

BIJLAGE 2



719071
18 juni 2020

**Akoestisch onderzoek en
onderzoek naar
slagschaduw
Windpark Tweede
Maasvlakte**

Eneco

Concept v0.6



Postbus 579
7550 AN Hengelo
Telefoon (074) 248 99 40

Documenttitel	Akoestisch onderzoek en onderzoek naar slagschaduw Windpark Tweede Maasvlakte
Soort document	Concept v0.6
Datum	18 juni 2020
Projectnummer	719071
Opdrachtgever	Eneco
Auteur	■■■■ en ■■■■, Pondera Consult
Vrijgave	■■■■, Pondera Consult

INHOUDSOPGAVE

1	Inleiding	1
1.1	Beschrijving van de locatie	1
1.2	Regelgeving	2
1.3	Gegevens windturbine akoestisch onderzoek	2
2	Akoestisch onderzoek	4
2.1	Beoordeling	4
2.2	Invoer rekenmodel	5
2.3	Windaanbod	7
2.4	Geluidbronnen windturbines	8
2.5	Rekenresultaten	10
2.6	Cumulatieve effecten met nabijgelegen windturbines	11
2.7	Cumulatieve effecten met andere geluidbronnen	13
2.8	Transformatorstation	13
3	Onderzoek slagschaduw	15
3.1	Normstelling	15
3.2	Schaduwgebied	15
3.3	Potentiële schaduw	16
3.4	Rekenresultaten	17
3.5	Hinderduur bij toetsobjecten	18
3.6	Maatregelen	18
3.7	Cumulatie met bestaande windturbines	18
4	Conclusie	20
bijlage 1	Verklarende begrippenlijst	21
bijlage 2	Objecten rekenmodel akoestiek	23
bijlage 3	Situering objecten rekenmodel akoestiek	29
bijlage 4	Rekenresultaten Akoestiek	33
bijlage 5	Geluidcontour 47 dB Lden VKA zonder STE	35
bijlage 6	Geluidcontour 41 dB Lnight VKA zonder STE	36
bijlage 7	Geluidcontour 47 dB Lden VKA met STE	37
bijlage 8	Geluidcontour 41 dB Lnight VKA met STE	38

bijlage 9	Geluidcontour 47 dB L_{den} Huidige situatie	39
bijlage 10	Geluidcontour 41 dB L_{night} Huidige situatie	40
bijlage 11	Geluidcontour 47 dB L_{den} VKA zonder STE cumulatief	41
bijlage 12	Geluidcontour 41 dB L_{night} VKA zonder STE cumulatief	42
bijlage 13	Geluidcontour 47 dB L_{den} VKA met STE cumulatief	43
bijlage 14	Geluidcontour 41 dB L_{night} VKA met STE cumulatief	44
bijlage 15	In- en uitvoergegevens slagschaduw	45
bijlage 16	Slagschaduwcontouren VKA	52
bijlage 17	Slagschaduwcontouren Huidge turbines	53
bijlage 18	Slagschaduwcontouren VKA Cumulatief	54

1 INLEIDING

In opdracht van Eneco is een akoestisch onderzoek en een onderzoek naar slagschaduw uitgevoerd voor een op te richten windpark in de gemeente Rotterdam, te weten windpark Tweede Maasvlakte.

In het kader van de vergunningsaanvraag zijn de geluideffecten en slagschaduweffecten onderzocht voor het voorkeursalternatief (VKA).

In het kader van het akoestische onderzoek zijn turbines onderzocht met een zeer luide geluiduitstraling voor haar klasse. Voor het onderzoek naar slagschaduw is uitgegaan van maximale afmetingen binnen de turbineklassen en dat alle windparken worden uitgevoerd met gelijke windturbintypes. Een overzicht van de maximale afmetingen en de voor het akoestisch onderzoek gehanteerde turbine is gegeven in Tabel 1.1. Vanwege de vele hoogteverschillen op de Tweede Maasvlakte is voor zowel het akoestisch als het slagschaduwonderzoek gerekend met de ashoogte in plaats van met de masthoogte. De masthoogte is de hoogte van de windturbinemast zelf, de ashoogte is de hoogte van de rotoras ten opzichte van N.A.P.. Voor de meeste turbines ligt de ashoogte enkele meters hoger dan de masthoogte.

Tabel 1.1 Specificaties van de gebruikte turbines in het VKA

Zeewering	Masthoogte	Rotordiameter	Ref. turbine akoestisch onderzoek
Hard*	76	120	Siemens SWT 3.6 -120
Zacht	107	162	Siemens SG 5.0-145 ¹

*: Voor de turbine op locatie HZ wordt gerekend met de referentieturbine voor de zachte zeewering

Ten behoeve van de vergunningsaanvraag is getoetst aan de wettelijke geluid- en slagschaduwnormen en de cumulatie met reeds bestaande windturbines berekend.

1.1 Beschrijving van de locatie

Het windpark zal worden gerealiseerd in de gemeente Rotterdam, zie Figuur 1.1. Het plangebied is grotendeels industrieel en er zijn reeds bestaande windturbines operationeel.

¹ De Siemens SG 5.0-145 valt qua rotordiameter buiten de range van turbineafmetingen die voor het VKA beschouwd worden. Deze turbine is echter luider dan de luidste turbine binnen de range van afmetingen van het VKA en is daarmee worst-case.

Figuur 1.1 Opstellingen Tweede Maasvlakte



1.2 Regelgeving

Een windpark valt onder paragraaf 3.2.3 van het Activiteitenbesluit². Volgens artikel 1.11 derde lid moet bij de melding een rapport van een akoestisch onderzoek worden overlegd. Het akoestisch onderzoek dient te worden uitgevoerd overeenkomstig de ministerieel regeling³.

Binnen een afstand van twaalf maal de rotordiameter vanaf de locatie van de turbines bevinden zich geen gevoelige bestemmingen, maar voor de volledigheid van het onderzoek zal de slagschaduwduur en de geluidbelasting op enkele representatieve toetspunten in de omgeving worden berekend.

Hetzelfde normstelsel is van toepassing voor een aanvraag voor een omgevingsvergunning.

1.3 Gegevens windturbine akoestisch onderzoek

Zoals aangegeven in Tabel 1.1 worden voor de verschillende delen van het windpark verschillende referentieturbines voor het akoestisch onderzoek gebruikt. De gekozen windturbine type hebben voor hun afmetingen een zeer hoge geluidemissie. Deze windturbines zijn als worst-case windturbines voor de vergunningaanvraag gehanteerd.

² Activiteitenbesluit milieubeheer, 19 oktober 2007, <https://wetten.overheid.nl/BWBR0022762/2019-10-01>

³ Bijlage4 bij Activiteitenregeling milieubeheer, Reken- en meetvoorschrift windturbines, 23 december 2010, <https://wetten.overheid.nl/BWBR0022830/2019-12-14#Bijlage4>

Siemens Gamesa SG 5.0 – 145

De Siemens Gamesa SG 5.0 – 145 heeft een rotordiameter van 145 m met drie rotorbladen. De turbine zou (afhankelijk van de opstelling) worden geplaatst op een conische buismast op 107m hoogte. De tiphoogte bedraagt daarmee maximaal 180 m. In de nacelle zit de generator van 5.000 kW.

Siemens Gamesa SWT 120

De Siemens Gamesa SWT 120 heeft een rotordiameter van 120 m met drie rotorbladen. De turbine zou worden geplaatst op een conische buismast op 76 m hoogte. De tiphoogte bedraagt daarmee 136 m. In de nacelle zit de generator van 3.600 kW.

Tevens is berekend wat de geluidbelasting is als de buitenste turbines (HZ1 en ZZ12) zijn voorzien van serrated edges ('uilenveren')⁴.

⁴ Van zowel de SWT-DD-120 als de SG 5.0 - 145 is niet bekend of deze standaard wordt of kan worden gerealiseerd met serrated edges. Er is daarom een conservatieve aanname gedaan van 2dB reductie op de jaargemiddelde geluidemissie

2 AKOESTISCH ONDERZOEK

2.1 Beoordeling

2.1.1 Normstelling

Volgens artikel 3.14a eerste lid van het Activiteitenbesluit wordt het geluidniveau vanwege een windturbine of een combinatie van windturbines dat optreedt op de gevels van gevoelige bestemmingen en geluidgevoelige terreinen getoetst aan de waarden $L_{den}=47$ dB en $L_{night}=41$ dB.

Bij de toepassing van artikel 3.14a, tweede lid van het Activiteitenbesluit, wordt geen rekening gehouden met een windturbine of een combinatie van windturbines die behoort tot een andere inrichting waarvoor onmiddellijk voorafgaand aan het tijdstip van inwerkingtreding van dat artikel een vergunning in werking en onherroepelijk was. Dit overgangsrecht (Activiteitenbesluit artikel 3.14a, vijfde lid) geldt voor windturbines met een vergunning van voor 1 januari 2011. Dit betekent dat geen rekening hoeft te worden gehouden met reeds bestaande windturbines vergund voor 2011.

2.1.2 Overige beoordeling

Cumulatie met andere windturbines

De geluidnormen in het Activiteitenbesluit gelden per inrichting. Het bevoegd gezag kan maatwerk voorschrijven wanneer de geluidbelasting cumulatief boven de waarden $L_{den}=47$ dB en $L_{night}=41$ dB komt. Er hoeft enkel rekening te worden gehouden met de bestaande turbines met een vergunning van na 2011.

Cumulatie met andere geluidbronnen

Cumulatie met andere bronnen wordt beschouwd als er sprake is van blootstelling aan meer dan één geluidbron conform de rekenregels uit het Reken- en meetvoorschrift windturbines (Activiteitenregeling milieubeheer Bijlage 4).

Laagfrequent geluid

Er is geen algemeen geaccepteerd normstelsel voorhanden waarmee laagfrequente geluidhinder kan worden geobjectiveerd. Laagfrequent geluid (LFG) is geluid in het voor mensen laagst hoorbare frequentiegebied, onder 200 Hz. Windturbines stralen, net als de meeste geluidbronnen, ook laagfrequent geluid uit.

Het RIVM heeft op verzoek van de GGD-en de invloed op de beleving en gezondheid van omwonenden door windturbines onderzocht⁵. Hierin wordt gesteld dat windturbines weliswaar laagfrequent geluid produceren maar dat er geen bewijs bestaat dat dit een factor van belang is. Er is geen aparte beoordeling nodig bovenop de bescherming die de A-gewogen normstelling op basis van dosis-effectrelatie reeds biedt. De mate van bescherming en de normering worden eveneens beschouwd in een literatuuronderzoek⁶ naar laagfrequent geluid

⁵ Windturbines: invloed op de beleving en gezondheid van omwonenden, GGD Informatieblad medische milieukunde Update 2013; RIVM-rapport 200000001/2013.

⁶ Literatuuronderzoek laagfrequent geluid windturbines, LBP Sigh in opdracht van Agentschap NL, projectnummer DENB 138006 september 2013.

van windturbines van Agentschap NL. Ook hier zijn geen aanwijzingen dat het aandeel laagfrequent geluid een bijzondere dan wel belangrijke rol speelt.

Tenslotte is door de Staatssecretaris van Infrastructuur en Milieu, mede namens de minister van Economische Zaken en de minister van Infrastructuur en Milieu over het onderwerp laagfrequent geluid van windturbines een brief aan de Tweede kamer gestuurd⁷. Deze brief baseert zich onder andere op bovengenoemd onderzoek van het RIVM waarin wordt gesteld dat:

- laagfrequent geluid bij windturbines in samenhang met hogere frequenties wordt gehoord en niet afzonderlijk hiervan;
- dit impliceert tevens dat de effecten van laagfrequent geluid op mensen niet anders zullen zijn dan effecten van geluid met hogere frequenties zoals hinder, slaapverstoring, moeheid, concentratieproblemen en dergelijke;
- voor beweringen dat laagfrequent geluid van windturbines allerlei klinische ziekten bij mensen kan veroorzaken is geen betrouwbare bewijsvoering aangetroffen, hetgeen in lijn is met de voorgaande inzichten;
- het feitelijke aandeel laagfrequent geluid in het brongeluid van een windturbine gering is. Daarom is ook het aandeel in de geluidbelasting op een woninggevel gering;
- bij het groter worden van turbines (tot 5 of 7,5 MW) zal dit aandeel met hooguit 1 à 2 dB toenemen. Het bij de Nederlandse norm voor windturbinegeluid voorgeschreven reken- en meetvoorschrift is goed in staat om hiermee rekening te houden zodat een correcte toetsing aan de norm mogelijk is;
- de Deense norm voor laagfrequent windturbinegeluid in het binnenmilieu van een woning geen extra bescherming biedt ten opzichte van de Nederlandse norm voor de gevelbelasting in geval van een standaard geïsoleerde woning.

Op grond van de brief van de Staatssecretaris kan worden gesteld dat toetsing aan de standaard Nederlandse geluidnormen (zoals in dit rapport gebeurt) tevens voldoende bescherming biedt tegen laagfrequent geluid. Het is dan ook niet noodzakelijk onderzoek uit te voeren naar laagfrequent geluid voor het windpark.

2.2 Invoer rekenmodel

Van de situatie is een akoestisch rekenmodel opgesteld met behulp van het programma Geomilieu® versie V4.50. Hiermee zijn de geluidcontouren berekend. De modellering en de overdrachtsberekening zijn uitgevoerd conform het Reken- en meetvoorschrift windturbines.

De geometrie van de omgeving is vastgesteld aan de hand van kaartmateriaal (BAG, TOP10NL), luchtfoto's, aangeleverde documentatie en telefonisch verkregen informatie. In het gebied zijn bodemgebieden, vanwege het industriële karakter van de omgeving, aangeduid als grotendeels akoestisch reflecterend (B=0,2), met uitzondering van relevante wegen, wateroppervlakken en terreinen met een verhard oppervlak welke zijn aangeduid als akoestisch reflecterend (B=0).

⁷ Brief d.d. 31 maart 2014, betreft laagfrequent geluid van windturbines, kenmerk IenM/bsk-2014/44564, staatssecretaris van Infrastructuur en Milieu Wilma J. Mansveld.

Een windturbine is akoestisch gemodelleerd met drie rondom uitstralende puntbronnen (dag, avond en nachtemissie) ter hoogte van de rotoras.

De geluidberekeningen worden uitgevoerd op een raster van rekenpunten op een hoogte van 5 meter boven het maaiveld. Daarmee worden geluidcontouren bepaald, ofwel lijnen waar de geluidbelasting overal dezelfde waarde heeft.

In de omgeving van de turbines zijn geen gevoelige objecten. De dichtstbijzijnde gevoelige objecten bevinden zich op 6 tot 7 kilometer afstand tot de dichtstbijzijnde turbine. Om een beeld te krijgen van de geluid- en slagschaduwbelasting op de omgeving zijn enkele representatieve punten en panden op de Tweede Maasvlakte en net daarbuiten als toetspunten gebruikt. De details van deze toetspunten zijn gegeven in Tabel 2.1.

Details van de invoergegevens van het rekenmodel zijn gegeven in bijlage 2 achter in deze rapportage.

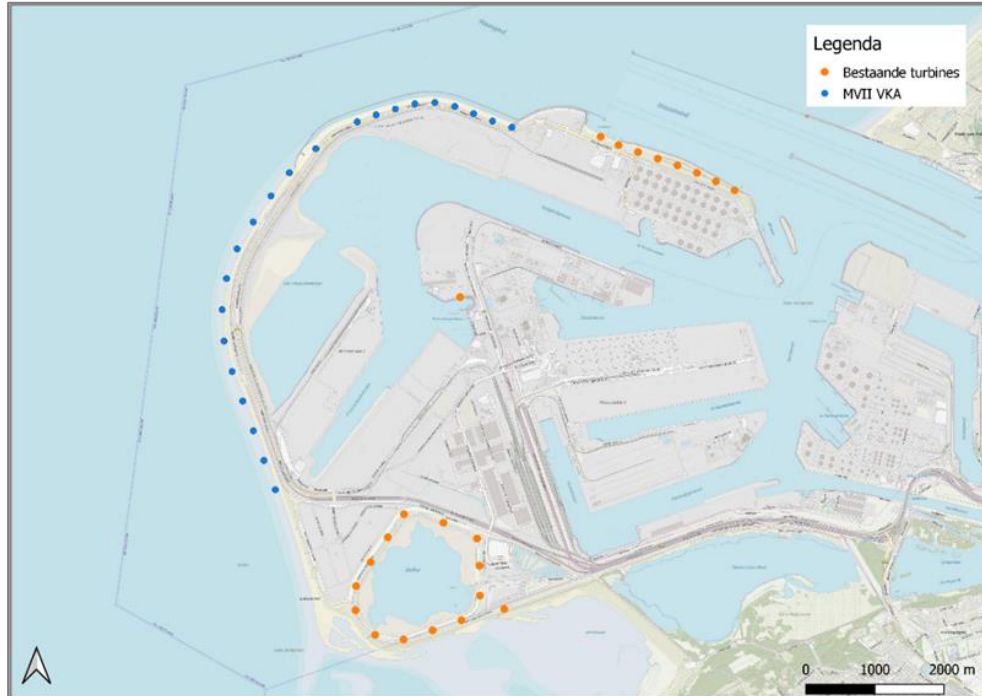
Tabel 2.1 Gebruikte toetspunten

Toetspunt	Naam	Afstand tot dichtstbijzijnde turbine [m]	Windrichting t.o.v. dichtstbijzijnde turbine
A	Brandweer*	500	ONO
B	Maasvlaktestrand*	550	ZZW
C	Rotterdam World Gateway 1*	400	NO
D	Rotterdam World Gateway 2*	350	NO
E	Prinsessenhavenweg*	2000	O
F	Euromax Terminal*	1540	OZO
G	Prins Willem Weg 2, Hoek van Holland	6300	O
H	Krimweg 2, Oostvoorne	8000	ZO
I	Zandweg 81, Oostvoorne	7600	ZO
J	Zeekant 231, Hoek van Holland	5200	O
K	Futureland*	300	NW

*: Geen gevoelig object

De windturbinelocaties zijn hieronder weergegeven in Figuur 2.1.

Figuur 2.1 Opstellingen windpark Tweede Maasvlakte



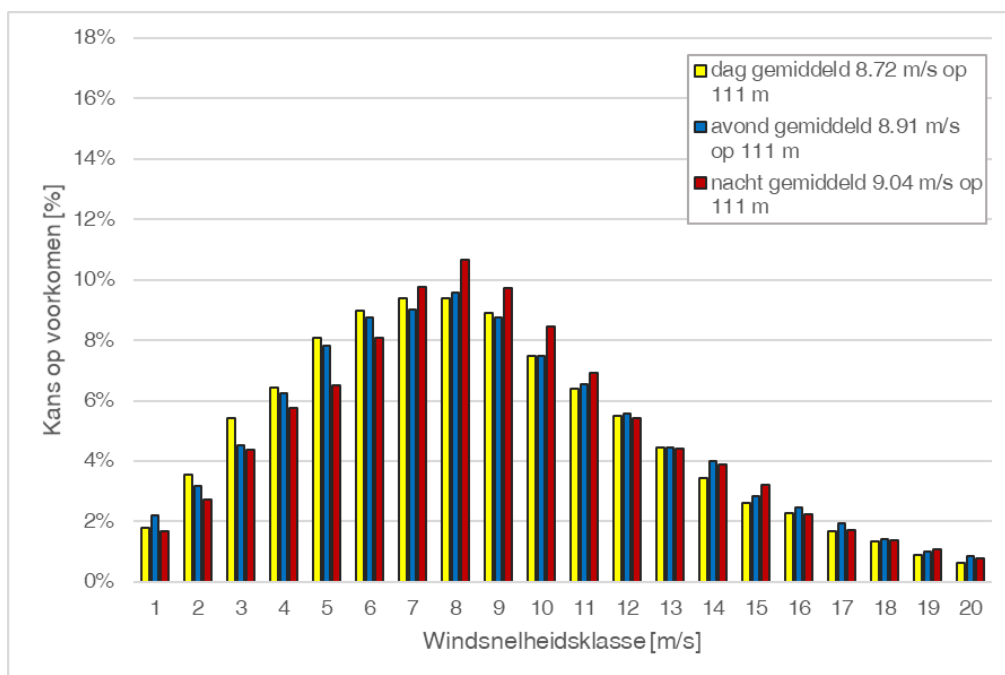
2.3 Windaanbod

De jaargemiddelde bronsterkte L_E van een windturbine is afhankelijk van de optredende windsnelheden op ashoogte. Door het KNMI zijn gegevens gepubliceerd over de distributie van voorkomende windsnelheden op 10 tot 260 m hoogte. Deze KNMI-gegevens zijn gebaseerd op langjarige windstatistiek. Deze distributies zijn gespecificeerd voor de dag-, de avond- en de nachtperiode. De data zijn gebaseerd op het meteo-model van het KNMI en beschikbaar op raster-punten over geheel Nederland⁸.

Voor de geluidberekeningen is uitgegaan van de windverdeling op maximale ashoogte ten opzichte van N.A.P. (per harde/zachte zeevering). Als voorbeeld is de windverdeling voor +111m (ashoogte van de turbines op de zachte zeevering) weergegeven in Figuur 2.2, met daarin de jaargemiddelde windsnelheden op +111m voor de dag-, avond- en nacht-periode. Windsnelheden boven 20 m/s zijn hier niet weergegeven omdat de kans dat deze voorkomen erg laag is, echter de berekening houdt er wel rekening mee. De overige windverdelingen zijn terug te vinden in bijlage 2.

⁸ Activiteitenregeling milieubeheer Bijlage 4, Reken- en meetvoorschrift windturbines, §3.4.3 bepaling windsnelheidsverdeling.

Figuur 2.2 Voorkomende windsnelheden op ashoogte +111 m.



2.4 Geluidbronnen windturbines

2.4.1 Siemens Gamesa SG 5.0 – 145

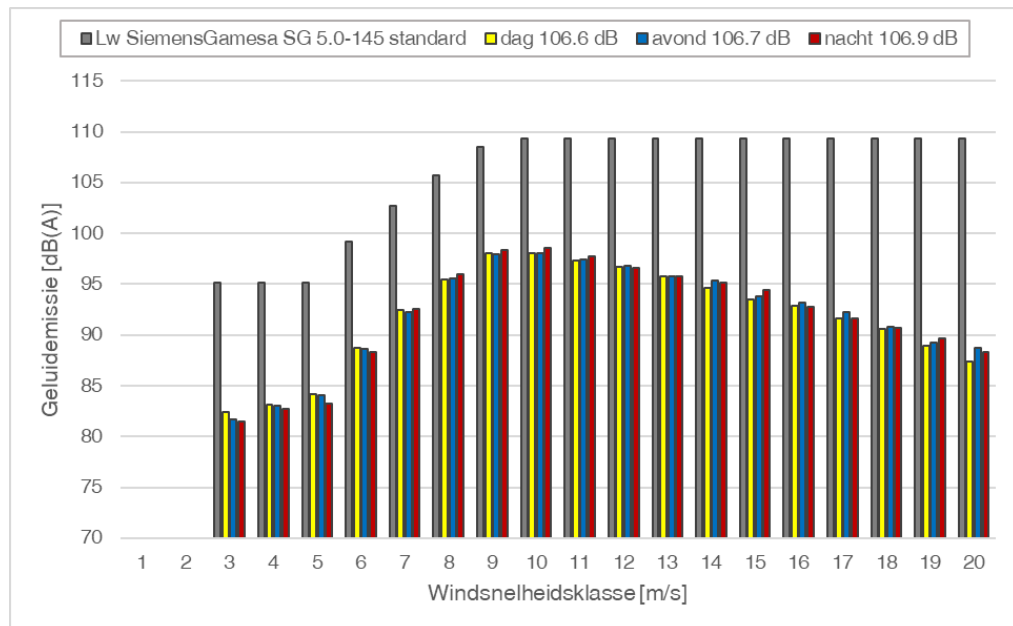
Siemens Gamesa heeft geluidgegevens van de Siemens Gamesa SG 5.0 - 145 turbine beschikbaar gesteld⁹. De bronsterkten zijn gerapporteerd bij windsnelheden op ashoogte van 3 tot 18 m/s. Het gebruikte octaafspectrum is gegeven¹⁰ bij een windsnelheid van $V_{as}=12$ m/s.

De gerapporteerde bronsterkten van de Siemens Gamesa SG 5.0 - 145 turbine (grijze staven in Figuur 2.3 zijn omgerekend naar jaargemiddelde bronsterkten in relatie tot de windsnelheid op een ashoogte van 111 m. Voor de turbine op locatie HZ10 wordt ook deze referentieturbine gebruikt, hiervoor is de windsnelheid op 118 m hoogte genomen.

⁹ Developer Package, SG 5.0-145 Document ID: GD410616 R3 2019.06.28, 28-6-2019

¹⁰ Developer Package, SG 5.0-145 Document ID: GD410616 R3 2019.06.28, 28-6-2019

Figuur 2.3 Verdeling bronsterkten Siemens Gamesa SG 5.0-145, ashoogte 111 m.



Ter informatie: in de grafiek zijn ook de gecorrigeerde bronsterkten weergegeven per windsnelheidsklasse voor de dag, de avond en de nacht. De gele, blauwe en rode staven representeren de bronsterkten gecorrigeerd voor het percentage van de tijd dat de betreffende windsnelheidsklasse optreedt. Cumulatie van deze bronsterkten over alle windsnelheidsklassen levert de jaargemiddelde bronsterkten op. Deze waarden $L_{w,j}$ variëren en bedragen voor een ashoogte van 108 meter 106,6, 106,7 en 106,9 dB(A) voor respectievelijk de dag, de avond en de nacht.

2.4.2 Siemens Gamesa SWT 120

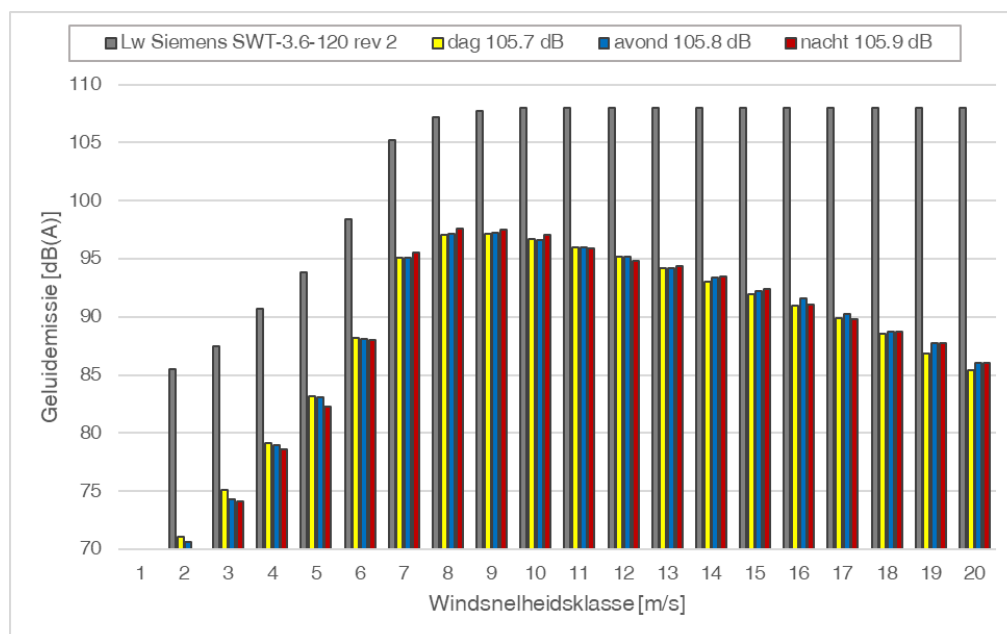
Siemens Gamesa heeft geluidgegevens van de Siemens SWT 120 turbine beschikbaar gesteld¹¹. De bronsterkten zijn gerapporteerd bij windsnelheden op ashoogte van 2 tot 18 m/s. Het gebruikte octaafspectrum is gegeven¹² bij een windsnelheid van $V_{as}=8$ m/s.

De gerapporteerde bronsterkten van de SWT 120 turbine (grijze staven in Figuur 2.4) zijn omgerekend naar jaargemiddelde bronsterkten in relatie tot de windsnelheid op een ashoogte van 91 m. De turbine op locatie HZ9 heeft een ashoogte van 89 m, hiervoor is gerekend met de windsnelheid op deze hoogte gerekend.

¹¹ Standard acoustic emission, SWT-3.6-120 rev 2, Document nr: E W EN OEN DES TLS 7-10-0000-1051-00, Siemens, 06-06-2013

¹² Standard acoustic emission, SWT-3.6-120 rev 2, Document nr: E W EN OEN DES TLS 7-10-0000-1051-00, Siemens, 06-06-2013

Figuur 2.4 Verdeling bronsterkten Siemens SWT 120, ashoogte 91 m.



Ter informatie: in de grafiek zijn ook de gecorrigeerde bronsterkten weergegeven per windsnelheidsklasse voor de dag, de avond en de nacht. De gele, blauwe en rode staven representeren de bronsterkten gecorrigeerd voor het percentage van de tijd dat de betreffende windsnelheidsklasse optreedt. Cumulatie van deze bronsterkten over alle windsnelheidsklassen levert de jaargemiddelde bronsterkten op. Deze waarden $L_{w,j}$ variëren en bedragen voor een ashoogte van 91 meter 105,7, 105,8 en 105,9 dB(A) voor respectievelijk de dag, de avond en de nacht.

2.5 Rekenresultaten

In bijlage 5 en bijlage 8 zijn de berekende geluidscontouren op een waarneemhoogte van +5 m weergegeven voor 47 dB L_{den} en 41 dB L_{night} . De L_{den} is het tijdgewogen gemiddelde van:

- Het jaargemiddelde geluidniveau in de dag L_{day} ;
- Het jaargemiddelde geluidniveau in de avond L_{even} vermeerderd met 5 dB;
- Het jaargemiddelde geluidniveau in de nacht L_{night} vermeerderd met 10 dB.

In

Tabel 2.2 is de geluidbelasting per toetspunt weergegeven. In Tabel 2.3 is de geluidbelasting per toetspunt na het toepassen van serrated edges gegeven. In bijlage 5t tot en met bijlage 6 zijn de geluidcontouren behorende bij deze situaties gegeven.

Tabel 2.2 Jaargemiddelde geluidniveaus

Toetspunt	Naam	L _{night}	L _{den}
A	Brandweer*	44	51
B	Maasvlaktestrand*	42	49
C	Rotterdam World Gateway 1*	48	54
D	Rotterdam World Gateway 2*	48	54
E	Prinsessenhavenweg*	36	42
F	Euromax Terminal*	34	40
G	Prins Willem Weg 2, Hoek van Holland	22	28
H	Krimweg 2, Oostvoorne	19	26
I	Zandweg 81, Oostvoorne	19	26
J	Zeekant 241	24	30
K	Futureland*	48	54

*: Geen gevoelig object

Tabel 2.3 Jaargemiddelde geluidniveaus met serrated edges op HZ1 en ZZ12

Toetspunt	Naam	L _{night}	L _{den}
A	Brandweer*	43	50
B	Maasvlaktestrand*	41	47
C	Rotterdam World Gateway 1*	47	54
D	Rotterdam World Gateway 2*	47	53
E	Prinsessenhavenweg*	36	42
F	Euromax Terminal*	33	40
G	Prins Willem Weg 2, Hoek van Holland	22	28
H	Krimweg 2, Oostvoorne	19	26
I	Zandweg 81, Oostvoorne	19	26
J	Zeekant 241	24	30
K	Futureland*	46	52

*: Geen gevoelig object

In de directe omgeving van de turbines bevinden zich geen gevoelige objecten waar de geluidnormen worden overschreden.

2.6 Cumulatieve effecten met nabijgelegen windturbines

Bij de toepassing van artikel 3.14a, tweede lid van het Activiteitenbesluit, wordt geen rekening gehouden met een windturbine of een combinatie van windturbines die behoort tot een andere inrichting waarvoor onmiddellijk voorafgaand aan het tijdstip van inwerkingtreding van dat artikel een vergunning in werking en onherroepelijk was. Dit overgangsrecht (Activiteitenbesluit artikel 3.14a, vijfde lid) geldt voor windturbines met een vergunning van voor 1 januari 2011. Voor de

toetsing aan het Activiteitenbesluit worden daarom enkel de turbines beschouwd, welke zijn vergund ná 2011 of onderdeel zijn van de autonome ontwikkeling van het gebied.

Voor alle beschouwde toetspunten is tevens de huidige geluidbelasting en de cumulatieve geluidbelasting per opstelling berekend. Hierbij zijn turbines uit de directe omgeving die na 1 januari 2011 gerealiseerd zijn meegenomen. De resultaten per toetspunt zijn te vinden in Tabel 2.4 en Tabel 2.6. In Tabel 2.6 is de geluidbelasting per toetspunt na het toepassen van serrated edges gegeven. In bijlage 9 tot en met bijlage 12 zijn de geluidcontouren behorende bij deze situaties weergegeven.

Tabel 2.4 Geluidbelasting windturbines huidige situatie

Toetspunt	Naam	L _{night}	L _{den}
A	Brandweer*	36	43
B	Maasvlaktestrand*	35	42
C	Rotterdam World Gateway 1*	30	37
D	Rotterdam World Gateway 2*	33	39
E	Prinsessenhavenweg*	38	44
F	Euromax Terminal*	47	53
G	Prins Willem Weg 2, Hoek van Holland	24	31
H	Krimweg 2, Oostvoorne	21	27
I	Zandweg 81, Oostvoorne	23	29
J	Zeekant 241	28	34
K	Futureland*	34	40

*: Geen gevoelig object

Tabel 2.5 Jaargemiddelde geluidniveaus voor het VKA cumulatief met bestaande windturbines

Toetspunt	Naam	L _{night}	L _{den}
A	Brandweer*	45	51
B	Maasvlaktestrand*	43	49
C	Rotterdam World Gateway 1*	48	54
D	Rotterdam World Gateway 2*	48	54
E	Prinsessenhavenweg*	40	46
F	Euromax Terminal*	47	53
G	Prins Willem Weg 2, Hoek van Holland	26	33
H	Krimweg 2, Oostvoorne	23	30
I	Zandweg 81, Oostvoorne	25	31
J	Zeekant 241	29	36
K	Futureland*	48	54

*: Geen gevoelig object

Tabel 2.6 Jaargemiddelde geluidniveaus voor het VKA met serrated edges op HZ1 en ZZ12 cumulatief met bestaande windturbines

Toetspunt	Naam	L _{night}	L _{den}
A	Brandweer*	44	50
B	Maasvlaktestrand*	42	48
C	Rotterdam World Gateway 1*	47	54
D	Rotterdam World Gateway 2*	47	53
E	Prinsessenhavenweg*	40	46
F	Euromax Terminal*	47	53
G	Prins Willem Weg 2, Hoek van Holland	26	33
H	Krimweg 2, Oostvoorne	23	30
I	Zandweg 81, Oostvoorne	25	31
J	Zeekant 241	29	36
K	Futureland*	46	53

*: Geen gevoelig object

2.7 Cumulatieve effecten met andere geluidbronnen

Cumulatie met andere bronnen wordt beschouwd als er sprake is van blootstelling aan meer dan één geluidbron conform de rekenregels uit het Reken- en meetvoorschrift windturbines (Activiteitenregeling milieubeheer Bijlage 4).

Voor de cumulatieve geluidbelasting zijn geen wettelijke normen van kracht, zij wordt gebruikt ter indicatie van het heersende en gewijzigde leefklimaat.

Ook voor de cumulatieve effecten met andere geluidbronnen kan gesteld worden dat de geluidbelasting van de te plaatsen windturbines dusdanig laag is, dat de bijdrage van deze turbines aan de cumulatieve geluidbelasting ter plaatse van de meest nabijgelegen geluidgevoelige gebouwen te verwaarlozen is.

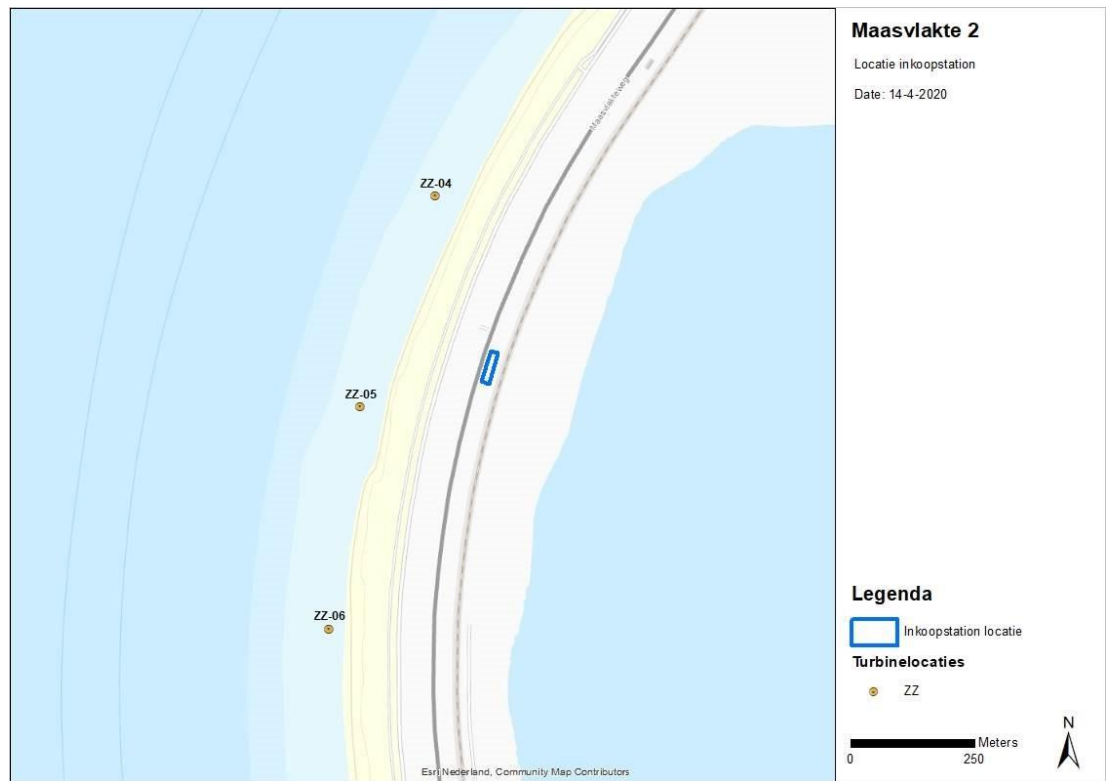
2.8 Transformatorstation

Als onderdeel van het windpark zal tevens een transformatorstation geplaatst worden. Dit zal twee transformatoren bevatten waarvan de indicatieve geluidbrongegevens zijn gegeven in Tabel 2.7. De locatie van het transformatorstation is gegeven in Figuur 2.5. In overleg met de zonebeheerder zal inzichtelijk worden gemaakt wat de invloed is van het transformatorstation op de geluidzone. Het ligt in de lijn der verwachting dat dit transformatorstation zonder mitigatie of maatregelen binnen deze zone past.

Tabel 2.7 Geluidbrongegevens transformator

Freq [Hz]	31	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	Totaal
L _w [dB(A)]	68,4	71,2	72,6	82,5	80,8	82,7	78,5	75,2	68,9	88,0

Figuur 2.5 Locatie van het transformatorstation



3 ONDERZOEK SLAGSCHADUW

3.1 Normstelling

Schaduweffecten van een draaiende windturbine kunnen hinder veroorzaken bij mensen. De maximale flikkerfrequentie, het contrast en de tijdsduur van blootstelling zijn van invloed op de mate van hinder die ondervonden kan worden. Bekend is dat flikkerfrequenties onder 2,5 Hz niet schadelijk zijn (veroorzaken niet potentieel epileptische aanvallen bij daarvoor gevoelige personen). Flikkerfrequenties tussen 2,5 Hz en 14 Hz kunnen als erg storend worden ervaren. Deze frequenties worden in de praktijk door gangbare windturbines niet bereikt. Een groter verschil tussen licht en donker (meer contrast) wordt als hinderlijker ervaren. Verder speelt de blootstellingsduur een grote rol bij de beleving.

In artikel 3.14 onder 4. van het Activiteitenbesluit wordt verwezen naar de bij de ministeriële regeling te stellen maatregelen. In Activiteitenregeling milieubeheer¹³ is in artikel 3.12 voorgeschreven dat een turbine is voorzien van een automatische stilstandsvoorziening die de windturbine afschakelt indien slagschaduw optreedt ter plaatse van gevoelige objecten voor zover de afstand tussen de turbine en de woning minder bedraagt dan twaalf maal de rotordiameter en gemiddeld meer dan 17 dagen per jaar gedurende meer dan 20 minuten slagschaduw kan optreden¹⁴. In het kader van dit onderzoek wordt dit artikel als volgt geïnterpreteerd:

- Bij de beoordeling worden alleen woningen van derden betrokken;
- De eventuele schaduw van turbines op een grotere afstand dan twaalf maal de rotordiameter wordt verwaarloosd;
- Schaduw bij een zonnestand lager dan vijf graden wordt als niet-hinderlijk beoordeeld. Bij zonsopkomst en zonsondergang is het licht vrij diffuus en wordt de turbine vaak aan het zicht onttrokken door gebouwen en begroeiing;
- Bij een windpark worden de schaduwduren en schaduw dagen van afzonderlijke turbines opgeteld voor zover de schaduwen elkaar niet overlappen;
- Er is geen stilstandsvoorziening op een turbine nodig als de gemiddelde duur van hinderlijke schaduw minder is dan 6 uur per jaar. Dit is een strengere beoordeling dan volgens het Activiteitenbesluit omdat volgens deze op 17 dagen per jaar de hinderduur van zonsopgang tot zonsondergang meer dan 20 minuten mag bedragen en op alle overige dagen in het jaar de hinderduur door slagschaduw minder dan 20 minuten mag bedragen. Opgeteld kan de norm uit het Activiteitenbesluit dus een langere slagschaduwduur opleveren dan 6 uur per jaar.

3.2 Schaduwgebied

Bij de opkomst en de ondergang van de zon kan de schaduw van een turbine aan de westkant en aan de oostkant ver reiken. Op afstanden groter dan twaalf maal de rotordiameter wordt de slagschaduw echter niet meer als hinderlijk beoordeeld. Aan de noordzijde wordt het

¹³ Regeling van de minister van Volkshuisvesting, Ruimtelijke Ordening en Milieubeheer van 9 november 2007 nr. DJZ 2007104180 houdende regels voor inrichtingen (Regeling algemene regels voor inrichtingen milieubeheer).

¹⁴ Voor de letterlijke tekst wordt verwezen naar de regeling.

schaduwgebied begrensd omdat de zon in het zuiden altijd hoog staat. Aan de zuidzijde treedt nooit schaduw op omdat de zon nooit in het noorden staat.

3.3 Potentiële schaduw

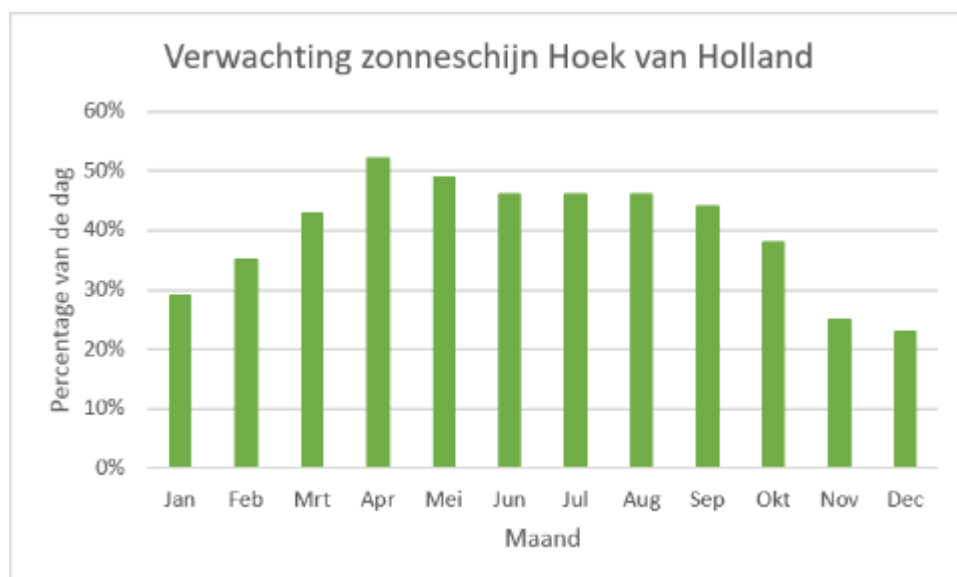
Op basis van de turbineafmetingen, de gang van de zon op deze locatie en een minimale zonshoogte van vijf graden, zijn de dagen en tijden berekend waarop slagschaduw kan optreden. De gang van de zon is voor alle dagen van het jaar bepaald met een astronomisch rekenmodel waarbij rekening is gehouden met de betreffende locatie (noorderbreedte en oosterlengte) op de aarde. De potentiële schaduwduur is een theoretisch maximum. Hieruit is de verwachte hinderduur berekend door het toepassen van correcties. Als gevolg van deze correcties is de verwachte hinderduur aanmerkelijk korter dan de potentiële schaduwduur.

De potentiële schaduwduur is nauwkeurig te berekenen, afhankelijk van de nauwkeurigheid van de invoer van de geometrie (positie en afmeting van de turbine en positie van de woningen) en van de nauwkeurigheid waarmee de zonnestand wordt bepaald. De correcties om te komen tot de verwachte hinderduur zijn echter een voorspelling op basis van de geschiedenis. De meteorologische gegevens zijn bepaald op basis van gemiddelden van gemeten data over twintig jaar. De verwachting is dat in de toekomst deze gemiddelden over langere perioden hier niet in grote mate van af zullen wijken.

3.3.1 Zonneschijn

Schaduw is er alleen als de zon schijnt. Deze correctie is gebaseerd op het percentage van de daglengte dat de zon gemiddeld schijnt in dit gebied en in de betreffende maand. De percentages worden ontleend aan meerjarige data van het nabijgelegen meteorologische station Hoek van Holland.

Figuur 3.1 Verwachte percentage zonneschijn Hoek van Holland

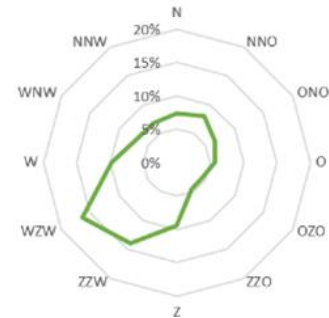


3.3.2 Oriëntatie

Het rotorvlak staat niet altijd haaks op de schaduwrichting waardoor de hinderduur wordt beperkt. Als het rotorvlak evenwijdig staat aan de schaduwrichting treedt er geen of nauwelijks lichtflikkering op. Afhankelijk van de richting waar de windturbine staat ten opzichte van woning ligt de deze correctie tussen circa 55% en 75%. Deze correctie is gebaseerd op de distributie van de voorkomende windrichtingen. De percentages worden ontleend aan meerjarige data van meteorostation Hoek van Holland waarbij alleen de windsnelheden boven 2 m/s (op 10 meter hoogte, overeenkomend met circa 3 m/s op ashoogte) zijn betrokken.

Figuur 3.2 Distributie windrichtingen bij windsnelheid > 2 m/s

Windrichtingdistributie Hoek van Holland



3.4 Rekenresultaten

Bij de beoordeling van slagschaduw is geen rekening gehouden obstakels in de omgeving die zich kunnen bevinden tussen de windturbines en de toetsobjecten. In de praktijk kunnen er zich daarnaast nog locatie specifieke beplanting en gebouwen bevinden die de slagschaduw beperken. Een dergelijk detailniveau is hier niet meegenomen. De hoeveelheid slagschaduw is daarmee 'worst case' bepaald.

Bij de beoordeling van slagschaduw hinder wordt uitgegaan van de worst-case aanname dat de gehele gevel van een woning boven een hoogte van 50 cm uit raam bestaat. Daarbij is aangenomen dat de gevelhoogte bij woningen 5 m bedraagt en voor de geprojecteerde breedte van het gevelvlak is 8 m aangehouden.

Voor de weergave van contouren op kaart wordt door het rekenprogramma automatisch uitgegaan van een rekenraster waarop per rasterpunt de schaduwduur wordt berekend op een oppervlak van 1 m². Daardoor kan het voorkomen dat een woning welke op of net buiten de 6 uurscontour is gelegen meer dan de 6 uur aan slagschaduw ondervindt. Immers, voor de berekeningen op de toetspunten wordt uitgegaan van een veel groter beschreven verticaal oppervlak van 8,0 x 4,5 meter. De ervaring leert dat de contouren van 5 uur per m² een goede weergave zijn van 6 uur per gevel/woning. Er wordt tevens gekeken naar de 15-uurscontour (wederom per m², dit komt overeen met 16 uur per jaar per gevel) om informatie te geven over de optredende slagschaduwduren binnen de zes uurscontour voor zowel toetspunten als op locaties waar geen toetspunt aanwezig is.

De kaart is dus nadrukkelijk niet geschikt voor het toetsen aan normen, maar voor de woningen die buiten de 5-uur (per m²) contour liggen kan met zekerheid gesteld dat aan de normen uit het Activiteitenbesluit wordt voldaan. Voor woningen die binnen deze contour liggen kan met een toetspuntberekening worden aangetoond of de hinder voldoet aan de norm.

Voor de opstelling zijn de schaduwduren in het omliggende gebied berekend. In bijlage 16 zijn met een groene, rode en grijze isolijn aangegeven waar de totale jaarlijkse verwachte hinderduur respectievelijk 0, 6 of 16 uur bedraagt per gevel.

3.5 Hinderduur bij toetsobjecten

Voor de slagschaduwberekening zijn deels dezelfde toetspunten als voor het akoestisch onderzoek beschouwd. De gevoelige woonobjecten die bij het akoestisch onderzoek zijn gebruikt worden niet meegenomen in het slagschaduw onderzoek aangezien deze objecten zich ver buiten een afstand van 12 keer de rotordiameter van de turbines bevinden en daarom per definitie geen slagschaduw kunnen ontvangen. Met uitzondering van de brandweerkazerne en het Maasvlaktestrand gaat het om kantoren. Geen van de toetsobjecten voldoet aan de definitie van gevoelig object volgens de Wet Geluidhinder en genieten derhalve geen bescherming voor slagschaduw. Voor de toetsobjecten is de verwachte slagschaduw per jaar weergegeven in bijlage 15. De slagschaduwcontouren zijn weergegeven in bijlage 16.

Tabel 3.1 Slagschaduw WP Maasvlakte II – opstelling VKA

Toetspunt	Naam	Max. slagschaduw [u:mm per jaar]	# dagen per jaar	Max. passageduur [u:mm]	Verwachte slagschaduw [u:mm per jaar]
A.	Brandweer	69:32	97	1:11	18:50
B.	Maasvlaktestrand	--	--	--	--
C.	Rotterdam World Gateway 1	363:13	300	1:32	89:19
D.	Rotterdam World Gateway 2	330:37	269	1:48	84:51
E.	Prinsessenhavenweg	--	--	--	--
F.	Euromax Terminal	--	--	--	--
K.	Futureland	83:08	69	1:32	21:46

3.6 Maatregelen

Er zijn geen gevoelige objecten gesitueerd binnen een afstand van twaalf maal de rotordiameter, waardoor er ter plaatse van gevoelige objecten geen hinderlijke slagschaduw optreedt. Maatregelen zijn vanuit dat oogpunt niet nodig.

3.7 Cumulatie met bestaande windturbines

Ter plaatse van gevoelige objecten is geen sprake van cumulatie van slagschaduw vanwege de afstand tot windpark Maasvlakte II. Mogelijke cumulatie ter plaatse van de beschouwde (niet-gevoelige) toetspunten kan optreden met de bestaande turbines nabij de Slufter en Zuiswal/Maasmond. De huidige slagschaduw en de cumulatieve slagschaduw op elk toetspunt weergegeven in Tabel 3.2 tot en met Tabel 3.3. De contouren behorende bij deze situaties zijn gegeven in bijlage 17 en bijlage 18.

Tabel 3.2 Cumulatieve slagschaduwduur WP Maasvlakte II – huidige turbines

Toetspunt	Naam	Max. slagschaduw [u:mm per jaar]	# dagen per jaar	Max. passageduur [u:mm]	Verwachte slagschaduw [u:mm per jaar]
A.	Brandweer	6:24	28	0:22	1:24
B.	Maasvlaktestrand	6:56	48	0:14	1:10
C.	Rotterdam World Gateway 1	--	--	--	--
D.	Rotterdam World Gateway 2	--	--	--	--
E.	Prinsessenhavenweg	16:04	46	0:32	4:51
F.	Euromax Terminal	85:37	154	0:57	26:27
K.	Futureland	--	--	--	--

Tabel 3.3 Cumulatieve lagschaduw WP Maasvlakte II – opstelling VKA

Toetspunt	Naam	Max. slagschaduw [u:mm per jaar]	# dagen per jaar	Max. passageduur [u:mm]	Verwachte slagschaduw [u:mm per jaar]
A.	Brandweer	75:56	98	1:11	20:14
B.	Maasvlaktestrand	10:57	60	0:19	1:51
C.	Rotterdam World Gateway 1	363:13	300	1:32	89:19
D.	Rotterdam World Gateway 2	330:37	269	1:48	84:51
E.	Prinsessenhavenweg	16:04	46	0:32	4:51
F.	Euromax Terminal	88:28	154	0:57	27:17
K.	Futureland	83:08	69	1:32	21:46

4 CONCLUSIE

Ten behoeve van de vergunningaanvraag is voor windpark Tweede Maasvlakte de geluid- en slagschaduweffecten inzichtelijk gemaakt. Op basis van windturbinetypes met een zeer luide geluidemissie in zijn klasse (worst-case) zijn de 47 dB L_{den} en 41 dB L_{night} geluidcontouren berekend. Voor slagschaduw zijn windturbines met maximale afmetingen binnen de bandbreedte gehanteerd.

Er kan zonder toepassing van geluidvoorzieningen of slagschaduwvoorzieningen worden voldaan aan de geldende normen uit het Activiteitenbesluit.

Cumulatie met andere nabijgelegen windturbines is beschouwd, evenals cumulatie met andere geluidbronnen.

Voor enkele bedrijven en representatieve locaties (niet gevoelige objecten) op de Tweede Maasvlakte zijn, ter indicatie, geluidbelastingen en slagschaduwduren berekend.

BIJLAGE 1 VERKLARENDE BEGRIPPENLIJST

Bronsterkte	Het geluid dat de windturbine op ashoogte produceert ter plaatse van de turbine.
Daglengte	De tijd tussen opkomst en ondergang van de zon.
Dosis-effectrelatie	De relatie/ verhouding tussen meer of minder blootstelling aan een bepaalde belasting en het effect hiervan op de hinder/ gezondheid bij een mens.
Flikkerfrequentie	Het aantal passages per seconde van een rotorblad. Flikkerfrequenties boven 2,5 Hz (2,5 passages per seconde) zijn zeer hinderlijk voor mensen maar komen bij grotere windturbines niet voor.
Gevoelige bestemming	Woningen zijn gevoelige bestemmingen, waarbij wettelijk geluidhinder onderzocht moet worden. Onderzoek naar slagschaduw is niet wettelijk verplicht maar wordt geadviseerd indien gevoelige bestemmingen binnen een afstand van twaalf maal de rotordiameter aanwezig zijn. Kantoren en gebouwen op industrieterreinen (geen woningen) zijn geen gevoelige objecten.
Gevelvlak	De slagschaduw wordt niet getoetst op een enkel punt maar op een vlak dat alle ramen van een verblijfsruimte omvat. In dit onderzoek wordt een vlak beoordeeld met een geprojecteerde breedte van acht meter en een hoogte van vijf meter. Dit vlak wordt het gevelvlak genoemd.
Hz, Hertz	Frequentie. 1 Hz is één keer per seconde. 5 Hz is vijf keer per seconde.
Hinderduur	De hinderduur is de verwachte gemiddelde duur per jaar van hinderlijke slagschaduw op de gevel. Hierbij is de potentiële schaduwduur gecorrigeerd voor de maandelijkse kans op zon, de kans op het draaien van de rotor en de richting van het rotorvlak. Als een jaar zonniger is dan gemiddeld kan de hinderduur langer zijn dan de gemiddelde hinderduur.
L_{den}	Het jaargemiddelde geluidniveau.
L_E	Emissieterm, jaargemiddelde bronsterkte.
L_{day}	Het jaargemiddelde geluidniveau in de dag.

L_{even}	Het jaargemiddelde geluidniveau in de avond.
L_{night}	Het jaargemiddelde geluidniveau in de nacht.
V_{10}	De windsnelheid op 10 meter hoogte boven maaiveld.
Vas	De windsnelheid op ashoogte boven maaiveld.
Lichtflikkeringen	Als de schaduw van een rotorblad over het gevelvlak gaat zal verschil in lichtintensiteit optreden. Het aantal lichtflikkeringen per periode bepaalt de flikkerfrequentie.
Meteogegevens	Statistische gegevens van meetstations in de omgeving van de windturbine. De meteogegevens bevatten de distributies van windsnelheden en windrichtingen en de maandelijkse kans op zonnenschijn.
Passageduur	De maximale duur op een dag van de schaduw op (een deel van) het gevelvlak. Hierbij wordt uitgegaan van continu zonnenschijn en de meest ongunstige richting van het rotorvlak.
Potentiële schaduwduur	De jaarlijkse duur van de schaduw over het gevelvlak indien de zon altijd schijnt, de turbine altijd in werking is en de richting van de rotor altijd dwars staat op de lijn van de turbine naar de woning.
Slagschaduw	Bewegende schaduw van de draaiende rotorbladen. Bij slagschaduw op een raam wordt het afwisselend licht en donker in de verblijfsruimte. Buiten is dit minder hinderlijk omdat het licht dan vanuit meerdere richtingen komt.
Stilstandsvoorziening	Instellingen voor de turbine waardoor deze stilgezet kan worden indien anders de norm voor slagschaduw hinder overschreden zou worden. Een stilstandsvoorziening kan als optie geïnstalleerd worden. De voorziening moet automatisch werken.

BIJLAGE 2 OBJECTEN REKENMODEL AKOESTIEK

Rekenraster

Naam	Omschr.	X-1	Y-1	Hoogte	DeltaX	DeltaY	X-aantal	Y-aantal
grid01		53913.99	447413.57	5.00	50	50	211	201

Bodemgebieden

Standaardbodemfactor = 0,2

Volgens TOP10NL:

Wegen: Bf = 0,0

Water: Bf=0,0

Windturbinelocaties – VKA


Naam	Omschr.	X	Y	Hoogte
1	HZ1	61225,29	444897,71	91,00
2	HZ2	60947,36	444988,52	91,00
3	HZ3	60673,95	445096,77	91,00
4	HZ4	60401,32	445200,77	91,00
5	HZ5	60113,56	445255,89	91,00
6	HZ6	59823,21	445237,87	91,00
7	HZ7	59542,00	445163,16	91,00
8	HZ8	59263,54	445078,65	91,00
9	HZ9	58990,08	444979,27	89,00
10	HZ10	58390,19	444590,65	118,00
11	ZZ1	58007,29	444242,88	111,00
12	ZZ2	57742,87	443906,67	111,00
13	ZZ3	57485,32	443531,87	111,00
14	ZZ4	57251,22	443142,79	111,00
15	ZZ5	57099,15	442714,88	111,00
16	ZZ6	57035,71	442265,22	111,00
17	ZZ7	57063,31	441811,96	111,00
18	ZZ8	57180,28	441373,14	111,00
19	ZZ9	57333,38	440944,81	111,00
20	ZZ10	57486,47	440516,47	111,00
21	ZZ11	57639,56	440088,14	111,00
22	ZZ12	57805,45	439665,35	111,00

Windturbinelocaties – bestaande turbines


Naam	Omschr.	X	Y	Hoogte
1	vestas 90	63052	444542	80.00
2	vestas 90	62769	444643	80.00
3	vestas 90	62491	444754	80.00
4	vestas 90	63344	444464	80.00
5	vestas 90	63624	444367	80.00
6	vestas 90	63898	444261	80.00
7	vestas 90	64163	444129	80.00
8	vestas 90	64431	444000	80.00
14	V112	60753	438445	94.00
15	V112	60757	438654	94.00
16	V112	60752	438869	94.00
17	V112	60619	439067	94.00
18	V112	60422	439145	94.00
19	V112	60215	439221	94.00
20	V112	60016	439295	94.00
21	V112	59805	439345	94.00
22	V112	59619	439244	94.00
23	V112	59498	439069	94.00
24	V112	59377	438896	94.00
25	V112	59258	438720	94.00
26	V112	59136	438545	94.00
27	V112	59018	438370	94.00
28	V112	58952	438169	94.00

29	V112	58957	437959	94.00
30	V112	59037	437763	94.00
Haliade		60479	442447	135.00


Geluidbron Siemens Gamesa SG 5.0-145

Coördinaten RD	57043	442353						
Coördinaten WGS	51.9610	3.9619						
Ashoogte [m]	111							
Hoogte windprofiel [m]	111							
Windturbine	SiemensGamesa SG 5.0-145							
Mode	standard		Gecorrigeerd voor bedrijfsduur (Lw + Cb)					
v_as [m/s]	dag [%]	avond [%]	nacht [%]	Lw_as [dB(A)]	LE dag [dB(A)]	LE avond [dB(A)]	LE nacht [dB(A)]	
1	1.81	2.21	1.69					
2	3.54	3.16	2.73					
3	5.41	4.52	4.37	95.1	82.4	81.7	81.5	
4	6.43	6.25	5.77	95.1	83.2	83.1	82.7	
5	8.07	7.83	6.49	95.1	84.2	84.0	83.2	
6	8.96	8.77	8.08	99.2	88.7	88.6	88.3	
7	9.38	9.01	9.75	102.7	92.4	92.2	92.6	
8	9.37	9.59	10.66	105.7	95.4	95.5	96.0	
9	8.91	8.76	9.74	108.5	98.0	97.9	98.4	
10	7.48	7.49	8.47	109.3	98.0	98.0	98.6	
11	6.39	6.56	6.93	109.3	97.4	97.5	97.7	
12	5.49	5.57	5.42	109.3	96.7	96.8	96.6	
13	4.46	4.44	4.42	109.3	95.8	95.8	95.8	
14	3.45	4.00	3.88	109.3	94.7	95.3	95.2	
15	2.63	2.85	3.23	109.3	93.5	93.8	94.4	
16	2.27	2.46	2.23	109.3	92.9	93.2	92.8	
17	1.69	1.96	1.71	109.3	91.6	92.2	91.6	
18	1.34	1.43	1.37	109.3	90.6	90.9	90.7	
19	0.91	1.00	1.10	109.3	88.9	89.3	89.7	
20	0.64	0.87	0.79	109.3	87.4	88.7	88.3	
21	0.47	0.48	0.46	109.3	86.0	86.1	85.9	
22	0.31	0.34	0.27	109.3	84.2	84.6	83.6	
23	0.23	0.17	0.17	109.3	82.9	81.6	81.6	
24	0.14	0.09	0.09	109.3	80.8	78.8	78.8	
25	0.20	0.20	0.19	109.3	82.3	82.3	82.1	
				Totaal	106.57	106.70	106.86	
Gehanteerde spectrale verdeling [dB(A)]								
31 Hz	63 Hz	125 Hz	250 Hz	500 Hz	1000 Hz	2000 Hz	4000 Hz	8000 Hz
-29.62	-17.53	-11.89	-8.43	-7.37	-5.58	-6.02	-12.18	-25.69


Geluidbron Siemens Gamesa SG 5.0-145 met uileveren

Coördinaten RD	57043	442353						
Coördinaten WGS	51.9610	3.9619						
Ashoogte [m]	111							
Hoogte windprofiel [m]	111							
Windturbine	SiemensGamesa SG 5.0-145							
Mode	standard		Gecorrigeerd voor bedrijfsduur (Lw + Cb)					
v_as [m/s]	dag [%]	avond [%]	nacht [%]	Lw_as [dB(A)]	LE dag [dB(A)]	LE avond [dB(A)]	LE nacht [dB(A)]	
1	1.81	2.21	1.69					
2	3.54	3.16	2.73					
3	5.41	4.52	4.37	93.1	80.4	79.7	79.5	
4	6.43	6.25	5.77	93.1	81.2	81.1	80.7	
5	8.07	7.83	6.49	93.1	82.2	82.0	81.2	
6	8.96	8.77	8.08	97.2	86.7	86.6	86.3	
7	9.38	9.01	9.75	100.7	90.4	90.2	90.6	
8	9.37	9.59	10.66	103.7	93.4	93.5	94.0	
9	8.91	8.76	9.74	106.5	96.0	95.9	96.4	
10	7.48	7.49	8.47	107.3	96.0	96.0	96.6	
11	6.39	6.56	6.93	107.3	95.4	95.5	95.7	
12	5.49	5.57	5.42	107.3	94.7	94.8	94.6	
13	4.46	4.44	4.42	107.3	93.8	93.8	93.8	
14	3.45	4.00	3.88	107.3	92.7	93.3	93.2	
15	2.63	2.85	3.23	107.3	91.5	91.8	92.4	
16	2.27	2.46	2.23	107.3	90.9	91.2	90.8	
17	1.69	1.96	1.71	107.3	89.6	90.2	89.6	
18	1.34	1.43	1.37	107.3	88.6	88.9	88.7	
19	0.91	1.00	1.10	107.3	86.9	87.3	87.7	
20	0.64	0.87	0.79	107.3	85.4	86.7	86.3	
21	0.47	0.48	0.46	107.3	84.0	84.1	83.9	
22	0.31	0.34	0.27	107.3	82.2	82.6	81.6	
23	0.23	0.17	0.17	107.3	80.9	79.6	79.6	
24	0.14	0.09	0.09	107.3	78.8	76.8	76.8	
25	0.20	0.20	0.19	107.3	80.3	80.3	80.1	
				Totaal	104.67	104.70	104.86	
Gehanteerde spectrale verdeling [dB(A)]								
31 Hz	63 Hz	125 Hz	250 Hz	500 Hz	1000 Hz	2000 Hz	4000 Hz	8000 Hz
-29.62	-17.53	-11.89	-8.43	-7.37	-5.58	-6.02	-12.18	-25.69

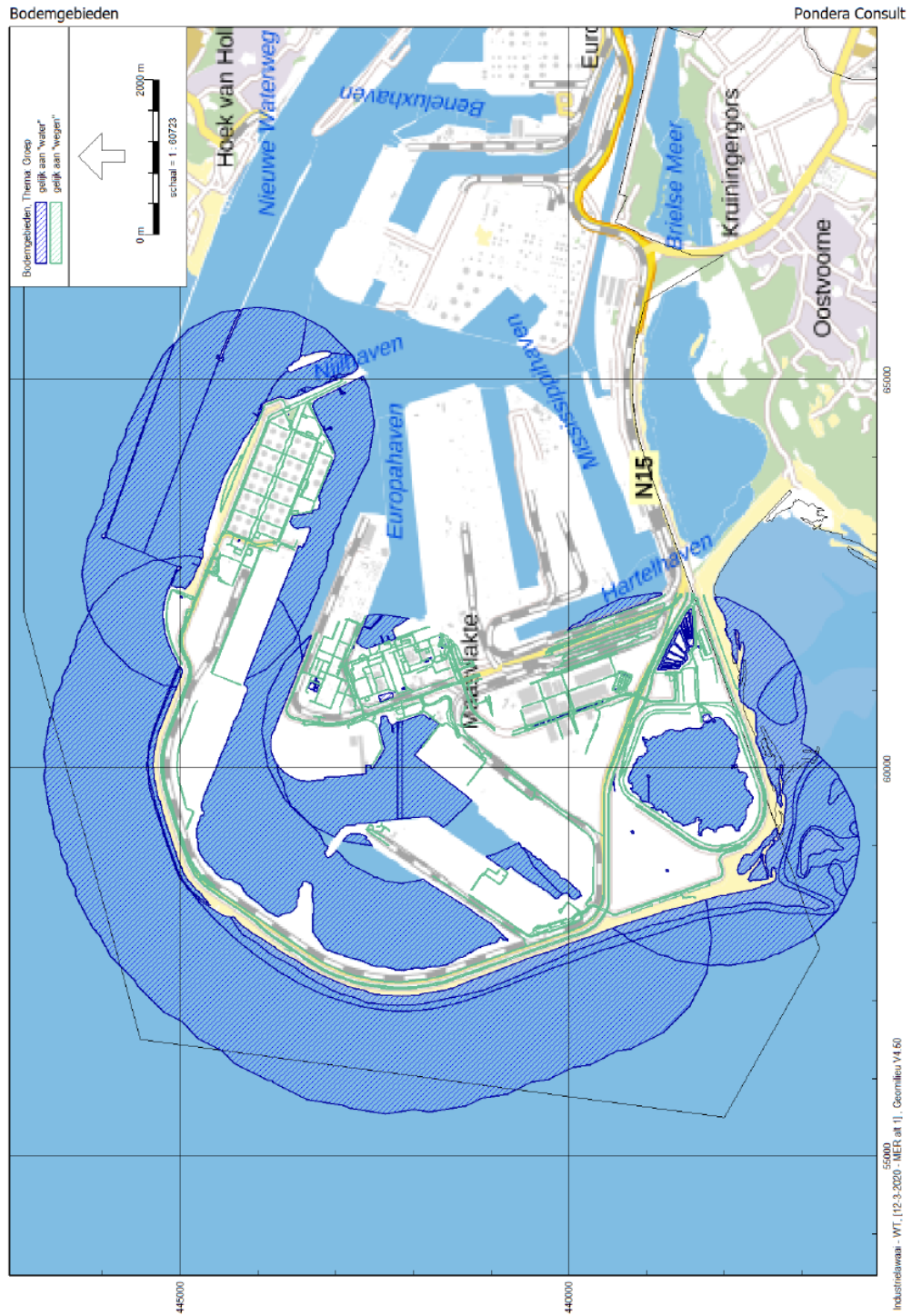
Geluidbron Siemens SWT 120

Coördinaten RD	60114	445256							
Coördinaten WGS	51.9876	4.0058							
Ashoogte [m]		91							
Hoogte windprofiel [m]		91							
Windturbine	Siemens SWT-3.6-120								
Mode	rev 2								Gecorrigeerd voor bedrijfsduur (Lw + Cb)
v_as [m/s]	dag [%]	avond [%]	nacht [%]	Lw_as [dB(A)]	LE dag [dB(A)]	LE avond [dB(A)]	LE nacht [dB(A)]		
1	1.46	2.12	1.76						
2	3.57	3.25	2.75	85.5	71.0	70.6	69.9		
3	5.78	4.82	4.60	87.5	75.1	74.3	74.1		
4	7.01	6.65	6.20	90.7	79.2	78.9	78.6		
5	8.72	8.43	7.07	93.8	83.2	83.1	82.3		
6	9.47	9.28	9.22	98.4	88.2	88.1	88.0		
7	9.81	9.76	10.82	105.2	95.1	95.1	95.5		
8	9.60	9.88	11.00	107.2	97.0	97.1	97.6		
9	8.79	9.02	9.66	107.7	97.1	97.3	97.5		
10	7.37	7.32	8.05	108	96.7	96.6	97.1		
11	6.27	6.28	6.20	108	96.0	96.0	95.9		
12	5.27	5.23	4.83	108	95.2	95.2	94.8		
13	4.19	4.17	4.32	108	94.2	94.2	94.4		
14	3.16	3.45	3.55	108	93.0	93.4	93.5		
15	2.48	2.63	2.76	108	91.9	92.2	92.4		
16	2.00	2.31	2.04	108	91.0	91.6	91.1		
17	1.53	1.69	1.52	108	89.8	90.3	89.8		
18	1.13	1.18	1.19	108	88.5	88.7	88.8		
19	0.77	0.94	0.94	108	86.9	87.7	87.7		
20	0.55	0.64	0.64	108	85.4	86.1	86.1		
21	0.38	0.39	0.34	108	83.8	83.9	83.3		
22	0.25	0.25	0.21	108	82.0	82.0	81.2		
23	0.18	0.14	0.13	108	80.6	79.5	79.1		
24	0.09	0.06	0.08	108	77.5	75.8	77.0		
25	0.17	0.14	0.13	108	80.3	79.5	79.1		
Totaal					106.69	106.79	106.94		
Gehanteerde spectrale verdeling [dB(A)]									
31 Hz	63 Hz	125 Hz	250 Hz	500 Hz	1000 Hz	2000 Hz	4000 Hz	8000 Hz	
-30.75	-19.42	-10.41	-6.21	-5.11	-5.51	-12.11	-22.41	-35.31	

Geluidbron Siemens SWT 120 met uilenveren

Coördinaten RD	60114	445256						
Coördinaten WGS	51.9876	4.0058						
Ashoogte [m]	91							
Hoogte windprofiel [m]	91							
Windturbine	Siemens SWT-3.6-120							
Mode	rev 2 STE		Gecorrigeerd voor bedrijfsduur (Lw + Cb)					
v_as [m/s]	dag [%]	avond [%]	nacht [%]	Lw_as [dB(A)]	LE dag [dB(A)]	LE avond [dB(A)]	LE nacht [dB(A)]	
1	1.46	2.12	1.76					
2	3.57	3.25	2.75	83.5	69.0	68.6	67.9	
3	5.78	4.82	4.60	85.5	73.1	72.3	72.1	
4	7.01	6.65	6.20	88.7	77.2	76.9	76.6	
5	8.72	8.43	7.07	91.8	81.2	81.1	80.3	
6	9.47	9.28	9.22	96.4	86.2	86.1	86.0	
7	9.81	9.76	10.82	103.2	93.1	93.1	93.5	
8	9.60	9.88	11.00	105.2	95.0	95.1	95.6	
9	8.79	9.02	9.66	105.7	95.1	95.3	95.5	
10	7.37	7.32	8.05	106	94.7	94.6	95.1	
11	6.27	6.28	6.20	106	94.0	94.0	93.9	
12	5.27	5.23	4.83	106	93.2	93.2	92.8	
13	4.19	4.17	4.32	106	92.2	92.2	92.4	
14	3.16	3.45	3.55	106	91.0	91.4	91.5	
15	2.48	2.63	2.76	106	89.9	90.2	90.4	
16	2.00	2.31	2.04	106	89.0	89.6	89.1	
17	1.53	1.69	1.52	106	87.8	88.3	87.8	
18	1.13	1.18	1.19	106	86.5	86.7	86.8	
19	0.77	0.94	0.94	106	84.9	85.7	85.7	
20	0.55	0.64	0.64	106	83.4	84.1	84.1	
21	0.38	0.39	0.34	106	81.8	81.9	81.3	
22	0.25	0.25	0.21	106	80.0	80.0	79.2	
23	0.18	0.14	0.13	106	78.6	77.5	77.1	
24	0.09	0.06	0.08	106	75.5	73.8	75.0	
25	0.17	0.14	0.13	106	78.3	77.5	77.1	
				Totaal	103.69	103.79	103.94	
Gehanteerde spectrale verdeling [dB(A)]								
31 Hz	63 Hz	125 Hz	250 Hz	500 Hz	1000 Hz	2000 Hz	4000 Hz	8000 Hz
-30.75	-19.42	-10.41	-6.21	-5.11	-5.51	-12.11	-22.41	-35.31

BIJLAGE 3 SITUERING OBJECTEN REKENMODEL AKOESTIEK







Alternatief 1/2 + bestaande turbines Pondera Consult



BIJLAGE 4 REKENRESULTATEN AKOESTIEK

Resultaten – VKA

Naam	Omschrijving	Hoogte	Dag	Avond	Nacht	Lden
A	Brandweer	5,00	43,94	44,05	44,20	50,55
B	Maasvlaktestrand	5,00	41,97	42,10	42,26	48,60
C	Rotterdam World Gateway 1	5,00	47,25	47,38	47,54	53,88
D	Rotterdam World Gateway 2	5,00	47,41	47,54	47,70	54,04
E	Prinsessenhavenweg	5,00	35,67	35,79	35,95	42,29
F	Euromax Terminal	5,00	33,67	33,78	33,93	40,28
G	Prins Willem Weg 2, Hoek van Holland	5,00	21,64	21,76	21,91	28,26
H	Krimweg 2, Oostvoorne	5,00	19,21	19,33	19,49	25,83
I	Zandweg 81, Oostvoorne	5,00	19,12	19,25	19,40	25,75
J	Zeekant 241	5,00	23,58	23,69	23,84	30,19
K	Futureland	5,00	47,24	47,37	47,53	53,87

Resultaten – VKA met serrated edges

Naam	Omschrijving	Hoogte	Dag	Avond	Nacht	Lden
A	Brandweer	5,00	42,95	43,05	43,20	49,55
B	Maasvlaktestrand	5,00	40,63	40,76	40,92	47,26
C	Rotterdam World Gateway 1	5,00	47,06	47,19	47,35	53,69
D	Rotterdam World Gateway 2	5,00	46,35	46,48	46,64	52,98
E	Prinsessenhavenweg	5,00	35,60	35,72	35,88	42,22
F	Euromax Terminal	5,00	33,13	33,24	33,39	39,74
G	Prins Willem Weg 2, Hoek van Holland	5,00	21,43	21,54	21,69	28,04
H	Krimweg 2, Oostvoorne	5,00	19,01	19,13	19,29	25,63
I	Zandweg 81, Oostvoorne	5,00	18,90	19,03	19,18	25,53
J	Zeekant 241	5,00	23,34	23,45	23,61	29,96
K	Futureland	5,00	45,67	45,80	45,96	52,30

Resultaten – huidige turbines

Naam	Omschrijving	Hoogte	Dag	Avond	Nacht	Lden
A	Brandweer	5,00	36,17	36,21	36,26	42,64
B	Maasvlaktestrand	5,00	35,00	35,05	35,20	41,55
C	Rotterdam World Gateway 1	5,00	30,01	30,09	30,23	36,58
D	Rotterdam World Gateway 2	5,00	32,30	32,37	32,51	38,86
E	Prinsessenhavenweg	5,00	37,58	37,76	37,88	44,23
F	Euromax Terminal	5,00	46,72	46,74	46,77	53,16
G	Prins Willem Weg 2, Hoek van Holland	5,00	24,21	24,25	24,30	30,68
H	Krimweg 2, Oostvoorne	5,00	20,95	21,01	21,12	27,48
I	Zandweg 81, Oostvoorne	5,00	22,82	22,88	23,02	29,38
J	Zeekant 241	5,00	27,78	27,81	27,86	34,24

K	Futureland	5,00	33,58	33,63	33,78	40,13
---	------------	------	-------	-------	-------	-------

Cumulatief met referentiesituatie

Resultaten – VKA

Naam	Omschrijving	Hoogte	Dag	Avond	Nacht	Lden
A	Brandweer	5,00	44,61	44,71	44,84	51,19
B	Maasvlaktestrand	5,00	42,76	42,88	43,04	49,38
C	Rotterdam World Gateway 1	5,00	47,33	47,46	47,62	53,96
D	Rotterdam World Gateway 2	5,00	47,54	47,67	47,83	54,17
E	Prinsessenhavenweg	5,00	39,74	39,90	40,03	46,38
F	Euromax Terminal	5,00	46,93	46,95	46,99	53,37
G	Prins Willem Weg 2, Hoek van Holland	5,00	26,12	26,19	26,28	32,65
H	Krimweg 2, Oostvoorne	5,00	23,18	23,26	23,39	29,75
I	Zandweg 81, Oostvoorne	5,00	24,36	24,44	24,59	30,94
J	Zeekant 241	5,00	29,18	29,23	29,31	35,68
K	Futureland	5,00	47,42	47,55	47,71	54,05

Resultaten – VKA met uileveren

Naam	Omschrijving	Hoogte	Dag	Avond	Nacht	Lden
A	Brandweer	5,00	43,77	43,87	44,00	50,35
B	Maasvlaktestrand	5,00	41,68	41,79	41,95	48,30
C	Rotterdam World Gateway 1	5,00	47,15	47,27	47,43	53,77
D	Rotterdam World Gateway 2	5,00	46,52	46,64	46,80	53,14
E	Prinsessenhavenweg	5,00	39,71	39,87	40,01	46,36
F	Euromax Terminal	5,00	46,90	46,93	46,97	53,35
G	Prins Willem Weg 2, Hoek van Holland	5,00	26,05	26,11	26,20	32,57
H	Krimweg 2, Oostvoorne	5,00	23,10	23,18	23,31	29,67
I	Zandweg 81, Oostvoorne	5,00	24,30	24,38	24,52	30,87
J	Zeekant 241	5,00	29,12	29,17	29,24	35,61
K	Futureland	5,00	45,93	46,06	46,22	52,56

BIJLAGE 5 GELUIDCONTOUR 47 DB LDEN VKA ZONDER STE



BIJLAGE 6 GELUIDCONTOUR 41 DB L NIGHT VKA ZONDER STE



BIJLAGE 7 GELUIDCONTOUR 47 DB LDEN VKA MET STE



BIJLAGE 8 GELUIDCONTOUR 41 DB LNIGHT VKA MET STE



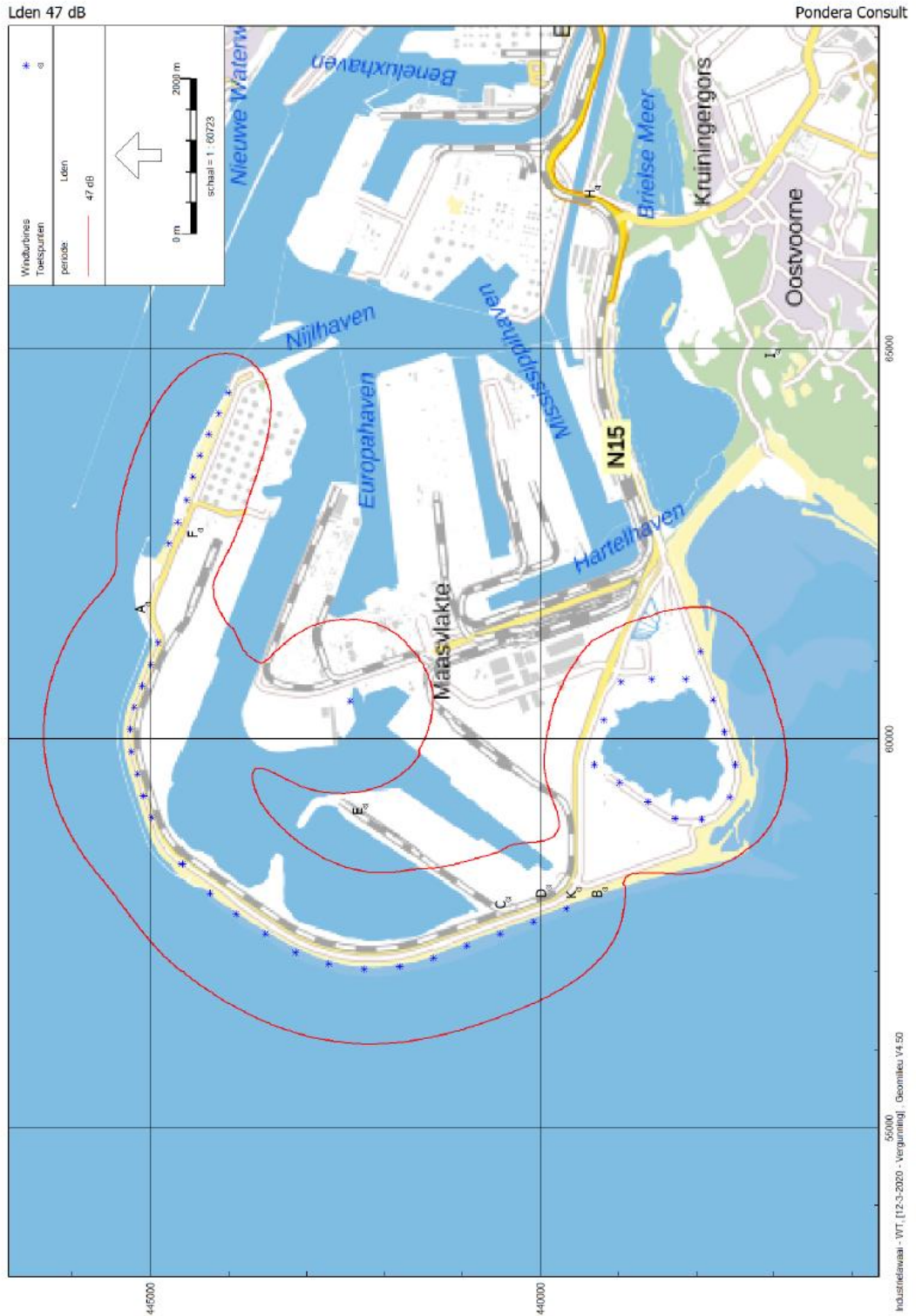
BIJLAGE 9 GELUIDCONTOUR 47 DB L_{DEN} HUIDIGE SITUATIE



BIJLAGE 10 GELUIDCONTOUR 41 DB L_{NIGHT} HUIDIGE SITUATIE



BIJLAGE 11 GELUIDCONTOUR 47 DB LDEN VKA ZONDER STE CUMULATIEF



BIJLAGE 12 GELUIDCONTOUR 41 DB L NIGHT VKA ZONDER STE CUMULATIEF



BIJLAGE 13 GELUIDCONTOUR 47 DB LDEN VKA MET STE CUMULATIEF

Lden 47 dB

Pondera Consult



BIJLAGE 14 GELUIDCONTOUR 41 DB L_{NIGHT} VKA MET STE CUMULATIEF



BIJLAGE 15 IN- EN UITVOERGEDGEVENS SLAGSCHADUW

Project:
20200316_MV2_MER_SS_v0.1

SHADOW - Main Result

Calculation: 20200616 VKA

Assumptions for shadow calculations

Maximum distance for influence 1. WTG distance circle radius
 Minimum sun height over horizon for influence 5 °
 Day step for calculation 1 days
 Time step for calculation 1 minutes

Sunshine probability S/PO (Sun hours/Possible sun hours) []

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0,29	0,35	0,43	0,52	0,49	0,46	0,46	0,46	0,44	0,38	0,25	0,23

Operational time

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
647	709	571	498	383	398	819	1.219	1.436	857	613	604	8.754

Line-of-sight calculation has been deactivated. This means that sheltering from obstacles, areas or hills are not taken into account.

All coordinates are in Netherlands RD Amersfoort.



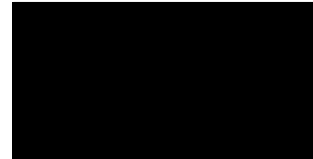
WTGs

WTG	X(East)	Y(North)	Z	Row data/Description	WTG type		Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Shadow data	
					Valid	Manufact.					Calculation distance [m]	RPM
1	61.225	444.898	0,0	GE WIND ENERGY GE 2.5-1...No	GE WIND ENERGY	GE 2.5-120-2.500	2.500	120,0	91,0	1.440	13,0	
2	60.947	444.989	0,0	GE WIND ENERGY GE 2.5-1...No	GE WIND ENERGY	GE 2.5-120-2.500	2.500	120,0	91,0	1.440	13,0	
3	60.674	445.097	0,0	GE WIND ENERGY GE 2.5-1...No	GE WIND ENERGY	GE 2.5-120-2.500	2.500	120,0	91,0	1.440	13,0	
4	60.401	445.201	0,0	GE WIND ENERGY GE 2.5-1...No	GE WIND ENERGY	GE 2.5-120-2.500	2.500	120,0	91,0	1.440	13,0	
5	60.114	445.256	0,0	GE WIND ENERGY GE 2.5-1...No	GE WIND ENERGY	GE 2.5-120-2.500	2.500	120,0	91,0	1.440	13,0	
6	59.823	445.238	0,0	GE WIND ENERGY GE 2.5-1...No	GE WIND ENERGY	GE 2.5-120-2.500	2.500	120,0	91,0	1.440	13,0	
7	59.542	445.163	0,0	GE WIND ENERGY GE 2.5-1...No	GE WIND ENERGY	GE 2.5-120-2.500	2.500	120,0	91,0	1.440	13,0	
8	59.264	445.079	0,0	GE WIND ENERGY GE 2.5-1...No	GE WIND ENERGY	GE 2.5-120-2.500	2.500	120,0	91,0	1.440	13,0	
9	58.990	444.979	0,0	GE WIND ENERGY GE 2.5-1...No	GE WIND ENERGY	GE 2.5-120-2.500	2.500	120,0	89,0	1.440	13,0	
10	58.390	444.591	0,0	VESTAS V162 5600 162,0 l... Yes	VESTAS	V162-5.600	5.600	162,0	118,0	1.944	0,0	
11	58.007	444.243	0,0	VESTAS V162 5600 162,0 l... Yes	VESTAS	V162-5.600	5.600	162,0	111,0	1.944	0,0	
12	57.743	443.907	0,0	VESTAS V162 5600 162,0 l... Yes	VESTAS	V162-5.600	5.600	162,0	111,0	1.944	0,0	
13	57.485	443.532	0,0	VESTAS V162 5600 162,0 l... Yes	VESTAS	V162-5.600	5.600	162,0	111,0	1.944	0,0	
14	57.251	443.143	0,0	VESTAS V162 5600 162,0 l... Yes	VESTAS	V162-5.600	5.600	162,0	111,0	1.944	0,0	
15	57.099	442.715	0,0	VESTAS V162 5600 162,0 l... Yes	VESTAS	V162-5.600	5.600	162,0	111,0	1.944	0,0	
16	57.036	442.265	0,0	VESTAS V162 5600 162,0 l... Yes	VESTAS	V162-5.600	5.600	162,0	111,0	1.944	0,0	
17	57.063	441.812	0,0	VESTAS V162 5600 162,0 l... Yes	VESTAS	V162-5.600	5.600	162,0	111,0	1.944	0,0	
18	57.180	441.373	0,0	VESTAS V162 5600 162,0 l... Yes	VESTAS	V162-5.600	5.600	162,0	111,0	1.944	0,0	
19	57.333	440.945	0,0	VESTAS V162 5600 162,0 l... Yes	VESTAS	V162-5.600	5.600	162,0	111,0	1.944	0,0	
20	57.486	440.516	0,0	VESTAS V162 5600 162,0 l... Yes	VESTAS	V162-5.600	5.600	162,0	111,0	1.944	0,0	
21	57.640	440.088	0,0	VESTAS V162 5600 162,0 l... Yes	VESTAS	V162-5.600	5.600	162,0	111,0	1.944	0,0	
22	57.805	439.665	0,0	VESTAS V162 5600 162,0 l... Yes	VESTAS	V162-5.600	5.600	162,0	111,0	1.944	0,0	

Shadow receptor-Input

No.	X(East)	Y(North)	Z	Width	Height	Elevation a.g.l.	Slope of window	Direction mode	Eye height (ZVI) a.g.l.
A	61.712	445.022	3,9	8,0	4,5	0,5	90,0	"Green house mode"	5,0
B	58.059	439.169	0,0	8,0	4,5	0,5	90,0	"Green house mode"	5,0
C	57.926	440.409	0,0	8,0	4,5	0,5	90,0	"Green house mode"	5,0
D	58.074	439.891	0,0	8,0	4,5	0,5	90,0	"Green house mode"	5,0
E	59.126	442.250	0,0	8,0	4,5	0,5	90,0	"Green house mode"	5,0
F	62.663	444.362	4,9	8,0	4,5	0,5	90,0	"Green house mode"	5,0
G	58.054	439.504	0,0	8,0	4,5	0,5	90,0	"Green house mode"	5,0

Project:
20200316_MV2_MER_SS_v0.1



SHADOW - Main Result

Calculation: 20200616 VKA

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	69:32	97	1:11	18:50
B	0:00	0	0:00	0:00
C	363:13	300	1:32	89:19
D	330:37	269	1:48	84:51
E	0:00	0	0:00	0:00
F	0:00	0	0:00	0:00
G	83:08	69	1:32	21:46

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

No.	Name	Worst case [h/year]	Expected [h/year]
1	GE WIND ENERGY GE 2.5-120 2500 120.0 IOI hub: 91,0 m (TOT: 151,0 m) (1309)	47:37	12:42
2	GE WIND ENERGY GE 2.5-120 2500 120.0 IOI hub: 91,0 m (TOT: 151,0 m) (1310)	16:08	4:29
3	GE WIND ENERGY GE 2.5-120 2500 120.0 IOI hub: 91,0 m (TOT: 151,0 m) (1311)	5:48	1:39
4	GE WIND ENERGY GE 2.5-120 2500 120.0 IOI hub: 91,0 m (TOT: 151,0 m) (1312)	1:40	0:28
5	GE WIND ENERGY GE 2.5-120 2500 120.0 IOI hub: 91,0 m (TOT: 151,0 m) (1313)	0:00	0:00
6	GE WIND ENERGY GE 2.5-120 2500 120.0 IOI hub: 91,0 m (TOT: 151,0 m) (1314)	0:00	0:00
7	GE WIND ENERGY GE 2.5-120 2500 120.0 IOI hub: 91,0 m (TOT: 151,0 m) (1315)	0:00	0:00
8	GE WIND ENERGY GE 2.5-120 2500 120.0 IOI hub: 91,0 m (TOT: 151,0 m) (1316)	0:00	0:00
9	GE WIND ENERGY GE 2.5-120 2500 120.0 IOI hub: 89,0 m (TOT: 149,0 m) (1317)	0:00	0:00
10	VESTAS V162 5600 162.0 IOI hub: 118,0 m (TOT: 199,0 m) (1318)	0:00	0:00
11	VESTAS V162 5600 162.0 IOI hub: 111,0 m (TOT: 192,0 m) (1319)	0:00	0:00
12	VESTAS V162 5600 162.0 IOI hub: 111,0 m (TOT: 192,0 m) (1320)	0:00	0:00
13	VESTAS V162 5600 162.0 IOI hub: 111,0 m (TOT: 192,0 m) (1321)	0:00	0:00
14	VESTAS V162 5600 162.0 IOI hub: 111,0 m (TOT: 192,0 m) (1322)	0:00	0:00
15	VESTAS V162 5600 162.0 IOI hub: 111,0 m (TOT: 192,0 m) (1323)	0:00	0:00
16	VESTAS V162 5600 162.0 IOI hub: 111,0 m (TOT: 192,0 m) (1324)	0:00	0:00
17	VESTAS V162 5600 162.0 IOI hub: 111,0 m (TOT: 192,0 m) (1325)	0:00	0:00
18	VESTAS V162 5600 162.0 IOI hub: 111,0 m (TOT: 192,0 m) (1326)	0:00	0:00
19	VESTAS V162 5600 162.0 IOI hub: 111,0 m (TOT: 192,0 m) (1327)	0:00	0:00
20	VESTAS V162 5600 162.0 IOI hub: 111,0 m (TOT: 192,0 m) (1328)	177:56	47:13
21	VESTAS V162 5600 162.0 IOI hub: 111,0 m (TOT: 192,0 m) (1329)	305:38	71:24
22	VESTAS V162 5600 162.0 IOI hub: 111,0 m (TOT: 192,0 m) (1330)	293:24	73:53

Total times in receptor wise and WTG wise tables can differ, as a WTG can lead to flicker at 2 or more receptors simultaneously and/or receptors may receive flicker from 2 or more WTGs simultaneously.

Project:
20200316_MV2_MER_SS_v0.1

SHADOW - Main Result

Calculation: 20200616 Bestaande WTGs

Assumptions for shadow calculations

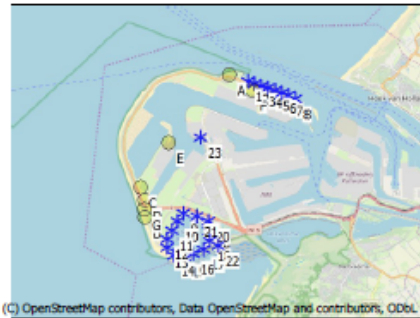
Maximum distance for influence 1. WTG distance circle radius 5 °
 Minimum sun height over horizon for influence 5 °
 Day step for calculation 1 days
 Time step for calculation 1 minutes

Sunshine probability S/50 (Sun hours/Possible sun hours) []
 Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec
 0,29 0,35 0,43 0,52 0,49 0,46 0,46 0,46 0,44 0,38 0,25 0,23

Operational time
 N NNE ENE E ESE SSE S SSW WSW W WNW NNW Sum
 647 709 571 498 383 398 819 1.219 1.436 857 613 604 8.754

Line-of-sight calculation has been deactivated. This means that sheltering from obstacles, areas or hills are not taken into account.

All coordinates are in Netherlands RD Amersfoort



WTGs

No.	X(East)	Y(North)	Z	Row data/Description	WTG type		Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Shadow data	
					Valid	Manufact.					Calculation distance [m]	RPM [RPM]
1	62.492	444.756	0,0	VESTAS V90 3000 90,0 ... Yes	VESTAS	V90-3.000	3.000	90,0	80,0	1.080	16,1	
2	62.774	444.642	3,8	VESTAS V90 3000 90,0 ... Yes	VESTAS	V90-3.000	3.000	90,0	80,0	1.080	16,1	
3	63.055	444.538	6,5	VESTAS V90 3000 90,0 ... Yes	VESTAS	V90-3.000	3.000	90,0	80,0	1.080	16,1	
4	63.341	444.447	7,5	VESTAS V90 3000 90,0 ... Yes	VESTAS	V90-3.000	3.000	90,0	80,0	1.080	16,1	
5	63.624	444.347	15,0	VESTAS V90 3000 90,0 ... Yes	VESTAS	V90-3.000	3.000	90,0	80,0	1.080	16,1	
6	63.904	444.240	6,6	VESTAS V90 3000 90,0 ... Yes	VESTAS	V90-3.000	3.000	90,0	80,0	1.080	16,1	
7	64.178	444.118	15,8	VESTAS V90 3000 90,0 ... Yes	VESTAS	V90-3.000	3.000	90,0	80,0	1.080	16,1	
8	64.449	443.989	11,9	VESTAS V90 3000 90,0 ... Yes	VESTAS	V90-3.000	3.000	90,0	80,0	1.080	16,1	
9	59.666	439.311	11,9	VESTAS V112-3.6 3600 ... Yes	VESTAS	V112-3.6-3.600	3.600	112,0	94,0	1.344	14,0	
10	59.431	438.978	15,4	VESTAS V112-3.6 3600 ... Yes	VESTAS	V112-3.6-3.600	3.600	112,0	94,0	1.344	14,0	
11	59.184	438.619	15,0	VESTAS V112-3.6 3600 ... Yes	VESTAS	V112-3.6-3.600	3.600	112,0	94,0	1.344	14,0	
12	58.972	438.273	19,0	VESTAS V112-3.6 3600 ... Yes	VESTAS	V112-3.6-3.600	3.600	112,0	94,0	1.344	14,0	
13	58.964	437.924	19,9	VESTAS V112-3.6 3600 ... Yes	VESTAS	V112-3.6-3.600	3.600	112,0	94,0	1.344	14,0	
14	59.247	437.568	19,4	VESTAS V112-3.6 3600 ... Yes	VESTAS	V112-3.6-3.600	3.600	112,0	94,0	1.344	14,0	
15	59.660	437.501	18,4	VESTAS V112-3.6 3600 ... Yes	VESTAS	V112-3.6-3.600	3.600	112,0	94,0	1.344	14,0	
16	60.080	437.634	15,8	VESTAS V112-3.6 3600 ... Yes	VESTAS	V112-3.6-3.600	3.600	112,0	94,0	1.344	14,0	
17	60.497	437.778	14,1	VESTAS V112-3.6 3600 ... Yes	VESTAS	V112-3.6-3.600	3.600	112,0	94,0	1.344	14,0	
18	60.764	438.135	10,3	VESTAS V112-3.6 3600 ... Yes	VESTAS	V112-3.6-3.600	3.600	112,0	94,0	1.344	14,0	
19	60.758	438.567	16,7	VESTAS V112-3.6 3600 ... Yes	VESTAS	V112-3.6-3.600	3.600	112,0	94,0	1.344	14,0	
20	60.723	438.960	16,5	VESTAS V112-3.6 3600 ... Yes	VESTAS	V112-3.6-3.600	3.600	112,0	94,0	1.344	14,0	
21	60.236	439.188	15,5	VESTAS V112-3.6 3600 ... Yes	VESTAS	V112-3.6-3.600	3.600	112,0	94,0	1.344	14,0	
22	61.117	437.943	5,0	VESTAS V112-3.6 3600 ... Yes	VESTAS	V112-3.6-3.600	3.600	112,0	94,0	1.344	14,0	
23	60.479	442.447	0,0	GE WIND ENERGY GE H... No	GE WIND ENERGY	GE Hellaide-2-12.000	12.000	220,0	135,0	2.640	0,0	

Shadow receptor-Input

No.	X(East)	Y(North)	Z	Width	Height	Elevation a.g.l.	Slope of window	Direction mode	Eye height (ZVI) a.g.l.
A	61.712	445.022	3,9	8,0	4,5	0,5	90,0	"Green house mode"	5,0
B	58.059	439.169	0,0	8,0	4,5	0,5	90,0	"Green house mode"	5,0
C	57.926	440.409	0,0	8,0	4,5	0,5	90,0	"Green house mode"	5,0
D	58.074	439.891	0,0	8,0	4,5	0,5	90,0	"Green house mode"	5,0
E	59.126	442.250	0,0	8,0	4,5	0,5	90,0	"Green house mode"	5,0
F	62.663	444.362	4,9	8,0	4,5	0,5	90,0	"Green house mode"	5,0
G	58.054	439.504	0,0	8,0	4,5	0,5	90,0	"Green house mode"	5,0

Project:
20200316_MV2_MER_SS_v0.1



SHADOW - Main Result

Calculation: 20200616 Bestaande WTGs

Calculation Results

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	6:24	28	0:22	1:24
B	10:57	60	0:19	1:51
C	0:00	0	0:00	0:00
D	0:00	0	0:00	0:00
E	16:04	46	0:32	4:51
F	88:28	154	0:57	27:17
G	0:00	0	0:00	0:00

Total amount of flickering on the shadow receptors caused by each WTG
No. Name

No.	Name	Worst case [h/year]	Expected [h/year]
1	VESTAS V90 3000 90.0 I/OI hub: 80,0 m (TOT: 125,0 m) (224)	6:24	1:24
2	VESTAS V90 3000 90.0 I/OI hub: 80,0 m (TOT: 125,0 m) (225)	0:00	0:00
3	VESTAS V90 3000 90.0 I/OI hub: 80,0 m (TOT: 125,0 m) (226)	68:03	21:12
4	VESTAS V90 3000 90.0 I/OI hub: 80,0 m (TOT: 125,0 m) (227)	15:24	4:38
5	VESTAS V90 3000 90.0 I/OI hub: 80,0 m (TOT: 125,0 m) (228)	5:01	1:25
6	VESTAS V90 3000 90.0 I/OI hub: 80,0 m (TOT: 125,0 m) (229)	0:00	0:00
7	VESTAS V90 3000 90.0 I/OI hub: 80,0 m (TOT: 125,0 m) (230)	0:00	0:00
8	VESTAS V90 3000 90.0 I/OI hub: 80,0 m (TOT: 125,0 m) (231)	0:00	0:00
9	VESTAS V112-3.6 3600 112.0 I/OI hub: 94,0 m (TOT: 150,0 m) (232)	0:00	0:00
10	VESTAS V112-3.6 3600 112.0 I/OI hub: 94,0 m (TOT: 150,0 m) (233)	0:00	0:00
11	VESTAS V112-3.6 3600 112.0 I/OI hub: 94,0 m (TOT: 150,0 m) (234)	4:03	0:49
12	VESTAS V112-3.6 3600 112.0 I/OI hub: 94,0 m (TOT: 150,0 m) (235)	6:54	1:01
13	VESTAS V112-3.6 3600 112.0 I/OI hub: 94,0 m (TOT: 150,0 m) (236)	0:00	0:00
14	VESTAS V112-3.6 3600 112.0 I/OI hub: 94,0 m (TOT: 150,0 m) (237)	0:00	0:00
15	VESTAS V112-3.6 3600 112.0 I/OI hub: 94,0 m (TOT: 150,0 m) (238)	0:00	0:00
16	VESTAS V112-3.6 3600 112.0 I/OI hub: 94,0 m (TOT: 150,0 m) (239)	0:00	0:00
17	VESTAS V112-3.6 3600 112.0 I/OI hub: 94,0 m (TOT: 150,0 m) (240)	0:00	0:00
18	VESTAS V112-3.6 3600 112.0 I/OI hub: 94,0 m (TOT: 150,0 m) (241)	0:00	0:00
19	VESTAS V112-3.6 3600 112.0 I/OI hub: 94,0 m (TOT: 150,0 m) (242)	0:00	0:00
20	VESTAS V112-3.6 3600 112.0 I/OI hub: 94,0 m (TOT: 150,0 m) (243)	0:00	0:00
21	VESTAS V112-3.6 3600 112.0 I/OI hub: 94,0 m (TOT: 150,0 m) (244)	0:00	0:00
22	VESTAS V112-3.6 3600 112.0 I/OI hub: 94,0 m (TOT: 150,0 m) (245)	0:00	0:00
23	GE WIND ENERGY GE Hallade-2 12000 220.0 I-I hub: 135,0 m (TOT: 245,0 m) (246)	16:04	4:51

Total times in Receptor wise and WTG wise tables can differ, as a WTG can lead to flicker at 2 or more receptors simultaneously and/or receptors may receive flicker from 2 or more WTGs simultaneously.

Project:
20200316_MV2_MER_SS_v0.1

SHADOW - Main Result

Calculation: 20200616 VKA cumu
Assumptions for shadow calculations

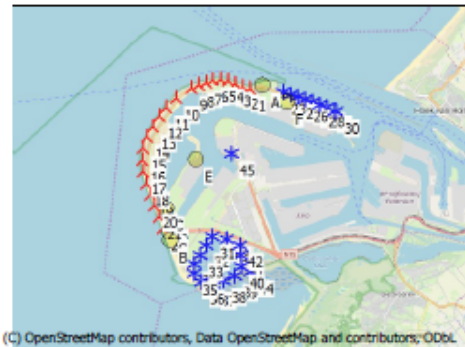
Maximum distance for influence 1. WTG distance circle radius
Minimum sun height over horizon for influence 5 °
Day step for calculation 1 days
Time step for calculation 1 minutes

Sunshine probability S/S0 (Sun hours/Possible sun hours) []
Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec
0,29 0,35 0,43 0,52 0,49 0,46 0,46 0,46 0,44 0,38 0,25 0,23

Operational time
N NNE ENE E ESE SSE S SSW WSW W WNW NNW Sum
647 709 571 498 383 398 819 1.219 1.436 857 613 604 8.754

Line-of-sight calculation has been deactivated. This means that sheltering from obstacles, areas or hills are not taken into account.

All coordinates are in
Netherlands RD Amersfoort

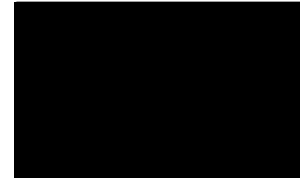


WTGs

	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]
1	61.225	444.898	0,0	GE WIND ENERGY GE 2... No	GE WIND ENERGY	GE 2.5-120-2.500	2.500	120,0	91,0	1.440	13,0
2	60.947	444.989	0,0	GE WIND ENERGY GE 2... No	GE WIND ENERGY	GE 2.5-120-2.500	2.500	120,0	91,0	1.440	13,0
3	60.674	445.097	0,0	GE WIND ENERGY GE 2... No	GE WIND ENERGY	GE 2.5-120-2.500	2.500	120,0	91,0	1.440	13,0
4	60.401	445.201	0,0	GE WIND ENERGY GE 2... No	GE WIND ENERGY	GE 2.5-120-2.500	2.500	120,0	91,0	1.440	13,0
5	60.114	445.256	0,0	GE WIND ENERGY GE 2... No	GE WIND ENERGY	GE 2.5-120-2.500	2.500	120,0	91,0	1.440	13,0
6	59.823	445.238	0,0	GE WIND ENERGY GE 2... No	GE WIND ENERGY	GE 2.5-120-2.500	2.500	120,0	91,0	1.440	13,0
7	59.542	445.163	0,0	GE WIND ENERGY GE 2... No	GE WIND ENERGY	GE 2.5-120-2.500	2.500	120,0	91,0	1.440	13,0
8	59.264	445.079	0,0	GE WIND ENERGY GE 2... No	GE WIND ENERGY	GE 2.5-120-2.500	2.500	120,0	91,0	1.440	13,0
9	58.990	444.979	0,0	GE WIND ENERGY GE 2... No	GE WIND ENERGY	GE 2.5-120-2.500	2.500	120,0	89,0	1.440	13,0
10	58.390	444.591	0,0	VESTAS V162 5600 162... Yes	VESTAS	V162-5.600	5.600	162,0	118,0	1.944	0,0
11	58.007	444.243	0,0	VESTAS V162 5600 162... Yes	VESTAS	V162-5.600	5.600	162,0	111,0	1.944	0,0
12	57.743	443.907	0,0	VESTAS V162 5600 162... Yes	VESTAS	V162-5.600	5.600	162,0	111,0	1.944	0,0
13	57.485	443.532	0,0	VESTAS V162 5600 162... Yes	VESTAS	V162-5.600	5.600	162,0	111,0	1.944	0,0
14	57.251	443.143	0,0	VESTAS V162 5600 162... Yes	VESTAS	V162-5.600	5.600	162,0	111,0	1.944	0,0
15	57.099	442.715	0,0	VESTAS V162 5600 162... Yes	VESTAS	V162-5.600	5.600	162,0	111,0	1.944	0,0
16	57.036	442.265	0,0	VESTAS V162 5600 162... Yes	VESTAS	V162-5.600	5.600	162,0	111,0	1.944	0,0
17	57.063	441.812	0,0	VESTAS V162 5600 162... Yes	VESTAS	V162-5.600	5.600	162,0	111,0	1.944	0,0
18	57.180	441.373	0,0	VESTAS V162 5600 162... Yes	VESTAS	V162-5.600	5.600	162,0	111,0	1.944	0,0
19	57.333	440.945	0,0	VESTAS V162 5600 162... Yes	VESTAS	V162-5.600	5.600	162,0	111,0	1.944	0,0
20	57.486	440.516	0,0	VESTAS V162 5600 162... Yes	VESTAS	V162-5.600	5.600	162,0	111,0	1.944	0,0
21	57.640	440.088	0,0	VESTAS V162 5600 162... Yes	VESTAS	V162-5.600	5.600	162,0	111,0	1.944	0,0
22	57.805	439.665	0,0	VESTAS V162 5600 162... Yes	VESTAS	V162-5.600	5.600	162,0	111,0	1.944	0,0
23	62.492	444.756	0,0	VESTAS V90 3000 90.0 ... Yes	VESTAS	V90-3.000	3.000	90,0	80,0	1.080	16,1
24	62.774	444.642	3,8	VESTAS V90 3000 90.0 ... Yes	VESTAS	V90-3.000	3.000	90,0	80,0	1.080	16,1
25	63.055	444.538	6,5	VESTAS V90 3000 90.0 ... Yes	VESTAS	V90-3.000	3.000	90,0	80,0	1.080	16,1
26	63.341	444.447	7,5	VESTAS V90 3000 90.0 ... Yes	VESTAS	V90-3.000	3.000	90,0	80,0	1.080	16,1
27	63.624	444.347	15,0	VESTAS V90 3000 90.0 ... Yes	VESTAS	V90-3.000	3.000	90,0	80,0	1.080	16,1
28	63.904	444.240	6,6	VESTAS V90 3000 90.0 ... Yes	VESTAS	V90-3.000	3.000	90,0	80,0	1.080	16,1
29	64.178	444.118	15,8	VESTAS V90 3000 90.0 ... Yes	VESTAS	V90-3.000	3.000	90,0	80,0	1.080	16,1
30	64.449	443.989	11,9	VESTAS V90 3000 90.0 ... Yes	VESTAS	V90-3.000	3.000	90,0	80,0	1.080	16,1
31	59.666	439.311	11,9	VESTAS V112-3.6 3600 ... Yes	VESTAS	V112-3.6-3.600	3.600	112,0	94,0	1.344	14,0
32	59.431	438.978	15,4	VESTAS V112-3.6 3600 ... Yes	VESTAS	V112-3.6-3.600	3.600	112,0	94,0	1.344	14,0
33	59.184	438.619	15,0	VESTAS V112-3.6 3600 ... Yes	VESTAS	V112-3.6-3.600	3.600	112,0	94,0	1.344	14,0
34	58.972	438.273	19,0	VESTAS V112-3.6 3600 ... Yes	VESTAS	V112-3.6-3.600	3.600	112,0	94,0	1.344	14,0
35	58.964	437.924	19,9	VESTAS V112-3.6 3600 ... Yes	VESTAS	V112-3.6-3.600	3.600	112,0	94,0	1.344	14,0
36	59.247	437.568	19,4	VESTAS V112-3.6 3600 ... Yes	VESTAS	V112-3.6-3.600	3.600	112,0	94,0	1.344	14,0
37	59.660	437.501	18,4	VESTAS V112-3.6 3600 ... Yes	VESTAS	V112-3.6-3.600	3.600	112,0	94,0	1.344	14,0
38	60.080	437.634	15,8	VESTAS V112-3.6 3600 ... Yes	VESTAS	V112-3.6-3.600	3.600	112,0	94,0	1.344	14,0
39	60.497	437.778	14,1	VESTAS V112-3.6 3600 ... Yes	VESTAS	V112-3.6-3.600	3.600	112,0	94,0	1.344	14,0

To be continued on next page...

Project:
20200316_MV2_MER_SS_v0.1



SHADOW - Main Result

Calculation: 20200616 VKA cumu

...continued from previous page

	X(East)	Y(North)	Z	Row data/Description	WTG type		Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Shadow data	
					Valid	Manufact.					Calculation distance [m]	RPM
				[m]								
40	60.764	438.135	10,3	VESTAS V112-3.6 3600 ...	Yes	VESTAS	V112-3.6-3.600	3.600	112,0	94,0	1.344	14,0
41	60.728	438.567	16,7	VESTAS V112-3.6 3600 ...	Yes	VESTAS	V112-3.6-3.600	3.600	112,0	94,0	1.344	14,0
42	60.723	438.960	16,5	VESTAS V112-3.6 3600 ...	Yes	VESTAS	V112-3.6-3.600	3.600	112,0	94,0	1.344	14,0
43	60.236	439.188	15,5	VESTAS V112-3.6 3600 ...	Yes	VESTAS	V112-3.6-3.600	3.600	112,0	94,0	1.344	14,0
44	61.117	437.943	5,0	VESTAS V112-3.6 3600 ...	Yes	VESTAS	V112-3.6-3.600	3.600	112,0	94,0	1.344	14,0
45	60.479	442.447	0,0	GE WIND ENERGY GE H...	No	GE WIND ENERGY	GE Hellade-2-12.000	12.000	220,0	135,0	2.640	0,0

Shadow receptor-Input

No.	X(East)	Y(North)	Z	Width	Height	Elevation a.g.l.	Slope of window	Direction mode	Eye height (ZVI) a.g.l.
				[m]	[m]	[m]	[°]		[m]
A	61.712	445.022	3,9	8,0	4,5	0,5	90,0	"Green house mode"	5,0
B	58.059	439.169	0,0	8,0	4,5	0,5	90,0	"Green house mode"	5,0
C	57.926	440.409	0,0	8,0	4,5	0,5	90,0	"Green house mode"	5,0
D	58.074	439.891	0,0	8,0	4,5	0,5	90,0	"Green house mode"	5,0
E	59.126	442.250	0,0	8,0	4,5	0,5	90,0	"Green house mode"	5,0
F	62.663	444.362	4,9	8,0	4,5	0,5	90,0	"Green house mode"	5,0
G	58.054	439.504	0,0	8,0	4,5	0,5	90,0	"Green house mode"	5,0

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	75:56	98	1:11	20:14	
B	10:57	60	0:19	1:51	
C	363:13	300	1:32	89:19	
D	330:37	269	1:48	84:51	
E	16:04	46	0:32	4:51	
F	88:28	154	0:57	27:17	
G	83:08	69	1:32	21:46	

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

No.	Name	Worst case [h/year]	Expected [h/year]
1	GE WIND ENERGY GE 2.5-120 2500 120.0 IOI hub: 91,0 m (TOT: 151,0 m) (1309)	47:37	12:42
2	GE WIND ENERGY GE 2.5-120 2500 120.0 IOI hub: 91,0 m (TOT: 151,0 m) (1310)	16:08	4:29
3	GE WIND ENERGY GE 2.5-120 2500 120.0 IOI hub: 91,0 m (TOT: 151,0 m) (1311)	5:48	1:39
4	GE WIND ENERGY GE 2.5-120 2500 120.0 IOI hub: 91,0 m (TOT: 151,0 m) (1312)	1:40	0:28
5	GE WIND ENERGY GE 2.5-120 2500 120.0 IOI hub: 91,0 m (TOT: 151,0 m) (1313)	0:00	0:00
6	GE WIND ENERGY GE 2.5-120 2500 120.0 IOI hub: 91,0 m (TOT: 151,0 m) (1314)	0:00	0:00
7	GE WIND ENERGY GE 2.5-120 2500 120.0 IOI hub: 91,0 m (TOT: 151,0 m) (1315)	0:00	0:00
8	GE WIND ENERGY GE 2.5-120 2500 120.0 IOI hub: 91,0 m (TOT: 151,0 m) (1316)	0:00	0:00
9	GE WIND ENERGY GE 2.5-120 2500 120.0 IOI hub: 89,0 m (TOT: 149,0 m) (1317)	0:00	0:00
10	VESTAS V162 5600 162.0 IOI hub: 118,0 m (TOT: 199,0 m) (1318)	0:00	0:00
11	VESTAS V162 5600 162.0 IOI hub: 111,0 m (TOT: 192,0 m) (1319)	0:00	0:00
12	VESTAS V162 5600 162.0 IOI hub: 111,0 m (TOT: 192,0 m) (1320)	0:00	0:00
13	VESTAS V162 5600 162.0 IOI hub: 111,0 m (TOT: 192,0 m) (1321)	0:00	0:00
14	VESTAS V162 5600 162.0 IOI hub: 111,0 m (TOT: 192,0 m) (1322)	0:00	0:00
15	VESTAS V162 5600 162.0 IOI hub: 111,0 m (TOT: 192,0 m) (1323)	0:00	0:00
16	VESTAS V162 5600 162.0 IOI hub: 111,0 m (TOT: 192,0 m) (1324)	0:00	0:00
17	VESTAS V162 5600 162.0 IOI hub: 111,0 m (TOT: 192,0 m) (1325)	0:00	0:00
18	VESTAS V162 5600 162.0 IOI hub: 111,0 m (TOT: 192,0 m) (1326)	0:00	0:00
19	VESTAS V162 5600 162.0 IOI hub: 111,0 m (TOT: 192,0 m) (1327)	0:00	0:00
20	VESTAS V162 5600 162.0 IOI hub: 111,0 m (TOT: 192,0 m) (1328)	177:56	47:13
21	VESTAS V162 5600 162.0 IOI hub: 111,0 m (TOT: 192,0 m) (1329)	305:38	71:24
22	VESTAS V162 5600 162.0 IOI hub: 111,0 m (TOT: 192,0 m) (1330)	293:24	73:53
23	VESTAS V90 3000 90.0 IOI hub: 80,0 m (TOT: 125,0 m) (224)	6:24	1:24
24	VESTAS V90 3000 90.0 IOI hub: 80,0 m (TOT: 125,0 m) (225)	0:00	0:00

To be continued on next page...



Project:
20200316_MV2_MER_SS_v0.1

SHADOW - Main Result

Calculation: 20200616 VKA cumu

...continued from previous page

No.	Name	Worst case [h/year]	Expected [h/year]
25	VESTAS V90 3000 90.0 IOI hub: 80,0 m (TOT: 125,0 m) (226)	68:03	21:12
26	VESTAS V90 3000 90.0 IOI hub: 80,0 m (TOT: 125,0 m) (227)	15:24	4:38
27	VESTAS V90 3000 90.0 IOI hub: 80,0 m (TOT: 125,0 m) (228)	5:01	1:25
28	VESTAS V90 3000 90.0 IOI hub: 80,0 m (TOT: 125,0 m) (229)	0:00	0:00
29	VESTAS V90 3000 90.0 IOI hub: 80,0 m (TOT: 125,0 m) (230)	0:00	0:00
30	VESTAS V90 3000 90.0 IOI hub: 80,0 m (TOT: 125,0 m) (231)	0:00	0:00
31	VESTAS V112-3.6 3600 112.0 IOI hub: 94,0 m (TOT: 150,0 m) (232)	0:00	0:00
32	VESTAS V112-3.6 3600 112.0 IOI hub: 94,0 m (TOT: 150,0 m) (233)	0:00	0:00
33	VESTAS V112-3.6 3600 112.0 IOI hub: 94,0 m (TOT: 150,0 m) (234)	4:03	0:49
34	VESTAS V112-3.6 3600 112.0 IOI hub: 94,0 m (TOT: 150,0 m) (235)	6:54	1:01
35	VESTAS V112-3.6 3600 112.0 IOI hub: 94,0 m (TOT: 150,0 m) (236)	0:00	0:00
36	VESTAS V112-3.6 3600 112.0 IOI hub: 94,0 m (TOT: 150,0 m) (237)	0:00	0:00
37	VESTAS V112-3.6 3600 112.0 IOI hub: 94,0 m (TOT: 150,0 m) (238)	0:00	0:00
38	VESTAS V112-3.6 3600 112.0 IOI hub: 94,0 m (TOT: 150,0 m) (239)	0:00	0:00
39	VESTAS V112-3.6 3600 112.0 IOI hub: 94,0 m (TOT: 150,0 m) (240)	0:00	0:00
40	VESTAS V112-3.6 3600 112.0 IOI hub: 94,0 m (TOT: 150,0 m) (241)	0:00	0:00
41	VESTAS V112-3.6 3600 112.0 IOI hub: 94,0 m (TOT: 150,0 m) (242)	0:00	0:00
42	VESTAS V112-3.6 3600 112.0 IOI hub: 94,0 m (TOT: 150,0 m) (243)	0:00	0:00
43	VESTAS V112-3.6 3600 112.0 IOI hub: 94,0 m (TOT: 150,0 m) (244)	0:00	0:00
44	VESTAS V112-3.6 3600 112.0 IOI hub: 94,0 m (TOT: 150,0 m) (245)	0:00	0:00
45	GE WIND ENERGY GE Haliade-2 12000 220.0 I-I hub: 135,0 m (TOT: 245,0 m) (246)	16:04	4:51

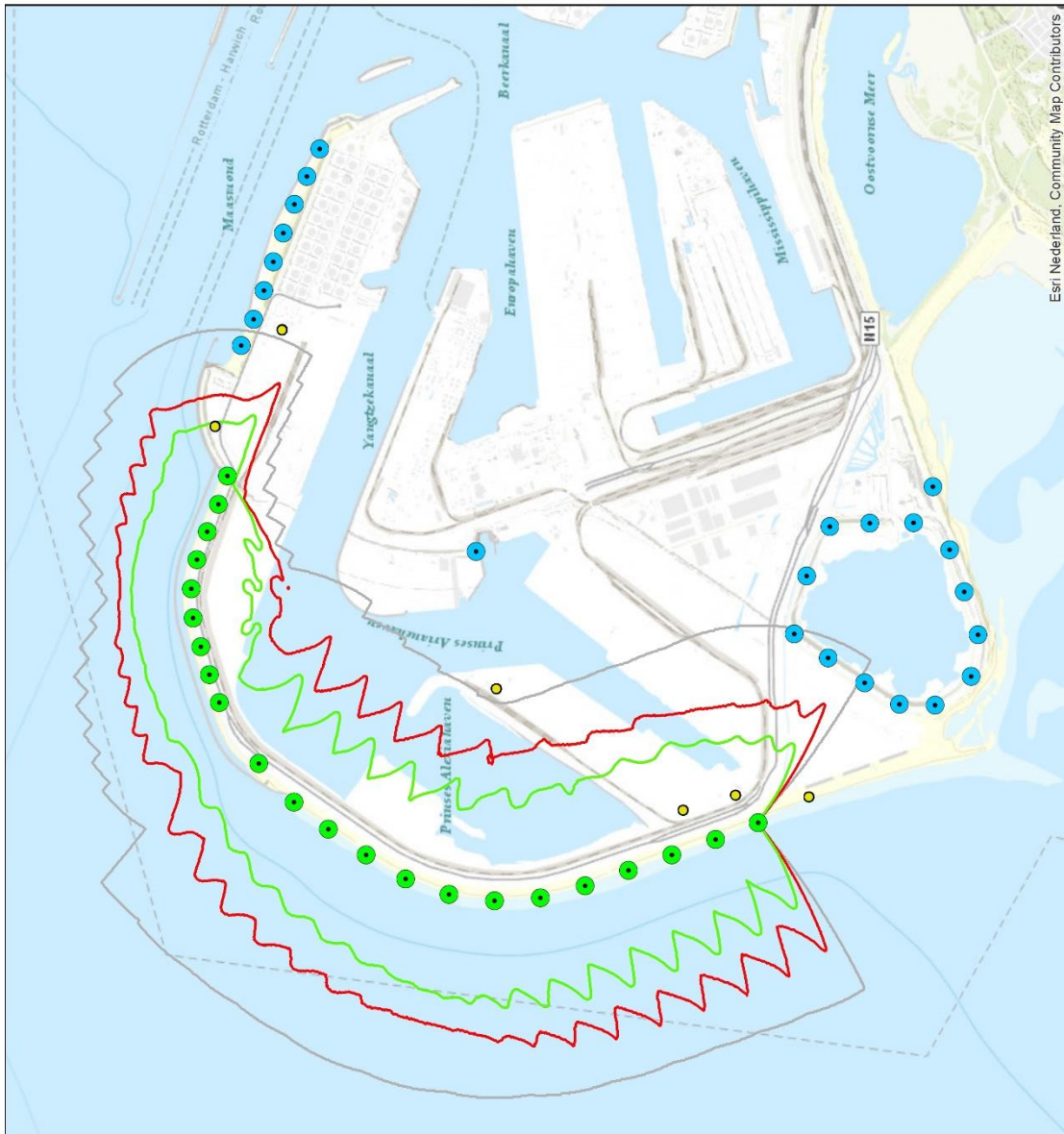
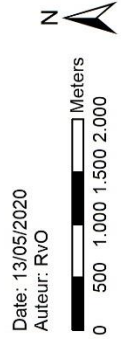
Total times in Receptor wise and WTG wise tables can differ, as a WTG can lead to flicker at 2 or more receptors simultaneously and/or receptors may receive flicker from 2 or more WTGs simultaneously.

BIJLAGE 16 SLAGSCHADUWCONTOUREN VKA



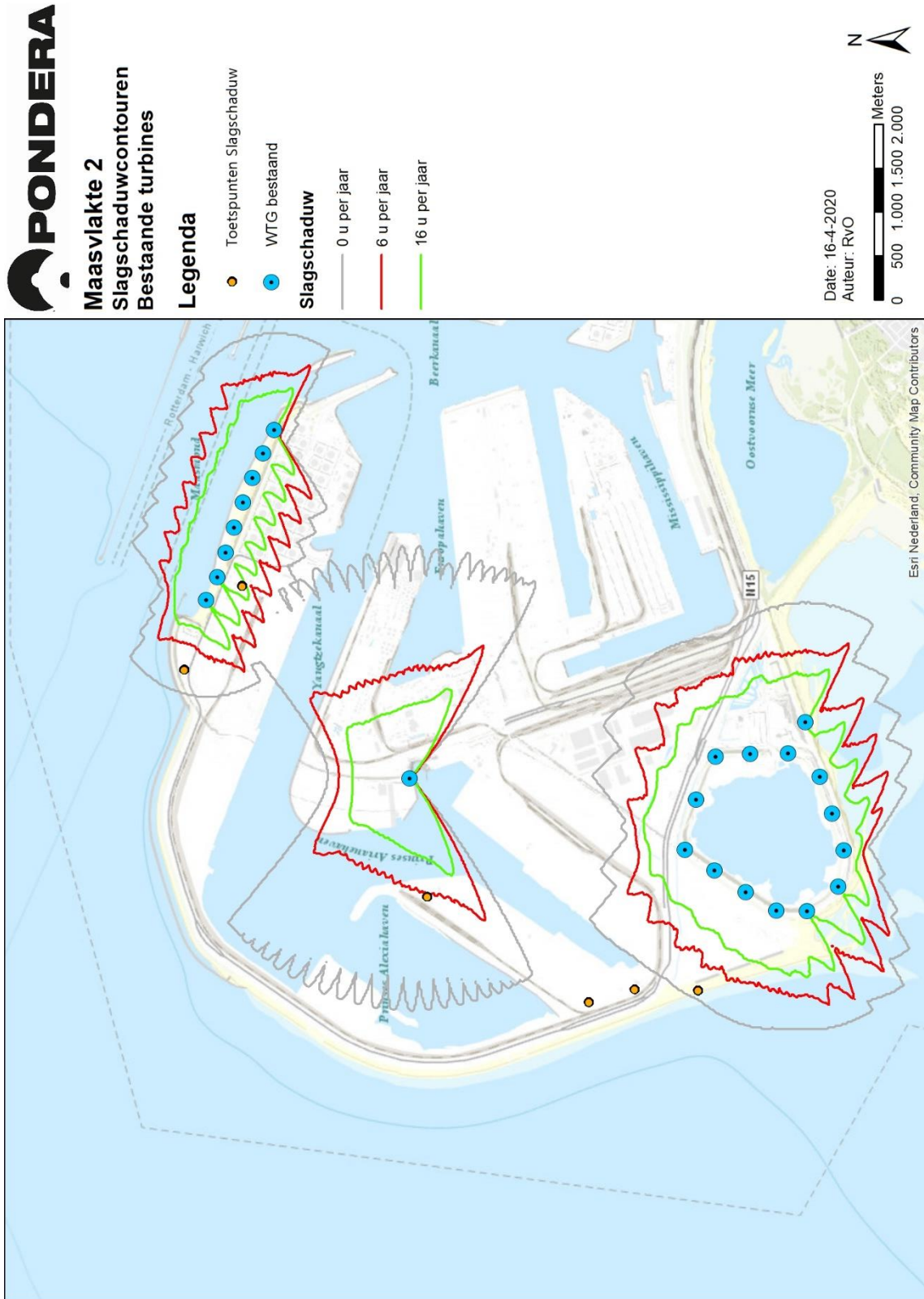
**Maasvlakte 2
Slagschaduwcontouren
VKA**

- Legenda**
- WTGs VKA
 - Toetspunten Slagschaduw
 - WTG bestaand
- Slagschaduw**
- 0 u per jaar
 - 6 u per jaar
 - 16 u per jaar



Esri Nederland, Community Map Contributors

BIJLAGE 17 SLAGSCHADUWCONTOUREN HUIDGE TURBINES

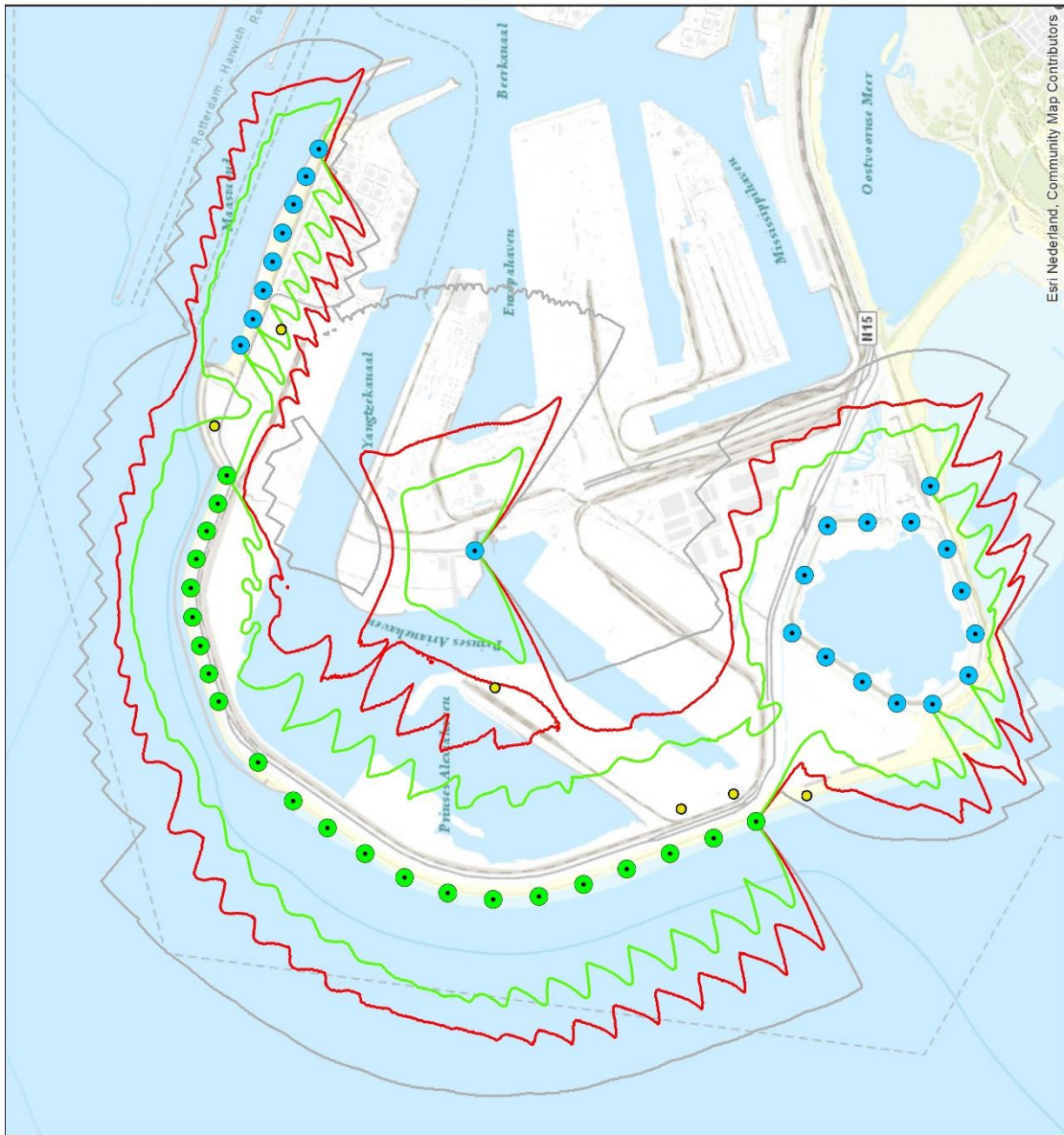
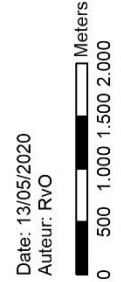


BIJLAGE 18 SLAGSCHADUWCONTOUREN VKA CUMULATIEF



Maasvlakte 2 Slagschaduwcontouren VKA

- Legenda**
- WTGs VKA
 - Toetspunten Slagschaduw
 - WTG bestaand
- Slagschaduw**
- 0 u per jaar
 - 6 u per jaar
 - 16 u per jaar



Esri, Nederland, Community Map Contributors

BIJLAGE 3



719081
16 juni 2020

ANALYSE EXTERNE
VEILIGHEID
VERGUNNINGEN

WINDPARK ZEEWERING
TWEEDE MAASVLAKTE

ENECO B.V.

v0.1





Duurzame oplossingen in
energie, klimaat en milieu

Postbus 579
7550 AN Hengelo
Telefoon (074) 248 99 40

Documenttitel	Analyse externe veiligheid Vergunningen Windpark Zeewering Tweede Maasvlakte
Soort document	v0.1
Datum	16 juni 2020
Projectnummer	719081
Opdrachtgever	Eneco B.V.
Auteur	■■■■■■■■■■, Pondera Consult
Vrijgave	■■■■■■■■■■, Pondera Consult

INHOUDSOPGAVE

1	Inleiding	0
1.1	Windturbines	1
1.2	Posities windturbines	4
2	Bebouwing	6
2.2	Kwetsbare en beperkt kwetsbare objecten	8
2.3	Bestemmingsplanmogelijkheden	12
3	Wegen	15
3.1	Rijkswegen	15
3.2	Gevaarlijke wegtransporten	16
3.3	Spoorwegen / Container exchange route	17
4	Risicovolle inrichtingen en installaties	19
4.1	Bestaande risicovolle inrichtingen	19
5	Ondergrondse buisleidingen en bovengrondse gasnetwerk	22
6	Hoogspanningsinfrastructuren	32
6.1	Bovengrondse installatie TenneT voor Windpark HKZ	32
6.2	Toekomstige elektranetwerk IJmuiden Ver	33
6.3	Domino effect van buisleiding	34
7	Waterkeringen	35
8	Beleid en toekomstige ontwikkelingen havenbedrijf Rotterdam	36
8.1	Futureland	36
8.2	High Impact Zone	37
9	Kwalitatieve analyse ijsworp scenario	39

1 INLEIDING

Eneco B.V. heeft het voornemen om een windpark te realiseren langs de zeewering van de Tweede Maasvlakte. Een deel van het windpark wordt gerealiseerd op de harde zeewering en een deel van het windpark op het strand en duingedeelte (de zachte zeewering). Het gebied rondom het windpark is beoogd als toekomstig havengebied en heeft een waterkerende functie inclusief enkele locaties met recreatieve strandactiviteiten.

Deze analyse is opgesteld in het kader van het aanvragen van een vergunning voor de bouw van het beoogde windpark. Er wordt onderzocht wat de mogelijke effecten kunnen zijn in relatie tot het onderwerp externe veiligheid en toetst dit aan huidige wet- en regelgeving voor de veiligheid van de omgeving bij de ontwikkeling, exploitatie en bouw van windturbines. Hierbij worden de windturbines getoetst aan de eisen in het geldende Activiteitenbesluit milieubeheer (Activiteitenbesluit). Ook wordt, waar relevant, een doorkijk gegeven naar mogelijke effecten voor inrichtingen van derden in de omgeving in relatie tot het Besluit externe veiligheid inrichtingen (Bevi) en voor buisleidingen naar het Besluit externe veiligheid buisleidingen (Bevb). Additioneel worden ook andere beleidsvraagstukken beschouwd zoals de invloed van de windturbines op de veiligheid van de waterkering, passanten of gevaarlijk vervoer op de snelwegen en gevolgen voor momenteel onderliggende bestemmingen van het havengebied en wordt een doorkijk gegeven naar het beleid wat het havenbedrijf Rotterdam zelf heeft opgesteld.

Alle uitgangspunten, faalscenario's en analyses in deze rapportage zijn gebaseerd op het handboek voor risicozonering van windturbines bestaande uit een handleiding en de handreiking (versie oktober 2019 en 20 mei 2020)¹, dat een handreiking geeft voor de uitvoering van risicoanalyses bij windturbines in Nederland. De handleiding en de handreiking zijn wijd geaccepteerd als leidraad voor het uitvoeren van dergelijke analyses en meermaals juridisch getoetst in windenergieprojecten. Daarnaast wordt gekeken naar gepubliceerd aanvullend beleid dat betrokken beheerders van infrastructures, overheden of derden volgen.

In de hierop volgende hoofdstukken wordt per onderwerp de veiligheidssituatie geanalyseerd.

Kader 1.1 Relatie met voorkeursalternatief uit het milieu effect rapport Windpark Maasvlakte II

In deze rapportage voor de vergunningsaanvraag zijn de analyses en berekeningen uitgevoerd aan de hand van de specifieke gegevens van beschikbare windturbintypes binnen de aangegeven bandbreedtes in het milieueffectrapport van Windpark Maasvlakte II en de aanvraag omgevingsvergunning.

Dit betekent dat effecten zijn doorgerekend met specifieke gegevens behorende bij de specifieke windturbintypes. In de rapportage van het milieueffectrapport zijn de effecten zichtbaar van de beschikbare bandbreedte waarbij de specifieke informatie van de verschillende windturbintypes nog niet is verwerkt. De situatie van het milieueffectrapport kan worden gezien als een worst-case analyse van de situatie op basis van generieke waarden, terwijl dit vergunningenrapport een nadere uitwerking is van windturbines die binnen de bandbreedte van de vergunning te plaatsen zijn. Binnen deze bandbreedte is dit nog altijd een worst-case benadering.

¹ Vanaf nu samen genaamd: Het HRW of het Handboek risicozonering

1.1 Windturbines

Om inzicht te geven in de mogelijkheden en risico's wordt gebruik gemaakt van een bandbreedte voor de toe te passen afmetingen van de windturbines. De toegepaste bandbreedten staan vermeld in Tabel 1.1. Voor het Milieueffectrapport van dit windpark worden twee verschillende opstellingen van verschillende formaten windturbines onderzocht. Het voorkeursalternatief wat in deze rapportage wordt besproken vormt een uitwerking van de twee onderzochte opstellingsalternatieven in het Milieueffectrapport. Binnen het voorkeursalternatief is een splitsing aangebracht tussen de windturbines op de harde zeewering en op de zachte zeewering. Er zijn verschillende bandbreedte van het formaat van de windturbines toegepast.

Tabel 1.1 Uitgangspunten voorkeursalternatief voor vergunningen

Wering	Aantal	Masthoogte	Rotordiameter	Tiphoogte
Harde zeewering A	9	67 - 76	115 - 120	125 - 136
Harde Zeewering B	1	101 - 105	150 - 162	176 - 186
Zachte Zeewering	12	101 – 105	150 - 162	176 - 186

Voor de onderzoeken in deze rapportage is beschouwd welke windturbines op het moment van schrijven beschikbaar zijn binnen de aangegeven bandbreedtes. De specifieke eigenschappen van de windturbines zijn verkregen van de fabrikanten. De windturbines staan vermeld in onderstaande tabel.

Tabel 1.2 Onderzochte specifiek beschikbare windturbinetypes

Locatie	Turbine type	Masthoogte	Rotordiameter	Nominaal toerental	Zwaartepuntsafstand rotorblad tot ascentrum
HZ-1-9	SWT-DD-120	76	120	13,4	18,5
HZ-1-9	N117/3,6	76	116,8	12,6	19,467 ^(a)
HZ-1-9	E-115 EP3 4,2MW	76	115	12,9	18,11
HZ-1-9	E-115 EP3 3,0MW	76	115	12,4	18,11
ZZ en HZ-10	V162-5,6	105	162	9,33	27 ^(a)
ZZ en HZ-10	GE158-5,5	105	158	9,7	25,2
ZZ en HZ-10	E-160 EP5 E2	105	160	9,4	25,73
ZZ en HZ-10	SG5.8/155	105	155	9,3	25,83 ^(a)
ZZ en HZ-10	V150-5,6	105	150	10,13	24,8

(a) Waarde niet beschikbaar dus bepaald met uitgangspunt $Z_p = 1/3 \times \text{Bladlengte}$.

*NB – Het kan zijn dat de uiteindelijke windturbinetypes variëren in vermogen t.o.v. deze lijst omdat nieuwe windturbines beschikbaar komen of eigenschappen wijzigen.

1.1.1 Interne veiligheid

De interne veiligheid van windturbines is geregeld via de certificering van het ontwerp en de productie. In Nederland mogen alleen windturbines worden geplaatst die gecertificeerd zijn volgens de veiligheidsnormen NVN 11400-0 en aansluitend NEN-EN-IEC 61400. Deze normen bevatten criteria voor veiligheid, geluidemissies en rendement. De keuring volgens deze normen is gericht op een veilige en betrouwbare werking van een windturbine en wordt verricht door een erkend keuringsinstituut. Het windturbineontwerp wordt o.a. gecontroleerd op sterkte van de constructie, elektrische veiligheid, bliksemafleiding en beveiliging tegen te harde wind. De windturbine wordt ook getest. Zo worden er bijvoorbeeld onder verschillende omstandigheden remproeven uitgevoerd. Ook wordt de brandveiligheid van de constructie in de normen behandeld. Voor uitvoering van deze analyse wordt ervan uitgegaan dat de te plaatsen windturbines NEN-EN-IEC-61400 gecertificeerd zijn. Het onderwerp interne veiligheid wordt verder niet geanalyseerd.

1.1.2 Faalscenario's en bepaling effectafstanden

Windturbines kunnen op vijf manieren een risico veroorzaken voor hun omgeving. Het Handboek risicozonering omschrijft de volgende vijf scenario's:

- Mastfalen
 - Het omvallen vanaf de mast, worst-case weergegeven door omvallen vanaf de voet van de mast. In bijlage 1 is in een notitie van RHDHV genaamd "Veiligheidsbeschouwing windturbinefundatie bij aanleg op een terp tegen de harde zeekering" aangegeven waarom gerekend kan worden vanaf de voet van de mast in de plaats van de onderkant van het fundament als maatgevend breekpunt.
- Gondelfalen
 - Het naar beneden vallen van de gondel (of rotorhub), weergegeven door het naar beneden vallen van de gondel inclusief de volledige rotor vallend langs de maststoren.
- Bladworp bij nominaal toerental en overtoeren
 - Het afwerpen van een enkel rotorblad tijdens operatie met een nominaal toerental of in een overtoerensituatie². Specifiek voor dit faalscenario is de hoogte van de windturbine ten opzichte van de grond van belang. Voor dit project wordt daarom de hoogte van het fundament van de windturbine ten opzichte van de hoogte van de haven de Maasvlakte als uitgangspunt genomen voor dit faalscenario.
- Vallende kleine onderdelen
 - Het vallen van kleine onderdelen zoals bouten en moeren. Dit scenario veroorzaakt vrijwel geen schade of risico voor de externe omgeving door de kleine kans van voorkomen en het relatief beperkte gevolg. Dit scenario wordt niet verder onderzocht in deze analyse.
- Het afwerpen of neervallen van ijsvorming
 - Bij significante ijsvorming aan de bladen kunnen brokstukken van ijs worden afgeworpen. In Hoofdstuk 9 worden over dit scenario adviezen gegeven voor de betrokken locaties.

² Conform het HRW wordt de overtoeren situatie omschreven als bladworp bij 2x het nominale toerental. Dit is een overschatting van de werkelijk optredende toerentallen bij een overtoeren situatie, welke eerder 1,25x het nominaal toerental bedragen.

Per faalscenario hoort een maximale effectafstand. Buiten deze maximale effectafstand is er geen sprake van een significant risico voor het betrokken faalscenario. Voor mastfalen is de maximale effectafstand de afstand van tiphoogte; wat in deze analyse maximaal 186 meter is. Voor gondelfalen omschrijft het HRW een maximale afstand van een halve rotordiameter die in dit geval 81 meter bedraagt. De maximale effectafstanden bij bladworp worden berekend met behulp van:

- de gegeven nominale toerentallen en;
- de zwaartepuntsafstand van een rotorblad tot het centrum van de as.

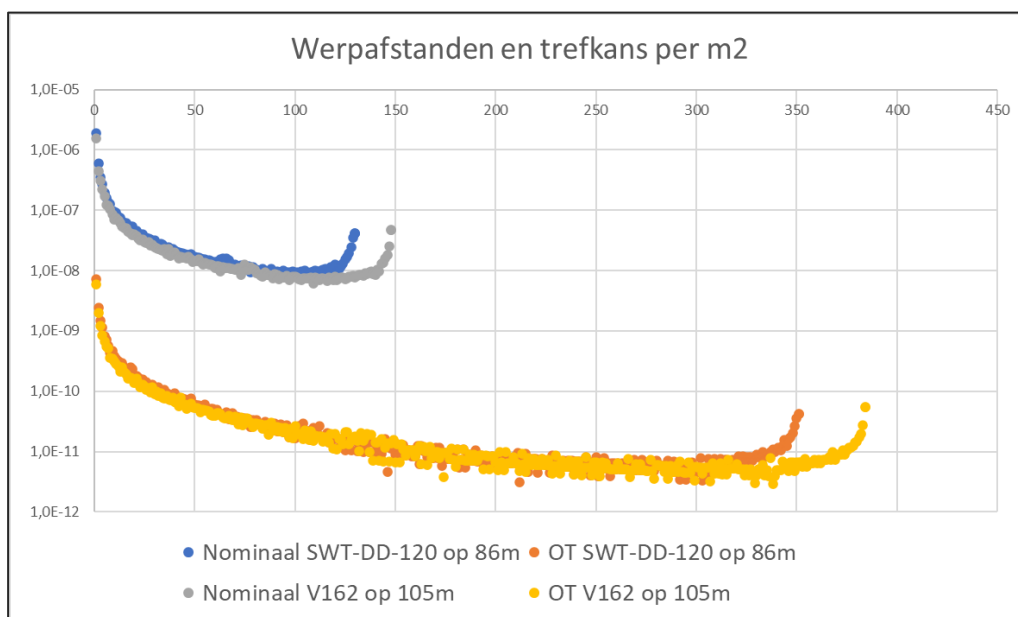
Hiervoor worden de formules 2.5 t/m 2.13 in paragraaf “3.2.1 Ballistisch model zonder luchtkrachten” uit de handleiding risicoberekeningen windturbines (versie oktober 2019). Tabel 1.3 geeft de verschillende werpafstanden voor de onderzochte windturbintypes weer (zie ook Tabel 1.2 voor de eigenschappen van de windturbines).

Tabel 1.3 Werpafstanden windturbines onderzocht op potentiële effecten

Windturbintype	Rotoras hoogte t.o.v. Maaiveld Maasvlakte (5m)	Werpafstand bij nominaal toerental in m	Werpafstand bij overtoeren in m
SWT-DD-120	84 / 86	128,9 / 129,9	349 / 351
N117/3,6	84 / 86	127,3 / 128,3	343 / 345
E-115 EP3 4,2MW	84 / 86	119,6 / 120,6	318 / 319
E-115 EP3 3,0MW	84 / 86	113,9 / 114,9	298 / 300
V162-5.6 MW	106 / 113	144,2 / 148,6	376 / 383
GE158-5.5	106 / 113	138,8 / 143	359 / 365
E-160 EP5 E2	106 / 113	137,1 / 141,3	353 / 360
SG5.8/155	106 / 113	136,0 / 140,3	349 / 356
V150-5.6 MW	106 / 113	143,4 / 146,8	375 / 380

Voor de twee maatgevende windturbines zijn onderstaand de bijbehorende grafieken voor het treffen van een vierkante meter door bladworp weergegeven.

Figuur 1.1 Werpafstand en trefkans maatgevende windturbines per m2



De maximale effectafstanden behorende bij het faalscenario Bladworp bij overtoeren worden gebruikt om alle objecten te identificeren die een risico zouden kunnen ondervinden. Objecten gelegen buiten deze afstand ondervinden geen risico bij realisatie van de onderzochte windturbinetypes.

1.2 Posities windturbines

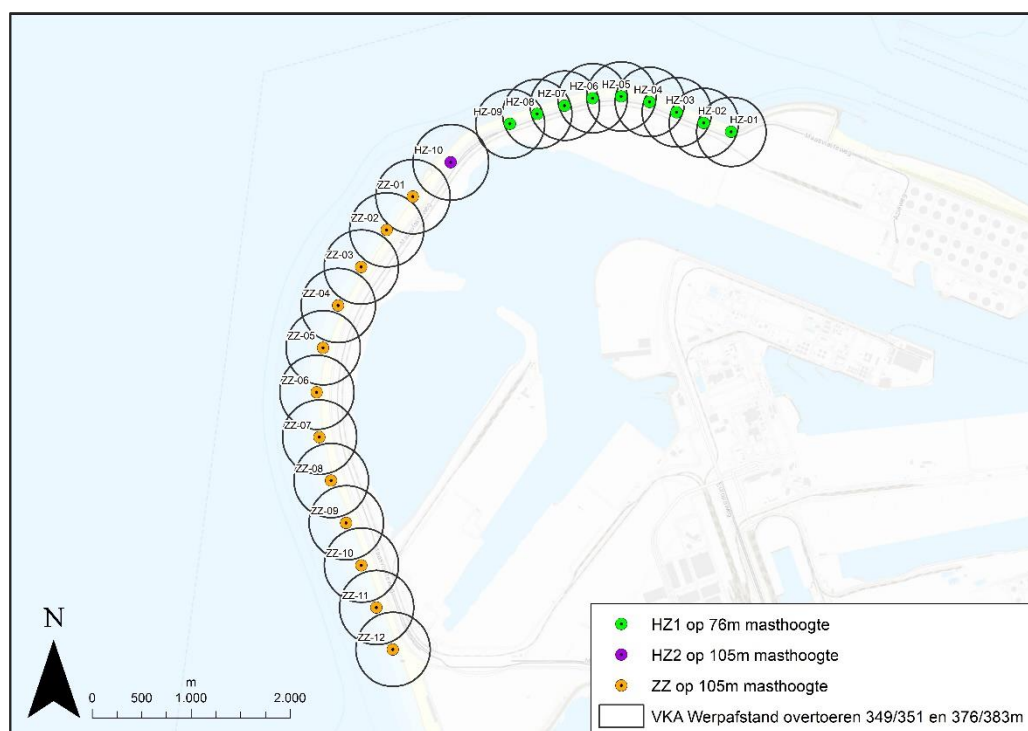
In deze analyse worden 22 windturbineposities onderzocht. De coördinaten van de windturbines staan weergegeven in Tabel 1.4 en de posities zijn zichtbaar in Figuur 1.2

Tabel 1.4 Onderzochte windturbineposities (coördinaten in Rijksdriehoekstel)

Windturbinepositie	X-coördinaat	Y-coördinaat
HZA – 1	61.225,3	444.897,7
HZA – 2	60.947,4	444.988,5
HZA – 3	60.673,9	445.096,8
HZA – 4	60.401,3	445.200,8
HZA – 5	60.113,6	445.255,9
HZA – 6	59.823,2	445.237,9
HZA – 7	59.542,0	445.163,2
HZA – 8	59.263,5	445.078,7
HZA – 9	58.990,1	444.979,3
HZB – 10	58.390,2	444.590,7
ZZ – 01	58.007,3	444.242,9
ZZ – 02	57.742,9	443.906,7
ZZ – 03	57.485,3	443.531,9

ZZ – 04	57.251,2	443.142,8
ZZ – 05	57.099,1	442.714,9
ZZ – 06	57.035,7	442.265,2
ZZ – 07	57.063,3	441.812,0
ZZ – 08	57.180,3	441.373,1
ZZ – 09	57.333,4	440.944,8
ZZ – 10	57.486,5	440.516,5
ZZ – 11	57.639,6	440.088,1
ZZ – 12	57.805,4	439.665,4

Figuur 1.2 Weergave windturbineposities en identificatieafstand



De volgende hoofdstukken volgen de opbouw van de Handreiking risicozonering windturbines.

2 BEBOUWING

2.1.1 Bepaling plaatsgebonden risico contouren

De plaatsgebonden risicocontouren van het voorkeursalternatief zijn berekend met behulp van de formules uit de Handleiding Risicoberekeningen Windturbines (versie oktober 2019) met het Ballistisch model zonder luchtkrachten en de formules uit paragrafen 3.3.2, 4.1.1 en 5.1.1. Hierin worden de vier faalscenario's van windturbines doorberekend en dit resultaat in een bepaald risico per strekkende meter afstand vanaf de windturbine.

Hierbij is uitgegaan van de eigenschappen van de windturbines zoals weergegeven in de volgende tabel. Voor bepaling van de bladworpsscenario's is tevens gerekend met bladworp vanaf de hogere ashoogte door plaatsing van de windturbines gedeeltelijk boven op de waterkering.

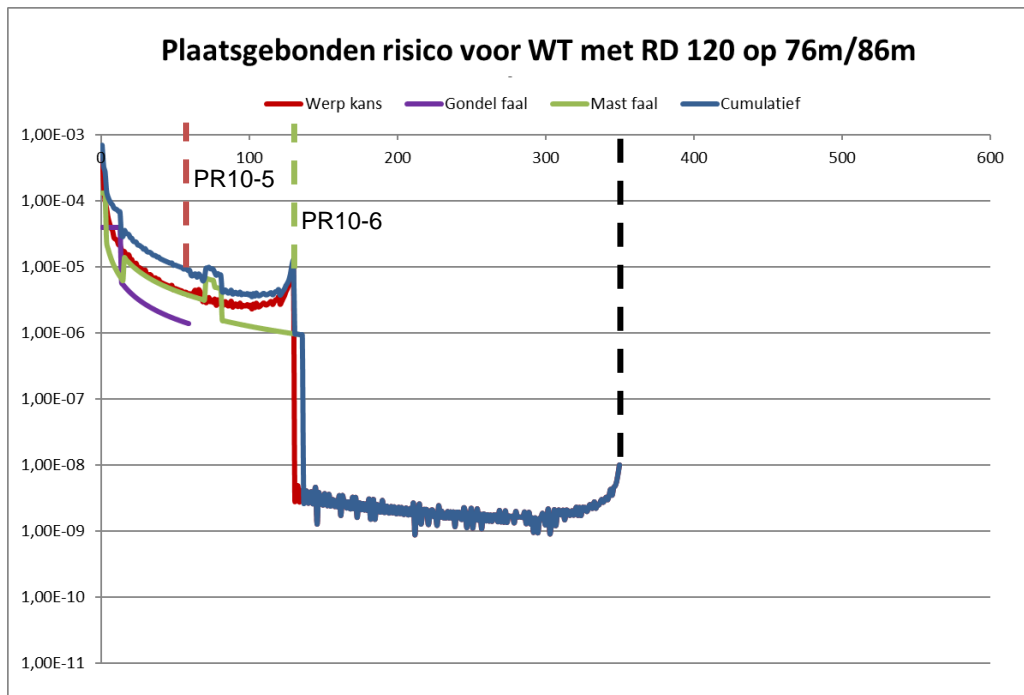
Tabel 2.1 Eigenschappen per windturbine

Eigenschap	VKA – SG-DD-120	VKA – V162	Eenheid
Rotordiameter	120	162	meter
Masthoogte	76	105	meter
Rotorashoogte*	84 / 86	106 / 113	meter
Dimensies gondel	4,2 x 4,2 x 12,2	7,8 x 7,8 x 25	meter
Breedte mast	4,5	4,3	meter
Generiek nominaal toerental**	13,4	9,33	rotaties per minuut (rpm)
Zwaartepuntsafstand rotorblad tot ascentrum**	18,5	27	meter

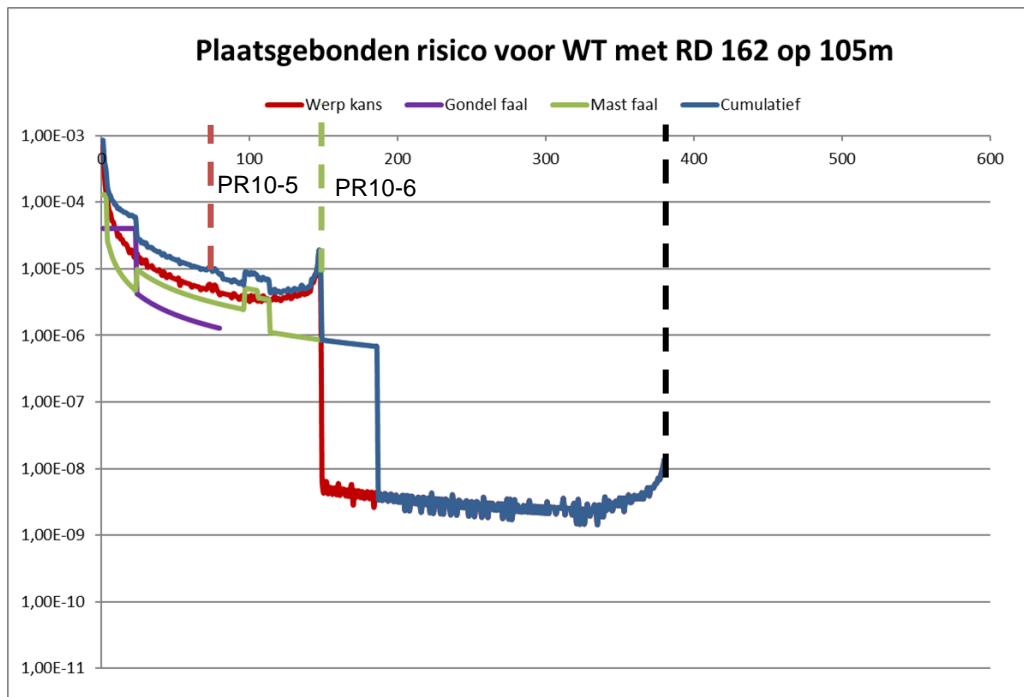
* Verschil in ashoogte en rotorashoogte is als gevolg van de hogere locatie van bladworp door het hoge fundament op de waterkering voor de hoogte van de te raken objecten is uitgegaan van de hoogte van het terrein van de Maasvlakte op +5m NAP.

Dit resulteert in de volgende 2 grafieken die het plaatsgebonden risico per strekkende meter afstand vanaf het hart van de windturbine weergeven. Hierin is ook de maximale effectafstand behorende bij het bladworp bij overtoeren faalscenario zoals opgenomen in de handleiding risicoberekeningen windturbines opgenomen.

Figuur 2.1 Weergave plaatsgebonden risico voor SG-DD-120



Figuur 2.2 Weergave plaatsgebonden risico voor Vestas V162



NB. Dit is de grafiek voor bladworp vanaf 113m ashoogte.

De plaatsgebonden risicocontouren zijn daarmee als volgt vastgesteld voor de windturbinetypes van het voorkeursalternatief:

Tabel 2.2 Afstanden behorende bij PR-contouren

Windturbine	PR10-05 contour	PR10-06 contour
HZ01 t/m HZ08	53 meter	130 meter
HZ09	51 meter	129 meter
HZ10	76 meter	148 meter
ZZ01 t/m ZZ12	73 meter	144 meter

2.2 Kwetsbare en beperkt kwetsbare objecten

Windturbines vallen qua toetsing van externe veiligheid onder het Activiteitenbesluit milieubeheer. Hierin is naast algemene regels over onderhoud, inspectie en veiligheid in artikel 3.15a opgenomen dat:

Het plaatsgebonden risico voor een buiten de inrichting gelegen kwetsbaar object, veroorzaakt door een windturbine of een combinatie van windturbines, niet hoger is dan 10^{-6} per jaar.

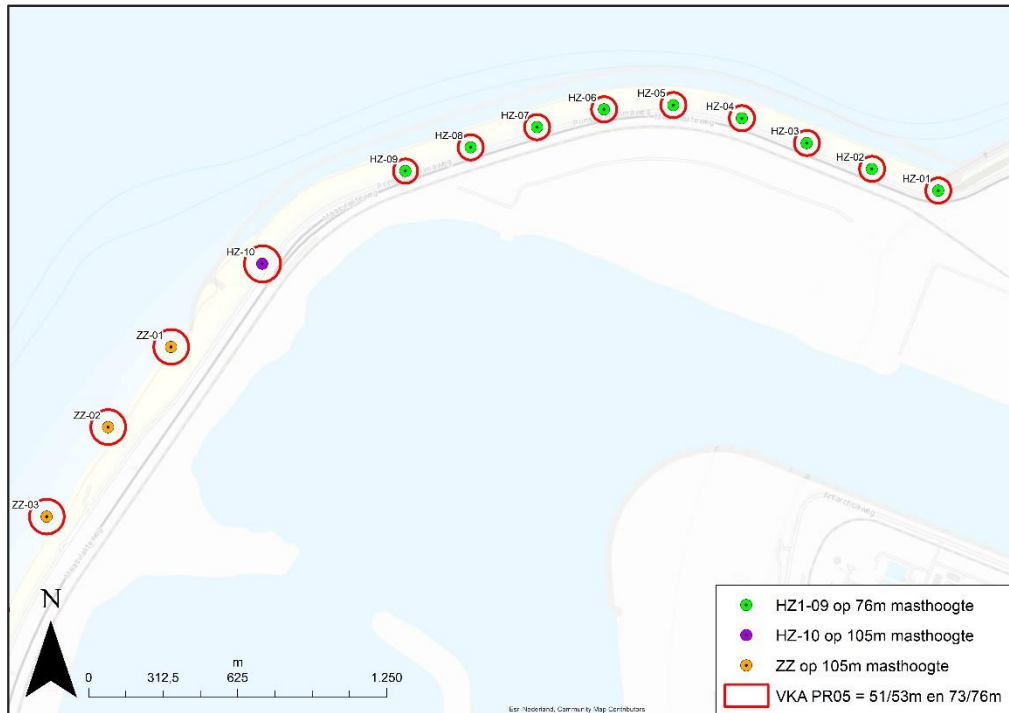
Het plaatsgebonden risico voor een buiten de inrichting gelegen beperkt kwetsbaar object, veroorzaakt door een windturbine of een combinatie van windturbines, niet hoger is dan 10^{-5} per jaar.

Op het moment dat de toekomstige omgevingswet wordt ingevoerd vallen windturbines onder het Besluit activiteiten leefomgeving (BAL) in artikel 3.13 geldt een vergunningplicht, waarbij de PR 10^{-05} en 10^{-06} afstanden moeten worden berekend.

2.2.1 Beperkt kwetsbare objecten

De PR 10^{-05} contour is voor het voorkeursalternatief is bepaald op maximaal 53 meter voor de windturbines op de Harde zeewering HZ01 t/m HZ-09 en op maximaal 73 meter voor de windturbines op de Zachte Zeewering ZZ-01 t/m ZZ-12.

Figuur 2.3 Weergave maximale ligging PR-contouren Noordkant



Figuur 2.4 Weergave maximale ligging PR-contouren Zuidkant



In de nabijheid van de windturbines op de zachte zeewering wordt het strand extensief gebruikt door recreanten. Volgens het bestemmingsplan is hier sprake van 'Extensieve dagrecreatie'. Dit is recreatie, waarbij relatief weinig mensen aanwezig zijn per oppervlakte-eenheid en waarbij

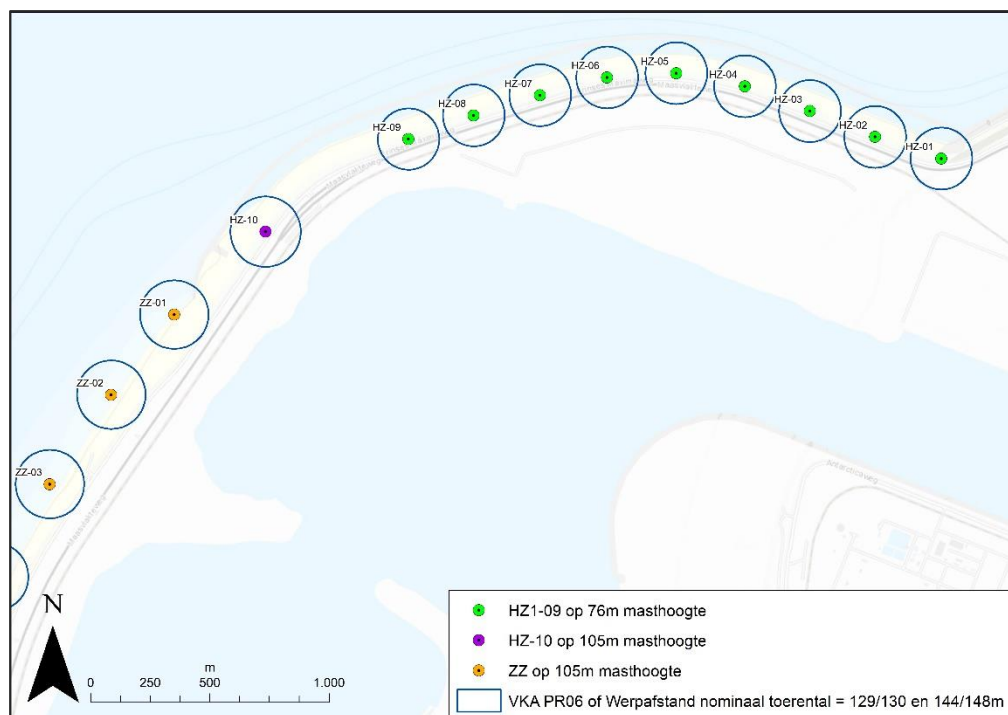
overnachting is uitgesloten. Dergelijke extensieve recreatie op een strand wordt niet gezien als een beperkt kwetsbaar object (of terrein).

Er zijn geen objecten aanwezig binnen de aangegeven afstanden. Het eerste gebouw van derden is gelegen op een minimale afstand van circa 122 meter. Er kan met zekerheid worden voldaan aan artikel 3.15a lid 1 van het activiteitenbesluit milieubeheer ook als andere windturbinetypes met vergelijkbare dimensies worden geplaatst.

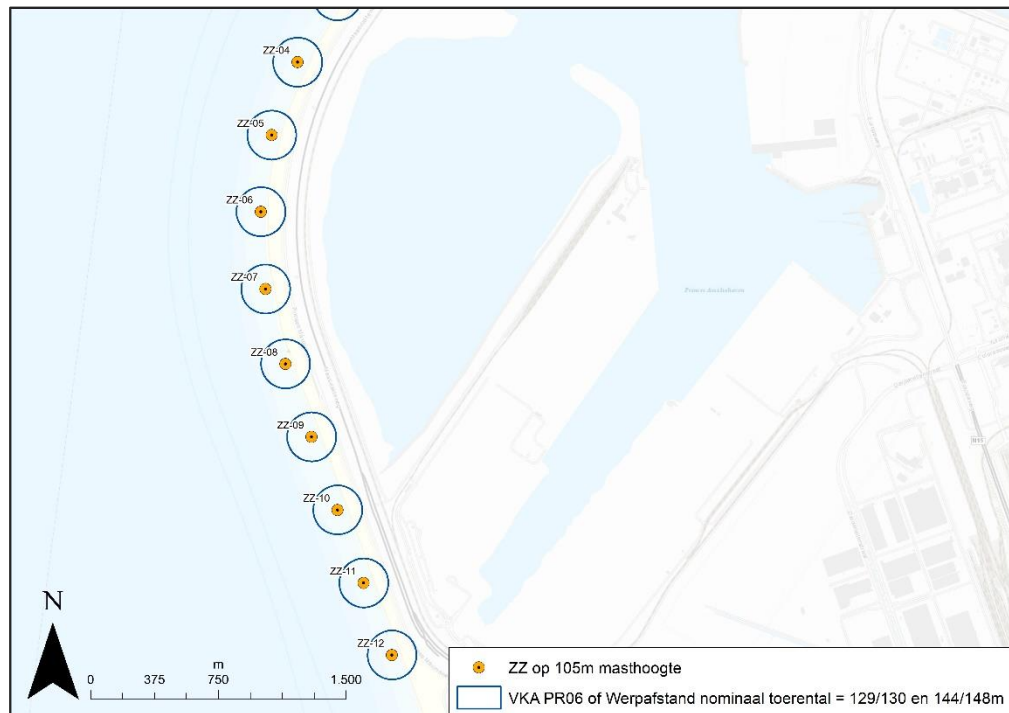
2.2.2 Kwetsbare objecten

De PR10⁻⁰⁶ contour is voor het voorkeursalternatief is bepaald op maximaal 130 meter voor de windturbines op de Harde zeewering HZ01 t/m HZ-09 en op maximaal 144 meter voor de windturbines op de Zachte Zeewering ZZ-01 t/m ZZ-12.

Figuur 2.5 Weergave maximale ligging PR-contouren Noordkant



Figuur 2.6 Weergave maximale ligging PR-contouren Zuidkant



Bij windturbinelocaties HZ-04 en HZ-10 is een klein transformatorhuisje gelegen binnen de maximale contouren. Dit zijn geen kwetsbaar objecten en ook geen beperkt kwetsbaar objecten.

Bij HZ-01 is ook een installatiehuisje van ca. 34 m² aanwezig. Ook dit installatiegebouw wordt niet gezien als een beperkt kwetsbaar of kwetsbaar object.

Er zijn geen gebouwen die kunnen worden gezien als kwetsbare objecten aanwezig binnen de aangegeven afstanden. Het eerste gebouw (Beveiligings- en toegangsgebouw containerhaven) van derden waar personen in aanwezig kunnen zijn is gelegen op een minimale afstand van meer dan 340 meter.



In het bestemmingsplan voor het windpark is echter ook vermeld dat de PR10⁻⁰⁶ contour niet over de bestemming 'specifiek vorm van recreatie – 2', wat gezien wordt als een intensief gebruikt strand, mag liggen. Het intensieve strand ligt op 187 meter afstand vanaf windturbine ZZ-12 en daarmee is er ruim voldoende afstand ook als dit intensieve strand wordt gezien als een kwetsbaar object. De mogelijke toekomstige ontwikkeling van Futureland op de Maasvlakte II wordt besproken in paragraaf 8.1.

2.3 Bestemmingsplanmogelijkheden

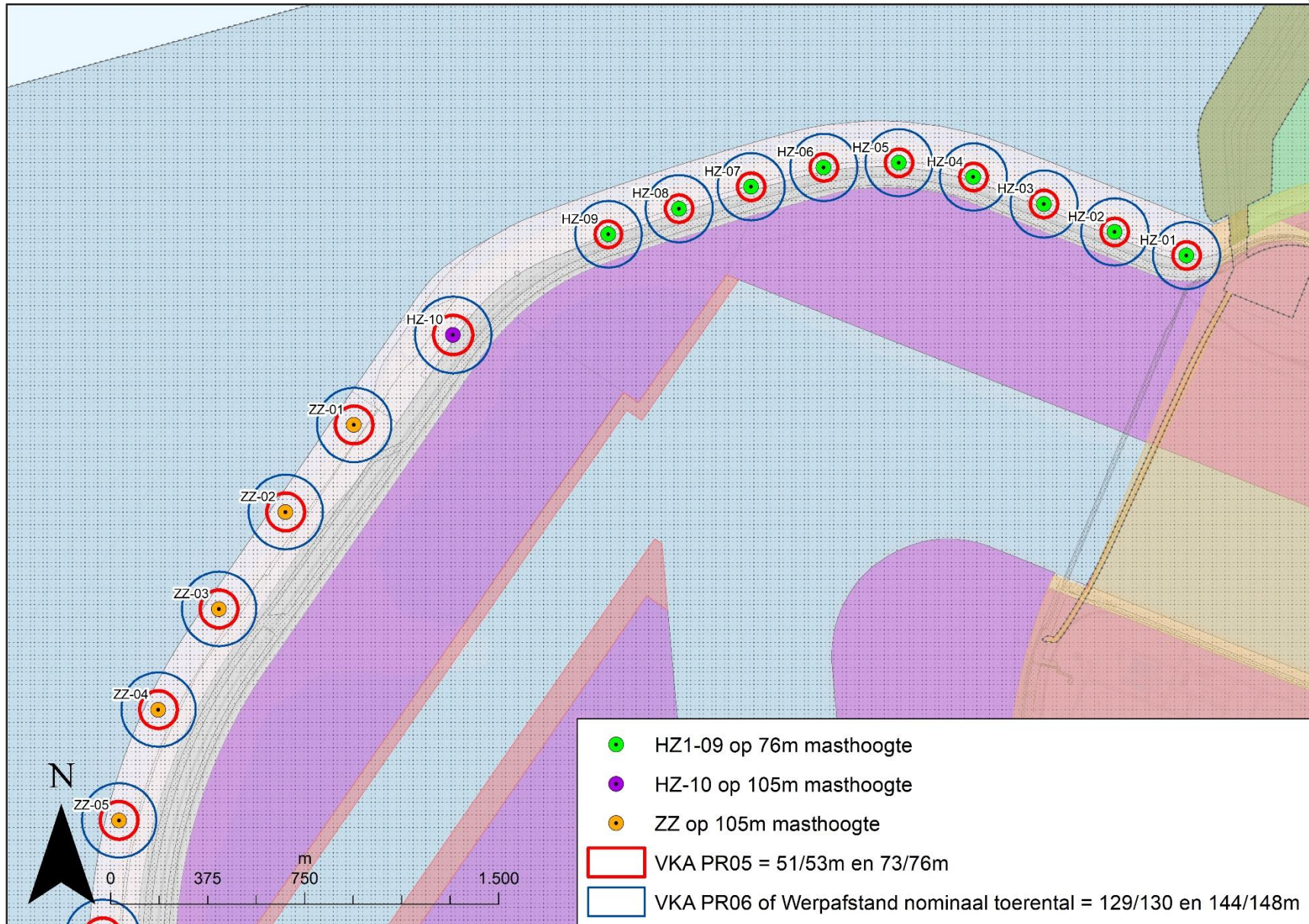
Naast invloed op bestaande objecten kunnen windturbines een invloed hebben op de mogelijkheden van bestemmingen³ in de nabije omgeving. Binnen de maximale ligging van de PR10⁻⁰⁵ en PR10⁻⁰⁶ contour zijn enkel bestemmingen aanwezig die vallen onder:

- Verkeer;
 - Voor deze bestemmingen geldt dat geen gebouwen zijn toegestaan buiten de twee aanduidingen. Er kunnen hier geen gebouwen worden gerealiseerd.
- Water;
 - Op deze bestemming kunnen geen gebouwen worden gerealiseerd.
- Waterstaatkundige doeleinden;
 - Op deze bestemming mogen enkel zeer kleine gebouwen worden gerealiseerd ter hoogte van specifieke aanduidingen. Ten zuiden van windturbine ZZ-12 is op 187 meter een terrein aangeduid als 'specifiek vorm van recreatie – 2'. In het bestemmingsplan voor het windpark is vermeld dat de PR10⁻⁰⁶ contour niet over de bestemming 'specifiek vorm van recreatie – 2' mag liggen. De PR10-06 conotur ligt op maximaal 144 meter en daarmee is er ruim voldoende afstand ook als dit intensieve strand wordt gezien als een kwetsbaar object.
- Bedrijf - 3, Bedrijf – 2, en Bedrijf – 1;
 - Op deze bestemmingen mogen allerlei vormen van bedrijfsvormingen worden gerealiseerd zoals containerhavens, chemische industrie of scheepvaartactiviteiten. Deze bestemmingen zijn enkel aanwezig binnen de PR10⁻⁰⁶ contour en niet binnen de PR10⁻⁰⁵ contour van het voorkeursalternatief. Gezien de bestemming bedrijf en de activiteiten die plaatsvinden aan de grens van uitgeefbaar terrein is de komst van kwetsbare objecten binnen deze kleine overlapzones niet waarschijnlijk maar het totale effect op de uitgeefbaarheid van deze percelen kan nader afgewogen worden door het Havenbedrijf Rotterdam. Binnen de overlapzone wordt alleen voldaan aan het Activiteitenbesluit Milieubeheer als de komst van 'bedrijfsgebonden kantoren', groter dan 1.500 m² én gebouwen waarin doorgaans grote aantallen personen gedurende een groot gedeelte van de dag aanwezig zijn, worden voorkomen.

Voor de dubbelbestemmingen of relevante aanduidingen in het bestemmingsplan geldt dat er geen aanduidingen of dubbelbestemmingen zijn geïdentificeerd die de bouw van beperkt kwetsbare of kwetsbare objecten (direct) mogelijk maakt. De windturbines veroorzaken door hun komst geen additionele belemmering voor objecten. Ten behoeve van duidelijkheid en helderheid verdient het aanbeveling om bij het ruimtelijk mogelijk maken van de windturbines een zone rond de windturbines op te nemen waarin de ontwikkeling van beperkt kwetsbare objecten wordt uitgesloten met een maximale maat gelijk aan de PR10⁻⁰⁵ contour.

Bij de inwerkingtreding van de omgevingswet dient ook rekening te worden gehouden met de definities voor Beperkt kwetsbare gebouwen, Beperkt kwetsbare locaties, Kwetsbare gebouwen, Kwetsbare locaties en Zeer kwetsbare gebouwen uit bijlage VI het Besluit kwaliteit leefomgeving. De huidige bestemmingen geven geen aanleiding om een verandering van de analyse te verwachten.

³ Bestemmingen geraadpleegd in: Bestemmingsplan Buitengebied herziening 2016 vastgesteld op 2019-06-26





3 WEGEN

3.1 Rijkswegen

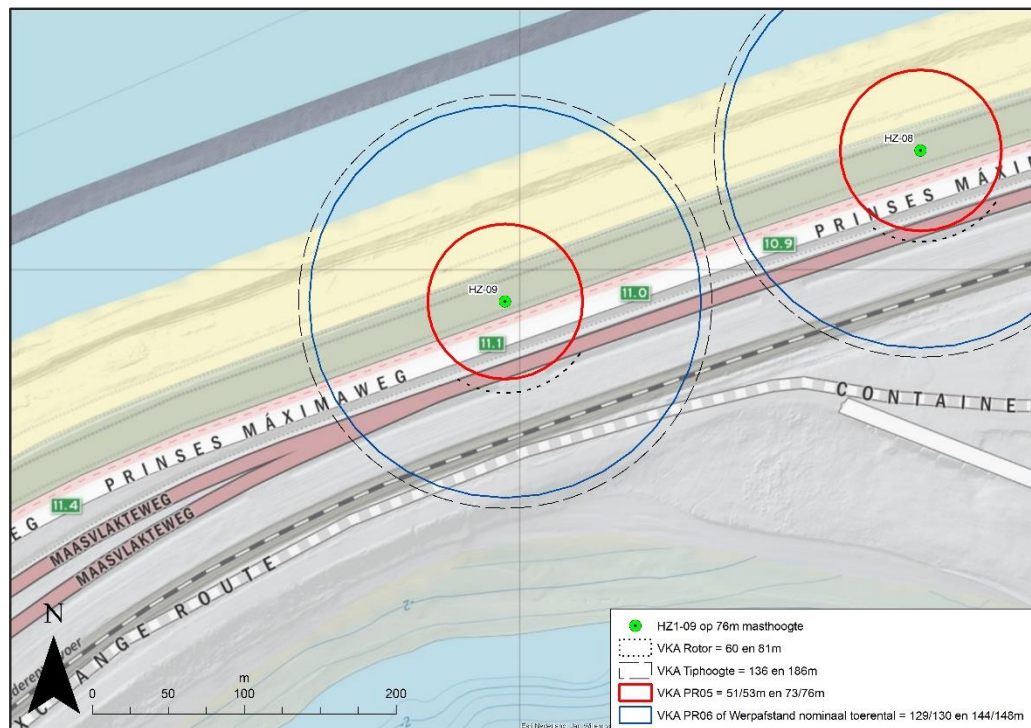
Het HRW stelt dat Rijkswaterstaat een vergunning dient af te geven als windturbines worden geplaatst op, in of over rijkswaterstaatwerken. Voor het verlenen van de vergunning hanteert Rijkswaterstaat een afstandseis van ten minste 30 meter of een halve rotordiameter. Ook dient bij plaatsing binnen een afstand van de werpafstand bij nominaal toerental bij rijkswegen het individueel passanten risico (IPR) en het maatschappelijk risico (MR) te worden berekend.

Parallel langs het toekomstige windpark loopt de Maasvlakteweg als doorlopende verkeersader als ontsluiting van de Maasvlakte II met daarnaast de parallelweg genaamd de Pr. Maximaweg voor lokaal verkeer. Beide wegen zijn geen rijkswegen waardoor het beleid van Rijkswaterstaat niet van toepassing is.

Om inzicht te verlenen in de risico's voor passanten over deze twee wegen wordt het IPR en het MR van de dichtstbijzijnde windturbine doorgerekend. Ook wordt gekeken naar de trefkans van een transport met gevaarlijke stoffen in vergelijking met de ongevalsfrequentie van een transport over de weg.

Windturbine HZ-09 van het voorkeursalternatief zich op 20 meter vanaf de Pr. Maximaweg en op 39 meter vanaf de Maasvlakteweg (zie Figuur 3.1)

Figuur 3.1 Weergave Windturbine HZ-09 i.r.t. tot wegen en Container Exchange Route



Voor de berekening van het IPR en het MR worden de formules 2.26 t/m 2.29 en 3.4 t/m 3.8 uit de Handleiding risicoberekeningen windturbines gebruikt voor een onbeschermd persoon.

Tabel 3.1 Eigenschappen voor IPR en MR berekeningen

Eigenschap	Waarde	Eenheid
Afstand tot hart weg	20 en 39	[m]
Lengte van voertuig (lo)	12	[m]
Remweg van voertuig	100	[m]
Breedte van voertuig (bo)	3,5	[m]
Snelheid van voertuig	80	[km/uur]
Snelheid van voertuig (2)	22,2	[m/s]
Lengte wegdeel bladworp GIS	254 en 247	[m]
Aantal passages max individu	500	[#/jaar]
Personen per voertuig	1,6	[#/voertuig]
Aantal voertuigen per tijdseenheid ¹	1.983.000	[#/tijdseenheid]
Aantal tijdseenheden per jaar	1	[Tijdseenheid/jaar]
Aantal persoonspassages totaal	3.172.800	[#/jaar]
Ashoogte	76*	[m]
Lengte van rotorblad (1/2e RD)	60	[m]
Trefkans op h.o.h. afstand (Pzwpt per m)	4,6 E-08 en 2,2 E-08	[#/m2]

*Voor bladworp is uitgegaan van de rotorashoogte t.o.v. Maasvlakte terrein (84 meter)

De trefkans voor een onbeschermd passant bedraagt $4,7 \times 10^{-12}$ en $2,5 \times 10^{-12}$ en per passage. Dit leidt tot een IPR van $2,3 \times 10^{-09}$ en $1,2 \times 10^{-09}$. Dit is ruim beneden de normstelling van Rijkswaterstaat van maximaal IPR van 1×10^{-06} per jaar. Het Maatschappelijk Risico (MR) is bepaald op $1,5 \times 10^{-05}$ en $7,8 \times 10^{-06}$ per jaar. Ook dit is ruim beneden de normstelling van Rijkswaterstaat van maximaal MR van 2×10^{-03} . Als we aan alle 22x windturbines hetzelfde maximale risico op 20 meter afstand toerekenen dan is het totale IPR nog steeds lager dan $5,2 \times 10^{-08}$ en het MR $3,3 \times 10^{-04}$. Ook dit is ruim beneden de normstelling van Rijkswaterstaat.

De jaarlijkse voertuigpassages op de weg zou moeten toenemen tot meer dan 10 miljoen voertuigpassages voordat het MR overschreden zou worden door alle 22 windturbines samen. Van deze groei is met zekerheid geen sprake op dit tracé.

3.2 Gevaarlijke wegtransporten

De Maasvlakweg wordt ook gebruikt worden voor het vervoer van gevaarlijke stoffen. De risico's die dit vervoer met zich meebrengt zouden kunnen worden verhoogd door de

¹ Getal bepaald op basis van inschatting voor drukte voor een werkdag met een intensiteit van 6.000 vte/etmaal met 250 werkdagen en 115 weekenddagen met 70% intensiteit.

aanwezigheid van een windturbine. Om te analyseren of hier sprake van is wordt het huidige risico van het vervoer van gevaarlijke stoffen vergeleken met het additionele risico wat de windturbine veroorzaakt. Uit de berekeningen in paragraaf 3.1 maar dan van een voertuig in de plaats van een onbeschermd persoon blijkt dat het risico van de windturbine voor een vrachtwagen per passage circa $1,6 \times 10^{-10}$ bedraagt over een weglengte van 254 meter. Volgens de Handleiding risicoanalyse transport (HART) v1-2 is de huidige ongevalsfrequentie van een tankwagen onder druk op een weg buiten de bebouwde kom gelijk aan $1,2 \times 10^{-08}$ per kilometer. Dit betekent dat het extra risico van de windturbine +5,1% bedraagt op 20 meter afstand. Een dergelijke risicotoevoeging onder de 10% kan als verwaarloosbaar worden gezien ten opzichte van het aanwezige intrinsieke risico van het rijden met gevaarlijke stoffen. De gevaarlijke transporten zullen zich echter grotendeels bevinden op de Maasvlakteweg en niet op de op 20 meter afstand gelegen Pr. Maximaweg. Het additionele risico voor een gevaarlijk transport op de Maasvlakteweg op minimaal 39 meter afstand is +3,2%.

Omgerekend naar een kilometer wegtracé waarbij maximaal vier windturbines een risico kunnen veroorzaken is het toegevoegde risico +5,2% en +3,5% per kilometer.

De toegevoegde risico's zijn zodanig klein vergeleken met de risico's behorende bij het rijden op de weg dat er geen nieuwe risicoanalyse van de transporten op de weg hoeft plaats te vinden.

3.3 Spoorwegen / Container exchange route

Parallel aan de windturbineopstelling ligt een transportbaan genaamd de Container Exchange Route die in gebruik is als ontsluiting van de achterliggende haventerreinen van de Maasvlakte. De transportbaan is niet in gebruik voor personenvervoer maar wordt gebruikt voor de ontsluiting van containers uit de Maasvlakte II. Windturbine HZ-09 op 84 meter bevindt zich het dichtst bij deze transportbaan en wordt gebruikt om het maximale risico te bepalen (zie Figuur 3.1). Om de risico's te bepalen wordt het IPR en het MR gebruikt om de situatie te beoordelen. De situatie is vergelijkbaar met een afgesloten spoorbaan voor goederentreinen en deze situatie wordt gebruikt om het risico inzichtelijk te maken. Ook wordt het additioneel risico op gevaarlijk transporten op de transportbaan bepaald.

Voor de berekening van het IPR en het MR worden de formules 2.26 t/m 2.29 en 3.4 t/m 3.8 uit de handleiding risicoberekening windturbines gebruikt voor de gehele trein.

Tabel 3.2 Eigenschappen voor IPR en MR berekeningen

Eigenschap	Waarde	Eenheid
Afstand tot hart weg	84	[m]
Lengte van voertuig (lo)	200	[m]
Remweg van voertuig	300	[m]
Breedte van voertuig (bo)	3,5	[m]
Snelheid van voertuig	60	[km/uur]
Snelheid van voertuig (2)	16,7	[m/s]
Lengte wegdeel bladworp GIS	192	[m]

Aantal passages max individu	250	[#/jaar]
Personen per voertuig	4	[#/voertuig]
Aantal voertuigen per tijdseenheid ²	40	[#/tijdseenheid]
Aantal tijdseenheden per jaar	365	[Tijdseenheid/jaar]
Aantal persoonspassages totaal	58.400	[#/jaar]
Ashoogte	76*	[m]
Lengte van rotorblad (1/2e RD)	60	[m]
Trefkans op h.o.h. afstand (Pzwpt per m)	1,1 E-08	[#/m2]

*Voor bladworp is uitgegaan van de rotorashoogte t.o.v. Maasvlakte terrein (84 meter)

De trefkans voor een gehele container trein bedraagt $1,6 \times 10^{-10}$ per passage. Dit leidt tot een IPR van $4,0 \times 10^{-08}$. Dit is ruim beneden de normstelling van Rijkswaterstaat van maximaal IPR van 1×10^{-06} per jaar voor een onbeschermd persoon. Het Maatschappelijk Risico (MR) is bepaald op $9,3 \times 10^{-06}$ per jaar. Ook dit is ruim beneden de normstelling van Rijkswaterstaat van maximaal MR van 2×10^{-03} . Als we aan alle 22x windturbines hetzelfde maximale risico op 84 meter afstand toerekenen dan is het totale IPR nog steeds lager dan $8,8 \times 10^{-07}$ en het MR 2×10^{-04} . Ook dit is ruim beneden de normstellingen van Rijkswaterstaat.

De jaarlijkse passages van een container trein met 40 containers zou moeten toenemen tot meer dan 140.000 passages voordat het MR overschreden zou worden door alle 22 windturbines samen. Van deze groei is met zekerheid geen sprake op dit tracé.

3.3.1 Gevaarlijke transporten container exchange route

De container exchange route wordt ook gebruikt worden voor het vervoer van gevaarlijke stoffen. De risico's die dit vervoer met zich meebrengt zouden kunnen worden verhoogd door de aanwezigheid van een windturbine. Om te analyseren of hier sprake van is wordt het huidige risico van het vervoer van gevaarlijke stoffen vergeleken met het additionele risico wat de windturbine veroorzaakt. Uit de berekeningen in paragraaf 3.3 maar dan van een voertuig in de plaats van een onbeschermd persoon blijkt dat het risico van de windturbine voor een gehele spoortrein per passage van $1,6 \times 10^{-10}$ bedraagt over een weglengte van 192 meter. Voor de bepaling van de ongevalsfrequentie wordt ervan uitgegaan dat de betrokken spoorlijn qua veiligheid nagenoeg gelijk is aan de ongevalsfrequentie van de Havenspoorlijn uit de Handleiding risicoanalyse transport (HART) v1-2: $1,66 \times 10^{-08}$ per kilometer. Dit betekent dat het extra risico van de windturbine +5% bedraagt. De trefkansen van vier windturbines samen over een tracélengte van 1 kilometer bedraagt +3,8%. Een dergelijke risicotoevoeging onder de 10% kan als verwaarloosbaar worden gezien ten opzichte van het reeds aanwezige risico van het rijden met gevaarlijke transporten. Dit geldt ook als de ongevalsfrequentie wordt vergeleken met de ongevalsfrequentie van wegverkeer in de plaats van spoorverkeer.

² Getal bepaald op basis van inschatting voor drukte op het spoor van 14.600 goederentreinen per jaar.

4 RISICOVOLLE INRICHTINGEN EN INSTALLATIES

Bestaande risicovolle inrichtingen in de omgeving van het windpark kunnen een verhoogde kans op schade ondervinden als gevolg van de plaatsing van de windturbines. Hierbij kan worden gekeken naar zowel de huidige aanwezige risicovolle inrichtingen in de omgeving als naar de plaatsing van fictieve risicovolle inrichtingen op de toekomstige bedrijventerreinen behorende bij de havenactiviteiten van de Tweede Maasvlakte.

De risico's van inrichtingen of installaties met gevaarlijke stoffen is geregeld in het Besluit externe veiligheid inrichtingen (Bevi). Bij een nieuwe of te wijzigen risicovolle inrichting moet de risicoverhogende werking van bestaande windturbines worden meegenomen in de QRA (Handleiding risicoberekeningen Bevi). Conform het Bevi wordt onder andere getoetst of de risicovolle inrichting voldoet aan de normen voor het PR en wordt het GR verantwoord.

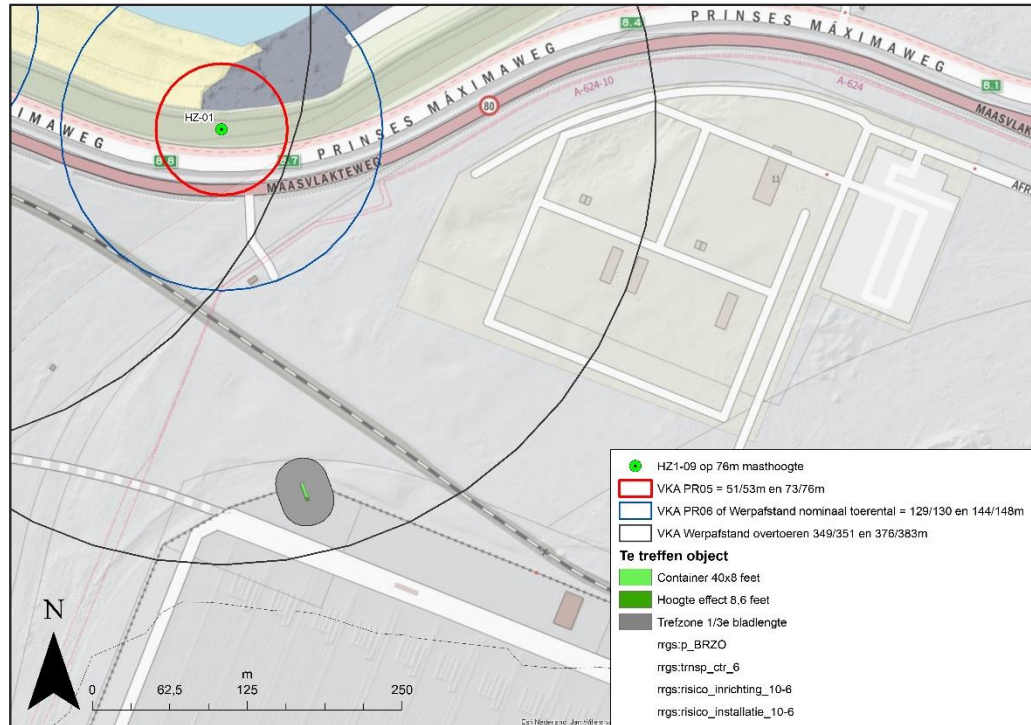
Een windturbine zelf is geen risicovolle inrichting en de toetsing van de toelaatbaarheid van nieuwe windturbines in de buurt van een bestaande risicovolle inrichting is in het Bevi niet geregeld. Een goede ruimtelijke ordening (Wro) houdt wel in dat met risicoverhoging rekening wordt gehouden. Om deze reden wordt in onderstaande paragraaf onderzocht of er bestaande risicovolle inrichtingen in de nabijheid zijn die een significant risico kunnen ondervinden.

Belangrijk voor de bepaling van risico's binnen deze contouren afkomstig uit het faalscenario bladworp bij overtoeren is dat bij moderne windturbines met individuele pitchende rotorbladen overtoeren situatie niet langer voorkomen zoals bij oudere windturbines het geval was. De veiligheidsmaatregelen afkomstig van deze systemen zijn zodanig uitgevoerd dat ook bij uitval van elektriciteit of uitval van één pitch motor de rotorbladen nog steeds aftoeren tot lagere toerentallen dan nominaal toerental. Een situatie van tweemaal het nominaal toerental komt bij moderne windturbines daarmee niet meer voor. De huidige methodieken in de handleiding risicoberekeningen windturbines houden hier nog geen rekening mee.

4.1 Bestaande risicovolle inrichtingen

Aan de zuidoostkant van windturbine HZ-01 is een containerhaven van Euromax Terminal C.V. aanwezig waar volgens de gegevens op de risicokaart.nl sprake is van een Bevi inrichtingen voor de overslag van containers inclusief containers met gevaarlijke stoffen. De risicocontour op de kaart is ingegeven vanuit de gemaakte QRA voor Euromax Terminal. Hieraan is te zien dat de oorsprong van de risico contouren zich concentreert rond het bebouwde en verharde gedeelte van de Euromax Terminal. Om de mogelijke trefrisico's op containers op deze delen inzichtelijk te maken wordt een trefkansanalyse uitgevoerd op een enkele (40 feet) container op de rand van het verharde terrein waar containers kunnen staan.

Figuur 4.1 Weergave maximale effectafstanden windturbines in relatie tot risicocontouren Euromax Terminal



Effecten voorkeursalternatief

De maximale werpafstand bij overtoeren voor het voorkeursalternatief bedraagt 383 meter. Er is een fictieve container geplaatst op een afstand van 293 meter met een lengte van 40 feet, een breedte van 8 feet en een hoogte van 8,6 feet wat als extra oppervlakte is toegevoegd aan het oppervlakte van de container als raakzone. Om dit totale oppervlakte heen is een zone van 1/3^e van een halve rotordiameter als raakzone getrokken om de maximale trefkans te berekenen. Dit is qua risico overeenkomstig met de berekeningen uit paragraaf 3.3.4.2 van de Handleiding risicoberekeningen.

De raakzone ligt daarmee tussen de 273 en de 329 meter. De kans op een werpafstand tussen deze afstanden bedraagt conform het bladworpmiddel zonder luchtkrachten 12,9% (zie ook Figuur 1.1). Hiervoor dient het blad geworpen te worden binnen een werphoek van 9 graden met een kans van 2,5% ($9 / 360^\circ$) bij een uniform verdeelde worprichting. De kans op het faalscenario bladworp bij overtoeren is $5,0 \times 10^{-06}$ volgens het HRW waardoor de totale trefkans van een fictieve container op rand van dit terrein $1,6 \times 10^{-08}$ bedraagt.

Omdat hier wordt uitgegaan van een fictieve container met onbekende stoffen en eigenschappen is niet bekend welke intrinsieke faalfrequentie van de container zelf van toepassing is. Om toch inzicht te verschaffen is uitgegaan van een initiële faalfrequentie van container van 1×10^{-06} per jaar. Dit is vergelijkbaar met een Tankauto onder druk van instantaan falen van 5×10^{-07} + Continue uitstroming van 5×10^{-07} . Samen is dit 1×10^{-06} per jaar. Dit is ook een goede faalfrequentie voor de faalfrequentie van catastrofaal falen door intrinsieke oorzaken van een tankcontainer zonder uitwendige oorzaken.

Dit betekent dat de aanwezigheid van de windturbine een maximale risicotoevoeging van +1,1% toevoegt aan een intrinsieke faalfrequentie van 1×10^{-06} als gevolg van een container op deze locatie. Ook indien enkel wordt vergeleken met het faalscenario instantaan falen (5×10^{-07}) is de trefkans met +2,2% minder dan 10%.

Een dergelijke risicotoevoeging onder de 10% kan als verwaarloosbaar worden gezien ten opzichte van het reeds aanwezige risico van het plaatsen van een container met gevaarlijke stoffen op deze locaties.

4.1.1 Toekomstige risicovolle installaties of inrichtingen

Voor de aangevraagde opstelling geldt dat een trefkans van maximaal 1×10^{-07} binnen de zone van werpafstand bij overtoeren wordt behaald bij plaatsing van een ronde installatie met een raakoppervlakte van ca. 5.000 m². Dit is bijvoorbeeld gelijk aan een rond opslagvat van één meter hoogte met een diameter van 80 meter. Installaties die een groter raakoppervlakte hebben (ook inclusief hoogte effecten) kunnen mogelijk een groter trefrisico dan 1×10^{-07} ervaren waarmee hun eventuele risicocontour significant (>10%) kan vergroten door de aanwezigheid van een windturbine. Installaties met een kleiner raakoppervlak dan 5.000 m² zullen naar verwachting een trefrisico ondervinden wat kleiner is dan 10% van een eventueel intrinsieke faalfrequentie van 1×10^{-06} waarmee hun risico voor de omgeving niet significant verandert als gevolg van de aanwezigheid van een windturbine.

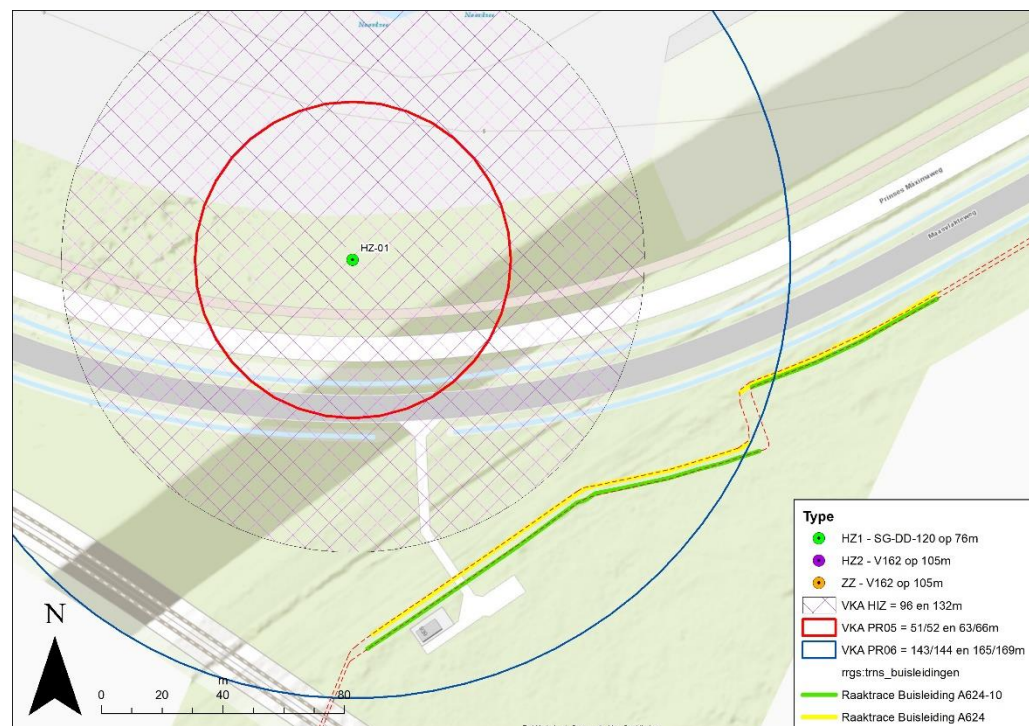
Wanneer bekend wordt welke installaties gebouwd gaan worden kan specifiek aan de hand van de te bouwen risicovolle installatie worden gekeken wat de trefkans is en in hoeverre die invloed heeft op de risicocontouren van de te plaatsen installatie. Het is dan goed om bij plaatsing ook rekening er mee te houden dat de windturbines uitgevoerd worden met veiligheidssystemen met individueel pitchende bladen waarmee het faalscenario van bladworp bij overtoeren bij een toerental van twee maal het nominale toerental niet meer waarschijnlijk wordt geacht.

5 ONDERGRONDSE BUISLEIDINGEN EN BOVENGRONDSE GASNETWERK

Binnen de identificatieafstand van het voorkeursalternatief zijn de volgende te beoordelen objecten zijn aanwezig:

- Buisleiding A-624 van KR-004 tot KR-006-2 nabij windturbine HZ-01;
- Buisleiding A-624-10 van KR-004 tot KR-008 nabij windturbine HZ-01;
- Toekomstige aanwezigheid Porthos CO₂ - buisleiding met ondergrondse tracé en installatie voor drukregeling offshore buisleiding nabij windturbine HZ-01.

Figuur 5.1 Weergave raaktracé buisleidingen A-624 en A-624-10



5.1.1 Buisleiding A-624-10

De maximale bladworpafstand bij nominaal toerental bij windturbine HZ-01 bedraagt 130 meter. Binnen deze afstand ligt de buisleiding op minimaal 1,1 meter dekkingshoogte op een afstand van minimaal 108 meter. Er zijn twee stukken van het buisleidingtracé binnen deze afstand waarde buisleiding zodanig diep ligt dat er geen kans is op schade door het bladgewicht. Dit betreft een deel vanaf coördinaat X: 61.230 en Y: 444.770 waar de buisleiding naar het zuiden onder het spoor doorgaat en een deel van het tracé vanaf coördinaten X: 61.358 en Y: 444835 richting het noordoosten.

De kritische afstand is de minimale afstand waarop het zwaartepunt van een rotorblad de grond treft waarbij er schade kan optreden aan de buisleiding.

Om de kritische afstanden te bepalen is uitgegaan van onderstaande windturbine eigenschappen.

Tabel 5.1 Relevante eigenschappen windturbine van alternatief 02

Eigenschap	Waarde	Eenheid
Type	SG-DD-120	-
Rotordiameter	120	meter
Masthoogte	76*	meter
Nominaal toerental	13,4	rotaties per minuut
Zwaartepunt van een rotorblad	18,5	meter (1/6 ^e rotordiameter)
Gewicht rotorblad	15	ton
Fractie van de initiële energie opgenomen door de bodem	0,25	-

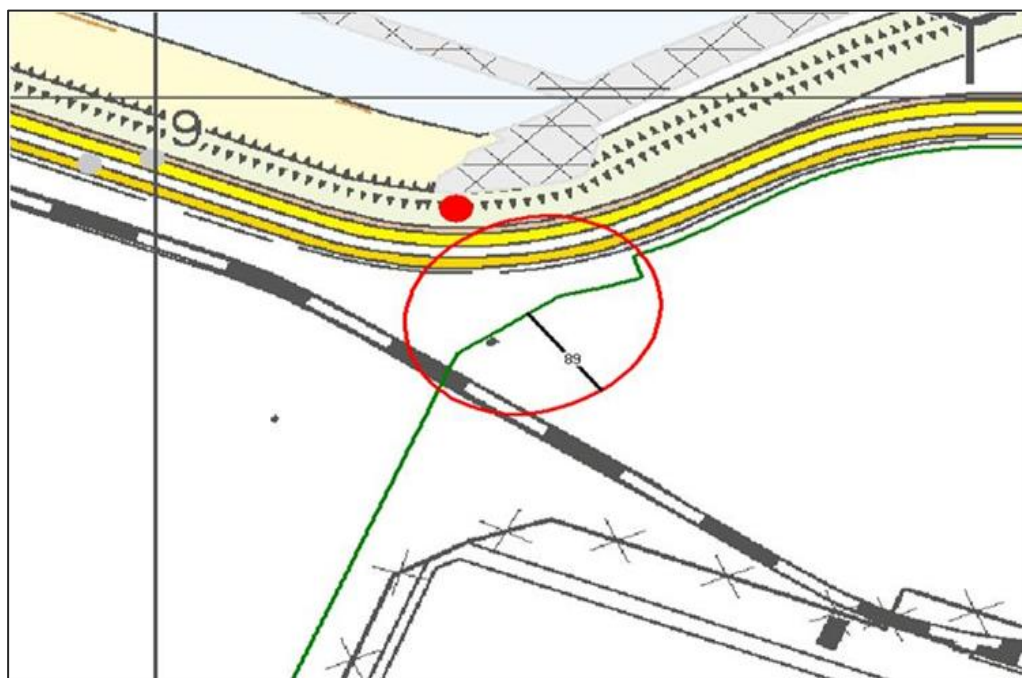
* Voor de bepaling van de werpafstand is een ashoogte genomen van 86 meter tot aan maaiveld van de Maasvlakte.

De kritische afstand bij een gronddekking van 1,10 meter is 1,7 meter. Bij een gronddekking van meer dan 2,1 meter is er geen sprake meer van een kritische afstand.

De totale trefkans van het tracé binnen de aangegeven coördinaten van het deel wat niet dieper dan 2,1 meter ligt is $4,9 \times 10^{-06}$ over een tracé lengte van 121 meter. Dit komt gemiddeld neer op een trefrisico van $4,1 \times 10^{-08}$ per meter. De invloed op de aanwezige PR-contouren van de buisleidingen dient te worden onderzocht. Er is momenteel geen geaccordeerd rekenprogramma beschikbaar waarmee windturbinerisico's toegevoegd kunnen worden aan de PR-contour risicoberekeningen van buisleidingen.

De Gasunie heeft op basis van eerder gedeelde trefkansen PR-contouren bepaald voor de betrokken buisleiding A-624-10. De PR-contouren zijn nog niet geüpdatet naar de nieuwe trefkansen zoals bovenstaand van de specifieke gegevens van de windturbine SG-DD-120 en zijn afkomstig van een generiek bepaalde Enercon E-115. Onderstaande PR-contouren van de buisleiding kunnen daarmee als worst-case worden gezien.

Figuur 5.2 Weergave ligging PR10-06 contour na toevoeging WT risico



NB: Voorlopige maximale contouren op basis van informatie uit vorige notitie. In afwachting van update Gasunie

5.1.2 Buisleiding A-624

De maximale bladworpafstand bij nominaal toerental voor het voorkeursalternatief bij windturbine HZ-01 bedraagt 130 meter. Binnen deze afstand ligt de buisleiding op minimaal 1,04 meter dekkingshoogte op een afstand van minimaal 105 meter. Er zijn twee stukken van het buisleidingstracé binnen deze afstand waarde buisleiding zodanig diep ligt dat er geen kans is op schade door het bladgewicht. Dit betreft een deel vanaf coördinaat X: 61.230 en Y: 444.770 waar de buisleiding naar het zuiden onder het spoor doorgaat en een deel van het tracé vanaf coördinaten X: 61.358 en Y: 444835 richting het noordoosten.

De kritische afstand is de minimale afstand waarop het zwaartepunt van een rotorblad de grond treft waarbij er schade kan optreden aan de buisleiding.

Om de kritische afstanden te bepalen is uitgegaan van onderstaande windturbine eigenschappen.

Tabel 5.2 Relevante eigenschappen windturbine

Eigenschap	Waarde	Eenheid
Type	SG-DD-120	-
Rotordiameter	120	meter
Masthoogte	76*	meter
Nominaal toerental	13,4	rotaties per minuut

Zwaartepunt van een rotorblad	18,5	meter (1/6 ^e rotordiameter)
Gewicht rotorblad	15	ton
Fractie van de initiële energie opgenomen door de bodem	0,25	-

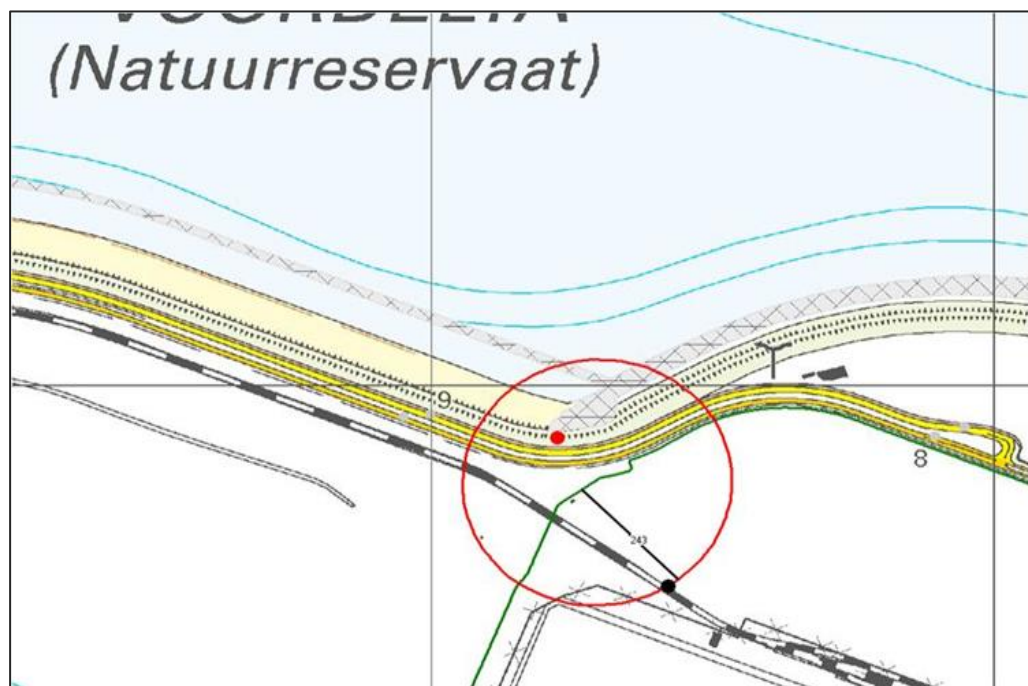
* Voor de bepaling van de werpafstand is een ashoogte genomen van 86 meter tot aan maaiveld van de Maasvlakte.

De kritische afstand bij een gronddekking van 1,04 meter is 1,2 meter. Bij een gronddekking van meer dan 1,6 meter is er geen sprake meer van een kritische afstand.

De totale trefkans van het tracé binnen de aangegeven coördinaten van het deel wat niet dieper dan 1,6 meter ligt is $3,4 \times 10^{-06}$ over een tracé lengte van 121 meter. Dit komt gemiddeld neer op een trefrisico van $2,8 \times 10^{-08}$ per meter. De invloed op de aanwezige PR-contouren van de buisleidingen dient te worden onderzocht. Er is momenteel geen geaccordeerd rekenprogramma beschikbaar waarmee windturbinerisico's toegevoegd kunnen worden aan de PR-contour risicoberekeningen van buisleidingen.

De Gasunie heeft op basis van eerder gedeelde trefkansen PR-contouren bepaald voor de betrokken buisleiding A-624-10. De PR-contouren zijn nog niet geüpdatet naar de nieuwe trefkansen zoals bovenstaand van de specifieke gegevens van de windturbine SG-DD-120 en zijn afkomstig van een generiek bepaalde Enercon E-115. Onderstaande PR-contouren van de buisleiding kunnen daarmee als worst-case worden gezien.

Figuur 5.3 Weergave ligging PR 10^{-06} contour na toevoeging WT risico



NB: Voorlopige maximale contouren op basis van informatie uit vorige notitie. In afwachting van update Gasunie

5.1.3 Beoordeling ruimtelijke gevolgen schade aan buisleidingen

Het additionele risico als gevolg van de trefkans van een windturbine kan zorgen voor een vergroting van de risico contouren. De buisleidingen zouden niet langer aan het Besluit externe veiligheid Buisleidingen kunnen voldoen als door de vergroting van de PR-contouren kwetsbare objecten binnen de PR10-06 komen te liggen, ook kan er sprake zijn van de overschrijding van de richtwaarde indien beperkt kwetsbare objecten komen te liggen binnen de PR10-06 contour van de buisleiding.

Om te analyseren of hier sprake van kan zijn is gekeken naar de maximale invloedsafstanden behorende bij dit type buisleidingen. Voor een 12 inch buisleiding op 80 BAR zoals A-624-10 is de 100% letaliteitsafstand circa 90 meter, de 1% letaliteitsafstand is 190 meter. Voor een 36 inch buisleiding op 80 BAR zoals A-624 is de 100% letaliteitsafstand circa 190 meter en de 1% letaliteitsafstand circa 470 meter. In de omgeving is de brandweerkazerne het enige gebouw wat mogelijk als kwetsbaar object zou kunnen worden gezien. Dit object is gelegen op minstens 359 meter afstand.

In overleg met de Gasunie is geanalyseerd waar de nieuwe PR-contouren kunnen komen te liggen als gevolg van de aanwezigheid van de windturbines. Deze contouren zijn bepaald aan de hand van nog eerdere bepaalde trefkansen bij gebruik van generieke gegevens. De bepaalde contouren zijn daarmee licht overschat en dienen nog herberekend te worden door de Gasunie. Er wordt inzichtelijk dat de contouren op basis van eerdere generieke gegevens van een Enercon E-115 toenemen tot maximaal 89 en 243 meter vanaf de ligging van de buisleiding. Binnen deze afstanden zijn geen kwetsbare objecten gelegen. Er kan daarmee worden voldaan aan de eisen uit het Besluit externe veiligheid Buisleidingen.

5.1.4 Mitigerende maatregelen bestaande buisleidingen

Om een mogelijk trefrisico voor beide buisleidingen volledig te voorkomen kunnen de volgende maatregelen worden onderzocht:

- Doorberekening van de werpafstand bij toerental door specificering zwaartepuntsafstand van een rotorblad tot ascentrum van de windturbine en/of specificering nominaal toerental per windturbintype;
- Plaatsing van een windturbintype met een kleinere werpafstand bij nominaal toerental of toepassing van toerentalverlaging (sector management) in de betrokken werprichtingen;
- Aanbrengen van extra gronddekking tot 1,9 meter totale dekking (+0,9 meter) of equivalente afdoende afscherming met platen of andere materialen (beton).

5.1.5 Leidingstrook toekomstige buisleidingen

In het bestemmingsplan voor tweede Maasvlakte is een leidingstrook aangewezen welke parallel loopt aan de windturbines en de waterkering. Om te analyseren of er bij aanleg van buisleidingen in deze strook rekening te houden is met de effecten van de windturbines zijn de effectafstanden van de windturbine in onderstaande tabel naast de afstanden tot de rand van de buisleidingstrook gelegd.

Figuur 5.4 Weergave effectafstanden in relatie tot buisleidingstrook

WT	Afstand tot leidingstrook	Maximale effectafstand gondelfalen		Maximale effectafstand Mastfalen		Maximale effectafstand bladworp bij nominaal toerental	
		Mastbreedte + Max dimensie gondel + 1/6e RD + 2m	Voldoet?	Ashoogte + 1/6e RD + 2m	Voldoet?	Werpafstand nominaal	Voldoet?
		VKA	VKA	VKA	VKA	VKA	VKA
HZ-01	56m	40m	Ja / Ja	98m	Nee	130m	Nee
HZ-02	58m	40m	Ja / Ja	98m	Nee	130m	Nee
HZ-03	58m	40m	Ja / Ja	98m	Nee	130m	Nee
HZ-04	58m	40m	Ja / Ja	98m	Nee	130m	Nee
HZ-05	59m	40m	Ja / Ja	98m	Nee	130m	Nee
HZ-06	58m	40m	Ja / Ja	98m	Nee	130m	Nee
HZ-07	57m	40m	Ja / Ja	98m	Nee	130m	Nee
HZ-08	58m	40m	Ja / Ja	98m	Nee	130m	Nee
HZ-09	52m	40m	Ja / Ja	98m	Nee	129m	Nee
HZ-10	80m	60m	Ja / Ja	134m	Nee	149m	Nee
ZZ-01	139	60m	Ja / Ja	134m	Ja / Ja	144m	Nee (+5)
ZZ-02	157	60m	Ja / Ja	134m	Ja / Ja	144m	Ja / Ja
ZZ-03	152	60m	Ja / Ja	134m	Ja / Ja	144m	Ja / Ja
ZZ-04	154	60m	Ja / Ja	134m	Ja / Ja	144m	Ja / Ja
ZZ-05	154	60m	Ja / Ja	134m	Ja / Ja	144m	Ja / Ja
ZZ-06	155	60m	Ja / Ja	134m	Ja / Ja	144m	Ja / Ja
ZZ-07	155	60m	Ja / Ja	134m	Ja / Ja	144m	Ja / Ja
ZZ-08	156	60m	Ja / Ja	134m	Ja / Ja	144m	Ja / Ja
ZZ-09	154	60m	Ja / Ja	134m	Ja / Ja	144m	Ja / Ja
ZZ-10	153	60m	Ja / Ja	134m	Ja / Ja	144m	Ja / Ja
ZZ-11	152	60m	Ja / Ja	134m	Ja / Ja	144m	Ja / Ja
ZZ-12	160	60m	Ja / Ja	134m	Ja / Ja	144m	Ja / Ja

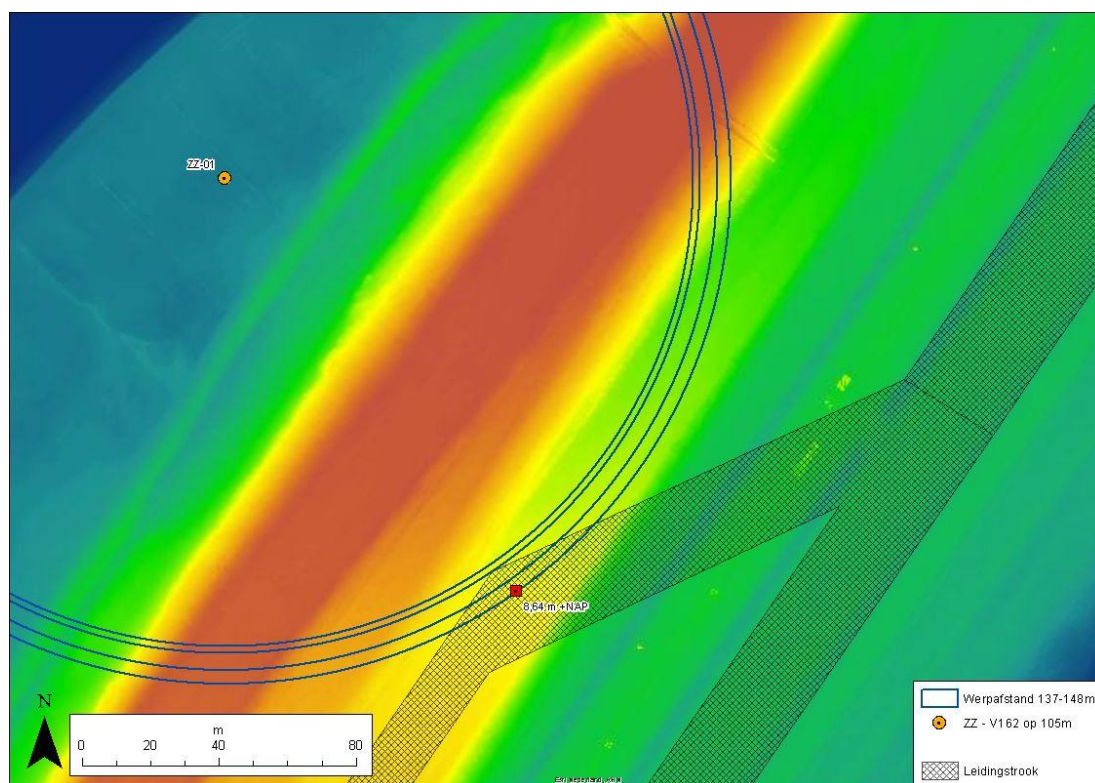
De buisleidingstrook is aanwezig binnen de effectafstand bij mastfalen en de bladworpafstand bij nominaal toerental voor de windturbines op de harde zeewering. Voor de windturbines op de zachte zeewering geldt dat de buisleidingstrook is gesplitst in twee delen waarvan het ene (westelijke) deel ligt binnen de bladworpafstand bij nominaal toerental vanaf één windturbine ZZ-01 maar het tweede deel aan de kant van de Tweede Maasvlakte ligt buiten de maximale effectafstanden van de windturbines.

Situatie bij ZZ-01

Bij ZZ-01 maakt de buisleidingstrook een knik waardoor een klein deel van de buisleidingstrook nog binnen de maximale werpafstanden bij nominaal toerental van de windturbines komt bij twee van de vijf mogelijke windturbintypen binnen de bandbreedte. Om de effecten volledig te voorkomen kan nog gekeken worden naar welke gewichten de rotorbladen van de specifieke windturbines hebben en hoe diep de buisleiding dient te liggen om schade volledig te kunnen voorkomen. Afhankelijk van het bladgewicht (20 ton tot 27,4 ton) is 2,1 tot 2,3 meter

gronddekking benodigd om schade aan de buisleiding volledig te kunnen voorkomen op dit beperkte tracédeel. Deze gronddekking lijkt specifiek voor dit deel zeer goed uitvoerbaar aangezien het talud van de waterkering reeds gelegen is over de zone tot waar een blad zou kunnen worden geworpen. In Figuur 1 3 is zichtbaar dat de zone van de buisleidingstrook, binnen de zone waar treffen van bladworp mogelijk is, op een maaiveld hoogte ligt van boven de 8,5 meter hoogte. Dit is ruim 3,5 meter hoger dan het maaiveld van de Maasvlakte zelf. Deze verhoging wordt veroorzaakt door het schuine talud van de waterkering. Hierdoor is er reeds een natuurlijke verhoging van gronddekking aanwezig op de locatie en zal de kosmt van de windturbine niet zorgen voor een significante aanpassing van de legging van de buisleiding ten opzichte van de situatie zonder windturbine.

Figuur 5.5 De werpafstanden (137m, 139m, 144m, 148m) van de turbines op locatie ZZ-01 weergegeven op de algemene hoogtekaart van Nederland (AHN3). Het rode punt markeert de verste overlap van de grootste werpafstand met bijbehorende hoogte, 8,64m + NAP. Bij kleinere werpafstanden is deze hoogte groter, of is er geen overlap.



Figuur 5.6 Weergave buisleidingstrook i.r.t. windpark deelgebied Noordoost



Figuur 5.7 Weergave buisleidingstrook i.r.t. windpark deelgebied Zuid



5.1.6 Mitigatie effecten buisleidingstrook

Voor de effecten van de windturbines die plaatsvinden op de buisleidingstrook langs de windturbines van de harde zeewering is een afspraak gemaakt dat eventuele trefrisico's als gevolg hiervan acceptabel zijn tot een vastgestelde einddatum van 1 januari 2040. Na deze einddatum dienen de effecten te worden gemitigeerd of dienen de windturbines te worden verwijderd. Omdat er momenteel geen buisleidingen aanwezig zijn in de buisleidingstrook is er geen sprake van een risico.

Voor de buisleidingstrook langs de zachte zeewering kunnen effecten bij het voorkeursalternatief enkel plaatsvinden als gevolg van het faalscenario bladworp bij nominaal toerental nabij windturbine ZZ-01. Bij de plaatsing van toekomstige buisleidingen zijn er meerdere maatregelen te nemen die ervoor zorgen dat er geen sprake is van een risico op schade aan de buisleidingen als gevolg van deze windturbine.

Worst-case gezien zal bij een rotorblad tot maximaal 28 ton een totale diepteligging benodigd zijn van 2,3 meter. Zoals aangegeven in Figuur 5.5 is er op het stuk tracé waar een blad van windturbine ZZ-01 kan landen reeds een verhoogd talud aanwezig waardoor bij de horizontale legging van de buisleiding binnen dit tracé weinig tot geen aanpassingen benodigd zijn als gevolg van het risico van de windturbine.

Een twee optie zou kunnen zijn om de toekomstige buisleidingen in eerste instantie aan te leggen in het meer oostelijke gelegen gedeelte van de buisleidingstrook wat niet getroffen kan worden. Buisleidingen voor niet-gevaarlijke stoffen of stoffen met beperkte effectafstanden (CO₂, water, etcetera) kunnen mogelijk wel gelegd worden in het westelijke gedeelte van de buisleidingstrook. Op de locatie nabij ZZ-01 is de cirkel behorende bij de werpafstand bij nominaal toerental tot maximaal 5 meter over de westelijke buisleidingstrook gelegen.

Als derde mogelijkheid is momenteel gerekend met de eigenschappen van een standaard buisleiding zoals uitgevoerd in andere buisleidingstroken op de Maasvlakte. Bij toepassing van een buisleiding met andere eigenschappen is mogelijk geen additionele gronddekking benodigd. Door de minst kwetsbare buisleidingen te plaatsen binnen de vijf meter en de meest kwetsbare te plaatsen in de overige delen van de buisleidingstrook kan een situatie zonder risico worden bewerkstelligd.

Er zijn daarmee voldoende mogelijkheden beschikbaar bij het ontwerpen van het buisleidingtracé om buisleidingen aan te leggen binnen de buisleidingstrook.

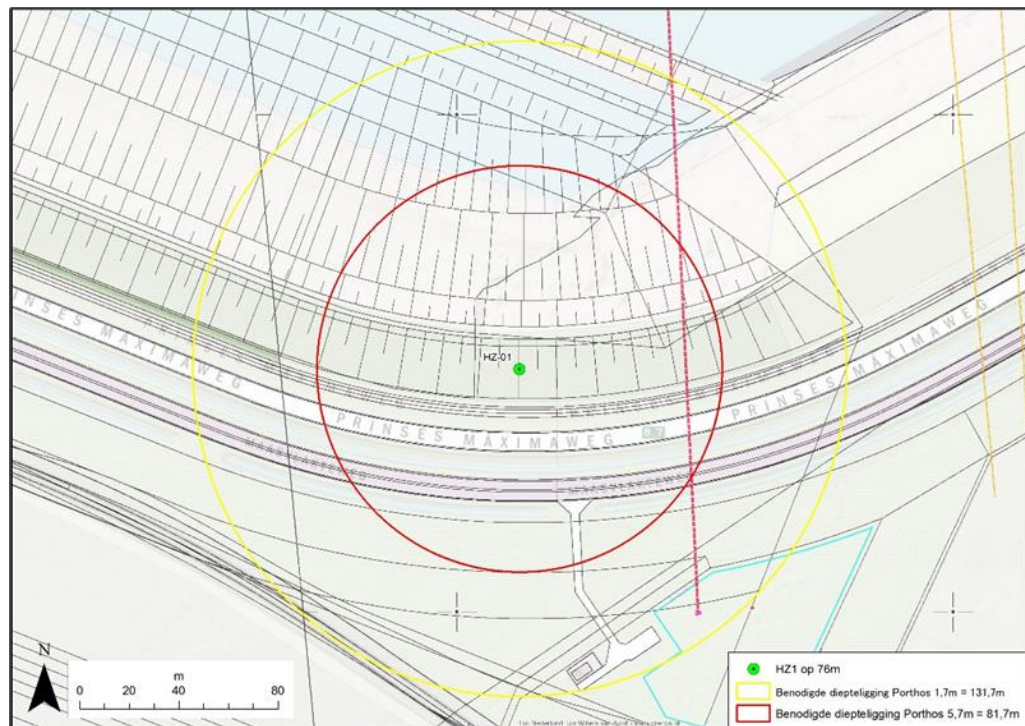
5.1.7 Porthos buisleiding

Nabij het plangebied ten oosten van HZ-01 is een offshore buisleiding gepland die vanuit de Maasvlakte richting de zee loopt waarin grootschalige hoeveelheden CO₂ zullen worden getransporteerd. Deze grote buisleiding dient nog te worden aangelegd en te worden vergund. Om te onderzoeken of beide ontwikkeling gezamenlijk kunnen worden uitgevoerd heeft er contact plaatsgevonden met het team van de Porthos buisleiding van de Gasunie.

Het beoogde tracé van de buisleiding ligt op een afstand van minstens 65 meter. In de notitie “Analyse benodigde diepteligging Porthos buisleiding i.r.t. Windpark maasvlakte II” van 10 juni 2020 is geanalyseerd dat binnen een straal van 81,7 meter de minimale gronddekking circa 5,7 meter dient te bedragen om effecten te voorkomen. Gezien de ligging van de buisleiding onder de waterkering, onder de betrokken wegen en de spoorbaan is het zeer waarschijnlijk dat deze minimale diepteligging aanwezig is. Binnen een straal van 131,7 meter dient een diepteligging aanwezig te zijn van minimaal 1,7 meter.

Deze maten en afstanden zijn doorgegeven aan het team van de Porthos buisleiding van de Gasunie. Uit een eerste reactie blijkt dat een klein deel van de Porthos buisleiding en zijn entry point voor het ondergrondse gedeelte ligt binnen de zone waarbij er schade kan optreden als gevolg van bladworp bij nominaal toerental. De zone van ‘high impact’ rood in onderstaand figuur ligt volgens het Gasunie team van Porthos diep genoeg om schade te voorkomen. Momenteel wordt onderzocht of de betonnen afdekking van de onderdelen in de zone van ‘low impact’ (bladworp) voldoende kan zijn om schade aan de buisleiding te voorkomen als gevolg van treffen door het gewicht van een bladonderdeel. Deze resultaten worden actief overlegd met het team van Gasunie - Porthos om tot een acceptabele situatie kunnen komen zodat de toekomstige ontwikkeling van dit project zo min mogelijk belemmerd wordt in zijn uitvoering. De Gasunie heeft aangegeven dat de buisleidingen worden afgeschermd met betonplaten en zijn gelegen in betonnen kokers. Een eerste analyse laat zien dat dit voldoende afscherming zou zijn om te voldoen aan de benodigde equivalente gronddekking en deze informatie is gedeeld met de Gasunie.

Figuur 5.8 Locatie beoogde ligging leiding Porthos



6 HOOGSPANNINGSINFRASTRUCTUREN

TenneT is geen vergunningverstreckende instantie en heeft, behalve de leveringsplicht, geen wettelijk bepaalde criteria op basis waarvan afstandseisen binnen een beheersgebied gesteld kunnen worden. Om het risico van windturbines op hun infrastructuur aanvaardbaar te houden, adviseert TenneT een afstand aan te houden gelijk aan de tiphoogte of de maximale werpafstand bij nominaal toerental indien die groter is.

Wanneer niet wordt voldaan aan deze wens, vraagt TenneT om met hen in overleg te treden. TenneT bekijkt op basis van het concrete geval welk risico voor het betreffende object op dat moment kan worden aanvaard. Deze toetsafstanden gelden voor het hoogspanningsnetwerk met voltages boven de 110 kV.

Er wordt door TenneT onderscheid gemaakt naar de grootte van het effect door de netsituatie in de afweging mee te nemen. Waar het effect groter is, wordt door TenneT een kleinere of geen trefkans geaccepteerd. TenneT hanteert een beleid met een berekening van de faalkans per verbinding. Hierdoor hoeft niet meer de autonome faalkans van een verbinding berekend te worden, maar kan met de trefkans van de windturbine direct bepaald worden of de positie van de windturbine acceptabel is voor TenneT.

Er zijn geen bovengrondse hoogspanningskabels aanwezig binnen de maximale effectafstanden van de windturbines. Wel wordt er naast windturbine HZ-01 momenteel een groot bovengronds transformator station gerealiseerd voor de aansluiting van de offshore windparken van Hollandse Kust Zuid. Ook wordt er in de toekomst mogelijk een aansluiting gerealiseerd voor de Windparken IJmuiden Ver waarvoor twee potentiële ondergrondse tracés zijn aangegeven door TenneT en een locatie voor het transformatorstation.

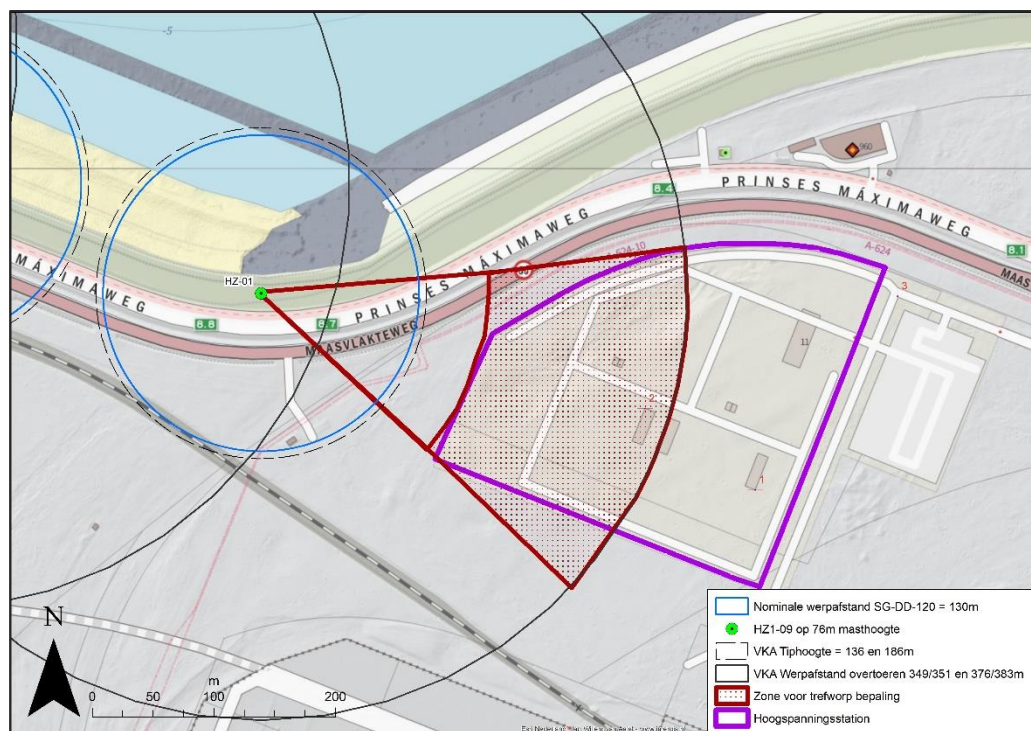
6.1 Bovengrondse installatie TenneT voor Windpark HKZ

De grens van het terrein bevindt zich op een afstand van 185 meter vanaf de windturbine locatie HZ-01. Dit betekent dat het terrein enkel geraakt kan worden door het faalscenario bladworp bij overtoeren. Om de potentiële risico's op de betrouwbaarheid van dit elektrische netwerk te bepalen wordt de trefkans bij overtoeren van de twee opstellingsalternatieven berekend voor het gehele terrein. Voor de bepaling van de trefkans van het gehele terrein wordt ervan uitgegaan dat het zwaartepunt van een rotorblad op het terrein zelf dient te vallen. Dit is een worst-case aanname omdat het gehele terrein wordt beschouwd als trefzone terwijl in de praktijk een rotorblad slechts enkele individuele installatie tegelijk zal kunnen raken. De Handleiding risicoberekeningen windturbines (HRW2020) geeft aan dat een zone met een trefkans van 0 tot 100% treffen met een breedte van $2/3^\circ$ bladlengte rondom individuele installaties gelegd kan worden om de trefkans te beschouwen. Door de trefkans van het gehele terrein te beschouwen wordt een grotere trefzone beschouwd als zones rondom individuele installaties. De huidige berekening dient daarmee gezien te worden als een worst-case bepaling van de maximale effecten.

Voor het windpark bedraagt de werpriching richting het terrein een hoek van 49 graden ($49 / 360 = 13,6\%$) en de minimale benodigde werpafstand is minimaal 185 meter. De kans op het behalen van een bladworpafstand groter dan 185 meter is volgens het kogelbaanmodel zonder

luchtkrachten 43,4% (zie Figuur 1.1). Met een faalfrequentie van 5×10^{-6} is de totale trefkans van een willekeurige locatie op het terrein daarmee $2,9 \times 10^{-7}$. De kans op het treffen van een willekeurige locatie op het terrein is daarmee ééns in de 3,4 miljoen jaar. Deze trefkans kan gebruikt worden om de invloed op de betrouwbaarheid te bepalen.

Figuur 6.1 Weergave trefzone bladworp bij overtoeren i.r.t. terrein hoogspanning HKZ



De ondergrondse kabels richting de offshore windparken liggen op minstens 183 meter vanaf de locatie van windturbine HZ-01. Deze kabels kunnen daarmee enkel getroffen worden door bladworp bij overtoeren. Verwacht wordt dat de kabels zodanig diep liggen dat er geen schade wordt verwacht buiten de aanwezige trefkans van het bovengrondse station.

6.2 Toekomstige elektranetwerk IJmuiden Ver

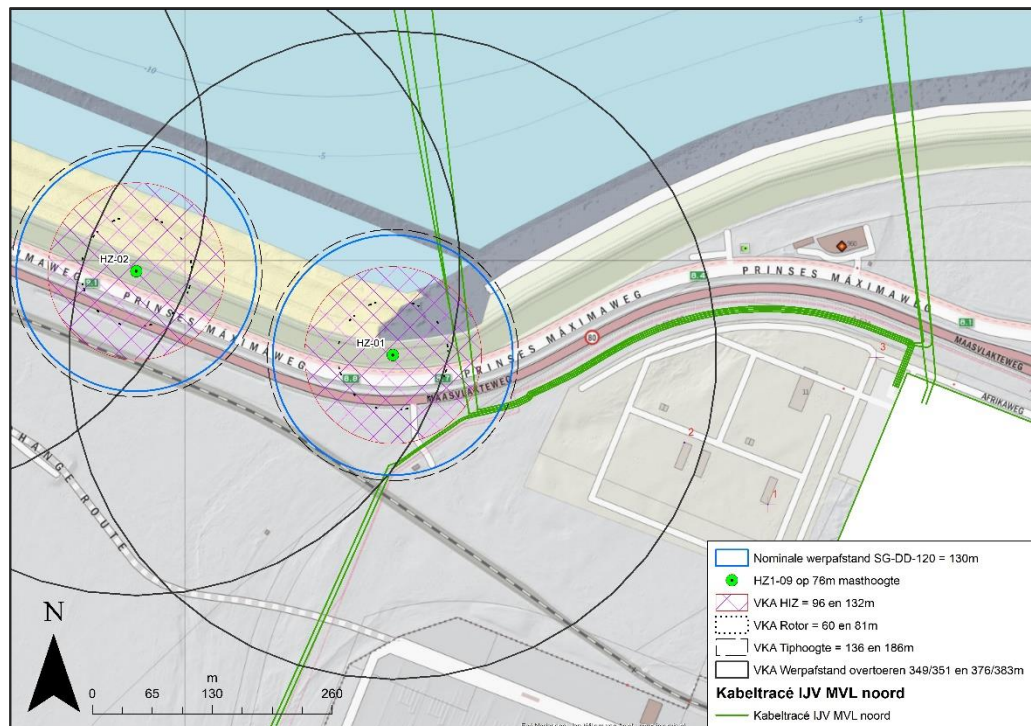
Eén van de beoogde locaties voor het transformatorstation van IJmuiden Ver is gelegen achter het transformatorstation voor de windparken van Hollandse Kust Zuid kan niet geraakt worden door enig faalscenario van de windturbine. Wel zullen er meerdere ondergrondse bekabeling lopen langs de windturbine nabij HZ-01 en zijn er meerdere alternatieven voor de offshore ondergrondse kabels. Van de offshore bekabeling wordt geacht dat deze zodanig diep liggen dat er geen schade wordt verwacht bij het treffen van deze tracés. Voor de beoogde delen die lopen langs windturbine HZ-01 met een beperkte diepteligging is de trefkans uitgerekend. De beoogde tracés liggen op 99 meter vanaf de windturbinepositie van HZ-01. De tracés liggen buiten de afstand van de High Impact Zone³ waarmee het faalscenario mastfalen niet van toepassing is. Dit betekent dat de tracés enkel geraakt kunnen worden door de faalscenario's bladworp bij nominaal toerental en bladworp bij overtoeren. De kritische afstand (de afstand

³ High Impact Zone = Ashoogte + $1/6 \times$ de rotordiameter

vanaf de kabelligging waar een rotorblad dient te vallen om schade te kunnen veroorzaken) is gesteld op 2 meter.

Voor het voorkeursalternatief is de trefkans $3,8 \times 10^{-06}$. De kans per jaar op schade is daarmee ééns in de 260.000 jaar.

Figuur 6.2 Weergave potentiële tracés IJmuiden Ver aansluiting TenneT



6.3 Domino effect van buisleiding

Op aangeven van TenneT is gevraagd om aandacht te geven aan de kans op schade aan het elektriciteitsnetwerk als gevolg van de verhoogde kans op ontploffingen van de buisleidingen van de Gasunie. Dit effect kan een domino effect of een cascade effect genoemd worden. De trefkans van de Gasunie buisleiding met de hoogste trefkans uitgaande van 100% kans op maximale schade is gesteld op maximaal $4,9 \times 10^{-06}$ voor het voorkeursalternatief. Deze worst-case trefkans heeft niet direct tot gevolg dat de werking van het transformatorstation met zekerheid wordt aangetast.

7 WATERKERINGEN

De effecten op de waterkerende werking van de zeewering langs de tweede maasvlakte worden beschouwd in een separate rapportage genaamd die als onderdeel van het MER bij de aanvraag is opgenomen.

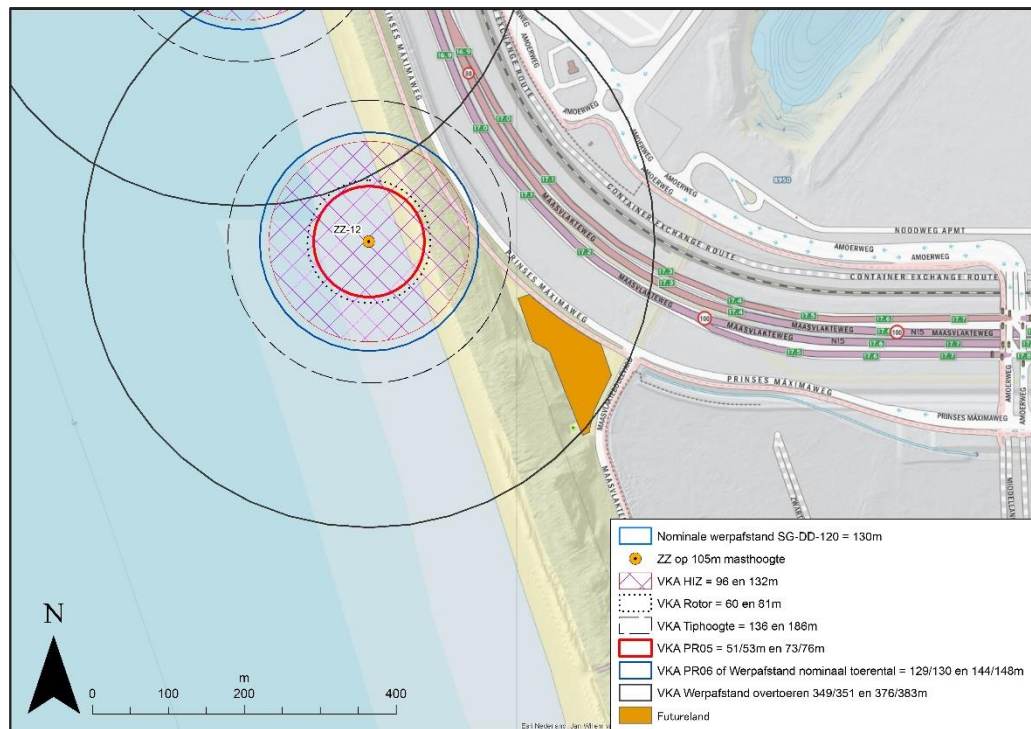
8 BELEID EN TOEKOMSTIGE ONTWIKKELINGEN HAVENBEDRIJF ROTTERDAM

8.1 Futureland

Het Havenbedrijf Rotterdam heeft het voornemen om de huidige locatie van het informatiecentrum Futureland van de Maasvlakte te verplaatsen naar een locatie op de Tweede Maasvlakte. Het beoogde terrein is weergegeven in onderstaand figuur en is gelegen in de buurt van windturbine ZZ-12 van beide opstellingsalternatieven.

Een informatiecentrum en expositie gebouw voor meer dan 50 bezoekers gedurende langere perioden kan worden gezien als een kwetsbaar object en dient daarmee buiten de PR10⁻⁰⁶ contour van de windturbines te liggen. Zoals te zien in onderstaand figuur ligt het beoogde terrein zowel buiten de PR10⁻⁰⁶ contour, buiten de werpafstanden bij nominaal toerental en buiten de tiphoogte afstanden. De komst van de windturbines is daarmee geen belemmering voor de ontwikkeling van een kwetsbaar object op deze locatie.

Figuur 8.1 Weergave beoogde locatie Futureland i.r.t. windturbine ZZ-12

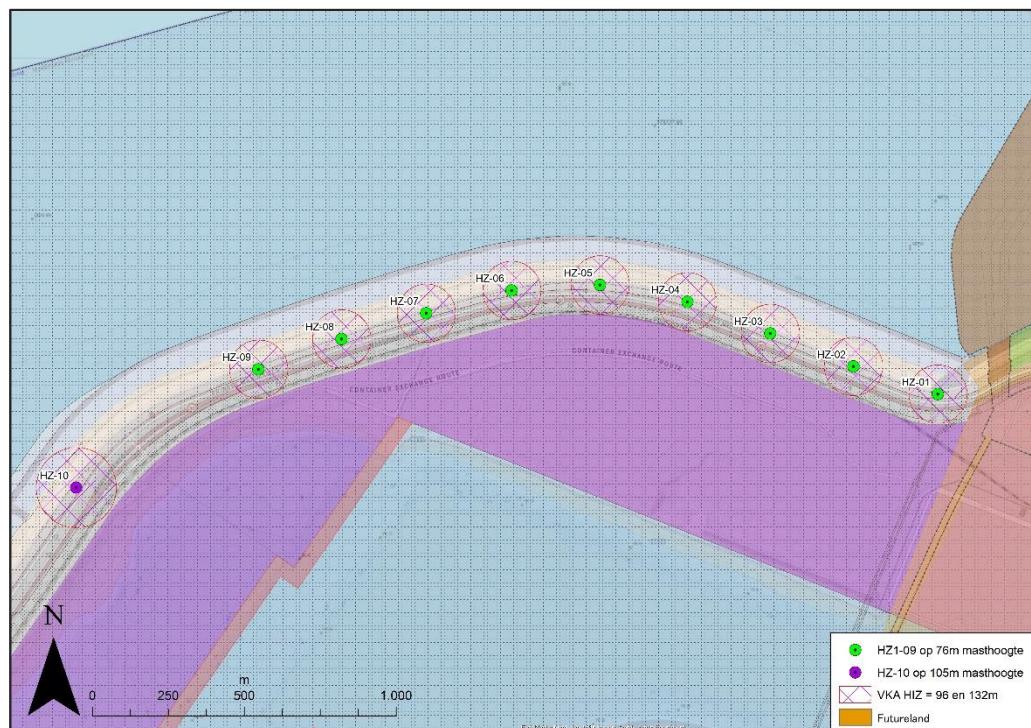


8.2 High Impact Zone

Het Havenbedrijf Rotterdam heeft aangegeven dat de High Impact Zone van de windturbines niet mag zijn gelegen over bepaalde bestemmingen van de Maasvlakte II. De High Impact Zone is gedefinieerd als de masthoogte + 1/6x de rotordiameter. In bijlage 1 is in een notitie van RHDHV genaamd "Veiligheidsbeschouwing windturbinefundatie bij aanleg op een terp tegen de harde zeewering" aangegeven waarom gerekend kan worden met de masthoogte in de plaats van de onderkant van het fundament tot aan de ashoogte als maatgevend breekpunt voor de bepaling van de HIZ- afstand.

Voor de windturbines op de Harde zeewering geldt dat deze zone enkel mag zijn gelegen over de bestemmingen: "Waterstaatkundige doeleinden, Water - 1" en "Verkeer". In onderstaand figuur is te zien dat hieraan kan worden voldaan.

Figuur 8.2 Weergave HIZ deelgebied Noord



Voor de windturbines op de zachte zeewering geldt dat de High Impact Zone enkel mag zijn gelegen over de bestemmingen: "Waterstaatkundige doeleinden en Water – 1. In onderstaand figuur is te zien dat de windturbines op de zachte zeewering niet over de (eerstvolgende) bestemming "Verkeer" zijn gelegen.

Figuur 8.3 Weergave HIZ deelgebied Zuid – ZZ-01 t/m ZZ-05



Figuur 8.4 Weergave HIZ deelgebied Zuid – ZZ-07 t/m ZZ-12



9 KWALITATIEVE ANALYSE IJSWORP SCENARIO

Op 1 tot 2 dagen per jaar kunnen de weeromstandigheden in Nederland zodanig zijn dat er sprake is van significante ijs aangroei aan de windturbinebladen. Bij het loskomen van deze ijsblokken kunnen gevaarlijke situaties ontstaan voor onbeschermden personen of door schrikreacties tijdens transport. Moderne windturbines zijn veelal voorzien van systemen die kunnen detecteren of er sprake is van aangroeiend ijs en/of weersomstandigheden waarbij ijsaangroei kan worden verwacht. Bij het merendeel van de aanwezige windturbines in Nederland hoeven geen specifieke maatregelen te worden genomen om ijsaangroei te voorkomen of het vallen van ijs te voorkomen doordat de meeste windturbines worden geplaatst in open agrarische gebieden waar weinig aanwezigheid van personen worden verwacht. Om ijsworp te voorkomen dient de windturbine te worden stilgezet indien significante ijsaangroei aanwezig is. Het voorkomen van gevaarlijke situaties en het verplicht moeten stilzetten van windturbines is reeds geregeld in de regels van het activiteitenbesluit.

Om te analyseren of de omgeving gevoelig kan zijn voor ijsworp of ijsval wordt gekeken naar de directe omgeving van de windturbines tot aan een afstand gelijk aan de tiphoogte. Binnen deze afstand zijn geen objecten of terreinen aanwezig die gevoelig zijn voor ijsval (zoals kassen).

De windturbines op de zachte zeewering draaien over strand wat toegankelijk is voor personen. Er wordt echter geen significante aanwezigheid verwacht van personen tijdens weersomstandigheden die zorgen voor ijsaangroei. De doorgaande wegen parallel aan het windpark liggen op voldoende afstand om de kans op ijsval zodanig te reduceren dat er geen specifieke maatregelen benodigd zijn. Tevens is de kans op onbeschermden passanten (niet in een voertuig) ten tijde van winterse omstandigheden nihil nabij het windpark of op de lokale wegen.

Er is gezien de niet ijsvalgevoelige omgeving geen aanleiding om additionele maatregelen te nemen om ijsworp of ijsval tegen te gaan bovenop de verplichte wettelijke eisen in het activiteitenbesluit milieubeheer.

BIJLAGE 4





> Retouradres Postbus 16169 2500 BD Den Haag

Pondera Consult
[Redacted]

Rijksvastgoedbedrijf
Directie Vastgoedbeheer
Klant- en
Vastgoedmanagement

Sint Jacobsstraat 16
3511 BS Utrecht
Postbus 16169
2500 BD Den Haag
www.rijksvastgoedbedrijf.nl

Contactpersoon
[Redacted]

Datum 8 juni 2020
Betreft VGB windpark Tweede Maasvlakte (2020)

Ons briefkenmerk
1229307
Ons zaakkenmerk
8268

Uw kenmerk
e-mail d.d. 2-06-2020

KvK nummer
65890604

BTW nummer
NL8563.05.765.B.01

IBAN
NL75INGB0705002624

Kopie aan
CLSK
MPC 92 A
[Redacted]

Geachte heer [Redacted],

TNO heeft een radarverstoringsonderzoek uitgevoerd met betrekking tot het windpark Tweede Maasvlakte gelegen in de gemeente Rotterdam. Het gaat om de plaatsing van 22 nieuwe windturbines. Bij het onderzoek door TNO is onder meer de beoogde radarlocatie in Herwijnen betrokken. Aangezien deze locatie nog niet definitief is, worden de drie formele alternatieve locaties, Goudriaan, Meerkerk en Nieuwpoort ook in de berekeningen meegenomen. Ik verwijs hiervoor naar de niet-gerubriceerde rapportage van TNO, die reeds in uw bezit is.

Het (gerubriceerde) rapport is beoordeeld door het Commando Luchtstrijdkrachten van het ministerie van Defensie zoals bedoeld in art. 2.5 vierde lid van de Regeling algemene regels ruimtelijke ordening. Het door TNO getoetste plan voor het windpark Tweede Maasvlakte blijft binnen de 2020 normen die het CLSK voor radardekking vereist.

Let op:

Aangezien er in dit stadium van het project nog geen keuze is gemaakt voor een specifiek windturbintype, is voor de afmetingen van de windturbines uitgegaan van een windturbine uit de 4 en 5-6 MW-klasse. Dit is een windturbine met worst-case afmetingen, samengesteld uit het op dit moment bij TNO beschikbare windturbinebestand. Deze Verklaring van Geen Bezwaar is daarop gebaseerd. Bij serieuze wijzigingen van het plan dient er een hernieuwd onderzoek plaats te vinden.

Verklaring van geen bezwaar

Het ministerie van Defensie kan zich vinden in de onderzoeksresultaten van TNO en ziet daarnaast ook geen andere bezwaren om zich tegen de komst van het windpark te keren. Dit betekent dat het ministerie van Defensie geen bezwaren heeft tegen dit windpark.

Hoogachtend,

De staatssecretaris van Defensie,
namens deze,



Hoofd sectie Omgevingsmanagement

BIJLAGE 5



Bijlage Effecten van luchtvaartverlichting windturbines op vogels en vleermuizen

In deze bijlage wordt een samenvatting gegeven van een overzicht van de kennis over effecten van luchtvaartverlichting op vogels en vleermuizen, opgesteld door Lensink & van der Valk (2013).

Vogels en verlichting

Inleiding

Vogels gebruiken verschillende natuurlijke fenomenen om zich tijdens de voorjaars- en najaarstrek te oriënteren en om te navigeren (zie voor overzicht Alerstam 1990, Berthold 1998): de sterrenhemel, het aardmagnetisch veld en zonsopkomst en zonsondergang in relatie tot daglengte. Verlichting ten behoeve van de luchtvaart zou kunnen interfereren met waarnemingen door vogels van de sterrenhemel en zo tot desoriëntatie kunnen leiden. Uit de literatuur zijn incidenten bekend waarbij rond verlichte objecten grote aantal slachtoffers onder vogels vallen. Deze onderzoeken kunnen worden gebruikt om het mogelijke risico voor vogels van luchtvaartverlichting op windturbines te duiden.

Waargenomen effecten

Uit de eerste helft van de twintigste eeuw zijn uit Europa (ook Nederland) verschillende nachten bekend waarin grote aantallen vogels zich dood vlogen tegen vuurtorens (Verheijen 1980, 1981). De kans op dergelijke incidenten is het grootst tijdens maanloze nachten (rond nieuwe maan). Door aanpassingen in de verlichting (afscherming tot begrensde bundel, plaatsen rekken rond de top (rustmogelijkheid) en bijlichten vanaf de grond) komen dergelijke incidenten in Nederland niet meer voor.

In de jaren negentig is aan het licht gekomen dat fel verlichte boorplatforms op de Noordzee tijdens donkere nachten grote aantallen trekvogels kunnen aantrekken en desoriënteren die vervolgens rondom het platform rondjes blijven vliegen (en door uitputting uiteindelijk in zee kunnen belanden) (Van de Laar 2007). Vervolgens is door gerichte experimenten aangetoond dat wanneer de verlichting wordt gedempt en wit licht wordt vervangen door groen licht, trekkende vogels boven de Noordzee niet meer worden gevangen door de platformverlichting (Poot et al. 2008).

Uit de Verenigde Staten is een groot aantal incidenten rond hoge zendmasten (TV) bekend waarbij tijdens één nacht grote aantallen slachtoffers onder trekkende vogels vallen (overzichten in Hebert et al. 1995, Trapp 1998). Deze masten variëren in hoogte tussen 100 en 600 m en zijn gemarkeerd door luchtvaartverlichting (rood). De aantallen slachtoffers variëren van enkele tot vele duizenden vogels. Uit Europa zijn geen opgaven van nachten met substantiële aantallen slachtoffers rond zendmasten bekend (samenvatting van alle gegevens te vinden in Lensink & Dirksen 1998).

Experimenteel is vervolgens aangetoond dat desoriëntatie onder vogels optreedt bij lichtsterktes boven 30kW; dit is vergelijkbaar met 36.000 candela of meer. Nachtverlichting op windturbines heeft in het algemeen slechts een sterkte van 2.000 candela (topverlichting) of 50 candela (mastverlichting).

De meest voorkomende soorten in de lijsten met slachtoffers behoren tot de 'Amerikaanse zangers' en minder tot de 'vireo's' en 'Amerikaanse lijststers'. Deze drie groepen specifiek in de nacht trekkende vogelsoorten komen in Europa niet voor. Van eenden, ganzen en zwanen, die ook massaal 's nachts kunnen trekken, zijn veel minder slachtoffers vastgesteld. Enerzijds lijkt dit een gevolg van de talrijkheid van de verschillende soorten in de lucht (dichtheid) in de VS, anderzijds is een verband met een mogelijk verschil in gebruikte oriëntatiemechanismen niet uitgesloten. Dit laatste zou kunnen verklaren waarom uit Europa (waar de drie eerdergenoemde families ontbreken) geen nachten met grote aantallen slachtoffers bekend zijn.

Een analyse van de nachten met grote aantallen slachtoffers (in de VS) leert dat deze samenvallen met gunstige omstandigheden voor het ondernemen van een trekvlucht in het gebied van herkomst waarbij de stroom vogels in de loop van de nacht een front ontmoet en vermoedelijk lager (onder de wolken) gaat vliegen. De meest waarschijnlijke hypothese is dat deze vogels zich dan door de luchtvaartverlichting laten misleiden en rond de zendmast blijven vliegen en verongelukken door aan aanvaring met een tuindraad. Ook hier geldt dat de grootste kans op aanvaringen gedurende donkere maanloze nachten is. Voorts komt uit de analyse bovendien dat slachtoffers vooral worden gevonden onder zendmasten die hoger dan 200 m zijn. Rond de eeuwwisseling heeft gericht onderzoek laten zien dat witte luchtvaartverlichting op zendmasten nauwelijks tot desoriëntatie leidt (Gauthreaux 1999).

Vleermuizen en verlichting

Inleiding

Er zijn twee typen reacties van vleermuizen op verlichting denkbaar:

- aantrekking;
- verstoring.

Het is mogelijk dat lichten insecten aantrekken, die als prooidieren voor vleermuizen aantrekkelijk zijn (Limpens et al. 2007). Het is ook mogelijk dat de (knipperende) lichten ultrasone geluiden produceren, die vleermuizen aantrekken (Arnett et al. 2008). Aantrekking zou kunnen leiden tot een hoger aantal vleermuisslachtoffers onder vleermuizen. Het is evengoed mogelijk dat vleermuizen worden afgestoten door de verlichting van windturbines, aangezien veel soorten vleermuizen geacht worden lichtschuw te zijn (Limpens et al. 1997, Kuijper et al. 2008). Ook ultrasone geluiden kunnen verstoring zijn (Arnett et al. 2008). Afstoting dan wel verstoring zou kunnen leiden tot een lager aantal vleermuisslachtoffers maar ook tot verlies van foerageergebied en/of barrièrewerking.

Waargenomen effecten

Bij Amerikaans onderzoek is gezocht naar verschillen in aantallen vleermuisslachtoffers tussen windturbines zonder verlichting en turbines met knipperende witte, knipperende rode en continu rode verlichting. De verlichting was "aviation lighting", dus verlichting vanwege de vliegveiligheid. Daarbij werden geen statistisch significante verschillen gevonden in aantallen slachtoffers (Arnett et al. 2005, Arnett et al. 2008, GAO, 2005, Johnson et al. 2003, Winkelman et al. 2008). De auteurs geven zekerheidshalve aan dat continue witte verlichting niet is onderzocht. Er zijn geen aanwijzingen, dat een dergelijke verlichting wel van invloed zou zijn op de aantallen gedode vleermuizen dan wel het aanvaringsrisico van vleermuizen (Kunz et al. 2007a, b). Eurobats (Rodrigues et al. 2008) beveelt overigens wel aan hier nader

onderzoek naar te doen. De conclusie die hieruit getrokken kan worden is dat navigatieverlichting geen effect heeft op het aanvaringsrisico van vleermuizen. Er zijn ons geen Europese onderzoeken bekend waarin het effect van verlichting op het aanvaringsrisico van navigatieverlichting is onderzocht. Er zijn ons evenmin redenen bekend waarom de conclusie van het Amerikaanse onderzoek niet overgenomen zou kunnen worden.

Voor verlichting op betonning ten behoeve van de veiligheid van de scheepvaart geldt hetzelfde als voor verlichting ten behoeve van het vliegverkeer: deze zou kunnen aantrekken of afstoten. Hierbij geldt wel steeds dat scheepvaartverlichting zich juist boven de waterspiegel bevindt. Bij aantrekking blijven vleermuizen dan nog steeds weg uit het vlak van de rotor. Bij afstoten blijven de dieren op grotere afstand van de opstelling. Daarnaast is scheepvaartverlichting alleen relevant voor soorten die boven groot open water kunnen foerageren, zoals watervleermuis en meervleermuis.

Overige verlichting

Winkelman et al. (2008) wijzen nog op de mogelijke effecten van verlichting van windturbines, anders dan navigatieverlichting, zoals verlichting op gebouwen of langs onderhoudswegen. Deze verlichting zou geminimaliseerd moeten worden, om effecten op vleermuizen te minimaliseren. Hiermee zou mogelijk het risico voor vleermuizen verminderd kunnen worden, omdat verschillende soorten (waaronder de risicosoorten rosse vleermuis, ruige dwergvleermuis en gewone dwergvleermuis) graag bij kunstmatige verlichting foerageren omdat deze insecten kan aantrekken.

Conclusies ten aanzien luchtvaartverlichting op windturbines

De luchtvaartverlichting wordt op windturbines meestal bovenop de as (topverlichting, deze is naar beneden toe afgeschermd) geplaatst, en aan de mast (mastverlichting).

De sterkte van de verlichting op de masten is vele malen zwakker dan die van een vuurtoren of een platform op zee (cf. Poot et al. 2008). Een risico zoals voorheen voor vuurtorens of platforms gold, is derhalve niet aan de orde. De masten zullen door hun relatief zwakke verlichting niet als een heldere ster functioneren die op tientallen kilometers afstand zichtbaar is in een verder donkere omgeving. Door Bruinzeel & Van Belle (2009) is voor grote goed verlichte platforms een effectafstand bij zeer goed zicht van 4.500 m becijferd en bij zeer slecht zicht van enkele honderden meters. Daarnaast zijn in de omgeving van de masten meestal nog vele verlichtingsbronnen langs wegen, op boerderijen en enkele bewoningskernen aanwezig, waardoor de focus op de masten wegvalt.

De verlichting op windturbines wordt aangebracht op een hoogte waarop ook uit de Verenigde Staten geen gevallen van massale incidenten met vogelslachtoffers bekend zijn. De kans op desoriëntatie van trekkende vogels door de verlichting aan de turbine, waardoor de vogels slachtoffer worden van een aanvaring met de draaiende rotor, wordt minimaal geacht. De luchtvaartverlichting op windturbines heeft derhalve geen effect op vogels.

Uit de beschikbare onderzoeken en kennis komt naar voren dat luchtvaartverlichting op windturbines niet leidt tot extra risico's voor vleermuizen.

De conclusie is dat de aanwezigheid van verlichting op moderne windturbines geen negatieve effecten op vogels en vleermuizen teweeg brengt.

Literatuur

- Alerstam T. 1990. Bird migration. Cambridge University Press, Cambridge.
- Arnett E.B., W.P. Erickson, J.W. Horn & J. Kerns 2005. Relationships between Bats and Wind Turbines in Pennsylvania and West Virginia: An Assessment of Fatality Search Protocols, Patterns of Fatality, and Behavioral Interactions with Wind Turbines A Summary of Findings from the Bats and Wind Energy Cooperative's 2004 Field Season. Bats and Wind Energy Cooperative (BWEC), Austin.
- Arnett E.B., W. K. Brown, W. P. Erickson, J. K. Fiedler, B. L. Hamilton, T. H. Henry, A. Jain, G. D. Johnson, J. Kerns, R. R. Koford, C. P. Nicholson, T. J. O'Connell, M. D. Piorkowski & R. D. Tankersley 2008. Patterns of bat fatalities at wind energy facilities in North-America. *Journal of Wildlife Management* 72(1): 61- 78.
- Berthold P. (ed.) 1993. Orientation and navigation in birds. Birkhausen Verlag, Basel.
- Bruinzeel L.W. & J. van Belle 2010. Additional research on the impact of conventional illumination of offshore platforms in the North Sea on migratory bird populations. Report 1439, Altenburg & Wymenga, Veenwouden.
- GAO (United States Government Accountability Office), 2005. WIND POWER Impacts on Wildlife and Government Responsibilities for Regulating Development and Protecting Wildlife. Report to Congressional Requesters. Rapportnr. GAO05-906. GAO, Washington, D.C.
- Gauthreaux S. jr. 1999. Presentation Cornell University september 1999. Windturbines and avian collision, Cornell, Ithaca, USA.
- Hartman J.C., F. van Vliet & K.L. Krijgsveld 2012. Natuurtoets opschaling Windpark Wagendorp, Gemeente Hollands Kroon; Oriëntatiefase in het kader van de Natuurbeschermingswet 1998 en quick scan in het kader van de Flora- en faunawet. Rapport 12-123, Bureau Waardenburg, Culemborg.
- Hebert E., E. Reese & L. Mark. 1995. Avian collision and electrocution: an annotated bibliography. Report P700-95-001, California Energy Commission.
- Horn J.W., E.B. Arnett & T.H. Kunz 2008. Behavioral responses of bats to operating wind turbines. *Journal of Wildlife Management* 72(1): 123-132.
- Johnson G. D., W. P. Erickson, M. D. Strickland, M. F. Shepherd, D. A. Shepherd, and S. A. Sarappo 2003. Mortality of bats at a large-scale wind power development at Buffalo Ridge, Minnesota. *American Midland Naturalist* 150: 332–342.
- Kunz T.H., E.B. Arnett & W.P. Erickson 2007a. Ecological impacts of wind energy development on bats: questions, research, needs, and hypotheses. *Frontiers in Ecology and Environment* 5(6): 315-324.
- Kunz T.H., E.B. Arnett, W.P. Erickson, A.R. Hoar, G.D. Johnson, R.P. Larkin, M.D. Strickland, R.W. Thresher & M.D. Tuttle 2007b. Ecological impacts of wind energy development on bats: questions, research needs, and hypotheses. *Frontiers in Ecology and the Environment* 5 (6): 315–324.
- Kuijper D.P.J., J. Schut, D. van Dullemen, H. Toorman, N. Goossens, J. Ouweland & H.J.G.A. Limpens 2008. Experimental evidence of light disturbance along the commuting routes of pond bats (*Myotis dasycneme*) *Lutra* 51 (1): 37-49.
- Lensink, R. & M. van der Valk 2013. Effecten van luchtvaartverlichting aan windturbines op vogels en vleermuizen. Notitie in project 12-278. Bureau Waardenburg, Culemborg.
- Lensink R. & S. Dirksen 1998. Hoge zendmasten en het aanvaringsrisico voor vogels. Notitie project 98-072, Bureau Waardenburg, Culemborg.
- Limpens H., H. Huitema & J. Dekker 2007. Vleermuizen en windenergie. Analyse van effecten en verplichtingen in het spanningsveld tussen vleermuizen en windenergie, vanuit de ecologische en wettelijke invalshoek. VZZ rapport 2006.50. Zoogdierverseniging VZZ, Arnhem.
- Poot H., B.J. Ens, H. de Vries, M.A.H. Donners, M.R. Wernand & J.M. Marquenie 2008. Green light for nocturnally migrating birds. *Ecology & Society* 13(2): 47 online www.ecologyandsociety.org/vol13/iss2/art47.

- Rodrigues, L., L. Bach, M.-J. Dubourg-Savage, J. Goodwin & C. Harbusch (2008). Guidelines for consideration of bats in wind farm projects. EUROBATS Publication Series No. 3 (English version). UNEP/EUROBATS Secretariat, Bonn.
- Trapp J. 1998. Bird kills at towers and other man-made structures: an annotated partial bibliography (1960-1998). Report, U.S. Fish and Wildlife Service, Virginia.
- Van de Laar F.J.T. 2007. Green light to birds; investigation into the effect of bird- friendly lighting. Report NAM locatie L15-FA-1 . NAM Assen, The Netherlands.
- Verheijen F.J. 1978. Orientation based on directivity, a directional parameter of the animals radiant environment. In K. Schmidt-Koenig & W.T. Keeton (eds.). Animal migration navigation and homing, pp. 431-440. Springer Verlag, Berlin.
- Verheijen F.J. 1980. The moon: a neglected factor in studies om collision of nocturnal migrant bords with tal lighted structures and with aircraft. Vogelwarte 30: 305-320.
- Verheijen F.J. 1981. Birds kills at tall lighted structures in the USA in the period 1935- 1973 and kills at a Dutch lighthouse in the period 1924-28 show similar lunar periodicity. Ardea 69: 199-203
- Winkelman J.E., F.H. Kistenkas & M.J Epe 2008. Ecologische en natuurbeschermings-rechtelijke aspecten van windturbines op land. Alterra- rapport 1780. Alterra, Wageningen.