	0,6	0,5	0,8	Ruigpootbuizerd	1,0	0,8	1,3
Scholekster	31,4	25,0	41,3	Scholekster	36,8	29,4	48,3
Smient	1,5	1,2	1,9	Smient	1,4	1,2	1,8
Spreeuw	76,7	40,6	151,5	Spreeuw	103,3	54,7	204,1
Stadsduif	5,6	4,4	7,3	Stadsduif	6,8	5,4	8,9
Steenloper	2,9	2,3	3,8	Steenloper	2,8	2,2	3,7
Stormmeeuw	14,6	11,7	19,2	Stormmeeuw	17,6	14,1	23,1
Torenvalk	6,3	5,0	8,2	Torenvalk	6,0	4,8	7,9
Tuinfluit	9,9	5,5	19,1	Tuinfluit	9,5	5,2	18,3
Tureluur	6,9	5,4	9,0	Tureluur	7,0	5,5	9,2
Visdief	3,4	2,7	4,5	Visdief	3,3	2,6	4,3
Waterhoen	4,3	3,5	5,6	Waterhoen	4,9	4,0	6,4
Waterral	1,6	1,3	2,0	Waterral	1,5	1,2	1,9
Watersnip	1,7	1,3	2,2	Watersnip	1,6	1,3	2,1
Wilde eend	52,9	42,4	69,3	Wilde eend	74,3	59,5	97,2
Witte kwikstaart	8,5	4,6	16,6	Witte kwikstaart	13,3	7,2	26,0
Wulp	7,4	5,9	9,8	Wulp	8,2	6,6	10,8
Zangvogel spec.	61,7	32,5	122,3	Zangvogel spec.	64,0	33,8	126,7
Zeekoet	1,4	1,1	1,9	Zeekoet	1,4	1,1	1,8
Zilvermeeuw	61,9	49,4	81,3	Zilvermeeuw	66,1	52,8	86,8
Zwarte kraai	5,6	4,5	7,4	Zwarte kraai	7,7	6,2	10,2
Zwarte zee-eend	1,7	1,3	2,2	Zwarte zee-eend	1,6	1,3	2,1
<b>Totaal ongecorrigeerd</b>	<b>812</b>	<b>534</b>	<b>1350</b>	<b>Totaal gecorrigeerd</b>	<b>922</b>	<b>609</b>	<b>1525</b>



### 3.2 Variant 2a. Nuon 3,5 MW

Bij de uitbreiding met 29 turbines van variant 2a 'Nuon 3,5 MW' wordt een additionele mortaliteit verwacht van circa 740 (ongecorrigeerd) – 1065 (wel gecorrigeerd) vogels per jaar (figuur 3.2, tabel 3.2).



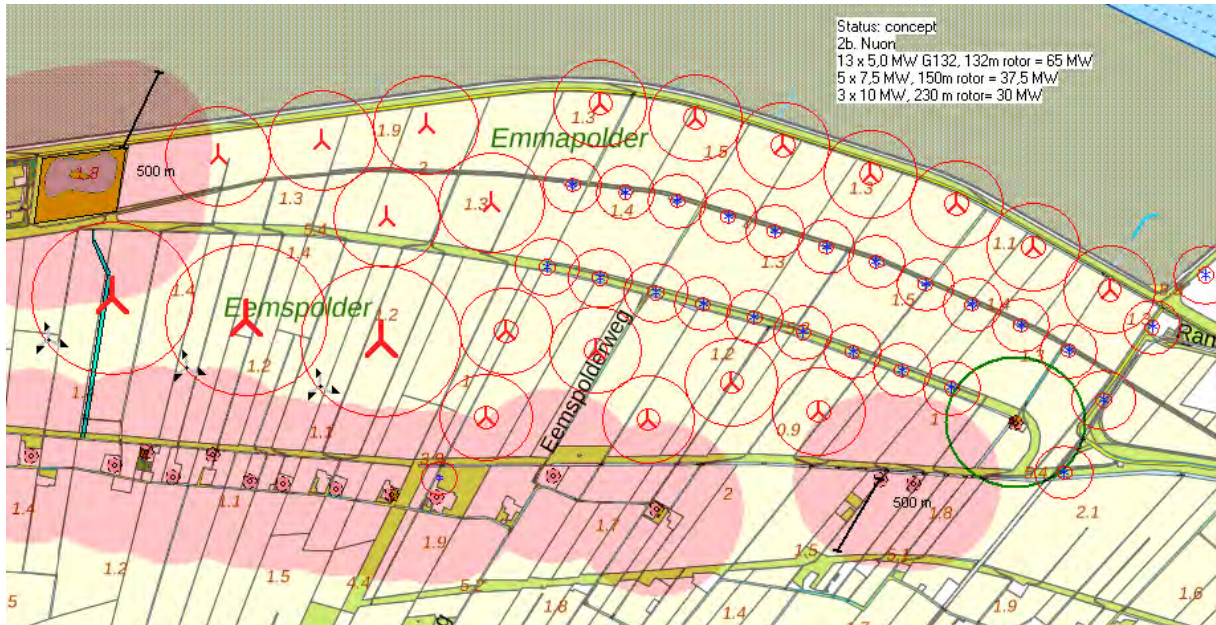
Figuur 3.2 Alternatieve opstelling 2a 'Nuon 3,5 MW' van 29 turbines in de uitbreiding van Windpark Eemshaven-West rond de 20 polderturbines van Windpark Eemshaven (bron: Witteveen+Bos 2016).

Tabel 3.2 Verwachte mortaliteit per vogelsoort voor 2a 'Nuon 3,5 MW' met 95% betrouwbaarheidsintervallen (BI min en BI max). Ongecorrigeerd= niet gecorrigeerd voor turbinehoogte; gecorrigeerd=wel gecorrigeerd voor turbinehoogte.

Ongecorrigeerd				Gecorrigeerd			
Soort	Mort	BI min	BI max	Soort	Mort	BI min	BI max
Aalscholver	5,1	4,1	6,7	Aalscholver	7,6	6,1	10,0
Bergeend	23,1	18,3	30,4	Bergeend	33,3	26,5	43,9
Blauwe reiger	2,6	2,1	3,5	Blauwe reiger	4,1	3,3	5,5
Boerenwaluw	18,1	9,7	35,6	Boerenwaluw	28,3	15,2	55,6
Bontbekplevier	6,7	3,7	12,8	Bontbekplevier	9,2	5,2	17,7
Bonte strandloper	139,0	73,1	275,9	Bonte strandloper	191,7	100,9	380,5
Brandgans	1,2	0,9	1,5	Brandgans	1,8	1,5	2,4
Bruine kiekendief	2,9	2,3	3,8	Bruine kiekendief	4,0	3,2	5,2
Buizerd	3,0	2,4	3,9	Buizerd	4,3	3,4	5,6
Dwergmeeuw	1,4	1,2	1,9	Dwergmeeuw	2,0	1,6	2,6
Eend spec.	1,4	1,1	1,8	Eend spec.	1,9	1,5	2,5
Eider	2,8	2,3	3,7	Eider	3,9	3,1	5,1
Fazant	9,5	7,6	12,6	Fazant	13,2	10,5	17,3
Gans spec.	1,2	1,0	1,6	Gans spec.	1,6	1,3	2,1
Goudhaan	17,5	9,7	33,8	Goudhaan	24,1	13,4	46,6
Goudplevier	2,2	1,8	2,9	Goudplevier	3,2	2,6	4,2
Grauwe gans	4,0	3,2	5,3	Grauwe gans	5,5	4,4	7,3
Grote mantelmeeuw	0,6	0,5	0,8	Grote mantelmeeuw	0,9	0,7	1,2
Holenduif	2,7	2,2	3,6	Holenduif	3,7	3,0	4,9
Houtduif	1,2	0,9	1,5	Houtduif	1,8	1,5	2,4
Houtsnip	1,2	1,0	1,6	Houtsnip	1,7	1,3	2,2
Kauw	1,4	1,1	1,9	Kauw	2,0	1,6	2,6
Kerkuil	2,8	2,3	3,7	Kerkuil	3,9	3,1	5,1
Kievit	2,6	2,1	3,4	Kievit	3,8	3,0	5,0
Kleine mantelmeeuw	12,2	9,7	16,0	Kleine mantelmeeuw	18,0	14,3	23,6
Kleine strandloper	10,8	5,8	21,3	Kleine strandloper	14,9	8,0	29,3
Kluut	1,4	1,1	1,8	Kluut	1,9	1,5	2,5
Kokmeeuw	51,6	41,3	67,5	Kokmeeuw	75,2	60,2	98,5
Koperwiek	9,2	5,1	17,7	Koperwiek	12,6	7,0	24,4
Kramsvogel	5,6	2,9	11,1	Kramsvogel	8,7	4,5	17,4
Meerkoet	5,5	4,4	7,2	Meerkoet	8,6	6,9	11,3
Meeuw spec.	4,9	3,9	6,5	Meeuw spec.	6,9	5,5	9,1
Merel	32,2	16,9	63,8	Merel	46,4	24,4	92,0
Noordse stormvogel	2,8	2,3	3,7	Noordse stormvogel	3,9	3,1	5,1
Roerdomp	1,3	1,0	1,7	Roerdomp	1,7	1,4	2,3
Roodborst	4,6	2,5	9,1	Roodborst	7,3	3,9	14,3
Rosse grutto	2,3	1,9	3,1	Rosse grutto	3,2	2,6	4,2
Rotgans	1,4	1,2	1,9	Rotgans	2,0	1,6	2,6
Ruigpootbuizerd	0,6	0,5	0,8	Ruigpootbuizerd	1,0	0,8	1,3
Scholekster	28,9	23,0	37,9	Scholekster	41,8	33,4	54,9
Smient	1,3	1,1	1,7	Smient	1,8	1,5	2,3
Spreeuw	73,3	38,8	144,8	Spreeuw	110,0	58,3	217,5
Stadsduif	5,2	4,1	6,8	Stadsduif	7,6	6,0	10,0
Steenloper	2,5	2,0	3,3	Steenloper	3,5	2,8	4,6
Stormmeeuw	13,5	10,8	17,8	Stormmeeuw	19,8	15,8	25,9
Torenvalk	5,5	4,4	7,2	Torenvalk	7,6	6,1	9,9
Tuinfluit	8,6	4,8	16,7	Tuinfluit	11,9	6,6	23,0
Tureluur	6,1	4,8	8,0	Tureluur	8,5	6,7	11,2
Visdief	3,0	2,4	3,9	Visdief	4,1	3,3	5,4
Waterhoen	3,9	3,2	5,1	Waterhoen	5,7	4,6	7,4
Waterral	1,4	1,1	1,8	Waterral	1,9	1,5	2,5
Watersnip	1,5	1,2	1,9	Watersnip	2,0	1,6	2,7
Wilde eend	51,2	41,0	67,0	Wilde eend	77,7	62,3	101,7
Witte kwikstaart	8,5	4,6	16,6	Witte kwikstaart	13,3	7,2	26,0
Wulp	6,7	5,4	8,8	Wulp	9,6	7,7	12,6
Zangvogel spec.	55,0	29,0	108,9	Zangvogel spec.	77,3	40,8	153,1
Zeekoet	1,3	1,0	1,7	Zeekoet	1,7	1,4	2,3
Zilvermeeuw	55,6	44,3	72,9	Zilvermeeuw	78,7	62,8	103,3
Zwarte kraai	5,4	4,3	7,1	Zwarte kraai	8,2	6,5	10,8
Zwarte zee-eend	1,4	1,2	1,9	Zwarte zee-eend	2,0	1,6	2,6
<b>Totaal</b>	<b>740</b>	<b>487</b>	<b>1229</b>		<b>1065</b>	<b>702</b>	<b>1765</b>

### 3.3 Variant 2b. Nuon 5 MW

Bij de uitbreiding met 21 turbines van variant 2b 'Nuon 5 MW' wordt een additionele mortaliteit verwacht van circa 533 (ongecorrigeerd) – 753 (wel gecorrigeerd) vogels per jaar (figuur 3.3, tabel 3.3).



Figuur 3.3 Alternatieve opstelling 2b. 'Nuon 5 MW' van 21 turbines in de uitbreiding van Windpark Eemshaven-West rond de 20 polderturbines van Windpark Eemshaven (bron: Witteveen+Bos 2016).

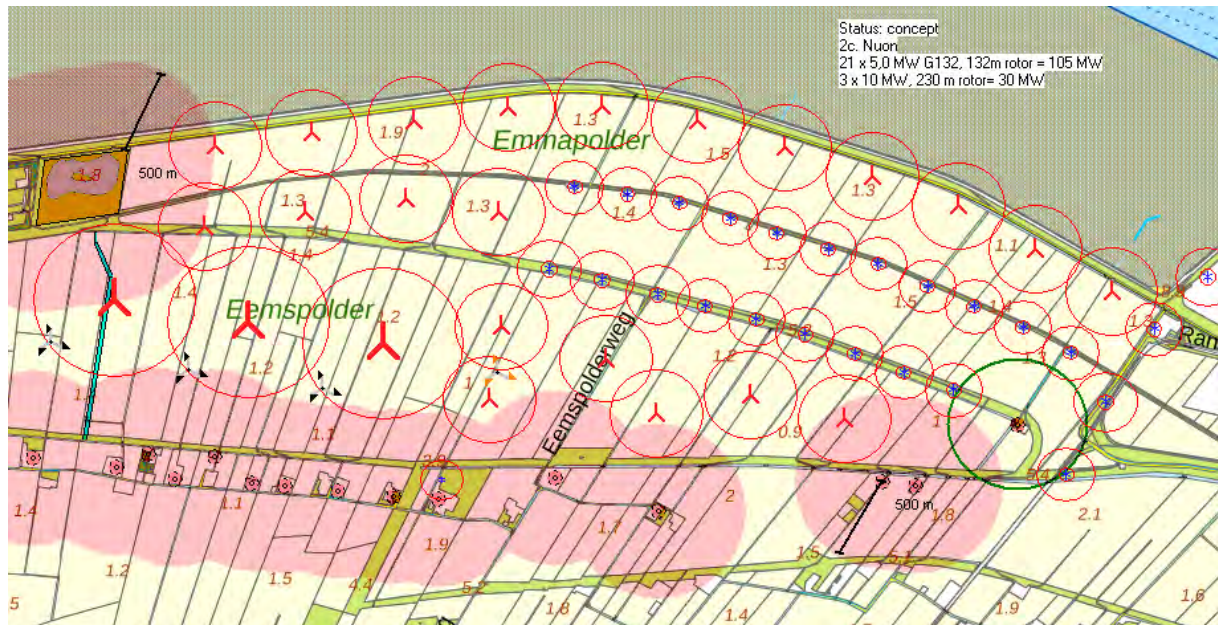


Tabel 3.3 Verwachte mortaliteit per vogelsoort voor 2b. 'Nuon 5 MW' met 95% betrouwbaarheidsintervallen (BI min en BI max). Ongecorrigeerd= niet gecorrigeerd voor turbinehoogte; gecorrigeerd=wel gecorrigeerd voor turbinehoogte.

Ongecorrigeerd				Gecorrigeerd			
Soort	Mort	BI min	BI max	Soort	Mort	BI min	BI max
Aalscholver	3,7	3,0	4,8	Aalscholver	5,5	4,4	7,3
Bergeend	16,6	13,2	21,9	Bergeend	23,6	18,8	31,1
Blauwe reiger	1,9	1,5	2,6	Blauwe reiger	3,1	2,4	4,1
Boerenzwaluw	13,3	7,1	26,1	Boerenzwaluw	21,0	11,2	41,2
Bontbekplevier	4,8	2,7	9,2	Bontbekplevier	6,3	3,6	12,2
Bonte strandloper	99,3	52,2	197,0	Bonte strandloper	132,2	69,5	262,3
Brandgans	0,9	0,7	1,1	Brandgans	1,3	1,1	1,8
Bruine kiekendief	2,1	1,7	2,7	Bruine kiekendief	2,8	2,2	3,6
Buizerd	2,2	1,7	2,8	Buizerd	3,0	2,4	3,9
Dwergmeeuw	1,0	0,8	1,4	Dwergmeeuw	1,4	1,1	1,8
Eend spec.	1,0	0,8	1,3	Eend spec.	1,3	1,0	1,7
Eider	2,0	1,6	2,6	Eider	2,7	2,2	3,5
Fazant	6,8	5,4	9,0	Fazant	9,1	7,2	11,9
Gans spec.	0,8	0,7	1,1	Gans spec.	1,1	0,9	1,5
Goudhaan	12,5	6,9	24,1	Goudhaan	16,6	9,2	32,1
Goudplevier	1,6	1,3	2,1	Goudplevier	2,3	1,8	3,0
Grauwe gans	2,9	2,3	3,8	Grauwe gans	3,8	3,1	5,0
Grote mantelmeeuw	0,4	0,4	0,6	Grote mantelmeeuw	0,7	0,6	0,9
Holenduif	1,9	1,5	2,6	Holenduif	2,6	2,0	3,4
Houtduif	0,9	0,7	1,1	Houtduif	1,3	1,1	1,8
Houtsnip	0,9	0,7	1,1	Houtsnip	1,2	0,9	1,5
Kauw	1,0	0,8	1,3	Kauw	1,3	1,1	1,8
Kerkuil	2,0	1,6	2,7	Kerkuil	2,7	2,1	3,5
Kievit	1,9	1,5	2,5	Kievit	2,7	2,2	3,5
Kleine mantelmeeuw	8,8	7,0	11,6	Kleine mantelmeeuw	12,9	10,3	16,9
Kleine strandloper	7,7	4,1	15,2	Kleine strandloper	10,3	5,5	20,2
Kluut	1,0	0,8	1,3	Kluut	1,3	1,1	1,7
Kokmeeuw	37,3	29,8	48,8	Kokmeeuw	53,6	42,9	70,2
Koperwiek	6,5	3,6	12,6	Koperwiek	8,7	4,8	16,8
Kramsvogel	4,1	2,1	8,2	Kramsvogel	6,4	3,3	12,9
Meerkoet	4,0	3,2	5,3	Meerkoet	6,4	5,1	8,4
Meeuw spec.	3,5	2,8	4,6	Meeuw spec.	4,8	3,8	6,3
Merel	23,2	12,2	46,0	Merel	32,9	17,3	65,2
Noordse stormvogel	2,0	1,6	2,6	Noordse stormvogel	2,7	2,2	3,5
Roerdomp	0,9	0,7	1,2	Roerdomp	1,2	0,9	1,6
Roodborst	3,4	1,8	6,7	Roodborst	5,4	2,9	10,6
Rosse grutto	1,7	1,3	2,2	Rosse grutto	2,2	1,8	2,9
Rotgans	1,0	0,8	1,4	Rotgans	1,4	1,1	1,8
Ruigpootbuizerd	0,5	0,4	0,6	Ruigpootbuizerd	0,7	0,6	1,0
Scholekster	20,8	16,6	27,4	Scholekster	29,7	23,7	39,0
Smient	0,9	0,8	1,2	Smient	1,2	1,0	1,6
Spreeuw	53,3	28,2	105,3	Spreeuw	79,8	42,3	157,8
Stadsduif	3,7	3,0	4,9	Stadsduif	5,4	4,3	7,1
Steenloper	1,8	1,4	2,4	Steenloper	2,4	1,9	3,2
Stormmeeuw	9,8	7,8	12,8	Stormmeeuw	14,1	11,3	18,5
Torenvalk	3,9	3,1	5,1	Torenvalk	5,2	4,2	6,8
Tuinfluit	6,2	3,4	11,9	Tuinfluit	8,2	4,5	15,9
Tureluur	4,4	3,5	5,7	Tureluur	5,9	4,7	7,8
Visdief	2,1	1,7	2,8	Visdief	2,8	2,3	3,7
Waterhoen	2,8	2,3	3,7	Waterhoen	4,0	3,2	5,2
Waterral	1,0	0,8	1,3	Waterral	1,3	1,0	1,7
Watersnip	1,0	0,8	1,4	Watersnip	1,4	1,1	1,8
Wilde eend	37,3	29,9	48,8	Wilde eend	56,7	45,4	74,2
Witte kwikstaart	6,2	3,4	12,2	Witte kwikstaart	9,8	5,3	19,2
Wulp	4,8	3,9	6,4	Wulp	6,8	5,4	8,9
Zangvogel spec.	39,4	20,8	78,1	Zangvogel spec.	53,9	28,5	106,8
Zeekoet	0,9	0,7	1,2	Zeekoet	1,2	0,9	1,6
Zilvermeeuw	39,9	31,8	52,4	Zilvermeeuw	55,1	44,0	72,4
Zwarte kraai	3,9	3,1	5,2	Zwarte kraai	5,9	4,7	7,8
Zwarte zee-eend	1,0	0,8	1,4	Zwarte zee-eend	1,4	1,1	1,8
<b>Totaal</b>	<b>533</b>	<b>351</b>	<b>885</b>		<b>753</b>	<b>497</b>	<b>1247</b>

### 3.4 Variant 2c. Nuon meer 5 MW

Bij de uitbreiding met 24 turbines van variant 2c 'Nuon meer 5 MW' wordt een additionele mortaliteit verwacht van circa 601 (ongecorrigeerd) – 843 (wel gecorrigeerd) vogels per jaar (figuur 3.4, tabel 3.4).



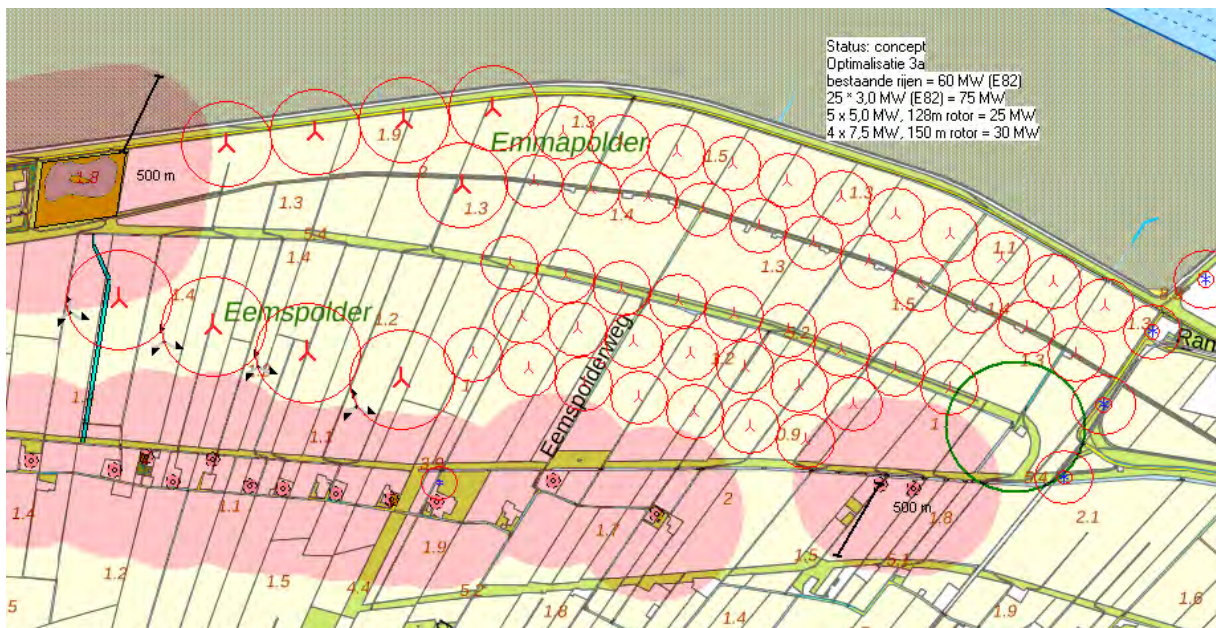
Figuur 3.4 Alternatieve opstelling 2c 'Nuon meer 5 MW' van 24 turbines in de uitbreiding van Windpark Eemshaven-West rond de 20 polderturbines van Windpark Eemshaven (bron: Witteveen+Bos 2016).

Tabel 3.4 Verwachte mortaliteit per vogelsoort voor 2c 'Nuon meer 5 MW' met 95% betrouwbaarheidsintervallen (BI min en BI max). Ongecorrigeerd= niet gecorrigeerd voor turbinehoogte; gecorrigeerd=wel gecorrigeerd voor turbinehoogte.

Ongecorrigeerd				Gecorrigeerd			
Soort	Mort	BI min	BI max	Soort	Mort	BI min	BI max
Aalscholver	4,3	3,4	5,6	Aalscholver	6,3	5,0	8,3
Bergeend	18,8	14,9	24,7	Bergeend	26,5	21,1	34,9
Blauwe reiger	2,3	1,8	3,0	Blauwe reiger	3,5	2,8	4,7
Boerenzwaluw	15,7	8,4	30,9	Boerenzwaluw	24,2	12,9	47,5
Bontbekplevier	5,2	2,9	10,1	Bontbekplevier	7,0	3,9	13,4
Bonte strandloper	109,2	57,5	216,7	Bonte strandloper	145,4	76,5	288,5
Brandgans	1,0	0,8	1,3	Brandgans	1,5	1,2	2,0
Bruine kiekendief	2,3	1,8	3,0	Bruine kiekendief	3,0	2,4	4,0
Buizerd	2,4	1,9	3,2	Buizerd	3,3	2,7	4,3
Dwergmeeuw	1,1	0,9	1,5	Dwergmeeuw	1,5	1,2	2,0
Eend spec.	1,1	0,9	1,4	Eend spec.	1,4	1,1	1,9
Eider	2,2	1,8	2,9	Eider	3,0	2,4	3,9
Fazant	7,5	6,0	9,9	Fazant	10,0	7,9	13,1
Gans spec.	0,9	0,7	1,2	Gans spec.	1,2	1,0	1,6
Goudhaan	13,7	7,6	26,6	Goudhaan	18,3	10,1	35,3
Goudplevier	1,8	1,4	2,4	Goudplevier	2,5	2,0	3,3
Grauwe gans	3,2	2,5	4,1	Grauwe gans	4,2	3,4	5,5
Grote mantelmeeuw	0,5	0,4	0,7	Grote mantelmeeuw	0,8	0,6	1,0
Holenduif	2,1	1,7	2,8	Holenduif	2,8	2,3	3,7
Houtduif	1,0	0,8	1,3	Houtduif	1,5	1,2	2,0
Houtsnip	1,0	0,8	1,3	Houtsnip	1,3	1,0	1,7
Kauw	1,1	0,9	1,5	Kauw	1,5	1,2	1,9
Kerkuil	2,2	1,8	2,9	Kerkuil	3,0	2,4	3,9
Kievit	2,1	1,7	2,8	Kievit	3,0	2,4	4,0
Kleine mantelmeeuw	10,1	8,0	13,3	Kleine mantelmeeuw	14,5	11,6	19,1
Kleine strandloper	8,5	4,6	16,7	Kleine strandloper	11,3	6,1	22,2
Kluut	1,1	0,9	1,4	Kluut	1,5	1,2	1,9
Kokmeeuw	42,3	33,9	55,4	Kokmeeuw	60,4	48,3	79,0
Koperwiek	7,2	4,0	13,9	Koperwiek	9,6	5,3	18,5
Kramsvogel	4,8	2,5	9,6	Kramsvogel	7,4	3,9	14,8
Meerkoet	4,8	3,8	6,3	Meerkoet	7,4	5,9	9,7
Meeuw spec.	3,9	3,1	5,2	Meeuw spec.	5,3	4,2	7,0
Merel	26,2	13,8	51,9	Merel	36,8	19,4	73,1
Noordse stormvogel	2,2	1,8	2,9	Noordse stormvogel	3,0	2,4	3,9
Roerdomp	1,0	0,8	1,3	Roerdomp	1,3	1,0	1,7
Roodborst	4,0	2,2	7,9	Roodborst	6,2	3,3	12,2
Rosse grutto	1,8	1,5	2,4	Rosse grutto	2,4	2,0	3,2
Rotgans	1,1	0,9	1,5	Rotgans	1,5	1,2	2,0
Ruigpootbuizerd	0,5	0,4	0,7	Ruigpootbuizerd	0,8	0,7	1,1
Scholekster	23,6	18,8	31,0	Scholekster	33,4	26,6	43,8
Smient	1,0	0,8	1,3	Smient	1,4	1,1	1,8
Spreeuw	61,6	32,6	121,7	Spreeuw	90,9	48,1	179,6
Stadsduif	4,3	3,4	5,6	Stadsduif	6,1	4,9	8,0
Steenloper	2,0	1,6	2,6	Steenloper	2,7	2,1	3,5
Stormmeeuw	11,1	8,9	14,6	Stormmeeuw	15,9	12,7	20,8
Torenvalk	4,3	3,5	5,7	Torenvalk	5,7	4,6	7,5
Tuinfluit	6,8	3,8	13,1	Tuinfluit	9,0	5,0	17,4
Tureluur	4,8	3,8	6,4	Tureluur	6,5	5,2	8,6
Visdief	2,3	1,9	3,1	Visdief	3,1	2,5	4,1
Waterhoen	3,2	2,6	4,2	Waterhoen	4,5	3,6	5,9
Waterral	1,1	0,9	1,4	Waterral	1,4	1,1	1,9
Watersnip	1,2	0,9	1,5	Watersnip	1,5	1,2	2,0
Wilde eend	43,4	34,8	56,8	Wilde eend	64,8	51,9	84,8
Witte kwikstaart	7,4	4,0	14,4	Witte kwikstaart	11,4	6,1	22,2
Wulp	5,4	4,3	7,1	Wulp	7,6	6,0	9,9
Zangvogel spec.	43,8	23,2	86,9	Zangvogel spec.	59,8	31,6	118,5
Zeekoet	1,0	0,8	1,3	Zeekoet	1,3	1,0	1,7
Zilvermeeuw	44,6	35,6	58,5	Zilvermeeuw	61,4	49,0	80,6
Zwarte kraai	4,6	3,6	6,0	Zwarte kraai	6,8	5,4	8,9
Zwarte zee-eend	1,1	0,9	1,5	Zwarte zee-eend	1,5	1,2	2,0
<b>Totaal</b>	<b>601</b>	<b>396</b>	<b>997</b>		<b>843</b>	<b>556</b>	<b>1396</b>

### 3.5 Variant 3a. Integrale variant compact en laag

Bij de uitbreiding met 54 turbines van variant 3a. 'Integrale variant compact en laag', waarbij 20 bestaande polderturbines van 3 MW van Windpark Eemshaven zijn vervangen door 20 nieuwe turbines van 3 MW, wordt een additionele mortaliteit verwacht van circa 620 (ongecorrigeerd) – 575 (wel gecorrigeerd) vogels per jaar (figuur 3.5, tabel 3.5). Merk op dat het gecorrigeerde aantal bij deze variant lager is dan het ongecorrigeerde aantal; dit heeft zijn oorzaak in het feit dat bij deze variant de 20 huidige turbines vervangen worden door 20 lagere exemplaren, die minder slachtoffers genereren.



Figuur 3.5 Alternatieve opstelling 3a. 'Integrale variant compact en laag' van 54 turbines in de uitbreiding van Windpark Eemshaven-West waarbij de 20 bestaande polderturbines van 3 MW van Windpark Eemshaven zijn vervangen door 20 nieuwe turbines van 3 MW (bron: Witteveen+Bos 2016).

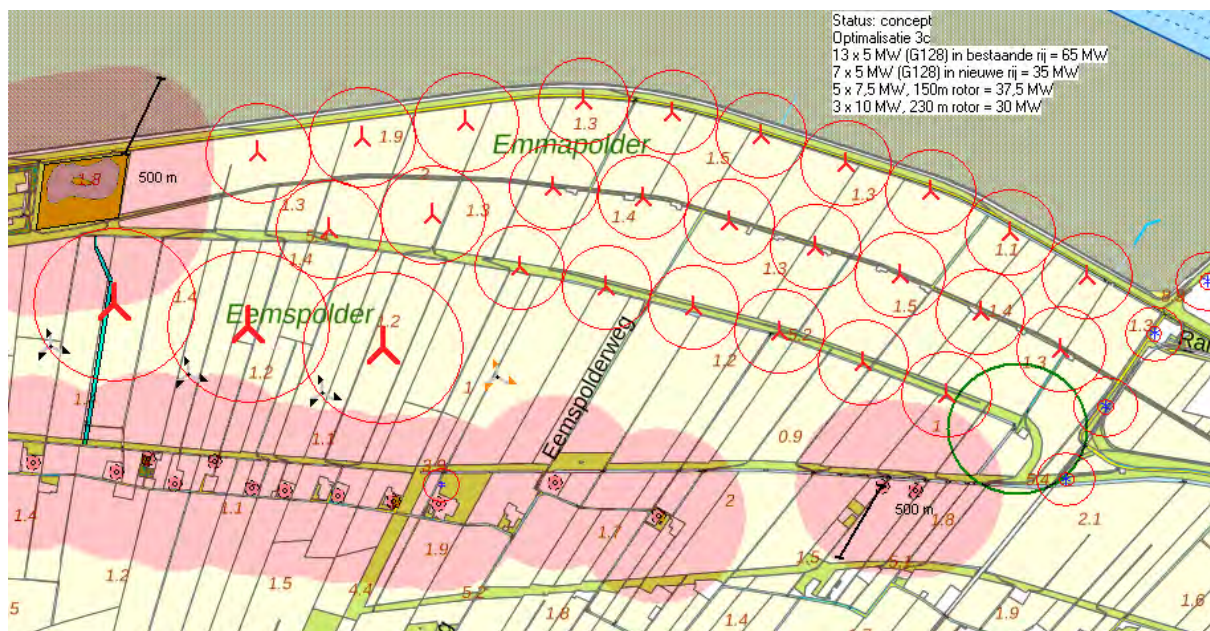
Tabel 3.5 Verwachte mortaliteit per vogelsoort voor 3a. 'Integrale variant compact en laag' met 95% betrouwbaarheidsintervallen (BI min en BI max). Ongecorrigeerd= niet gecorrigeerd voor turbinehoogte; gecorrigeerd=wel gecorrigeerd voor turbinehoogte.

Ongecorrigeerd				Gecorrigeerd			
Soort	Mort	BI min	BI max	Soort	Mort	BI min	BI max
Aalscholver	7,4	6,0	9,7	Aalscholver	6,2	5,0	8,2
Bergeend	20,8	16,6	27,4	Bergeend	19,0	15,1	25,0
Blauwe reiger	5,3	4,2	7,0	Blauwe reiger	4,3	3,4	5,7
Boerenzwaluw	36,3	19,4	71,2	Boerenzwaluw	29,3	15,7	57,5
Bontbekplevier	1,9	1,1	3,7	Bontbekplevier	2,5	1,4	4,9
Bonte strandloper	39,7	20,9	78,8	Bonte strandloper	52,9	27,8	104,9
Brandgans	2,3	1,9	3,0	Brandgans	1,9	1,5	2,4
Bruine kiekendief	0,8	0,7	1,1	Bruine kiekendief	1,1	0,9	1,4
Buizerd	2,0	1,6	2,6	Buizerd	1,9	1,5	2,5
Dwergmeeuw	0,4	0,3	0,5	Dwergmeeuw	0,6	0,4	0,7
Eend spec.	0,4	0,3	0,5	Eend spec.	0,5	0,4	0,7
Eider	0,8	0,6	1,1	Eider	1,1	0,9	1,4
Fazant	2,7	2,2	3,6	Fazant	3,6	2,9	4,8
Gans spec.	0,3	0,3	0,4	Gans spec.	0,5	0,4	0,6
Goudhaan	5,0	2,8	9,7	Goudhaan	6,6	3,7	12,9
Goudplevier	1,8	1,4	2,3	Goudplevier	1,7	1,3	2,2
Grauwe gans	1,1	0,9	1,5	Grauwe gans	1,5	1,2	2,0
Grote mantelmeeuw	1,2	1,0	1,6	Grote mantelmeeuw	1,0	0,8	1,3
Holenduif	0,8	0,6	1,0	Holenduif	1,0	0,8	1,4
Houtduif	2,3	1,9	3,0	Houtduif	1,9	1,5	2,4
Houtsnip	0,3	0,3	0,5	Houtsnip	0,5	0,4	0,6
Kauw	0,4	0,3	0,5	Kauw	0,5	0,4	0,7
Kerkuil	0,8	0,6	1,1	Kerkuil	1,1	0,9	1,4
Kievit	2,7	2,2	3,5	Kievit	2,4	1,9	3,1
Kleine mantelmeeuw	14,1	11,2	18,5	Kleine mantelmeeuw	12,3	9,8	16,1
Kleine strandloper	3,1	1,7	6,1	Kleine strandloper	4,1	2,2	8,1
Kluut	0,4	0,3	0,5	Kluut	0,5	0,4	0,7
Kokmeeuw	53,0	42,4	69,4	Kokmeeuw	47,2	37,8	61,8
Koperwiek	2,6	1,5	5,1	Koperwiek	3,5	1,9	6,7
Kramsvogel	11,1	5,8	22,2	Kramsvogel	9,0	4,7	17,9
Meerkoet	11,0	8,8	14,5	Meerkoet	8,9	7,1	11,7
Meeuw spec.	2,6	2,1	3,4	Meeuw spec.	2,7	2,2	3,6
Merel	28,1	14,7	56,0	Merel	25,8	13,5	51,4
Noordse stormvogel	0,8	0,6	1,1	Noordse stormvogel	1,1	0,9	1,4
Roerdomp	0,4	0,3	0,5	Roerdomp	0,5	0,4	0,6
Roodborst	9,3	5,0	18,3	Roodborst	7,5	4,0	14,7
Rosse grutto	0,7	0,5	0,9	Rosse grutto	0,9	0,7	1,2
Rotgans	0,4	0,3	0,5	Rotgans	0,6	0,4	0,7
Ruigpootbuizerd	1,3	1,0	1,7	Ruigpootbuizerd	1,0	0,8	1,3
Scholekster	27,3	21,8	35,8	Scholekster	24,7	19,7	32,4
Smient	0,4	0,3	0,5	Smient	0,5	0,4	0,6
Spreeuw	105,6	56,0	208,8	Spreeuw	88,8	47,1	175,5
Stadsduif	5,6	4,5	7,4	Stadsduif	5,0	4,0	6,5
Steenloper	0,7	0,6	1,0	Steenloper	1,0	0,8	1,3
Stormmeeuw	14,1	11,3	18,4	Stormmeeuw	12,5	10,0	16,4
Torenvalk	1,6	1,3	2,1	Torenvalk	2,1	1,7	2,7
Tuinfluit	2,5	1,4	4,8	Tuinfluit	3,3	1,8	6,3
Tureluur	2,8	2,2	3,7	Tureluur	3,1	2,5	4,1
Visdief	0,9	0,7	1,1	Visdief	1,1	0,9	1,5
Waterhoen	3,4	2,7	4,4	Waterhoen	3,1	2,5	4,1
Waterral	0,4	0,3	0,5	Waterral	0,5	0,4	0,7
Watersnip	0,4	0,3	0,6	Watersnip	0,6	0,4	0,7
Wilde eend	81,6	65,4	106,8	Wilde eend	67,7	54,2	88,5
Witte kwikstaart	17,0	9,2	33,3	Witte kwikstaart	13,7	7,4	26,8
Wulp	5,1	4,1	6,7	Wulp	4,8	3,9	6,4
Zangvogel spec.	29,5	15,8	58,1	Zangvogel spec.	30,9	16,5	60,8
Zeekoet	0,4	0,3	0,5	Zeekoet	0,5	0,4	0,6
Zilvermeeuw	35,3	28,2	46,2	Zilvermeeuw	35,1	28,0	46,0
Zwarte kraai	8,2	6,5	10,8	Zwarte kraai	6,9	5,5	9,0
Zwarte zee-eend	0,4	0,3	0,5	Zwarte zee-eend	0,6	0,4	0,7
<b>Totaal</b>	<b>620</b>	<b>417</b>	<b>1006</b>		<b>575</b>	<b>385</b>	<b>939</b>



### 3.6 Variant 3c. Integrale variant zonder 4e en 5e rij

Bij de uitbreiding met 28 turbines van variant 3c. 'Integrale variant zonder 4e en 5e rij', waarbij 20 bestaande polderturbines van 3 MW van Windpark Eemshaven zijn vervangen door 13 nieuwe turbines van 5 MW (met een afwijkende hoogte van 130 m), wordt een additionele mortaliteit verwacht van circa 327 (ongecorrigeerd) – 652 (wel gecorrigeerd) vogels per jaar (figuur 3.6, tabel 3.6).



Figuur 3.6 Alternatieve opstelling 3c. 'Integrale variant zonder 4e en 5e rij' van 28 turbines in de uitbreiding van Windpark Eemshaven-West waarbij de 20 bestaande polderturbines van 3 MW van Windpark Eemshaven zijn vervangen door 13 nieuwe turbines van 5 MW (bron: Witteveen+Bos 2016).

Tabel 3.6 Verwachte mortaliteit per vogelsoort voor 3c. 'Integrale variant zonder 4e en 5e rij' met 95% betrouwbaarheidsintervallen (BI min en BI max). Ongecorrigeerd= niet gecorrigeerd voor turbinehoogte; gecorrigeerd=wel gecorrigeerd voor turbinehoogte.

Ongecorrigeerd				Gecorrigeerd			
Soort	Mort	BI min	BI max	Soort	Mort	BI min	BI max
Aalscholver	0,7	0,5	0,9	Aalscholver	3,6	2,9	4,8
Bergeend	9,4	7,5	12,4	Bergeend	19,9	15,8	26,2
Blauwe reiger	-0,4	-0,3	-0,5	Blauwe reiger	1,5	1,2	2,0
Boerenzwaluw	-2,4	-1,3	-4,7	Boerenzwaluw	10,4	5,6	20,5
Bontbekplevier	4,8	2,7	9,2	Bontbekplevier	6,8	3,8	13,1
Bonte strandloper	99,3	52,2	197,0	Bonte strandloper	142,6	75,0	283,0
Brandgans	-0,2	-0,1	-0,2	Brandgans	0,7	0,5	0,9
Bruine kiekendief	2,1	1,7	2,7	Bruine kiekendief	3,0	2,4	3,9
Buizerd	1,6	1,3	2,1	Buizerd	2,8	2,3	3,6
Dwergmeeuw	1,0	0,8	1,4	Dwergmeeuw	1,5	1,2	2,0
Eend spec.	1,0	0,8	1,3	Eend spec.	1,4	1,1	1,8
Eider	2,0	1,6	2,6	Eider	2,9	2,3	3,8
Fazant	6,8	5,4	9,0	Fazant	9,8	7,8	12,9
Gans spec.	0,8	0,7	1,1	Gans spec.	1,2	1,0	1,6
Goudhaan	12,5	6,9	24,1	Goudhaan	17,9	9,9	34,7
Goudplevier	1,0	0,8	1,4	Goudplevier	2,0	1,6	2,6
Grauwe gans	2,9	2,3	3,8	Grauwe gans	4,1	3,3	5,4
Grote mantelmeeuw	-0,1	-0,1	-0,1	Grote mantelmeeuw	0,3	0,3	0,4
Holenduif	1,9	1,5	2,6	Holenduif	2,8	2,2	3,7
Houtduif	-0,2	-0,1	-0,2	Houtduif	0,7	0,5	0,9
Houtsnip	0,9	0,7	1,1	Houtsnip	1,2	1,0	1,6
Kauw	1,0	0,8	1,3	Kauw	1,5	1,2	1,9
Kerkuil	2,0	1,6	2,7	Kerkuil	2,9	2,3	3,8
Kievit	0,9	0,7	1,2	Kievit	2,1	1,7	2,8
Kleine mantelmeeuw	3,5	2,8	4,6	Kleine mantelmeeuw	9,7	7,8	12,8
Kleine strandloper	7,7	4,1	15,2	Kleine strandloper	11,1	5,9	21,8
Kluut	1,0	0,8	1,3	Kluut	1,4	1,1	1,9
Kokmeeuw	17,9	14,3	23,4	Kokmeeuw	42,8	34,3	56,1
Koperwiek	6,5	3,6	12,6	Koperwiek	9,4	5,2	18,2
Kramsvogel	-0,7	-0,4	-1,5	Kramsvogel	3,2	1,7	6,4
Meerkoet	-0,7	-0,6	-1,0	Meerkoet	3,2	2,5	4,2
Meeuw spec.	2,9	2,3	3,9	Meeuw spec.	4,7	3,8	6,2
Merel	13,6	7,2	26,9	Merel	28,0	14,8	55,5
Noordse stormvogel	2,0	1,6	2,6	Noordse stormvogel	2,9	2,3	3,8
Roerdomp	0,9	0,7	1,2	Roerdomp	1,3	1,0	1,7
Roodborst	-0,6	-0,3	-1,2	Roodborst	2,7	1,4	5,2
Rosse grutto	1,7	1,3	2,2	Rosse grutto	2,4	1,9	3,1
Rotgans	1,0	0,8	1,4	Rotgans	1,5	1,2	2,0
Ruigpootbuizerd	-0,1	-0,1	-0,1	Ruigpootbuizerd	0,4	0,3	0,5
Scholekster	11,2	8,9	14,7	Scholekster	24,6	19,6	32,3
Smient	0,9	0,8	1,2	Smient	1,3	1,1	1,7
Spreeuw	10,4	5,5	20,7	Spreeuw	52,9	28,0	104,5
Stadsduif	1,6	1,3	2,2	Stadsduif	4,2	3,4	5,5
Steenloper	1,8	1,4	2,4	Steenloper	2,6	2,1	3,4
Stormmeeuw	4,6	3,7	6,1	Stormmeeuw	11,2	8,9	14,7
Torenvalk	3,9	3,1	5,1	Torenvalk	5,6	4,5	7,4
Tuinfluit	6,2	3,4	11,9	Tuinfluit	8,9	4,9	17,1
Tureluur	3,8	3,0	5,0	Tureluur	5,9	4,7	7,8
Visdief	2,1	1,7	2,8	Visdief	3,1	2,4	4,0
Waterhoen	1,7	1,4	2,2	Waterhoen	3,4	2,8	4,5
Waterral	1,0	0,8	1,3	Waterral	1,4	1,1	1,8
Watersnip	1,0	0,8	1,4	Watersnip	1,5	1,2	2,0
Wilde eend	3,4	2,7	4,5	Wilde eend	34,9	27,9	45,7
Witte kwikstaart	-1,1	-0,6	-2,2	Witte kwikstaart	4,9	2,6	9,6
Wulp	3,2	2,6	4,2	Wulp	6,1	4,8	8,0
Zangvogel spec.	32,4	17,0	64,5	Zangvogel spec.	52,8	27,8	104,7
Zeekoet	0,9	0,7	1,2	Zeekoet	1,3	1,0	1,7
Zilvermeeuw	30,1	24,0	39,5	Zilvermeeuw	51,9	41,4	68,2
Zwarte kraai	0,6	0,4	0,7	Zwarte kraai	3,8	3,0	5,0
Zwarte zee-eend	1,0	0,8	1,4	Zwarte zee-eend	1,5	1,2	2,0
<b>Totaal</b>	<b>327</b>	<b>211</b>	<b>554</b>		<b>652</b>	<b>427</b>	<b>1089</b>

## 4 Literatuur

---

- Arcadis 2016. Structuurvisie Eemsmond-Delfzijl. Passende Beoordeling. Projectnummer C05058.000142.0100. Referentie: 078514126:A.34 - Concept. Arcadis Nederland B.V., Arnhem.
- Brenninkmeijer, A. & C. van der Weyde 2011. Monitoring aanvaringslachtoffers Windpark Delfzijl-Zuid 2006-2011. Eindrapportage vijf jaar monitoring. A&W-rapport 1656, Altenburg & Wymenga, ecologisch onderzoek bv, Feanwâlden.
- Brenninkmeijer, A. & E. Klop 2016a. Aanvulling ecologische beoordeling uitbreiding opgave windenergie provincie Groningen. A&W-rapport 2203, Altenburg & Wymenga ecologisch onderzoek, Feanwâlden.
- Brenninkmeijer, A. & E. Klop 2016b. Verwachte Visdiefslachtoffers in toekomstige windparken rond Delfzijl. A&W-notitie 2421.2016#1, Altenburg & Wymenga ecologisch onderzoek, Feanwâlden.
- Brouwer, A., A. Brenninkmeijer & E. Klop 2016. Passende Beoordelingen en Flora- en faunawetonderzoek bestemmingsplan Eemshaven Zuidoost. Bügel-Hajema, Assen / Altenburg & Wymenga ecologisch onderzoek, Feanwâlden.
- Klop, E. & A. Brenninkmeijer 2014. Monitoring aanvaringslachtoffers Windpark Eemshaven 2009-2014: eindrapportage vijf jaar monitoring. A&W-rapport 1975, Altenburg & Wymenga ecologisch onderzoek, Feanwâlden.
- Klop, E., A. Brenninkmeijer & J. Dekker 2015. Ecologische beoordeling uitbreiding Windpark Delfzijl-Zuid. A&W-rapport 1857, Altenburg & Wymenga ecologisch onderzoek, Feanwâlden.
- Klop, E. & A. Brenninkmeijer 2016. Actualisatie ecologische beoordeling Windpark Delfzijl-Zuid. A&W project FEKA2016#16a, Altenburg & Wymenga ecologisch onderzoek bv, Feanwâlden.
- Klop, E., A. Brenninkmeijer & E. van der Heijden 2014. Ecologische beoordeling uitbreiding opgave windenergie provincie Groningen. A&W-rapport 2020, Altenburg & Wymenga ecologisch onderzoek, Feanwâlden.
- Loss, S.R., T. Will & P.P. Marra 2013. Estimates of bird collision mortality at wind facilities in the contiguous United States. *Biological Conservation* 168: 201-209.
- Witteveen+Bos 2016. Milieueffectstudie (MES) windpark Eemshaven-West. Startdocument. Referentie GV1101-5/16-017.514, 19 oktober 2016. Witteveen+Bos Raadgevende Ingenieurs B.V., Deventer.



## Bijlage 1 Gevonden slachtoffers referentieturbines

Gevonden mortaliteit per vogelsoort per turbine en voor alle 20 turbines in de polder in het huidige windpark Eemshaven-West samen j' met 95% betrouwbaarheidsintervallen (BI min en BI max).

Per polderturbine				Voor alle 20 polderturbines			
Soort	Mort	BI min	BI max	Soort	Mort	BI min	BI max
Aalscholver	0,2	0,2	0,3	Aalscholver	4,7	3,7	6,1
Bergeend	0,6	0,4	0,7	Bergeend	11,1	8,8	14,5
Blauwe reiger	0,2	0,1	0,2	Blauwe reiger	3,5	2,8	4,7
Boerenzwaluw	1,2	0,6	2,4	Boerenzwaluw	24,2	12,9	47,5
Brandgans	0,1	0,1	0,1	Brandgans	1,5	1,2	2,0
Buizerd	0,0	0,0	0,1	Buizerd	0,9	0,7	1,1
Goudplevier	0,0	0,0	0,1	Goudplevier	0,9	0,7	1,2
Grote mantelmeeuw	0,0	0,0	0,1	Grote mantelmeeuw	0,8	0,6	1,0
Houtduif	0,1	0,1	0,1	Houtduif	1,5	1,2	2,0
Kievit	0,1	0,1	0,1	Kievit	1,5	1,2	2,0
Kleine mantelmeeuw	0,4	0,3	0,5	Kleine mantelmeeuw	8,2	6,6	10,8
Kokmeeuw	1,5	1,2	2,0	Kokmeeuw	29,8	23,8	39,0
Kramsvogel	0,4	0,2	0,7	Kramsvogel	7,4	3,9	14,8
Meerkoet	0,4	0,3	0,5	Meerkoet	7,4	5,9	9,6
Meeuw spec.	0,0	0,0	0,1	Meeuw spec.	0,9	0,7	1,2
Merel	0,7	0,4	1,5	Merel	14,7	7,6	29,4
Roodborst	0,3	0,2	0,6	Roodborst	6,2	3,3	12,2
Ruigpootbuizerd	0,0	0,0	0,1	Ruigpootbuizerd	0,8	0,7	1,1
Scholekster	0,7	0,6	1,0	Scholekster	14,8	11,9	19,4
Spreeuw	3,3	1,7	6,5	Spreeuw	65,9	34,9	130,2
Stadsduif	0,2	0,1	0,2	Stadsduif	3,2	2,6	4,3
Stormmeeuw	0,4	0,3	0,5	Stormmeeuw	7,9	6,4	10,4
Tureluur	0,0	0,0	0,1	Tureluur	0,9	0,7	1,1
Waterhoen	0,1	0,1	0,1	Waterhoen	1,7	1,4	2,3
Wilde eend	2,6	2,1	3,4	Wilde eend	52,1	41,8	68,2
Witte kwikstaart	0,6	0,3	1,1	Witte kwikstaart	11,3	6,1	22,2
Wulp	0,1	0,1	0,2	Wulp	2,5	2,0	3,3
Zangvogel spec.	0,5	0,3	1,0	Zangvogel spec.	10,8	5,9	21,0
Zilvermeeuw	0,8	0,6	1,0	Zilvermeeuw	15,1	12,1	19,8
Zwarte kraai	0,3	0,2	0,3	Zwarte kraai	5,2	4,1	6,9
<b>Totaal per turbine</b>	<b>16</b>	<b>11</b>	<b>25</b>	<b>Totaal 20 turbines</b>	<b>317</b>	<b>216</b>	<b>509</b>

*Gevonden mortaliteit per vogelsoort per dijk turbine in het huidige windpark Eemshaven-West samen j' met 95% betrouwbaarheidsintervallen (BI min en BI max).*

<b>Soort/dijkturbine</b>	<b>Mort</b>	<b>BI min</b>	<b>BI max</b>
Aalscholver	0,11	0,09	0,15
Bergeend	1,05	0,84	1,39
Bontbekplevier	0,48	0,27	0,92
Bonte strandloper	9,93	5,22	19,70
Bruine kiekendief	0,21	0,17	0,27
Buizerd	0,17	0,14	0,22
Dwergmeeuw	0,10	0,08	0,14
Eend spec.	0,10	0,08	0,13
Eider	0,20	0,16	0,26
Fazant	0,68	0,54	0,90
Gans spec.	0,08	0,07	0,11
Goudhaan	1,25	0,69	2,41
Goudplevier	0,11	0,09	0,15
Grauwe gans	0,29	0,23	0,38
Holenduif	0,19	0,15	0,26
Houtsnip	0,09	0,07	0,11
Kauw	0,10	0,08	0,13
Kerkuil	0,20	0,16	0,27
Kievit	0,10	0,08	0,14
Kleine mantelmeeuw	0,43	0,34	0,57
Kleine strandloper	0,77	0,41	1,52
Kluut	0,10	0,08	0,13
Kokmeeuw	2,09	1,67	2,73
Koperwiek	0,65	0,36	1,26
Meeuw spec.	0,30	0,24	0,40
Merel	1,51	0,80	2,99
Noordse stormvogel	0,20	0,16	0,26
Roerdomp	0,09	0,07	0,12
Rosse grutto	0,17	0,13	0,22
Rotgans	0,10	0,08	0,14
Schalekster	1,27	1,01	1,67
Smient	0,09	0,08	0,12
Spreeuw	1,70	0,90	3,37
Stadsduif	0,20	0,16	0,26
Steenloper	0,18	0,14	0,24
Stormmeeuw	0,54	0,43	0,71
Torenvalk	0,39	0,31	0,51
Tuinfluit	0,62	0,34	1,19
Tureluur	0,39	0,31	0,51
Visdief	0,21	0,17	0,28
Waterhoen	0,19	0,15	0,24
Waterral	0,10	0,08	0,13
Watersnip	0,10	0,08	0,14
Wilde eend	0,87	0,69	1,13
Wulp	0,35	0,28	0,46
Zangvogel spec.	3,35	1,76	6,66
Zeekoet	0,09	0,07	0,12
Zilvermeeuw	3,16	2,52	4,15
Zwarte kraai	0,11	0,09	0,14





# Milieueffectenstudie (MES) windpark Eemshaven-West

Deelrapport Technische haalbaarheid en Economische uitvoerbaarheid

Gemeente Eemshaven, Provincie Groningen, Ministerie van Economische  
Zaken en het Ministerie van Infrastructuur & Milieu

19 december 2016

Project Milieueffectenstudie (MES) windpark Eemshaven-West  
Document Deelrapport Technische haalbaarheid en Economische uitvoerbaarheid  
Status Definitief  
Datum 19 december 2016  
Referentie GV1101-5/16-021.104

Opdrachtgever Gemeente Eemshaven, Provincie Groningen, Ministerie van Economische Zaken en het  
Ministerie van Infrastructuur & Milieu  
Projectcode GV1101-5  
Projectleider drs. D.J.F. Bel  
Projectdirecteur ing. A.J.P. Helder

Auteur(s) J. de Boer, H. Scholten, J.F. van Haaren MSc  
Gecontroleerd door J. de Boer  
Goedgekeurd door drs. D.J.F. Bel

Paraaf



Adres Witteveen+Bos Raadgevende ingenieurs B.V.  
Van Twickelostraat 2  
Postbus 233  
7400 AE Deventer  
+31 (0)570 69 79 11  
www.witteveenbos.com  
KvK 38020751

Het kwaliteitsmanagementsysteem van Witteveen+Bos is gecertificeerd op basis van ISO 9001.

© Witteveen+Bos

Niets uit dit document mag worden veeelvoudigd en/of openbaar gemaakt in enige vorm zonder voorafgaande schriftelijke toestemming van Witteveen+Bos Raadgevende ingenieurs B.V. noch mag het zonder dergelijke toestemming worden gebruikt voor enig ander werk dan waarvoor het is vervaardigd, behoudens schriftelijk anders overeengekomen. Witteveen+Bos aanvaardt geen aansprakelijkheid voor enigerlei schade die voortvloeit uit of verband houdt met het wijzigen van de inhoud van het door Witteveen+Bos geleverde document.

# INHOUDSOPGAVE

<b>1</b>	<b>INLEIDING</b>	<b>1</b>
1.1	Leeswijzer	1
1.2	De aanleiding voor windenergie in Eemshaven-West	1
1.3	Aanleiding en doelstelling milieueffectenstudie (MES)	2
1.4	Zoekgebied Eemshaven-West	2
<b>2</b>	<b>ALTERNATIEVEN EN VARIANTEN</b>	<b>4</b>
2.1	Inleiding	4
2.2	Overzicht alternatieven en varianten	4
2.3	Alternatief 1: alternatief RWE+	6
2.4	Alternatief 2: alternatief Nuon	6
2.5	Alternatief 3: integraal alternatief	8
	2.5.1 Variant a: laag, compact	8
	2.5.2 Variant b: hoog, verspreid	9
<b>3</b>	<b>AARDBEVINGSRISICO</b>	<b>10</b>
3.1	Inleiding	10
3.2	Seismische belastingen	10
	3.2.1 Invoerparameters	10
	3.2.2 Horizontaal elastisch responspectrum	11
	3.2.3 Verticaal elastisch responspectrum	12
3.3	Ontwerpnorm voor windturbines in aardbevingsgebieden	13
3.4	Ontwerpbelastingen windturbines in horizontale richting	14
3.5	Belastingen op windturbines ten gevolge van aardbevingen	15
	3.5.1 Horizontale richting	15
	3.5.2 Verticale richting	16
3.6	Verweking van de ondergrond	16
3.7	Bespreking en conclusies	21
<b>4</b>	<b>AANSLUITING OP HET NET</b>	<b>22</b>
4.1	Inleiding	22

4.2	Aansluiting van windturbines op het net	22
4.3	Capaciteit van het bestaande net	24
4.4	Afstand tot netaansluiting en kosten	26
4.5	Bespreking en conclusies	28
<b>5</b>	<b>ENERGIEOPBRENGSTEN</b>	<b>29</b>
5.1	Methode	29
5.2	Windprofiel Eemshaven	29
5.3	Energieopbrengst per variant	31
5.3.1	Alternatief 1: RWE+	31
5.3.2	Alternatief 2a: Nuon met 3,5 MW turbines	32
5.3.3	Alternatief 2b: Nuon met 5 MW turbines	32
5.3.4	Alternatief 2c: Nuon met 5 MW turbines, productieturbines in testgebied	33
5.3.5	Alternatief 3a: Laag en compact	33
5.3.6	Alternatief 3b: Hoog en verspreid	34
5.4	Samenvatting en conclusies	35
<b>6</b>	<b>BIJDRAGE AAN DE ENERGIEDOELSTELLINGEN</b>	<b>38</b>
<b>7</b>	<b>BESLAG OP DE SDE+ BUDGETTEN</b>	<b>40</b>
7.1	De SDE+ regeling	40
7.2	Subsidiebedragen Eemshaven West	41
<b>8</b>	<b>CONCLUSIES</b>	<b>44</b>
<b>9</b>	<b>LITERATUURLIJST</b>	<b>46</b>
	Laatste pagina	46
	<b>Bijlage(n)</b>	<b>Aantal pagina's</b>
I	Variant 1	4
II	Variant 1 (excl. Test- en ontwikkelingsturbines)	4
III	Variant 2a	6
IV	Variant 2a (excl. Test- en ontwikkelingsturbines)	5
V	Variant 2B	4
VI	Variant 2b (excl. Test- en ontwikkelingsturbines)	3
VII	Variant 2c	4
VIII	Variant 2c (excl. Test- en ontwikkelingsturbines)	3



IX	Variant 3a	4
X	Variant 3a (excl. Test- en ontwikkelingsturbines)	4
XI	Variant 3b	3
XII	Variant 3b (excl. Test- en ontwikkelingsturbines)	3



# 1

## INLEIDING

### 1.1 Leeswijzer

Voorliggend deelrapport beschrijft het onderzoek inzake technische haalbaarheid en economische uitvoerbaarheid. Ten behoeve van de zelfstandige leesbaarheid van het deelrapport zijn de algemene hoofdstukken in de MES op hoofdlijnen beschreven in hoofdstuk 1 en 2 van dit deelrapport. De lezer kan deze hoofdstukken desgewenst overslaan.

Het deelrapport techniek en economie bestaat uit:

- een inleiding op de Milieueffectstudie (MES), waarvan de technische haalbaarheid en economische uitvoerbaarheid een onderdeel is, in hoofdstuk 1;
- de alternatieven en varianten die zijn onderzocht, in hoofdstuk 2;
- de onderzoeksaanpak en -resultaten inzake het aardbevingsrisico voor windturbines in hoofdstuk 3;
- de onderzoeksaanpak en -resultaten inzake de netaansluiting in hoofdstuk 4;
- de onderzoeksaanpak en -resultaten inzake de energieopbrengst in hoofdstuk 5;
- de onderzoeksaanpak en -resultaten inzake de bijdrage aan energiedoelstellingen in hoofdstuk 6;
- de onderzoeksaanpak en -resultaten inzake het beslag op SDE-subsidie in hoofdstuk 7;
- samenvatting en conclusies in hoofdstuk 8.

### 1.2 De aanleiding voor windenergie in Eemshaven-West

Nederland werkt aan een CO<sub>2</sub>-arme energievoorziening die veilig, betrouwbaar en betaalbaar is. Hierover zijn in het Energieakkoord tussen Rijk en provincies afspraken gemaakt over windmolens op land. Duurzame energie zorgt ervoor dat Nederland minder fossiele brandstoffen nodig heeft. In 2020 moet 14 % van de energie in Nederland afkomstig zijn van duurzame energiebronnen. Windenergie speelt een belangrijke rol in de overgang naar duurzame energie, naast zonne-energie, biomassa en aardwarmte. Rijk en provincies hebben voor windenergie een doelstelling van 6.000 MegaWatt (MW) in 2020 afgesproken. Dat levert elektriciteit voor vier miljoen huishoudens. Groningen heeft de taakstelling om in de provincie een opgesteld vermogen van 855,5 MW mogelijk te maken en heeft gekozen voor ontwikkeling van windparken binnen drie concentratiegebieden, zijnde Eemshaven, Delfzijl en de N33. Het gebied Eemshaven-West maakt deel uit van de drie concentratiegebieden.

Provinciale Staten van Groningen hebben op 29 januari 2014 Eemshaven-West als zoekgebied vastgesteld voor de realisatie van windenergie. In de Omgevingsvisie en Omgevingsverordening van de provincie Groningen en de Structuurvisie Eemsmond-Delfzijl van de provincie Groningen is het zoekgebied opgenomen. In Eemshaven-West moet een deel van de taakstelling worden gerealiseerd.

## 1.3 Aanleiding en doelstelling milieueffectenstudie (MES)

### Aanleiding milieueffectenstudie

Voor de invulling van het windpark Eemshaven-West zijn meerdere plannen van initiatiefnemers, waaronder Nuon en RWE. Het plan van Nuon, in samenwerking met ECN en grondeigenaren verenigd in de Stichting Eemswind, betreft de realisatie van een binnendijks windpark met een opgesteld vermogen van in totaal circa 130 MW. Het plan van RWE betreft de realisatie van een windpark in het profiel van de Emmapolderdijk, met een opgesteld vermogen van in totaal circa 36 MW. Beide plannen vertonen een zekere mate van overlap en zijn daarom niet tegelijk realiseerbaar. De plannen van RWE en Nuon zijn nog indicatief.

De strijdigheid tussen de plannen bestaat uit het feit dat:

- er staan turbines in het profiel van de Waddenzeedijk (Emmapolderdijk) in het plan van RWE en er staan turbines vlak naast de Waddenzeedijk in het plan van Nuon;
- samen beschouwd, en met de turbinespecificaties die zijn aangeleverd door RWE en Nuon, staan de turbines van RWE en Nuon te dicht op elkaar. Te dicht betekent dat de rijen turbines zodanig dicht op elkaar staan dat ze elkaar veel wind afvangen, turbulentie veroorzaken of zelfs fysiek in de weg zitten;
- en er kan, uitgaande van de turbinespecificaties van Nuon, geen rij turbines worden gerealiseerd tussen de bestaande rijen turbines in de Emmapolder en een rij turbines in het profiel van de Waddenzeedijk.

Om bovenstaande redenen kunnen beide plannen, in hun huidige vorm, niet tegelijk worden gerealiseerd.

### Doelstelling milieueffectenstudie

Om de planvorming voor het windpark in Eemshaven-West een stap verder te brengen, willen het Rijk, de provincie Groningen en de gemeente Eemsmond gezamenlijk de mogelijkheden voor windenergie in Eemshaven-West onderzoeken. Daarom wordt een milieueffectstudie (MES) uitgevoerd. Het doel van de milieueffectstudie is het verschaffen van inzicht in de mogelijke effecten op het milieu en de omgeving van de initiatieven van Nuon, RWE en een mogelijk derde initiatief voor de vervanging van drie bestaande turbines, voor windenergie binnen het gebied Eemshaven-West. Daarnaast gaat de MES in op de technische en economische haalbaarheid.

De milieueffectstudie moet er voor zorgen dat gemeente, provincie en Rijk een weloverwogen besluit kunnen nemen over de invulling van het windpark Eemshaven-West en de initiatieven van onder meer Nuon en RWE. De overheden willen begin 2017 dit besluit nemen, mede op grond van de MES, eventuele reacties op de MES en een advies over de MES van de Commissie voor de milieueffectrapportage (Cmer). De MES vormt later de basis voor het MER en inpassingplan voor windenergie in Eemshaven-West.

## 1.4 Zoekgebied Eemshaven-West

Het zoekgebied Eemshaven-West bestaat uit een testveld voor prototype offshore testturbines, een gebied voor onderzoeksturbines en een gebied voor reguliere productie windturbines<sup>1</sup>. Het op te stellen vermogen is in totaal circa 100 MW - 130 MW. De prototypes en gecertificeerde onderzoeksturbines tellen mee in het opgestelde vermogen. Het zoekgebied Eemshaven-West omsluit en grenst aan het bestaande windpark Eemswind met een opgesteld vermogen van in totaal circa 60 MW. Hieronder is nader ingegaan op de kenmerken van de testvelden voor de prototype turbines en onderzoeksturbines, zoals die zijn opgenomen in de Omgevingsverordening van de provincie Groningen.

---

<sup>1</sup> In de structuurvisie Eemsmond-Delfzijl (zie hoofdstuk 2.11) wordt ook gesproken over een windpark Eemshaven-West (ontwikkeling 11a) naast een testpark windenergie Eemshaven-West (11b). Het windpark Eemshaven-West in dit MES omvat beide ontwikkelingen en beschouwd deze in gezamenlijkheid.

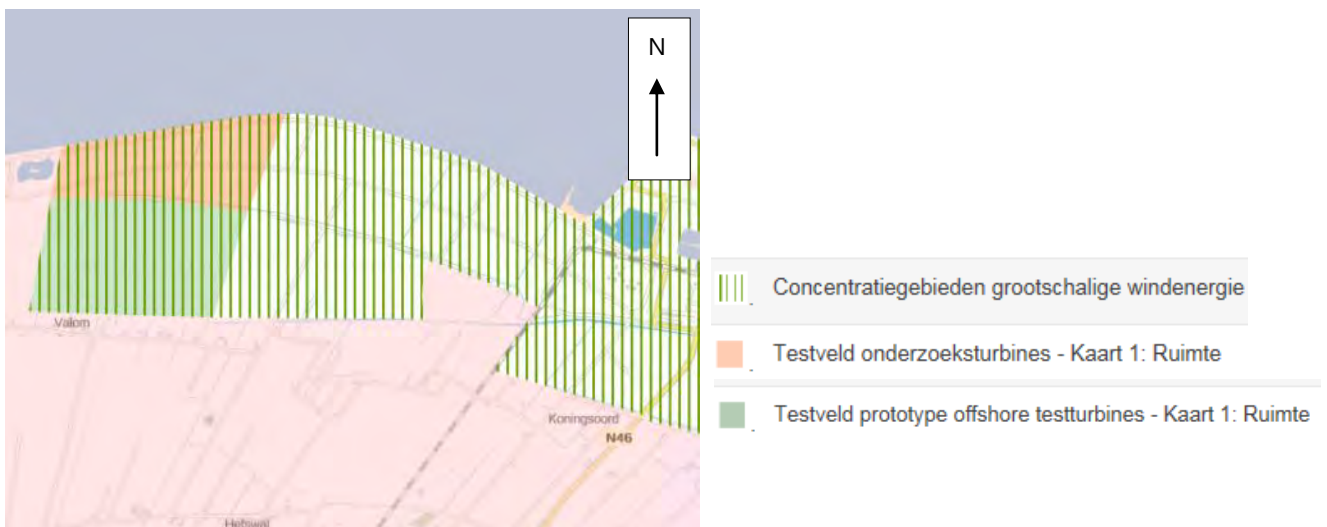
Voor het realiseren van de taakstelling van 855,5 MW in 2020 heeft de provincie Groningen drie concentratiegebieden aangewezen (N33, Delfzijl en Eemshaven). Om de taakstelling te halen gaat de provincie uit van de realisatie van minimaal 100 MW in Eemshaven West.

Het (zuidelijke) testveld voor prototype offshore testturbines kan voorzien in de oprichting van maximaal vier prototype offshore testturbines of maximaal drie prototype offshore testturbines en één prototype onshore testturbine, met als doel certificering van offshore en onshore windturbines en wetenschappelijk onderzoek.

Het (noordelijke) testveld onderzoeksturbines kan voorzien in de oprichting van maximaal vijf reeds gecertificeerde onderzoeksturbines met als doel wetenschappelijk onderzoek ten behoeve van offshore windenergie op voorwaarde dat:

- 1 de turbines deel gaan uitmaken van een park- of lijnopstelling;
- 2 en geen grotere wieklengte hebben dan tweederde van de ashoogte.

Afbeelding 1.1 Zoekgebied Eemshaven-West in Omgevingsvisie en Omgevingsverordening Groningen



# 2

## ALTERNATIEVEN EN VARIANTEN

### 2.1 Inleiding

In het hoofdrapport MES zijn de ontwerpaanpak en het proces van het ontwerp van de alternatieven beschreven. In voorliggend hoofdstuk zijn de belangrijkste kenmerken van de alternatieven en varianten op een rij gezet en zijn de alternatieven en varianten kort beschreven.

### 2.2 Overzicht alternatieven en varianten

Tabel 2.1 bevat een overzicht van de kenmerken van de alternatieven en varianten.

Tabel 2.1 Overzicht alternatieven en varianten

		1 Alternatief RWE+	2a Variant Nuon 3,5 MW	2b Variant Nuon 5,0 MW	2c Variant Nuon 5,0 MW	3a Integrale variant compact en laag	3b Integrale variant verspreid en hoog
<b>BESTAANDE TURBINES</b>	<i>aantal</i>	20	20	20	20	vervangen	vervangen
	<i>vermogen [MW]</i>	3	3	3	3	vervangen	vervangen
	<i>subtotaal [MW]</i>	60	60	60	60	vervangen	vervangen
<b>PRODUCTIETURBINES</b>	<i>type</i>	Enercon E-82 en Enercon E101	Enercon E-101	Gamesa G132	Gamesa G132	Enercon E-82	Gamesa G128
	<i>aantal</i>	12 resp. 11	21	13	13	45	20
	<i>vermogen per turbine [MW]</i>	3 resp. 3,5	3,5	5	5	3	5
	<i>subtotaal [MW]</i>	74,5	73,5	65	65	135	100
	<i>rotor diameter [m]</i>	82 resp. 101	101	132	132	82	128

		1 Alternatief RWE+	2a Variant Nuon 3,5 MW	2b Variant Nuon 5,0 MW	2c Variant Nuon 5,0 MW	3a Integrale variant compact en laag	3b Integrale variant verspreid en hoog
	<i>ashoogte [m]</i>	87 resp. 124,5	124,5	120	120	87	130
	<i>tiphoogte [m]</i>	128 resp. 175	175	186	186	128	194
<b>TURBINES IN TESTVELD NOORD</b>	<i>aantal</i>	5	5	5	8 (waarvan 4 productie- turbines)	5	5
	<i>vermogen per turbine [MW]</i>	5	5	7,5	5	5	7,5
	<i>subtotaal [MW]</i>	25	25	37,5	40	25	37,5
	<i>rotor diameter [m]</i>	128	128	150	132	128	150
	<i>ashoogte [m]</i>	120	120	120	120	120	120
	<i>tiphoogte [m]</i>	184	184	195	186	184	195
<b>TURBINES IN TESTVELD ZUID</b>	<i>aantal</i>	3	3	3	3	4	3
	<i>vermogen per turbine [MW]</i>	10	10	10	10	7,5	10
	<i>subtotaal [MW]</i>	30	30	30	30	30	30
	<i>rotor diameter [m]</i>	230	230	230	230	150	230
	<i>ashoogte [m]</i>	180	180	180	180	120	180
	<i>tiphoogte [m]</i>	295	295	295	295	195	295
<b>TOTAAL VERMOGEN [MW]</b>		189,5	188,5	192,5	195	190	167,5
<b>TOEGEVOEGD VERMOGEN [MW]</b>		129,5	128,5	132,5	135	130	107,5

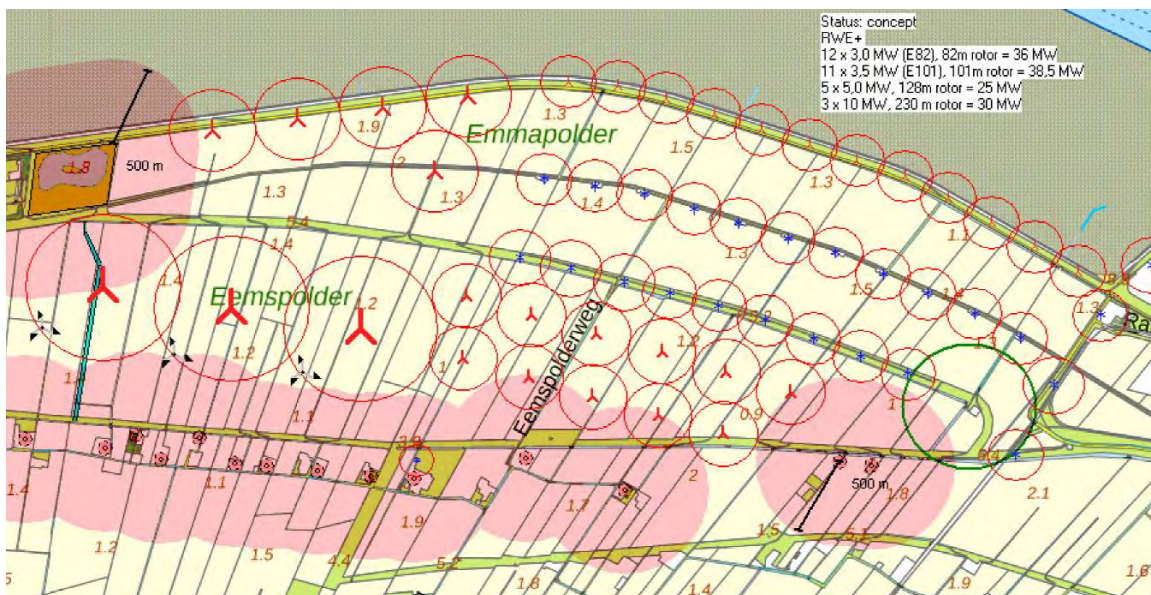
Voor de MES wordt uitgegaan van de volgende (fictieve) prototype testturbines:

- prototype testturbine van 10 MW met een rotordiameter van 230 meter, een ashoogte van 180 meter en een prototype testturbine van 7,5 MW met als uitgangspunt een rotordiameter van 150 meter en een ashoogte van 120 meter;
- gecertificeerde onderzoeksturbines van 5,0 MW met een rotordiameter en ashoogte van 128 meter en 120 meter en gecertificeerde onderzoeksturbines van 7,5 MW met als uitgangspunt een rotordiameter van 150 meter en een ashoogte van 120 meter.

## 2.3 Alternatief 1: alternatief RWE+

Het plan van RWE omvat het plaatsen van 12 windturbines (3,0 MW) in het profiel van de Emmapolderdijk. De nieuwe turbines volgen het ritme van de bestaande opstelling. Voor een eerlijke vergelijking van de alternatieven en varianten en om aan de doelstelling van circa 100 MW - 130 MW opgesteld vermogen te voldoen, is het plan van RWE aangevuld met turbines in de overige delen van het plangebied Eemshaven-West. Als uitgangspunt hiervoor is variant 2a gehanteerd.

Afbeelding 2.1 Alternatief 1: alternatief RWE+

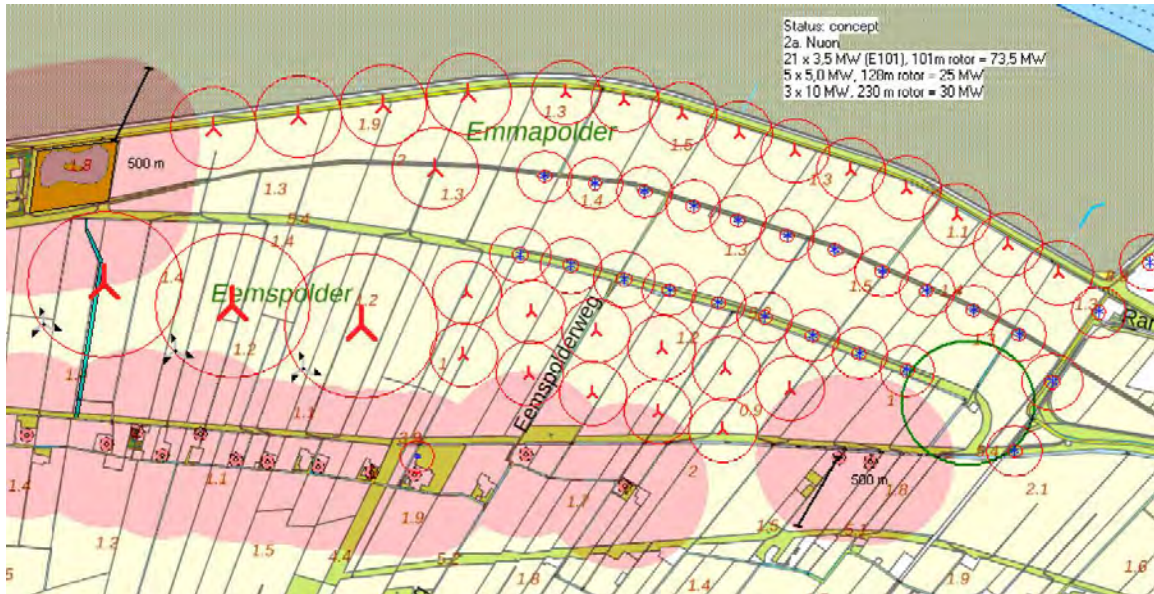


## 2.4 Alternatief 2: alternatief Nuon

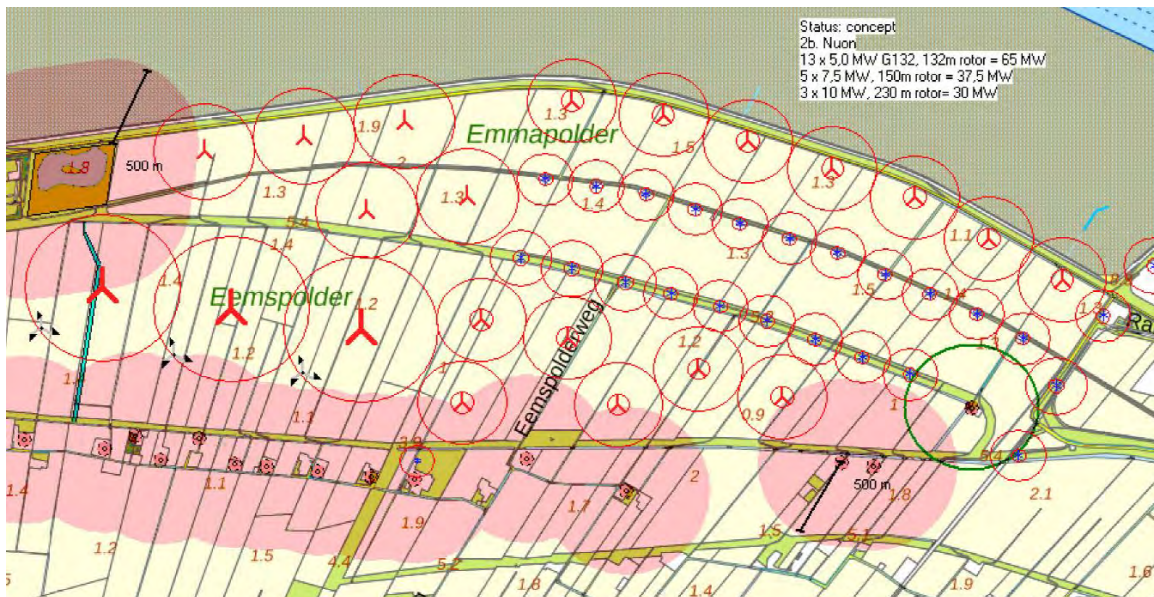
Nuon heeft voor het gezamenlijke initiatief van Nuon, ECN en Stichting Eemswind bandbreedtes aangeleverd, waarbinnen zij een plan willen ontwikkelen. Voor de MES is de bandbreedte door de onderzoekers vertaald naar twee varianten: variant 2a en variant 2b. Variant 2a vertegenwoordigt de onderkant van de bandbreedte en variant 2b vertegenwoordigt de bovenkant van de bandbreedte. Nuon heeft daarnaast een indicatief palenplan opgesteld. Dit indicatieve plan is variant 2c. In variant 2c staat er een rij productieturbines in de gebieden die volgens de Omgevingsverordening van de provincie Groningen zijn bedoeld voor testturbines. Variant 2c wijkt daarmee af van de grenzen van de test- en productiegebieden in Eemshaven-West, zoals opgenomen in de Omgevingsverordening. Varianten 2a en 2b zijn ook gebaseerd op het indicatieve palenplan van Nuon, maar het indicatieve palenplan is door de onderzoekers zodanig gewijzigd, dat het aan de grenzen van de test- en productiegebieden in de Omgevingsverordening voldoet. Dit betekent dat er in varianten 2a en 2b geen productieturbines in de testvelden staan. Variant 2c is in de MES opgenomen om te onderzoeken of, door de grenzen in de Omgevingsverordening los te laten, het windpark beter kan worden ingevuld.



Afbeelding 2.2 Alternatief Nuon: Variant 2a

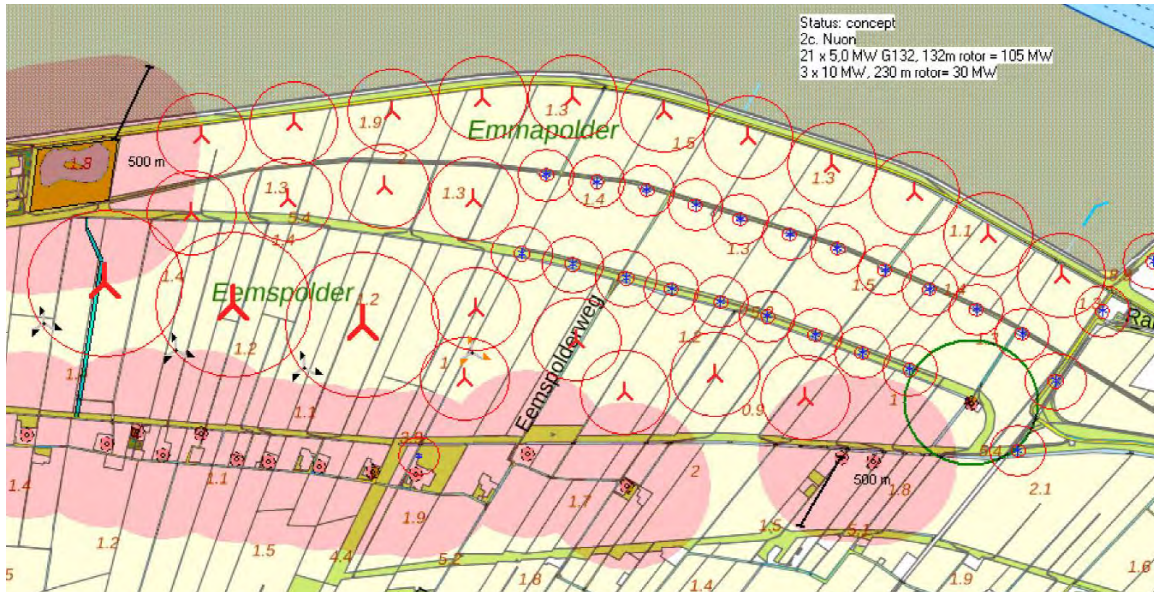


Afbeelding 2.3 Alternatief Nuon: Variant 2b





Afbeelding 2.4 Alternatief Nuon: Variant 2c

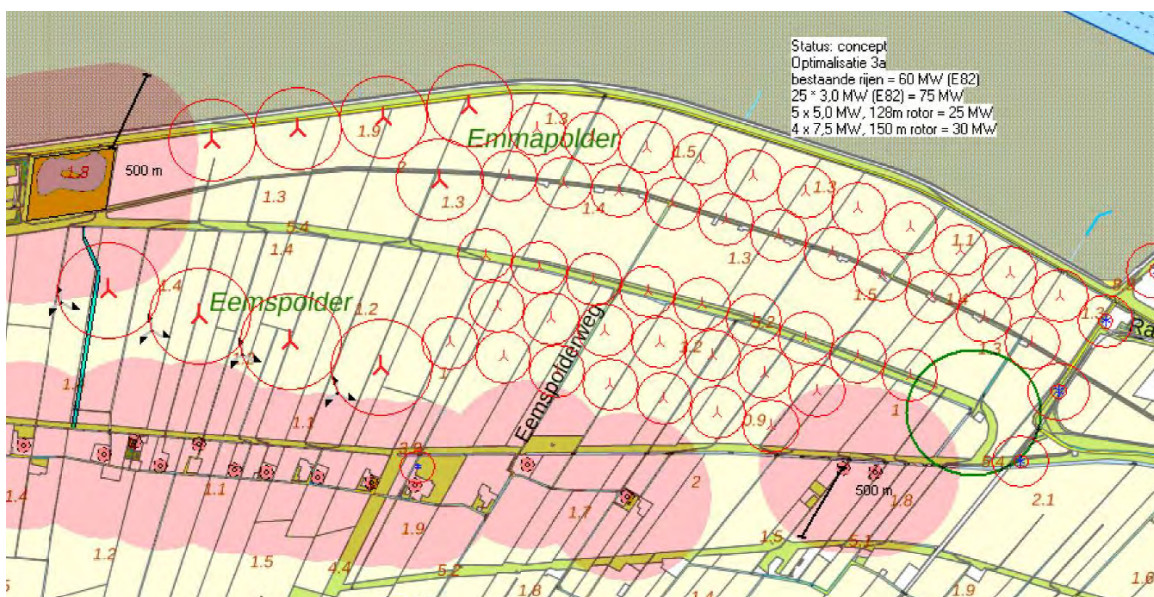


## 2.5 Alternatief 3: integraal alternatief

### 2.5.1 Variant a: laag, compact

De integrale variant 3a is de meest compacte en lage integrale variant. De variant omvat de plaatsing van 3,0 MW productieturbines, ofwel de kleinste productieturbines in de MES, op zo groot mogelijke afstand tot het Natura 2000-gebied en Unesco werelderfgoed de Waddenzee ten noorden van het plangebied en op zo groot mogelijke afstand tot de woningen ten zuiden van het plangebied. Het motief hierbij is om effecten op natuur en omgevingshinder te minimaliseren.

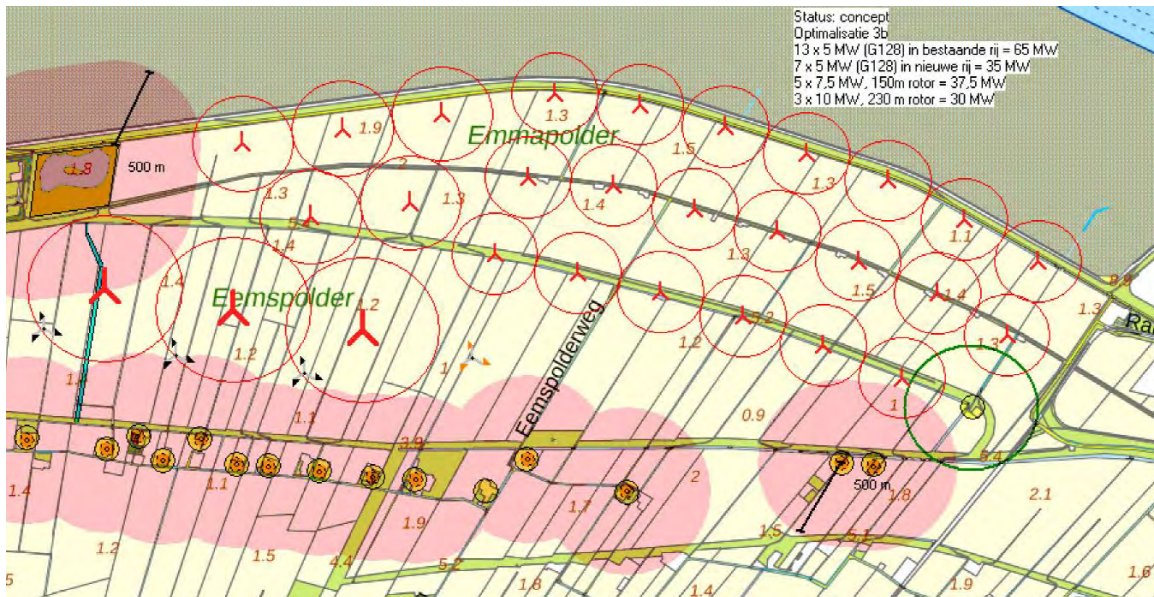
Afbeelding 2.5 Integraal alternatief: Variant 3a



## 2.5.2 Variant b: hoog, verspreid

De integrale variant 3b is de integrale variant met de grootste productieturbines in de MES, in dit geval 5,0 MW turbines, en de meest verspreide opstelling van de productieturbines. In deze variant worden de bestaande turbines in het plangebied vervangen door 5,0 MW turbines. Het centrale motief bij deze variant is maximalisatie van de energieopbrengst. In variant 3b is geen sprake van een vierde en vijfde rij, hiermee wordt de omgevingshinder geminimaliseerd. Alternatieven 1 en 2 bevatten wel een vierde en vijfde rij, door middel van variant 3b worden zo de hoeken van dit speelveld afgedekt.

Afbeelding 2.6 Integraal alternatief: Variant 3b





# 3

## AARDBEVINGSRISICO

### 3.1 Inleiding

Eén van de gevolgen van gaswinning in de provincie Groningen is het ontstaan van aardbevingen. De resulterende schade aan gebouwen en hiermee gepaard gaand risico voor mensen krijgt de laatste jaren nadrukkelijk meer aandacht. Dit wordt beschreven in het rapport van de Onderzoeksraad van Veiligheid [1].

Ook voor windturbines is het risico van aardbevingen in potentie relevant. Dit zou mogelijkwijs kunnen leiden tot risico op schade en een veiligheidsrisico voor de directe omgeving.

In dit hoofdstuk wordt hierop nader ingegaan. De seismische belastingen<sup>1</sup> worden bepaald voor de locatie Eemshaven-West, en de invloed op windturbines worden gekwantificeerd voor een aantal representatieve windturbines. Tot slot wordt ook ingegaan op het risico van verweking van de ondergrond<sup>2</sup>.

### 3.2 Seismische belastingen

Om de seismische belastingen in het gebied ten westen van de Eemshaven te bepalen wordt gebruikt gemaakt van de Nederlandse praktijkrichtlijn [2], die ontwikkeld is ter beoordeling van constructieve veiligheid van gebouwen in relatie tot aardbevingen in de provincie Groningen.

#### 3.2.1 Invoerparameters

In de genoemde praktijkrichtlijn [2] worden een aantal invoerparameters genoemd die nodig zijn om de seismische belasting te bepalen. Deze zijn conservatief ingevuld voor de lokale situatie. Hieronder volgt een overzicht van de gekozen invoerparameters.

##### Gevolgklasse

Vanwege de 'reikwijdte' van een windturbine in het geval van omvallen is gekozen voor Gevolgklasse CC2-B (tabel 2.1). Dit resulteert voor 'near collapse' in factor  $k_{ag} = 1.6$  [-].

##### Schuifsnelheid van de bodem

De gemiddelde schuifsnelheid  $V_{s30}$  is weergegeven in afbeelding 3.0. Voor het betreffende gebied heeft  $V_{s30}$  een waarde tussen 170 en 200 [m/s]. Normale bodemcondities zijn van toepassing. Op basis hiervan mag volgens afbeelding 3.2 de algemene methode worden gebruikt om het elastische responspectrum te bepalen zoals beschreven in paragraaf 3.2.2.2.

---

<sup>1</sup> Seismische belastingen als gevolg van seismische golven. Een seismische golf is een golf die zich door de Aarde voortplant als gevolg van het vrijkomen van energie bij een aardbeving.

<sup>2</sup> Verweking ontstaat als door aardbevingen water in zandige lagen terecht komt en het water niet kan wegstromen. In het extreme geval gedraagt de grond zich dan als een vloeistof.

### Piekgrondversnelling

De piekgrondversnelling  $a_{g;ref}$  (bij een herhalingstijd van 475 jaar) wordt weergegeven in afbeelding 3.1. Het betreffende gebied ten westen van de Eemshaven heeft een piekgrondversnelling van ten hoogste  $a_{g;ref} = 0.14$  [g].

### Viskeuze demping

Anders dan voor gebouwen is een realistische viskeuze demping voor windturbines lager. Hiervoor wordt een viskeuze dempingsverhouding van  $\xi = 1\%$  aangehouden. Dit leidt volgens vergelijking 3.16 tot een dempingscorrectiefactor van  $\eta = 1.29$  [-].

## 3.2.2 Horizontaal elastisch responspectrum

In paragraaf 3.2.2.1 van de praktijkrichtlijn [2] wordt de methode weergegeven om op basis van de bovengenoemde invoerparameters het horizontaal elastisch responspectrum<sup>1</sup> te bepalen. De resultaten zijn weergegeven in onderstaande tabel.

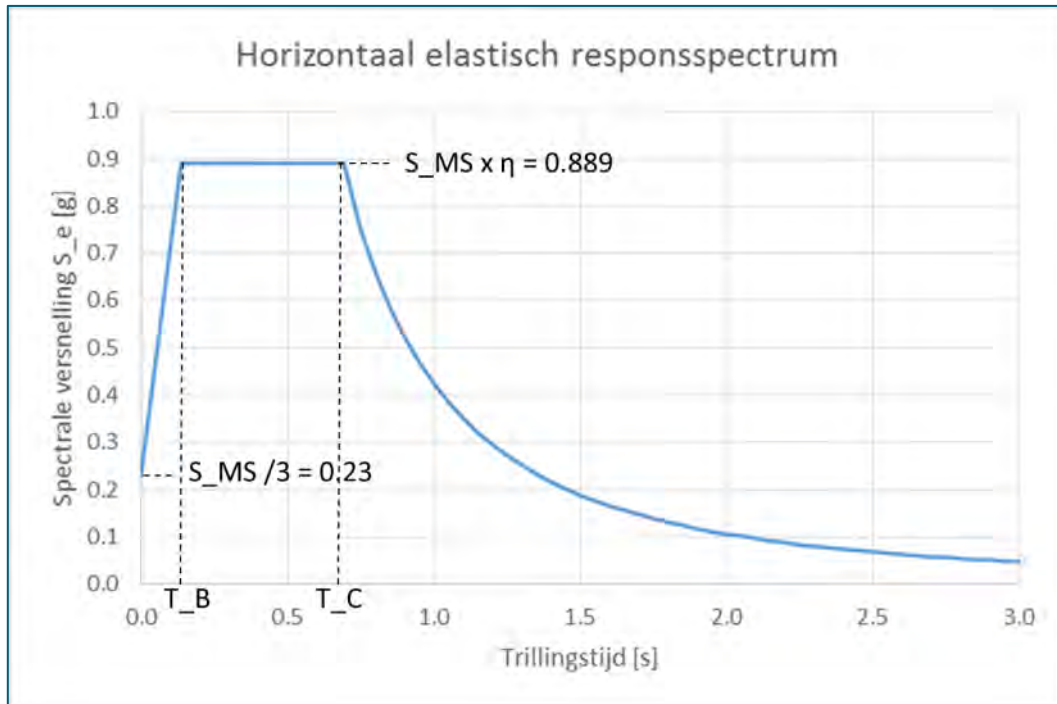
Tabel 3.1 Parameters voor horizontaal elastisch responspectrum

Bron uit NPR	Beschrijving	Grootheid	Waarde	Eenheid
Tabel 2.1	Dimensieloze factor afhankelijk van de gevolgklasse	$K_{ag}$	1.6	[-]
Afbeelding 3.1	Referentiewaarde piekgrondversnelling	$a_{g;ref}$	0.14	[g]
Verg (3.4)	Spectrale versnelling korte trillingsperiode	$S_s$	0.493	[g]
Verg (3.5)	Spectrale versnelling lange trillingsperiode	$S_1$	0.146	[g]
Verg (3.6)	Coeff. voor korte trillingsperioden	$F_a$	1.398	[-]
Verg (3.7)	Coeff. voor lange trillingsperioden	$F_v$	2.245	[-]
Verg (3.8)	Rekenwaarde spectrale versnelling korte trillingsperiode	$S_{MS}$	0.689	[g]
Verg (3.9)	Rekenwaarde spectrale versnelling lange trillingsperiode	$S_{M1}$	0.329	[g]
Verg (3.10)	Startmoment maximum versnelling	$T_B$	0.138	[s]
Verg (3.11)	Stopmoment maximum versnelling	$T_C$	0.691	[s]
IEC61400	Viskeuze dempingsverhouding	$\xi$	1	[%]
Verg (3.16)	Dempingscorrectiefactor	$\eta$	1.291	[-]

In afbeelding 3.1 is het resulterende horizontaal elastisch responspectrum weergegeven.

<sup>1</sup> Een responspectrum is een grafiek die de maximale respons weergeeft van een gebouw op de versnelling, snelheid en verplaatsing tegen tijd en frequentie.

Afbeelding 3.1 Horizontaal elastisch responspectrum



### 3.2.3 Verticaal elastisch responspectrum

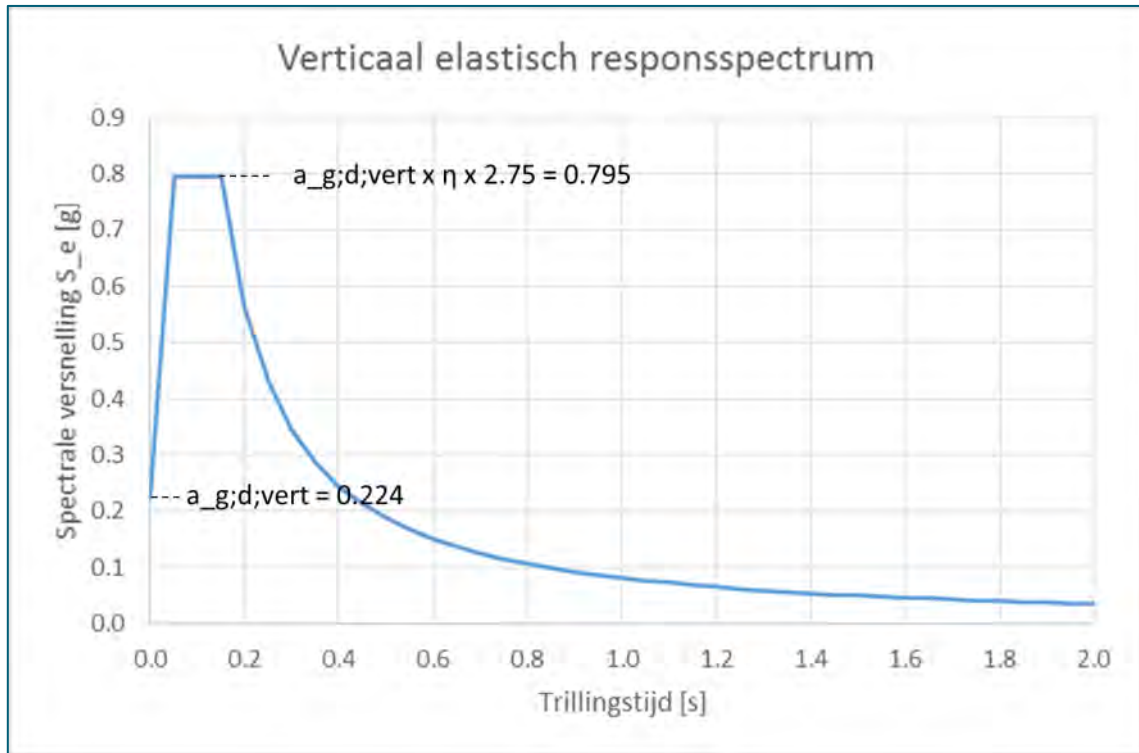
In paragraaf 3.2.2.2.2 van de praktijkrichtlijn [2] wordt de methode weergegeven om het verticaal elastisch responspectrum te bepalen. De resultaten zijn weergegeven in onderstaande tabel.

Tabel 3.2 Parameters voor verticaal elastisch responspectrum

Bron uit NPR	Beschrijving	Grootheid	Waarde	Eenheid
Tabel 2.1	Dimensieloze factor afhankelijk van de gevolklasse	$K_{ag}$	1.6	[-]
Afbeelding 3.1	Referentiewaarde piekgrondversnelling	$a_{g;ref}$	0.14	[g]
Verg (3.20)	Piekgrondversnelling in verticale richting	$a_{g;d;vert}$	0.224	[g]
Tabel 3.1	Startmoment maximum versnelling	$T_B$	0.05	[s]
Tabel 3.1	Stopmoment maximum versnelling	$T_C$	0.15	[s]
IEC61400	Viskeuze dempingsverhouding	$\xi$	1	[%]
Verg (3.16)	Dempingscorrectiefactor	$\eta$	1.291	[-]

In onderstaande afbeelding is het resulterende verticaal elastisch responspectrum weergegeven.

Afbeelding 3.2 Verticaal elastisch responspectrum



### 3.3 Ontwerpnorm voor windturbines in aardbevingsgebieden

Om in Nederland windturbines te mogen plaatsen moeten deze voldoen aan bepaalde veiligheidseisen. In Nederland zijn daarvoor de internationaal erkende normen uit de IEC 61400 reeks geldend. De ontwerpseisen waaraan windturbines moeten voldoen staan beschreven in IEC 61400-1, ref. [3].

Internationaal zijn praktisch alle commercieel verkrijgbare turbines gecertificeerd volgens deze norm. Dat geldt zeker in Nederland.

In het westelijk deel van het plangebied van Eemshaven-West is sprake van het plaatsen van prototype windturbines en onderzoeksturbines. Het kan zijn dat deze nog niet volledig gecertificeerd zijn, maar juist in het in het certificatieproces zitten. Daarbij mag worden aangenomen dat reeds een theoretische toetsing van het ontwerp heeft plaatsgevonden en dat de metingen ter bevestiging van het ontwerp gaande zijn.

In paragraaf 11.6 en in annex C van de genoemde ontwerpnorm IEC 61400-1 [3] wordt beschreven aan welke ontwerpbelastingen windturbines moeten voldoen als deze geplaatst worden in gebieden waar aardbevingen voorkomen. Hierbij wordt de volgende aanpak voorgeschreven:

#### Grondversnellingen en responspectrum

Het bepalen van de grondversnellingen en het responspectrum in overeenstemming met de lokale normen. Dit is voor de situatie ten westen van de Eemshaven beschreven in voorgaande paragraaf (3.2).

#### Herhalingsinterval

De grondversnellingen moeten worden bepaald voor een herhalingsstijd van 475 jaar. Dit komt overeen met de Nederlandse praktijkrichtlijn [2], zoals toegepast in voorgaande paragraaf (3.2).

#### Dynamisch model

De grondversnellingen moeten worden toegepast op een dynamisch model. Hierbij kan een vereenvoudigd eerste-orde model worden gebruikt, waarbij de turbine wordt beschreven als een omgekeerde pendulum.

Hierbij wordt de helft van de massa van de mast en de topmassa als puntmassa gemodelleerd bovenaan de mast. Voor een mast waarvan het onderste deel uit beton bestaat, wordt minder dan de helft van de massa meegenomen in de puntmassa.

Als demping moet de 1 % van de kritische demping worden aangenomen. Dit komt overeen met demping zoals toegepast in voorgaande paragraaf.

### Belastingen

De resulterende belastingen ten gevolge van aardbevingen moeten worden opgeteld bij de operationele belastingen onder normale omstandigheden.

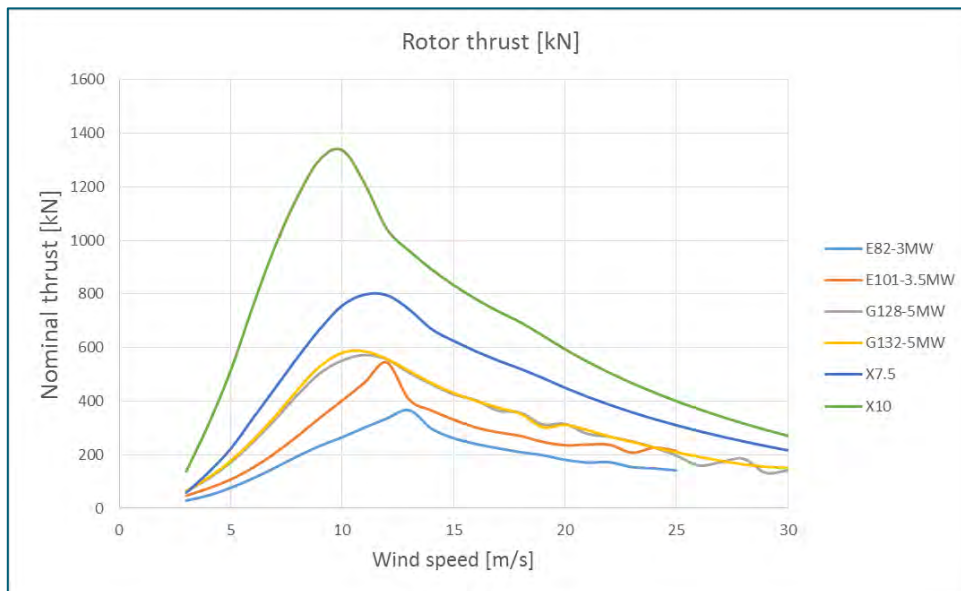
Voor deze berekening wordt een belastingsfactor voorgeschreven van 1.0. Dit is lager dan de belastingsfactor van 1.35 die moet worden toegepast voor zogenoemde normale belastingsgevallen. Zie hiervoor paragraaf 7.6.2.1 uit de IEC-norm [3].

## 3.4 Ontwerpbelastingen windturbines in horizontale richting

Windturbines zijn ontworpen om een forse winddruk in horizontale richting te kunnen weerstaan. In deze paragraaf wordt een inschatting gemaakt van deze horizontale belastingen. Dit dient als referentie om de belastingen ten gevolge van aardbevingen mee te vergelijken.

De horizontale belastingen worden gedomineerd door de winddruk. Deze winddruk neemt toe bij toenemende wind tot ongeveer bij de nominale windsnelheid, en neemt daarna weer af. De winddruk is bepaald voor de verschillende turbines uit dit rapport en weergegeven in afbeelding 3.3 en 3.4. Dit betreft de quasi-statische winddruk. De dynamische belastingen worden hier buiten beschouwing gelaten.

Afbeelding 3.3 Winddruk op de verschillende turbines als functie van de windsnelheid



Tijdens het ontwerpproces van de windturbines worden de belastingen vermenigvuldigd met een belastingsfactor. Voor normale belastingsgevallen is deze belastingsfactor gelijk aan 1.35, volgens de IEC 61400-1 norm, ref. [3]. De resultaten zijn weergegeven in onderstaande tabel.



Tabel 3.3 Winddruk op de verschillende windturbines

	Maximale nominale winddruk	Maximale ontwerp winddruk
E82-3MW	366 kN	494 kN
E101-3.5MW	544 kN	735 kN
G128-5MW	572 kN	772 kN
G132-5MW	586 kN	791 kN
X7.5	798 kN	1077 kN
X10	1337 kN	1805 kN

### 3.5 Belastingen op windturbines ten gevolge van aardbevingen

Vanuit een dynamisch perspectief zijn windturbines lange slanke constructies, zowel de mast als de bladen. Dit leidt tot relatief lage frequenties en lange trillingstijden. In het algemeen zijn lange trillingstijden gunstig om de relatief snelle aardbevingen goed te kunnen doorstaan. Dit blijkt ook uit de responspectra zoals weergegeven in afbeelding 3.1 en 3.2. Hieronder worden de belastingen op de windturbines ten gevolge van aardbevingen nader uitgewerkt, in zowel de horizontale als de verticale richting.

#### 3.5.1 Horizontale richting

De horizontale dynamische respons van een windturbine op een aardbeving wordt bepaald door de eerste eigenfrequentie van de turbine. De turbine beweegt daarbij als een omgekeerde pendulum.

De resultaten zijn weergegeven in onderstaande tabel. De massa's en eigenfrequenties van de onderliggende turbines zijn niet openbaar bekend. Daarom is gebruik gemaakt van schattingen op basis van vergelijkbare turbines. De versnellingsrespons wordt bepaald door de eigenfrequentie. Met de totale massa leidt dit tot de belasting ten gevolge van de aardbeving  $F_a$  [kN].

Tabel 3.4 Eigenschappen van verschillende windturbines in relatie tot horizontale belasting

		E82-3MW	E101-3.5MW	G128-5MW	G132-5MW	X7.5	X10
Vermogen	P	3 MW	3.5 MW	5 MW	5 MW	7.5 MW	10 MW
Diameter	D	82 m	101 m	128 m	132 m	150 m	230 m
Ashoogte	H	87 m	124.5 m	130 m	120 m	120 m	180 m
Rotordruk	Ft	366 kN	544 kN	572 kN	586 kN	798 kN	1337 kN
Frequentie	f	0,35 Hz	0,30 Hz	0,28 Hz	0,29 Hz	0,26 Hz	0,23 Hz
Trillingstijd	T	2,9 s	3,3 s	3,6 s	3,4 s	3,8 s	4,3 s
Topmassa	M <sub>top</sub>	220 t	240 t	275 t	275 t	600 t	800 t
Deel torenmassa	M <sub>tor</sub>	300 t	400 t	400 t	400 t	500 t	800 t
Totaal massa	M <sub>tot</sub>	520 t	640 t	675 t	675 t	1100 t	1600 t
Horizontale versnellingsrespons	a <sub>hor</sub>	0,052 g	0,038 g	0,033 g	0,036 g	0,029 g	0,023 g
Belasting ten gevolge van aardbeving	F <sub>a</sub>	27 kN	24 kN	22 kN	24 kN	32 kN	36 kN
Fractie van rotordruk	F <sub>a</sub> /F <sub>t</sub>	7,4 %	4,5 %	3,9 %	4,1 %	4,0 %	2,7 %

		E82- 3MW	E101- 3.5MW	G128- 5MW	G132- 5MW	X7.5	X10
Totaal belasting	Ft+Fa	393 kN	568 kN	594 kN	610 kN	830 kN	1373 kN
Ontwerpbelasting	Fd	494 kN	735 kN	772 kN	791 kN	1077 kN	1805 kN
Fractie van ontwerpbelasting	$(F_t+F_a)/F_d$	79,6 %	77,3 %	76,9 %	77,1 %	77,1 %	76,1 %

Uit de tabel blijkt dat de belasting ten gevolge van de aardbevingen relatief klein is (maximaal 7.4 %) in vergelijking met de rotordruk bij nominale wind. Bij elkaar opgeteld is dit nog steeds minder (maximaal 79.6 %) dan de belasting waarvoor de turbine ten minste is ontworpen.

Hieruit blijkt dat voor de deze turbines in dit gebied, de extra belasting in horizontale richting ten gevolge van aardbevingen ruim binnen de ontwerpbelastingen valt.

### 3.5.2 Verticale richting

Voor de verticale dynamische respons van een windturbine is het gedrag van de bladen van belang. Tijdens een eventuele aardbeving hangen altijd een of twee van de bladen (vrijwel) horizontaal. Dat betekent dat naast het gewicht van het blad ook een verticale belasting ten gevolge van aardbeving erbij komt.

De verticale dynamische versnellingsrespons wordt bepaald door de eerste eigenfrequentie in van het blad. Om dynamische redenen is een reële schatting hiervoor 4,5 maal het nominale toerental van de turbine. Het toerental wordt geschat op basis van een tipsnelheid van 80 m/s. De resultaten worden weergegeven in onderstaande tabel.

Tabel 3.5 Eigenschappen van verschillende windturbines in relatie tot verticale belasting

		E82- 3MW	E101- 3.5MW	G128- 5MW	G132- 5MW	X7.5	X10
Vermogen	P	3 MW	3.5 MW	5 MW	5 MW	7.5 MW	10 MW
Diameter	D	82 m	101 m	128 m	132 m	150 m	230 m
Toerental	$\Omega$	18,6 rpm	15,1 rpm	11,9 rpm	11,6 rpm	10,2 rpm	6,6 rpm
Bladfrequentie	f	1,4 Hz	1,1 Hz	0,9 Hz	0,9 Hz	0,8 Hz	0,5 Hz
Trillingstijd	T	0,7 s	0,9 s	1,1 s	1,2 s	1,3 s	2,0 s
Verticale versnellingsrespons	a_vert	0,122 g	0,095 g	0,071 g	0,069 g	0,059 g	0,035 g

Uit de tabel blijkt dat de belasting ten gevolge van de aardbevingen relatief klein is (maximaal 12.2 %) in vergelijking met de gewone zwaartekracht. Voor bladen is dit slechts een kleine rimpel op de gewone wisselende belasting die ze iedere omwenteling ervaren.

### 3.6 Verweking van de ondergrond

Tijdens aardbevingen kan verweking van de ondergrond ontstaan waardoor de draagkracht verloren gaat. Dit zou kunnen leiden tot scheefzakken of zelfs omvallen van de windturbine. In deze paragraaf wordt hier nader op ingegaan. De theorie en de vergelijkingen die hieronder worden vermeld zijn overgenomen uit bijlage D van de Nederlandse Praktijkrichtlijn [2].

Uitgangspunt is de berekening van de veiligheidsfactor  $\gamma_L$  tegen verweking, zoals weergegeven in vergelijking D.1 van [2]:

$$\gamma_L = \frac{CRR_{7,5}}{CSR} \times MSF \times K_\sigma \times K_\alpha$$

waarin:

- $\gamma_L$  is de veiligheid tegen verweking;
- $CRR_{7,5}$  is de Cyclic Resistance Ratio bij een aardbeving met magnitude 7,5;
- CSR is de Cyclic Stress Ratio;
- MSF is de Magnitude Scaling Factor;
- $K_\sigma$  is de correctiefactor voor de isotrope spanningstoestand;
- $K_\alpha$  is de correctiefactor voor de schuifspanning onder statische belasting.

Hieronder worden de deelonderwerpen uit deze vergelijking besproken en uitgewerkt. Om de berekeningen te vereenvoudigen worden conservatieve benaderingen gebruikt.

### Cyclic Resistance Ratio bij een aardbeving met magnitude $M_w = 7,5$ .

De  $CRR_{7,5}$  heeft een empirische relatie met de genormaliseerde conusweerstand  $q_{c;1;N}$ , en wordt weergegeven in vergelijking D.8.

De conusweerstand is afhankelijk van de grondsoort. Voor slappe klei is deze tussen de 0 en 2 MPa. Voor stevige klei kan deze oplopen tot 8 MPa. Voor zand is de conusweerstand in de regel groter dan 5 MPa. Als conservatieve aanname wordt hier uitgegaan van de minimale waarde van de conusweerstand van 1 MPa.

De resultaten worden weergegeven in onderstaande tabel.

Tabel 3.6 Invoerparameters voor verweking

Bron uit NPR	Beschrijving	Grootheid	Waarde	Eenheid
Verg (D.11)	Atmosferische druk	$P_a$	100	[kPa]
-	Conusweerstand (conservatieve ondergrens)	$q_{c;1}$	1.000	[kPa]
Verg (D.11)	Genormaliseerde conusweerstand (conservatieve ondergrens)	$q_{c;1;N}$	10	[-]
Verg (D.8)	Cyclic Resistance Ratio bij $M=7,5$	$CRR_{7,5}$	0.052	[-]

### Cyclic Stress Ratio

De vergelijking voor de CSR wordt weergegeven in vergelijking D.7. Hieruit blijkt dat de CSR wordt bepaald door de diepte, de verticale spanningen en de piekgrondversnelling.

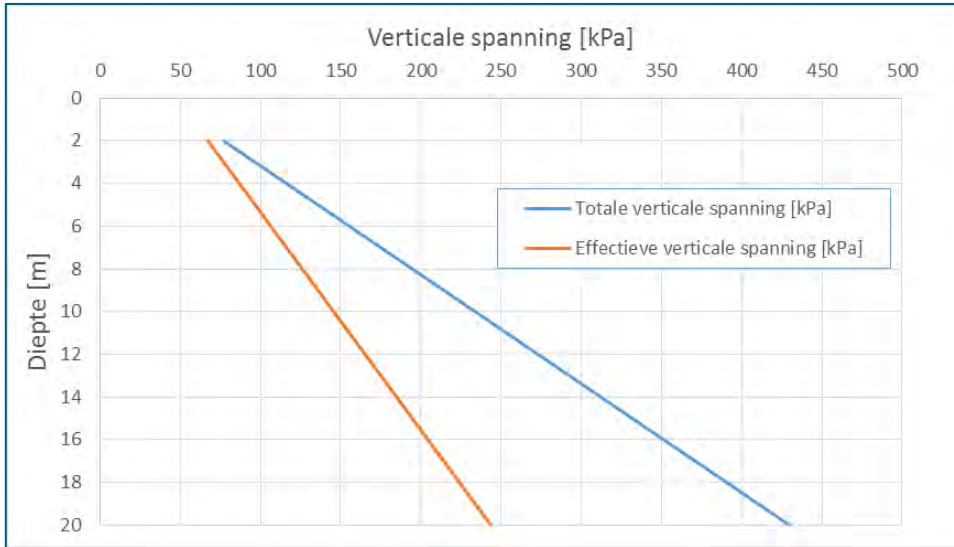
Zoals eerder is weergegeven wordt voor de piekgrondversnelling aangenomen  $a_{g;ref} = 0.14$  [g].

Voor de verticale spanningen onder de turbine speelt het gewicht van de turbine inclusief fundering een rol. De fundering van een windturbine bestaat veelal uit een ronde schijf van zwaar bewapend beton, met palen rondom. Dit geeft een externe druk op de ondergrond. Een realistische waarde voor deze externe druk is 77kPa, gebaseerd op een totale massa van 2.000 ton en een funderingsdiameter van 18 m. De onderkant van de fundering wordt 2 m onder het maaiveld verondersteld.

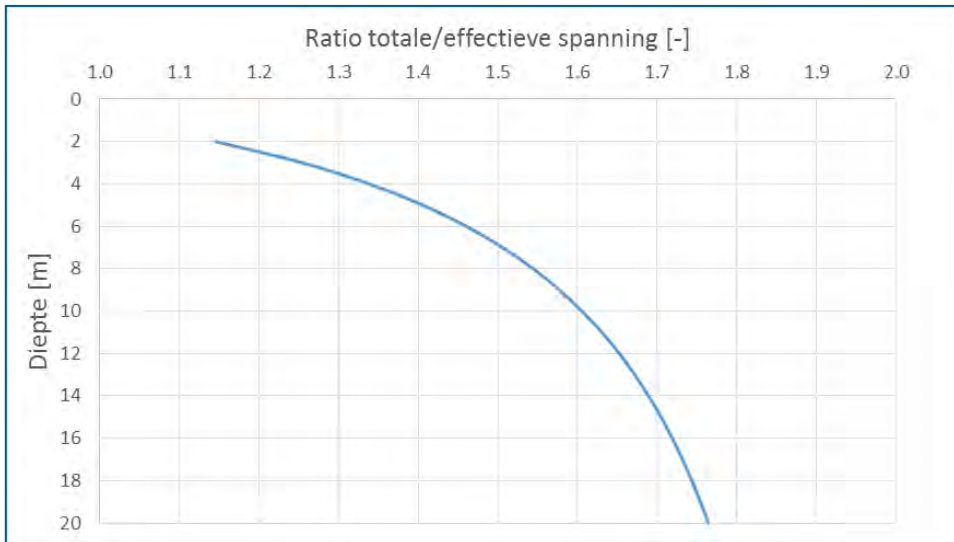
De effectieve verticale spanning is de totaalspanning minus de waterdruk. De waterdruk wordt bepaald door de stand van het grondwater. Hiervoor wordt 1 meter onder het maaiveld aangenomen.

De resulterende totale verticale druk en de effectieve verticale druk zijn weergegeven in afbeelding 3.4. De ratio tussen deze is weergegeven in afbeelding 3.5.

Afbeelding 3.4 Totale verticale en effectieve verticale spanning onder de windturbine

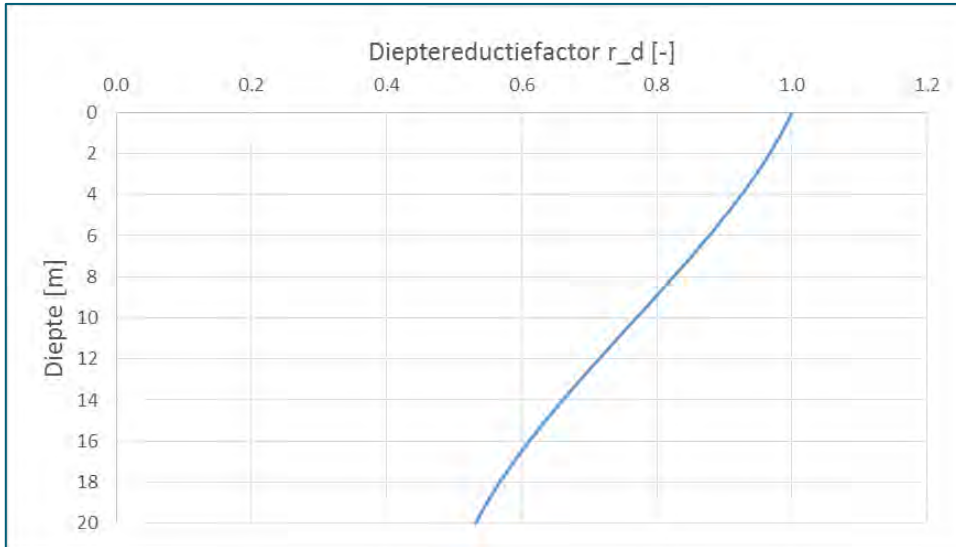


Afbeelding 3.5 Ratio van de totale verticale en effectieve verticale spanning onder de windturbine



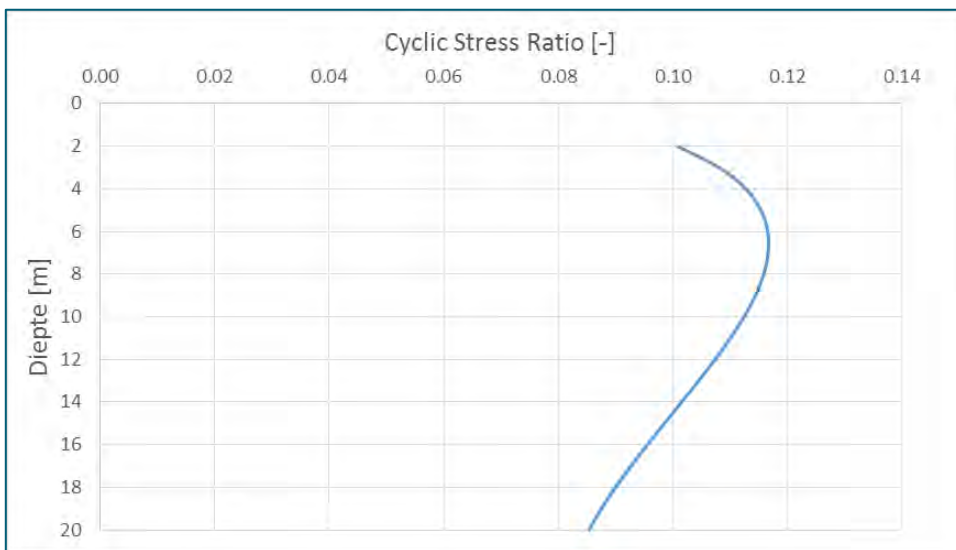
De dieptereductiefactor is weergegeven in afbeelding D.4 van de NPR [2] en herhaald in onderstaande afbeelding.

Afbeelding 3.6 Dieptereductiefactor  $r_d$  [-]



De resulterende Cyclic Stress Ratio is weergegeven in afbeelding 3.7.

Afbeelding 3.7 Cyclic Stress Ratio CSR [-]



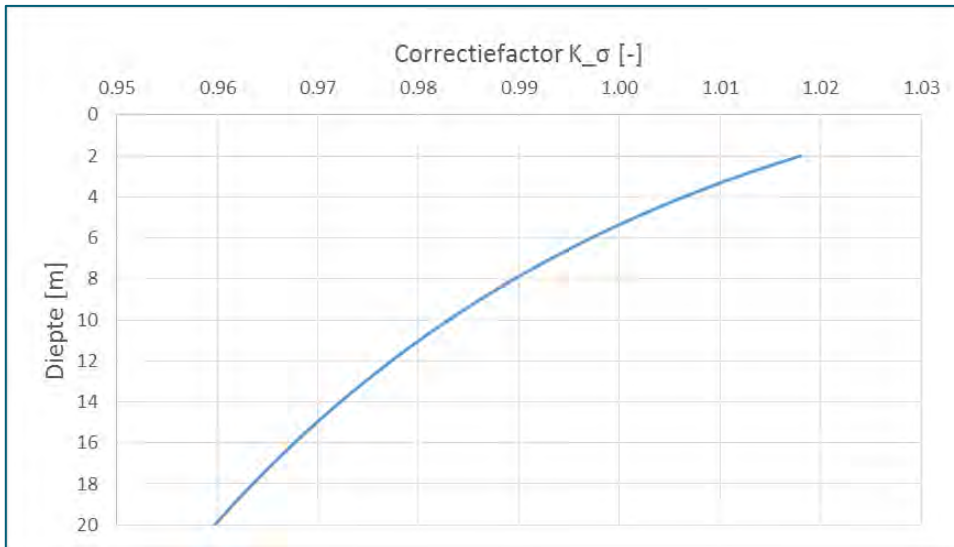
### Magnitude Scaling Factor

Voor de Magnitude Scaling Factor wordt  $MSF=1.8$  verondersteld, in overeenstemming met paragraaf D.7 uit de NPR [2].

### Correctiefactor voor isotrope spanningstoestand

Een gering effect wordt gegeven door de correctiefactor voor de isotrope spanningstoestand, zoals beschreven in paragraaf D.8 van de NPR [2]. De resulterende factor is weergegeven in afbeelding 3.8.

Afbeelding 3.8 Correctiefactor voor de isotrope spanningstoestand  $K_\sigma$  [-]



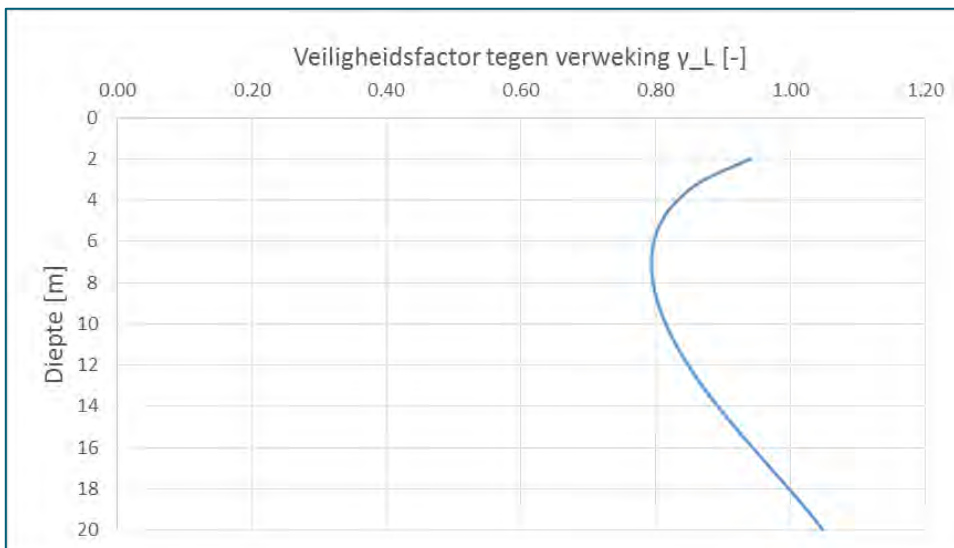
#### Correctiefactor voor de schuifspanning onder statische spanning

Voor deze factor wordt  $K_\alpha=1.0$  verondersteld, in overeenstemming met paragraaf D.9 uit de NPR [2].

#### Resultaat voor de veiligheidsfactor tegen verweking

De voorgaande onderdelen leiden samen tot de veiligheidsfactor tegen verweking  $\gamma_L$ . Dit resulteert in een waarde rond de 0,8 tot 1,0, zoals weergegeven in afbeelding 3.9.

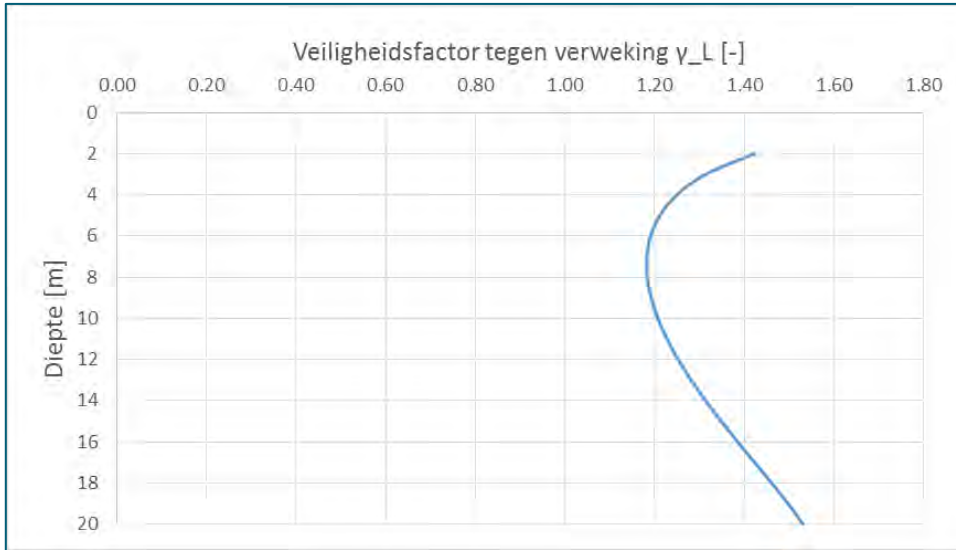
Afbeelding 3.9 Veiligheidsfactor tegen verweking  $\gamma_L$  [-]



De veiligheidsfactor tegen verweking is nadrukkelijk lager dan de gewenste waarde 2.

Hierbij moet worden aangetekend dat de berekening hierboven is gebaseerd op conservatieve waarden. Dat geldt met name voor de conusweerstand: een hogere waarde heeft positieve invloed op het resultaat. Een hogere waarde die nog steeds realistisch is, is een conusweerstand van 5 MPa. De veiligheidsfactor neemt dan toe, zoals weergegeven in afbeelding 3.10. De veiligheidsfactor is nu toegenomen tot boven de 1, maar nog niet boven de gewenste waarde 2.

Afbeelding 3.10 Veiligheidsfactor tegen verweking  $\gamma_L$  [-], bij een hogere waarde voor de conusweerstand van 5 MPa



### 3.7 Bespreking en conclusies

#### Seismische belastingen

Vanuit een dynamisch perspectief zijn windturbines lange slanke constructies, dit geldt voor zowel de mast als de bladen. Dit leidt tot relatief lage frequenties en lange trillingstijden, onder normale omstandigheden (zonder aardbevingen). De lange trillingstijden zijn gunstig om de relatief snelle trillingen als gevolg van aardbevingen, met hogere trillingsfrequenties dan die van windturbines, goed te kunnen doorstaan. Deze conclusie is geldig voor alle alternatieven en varianten, en de alternatieven en varianten onderscheiden zich hier niet op.

#### Verweking van de ondergrond

Tijdens aardbevingen zou verweking van de ondergrond kunnen ontstaan, waardoor de draagkracht van de ondergrond verloren gaat. Dit zou kunnen leiden tot scheefzakken of zelfs omvallen van de windturbine. In de 'Nederlandse praktijkrichtlijn NPR 9998' (NEN, 2015), staat een formule voor de berekening van een veiligheidsfactor tegen verweking en staat een gewenste waarde, als uitkomst van die formule, de waarde 2. Uit het onderzoek blijkt dat in de onderzochte situatie de veiligheidsfactor tegen verweking rond de 1 is, en daarmee voldoet de veiligheidsfactor niet aan de vereiste waarde. Dit betekent dat er mitigerende maatregelen tegen verweking nodig kunnen zijn, zoals:

- ontwerp van de fundering dat bestand is tegen een mate van verweking;
- ontlastbronnen (zie paragraaf 11.2.3);
- grondverbetering, zoals:
  - verdichting van de ondergrond;
  - vervanging van verweekbare grond door bijvoorbeeld grind.

In het onderzoek zijn conservatieve uitgangspunten gehanteerd. Voorafgaand aan de plaatsing van de windturbines dient een nauwkeuriger verwerkingsanalyse te worden uitgevoerd.

De conclusie inzake verweking geldt voor alle alternatieven en varianten, de alternatieven en varianten onderscheiden zich hier niet op.

Een aandachtspunt in de verwekingsanalyse is het mogelijk voorkomen van wadzand afzettingen (zie opmerking 3 in Bijlage D van de NPR richtlijn [2]). Wadzand is zand met een bepaald percentage aan fijne grondfractie. De correctiefactor die volgens de internationale praktijk moet worden toegepast is wellicht niet geschikt voor dit type afzetting. De NPR geeft aan dat voor het beoordelen van de verwekingsgevoeligheid een ter zake deskundige dient te worden geraadpleegd.



# 4

## AANSLUITING OP HET NET

### 4.1 Inleiding

De opkomst van nieuwe duurzame energiebronnen heeft een impact op de gehele elektrische infrastructuur: op laagspanningsniveau ten gevolge van de opkomst van zonne-energie; op middenspanningsniveau ten gevolge van de opkomst van windenergie op land en op hoogspanningsniveau ten gevolge van de opkomst van grootschalige windenergie vanaf de Noordzee.

De elektrische infrastructuur die nodig is voor het aansluiten van de windturbines op het elektriciteitsnetwerk brengt kosten met zich mee. Een deel van die kosten wordt gedragen door de projectontwikkelaar van het windpark (projectkosten) en een deel van die kosten komt voor rekening van de regionale en/of landelijke netbeheerder (maatschappelijke kosten), om de inpassing en verdere uitrol van wind op land mogelijk te maken. In dit hoofdstuk wordt onderzocht of de vastgestelde varianten onderscheidend zijn op deze beide kostenposten.

### 4.2 Aansluiting van windturbines op het net

In het algemeen geldt voor de aansluiting en bedrijfsvoering van energie productie-eenheden de Nederlandse Net- en Systeemcode. Deze regelingen bevatten de voorwaarden met betrekking tot de wijze waarop netbeheerders en afnemers zich gedragen ten aanzien van het in werking hebben van de netten, het voorzien van een aansluiting op het net en het uitvoeren van het transport van elektriciteit over het net.

Om enig inzicht te krijgen in de kosten voor aansluiting op het net wordt hier slechts gekeken naar de algemeen gangbare aansluitwijze van windturbines op het elektriciteitsnetwerk en de eventuele aanpassingen die genomen moeten worden om de capaciteit van de achterliggende netten aan te passen aan de toegenomen elektriciteitsproductie. Er wordt niet gekeken naar de periodieke transportkosten van de opgewekte elektriciteit.

De elektrische infrastructuur omvat de kabels voor het transport van de elektriciteit en bouwwerken voor correcte aansluiting op het bestaande elektriciteitsnetwerk. Onder de bekabeling vallen ook kabels (veelal glasvezel) voor aansluiting van de windturbines op het internet ten behoeve van het uitwisselen van informatie. Voor correcte inpassing in het elektriciteitsnetwerk zijn voor het aansluitpunt op het hoogspanningsnet een transformatorstation en schakelstations benodigd. In het algemeen worden windturbines aangesloten op het zogenaamd middenspanningsniveau (1 tot 20 kV), middels een middenspanningskabel. Bij grote windparken kan ook direct aangesloten worden op het hoogspanningsniveau, bijvoorbeeld in het geval van windpark Noordoostpolder (110kV).

Afbeelding 4.1 geeft schematisch de algemene aansluitwijze van turbines weer, die hieronder beschreven wordt.

Een of meerdere turbines worden via een inkoopstation aangesloten op het elektriciteitsnet. In het inkoopstation zitten:

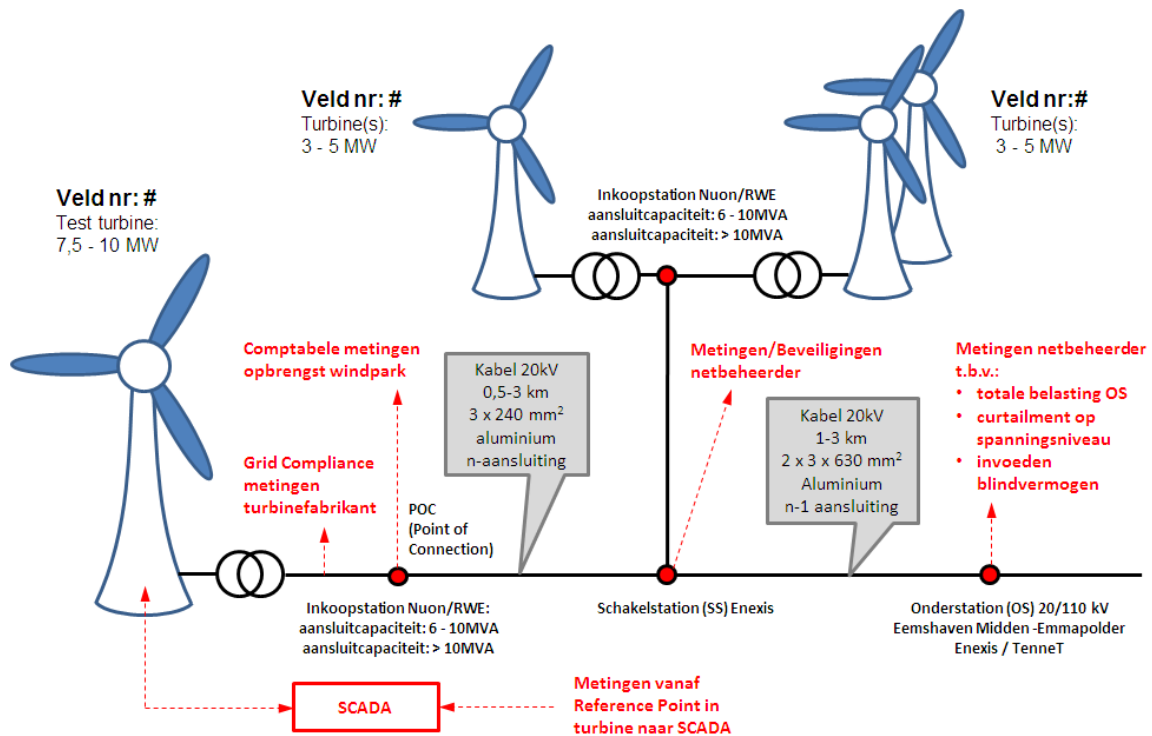
- het overdrachtpunt - voor beveiliging en een eventuele scheidingsmogelijkheid;
- de meetinrichting - daarmee vindt de meting plaats van de geleverde en opgenomen elektriciteit.

Het (gezamenlijke) nominale vermogen van de turbine(s) bepaalt de benodigde aansluitcapaciteit van het inkoopstation. De regionale netbeheerder hanteert verschillende typen aansluitingen tegen verschillende tarieven<sup>1,2</sup>. De aansluitcapaciteiten die Enexis hanteert voor grootverbruikers, en die eventueel in aanmerking komen voor het aansluiten van de windturbines in Eemshaven West zijn bijvoorbeeld:

- 1.750 kVA tot en met 6 MVA;
- > 6 MVA tot en met 10 MVA;
- > 10 MVA.

Afhankelijk van de gehanteerde tarieven kan het kostenefficiënt zijn meerdere turbines op een inkoopstation aan te sluiten, bijvoorbeeld 3 x 3MW turbines op een 6 MVA tot en met 10 MVA inkoopstation.

Afbeelding 4.1 Generieke netaansluiting turbines windpark Eemshaven West



Vanaf het inkoopstation ligt een middenspanningskabel naar het dichtstbijzijnde punt in het net met een voor die aansluiting behorend spanningsniveau. In het Eemshaven West gebied is dit naar verwachting 20kV. Bij aansluiting van meerdere windturbines is dit punt in veel gevallen een schakelstation/verdeelstation. De kosten voor het leggen van deze kabel zijn voor de aangeslotene (klant). Vanaf het schakelstation ligt vervolgens een middenspanningskabel naar het dichtstbijzijnde onderstation, waar middels transformatoren de 110kV-verbinding gemaakt wordt met het hoogspanningsvlak.

<sup>1</sup> <https://www.enexis.nl/Documents/tarieven/Tarieven elektriciteit voor zakelijk grootverbruik vanaf 01-01-2016.pdf>.

<sup>2</sup> <https://www.acm.nl/nl/publicaties/publicatie/14973/Tarievenbesluit-Enexis-BV-Elektriciteit-2016/>.

Afhankelijk van het belang van de verbinding, kan deze enkel of dubbel (N-1 redundantie<sup>1</sup>) uitgevoerd zijn. Mocht op grond van onvoldoende capaciteit een netverzwaring naar het onderstation nodig blijken, dan komen deze kosten over het algemeen ten laste van de netbeheerder.

### 4.3 Capaciteit van het bestaande net

In de Elektriciteitswet wordt voorgeschreven dat een netbeheerder elke twee jaar een 'Kwaliteits- en Capaciteitsdocument' (KCD) moet indienen bij de Autoriteit Consument en Markt (ACM). Middels dit KCD legt de netbeheerder verantwoording af over de wijze waarop de kwaliteit van de transportdienst wordt gewaarborgd, en de wijze waarop zij ervoor zorgt dat niet alleen nu, maar ook in de toekomst voldoende transportcapaciteit voorhanden is. Voor het inschatten van de toekomstige capaciteitsbehoefte is het van belang om vooruit te kijken naar een aantal relevante algemene ontwikkelingen en trends, zoals de verwachte toename van het elektriciteitsverbruik, ontwikkelingen elektrisch vervoer, toename zonnepanelen, en met name ook de groei van wind op land.

Naast de beschreven algemene ontwikkelingen gebruiken de netbeheerders ook meetgegevens uit de netten en regionale informatie om te komen tot prognoses van belasting en opwekking in hun netten. Deze gegevens worden gecombineerd tot een raming van de transportcapaciteit en vervolgens worden de capaciteitsknelpunten in het net bepaald.

Veel van de onderkende capaciteitsknelpunten zijn gerelateerd aan de geplande/verwachte ontwikkeling van windparken op basis van het Energieakkoord. Gezien de omvang van deze opgave en de knelpunten die in de praktijk soms blijken op te treden bij het realiseren van windparken bestaat er risico op een vertraagde of een kosteninefficiënte uitvoering van deze plannen. Om dit te voorkomen geven de netbeheerders in een vroeg stadium inzicht in de benodigde netaanpassingen en de doorlooptijd daarvan. Om de doorlooptijd van de netaansluiting van windparken te versnellen, wordt er onder regie van de netbeheerders in een vroegtijdig stadium met de provincie en de windprojectontwikkelaars intensief samengewerkt aan de keuzes voor netinpassing.

De distributietransformatoren in Groningen en Drenthe van TenneT's 110 kV hoogspanningsnetwerk naar 10 kV of 20 kV zijn in beheer van de regionale netbeheerder Enexis. De Kwaliteits en Capaciteits (KCD) documentatie van Enexis en landelijk netbeheerder TenneT beschrijft de verwachte knelpunten en plannen in het Eemshaven gebied.

De doelstelling voor de provincie Groningen is om in 2020 een totaal windvermogen van 855,5 MW op land te hebben. Voor het gebied rondom de Eemshaven wordt verwacht dat het windvermogen de komende jaren 150 tot 250 MW toe zal nemen. De voorziene grootschalige windparken in Groningen en Drenthe zullen in samenspraak tussen TenneT en Enexis op de middenspanningsnetten dan wel op het 110kV-net worden aangesloten. Volgens de KCD documentatie zullen de uitbreidingen van de windparken in het Eemshaven gebied op het middenspanningsniveau (20kV) worden aangesloten.

In het Kwaliteits- en capaciteitsdocument Elektriciteit 2016-2025 van Enexis [4] staat verder aangegeven dat er zich in de periode 2016-2025 mogelijk een aantal capaciteitsknelpunten voordoen in het Eemshavengebied, zie tabel 4.1.

---

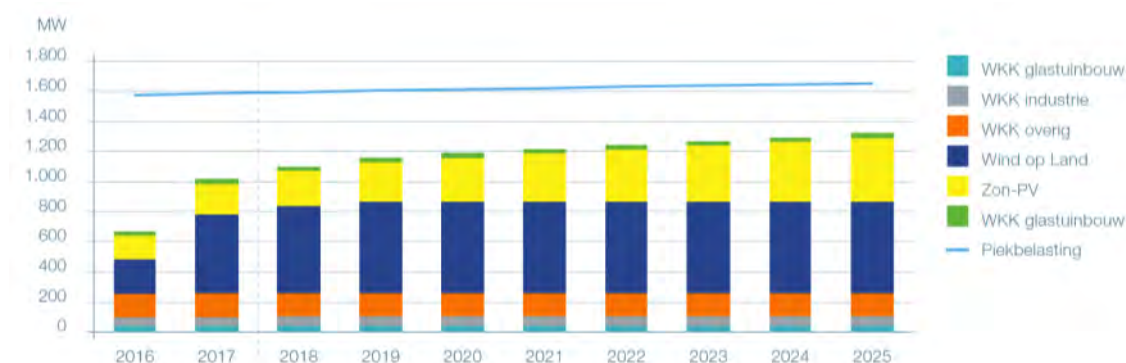
<sup>1</sup> N-1 redundantie is de gebruikelijke vorm van aansluiten in elektriciteitsnetten. N-1 redundantie maakt gebruik van twee circuits, waarbij geldt dat één circuit in principe voldoende is voor de volle loadflow. Wanneer één circuit niet gebruikt kan worden (ten gevolge van fouten of storingen) kan het andere circuit nog steeds alle vermogen verplaatsen.

Tabel 4.1 Capaciteitsknelpunten en maatregelen Enexis

Locatie/station	Jaar van optreden / oplossen	Spannings-niveau	Omschrijving knelpunt	Maatregel
Eemshaven Oost Blok C	2016	20 kV	Onvoldoende MS velden bij prognose 'opwekking max' en 'belasting'	MS installatie plaatsen
Eemshaven Midden	2019	20 kV	Onvoldoende capaciteit MS installatie en transformator bij prognose 'opwekking max'	Nieuw HS/MS-station

In overeenstemming met Enexis, voorziet TenneT TSO, in hun Kwaliteits- en Capaciteitsdocument Deel II: Investeringsplan 2016 [5], een sterke toename van decentrale opwekking (DCO) in hun 110kV net in Groningen en Drenthe, zie afbeelding 4.2.

Afbeelding 4.2 Ontwikkeling piekbelasting en productie in het 110kV-net in Groningen en Drenthe



Om de voorziene groei van windenergie in de Eemshaven te faciliteren heeft Enexis bij TenneT aangegeven in 2019 een nieuw 110/20kV onderstation (Eemshaven Midden) in bedrijf te willen nemen. Deze netkoppeling is opgenomen in het KCD document van TenneT, zie afbeelding 4.3.

Afbeelding 4.3 Door TenneT verwachte 110/20kV koppelingen in Groningen en Drenthe

Wijzigingen in aankoppelingen met lager spanningsniveau in Groningen en Drenthe			
Locatie	Spannings-niveau	Maatregel	Gepland jaar in bedrijf
Gasselte	20 kV	Koppeling van 1 nieuwe transformator (110/20 kV)	2018
Stadskanaal	20 kV	Koppeling van 1 nieuwe transformator (110/20 kV)	2018
Klazienaveen Zwet	20 kV	Koppeling van 1 nieuwe transformator (110/20 kV)	2019
Eemshaven Midden (toekomstig*)	20 kV	Koppeling van 3 nieuwe transformatoren (110/20 kV)	2019

\* Eemshaven Midden is een mogelijk nieuw te realiseren station, onder andere ten behoeve van Wind op Land.

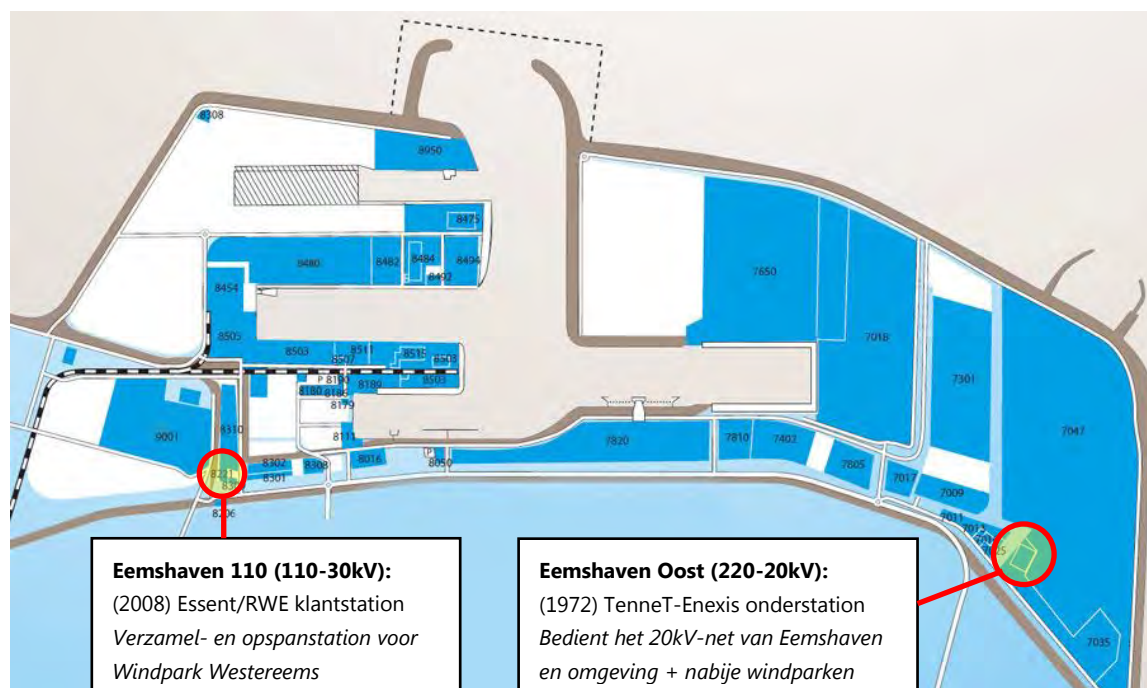
## 4.4 Afstand tot netaansluiting en kosten

Bepalend voor de kosten van netaansluiting voor de projectontwikkelaar zijn in het algemeen de kabel tracé meerlengte kosten van het inkoopstation tot het dichtstbijzijnde aansluitpunt in het net. Volgens de Electriciteitswet<sup>1</sup> heeft iedere afnemer recht heeft te worden aangesloten op het dichtstbijzijnde punt in het net met een bij zijn aansluiting behorend spanningsniveau, met dien verstande dat een afnemer die een aansluiting op het net wenst met een aansluitwaarde groter dan 10 MVA, wordt aangesloten op het dichtstbijzijnde punt in het net waar voldoende netcapaciteit beschikbaar is.

Op dit moment zijn er twee netaansluitpunten in gebruik voor de windparken in- en rondom de Eemshaven; te weten: klantstation Eemshaven 110 aan de Westereemsweg en onderstation Eemshaven Oost aan de Robbenplaatweg, zie de onderstaande afbeelding 4.4. Klantstation Eemshaven 110 is in eigendom van Essent/RWE en is specifiek voor windpark Westereems in 2008 aangelegd vanwege congestieproblemen op het 220- en 380 kV-net in de Eemshaven. Dit station is aangesloten op het 110-10 kV trafostation Winsum Ranum (uit 1971) middels een 28 km lange commerciële 110 kV grondkabel, die ook geheel in eigendom van Essent/RWE is. Onderstation Eemshaven Oost is in 2016 door Enexis uitgebreid met een additionele MS installatie om het bestaande knelpunt van onvoldoende beschikbare MS velden voor de voorziene 'opwek' en 'belasting' in het lokale 20kV net op te lossen<sup>2</sup>.

Het feit dat Enexis en TenneT in 2019 een nieuw MS/HS onderstation (Eemshaven Midden) willen plaatsen, duidt erop dat beide hierboven beschreven netaansluitingen onvoldoende capaciteit hebben voor aansluiting van de geplande windparken. De aanname is dat voor alle onderzochte varianten de netaansluiting zal plaatsvinden op het nieuwe onderstation Eemshaven Midden.

Afbeelding 4.4 Locatie klantstation Essent/RWE en onderstation TenneT-Enexis in de Eemshaven



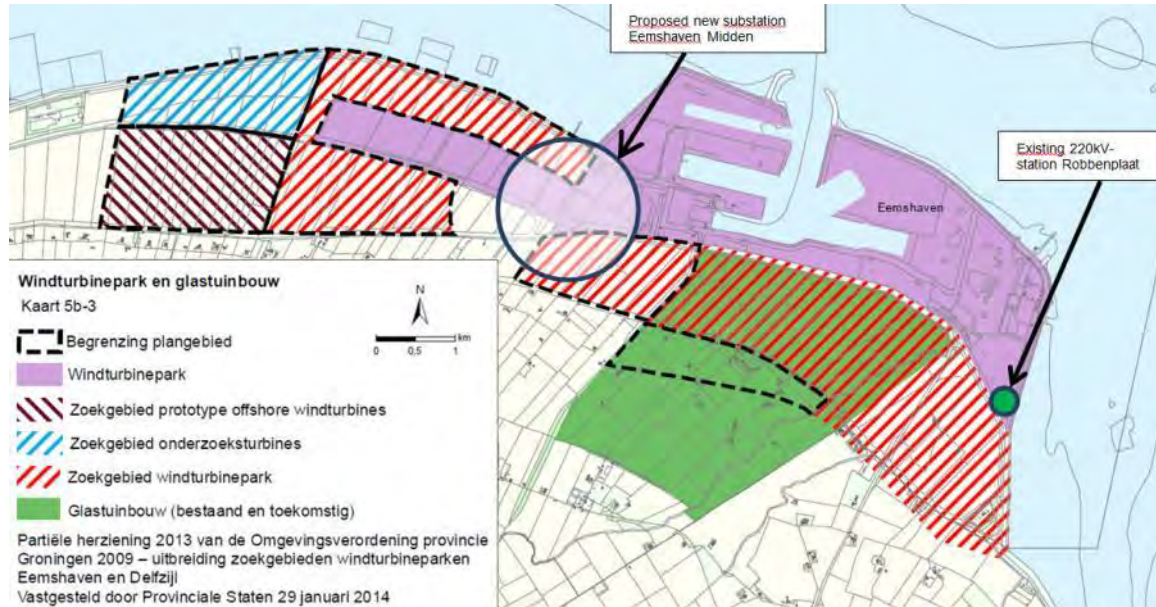
<sup>1</sup> Artikel 27, lid 2, sub d van de E-wet.

<sup>2</sup> Enexis Kwaliteits- en capaciteitsdocument Elektriciteit 2016-2025.



Het door Enexis in 2019 geplande nieuwe 110/20kV onderstation (Eemshaven Midden) lijkt een gunstige positie te krijgen, dichtbij de onderzochte windparkuitbreidingen, zie afbeelding 4.5. Het lijkt aannemelijk dat de drie transformatoren, tenminste een capaciteit van 50 MVA per stuk zullen hebben om de voorziene windparkuitbreiding in zijn geheel te kunnen inpassen op dit nieuwe onderstation.

Afbeelding 4.5 Locatievoorstel nieuw onderstation Eemshaven Midden



Onder de aanname dat het nieuwe onderstation Eemshaven Midden de dichtstbijzijnde netaansluiting zal vormen, samen met een schatting van de gemiddelde afstand tot de turbines is er ook een schatting te maken van de gemiddelde aansluitkosten. Er zijn grofweg drie aansluitopties in de diverse windparkvarianten:

- 1 veld van 3 x 3MW productieturbines op een 6 MVA tot en met 10 MVA aansluiting, 3 km van het onderstation;
- 2 veld van 2 x 5MW productieturbines op een 6 MVA tot en met 10 MVA aansluiting, 3 km van het onderstation;
- 3 een enkele 7,5 of 10 MW testturbine op een 6 MVA tot en met 10 MVA aansluiting, 5 km van het onderstation.

De kostenschatting voor een netaansluiting >10MVA is niet meegenomen omdat de netbeheerder deze als maatwerk beschouwt.

Op basis van de aansluittarieven van Enexis (voor 2016) komen de kosten voor de initiële aansluiting in het geval 1 en 2 op EUR 252.920,00 voor een nieuwe aansluiting type 6 MVA tot en met 10 MVA en EUR 426.615,00 voor de meerlengte van het kabel tracé naar het aansluitpunt (gemiddeld 3 km). Totale aansluitkosten voor optie 1 en 2 zijn daarmee ongeveer EUR 680.000,00. De aansluitkosten voor de productieturbines komen daarmee uit op ongeveer EUR 70 tot 75 duizend per MegaWatt.

Voor aansluitoptie 3 zijn de kosten voor de initiële aansluiting type 6 MVA tot en met 10 MVA EUR 252.920,00 en de kosten voor de meerlengte van het kabel tracé naar het aansluitpunt (gemiddeld 5 km) EUR 713.415,00. Totale aansluitkosten voor optie 3 zijn daarmee ongeveer EUR 966.000,00. De aansluitkosten voor de test- en onderzoeksturbines komen daarmee uit op ongeveer EUR 95 tot 130 duizend per MegaWatt.

De genoemde kosten geven een indicatie van de kosten voor de klant. Het definitief ontwerp van de netaansluiting vindt plaats in overleg met de netbeheerder. De netbeheerders hebben ook enige flexibiliteit om maatwerkoplossingen te maken. In de huidige fase zijn de verschillen tussen de varianten niet onderscheidend.

## 4.5 Bespreking en conclusies

Op basis van de beschikbare kwaliteits- en capaciteitsdocumentatie blijkt dat de regionale netbeheerder Enexis en landelijk netbeheerder TenneT met elkaar in overeenstemming zijn over de noodzakelijke uitbreiding van de netcapaciteit om de groei van windenergie in het Eemshaven gebied te faciliteren. De uitbreidingen zijn opgenomen in de investeringsplannen en daarmee lijken de netbeheerders tijdig en goed in te spelen op de voorziene groei van wind, waarmee de Eemshaven een sterke hub voor windenergie is en blijft.

Alleen het geval dat een van de onderzochte windpark varianten meer aansluitcapaciteit zou vergen dan nu door de netbeheerders voorzien, zou kunnen leiden tot onderscheidende aansluitkosten tussen de windparkvarianten. In dat geval zou netbeheerder Enexis namelijk de additionele kosten voor elektrische infrastructuur als diepe aansluitkosten bij de projectontwikkelaar van de windparken (Nuon of RWE) in rekening kunnen brengen. In de onderzochte varianten is Nuon variant 2c met 135 MW additioneel te plaatsen windvermogen als variant met de grootste capaciteit volledig in te passen op het nieuwe onderstation Eemshaven Midden, en daarmee is er geen wezenlijk onderscheid te maken voor de onderzochte varianten in termen van netaansluitkosten.



# 5

## ENERGIEOPBRENGSTEN

### 5.1 Methode

Voor de alternatieven is de verwachte energieopbrengst berekend met het programma WindPro, specifiek de rekenmodules 'Meteo' en 'Park'. Binnen deze modules wordt de windsnelheid en richting op ashoogte op basis van metingen bepaald en wordt de onderlinge beïnvloeding van de windturbines bepaald.

De onderlinge beïnvloeding, oftewel windzog, wordt berekend middels het N/O Jensen Wake Model. Voor de meteorologische gegevens is uitgegaan van een Mesoscale dataset van EMDConWx. De dataset beslaat gebieden met een resolutie van ongeveer 3 x 3 kilometer en uurlijkse waarden (richting en snelheid) voor heel Europa.

Verder is de energieopbrengst afhankelijk van de omgeving. In de omgeving zijn weinig objecten die het windprofiel beïnvloeden. Wel staan er ten zuiden van het windpark aan de Emmaweg diverse boerderijen en woningen, de aanname is dat door geringe hoogte geen significante invloed wordt verwacht op het windpark<sup>1</sup>. Er wordt uitgegaan van de volgende terrein standaard binnen WindPro: 'open farmland'.

Voor elke variant is een energieopbrengst berekening gemaakt. Tevens is voor elke variant een energieopbrengst berekening gemaakt waarbij de prototypes en onderzoeksturbines buiten beschouwing zijn gelaten. De bestaande turbines zijn in alle opbrengst berekeningen meegenomen om het effect van nieuwe turbines in relatie tot het bestaande windpark in kaart te brengen.

Met de verwachte energieopbrengst van het nieuwe en het bestaande park is de effectiviteit van het windpark te bepalen, uitgedrukt in MWh/MW. Tevens is de energieopbrengst per park berekend met en zonder prototype- en onderzoeksturbines. Hiermee is te bepalen wat de invloed van deze turbines is.

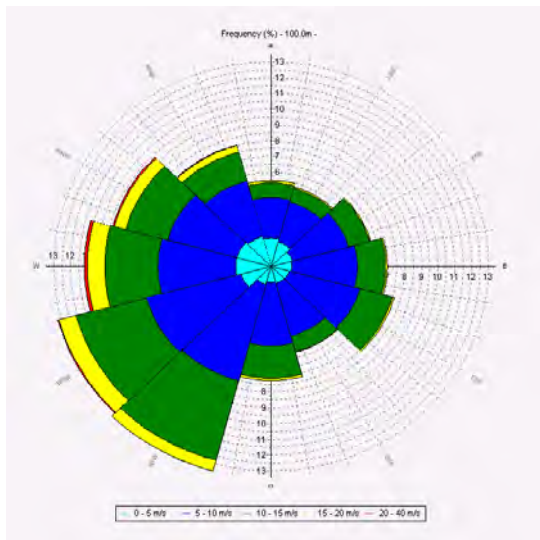
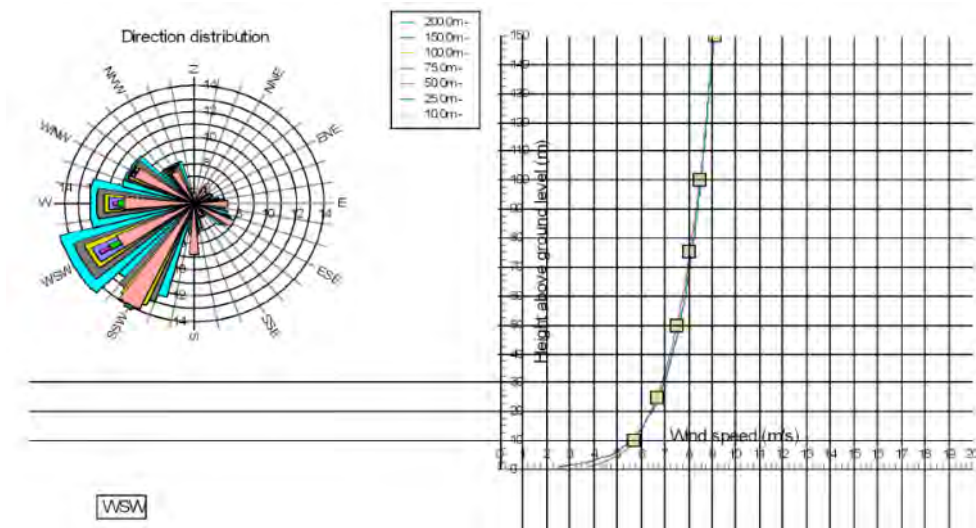
### 5.2 Windprofiel Eemshaven

De langjarig gemiddelde windsnelheid voor het Eemshaven gebied bedraagt 8,5 m/s op een hoogte van 100 meter. Hiermee valt het valt het gebied in windklasse I of net in windklasse II. De dominante windrichting is afhankelijk van de hoogte oriënterend west-zuidwest, zuid-zuidwest. Dit is te zien in afbeelding 5.1.

---

<sup>1</sup> Als stelregel geldt dat objecten binnen een kilometer (zoals de woningen aan de Emmaweg) de windsnelheid op ashoogte kunnen beïnvloeden mits deze minimaal  $\frac{1}{4}$  van de hoogte hebben tussen het maaiveld en de onderste tip van de turbine. Voor de laagste windturbine binnen de varianten (Enercon E82) geldt de hoogte: 11,5 meter.

Afbeelding 5.1 Windroos met gemiddelde windsnelheid



Van de Weibull distributie is o.a. af te leiden wat de frequentie van verschillende windsnelheden is voor een viertal geselecteerde hoogtes: 75, 100, 150 en 200 meter. De gemiddelde windsnelheid op die hoogtes staan in tabel 5.1.

Tabel 5.1 Gemiddelde windsnelheden Eemshaven gebied

Hoogte [m]	Gemiddelde windsnelheid [m/s]
75	8,1
100	8,5
150	9,1
200	9,5

## 5.3 Energieopbrengst per variant

De opbrengst van het windpark wordt, behalve door het windaanbod ter plaatse en de powercurve van het windturbine type, ook door de onderlinge afstanden van de turbines bepaald. Doordat de turbines turbulentie in de lucht veroorzaken ontstaat er een zogenaamd zog. Binnen het windpark zullen de windturbines die (benedenwinds) in het zog van andere windturbines staan, te maken krijgen met een lagere windsnelheid. Deze zogverliezen ontstaan in het windpark zelf, maar ook door objecten of windturbines in de omgeving van het windpark. De grootte van deze zogeffecten kan worden berekend met zogmodellen. Andere benamingen van zogeffecten zijn parkeffecten of windafvang. Om van bruto opbrengsten naar netto-opbrengsten te rekenen moet onder andere rekening worden gehouden met deze windafvang. Ook wordt gesproken van wind park efficiency. Dit is de parkopbrengst relatief aan de situatie waarin turbines elkaar niet verstoren.

Voor iedere variant is de opbrengst steeds met en zonder test- en onderzoeksturbines berekend en in beeld gebracht. De reden hiervan is dat de zekerheid dat deze test- en onderzoeksturbines er ook daadwerkelijk zullen staan minder groot is. Turbinefabrikanten kunnen op een windturbine testveld een contract afsluiten voor een turbinepositie ten behoeve van hun onderzoeksprogramma en/of om hun nieuwe windturbines te certificeren en te testen. Over het algemeen worden posities geleased voor een relatief korte periode (4 tot 7 jaar). De maximaal potentiële opgewekte energie van een turbine testveld wordt dus zelden gehaald ten gevolge van niet ingevulde turbine posities, de plaatsing van kleinere turbines dan maximaal mogelijk op die positie, omsteltijden bij het verwijderen en plaatsen van andere turbines en turbine stilstand ten gevolge van voorbereidingen en aanpassingen voor onderzoek. Dit betekent dat de werkelijke energieopbrengsten tussen de berekende waarden met en zonder test- en onderzoeksturbines zullen liggen.

Alle energieopbrengsten worden gepresenteerd zonder elektriciteitsverliezen en op basis van 100 % beschikbaarheid van de turbines. Voor de productieturbines zijn in werkelijkheid 2 tot 3 % verliezen realistisch.

De opbrengsten van de bestaande turbines zijn niet gebaseerd op gemeten waarden, maar berekend met behulp van WindPro, zodat een goede vergelijking kan worden gemaakt met de berekende waarden van de nieuwe turbines.

### 5.3.1 Alternatief 1: RWE+

Een overzicht van de energieopbrengst van dit alternatief is te zien in tabel 5.2.

Tabel 5.2 Overzicht energieopbrengst alternatief 1: RWE+

Variant	Referentiesituatie	Productieturbines	Productie + test/onderzoeksturbines
Nieuw vermogen [MW]	-	74,5	129,5
Totaal vermogen [MW]	60,0	134,5	189,5
Opbrengst bestaande turbines [GWh/jr]	175,4	158,4	155,5
Opbrengst productieturbines [GWh/jr]	n.v.t.	232,8	228,0
Opbrengst testturbines (3x10MW) [GWh/jr]	n.v.t.	n.v.t.	160,5
Opbrengst onderzoeksturbines (5x5MW) [GWh/jr]	n.v.t.	n.v.t.	98,4
Totaal opbrengst [GWh/jr]	175,4	391,2	642,4

Variant	Referentiesituatie	Productieturbines	Productie + test/onderzoeksturbines
Windafvang <sup>1</sup> bestaande turbines [GWh/jr]	n.v.t.	-17,0 (-9,7 %)	-19,9 (-11,4 %)
Capacity factor <sup>2</sup> [%]	33,4	33,2	38,7
Windpark efficiency <sup>3</sup> [%]	88,1	82,6	85,7

### 5.3.2 Alternatief 2a: Nuon met 3,5 MW turbines

Een overzicht van de energieopbrengst van dit alternatief is te zien in tabel 5.3.

Tabel 5.3 Overzicht energieopbrengst alternatief 2a: Nuon met 3,5 MW turbines

Variant	Referentiesituatie	Productieturbines	Productie + test/onderzoeksturbines
Nieuw vermogen [MW]	-	73,5	128,5
Totaal vermogen [MW]	60,0	133,5	188,5
Opbrengst bestaande turbines [GWh/jr]	175,4	157,2	154,3
Opbrengst productieturbines [GWh/jr]	n.v.t.	264,8	259,7
Opbrengst testturbines (3x10MW) [GWh/jr]	n.v.t.	n.v.t.	160,4
Opbrengst onderzoeksturbines (5x5MW) [GWh/jr]	n.v.t.	n.v.t.	98,2
Totaal opbrengst [GWh/jr]	175,4	422,0	672,8
Windafvang bestaande turbines [GWh/jr]	n.v.t.	-18,2 (-10,4 %)	-21,1 (-12,0 %)
Capacity factor [%]	33,4	36,1	40,7
Windpark efficiency [%]	88,1	83,0	85,7

### 5.3.3 Alternatief 2b: Nuon met 5 MW turbines

Een overzicht van de energieopbrengst van dit alternatief is te zien in tabel 5.4.

<sup>1</sup> Windafvang: beïnvloeding van de nieuwe turbines op de bestaande turbines.

<sup>2</sup> Capacity factor: gemiddeld vermogen gedeeld door nominaal vermogen. Identiek aan vollasturen gedeeld door 8.760 uur.

<sup>3</sup> Windpark efficiency: geeft zogverliezen weer. Is parkopbrengst relatief aan situatie waarin turbines elkaar niet verstoren.

Tabel 5.4 Overzicht energieopbrengst alternatief 2b: Nuon met 5 MW turbines

Variant	Referentiesituatie	Productieturbines	Productie + test/onderzoeksturbines
Nieuw vermogen [MW]	-	65,0	132,5
Totaal vermogen [MW]	60,0	125,0	192,5
Opbrengst bestaande turbines [GWh/jr]	175,4	160,9	156,9
Opbrengst productieturbines [GWh/jr]	n.v.t.	267,5	261,7
Opbrengst testturbines (3x10MW) [GWh/jr]	n.v.t.	n.v.t.	159,8
Opbrengst onderzoeksturbines (5x7.5MW) [GWh/jr]	n.v.t.	n.v.t.	142,0
Totaal opbrengst [GWh/jr]	175,4	428,4	720,3
Windafvang bestaande turbines [GWh/jr]	n.v.t.	-14,5 (-8,3 %)	-18,5 (-10,6 %)
Capacity factor [%]	33,4	39,1	42,7
Windpark efficiency [%]	88,1	86,6	87,7

### 5.3.4 Alternatief 2c: Nuon met 5 MW turbines, productieturbines in testgebied

Een overzicht van de energieopbrengst van dit alternatief is te zien in tabel 5.5.

Tabel 5.5 Overzicht energieopbrengst alternatief 2c: Nuon met 5 MW turbines, productieturbine in testgebied

Variant	Referentiesituatie	Productieturbines	Productie + test/onderzoeksturbines
Nieuw vermogen [MW]	-	85,0	135,0
Totaal vermogen [MW]	60,0	145,0	195,0
Opbrengst bestaande turbines [GWh/jr]	175,4	159,2	156,7
Opbrengst productieturbines [GWh/jr]	n.v.t.	350,9	340,4
Opbrengst testturbines (3x10MW) [GWh/jr]	n.v.t.	n.v.t.	159,3
Opbrengst onderzoeksturbines (4x5MW) [GWh/jr]	n.v.t.	n.v.t.	79,9
Totaal opbrengst [GWh/jr]	175,4	510,1	736,3
Windafvang bestaande turbines [GWh/jr]	n.v.t.	-16,2 (-9,2 %)	-18,7 (-10,7 %)
Capacity factor [%]	33,4	40,1	43,1
Windpark efficiency [%]	88,1	87,1	87,4

### 5.3.5 Alternatief 3a: Laag en compact

Een overzicht van de energieopbrengst van dit alternatief is te zien in tabel 5.6.

Tabel 5.6 Overzicht energieopbrengst alternatief 3a: Laag en compact

Variant	Referentiesituatie	Productieturbines	Productie + test/onderzoeksturbines
Nieuw vermogen [MW]	-	75,0	130,0
Totaal vermogen [MW]	60,0	135,0	190,0
Opbrengst bestaande turbines [GWh/jr]	175,4	156,3	153,5
Opbrengst productieturbines [GWh/jr]	n.v.t.	189,6	185,4
Opbrengst testturbines (4x7,5MW) [GWh/jr]	n.v.t.	n.v.t.	120,0
Opbrengst onderzoeks- turbines (5x5MW) [GWh/jr]	n.v.t.	n.v.t.	99,0
Totaal opbrengst [GWh/jr]	175,4	345,9	557,8
Windafvang bestaande turbines [GWh/jr]	n.v.t.	-19,1 (-10,9 %)	-22,0 (-12,5 %)
Capacity factor [%]	33,4	29,2	33,5
Windpark efficiency [%]	88,1	79,9	83,2

### 5.3.6 Alternatief 3b: Hoog en verspreid

Een overzicht van de energieopbrengst van dit alternatief is te zien in tabel 5.7.

Tabel 5.7 Overzicht energieopbrengst alternatief 3b: hoog en verspreid

Variant	Referentiesituatie	Productieturbines	Productie + test/onderzoeksturbines
Nieuw vermogen [MW]	-	100,0	167,5
Totaal vermogen [MW]	60,0	100,0	167,5
Opbrengst bestaande turbines [GWh/jr]	175,4	n.v.t.	n.v.t.
Opbrengst productieturbines [GWh/jr]	n.v.t.	396,2	388,0
Opbrengst testturbines (3x10MW) [GWh/jr]	n.v.t.	n.v.t.	160,2
Opbrengst onderzoeks- turbines (5x7.5MW) [GWh/jr]	n.v.t.	n.v.t.	141,1
Totaal opbrengst [GWh/jr]	175,4	396,2	689,3
Windafvang bestaande turbines [GWh/jr]	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
Capacity factor [%]	33,4	45,2	46,9
Windpark efficiency [%]	88,1	89,7	89,7

## 5.4 Samenvatting en conclusies

### Vermogen

Variante 2c blijkt met 135 MW toegevoegd vermogen het grootste totale geïnstalleerde vermogen te hebben. Dit wordt verklaard door de vier productieturbines die in het testgebied zijn geplaatst. In variant 3b neemt het vermogen het minste toe (107,5 MW), vooral vanwege het ontbreken van een vierde en vijfde rij.

### Energieopbrengst

De energieopbrengst neemt het meest toe in variant 2c: 560,9 GWh/jaar met test- en onderzoeksturbines, en 321,7 GWh/jaar zonder test- en onderzoeksturbines. In variant 3a is de energieopbrengst het laagst: 382,5 GWh/jaar met test- en onderzoeksturbines, en 163,5 GWh/jaar zonder test- en onderzoeksturbines. Variante 2c is de variant met het grootste opgestelde vermogen, dat is de voornaamste reden voor de hoge opbrengst. Variante 3a is de meest compacte variant, de compacte opstelling leidt tot relatief veel verliezen.

### Windafvang en efficiëntie

De bestaande turbines ondervinden bij variant 3a, de meest compacte variant, de meeste windafvang. Dit komt door de compacte opstelling. Deze variant leidt tot een opbrengstverlies van 12,5 % met, en 10,9 % zonder test- en onderzoeksturbines. De bestaande turbines ondervinden bij variant 2b de minste windafvang. Deze variant leidt tot een opbrengstverlies van 10,6 % met test- en onderzoeksturbines, en 8,3 % zonder test- en onderzoeksturbines.

Variante 3b, met verspreid opgestelde grote productieturbines en opschaling van de bestaande turbines, blijkt overall het meest efficiënt, variant 3a het minst. Dit komt door de compacte opstelling van de turbines in variant 3a en de ruime opstelling van de turbines in variant 3b.

### Test- en onderzoeksturbines

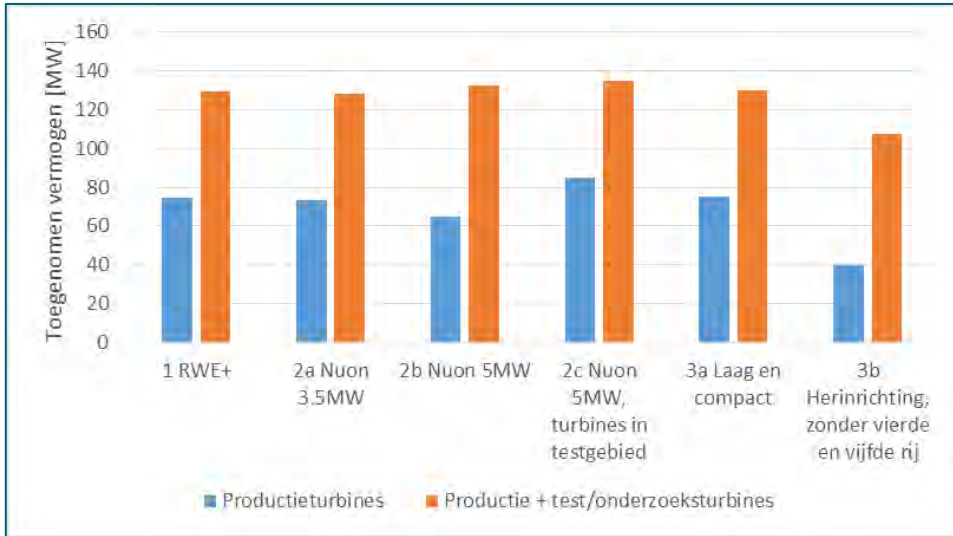
In alle gevallen dragen de turbines in het test- en onderzoeksvelden voor een belangrijk deel bij aan het totale vermogen en de totale energieopbrengst, in het geval zij er staan en draaien. Dit geldt het minst voor variant 2c en het meest voor variant 3b. Variante 3b bevat relatief weinig productieturbines, door het ontbreken van een vierde en vijfde rij.

Tabel 5.8 Vergelijking alternatieven

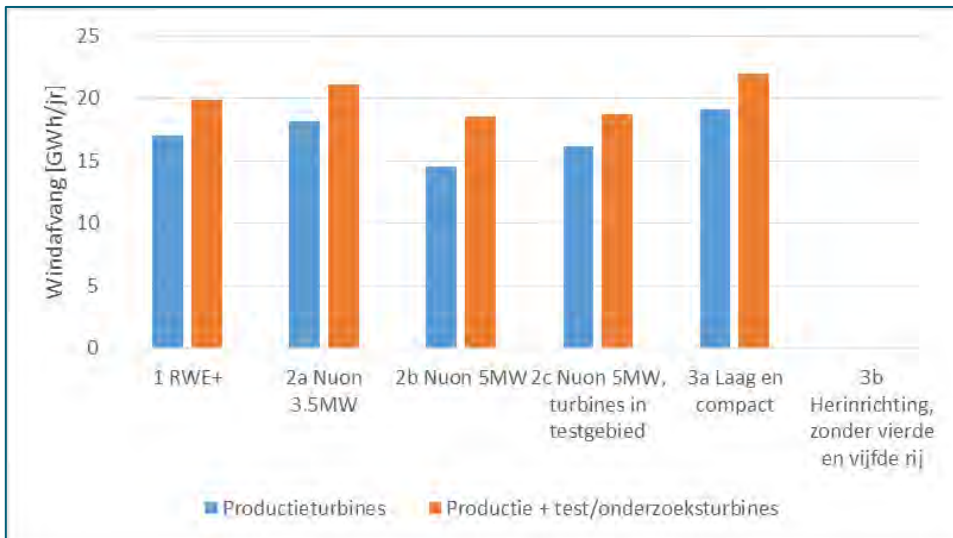
	1 RWE+	2a Nuon 3.5MW	2b Nuon 5MW	2c Nuon 5MW	3a Laag en compact	3b Hoog en verspreid
Toegenomen vermogen met/zonder test- en onderzoeksturbines [MW]	129,5 74,5	128,5 73,5	132,5 65	135 85	130 75	107,5 40
Windafvang bestaande turbines met/zonder test- en onderzoeksturbines [GWh/jaar]	-20,0 -17,0	-21,1 -18,2	-18,5 -14,5	-18,7 -16,2	-22,0 -19,1	n.v.t.
Windafvang bestaande turbines met/zonder test- en onderzoeksturbines [%]	-11,4 % -9,7 %	-12,0 % -10,4 %	-10,6 % -8,3 %	-10,7 % -9,2 %	-12,5 % -10,9 %	n.v.t.
Toegenomen opbrengst met/zonder test- en onderzoeksturbines [GWh/jaar]	467,0 215,8	497,3 246,6	544,9 253,0	560,8 334,7	382,4 170,5	513,9 220,8



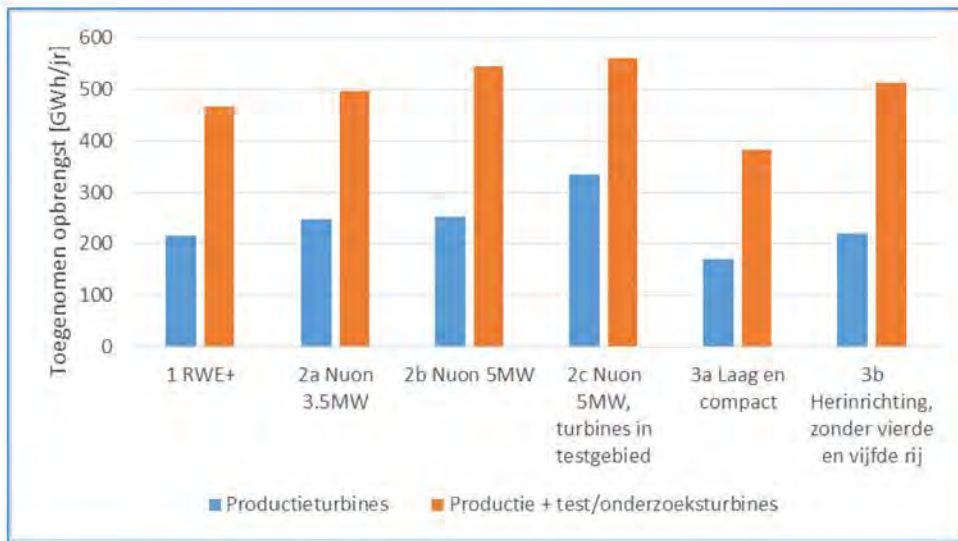
Afbeelding 5.2 Toegenomen vermogen per variant met/zonder test- en onderzoeksturbinen



Afbeelding 5.3 Windafvang van de bestaande turbines per variant met/zonder test- en onderzoeksturbinen



Afbeelding 5.4 Toegenomen opbrengst per variant met/zonder test- en onderzoeksturbinen



# 6

## BIJDRAGE AAN DE ENERGIEDOELSTELLINGEN

Op basis van de Europese afspraken heeft Nederland als verplichting op zich genomen om in 2020 14 % van de energieconsumptie duurzaam op te wekken. Dit komt overeen met 289 Petajoule. Dit is ook de basis van het regeerakkoord van 2013. In het verlengde daarvan is het doel om in 2023 16 % van de energie duurzaam op te wekken.

Hoe deze duurzame energie moet worden opgewekt is vastgelegd in het SER Energieakkoord [4], waarin het Rijk met vertegenwoordigers van een groot aantal maatschappelijke organisaties afspraken heeft gemaakt hoe deze doelen te realiseren.

Een belangrijk deel van deze duurzame opwekking komt voor rekening van windenergie op land. Het doel is om in 2020 in totaal 6.000 MW geïnstalleerd vermogen wind op land te hebben gerealiseerd. Naar verwachting komt dit overeen met 54 PetaJoule.<sup>1</sup>

De provincies hebben in 2013 in het Interprovinciaal Overleg (IPO) afspraken gemaakt hoe deze 6.000 MW wordt verdeeld. Voor de provincie Groningen betekent dit dat in 2020 een totaal van 855,5 MW aan windvermogen in de provincie moet staan.

De voortgang wordt bijgehouden en weergegeven in de Monitor Wind op land [5]. Aan het eind van 2015 is 442 MW gerealiseerd en moet 413,5 MW nog worden gerealiseerd. In totaal is 518,7 MW in de verschillende fasen van voorbereiding. Er is dus sprake van enige marge, die ook nodig wordt geacht in verband met mogelijke vertragingen. Het plan bij Eemshaven West speelt in deze plannen een belangrijke rol met een geschatte capaciteit van 120 MW.

De bijdrage aan de landelijke en provinciale energiedoelstellingen van de verschillende varianten is weergegeven in tabel 6.1.

Tabel 6.1 Bijdrage van de verschillende varianten aan de landelijke en provinciale energiedoelstellingen

	1 RWE+	2a Nuon 3.5MW	2b Nuon 5MW	2c Nuon 5MW+	3a Laag en compact	3b Hoog en verspreid
Toegenomen vermogen met/zonder test- en onderzoeksturbinen [MW]	129,5 74,5	128,5 73,5	132,5 65	135 85	130 75	107,5 40
Deel van resterende doelstelling van provincie Groningen tot 2020 (413,5 MW), met/zonder test- en onderzoeksturbinen [%]	31,3 % 18,0 %	31,1 % 17,8 %	32,0 % 15,7 %	32,6 % 20,6 %	31,4 % 18,1 %	26,0 % 9,7 %
Toegenomen opbrengst met/zonder test- en onderzoeksturbinen [GWh/jaar]	467,0 215,8	497,3 246,6	544,9 253,0	560,8 334,7	382,4 170,5	513,9 220,8

<sup>1</sup> 54 PetaJoule is gelijk aan 15.000 GWh. Op basis van 6000 MW komt dit overeen met een gemiddelde van 2500 vollasturen, ofwel een capaciteitsfactor van 28,5 %.

	1 RWE+	2a Nuon 3.5MW	2b Nuon 5MW	2c Nuon 5MW+	3a Laag en compact	3b Hoog en verspreid
Bijdrage aan 54 PJ duurzame opwekking in 2020, met/zonder test- en onderzoeksturbinen [PJ/jaar] <sup>1</sup>	1,68 0,78	1,79 0,89	1,96 0,91	2,02 1,20	1,38 0,61	1,85 0,79

Alle alternatieven en varianten voldoen aan de doelstelling dat het geïnstalleerde vermogen met 100 MW - 130 MW toeneemt. Aandachtspunt is dat het totale vermogen van de productieturbines in variant 3b 40 MW is, dit is lager dan de voorziene 60 MW aan productieturbines in het VKA in het planMER voor de Structuurvisie Eemsmond-Delfzijl. Ongeveer de helft van de capaciteit is gepland op het test- en onderzoekspark. In de verschillende varianten is de capaciteit in dit gebied van 55 MW tot 67,5 MW. Dat betekent dat een goede invulling en ook realisatie van het test- en onderzoekspark nodig is om de doelstelling van 100 MW - 130 MW te halen. Voor een test- en onderzoekspark is van nature de onzekerheid groter of de verwachte capaciteit er ook daadwerkelijk komt en operationeel is, in vergelijking met de productieturbines. In variant 2c staan er ook productieturbines in het test- en onderzoeksveld. Vanuit het oogpunt van de doelstellingen biedt dit meer zekerheid.

Variant 2c draagt het meeste bij aan de doelstelling voor de opwekking van duurzame energie in 2020, variant 3a het minst, zowel in het geval de opbrengst van alle turbines worden meegerekend, als in het geval dat alleen de productieturbines worden meegerekend.

In varianten 2b en 3b dragen de test- en onderzoeksturbinen het meest bij aan de energieopbrengst (circa 300 GWh/jr). In variant 3a is dit 220 GWh/jr. In alternatief 1 en de varianten 2a en 2c is dit circa 240 - 260 GWh/jr. Dit wordt verklaard doordat in varianten 2b en 3b in het noordelijke testveld het meeste vermogen aan onderzoeksturbinen staat opgesteld.

<sup>1</sup> 1 GWh is gelijk aan 0,0036 PJ.

# 7

## BESLAG OP DE SDE+ BUDGETTEN

De subsidie van duurzame energie is gebaseerd op de grondgedachte dat de opwekking van duurzame energie duurder is dan de marktprijs van elektriciteit. Om de opwekking van duurzame energie te stimuleren wordt deze meerprijs gecompenseerd.

### 7.1 De SDE+ regeling

De gemiddelde kostprijzen van verschillende vormen van duurzame energie worden jaarlijks door ECN en DNV-GL geschat, in opdracht van de rijksoverheid. Deze geschatte gemiddelde kostprijzen worden basisbedragen genoemd. Voor 2017 zijn deze basisbedragen weergegeven in het Eindadvies basisbedragen SDE+, ref [8]. In de loop der jaren is de regeling regelmatig aangepast en verfijnd, waardoor de complexiteit is toegenomen.

De basisbedragen van duurzame energie zijn afhankelijk van het type en de externe omstandigheden. In het geval van windenergie is het basisbedrag vooral afhankelijk van het windaanbod. Het windaanbod is verdeeld in categorieën, waarbij voor iedere gemeente in Nederland de categorie wordt bepaald. Deze systematiek is geïntroduceerd in 2015. Voor de gemeente Eemsmond geldt de categorie met een gemiddelde windsnelheid van groter of gelijk aan 8 m/s (op 100 meter hoogte).

Het correctiebedrag drukt de marktwaarde uit van de duurzame energie op basis van de gemiddelde elektriciteitsprijs van een jaar. Het correctiebedrag wordt achteraf definitief vastgesteld. De SDE+ regeling vergoedt het verschil tussen het correctiebedrag en het basisbedrag.

De basisenergieprijs is de ondergrens voor het correctiebedrag. Het correctiebedrag kan hier niet onderkomen. Als het correctiebedrag gelijk is aan de basisenergieprijs is de maximale subsidie bereikt. De basisenergieprijs is bepaald op 2/3 van de verwachte gemiddelde langjarige elektriciteitsprijs voor de periode van 2016 tot 2030.

Voor het plaatsen van windturbines op een primaire waterkeringen, zoals dijken, is een speciale categorie ingevoerd. Hierin wordt rekening gehouden met de extra kosten voor de veilige aanleg van de fundering in deze waterkering.

Tabel 7.1 geeft een overzicht van de subsidieparameters voor de categorie Wind op land  $\geq 8$  m/s, inclusief plaatsing op primaire waterkeringen.

Tabel 7.1 Overzicht subsidieparameters Wind op land  $\geq 8$  m/s

	Bedragen wind op land, $\geq 8$ m/s	Bedragen Wind op primaire waterkering, $\geq 8$ m/s
Basisbedrag SDE+ 2017	0,064 EUR/kWh	0,069 EUR/kWh
Voorlopig correctiebedrag 2017	0,028 EUR/kWh	0,028 EUR/kWh
Basisprijs SDE+ 2017	0,025 EUR/kWh	0,025 EUR/kWh
Subsidie 2017 (voorlopig)	0,036 EUR/kWh	0,041 EUR/kWh

De bedragen worden ieder jaar opnieuw vastgesteld. Een belangrijke trend is het jaarlijkse dalen van de basisprijzen, ref [5]. Daarnaast zijn in 2015 windsnelheidscategorieën ingevoerd, waardoor voor de gemeente Eemshaven het basisbedrag is gedaald. De ontwikkeling van de basisprijs in de afgelopen jaren is weergegeven in tabel 7.2. Hierin is ook zichtbaar dat jaren ingedeeld zijn in fasen, waarbij de basisprijs oploopt tot het budget voor die fase is opgebruikt.

Duidelijk zichtbaar is dat het basisbedrag voor deze locatie in de afgelopen jaren fors is gedaald.

Tabel 7.2 Ontwikkeling basisbedragen voor deze locatie in de afgelopen jaren

	Basisbedrag SDE+ voor deze locatie
2008	0,110 EUR/kWh
2009	0,118 EUR/kWh
2010	0,120 EUR/kWh
2011 (fase 1 en 2)	0,113 – 0,120 EUR/kWh
2012 (fase 1)	0,088 EUR/kWh
2013 (fase 1 tot en met 6)	0,0875 – 0,116 EUR/kWh
2014 (fase 1 tot en met 6)	0,0875 – 0,1213 EUR/kWh
2015 (fase 1 tot en met 3)	0,070 – 0,074 EUR/kWh
2016 (fase 1 tot en met 4)	0,070 EUR/kWh
2017	0,064 EUR/kWh

## 7.2 Subsidiebedragen Eemshaven West

De SDE+ subsidie is gebaseerd op de gerealiseerde energieopbrengst in een gegeven jaar, vermenigvuldigd met het subsidiebedrag dat is afgesproken in het jaar van installatie.

De bestaande turbines zijn geplaatst in 2009, op basis van de MEP-regeling<sup>1</sup> van 2006. De MEP-regeling kende een plafond van 20.000 vollasturen. Het wordt aangenomen dat dit plafond (vrijwel) is bereikt en dat de subsidie op basis hiervan is gestopt.

Voor nieuw geplaatste turbines is het basisbedrag lager dan voorheen. Bij plaatsing in 2017 is dit EUR 0,064 per kWh. Samen met het correctiebedrag van EUR 0,028 per kWh leidt dit tot een subsidie van EUR 0,036 per kWh.

In variant 3b worden de bestaande turbines van 3 MW vervangen door grotere turbines van 5 MW. Deze grotere turbines komen in aanmerking voor SDE-subsidie.

In variant 3a worden de bestaande turbines vervangen door nieuwe turbines van hetzelfde type. Omdat deze nieuwe turbines niet groter zijn dan de bestaande turbines, en omdat de bestaande turbines nog geen 15 jaar oud zijn, komen deze nieuwe turbines niet in aanmerking voor subsidie. Daarom wordt aangenomen dat deze vervanging niet eerder dan 2024 plaats vindt, als de turbines ongeveer 15 jaar oud zijn. De SDE+ subsidie toont een neerwaartse trend. Het is reëel om te veronderstellen dat de subsidie voor goede windlocaties zoals deze in 2024 gedaald zal zijn naar (vrijwel) nul.

Voor nieuw geplaatste turbines op de dijk is het subsidiebedrag voor 2017 EUR 0,005 per kWh hoger, dus EUR 0,041 per kWh. Dit geldt voor een aantal turbines in de RWE+ variant.

<sup>1</sup> De MEP-regeling was de voorloper van de SDE regeling.

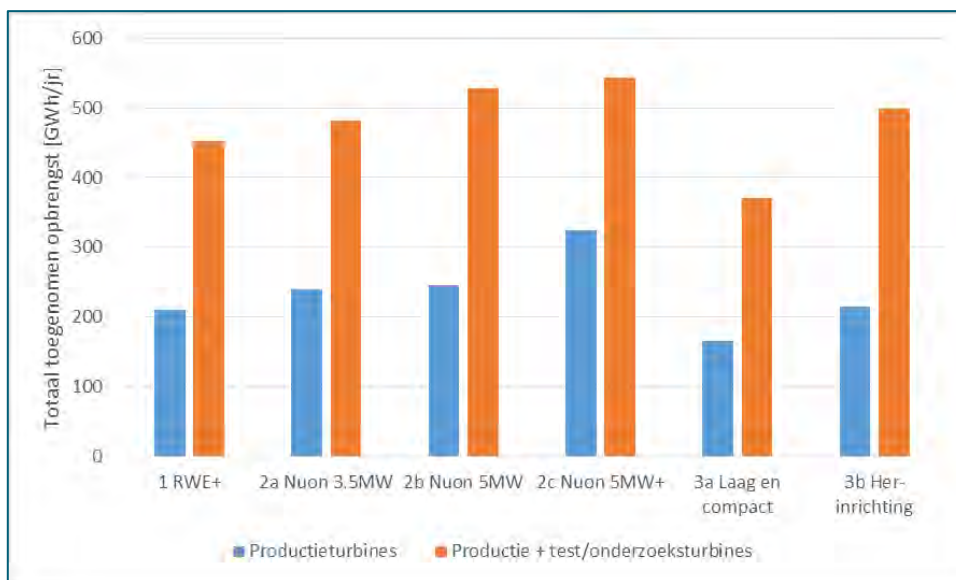
Het werkelijke windaanbod varieert van jaar tot jaar. De beste schatting voor de windopbrengst is de gebaseerd op de zogenaamde P50-waarde, vrijwel overeenkomend met de opbrengst die behoort bij de gemiddelde windsnelheid op een gegeven locatie. Hierbij moet ook rekening gehouden worden met elektrische verliezen en verliezen ten gevolge van niet-beschikbaarheid van de turbines ten gevolge van technische problemen onderhoud. Een realistische schatting voor deze verliezen is 3 %. De opbrengstberekeringen voor de verschillende varianten zijn hiermee gecorrigeerd.

De opbrengsten voor de verschillende delen en de verschillende varianten zijn weergegeven in tabel 7.3 en afbeelding 7.1.

Tabel 7.3 Subsidiabele opbrengsten voor de verschillende varianten

	1 RWE+	2a Nuon 3.5MW	2b Nuon 5MW	2c Nuon 5MW+	3a Laag en compact	3b Hoog en verspreid
Minderopbrengst bestaande turbines met/zonder test- en onderzoeksturbines [GWh/jaar]	-19,3 -16,5	-20,5 -18,2	-18,0 -14,1	-18,2 -15,7	-21,3 -18,6	-170,2 -170,2
Opbrengst nieuwe turbines op dijk met/zonder test- en onderzoeksturbines [GWh/jaar]	88,8 90,4	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
Opbrengst (overige) nieuwe turbines met/zonder test- en onderzoeksturbines [GWh/jaar]	383,6 125,4	502,9 256,8	546,5 259,5	562,2 340,4	392,2 184,0	668,7 384,4
Totaal opbrengsteffect met/zonder test- en onderzoeksturbines [GWh/jaar]	453,0 209,3	482,4 238,6	528,6 245,4	544,0 324,7	370,9 165,4	498,5 214,2

Afbeelding 7.1 Subsidiabele opbrengsten voor de verschillende varianten



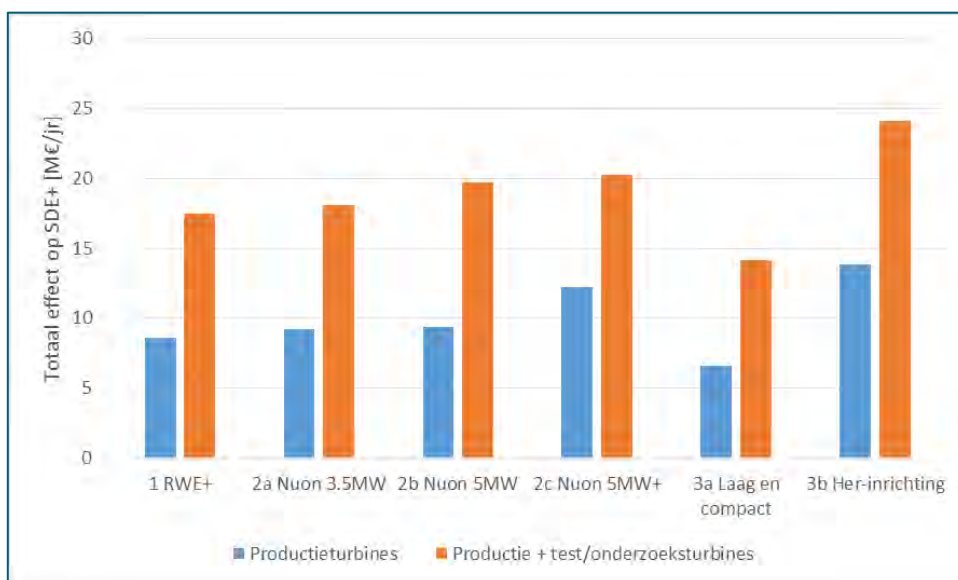
De effecten op de jaarlijkse subsidiebedragen zijn weergegeven in tabel 7.4 en afbeelding 7.2.



Tabel 7.4 SDE+ subsidie bijdragen voor de verschillende varianten

	1 RWE+	2a Nuon 3.5MW	2b Nuon 5MW	2c Nuon 5MW+	3a Laag en compact	3b Hoog en verspreid
Verminderde SDE+ bestaande turbines met/zonder test- en onderzoeksturbines [MEUR/jaar]	0	0	0	0	0	0
SDE+ nieuwe turbines op dijk met/zonder test- en onderzoeksturbines [MEUR/jaar]	3,64 3,71	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.	n.v.t.
SDE+ (overige) nieuwe turbines met/zonder test- en onderzoeksturbines [MEUR/jaar]	13,81 4,87	18,11 9,25	19,68 9,34	20,24 12,25	14,12 6,62	24,07 13,84
Totaal effect SDE+ met/zonder test- en onderzoeksturbines [MEUR/jaar]	17,45 8,58	18,10 9,25	19,68 9,34	20,24 12,25	14,12 6,62	24,07 13,84
SDE+ per MW nieuw vermogen [kEuro/jr per MW]	134,7 115,2	140,9 125,8	148,5 143,7	149,9 144,2	108,6 88,3	143,7 138,4

Afbeelding 7.2 SDE+ subsidie bijdragen voor de verschillende varianten



De benodigde subsidie is het hoogst voor variant 3b. Dit wordt verklaard doordat in deze variant turbines uit 2009, die geen subsidie meer ontvangen, worden vervangen door nieuwe turbines, die weer subsidie ontvangen.

De benodigde subsidie per MW nieuw vermogen is het laagst voor variant 3a. De verklaring is dat in deze variant de minste energie (in MWh) wordt opgewekt per MW. Dit wordt verklaard doordat de toegepaste turbines (E82-3MW) een relatief kleine rotor hebben voor de generator. Dit is tegenstrijdig met de trend in de markt waarbij juist grotere rotoren worden gebruikt bij een gegeven vermogen. Verder staan de turbines in deze variant erg compact bijeen waardoor ook de energieopbrengst daalt.



## CONCLUSIES

Een samenvattend overzicht van de aspecten die in dit rapport zijn behandeld is weergegeven in tabel 8.1.

Tabel 8.1 Overzicht van de verschillende aspecten voor de verschillende varianten

	1 RWE+	2a Nuon 3.5MW	2b Nuon 5MW	2c Nuon 5MW+	3a Laag en compact	3b Hoog en verspreid
H3 Aardbevingsbestendigheid	Aandacht voor verweking. Niet onderscheidend per variant.					
H4 Netaansluiting	Voldoende ruimte op net. Niet onderscheidend per variant.					
H6 Toegenomen vermogen met/zonder test- en onderzoeksturbinen [MW]	129,5 74,5	128,5 73,5	132,5 65	135 85	130 75	107,5 40
H6 Bijdrage aan 54 PJ DE in 2020, met/zonder test- en onderzoeksturbinen [PJ/jaar] <sup>1</sup>	1,68 0,78	1,79 0,89	1,96 0,91	2,02 1,20	1,38 0,61	1,85 0,79
H7 Totaal effect SDE+ met/zonder test- en onderzoeksturbinen [MEUR/jaar]	17,45 8,58	18,10 9,25	19,68 9,34	20,24 12,25	14,12 6,62	24,07 13,84

De belangrijkste bevindingen en conclusies zijn:

1. windturbines zijn in het algemeen bestand tegen seismische belastingen in dit gebied. Dit is niet onderscheidend voor de verschillende varianten;
2. verweking van de ondergrond ten gevolge van aardbevingen zou een risico kunnen zijn. Hier zijn nadere analyses en eventueel ook mitigerende maatregelen voor nodig. De alternatieven en varianten onderscheiden zich hier niet op;
3. de netbeheerders Enexis en TenneT creëren voldoende ruimte op het net om elke variant te kunnen faciliteren. Kostenverschillen tussen de varianten zijn niet onderscheidend;
4. variant 2c draagt het meeste bij aan de provinciale doelstelling (in MW). Dit wordt verklaard door de vier productieturbines in het test- en onderzoeksgebied;
5. variant 3b draagt het minste bij aan de provinciale doelstelling (in MW). Dit wordt verklaard door het ontbreken van de 4<sup>de</sup> en 5<sup>de</sup> rij;
6. variant 2c draagt het meeste bij aan de opwekking van duurzame energie;
7. variant 3a draagt het minste bij aan de opwekking van duurzame energie. Dit wordt ondermeer veroorzaakt doordat de turbines dicht bijeen staan;
8. het behalen van de doelstelling is afhankelijk van de realisatie en beschikbaarheid van de test- en onderzoeksturbinen. De zekerheid hiervan is minder dan voor 'gewone' productieturbines;
9. turbines in het dijkprofiel krijgen een iets hogere subsidie (voor 2017 EUR 0,041 per kWh in plaats van EUR 0,036 per kWh);
10. variant 3b leidt tot de meeste SDE+ subsidie. Dit wordt verklaard doordat bestaande turbines, die geen subsidie meer ontvangen, worden vervangen door nieuwe turbines die weer subsidie ontvangen;

<sup>1</sup> 1 GWh is gelijk aan 0,0036 PJ.

Aandachtspunt is dat het totale vermogen van de productieturbines in variant 3b 40 MW is, dit is lager dan de voorziene 60 MW aan productieturbines in het VKA in het planMER voor de Structuurvisie Eemsmond-Delfzijl.

# 9

## LITERATUURLIJST

- [1] Onderzoeksraad voor veiligheid, 'Aardbevingsrisico's in Groningen,' 2015.
- [2] NEN, 'Nederlandse praktijkrichtlijn NPR 9998,' NEN, 2015.
- [3] IEC, 'IEC 61400-1 Wind turbines - Part 1: Design requirements,' 2005.
- [4] Enexis, 'Kwaliteits- en capaciteitsdocument Elektriciteit 2016 - 2025,' 's-Hertogenbosch, 2016.
- [5] TenneT, 'Kwaliteits- en Capaciteitsdocument Deel II: Investeringsplan 2016,' TenneT, Arnhem, 2015.
- [6] SER, 'Energieakkoord voor duurzame groei,' sept 2013.
- [7] RVO, 'Monitor Wind op Land 2015,' maart 2016.
- [8] ECN, DNV-GL, 'Eindadvies basisbedragen SDE+ 2017'.
- [9] ECN, DNV-GL, 'Conceptadvies basisbedragen SDE+ 2017 voor marktconsultatie'.
- [10] RVO, 'Voorlopige correctiebedragen stimulering duurzame energieproductie 2016 ten behoeve van voorschotlening 2016'.

Bijlage(n)



I

**BIJLAGE: VARIANT 1**



Project:

variant RWE+

Licensed user:

Witteveen+Bos  
 Van Twickelostraat 2  
 NL-7411 SC DEVENTER  
 +31 570 69 76 76  
 Witteveen+Bos / licenses@witteveenbos.com  
 Calculated:  
 11/4/2016 2:01 PM/3.0.639

## PARK - Main Result

Calculation: 1. RWE+

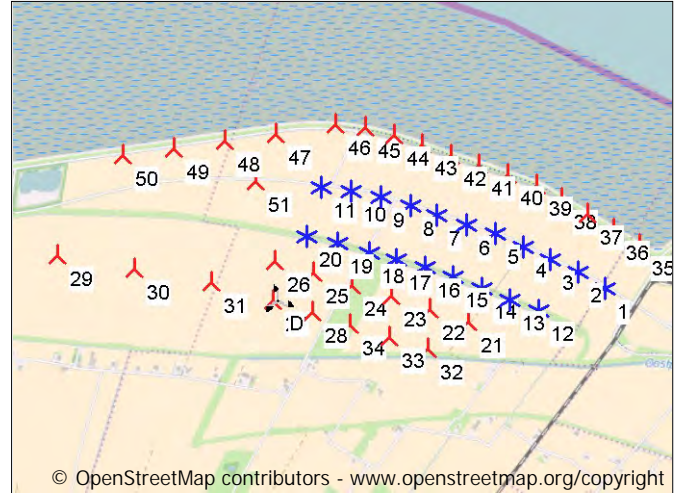
Wake Model N.O. Jensen (RISØ/EMD)

Calculation Settings  
 Air density calculation mode Individual per WTG  
 Result for WTG at hub altitude 1.231 kg/m<sup>3</sup> to 1.242 kg/m<sup>3</sup>  
 Air density relative to standard 100.4 % to 101.4 %  
 Hub altitude above sea level (asl) 87.0 m to 180.0 m  
 Annual mean temperature at hub alt. 7.9 °C to 8.5 °C  
 Pressure at WTGs 992.6 hPa to 1,003.9 hPa

Wake Model Parameters  
 Wake decay constant 0.075 Open farmland

Displacement heights from objects

Wake calculation settings  
 Angle [°] Wind speed [m/s]  
 start end step start end step  
 0.5 360.0 1.0 0.5 30.5 1.0



Scale 1:75,000  
 New WTG Existing WTG Meteorological Data

### Key results for height 100.0 m above ground level

Terrain Dutch Stereo-RD/NAP 2000

	X (east)	Y (north)	Name of wind distribution	Height [m]	Type	Wind energy [kWh/m <sup>2</sup> ]	Mean wind speed [m/s]
A	244,875	607,930	EmdConwx_N53.450_E006.740 (5)	75.0	WEIBULL	5,119	8.5
B	244,875	607,930	EmdConwx_N53.450_E006.740 (5)	100.0	WEIBULL	5,346	8.5
D	244,875	607,930	EmdConwx_N53.450_E006.740 (5)	200.0	WEIBULL	7,082	8.6

### Calculated Annual Energy for Wind Farm

WTG combination	Result PARK [MWh/y]	GROSS (no loss) Free WTGs [MWh/y]	Park efficiency [%]	Specific results <sup>a)</sup>			
				Capacity factor [%]	Mean WTG result [MWh/y]	Full load hours [Hours/year]	Mean wind speed @hub height [m/s]
Wind farm	642,436.9	749,665.2	85.7	38.7	12,596.8	3,390	8.6
New WTGs only	486,936.9	550,520.1	88.5	42.9	15,707.6	3,760	8.6
Existing park WTGs only	155,500.0	199,145.1	78.1	29.6	7,775.0	2,592	8.5
Existing park WTGs without new WTGs	175,430.1	199,145.1	88.1		8,771.5		
Reduction for existing park WTGs caused by new	19,930.1						

<sup>a)</sup> Based on wake reduced results, but no other losses included

### Calculated Annual Energy for each of 31 new WTGs with total 129.5 MW rated power

Links	WTG type		Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Displacement height [m]	Power curve		Annual Energy Result [MWh]	Park Efficiency [%]	Capacity factor [%]	Mean wind speed [m/s]	
	Valid	Manufact.					Type-generator	Creator					Name
21 B	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	12,620.5	85.65	41.1	8.82
22 B	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	11,948.9	81.10	38.9	8.82
23 B	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	11,712.6	79.49	38.2	8.82
24 B	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	11,643.6	79.02	38.0	8.82
25 B	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	11,798.0	80.07	38.5	8.82
26 B	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	12,419.2	84.29	40.5	8.82
27 B	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	12,971.7	88.04	42.3	8.82
28 B	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	12,717.4	86.31	41.5	8.82
29 D	No	X	10-230-10,000/1	10,000	230.0	180.0	0.0	USER	X10-230	54,172.1	97.66	61.8	9.36
30 D	No	X	10-230-10,000/1	10,000	230.0	180.0	0.0	USER	X10-230	53,306.3	96.10	60.8	9.36
31 D	No	X	10-230-10,000/1	10,000	230.0	180.0	0.0	USER	X10-230	53,031.1	95.60	60.5	9.36
32 B	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	13,168.4	89.37	42.9	8.82
33 B	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	12,778.3	86.73	41.6	8.82
34 B	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	12,708.8	86.25	41.4	8.82
35 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,225.3	87.93	31.3	8.26
36 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,799.8	83.38	29.7	8.26
37 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,629.3	81.56	29.0	8.26
38 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,540.8	80.61	28.7	8.26
39 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,473.1	79.89	28.4	8.26
40 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,453.2	79.67	28.3	8.26
41 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,457.8	79.72	28.4	8.26

To be continued on next page...

## PARK - Main Result

### Calculation: 1. RWE+

...continued from previous page

Links	WTG type		Type-generator	Power, rated	Rotor diameter	Hub height	Displacement height	Power curve		Annual Energy Result	Park		
	Valid	Manufact.						Creator	Name		Efficiency	Capacity factor	Mean wind speed
				[kW]	[m]	[m]	[m]			[MWh]	[%]	[%]	[m/s]
42 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,451.5	79.66	28.3	8.26
43 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,446.1	79.60	28.3	8.26
44 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,520.7	80.40	28.6	8.26
45 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,644.1	81.71	29.1	8.26
46 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,860.7	84.03	29.9	8.26
47 B	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	120.0	0.0	EMD	Level 0 - Calculated - 108.5 dB - 04-2013	19,265.8	87.75	44.0	8.76
48 B	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	120.0	0.0	EMD	Level 0 - Calculated - 108.5 dB - 04-2013	19,607.7	89.31	44.7	8.76
49 B	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	120.0	0.0	EMD	Level 0 - Calculated - 108.5 dB - 04-2013	19,824.1	90.30	45.2	8.76
50 B	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	120.0	0.0	EMD	Level 0 - Calculated - 108.5 dB - 04-2013	20,414.6	92.98	46.6	8.76
51 B	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	120.0	0.0	EMD	Level 0 - Calculated - 108.5 dB - 04-2013	19,325.4	88.02	44.1	8.76

Annual Energy results do not include any losses apart from wake losses. Additional losses and uncertainty must be considered for an investment decision.

### Calculated Annual Energy for each of 20 existing park WTGs with total 60.0 MW rated power

Links	WTG type		Type-generator	Power, rated	Rotor diameter	Hub height	Displacement height	Power curve		Calculated prod. without new WTGs	Annual Energy		Park Efficiency
	Valid	Manufact.						Creator	Name		After New WTGs	Decrease due to new WTGs	
				[kW]	[m]	[m]	[m]			[MWh]	[MWh]	[MWh %]	[%]
1 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	9,096.9	8,742.2	354.8 3.9	89.46
2 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,626.9	8,148.3	478.6 5.5	83.38
3 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,376.8	7,803.2	573.6 6.8	79.85
4 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,306.3	7,618.6	687.6 8.3	77.96
5 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,259.6	7,468.0	791.5 9.6	76.42
6 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,243.1	7,415.8	827.3 10.0	75.89
7 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,237.3	7,407.6	829.6 10.1	75.81
8 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,292.7	7,439.9	852.8 10.3	76.13
9 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,409.0	7,472.4	936.6 11.1	76.47
10 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,582.3	7,579.9	1,002.3 11.7	77.57
11 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	9,021.1	7,850.2	1,170.8 13.0	80.33
12 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,937.2	8,516.3	420.9 4.7	87.15
13 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,662.2	7,939.8	722.5 8.3	81.25
14 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,586.3	7,412.2	1,174.1 13.7	75.85
15 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,522.6	7,254.4	1,268.2 14.9	74.24
16 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,516.6	7,207.8	1,308.8 15.4	73.76
17 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,572.1	7,185.0	1,387.1 16.2	73.53
18 B	Yes	VESTAS	V90-3,000	3,000	90.0	105.0	0.0	EMD	Mode 0	9,822.2	8,138.5	1,683.7 17.1	73.94
19 B	Yes	VESTAS	V90-3,000	3,000	90.0	105.0	0.0	EMD	Mode 0	9,992.8	8,289.4	1,703.4 17.0	75.31
20 B	Yes	VESTAS	V90-3,000	3,000	90.0	105.0	0.0	EMD	Mode 0	10,366.2	8,610.6	1,755.7 16.9	78.23

### WTG siting

Dutch Stereo-RD/NAP 2000

X (east) Y (north) Z Row data/Description  
[m]

1	Exist	248,138	608,111	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0 !O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (1)
2	Exist	247,862	608,259	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0 !O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (2)
3	Exist	247,582	608,380	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0 !O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (3)
4	Exist	247,314	608,499	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0 !O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (4)
5	Exist	247,029	608,630	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0 !O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (5)
6	Exist	246,742	608,714	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0 !O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (6)
7	Exist	246,449	608,803	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0 !O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (7)
8	Exist	246,182	608,889	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0 !O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (8)
9	Exist	245,888	608,975	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0 !O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (9)
10	Exist	245,593	609,025	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0 !O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (10)
11	Exist	245,291	609,061	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0 !O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (11)
12	Exist	247,475	607,871	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0 !O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (12)
13	Exist	247,189	607,975	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0 !O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (13)
14	Exist	246,906	608,082	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0 !O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (14)
15	Exist	246,621	608,192	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0 !O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (15)
16	Exist	246,341	608,281	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0 !O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (16)
17	Exist	246,049	608,355	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0 !O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (17)
18	Exist	245,777	608,418	0.0	VESTAS	V90 60Hz 3000 90.0 !O!	hub: 105.0 m (TOT: 150.0 m) (19)
19	Exist	245,461	608,501	0.0	VESTAS	V90 60Hz 3000 90.0 !O!	hub: 105.0 m (TOT: 150.0 m) (20)
20	Exist	245,155	608,563	0.0	VESTAS	V90 60Hz 3000 90.0 !O!	hub: 105.0 m (TOT: 150.0 m) (21)
21	New	246,780	607,744	0.0	ENERCON	E-101 E2 3500 101.0 !-!	hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (102.1)
22	New	246,394	607,865	0.0	ENERCON	E-101 E2 3500 101.0 !-!	hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (102.2)
23	New	246,009	607,987	0.0	ENERCON	E-101 E2 3500 101.0 !-!	hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (102.3)

To be continued on next page...

## PARK - Main Result

Calculation: 1. RWE+

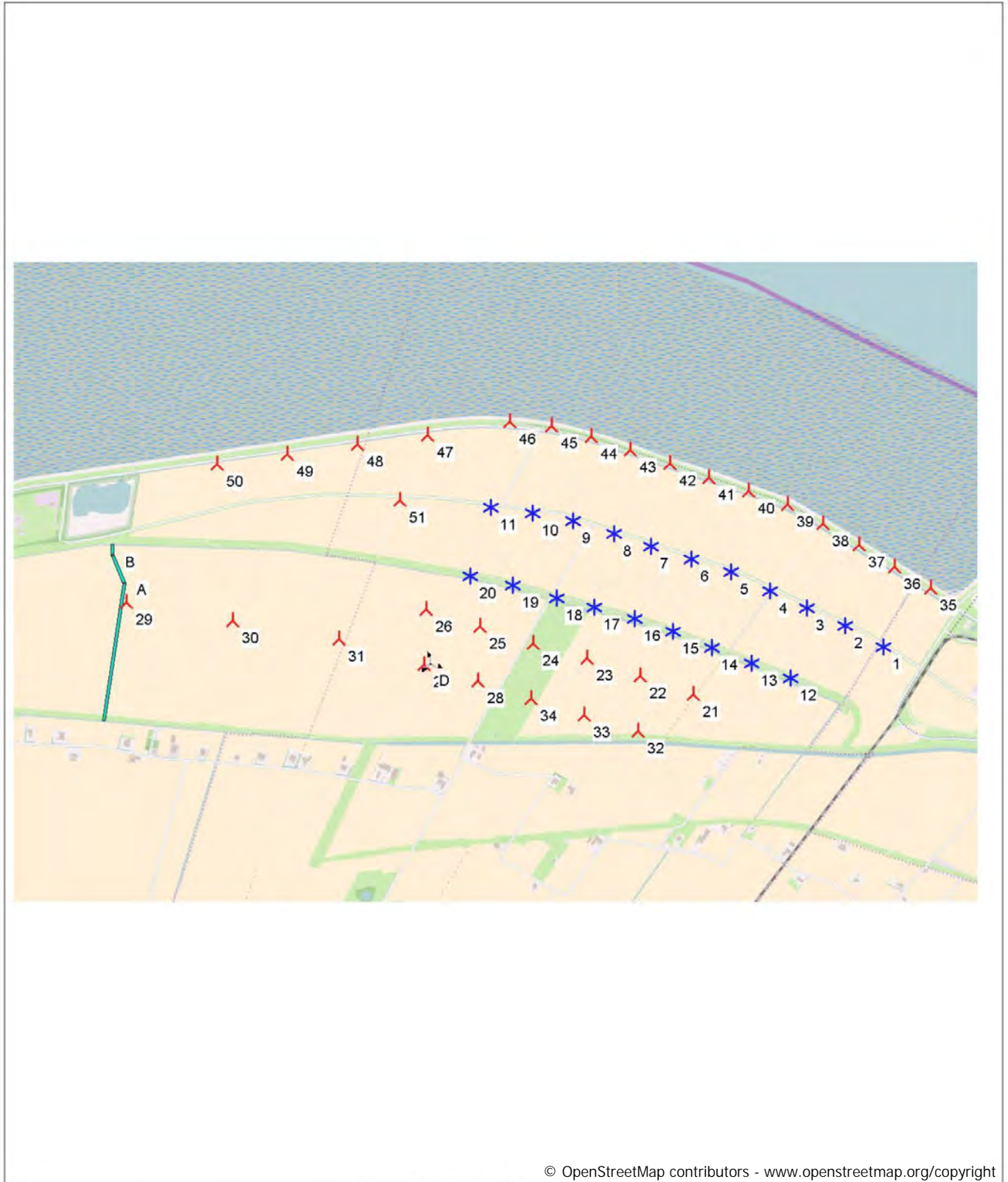
...continued from previous page

Dutch Stereo-RD/NAP 2000

	X (east)	Y (north)	Z	Row data/Description
	[m]			
24 New	245,617	608,087	0.0	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (80.4)
25 New	245,229	608,201	0.0	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (80.5)
26 New	244,842	608,316	0.0	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (80.6)
27 New	244,830	607,919	0.0	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (68.2)
28 New	245,225	607,811	0.0	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (68.3)
29 New	242,682	608,328	0.0	X 10-230 10000-1 230.0 !-! hub: 180.0 m (TOT: 295.0 m) (75.1)
30 New	243,449	608,210	0.0	X 10-230 10000-1 230.0 !-! hub: 180.0 m (TOT: 295.0 m) (75.2)
31 New	244,217	608,092	0.0	X 10-230 10000-1 230.0 !-! hub: 180.0 m (TOT: 295.0 m) (75.3)
32 New	246,384	607,472	0.0	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (79.1)
33 New	245,995	607,581	0.0	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (79.2)
34 New	245,606	607,690	0.0	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (79.3)
35 New	248,472	608,541	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (109.1)
36 New	248,212	608,690	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (109.2)
37 New	247,952	608,840	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (109.3)
38 New	247,691	608,989	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (109.4)
39 New	247,432	609,121	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (110.1)
40 New	247,147	609,214	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (110.2)
41 New	246,861	609,307	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (110.3)
42 New	246,576	609,400	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (110.4)
43 New	246,291	609,493	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (110.5)
44 New	246,005	609,586	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (110.6)
45 New	245,720	609,655	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (111.1)
46 New	245,421	609,679	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (111.2)
47 New	244,830	609,574	0.0	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 184.0 m) (112.1)
48 New	244,325	609,494	0.0	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 184.0 m) (112.2)
49 New	243,819	609,413	0.0	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 184.0 m) (112.3)
50 New	243,313	609,333	0.0	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 184.0 m) (112.4)
51 New	244,637	609,100	0.0	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 184.0 m) (113)

### PARK - Map

Calculation: 1. RWE+



0 500 1000 1500 2000 m

Map: Open Street Map 001 , Print scale 1:40,000, Map center Dutch Stereo-RD/NAP 2000 East: 245,516 North: 608,576

▲ New WTG \* Existing WTG ▲ Meteorological Data █ Obstacle

# II

## BIJLAGE: VARIANT 1 (EXCL. TEST- EN ONTWIKKELINGSTURBINES)



Project:

variant RWE+

Licensed user:

Witteveen+Bos  
 Van Twickelostraat 2  
 NL-7411 SC DEVENTER  
 +31 570 69 76 76  
 Witteveen+Bos / licenses@witteveenbos.com  
 Calculated:  
 11/4/2016 2:16 PM/3.0.639

## PARK - Main Result

Calculation: 1. RWE+ zonder prototype

Wake Model N.O. Jensen (RISØ/EMD)

### Calculation Settings

Air density calculation mode Individual per WTG  
 Result for WTG at hub altitude 1.237 kg/m<sup>3</sup> to 1.242 kg/m<sup>3</sup>  
 Air density relative to standard 101.0 % to 101.4 %  
 Hub altitude above sea level (asl) 87.0 m to 124.5 m  
 Annual mean temperature at hub alt. 8.2 °C to 8.5 °C  
 Pressure at WTGs 999.3 hPa to 1,003.9 hPa

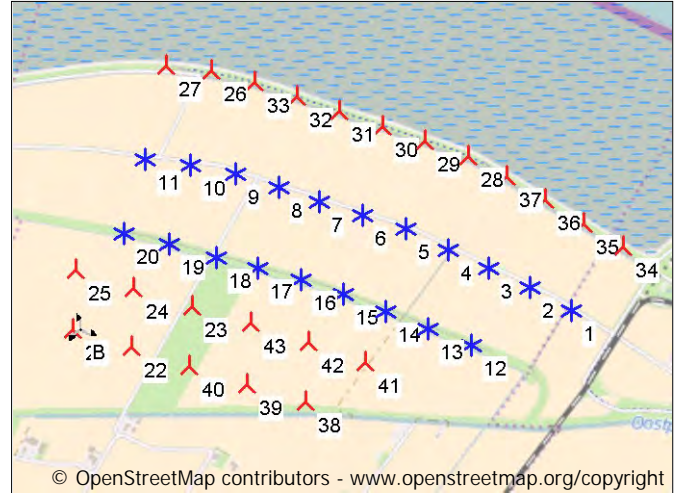
### Wake Model Parameters

Wake decay constant 0.075 Open farmland

### Displacement heights from objects

### Wake calculation settings

Angle [°] Wind speed [m/s]  
 start end step start end step  
 0.5 360.0 1.0 0.5 30.5 1.0



Scale 1:50,000  
 ▲ New WTG    \* Existing WTG    ▲ Meteorological Data

## Key results for height 100.0 m above ground level

Terrain Dutch Stereo-RD/NAP 2000

	X (east)	Y (north)	Name of wind distribution	Height [m]	Type	Wind energy [kWh/m <sup>2</sup> ]	Mean wind speed [m/s]
A	244,875	607,930	EmdConwx_N53.450_E006.740 (5)	75.0	WEIBULL	5,119	8.5
B	244,875	607,930	EmdConwx_N53.450_E006.740 (5)	100.0	WEIBULL	5,346	8.5

## Calculated Annual Energy for Wind Farm

WTG combination	Result PARK [MWh/y]	GROSS (no loss) Free WTGs [MWh/y]	Park efficiency [%]	Specific results <sup>a)</sup>			
				Capacity factor [%]	Mean WTG result [MWh/y]	Full load hours [Hours/year]	Mean wind speed @hub height [m/s]
Wind farm	391,186.8	473,477.5	82.6	33.2	9,097.4	2,908	8.5
New WTGs only	232,764.4	274,332.3	84.8	35.6	10,120.2	3,124	8.5
Existing park WTGs only	158,422.5	199,145.1	79.6	30.1	7,921.1	2,640	8.5
Existing park WTGs without new WTGs	175,430.1	199,145.1	88.1		8,771.5		
Reduction for existing park WTGs caused by new	17,007.6						

<sup>a)</sup> Based on wake reduced results, but no other losses included

## Calculated Annual Energy for each of 23 new WTGs with total 74.5 MW rated power

Links	Valid	WTG type Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Displacement height [m]	Power curve Creator	Name	Annual Energy Result [MWh]	Park Efficiency [%]	Capacity factor [%]	Mean wind speed [m/s]
21 B	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	13,569.5	92.09	44.2	8.82
22 B	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	13,006.1	88.27	42.4	8.82
23 B	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	11,909.1	80.83	38.8	8.82
24 B	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	12,290.8	83.42	40.1	8.82
25 B	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	13,228.9	89.78	43.1	8.82
26 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,957.9	85.07	30.3	8.26
27 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,456.6	90.40	32.2	8.26
28 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,512.9	80.31	28.6	8.26
29 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,506.1	80.24	28.5	8.26
30 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,532.1	80.52	28.6	8.26
31 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,555.4	80.77	28.7	8.26
32 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,602.9	81.27	28.9	8.26
33 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,743.8	82.78	29.4	8.26
34 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,246.7	88.16	31.4	8.26
35 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,827.7	83.68	29.8	8.26
36 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,666.8	81.96	29.2	8.26
37 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,584.5	81.08	28.8	8.26
38 B	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	13,231.9	89.80	43.1	8.82
39 B	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	12,877.5	87.40	42.0	8.82
40 B	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	12,866.4	87.32	41.9	8.82
41 B	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	12,685.8	86.10	41.3	8.82
42 B	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	12,048.0	81.77	39.3	8.82
43 B	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	11,857.1	80.47	38.6	8.82

Annual Energy results do not include any losses apart from wake losses. Additional losses and uncertainty must be considered for an investment decision.

## PARK - Main Result

Calculation: 1. RWE+ zonder prototype

Calculated Annual Energy for each of 20 existing park WTGs with total 60.0 MW rated power

Links	WTG type		Type-generator	Power rated	Rotor diameter	Hub height	Displacement height	Power curve		Calculated prod. without new WTGs	Annual Energy		Park Efficiency
	Valid	Manufact.						Creator	Name		After New WTGs	Decrease due to new WTGs	
				[kW]	[m]	[m]	[m]			[MWh]	[MWh]	[MWh %]	[%]
1 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	9,096.9	8,767.6	329.4 3.6	89.72
2 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,626.9	8,174.2	452.6 5.2	83.65
3 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,376.8	7,832.3	544.5 6.5	80.15
4 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,306.3	7,653.1	653.1 7.9	78.32
5 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,259.6	7,505.2	754.3 9.1	76.80
6 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,243.1	7,462.0	781.1 9.5	76.36
7 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,237.3	7,475.4	761.9 9.2	76.50
8 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,292.7	7,549.3	743.3 9.0	77.25
9 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,409.0	7,671.4	737.6 8.8	78.50
10 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,582.3	7,939.9	642.4 7.5	81.25
11 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	9,021.1	8,487.9	533.1 5.9	86.86
12 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,937.2	8,546.9	390.3 4.4	87.46
13 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,662.2	7,978.9	683.3 7.9	81.65
14 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,586.3	7,460.4	1,125.9 13.1	76.34
15 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,522.6	7,313.6	1,208.9 14.2	74.84
16 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,516.6	7,283.5	1,233.2 14.5	74.53
17 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,572.1	7,292.4	1,279.7 14.9	74.63
18 B	Yes	VESTAS	V90-3,000	3,000	90.0	105.0	0.0	EMD	Mode 0	9,822.2	8,312.3	1,509.9 15.4	75.52
19 B	Yes	VESTAS	V90-3,000	3,000	90.0	105.0	0.0	EMD	Mode 0	9,992.8	8,586.6	1,406.2 14.1	78.01
20 B	Yes	VESTAS	V90-3,000	3,000	90.0	105.0	0.0	EMD	Mode 0	10,366.2	9,129.4	1,236.8 11.9	82.94

## WTG siting

Dutch Stereo-RD/NAP 2000

X (east) Y (north) Z Row data/Description  
[m]

1 Exist	248,138	608,111	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (1)
2 Exist	247,862	608,259	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (2)
3 Exist	247,582	608,380	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (3)
4 Exist	247,314	608,499	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (4)
5 Exist	247,029	608,630	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (5)
6 Exist	246,742	608,714	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (6)
7 Exist	246,449	608,803	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (7)
8 Exist	246,182	608,889	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (8)
9 Exist	245,888	608,975	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (9)
10 Exist	245,593	609,025	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (10)
11 Exist	245,291	609,061	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (11)
12 Exist	247,475	607,871	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (12)
13 Exist	247,189	607,975	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (13)
14 Exist	246,906	608,082	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (14)
15 Exist	246,621	608,192	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (15)
16 Exist	246,341	608,281	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (16)
17 Exist	246,049	608,355	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (17)
18 Exist	245,777	608,418	0.0	VESTAS	V90 60Hz 3000 90.0	!O!	hub: 105.0 m (TOT: 150.0 m) (19)
19 Exist	245,461	608,501	0.0	VESTAS	V90 60Hz 3000 90.0	!O!	hub: 105.0 m (TOT: 150.0 m) (20)
20 Exist	245,155	608,563	0.0	VESTAS	V90 60Hz 3000 90.0	!O!	hub: 105.0 m (TOT: 150.0 m) (21)
21 New	244,830	607,919	0.0	ENERCON	E-101 E2 3500 101.0	!-!	hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (68.2)
22 New	245,225	607,811	0.0	ENERCON	E-101 E2 3500 101.0	!-!	hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (68.3)
23 New	245,617	608,087	0.0	ENERCON	E-101 E2 3500 101.0	!-!	hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (80.4)
24 New	245,229	608,201	0.0	ENERCON	E-101 E2 3500 101.0	!-!	hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (80.5)
25 New	244,842	608,316	0.0	ENERCON	E-101 E2 3500 101.0	!-!	hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (80.6)
26 New	245,720	609,655	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (111.1)
27 New	245,421	609,679	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (111.2)
28 New	247,432	609,121	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (110.1)
29 New	247,147	609,214	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (110.2)
30 New	246,861	609,307	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (110.3)
31 New	246,576	609,400	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (110.4)
32 New	246,291	609,493	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (110.5)
33 New	246,005	609,586	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (110.6)
34 New	248,472	608,541	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (109.1)
35 New	248,212	608,690	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (109.2)
36 New	247,952	608,840	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (109.3)
37 New	247,691	608,989	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (109.4)
38 New	246,384	607,472	0.0	ENERCON	E-101 E2 3500 101.0	!-!	hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (79.1)
39 New	245,995	607,581	0.0	ENERCON	E-101 E2 3500 101.0	!-!	hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (79.2)
40 New	245,606	607,690	0.0	ENERCON	E-101 E2 3500 101.0	!-!	hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (79.3)

To be continued on next page...



Project:

variant RWE+

Licensed user:

Witteveen+Bos

Van Twickelostraat 2

NL-7411 SC DEVENTER

+31 570 69 76 76

Witteveen+Bos / licenses@witteveenbos.com

Calculated:

11/4/2016 2:16 PM/3.0.639

## PARK - Main Result

Calculation: 1. RWE+ zonder prototype

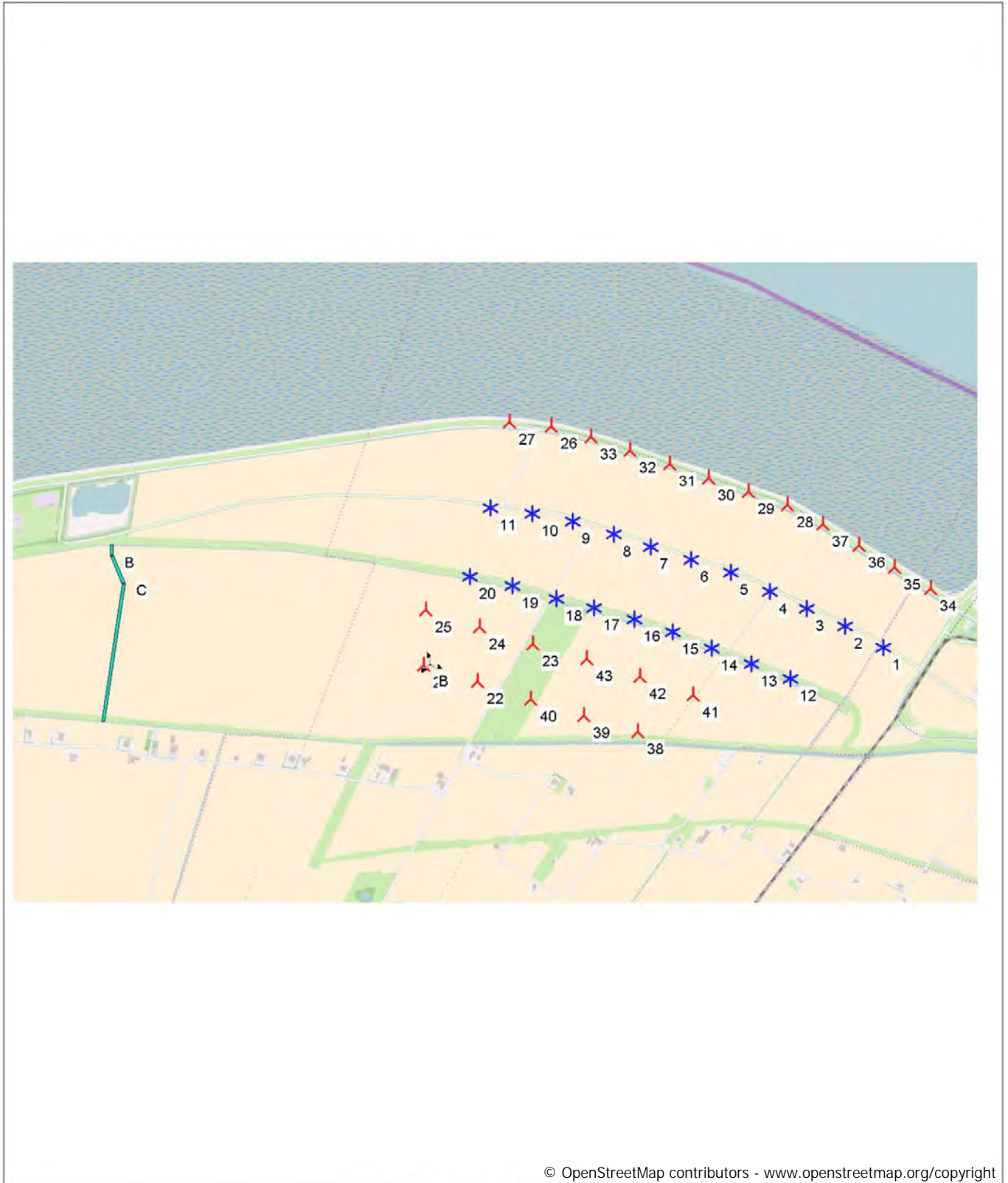
...continued from previous page

Dutch Stereo-RD/NAP 2000

	X (east)	Y (north)	Z	Row data/Description
			[m]	
41 New	246,780	607,744	0.0	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (102.1)
42 New	246,394	607,865	0.0	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (102.2)
43 New	246,009	607,987	0.0	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (102.3)

### PARK - Map

Calculation: 1. RWE+ zonder prototype



0 500 1000 1500 2000 m

Map: Open Street Map 001 , Print scale 1:40,000, Map center Dutch Stereo-RD/NAP 2000 East: 245,516 North: 608,576

▲ New WTG    \* Existing WTG    ▲ Meteorological Data    █ Obstacle

# III

## BIJLAGE: VARIANT 2A

## PARK - Main Result

Calculation: Energieopbrengst 2a

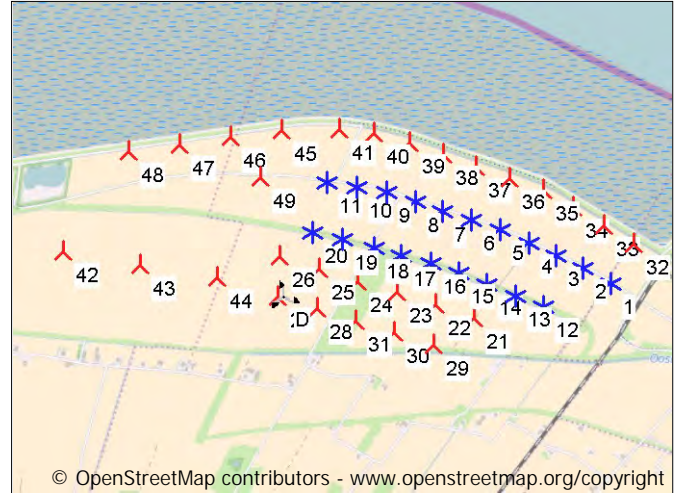
Wake Model N.O. Jensen (RISØ/EMD)

Calculation Settings  
Air density calculation mode Individual per WTG  
Result for WTG at hub altitude 1.231 kg/m<sup>3</sup> to 1.240 kg/m<sup>3</sup>  
Air density relative to standard 100.4 % to 101.3 %  
Hub altitude above sea level (asl) 98.0 m to 180.0 m  
Annual mean temperature at hub alt. 7.9 °C to 8.4 °C  
Pressure at WTGs 992.6 hPa to 1,002.5 hPa

Wake Model Parameters  
From angle To angle Terrain type Wake decay constant  
[°] [°]  
-180.0 180.0 Open farmland 0.075

Displacement heights from objects

Wake calculation settings  
Angle [°] Wind speed [m/s]  
start end step start end step  
0.5 360.0 1.0 0.5 30.5 1.0



Scale 1:75,000  
New WTG Existing WTG Meteorological Data

### Key results for height 100.0 m above ground level

Terrain Dutch Stereo-RD/NAP 2000

	X (east)	Y (north)	Name of wind distribution	Height [m]	Type	Wind energy [kWh/m <sup>2</sup> ]	Mean wind speed [m/s]
B	244,875	607,930	EmdConvwx_N53.450_E006.740 (5)	100.0	WEIBULL	5,346	8.5
D	244,875	607,930	EmdConvwx_N53.450_E006.740 (5)	200.0	WEIBULL	7,082	8.6

### Calculated Annual Energy for Wind Farm

WTG combination	Result PARK [MWh/y]	GROSS (no loss) Free WTGs [MWh/y]	Park efficiency [%]	Specific results <sup>a)</sup>			
				Capacity factor [%]	Mean WTG result [MWh/y]	Full load hours [Hours/year]	Mean wind speed @hub height [m/s]
Wind farm	672,763.4	784,751.8	85.7	40.7	13,729.9	3,569	8.7
New WTGs only	518,464.9	585,606.7	88.5	46.0	17,878.1	4,035	8.9
Existing park WTGs only	154,298.5	199,145.1	77.5	29.3	7,714.9	2,572	8.5
Existing park WTGs without new WTGs	175,430.1	199,145.1	88.1		8,771.5		
Reduction for existing park WTGs caused by new	21,131.6						

<sup>a)</sup> Based on wake reduced results, but no other losses included

### Calculated Annual Energy for each of 29 new WTGs with total 128.5 MW rated power

Links	WTG type		Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Displacement height [m]	Power curve		Annual Energy Result [MWh]	Park Efficiency [%]	Capacity factor [%]	Mean wind speed [m/s]	
	Valid	Manufact.					Type-generator	Creator					Name
21 B	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	12,591.3	85.46	41.0	8.82
22 B	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	11,919.2	80.89	38.8	8.82
23 B	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	11,685.8	79.31	38.1	8.82
24 B	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	11,623.1	78.89	37.9	8.82
25 B	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	11,775.5	79.92	38.4	8.82
26 B	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	12,400.5	84.16	40.4	8.82
27 B	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	12,962.3	87.97	42.2	8.82
28 B	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	12,706.7	86.24	41.4	8.82
29 B	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	13,155.9	89.29	42.9	8.82
30 B	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	12,765.7	86.64	41.6	8.82
31 B	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	12,698.3	86.18	41.4	8.82
32 B	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	13,122.0	89.06	42.8	8.82
33 B	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	12,501.7	84.85	40.7	8.82
34 B	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	12,293.8	83.44	40.1	8.82
35 B	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	12,171.5	82.61	39.7	8.82
36 B	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	12,105.1	82.16	39.5	8.82
37 B	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	12,139.1	82.39	39.6	8.82
38 B	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	12,139.6	82.39	39.6	8.82
39 B	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	12,159.7	82.53	39.6	8.82
40 B	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	12,283.8	83.37	40.0	8.82
41 B	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	12,547.7	85.16	40.9	8.82
42 D	No	X	10-230-10,000/1	10,000	230.0	180.0	0.0	USER	X10-230	54,162.8	97.64	61.8	9.36
43 D	No	X	10-230-10,000/1	10,000	230.0	180.0	0.0	USER	X10-230	53,295.4	96.08	60.8	9.36

To be continued on next page...

## PARK - Main Result

### Calculation: Energieopbrengst 2a

...continued from previous page

Links	WTG type		Type-generator	Power, rated	Rotor diameter	Hub height	Displacement height	Power curve		Annual Energy Result	Park Efficiency	Capacity factor	Mean wind speed
	Valid	Manufact.						Creator	Name				
44 D	No	X	10-230-10,000/1	[kW]	[m]	[m]	[m]	USER	X10-230	[MWh]	[%]	[%]	[m/s]
45 B	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	120.0	0.0	EMD	Level 0 - Calculated - 108.5 dB - 04-2013	53,019.0	95.58	60.5	9.36
46 B	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	120.0	0.0	EMD	Level 0 - Calculated - 108.5 dB - 04-2013	19,169.0	87.31	43.7	8.76
47 B	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	120.0	0.0	EMD	Level 0 - Calculated - 108.5 dB - 04-2013	19,575.6	89.16	44.7	8.76
48 B	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	120.0	0.0	EMD	Level 0 - Calculated - 108.5 dB - 04-2013	19,810.2	90.23	45.2	8.76
49 B	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	120.0	0.0	EMD	Level 0 - Calculated - 108.5 dB - 04-2013	20,408.3	92.96	46.6	8.76
										19,276.5	87.80	44.0	8.76

Annual Energy results do not include any losses apart from wake losses. Additional losses and uncertainty must be considered for an investment decision.

### Calculated Annual Energy for each of 20 existing park WTGs with total 60.0 MW rated power

Links	WTG type		Type-generator	Power, rated	Rotor diameter	Hub height	Displacement height	Power curve		Calculated prod. without new WTGs	Annual Energy After New WTGs	Decrease due to new WTGs	Park Efficiency	
	Valid	Manufact.						Creator	Name					
				[kW]	[m]	[m]	[m]			[MWh]	[MWh]	[MWh %]	[%]	
1 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	9,096.9	8,699.1	397.8	4.4	89.02
2 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,626.9	8,078.2	548.6	6.4	82.67
3 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,376.8	7,714.9	661.9	7.9	78.95
4 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,306.3	7,512.2	794.1	9.6	76.87
5 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,259.6	7,353.2	906.3	11.0	75.25
6 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,243.1	7,311.3	931.8	11.3	74.82
7 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,237.3	7,312.0	925.3	11.2	74.83
8 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,292.7	7,349.3	943.4	11.4	75.21
9 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,409.0	7,386.6	1,022.4	12.2	75.59
10 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,582.3	7,495.8	1,086.5	12.7	76.71
11 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	9,021.1	7,794.5	1,226.5	13.6	79.76
12 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,937.2	8,492.6	444.6	5.0	86.91
13 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,662.2	7,907.0	755.2	8.7	80.91
14 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,586.3	7,378.2	1,208.1	14.1	75.50
15 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,522.6	7,221.8	1,300.8	15.3	73.90
16 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,516.6	7,180.2	1,336.4	15.7	73.48
17 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,572.1	7,157.0	1,415.1	16.5	73.24
18 B	Yes	VESTAS	V90-3,000	3,000	90.0	105.0	0.0	EMD	Mode 0	9,822.2	8,113.5	1,708.7	17.4	73.71
19 B	Yes	VESTAS	V90-3,000	3,000	90.0	105.0	0.0	EMD	Mode 0	9,992.8	8,260.7	1,732.1	17.3	75.05
20 B	Yes	VESTAS	V90-3,000	3,000	90.0	105.0	0.0	EMD	Mode 0	10,366.2	8,580.3	1,786.0	17.2	77.95

### WTG siting

Dutch Stereo-RD/NAP 2000

X (east) Y (north) Z Row data/Description  
[m]

1 Exist	248,138	608,111	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000	82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (1)
2 Exist	247,862	608,259	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000	82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (2)
3 Exist	247,582	608,380	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000	82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (3)
4 Exist	247,314	608,499	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000	82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (4)
5 Exist	247,029	608,630	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000	82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (5)
6 Exist	246,742	608,714	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000	82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (6)
7 Exist	246,449	608,803	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000	82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (7)
8 Exist	246,182	608,889	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000	82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (8)
9 Exist	245,888	608,975	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000	82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (9)
10 Exist	245,593	609,025	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000	82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (10)
11 Exist	245,291	609,061	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000	82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (11)
12 Exist	247,475	607,871	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000	82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (12)
13 Exist	247,189	607,975	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000	82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (13)
14 Exist	246,906	608,082	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000	82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (14)
15 Exist	246,621	608,192	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000	82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (15)
16 Exist	246,341	608,281	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000	82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (16)
17 Exist	246,049	608,355	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000	82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (17)
18 Exist	245,777	608,418	0.0	VESTAS	V90 60Hz 3000	90.0	!O!	hub: 105.0 m (TOT: 150.0 m) (19)
19 Exist	245,461	608,501	0.0	VESTAS	V90 60Hz 3000	90.0	!O!	hub: 105.0 m (TOT: 150.0 m) (20)
20 Exist	245,155	608,563	0.0	VESTAS	V90 60Hz 3000	90.0	!O!	hub: 105.0 m (TOT: 150.0 m) (21)
21 New	246,780	607,744	0.0	ENERCON	E-101 E2 3500	101.0	!-!	hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (102.1)
22 New	246,394	607,865	0.0	ENERCON	E-101 E2 3500	101.0	!-!	hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (102.2)
23 New	246,009	607,987	0.0	ENERCON	E-101 E2 3500	101.0	!-!	hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (102.3)
24 New	245,617	608,087	0.0	ENERCON	E-101 E2 3500	101.0	!-!	hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (80.4)
25 New	245,229	608,201	0.0	ENERCON	E-101 E2 3500	101.0	!-!	hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (80.5)
26 New	244,842	608,316	0.0	ENERCON	E-101 E2 3500	101.0	!-!	hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (80.6)
27 New	244,830	607,919	0.0	ENERCON	E-101 E2 3500	101.0	!-!	hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (68.2)

To be continued on next page...

## PARK - Main Result

### Calculation: Energieopbrengst 2a

...continued from previous page

Dutch Stereo-RD/NAP 2000

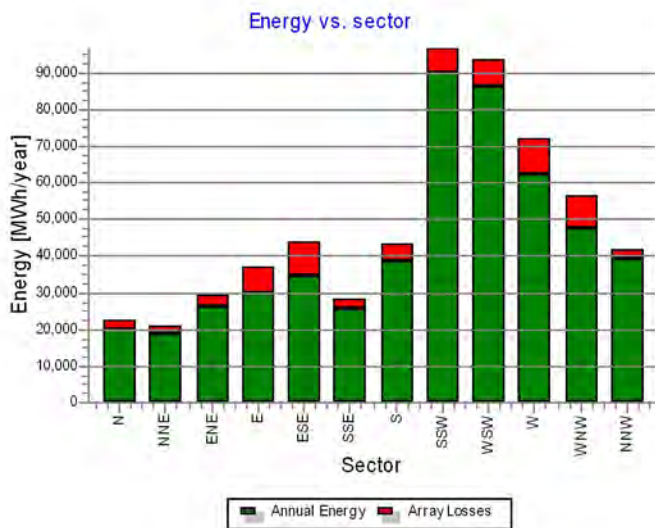
	X (east)	Y (north)	Z	Row data/Description
			[m]	
28 New	245,225	607,811	0.0	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (68.3)
29 New	246,384	607,472	0.0	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (79.1)
30 New	245,995	607,581	0.0	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (79.2)
31 New	245,606	607,690	0.0	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (79.3)
32 New	248,365	608,507	0.0	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (87.1)
33 New	248,059	608,684	0.0	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (87.2)
34 New	247,752	608,860	0.0	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (87.3)
35 New	247,451	609,028	0.0	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (88.1)
36 New	247,115	609,139	0.0	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (88.2)
37 New	246,779	609,250	0.0	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (88.3)
38 New	246,444	609,361	0.0	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (88.4)
39 New	246,108	609,472	0.0	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (88.5)
40 New	245,758	609,558	0.0	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (99.1)
41 New	245,407	609,597	0.0	ENERCON E-101 E2 3500 101.0 !-! hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (99.2)
42 New	242,682	608,328	0.0	X 10-230 10000-1 230.0 !-! hub: 180.0 m (TOT: 295.0 m) (111.1)
43 New	243,449	608,210	0.0	X 10-230 10000-1 230.0 !-! hub: 180.0 m (TOT: 295.0 m) (111.2)
44 New	244,217	608,092	0.0	X 10-230 10000-1 230.0 !-! hub: 180.0 m (TOT: 295.0 m) (111.3)
45 New	244,830	609,574	0.0	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 184.0 m) (112.1)
46 New	244,325	609,494	0.0	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 184.0 m) (112.2)
47 New	243,819	609,413	0.0	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 184.0 m) (112.3)
48 New	243,313	609,333	0.0	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 184.0 m) (112.4)
49 New	244,637	609,100	0.0	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 184.0 m) (113)



## PARK - Production Analysis

Calculation: Energieopbrengst 2aWTG: All new WTGs, Air density varies with WTG position 1.233 kg/m<sup>3</sup> - 1.243 kg/m<sup>3</sup>  
 Directional Analysis

Sector		0 N	1 NNE	2 ENE	3 E	4 ESE	5 SSE	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Total
Roughness based energy	[MWh]	22,287.3	20,889.6	29,507.1	36,924.9	43,717.1	28,200.5	43,243.1	96,687.0	93,672.6	71,955.0	56,677.5	41,845.2	585,606.4
-Decrease due to array losses	[MWh]	2,170.4	2,044.9	3,497.7	7,211.1	9,314.0	2,760.5	4,382.6	6,679.3	7,327.2	9,867.2	9,055.8	2,831.3	67,141.8
Resulting energy	[MWh]	20,116.8	18,844.7	26,009.4	29,713.8	34,403.1	25,440.0	38,860.5	90,007.7	86,345.5	62,087.7	47,621.7	39,014.0	518,464.8
Specific energy	[kWh/m <sup>2</sup> ]													1,451
Specific energy	[kWh/kW]													4,035
Decrease due to array losses	[%]	9.7	9.8	11.9	19.5	21.3	9.8	10.1	6.9	7.8	13.7	16.0	6.8	11.47
Utilization	[%]	27.6	29.0	29.1	25.3	24.2	29.4	26.2	23.6	20.8	17.5	19.3	24.0	22.7
Operational	[Hours/year]	474	451	533	601	660	492	627	1,161	1,161	981	857	696	8,694
Full Load Equivalent	[Hours/year]	157	147	202	231	268	198	302	700	672	483	371	304	4,035

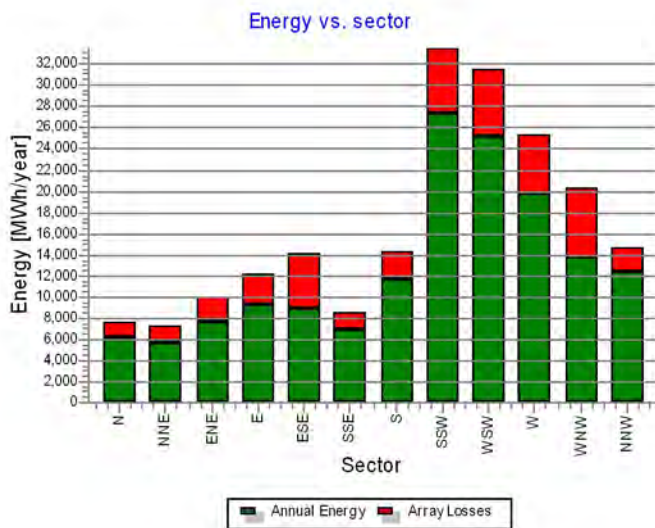




## PARK - Production Analysis

Calculation: Energieopbrengst 2aWTG: All existing WTGs, Air density varies with WTG position 1.233 kg/m<sup>3</sup> - 1.243 kg/m<sup>3</sup>  
Directional Analysis

Sector		0 N	1 NNE	2 ENE	3 E	4 ESE	5 SSE	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Total
Roughness based energy	[MWh]	7,571.2	7,227.5	9,916.7	12,150.8	14,158.0	8,479.1	14,236.5	33,499.1	31,431.4	25,436.2	20,299.7	14,738.8	199,145.1
-Decrease due to array losses	[MWh]	1,495.7	1,613.3	2,249.9	2,921.6	5,321.1	1,540.9	2,610.3	6,181.4	6,260.9	5,709.4	6,473.7	2,468.5	44,846.6
Resulting energy	[MWh]	6,075.5	5,614.2	7,666.9	9,229.3	8,837.0	6,938.2	11,626.2	27,317.7	25,170.5	19,726.8	13,826.0	12,270.3	154,298.5
Specific energy	[kWh/m <sup>2</sup> ]													1,417
Specific energy	[kWh/kW]													2,572
Decrease due to array losses	[%]	19.8	22.3	22.7	24.0	37.6	18.2	18.3	18.5	19.9	22.4	31.9	16.7	22.52
Utilization	[%]	29.6	30.1	31.1	30.4	25.2	34.9	32.1	29.0	25.3	21.5	20.5	27.0	26.4
Operational	[Hours/year]	464	445	526	591	649	481	618	1,146	1,125	952	836	680	8,513
Full Load Equivalent	[Hours/year]	101	94	128	154	147	116	194	455	420	329	230	205	2,572



### PARK - Map

Calculation: Energieopbrengst 2aWTG: All existing WTGs, Air density varies with WTG position  $1.233 \text{ kg/m}^3$  -  $1.243 \text{ kg/m}^3$



© OpenStreetMap contributors - www.openstreetmap.org/copyright

0 500 1000 1500 2000 m

Map: Open Street Map 001 , Print scale 1:40,000, Map center Dutch Stereo-RD/NAP 2000 East: 245,463 North: 608,534

▲ New WTG    \* Existing WTG    ▲ Meteorological Data    █ Obstacle

# IV

**BIJLAGE: VARIANT 2A (EXCL. TEST- EN ONTWIKKELINGSTURBINES)**

## PARK - Main Result

Calculation: Copy of Energieopbrengst 2a

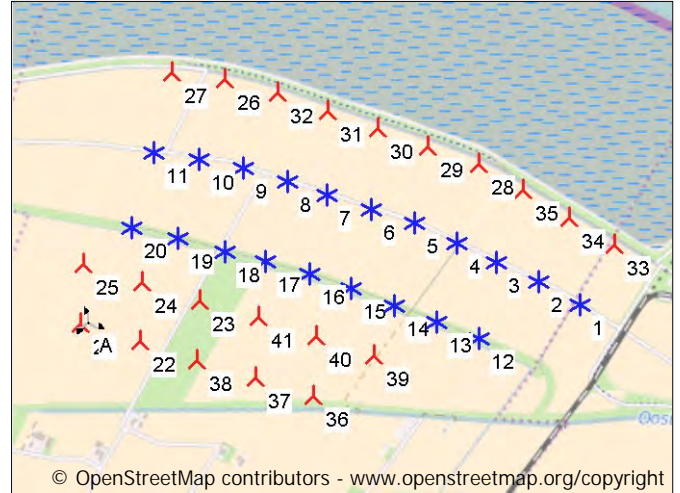
Wake Model N.O. Jensen (RISØ/EMD)

Calculation Settings  
Air density calculation mode Individual per WTG  
Result for WTG at hub altitude 1.237 kg/m<sup>3</sup> to 1.240 kg/m<sup>3</sup>  
Air density relative to standard 101.0 % to 101.3 %  
Hub altitude above sea level (asl) 98.0 m to 124.5 m  
Annual mean temperature at hub alt. 8.2 °C to 8.4 °C  
Pressure at WTGs 999.3 hPa to 1,002.5 hPa

Wake Model Parameters  
From angle To angle Terrain type Wake decay constant  
[°] [°]  
-180.0 180.0 Open farmland 0.075

Displacement heights from objects

Wake calculation settings  
Angle [°] Wind speed [m/s]  
start end step start end step  
0.5 360.0 1.0 0.5 30.5 1.0



Scale 1:50,000  
New WTG Existing WTG Meteorological Data

### Key results for height 100.0 m above ground level

Terrain Dutch Stereo-RD/NAP 2000

X (east)	Y (north)	Name of wind distribution	Height [m]	Type	Wind energy [kWh/m <sup>2</sup> ]	Mean wind speed [m/s]
A 244,875	607,930	EmdConwx_N53.450_E006.740 (5)	100.0	WEIBULL	5,346	8.5

### Calculated Annual Energy for Wind Farm

WTG combination	Result PARK [MWh/y]	GROSS (no loss) Free WTGs [MWh/y]	Park efficiency [%]	Specific results <sup>a)</sup>		Full load hours [Hours/year]	Mean wind speed @hub height [m/s]
				Capacity factor [%]	Mean WTG result [MWh/y]		
Wind farm	421,994.7	508,564.1	83.0	36.1	10,292.6	3,161	8.6
New WTGs only	264,774.2	309,419.0	85.6	41.1	12,608.3	3,602	8.8
Existing park WTGs only	157,220.5	199,145.1	78.9	29.9	7,861.0	2,620	8.5
Existing park WTGs without new WTGs	175,430.1	199,145.1	88.1		8,771.5		
Reduction for existing park WTGs caused by new	18,209.6						

<sup>a)</sup> Based on wake reduced results, but no other losses included

### Calculated Annual Energy for each of 21 new WTGs with total 73.5 MW rated power

Links	WTG type		Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Displacement height [m]	Power curve		Annual Energy Result [MWh]	Park Efficiency [%]	Capacity factor [%]	Mean wind speed [m/s]	
	Valid	Manufact.					Type-generator	Creator					Name
21 A	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	13,560.1	92.03	44.2	8.82
22 A	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	12,995.4	88.20	42.4	8.82
23 A	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	11,888.6	80.69	38.7	8.82
24 A	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	12,268.2	83.26	40.0	8.82
25 A	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	13,210.2	89.66	43.1	8.82
26 A	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	12,695.5	86.16	41.4	8.82
27 A	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	13,421.0	91.09	43.7	8.82
28 A	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	12,215.7	82.91	39.8	8.82
29 A	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	12,163.0	82.55	39.6	8.82
30 A	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	12,226.0	82.98	39.8	8.82
31 A	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	12,275.2	83.31	40.0	8.82
32 A	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	12,371.0	84.01	40.3	8.82
33 A	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	13,151.2	89.26	42.9	8.82
34 A	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	12,540.3	85.11	40.9	8.82
35 A	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	12,340.7	83.76	40.2	8.82
36 A	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	13,219.4	89.72	43.1	8.82
37 A	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	12,864.8	87.31	41.9	8.82
38 A	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	12,856.0	87.25	41.9	8.82
39 A	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	12,656.6	85.90	41.3	8.82
40 A	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	12,018.2	81.57	39.2	8.82
41 A	Yes	ENERCON	E-101 E2-3,500	3,500	101.0	124.5	0.0	EMD	Level 0 - official - OM 0s - 3500kW - 10/2015	11,830.3	80.29	38.6	8.82

Annual Energy results do not include any losses apart from wake losses. Additional losses and uncertainty must be considered for an investment decision.

## PARK - Main Result

Calculation: Copy of Energieopbrengst 2a

Calculated Annual Energy for each of 20 existing park WTGs with total 60.0 MW rated power

Links	WTG type		Type-generator	Power rated	Rotor diameter	Hub height	Displacement height	Power curve		Calculated prod. without new WTGs	Annual Energy		Park Efficiency
	Valid	Manufact.						Creator	Name		After New WTGs	Decrease due to new WTGs	
				[kW]	[m]	[m]	[m]			[MWh]	[MWh]	[MWh %]	[%]
1 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	9,096.9	8,724.5	372.4 4.1	89.28
2 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,626.9	8,104.2	522.7 6.1	82.93
3 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,376.8	7,744.0	632.9 7.6	79.25
4 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,306.3	7,546.6	759.6 9.1	77.23
5 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,259.6	7,390.4	869.1 10.5	75.63
6 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,243.1	7,357.5	885.6 10.7	75.29
7 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,237.3	7,379.7	857.6 10.4	75.52
8 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,292.7	7,458.7	834.0 10.1	76.33
9 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,409.0	7,585.6	823.3 9.8	77.63
10 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,582.3	7,855.7	726.5 8.5	80.39
11 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	9,021.1	8,432.3	588.8 6.5	86.29
12 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,937.2	8,523.2	414.0 4.6	87.22
13 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,662.2	7,946.1	716.2 8.3	81.31
14 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,586.3	7,426.4	1,159.9 13.5	76.00
15 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,522.6	7,281.0	1,241.5 14.6	74.51
16 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,516.6	7,255.9	1,260.8 14.8	74.25
17 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,572.1	7,264.4	1,307.7 15.3	74.34
18 A	Yes	VESTAS	V90-3,000	3,000	90.0	105.0	0.0	EMD	Mode 0	9,822.2	8,287.3	1,534.9 15.6	75.29
19 A	Yes	VESTAS	V90-3,000	3,000	90.0	105.0	0.0	EMD	Mode 0	9,992.8	8,557.9	1,434.9 14.4	77.75
20 A	Yes	VESTAS	V90-3,000	3,000	90.0	105.0	0.0	EMD	Mode 0	10,366.2	9,099.1	1,267.1 12.2	82.67

## WTG siting

Dutch Stereo-RD/NAP 2000

X (east) Y (north) Z Row data/Description  
[m]

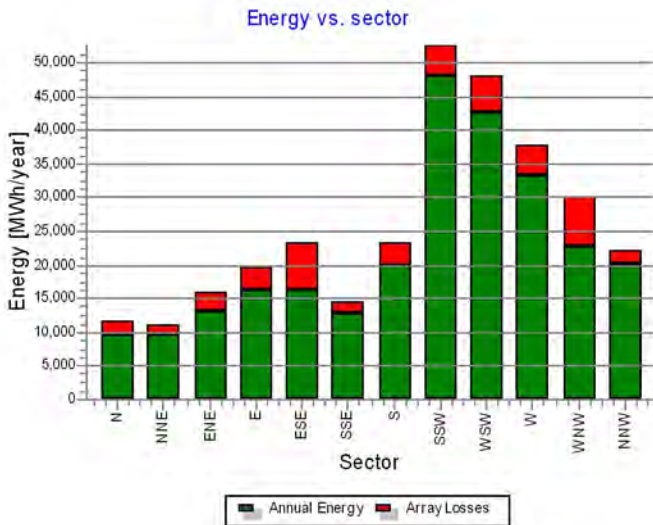
1 Exist	248,138	608,111	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (1)
2 Exist	247,862	608,259	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (2)
3 Exist	247,582	608,380	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (3)
4 Exist	247,314	608,499	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (4)
5 Exist	247,029	608,630	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (5)
6 Exist	246,742	608,714	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (6)
7 Exist	246,449	608,803	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (7)
8 Exist	246,182	608,889	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (8)
9 Exist	245,888	608,975	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (9)
10 Exist	245,593	609,025	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (10)
11 Exist	245,291	609,061	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (11)
12 Exist	247,475	607,871	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (12)
13 Exist	247,189	607,975	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (13)
14 Exist	246,906	608,082	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (14)
15 Exist	246,621	608,192	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (15)
16 Exist	246,341	608,281	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (16)
17 Exist	246,049	608,355	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (17)
18 Exist	245,777	608,418	0.0	VESTAS	V90 60Hz 3000 90.0	!O!	hub: 105.0 m (TOT: 150.0 m) (19)
19 Exist	245,461	608,501	0.0	VESTAS	V90 60Hz 3000 90.0	!O!	hub: 105.0 m (TOT: 150.0 m) (20)
20 Exist	245,155	608,563	0.0	VESTAS	V90 60Hz 3000 90.0	!O!	hub: 105.0 m (TOT: 150.0 m) (21)
21 New	244,830	607,919	0.0	ENERCON	E-101 E2 3500 101.0	!-!	hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (68.2)
22 New	245,225	607,811	0.0	ENERCON	E-101 E2 3500 101.0	!-!	hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (68.3)
23 New	245,617	608,087	0.0	ENERCON	E-101 E2 3500 101.0	!-!	hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (80.4)
24 New	245,229	608,201	0.0	ENERCON	E-101 E2 3500 101.0	!-!	hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (80.5)
25 New	244,842	608,316	0.0	ENERCON	E-101 E2 3500 101.0	!-!	hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (80.6)
26 New	245,758	609,558	0.0	ENERCON	E-101 E2 3500 101.0	!-!	hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (99.1)
27 New	245,407	609,597	0.0	ENERCON	E-101 E2 3500 101.0	!-!	hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (99.2)
28 New	247,451	609,028	0.0	ENERCON	E-101 E2 3500 101.0	!-!	hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (88.1)
29 New	247,115	609,139	0.0	ENERCON	E-101 E2 3500 101.0	!-!	hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (88.2)
30 New	246,779	609,250	0.0	ENERCON	E-101 E2 3500 101.0	!-!	hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (88.3)
31 New	246,444	609,361	0.0	ENERCON	E-101 E2 3500 101.0	!-!	hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (88.4)
32 New	246,108	609,472	0.0	ENERCON	E-101 E2 3500 101.0	!-!	hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (88.5)
33 New	248,365	608,507	0.0	ENERCON	E-101 E2 3500 101.0	!-!	hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (87.1)
34 New	248,059	608,684	0.0	ENERCON	E-101 E2 3500 101.0	!-!	hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (87.2)
35 New	247,752	608,860	0.0	ENERCON	E-101 E2 3500 101.0	!-!	hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (87.3)
36 New	246,384	607,472	0.0	ENERCON	E-101 E2 3500 101.0	!-!	hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (79.1)
37 New	245,995	607,581	0.0	ENERCON	E-101 E2 3500 101.0	!-!	hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (79.2)
38 New	245,606	607,690	0.0	ENERCON	E-101 E2 3500 101.0	!-!	hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (79.3)
39 New	246,780	607,744	0.0	ENERCON	E-101 E2 3500 101.0	!-!	hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (102.1)
40 New	246,394	607,865	0.0	ENERCON	E-101 E2 3500 101.0	!-!	hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (102.2)
41 New	246,009	607,987	0.0	ENERCON	E-101 E2 3500 101.0	!-!	hub: 124.5 m (TOT: 175.0 m) (102.3)



## PARK - Production Analysis

Calculation: Copy of Energieopbrengst 2aWTG: All new WTGs, Air density varies with WTG position 1.240 kg/m<sup>3</sup> - 1.243 kg/m<sup>3</sup>  
 Directional Analysis

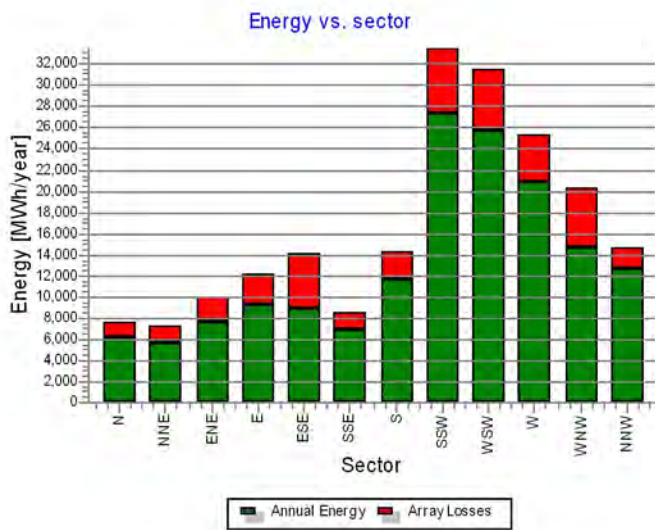
Sector		0 N	1 NNE	2 ENE	3 E	4 ESE	5 SSE	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Total
Roughness based energy	[MWh]	11,515.0	11,146.0	15,801.2	19,605.9	23,190.2	14,425.7	23,353.4	52,563.5	47,887.4	37,730.9	30,167.2	22,032.6	309,418.7
-Decrease due to array losses	[MWh]	1,740.7	1,471.0	2,665.0	3,377.5	6,985.7	1,671.7	3,463.8	4,452.6	5,209.3	4,459.3	7,367.2	1,781.1	44,644.8
Resulting energy	[MWh]	9,774.3	9,675.0	13,136.2	16,228.3	16,204.6	12,754.0	19,889.6	48,110.9	42,678.1	33,271.7	22,800.1	20,251.5	264,774.1
Specific energy	[kWh/m <sup>2</sup> ]													1,574
Specific energy	[kWh/kW]													3,602
Decrease due to array losses	[%]	15.1	13.2	16.9	17.2	30.1	11.6	14.8	8.5	10.9	11.8	24.4	8.1	14.43
Utilization	[%]	31.2	33.2	32.3	31.6	26.5	36.0	31.0	29.2	25.8	23.3	22.0	29.3	27.6
Operational	[Hours/year]	477	456	540	606	666	493	635	1,176	1,155	977	858	698	8,738
Full Load Equivalent	[Hours/year]	133	132	179	221	220	174	271	655	581	453	310	276	3,602



## PARK - Production Analysis

Calculation: Copy of Energieopbrengst 2aWTG: All existing WTGs, Air density varies with WTG position 1.240 kg/m<sup>3</sup> - 1.243 kg/m<sup>3</sup>  
Directional Analysis

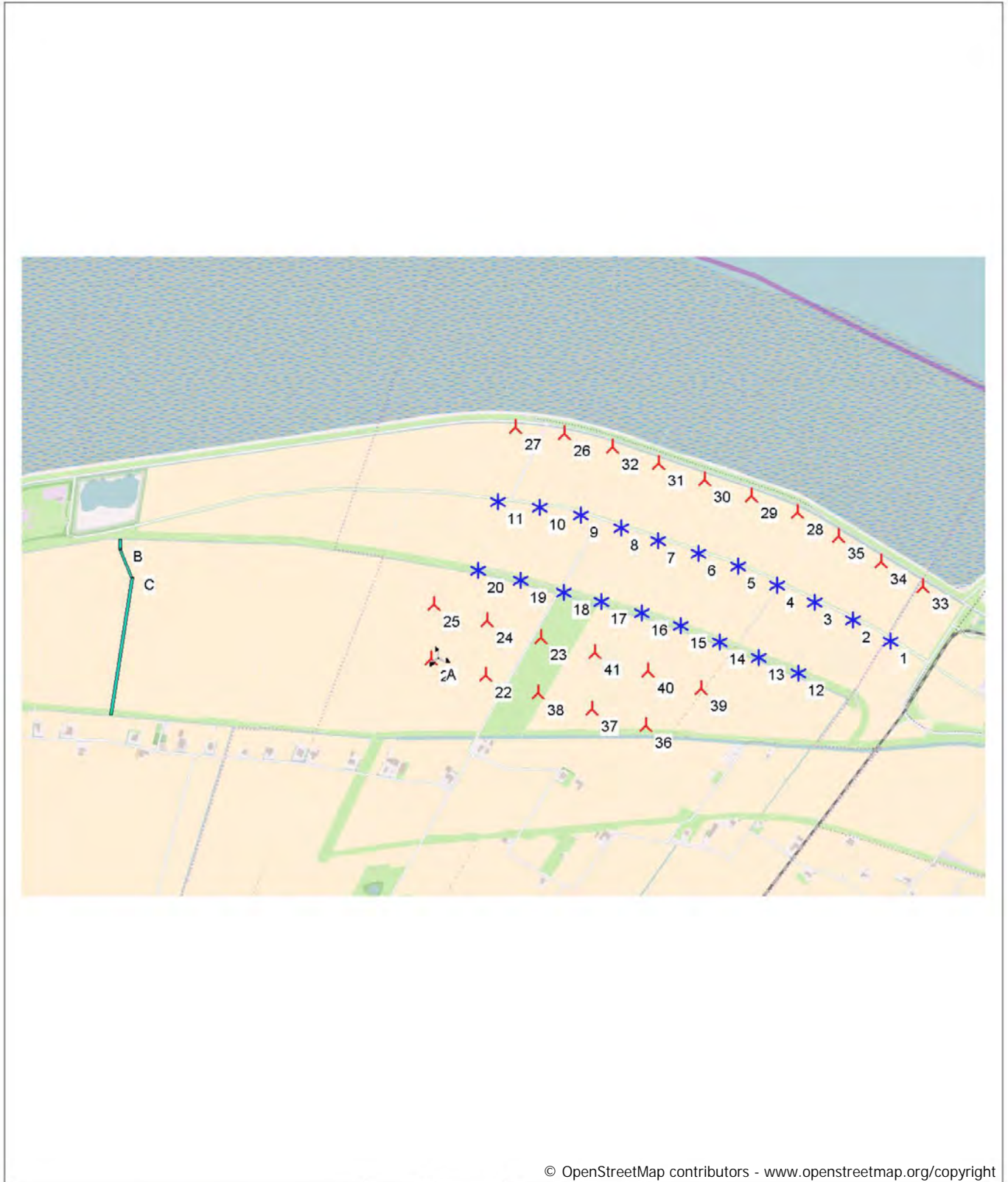
Sector		0 N	1 NNE	2 ENE	3 E	4 ESE	5 SSE	6 S	7 SSW	8 WSW	9 W	10 WNW	11 NNW	Total
Roughness based energy	[MWh]	7,571.2	7,227.5	9,916.7	12,150.8	14,158.0	8,479.1	14,236.5	33,499.1	31,431.4	25,436.2	20,299.7	14,738.8	199,145.1
-Decrease due to array losses	[MWh]	1,472.8	1,613.3	2,249.9	2,921.6	5,321.1	1,540.9	2,610.3	6,173.6	5,685.3	4,531.1	5,707.7	2,097.1	41,924.7
Resulting energy	[MWh]	6,098.4	5,614.2	7,666.9	9,229.3	8,837.0	6,938.2	11,626.2	27,325.5	25,746.1	20,905.1	14,592.0	12,641.7	157,220.5
Specific energy	[kWh/m <sup>2</sup> ]													1,444
Specific energy	[kWh/kW]													2,620
Decrease due to array losses	[%]	19.5	22.3	22.7	24.0	37.6	18.2	18.3	18.4	18.1	17.8	28.1	14.2	21.05
Utilization	[%]	29.7	30.1	31.1	30.4	25.2	34.9	32.1	29.0	25.9	22.8	21.6	27.9	26.9
Operational	[Hours/year]	464	445	526	591	649	481	618	1,146	1,125	952	836	680	8,513
Full Load Equivalent	[Hours/year]	102	94	128	154	147	116	194	455	429	348	243	211	2,620





### PARK - Map

Calculation: Copy of Energieopbrengst 2aWTG: All existing WTGs, Air density varies with WTG position 1.240 kg/m<sup>3</sup> - 1.243 kg/m<sup>3</sup>



0 500 1000 1500 2000 m

Map: Open Street Map 001 , Print scale 1:40,000, Map center Dutch Stereo-RD/NAP 2000 East: 245,463 North: 608,534

▲ New WTG    \* Existing WTG    ▲ Meteorological Data    █ Obstacle

V

**BIJLAGE: VARIANT 2B**

## PARK - Main Result

Calculation: 2b. Nuon

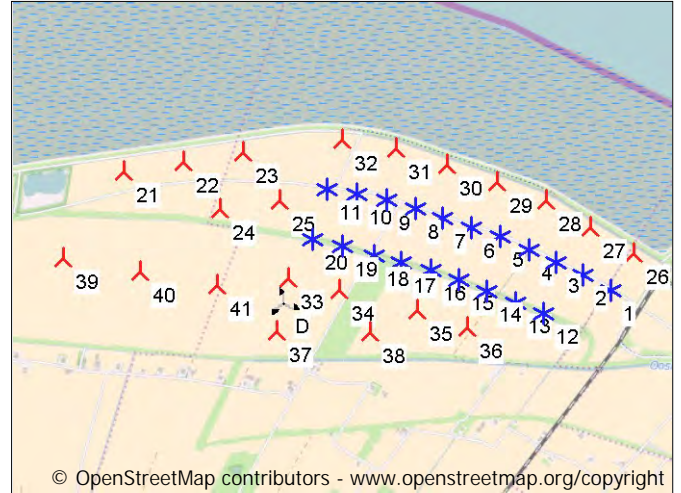
Wake Model N.O. Jensen (RISØ/EMD)

Calculation Settings  
 Air density calculation mode Individual per WTG  
 Result for WTG at hub altitude 1.231 kg/m<sup>3</sup> to 1.240 kg/m<sup>3</sup>  
 Air density relative to standard 100.4 % to 101.3 %  
 Hub altitude above sea level (asl) 98.0 m to 180.0 m  
 Annual mean temperature at hub alt. 7.9 °C to 8.4 °C  
 Pressure at WTGs 992.6 hPa to 1,002.5 hPa

Wake Model Parameters  
 Wake decay constant 0.075 Open farmland

Displacement heights from objects

Wake calculation settings  
 Angle [°] Wind speed [m/s]  
 start end step start end step  
 0.5 360.0 1.0 0.5 30.5 1.0



Scale 1:75,000  
 ▲ New WTG    ★ Existing WTG    ▲ Meteorological Data

### Key results for height 100.0 m above ground level

Terrain Dutch Stereo-RD/NAP 2000

	X (east)	Y (north)	Name of wind distribution	Height [m]	Type	Wind energy [kWh/m <sup>2</sup> ]	Mean wind speed [m/s]
B	244,875	607,930	EmdConwx_N53.450_E006.740 (5) (1)	100.0	WEIBULL	5,346	8.5
D	244,875	607,930	EmdConwx_N53.450_E006.740 (5) (1)	200.0	WEIBULL	7,082	8.6

### Calculated Annual Energy for Wind Farm

WTG combination	Result PARK [MWh/y]	GROSS (no loss) Free WTGs [MWh/y]	Park efficiency [%]	Specific results <sup>a)</sup>			
				Capacity factor [%]	Mean WTG result [MWh/y]	Full load hours [Hours/year]	Mean wind speed @hub height [m/s]
Wind farm	720,348.1	820,933.6	87.7	42.7	17,569.5	3,742	8.7
New WTGs only	563,448.8	621,788.5	90.6	48.5	26,830.9	4,252	8.8
Existing park WTGs only	156,899.4	199,145.1	78.8	29.8	7,845.0	2,615	8.5
Existing park WTGs without new WTGs	175,430.1	199,145.1	88.1		8,771.5		
Reduction for existing park WTGs caused by new	18,530.7						

<sup>a)</sup> Based on wake reduced results, but no other losses included

### Calculated Annual Energy for each of 21 new WTGs with total 132.5 MW rated power

WTG type	Links	Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Displacement height [m]	Power curve Creator	Name	Annual Energy Result [MWh]	Park Efficiency [%]	Capacity factor [%]	Mean wind speed [m/s]
21 B	No	X		7,5-150-7,500	7,500	150.0	120.0	0.0	USER	X7,5-150 EW	29,557.4	92.37	45.0	8.76
22 B	No	X		7,5-150-7,500	7,500	150.0	120.0	0.0	USER	X7,5-150 EW	28,588.0	89.34	43.5	8.76
23 B	No	X		7,5-150-7,500	7,500	150.0	120.0	0.0	USER	X7,5-150 EW	28,107.1	87.84	42.8	8.76
24 B	No	X		7,5-150-7,500	7,500	150.0	120.0	0.0	USER	X7,5-150 EW	28,068.3	87.72	42.7	8.76
25 B	No	X		7,5-150-7,500	7,500	150.0	120.0	0.0	USER	X7,5-150 EW	27,661.0	86.45	42.1	8.76
26 B	Yes	GAMESA		G132-5,000	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	20,808.0	91.58	47.5	8.76
27 B	Yes	GAMESA		G132-5,000	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	20,065.7	88.31	45.8	8.76
28 B	Yes	GAMESA		G132-5,000	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	19,810.6	87.19	45.2	8.76
29 B	Yes	GAMESA		G132-5,000	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	19,751.1	86.92	45.1	8.76
30 B	Yes	GAMESA		G132-5,000	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	19,701.5	86.71	44.9	8.76
31 B	Yes	GAMESA		G132-5,000	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	19,812.2	87.19	45.2	8.76
32 B	Yes	GAMESA		G132-5,000	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	19,966.7	87.87	45.6	8.76
33 B	Yes	GAMESA		G132-5,000	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	19,770.2	87.01	45.1	8.76
34 B	Yes	GAMESA		G132-5,000	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	19,782.9	87.06	45.1	8.76
35 B	Yes	GAMESA		G132-5,000	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	19,921.5	87.67	45.5	8.76
36 B	Yes	GAMESA		G132-5,000	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	20,715.0	91.17	47.3	8.76
37 B	Yes	GAMESA		G132-5,000	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	20,985.8	92.36	47.9	8.76
38 B	Yes	GAMESA		G132-5,000	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	20,618.3	90.74	47.0	8.76
39 D	No	X		10-230-10,000/1	10,000	230.0	180.0	0.0	USER	X10-230	54,040.1	97.42	61.6	9.36
40 D	No	X		10-230-10,000/1	10,000	230.0	180.0	0.0	USER	X10-230	53,071.7	95.67	60.5	9.36
41 D	No	X		10-230-10,000/1	10,000	230.0	180.0	0.0	USER	X10-230	52,645.8	94.91	60.1	9.36

Annual Energy results do not include any losses apart from wake losses. Additional losses and uncertainty must be considered for an investment decision.

## PARK - Main Result

Calculation: 2b. Nuon

Calculated Annual Energy for each of 20 existing park WTGs with total 60.0 MW rated power

Links	WTG type				Power, rated	Rotor diameter	Hub height	Displacement height	Power curve		Annual Energy			Park Efficiency
	Valid	Manufact.	Type-generator						Creator	Name	Calculated prod. without new WTGs	After New WTGs	Decrease due to new WTGs	
					[kW]	[m]	[m]	[m]			[MWh]	[MWh]	[MWh %]	[%]
1 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000		3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	9,096.9	8,683.1	413.8 4.5	88.86
2 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000		3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,626.9	8,080.4	546.5 6.3	82.69
3 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000		3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,376.8	7,761.1	615.7 7.4	79.42
4 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000		3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,306.3	7,577.1	729.2 8.8	77.54
5 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000		3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,259.6	7,497.6	762.0 9.2	76.73
6 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000		3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,243.1	7,422.3	820.8 10.0	75.96
7 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000		3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,237.3	7,406.1	831.2 10.1	75.79
8 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000		3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,292.7	7,423.7	869.0 10.5	75.97
9 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000		3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,409.0	7,504.5	904.5 10.8	76.80
10 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000		3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,582.3	7,602.0	980.3 11.4	77.79
11 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000		3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	9,021.1	7,708.8	1,312.2 14.5	78.89
12 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000		3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,937.2	8,516.5	420.7 4.7	87.15
13 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000		3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,662.2	8,017.0	645.2 7.4	82.04
14 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000		3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,586.3	7,593.7	992.6 11.6	77.71
15 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000		3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,522.6	7,585.5	937.0 11.0	77.63
16 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000		3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,516.6	7,424.3	1,092.4 12.8	75.98
17 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000		3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,572.1	7,489.6	1,082.5 12.6	76.64
18 B	Yes	VESTAS	V90-3,000		3,000	90.0	105.0	0.0	EMD	Mode 0	9,822.2	8,510.5	1,311.7 13.4	77.32
19 B	Yes	VESTAS	V90-3,000		3,000	90.0	105.0	0.0	EMD	Mode 0	9,992.8	8,502.9	1,490.0 14.9	77.25
20 B	Yes	VESTAS	V90-3,000		3,000	90.0	105.0	0.0	EMD	Mode 0	10,366.2	8,592.8	1,773.5 17.1	78.06

## WTG siting

Dutch Stereo-RD/NAP 2000

X (east) Y (north) Z Row data/Description  
[m]

1 Exist	248,138	608,111	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (1)
2 Exist	247,862	608,259	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (2)
3 Exist	247,582	608,380	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (3)
4 Exist	247,314	608,499	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (4)
5 Exist	247,029	608,630	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (5)
6 Exist	246,742	608,714	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (6)
7 Exist	246,449	608,803	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (7)
8 Exist	246,182	608,889	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (8)
9 Exist	245,888	608,975	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (9)
10 Exist	245,593	609,025	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (10)
11 Exist	245,291	609,061	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (11)
12 Exist	247,475	607,871	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (12)
13 Exist	247,189	607,975	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (13)
14 Exist	246,906	608,982	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (14)
15 Exist	246,621	608,192	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (15)
16 Exist	246,341	608,281	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (16)
17 Exist	246,049	608,355	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (17)
18 Exist	245,777	608,418	0.0	VESTAS V90 60Hz 3000 90.0 !O!	hub: 105.0 m (TOT: 150.0 m) (19)
19 Exist	245,461	608,501	0.0	VESTAS V90 60Hz 3000 90.0 !O!	hub: 105.0 m (TOT: 150.0 m) (20)
20 Exist	245,155	608,563	0.0	VESTAS V90 60Hz 3000 90.0 !O!	hub: 105.0 m (TOT: 150.0 m) (21)
21 New	243,269	609,200	0.0	X 7,5-150 7500 150.0 !-!	hub: 120.0 m (TOT: 195.0 m) (108.1)
22 New	243,860	609,304	0.0	X 7,5-150 7500 150.0 !-!	hub: 120.0 m (TOT: 195.0 m) (108.2)
23 New	244,451	609,409	0.0	X 7,5-150 7500 150.0 !-!	hub: 120.0 m (TOT: 195.0 m) (108.3)
24 New	244,238	608,845	0.0	X 7,5-150 7500 150.0 !-!	hub: 120.0 m (TOT: 195.0 m) (103.1)
25 New	244,829	608,944	0.0	X 7,5-150 7500 150.0 !-!	hub: 120.0 m (TOT: 195.0 m) (103.2)
26 New	248,363	608,484	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O!	hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (160)
27 New	247,923	608,738	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O!	hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (161)
28 New	247,480	608,989	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O!	hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (162)
29 New	246,989	609,162	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O!	hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (163)
30 New	246,485	609,323	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O!	hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (164)
31 New	245,980	609,481	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O!	hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (165)
32 New	245,441	609,560	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O!	hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (166)
33 New	244,928	608,169	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O!	hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (173)
34 New	245,441	608,064	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O!	hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (174)
35 New	246,220	607,881	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O!	hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (175)
36 New	246,720	607,716	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O!	hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (176)
37 New	244,824	607,644	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O!	hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (177)
38 New	245,750	607,650	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O!	hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (178)

To be continued on next page...

Project:

variant Nuon groot

Licensed user:

Witteveen+Bos

Van Twickelostraat 2

NL-7411 SC DEVENTER

+31 570 69 76 76

Witteveen+Bos / licenses@witteveenbos.com

Calculated:

11/4/2016 10:52 AM/3.0.639

## PARK - Main Result

Calculation: 2b. Nuon

...continued from previous page

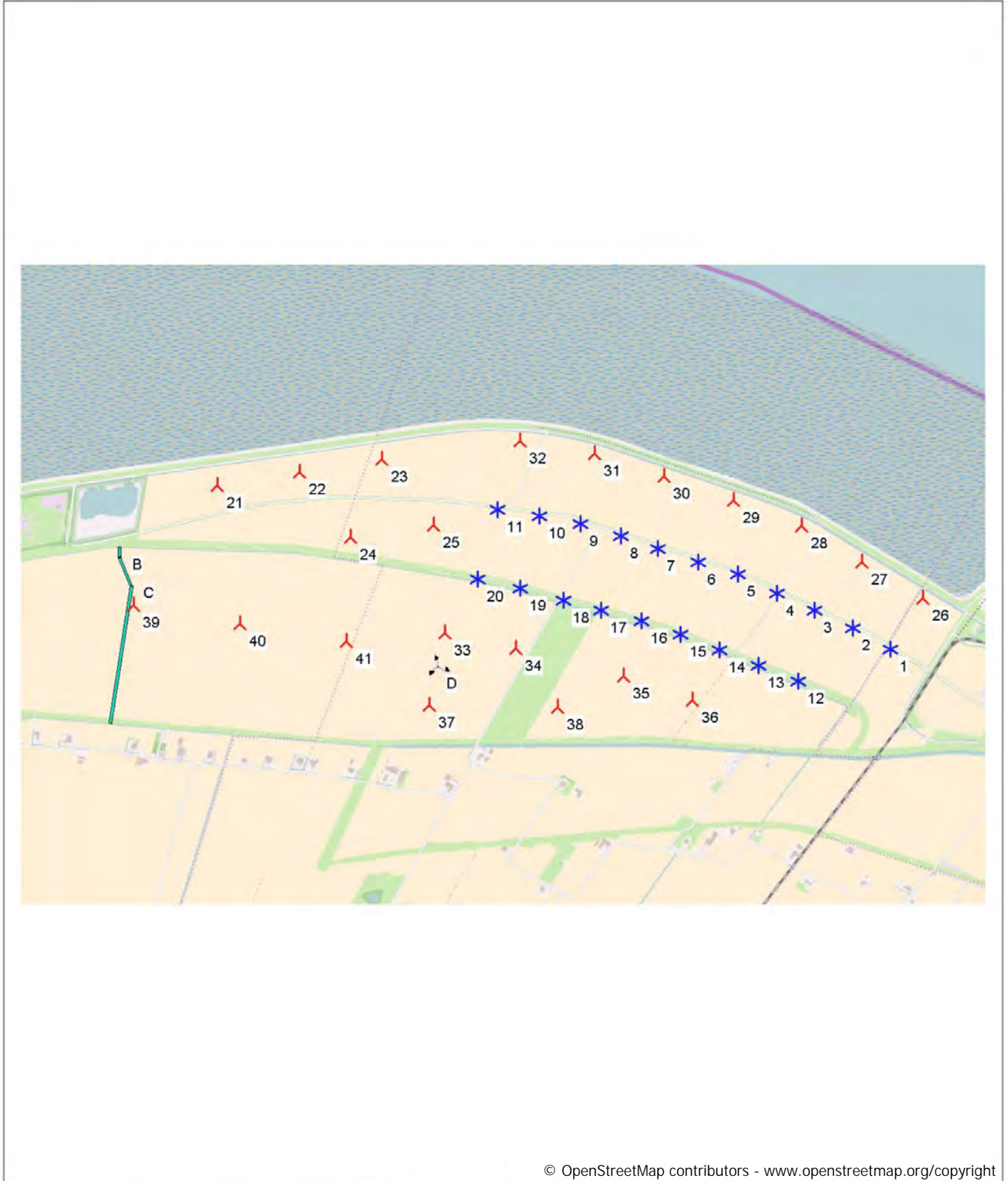
Dutch Stereo-RD/NAP 2000

	X (east)	Y (north)	Z	Row data/Description
			[m]	
39 New	242,682	608,328	0.0 X	10-230 10000-1 230.0 !-! hub: 180.0 m (TOT: 295.0 m) (183.1)
40 New	243,449	608,210	0.0 X	10-230 10000-1 230.0 !-! hub: 180.0 m (TOT: 295.0 m) (183.2)
41 New	244,217	608,092	0.0 X	10-230 10000-1 230.0 !-! hub: 180.0 m (TOT: 295.0 m) (183.3)



### PARK - Map

Calculation: 2b. Nuon



0 500 1000 1500 2000 m

Map: Open Street Map 001 , Print scale 1:40,000, Map center Dutch Stereo-RD/NAP 2000 East: 245,461 North: 608,602

▲ New WTG    \* Existing WTG    ▲ Meteorological Data    🚧 Obstacle

# VI

## BIJLAGE: VARIANT 2B (EXCL. TEST- EN ONTWIKKELINGSTURBINES)



Project:

variant Nuon groot

Licensed user:

Witteveen+Bos  
 Van Twickelostraat 2  
 NL-7411 SC DEVENTER  
 +31 570 69 76 76  
 Witteveen+Bos / licenses@witteveenbos.com  
 Calculated:  
 11/4/2016 10:56 AM/3.0.639

## PARK - Main Result

Calculation: 2b. Nuon zonder prototype

Wake Model N.O. Jensen (RISØ/EMD)

### Calculation Settings

Air density calculation mode Individual per WTG  
 Result for WTG at hub altitude 1.238 kg/m<sup>3</sup> to 1.240 kg/m<sup>3</sup>  
 Air density relative to standard 101.0 % to 101.3 %  
 Hub altitude above sea level (asl) 98.0 m to 120.0 m  
 Annual mean temperature at hub alt. 8.3 °C to 8.4 °C  
 Pressure at WTGs 999.9 hPa to 1,002.5 hPa

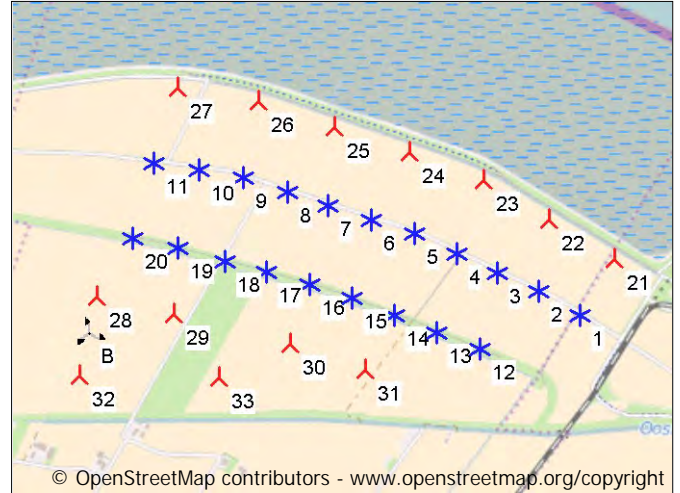
### Wake Model Parameters

Wake decay constant 0.075 Open farmland

### Displacement heights from objects

### Wake calculation settings

Angle [°]	Wind speed [m/s]
start end step	start end step
0.5 360.0 1.0	0.5 30.5 1.0



Scale 1:50,000  
 ▲ New WTG    \* Existing WTG    ▲ Meteorological Data

## Key results for height 100.0 m above ground level

Terrain Dutch Stereo-RD/NAP 2000

X (east)	Y (north)	Name of wind distribution	Height [m]	Type	Wind energy [kWh/m <sup>2</sup> ]	Mean wind speed [m/s]
B 244,875	607,930	EmdConwx_N53.450_E006.740 (5) (1)	100.0	WEIBULL	5,346	8.5

## Calculated Annual Energy for Wind Farm

WTG combination	Specific results <sup>a)</sup>						
	Result PARK [MWh/y]	GROSS (no loss) Free WTGs [MWh/y]	Park efficiency [%]	Capacity factor [%]	Mean WTG result [MWh/y]	Full load hours [Hours/year]	Mean wind speed @hub height [m/s]
Wind farm	428,439.8	494,531.2	86.6	39.1	12,983.0	3,428	8.6
New WTGs only	267,523.4	295,386.1	90.6	47.0	20,578.7	4,116	8.8
Existing park WTGs only	160,916.4	199,145.1	80.8	30.6	8,045.8	2,682	8.5
Existing park WTGs without new WTGs	175,430.1	199,145.1	88.1		8,771.5		
Reduction for existing park WTGs caused by new	14,513.7						

<sup>a)</sup> Based on wake reduced results, but no other losses included

## Calculated Annual Energy for each of 13 new WTGs with total 65.0 MW rated power

WTG type		Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Displacement height [m]	Power curve Creator	Name	Annual Energy Park						
Links	Valid							Manufact.	Type-generator	Result [MWh]	Efficiency [%]	Capacity factor [%]	Mean wind speed [m/s]	
21	B	Yes	GAMESA	G132-5,000	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	20,868.0	91.84	47.6	8.76
22	B	Yes	GAMESA	G132-5,000	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	20,150.7	88.68	46.0	8.76
23	B	Yes	GAMESA	G132-5,000	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	19,917.7	87.66	45.4	8.76
24	B	Yes	GAMESA	G132-5,000	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	19,911.4	87.63	45.4	8.76
25	B	Yes	GAMESA	G132-5,000	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	19,977.0	87.92	45.6	8.76
26	B	Yes	GAMESA	G132-5,000	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	20,279.2	89.25	46.3	8.76
27	B	Yes	GAMESA	G132-5,000	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	21,096.7	92.85	48.1	8.76
28	B	Yes	GAMESA	G132-5,000	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	21,016.1	92.49	47.9	8.76
29	B	Yes	GAMESA	G132-5,000	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	20,404.0	89.80	46.6	8.76
30	B	Yes	GAMESA	G132-5,000	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	20,193.7	88.87	46.1	8.76
31	B	Yes	GAMESA	G132-5,000	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	20,860.6	91.81	47.6	8.76
32	B	Yes	GAMESA	G132-5,000	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	21,820.1	96.03	49.8	8.76
33	B	Yes	GAMESA	G132-5,000	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	21,028.1	92.55	48.0	8.76

Annual Energy results do not include any losses apart from wake losses. Additional losses and uncertainty must be considered for an investment decision.

## PARK - Main Result

Calculation: 2b. Nuon zonder prototype

Calculated Annual Energy for each of 20 existing park WTGs with total 60.0 MW rated power

Links	WTG type		Type-generator	Power, rated	Rotor diameter	Hub height	Displacement height	Power curve		Annual Energy			Park Efficiency
	Valid	Manufact.						Creator	Name	Calculated prod. without new WTGs	After New WTGs	Decrease due to new WTGs	
				[kW]	[m]	[m]	[m]			[MWh]	[MWh]	[MWh %]	[%]
1 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	9,096.9	8,720.3	376.6 4.1	89.24
2 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,626.9	8,117.7	509.2 5.9	83.07
3 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,376.8	7,805.1	571.7 6.8	79.87
4 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,306.3	7,633.9	672.4 8.1	78.12
5 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,259.6	7,548.9	710.7 8.6	77.25
6 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,243.1	7,490.3	752.8 9.1	76.65
7 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,237.3	7,506.8	730.5 8.9	76.82
8 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,292.7	7,571.7	721.0 8.7	77.48
9 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,409.0	7,726.1	682.9 8.1	79.06
10 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,582.3	8,006.5	575.8 6.7	81.93
11 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	9,021.1	8,532.9	488.2 5.4	87.32
12 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,937.2	8,555.4	381.8 4.3	87.55
13 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,662.2	8,066.0	596.2 6.9	82.54
14 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,586.3	7,656.9	929.4 10.8	78.36
15 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,522.6	7,658.9	863.7 10.1	78.38
16 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,516.6	7,520.4	996.2 11.7	76.96
17 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,572.1	7,636.9	935.2 10.9	78.15
18 B	Yes	VESTAS	V90-3,000	3,000	90.0	105.0	0.0	EMD	Mode 0	9,822.2	8,773.6	1,048.6 10.7	79.71
19 B	Yes	VESTAS	V90-3,000	3,000	90.0	105.0	0.0	EMD	Mode 0	9,992.8	8,957.1	1,035.7 10.4	81.38
20 B	Yes	VESTAS	V90-3,000	3,000	90.0	105.0	0.0	EMD	Mode 0	10,366.2	9,431.1	935.2 9.0	85.68

## WTG siting

Dutch Stereo-RD/NAP 2000

	X (east)	Y (north)	Z [m]	Row data/Description
1 Exist	248,138	608,111	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (1)
2 Exist	247,862	608,259	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (2)
3 Exist	247,582	608,380	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (3)
4 Exist	247,314	608,499	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (4)
5 Exist	247,029	608,630	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (5)
6 Exist	246,742	608,714	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (6)
7 Exist	246,449	608,803	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (7)
8 Exist	246,182	608,889	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (8)
9 Exist	245,888	608,975	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (9)
10 Exist	245,593	609,025	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (10)
11 Exist	245,291	609,061	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (11)
12 Exist	247,475	607,871	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (12)
13 Exist	247,189	607,975	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (13)
14 Exist	246,906	608,982	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (14)
15 Exist	246,621	608,192	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (15)
16 Exist	246,341	608,281	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (16)
17 Exist	246,049	608,355	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (17)
18 Exist	245,777	608,418	0.0	VESTAS V90 60Hz 3000 90.0 !O! hub: 105.0 m (TOT: 150.0 m) (19)
19 Exist	245,461	608,501	0.0	VESTAS V90 60Hz 3000 90.0 !O! hub: 105.0 m (TOT: 150.0 m) (20)
20 Exist	245,155	608,563	0.0	VESTAS V90 60Hz 3000 90.0 !O! hub: 105.0 m (TOT: 150.0 m) (21)
21 New	248,363	608,484	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (160)
22 New	247,923	608,738	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (161)
23 New	247,480	608,989	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (162)
24 New	246,989	609,162	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (163)
25 New	246,485	609,323	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (164)
26 New	245,980	609,481	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (165)
27 New	245,441	609,560	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (166)
28 New	244,928	608,169	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (173)
29 New	245,441	608,064	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (174)
30 New	246,220	607,881	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (175)
31 New	246,720	607,716	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (176)
32 New	244,824	607,644	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (177)
33 New	245,750	607,650	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (178)

### PARK - Map





Calculation: 2b. Nuon zonder prototype



© OpenStreetMap contributors - www.openstreetmap.org/copyright

0 500 1000 1500 2000 m

Map: Open Street Map 001 , Print scale 1:40,000, Map center Dutch Stereo-RD/NAP 2000 East: 245,461 North: 608,602

 New WTG     Existing WTG     Meteorological Data     Obstacle

# VII

## BIJLAGE: VARIANT 2C



## PARK - Main Result

Calculation: 2c. Nuon

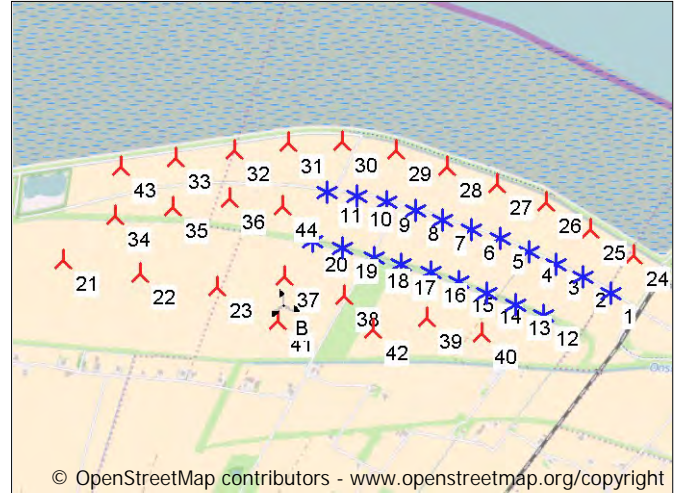
Wake Model N.O. Jensen (RISØ/EMD)

Calculation Settings  
Air density calculation mode Individual per WTG  
Result for WTG at hub altitude 1.231 kg/m<sup>3</sup> to 1.240 kg/m<sup>3</sup>  
Air density relative to standard 100.4 % to 101.3 %  
Hub altitude above sea level (asl) 98.0 m to 180.0 m  
Annual mean temperature at hub alt. 7.9 °C to 8.4 °C  
Pressure at WTGs 992.6 hPa to 1,002.5 hPa

Wake Model Parameters  
From angle To angle Terrain type Wake decay constant  
[°] [°]  
-180.0 180.0 Open farmland 0.075

Displacement heights from objects

Wake calculation settings  
Angle [°] Wind speed [m/s]  
start end step start end step  
0.5 360.0 1.0 0.5 30.5 1.0



Scale 1:75,000  
New WTG Existing WTG Meteorological Data

### Key results for height 100.0 m above ground level

Terrain Dutch Stereo-RD/NAP 2000

	X (east)	Y (north)	Name of wind distribution	Height [m]	Type	Wind energy [kWh/m <sup>2</sup> ]	Mean wind speed [m/s]
A	244,875	607,930	EmdConwx_N53.450_E006.740 (5) (1)	100.0	WEIBULL	5,346	8.5
B	244,875	607,930	EmdConwx_N53.450_E006.740 (5) (1)	200.0	WEIBULL	7,082	8.6

### Calculated Annual Energy for Wind Farm

WTG combination	Result PARK [MWh/y]	GROSS (no loss) Free WTGs [MWh/y]	Park efficiency [%]	Specific results <sup>a)</sup>			
				Capacity factor [%]	Mean WTG result [MWh/y]	Full load hours [Hours/year]	Mean wind speed @hub height [m/s]
Wind farm	736,253.2	842,721.3	87.4	43.1	16,733.0	3,776	8.7
New WTGs only	579,564.7	643,576.2	90.1	49.0	24,148.5	4,293	8.8
Existing park WTGs only	156,688.5	199,145.1	78.7	29.8	7,834.4	2,611	8.5
Existing park WTGs without new WTGs	175,430.1	199,145.1	88.1		8,771.5		
Reduction for existing park WTGs caused by new	18,741.6						

<sup>a)</sup> Based on wake reduced results, but no other losses included

### Calculated Annual Energy for each of 24 new WTGs with total 135.0 MW rated power

WTG type	Links	Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Displacement height [m]	Power curve Creator	Name	Annual Energy			
											Result [MWh]	Park Efficiency [%]	Capacity factor [%]	Mean wind speed [m/s]
21 B	No	X		10-230-10,000/1	10,000	230.0	180.0	0.0	USER	X10-230	53,918.8	97.20	61.5	9.36
22 B	No	X		10-230-10,000/1	10,000	230.0	180.0	0.0	USER	X10-230	52,841.1	95.26	60.3	9.36
23 B	No	X		10-230-10,000/1	10,000	230.0	180.0	0.0	USER	X10-230	52,502.3	94.65	59.9	9.36
24 A	Yes	GAMESA		G132-5,000	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	20,805.2	91.56	47.5	8.76
25 A	Yes	GAMESA		G132-5,000	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	20,043.5	88.21	45.7	8.76
26 A	Yes	GAMESA		G132-5,000	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	19,824.4	87.25	45.2	8.76
27 A	Yes	GAMESA		G132-5,000	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	19,762.0	86.97	45.1	8.76
28 A	Yes	GAMESA		G132-5,000	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	19,721.7	86.80	45.0	8.76
29 A	Yes	GAMESA		G132-5,000	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	19,749.8	86.92	45.1	8.76
30 A	Yes	GAMESA		G132-5,000	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	19,714.2	86.76	45.0	8.76
31 A	Yes	GAMESA		G132-5,000	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	19,753.9	86.94	45.1	8.76
32 A	Yes	GAMESA		G132-5,000	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	19,764.5	86.98	45.1	8.76
33 A	Yes	GAMESA		G132-5,000	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	19,880.6	87.49	45.4	8.76
34 A	Yes	GAMESA		G132-5,000	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	20,346.3	89.54	46.4	8.76
35 A	Yes	GAMESA		G132-5,000	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	19,636.8	86.42	44.8	8.76
36 A	Yes	GAMESA		G132-5,000	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	19,480.2	85.73	44.4	8.76
37 A	Yes	GAMESA		G132-5,000	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	19,691.2	86.66	44.9	8.76
38 A	Yes	GAMESA		G132-5,000	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	19,806.9	87.17	45.2	8.76
39 A	Yes	GAMESA		G132-5,000	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	20,240.8	89.08	46.2	8.76
40 A	Yes	GAMESA		G132-5,000	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	20,804.8	91.56	47.5	8.76
41 A	Yes	GAMESA		G132-5,000	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	20,794.8	91.52	47.4	8.76

To be continued on next page...

## PARK - Main Result

### Calculation: 2c. Nuon

...continued from previous page

Links	Valid	WTG type Manufact.	Type-generator	Power, rated	Rotor diameter	Hub height	Displacement height	Power curve Creator	Name	Annual Energy	Park	Capacity factor	Mean wind speed
										Result	Efficiency		
										[MWh]	[%]	[%]	[m/s]
42 A	Yes	GAMESA	G132-5,000	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	20,571.1	90.53	46.9	8.76
43 A	Yes	GAMESA	G132-5,000	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	20,499.4	90.22	46.8	8.76
44 A	Yes	GAMESA	G132-5,000	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	19,410.3	85.42	44.3	8.76

Annual Energy results do not include any losses apart from wake losses. Additional losses and uncertainty must be considered for an investment decision.

### Calculated Annual Energy for each of 20 existing park WTGs with total 60.0 MW rated power

Links	Valid	WTG type Manufact.	Type-generator	Power, rated	Rotor diameter	Hub height	Displacement height	Power curve Creator	Name	Annual Energy	Park	Efficiency		
										Calculated prod. without new WTGs	After New WTGs		Decrease due to new WTGs	
										[MWh]	[MWh]	[MWh %]	[%]	
1 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	9,096.9	8,661.7	435.2	4.8	88.64
2 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,626.9	8,073.3	553.5	6.4	82.62
3 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,376.8	7,724.8	652.0	7.8	79.05
4 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,306.3	7,541.0	765.2	9.2	77.17
5 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,259.6	7,492.5	767.1	9.3	76.67
6 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,243.1	7,414.1	829.0	10.1	75.87
7 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,237.3	7,448.7	788.6	9.6	76.22
8 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,292.7	7,414.2	878.5	10.6	75.87
9 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,409.0	7,477.7	931.3	11.1	76.52
10 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,582.3	7,530.5	1,051.7	12.3	77.06
11 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	9,021.1	7,613.3	1,407.7	15.6	77.91
12 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,937.2	8,442.9	494.3	5.5	86.40
13 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,662.2	7,882.0	780.2	9.0	80.66
14 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,586.3	7,691.9	894.4	10.4	78.71
15 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,522.6	7,555.3	967.2	11.3	77.32
16 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,516.6	7,574.3	942.3	11.1	77.51
17 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,572.1	7,510.1	1,062.1	12.4	76.85
18 A	Yes	VESTAS	V90-3,000	3,000	90.0	105.0	0.0	EMD	Mode 0	9,822.2	8,488.6	1,333.6	13.6	77.12
19 A	Yes	VESTAS	V90-3,000	3,000	90.0	105.0	0.0	EMD	Mode 0	9,992.8	8,592.4	1,400.5	14.0	78.06
20 A	Yes	VESTAS	V90-3,000	3,000	90.0	105.0	0.0	EMD	Mode 0	10,366.2	8,559.2	1,807.1	17.4	77.76

### WTG siting

Dutch Stereo-RD/NAP 2000

X (east) Y (north) Z Row data/Description  
[m]

1 Exist	248,138	608,111	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (1)
2 Exist	247,862	608,259	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (2)
3 Exist	247,582	608,380	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (3)
4 Exist	247,314	608,499	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (4)
5 Exist	247,029	608,630	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (5)
6 Exist	246,742	608,714	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (6)
7 Exist	246,449	608,803	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (7)
8 Exist	246,182	608,889	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (8)
9 Exist	245,888	608,975	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (9)
10 Exist	245,593	609,025	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (10)
11 Exist	245,291	609,061	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (11)
12 Exist	247,475	607,871	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (12)
13 Exist	247,189	607,975	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (13)
14 Exist	246,906	608,082	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (14)
15 Exist	246,621	608,192	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (15)
16 Exist	246,341	608,281	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (16)
17 Exist	246,049	608,355	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (17)
18 Exist	245,777	608,418	0.0	VESTAS	V90 60Hz 3000 90.0	!O!	hub: 105.0 m (TOT: 150.0 m) (19)
19 Exist	245,461	608,501	0.0	VESTAS	V90 60Hz 3000 90.0	!O!	hub: 105.0 m (TOT: 150.0 m) (20)
20 Exist	245,155	608,563	0.0	VESTAS	V90 60Hz 3000 90.0	!O!	hub: 105.0 m (TOT: 150.0 m) (21)
21 New	242,682	608,328	0.0	X	10-230 10000-1 230.0	!-!	hub: 180.0 m (TOT: 295.0 m) (183.1)
22 New	243,449	608,210	0.0	X	10-230 10000-1 230.0	!-!	hub: 180.0 m (TOT: 295.0 m) (183.2)
23 New	244,217	608,092	0.0	X	10-230 10000-1 230.0	!-!	hub: 180.0 m (TOT: 295.0 m) (183.3)
24 New	248,363	608,484	0.0	GAMESA	G132 5000 132.0	!O!	hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (215)
25 New	247,923	608,738	0.0	GAMESA	G132 5000 132.0	!O!	hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (216)
26 New	247,480	608,989	0.0	GAMESA	G132 5000 132.0	!O!	hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (217)

To be continued on next page...

Project:

variant Nuon 2c

Licensed user:

Witteveen+Bos

Van Twickelostraat 2

NL-7411 SC DEVENTER

+31 570 69 76 76

Witteveen+Bos / licenses@witteveenbos.com

Calculated:

11/4/2016 11:31 AM/3.0.639

## PARK - Main Result

Calculation: 2c. Nuon

...continued from previous page

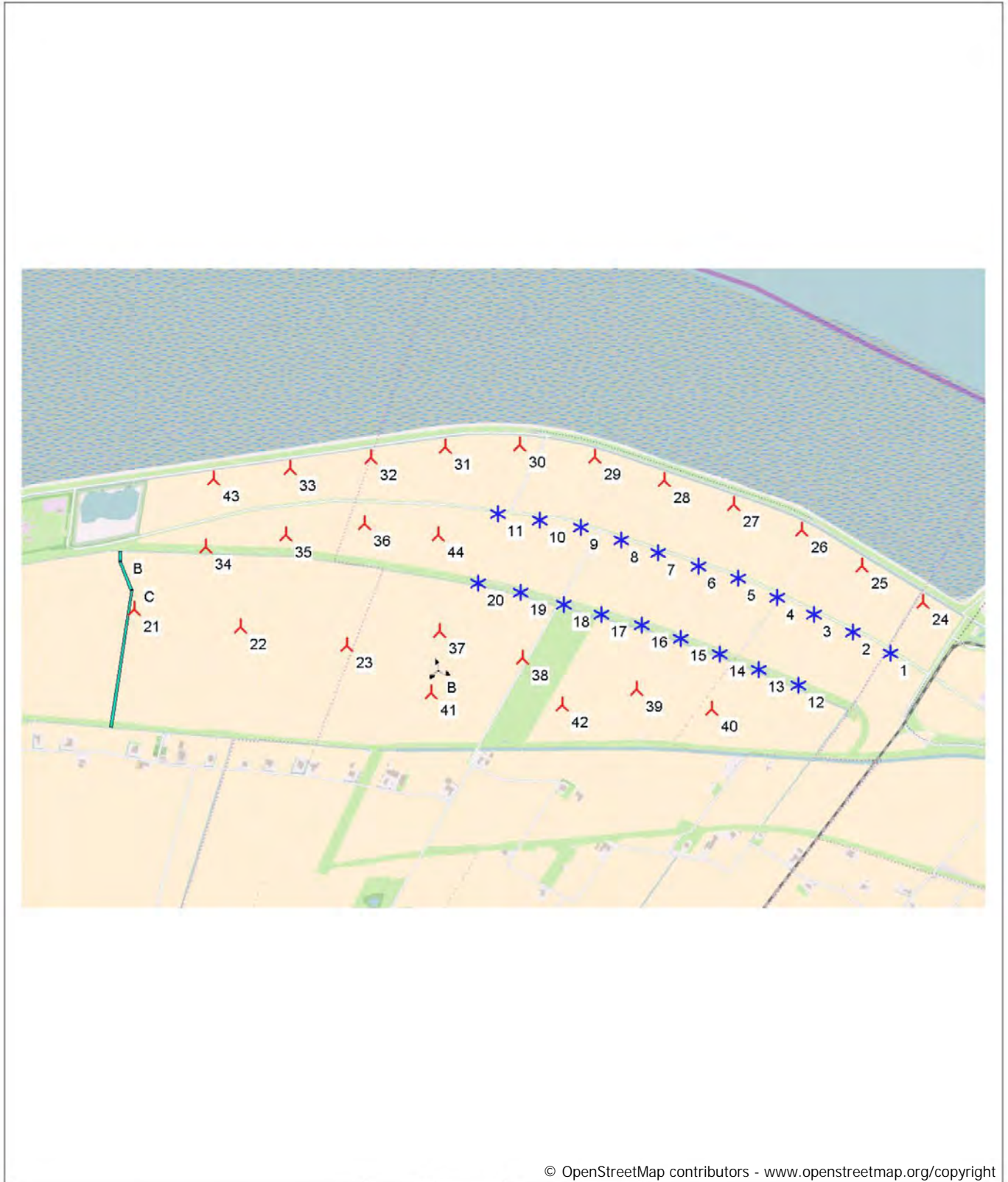
Dutch Stereo-RD/NAP 2000

	X (east)	Y (north)	Z	Row data/Description
			[m]	
27 New	246,989	609,162	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (218)
28 New	246,485	609,323	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (219)
29 New	245,980	609,481	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (220)
30 New	245,441	609,560	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (221)
31 New	244,901	609,536	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (222)
32 New	244,366	609,450	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (223)
33 New	243,785	609,361	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (224)
34 New	243,191	608,782	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (225)
35 New	243,763	608,879	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (226)
36 New	244,331	608,973	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (227)
37 New	244,887	608,208	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (228)
38 New	245,487	608,025	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (229)
39 New	246,315	607,819	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (230)
40 New	246,858	607,685	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (231)
41 New	244,833	607,764	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (232)
42 New	245,781	607,697	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (233)
43 New	243,239	609,272	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (234)
44 New	244,861	608,902	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (235)



### PARK - Map

Calculation: 2c. Nuon



Map: Open Street Map 001 , Print scale 1:40,000, Map center Dutch Stereo-RD/NAP 2000 East: 245,461 North: 608,622  
▲ New WTG   \* Existing WTG   ▲ Meteorological Data   ▲ Obstacle

# VIII

BIJLAGE: VARIANT 2C (EXCL. TEST- EN ONTWIKKELINGSTURBINES)

## PARK - Main Result

Calculation: 2c. Nuon zonder prototype

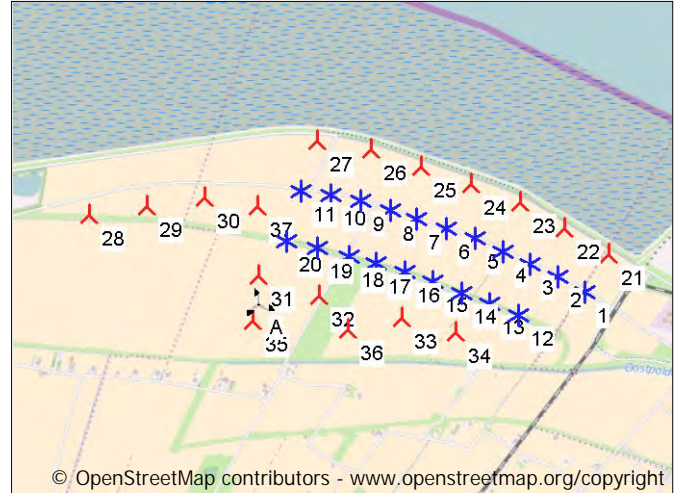
Wake Model N.O. Jensen (RISØ/EMD)

Calculation Settings  
Air density calculation mode Individual per WTG  
Result for WTG at hub altitude 1.238 kg/m<sup>3</sup> to 1.240 kg/m<sup>3</sup>  
Air density relative to standard 101.0 % to 101.3 %  
Hub altitude above sea level (asl) 98.0 m to 120.0 m  
Annual mean temperature at hub alt. 8.3 °C to 8.4 °C  
Pressure at WTGs 999.9 hPa to 1,002.5 hPa

Wake Model Parameters  
From angle To angle Terrain type Wake decay constant  
[°] [°]  
-180.0 180.0 Open farmland 0.075

Displacement heights from objects

Wake calculation settings  
Angle [°] Wind speed [m/s]  
start end step start end step  
0.5 360.0 1.0 0.5 30.5 1.0



Scale 1:75,000  
New WTG Existing WTG Meteorological Data

### Key results for height 100.0 m above ground level

Terrain Dutch Stereo-RD/NAP 2000

X (east)	Y (north)	Name of wind distribution	Height [m]	Type	Wind energy [kWh/m <sup>2</sup> ]	Mean wind speed [m/s]
A 244,875	607,930	EmdConwx_N53.450_E006.740 (5) (1)	100.0	WEIBULL	5,346	8.5

### Calculated Annual Energy for Wind Farm

WTG combination	Result		GROSS (no loss) Free WTGs [MWh/y]	Park efficiency [%]	Specific results <sup>a)</sup>		Mean wind speed @hub height [m/s]
	PARK [MWh/y]	Capacity factor [%]			Mean WTG result [MWh/y]	Full load hours [Hours/year]	
Wind farm	510,134.1	40.1	585,419.2	87.1	13,787.4	3,518	8.6
New WTGs only	350,911.4	47.1	386,274.1	90.8	20,641.8	4,128	8.8
Existing park WTGs only	159,222.7	30.3	199,145.1	80.0	7,961.1	2,654	8.5
Existing park WTGs without new WTGs	175,430.1		199,145.1	88.1	8,771.5		
Reduction for existing park WTGs caused by new	16,207.3						

<sup>a)</sup> Based on wake reduced results, but no other losses included

### Calculated Annual Energy for each of 17 new WTGs with total 85.0 MW rated power

Links	WTG type		Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Displacement height [m]	Power curve Creator	Name	Annual Energy Park			
	Valid	Manufact.							Type-generator	Result [MWh]	Efficiency [%]	Capacity factor [%]
21 A	Yes	GAMESA	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	20,848.9	91.76	47.6	8.76
22 A	Yes	GAMESA	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	20,103.2	88.47	45.9	8.76
23 A	Yes	GAMESA	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	19,889.2	87.53	45.4	8.76
24 A	Yes	GAMESA	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	19,855.6	87.38	45.3	8.76
25 A	Yes	GAMESA	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	19,888.9	87.53	45.4	8.76
26 A	Yes	GAMESA	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	20,060.6	88.29	45.8	8.76
27 A	Yes	GAMESA	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	20,574.5	90.55	46.9	8.76
28 A	Yes	GAMESA	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	22,014.6	96.89	50.2	8.76
29 A	Yes	GAMESA	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	21,482.5	94.55	49.0	8.76
30 A	Yes	GAMESA	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	21,089.7	92.82	48.1	8.76
31 A	Yes	GAMESA	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	20,580.5	90.58	47.0	8.76
32 A	Yes	GAMESA	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	20,245.0	89.10	46.2	8.76
33 A	Yes	GAMESA	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	20,411.8	89.83	46.6	8.76
34 A	Yes	GAMESA	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	20,896.8	91.97	47.7	8.76
35 A	Yes	GAMESA	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	21,464.1	94.46	49.0	8.76
36 A	Yes	GAMESA	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	20,847.0	91.75	47.6	8.76
37 A	Yes	GAMESA	5,000	132.0	120.0	0.0	USER	Level 0 - Calculated - 107.5 dB	20,658.4	90.92	47.1	8.76

Annual Energy results do not include any losses apart from wake losses. Additional losses and uncertainty must be considered for an investment decision.

## PARK - Main Result

Calculation: 2c. Nuon zonder prototype

Calculated Annual Energy for each of 20 existing park WTGs with total 60.0 MW rated power

Links	WTG type				Power, rated	Rotor diameter	Hub height	Displacement height	Power curve		Annual Energy			Park Efficiency
	Valid	Manufact.	Type-generator						Creator	Name	Calculated prod. without new WTGs	After New WTGs	Decrease due to new WTGs	
					[kW]	[m]	[m]	[m]			[MWh]	[MWh]	[MWh %]	[%]
1 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000		3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	9,096.9	8,689.6	407.3 4.5	88.92
2 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000		3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,626.9	8,101.5	525.3 6.1	82.91
3 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000		3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,376.8	7,754.7	622.1 7.4	79.36
4 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000		3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,306.3	7,575.6	730.7 8.8	77.52
5 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000		3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,259.6	7,531.9	727.6 8.8	77.08
6 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000		3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,243.1	7,463.2	779.9 9.5	76.37
7 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000		3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,237.3	7,513.5	723.8 8.8	76.89
8 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000		3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,292.7	7,504.3	788.3 9.5	76.79
9 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000		3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,409.0	7,657.8	751.2 8.9	78.36
10 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000		3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,582.3	7,829.5	752.8 8.8	80.12
11 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000		3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	9,021.1	8,069.3	951.8 10.6	82.58
12 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000		3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,937.2	8,479.3	457.8 5.1	86.77
13 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000		3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,662.2	7,933.1	729.1 8.4	81.18
14 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000		3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,586.3	7,751.9	834.4 9.7	79.33
15 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000		3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,522.6	7,620.4	902.1 10.6	77.98
16 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000		3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,516.6	7,652.5	864.1 10.1	78.31
17 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000		3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,572.1	7,615.9	956.3 11.2	77.94
18 A	Yes	VESTAS	V90-3,000		3,000	90.0	105.0	0.0	EMD	Mode 0	9,822.2	8,660.0	1,162.1 11.8	78.68
19 A	Yes	VESTAS	V90-3,000		3,000	90.0	105.0	0.0	EMD	Mode 0	9,992.8	8,826.6	1,166.3 11.7	80.19
20 A	Yes	VESTAS	V90-3,000		3,000	90.0	105.0	0.0	EMD	Mode 0	10,366.2	8,991.9	1,374.3 13.3	81.69

## WTG siting

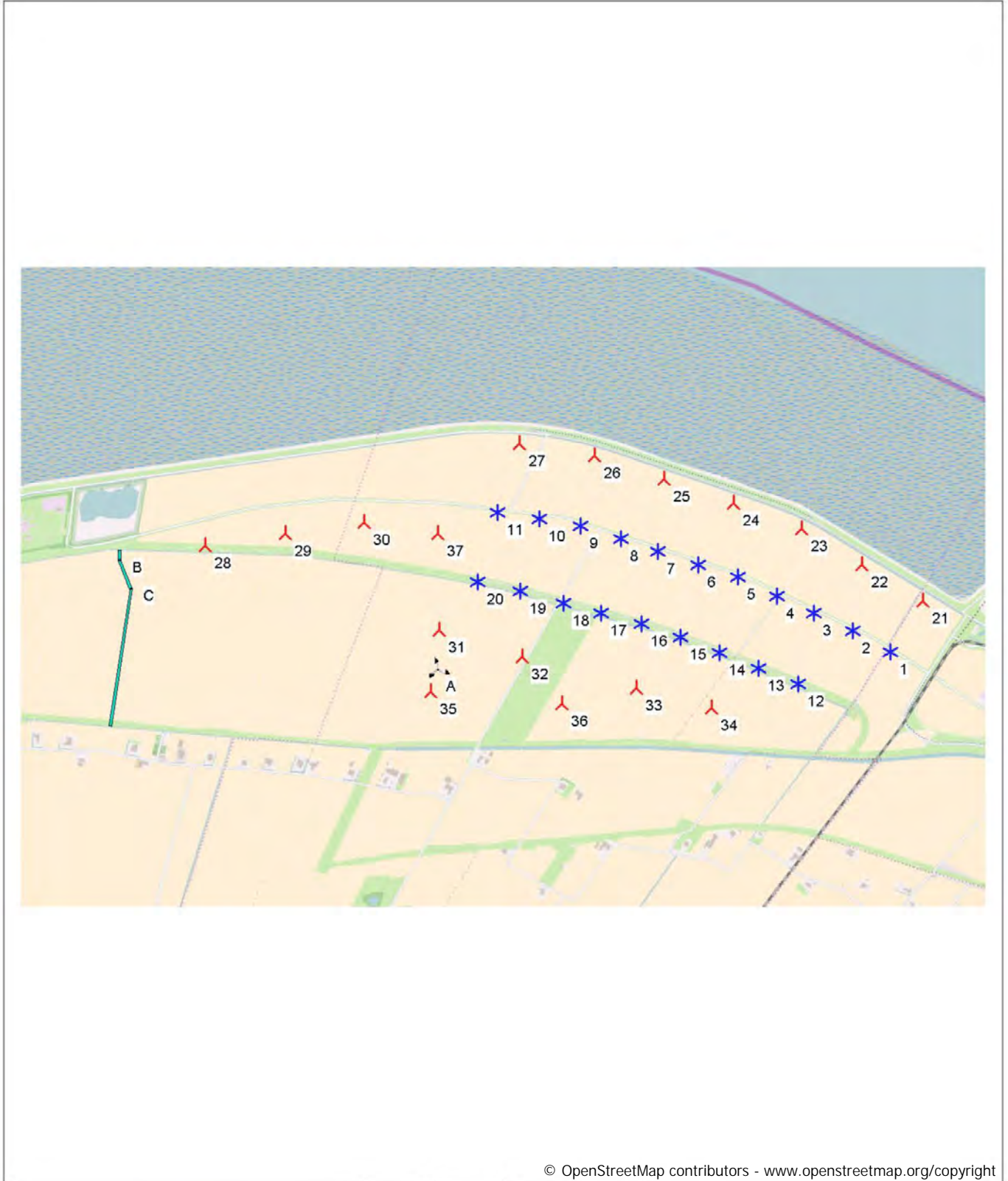
Dutch Stereo-RD/NAP 2000

	X (east)	Y (north)	Z [m]	Row data/Description
1 Exist	248,138	608,111	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (1)
2 Exist	247,862	608,259	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (2)
3 Exist	247,582	608,380	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (3)
4 Exist	247,314	608,499	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (4)
5 Exist	247,029	608,630	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (5)
6 Exist	246,742	608,714	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (6)
7 Exist	246,449	608,803	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (7)
8 Exist	246,182	608,889	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (8)
9 Exist	245,888	608,975	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (9)
10 Exist	245,593	609,025	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (10)
11 Exist	245,291	609,061	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (11)
12 Exist	247,475	607,871	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (12)
13 Exist	247,189	607,975	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (13)
14 Exist	246,906	608,982	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (14)
15 Exist	246,621	608,192	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (15)
16 Exist	246,341	608,281	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (16)
17 Exist	246,049	608,355	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (17)
18 Exist	245,777	608,418	0.0	VESTAS V90 60Hz 3000 90.0 !O! hub: 105.0 m (TOT: 150.0 m) (19)
19 Exist	245,461	608,501	0.0	VESTAS V90 60Hz 3000 90.0 !O! hub: 105.0 m (TOT: 150.0 m) (20)
20 Exist	245,155	608,563	0.0	VESTAS V90 60Hz 3000 90.0 !O! hub: 105.0 m (TOT: 150.0 m) (21)
21 New	248,363	608,484	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (215)
22 New	247,923	608,738	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (216)
23 New	247,480	608,989	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (217)
24 New	246,989	609,162	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (218)
25 New	246,485	609,323	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (219)
26 New	245,980	609,481	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (220)
27 New	245,441	609,560	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (221)
28 New	243,191	608,782	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (225)
29 New	243,763	608,879	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (226)
30 New	244,331	608,973	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (227)
31 New	244,887	608,208	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (228)
32 New	245,487	608,025	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (229)
33 New	246,315	607,819	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (230)
34 New	246,858	607,685	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (231)
35 New	244,833	607,764	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (232)
36 New	245,781	607,697	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (233)
37 New	244,861	608,902	0.0	GAMESA G132 5000 132.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 186.0 m) (235)



### PARK - Map

Calculation: 2c. Nuon zonder prototype



0 500 1000 1500 2000 m

Map: Open Street Map 001 , Print scale 1:40,000, Map center Dutch Stereo-RD/NAP 2000 East: 245,461 North: 608,622

▲ New WTG    \* Existing WTG    ▲ Meteorological Data    █ Obstacle

# IX

## BIJLAGE: VARIANT 3A

## PARK - Main Result

Calculation: 3a. integraal

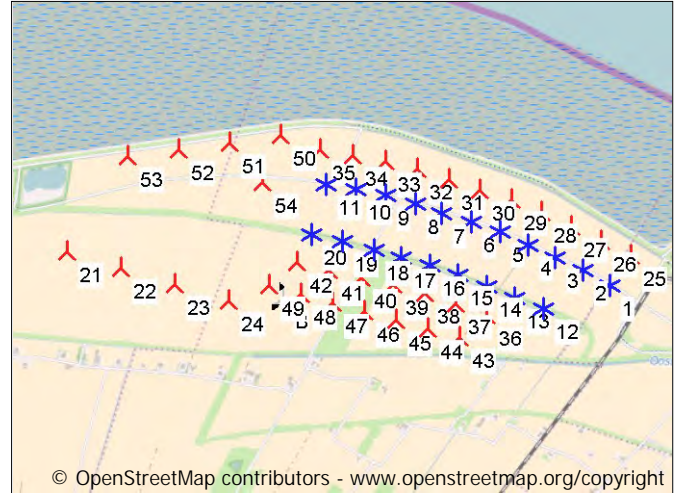
Wake Model N.O. Jensen (RISØ/EMD)

Calculation Settings  
 Air density calculation mode Individual per WTG  
 Result for WTG at hub altitude 1.238 kg/m<sup>3</sup> to 1.242 kg/m<sup>3</sup>  
 Air density relative to standard 101.0 % to 101.4 %  
 Hub altitude above sea level (asl) 87.0 m to 120.0 m  
 Annual mean temperature at hub alt. 8.3 °C to 8.5 °C  
 Pressure at WTGs 999.9 hPa to 1,003.9 hPa

Wake Model Parameters  
 Wake decay constant 0.075 Open farmland

Displacement heights from objects

Wake calculation settings  
 Angle [°] Wind speed [m/s]  
 start end step start end step  
 0.5 360.0 1.0 0.5 30.5 1.0



Scale 1:75,000  
 New WTG Existing WTG Meteorological Data

### Key results for height 100.0 m above ground level

Terrain Dutch Stereo-RD/NAP 2000

	X (east)	Y (north)	Name of wind distribution	Height [m]	Type	Wind energy [kWh/m <sup>2</sup> ]	Mean wind speed [m/s]
A	244,875	607,930	EmdConwx_N53.450_E006.740 (5) (1)	75.0	WEIBULL	5,119	8.5
B	244,875	607,930	EmdConwx_N53.450_E006.740 (5) (1)	100.0	WEIBULL	5,346	8.5

### Calculated Annual Energy for Wind Farm

WTG combination	Result PARK [MWh/y]	GROSS (no loss) Free WTGs [MWh/y]	Park efficiency [%]	Specific results <sup>a)</sup>			
				Capacity factor [%]	Mean WTG result [MWh/y]	Full load hours [Hours/year]	Mean wind speed @hub height [m/s]
Wind farm	557,809.5	670,775.6	83.2	33.5	10,329.8	2,936	8.4
New WTGs only	404,348.3	471,630.4	85.7	35.5	11,892.6	3,110	8.4
Existing park WTGs only	153,461.2	199,145.1	77.1	29.2	7,673.1	2,558	8.5
Existing park WTGs without new WTGs	175,430.1	199,145.1	88.1		8,771.5		
Reduction for existing park WTGs caused by new	21,968.9						

<sup>a)</sup> Based on wake reduced results, but no other losses included

### Calculated Annual Energy for each of 34 new WTGs with total 130.0 MW rated power

Links	WTG type		Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Displacement height [m]	Power curve		Annual Energy Result [MWh]	Park Efficiency [%]	Capacity factor [%]	Mean wind speed [m/s]
	Valid	Manufact.					Type-generator	Creator				
21 B	No	X	7,500	150.0	120.0	0.0	USER	X7,5-150 EW	30,638.0	95.75	46.6	8.76
22 B	No	X	7,500	150.0	120.0	0.0	USER	X7,5-150 EW	29,907.5	93.47	45.5	8.76
23 B	No	X	7,500	150.0	120.0	0.0	USER	X7,5-150 EW	29,689.9	92.79	45.2	8.76
24 B	No	X	7,500	150.0	120.0	0.0	USER	X7,5-150 EW	29,737.4	92.94	45.2	8.76
25 A	Yes	ENERCON	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,049.7	86.05	30.6	8.26
26 A	Yes	ENERCON	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,519.2	80.38	28.6	8.26
27 A	Yes	ENERCON	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,314.9	78.20	27.8	8.26
28 A	Yes	ENERCON	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,204.9	77.02	27.4	8.26
29 A	Yes	ENERCON	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,145.1	76.38	27.2	8.26
30 A	Yes	ENERCON	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,127.0	76.19	27.1	8.26
31 A	Yes	ENERCON	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,131.9	76.24	27.1	8.26
32 A	Yes	ENERCON	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,229.3	77.28	27.5	8.26
33 A	Yes	ENERCON	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,249.5	77.50	27.6	8.26
34 A	Yes	ENERCON	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,335.9	78.42	27.9	8.26
35 A	Yes	ENERCON	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,618.1	81.44	29.0	8.26
36 A	Yes	ENERCON	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,511.6	80.30	28.6	8.26
37 A	Yes	ENERCON	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,047.4	75.34	26.8	8.26
38 A	Yes	ENERCON	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	6,900.9	73.77	26.2	8.26
39 A	Yes	ENERCON	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	6,881.3	73.56	26.2	8.26
40 A	Yes	ENERCON	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	6,930.0	74.08	26.4	8.26
41 A	Yes	ENERCON	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,033.4	75.19	26.7	8.26
42 A	Yes	ENERCON	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,379.9	78.89	28.1	8.26

To be continued on next page...



## PARK - Main Result

### Calculation: 3a. integraal

...continued from previous page

Links	WTG type		Power, rated	Rotor diameter	Hub height	Displacement height	Power curve		Annual Energy Result	Park Efficiency	Capacity factor	Mean wind speed	
	Valid	Manufact.					Type-generator	Creator					Name
			[kW]	[m]	[m]	[m]			[MWh]	[%]	[%]	[m/s]	
43 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,078.5	86.36	30.7	8.26
44 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,809.7	83.48	29.7	8.26
45 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,754.2	82.89	29.5	8.26
46 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,726.3	82.59	29.4	8.26
47 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,741.0	82.75	29.4	8.26
48 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,799.6	83.38	29.7	8.26
49 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,857.5	84.00	29.9	8.26
50 B	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	120.0	0.0	EMD	Level 0 - Calculated - 108.5 dB - 04-2013	19,353.2	88.15	44.2	8.76
51 B	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	120.0	0.0	EMD	Level 0 - Calculated - 108.5 dB - 04-2013	19,690.3	89.69	44.9	8.76
52 B	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	120.0	0.0	EMD	Level 0 - Calculated - 108.5 dB - 04-2013	19,973.9	90.98	45.6	8.76
53 B	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	120.0	0.0	EMD	Level 0 - Calculated - 108.5 dB - 04-2013	20,527.9	93.50	46.8	8.76
54 B	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	120.0	0.0	EMD	Level 0 - Calculated - 108.5 dB - 04-2013	19,453.6	88.61	44.4	8.76

Annual Energy results do not include any losses apart from wake losses. Additional losses and uncertainty must be considered for an investment decision.

### Calculated Annual Energy for each of 20 existing park WTGs with total 60.0 MW rated power

Links	WTG type		Power, rated	Rotor diameter	Hub height	Displacement height	Power curve		Calculated prod. without new WTGs	Annual Energy		Park Efficiency	
	Valid	Manufact.					Type-generator	Creator		Name	After New WTGs		Decrease due to new WTGs
			[kW]	[m]	[m]	[m]			[MWh]	[MWh %]	[%]		
1 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	9,096.9	8,700.1	396.9 4.4	89.03
2 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,626.9	8,056.3	570.6 6.6	82.44
3 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,376.8	7,679.4	697.4 8.3	78.59
4 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,306.3	7,481.1	825.1 9.9	76.56
5 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,259.6	7,344.5	915.1 11.1	75.16
6 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,243.1	7,306.4	936.7 11.4	74.77
7 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,237.3	7,276.3	961.0 11.7	74.46
8 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,292.7	7,274.6	1,018.1 12.3	74.44
9 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,409.0	7,356.7	1,052.3 12.5	75.28
10 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,582.3	7,452.8	1,129.5 13.2	76.27
11 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	9,021.1	7,725.1	1,296.0 14.4	79.05
12 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,937.2	8,482.5	454.6 5.1	86.80
13 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,662.2	7,766.6	895.7 10.3	79.48
14 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,586.3	7,282.7	1,303.6 15.2	74.53
15 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,522.6	7,135.0	1,387.6 16.3	73.01
16 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,516.6	7,056.6	1,460.0 17.1	72.21
17 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,572.1	7,054.5	1,517.6 17.7	72.19
18 B	Yes	VESTAS	V90-3,000	3,000	90.0	105.0	0.0	EMD	Mode 0	9,822.2	8,136.8	1,685.4 17.2	73.92
19 B	Yes	VESTAS	V90-3,000	3,000	90.0	105.0	0.0	EMD	Mode 0	9,992.8	8,281.2	1,711.7 17.1	75.23
20 B	Yes	VESTAS	V90-3,000	3,000	90.0	105.0	0.0	EMD	Mode 0	10,366.2	8,612.2	1,754.0 16.9	78.24

### WTG siting

Dutch Stereo-RD/NAP 2000

X (east) Y (north) Z Row data/Description

1	Exist	248,138	608,111	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m)	(54)
2	Exist	247,862	608,259	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m)	(55)
3	Exist	247,582	608,380	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m)	(56)
4	Exist	247,314	608,499	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m)	(57)
5	Exist	247,029	608,630	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m)	(58)
6	Exist	246,742	608,714	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m)	(59)
7	Exist	246,449	608,803	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m)	(60)
8	Exist	246,182	608,889	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m)	(61)
9	Exist	245,888	608,975	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m)	(62)
10	Exist	245,593	609,025	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m)	(63)
11	Exist	245,291	609,061	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m)	(64)
12	Exist	247,475	607,871	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m)	(65)
13	Exist	247,189	607,975	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m)	(66)
14	Exist	246,906	608,082	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m)	(67)
15	Exist	246,621	608,192	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m)	(68)
16	Exist	246,341	608,281	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m)	(69)
17	Exist	246,049	608,355	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m)	(70)
18	Exist	245,777	608,418	0.0	VESTAS	V90 60Hz 3000 90.0	!O!	hub: 105.0 m (TOT: 150.0 m)	(71)
19	Exist	245,461	608,501	0.0	VESTAS	V90 60Hz 3000 90.0	!O!	hub: 105.0 m (TOT: 150.0 m)	(72)
20	Exist	245,155	608,563	0.0	VESTAS	V90 60Hz 3000 90.0	!O!	hub: 105.0 m (TOT: 150.0 m)	(73)
21	New	242,722	608,346	0.0	X	7,5-150 7500 150.0	!-!	hub: 120.0 m (TOT: 195.0 m)	(75.1)

To be continued on next page...

## PARK - Main Result

Calculation: 3a. integraal

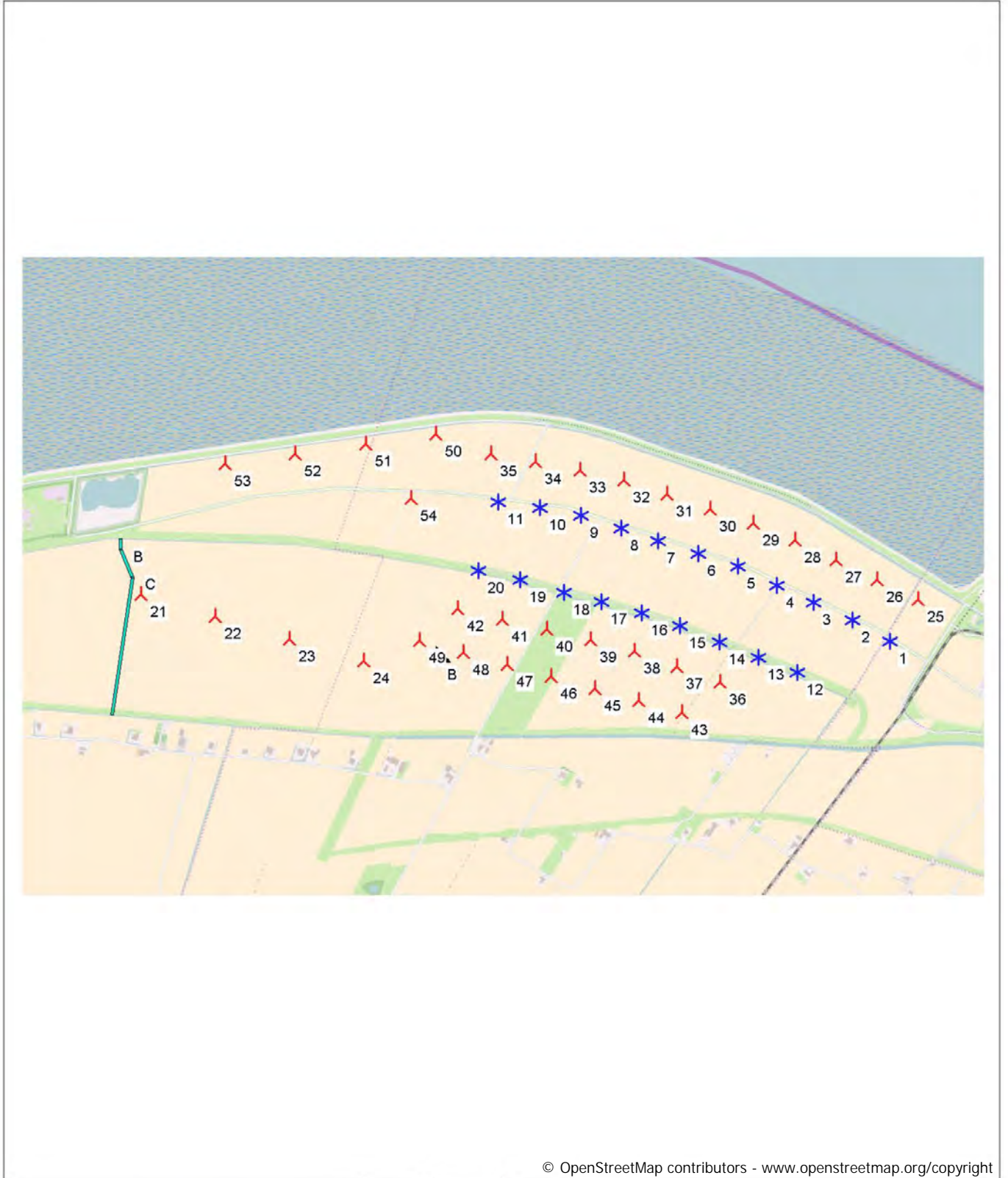
...continued from previous page

Dutch Stereo-RD/NAP 2000

	X (east)	Y (north)	Z	Row data/Description
	[m]			
22 New	243,261	608,195	0.0	X 7,5-150 7500 150.0 !-! hub: 120.0 m (TOT: 195.0 m) (75.2)
23 New	243,801	608,044	0.0	X 7,5-150 7500 150.0 !-! hub: 120.0 m (TOT: 195.0 m) (75.3)
24 New	244,340	607,893	0.0	X 7,5-150 7500 150.0 !-! hub: 120.0 m (TOT: 195.0 m) (75.4)
25 New	248,336	608,417	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (118.1)
26 New	248,038	608,554	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (118.2)
27 New	247,740	608,691	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (118.3)
28 New	247,442	608,829	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (118.4)
29 New	247,138	608,943	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (119.1)
30 New	246,824	609,040	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (119.2)
31 New	246,511	609,138	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (119.3)
32 New	246,198	609,235	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (119.4)
33 New	245,879	609,303	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (120.1)
34 New	245,555	609,354	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (120.2)
35 New	245,231	609,406	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (120.3)
36 New	246,915	607,792	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (121.1)
37 New	246,605	607,899	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (121.2)
38 New	246,295	608,005	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (121.3)
39 New	245,978	608,079	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (122.1)
40 New	245,657	608,148	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (122.2)
41 New	245,336	608,217	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (122.3)
42 New	245,016	608,285	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (122.4)
43 New	246,648	607,565	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (126.1)
44 New	246,330	607,646	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (126.2)
45 New	246,012	607,728	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (126.3)
46 New	245,694	607,809	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (126.4)
47 New	245,376	607,890	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (126.5)
48 New	245,059	607,971	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (126.6)
49 New	244,741	608,052	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (126.7)
50 New	244,831	609,542	0.0	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 184.0 m) (133.1)
51 New	244,325	609,462	0.0	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 184.0 m) (133.2)
52 New	243,820	609,381	0.0	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 184.0 m) (133.3)
53 New	243,314	609,301	0.0	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 184.0 m) (133.4)
54 New	244,660	609,076	0.0	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 120.0 m (TOT: 184.0 m) (134)

### PARK - Map

Calculation: 3a. integraal



© OpenStreetMap contributors - www.openstreetmap.org/copyright

0 500 1000 1500 2000 m

Map: Open Street Map 001 , Print scale 1:40,000, Map center Dutch Stereo-RD/NAP 2000 East: 245,448 North: 608,554

- New WTG
- Existing WTG
- Meteorological Data
- Obstacle



**BIJLAGE: VARIANT 3A (EXCL. TEST- EN ONTWIKKELINGSTURBINES)**

## PARK - Main Result

Calculation: 3a. integraal zonder prototype

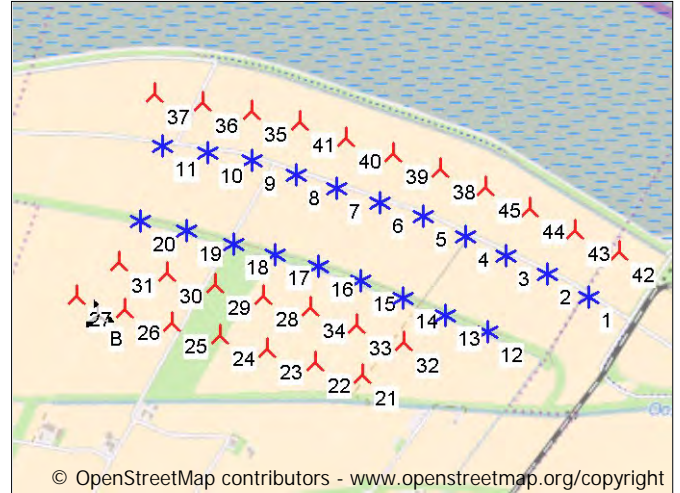
Wake Model N.O. Jensen (RISØ/EMD)

Calculation Settings  
 Air density calculation mode Individual per WTG  
 Result for WTG at hub altitude 1.240 kg/m<sup>3</sup> to 1.242 kg/m<sup>3</sup>  
 Air density relative to standard 101.2 % to 101.4 %  
 Hub altitude above sea level (asl) 87.0 m to 105.0 m  
 Annual mean temperature at hub alt. 8.4 °C to 8.5 °C  
 Pressure at WTGs 1,001.7 hPa to 1,003.9 hPa

Wake Model Parameters  
 Wake decay constant 0.075 Open farmland

Displacement heights from objects

Wake calculation settings  
 Angle [°] Wind speed [m/s]  
 start end step start end step  
 0.5 360.0 1.0 0.5 30.5 1.0



Scale 1:50,000  
 New WTG Existing WTG Meteorological Data

### Key results for height 100.0 m above ground level

Terrain Dutch Stereo-RD/NAP 2000

	X (east)	Y (north)	Name of wind distribution	Height [m]	Type	Wind energy [kWh/m <sup>2</sup> ]	Mean wind speed [m/s]
A	244,875	607,930	EmdConwx_N53.450_E006.740 (5) (1)	75.0	WEIBULL	5,119	8.5
B	244,875	607,930	EmdConwx_N53.450_E006.740 (5) (1)	100.0	WEIBULL	5,346	8.5

### Calculated Annual Energy for Wind Farm

WTG combination	Result PARK [MWh/y]	GROSS (no loss) Free WTGs [MWh/y]	Park efficiency [%]	Specific results <sup>a)</sup>			
				Capacity factor [%]	Mean WTG result [MWh/y]	Full load hours [Hours/year]	Mean wind speed @hub height [m/s]
Wind farm	345,949.0	433,011.3	79.9	29.2	7,687.8	2,563	8.4
New WTGs only	189,643.5	233,866.1	81.1	28.8	7,585.7	2,529	8.3
Existing park WTGs only	156,305.5	199,145.1	78.5	29.7	7,815.3	2,605	8.5
Existing park WTGs without new WTGs	175,430.1	199,145.1	88.1		8,771.5		
Reduction for existing park WTGs caused by new	19,124.5						

<sup>a)</sup> Based on wake reduced results, but no other losses included

### Calculated Annual Energy for each of 25 new WTGs with total 75.0 MW rated power

Links	Valid	WTG type Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Displacement height [m]	Power curve Creator	Name	Annual Energy Result [MWh]	Park Efficiency [%]	Capacity factor [%]	Mean wind speed [m/s]
21 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,112.9	86.73	30.8	8.26
22 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,854.2	83.96	29.9	8.26
23 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,820.8	83.60	29.7	8.26
24 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,829.6	83.70	29.8	8.26
25 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,932.2	84.79	30.2	8.26
26 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,145.2	87.07	31.0	8.26
27 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,598.6	91.92	32.7	8.26
28 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	6,979.3	74.61	26.5	8.26
29 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,073.0	75.61	26.9	8.26
30 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,294.2	77.97	27.7	8.26
31 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,874.0	84.17	29.9	8.26
32 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,550.0	80.71	28.7	8.26
33 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,099.5	75.89	27.0	8.26
34 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	6,967.9	74.49	26.5	8.26
35 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,400.5	79.11	28.1	8.26
36 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,678.5	82.08	29.2	8.26
37 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,391.3	89.70	31.9	8.26
38 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,180.9	76.76	27.3	8.26
39 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,174.8	76.70	27.3	8.26
40 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,203.5	77.01	27.4	8.26
41 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,318.6	78.23	27.8	8.26

To be continued on next page...



## PARK - Main Result

### Calculation: 3a. integraal zonder prototype

...continued from previous page

Links	WTG type		Type-generator	Power, rated	Rotor diameter	Hub height	Displacement height	Power curve		Annual Energy Result	Park Efficiency	Capacity factor	Mean wind speed
	Valid	Manufact.						Creator	Name				
				[kW]	[m]	[m]	[m]			[MWh]	[%]	[%]	[m/s]
42 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,061.4	86.18	30.7	8.26
43 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,534.1	80.54	28.6	8.26
44 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,336.5	78.43	27.9	8.26
45 A	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	87.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	7,231.9	77.31	27.5	8.26

Annual Energy results do not include any losses apart from wake losses. Additional losses and uncertainty must be considered for an investment decision.

### Calculated Annual Energy for each of 20 existing park WTGs with total 60.0 MW rated power

Links	WTG type		Type-generator	Power, rated	Rotor diameter	Hub height	Displacement height	Power curve		Annual Energy without new WTGs	Annual Energy After New WTGs	Decrease due to new WTGs	Park Efficiency
	Valid	Manufact.						Creator	Name				
				[kW]	[m]	[m]	[m]			[MWh]	[MWh %]	[%]	
1 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	9,096.9	8,714.2	382.8 4.2	89.18
2 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,626.9	8,072.1	554.8 6.4	82.60
3 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,376.8	7,699.8	677.0 8.1	78.79
4 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,306.3	7,507.5	798.8 9.6	76.83
5 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,259.6	7,375.0	884.5 10.7	75.47
6 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,243.1	7,350.0	893.0 10.8	75.22
7 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,237.3	7,338.1	899.2 10.9	75.09
8 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,292.7	7,376.1	916.5 11.1	75.48
9 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,409.0	7,522.0	887.0 10.5	76.97
10 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,582.3	7,777.0	805.2 9.4	79.59
11 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	9,021.1	8,386.7	634.4 7.0	85.82
12 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,937.2	8,501.2	436.0 4.9	87.00
13 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,662.2	7,788.9	873.3 10.1	79.71
14 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,586.3	7,311.9	1,274.4 14.8	74.83
15 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,522.6	7,176.4	1,346.2 15.8	73.44
16 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,516.6	7,114.1	1,402.6 16.5	72.80
17 B	Yes	ENERCON	E-82 E4-3,000	3,000	82.0	98.0	0.0	EMD	Level 0 - official - Mode 0 - 08/2014	8,572.1	7,147.5	1,424.6 16.6	73.14
18 B	Yes	VESTAS	V90-3,000	3,000	90.0	105.0	0.0	EMD	Mode 0	9,822.2	8,312.1	1,510.1 15.4	75.51
19 B	Yes	VESTAS	V90-3,000	3,000	90.0	105.0	0.0	EMD	Mode 0	9,992.8	8,604.1	1,388.8 13.9	78.17
20 B	Yes	VESTAS	V90-3,000	3,000	90.0	105.0	0.0	EMD	Mode 0	10,366.2	9,231.0	1,135.3 11.0	83.86

### WTG siting

Dutch Stereo-RD/NAP 2000

X (east) Y (north) Z Row data/Description  
[m]

1 Exist	248,138	608,111	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (54)
2 Exist	247,862	608,259	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (55)
3 Exist	247,582	608,380	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (56)
4 Exist	247,314	608,499	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (57)
5 Exist	247,029	608,630	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (58)
6 Exist	246,742	608,714	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (59)
7 Exist	246,449	608,803	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (60)
8 Exist	246,182	608,889	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (61)
9 Exist	245,888	608,975	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (62)
10 Exist	245,593	609,025	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (63)
11 Exist	245,291	609,061	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (64)
12 Exist	247,475	607,871	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (65)
13 Exist	247,189	607,975	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (66)
14 Exist	246,906	608,082	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (67)
15 Exist	246,621	608,192	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (68)
16 Exist	246,341	608,281	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (69)
17 Exist	246,049	608,355	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 98.0 m (TOT: 139.0 m) (70)
18 Exist	245,777	608,418	0.0	VESTAS	V90 60Hz 3000 90.0	!O!	hub: 105.0 m (TOT: 150.0 m) (71)
19 Exist	245,461	608,501	0.0	VESTAS	V90 60Hz 3000 90.0	!O!	hub: 105.0 m (TOT: 150.0 m) (72)
20 Exist	245,155	608,563	0.0	VESTAS	V90 60Hz 3000 90.0	!O!	hub: 105.0 m (TOT: 150.0 m) (73)
21 New	246,648	607,565	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (126.1)
22 New	246,330	607,646	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (126.2)
23 New	246,012	607,728	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (126.3)
24 New	245,694	607,809	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (126.4)
25 New	245,376	607,890	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (126.5)
26 New	245,059	607,971	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (126.6)
27 New	244,741	608,052	0.0	ENERCON	E-82 E4 3000 82.0	!O!	hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (126.7)

To be continued on next page...

## PARK - Main Result

Calculation: 3a. integraal zonder prototype

...continued from previous page

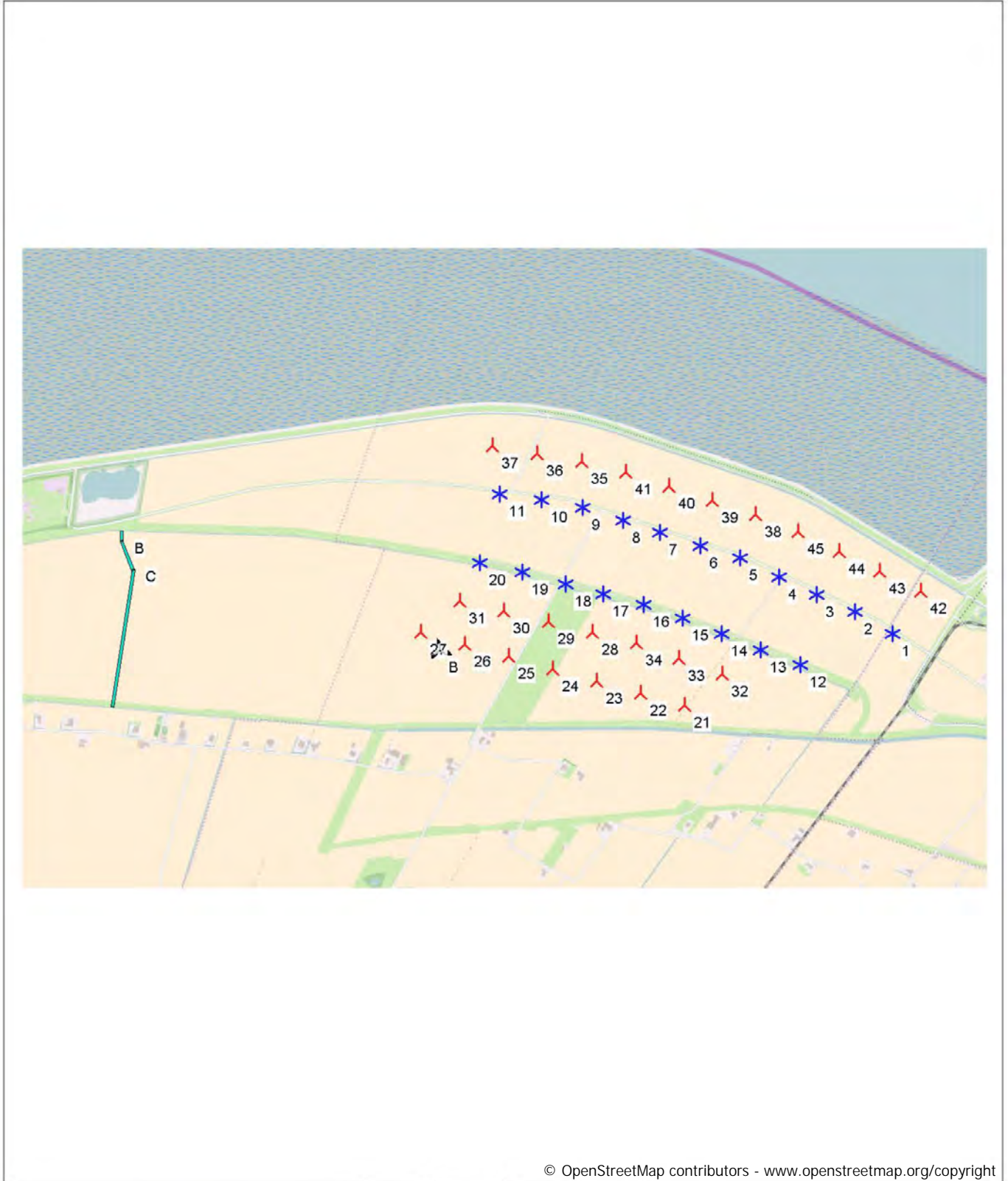
Dutch Stereo-RD/NAP 2000

	X (east)	Y (north)	Z	Row data/Description
	[m]			
28 New	245,978	608,079	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (122.1)
29 New	245,657	608,148	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (122.2)
30 New	245,336	608,217	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (122.3)
31 New	245,016	608,285	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (122.4)
32 New	246,915	607,792	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (121.1)
33 New	246,605	607,899	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (121.2)
34 New	246,295	608,005	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (121.3)
35 New	245,879	609,303	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (120.1)
36 New	245,555	609,354	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (120.2)
37 New	245,231	609,406	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (120.3)
38 New	247,138	608,943	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (119.1)
39 New	246,824	609,040	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (119.2)
40 New	246,511	609,138	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (119.3)
41 New	246,198	609,235	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (119.4)
42 New	248,336	608,417	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (118.1)
43 New	248,038	608,554	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (118.2)
44 New	247,740	608,691	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (118.3)
45 New	247,442	608,829	0.0	ENERCON E-82 E4 3000 82.0 !O! hub: 87.0 m (TOT: 128.0 m) (118.4)



### PARK - Map

Calculation: 3a. integraal zonder prototype



# XI

## BIJLAGE: VARIANT 3B

## PARK - Main Result

Calculation: 3b. integraal

Wake Model N.O. Jensen (RISØ/EMD)

Calculation Settings  
 Air density calculation mode Individual per WTG  
 Result for WTG at hub altitude 1.231 kg/m<sup>3</sup> to 1.238 kg/m<sup>3</sup>  
 Air density relative to standard 100.4 % to 101.0 %  
 Hub altitude above sea level (asl) 120.0 m to 180.0 m  
 Annual mean temperature at hub alt. 7.9 °C to 8.3 °C  
 Pressure at WTGs 992.6 hPa to 999.9 hPa

Wake Model Parameters  
 From angle To angle Terrain type Wake decay constant  
 [°] [°]  
 -180.0 180.0 Open farmland 0.075

Displacement heights from objects

Wake calculation settings  
 Angle [°] Wind speed [m/s]  
 start end step start end step  
 0.5 360.0 1.0 0.5 30.5 1.0



▲ New WTG

▲ Meteorological Data

### Key results for height 100.0 m above ground level

Terrain Dutch Stereo-RD/NAP 2000

	X (east)	Y (north)	Name of wind distribution	Height [m]	Type	Wind energy [kWh/m <sup>2</sup> ]	Mean wind speed [m/s]
A	244,875	607,930	EmdConwx_N53.450_E006.740 (5)	100.0	WEIBULL	5,346	8.5
B	244,875	607,930	EmdConwx_N53.450_E006.740 (5)	150.0	WEIBULL	6,060	8.5
C	244,875	607,930	EmdConwx_N53.450_E006.740 (5)	200.0	WEIBULL	7,082	8.6

### Calculated Annual Energy for Wind Farm

WTG combination	Result PARK [MWh/y]	GROSS (no loss) Free WTGs [MWh/y]	Park efficiency [%]	Specific results <sup>a)</sup>			
				Capacity factor [%]	Mean WTG result [MWh/y]	Full load hours [Hours/year]	Mean wind speed @hub height [m/s]
Wind farm	689,443.0	768,179.5	89.8	47.0	24,623.0	4,116	8.9

<sup>a)</sup> Based on wake reduced results, but no other losses included

### Calculated Annual Energy for each of 28 new WTGs with total 167.5 MW rated power

Links	WTG type		Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Displacement height [m]	Power curve Creator	Name	Annual Energy Result [MWh]	Park Efficiency [%]	Capacity factor [%]	Mean wind speed [m/s]		
	Valid	Manufact. Type-generator												
1	B	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	130.0	0.0	EMD	Level 0 - Calculated - 108.5 dB - 04-2013	19,939.8	90.27	45.5	8.89
2	B	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	130.0	0.0	EMD	Level 0 - Calculated - 108.5 dB - 04-2013	19,310.1	87.42	44.1	8.89
3	B	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	130.0	0.0	EMD	Level 0 - Calculated - 108.5 dB - 04-2013	19,142.0	86.66	43.7	8.89
4	B	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	130.0	0.0	EMD	Level 0 - Calculated - 108.5 dB - 04-2013	19,048.8	86.24	43.5	8.89
5	B	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	130.0	0.0	EMD	Level 0 - Calculated - 108.5 dB - 04-2013	19,021.4	86.11	43.4	8.89
6	B	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	130.0	0.0	EMD	Level 0 - Calculated - 108.5 dB - 04-2013	19,141.2	86.66	43.7	8.89
7	B	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	130.0	0.0	EMD	Level 0 - Calculated - 108.5 dB - 04-2013	19,230.1	87.06	43.9	8.89
8	C	No	X	10-230-10,000/1	10,000	230.0	180.0	0.0	USER	X10-230	54,101.6	97.53	61.7	9.36
9	C	No	X	10-230-10,000/1	10,000	230.0	180.0	0.0	USER	X10-230	53,154.2	95.82	60.6	9.36
10	C	No	X	10-230-10,000/1	10,000	230.0	180.0	0.0	USER	X10-230	52,966.9	95.49	60.4	9.36
11	A	No	X	7,5-150-7,500	7,500	150.0	120.0	0.0	USER	X7,5-150 EW	29,384.7	91.83	44.7	8.76
12	A	No	X	7,5-150-7,500	7,500	150.0	120.0	0.0	USER	X7,5-150 EW	28,030.2	87.60	42.6	8.76
13	A	No	X	7,5-150-7,500	7,500	150.0	120.0	0.0	USER	X7,5-150 EW	27,737.0	86.68	42.2	8.76
14	A	No	X	7,5-150-7,500	7,500	150.0	120.0	0.0	USER	X7,5-150 EW	28,303.9	88.46	43.1	8.76
15	A	No	X	7,5-150-7,500	7,500	150.0	120.0	0.0	USER	X7,5-150 EW	27,626.1	86.34	42.0	8.76
16	B	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	130.0	0.0	EMD	Level 0 - Calculated - 108.5 dB - 04-2013	18,808.0	85.15	42.9	8.89
17	B	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	130.0	0.0	EMD	Level 0 - Calculated - 108.5 dB - 04-2013	18,820.3	85.20	42.9	8.89
18	B	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	130.0	0.0	EMD	Level 0 - Calculated - 108.5 dB - 04-2013	19,709.5	89.23	45.0	8.89
19	B	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	130.0	0.0	EMD	Level 0 - Calculated - 108.5 dB - 04-2013	19,785.0	89.57	45.1	8.89
20	B	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	130.0	0.0	EMD	Level 0 - Calculated - 108.5 dB - 04-2013	19,475.5	88.17	44.4	8.89
21	B	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	130.0	0.0	EMD	Level 0 - Calculated - 108.5 dB - 04-2013	19,677.2	89.08	44.9	8.89
22	B	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	130.0	0.0	EMD	Level 0 - Calculated - 108.5 dB - 04-2013	18,865.2	85.41	43.0	8.89
23	B	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	130.0	0.0	EMD	Level 0 - Calculated - 108.5 dB - 04-2013	18,903.6	85.58	43.1	8.89
24	B	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	130.0	0.0	EMD	Level 0 - Calculated - 108.5 dB - 04-2013	19,050.5	86.24	43.5	8.89
25	B	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	130.0	0.0	EMD	Level 0 - Calculated - 108.5 dB - 04-2013	19,353.6	87.62	44.2	8.89
26	B	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	130.0	0.0	EMD	Level 0 - Calculated - 108.5 dB - 04-2013	19,993.2	90.51	45.6	8.89
27	B	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	130.0	0.0	EMD	Level 0 - Calculated - 108.5 dB - 04-2013	20,495.7	92.79	46.8	8.89
28	B	Yes	GAMESA	G128-5,000	5,000	128.0	130.0	0.0	EMD	Level 0 - Calculated - 108.5 dB - 04-2013	20,367.6	92.21	46.5	8.89

## PARK - Main Result

Calculation: 3b. integraal

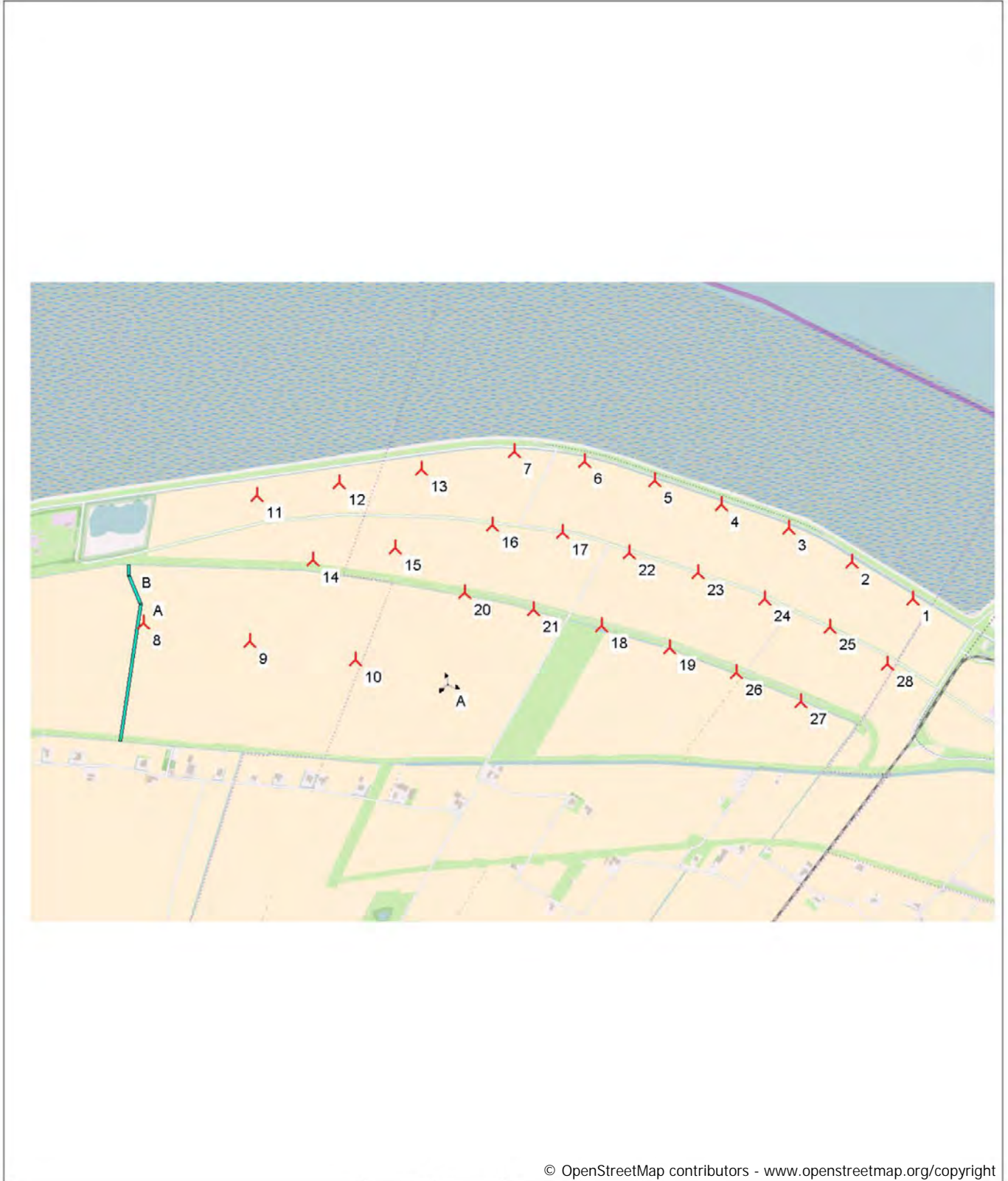
### WTG siting

Dutch Stereo-RD/NAP 2000

	X (east)	Y (north)	Z	Row data/Description
			[m]	
1 New	248,219	608,607	0.0	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 130.0 m (TOT: 194.0 m) (128.1)
2 New	247,775	608,861	0.0	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 130.0 m (TOT: 194.0 m) (128.2)
3 New	247,318	609,099	0.0	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 130.0 m (TOT: 194.0 m) (129.1)
4 New	246,832	609,261	0.0	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 130.0 m (TOT: 194.0 m) (129.2)
5 New	246,346	609,422	0.0	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 130.0 m (TOT: 194.0 m) (129.3)
6 New	245,841	609,552	0.0	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 130.0 m (TOT: 194.0 m) (130.1)
7 New	245,332	609,609	0.0	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 130.0 m (TOT: 194.0 m) (130.2)
8 New	242,682	608,328	0.0	X 10-230 10000-1 230.0 !-! hub: 180.0 m (TOT: 295.0 m) (174.1)
9 New	243,449	608,210	0.0	X 10-230 10000-1 230.0 !-! hub: 180.0 m (TOT: 295.0 m) (174.2)
10 New	244,217	608,092	0.0	X 10-230 10000-1 230.0 !-! hub: 180.0 m (TOT: 295.0 m) (174.3)
11 New	243,485	609,261	0.0	X 7,5-150 7500 150.0 !-! hub: 120.0 m (TOT: 195.0 m) (175.1)
12 New	244,075	609,365	0.0	X 7,5-150 7500 150.0 !-! hub: 120.0 m (TOT: 195.0 m) (175.2)
13 New	244,666	609,470	0.0	X 7,5-150 7500 150.0 !-! hub: 120.0 m (TOT: 195.0 m) (175.3)
14 New	243,896	608,804	0.0	X 7,5-150 7500 150.0 !-! hub: 120.0 m (TOT: 195.0 m) (176.1)
15 New	244,488	608,904	0.0	X 7,5-150 7500 150.0 !-! hub: 120.0 m (TOT: 195.0 m) (176.2)
16 New	245,181	609,078	0.0	95.4°, 512.0 m
17 New	245,692	609,039	0.0	
18 New	245,984	608,369	0.0	107.7°, 512.0 m
19 New	246,475	608,223	0.0	
20 New	244,993	608,592	0.0	104.0°, 512.0 m
21 New	245,492	608,478	0.0	
22 New	246,175	608,897	0.0	105.9°, 512.0 m
23 New	246,670	608,766	0.0	
24 New	247,153	608,588	0.0	113.9°, 512.0 m
25 New	247,625	608,390	0.0	
26 New	246,957	608,051	0.0	113.9°, 512.0 m
27 New	247,429	607,853	0.0	
28 New	248,045	608,136	0.0	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 130.0 m (TOT: 194.0 m) (212)

### PARK - Map

Calculation: 3b. integraal



0 500 1000 1500 2000 m

Map: Open Street Map 001 , Print scale 1:40,000, Map center Dutch Stereo-RD/NAP 2000 East: 245,390 North: 608,731

New WTG Meteorological Data Obstacle

# XII

**BIJLAGE: VARIANT 3B (EXCL. TEST- EN ONTWIKKELINGSTURBINES)**



## PARK - Main Result

Calculation: 3b. integraal zonder prototype  
Wake Model N.O. Jensen (RISØ/EMD)

Calculation Settings  
Air density calculation mode Individual per WTG  
Result for WTG at hub altitude 1.237 kg/m<sup>3</sup>  
Air density relative to standard 100.9 %  
Hub altitude above sea level (asl) 130.0 m  
Annual mean temperature at hub alt. 8.2 °C  
Pressure at WTGs 998.6 hPa

Wake Model Parameters  
From angle To angle Terrain type Wake decay constant  
[°] [°]  
-180.0 180.0 Open farmland 0.075

Displacement heights from objects

Wake calculation settings  
Angle [°] Wind speed [m/s]  
start end step start end step  
0.5 360.0 1.0 0.5 30.5 1.0



Scale 1:50,000  
New WTG Meteorological Data

### Key results for height 100.0 m above ground level

Terrain	Dutch Stereo-RD/NAP 2000	X (east)	Y (north)	Name of wind distribution	Height [m]	Type	Wind energy [kWh/m <sup>2</sup> ]	Mean wind speed [m/s]
A	244,875	607,930	EmdConvwx_N53.450_E006.740 (5)	150.0	WEIBULL	6,060	8.5	

### Calculated Annual Energy for Wind Farm

WTG combination	Result PARK [MWh/y]	GROSS (no loss) Free WTGs [MWh/y]	Park efficiency [%]	Specific results <sup>a)</sup>			
				Capacity factor [%]	Mean WTG result [MWh/y]	Full load hours [Hours/year]	Mean wind speed @hub height [m/s]
Wind farm	396,373.2	441,777.1	89.7	45.2	19,818.7	3,964	8.9

<sup>a)</sup> Based on wake reduced results, but no other losses included

### Calculated Annual Energy for each of 20 new WTGs with total 100.0 MW rated power

Links	WTG type		Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Displacement height [m]	Power curve Creator Name	Annual Energy Result [MWh]	Park Efficiency [%]	Capacity factor [%]	Mean wind speed [m/s]
	Valid	Manufact. Type-generator									
1 A	Yes	GAMESA G128-5,000	5,000	128.0	130.0	0.0	EMD Level 0 - Calculated - 108.5 dB - 04-2013	19,623.2	88.84	44.8	8.89
2 A	Yes	GAMESA G128-5,000	5,000	128.0	130.0	0.0	EMD Level 0 - Calculated - 108.5 dB - 04-2013	20,432.2	92.50	46.6	8.89
3 A	Yes	GAMESA G128-5,000	5,000	128.0	130.0	0.0	EMD Level 0 - Calculated - 108.5 dB - 04-2013	19,245.3	87.13	43.9	8.89
4 A	Yes	GAMESA G128-5,000	5,000	128.0	130.0	0.0	EMD Level 0 - Calculated - 108.5 dB - 04-2013	19,212.0	86.98	43.8	8.89
5 A	Yes	GAMESA G128-5,000	5,000	128.0	130.0	0.0	EMD Level 0 - Calculated - 108.5 dB - 04-2013	19,310.1	87.42	44.1	8.89
6 A	Yes	GAMESA G128-5,000	5,000	128.0	130.0	0.0	EMD Level 0 - Calculated - 108.5 dB - 04-2013	19,998.6	90.54	45.6	8.89
7 A	Yes	GAMESA G128-5,000	5,000	128.0	130.0	0.0	EMD Level 0 - Calculated - 108.5 dB - 04-2013	19,392.7	87.79	44.2	8.89
8 A	Yes	GAMESA G128-5,000	5,000	128.0	130.0	0.0	EMD Level 0 - Calculated - 108.5 dB - 04-2013	20,282.2	91.82	46.3	8.89
9 A	Yes	GAMESA G128-5,000	5,000	128.0	130.0	0.0	EMD Level 0 - Calculated - 108.5 dB - 04-2013	19,412.1	87.88	44.3	8.89
10 A	Yes	GAMESA G128-5,000	5,000	128.0	130.0	0.0	EMD Level 0 - Calculated - 108.5 dB - 04-2013	20,063.5	90.83	45.8	8.89
11 A	Yes	GAMESA G128-5,000	5,000	128.0	130.0	0.0	EMD Level 0 - Calculated - 108.5 dB - 04-2013	20,019.9	90.63	45.7	8.89
12 A	Yes	GAMESA G128-5,000	5,000	128.0	130.0	0.0	EMD Level 0 - Calculated - 108.5 dB - 04-2013	20,956.9	94.88	47.8	8.89
13 A	Yes	GAMESA G128-5,000	5,000	128.0	130.0	0.0	EMD Level 0 - Calculated - 108.5 dB - 04-2013	20,342.8	92.10	46.4	8.89
14 A	Yes	GAMESA G128-5,000	5,000	128.0	130.0	0.0	EMD Level 0 - Calculated - 108.5 dB - 04-2013	19,158.2	86.73	43.7	8.89
15 A	Yes	GAMESA G128-5,000	5,000	128.0	130.0	0.0	EMD Level 0 - Calculated - 108.5 dB - 04-2013	19,067.0	86.32	43.5	8.89
16 A	Yes	GAMESA G128-5,000	5,000	128.0	130.0	0.0	EMD Level 0 - Calculated - 108.5 dB - 04-2013	19,168.1	86.78	43.7	8.89
17 A	Yes	GAMESA G128-5,000	5,000	128.0	130.0	0.0	EMD Level 0 - Calculated - 108.5 dB - 04-2013	19,441.5	88.01	44.4	8.89
18 A	Yes	GAMESA G128-5,000	5,000	128.0	130.0	0.0	EMD Level 0 - Calculated - 108.5 dB - 04-2013	20,164.5	91.29	46.0	8.89
19 A	Yes	GAMESA G128-5,000	5,000	128.0	130.0	0.0	EMD Level 0 - Calculated - 108.5 dB - 04-2013	20,634.4	93.42	47.1	8.89
20 A	Yes	GAMESA G128-5,000	5,000	128.0	130.0	0.0	EMD Level 0 - Calculated - 108.5 dB - 04-2013	20,447.9	92.57	46.7	8.89

Annual Energy results do not include any losses apart from wake losses. Additional losses and uncertainty must be considered for an investment decision.



## PARK - Main Result

Calculation: 3b. integraal zonder prototype

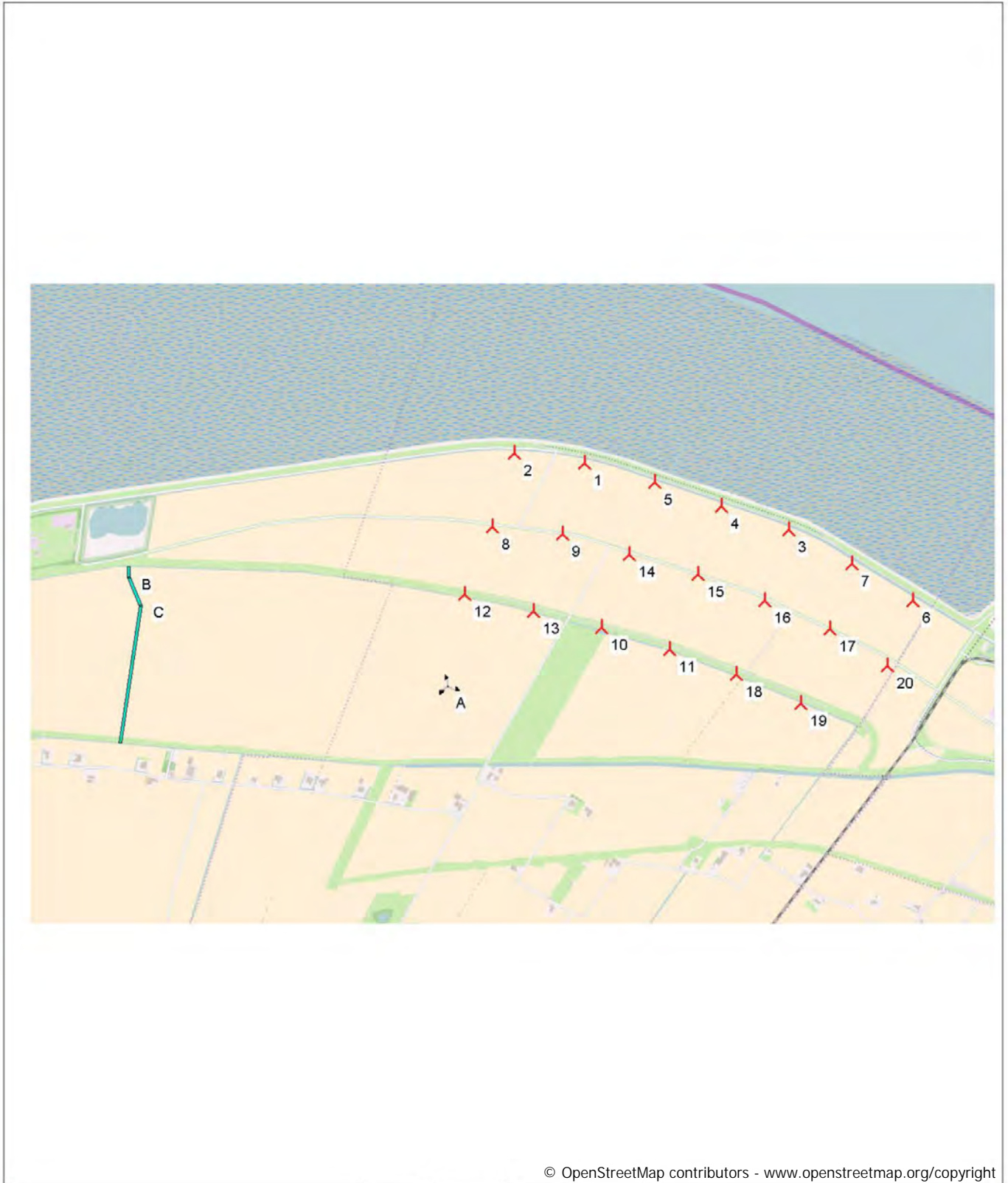
### WTG siting

Dutch Stereo-RD/NAP 2000

	X (east)	Y (north)	Z	Row data/Description
			[m]	
1 New	245,841	609,552	0.0	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 130.0 m (TOT: 194.0 m) (130.1)
2 New	245,332	609,609	0.0	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 130.0 m (TOT: 194.0 m) (130.2)
3 New	247,318	609,099	0.0	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 130.0 m (TOT: 194.0 m) (129.1)
4 New	246,832	609,261	0.0	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 130.0 m (TOT: 194.0 m) (129.2)
5 New	246,346	609,422	0.0	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 130.0 m (TOT: 194.0 m) (129.3)
6 New	248,219	608,607	0.0	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 130.0 m (TOT: 194.0 m) (128.1)
7 New	247,775	608,861	0.0	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 130.0 m (TOT: 194.0 m) (128.2)
8 New	245,181	609,078	0.0	95.4°, 512.0 m
9 New	245,692	609,039	0.0	
10 New	245,984	608,369	0.0	107.7°, 512.0 m
11 New	246,475	608,223	0.0	
12 New	244,993	608,592	0.0	104.0°, 512.0 m
13 New	245,492	608,478	0.0	
14 New	246,175	608,897	0.0	105.9°, 512.0 m
15 New	246,670	608,766	0.0	
16 New	247,153	608,588	0.0	113.9°, 512.0 m
17 New	247,625	608,390	0.0	
18 New	246,957	608,051	0.0	113.9°, 512.0 m
19 New	247,429	607,853	0.0	
20 New	248,045	608,136	0.0	GAMESA G128 5000 128.0 !O! hub: 130.0 m (TOT: 194.0 m) (212)

### PARK - Map

Calculation: 3b. integraal zonder prototype



0 500 1000 1500 2000 m

Map: Open Street Map 001 , Print scale 1:40,000, Map center Dutch Stereo-RD/NAP 2000 East: 245,390 North: 608,731

New WTG Meteorological Data Obstacle





# Milieueffectenstudie (MES) windpark Eemshaven-West

Deelrapport Waterveiligheid

Gemeente Eemshaven, Provincie Groningen, Ministerie van Economische  
Zaken en het Ministerie van Infrastructuur & Milieu

19 december 2016

Project Milieueffectenstudie (MES) windpark Eemshaven-West  
Document Deelrapport Waterveiligheid  
Status Definitief  
Datum 19 december 2016  
Referentie GV1101-5/16-021.112

Opdrachtgever Gemeente Eemshaven, Provincie Groningen, Ministerie van Economische Zaken en het  
Ministerie van Infrastructuur & Milieu  
Projectcode GV1101-5  
Projectleider drs. D.J.F. Bel  
Projectdirecteur ing. A.J.P. Helder

Auteur(s) ir. G.R. Spaargaren  
Gecontroleerd door ir. M.L. Aalberts, P.T.G. van Tol MSc  
Goedgekeurd door drs. D.J.F. Bel

Paraaf



Adres Witteveen+Bos Raadgevende ingenieurs B.V.  
Van Twickelostraat 2  
Postbus 233  
7400 AE Deventer  
+31 (0)570 69 79 11  
www.witteveenbos.com  
KvK 38020751

Het kwaliteitsmanagementsysteem van Witteveen+Bos is gecertificeerd op basis van ISO 9001.

© Witteveen+Bos

Niets uit dit document mag worden veeelvoudigd en/of openbaar gemaakt in enige vorm zonder voorafgaande schriftelijke toestemming van Witteveen+Bos Raadgevende ingenieurs B.V. noch mag het zonder dergelijke toestemming worden gebruikt voor enig ander werk dan waarvoor het is vervaardigd, behoudens schriftelijk anders overeengekomen. Witteveen+Bos aanvaardt geen aansprakelijkheid voor enigerlei schade die voortvloeit uit of verband houdt met het wijzigen van de inhoud van het door Witteveen+Bos geleverde document.

# INHOUDSOPGAVE

<b>1</b>	<b>INLEIDING</b>	<b>1</b>
1.1	Leeswijzer	1
1.2	De aanleiding voor windenergie in Eemshaven-West	1
1.3	Aanleiding en doelstelling milieueffectenstudie (MES)	1
1.4	Zoekgebied Eemshaven-West	2
<b>2</b>	<b>ALTERNATIEVEN EN VARIANTEN</b>	<b>4</b>
2.1	Inleiding	4
2.2	Overzicht alternatieven en varianten	4
2.3	Alternatief 1: alternatief RWE+	6
2.4	Alternatief 2: alternatief Nuon	6
2.5	Alternatief 3: integraal alternatief	8
2.5.1	Variant a: laag, compact	8
2.5.2	Variant b: hoog, verspreid	9
<b>3</b>	<b>WETTELIJK KADER EN BELEID</b>	<b>10</b>
3.1	Waterwet	10
3.2	Provinciale Omgevingsverordening (2016)	11
3.3	Keur waterschap Noorderzijlvest 2009	12
<b>4</b>	<b>BEOORDELINGSKADER EN AANPAK</b>	<b>13</b>
4.1	Uitgangspunten	13
4.2	Resultaten rapport Oostpolderdijk	14
4.2.1	Referentieontwerp	14
4.2.2	Onderdeel bovengrondse calamiteiten	15
4.2.3	Onderdeel ondergrondse invloed	17
4.3	Toelaatbare bijdrage van windturbines aan de faalkansen van de waterkering	17
4.4	Faalmechanismen waterkering	18
4.5	Additionele faalkansen windturbines Emmapolderdijk	19
4.5.1	Ondergrond	19
4.5.2	Oriëntatie windturbine ten opzichte van de dominante windrichting	20

4.5.3	Afstand windturbine ten opzichte van de waterkering	20
4.5.4	Type turbine	20
4.5.5	Faalkans dijk	20
4.5.6	Noot bij rapport Arcadis	21
4.5.7	Additionele faalkansen windturbines Emmapolderijk	21
<b>5</b>	<b>REFERENTIESITUATIE</b>	<b>23</b>
<b>6</b>	<b>ONDERZOEKSRESULTATEN</b>	<b>24</b>
6.1	Alternatief 1 RWE+	24
6.2	Variant 2a Nuon 3,5 MW	24
6.3	Variant 2b Nuon 5,0 MW	24
6.4	Variant 2c Nuon 5,0 en 7,5 MW	24
6.5	Variant 3a laag en compact	24
6.6	Variant 3b zonder vierde en vijfde rij	25
6.7	Maatregelen	25
<b>7</b>	<b>CONCLUSIES</b>	<b>26</b>
<b>8</b>	<b>LITERATUURLIJST</b>	<b>27</b>
	Laatste pagina	27
	<b>Bijlage(n)</b>	<b>Aantal pagina's</b>
	-	



# 1

## INLEIDING

### 1.1 Leeswijzer

Voorliggend deelrapport beschrijft het onderzoek inzake waterveiligheid. Ten behoeve van de zelfstandige leesbaarheid van het deelrapport zijn de algemene hoofdstukken in de MES op hoofdlijnen beschreven in hoofdstuk 1 en 2 van dit deelrapport. De lezer kan deze hoofdstukken desgewenst overslaan.

Achtereenvolgens komt het volgende aan bod:

- de alternatieven en varianten die zijn onderzocht, die staan in hoofdstuk 2;
- het wettelijke kader en beleidskader voor waterveiligheid, in hoofdstuk 3;
- het beoordelingskader en de onderzoeksaanpak, in hoofdstuk 4;
- de referentiesituatie, in hoofdstuk 5;
- de onderzoeksresultaten per alternatief en variant, in hoofdstuk 6;
- de conclusies in hoofdstuk 7.

### 1.2 De aanleiding voor windenergie in Eemshaven-West

Nederland werkt aan een CO<sub>2</sub>-arme energievoorziening die veilig, betrouwbaar en betaalbaar is. Hierover zijn in het Energieakkoord tussen Rijk en provincies afspraken gemaakt over windmolens op land. Duurzame energie zorgt ervoor dat Nederland minder fossiele brandstoffen nodig heeft. In 2020 moet 14 % van de energie in Nederland afkomstig zijn van duurzame energiebronnen. Windenergie speelt een belangrijke rol in de overgang naar duurzame energie, naast zonne-energie, biomassa en aardwarmte. Rijk en provincies hebben voor windenergie een doelstelling van 6.000 MegaWatt (MW) in 2020 afgesproken. Dat levert elektriciteit voor vier miljoen huishoudens. Groningen heeft de taakstelling om in de provincie een opgesteld vermogen van 855,5 MW mogelijk te maken en heeft gekozen voor ontwikkeling van windparken binnen drie concentratiegebieden, zijnde Eemshaven, Delfzijl en de N33. Het gebied Eemshaven-West maakt deel uit van de drie concentratiegebieden.

Provinciale Staten van Groningen hebben op 29 januari 2014 Eemshaven-West als zoekgebied vastgesteld voor de realisatie van windenergie. In de Omgevingsvisie en Omgevingsverordening van de provincie Groningen en de Structuurvisie Eemsmond-Delfzijl van de provincie Groningen is het zoekgebied opgenomen. In Eemshaven-West moet een deel van de taakstelling worden gerealiseerd.

### 1.3 Aanleiding en doelstelling milieueffectenstudie (MES)

#### Aanleiding milieueffectenstudie

Voor de invulling van het windpark Eemshaven-West zijn meerdere plannen van initiatiefnemers, waaronder Nuon en RWE. Het plan van Nuon, in samenwerking met ECN en grondeigenaren verenigd in de Stichting Eemswind, betreft de realisatie van een binnendijks windpark met een opgesteld vermogen van in totaal circa 130 MW. Het plan van RWE betreft de realisatie van een windpark in het profiel van de Emmapolderdijk, met een opgesteld vermogen van in totaal circa 36 MW. Beide plannen vertonen een

zekere mate van overlap en zijn daarom niet tegelijk realiseerbaar. De plannen van RWE en Nuon zijn nog indicatief.

De strijdigheid tussen de plannen bestaat uit het feit dat:

- er staan turbines in het profiel van de Waddenzeedijk (Emmapolderdijk) in het plan van RWE en er staan turbines vlak naast de Waddenzeedijk in het plan van Nuon;
- samen beschouwd, en met de turbinespecificaties die zijn aangeleverd door RWE en Nuon, staan de turbines van RWE en Nuon te dicht op elkaar. Te dicht betekent dat de rijen turbines zodanig dicht op elkaar staan dat ze elkaar veel wind afvangen, turbulentie veroorzaken of zelfs fysiek in de weg zitten;
- en er kan, uitgaande van de turbinespecificaties van Nuon, geen rij turbines worden gerealiseerd tussen de bestaande rijen turbines in de Emmapolder en een rij turbines in het profiel van de Waddenzeedijk.

Om bovenstaande redenen kunnen beide plannen, in hun huidige vorm, niet tegelijk worden gerealiseerd.

### Doelstelling milieueffectenstudie

Om de planvorming voor het windpark in Eemshaven-West een stap verder te brengen, willen het Rijk, de provincie Groningen en de gemeente Eemshaven gezamenlijk de mogelijkheden voor windenergie in Eemshaven-West onderzoeken. Daarom wordt een milieueffectstudie (MES) uitgevoerd. Het doel van de milieueffectstudie is het verschaffen van inzicht in de mogelijke effecten op het milieu en de omgeving van de initiatieven van Nuon, RWE en een mogelijk derde initiatief voor de vervanging van drie bestaande turbines, voor windenergie binnen het gebied Eemshaven-West. Daarnaast gaat de MES in op de technische en economische haalbaarheid.

De milieueffectstudie moet er voor zorgen dat gemeente, provincie en Rijk een weloverwogen besluit kunnen nemen over de invulling van het windpark Eemshaven-West en de initiatieven van onder meer Nuon en RWE. De overheden willen begin 2017 dit besluit nemen, mede op grond van de MES, eventuele reacties op de MES en een advies over de MES van de Commissie voor de milieueffectrapportage (Cmer). De MES vormt later de basis voor het MER en inpassingplan voor windenergie in Eemshaven-West.

## 1.4 Zoekgebied Eemshaven-West

Het zoekgebied Eemshaven-West bestaat uit een testveld voor prototype offshore testturbines, een gebied voor onderzoeksturbines en een gebied voor reguliere productie windturbines<sup>1</sup>. Het op te stellen vermogen is in totaal circa 100 MW - 130 MW. De prototypes en gecertificeerde onderzoeksturbines tellen mee in het opgestelde vermogen. Het zoekgebied Eemshaven-West omsluit en grenst aan het bestaande windpark Eemswind met een opgesteld vermogen van in totaal circa 60 MW. Hieronder is nader ingegaan op de kenmerken van de testvelden voor de prototype turbines en onderzoeksturbines, zoals die zijn opgenomen in de Omgevingsverordening van de provincie Groningen.

Voor het realiseren van de taakstelling van 855,5 MW in 2020 heeft de provincie Groningen drie concentratiegebieden aangewezen (N33, Delfzijl en Eemshaven). Om de taakstelling te halen gaat de provincie uit van de realisatie van minimaal 100 MW in Eemshaven West.

Het (zuidelijke) testveld voor prototype offshore testturbines kan voorzien in de oprichting van maximaal vier prototype offshore testturbines of maximaal drie prototype offshore testturbines en één prototype onshore testturbine, met als doel certificering van offshore en onshore windturbines en wetenschappelijk onderzoek.

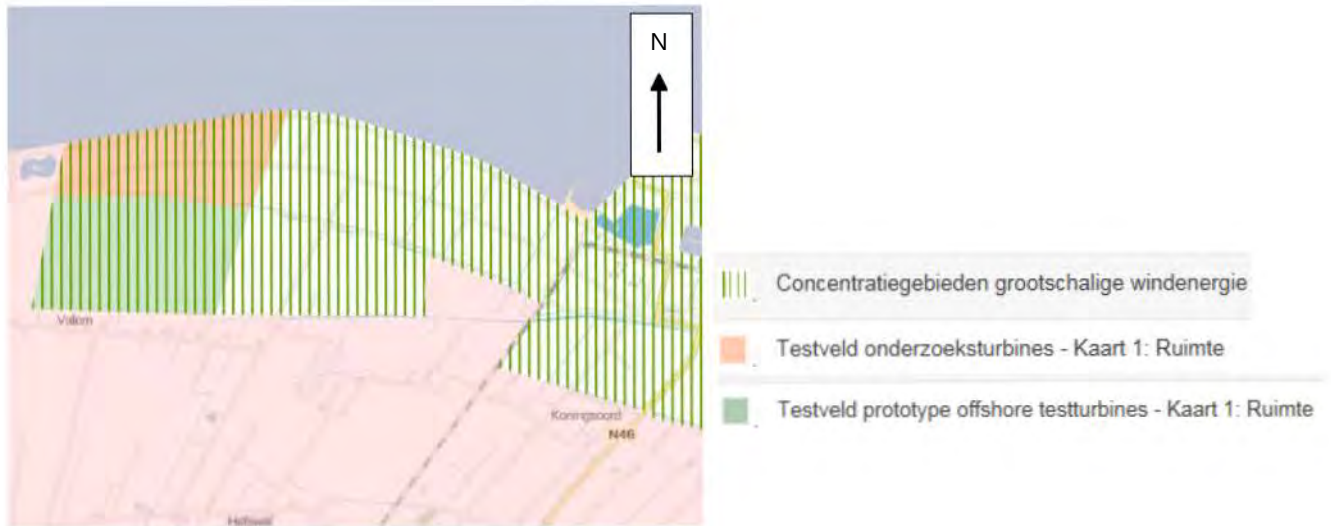
---

<sup>1</sup> In de structuurvisie Eemshaven-West (zie hoofdstuk 2.11) wordt ook gesproken over een windpark Eemshaven-West (ontwikkeling 11a) naast een testpark windenergie Eemshaven-West (11b). Het windpark Eemshaven-West in dit MES omvat beide ontwikkelingen en beschouwd deze in gezamenlijkheid.

Het (noordelijke) testveld onderzoeksturbines kan voorzien in de oprichting van maximaal vijf reeds gecertificeerde onderzoeksturbines met als doel wetenschappelijk onderzoek ten behoeve van offshore windenergie op voorwaarde dat:

- 1 de turbines deel gaan uitmaken van een park- of lijnopstelling;
- 2 en geen grotere wielkengte hebben dan tweederde van de ashoogte.

Afbeelding 1.1 Zoekgebied Eemshaven-West in Omgevingsvisie en Omgevingsverordening Groningen



# 2

## ALTERNATIEVEN EN VARIANTEN

### 2.1 Inleiding

In het hoofdrapport MES zijn de ontwerpaanpak en het proces van het ontwerp van de alternatieven beschreven. In voorliggend hoofdstuk zijn de belangrijkste kenmerken van de alternatieven en varianten op een rij gezet en zijn de alternatieven en varianten kort beschreven.

### 2.2 Overzicht alternatieven en varianten

Tabel 2.1 bevat een overzicht van de kenmerken van de alternatieven en varianten.

Tabel 2.1 Overzicht alternatieven en varianten

		1 Alternatief RWE+	2a Variant Nuon 3,5 MW	2b Variant Nuon 5,0 MW	2c Variant Nuon 5,0 MW	3a Integrale variant compact en laag	3b Integrale variant verspreid en hoog
<b>BESTAANDE TURBINES</b>	<i>aantal</i>	20	20	20	20	vervangen	vervangen
	<i>vermogen [MW]</i>	3	3	3	3	vervangen	vervangen
	<i>subtotaal [MW]</i>	60	60	60	60	vervangen	vervangen
<b>PRODUCTIETURBINES</b>	<i>type</i>	Enercon E-82 en Enercon E101	Enercon E-101	Gamesa G132	Gamesa G132	Enercon E-82	Gamesa G128
	<i>aantal</i>	12 resp. 11	21	13	13	45	20
	<i>vermogen per turbine [MW]</i>	3 resp. 3,5	3,5	5	5	3	5
	<i>subtotaal [MW]</i>	74,5	73,5	65	65	135	100
	<i>rotor diameter [m]</i>	82 resp. 101	101	132	132	82	128

		1 Alternatief RWE+	2a Variant Nuon 3,5 MW	2b Variant Nuon 5,0 MW	2c Variant Nuon 5,0 MW	3a Integrale variant compact en laag	3b Integrale variant verspreid en hoog
	<i>ashoogte [m]</i>	87 resp. 124,5	124,5	120	120	87	130
	<i>tiphoogte [m]</i>	128 resp. 175	175	186	186	128	194
<b>TURBINES IN TESTVELD NOORD</b>	<i>aantal</i>	5	5	5	8 (waarvan 4 productie- turbines)	5	5
	<i>vermogen per turbine [MW]</i>	5	5	7,5	5	5	7,5
	<i>subtotaal [MW]</i>	25	25	37,5	40	25	37,5
	<i>rotor diameter [m]</i>	128	128	150	132	128	150
	<i>ashoogte [m]</i>	120	120	120	120	120	120
	<i>tiphoogte [m]</i>	184	184	195	186	184	195
<b>TURBINES IN TESTVELD ZUID</b>	<i>aantal</i>	3	3	3	3	4	3
	<i>vermogen per turbine [MW]</i>	10	10	10	10	7,5	10
	<i>subtotaal [MW]</i>	30	30	30	30	30	30
	<i>rotor diameter [m]</i>	230	230	230	230	150	230
	<i>ashoogte [m]</i>	180	180	180	180	120	180
	<i>tiphoogte [m]</i>	295	295	295	295	195	295
<b>TOTAAL VERMOGEN [MW]</b>		189,5	188,5	192,5	195	190	167,5
<b>TOEGEVOEGD VERMOGEN [MW]</b>		129,5	128,5	132,5	135	130	107,5

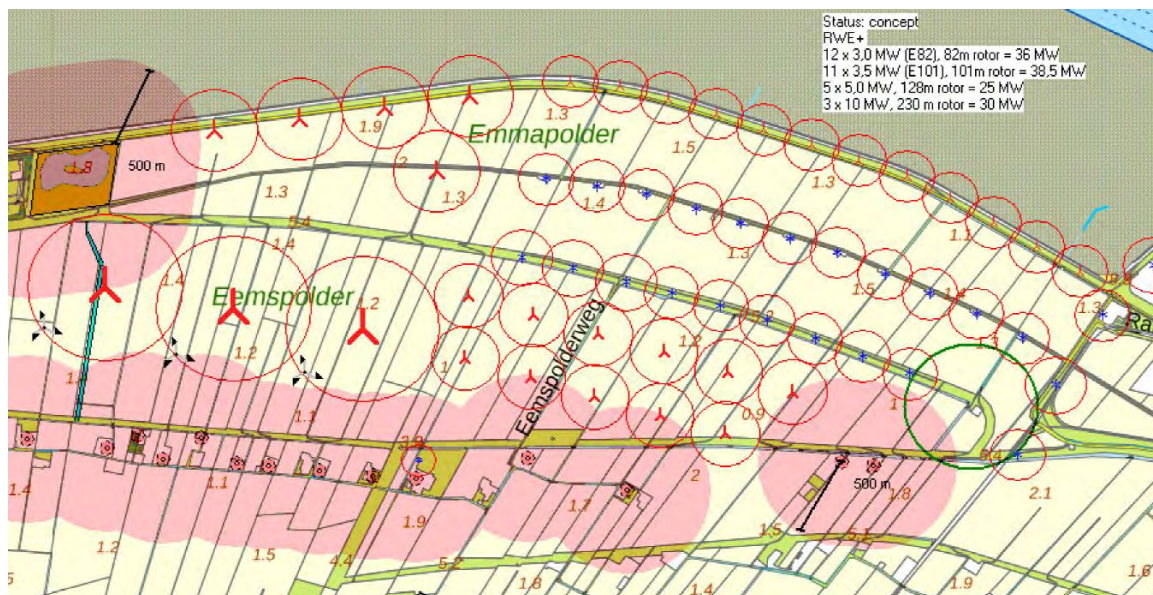
Voor de MES wordt uitgegaan van de volgende (fictieve) prototype testturbines:

- prototype testturbine van 10 MW met een rotordiameter van 230 meter, een ashoogte van 180 meter en een prototype testturbine van 7,5 MW met als uitgangspunt een rotordiameter van 150 meter en een ashoogte van 120 meter;
- gecertificeerde onderzoeksturbines van 5,0 MW met een rotordiameter en ashoogte van 128 meter en 120 meter en gecertificeerde onderzoeksturbines van 7,5 MW met als uitgangspunt een rotordiameter van 150 meter en een ashoogte van 120 meter.

## 2.3 Alternatief 1: alternatief RWE+

Het plan van RWE omvat het plaatsen van 12 windturbines (3,0 MW) in het profiel van de Emmapolderdijk. De nieuwe turbines volgen het ritme van de bestaande opstelling. Voor een eerlijke vergelijking van de alternatieven en varianten en om aan de doelstelling van circa 100 MW - 130 MW opgesteld vermogen te voldoen, is het plan van RWE aangevuld met turbines in de overige delen van het plangebied Eemshaven-West. Als uitgangspunt hiervoor is variant 2a gehanteerd.

Afbeelding 2.1 Alternatief 1: alternatief RWE+

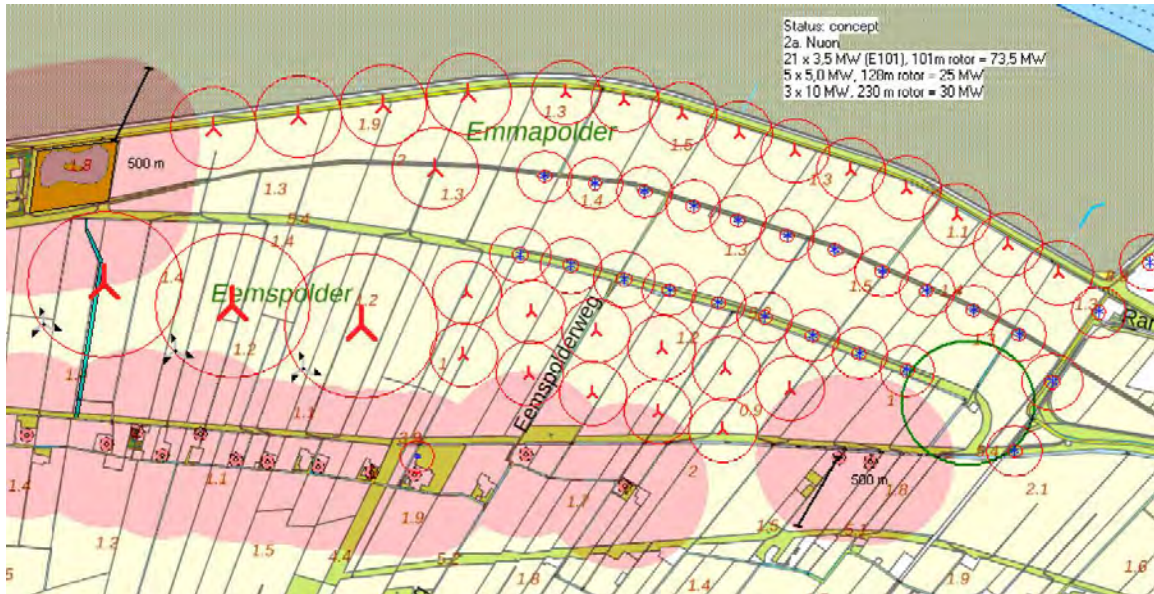


## 2.4 Alternatief 2: alternatief Nuon

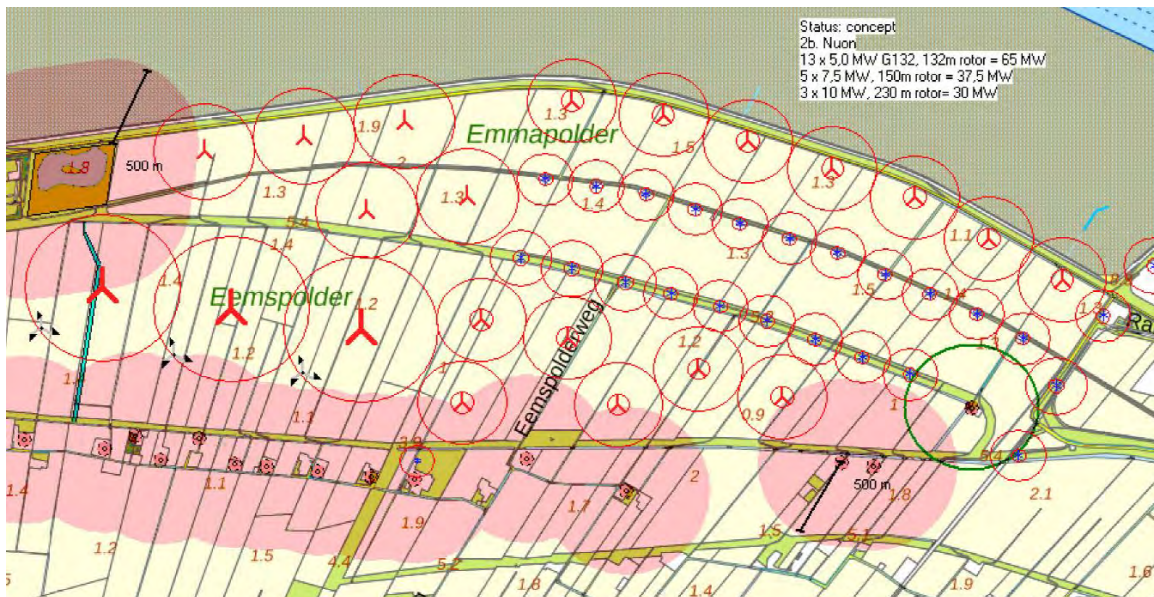
Nuon heeft voor het gezamenlijke initiatief van Nuon, ECN en Stichting Eemswind bandbreedtes aangeleverd, waarbinnen zij een plan willen ontwikkelen. Voor de MES is de bandbreedte door de onderzoekers vertaald naar twee varianten: variant 2a en variant 2b. Variant 2a vertegenwoordigt de onderkant van de bandbreedte en variant 2b vertegenwoordigt de bovenkant van de bandbreedte. Nuon heeft daarnaast een indicatief palenplan opgesteld. Dit indicatieve plan is variant 2c. In variant 2c staat er een rij productieturbines in de gebieden die volgens de Omgevingsverordening van de provincie Groningen zijn bedoeld voor testturbines. Variant 2c wijkt daarmee af van de grenzen van de test- en productiegebieden in Eemshaven-West, zoals opgenomen in de Omgevingsverordening. Varianten 2a en 2b zijn ook gebaseerd op het indicatieve palenplan van Nuon, maar het indicatieve palenplan is door de onderzoekers zodanig gewijzigd, dat het aan de grenzen van de test- en productiegebieden in de Omgevingsverordening voldoet. Dit betekent dat er in varianten 2a en 2b geen productieturbines in de testvelden staan. Variant 2c is in de MES opgenomen om te onderzoeken of, door de grenzen in de Omgevingsverordening los te laten, het windpark beter kan worden ingevuld.



Afbeelding 2.2 Alternatief Nuon: Variant 2a

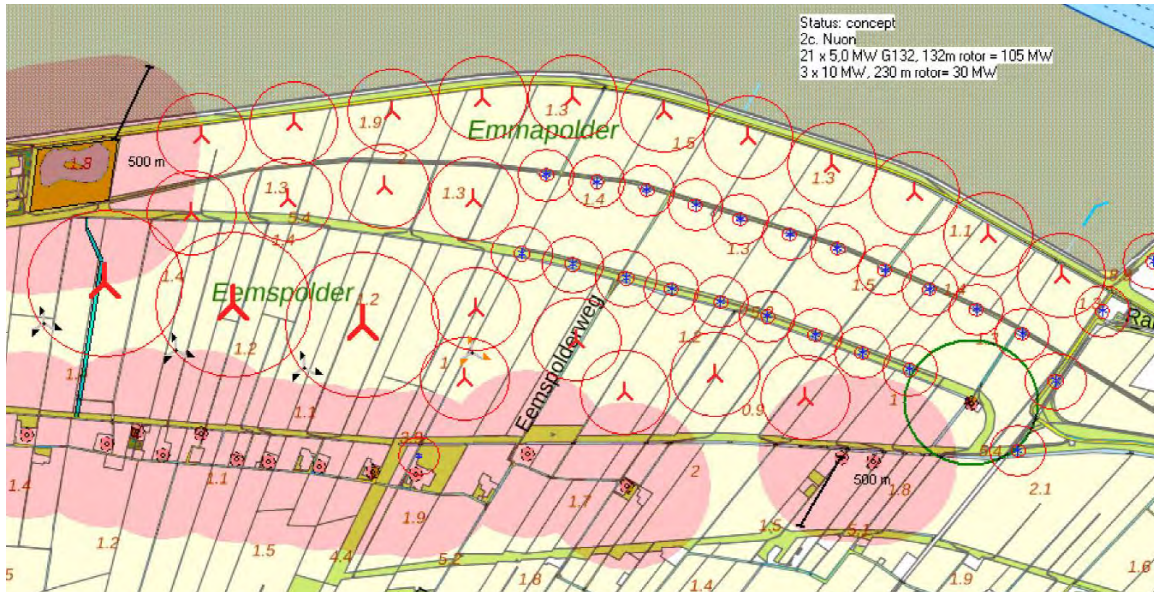


Afbeelding 2.3 Alternatief Nuon: Variant 2b





Afbeelding 2.4 Alternatief Nuon: Variant 2c

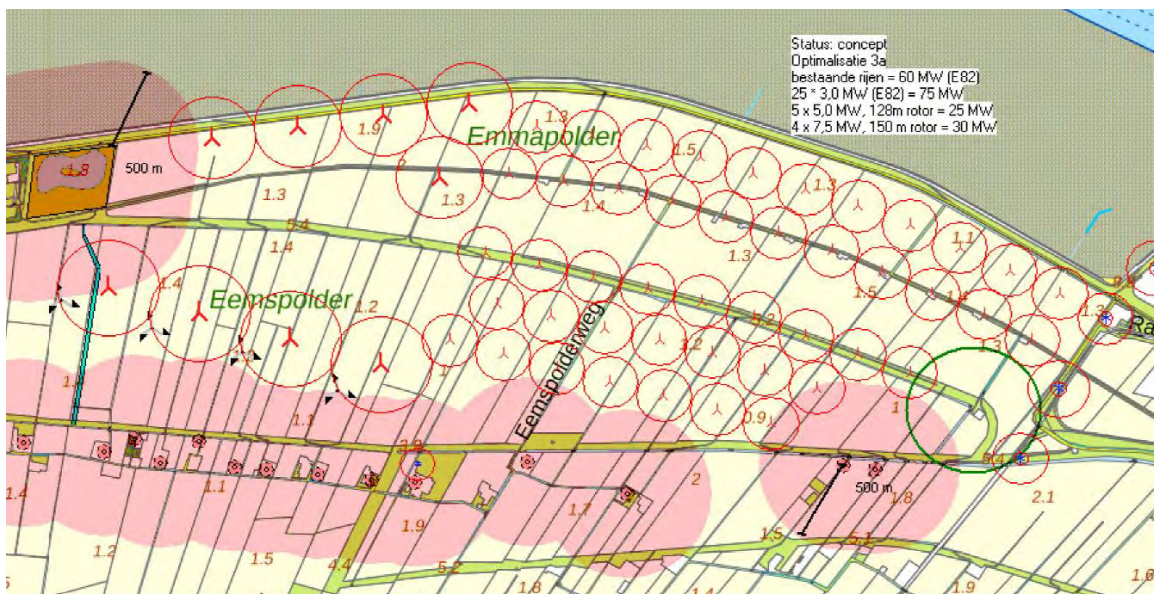


## 2.5 Alternatief 3: integraal alternatief

### 2.5.1 Variant a: laag, compact

De integrale variant 3a is de meest compacte en lage integrale variant. De variant omvat de plaatsing van 3,0 MW productieturbines, ofwel de kleinste productieturbines in de MES, op zo groot mogelijke afstand tot het Natura 2000-gebied en Unesco werelderfgoed de Waddenzee ten noorden van het plangebied en op zo groot mogelijke afstand tot de woningen ten zuiden van het plangebied. Het motief hierbij is om effecten op natuur en omgevingshinder te minimaliseren.

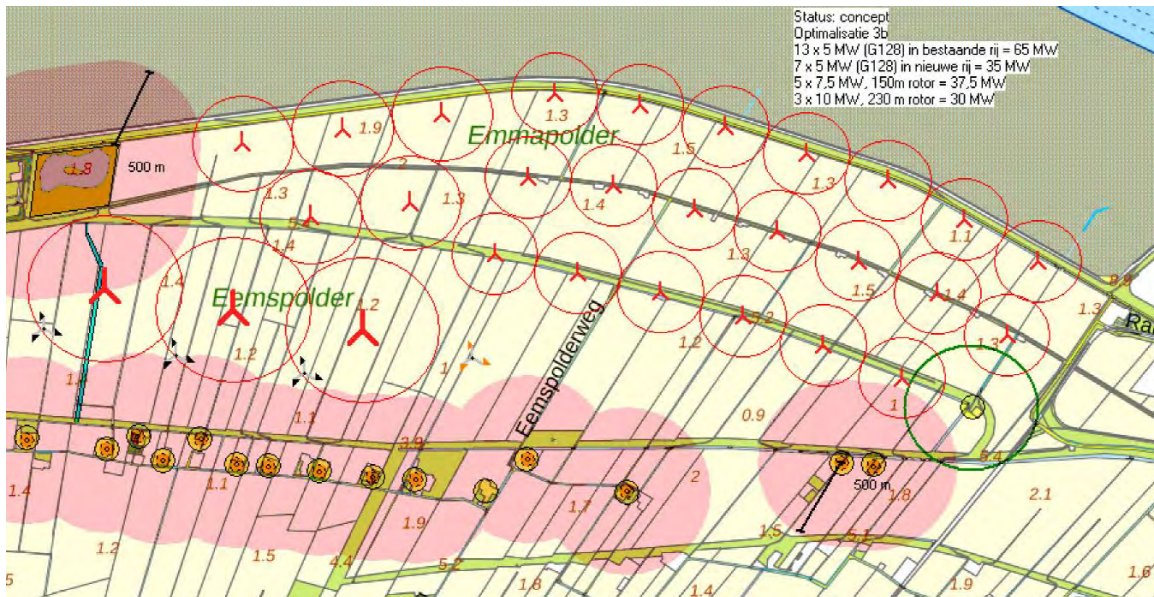
Afbeelding 2.5 Integraal alternatief: Variant 3a



## 2.5.2 Variant b: hoog, verspreid

De integrale variant 3b is de integrale variant met de grootste productieturbines in de MES, in dit geval 5,0 MW turbines, en de meest verspreide opstelling van de productieturbines. In deze variant worden de bestaande turbines in het plangebied vervangen door 5,0 MW turbines. Het centrale motief bij deze variant is maximalisatie van de energieopbrengst. In variant 3b is geen sprake van een vierde en vijfde rij, hiermee wordt de omgevingshinder geminimaliseerd. Alternatieven 1 en 2 bevatten wel een vierde en vijfde rij, door middel van variant 3b worden zo de hoeken van dit speelveld afgedekt.

Afbeelding 2.6 Integraal alternatief: Variant 3b





# 3

## WETTELIJK KADER EN BELEID

### 3.1 Waterwet

Langs het noordelijke deel van het zoekgebied ligt een primaire waterkering categorie a. Deze waterkering maakt onderdeel uit van dijkkring 6, zie afbeelding 3.1. Dijkkring 6 heeft een lengte van circa 230 km en bevat 42 kunstwerken. Dijkkring 6 omvat delen van de provincies Groningen, Friesland en Drenthe. In het gebied zijn drie beheerders actief: Wetterskip Fryslân, Waterschap Noorderzijlvest en Waterschap Hunze en Aa's. Daarnaast is Rijkswaterstaat IJsselmeergebied de beheerder van de Afsluitdijk die een klein deel van de primaire waterkering van dijkkring 6 vormt. Dijkkring 6 is qua oppervlakte (494.000 ha) de grootste dijkkring van Nederland. In het gebied wonen circa 1,1 miljoen inwoners verdeeld over verschillende woonkernen. De belangrijkste woonkernen zijn: Groningen, Leeuwarden, Harlingen, Heerenveen, Drachten, Lemmer, Sneek, Delfzijl en Veendam. Naast het grote oppervlakte wordt het gebied binnen dijkkring 6 gekenmerkt door de winning en het transport van aardgas en het relatief grote landbouwareaal. Volgens de huidige Waterwet is de veiligheidsnorm voor de categorie a-keringen van deze dijkkring 1/4.000 per jaar. Dit is de kans op overschrijding van de waterstand die veilig gekeerd moet kunnen worden.

Afbeelding 3.1 Dijkkring 6



Er zijn belangrijke ontwikkelingen om bij het onderwerp waterveiligheid rekening mee te houden: gevolgen van klimaatverandering, een steeds hogere veiligheidsverwachting bij burgers, nieuwe technologische mogelijkheden, maar ook hogere kosten en veranderende veiligheidsconcepten. Per 1 januari 2017 wijzigt de waterwet in een nieuwe normering van waterkeringen. De nieuwe norm waar waterkeringen aan moeten voldoen volgens de 'Deltabeslissing Waterveiligheid' is niet meer gebaseerd op de overstromingskans van

de kering zelf, maar op het overstromingsrisico voor het achterliggende gebied. Het ontwerpinstrumentarium voor de nieuwe normering is nog in ontwikkeling, de huidige stand van zaken staat in het OI2014 (Ontwerp Instrumentarium). Nieuw is ook dat de (maatschappelijke) effecten en de kosten van een eventuele overstroming in de besluitvorming meenemen. Naar aanleiding van het Deltaprogramma is men meer aandacht gaan geven aan 'meerlaagsveiligheid' in ruimtelijke ordening: dit houdt in dat niet alleen de waterkeringen op peil en op sterkte zijn, maar ook dat de omgang met reserveringszones en de beheersing van gevolgschade in orde zijn.

## 3.2 Provinciale Omgevingsverordening (2016)

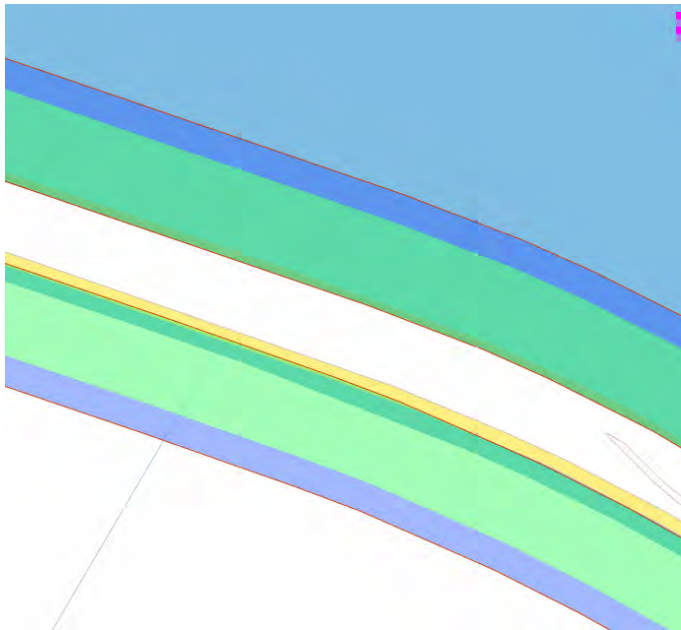
### Profiel van vrije ruimte (waterkeringszone)

De provinciale Omgevingsverordening schrijft voor dat bestemmingen en regels van een bestemmingsplan dat betrekking heeft op de waterkeringszone aan weerszijden van de primaire waterkering in elk geval een verbod bevatten op de oprichting van nieuwe gebouwen en bouwwerken anders dan ten dienste van de bestaande of toekomstige primaire waterkering binnen het aangegeven profiel van vrije ruimte, waarbij het profiel van vrije ruimte in het bestaand stedelijk gebied vijf meter en in het buitengebied 75 meter bedraagt.

### Beschermingszone (waterkeringszone)

De provinciale Omgevingsverordening schrijft voor: de bestemmingen en regels van een bestemmingsplan dat betrekking heeft op de waterkeringszone aan weerszijden van de primaire waterkering voorzien in elk geval in een verbod op de oprichting van nieuwe gebouwen en bouwwerken als deze gebouwen of bouwwerken de stabiliteit van de waterkering nadelig kunnen beïnvloeden binnen de aangeduide beschermingszone van 25 meter aan weerszijden van de waterkering binnen de waterkeringszone.

Afbeelding 3.2 Kaart 3 Omgevingsverordening (blauw: beschermingszone, groen: profiel van vrije ruimte)

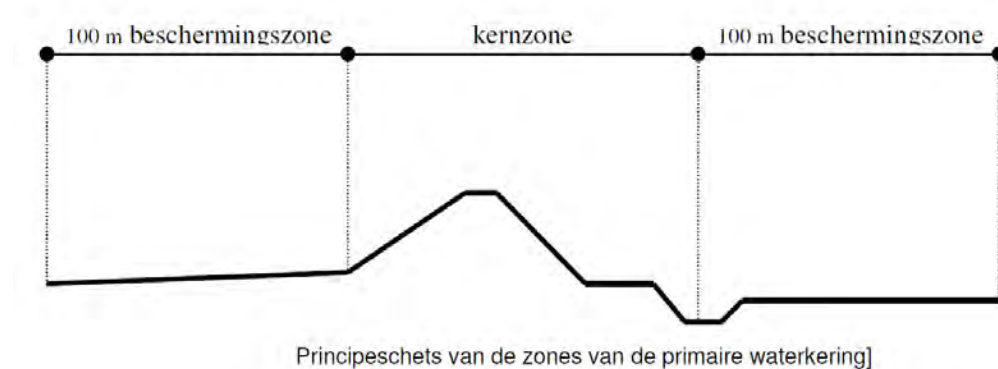


Bovenstaande heeft als consequentie dat het bouwen van windturbines in of nabij de Emmapolderdijk niet mogelijk is zonder omgevingsvergunning.

### 3.3 Keur waterschap Noorderzijlvest 2009

Op basis van de keur van het waterschap Noorderzijlvest (vastgesteld op 13 december 2009) is het verboden om zonder vergunning gebruik te maken van een waterkering, anders dan in overeenstemming met de functie. Een waterkering bestaat uit een kernzone en een beschermingszone (zie afbeelding 3.3). De kernzone dient om de waterveiligheid in de huidige situatie te kunnen borgen, terwijl de beschermingszone vooral dient om ook in de toekomst maatregelen te kunnen nemen voor de waterveiligheid. In principe mag er niet worden gebouwd of gegraven in de kernzone van een waterkering en mag er alleen onder strikte voorwaarden worden gebouwd in de beschermingszone (niet in het profiel van vrije ruimte).

Afbeelding 3.3 Principeschets zonering primaire waterkering (bron: Keur waterschap Noorderzijlvest)



Dit betekent dat er een vergunning nodig is van het waterschap voor de bouw van windturbines op de Waddenzeedijk of in de beschermingszone van de Waddenzeedijk. De vergunningsaanvraag wordt beoordeeld op effecten op de waterveiligheid, op effecten op uit te voeren onderhoud aan de waterkering en op de beschikbare ruimte voor toekomstige werkzaamheden aan de waterkering.

# 4

## BEOORDELINGSKADER EN AANPAK

### 4.1 Uitgangspunten

Voor de beoordeling van het effect van windturbines in of rond waterkeringen op de waterveiligheid is op dit moment geen Leidraad of Voorschrift beschikbaar. Wel is de afgelopen jaren gewerkt aan methodieken die richting geven om beoordelingen te kunnen uitvoeren over de relatie waterveiligheid en windturbines rond waterkeringen. Binnen het beheergebied van Waterschap Noorderzijlvest is voor windturbines bij de Oostpolderdijk een dergelijke methodiek ontwikkeld. Deze methodiek kent echter geen wettelijke status zoals bijvoorbeeld het VTV2006 (Voorschrift Toetsen op Veiligheid). Om de windturbines in de plannen voor de Emmapolder toch te beoordelen, wordt als algemeen uitgangspunt voor de kwalitatieve beoordeling van de opstellingsvarianten, de rapportage 'Windturbines Oostpolderdijk: Beoordeling Waterveiligheid', van Arcadis, 16 februari 2016 [1] gehanteerd. In deze rapportage is onderzocht wat de mogelijkheden zijn voor het plaatsen van drie windturbines op de binnenberm van de Oostpolderdijk. De Oostpolderdijk is eveneens in beheer bij Waterschap Noorderzijlvest en zit op dit moment in een programma om versterkt te worden.

Het dijktraject waarin de Oostpolderdijk is gelegen is hetzelfde dijktraject waarlangs het windpark Eemshaven-West, de Emmapolderdijk, is geprojecteerd namelijk 6\_6, zie afbeelding 4.1.

Afbeelding 4.1 Locatie dijktraject 6\_6 met daarin Oostpolderdijk (ROOD) en Windpark Eemshaven-West (BLAUW)



In het rapport van Arcadis is voor het spoor Waterveiligheid gekeken naar twee mogelijke invloeden met verschillende onderliggende aspecten:

- bovengrondse calamiteiten:
  - bladbreuk;
  - mastbreuk;
  - gondelval;
  - kleine onderdelen;

- ondergrondse invloed:
  - trillingen;
  - verweking;
  - belastingen door aanleg, onderhoud en demontage.

In de beschouwingen van Arcadis is het gebiedsspecifieke aspect van aardbevingen meegenomen en is uitgegaan van het nieuwe ontwerpinstrumentarium OI2014. In de volgende paragraaf is een samenvatting gegeven van de belangrijkste conclusies en uitgangspunten waarop vervolgens de beoordeling van het windpark Eemshaven-West gebaseerd is.

Centraal in voorliggend onderzoek staat de bijdrage van windturbines aan de faalkansen van de Waddenzeedijk. Hierbij geldt de volgende waardering:

- additionele faalkans > 10 % leidt tot een zeer negatieve beoordeling (---);
- additionele faalkans 6,6 % - 10 % leidt tot een negatieve beoordeling (--);
- additionele faalkans > 0 % < 6,6 % leidt tot een licht negatieve beoordeling (-);
- additionele faalkans 0 % leidt tot een neutrale beoordeling (0).

Bovenstaande beoordelingsschaal is gebaseerd op:

- de totale toelaatbare bijdrage van windturbines aan de faalkansen van de waterkering, zijnde 10 % (zie paragraaf 4.3);
- de bijdrage van de windturbines in de Oostpolderdijk aan de faalkansen van de dijk, zijnde 3,4 % (zie hoofdstuk 5).

## 4.2 Resultaten rapport Oostpolderdijk

### 4.2.1 Referentieontwerp

In het onderzoek van Arcadis is uitgegaan van het volgende referentieontwerp.

De windturbines bestaan grofweg uit de volgende hoofdonderdelen:

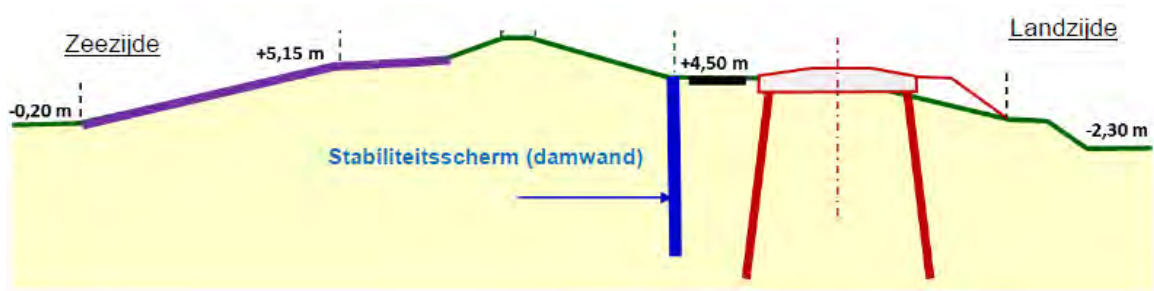
- fundering, die bestaat uit een ringvormige (of veelhoek) betonconstructie met funderingspalen: deze fundering heeft voor een 3 MW turbine een diameter van ongeveer 14 à 15 meter en een diepte van circa 2 à 2,5 m. De funderingspalen worden over het algemeen schoor geplaatst. Alternatieve funderingen zijn denkbaar, zoals bijvoorbeeld een monopile (enkele paal met grote diameter van 4 tot 6 meter);
- mast, een stalen (of betonnen) mast met een diameter tussen circa 4 en 5 meter (soms ook breder) ter plaatse van de fundering. Naar boven toe neemt de diameter af;
- bovenop de mast bevindt zich de gondel, met de generator en hub/naaf;
- de rotor is via de gondel verbonden met de mast en heeft normaliter drie bladen.

Rondom de turbine zijn daarnaast nog diverse faciliteiten benodigd, zoals:

- een transformatorhuisje (afhankelijk ontwerp turbine, bij voorkeur geïntegreerd in de turbine);
- een kraanopstelplaats;
- aansluitpunten voor kabels en leidingen.



Afbeelding 4.2 Principeschets referentieontwerp (Arcadis)



## 4.2.2 Onderdeel bovengrondse calamiteiten

Voor de bovengrondse calamiteiten zijn per onderdeel de volgende conclusies en aanbevelingen naar voren gekomen.

### Bladbreek

Bladbreek kan leiden tot een krater in de waterkering en vormt zo een risico voor de stabiliteit van de waterkering. Daarnaast heeft bladbreek invloed op de erosiebestendigheid van de bekleding.

### Mastbreek

Uitgangspunt is dat de gehele mast omvalt vanaf de mastvoet inclusief alle onderdelen (mast, rotor, gondel, etc.). Het falen van de funderingsconstructie is niet apart beschouwd. De faalfrequentie van falen fundering ligt echter orde groottes lager dan die voor mastbreek, als deze ontworpen wordt conform de normen.

### Gondelval

Uitgangspunt in het rapport van Arcadis is dat de gondel direct naast de mast valt. Daarbij valt de gondel grotendeels op de funderingsplaat en binnenberm, die het grootste deel van de (val)energie opnemen. Daarom wordt het vallen van de gondel zelf niet als relevant beschouwd voor het beoordelen van de waterveiligheid, in vergelijking met de effecten van mastbreek of bladbreek.

### Kleine onderdelen

Kleine onderdelen worden verder niet beschouwd in het kader van waterveiligheid omdat deze niet van invloed zijn op de faalmechanismen van de waterkering.

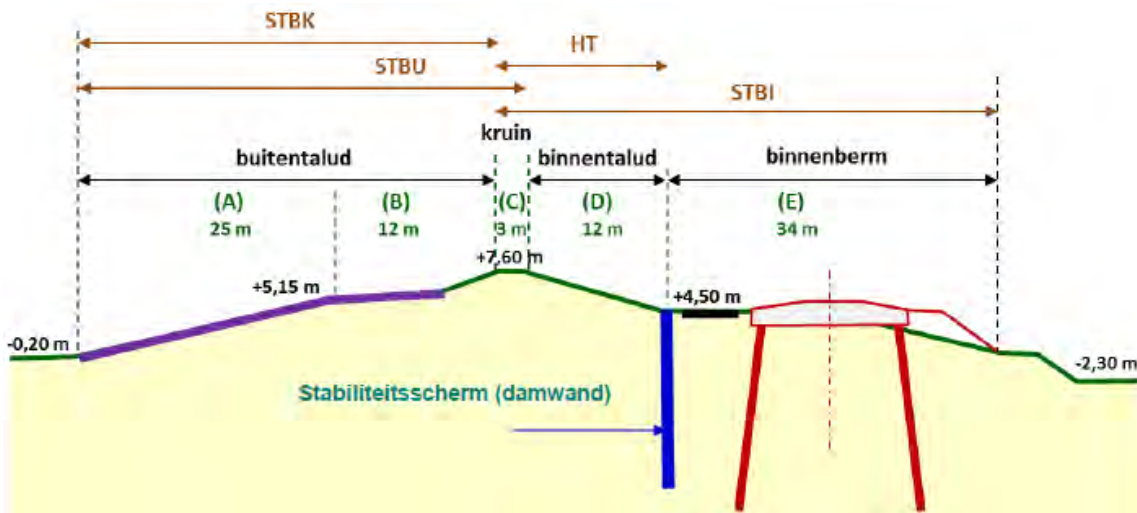
De invloed van bovengrondse incidenten op de waterveiligheid, staat in onderstaande afbeelding.

Afbeelding 4.3 Invloed van bovengrondse incidenten op de waterveiligheid (Arcadis)

Zone	Piping & Opbarsten	Bekleding en erosie	Golfoploop & overslag	Macrostabieliteit binnenwaarts	Macrostabieliteit buitenwaarts
A	Geen	Gat in bekleding	Geen	Geen	Afname weerstand-biedende kracht door krater of shockwave / wateroverspanningen als gevolg van impact
B	Geen	Gat in bekleding	Geen	Geen	Toename aandrijvende kracht door extra gewicht
C	Geen	Geen	Lokale afname van kerende hoogte door inslagkrater	Toename aandrijvende kracht door extra gewicht	Toename aandrijvende kracht door extra gewicht
D	Geen	Geen	Lokale afname van kerende hoogte door inslagkrater	Toename aandrijvende kracht door extra gewicht	Geen
E	Geen	Geen	Geen	Afname weerstand-biedende kracht door krater of shockwave / wateroverspanningen als gevolg van impact	Geen

De bijbehorende zones staan in afbeelding 4.4.

Afbeelding 4.4 Zones en faalmechanismen (Arcadis)



Verklaring bij bovenstaande afbeelding:

- STBK: beschadiging bekleding en erosie: buitentalud zone (A) en (B);
- STBU: macro-instabiliteit buitentalud: buitentalud zone (A) en (B) en kruin (C);
- HT: overloop en golfoverslag: kruin (C) en binnentalud (D);
- STBI: macro-instabiliteit binnenwaarts: kruin (C), binnentalud (D) en binnenberm (E).

### 4.2.3 Onderdeel ondergrondse invloed

In het rapport is voor de ondergrondse invloed van de windturbine gekeken naar verschillende aspecten. Hieronder is weergegeven om welke aspecten het gaat en welke conclusies/aanbevelingen hieruit naar voren gekomen zijn.

#### Verweking

Verweking van de grond kan optreden, niet alleen door trillingen van de windturbine, maar ook door aardbevingen. Reeds in de praktijk toegepaste mitigerende maatregelen om verweking tegen te gaan zijn grondverdichting of ontlastbronnen (tegen wateroverspanning<sup>1</sup>). Deze technieken nemen mogelijk niet het gehele probleem van verweking weg. Daarnaast kan door trillingen van de fundatiepalen verweking vanwege wateroverspanningen ontstaan. Daarom wordt aanbevolen om, als mitigerende maatregel, deze wateroverspanningen te monitoren en zo nodig beheersmaatregelen te treffen, bijvoorbeeld door verdichting of extra ontlastbronnen.

#### Versnellingen door trillingen

Versnellingen in de ondergrond, door trillingen vanwege een windturbine of door heien, beïnvloeden de stabiliteit van de waterkering. Een mogelijke maatregel is het toepassen van een stabiliteitsscherm.

#### Aanwezigheid van NWO

De windturbines en bijbehorende objecten zijn NWO's (Niet Waterkerende Objecten) in een waterkering, feitelijk een onderbreking van de waterkering. Hiervoor gelden andere toetsvoorschriften dan strekkingen van een waterkering zonder NWO's. Als mitigerende maatregel kan, ter plaatse van een NWO, zoals een windturbine, een stabiliteitsscherm worden toegepast.

#### Invloed van (belastingen bij) aanleg, onderhoud en demontage

In de praktijk zal de aanleg en demontage van een windturbine in een waterkering plaatsvinden buiten het stormseizoen, waardoor er geen gevaar is voor overstromingen omdat er geen hoogwater is. Niettemin kunnen de aanleg en demontage van een windturbine een risico vormen, omdat er in en aan het dijkprofiel gewerkt moet worden. Dit zal, voor realisatie, nader moeten worden uitgewerkt en onderzocht en mogelijk moeten er speciale voorzieningen worden getroffen om instabiliteit van de waterkering te voorkomen.

Voor het aanbrengen van palen en damwanden, die mogelijk nodig zijn tijdens realisatiefase en in de gebruiksfase, dient in de uitvoering inzichtelijk gemaakt te worden wat het effect is op de stabiliteit, bijvoorbeeld door monitoring. Bij het voordoen van eventuele problemen kan vervolgens gekozen worden voor het inbrengen van de palen of damwanden met een trillingsvrije techniek.

#### Invloed op piping/heave<sup>2</sup> en grondwaterstroming

Door de wisselende belasting op de fundatiepalen van windturbines, vanwege het trillen van een windturbine, kan een kwelweg ontstaan langs de palen. Een maatregel hiervoor kan een kwelscherm zijn, eventueel gecombineerd met het stabiliteitsscherm.

## 4.3 Toelaatbare bijdrage van windturbines aan de faalkansen van de waterkering

Windturbines vallen onder de categorie Niet-Waterkerende Objecten (NWO's). Voorwaarde voor waterschap Noorderzijlvest is daarom dat de turbines geen significante nadelige invloed mogen hebben op de waterveiligheid c.q. de standzekerheid van de waterkering. In dat kader heeft het waterschap het Expertise Netwerk Waterveiligheid (ENW) om advies gevraagd. In het ENW-advies, kenmerk ENW-14-16, stelt het ENW

<sup>1</sup> Wateroverspanning is tijdelijke vergroting van de waterspanning in met water verzadigde grond. Door druk (belasting) op de grond, bijvoorbeeld door heien, kan wateroverspanning optreden en kan water uit de grond treden.

<sup>2</sup> Piping is het faalmechanisme waarbij water onder een waterkering doorstroomt, door een waterstandsverschil binnendijks en buitendijks, waarbij grond wegspoelt en waardoor een waterkering kan verzakken.

dat 'het ENW de visie deelt dat een windturbine vanuit waterveiligheid in principe in de kruin van de dijk kan worden geplaatst. Vanuit technisch oogpunt wordt deze vraag positief beantwoord: het is goed mogelijk om een ontwerp te maken van de waterkering met daarin een windturbine die aan de eisen ten aanzien van de waterveiligheid voldoet'.

Daarnaast stelt het ENW 'Elke ontwerpvariant voor de turbines zal invloed hebben op meerdere faalmechanismen en dus op de faalkans en eventueel op de faalkansbegroting. Hierbij speelt mee op welke belasting, op welke bezwijkingskansen en op welke bezwijkmechanismen de constructie van de turbines wordt ontworpen ('knakken' van de constructie of bezwijken fundering). Bij de belasting is de vraag of de maatgevende storm voor waterveiligheid ook de gehanteerde maatgevende ontwerpbelasting voor de constructie is. Daarnaast zijn er ook andere elementen in de waterkering (onder andere hogedrukleiding) die qua ontwerp binnen de faalkansruimte van de overige mechanismen (30 %) moeten passen.'

Bij de nadere uitwerking heeft Arcadis vervolgens als conservatief uitgangspunt aangenomen dat de additionele kans op falen door windturbines niet groter mag zijn dan 1 % van de toelaatbare kans van het beschouwde faalmechanisme zonder windturbines en maximaal 10 % mag zijn voor alle NWO's (zoals windturbines) samen (de totale bijdrage van alle windturbines, gesommeerd voor alle faalmechanismen).

In de additionele faalkans zijn de mogelijke invloeden, zoals hiervoor beschreven, meegenomen.

#### Ad 1

Hierbij wordt de invloed per windturbine op de afzonderlijke faalmechanismen beschouwd. Voor elk faalmechanisme geldt dat de faalkansbijdrage van de windturbines kleiner dan 1 % van de oorspronkelijke faalkans van het faalmechanisme moet zijn.

#### Ad 2

Er wordt onderscheid gemaakt tussen faalkansbudget (indexwaarde: 100 %) voor de faalmechanismen die direct tot overstroming kunnen leiden (directe faalmechanismen, 70 %) en de faalmechanismen, die niet direct tot overstroming leiden (indirecte faalmechanismen, 30 %). Onder de indirecte faalmechanismen valt onder meer het falen van niet-waterkerende objecten (NWO's). Dit zijn de categorieën bebouwing, begroeiing, pijpleidingen en overige objecten, waaronder ook windturbines vallen. Door toe te staan dat de windturbines 10 % van dit budget mogen gebruiken, blijft er nog 20 % van dit faalkansbudget over voor overige indirecte faalmechanismen.

## 4.4 Faalmechanismen waterkering

De te beschouwen faalmechanismen van de waterkering vanuit de Bovengrondse Calamiteiten zijn:

- overloop/golfoverslag (HT);
- schade/erosie bekleding (STBK);
- macro-instabiliteit binnenwaarts (STBI);
- macro-instabiliteit buitenwaarts (STBU);
- piping/heave (STPH).

Vanuit de ondergrondse invloeden uit het Arcadis rapport wordt een stabiliteitsschermbod nodig geacht voor de stabiliteit van de Oostpolderdijk. Daarbij is gesteld dat dit stabiliteitsschermbod zo kan worden ontworpen dat hiermee geen maatregel verder benodigd is voor het mechanisme Piping/Heave. Daarom wordt dit faalmechanisme bij de verdere uitwerking niet meer meegenomen. Voor de beschouwde situatie van drie windturbines bij de Oostpolderdijk levert dit per faalmechanisme de volgende additionele faalkansen op:

Tabel 4.1 Faalmechanismen en additionele faalkansen (Arcadis)

Faalmechanisme	Additionele faalkans (% van autonome faalkans zonder turbines)	
	1 turbine	3 turbines
Overloop / golfoverslag (HT)	0,80 %	2,40 %
Schade/erosie bekleding (STBK)	0,22 %	0,66 %
Macro-instabiliteit binnenwaarts (STBI)	0,072 %	0,22 %
Macro-instabiliteit buitenwaarts (STBU)	0,010 %	0,029 %
Totaal	1,1 %	3,4 %

## 4.5 Additionele faalkansen windturbines Emmapolderdijk

Op basis van de bovenstaande resultaten worden de additionele faalkansen van de verschillende windturbines voor de beoordeling van de alternatieven en varianten in de MES Windpark Eemshaven-West bepaald. Op diverse aspecten verschillen de locaties van elkaar, namelijk:

- de gebiedsspecifieke omstandigheden in de ondergrond;
- de beoogde plaatsing van een aantal windturbines in de buurt van de waterkering in relatie tot de dominante windrichting;
- afstanden van de windturbines tot de waterkering;
- type turbine;
- de additionele faalkansen Oostpolderdijk zijn gerelateerd aan een dijkverbeteringsontwerp voor de Oostpolderdijk<sup>1</sup>.

### 4.5.1 Ondergrond

De bodemopbouw van de Emmapolderdijk en Oostpolderdijk verschillen op basis van informatie van Waterschap Noorderzijlvest wezenlijk van elkaar. Bij de Emmapolder is geen 'oude' kleidijk verstopt onder huidige kering. De voormalige kering bestaat uit kwelder materiaal. In de jaren '70 van de vorige eeuw is de waterkering buitenwaarts versterkt met zand. Op circa NAP -19 meter bevindt zich een dikke kleilaag. Lokaal is sprake van een kleipakket van grofweg 2 m dik op NAP -4 meter. In principe is bij daarmee bij de Emmapolderdijk geen sprake van risico op piping. Op basis van de gegevens over de additionele faalkansen uit tabel 4.1 blijkt dat de bijdrage op faalmechanismen die aan de ondergrond gerelateerd zijn, STBI en STBU, reeds relatief klein zijn. Deze bedragen respectievelijk 0,072 % en 0,010 %.

Het bovenste gedeelte van het dijklichaam bestaat bij zowel de Oostpolderdijk als de Emmapolderdijk uit een kleibekleding. Daarom zal het effect op HT en STBK bij bladafworp, mastbreuk of gondelval wel vergelijkbaar zijn.

<sup>1</sup> Bij de verbetering van de Oostpolderdijk zijn aanvullende maatregelen getroffen om de betreffende windturbines mogelijk te maken (onder andere het aanbrengen van damwanden) om zodoende aan de eisen te voldoen. Bij het plaatsen van een windturbine op een waterkering zonder aanpassingen/verbeteringen kan niet zonder meer worden gesteld dat de macrostabiliteit voldoet wanneer het effect van de windturbine wordt meegenomen in de analyse. Opgemerkt wordt dat de waterkering op het traject Eemshaven-West is goedgekeurd in de voorgaande toetsronde en daarmee op dit moment geen onderdeel uitmaakt van een verbeteringsproject..

#### 4.5.2 Oriëntatie windturbine ten opzichte van de dominante windrichting

De dominante windrichting in het plangebied is west/zuidwest. Gezien de locaties van de windturbines en de oriëntatie van de Emmapolderdijk en de Oostpolderdijk, en wanneer er van wordt uitgegaan dat bij mastbreuk de mast 'meevalt' met de wind, dan zou de kans van voorkomen van omval op de waterkering én maatgevende omstandigheden bij de Emmapolderdijk kleiner zijn dan bij de Oostpolderdijk. Echter, op basis van expert judgement is het niet de verwachting dat een mast, of gedeelte ervan, met gondel met de wind mee zal omvallen. Bij mastbreuk is de valrichting niet op voorhand te bepalen. De valrichting van de mast hangt dan af van de stand van de rotor en welk blad is afgebroken. In een latere fase zal dit nader bekeken dienen te worden.

#### 4.5.3 Afstand windturbine ten opzichte van de waterkering

Voor de locatie Oostpolderdijk staan de windturbines geprojecteerd op de binnenberm. Bij de Emmapolderdijk verschilt dit per alternatief en variant. Zo staan windturbines binnen 5 meter van de waterkering maar ook op minimaal 50 meter van de waterkering. Hoe verder een turbine van de Emmapolderdijk staat, hoe kleiner de additionele faalkans. Bij een afstand groter dan de ashoogte is de bijdrage aan de additionele faalkans alleen nog op basis van bladafworp, welke relatief klein is. De exacte faalkans dient in een latere fase per turbine nader bepaald te worden. Gezien de indicatieve status van de plannen in de alternatieven en varianten in de MES, wordt onderscheid gemaakt in turbines rond de waterkering (<5 m), rond de 50 meter van de waterkering en op afstand van ashoogte of meer.

#### 4.5.4 Type turbine

In het rapport van Arcadis is gerekend met een turbine van 3 MW. In de alternatieven en varianten voor de Emmapolder is sprake van verschillende turbines in of naast de Waddenzeedijk namelijk, 3 MW, 3,5 MW, 5 MW en 7,5 MW turbines. Deze grotere turbines zullen bij falen een grotere impact op de waterkering hebben, ondermeer door een grotere massa van de gondel en door de grotere hoogtes.

#### 4.5.5 Faalkans dijk

Bij het bepalen van de toegestane additionele faalkans wordt niet de actuele faalkans van de kering als uitgangspunt gehanteerd, maar de faalkans behorend bij de veiligheidsnorm van het traject waar de dijk deel van uitmaakt. De verdeling hiervan over de verschillende faalmechanismes is verwerkt in de zogenoemde faalmechanisme begroting. Hiervoor zijn defaultwaarden bepaald waar in principe van af mag worden geweken.

De additionele faalkansen in tabel 4.1 zijn niet gebaseerd op de defaultwaarden van de zogenoemde faalmechanisme begroting, maar die zijn gehanteerd voor het dijkverbeteringsontwerp voor het dijkversterkingsproject Eemshaven-Delfzijl waar de Oostpolderdijk deel van uitmaakt. Hierbij is meer ruimte toegekend aan het faalmechanisme stabiliteit binnenwaarts dan regulier wordt gehanteerd. Dit is gecompenseerd door strengere eisen aan het faalmechanisme piping. Uit de derde toetsronde is gebleken dat de Emmapolderdijk onder andere voldoet aan de criteria hoogte en stabiliteit. De kans op falen van de Emmapolderdijk is daarmee in principe kleiner dan de huidige Oostpolderdijk. Uit de eerste beoordeling op basis van het nieuwe Wettelijke Beoordelings Instrumentarium zal blijken in hoeverre de Emmapolderdijk voldoet aan de regelgeving die in werking treedt per 1 januari 2017.

#### 4.5.6 Noot bij rapport Arcadis

In deze paragraaf volgt een korte beschouwing op het onderzoek door Arcadis. Opgemerkt wordt dat in de beschouwing van Arcadis voor een drietal windturbines ter plaatse van de Oostpolderdijk per faalmechanisme (HT, STBK, STBI en STBU) een additionele faalkans is gegeven. De onderbouwing van deze additionele faalkans in de rapportage ziet er gedegen uit. Aan het einde van de rapportage worden de getalswaarden van de additionele faalkans getalsmatig bij elkaar opgeteld. Hierdoor wordt een totale additionele faalkans van 1,1 % per windturbine verkregen. In het licht van het OI2014v3 (Ontwerp Instrumentarium), en de ontwikkelingen in het WBI (Wettelijk Beoordelings Instrumentarium), lijkt deze rekenwijze conservatief. Bij het optellen van de getallen dient rekening gehouden te worden met de faalkansruimte van de beschouwde faalmechanismen. In het uiterste geval zou bij de gevolgde werkwijze van Arcadis bij een toename van het beschouwde aantal faalmechanismen de additionele faalkans per windturbine de eis van 10 % kunnen overschrijden. Dit is niet logisch, aangezien de eis ten aanzien van de additionele faalkans 1 % van de doorsnede-eis per faalmechanisme is. Als verbetering in de benadering voor de vervolgfase, dient daarom de faalkansruimte van de faalmechanismen te worden betrokken in de analyse.

---

**Uitgaande van de standaard faalkansverdeling, zoals gehanteerd wordt in de nieuwe normering, wordt de grootste bijdrage in de faalkans van de waterkering gevormd door het faalmechanisme 'Graserosie kruin en binnentalud' (GEKB), met 24 % faalkansruimte. Voor het plaatsen van de windturbines op de Oostpolderdijk is in het onderzoek van Arcadis een additionele faalkans van circa 1 % per windturbine bepaald voor dit faalmechanisme. Op de totale faalkans van de waterkering vormt een windturbine daarmee een additionele faalkans van circa 0,25 % (gelijk aan 24 % voor het faalmechanisme vermenigvuldigt met de additionele faalkans per windturbine).**

Voor de overige beschouwde faalmechanismen volgt uit het onderzoek door Arcadis een kleinere additionele faalkans. Enerzijds is dit het gevolg doordat maatregelen worden getroffen (plaatsen damwanden), anderzijds is dit het gevolg van dat de betreffende faalmechanismen een kleinere bijdrage hebben aan de totale faalkans.

De additionele faalkans voor de windturbines voor de Emmapolderdijk zal groter zijn dan de 0,25 % voor de Oostpolderdijk. Redenen hiervoor zijn:

- niet alle faalmechanismen zijn beschouwd, conservatief gezien kan hier gesteld worden dat hier aan de 1 % wordt voldaan (taakstellende eis);
- de betreffende dijk betreft geen waterkering waarin bij de versterking reeds maatregelen worden getroffen om de effecten van de windturbines te mitigeren. Conservatief kan gesteld worden dat daarom voor het faalmechanisme Macrostabielteit ook aan de 1 % wordt voldaan (taakstellende eis), waarmee de aangenomen bijdrage voor de Emmapolderdijk een orde groter is dan voor de Oostpolderdijk.

#### 4.5.7 Additionele faalkansen windturbines Emmapolderdijk

De resultaten van de Oostpolderdijk zijn op basis van het voorgaande niet één op één door te vertalen naar de situatie bij de Emmapolder. Wel laat de beschouwing zien dat met eenzelfde rekenkundige analyse op andere additionele faalkansen gekomen kan worden, die echter niet ver van de 1 % additionele faalkans af zullen liggen. Een verandering van de faalkans wordt vooral verwacht bij het hanteren van andere afstanden van de windturbines ten opzichte van de dijk. Daarnaast is het mogelijk om bij het realiseren van de windturbines een taakstellende eis mee te geven waarop de windturbine verder ontworpen dient te worden. Echter, vanwege de grotere windturbines te Eemshaven-West zal de impact op de faalkansen groter zijn. Daarom wordt in de kwalitatieve beschouwing van de alternatieven en varianten uitgegaan van drie totale additionele faalkansen. In een latere fase dienen deze faalkansen kwantitatief bepaald te worden. De locatie afhankelijke faalkansen zijn:

- windturbines < 5 meter van de waterkering: de additionele faalkans is 1 % (in combinatie met taakstellende eis);
- windturbines op ongeveer 50 meter van de waterkering (in meerdere varianten is dit een afstand tot de waterkering in de eerste of tweede rij): de additionele faalkans is 0,7 % (in combinatie met taakstellende eis).



eis). Voor een windturbine op deze afstanden, blijft de impact als gevolg van bladafworp, en mastomval substantieel. De impact van gondelval is niet meer aanwezig gezien de grotere afstand ten opzichte van de waterkering;

- windturbines >50 meter van de waterkering: de additionele faalkans is verwaarloosbaar. Bij grotere afstanden van de windturbines ten opzichte van de waterkering blijft alleen de impact van bladafworp over. Door de grotere afstand zal de impact kleiner zijn in vergelijking met windturbines die dichtbij de waterkering staan. Eveneens is de trefkans van de waterkering kleiner en de kans dat het blad de kruin van de waterkering raakt nog eens kleiner. Daarnaast is de kans dat mastbreuk over de gehele mast plaatsvindt, op basis van expert judgement, verwaarloosbaar klein. Bij onbalans in de windturbine zal de breuk eerder in het bovenste gedeelte van de mast plaatsvinden.

# 5

## REFERENTIESITUATIE

In de referentiesituatie staan er in dijktraject 6\_6 (zie ook afbeelding 4.1) geen windturbines in de directe nabijheid van de waterkering. De dichtstbijzijnde windturbine bevindt zich bij de Eemshaven, kruising Meeuwenstaartweg/Ranselgatweg op een afstand van minimaal 150 m van de waterkering, zie afbeelding 5.1.

Afbeelding 5.1 Referentiesituatie Eemshaven-West



In de beschouwing van de additionele faalkans en het beoordelingskader is rekening gehouden met de realisatie van windturbines in de Oostpolderdijk. Wanneer deze windturbines worden meegenomen in de totale beschouwing voor het dijktraject, is de beschikbare additionele faalkans voor turbines in of nabij het profiel van de Emmapolderdijk 6,6 % (10 % minus 3,4 % ofwel de gestelde eis minus de additionele faalkans van de turbines in de Oostpolderdijk, zie paragraaf 4.3). Verder zijn er geen plannen bekend inzake windturbines langs hetzelfde dijktraject 6\_6.

Hierbij moet nog worden opgemerkt dat de windturbines nog niet zijn geplaatst op de Oostpolderdijk. De technische uitwerking is nog in een dusdanige fase dat de gestelde voorwaarde qua additionele faalkans aan deze turbines nog kan worden aangescherpt, zodat de Emmapolderdijk ruimtelijk optimaal kan worden benut.

# 6

## ONDERZOEKSRESULTATEN

### 6.1 Alternatief 1 RWE+

In dit alternatief zijn er in totaal 16 windturbines, waarvan 12 productieturbines, in een gebied binnen 5 meter van de waterkering gepland die effect hebben op de waterkering.

Alle 16 windturbines hebben directe invloed op de waterkering, waarmee de additionele faalkans voor deze 16 turbines orde grootte 16 % bedraagt voor dit dijktraject.

### 6.2 Variant 2a Nuon 3,5 MW

In deze variant zijn er in totaal 4 windturbines in een gebied binnen 5 meter van de waterkering gepland en 10 windturbines op een afstand van ongeveer 50 m. Deze 14 windturbines hebben effect op de waterkering.

Alle 14 windturbines hebben direct invloed op de waterkering. In totaal bedraagt de additionele faalkans voor deze 14 turbines orde grootte 11 % bedraagt voor dit traject.

### 6.3 Variant 2b Nuon 5,0 MW

In deze variant zijn er in totaal 10 windturbines rond de waterkering gepland die effect hebben op de waterkering. Alle windturbines staan op ongeveer 50 meter van de waterkering.

Alle 10 windturbines hebben directe invloed op de waterkering, waarmee de additionele faalkans voor deze 10 turbines orde grootte 7 % bedraagt voor dit traject.

### 6.4 Variant 2c Nuon 5,0 en 7,5 MW

In deze variant zijn er in totaal 11 windturbines op een afstand van ongeveer 50 meter van de waterkering gepland die effect hebben op de waterkering.

Alle 11 windturbines hebben direct invloed op de waterkering, waarmee de additionele faalkans voor deze 11 turbines orde grootte 7,7 % bedraagt voor dit traject.

### 6.5 Variant 3a laag en compact

In deze variant zijn er in totaal 4 windturbines langs de waterkering gepland op een afstand van ongeveer 50 meter van de waterkering.

In totaal 4 windturbines hebben direct invloed op de waterkering, waarmee de additionele faalkans voor deze 4 turbines orde grootte 2,8 % bedraagt voor dit traject.

## 6.6 Variant 3b zonder vierde en vijfde rij

In deze variant zijn er in totaal 10 windturbines rond de waterkering gepland die effect hebben op de waterkering. Hiervan staan er 3 op een afstand van ongeveer 50 meter van de waterkering en 7 windturbines dichter dan 5 meter.

Alle 10 windturbines hebben direct invloed op de waterkering. De totale additionele faalkans voor deze 10 turbines bedraagt orde grootte 9,1 % bedraagt voor dit traject.

## 6.7 Maatregelen

In de beschouwing van de invloed van de windturbines op de Emmapolderdijk wordt uitgegaan van conservatieve uitgangspunten. Daarom is het mogelijk dat, na nader onderzoek, blijkt dat er meer turbines in of nabij de Emmapolderdijk gerealiseerd kunnen worden, zonder dat eis van 10 % wordt overschreden.

Daarnaast kunnen meer mogelijkheden worden gecreëerd voor de realisatie van turbines in of nabij de Emmapolderdijk, door extra maatregelen te nemen, waarbij de faalkansen van de verschillende mechanismen worden verkleind, zoals de plaatsing van een stabiliteitsscherm, de realisatie van een compartimenteringsdijk landinwaarts of dijkversterking van de Waddenzeedijk, inclusief maatregelen zoals verbreding of verhoging van de dijk.

Hierbij blijven zaken als beheer en onderhoud en inspecteerbaarheid een rol spelen in het al dan niet toestaan van windturbines rond waterkeringen.

Tot slot is een mogelijke maatregel om de turbines verder van de Emmapolderdijk te plaatsen, op een afstand ter grootte van eenmaal de ashoogte of meer.

# 7

## CONCLUSIES

In alle alternatieven en varianten staan windturbines in het profiel (binnen 5 m) of ongeveer op 50 m van de waterkering en leveren ze allemaal een negatieve bijdrage aan de waterveiligheid. Bij enkele alternatieven en varianten leidt dit tot een overschrijding van de eis voor toename van de totale additionele faalkans van 10 %, te weten alternatief 1 en variant 2a. De overige varianten leveren een bijdrage die onder de gestelde eis van 10 % additionele faalkansbijdrage voor het dijktraject 6\_6 blijft. Het beste scoort variant 3a (laag, compact) met een totale additionele faalkansbijdrage van 2,8 %. In die variant staan de meeste windturbines, die van invloed kunnen zijn op de waterkering, op relatief grote afstand van de waterkering, en staan er vier onderzoeksturbines dichtbij de waterkering. Variant 3a is ook de enige die voldoet wanneer de additionele faalkans van de turbines in de Oostpolderdijk wordt meegenomen (totale toelaatbare additionele faalkans voor Emmapolderdijk is dan 6,6 % ofwel 10 %-3,4 %). De effectbeoordeling staat in tabel 7.1.

Tabel 7.1 Beoordeling van de faalkans van de waterkering als gevolg van het Windpark Eemshaven-West

Alternatieven en varianten	Additionele faalkans	Beoordeling
Alternatief 1	16 %	---
Variant 2a	11 %	---
Variant 2b	7 %	--
Variant 2c	7,7 %	--
Variant 3a	2,8 %	-
Variant 3b	9,1 %	--

Geconcludeerd is dat de realisatie van een rij windturbines langs de Emmapolderdijk, rond de waterkering (< 5 m) of op een afstand van ongeveer 50 m van de waterkering, voor alle alternatieven en varianten een zekere negatieve invloed betekent op de waterkering. Op basis van de uitgangspunten die zijn gehanteerd bij de kwalitatieve beschouwing in voorliggend rapport, is het ten hoogste mogelijk om beperkte aantallen windturbines in of nabij de Emmapolderdijk te realiseren. Er kunnen meer mogelijkheden worden gecreëerd door aanvullende maatregelen te treffen, zoals de plaatsing van een stabiliteitsscherm<sup>1</sup>.

De kwantitatieve benadering van de diverse additionele faalkansen van de diverse windturbines dienen in het vervolg op de MES uitgezocht te worden. Hierbij dient rekening te worden gehouden met andere ontwikkelingen in het dijktraject, die van invloed zijn op de additionele faalkanseis van 10 %. Dit betreft tenminste de geplande drie windturbines langs de Oostpolderdijk, ten oosten van de Eemshaven.

<sup>1</sup> Indien het waterschap als uitgangspunt hanteert dat met het plaatsen van windturbines de additionele faalkans ten opzichte van de huidige situatie niet met meer dan 1% mag toenemen, dan moeten de oplossingen worden gezocht in het verhogen van de betrouwbaarheid van de windturbine of het verbeteren van de waterkering. Indien het gehele systeem als geheel beschouwd mag worden, en de eis is dat deze aan de norm moet blijven voldoen, is het palet breder, en kan ook naar mitigerende maatregelen worden gekeken, zoals een landinwaartse compartimenteringsdijk en/of verbreding of verhoging van de Emmapolderdijk.

# 8

## LITERATUURLIJST

- 1 Windturbines Oostpolderdijk: Beoordeling Waterveiligheid. Arcadis, 16 februari 2016.
- 2 Startdocument milieueffectenstudie (MES) windpark Eemshaven-West. Witteveen+Bos, 19 oktober 2016.
- 3 Keur waterschap Noorderzijlvest 2009.







# Deelrapport landschap



Goliath / Middenweg - Variant 2c

Willeveen Bos



**Rho**

—  
ADVISEURS  
VOOR  
LEEFRUIMTE



# Milieueffectenstudie (MES) windpark Eemshaven-West

Deelrapport landschap

## identificatie

projectnummer:

700103.20160968

projectleider:

Mr. R. Schonis

auteur(s):

Ir. J.J. van den Berg

## status

Definitief

datum:

19-12-2016

opdrachtgever:

Gemeente Eemshaven  
Provincie Groningen  
Ministerie van Economische Zaken  
Ministerie van Infrastructuur & Milieu

c



# Inhoud

<b>1. Inleiding</b>	<b>3</b>
1.1. Leeswijzer	3
1.2. De aanleiding voor windenergie in Eemshaven-West	3
1.3. Aanleiding en doelstelling milieueffectenstudie (MES)	3
1.4. Zoekgebied Eemshaven-West	4
<b>2. Alternatieven en varianten</b>	<b>7</b>
2.1. Inleiding	7
2.2. Overzicht alternatieven en varianten	7
2.3. Alternatief 1: alternatief RWE+	9
2.4. Alternatief 2: alternatief Nuon	9
2.5. Alternatief 3: integraal alternatief	11
2.5.1. Variant a: laag, compact	11
2.5.2. Variant b: hoog, verspreid	12
<b>3. Beleidskader</b>	<b>13</b>
3.1. Structuurvisie Infrastructuur en Ruimte (SVIR)	13
3.2. Besluit algemene regels ruimtelijke ordening (Barro)	14
3.3. Omgevingsvisie provincie Groningen	14
3.4. Omgevingsverordening provincie Groningen	15
3.5. Structuurvisie Eemsmond-Delfzijl	16
<b>4. Beoordelingskader en aanpak</b>	<b>17</b>
4.1. Handreiking waardering landschappelijke effecten van windenergie	17
4.2. Beoordelingskader en aanpak	17
4.2.1. Zichtbaarheid	17
4.2.2. Mate van zichtbaarheid vanaf grote wateren (i.c. Waddenzee)	19
4.2.3. Mate van zichtbaarheid in de polder	19
4.2.4. Aansluiten op landschappelijke hoofdstructuur van het landschap	20
4.2.5. Interferentie	21
4.2.6. Duisternis	21
<b>5. Referentiesituatie</b>	<b>25</b>
5.1. Inleiding	25
5.2. Referentiesituatie	25
<b>6. Onderzoeksresultaten</b>	<b>33</b>
6.1. Weidse karakter Waddenzee: zichtbaarheid vanaf grote wateren	33
6.2. Openheid polders: zichtbaarheid vanuit de polder	40
6.3. Relatie met het landschap: structuur op macroschaal	41
6.4. Relatie landschap: patroon	41
6.5. Interferentie	44
6.6. Effecten op duisternis	45
6.7. Tijdelijke effecten	47
6.8. Mitigerende maatregelen	47
6.9. Samenvatting en waardering effecten	48
<b>7. Beoordeling Barro</b>	<b>49</b>
7.1. Barro	49
7.2. Ruimtelijke context	50

2        Inhoud

7.3.	Effecten op de Waddenzee	55
7.4.	Nadere beschouwing en mitigerende maatregelen	57
<b>8.</b>	<b>Conclusie</b>	<b>59</b>
<b>9.</b>	<b>Literatuur</b>	<b>61</b>
	<b>Bijlage 1: visualisaties</b>	<b>63</b>
	<b>Bijlage 2: Zichtbaarheid</b>	<b>107</b>



## 1.1. Leeswijzer

Voorliggend deelrapport beschrijft het onderzoek inzake landschap. Het rapport bevat ook de toets aan het Barro. Ten behoeve van de zelfstandige leesbaarheid van het deelrapport zijn de algemene hoofdstukken in de MES op hoofdlijnen beschreven in hoofdstuk 1 en 2 van dit deelrapport. De lezer kan deze hoofdstukken desgewenst overslaan. Achtereenvolgens komt het volgende aan bod:

- de alternatieven en varianten die zijn onderzocht, die staan in hoofdstuk 2;
- het wettelijke kader en beleidskader voor landschap, in hoofdstuk 3;
- het beoordelingskader en de onderzoeksaanpak, in hoofdstuk 4;
- de huidige situatie en referentiesituatie, in hoofdstuk 5;
- de onderzoeksresultaten per alternatief en variant, in hoofdstuk 6;
- de Barro toets in hoofdstuk 7;
- de conclusies in hoofdstuk 8.

## 1.2. De aanleiding voor windenergie in Eemshaven-West

Nederland werkt aan een CO<sub>2</sub>-arme energievoorziening die veilig, betrouwbaar en betaalbaar is. Hierover zijn in het Energieakkoord tussen Rijk en provincies afspraken gemaakt over windmolens op land. Duurzame energie zorgt ervoor dat Nederland minder fossiele brandstoffen nodig heeft. In 2020 moet 14 % van de energie in Nederland afkomstig zijn van duurzame energiebronnen. Windenergie speelt een belangrijke rol in de overgang naar duurzame energie, naast zonne-energie, biomassa en aardwarmte. Rijk en provincies hebben voor windenergie een doelstelling van 6.000 MegaWatt (MW) in 2020 afgesproken. Dat levert elektriciteit voor vier miljoen huishoudens. Groningen heeft de taakstelling om in de provincie een opgesteld vermogen van 855,5 MW mogelijk te maken en heeft gekozen voor ontwikkeling van windparken binnen drie concentratiegebieden, zijnde Eemshaven, Delfzijl en de N33. Het gebied Eemshaven-West maakt deel uit van de drie concentratiegebieden.

Provinciale Staten van Groningen hebben op 29 januari 2014 Eemshaven-West als zoekgebied vastgesteld voor de realisatie van windenergie. In de Omgevingsvisie en Omgevingsverordening van de provincie Groningen en de Structuurvisie Eemsmond-Delfzijl van de provincie Groningen is het zoekgebied opgenomen. In Eemshaven-West moet een deel van de taakstelling worden gerealiseerd.

## 1.3. Aanleiding en doelstelling milieueffectenstudie (MES)

### Aanleiding milieueffectenstudie

Voor de invulling van het windpark Eemshaven-West zijn meerdere plannen van initiatiefnemers, waaronder Nuon en RWE. Het plan van Nuon, in samenwerking met ECN en grondeigenaren verenigd in de Stichting Eemswind, betreft de realisatie van een binnendijks windpark met een opgesteld vermogen van in totaal circa 130 MW. Het plan van RWE betreft de realisatie van een windpark in het profiel van de Emmapolderdijk, met een opgesteld vermogen van in totaal circa 36 MW. Beide plannen vertonen

een zekere mate van overlap en zijn daarom niet tegelijk realiseerbaar. De plannen van RWE en Nuon zijn nog indicatief.

De strijdigheid tussen de plannen bestaat uit het feit dat:

- er staan turbines in het profiel van de Waddenzeedijk (Emmapolderdijk) in het plan van RWE en er staan turbines vlak naast de Waddenzeedijk in het plan van Nuon;
- samen beschouwd, en met de turbinespecificaties die zijn aangeleverd door RWE en Nuon, staan de turbines van RWE en Nuon te dicht op elkaar. Te dicht betekent dat de rijen turbines zodanig dicht op elkaar staan dat ze elkaar veel wind afvangen, turbulentie veroorzaken of zelfs fysiek in de weg zitten;
- en er kan, uitgaande van de turbinespecificaties van Nuon, geen rij turbines worden gerealiseerd tussen de bestaande rijen turbines in de Emmapolder en een rij turbines in het profiel van de Waddenzeedijk.

Om bovenstaande redenen kunnen beide plannen, in hun huidige vorm, niet tegelijk worden gerealiseerd.

#### **Doelstelling milieueffectenstudie**

Om de planvorming voor het windpark in Eemshaven-West een stap verder te brengen, willen het Rijk, de provincie Groningen en de gemeente Eemshaven gezamenlijk de mogelijkheden voor windenergie in Eemshaven-West onderzoeken. Daarom wordt een milieueffectstudie (MES) uitgevoerd. Het doel van de milieueffectstudie is het verschaffen van inzicht in de mogelijke effecten op het milieu en de omgeving van de initiatieven van Nuon, RWE en een mogelijk derde initiatief voor de vervanging van drie bestaande turbines, voor windenergie binnen het gebied Eemshaven-West. Daarnaast gaat de MES in op de technische en economische haalbaarheid.

De milieueffectstudie moet er voor zorgen dat gemeente, provincie en Rijk een weloverwogen besluit kunnen nemen over de invulling van het windpark Eemshaven-West en de initiatieven van onder meer Nuon en RWE. De overheden willen begin 2017 dit besluit nemen, mede op grond van de MES, eventuele reacties op de MES en een advies over de MES van de Commissie voor de milieueffectrapportage (Cmer). De MES vormt later de basis voor het MER en inpassingplan voor windenergie in Eemshaven-West.

#### **1.4. Zoekgebied Eemshaven-West**

Het zoekgebied Eemshaven-West bestaat uit een testveld voor prototype offshore testturbines, een gebied voor onderzoeksturbines en een gebied voor reguliere productie windturbines<sup>1</sup>. Het op te stellen vermogen is in totaal circa 100 MW - 130 MW. De prototypes en gecertificeerde onderzoeksturbines tellen mee in het opgestelde vermogen. Het zoekgebied Eemshaven-West omsluit en grenst aan het bestaande windpark Eemswind met een opgesteld vermogen van in totaal circa 60 MW. Hieronder is nader ingegaan op de kenmerken van de testvelden voor de prototype turbines en onderzoeksturbines, zoals die zijn opgenomen in de Omgevingsverordening van de provincie Groningen.

Voor het realiseren van de taakstelling van 855,5 MW in 2020 heeft de provincie Groningen drie concentratiegebieden aangewezen (N33, Delfzijl en Eemshaven). Om de taakstelling te halen gaat de provincie uit van de realisatie van minimaal 100 MW in Eemshaven West.

Het (zuidelijke) testveld voor prototype offshore testturbines kan voorzien in de oprichting van maximaal vier prototype offshore testturbines of maximaal drie prototype offshore testturbines en één

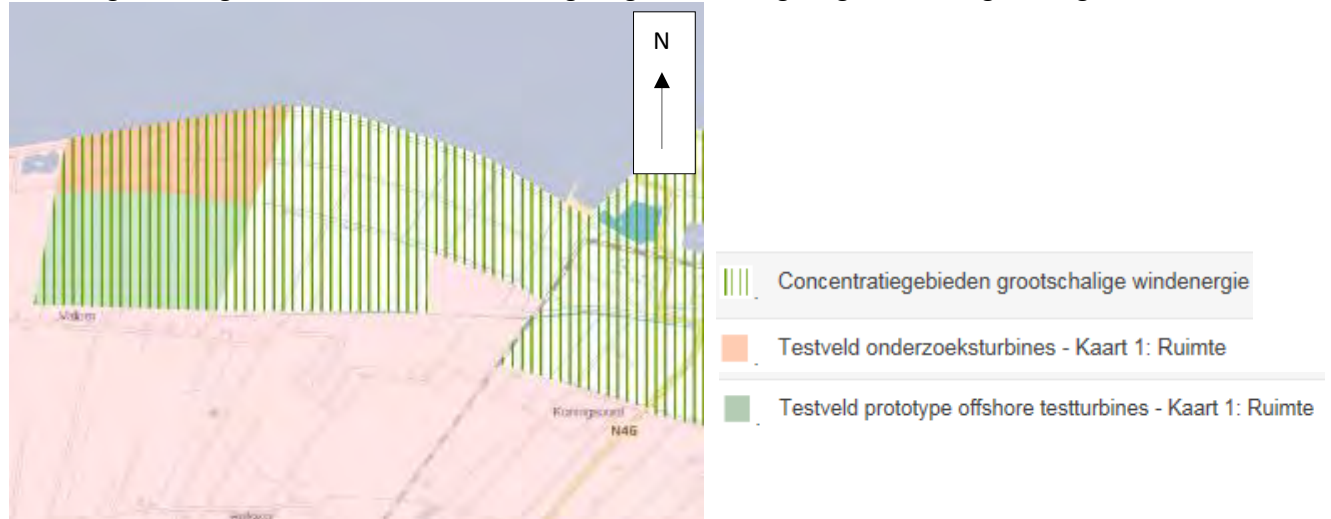
<sup>1</sup> In de structuurvisie Eemshaven-Delfzijl (zie hoofdstuk 2.11) wordt ook gesproken over een windpark Eemshaven-West (ontwikkeling 11a) naast een testpark windenergie Eemshaven-West (11b). Het windpark Eemshaven-West in dit MES omvat beide ontwikkelingen en beschouwd deze in gezamenlijkheid.

prototype onshore testturbine, met als doel certificering van offshore en onshore windturbines en wetenschappelijk onderzoek.

Het (noordelijke) testveld onderzoeksturbines kan voorzien in de oprichting van maximaal vijf reeds gecertificeerde onderzoeksturbines met als doel wetenschappelijk onderzoek ten behoeve van offshore windenergie op voorwaarde dat:

- 1 de turbines deel gaan uitmaken van een park- of lijnopstelling;
- 2 en geen grotere wieklengte hebben dan tweederde van de ashoogte.

**Afbeelding 1.1 Zoekgebied Eemshaven-West in Omgevingsvisie en Omgevingsverordening Groningen**





## 2. Alternatieven en varianten

### 2.1. Inleiding

In het hoofdrapport MES zijn de ontwerpaanpak en het proces van het ontwerp van de alternatieven beschreven. In voorliggend hoofdstuk zijn de belangrijkste kenmerken van de alternatieven en varianten op een rij gezet en zijn de alternatieven en varianten kort beschreven.

### 2.2. Overzicht alternatieven en varianten

Tabel 2.1 bevat een overzicht van de kenmerken van de alternatieven en varianten.

**Tabel 2.1 Overzicht alternatieven en varianten**

		1 Alternatief RWE+	2a Variant Nuon 3,5 MW	2b Variant Nuon 5,0 MW	2c Variant Nuon 5,0 MW	3a Integrale variant compact en laag	3b Integrale variant verspreid en hoog
<b>BESTAANDE TURBINES</b>	<i>aantal</i>	20	20	20	20	vervangen	vervangen
	<i>vermogen [MW]</i>	3	3	3	3	vervangen	vervangen
	<i>subtotaal [MW]</i>	60	60	60	60	vervangen	vervangen
<b>PRODUCTIE TURBINES</b>	<i>type</i>	Enercon E-82 en Enercon E101	Enercon E-101	Gamesa G132	Gamesa G132	Enercon E-82	Gamesa G128
	<i>aantal</i>	12 resp. 11	21	13	13	45	20
	<i>vermogen per turbine [MW]</i>	3 resp. 3,5	3,5	5	5	3	5
	<i>subtotaal [MW]</i>	74,5	73,5	65	65	135	100
	<i>rotor diameter [m]</i>	82 resp. 101	101	132	132	82	128

		1 Alternatie f RWE+	2a Variant Nuon 3,5 MW	2b Variant Nuon 5,0 MW	2c Variant Nuon 5,0 MW	3a Integrale variant compact en laag	3b Integrale variant verspreid en hoog
	<i>ashoogte [m]</i>	87 resp. 124,5	124,5	120	120	87	130
	<i>tiphoogte [m]</i>	128 resp. 175	175	186	186	128	194
<b>TURBINES IN TESTVELD NOORD</b>	<i>aantal</i>	5	5	5	8 (waarvan 4 productie- turbines)	5	5
	<i>vermogen per turbine [MW]</i>	5	5	7,5	5	5	7,5
	<i>subtotaal [MW]</i>	25	25	37,5	40	25	37,5
	<i>rotor diameter [m]</i>	128	128	150	132	128	150
	<i>ashoogte [m]</i>	120	120	120	120	120	120
	<i>tiphoogte [m]</i>	184	184	195	186	184	195
<b>TURBINES IN TESTVELD ZUID</b>	<i>aantal</i>	3	3	3	3	4	3
	<i>vermogen per turbine [MW]</i>	10	10	10	10	7,5	10
	<i>subtotaal [MW]</i>	30	30	30	30	30	30
	<i>rotor diameter [m]</i>	230	230	230	230	150	230
	<i>ashoogte [m]</i>	180	180	180	180	120	180
	<i>tiphoogte [m]</i>	295	295	295	295	195	295
<b>TOTAAL VERMOGEN [MW]</b>		189,5	188,5	192,5	195	190	167,5
<b>TOEGEVOEGD VERMOGEN [MW]</b>		129,5	128,5	132,5	135	130	107,5

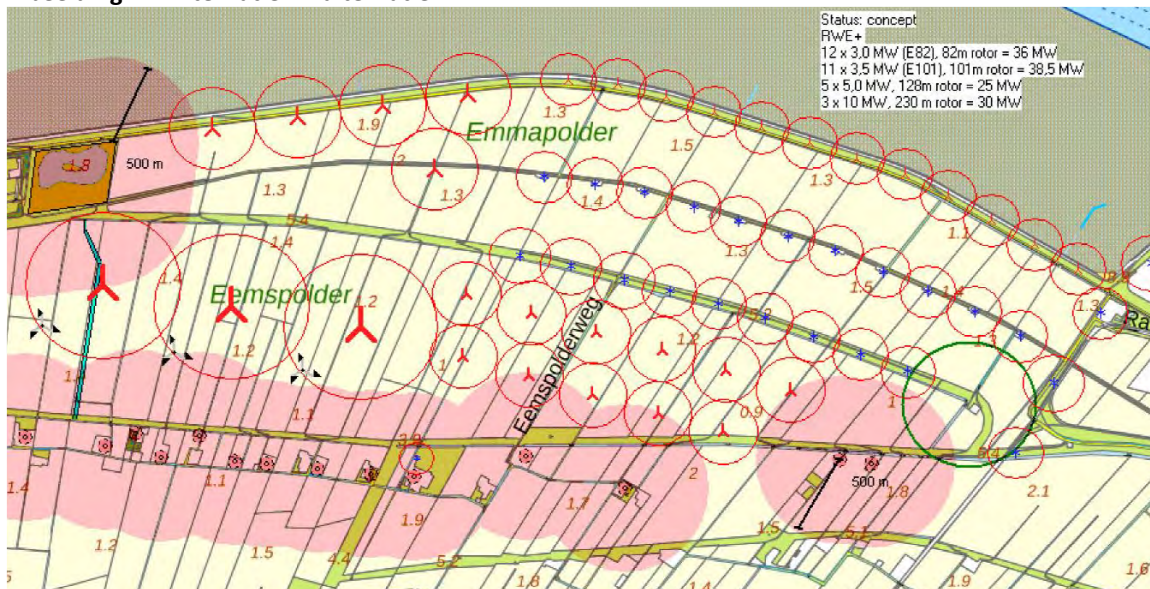
Voor de MES wordt uitgegaan van de volgende (fictieve) prototype testturbines:

- prototype testturbine van 10 MW met een rotordiameter van 230 meter, een ashoogte van 180 meter en een prototype testturbine van 7,5 MW met als uitgangspunt een rotordiameter van 150 meter en een ashoogte van 120 meter;
- gecertificeerde onderzoeksturbines van 5,0 MW met een rotordiameter en ashoogte van 128 meter en 120 meter en gecertificeerde onderzoeksturbines van 7,5 MW met als uitgangspunt een rotordiameter van 150 meter en een ashoogte van 120 meter.

### 2.3. Alternatief 1: alternatief RWE+

Het plan van RWE omvat het plaatsen van 12 windturbines (3,0 MW) in het profiel van de Emmapolderdijk. De nieuwe turbines volgen het ritme van de bestaande opstelling. Voor een eerlijke vergelijking van de alternatieven en varianten en om aan de doelstelling van circa 100 MW - 130 MW opgesteld vermogen te voldoen, is het plan van RWE aangevuld met turbines in de overige delen van het plangebied Eemshaven-West. Als uitgangspunt hiervoor is variant 2a gehanteerd.

**Abbeelding 2.1 Alternatief 1: alternatief RWE+**

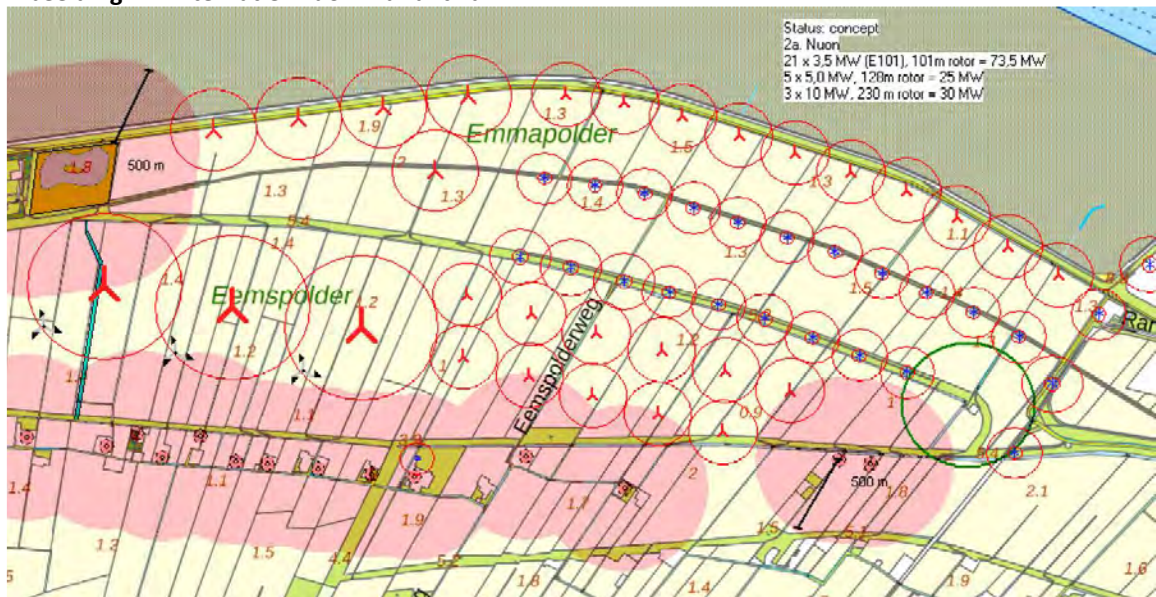


### 2.4. Alternatief 2: alternatief Nuon

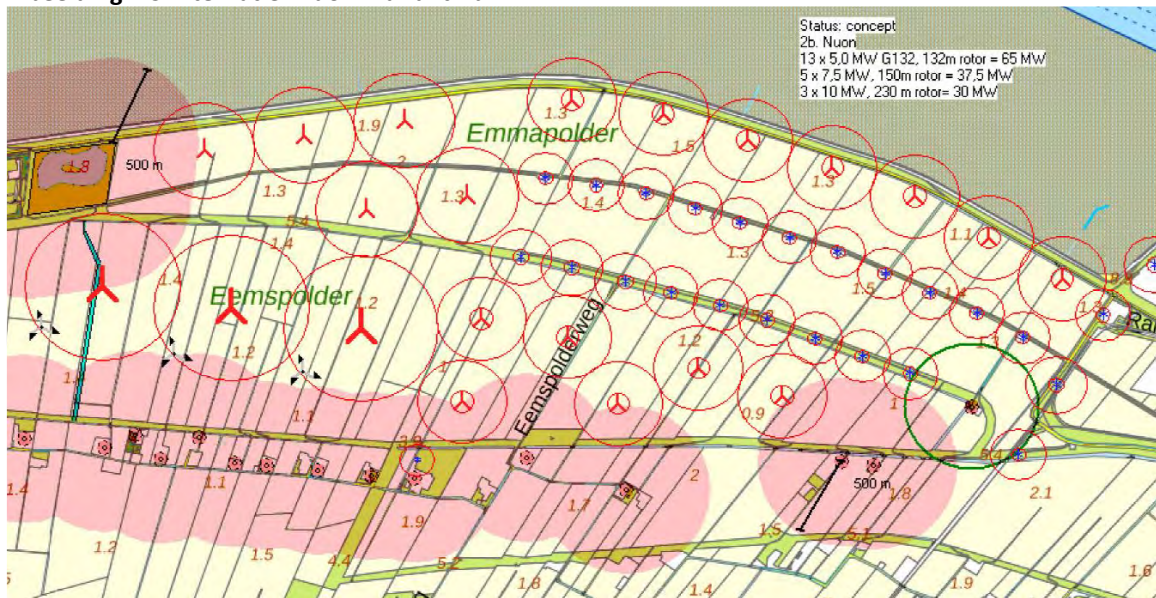
Nuon heeft voor het gezamenlijke initiatief van Nuon, ECN en Stichting Eemswind bandbreedtes aangeleverd, waarbinnen zij een plan willen ontwikkelen. Voor de MES is de bandbreedte door de onderzoekers vertaald naar twee varianten: variant 2a en variant 2b. Variant 2a vertegenwoordigt de onderkant van de bandbreedte en variant 2b vertegenwoordigt de bovenkant van de bandbreedte. Nuon heeft daarnaast een indicatief palenplan opgesteld. Dit indicatieve plan is variant 2c. In variant 2c staat er een rij productieturbines in de gebieden die volgens de Omgevingsverordening van de provincie Groningen zijn bedoeld voor testturbines. Variant 2c wijkt daarmee af van de grenzen van de test- en productiegebieden in Eemshaven-West, zoals opgenomen in de Omgevingsverordening. Varianten 2a en 2b zijn ook gebaseerd op het indicatieve palenplan van Nuon, maar het indicatieve palenplan is door de onderzoekers zodanig gewijzigd, dat het aan de grenzen van de test- en productiegebieden in de Omgevingsverordening voldoet. Dit betekent dat er in varianten 2a en 2b geen productieturbines in de testvelden staan. Variant 2c is in de MES opgenomen om te onderzoeken of, door de grenzen in de Omgevingsverordening los te laten, het windpark beter kan worden ingevuld.



Afbeelding 2.2 Alternatief Nuon: Variant 2a

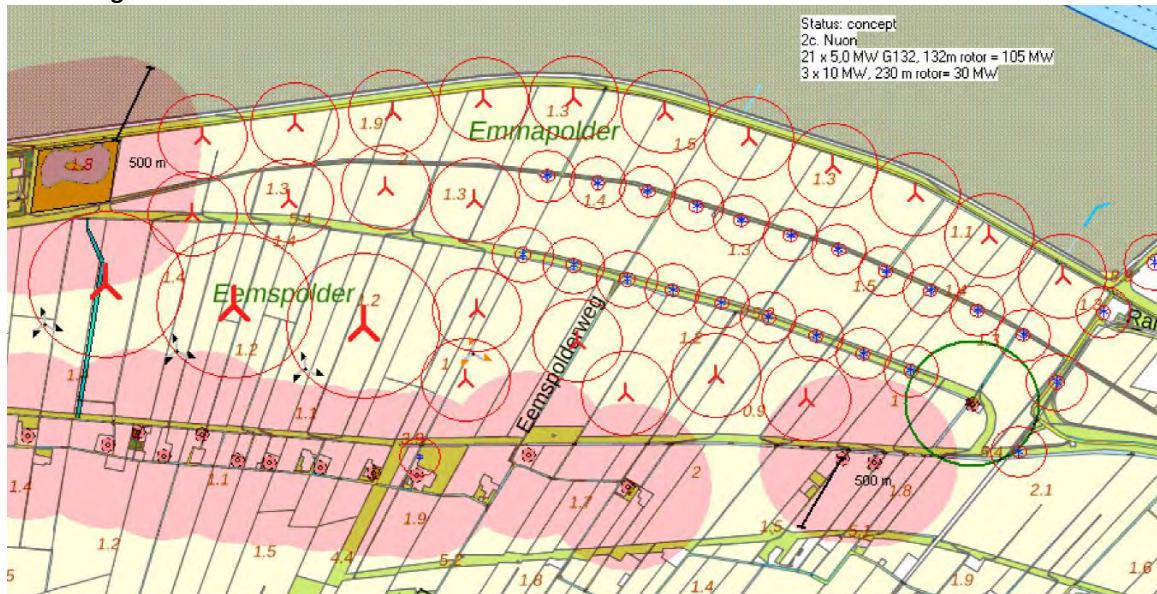


Afbeelding 2.3 Alternatief Nuon: Variant 2b





**Afbeelding 2.4 Alternatief Nuon: Variant 2c**

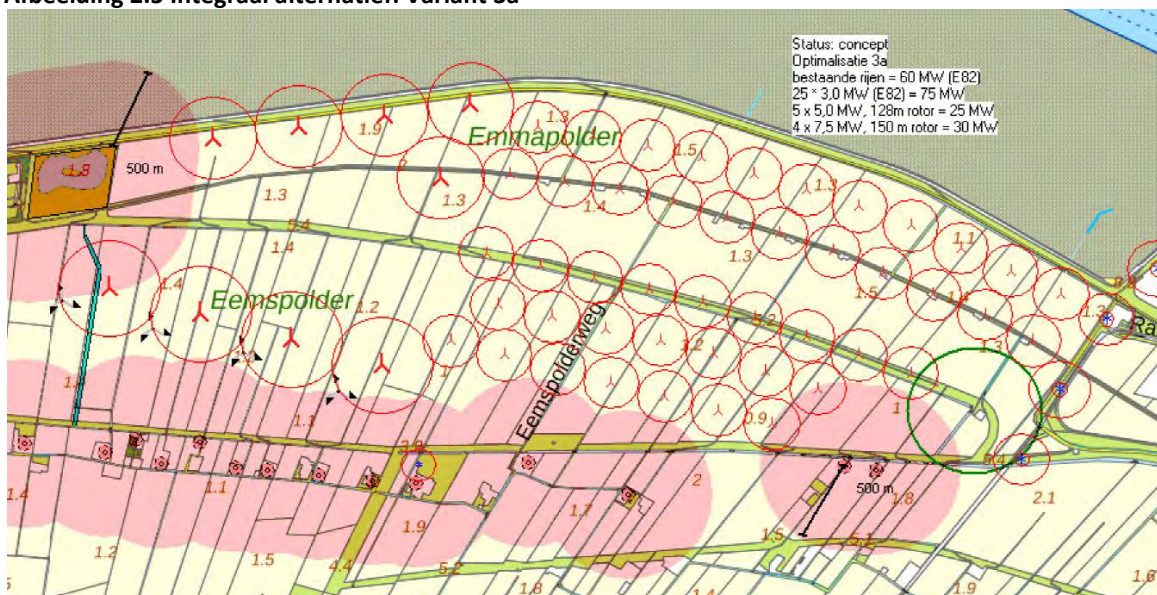


**2.5. Alternatief 3: integraal alternatief**

**2.5.1. Variant a: laag, compact**

De integrale variant 3a is de meest compacte en lage integrale variant. De variant omvat de plaatsing van 3,0 MW productieturbines, ofwel de kleinste productieturbines in de MES, op zo groot mogelijke afstand tot het Natura 2000-gebied en Unesco werelderfgoed de Waddenzee ten noorden van het plangebied en op zo groot mogelijke afstand tot de woningen ten zuiden van het plangebied. Het motief hierbij is om effecten op natuur en om omgevingshinder te minimaliseren.

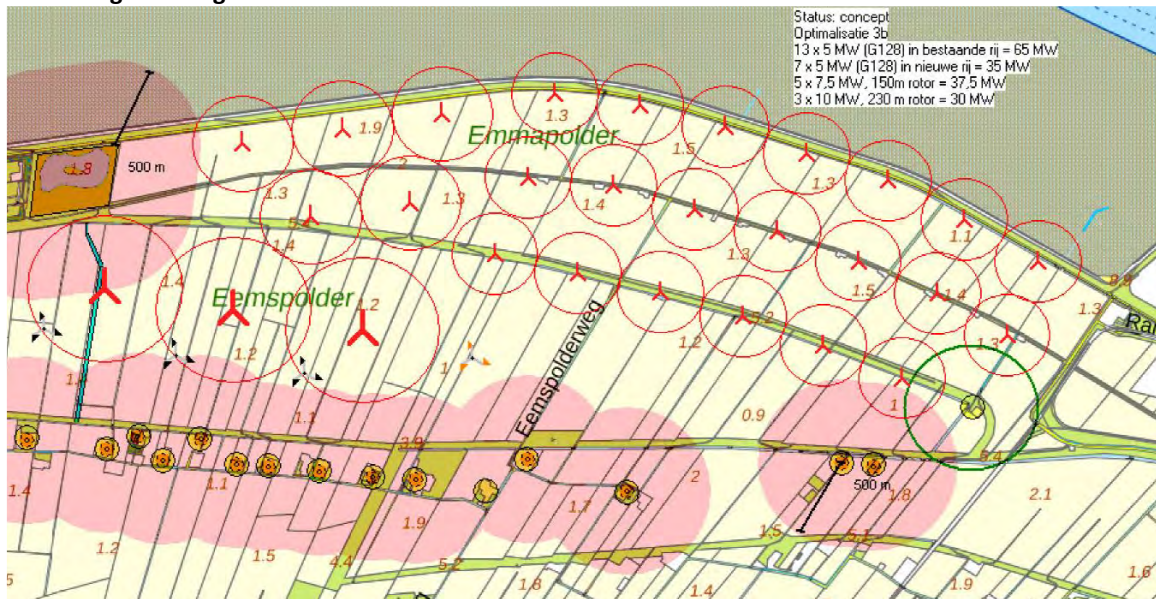
**Afbeelding 2.5 Integraal alternatief: Variant 3a**



### 2.5.2. Variant b: hoog, verspreid

De integrale variant 3b is de integrale variant met de grootste productieturbines in de MES, in dit geval 5,0 MW turbines, en de meest verspreide opstelling van de productieturbines. In deze variant worden de bestaande turbines in het plangebied vervangen door 5,0 MW turbines. Het centrale motief bij deze variant is maximalisatie van de energieopbrengst. In variant 3b is geen sprake van een vierde en vijfde rij, hiermee wordt de omgevingshinder geminimaliseerd. Alternatieven 1 en 2 bevatten wel een vierde en vijfde rij, door middel van variant 3b worden zo de hoeken van dit speelveld afgedekt.

**Afbeelding 2.6 Integraal alternatief: Variant 3b**





### 3. Beleidskader

#### 3.1. Structuurvisie Infrastructuur en Ruimte (SVIR)

In de Structuurvisie Infrastructuur en Ruimte (SVIR) (vastgesteld op 13 maart 2012) geeft de Rijksoverheid haar visie op de ruimtelijke en mobiliteitsopgaven voor Nederland richting 2040 en op de manier waarop zij hiermee om zal gaan. De SVIR noemt de Eemshaven in verband met de Energyport (Noord-)Nederland, het energieknooppunt van Noordwest-Europa. De Eemshaven vervult hierin een grote rol vanwege de aanwezige energie-infrastructureur, de ruimtelijke kenmerken en kennispositie (van de regio). Daarom is de Eemshaven in het SVIR aangemerkt als uitbreidingsgebied voor elektriciteitsvoorziening en valt het gebied (waaronder Eemshaven-West) binnen de zone die is aangeduid als ‘kansrijk gebied windenergie’. In dit kader heeft het Rijk in de Structuurvisie Wind op Land de ‘Eemshaven’ aangewezen als gebied voor grootschalige windenergie (een grootschalig windpark is een windpark met 100 MW of meer opgesteld vermogen).

Afbeelding 3.1 Kaart van Noord-Nederland in de SVIR

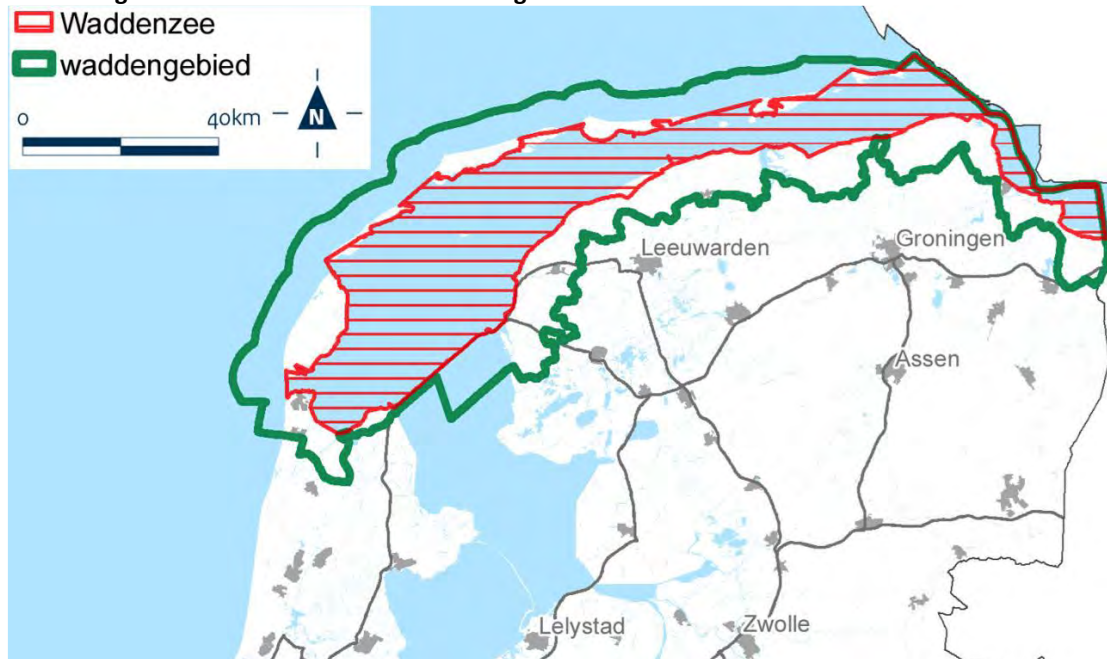


### 3.2. Besluit algemene regels ruimtelijke ordening (Barro)

Het Besluit algemene regels ruimtelijke ordening (Barro) (vastgesteld op 22 augustus 2011) voorziet in de juridische borging van het nationaal ruimtelijk beleid. Van belang voor Eemshaven-West is de ligging in het Waddenzeegebied. In dit gebied gelden er beperkingen voor nieuwe bebouwing die significante negatieve gevolgen kan hebben voor de landschappelijke of cultuurhistorische kwaliteiten.

Uitzonderingen hierop zijn mogelijk als aangetoond wordt dat er zwaarwegende redenen van openbaar belang spelen, er geen geschikte alternatieven voorhanden zijn en er negatieve effecten zoveel mogelijk zijn voorkomen. Voor de Waddenzee gelden meer en strengere eisen. In de Waddenzee zijn nieuwe windmolens expliciet uitgesloten, zonder uitzonderingsregel. In de Waddenzee zijn nieuwe windturbines expliciet uitgesloten, zonder uitzonderingsregel. Om deze reden is geen overdraai van de rotors boven de Waddenzee als uitgangspunt gehanteerd voor het ontwerp van alternatieven en varianten.

**Afbeelding 3.2. Barro Waddenzee en Waddengebied**



### 3.3. Omgevingsvisie provincie Groningen

In de Omgevingsvisie wordt de Eemshaven bestempeld als kerngebied voor economische ontwikkeling. In 2040 moet de haven zich hebben ontwikkeld tot een belangrijke Europese offshore windenergiehaven en een knooppunt in het internationale energienetwerk. Eemshaven-West behoort tot één van de drie concentratiegebieden voor windenergie, waarmee de provincie haar taakstelling van 855,5 MW in 2020 wil realiseren. De provincie kiest ervoor om deze opgave te concentreren in drie grootschalige windparken, waaronder de Eemshaven. In verband met de verwachte groei van de opwekking van windenergie op zee en als stimulans voor economische groei in de Eemshaven, wordt er in Eemshaven-West ruimte geboden voor testvelden voor reeds gecertificeerde onderzoeksturbines en voor prototypes voor offshore turbines. Deze keuzes zijn vastgelegd in de omgevingsverordening. In de omgevingsvisie is over de milieueffecten van de grootschalige windparken het volgende geconcludeerd: 'de drie windparken Eemshaven, Delfzijl en N33 hebben lokaal een grote impact. Daar staat tegenover dat de provincie een scherpe keuze heeft gemaakt voor drie grote windlocaties (concentratiebeleid) en daarmee een groot deel van de provincie vrijwaart van de plaatsing van windturbines. Ter plaatse van de drie windparken kunnen hinder voor omwonenden en/of natuureffecten optreden, dit zijn belangrijke aandachtspunten voor de vervolgbesluitvorming. Uit de passende beoordeling blijkt dat de windparken juridisch uitvoerbaar zijn, mits mitigerende maatregelen worden getroffen.'

De interne begrenzing van test- en productiegebieden van het concentratiegebied Eemshaven-West is vastgelegd in de Omgevingsverordening van de provincie Groningen. De omgevingsverordening is vastgesteld op 1 juni 2016.

### 3.4. Omgevingsverordening provincie Groningen

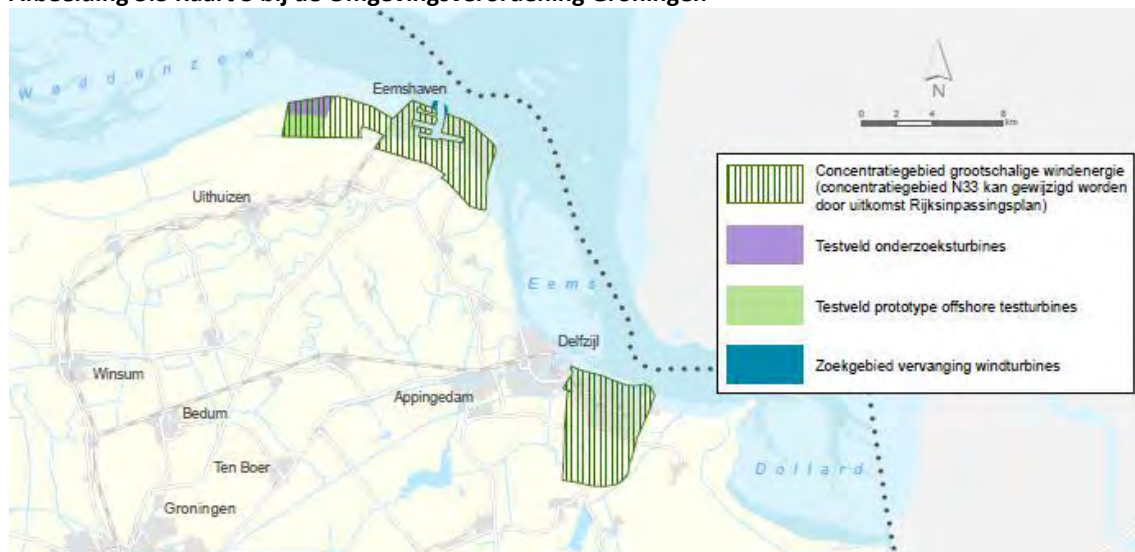
De Omgevingsverordening (vastgesteld op 1 juni 2016) bevat regels voor de fysieke leefomgeving in de provincie Groningen. Deze regels richten zich op de thema's ruimtelijke ordening, water, infrastructuur, milieu en ontgrondingen. De Omgevingsverordening is nauw verbonden met de Omgevingsvisie en zorgt voor de juridische doorwerking van de in de Omgevingsvisie verwoordde provinciale belangen in de plannen van gemeenten en waterschappen.

De provincie Groningen kiest ervoor om de taakstelling van 855,5 MW in het Energieakkoord te realiseren in drie concentratiegebieden. Eemshaven-West valt binnen het concentratiegebied voor grootschalige windenergie rondom de Eemshaven zoals dat vastgelegd is in de verordening. Het beoogde opgesteld vermogen in de Eemshaven-West is circa 100 MW - 130 MW. Binnen het concentratiegebied kunnen windturbines opgericht worden op voorwaarde dat de winturbines deel gaan uitmaken van een park- of lijnopstelling en ze geen grotere wicklengte hebben dan tweederde van de ashoopte (artikel 2.41.4 van de verordening). Voor het testveld onderzoeksturbines (artikel 2.41.6) geldt dat er maximaal vijf onderzoeksturbines mogen worden opgericht met als doel wetenschappelijk onderzoek ten behoeve van offshore windenergie onder de voorwaarden uit artikel 2.41.4. In het testveld prototype offshore testturbines (artikel 2.41.8) kunnen er maximaal vier prototype offshore testturbines, of maximaal drie prototype offshore testturbines en één prototype onshore testturbine worden geplaatst, met als doel certificering van offshore en onshore windturbines en wetenschappelijk onderzoek. Hiervoor gelden de voorwaarden voor park- of lijnopstelling en wicklengte uit (artikel 2.41.4) niet. Als van de begrenzing van het concentratiegebied in de Omgevingsverordening wordt afgeweken, dient de Omgevingsverordening te worden aangepast.

In de het plangebied zijn de volgende landschapswaarden aangeduid:

- grootschalig open gebied;
- landschap met herkenbare opstreckende verkaveling;
- oude dijken.

**Afbeelding 3.3 Kaart 5 bij de Omgevingsverordening Groningen**



### 3.5. Structuurvisie Eemsmond-Delfzijl

De Commissie voor de milieueffectrapportage heeft er in haar advies van 9 oktober 2014 op aangedrongen om voor de ontwikkelingen in de gemeenten Eemsmond en Delfzijl een regionale gebiedsvisie op te stellen en deze bestuurlijk vast te stellen in de vorm van een structuurvisie. Dit advies is overgenomen door de in het regieplan samenwerkende partijen. In de Structuurvisie Eemsmond - Delfzijl worden de bovenlokale keuzes vastgelegd en worden cumulatieve effecten en beschikbare milieuruimte onderzocht en afgewogen.

De Structuurvisie Eemsmond-Delfzijl en het bijbehorend milieueffectrapport worden naar verwachting medio 2017 vastgesteld. Afbeelding 3.4 toont het voorkeursalternatief (VKA) in het concept planMER d.d. 26 april 2016 voor de Structuurvisie Eemsmond-Delfzijl.

Afbeelding 3.4 VKA Structuurvisie Eemsmond-Delfzijl





## 4. Beoordelingskader en aanpak

### 4.1. Handreiking waardering landschappelijke effecten van windenergie

Voor de beoordeling van het effect van windturbines op het landschap en de beleving zijn geen harde criteria. In de 'handreiking waardering landschappelijke effecten van windenergie' (H+N+S in opdracht van RVO, 2013) wordt aangegeven hoe, aan de hand van welke criteria, de effecten van windturbines op (de beleving van) het landschap beschreven kan worden. Hierbij gelden de volgende beoordelingscriteria:

- effect op bestaande landschappelijke kwaliteiten:
  - o dit is uitgewerkt in het criterium zichtbaarheid.
- betekenis van windturbine in het landschap:
  - o interferentie met bestaande parken;
  - o relatie met het karakter van het landschap (patroonherkenning/identiteit opstelling);
  - o aantasting openheid in relatie tot de energieproductie.
- effect op waarneming en beleving:
  - o dit is vertaald in het criterium zichtbaarheid en duisternis.
- het effect van de gebruikte turbines en de inpassing op maaiveld;
  - o dit aspect is niet beoordeeld, daar dit op een te gedetailleerd schaalniveau van toepassing is (in een later op te stellen MER voor het voorkeursalternatief).

### 4.2. Beoordelingskader en aanpak

Het beoordelingskader is opgenomen in tabel 4.1.

**Tabel 4.1 Beoordelingskader**

Aspect	Criterium	Methode
landschap	zichtbaarheid (vanaf grote wateren en in de polder)	fotovisualisaties kwalitatief (expert judgement) kwantitatief op basis van vuistregels voor zichtafstanden
	relaties met het landschap (op structuurniveau en op het niveau van patronen/elementen)	kwalitatief (expert judgement) op basis van kaartmateriaal en andere bestaande informatie
	interferentie	kwalitatief (expert judgement) op basis van bovengenoemde visualisaties, kaartmateriaal en andere bestaande informatie
	duisternis	kwantitatief op basis van het aantal turbines dat wordt voorzien van obstakelverlichting
	tijdelijke effecten	kwalitatief (expert judgement) op basis van kaartmateriaal en andere bestaande informatie
Barro toets	Landschappelijke en cultuurhistorische kwaliteiten	kwalitatief (expert judgement) kwantitatief op basis van vuistregels voor zichtafstanden

#### 4.2.1. Zichtbaarheid

Het bepalen van de mate van zichtbaarheid is uitgangspunt voor het bepalen van de effecten van het windpark op het weidse karakter van het Waddengebied en de openheid van de polders. Het theoretische maximale zicht wordt bepaald door fysieke geografische kenmerken (bolling van de aarde)

en kan objectief berekend worden. Hetzelfde geldt voor de zichtbaarheid van onderdelen van de windturbines op bepaalde afstanden. Hier bepalen de afmetingen van de onderdelen in hoeverre het menselijke oog ze nog kan waarnemen. De weersomstandigheden bepalen de maximale meteorologische zichtafstand, ofwel de afstand tot hoever het zicht reikt. Onafhankelijk van het type zijn (een deel van) de windturbines zichtbaar op een afstand van circa 14 kilometer. De mast is afhankelijk van het type maximaal zichtbaar van 15 tot 19 kilometer (Bron D. Sijmons, 2007. Windturbines in het Nederlandse landschap). De feitelijke zichtbaarheid is natuurlijk sterk afhankelijk van het tussenliggende landschap (bebouwing, bomen etc.) en de weersomstandigheden.



**Afbeelding 4.1**

Afstand van de waarnemer tot windturbine is 5 keer de tiphoogte: de directe omgeving (tiphoogte is 145 meter, afstand is 725 meter). De windturbine is dominant in beeld.



**Afbeelding 4.2**

Afstand van de waarnemer tot windturbine is 15 keer de tiphoogte: de overgangszone (tiphoogte is 145 meter, afstand is 2.175 meter). De windturbines zijn duidelijk waarneembaar.



**Afbeelding 4.3**

Afstand van de waarnemer tot windturbine is 25 x tiphoogte: op afstand (tiphoogte is 145 meter, afstand is 3.625 meter). De windturbines bevinden zich net op de rand van de zone tot 25 keer de tiphoogte. (Nog verder weg zijn de windturbines slechts een element van de horizon)

#### 4.2.2. Mate van zichtbaarheid vanaf grote wateren (i.c. Waddenzee)

Het effect op het weidse karakter van de Waddenzee wordt bepaald door de toename van het oppervlak waarvandaan de windturbines dominant of duidelijk waarneembaar zijn. De gehanteerde zones zijn (zie ook afbeeldingen 4.1 t/m 4.3):

- 0 tot 5 keer tiphoogte: de directe omgeving, windturbines zijn hier dominant in beeld;
- 5 tot 25 keer de tiphoogte: de overgangzone, windturbines zijn duidelijk waarneembaar;
- 25 tot 100 keer tiphoogte: op afstand, windturbines zijn waarneembaar aan de horizon.

Deze zonering is gebaseerd op een bij adviesbureau Rho al meerdere jaren in gebruik zijnde methodiek voor het beschrijven van de visuele effecten van windparken: MER windpark Krammer (2014), MER Windpark Kreekraksluizen-Spuikanaal (2009), Beleidsvisie windenergie Sloegebied, (2006), Ruimtelijke onderbouwing Windpark Willempolder (gemeente Tholen 2006). De zichtbaarheid van het windpark wordt beoordeeld tot een afstand van 25 keer de tiphoogte. Tot deze afstand is het landschappelijke effect van windturbines duidelijk waarneembaar. Bij de beoordeling van de mate van zichtbaarheid wordt in deze studie gesteld dat windturbines een aantasting van het landschap vormen. Hoe groter de zichtbaarheid van het windpark, des te negatiever de beoordeling.

De methodiek is ontwikkeld door ir. J.J. van den Berg en toegepast in onder andere de eerder vermelde windturbineprojecten.

Voor de beoordeling van de mate van aantasting van de weidsheid van de grote wateren is geen standaard beschikbaar, op grond van een deskundigheidsoordeel wordt de volgende schaal gehanteerd (er zijn geen positieve effecten):

- indien de procentuele toename van het oppervlak waar een effect waarneembaar is minder dan 10% is t.o.v. de referentiesituatie dan wordt dat gewaardeerd als geen effect (0);
- indien de toename procentueel tussen de 10 en 50 % t.o.v. de referentiesituatie is dan wordt dit negatief beoordeeld;
- indien de toename 50 – 100 % is t.o.v. de referentiesituatie, dan wordt dat gewaardeerd als negatief (- -);
- indien de toename procentueel 100% of meer is t.o.v. de referentiesituatie, dan wordt het effect als zeer negatief (- - -) beoordeeld.

**Tabel 4.2** Overzicht van waardering zichtbaarheid over water

waardering	toename ten opzichte van oppervlakte referentiesituatie
0	minder dan 10%
-	toename 10 – 50 %
--	toename 50 -100 %
---	verdubbeling van de oppervlakte of meer (>100%)

0 = geen effect, - = licht negatief, -- = negatief, --- = zeer negatief

#### 4.2.3. Mate van zichtbaarheid in de polder

Voor de situatie in de polder wordt de mate van zichtbaarheid bepaald als criterium voor het bepalen van de effecten op de aanwezige openheid. Het plangebied is een zeer open polder landschap met aan de westzijde op afstand enige bebouwing en beplanting. Vanwege het zeer open landschap is er niet voor gekozen om zichtbaarheidskaarten waarop is aangegeven hoeveel windturbines zichtbaar zijn vanaf een bepaalde locatie maar de zelfde methodiek te hanteren als bij de zichtbaarheid over water. Hiermee worden de verschillen tussen de divers opstellingen ook duidelijk.

Voor de beoordeling van de mate van aantasting van de openheid op land is geen standaard beschikbaar, op grond van een deskundigheidsoordeel wordt de volgende schaal gehanteerd (er zijn geen positieve effecten):

- 0 tot 5 keer tiphoogte (directe omgeving), dominant in beeld;
- 5 tot 25 keer de tiphoogte (overgangszone), duidelijk waarneembaar;
- 25 tot 100 keer tiphoogte (op afstand), waarneembaar aan de horizon.

Door de op ervaring gebaseerde zonerings en met behulp van animaties is de mate van zichtbaarheid bepaald. De zichtbaarheid van het windpark wordt beoordeeld tot een afstand van 25 keer de tiphoogte.

De omvang van de effecten worden bepaald op basis van de toename van de zichtbaarheid ten opzichte van de referentie situatie. Indien het oppervlak waar een effect waarneembaar is net zo groot is als bij de referentiesituatie dan wordt dat gewaardeerd als zeer negatief.

**Tabel 4.3 Beoordeling aantasting openheid polder**

waardering	toename ten opzichte van oppervlakte referentiesituatie
0	minder dan 10%
-	toename 10 – 50 %
--	toename 50 -100 %
---	verdubbeling van de oppervlakte of meer (>100%)

0 = geen effect, - = licht negatief, -- = negatief, --- = zeer negatief

#### 4.2.4. Aansluiten op landschappelijke hoofdstructuur van het landschap

Een landschap manifesteert zich door de aanwezige hoofdstructuur, bestaande uit lijnen, vlakken, patronen en relaties. De plaatsing van windturbines kan effect hebben op de waarneembaarheid en beleving van die hoofdstructuur. Een opstelling van windturbines die aansluit op de lijnen (patronen) van de landschappelijke hoofdstructuur wordt als positief beoordeeld, omdat deze de bestaande structuur accentueert. Niet alle lijnen in het landschap zijn even belangrijk voor de structuur, het ene element is dominant aanwezig dan andere. Des te belangrijker de structuurlijn waarop wordt aangesloten, des te positiever is de beoordeling. Opstellingen die van de hoofdstructuur afwijken worden juist negatief beoordeeld. Hierbij gelden de volgende beoordelingsaspecten:

- relatie met het landschap op macroschaal (structuur). In en rondom het plangebied betreft dit het onderscheid tussen het industriële landschap in de Eemshaven, het energielandschap op en rondom de Eemshaven en het agrarisch landschap rondom de Eemshaven;
- relatie met het landschapspatroon: lijnen en elementen. In en rondom het plangebied gaat dit bijvoorbeeld over het lijnpatroon bestaande uit de Waddenzeedijk, de min of meer parallel lopende slaperdijken, patroon van sloten en kavels alsmede, het patroon van erfgronden en het patroon van de bestaande rijen windturbines in de Emmapolder.

**Tabel 4.4 Beoordeling relatie landschap macroschaal en patroon**

Waardering	Aspect macro	Patroon
+++	Nieuwe landschappelijke laag. Sterk eigen beeldmerk	Zeer sterke koppeling
++	Nieuwe landschappelijke laag Eigen beeldmerk	Sterke koppeling
+	Nieuwe landschappelijke laag	Enige relatie
0	Geen wijziging	Geen relatie
-	Deels minder herkenbare opstelling	Lichte afwijking
--	Slecht herkenbare opstelling	Sterke afwijking
---	Zeer slecht herkenbare opstelling	Totaal geen relatie

0 = geen effect, - = licht negatief, -- = negatief, --- = zeer negatief, + = licht positief, ++ = positief, +++ = zeer positief

#### 4.2.5. Interferentie

Bij het aspect interferentie gaat het om de herkenbaarheid van het windpark in relatie tot omliggende windparken. Het bijzondere aan dit park is dat er altijd sprake is van interferentie. Dit zowel tussen:

- de bestaande windpark(en) op en rondom de Eemshaven en het windpark Eemshaven-West;
- de drie onderdelen van het windpark Eemshaven-West.

Bij interferentie is specifiek gekeken naar de homogeniteit van het deel van het windpark met productieturbines en de relatie met het test- en onderzoeksgebied. Weinig homogeniteit en weinig visuele samenhang tussen de (deel)parken wordt als negatief beoordeeld.

**Tabel 4.5 Beoordeling interferentie**

Waardering	Patroon	Interferentie
+++	In het beeld of vormen één samenhangend windpark	Zeer positief
++	Windparken in elkaars nabijheid bestaande uit het zelfde type/patroon	Positief
+	Wolkopstelling met verschillende typen windturbines	Licht positief
0	Parken op grote onderlinge afstand	Geen effect
-	Park in elkaars nabijheid (> 5 keer tiphoogte afstand) met afwijkend type/patroon	Licht negatieve interferentie
--	Parken liggen op korte afstand van elkaar (5 x tiphoogte) maar zijn verschillend	Negatieve interferentie
---	Parken grenzen aan elkaar maar zijn verschillend	Zeer negatieve interferentie

0 = geen effect, - = licht negatief, -- = negatief, --- = zeer negatief, + = licht positief, ++ = positief, +++ = zeer positief

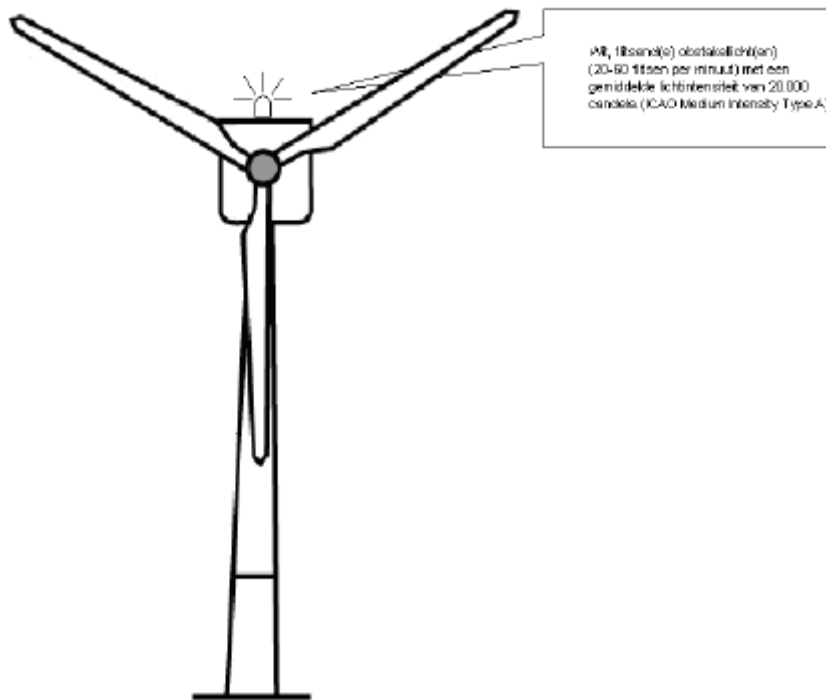
#### 4.2.6. Duisternis

Stilte en duisternis zijn twee kernkarakteristieken van de provincie Groningen. Met name voor de Waddenzee en het omliggende gebied is dit een belangrijk kenmerk. Het aanbrengen van luchtvaartverlichting op de windturbines vormt een aantasting van de duisternis en wordt daarom als negatief beoordeeld. Duidelijke onderlinge verschillen in de oppervlakte van het verlicht gebied komen tot uiting in een negatievere beoordeling.

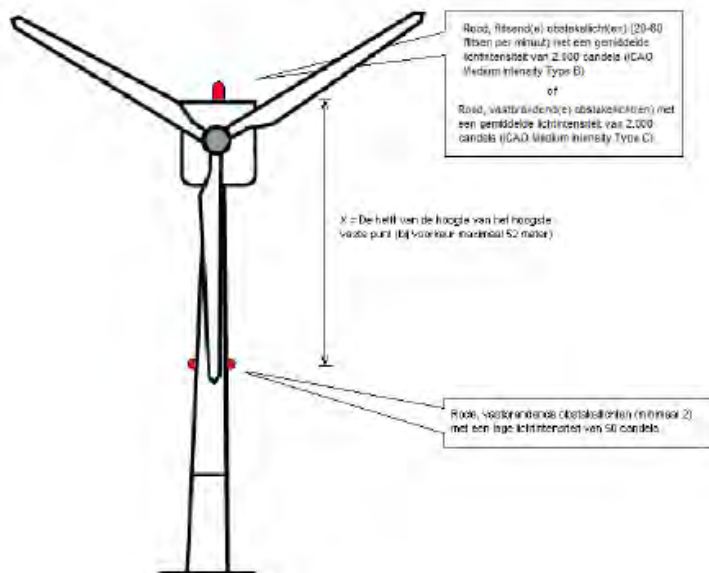
Het Informatieblad 'Aanduiding van windturbine en windparken op het Nederlandse vasteland', (Inspectie leefomgeving en Transport 30 september 2016) beschrijft de randvoorwaarden voor de verlichting van windturbines. Wanneer de windturbines een definitieve tiphoogte krijgen van 150 meter of meer zijn de volgende hindernislichten noodzakelijk:

- verlichting voor de dagperiode (art 6 lid 1 sub 1 onder a van infoblad);
- voor de schemer- en nachtperiode zijn 2 mogelijkheden ten aanzien van het plaatsen van verlichting:
  - Of alle turbines: het gaat dan om rood vast brandende verlichting met gemiddelde lichtintensiteit type C (art 6 lid 1 sub 2 onder a van infoblad)
  - Of turbines op hoeken en randen: het gaat dan om rood flitsende verlichting met een gemiddelde lichtintensiteit type B (art 5 lid 1 onder a en b infoblad jo 6 lid 1 sub 2 onder d van infoblad). Bij de randen gaat het om een onderlinge afstand van maximaal 900 meter. Daarnaast ook: Windturbines welke in hoogte boven de omringende windturbines uitsteken (art 5 lid 1 onder c infoblad).

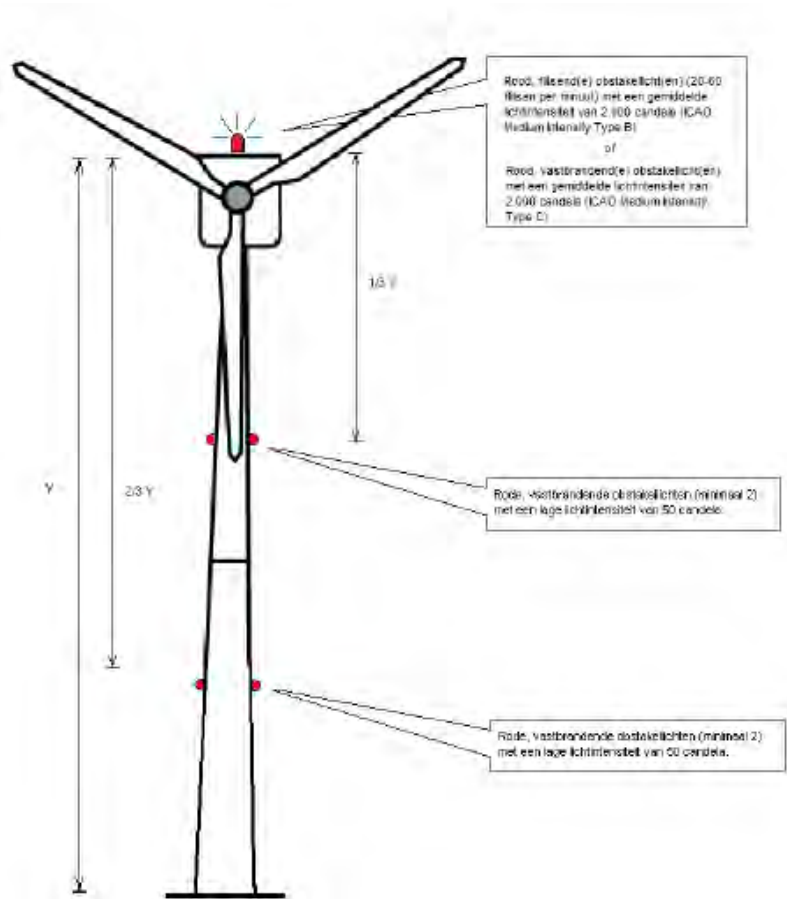
**Afbeelding 4.4** Obstakellichten windturbine tijdens daglichtperiode (Informatieblad Inspectie Leefomgeving en Transport)



**Afbeelding 4.5** Obstakellichten windturbine met maximale tiphoogte 150 tot 210 meter tijdens scherm- en nachtperiode (Informatieblad Inspectie Leefomgeving en Transport)



**Afbeelding 4.6** Obstakellichten windturbine tiphoogte hoger dan 210 meter tijdens schemer- en nachtperiode (Informatieblad Inspectie Leefomgeving en Transport)



De aangebrachte lichten dienen vanuit de lucht rondom zichtbaar te zijn. Dit kan resulteren in het aanbrengen van meerdere lichten per niveau. De lichten mogen naar de grond toe afgeschermd worden.

Bij de beoordeling wordt gekeken naar de toename van het aantal windturbines dat hoger is dan 150 meter. Hierbij is de klassenindeling afgestemd op het maximale aantal nieuwe windturbines in het plangebied (34 stuks).

**Tabel 4.6 Beoordeling aspect aantasting duisternis**

waardering	toename van het aantal windturbines met verlichting
0	geen
-	1 tot 10
--	10 tot 20
---	meer dan 20

0 = geen effect, - = licht negatief, -- = negatief, --- = zeer negatief

In alle alternatieven is verlichting noodzakelijk.





## 5. Referentiesituatie

### 5.1. Inleiding

Voor het plangebied zijn geen ontwikkelingen bekend die het landschap in het plangebied sterk beïnvloeden. De referentiesituatie is daarmee gelijk aan de huidige situatie. De referentiesituatie wordt beschreven aan de hand van de volgende aspecten:

- openheid Waddenzee;
- openheid polders;
- landschap (structuur en patroon);
- duisternis.

### 5.2. Referentiesituatie

Op het haven- en industriegebied Eemsmond is een groot aantal windturbines aanwezig (circa 68, zie afbeeldingen 5.1 en 5.2). Ogenscheinlijk betreft het een samenhangende opstelling, langs de randen van het gebied en verspreid op het terrein, veelal in rijen. Er is één testturbine met een vakwerkmast en twee rotorbladen, die qua vorm duidelijk afwijkt van de andere turbines.

In het plangebied, dat aansluit op het industriegebied, zijn twee rijen windturbines in de Emmapolder gesitueerd, met 11 en 9 windturbines, met een oost - west oriëntatie (zie afbeeldingen 5.3 t/m 5.6). Deze zijn gesitueerd op voormalige dijken. In de polder is ook nog een traditionele cultuurhistorisch waardevolle windmolen (Goliath) aanwezig.

De diverse windparken in en rondom de Eemshaven liggen deels in elkaars verlengde, hierdoor is er feitelijk sprake van één samenhangend windpark over een lengte van 10 kilometer met in totaal circa 88 windturbines (zie afbeelding 5.7).

**Afbeelding 5.1** Beeld van de windturbines op het havengebied



**Afbeelding 5.2** Beeld van de windturbines op het havengebied (oostelijke rand met testturbine)



**Afbeelding 5.3** Beeld van de windturbines in de polder



**Afbeelding 5.4** Beeld van de windturbines in de polder met de traditionele windmolen (ingezoomd)



**Afbeelding 5.5** Beeld van de windturbines vanaf de weg, nabij de bebouwing



**Afbeelding 5.6** Beeld van de windturbines in de polder vanaf de dijk

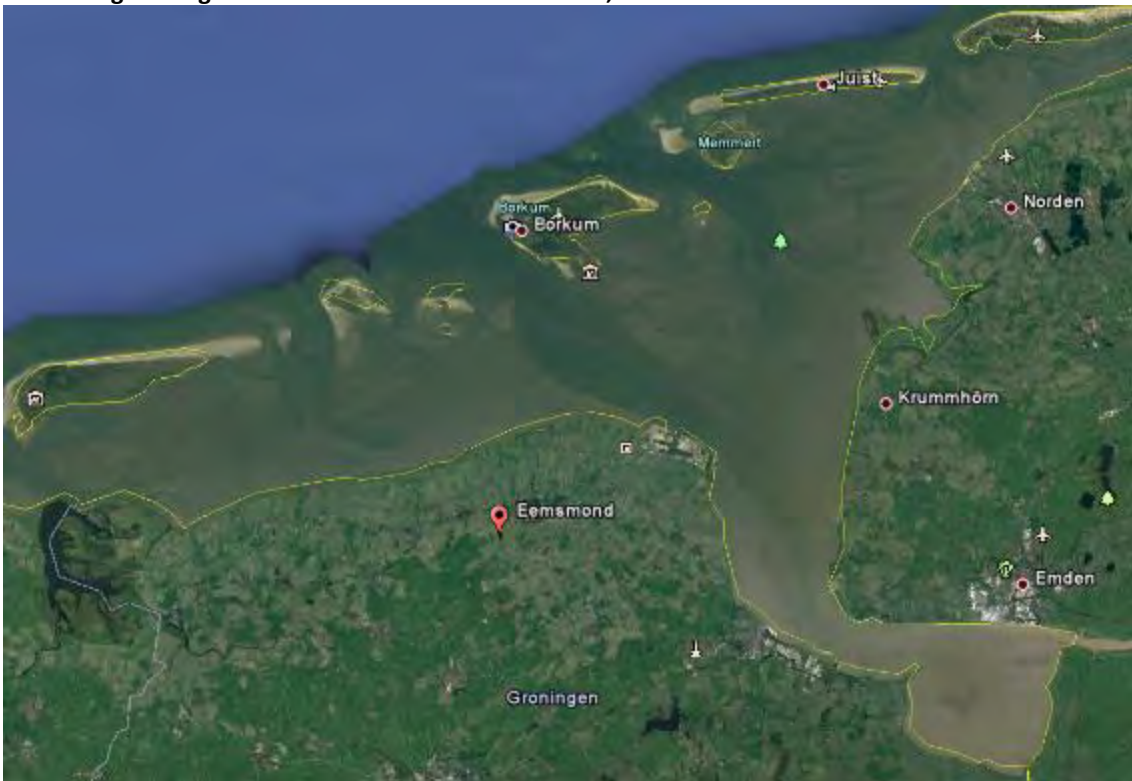




Afbeelding 5.7 Regionale context bestaande windparken Eemshaven



Afbeelding 5.8 Regionale context: de Waddeneilanden, Waddenzee en het vaste land



**Weidse karakter Waddenzee**

De diverse bestaande windparken hebben invloed op de openheid en het weidse karakter van de Waddenzee (zie afbeelding 5.8 en 5.9). Dit wordt veroorzaakt door de zichtbaarheid vanaf de Waddenzee van windturbines langs de randen van het havengebied en ook door de rijopstelling in de Emmapolder.

Er is een grote zone waar windparken duidelijk waarneembaar zijn (tot 25 keer tiphoogte). De bestaande windturbines in de polder hebben een tiphoogte van 128 meter. De zichtbaarheid vanaf de Waddenzee wordt bepaald door de totale oppervlakte binnen 25 keer de tiphoogte (3.200 meter). De gebieden waarvandaan in de referentiesituatie windturbines duidelijk waarneembaar zijn hebben een gezamenlijk oppervlakte van 50,3 km<sup>2</sup> (zie de gele arcering in Afbeelding 5.9).

**Afbeelding 5.9 Zichtbaarheid van de bestaande windturbines vanaf de Waddenzen en in de polder**

**Openheid polders**

De bestaande windparken zijn duidelijk aanwezig en waarneembaar in de polders. De bestaande windturbines hebben een tiphoogte van 128 meter. De zichtbaarheid in de polder wordt bepaald door de totale oppervlakte binnen 25 keer de tiphoogte (3.200 meter) waarop de windturbines duidelijk waarneembaar zijn. Deze bedraagt 47,7 km<sup>2</sup>.

**Relatie landschap macroschaal (structuur)**

De situering van de bestaande windparken op en rond het haven- en industriegebied vormt een duidelijke markering van een industrieel landschap en vormt een versterking van dit landschap.

**Relatie landschap patroon**

De koppeling van de rijopstelling in de Emmapolder aan het lijnpatroon de voormalige dijken maakt het patroon herkenbaar. Echter, aan de westzijde is er geen duidelijk begin- of eindpunt waaraan de opstelling is gekoppeld. Feitelijk beginnen/stoppen de rijen ergens in de polder op een schijnbaar willekeurig punt.



De turbines in het havengebied, en op de randen van het havengebied, staan verspreid opgesteld. De insteekhaven en industrie op het terrein vormen dwangpunten voor de opstelling van turbines, de turbines kunnen in het havengebied niet in strakke rijen worden opgesteld.

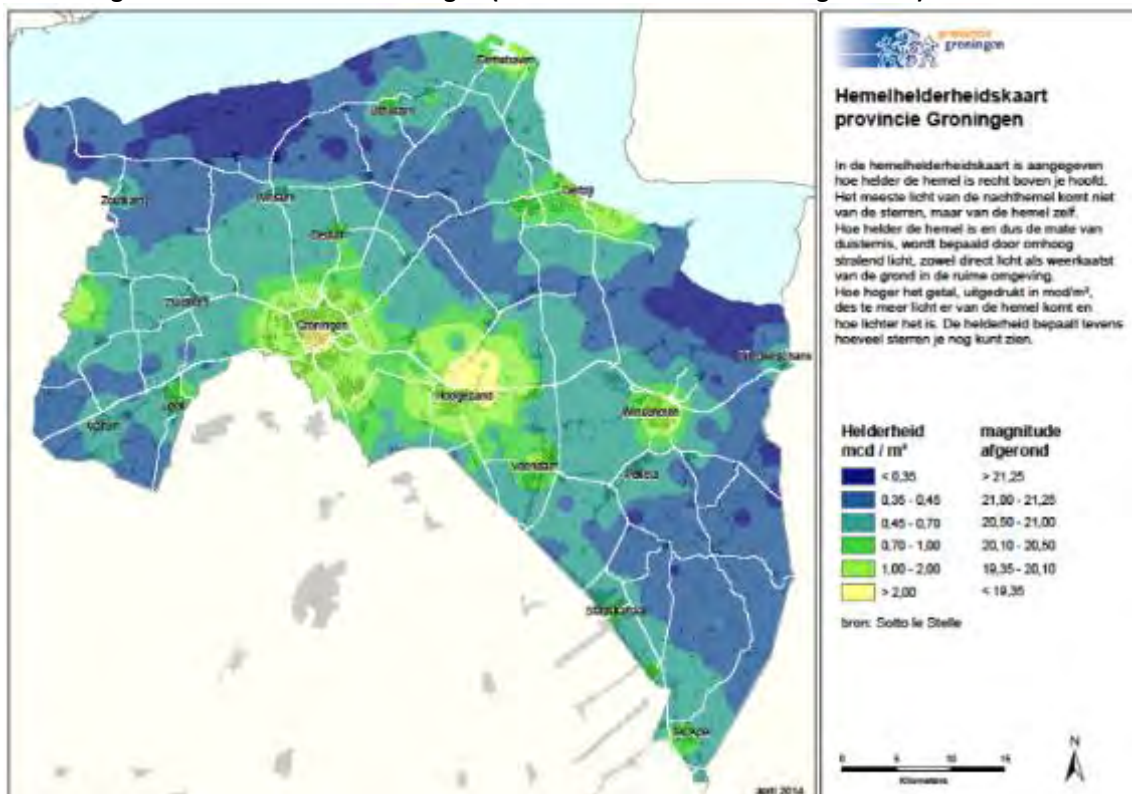
**Interferentie**

De verschillende opstellingen (havengebied en polder) gaan naadloos in elkaar over. Feitelijk is het één groot windpark, waarbij afhankelijk van het gezichtspunt, de opstelling in de Emmapolder duidelijk herkenbaar is.

**Duisternis**

De Eemshaven is door de vele verlichting in de haven duidelijk herkenbaar op de hemelhelderheidskaart van de provincie Groningen. De aangrenzende Emmapolder valt in de 3<sup>e</sup> categorie. Er zijn nog twee klassen in het landelijke gebied waar duidelijk minder licht is (zie afbeelding 5.9).

**Afbeelding 5.9 Hemelhelderheid Groningen (Duisternis onderzoek Groningen 2014)**



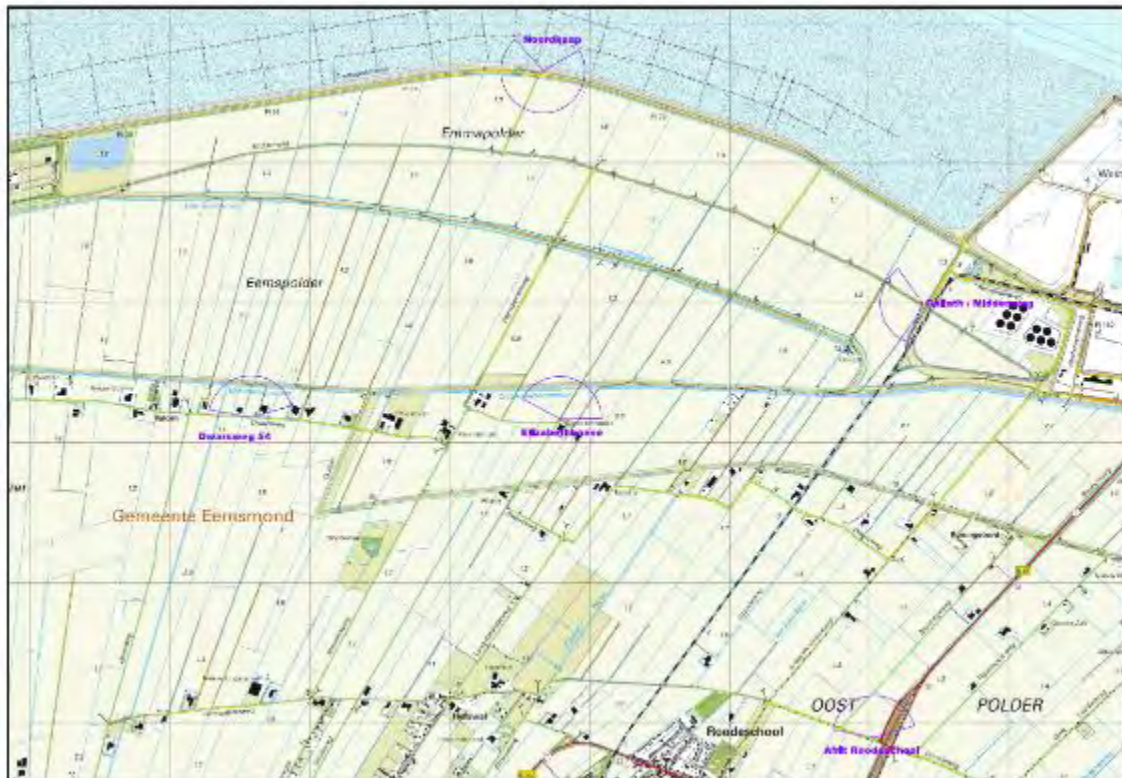


## 6. Onderzoeksresultaten

In dit hoofdstuk worden de effecten van de alternatieven en varianten op het landschap beschreven ten opzichte van de situatie zoals beschreven in de referentiesituatie.

Vanaf vijf locaties zijn in het kader van de visualisatie van het windpark foto's genomen. De betreffende locaties zijn weergegeven in afbeelding 6.1. Enige voorbeelden zijn opgenomen in afbeelding 6.8 t/m 6.14. De locaties zijn gekozen om veranderingen in beeld te krijgen. Alle visualisaties zijn opgenomen in de bijlage.

**Afbeelding 6.1. Standpunten van de fotosimulaties**



De betreffende locaties zijn: Elisabethhoeve, Dwarsweg 54, Afrit Roodeschool, Noord Kaap en Goliath Middenweg.

### 6.1. Weidse karakter Waddenzee: zichtbaarheid vanaf grote wateren

De mate van zichtbaarheid van de windturbines vanaf de grote wateren en daarmee de mate van beïnvloeding van de weidsheid (openheid) van de Waddenzee, wordt bepaald door de oppervlaktes van de zones waar windturbines duidelijk waarneembaar zijn (tot 25 keer tiphoogte, zie paragraaf 4.1). Dit is een afstand van 3.200 en 7.375 meter voor de laagste respectievelijk de hoogste windturbine.

De rekenresultaten zijn weergegeven in tabel 6.1 en in de afbeeldingen 6.2 t/m 6.7. Alle afbeeldingen zijn opgenomen in bijlage 2. De toename van de oppervlakten van waaruit het windpark duidelijk waarneembaar is lopen uiteen van afgerond 27 tot 69 km<sup>2</sup>. Duidelijk is dat er sprake is van een grote verandering in het landschapsbeeld. De openheid wordt door alle alternatieven en varianten aangetast. Variant 3a onderscheidt zich door een duidelijk kleinere toename van de oppervlakte van waaruit het windpark duidelijk waarneembaar is dan in de overige varianten. Dit komt doordat deze variant voorziet in de plaatsing van kleinere turbines, met lagere tiphoogten, dan in de overige varianten. Dit betreft toch nog steeds een toename met 55% ten opzichte van de referentiesituatie.

Het blijkt dat de windturbines van het testveld zuid de grootste invloed hebben op de openheid. De zichtafstand is dermate groot dat in bijna alle alternatieven het effect van de overige windturbines kleiner is. Alleen bij variant 3a heeft het noordelijk deel van het test- en onderzoeksgebied een groter effect dan het zuidelijk deel.

**Tabel 6.1 Effecten op de weidsheid van de Waddenzee**

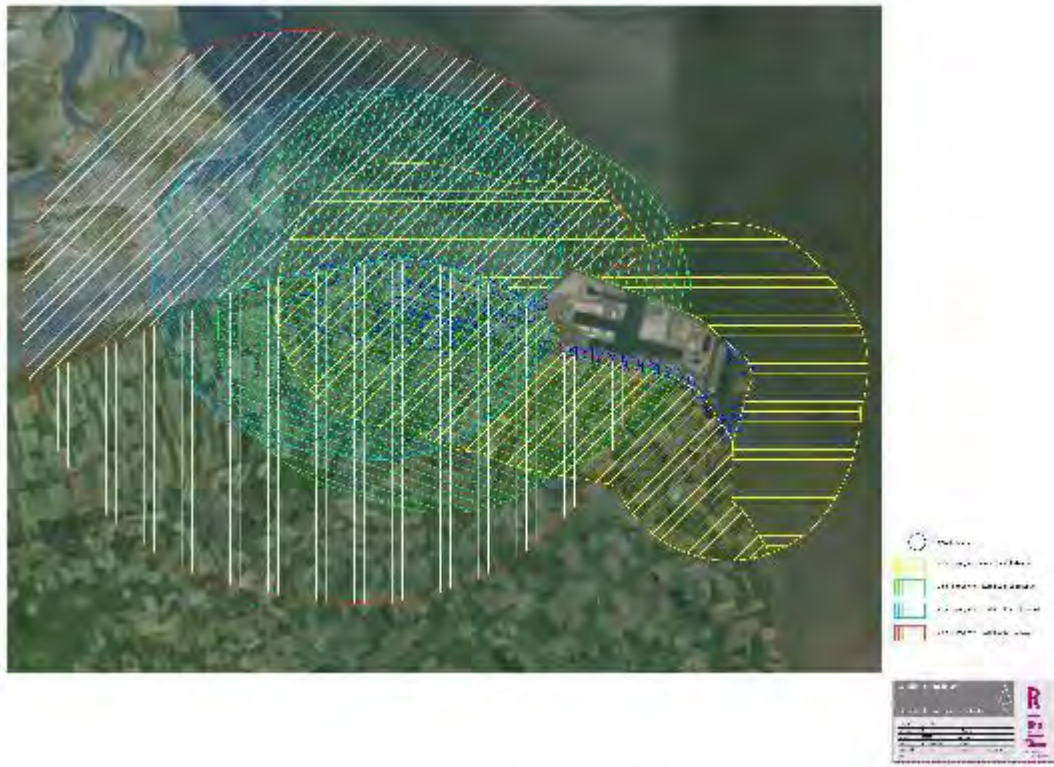
aspecten		referentie	alternatieven					
			1		2		3	
			1 Alternatief RWE	2a Variant Nuon 3,5 MW	2b Variant Nuon 5 MW onderzoek 7,5 MW	2c Variant Nuon 5 MW onderzoek 5MW	3a Integrale variant compact en laag	3b Integrale variant hoog en verspreid
Tiphoogte productiepark 25 x tiphoogte	128 3.200	128 3.200	175 4.375	186 4.650	186 4.650	128 3.200	194 4.850	
Tiphoogte testveld noord 25 x tiphoogte		184 4.600	184 4.600	195 4.875	186 4.650	184 4.600	195 4.875	
Tiphoogte testveld zuid 25 x tiphoogte		295 7.375	295 7.375	295 7.375	295 7.375	195 4.875	295 7.375	
Productie park	Oppervlakte 25 x tiphoogte (km <sup>2</sup> )		44,4	43,8	43,4	46,5	23,1	52,0
Testveld noord	Oppervlakte 25 x tiphoogte (km <sup>2</sup> )		43,8	43,8	46,8	45,5	43,3	46,6
Testveld zuid	Oppervlakte 25 x tiphoogte (km <sup>2</sup> )		87,8	82,0	88,2	88,8	33,0	87,5
Oppervlakte totaal (verzameling)	50,3	92,5	82,0	93,5	92,5	48,5	43,0	
Toename oppervlakte totaal t.o.v. referentie		68,0	56,0	69,1	68,3	27,7	69,3	
Toename totaal t.o.v. referentie %	nvt.	<b>135</b>	<b>111</b>	<b>137</b>	<b>136</b>	<b>55</b>	<b>137</b>	
Beoordeling		---	---	---	---	--	---	

0 = geen effect, - = licht negatief, -- = negatief, --- = zeer negatief + = licht positief, ++ = positief, +++ = zeer positief

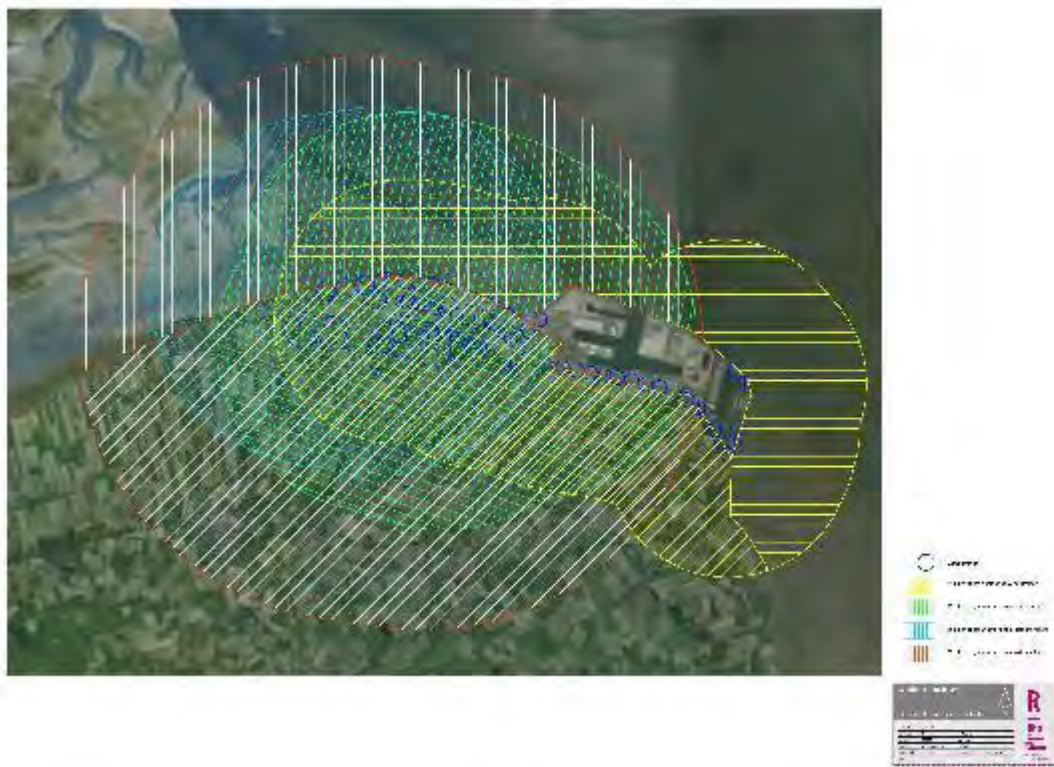
Naast de ashoogte van de turbines, speelt de vorm van het windpark een rol wat betreft zichtbaarheid. In de alternatieven en varianten worden er testturbines geplaatst ten westen van de bestaande productieturbines. Feitelijk wordt hiermee het 'totale' windpark op en rondom de Eemshaven in westelijke richting verlengd.



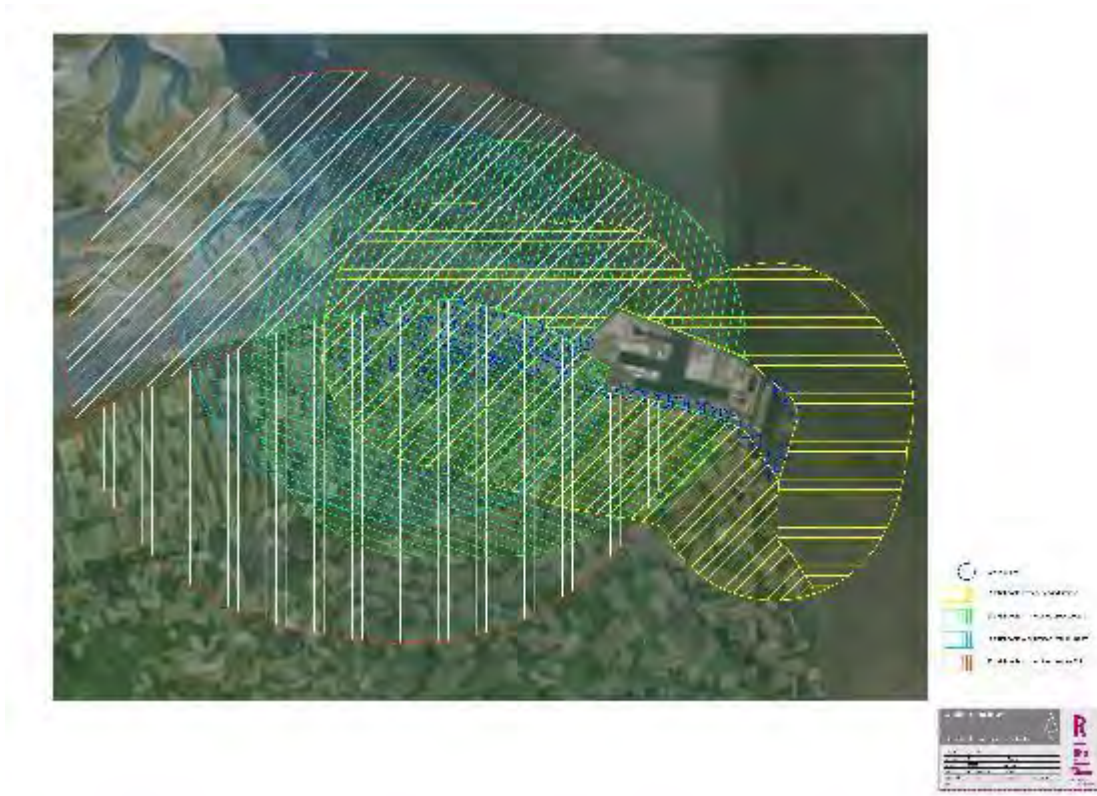
Afbeelding 6.2 Alternatief 1 RWE+. Ligging van de zone van 0 tot vijftiwintig keer de tiphoogte.



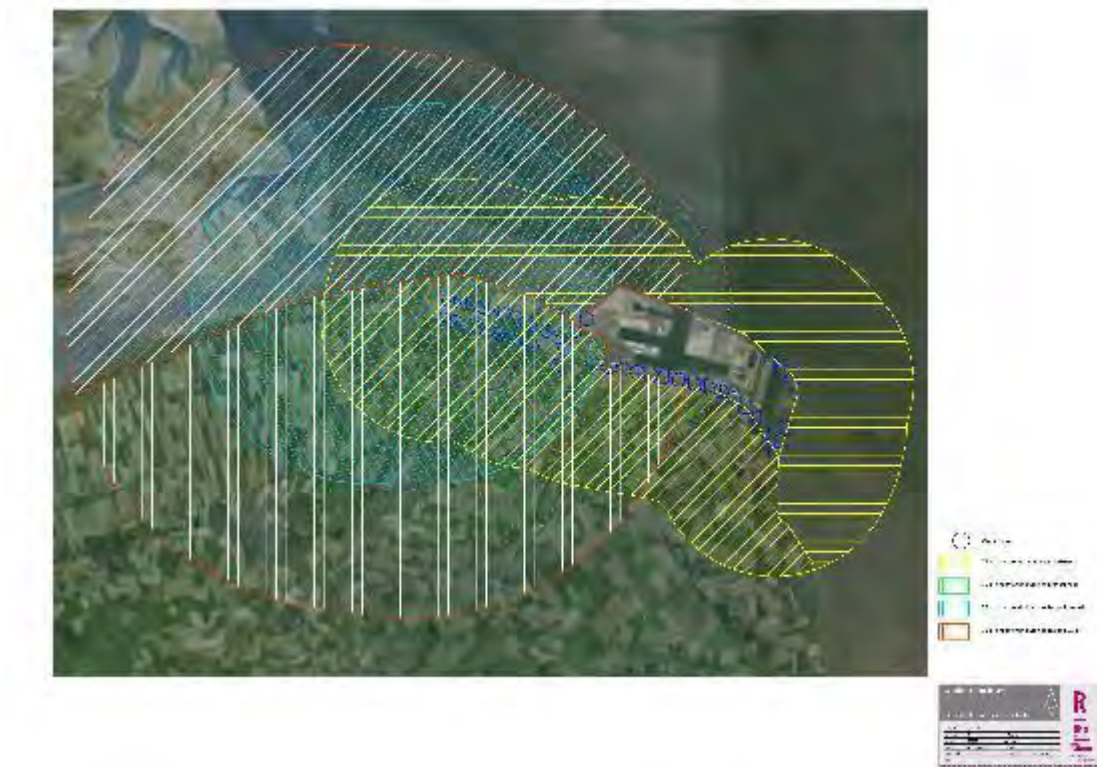
Afbeelding 6.3 Variant 2a Nuon 3,5 MW. Ligging van de zone van 0 tot vijftiwintig keer de tiphoogte.



**Afbeelding 6.4 Variant 2b Nuon 5 MW onderzoek 7,5 MW. Ligging van de zone van 0 tot vijftientig keer de tiphoogte.**

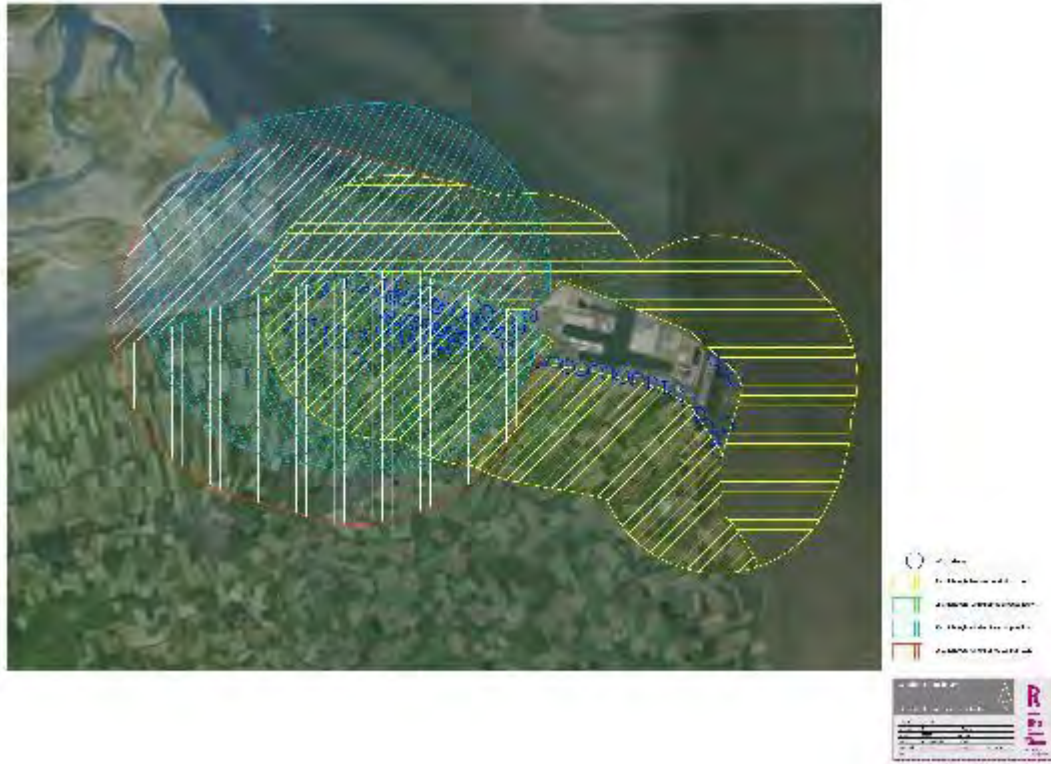


**Afbeelding 6.5 Variant 2c Variant Nuon 5 MW onderzoek 5MW. Ligging van de zone van 0 tot vijftientig keer de tiphoogte.**

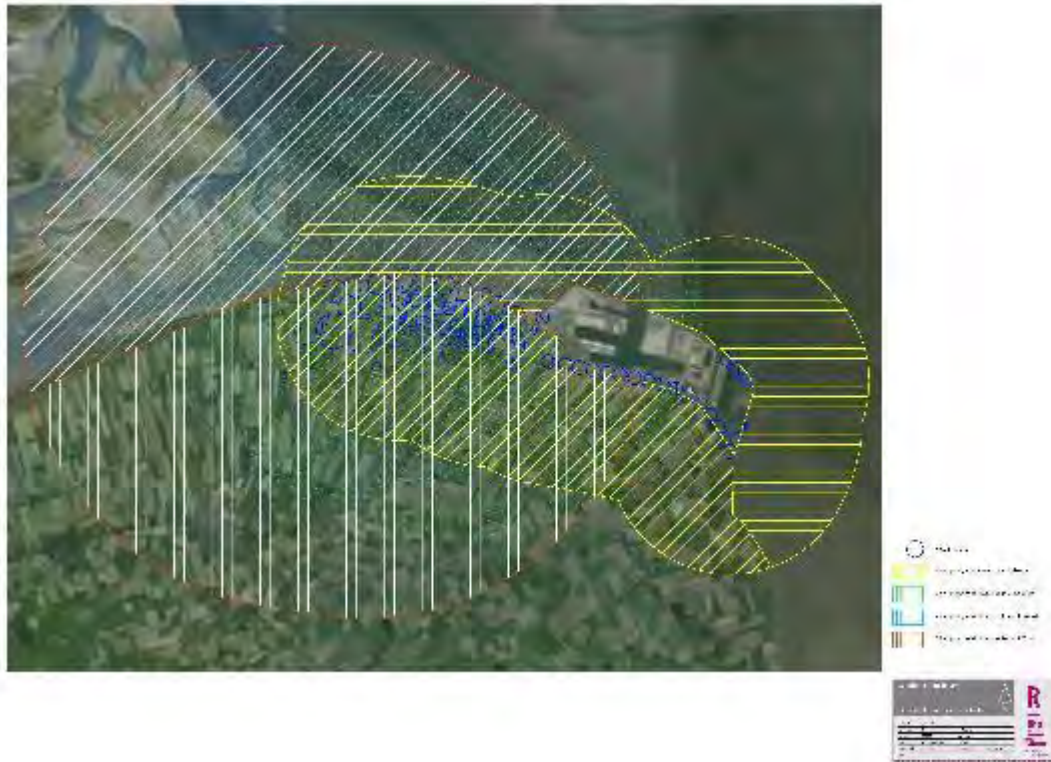




Afbeelding 6.6. Variant 3a Integrale variant compact en laag. Ligging van de zone van 0 tot vijftientig keer de tiphoogte.



Afbeelding 6.7. Variant 3b. Ligging van de zone van 0 tot vijftientig keer de tiphoogte.





**Afbeelding 6.8 Beeld vanaf de Middenweg: referentiesituatie****Afbeelding 6.9 Beeld vanaf de Middenweg: alternatief 1****Afbeelding 6.10 Beeld vanaf de Middenweg: variant 2a**

**Afbeelding 6.11 Beeld vanaf de Middenweg: variant 2b**



**Afbeelding 6.12 Beeld vanaf de Middenweg: variant 2c**



**Afbeelding 6.13 Beeld vanaf de Middenweg: variant 3a**



## 6.2. Openheid polders: zichtbaarheid vanuit de polder

De mate van zichtbaarheid van de windturbines in de polders wordt bepaald door de oppervlaktes van de zones van waaruit windturbines duidelijk waarneembaar zijn (tot 25x tiphoogte). Dit is tot op een afstand van 3.200 tot 7.375 meter voor de laagste respectievelijk de hoogste windturbine.

De resultaten zijn weergegeven in tabel 6.2. De totale oppervlaktes waarbinnen windturbines duidelijk zichtbaar zijn, lopen uiteen van afgerond 90 tot 103 km<sup>2</sup>. Dit is dus meer dan een verdubbeling ten opzichte van de referentiesituatie. Alle alternatieven en varianten leiden tot aantasting van de openheid van de polders. De toename van de oppervlaktes van waaruit het windpark duidelijk waarneembaar is lopen uiteen van afgerond 59 tot 66 km<sup>2</sup>. Variant 3a heeft het minste effect, maar verschilt nauwelijks met variant 2c en 2a.

Het blijkt dat de windturbines in het zuidelijke deel van het test- en onderzoeksgebied de grootste invloed hebben op de openheid van de polder. De afstand, waarover deze zichtbaar zijn is dermate groot dat in alle alternatieven en varianten het effect van de overige windturbines kleiner is. Daarmee zijn de verschillen tussen de alternatieven en varianten ook klein.

**Tabel 6.2 Effecten op de openheid van de polder**

aspecten	referentie	alternatieven					
		1		2		3	
		1 Alternatief RWE	2a Variant Nuon 3,5 MW	2b Variant Nuon 5 MW onderzoek 7,5 MW	2c Variant Nuon 5 MW onderzoek 5MW	3a Integrale variant compact en laag	3b Integrale variant hoog en verspreid
Tiphoogte productiepark 25 x tiphoogte	128 3.200	125/175 3.200/4.375	175 4.375	186 4.650	186 4.650	128 3.200	194 4.850
Tiphoogte testveld noord 25 x tiphoogte		184 4.600	184 4.600	195 4.875	186 4.650	184 4.600	195 4.875
Tiphoogte testveld zuid 25 x tiphoogte		295 7.375	295 7.375	295 7.375	295 7.375	195 4.875	295 7.375
Productie park	Oppervlakte 25 x tiphoogte (km <sup>2</sup> )	53,4	54,7	59,6	56,4	35,3	59,4
Testveld noord	Oppervlakte 25 x tiphoogte (km <sup>2</sup> )	38,2	38,2	45,4	42,9	38,5	43,5
Testveld zuid	Oppervlakte 25 x tiphoogte (km <sup>2</sup> )	100,7	104,6	100,7	100,0	53,3	100,7
Oppervlakte totaal (verzameling)	47,7	100,7	101,4	102,3	101,1	90,1	103,1
Toename oppervlakte totaal t.o.v. referentie		65,7	61,1	63,8	59,9	59,5	65,5
Toename totaal t.o.v. referentie %	nvt.	<b>138</b>	<b>128</b>	<b>138</b>	<b>126</b>	<b>125</b>	<b>137</b>
Beoordeling		---	---	---	---	---	---

0 = geen effect, - = licht negatief, -- = negatief, --- = zeer negatief + = licht positief, ++ = positief, +++ = zeer positief

Afbeelding 6.14 Beeld vanaf de Middenweg: variant 3b



### 6.3. Relatie met het landschap: structuur op macroschaal

De koppeling van de bestaande windparken aan het haven- en industriegebied vormt een duidelijke markering en is op macroschaal een versterking van het industriële landschap. Verdere vergroting van het bestaande park markeert de locatie sterk: het wordt een duidelijke landmark van windenergie gekoppeld aan de haven. Wel wordt het onderscheid tussen havengebied en landelijk gebied minder duidelijk, omdat de windparken zich, vanuit de Eemshaven, uitbreiden in bestaand agrarisch landschap. Er ontstaat dan een energielandschap dat los ligt van het industriële landschap, dominant in beeld komt en daarmee structurerend van aard wordt. De alternatieven en varianten onderscheiden zich niet, ze scoren daarom allemaal zeer goed wat betreft de impact op het landschap op macroschaal.

Geen van de alternatieven en varianten onderscheidt zich op het criterium 'relaties met het landschap' op macroschaal. Elk alternatief of variant leidt tot een duidelijke versterking en uitbreiding van het industriële landschap en het energielandschap op en rondom de Eemshaven.

Tabel 6.3 Relatie met het landschap: structuur op macroschaal

aspecten	alternatieven					
	1	2			3	
	1 Alternatief RWE	2a Variant Nuon 3,5 MW	2b Variant Nuon 5 MW onderzoek 7,5 MW	2c Variant Nuon 5 MW onderzoek 5MW	3a Integrale variant compact en laag	3b Integrale variant hoog en verspreid
structuur	Nieuwe laag over haven en polders	Nieuwe laag over haven en polders	Nieuwe laag over haven en polders	Nieuwe laag over haven en polders	Nieuwe laag over haven en polders	Nieuwe laag over haven en polders
Beoordeling	+++	+++	+++	+++	+++	+++

0 = geen effect, - = licht negatief, -- = negatief, --- = zeer negatief + = licht positief, ++ = positief, +++ = zeer positief

### 6.4. Relatie landschap: patroon

Vanuit landschappelijk oogpunt gaat op deze locatie de voorkeur uit naar een lijnopstelling, die bijvoorbeeld de bestaande lijnen in het landschap (sloten en dijken) of de bestaande twee rijen turbines volgt. Dit leidt tot de volgende waardering van de alternatieven en varianten:

- De drie noordelijke rijen productieturbines hebben alle een duidelijke koppeling met (voormalige) dijken. Alleen bij variant 3a ligt de meest noordelijke rij los van de Waddenzeedijk.
- De 4<sup>e</sup> en 5<sup>e</sup> rijen productieturbines in alternatief 1 zijn onduidelijk gesitueerd (staan midden op percelen en de locatie van de rij heeft geen relatie met patroonkenmerken). Het is wenselijk om tussen de rijen een onderlinge afstemming te hebben die is gebaseerd op de kavelrichting. In het noordelijke testveld staat één windturbine los van de dijk. Als mitigerende maatregel kan deze turbine worden geschrapt, waardoor er sprake is van een duidelijke rij gekoppeld aan de Waddenzeedijk. Dit leidt ook tot een logische ontsluiting van de windturbines.
- De 4<sup>e</sup> en 5<sup>e</sup> rijen productieturbines in variant 2a zijn onduidelijk gesitueerd (staan midden op percelen en de locatie van de rij heeft geen relatie met patroonkenmerken). Het is wenselijk om tussen de rijen een onderlinge afstemming te hebben die is gebaseerd op de kavelrichting. In het noordelijk deel van het test- en onderzoeksgebied staat één windturbine los van de dijk. Als mitigerende maatregel kan deze turbine worden geschrapt, waardoor er sprake is van een duidelijke rij gekoppeld aan de Waddenzeedijk.
- De rijen productieturbines in variant 2b en variant 2c hebben in het zuidelijke deel van het productiepark een schijnbaar willekeurige plaatsing van de turbines ("strooigoed"). Als mitigerende maatregel vanuit landschap in het zuidelijke deel van het productiepark, zouden een of twee windturbines kunnen vervallen, waardoor er ook daar sprake is van een duidelijke rij.
- De rijen productieturbines in variant 3a hebben deels een koppeling met de bestaande patroonlijnen (voormalige dijken). Er is één turbine in het noordelijke deel van het test- en onderzoeksgebied die uit het patroon valt en midden op een kavel staat. Als mitigerende maatregel kan deze turbine worden geschrapt. De 3<sup>e</sup>, 4<sup>e</sup> en 5<sup>e</sup> rij staan niet in een strak grid. Als mitigerende maatregel kunnen de rijen worden gebaseerd op de kavelrichting, mogelijk gaat dit ten koste van een windturbine.
- De rijen productieturbines in variant 3b hebben een duidelijke koppeling met de bestaande patroonlijnen (voormalige dijken). Er is één turbine in het noordelijke deel van het test- en onderzoeksgebied die uit het patroon valt en midden op een kavel staat in plaats van op de voormalige dijk. Als mitigerende maatregel kan deze turbine worden geschrapt of geplaatst worden in de zuidelijke rij.
- Het zuidelijke deel van het test- en onderzoeksgebied is bij vijf van de zes alternatieven en varianten gelijk: drie turbines op een rij. De rij volgt globaal de oost-westrichting van de dijken. Door de ligging op grote afstand van de dijken zal deze relatie alleen op kaart herkenbaar zijn en niet in het veld. Feitelijk staan de drie windturbines ergens midden in het veld. Bij variant 3a gaat het om vier windturbines. De wijze van plaatsing is gelijk aan die in de andere alternatieven en varianten: tamelijk willekeurig in het landschap, maar onderling in een rij. Als mitigerende maatregel wordt voorgesteld om de windturbines langs de rand van de kavel te plaatsen, zodat er een koppeling is met het slotenpatroon. Dit leidt ook een logische ontsluiting van de windturbines.
- Omdat er geen duidelijke binding is met het kavelpatroon, bieden de turbines in het noordelijke testveld een onrustig beeld. Aansluiting op het kavelpatroon vormt een mitigerende maatregel.
- Een grotere afstand tot de Waddenzeedijk resulteert in een duidelijk patroon en geeft een aantrekkelijker beeld vanaf de Waddenzeedijk, zie afbeeldingen 6.15 t/m 6.17. Bij alternatief 1 staan de windturbines in de voet van de dijk. Hierbij vormen de fundering van de windturbine, de maatvoering van de voet van de mast, de ligging van de weg en de kraanopstelplaatsen aandachtspunten voor nadere detaillering. Het strakke beeld van de dijk wordt zeer waarschijnlijk aangetast door diverse technische randvoorwaarden. De dijk heeft ook een functie als wandelpad (lange afstandsroute). Een opstelling die op enige afstand de dijk volgt is vanuit visueel oogpunt aantrekkelijker en is qua binding met de richting van de dijk (het patroonkenmerk) net zo sterk.
- Er vindt geen aantasting van de historische verkaveling plaats (opstreckende heerden), indien toegangspaden tot de windturbines langs de sloten worden aangelegd.
- In alle alternatieven en varianten vindt er geen verandering plaats in de directe omgeving van de cultuurhistorisch waardevolle windmolen Goliath.

Vanwege een duidelijke koppeling met bestaande patronen in het landschap, onderscheidt variant 3b zich positief op het criterium 'relaties met het landschap - patronen'. Vanwege een soms rommelige

opstelling in alternatief 1 en de varianten 2a/b/c, waarbij turbines niet in een duidelijk herkenbare lijn staan, zijn alternatief 1 en de varianten 2a/b/c licht negatief beoordeeld.

**Tabel 6.4 Relatie met het patroon**

aspecten	alternatieven					
	1	2			3	
	1 Alternatief RWE	2a Variant Nuon 3,5 MW	2b Variant Nuon 5 MW onderzoek 7,5 MW	2c Variant Nuon 5 MW onderzoek 5MW	3a Integrale variant compact en laag	3b Integrale variant hoog en verspreid
productiepark	rijen deels gekoppeld aan de ondergrond	rijen deels gekoppeld aan de ondergrond	rijen deels gekoppeld aan de ondergrond	rijen deels gekoppeld aan de ondergrond	rijen deels gekoppeld aan de ondergrond	drie rijen gekoppeld aan de ondergrond
Testveld noord	één afwijkende locatie	één afwijkende locatie	twee afwijkende locaties	twee afwijkende locaties	één afwijkende locatie	één afwijkende locatie
Testveld zuid	drie op een rij midden in de polder	drie op een rij midden in de polder	drie op een rij midden in de polder	drie op een rij midden in de polder	vier op een rij midden in de polder	drie op een rij midden in de polder
Beoordeling	-	-	-	-	+	++

0 = geen effect, - = licht negatief, -- = negatief, --- = zeer negatief + = licht positief, ++ = positief, +++ = zeer positief

**Afbeelding 6.15 Alternatief 1**



**Afbeelding 6.16 Variant 2a**





**Afbeelding 6.17 Variant 3a**

## 6.5. Interferentie

Bij de beoordeling van de interferentie gaat het om de volgende onderdelen van het windpark:

- bestaande twee rijen in de Emmapolder;
- de (nieuwe) productieturbines;
- het noordelijke deel van het test- en onderzoeksgebied (noordelijke testveld);
- het zuidelijke deel van het test- en onderzoeksgebied (zuidelijke testveld).

Bij de beoordeling is gekeken naar homogeniteit van het productiepark en naar de relatie (visuele samenhang) met het test- en onderzoeksgebied.

Bij de varianten 3a en 3b worden de bestaande turbines vervangen en betreffen de productieturbines één type windturbine. Bij variant 3a staan de vijf rijen dicht bij elkaar waardoor het productiepark als geheel een herkenbaar windpark is. Dit geeft een homogeen beeld en geen negatieve interferentie. Dit is licht positief beoordeeld.

In variant 3b heeft het productiepark een homogene opstelling. Daar het verschil in hoogte en rotordiameter van het productiepark ten opzichte van het testpark bij variant 3b gering is, is variant 3b positiever gewaardeerd dan variant 3a, waar het verschil groter is.

Bij alternatief 1 is er sprake van afstemming (lijn en ritme) van de rij op de Waddenzeedijk met de bestaande windturbines en worden er in het dijkprofiel dezelfde turbines geplaatst als in de bestaande rijen. Aan de zuidkant van het productiepark wordt echter wel een ander type geplaatst. Er is daarom geen sprake van een homogeen windpark, dit is negatief beoordeeld.

Bij alternatief 2 (variant 2a/b/c) is er sprake van een grote variatie aan type windturbines en daarmee een weinig homogeen beeld. Dit is zeer negatief beoordeeld.



Tabel 6.5 Interferentie

aspecten	alternatieven					
	1	2			3	
	1 Alternatief RWE	2a Variant Nuon 3,5 MW	2b Variant Nuon 5 MW onderzoek 7,5 MW	2c Variant Nuon 5 MW onderzoek 5MW	3a Integrale variant compact en laag	3b Integrale variant hoog en verspreid
Homogeniteit productiepark	twee typen, waarvan een gelijk aan bestaand park	één type met behoud bestaand park	twee types met behoud bestaand park	twee types met behoud bestaand park	één type homogeen beeld	één type homogeen beeld
Relatie testpark	Niet homogeen	Niet homogeen	Niet homogeen	Niet homogeen	Niet homogeen	Gering verschil, homogeen
Beoordeling	--	---	---	---	+	++

0 = geen effect, - = licht negatief, -- = negatief, --- = zeer negatief + = licht positief, ++ = positief, +++ = zeer positief

## 6.6. Effecten op duisternis

In verband met luchtvaartveiligheid is het noodzakelijk om windturbines met een tiphoogte groter dan 150 meter te voorzien van verlichting. Van belang is dat op de beginpunten en langs de randen van de opstellingen verlichting noodzakelijk is. Voor het uiteindelijk te bouwen windpark dient een verlichtingsplan te worden opgesteld. Voor de MES is de beoordeling gebaseerd op het aantal turbines met verlichting, uitgaande van de meest hinderlijke vorm van verlichting (rood knipperende verlichting op de top van de gondel).

Bij variant 3a is er op de productieturbines geen verlichting nodig (lager dan 150 meter), op de test- en onderzoeksturbines wel. Bij dit alternatief is verlichting van 9 windturbines noodzakelijk. Dit is licht negatief beoordeeld (-).

De onderlinge afstand tussen de testturbines is dusdanig dat ze bijna allemaal verlicht moeten worden. De windturbines in het testpark zuid zijn dusdanig hoog dat er op de mast op twee hoogtes verlichting aanwezig moet zijn ('s nachts constant brandend).

Bij variant 3b en alternatief 1 is verlichting op respectievelijk 13 en 15 windturbines nodig (beoordeling - -). De turbines in varianten 2a, 2b en 2c en variant 3b moeten allemaal van verlichting worden voorzien. Daarom zijn deze varianten het meest negatief beoordeeld (- - -).

**Afbeelding 6.18 Verlichtingsplan model 2c (met het hoogste aantal verlichte windturbines)**



**Afbeelding 6.19 Verlichtingsplan model 3a (met het laagste aantal verlichte windturbines)**



**Tabel 6.6 Aantal windturbines met verlichting**

	productie		Testpark noord		Testpark zuid		Totaal aantal	Totaal aantal verlichting	waardering
	Aantal windturbines	Met verlichting	Aantal windturbines	Met verlichting	Aantal windturbines	Met verlichting			
RWE +	23	7	5	5	3	3	31	15	--
2a	21	13	5	5	3	3	29	21	---
2b	13	13	5	5	3	3	21	21	---
2c	13	13	8	7	3	3	24	23	---
3a	25	0	5	5	4	4	34	9	--
3b	20	15	5	5	3	3	28	13	--

0 = geen effect, - = licht negatief, -- = negatief, --- = sterk negatief + = licht positief, ++ = positief, +++ = zeer positief

## 6.7. Tijdelijke effecten

### Windpark

De tijdelijke effecten tijdens de bouw zijn gering. Meest in het oog springend is de maatvoering van de kraan die de windturbines plaatst. Dergelijke mobiele kranen zijn groter dan de windturbine (mast) zelf.

De montage van een windturbine omvat minimaal een week. De turbines kunnen één voor één worden geplaatst of er kan worden gewerkt met meerdere kranen. Afhankelijk hiervan kan de grote kraan dus wel anderhalf tot twee jaar aanwezig zijn in het terrein. Ook tijdens de aanleg van de fundering zijn enige kranen aanwezig.

De bouw van de windturbines leidt niet tot blijvende landschappelijke effecten en wordt daarom neutraal beoordeeld (waardering 0).

### Netaansluiting

De aanleg van de verbindingkabel heeft een tijdelijk landschappelijk effect. Het tracé is naar verwachting gedurende maximaal zes maanden duidelijk gemarkeerd door grondlichamen en werkzaamheden. Na het afronden van de aanlegwerkzaamheden is het tracé niet meer zichtbaar. Dit wordt daarom neutraal beoordeeld (waardering 0).

## 6.8. Mitigerende maatregelen

Mogelijke mitigerende maatregelen voor landschap komen voort uit het streven naar een patroon dat is afgestemd op de lijnen in het landschap. Dit is van toepassing op alle alternatieven en varianten en is te bereiken door aanpassing van de opstelling of het laten vervallen van één of meerder windturbines. Specifieke maatregelen zijn beschreven in de paragraaf over relaties met patronen in het landschap. Er zijn maatregelen in ontwikkeling om hinder vanwege obstakelverlichting op windturbines te voorkomen of te verminderen. Een voorbeeld is afscherming van de verlichting.

Als mitigerende maatregel voor het verminderen van de zichtbaarheid op de Waddenzee kan worden overwogen om testpark en productiepark om te wisselen. De hoge windturbines staan dan niet meer aan de rand van het park, waardoor het effect op het landschap wordt verminderd.

Als mitigerende maatregel is het wenselijk dat de testturbines en de productieturbines dezelfde draairichting hebben als de productieturbines en ook drie rotorbladen hebben. Indien dat niet het geval is, zal dit als storend worden ervaren.

## 6.9. Samenvatting en waardering effecten

Alle alternatieven en varianten tasten de openheid van de Waddenzee en de polders aan en versterken het energielandschap op macroschaal. Variant 3b blijkt tot minder negatieve en meer positieve effecten te leiden dan de andere alternatieven en varianten, vanwege minder interferentie en meer samenhang met patronen in het landschap. Variant 3a leidt tot minder aantasting van de openheid en duisternis van het landschap, vooral vanwege de compacte opstelling met lagere en kleinere turbines, ten opzichte van de andere alternatieven en varianten.

**Tabel 6.7 overzicht van effecten**

aspecten	referentie	alternatieven					
		1		2		3	
		1 Alternatief RWE	2a Variant Nuon 3,5 MW	2b Variant Nuon 5 MW onderzoek 7,5 MW	2c Variant Nuon 5 MW onderzoek 5MW	3a Integrale variant compact en laag	3b Integrale variant hoog en verspreid
Openheid Waddenzee		---	---	---	---	--	---
Openheid polder		---	---	---	---	---	---
Landschap structuur		+++	+++	+++	+++	+++	+++
Landschap patroon		-	-	-	-	+	++
interferentie		--	---	---	---	+	++
duisternis		--	---	---	---	-	--
Tijdelijke effecten		0	0	0	0	0	0

0 = geen effect, - = licht negatief, -- = negatief, --- = zeer negatief + = licht positief, ++ = positief, +++ = zeer positief

## 7. Beoordeling Barro

### 7.1. Barro

Het Besluit algemene regels ruimtelijke ordening (Barro) kent twee gebieden die van belang zijn voor Eemshaven-West, te weten het 'waddengebied' en 'de Waddenzee'.

Het plangebied ligt in het 'waddengebied' volgens het Barro, zie afbeelding 7.1. Artikel 2.5.5 van het Barro stelt: "Een bestemmingsplan dat betrekking heeft op de Waddenzee maakt ten opzichte van het daaraan voorafgaande bestemmingsplan geen nieuw gebruik of nieuwe bebouwing dan wel wijziging van bestaand gebruik of bestaande bebouwing mogelijk die significante negatieve gevolgen kan hebben voor de landschappelijke of cultuurhistorische kwaliteiten (van de Waddenzee)". Artikel 2.5.4 stelt: "Bij de voorbereiding van een bestemmingsplan dat betrekking heeft op de Waddenzee en dat gebruik of bebouwing mogelijk maakt, die afzonderlijk of in combinatie met ander gebruik of andere bebouwing significante gevolgen kan hebben voor de landschappelijke of cultuurhistorische kwaliteiten (van de Waddenzee), wordt een beoordeling gemaakt van de gevolgen voor die kwaliteiten van het gebied." Artikel 2.5.6 van het Barro verklaart artikelen 2.5.4 en 2.5.5 van het Barro ook van toepassing voor "een bestemmingsplan dat betrekking heeft op het waddengebied, dat nieuw gebruik of nieuwe bebouwing dan wel een wijziging van bestaand gebruik of bestaande bebouwing mogelijk maakt en daardoor afzonderlijk of in combinatie met ander gebruik of andere bebouwing significante gevolgen kan hebben voor de landschappelijke of cultuurhistorische kwaliteiten (van de Waddenzee)."

Als significante effecten aan de orde zijn, kan van het Barro worden afgeweken indien sprake is sprake is van zwaarwegende redenen van groot openbaar belang, er geen reële alternatieven voor handen zijn voor de noodzakelijk geachte activiteiten en de optredende schade of andere negatieve effecten zoveel mogelijk worden beperkt (artikel 2.5.5 van het Barro).

Als landschappelijke kwaliteiten van de Waddenzee worden in het Barro aangemerkt de rust, weidsheid, open horizon en natuurlijkheid met inbegrip van de duisternis (artikel 2.5.2 van het Barro). Als cultuurhistorische kwaliteiten van de Waddenzee worden aangemerkt de in de bodem aanwezige archeologische waarden en de overige voor het gebied kenmerkende cultuurhistorische structuren en elementen, bestaande uit (artikel 2.5.2 van het Barro):

1. historische scheepswrakken;
2. verdrinken en onderslibde nederzettingen en ontginningssporen, waaronder de dam Ameland-Holwerd;
3. zeedijken en de daaraan verbonden historische sluisen, waaronder het ensemble Afsluitdijk;
4. landaanwinningswerken;
5. systeem van stuifdijken;
6. systeem van historische vaar- en uitwateringsgeulen, en
7. kapen.

In het Barro is de bouw van windturbines in de Waddenzee uitgesloten, zonder uitzonderingsregel. Om deze reden is geen overdraai van de rotors boven de Waddenzee als uitgangspunt gehanteerd voor het ontwerp van alternatieven en varianten.

Samengevat: volgens het Barro moet worden beoordeeld of een bestemmingsplan (of inpassingsplan, zoals het voorgenomen inpassingsplan voor het windpark Eemshaven-West), dat betrekking heeft op het waddengebied, en dat nieuw gebruik of nieuwe bebouwing dan wel een wijziging van bestaand gebruik of bestaande bebouwing mogelijk maakt, afzonderlijk of in combinatie met ander gebruik of andere bebouwing, significante gevolgen kan hebben voor de landschappelijke of cultuurhistorische kwaliteiten van de Waddenzee.

**Afbeelding 7.1 Begrenzing Waddenzee en waddengebied volgens het Barro**



Hieronder is achtereenvolgens ingegaan op:

- de ruimtelijke context van het windpark Eemshaven-West;
- de generieke effecten van het windpark Eemshaven-West op de landschappelijke en cultuurhistorische kwaliteiten van de Waddenzee;
- een nadere beschouwing van de effecten en mogelijke maatregelen om de negatieve effecten op de landschappelijke en cultuurhistorische kwaliteiten van de Waddenzee te verminderen.

De Barro toets richt zich, conform het Barro, op effecten van het windpark Eemshaven-West op de landschappelijke en cultuurhistorische kwaliteiten van de Waddenzee. Effecten op de natuur zijn apart beschouwd in het ecologisch onderzoek.

## 7.2. Ruimtelijke context

Groningen, de Eemshaven en Delfzijl zijn in de SVIR aangewezen als stedelijke regio met een concentratie van topsectoren, zie afbeelding 7.2. De topsectoren betreffen energie en chemie. Tevens zijn de Eemshaven en de haven van Delfzijl aangewezen als haven van nationale betekenis. Langs de Waddenzeekust vormen de Eemshaven en Delfzijl daarmee concentraties van bedrijfsactiviteiten. Daarnaast zijn in de SVIR grote delen van Groningen en Friesland aangewezen als kansrijk gebied voor windenergie, waaronder de Eemshaven en Eemshaven-West, zie afbeelding 7.3.



Afbeelding 7.2 Stedelijke regio's met topsectoren (SVIR)



Kaart (inter)nationale bereikbaarheid van stedelijke regio's met topsectoren





Afbeelding 7.3 Ruimte voor energievoorziening (SVIR)



Kaart ruimte voor energievoorziening

- |  |   |  |  |
|--|---|--|--|
|  | (Mogelijke) vestigingsplaats kerncentrale                         |  | Ge realiseerd windturbinepark op zee                 |
|  | (Mogelijke) vestigingsplaats elektriciteitsproductie vanaf 500 MW |  | Aangewezen windenergiegebied op zee                  |
|  | Hoogspanningsverbinding 220 kV                                    |  | Kansrijk gebied windenergie *                        |
|  | Hoogspanningsverbinding 380 kV                                    |  | Zoekgebied elektriciteitskabels naar aanlandingspunt |
|  | Hoogspanningsverbinding 450 kV                                    |  | Verkeerscheidingsstelsel                             |
|  | Nieuwe hoogspanningsverbinding (indicatief)                       |  |  |
- \* Weergegeven gebieden zijn feitelijk kansrijk voor grootschalige windenergie, opgenomen als illustratie

De Eemshaven en Delfzijl zijn in de SWOL aangewezen als gebied voor grootschalige windenergie. Nergens anders langs de Waddenzee kust wordt windenergie mogelijk gemaakt.

**Afbeelding 7.4 Gebieden voor grootschalige windenergie (SWOL)****Kaart 1: Gebieden voor grootschalige windenergie**

In de Omgevingsvisie is de Eemshaven onderdeel van de zogenaamde Energyport en aangewezen als een concentratiegebied voor windenergie, zie onderstaande afbeelding. Het concentratiegebied omvat ook Eemshaven-West. De provincie Groningen hanteert een concentratiebeleid voor windenergie, waarbij het overgrote deel van het open landschap in de provincie Groningen wordt ontzien en een groot deel van de provincie wordt gevrijwaard van de plaatsing van windturbines. Bij de concentratie van windenergie kiest de provincie voor gebieden waar het landschap door grootschalige industriële activiteiten reeds een bepaalde mate van aantasting ondervindt, zoals de Eemshaven.

Afbeelding 7.5 Omgevingsvisie



De Waddenzee is een landschappelijk en natuurlijk waardevol gebied en is onder meer aangewezen als stiltegebied. Delen van de Waddenzee zijn uitgezonderd van de aanwijzing als stiltegebied. In en nabij de Eemshaven betreft het de geluidzone van de Eemshaven en Noordgastransport, ten westen van de Eemshaven. Zie onderstaande afbeelding, maar ook afbeeldingen 7.7 en 7.8.

Afbeelding 7.6 Derde Nota Waddenzee





### 7.3. Effecten op de Waddenzee

Generieke effecten van het windpark Eemshaven-West op de landschappelijke kwaliteiten van de Waddenzee zijn:

#### *Rust*

Rust bestaat uit stilte en visuele rust. Qua stilte geldt dat de Waddenzee in het provinciale beleid is aangewezen als stiltegebied. Voor de MES is berekend dat de alternatieven en varianten ertoe leiden dat de streefwaarde 40 dBL<sub>24</sub> voor het stiltegebied, in een deel van het stiltegebied, wordt overschreden. Zie afbeeldingen 7.7 en 7.8. Het totale geluidbelaste oppervlak vanwege het windpark is circa twee vierkante kilometer, het geluidbelaste oppervlak in het stiltegebied is ruim de helft. De oppervlakte van de Waddenzee is circa 2.500 vierkante kilometer<sup>2</sup>. De geluidbelaste oppervlakte is daarmee kleiner dan 0,1% van de oppervlakte van de Waddenzee. En het geluidbelaste oppervlak overlapt met de geluidzones van de Eemshaven en Noordgastransport, die zijn uitgezonderd van het stiltegebied. Geconcludeerd is dat de invloed van windturbines op het stiltegebied en de rust op de Waddenzee zeer beperkt is. Er is bovendien geen sprake van piekgeluiden en schrikeffecten.

Qua visuele rust geldt dat, buiten weidsheid en open horizon, de turbines draaien/bewegen. Dit verstoort de visuele rust.

#### *Weidsheid en open horizon*

Weidsheid wordt gemeten middels de zichtbaarheid van de turbines. Er is sprake van een duidelijke toename van het gebied waar de windturbines duidelijk zichtbaar zijn (afstand tot 25 keer de tiphoogte). In de referentiesituatie betreft het een gebied met een oppervlakte van 50km<sup>2</sup> (2% van 2.500 vierkante kilometer). In de toekomstige situatie betreft het een gebied tot 119 km<sup>2</sup> (4,7% van 2.500 vierkante kilometer). Wel geldt dat de turbines aan de rand van de Waddenzee staan en vooral het vrije zicht vanaf de kust op de Waddenzee waardevol is (onderdeel van het beleid in de SVIR is "handhaving van het vrije zicht op de horizon vanaf de kust"). Wat betreft de open horizon, neemt de lengte van het gebied waar windturbines staan toe, van circa 10 kilometer tot circa 13 kilometer. De Nederlandse Waddenzee kust, van de Afsluitdijk tot aan Delfzijl, is circa 130 kilometer lang. Zodoende is het effect op de horizon klein (2%) en bepalen de bestaande turbines in en rondom de Eemshaven reeds de horizon ter hoogte van de Eemshaven.

#### *Natuurlijkheid met inbegrip van de duisternis*

De hemelhelderheidskaart toont dat de Eemshaven (klasse 4 en 5) al duidelijk verlicht is. In de Structuurvisie Eemsmond-Delfzijl is geconcludeerd dat de sterkte van de verlichting op windturbines, in vergelijking met de verlichting van de bedrijventerreinen, verwaarloosbaar is. De verlichting op de windturbines kan wel als hinderlijk worden ervaren.

Samenvattend is geconcludeerd dat het windpark Eemshaven-West negatieve invloed heeft op de kwaliteiten van de Waddenzee. Dit geldt het meest voor de kwaliteiten weidsheid en open horizon. Daar tegenover staat dat, omwille van de bescherming van het landschap, windenergie wordt geconcentreerd op en rondom de Eemshaven, een gebied waar industriële activiteiten en windenergie het landschap reeds in bepaalde mate aantasten c.q. domineren. Bovendien is de reikwijdte van de effecten, in vergelijking met de totale oppervlakte en lengte van de Waddenzee, klein. Om deze redenen is geen sprake van significante aantasting van de kwaliteiten van de Waddenzee.

---

<sup>2</sup> <http://www.rijkswaterstaat.nl/water/vaarwegenoverzicht/waddenzee.aspx> (2.400 vierkante kilometer) en <http://www.synbiosys.alterra.nl/natura2000/gebiedendatabase.aspx?subj=n2k&groep=8&id=n2k1> (ruim 2.700 vierkante kilometer)

*Cultuurhistorische aspecten*

Als cultuurhistorische kwaliteiten van de Waddenzee worden aangemerkt de in de bodem aanwezige archeologische waarden en de overige voor het gebied kenmerkende cultuurhistorische structuren en elementen, bestaande uit:

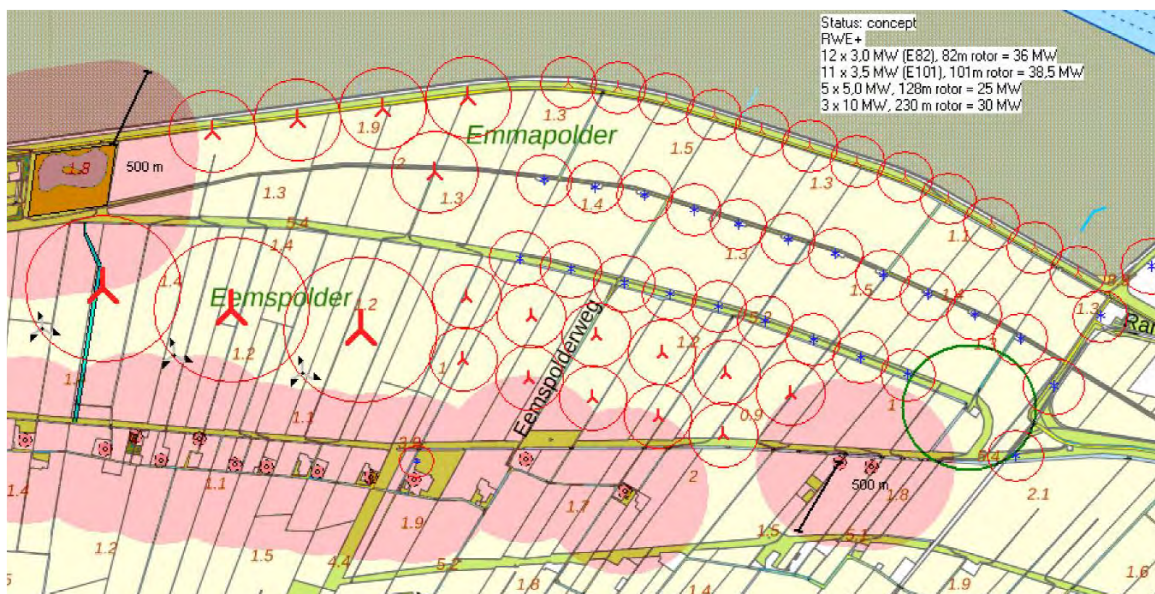
1. historische scheepswrakken;
2. verzonken en onderslibde nederzettingen en ontginningssporen, waaronder de dam Ameland-Holwerd;
3. zeedijken en de daaraan verbonden historische sluisen, waaronder het ensemble Afsluitdijk;
4. landaanwinningssystemen;
5. systeem van stuifdijken;
6. systeem van historische vaar- en uitwateringsgeulen, en
7. kappen.

Van bovenstaande structuren en elementen kan het windpark Eemshaven-West effect hebben op archeologische waarden en de Waddenzeedijk.

Het windpark wordt gerealiseerd in een gebied met een lage archeologische verwachtingswaarde (zie de quick scan in het hoofdrapport MES). Negatieve effecten op de archeologische waarden worden daarom niet verwacht.

Bij alternatief 1 staan de windturbines in het profiel van de Waddenzeedijk. Het strakke beeld van de dijk wordt zeer waarschijnlijk aangetast door deze windturbines. Gezien de lengte van de Waddenzee kust (circa 130 kilometer) en de locatie van de turbines grenzend aan de Eemshaven is er sprake van een negatief effect, maar geen significant negatief effect.

**Afbeelding 7.7 Alternatief 1: alternatief RWE+. In groen aangegeven de zone rond de traditionele windmolen (windrechten)**



Voor de volledigheid, andere cultuurhistorische waarden in de Emmapolder en effecten daarop zijn:

- de cultuurhistorisch waardevolle windmolen Goliath. In de huidige situatie staan er windturbines rondom de Goliath. De bestaande windturbines zijn geplaatst buiten het gebied met windrechten: groene cirkel in Afbeelding 7.7. Er komen geen nieuwe windturbines in de directe omgeving van de windmolen. Voor het effect van de nieuwe windturbines om de windvang van Goliath is een indicatieve berekening opgesteld voor de opbrengstderving van de bestaande windturbines aan de

west- en noordzijde van de molen. Deze hebben een opbrengstderving van 4% tot 5%. Gesteld kan worden dat De Goliath gunstiger staat dan de twee betreffende turbines. Als conclusie kan worden gesteld dat de opbrengstderving voor De Goliath minder is dan 4%.

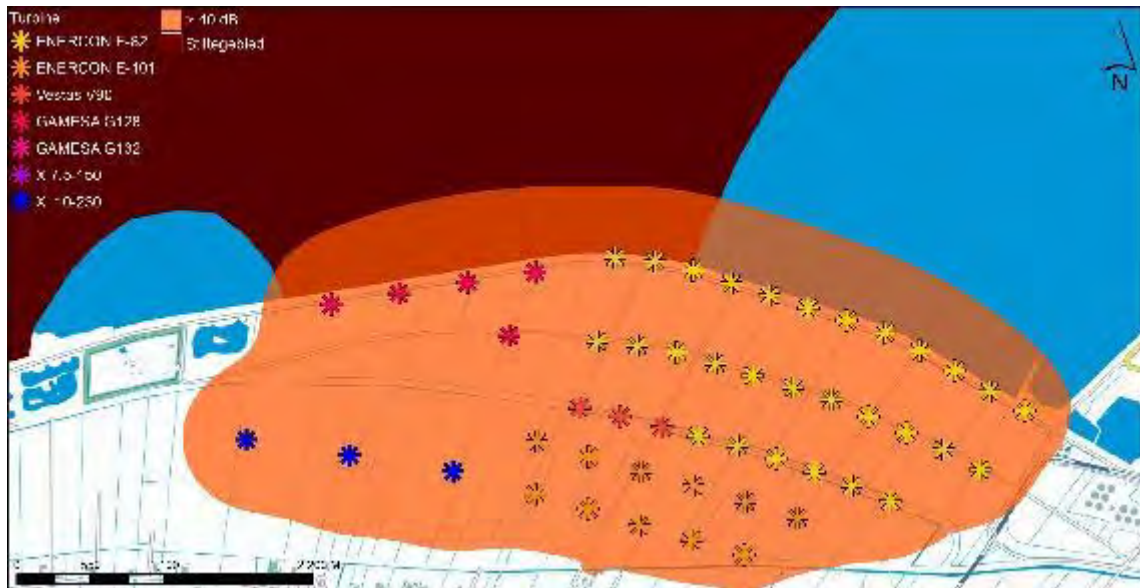
- het verkaveling- en slotenpatroon. Hieraan worden geen aanpassingen gedaan. Wel worden er kraanopstelplaatsen en ontsluitingspaden aangelegd. Aantasting van het verkaveling- en slotenpatroon kan worden voorkomen door de turbines, kraanopstelplaatsen en ontsluitingspaden langs de sloten te realiseren;
- een aantal (afgegraven) dijken. Hieraan worden geen aanpassingen gedaan.

#### **7.4. Nadere beschouwing en mitigerende maatregelen**

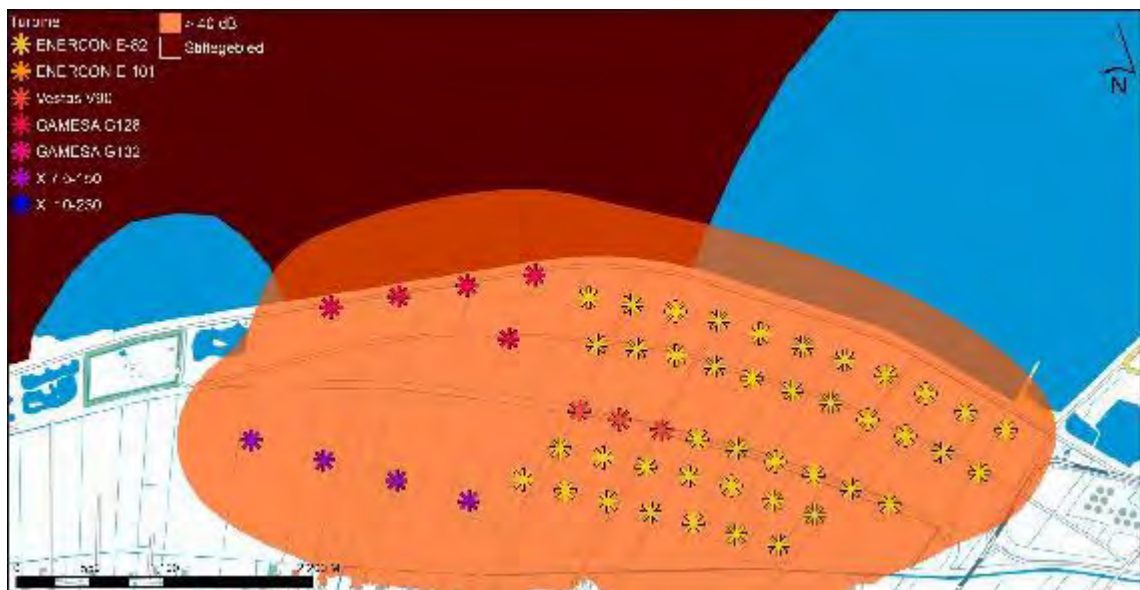
De alternatieven en varianten tasten de kwaliteiten van het waddengebied en de Waddenzee in vergelijkbare mate aan. Nader beschouwd, treden er kleine verschillen op en zijn de volgende maatregelen mogelijk om effecten te mitigeren:

- De meest noordelijke rij turbines op zo groot mogelijke afstand van de Waddenzeedijk plaatsen met zo stil mogelijke turbines. Hiermee kan de 40 dBL<sub>24</sub> contour over het stiltegebied worden verkleind. Zie afbeeldingen 7.7 en 7.8 (deze afbeeldingen zijn gekozen omdat in de afgebeelde varianten dezelfde referentieturbines zijn gehanteerd). Het effect dat kan worden bereikt is echter klein. Dit bereik wordt vergroot indien de meest noordelijke rij in het geheel niet zou worden gerealiseerd.
- Minder turbines plaatsen. Hiermee wordt verstoring van de visuele rust door draaiende/bewegende turbines verminderd en kunnen de effecten op de weidsheid en de open horizon worden verminderd. Het grootste effect wordt bereikt door minder turbines te plaatsen in de testvelden voor prototypeturbines en onderzoeksturbines. In de testvelden staan in de referentiesituatie namelijk nog geen turbines. In het gebied voor productieturbines staan reeds turbines en is feitelijk sprake van de uitbreiding of verdichting van een bestaand park.
- Realiseren van turbines met een relatief lage tiphoogte. Turbines met een relatief lage tiphoogte zijn minder ver zichtbaar en tasten de horizon minder aan dan turbines met een relatief hoge tiphoogte. Turbines met een tiphoogte kleiner dan 150 meter, hebben een extra voordeel (zie het volgende punt).
- Realiseren van turbines met een tiphoogte kleiner dan 150 meter. Turbines met een tiphoogte kleiner dan 150 meter hoeven niet te worden voorzien van obstakelverlichting. Zo kunnen effecten op de duisternis worden voorkomen.

Afbeelding 7.7 Contour 40 dB L24 windturbines - Alternatief 1 RWE+



Afbeelding 7.8 Contour 40 dB L24 windturbines - Variant 3a





## 8. Conclusie

Alle alternatieven en varianten tasten de openheid van de Waddenzee en de polders aan en versterken het energielandschap op macroschaal. Variant 3b blijkt tot meer positieve effecten te leiden dan de andere alternatieven en varianten, vanwege minder interferentie en meer samenhang met patronen in het landschap. Variant 3a leidt tot (iets) minder aantasting van de openheid en duisternis van het landschap, vooral vanwege de compacte opstelling met lagere en kleinere turbines.

Op grond van de uitgevoerde beoordeling kunnen de volgende conclusies worden getrokken:

- in landschappelijk opzicht is er een voorkeur voor de variant zonder vierde en vijfde rij. De variant zonder vierde en vijfde rij leidt tot minder interferentie/meer homogeniteit en sluit beter aan bij de landschappelijke patronen (dijken);
- vanuit het verbeteren van het patroon van de opstelling is het vanuit landschappelijk oogpunt gewenst dat min of meer solitaire windturbines, buiten duidelijke rijen, worden verplaatst of komen te vervallen;
- een grotere afstand tot de Waddenzeedijk resulteert in een duidelijk patroon en geeft een aantrekkelijker beeld vanaf de Waddenzeedijk;
- de keuze om testturbines te plaatsen in het test- en onderzoeksgebied ten westen van de productieturbines, heeft een negatieve invloed op de openheid van de Waddenzee en vergroot de zichtbaarheid van het windpark.

Wat betreft de Barro toets is geconcludeerd dat het windpark Eemshaven-West negatieve invloed heeft op de kwaliteiten van de Waddenzee. Maar door concentratie van windenergie op en rondom de Eemshaven, inclusief windenergie in het plangebied Eemshaven-West, wordt significante aantasting van kwaliteiten van de Waddenzee voorkomen.



## 9. Literatuur

D. Sijmons, 2007. Windturbines in het Nederlandse landschap

H+N+S Landschapsarchitecten, maart 2013 Handreiking waardering landschappelijke effecten van windenergie.

Inspectie leefomgeving en Transport. Informatieblad Aanduiding van windturbine en windparken op het Nederlandse vasteland, 30 september 2016.



## Bijlage 1: visualisaties





# 1. Elisabethhoeve



















## 2. Dwarsweg 54







Dwarsweg 54 - Variant 1

Witteveen Bos











Dwarsweg 54 - Variant 3a

Witteveen Bos



### 3. Afrit Roodeschool



















## 4. Noord Kaap





































## 5. Goliath Middenweg















Goliath / Middenweg - Variant 3a

Witteveen Bos



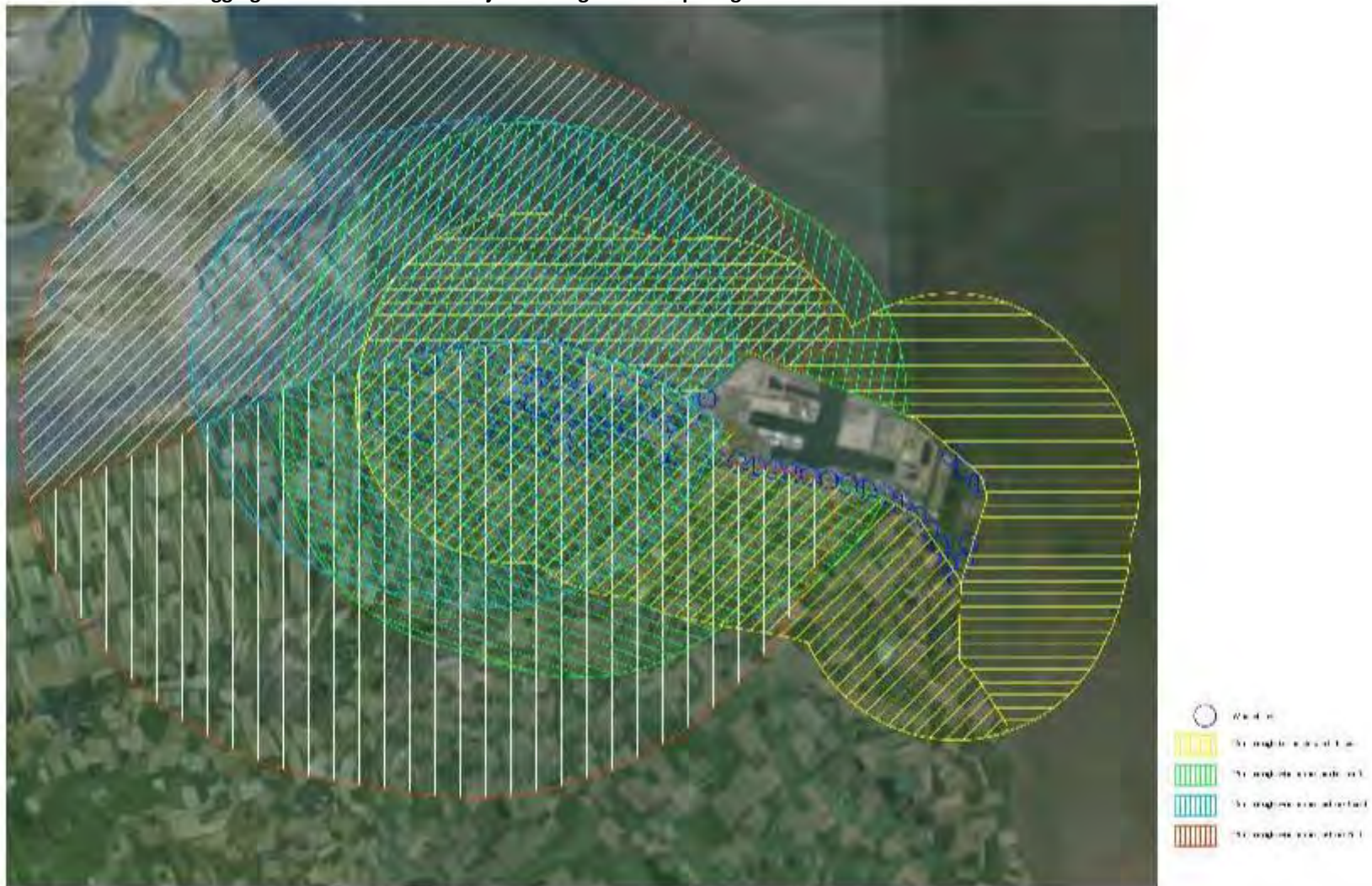


## **Bijlage 2: Zichtbaarheid**

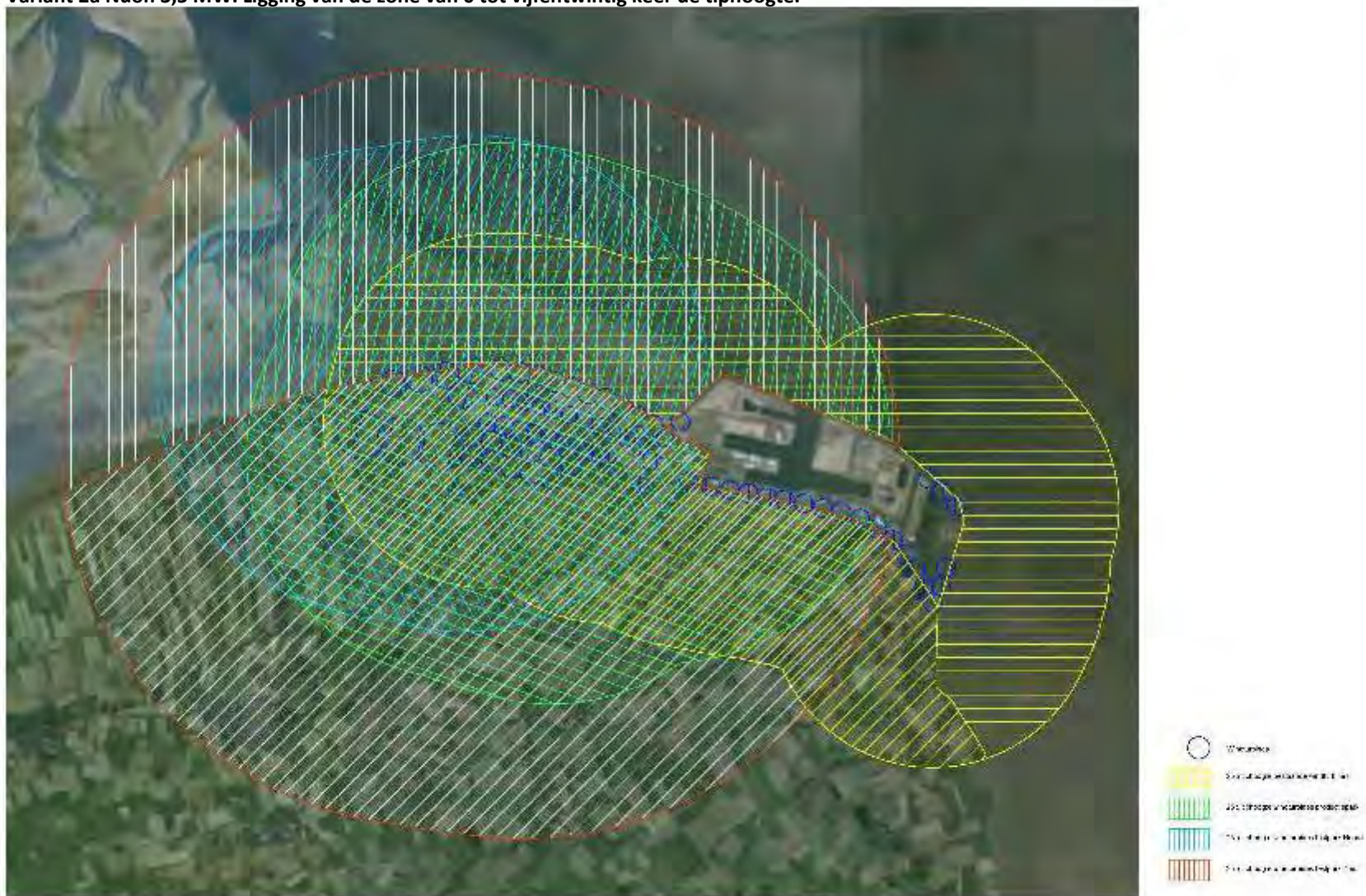
Van de verschillende delen van het windpark is per alternatief/variant een analyse gemaakt van het gebied 25 keer tiphoogte. Het zijn de volgende parken:

- bestaande situatie;
- nieuw productiepark;
- testpark noord;
- testpark zuid.



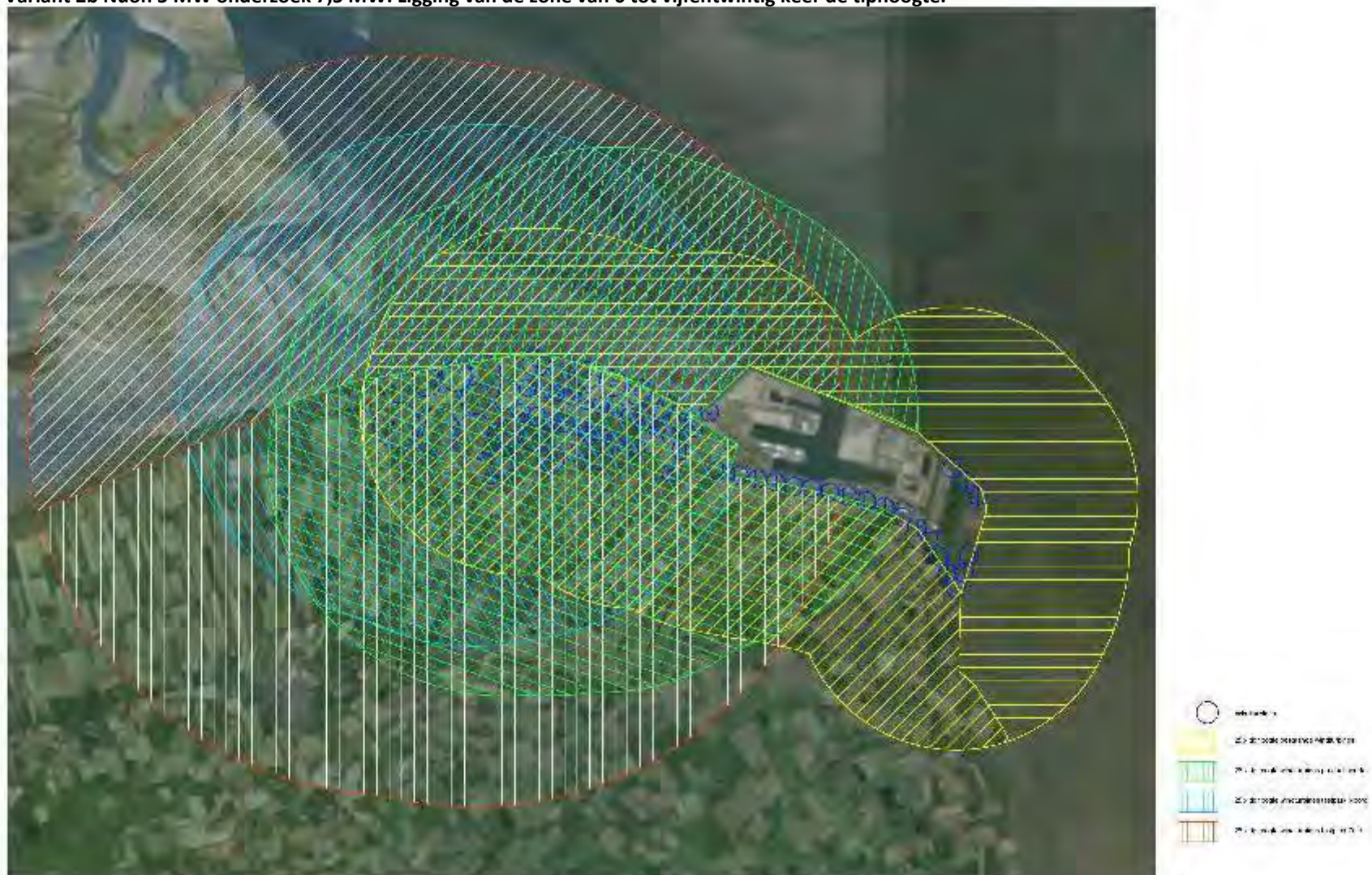
**Alternatief 1 RWE+. Ligging van de zone van 0 tot vijftientig keer de tiphoogte.**

Variant 2a Nuon 3,5 MW. Ligging van de zone van 0 tot vijftwintig keer de tiphoogte.



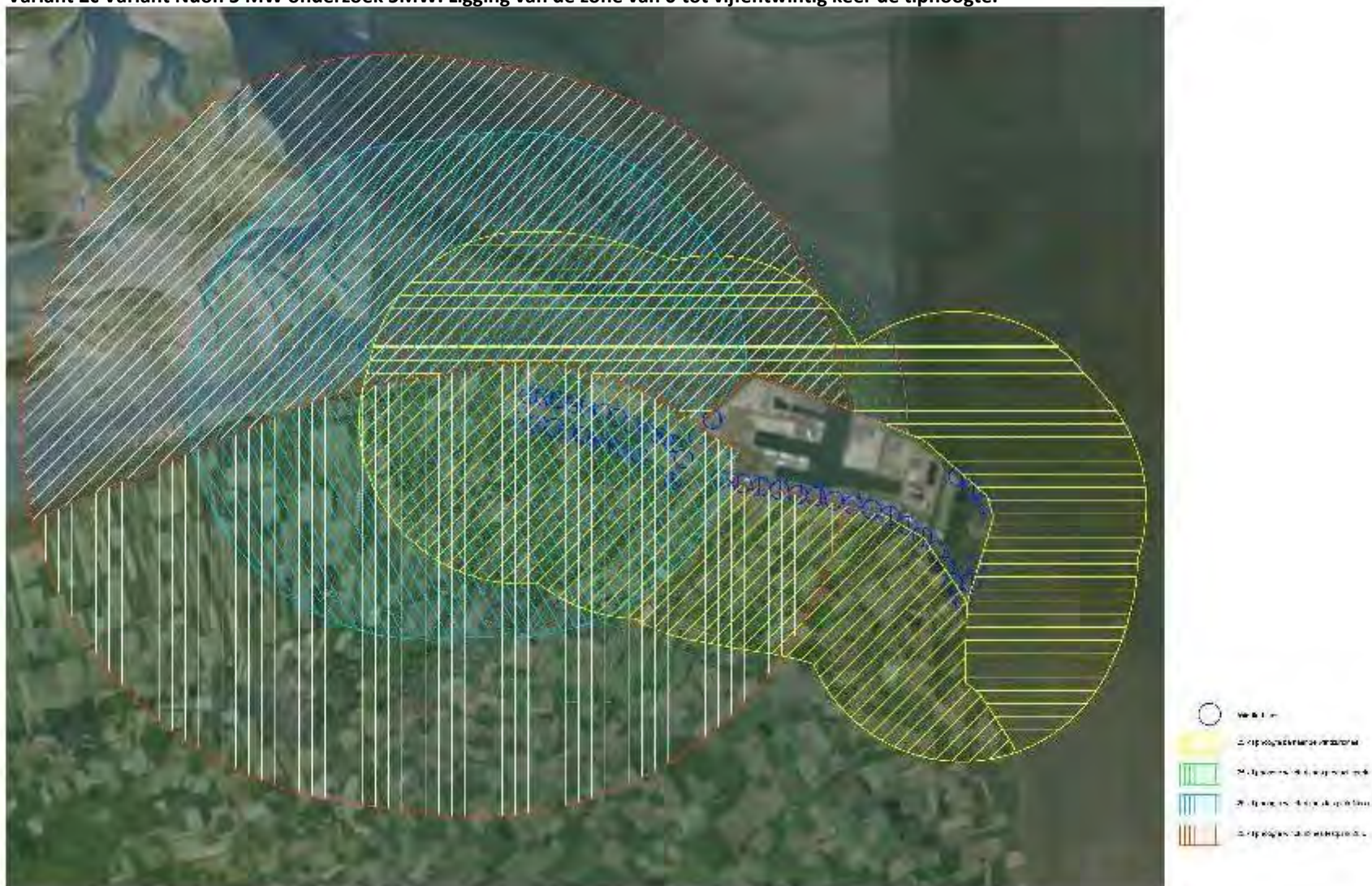


Variant 2b Nuon 5 MW onderzoek 7,5 MW. Ligging van de zone van 0 tot vijftwintig keer de tiphoogte.

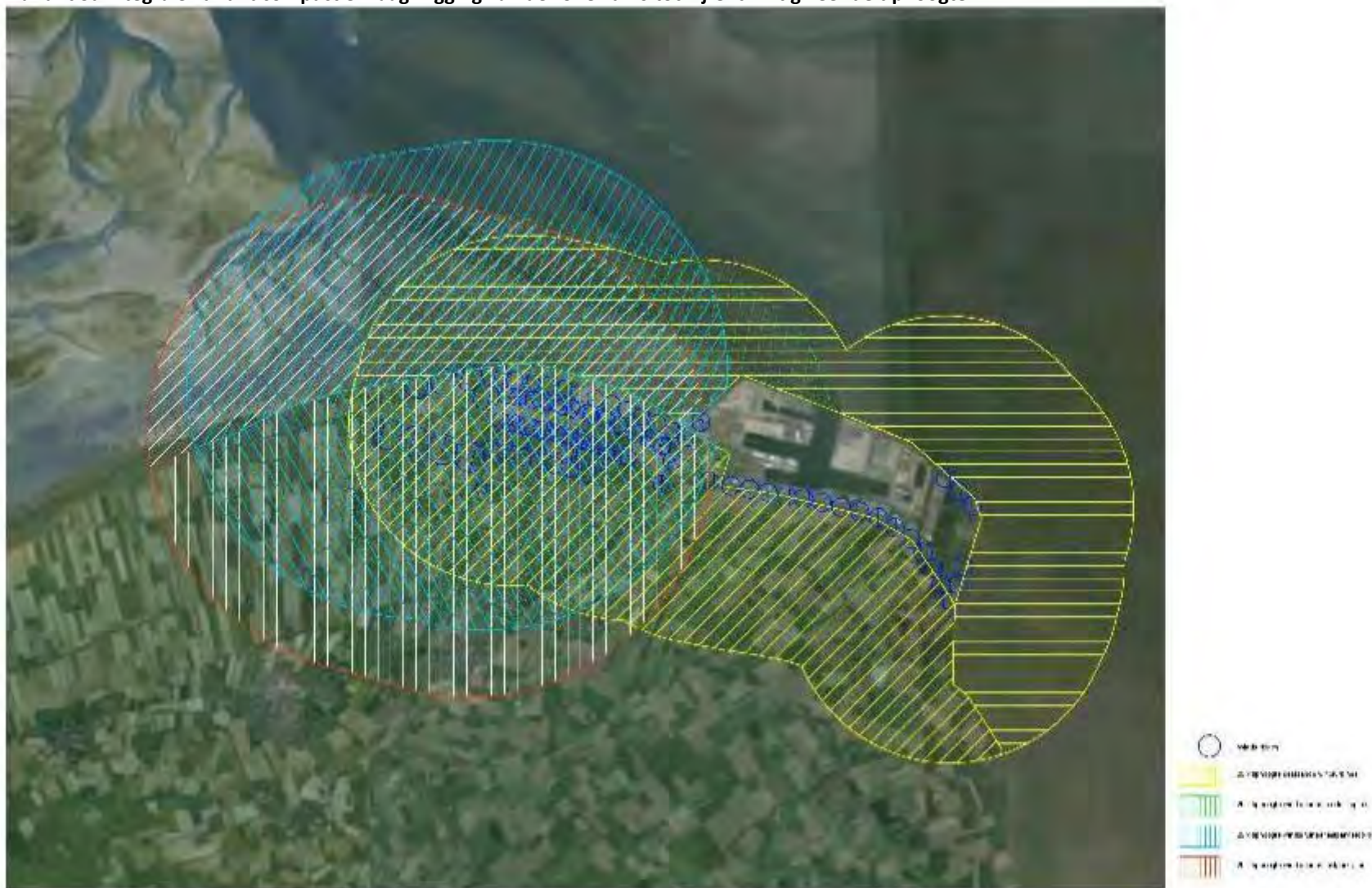




Variante 2c Variant Nuon 5 MW onderzoek 5MW. Ligging van de zone van 0 tot vijfentwintig keer de tiphoogte.



Variant 3a Integrale variant compact en laag. Ligging van de zone van 0 tot vijftig keer de tiphoogte.





Variant 3b. Ligging van de zone van 0 tot vijftiengkeer de tiphoogte.

