

AANVRAAG OMGEVINGSVERGUNNING WINDPARK VERMEER MIDDEN

INHOUDSOPGAVE

	AANVRAAGFORMULIER
BIJLAGE 1A	TOELICHTING
BIJLAGE 1B	NOTA AANVULLINGEN
BIJLAGE 2	MACHTIGINGSFORMULIER
BIJLAGE 3	UITREKSEL KVK
BIJLAGE 4A	OVERZICHT WP N33
BIJLAGE 4B	SITUATIETEKENING
BIJLAGE 4C	DETAILTEKENINGEN
BIJLAGE 4D	AANZICHTEN WINDTURBINE EN GONDEL
BIJLAGE 5	AKOESTIEK EN SLAGSCHADUW WP VERMEER MIDDEN
BIJLAGE 6A	BUREAUONDERZOEK ARCHEOLOGIE
BIJLAGE 6B	ERKENNEND BOORONDERZOEK TURBINELOCATIES
BIJLAGE 6C	VERKENNEND EN KARTEREND ONDERZOEK TURBINELOCATIES
BIJLAGE 7	VOORONDERZOEK BODEM
BIJLAGE 8A	ANALYSE EXTERNE VEILIGHEID T.B.V. MER VARIANTEN
BIJLAGE 8B	NOTITIE VEILIGHEID I.R.T. HOOGSPANNING
BIJLAGE 8C	ANALYSE EXTERNE VEILIGHEID VKA
BIJLAGE 8D	NOTITIE WINDPARK N33 EN AARDBEVINGEN
BIJLAGE 9A	MER WP N33
BIJLAGE 9B	MER WP N33 – BIJLAGEN
BIJLAGE 9C	MER WP N33 – AANVULLING
BIJLAGE 10A	TECHNISCHE SPECIFICATIES SIEMENS SWT 3.2 – 113 – ASHOOGTE 115M
BIJLAGE 10B	TECHNISCHE SPECIFICATIES VESTAS V126 – ASHOOGTE 137M
BIJLAGE 10C	TECHNISCHE SPECIFICATIES VESTAS V112 – 119M (INCLUSIEF PALENPLAN)
BIJLAGE 10D	VOORBEELDTURBINE ENERCON E115
BIJLAGE 10E	VOORBEELDTURBINE ENERCON E126
BIJLAGE 11	ONTVANGSTBEVESTIGINGEN NB EN FF
BIJLAGE 12	VOORBEELDSONDERINGEN OMGEVING
BIJLAGE 13	TEKENING INKOOPSTATION
BIJLAGE 14	AANVULLING - AANVRAAGFORMULIER AANLEGVERGUNNING

Formuliersversie
2016.01

Aanvraaggegevens

Aanvraagnummer	2130265
Aanvraagnaam	Windpark Vermeer Midden
Uw referentiecode	709016
Ingediend op	17-02-2016
Soort procedure	Uitgebreide procedure
Projectomschrijving	Bouwen, oprichten en inwerking hebben van Windpark Vermeer Midden. Deze aanvraag bestaat uit 4 windturbines, 4 kraanopstelplaatsen en 1 inkoopstation. De aanvraag betreft 1 van de 4 inrichtingen van Windpark N33.
Opmerking	Zie bijlage 1.
Gefaseerd	Nee
Blokkerende onderdelen weglaten	Ja
Persoonsgegevens openbaar maken	Nee
Kosten openbaar maken	Nee
Bijlagen die later komen	Zie bijlage 1.
Bijlagen n.v.t. of al bekend	Nvt
Bevoegd gezag	
Naam:	Gemeente Veendam
Bezoekadres:	Raadhuisplein 5 9641 AW Veendam
Postadres:	Postbus 20004 9640 PA Veendam
Telefoonnummer:	0598-652222
Contact per e-mail of contactformulier op de website:	vergunningaanvraag@veendam.nl
Website:	www.veendam.nl

Overzicht bijgevoegde modulebladen

Aanvraaggegevens

Aanvragergegevens

Locatie van de werkzaamheden

Werkzaamheden en onderdelen

Overig bouwwerk bouwen

- Bouwen

Inrichting of mijnbouwwerk oprichten of veranderen (Milieu)

- Oprichting

Bijlagen

Kosten

Aanvrager bedrijf

1 Bedrijf

KvK-nummer	64530795
Vestigingsnummer	000033348383
Statutaire naam	Windpark Vermeer Midden B.V.
Handelsnaam	Windpark Vermeer Midden B.V.

2 Contactpersoon

Geslacht	<input type="checkbox"/> Man <input checked="" type="checkbox"/> Vrouw
Voorletters	●
Voorvoegsels	●●●
Achternaam	●●●
Functie	-

3 Vestigingsadres bedrijf

Postcode	3871 MR
Huisnummer	4
Huisletter	-
Huisnummertoevoeging	D
Straatnaam	Zuiderinslag
Woonplaats	Hoewelaken

4 Correspondentieadres

Adres	Zuiderinslag 4-D 3871 MR Hoewelaken
-------	----------------------------------------

5 Contactgegevens

Telefoonnummer	●●●●●●●●
Faxnummer	-
E-mailadres	●●●●●●●●●●

Gemachtigde bedrijf

1 Bedrijf

KvK-nummer	08156154
Vestigingsnummer	000017968313
Statutaire naam	Pondera Consult B.V.
Handelsnaam	Pondera Consult

2 Contactpersoon

Geslacht	<input checked="" type="checkbox"/> Man <input type="checkbox"/> Vrouw
Voorletters	JFW
Voorvoegsels	-
Achternaam	Rijntalder
Functie	Directeur

3 Vestigingsadres bedrijf

Postcode	7556 PE
Huisnummer	49
Huisletter	-
Huisnummertoevoeging	-
Straatnaam	Welbergweg
Woonplaats	Hengelo

4 Correspondentieadres

Adres	Welbergweg 49 7556 PE Hengelo
-------	----------------------------------

5 Contactgegevens

Telefoonnummer	██████████
Faxnummer	-
E-mailadres	████████████████████████████████████████

Locatie

1 Kadastraal perceelnummer

Burgerlijke gemeente	Veendam
Kadastrale gemeente	<input checked="" type="checkbox"/> Veendam
Kadastrale sectie	N
Kadastraal perceelnummer	76
Bouwplannaam	-
Bouwnummer	-
Gelden de werkzaamheden in deze aanvraag/melding voor meerdere adressen of percelen?	<input checked="" type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nee
Specificatie locatie	Perceel VDM00N 00076 bevat alleen windturbine 28. Zie bijlage 1 voor de kadastrale aanduiding van de overige windturbines.

2 Eigendomssituatie

Eigendomssituatie van het perceel	<input type="checkbox"/> U bent eigenaar van het perceel <input type="checkbox"/> U bent erfpachter van het perceel <input type="checkbox"/> U bent huurder van het perceel <input checked="" type="checkbox"/> Anders
Uw belang bij deze aanvraag	Zie bijlage 1.

3 Aanvulling locatieaanduiding

Coördinatenstelsel	<input checked="" type="checkbox"/> RD <input type="checkbox"/> UTM ED50 <input type="checkbox"/> ETRS89 / WGS84 <input type="checkbox"/> Kilometerraai
X-coördinaat	257130
Y-coördinaat	571045

4 Toelichting

Eventuele toelichting op locatie	Zie bijlage 1 voor locatieaanduiding voor de overige windturbines.
----------------------------------	--------------------------------------------------------------------

Bouwen

Overig bouwwerk bouwen

1 De bouwwerkzaamheden

Wat is er op het bouwwerk van toepassing?

- Het wordt geheel vervangen
 Het wordt gedeeltelijk vervangen
 Het wordt nieuw geplaatst

Eventuele toelichting

Zie bijlage 1.

Hebt u voor deze bouwwerkzaamheden al eerder een vergunning aangevraagd?

- Ja
 Nee

2 Plaats van het bouwwerk

Waar gaat u bouwen?

Terrein

3 Bruto vloeroppervlakte bouwwerk

Verandert de bruto vloeroppervlakte van het bouwwerk door de bouwwerkzaamheden?

- Ja
 Nee

Wat is de bruto vloeroppervlakte van het bouwwerk in m2 voor uitvoering van de bouwwerkzaamheden?

0

Wat is de bruto vloeroppervlakte van het bouwwerk in m2 na uitvoering van de bouwwerkzaamheden?

2140

4 Bruto inhoud bouwwerk

Verandert de bruto inhoud van het bouwwerk door de bouwwerkzaamheden?

- Ja
 Nee

Wat is de bruto inhoud van het bouwwerk in m3 voor uitvoering van de bouwwerkzaamheden?

0

Wat is de bruto inhoud van het bouwwerk in m3 na uitvoering van de bouwwerkzaamheden?

27000

5 Oppervlakte bebouwd terrein

Verandert de bebouwde oppervlakte van het terrein na uitvoering van de bouwwerkzaamheden?

- Ja
 Nee

Wat is de bebouwde oppervlakte van het terrein in m2 voor uitvoering van de bouwwerkzaamheden? 0

Wat is de bebouwde oppervlakte van het terrein in m2 na uitvoering van de bouwwerkzaamheden? 8024

6 Seizoensgebonden en tijdelijke bouwwerken

Gaat het om een seizoengebonden bouwwerk? Ja Nee

Gaat het om een tijdelijk bouwwerk? Ja Nee

7 Gebruik

Waar gebruikt u het bouwwerk en/of terrein momenteel voor? Wonen Overige gebruiksfuncties

Geef aan waar u het bouwwerk en/of terrein momenteel voor gebruikt. Zie bijlage 1.

Waar gaat u het bouwwerk voor gebruiken? Wonen Overige gebruiksfuncties

Geef aan waar u het bouwwerk voor gaat gebruiken. Zie bijlage 1.

8 Gebruiksfuncties

In onderstaande tabel staan in de eerste kolom mogelijke gebruiksfuncties die in een bouwwerk kunnen voorkomen. Vul voor alle gebruiksfuncties die voor u van toepassing zijn het aantal personen, de totale gebruiksoppervlakte en de totale vloeroppervlakte van het verblijfsgebied in m2 in hele getallen in.

Gebruiksfunctie	Aantal personen	Gebruiksoppervlakte (m2)	Verblijfsoppervlakte (m2)
Bijeenkomst			
Cel			
Gezondheidszorg			
Industrie			
Kantoor			
Logies			
Onderwijs			
Sport			
Winkel			
Overige gebruiksfuncties	0	8024	8024

9 Uiterlijk bouwwerk/welstand

Beschrijf van de onderstaande onderdelen de materialen en kleuren die u voor het bouwwerk gebruikt. U mag het veld leeg laten als u materialen en kleuren in de bijlagen vermeldt

Onderdelen	Materiaal	Kleur
Gevels		
- Plint gebouw		
- Gevelbekleding		
- Borstweringen		
- Voegwerk		
Kozijnen		
- Ramen		
- Deuren		
- Luiken		
Dakgoten en boeidelen		
Dakbedekking		

Vul hier overige onderdelen en
bijbehorende materialen en kleuren
in.

Zie bijlage 1.

10 Mondeling toelichten

Ik wil mijn bouwplan
mondeling toelichten voor
de welstandscommissie/
stadsbouwmeester.

- Ja
 Nee

Oprichting

Inrichting of mijnbouwwerk oprichten of veranderen (Milieu)

1 Gegevens inrichting

Wat is de naam van de inrichting? Windpark Vermeer Midden

Wat is de aard van de inrichting? Zie bijlage 1.

Vraagt u de vergunning aan voor onbepaalde of bepaalde tijd?
 Onbepaalde tijd
 Bepaalde tijd

Welke voornaamste grond- en hulpstoffen gebruikt u? Zie bijlage 1.

Welke voornaamste tussen-, neven- en eindproducten produceert u? Zie bijlage 1.

Geef de totale maximale capaciteit van de inrichting en het maximale motorische of thermische ingangsvermogen van de bij de inrichting behorende installaties. Zie bijlage 1.

Maken proefnemingen deel uit van de aanvraag?
 Ja
 Nee

Is voor de inrichting eerder een vergunning verleend?
 Ja
 Nee

Worden extra maatregelen getroffen om de belasting van het milieu te voorkomen of te beperken tijdens proefdraaien, schoonmaak-, onderhouds -en herstelwerkzaamheden?
 Ja
 Nee

Waarom worden geen extra maatregelen genomen om de milieubelasting te voorkomen of te beperken tijdens proefdraaien, schoonmaak-, onderhouds -en herstelwerkzaamheden? Zie bijlage 1.

2 Bedrijfstijden

Wat zijn de tijden en dagen, danwel perioden waarop de inrichting of onderdelen daarvan, in bedrijf zijn? Zie bijlage 1.

3 Bestemming

Zijn de (wijzigingen van de) activiteiten in overeenstemming met het bestemmingsplan?
 Ja
 Nee

4 Omgeving van de inrichting

- Waar ligt de inrichting?
- Centrum
 - Rustige woonwijk
 - Gemengd gebied
 - Industrierrein
 - Buitengebied
 - Anders
- Wat is het dichtstbijzijnde gevoelige object? Zie bijlage 1.
- Wat is de afstand in meters van de grens van de inrichting tot het dichtstbijzijnde gevoelige object? 675

5 Wijze vaststellen milieubelasting

- Beschrijf de aard en omvang van de belasting van het milieu die de inrichting tijdens normaal bedrijf kan veroorzaken, daaronder begrepen een overzicht van de belangrijkste nadelige gevolgen voor het milieu die daardoor kunnen worden veroorzaakt. Zie bijlage 1.
- Beschrijf de wijze waarop gedurende het in werking zijn van de inrichting de belasting van het milieu, die de inrichting veroorzaakt, wordt vastgesteld en geregistreerd. Zie bijlage 1.

6 Ongewone voorvallen

- Kunnen binnen uw inrichting ongewone voorvallen ontstaan die nadelige gevolgen kunnen hebben op het milieu?
- Ja
 - Nee
- Beschrijf de ongewone voorvallen die binnen de inrichting kunnen optreden en de belasting die daarbij kan ontstaan voor het milieu. Zie bijlage 1.
- Welke maatregelen worden getroffen om de belasting van het milieu door ongewone voorvallen te voorkomen of te beperken? Zie bijlage 1.

7 MER-(beoordelings)plicht

Voor sommige projecten is het vanwege de mogelijke impact op het milieu verplicht om een milieueffectrapport (MER) op te stellen. Denk hierbij aan de aanleg of aanpassing van (water)wegen, de winning van delfstoffen, afvalverwerkings- en energiebedrijven en de chemische-, papier- en levensmiddelenindustrie. Ook activiteiten waarbij de bestemming van een terrein wordt gewijzigd (zoals de aanleg van een jachthaven) vallen onder de werkingssfeer van het Besluit milieueffectrapportage.

- Geldt voor uw activiteit de plicht om een milieueffectrapport op te stellen (m.e.r.-plicht)?
- Ja
 - Nee

8 Milieuzorg

- Beschikt u over een milieumanagementsysteem?
- Ja
 - Nee
 - Deels

9 Toekomstige Ontwikkelingen

Verwacht u ontwikkelingen binnen uw inrichting die voor de beslissing op de aanvraag van belang kunnen zijn?

- Ja
 Nee

Omschrijf concreet de ontwikkelingen die te verwachten zijn.

Zie bijlage 1.

Verwacht u ontwikkelingen in de omgeving van uw inrichting die van belang kunnen zijn voor de bescherming van het milieu?

- Ja
 Nee

10 Bodem

Verricht u bodembedreigende activiteiten of slaat u bodembedreigende stoffen op?

- Ja
 Nee

Hebt u een nulsituatie bodemonderzoek uitgevoerd?

- Ja
 Nee

Hebt u een bodemrisicorapport opgesteld?

- Ja
 Nee

11 Brandveiligheid

Welke maatregelen hebt u getroffen om brand te voorkomen?

Zie bijlage 1.

Welke brandblusmiddelen gebruikt u?

- Branddekens
 Draagbare blusmiddelen
 Brandslanghaspels
 Stationaire blusinstallaties
 Mobiele blusmiddelen
 Anders

Beschikt u over een bedrijfsbrandweer?

- Ja
 Nee

Verricht u op het buitenterrein brandgevaarlijke activiteiten?

- Ja
 Nee

12 Afvalwater

Loost u afvalwater uit uw inrichting?

- Ja
 Nee

Zijn er toekomstige ontwikkelingen die redelijkerwijs van belang kunnen zijn voor de aanvraag?

- Ja
 Nee

13 Afvalstoffen die in de inrichting ontstaan

Welke afvalstoffen voert u gescheiden af?

Zie bijlage 1.

Hergebruikt u afvalstoffen die vrijkomen binnen uw inrichting?

- Ja
 Nee

Voor deze rubriek moet u mogelijk één of meerdere tabellen als bijlage toevoegen. De opbouw van deze tabellen staat op het toelichtingenblad 'Tabellen'.

14 Lucht

Worden er stoffen naar de lucht uitgestoten?

- Ja
 Nee

15 Geluid en trillingen

- Ligt de inrichting op een gezonde industrieterrein? Ja
 Nee
- Hebt u een akoestisch onderzoek uitgevoerd? Ja
 Nee
- Veroorzaken de activiteiten trillingen? Ja
 Nee

16 Energie

- Verbruikt u in uw inrichting meer dan 50.000 kWh elektriciteit of meer dan 25.000 m³ aardgas(equivalenten) per jaar? Ja
 Nee
- Hoeveel elektriciteit verbruikt u in uw inrichting in kWh per jaar? 0
- Hoeveel aardgas(equivalenten) verbruikt u in uw inrichting in m³ per jaar? 0

17 Externe veiligheid

- Wordt uw inrichting genoemd in artikel 2 (en niet in artikel 3) van het Besluit externe veiligheid inrichtingen (Bevi)? Ja
 Nee
- Wordt uw inrichting genoemd in artikel 4, onderdeel b, e of f van het Registratiebesluit externe veiligheid? Ja
 Nee
- Is er een kwantitatieve risicoanalyse uitgevoerd? Ja
 Nee
- Zijn er binnen uw inrichting specifieke technische maatregelen gerealiseerd om de gevolgen voor de omgeving te beperken in geval van ongewone voorvallen? Ja
 Nee
- Zijn er binnen uw inrichting specifieke procedurele maatregelen gerealiseerd om de gevolgen voor de omgeving te beperken in geval van ongewone voorvallen? Ja
 Nee

18 Verkeer, vervoer en mobiliteit

- Hebt u een preventieplan voor beperking van verkeer- en vervoerbewegingen opgesteld? Ja
 Nee
- Hoeveel werknemers hebt u in dienst? 0
- Hoeveel bezoekers komen per dag naar uw inrichting? 0
- Welke vormen van verkeer en vervoer zijn voor uw bedrijfsactiviteiten relevant? Verkeer en vervoer over de weg
 Verkeer en vervoer over spoor
 Verkeer en vervoer over water
 Verkeer en vervoer in de lucht
- Hoeveel kilometers worden per jaar door de verladings- en uitbesteed vervoer gemaakt? 0

- Hoeveel kilometers worden per jaar door eigen vervoerders gemaakt? 0
- Hebt u maatregelen getroffen om het aantal vervoersbewegingen te beperken? Ja Nee
- Heeft u parkeerplaatsen in de open lucht binnen uw inrichting? Ja Nee
- Maakt een parkeergarage deel uit van uw inrichting? Ja Nee

19 Geur

- Is er sprake van geuremissie? Ja Nee

20 Beste Beschikbare Technieken

- Zijn er binnen uw inrichting één of meerdere IPPC-installaties, zoals bedoeld in bijlage 1 van de Richtlijn Industriële Emissies? Ja Nee

Als de IPPC-richtlijn op u van toepassing is, worden de omgevingsvergunning en de watervergunning gecoördineerd. De aanvraag van de omgevingsvergunning moet daarom tegelijk met of uiterlijk binnen 6 weken na de aanvraag van de watervergunning worden ingediend.

- Zijn er binnen uw inrichting installaties of opslagen aanwezig waarop één of meerdere Nederlandse informatie documenten over BBT van toepassing zijn (aangewezen BBT documenten)? Ja Nee

21 Windturbine

Welke maatregelen met betrekking tot veiligheid en noodvoorziening zijn genomen? Zie bijlage 1.

- Zijn er berekeningen en/of rapporten uitgevoerd met betrekking tot de 'slagschaduw' van de windturbine(s)? Ja Nee

Voor deze rubriek moet u mogelijk één of meerdere tabellen als bijlage toevoegen. De opbouw van deze tabellen staat op het toelichtingenblad 'Tabellen'.

Tabellen

Oprichting

Inrichting of mijnbouwwerk oprichten of veranderen (Milieu)
21 Windturbines

Naam/nummer van de windturbine	Ashoogte (m)	Vermogen (kW)
Zie bijlage 1.	0	0

Bijlagen

Formele bijlagen

Naam bijlage	Bestandsnaam	Type	Datum ingediend	Status document
Deel 3 - Bijlagen 9a_pdf	Deel 3 - Bijlagen 9a.pdf	Gegevens MER- (beoordelings)plicht	2016-02-17	In behandeling
Deel 4 - Bijlagen 9b_pdf	Deel 4 - Bijlagen 9b.pdf	Gegevens MER- (beoordelings)plicht	2016-02-17	In behandeling
Deel 1 - Bijlage 1_pdf	Deel 1 - Bijlage 1.pdf	Anders	2016-02-17	In behandeling
Deel 2 - Bijlage 2 tm 8_pdf	Deel 2 - Bijlage 2 tm 8.pdf	Plattegronden, doorsneden en detailtekeningen bouwen complexere bouwwerken Gegevens windturbine Situatietekening milieu Gegevens bodem Gegevens externe veiligheid Gegevens MER- (beoordelings)plicht Gegevens geluid en trillingen Anders	2016-02-17	In behandeling
Deel 5 - Bijlagen 10 - 13_pdf	Deel 5 - Bijlagen 10 - 13.pdf	Gegevens windturbine Anders	2016-02-17	In behandeling
Aanvullende gegevens - toelichting	Aanvullende gegevens Wabo Vermeer Midden - toelichting.pdf	Anders	2016-06-09	Aanvulling
Bijlage10D voorbeeldturbine Enercon E115	Bijlage 10D AANVULLING 9 juni 2016 technische specificaties voorbeeldturbine Enercon E115.pdf	Anders	2016-06-09	Aanvulling
Bijlage10E voorbeeldturbine Enercon E126	Bijlage 10E AANVULLING 9 juni 2016 technische specificaties voorbeeldturbine Enercon E126.pdf	Anders	2016-06-09	Aanvulling
Bijlage 14 formulier aanlegvergunning	Bijlage 14 aanvulling - aanvraagformulier aanlegvergunning.pdf	Anders	2016-06-09	Aanvulling
Bijlage 9C MER Aanvulling WP N33_pdf	Bijlage 9C MER Aanvulling WP N33.pdf	Anders	2016-06-10	Aanvulling

Kosten

Bouwen

Overig bouwwerk bouwen

Wat zijn de geschatte kosten in
euro's (exclusief BTW)? 1

Projectkosten

Wat zijn de geschatte kosten
voor het totale project in euro's
(exclusief BTW)? 1

BIJLAGE 1A

TOELICHTING



709016
12 februari 2016

BIJLAGE 1

AANVRAAG

OMGEVINGSVERGUNNING

WINDPARK VERMEER MIDDEN

Windpark Vermeer Midden B.V.

Definitief



Duurzame oplossingen in
energie, klimaat en milieu

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

Documenttitel	Bijlage 1 Aanvraag Omgevingsvergunning Windpark Vermeer Midden
Soort document	Definitief
Datum	12 februari 2016
Projectnaam	Vergunningen Windpark N33
Projectnummer	709016
Opdrachtgever	Windpark Vermeer Midden B.V.
Auteur	Wouter Pustjens, Maarten Jaspers Faijer en Dion Oude Lansink, Pondera Consult B.V.
Vrijgave	Paul Janssen, Pondera Consult

INHOUDSOPGAVE

1	Toelichting op de aanvraag	3
1.1	Inleiding	3
1.2	Procedure en bevoegd gezag	6
1.3	Onderdelen van de aanvraag	6
1.4	Gegevens initiatiefnemer	7
1.5	Overige vergunningen	8
1.6	Inpassingsplan	9
2	Locatie	9
2.1	Inleiding	9
2.2	Adres en omschrijving locatie	9
3	Bouwen	10
3.1	Inleiding	10
3.2	Huidige situatie	10
3.3	Toekomstige situatie	11
3.4	Type bouwwerk en afmetingen	12
3.5	Fundering	13
3.6	Vloeroppervlak en inhoud	16
3.7	Gebruik	16
3.8	Archeologie	17
3.9	Aardbevingen	17
3.10	Kosten	17
4	Oprichten van een inrichting (milieu)	19
4.1	Inleiding	19
4.2	Nadere omschrijving van de inrichting	19
4.3	Wijze van registratie milieubelasting	21
4.4	MER-(beoordelings)plicht	22
4.5	Bodem	22
4.6	Brandveiligheid	24
4.7	Afvalwater en –stoffen	24
4.8	Energieverbruik	25
4.9	Verkeer	25
4.10	Geluid	25
4.11	Slagschaduw	26

4.12	Lichthinder	27
4.13	Flora en Fauna	28
4.14	Lucht	28
4.15	Veiligheid	28
4.16	Maatregelen ter beperking milieubelasting	29
5	Bijlagen, Bescheiden en gegevens	31
5.1	Bijlagen bij het aanvraagformulier	31
5.2	Later aan te bieden gegevens	32

1 TOELICHTING OP DE AANVRAAG

1.1 Inleiding

Windpark Vermeer Midden B.V. ontwikkelt het windpark met de naam Windpark Vermeer Midden (hierna ook aangeduid met 'het windpark' of 'de inrichting'). Windpark Vermeer Midden bestaat uit 4 windturbines, 4 kraanopstelplaatsen en 1 inkoopstation. In Figuur 1.2 zijn de locaties van de windturbines weergegeven.

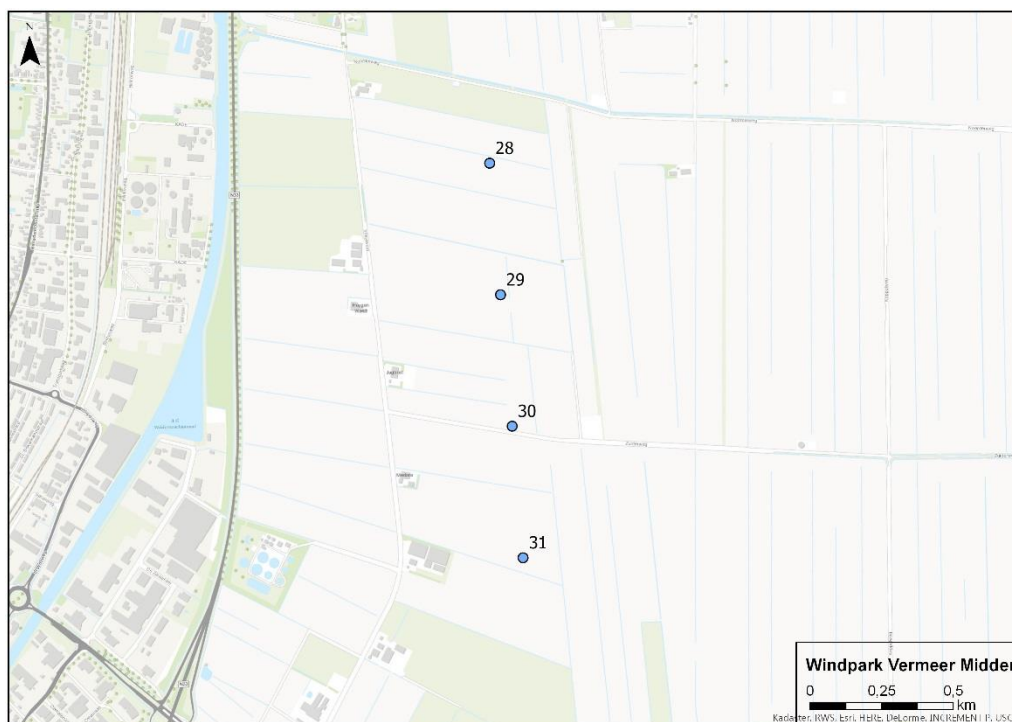
Windpark Vermeer Midden is onderdeel van Windpark N33 (hierna ook aangeduid met 'het plan'), dat bestaat uit vier inrichtingen met in totaal 35 windturbines. Windpark Vermeer Midden bevindt zich in het midden van Windpark N33. De overige 31 windturbines behoren tot de andere drie inrichtingen. In Figuur 1.1 zijn de locaties van de windturbines van Windpark Vermeer Midden weergegeven.

Windpark N33 ligt in de provincie Groningen in de gemeenten Menterwolde, Oldambt en Veendam. Het ligt aan weerszijden van de rijksweg N33, tussen Veendam in het zuiden, de A7 in het noorden, Zuidbroek in het westen en Scheemda in het oosten. De overige nabijgelegen dorpskernen zijn Zuidbroek, Muntendam, Meeden, Westerlee en Wildervank. De windturbineposities en kraanopstelplaatsen van Windpark N33 zijn weergegeven in Figuur 1.2.

De initiatiefnemers van de vier inrichtingen werken samen voor de realisatie van Windpark N33 en stemmen de voorbereidingen samen af. Voor de overige drie inrichtingen wordt per inrichting een separate vergunningsaanvraag voor een omgevingsvergunning ingediend. Voor de aanvoerwegen en elektrische infrastructuur worden voor de verschillende inrichtingen in een latere fase aparte vergunningen aangevraagd.

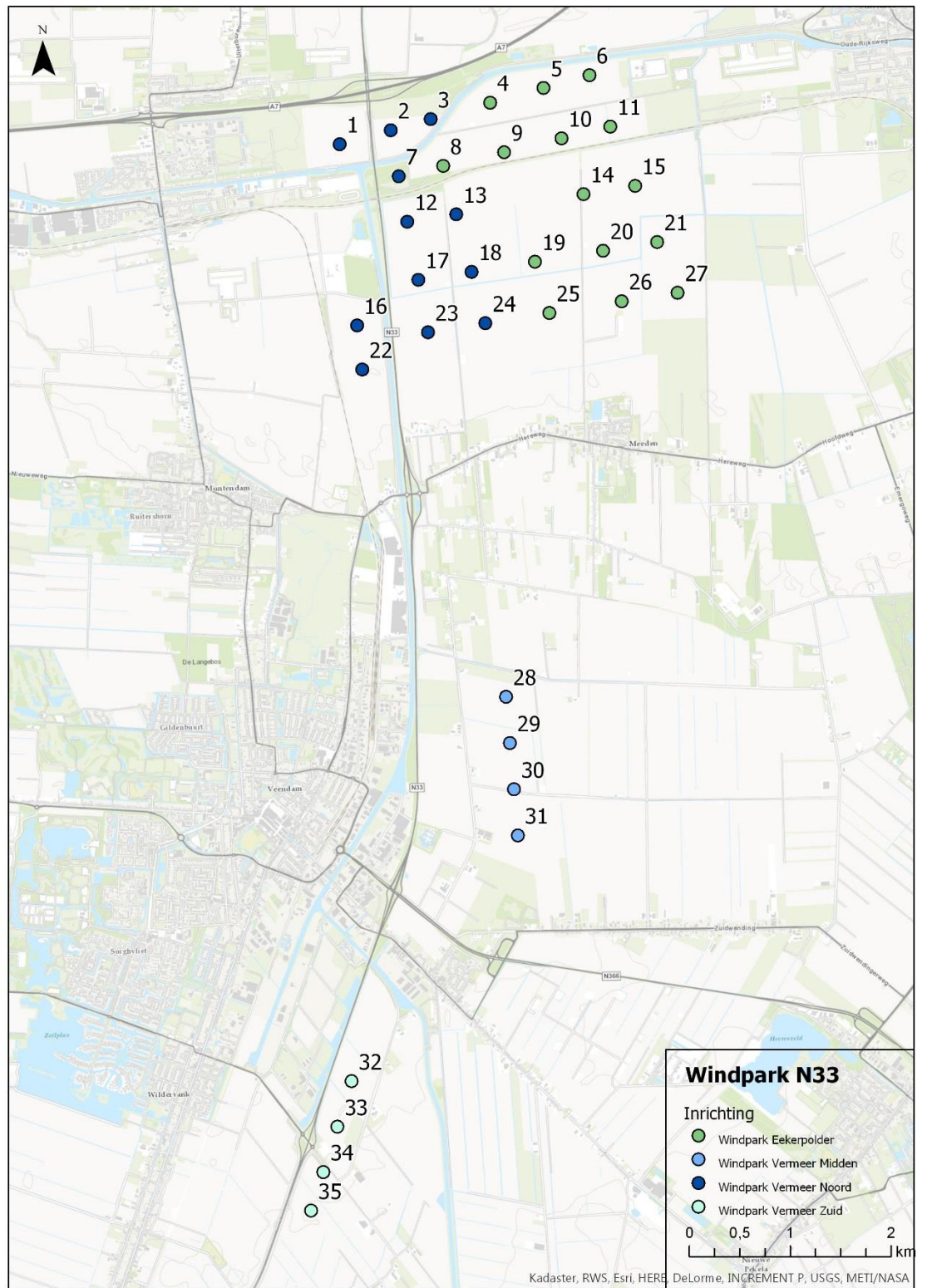
Het totale plan van Windpark N33 heeft een capaciteit van meer dan 100 MW opgesteld vermogen. Op basis van de Energiewet 1998 vallen dergelijke projecten onder de Rijkscoördinatieregeling. Het project moet planologisch mogelijk worden gemaakt met een ruimtelijk besluit nodig is. Bij de rijkscoördinatieregeling (RCR) kan dit met een rijksinpassingsplan gebeuren. Dit rijksinpassingsplan treedt bij vaststelling in de plaats van de gemeentelijke bestemmingsplannen.

Figuur 1.1 Windturbines van windpark Vermeer Midden



Bron: Pondera Consult

Figuur 1.2 Windturbineposities Windpark N33



Bron: Pondera Consult

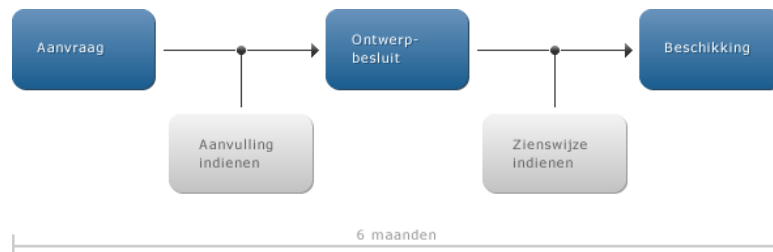
Leeswijzer

Dit document volgt de opbouw van het formulier van het Omgevingsloket. In deze 'Bijlage 1' van het formulier wordt in hoofdstuk 1 ingegaan op het algemene deel van de aanvraag en bevat dit hoofdstuk twee tevens de informatie over aanvrager en indiener. Vervolgens wordt in hoofdstuk de locatie van het windpark beschreven. In hoofdstuk drie wordt de aanvraag voor het bouwen van een werk, geen bouwwerk zijnde (bouw) toegelicht. Hoofdstuk vier bevat de aanvraag voor het oprichten en in werking hebben van een windpark (milieu). In hoofdstuk vijf wordt aangegeven welke informatie in de bijlagen is opgenomen.

1.2 Procedure en bevoegd gezag

De inrichting is vergunningplichtig op grond van artikelen 2.1 lid 1 onder a en onder e van de Wet algemene bepalingen omgevingsrecht. De gemeente Veendam is het bevoegd gezag voor het verlenen van de omgevingsvergunning.

De voorliggende aanvraag voor een omgevingsvergunning betreft een aanvraag van een activiteit (het in werking hebben van een windpark) waarvan moet worden beoordeeld of vanwege de gevolgen voor het milieu een milieueffectrapport moet worden gemaakt. Deze beoordeling is overgeslagen en er is gelijk een MER opgesteld voor dit project. Op de aanvraag is de uitgebreide voorbereidingsprocedure conform afdeling 3.4 van de Algemene wet bestuursrecht van toepassing. Het ministerie van EZ heeft als coördinerend bevoegd gezag bepaald dat de termijn hiervoor 6 maanden is.



Bron: Omgevingsloket, 2014

1.3 Onderdelen van de aanvraag

Windpark Vermeer Midden B.V., gevestigd te Zuiderinslag 4d in Hoevelaken, vraagt een omgevingsvergunning voor onbepaalde tijd aan voor een windpark bestaande uit 4 nieuwe te realiseren windturbines op grond van de volgende onderdelen van artikel 2.1 van de Wet algemene bepalingen omgevingsrecht (Wabo):

1. lid 1 onder a: het bouwen van een bouwwerk (bouw);
2. lid 1 onder e: het oprichten en in werking hebben van een inrichting (milieu).

De inrichting is vergunningplichtig vanwege het opstellen van een MER voor de aanvraag. Er is dus geen sprake van een vergunningplicht onder artikel 2.1, lid 1 onder i van de Wet algemene bepalingen omgevingsrecht. In plaats daarvan moet de hiervoor genoemde omgevingsvergunning voor het oprichten en in werking hebben van een inrichting worden verkregen.

Onderhavige aanvraag voorziet in de bouw en exploitatie van de windturbines en bijbehorende kraanopstelplaatsen en inkoopstations. Overige bijbehorende voorzieningen, zoals wegen en elektrische infrastructuur, worden nog nader uitgewerkt. Hiervoor zal, indien benodigd, op een later tijdstip een afzonderlijke vergunningaanvraag worden gedaan.

Voor de aanvraag is gebruik gemaakt van het officiële aanvraagformulier omgevingsvergunning. Op een aantal plaatsen wordt in dit formulier verwezen naar bijlage 1. Bijlage 1 betreft het onderhavige document.

Deze aanvraag betreft de bouw, het oprichten en inwerking hebben van een nog nader te specificeren windturbintype. De vergunning dient als basis voor de aanvraag voor de subsidieregeling Stimulering Duurzame Elektriciteitsproductie (SDE+). De aanbesteding vindt plaats na deze aanvraag. Bij de aanbesteding vindt de selectie van het windturbintype van het windpark plaats.

Zodoende wordt een flexibele vergunning aangevraagd. Dit betekent voor het onderdeel bouwen dat een bandbreedte wordt opgenomen met maximale en minimale afmetingen voor de ashoogte, rotordiameter en de tiphoogte en de dimensionering van de funderingen. Voor de aanvraag voor het onderdeel milieu wordt per relevant milieuaspect gekeken naar de maximale impact van deze bandbreedte. Daarmee wordt aangetoond dat, ongeacht de uitkomst van de selectie van een windturbintype, aan de normen van het Activiteitenbesluit zal worden voldaan.

Voorafgaand aan de start van de bouw wordt een definitieve keuze gemaakt voor een windturbintype. Verzocht wordt om in de vergunning een voorschrift op te nemen op basis waarvan de keuze voor een windturbintype uiterlijk drie maanden voorafgaand aan de start van de bouw aan het bevoegd gezag gemeld dient te worden. In Hoofdstuk 5, Tabel 5.1 wordt de lijst gegeven van alle later in te leveren bescheiden en gegevens op het moment dat de windturbinekeuze is bepaald. Met deze systematiek is enerzijds bij de verlening van de aangevraagde omgevingsvergunning duidelijk wat er mogelijk is en anderzijds bij de selectie van het windturbintype een controlemoment voor het bevoegd gezag voorafgaand aan de start van de bouwwerkzaamheden.

1.4 Gegevens initiatiefnemer

In onderstaande tabel worden de gegevens van de initiatiefnemer weergegeven. De initiatiefnemer is gelijk aan de aanvrager van de omgevingsvergunning.

Tabel 1.1 Gegevens initiatiefnemer

<i>Bedrijf</i>	
KvK-nummer	64530795
Vestigingsnummer	000033348383
Statutaire naam	Windpark Vermeer Midden B.V.
Handelsnaam	Windpark Vermeer Midden B.V.
<i>Contactpersoon</i>	
Voorletters	■

Achternaam	[REDACTED]
Functie	Senior Project Manager
Geslacht	Vrouw
<i>Vestigingsadres bedrijf</i>	
Postcode	3871 MR
Huisnummer	4d
Straatnaam	Zuiderinslag
Woonplaats	Hoewelaken
<i>Contactgegevens</i>	
Telefoonnummer	[REDACTED]
E-mailadres	[REDACTED]

De initiatiefnemer wordt bijgestaan door een adviesbureau. De aangegeven contactpersoon van het adviesbureau in onderstaande tabel is tevens de gemachtigde voor het indienen van de omgevingsvergunning. De machtiging is ingediend samen met de aanvraag.

Tabel 1.2 Gegevens adviseur

Bedrijf	Pondera Consult b.v.
<i>Contactpersoon</i>	
Voorletters	J.F.W.
Achternaam	Rijntalder
Functie	Directeur
Geslacht	Man
<i>Vestigingsadres bedrijf</i>	
Postcode	7556 PE
Huisnummer	49
Straatnaam	Welbergweg
Woonplaats	Hengelo
<i>Contactgegevens</i>	
Telefoonnummer	[REDACTED]
E-mailadres	[REDACTED]

1.5 Overige vergunningen

Voor de bouw en exploitatie van het hier aangevraagde windpark is op 11 februari 2016 tevens een ontheffing in het kader van de Flora en Faunawet aangevraagd en is op 11 februari 2016 een vergunning op basis van artikel 19 van de Natuurbeschermingswet 1998 aangevraagd. Hierdoor is de aanhaakplicht van deze vergunningen komen te vervallen. De ontvangstbewijzen van deze aanvragen zijn als bijlage bij de onderhavige aanvraag bijgevoegd.

1.6 Inpassingsplan

De aangevraagde vergunning is in overeenstemming met het in voorbereiding zijnde Rijksinpassingsplan 'Windpark N33'.

2 LOCATIE

2.1 Inleiding

Dit hoofdstuk beschrijft de exacte locatie van het windpark Vermeer Noord en de posities van de windturbines.

2.2 Adres en omschrijving locatie

Het windpark bevindt zich in de gemeente Veendam, zie hiervoor Figuur 1.2.

Het windpark bestaat uit 4 windturbines en ligt ten zuiden van Meeden, ten westen van de N33 en ten noorden van de N366. In Tabel 2.1 zijn de coördinaten weergegeven.

Het plangebied van windpark Vermeer Midden is voornamelijk in gebruik als agrarisch gebied. Oostelijk van het deelgebied bevinden zich agrarische gronden. In westelijke richting liggen parallel aan de rijksweg N33 en het plangebied meerdere bedrijventerreinen. Het windpark wordt ook aan de westkant, met uitzondering van bedrijventerrein Zuidbroek en enkele gasinstallaties, begrensd door agrarische gebieden.

In Tabel 2.1 zijn de coördinaten van de windturbineposities opgenomen, alsook de kadastrale secties en nummers van de percelen waarop de windturbines en kraanopstelplaatsen zijn gelegen.

Tabel 2.1 Coördinaten windturbineposities (in Rijksdriehoekskoördinaten, RD new) en kadastrale informatie behorend bij de windturbines en kraanopstelplaatsen

Windturbinenummer	Coördinaat X	Coördinaat Y	Kadastraal perceel
28	257129,8	571045,2	VDM00N 00076
29	257167,8	570586,8	VDM00N 00366
30	257208,3	570128,5	VDM00N 00367
31	257246,4	569670,1	VDM00N 00265

Ten tijde van de indiening van de vergunningaanvraag is voor alle windturbineposities met de relevante grondeigenaar overeenstemming bereikt over het gebruik van de gronden voor de bouw en exploitatie van een windpark zoals in deze aanvraag is beschreven.

3 BOUWEN

3.1 Inleiding

In dit hoofdstuk wordt de aanvraag voor een vergunning op basis van de wet algemene bepalingen omgevingsrecht artikel 2.1 lid 1 onder a toegelicht. Dit betreft het bouwen van een bouwwerk, zijnde het windpark.

Bij de verschillende onderzoeken die aan de omgevingsvergunning ten grondslag liggen zijn, wegens het aanvragen van een flexibele vergunning zoals omschreven in paragraaf 1.3, de berekeningen uitgevoerd gebaseerd op het maximale effect op de omgeving. Er wordt daartoe een bandbreedte gegeven van de maximale en de minimale windturbineafmetingen en de maximale afmetingen van de fundering.

Voorafgaand aan de start van de bouw wordt een definitieve keuze gemaakt voor een windturbinetype. Dit windturbinetype zal binnen de vergunde bandbreedte blijven. Verzocht wordt om in de vergunning een voorschrift op te nemen waarin gesteld wordt dat de keuze voor een windturbine uiterlijk drie weken voorafgaand aan de start van de bouw aan het bevoegd gezag gemeld dient te worden. In Hoofdstuk 5, Tabel 5.1 wordt de lijst gegeven van alle later in te leveren bescheiden en gegevens op het moment dat de windturbinekeuze is bepaald.

Bij de aanvraag zijn ter informatie de technische gegevens van twee voorbeeldturbines bijgevoegd.

De aangevraagde vergunning is in overeenstemming met het in voorbereiding zijnde Rijksinpassingsplan (RIP) 'Windpark N33'.

3.2 Huidige situatie

Het plangebied voor het windpark is voornamelijk in gebruik als agrarisch gebied. Ten oosten van het plangebied bevinden zich agrarische ronden, ten zuidwesten liggen meerdere bedrijventerreinen parallel aan de rijksweg N33.

De hoofdstructuur van het veenkoloniale landschap met zijn grote open ruimten is nog steeds te herkennen. Aan het landschap van het begin van de twintigste eeuw zijn meerdere nieuwe elementen toegevoegd die hun stempel op het landschap drukken. Qua infrastructuur zijn de A7 en de rijksweg N33 aan het landschap toegevoegd en doorsnijden de historische en landschappelijke structuur, waarbij de N33 zich in zekere mate in de veenkoloniale landschapsstructuur heeft gevoegd. De rijksweg N33 vormt nu een scherpe grens tussen het besloten, geoccupeerde deel (wonen en bedrijventerreinen) en het open, agrarische deel. Rijkswaterstaat heeft samen met de provincie Drenthe en Groningen de verdubbeling van de rijksweg N33 recent gerealiseerd. De verbreding heeft een effect op het landschap door de toename van het asfalt, de gedeeltelijke verlegging van het tracé en het kappen en herplanting van bomen.

In Figuur 3.1 is een foto opgenomen die de huidige situatie weergeeft.

Figuur 3.1 Foto huidige situatie – Korte akkers



Bron: Pondera Consult

3.3 Toekomstige situatie

De toekomstige situatie wordt weergegeven in Figuur 3.2. De afbeeldingen zijn fotovisualisaties van het voorkeursalternatief. In de overige bijlagen van deze aanvraag is de tekening van de lijnopstellingen met inrichtingsgrenzen en tekeningen van de exacte windturbineposities opgenomen.

Figuur 3.2 Fotovisualisatie toekomstige situatie – Korte akkers



Bron: Pondera Consult

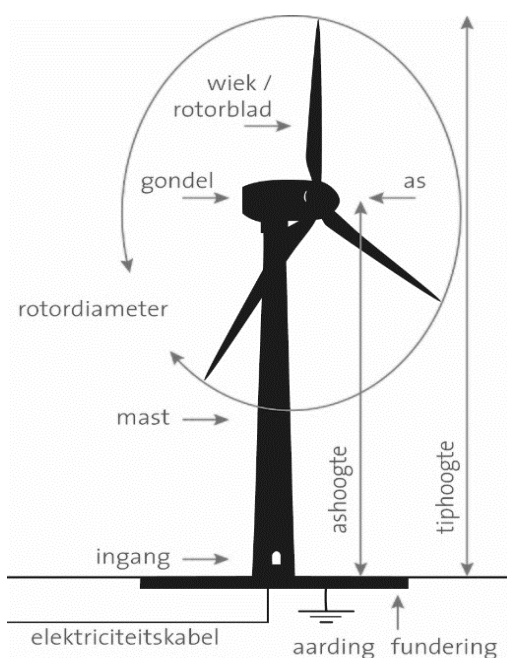
3.4 Type bouwwerk en afmetingen

Een windturbine is een serieproduct. Het ontwerp en de fabricage zijn gecertificeerd conform de internationale ontwerpnorm voor windturbines, de IEC 61400. De belangrijkste onderdelen van een windturbine zijn, ongeacht het type;

- de rotorbladen;
- de gondel waarin de generator zich bevindt;
- de mast, en;
- het fundament.

Deze onderdelen worden in Figuur 3.3 weergegeven.

Figuur 3.3 Algemeen aanzicht windturbine



De hoofdonderdelen van de windturbine worden hieronder toegelicht:

- Drie rotorbladen die met de klok mee draaien;
- De gondel met generator die de hoofdonderdelen bevat waar de rotor aan bevestigd wordt;
- De generator voor het omzetten van de draaiing van de rotorbladen in elektriciteit;
- De hub is de naaf waar de rotorbladen aan bevestigd zijn;
- De transformator brengt de opgewekte elektriciteit naar een gewenst spanningsniveau. De elektriciteitskabel leidt de opgewekte stroom naar een transformatorstation;
- Bladadaptors, verbinden de rotorbladen met de hub (de 'neus' van de windturbine) waarmee de hoek van het rotorblad kan worden aangepast aan de heersende windomstandigheden;
- Het fundatieblok bestaat uit gewapend beton en wordt onderheid;
- De mast waarop de gondel wordt geplaatst zal rond en conisch gevormd zijn.

De windturbines zullen lichtgrijs van kleur worden uitgevoerd.

Er wordt een vergunning aangevraagd voor de bouw en exploitatie van 4 windturbines.

In Tabel 3.1 zijn de eigenschappen weergegeven die relevant zijn voor de bouw van windturbines. Een bandbreedte met de minimale en maximale afmetingen is opgenomen voor de eigenschappen ashoogte, mastvoet, rotordiameter en tiphoogte.

Tabel 3.1 Bouwgerelateerde eigenschappen windturbines

Eigenschap	Met bandbreedte		Geen bandbreedte
	Minimaal	Maximaal	
Ashoogte (boven maaiveld)	115 meter	140 meter	-
Afmeting mastvoet (diameter)	3 meter	26 meter	-
Rotordiameter	110 meter	130 meter	-
Tiphoogte (ashoogte + halve rotordiameter; boven maaiveld)	170 meter	200 meter	-
Materiaal mast	-	-	Beton of staal of combinatie hiervan
Aantal rotorbladen	-	-	Drie
Kleurstelling mast	-	-	Lichtgrijs
Kleurstelling bladen	-	-	Lichtgrijs
Kleurstelling gondel	-	-	Lichtgrijs

In Bijlage 4d worden in een tekening de aangevraagde maximale en minimale windturbineafmetingen weergegeven voor de ashoogte en de rotordiameter.

Bij de aanvraag zijn ter informatie de technische gegevens van twee voorbeeldturbines bijgevoegd.

3.5 Fundering

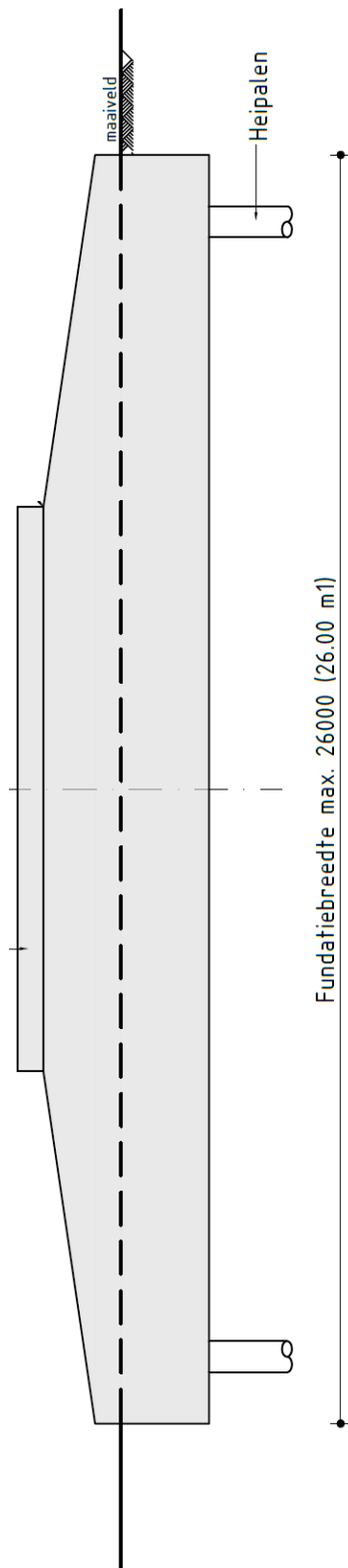
De windturbine wordt bevestigd op een fundament. Elk windturbinetype heeft een eigen principe ontwerp van de fundatie die benodigd is voor de bouw van de windturbine. Ter voorbereiding op de bouw vindt detailengineering van de fundatie plaats. Deze wordt specifiek afgestemd op de locatie van elke individuele windturbine. De vereiste constructie- en sterkteberekeningen zullen dan ook – gezamenlijk met de exacte dimensies en detaillering van het fundament – uiterlijk drie maanden voor de start van de bouw ter goedkeuring aan het bevoegd gezag worden voorgelegd.

Voor de onderhavige aanvraag wordt gebruik gemaakt van een standaardfundament, waarin de maximale afmetingen en de hoogte ten opzichte van maaiveld worden gehanteerd. Dit is in Figuur 3.4 weergegeven. De fundamenteën voor alle windturbinetypes blijven binnen deze afmetingen.

Bij de aanvraag zijn tevens ter informatie de technische gegevens van twee voorbeeldturbines bijgevoegd, inclusief de gegevens van de funderingen. Daarnaast zijn er resultaten bij de aanvraag gevoegd van sonderingen welke in het gebied in het verleden voor andere projecten zijn uitgevoerd, welke een indicatie geven van de ondergrond.

De situatie- en positietekeningen in de bijlagen bij deze aanvraag gaan uit van de maximale afmeting van het fundament. Dit betreft een diameter van 26 meter, zoals tevens in Figuur 3.4 is weergegeven.

Figuur 3.4 Maximale afmetingen fundatie



3.6 Vloeroppervlak en inhoud

Bruto-vloeroppervlak

De maximale bruto-oppervlakte van de vloer in de mastvoet van de windturbine en de gondel worden in Tabel 3.2 weergegeven. De bruto-oppervlakte van het te bebouwen terrein is opgevat als de som van de oppervlaktes van de mastvoeten van de inrichting. De oppervlakte van de mastvoet is gebaseerd op de maximale fundatiebreedte (26m diameter). De bruto-oppervlakte van de gondel is gebaseerd op de maximale afmetingen van de gondel, te weten 30 x 15 x 15 meter (L x B x H).

In Tabel 3.2 is eveneens de grondoppervlakte van het inkoopstation bij windturbine 28 beschreven, die de maximale afmetingen 6 bij 4 bij 3,5 meter heeft (L x B x H).

Bruto-inhoud

De bruto-inhoud van het bouwwerk is hier geïnterpreteerd als de bruto-inhoud van de gondel. Deze ruimte is nagenoeg volledig gevuld met de generator en regelsystemen van de windturbine. Met uitzondering van periodiek bezoek van onderhoudspersoneel is geen sprake van aanwezigheid van personen in deze ruimte. De maximale bruto-inhoud van de gondel is tevens in Tabel 3.2 opgenomen. De bebouwde oppervlakte van het terrein is de som van de permanente verhardingen van de kraanopstelplaatsen en de inkoopstations

Tabel 3.2 Afmetingen van de verschillende onderdelen van het windpark

Onderdeel	Afmetingen 1 windturbine	Afmetingen windpark
<i>Afmetingen windturbine</i>		
Bruto-oppervlakte vloer bij mastvoet (in m ²)	535	2.140
Bruto-oppervlakte te bebouwen terrein (in m ²)		2.140
Bruto-oppervlakte gondel (in m ²)	450	1.800
Bruto-inhoud gondel (in m ³)	6.750	27.000
<i>Afmetingen overig</i>		
Bruto-oppervlakte kraanopstelplaats (in m ²)	5.000	20.000
Waarvan permanent verhard (in m ²)	2.000	8.000
Bruto-oppervlakte inkoopstation (in m ²)		24
Bruto-oppervlakte bebouwd terrein (in m ²)	0	8.024

Bij de aanvraag zijn tevens ter informatie de technische gegevens van twee voorbeeldturbines bijgevoegd.

3.7 Gebruik

Het nieuwe bouwwerk betreft 4 windturbines, die gebruikt worden voor het opwekken van elektriciteit uit wind en zijn 24 uur per dag in bedrijf. De windturbines zijn niet bestemd voor het verblijf van personen, het betreft hier dan ook een onbemande machine-installatie. Uiteraard is het bouwwerk wel toegankelijk voor inspectie, onderhoud en reparatie. Het betreft een bouwwerk met overige gebruiksfunctie.

3.8 Archeologie

Ten behoeve van het Rijksinpassingsplan en het onderliggende milieueffectrapport is archeologisch bureauonderzoek uitgevoerd. Daar waar zones zijn aangegeven waar (aanvullend) archeologisch onderzoek noodzakelijk is, hebben proefboringen plaatsgevonden. Daar waar de proefboringen geen uitsluitsel konden geven is een vervolgonderzoek uitgevoerd (karterend boor- en oppervlakteonderzoek).

Hieruit is gebleken dat de aanwezigheid van archeologische waarden in de ondergrond nabij de meeste windturbines/opstelplaatsen en het transformatorstation van het windpark kan worden uitgesloten. Op enkele locaties zal op grond van de bevindingen door bevoegd gezag dienen te worden bepaald of er vervolgonderzoek noodzakelijk wordt geacht en in welke vorm.

De rapportage van deze onderzoeken is bijgevoegd in de bijlagen bij deze aanvraag.

3.9 Aardbevingen

In Noord-Nederland komen aardbevingen voor die ontstaan ten gevolge van het inklinken van de grond op relatief geringe diepte, met als oorzaak de winning van gas uit de gasvelden in het noorden van het land. Windpark N33 bevindt zich gedeeltelijk binnen het gebied dat mogelijk aardbevingen zal ondervinden. Er zijn door omwonenden zorgen geuit en vragen gesteld over de relatie tussen het windpark en aardbevingen.

Er is een notitie bij de vergunningaanvraag gevoegd waarin wordt aangegeven op welke wijze er met aardbevingen rekening kan worden gehouden en waarin een inschatting van de mogelijke effecten en gevolgen wordt gemaakt.

In de notitie worden op basis van de Nederlandse praktijkrichtlijn (NPR2, opgesteld voor de beoordeling van de "constructieve veiligheid van een gebouw bij nieuwbouw, verbouw en afkeuren – Grondslagen voor aardbevingsbelastingen: geïnduceerde aardebevingen"). twee conclusies getrokken.

Conclusie 1: De NPR geeft aan dat voor bouwconstructies waarbij de menselijke veiligheid niet in het geding kan zijn, beoordeling op aardbevingsbelastingen niet benodigd is. Gezien de afstanden tot met name woningen en de afwezigheid van personen in de windturbines zelf kan worden gesteld worden dat de menselijke veiligheid niet in het geding is bij falen van de windturbine. Het optreden van aardbevingen vergroot het risico voor personen niet significant. Een beoordeling op aardbevingsbelastingen is daarom niet benodigd.

Conclusie 2: bij de huidige referentiepiekgrondversnellingen waarmee rekening dient te worden gehouden is het onwaarschijnlijk is dat het ontwerp van de windturbine aanpassingen behoeft om rekening te houden met de aardbevingen in het plangebied in Noord Nederland.

3.10 Kosten

De bouwkosten zijn nog niet in detail te geven daar dit zal afhangen van de uiteindelijke turbinekeuze en het moment waarop de turbines worden aangekocht en gebouwd. In overleg met het bevoegd zal de hoogte van het legesbedrag worden afgestemd alsmede het

betaalmoment / gespreide betaling. Ter indicatie kunnen de kosten van de aanleg van een windturbine op ongeveer 850 euro per kW opgesteld vermogen worden geschat.

4 OPRICHTEN VAN EEN INRICHTING (MILIEU)

4.1 Inleiding

In dit hoofdstuk wordt de aanvraag voor een vergunning op basis van de wet algemene bepalingen omgevingsrecht artikel 2.1 lid 1 onder e toegelicht. Dit betreft het oprichten en in werking hebben van een inrichting, zijnde het windpark.

Bij de verschillende onderzoeken die aan de omgevingsvergunning ten grondslag liggen zijn, wegens het aanvragen van een flexibele vergunning zoals omschreven in paragraaf 1.3, de berekeningen uitgevoerd gebaseerd op het maximale effect op de omgeving. Er wordt daartoe een bandbreedte gegeven van de maximale en de minimale windturbineafmetingen en de maximale afmetingen van de fundering.

Voorafgaand aan de start van de bouw wordt een definitieve keuze gemaakt voor een windturbinetype. Dit windturbinetype zal binnen de vergunde bandbreedte blijven. Verzocht wordt om in de vergunning een voorschrift op te nemen waarin gesteld wordt dat de keuze voor een windturbine uiterlijk drie maanden voorafgaand aan de start van de bouw aan het bevoegd gezag gemeld dient te worden. In Hoofdstuk 5, Tabel 5.1 wordt de lijst gegeven van alle later in te leveren bescheiden en gegevens op het moment dat de windturbinekeuze is bepaald.

4.2 Nadere omschrijving van de inrichting

De aanvraag betreft een vergunning voor onbepaalde tijd voor een inrichting bestaande uit 4 windturbines en 1 inkoopstation. In dit onderdeel wordt een nadere omschrijving gegeven van de werking van de inrichting.

4.2.1 Inkoopstation

Het inkoopstation is een klein gebouw (tekeningen zijn als bijlage bij de aanvraag gevoegd) waar de elektriciteitskabels afkomstig van het windpark worden gekoppeld aan het netwerk van de netbeheerder. Het inkoopstation heeft geen significante milieueffecten op de omgeving.

4.2.2 Windturbine

Een windturbine zet de energie uit wind door de draaiing van de rotorbladen via een generator om in elektriciteit. Voor dit proces worden geen grond- of hulpstoffen gebruikt. De belangrijkste onderdelen van de windturbine, ongeacht het type, zijn:

- het fundament;
- de mast;
- de gondel waarin de generator zich bevindt, en;
- de rotorbladen.

Er zullen windturbines worden geplaatst met een maximale ashoogte van 140 meter. De ashoogte betreft de lengte van de mast en het fundament gemeten vanaf het maaiveld.

Onderdelen van de windturbine

De opwekking van elektriciteit vindt plaats in de gondel bovenin de windturbine. De belangrijkste onderdelen van de windturbine worden hieronder nogmaals toegelicht:

- Drie rotorbladen die met de klok mee draaien;
- De gondel met generator die de hoofdonderdelen bevat waar de rotor aan bevestigd wordt;
- De generator voor het omzetten van de draaiing van de rotorbladen in elektriciteit;
- De hub is de naaf waar de rotorbladen aan bevestigd zijn;
- De transformator brengt de opgewekte elektriciteit naar een gewenst spanningsniveau. De elektriciteitskabel leidt de opgewekte stroom naar een transformatorstation;
- Bladadaptors, verbinden de rotorbladen met de hub (de 'neus' van de windturbine) waarmee de hoek van het rotorblad kan worden aangepast aan de heersende windomstandigheden;
- Het fundatieblok bestaat uit gewapend beton en wordt onderheid;
- De mast waarop de gondel wordt geplaatst zal rond en conisch gevormd zijn.

4.2.3 Opgesteld vermogen

Het opgesteld vermogen is pas exact te geven op het moment dat de definitieve turbinekeuze is gemaakt. In de aanvraag is aangegeven dat de definitieve turbinekeuze en daarmee dus ook het definitief te kiezen opgesteld vermogen voorafgaand aan de bouw zal worden doorgegeven aan de vergunningverlenende instantie. Het opgesteld vermogen zal liggen tussen 3 en 5 MW per turbine.

4.2.4 Bedrijfstijden

Elk windturbintype gaat in en uit bedrijf bij bepaalde windsnelheden. De windsnelheid ter hoogte van de rotoras is hierbij bepalend. Aangezien de omstandigheden niet afhankelijk zijn van dag of nacht is de windturbine in principe, bij voldoende wind, 24 uur per dag en 7 dagen per week in bedrijf. De minimale en maximale *cut-in* en *cut-out* windsnelheden, dat zijn de windsnelheden waarbij de windturbine juist begint te draaien respectievelijk waarbij de windturbine om veiligheidsredenen wordt gestopt, zijn opgenomen in Tabel 4.1. Na de keuze van het windturbintype, worden de exacte *cut-in* en *cut-out* windsnelheden meegestuurd in het windturbinecertificaat.

Tabel 4.1 Minimale en maximale *cut-in* en *cut-out* windsnelheden (in m/s)

Eigenschap	Met bandbreedte	
	Minimaal	Maximaal
Cut-in windsnelheid (in m/s)	2	4
Cut-out windsnelheid (in m/s)	18	38

4.2.5 Bestemming

De activiteit is in overeenstemming met het in voorbereiding zijnde Inpassingsplan 'Windpark N33'.

4.2.6 Omgeving van de inrichting

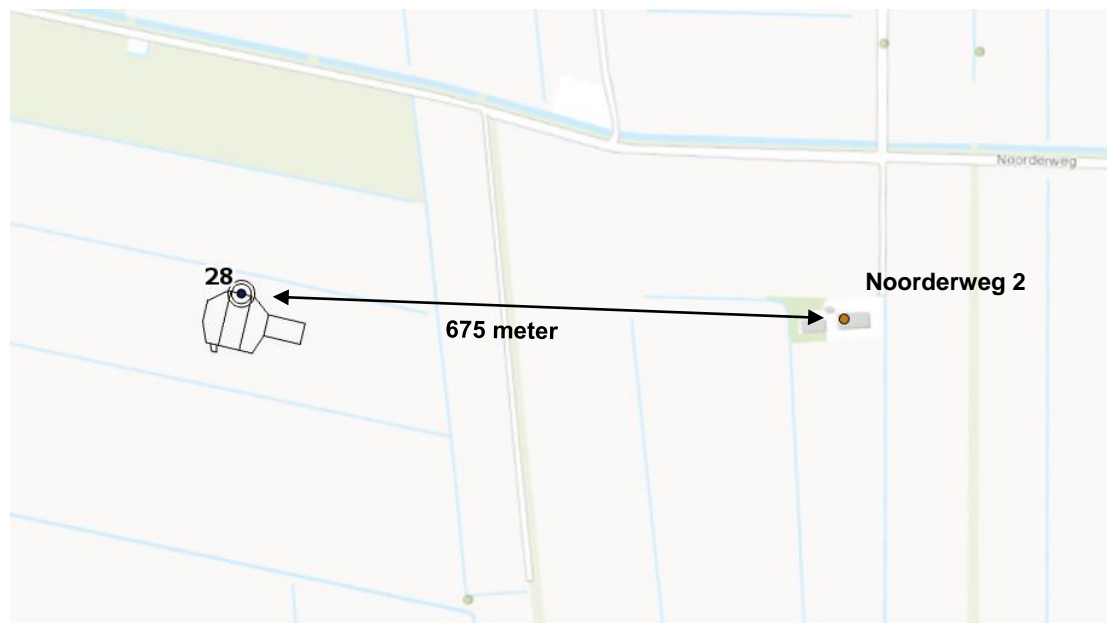
De inrichting ligt in het buitengebied van Veendam. In de omgeving zijn diverse woningen aanwezig. De dichtstbijzijnde woning van derden ligt op circa 675 meter afstand van de windturbinelocatie 28 (zie Figuur 4.1). Het betreft hier de woning op Noorderweg 2.

Bij Windpark Vermeer Midden zijn er meerdere woningen die binnen de sfeer van de inrichting behoren (zoals woningen van initiatiefnemers, beheerders, grondeigenaren of andere bij de inrichting betrokkenen) en waar derhalve niet wordt getoetst aan de wettelijke normen voor wat betreft geluid en slagschaduw. Het gaat om de volgende woningen:

- Vosseveld 1
- Vosseveld 2
- Vosseveld 4
- Vosseveld 5
- Vosseveld 7
- Vosseveld 9
- Vosseveld 9A
- Vosseveld 11

Er zijn toekomstige ontwikkelingen in de omgeving die van belang kunnen zijn voor de bescherming van het milieu. De overige drie inrichtingen van Windpark N33 zullen tevens een belasting op het milieu veroorzaken. In relatie tot het hier aangevraagde windpark zijn de cumulatieve effecten wat betreft geluidhinder, slagschaduwhinder en externe veiligheid van belang. Deze aspecten worden in paragraaf 4.10, 4.11 respectievelijk 4.15 toegelicht.

Figuur 4.1 Dichtstbij gelegen gevoelig object



Bron: Pondera Consult

4.3 Wijze van registratie milieubelasting

Milieubelasting is de fysieke belasting (in de vorm van schade, hinder of verontreiniging) van het milieu. In paragraaf 4.5 tot en met 4.15 wordt ingegaan op de mogelijke milieubelasting van het windpark.

Er zijn drie relevante typen milieubelasting op de omgeving als gevolg het in gebruik zijn van het windpark:

1. geluid,
 2. slagschaduw en
 3. externe veiligheid.
- 1) Voor wat betreft geluid zal jaarlijks de geluidemissie term L_{Aeq} worden bepaald op basis van het werkelijk gebruik van de turbines (zoals ook voorgeschreven in de Activiteitenregeling artikel 3.14 e).
 - 2) De potentiële slagschaduwhinder zal worden berekend op basis van de afmetingen van de te plaatsen turbine. Voor woningen waar de norm uit het Activiteitenbesluit wordt overschreden zal een stilstand kalender worden bepaald welke de dagen en tijden aangeeft waarop een turbine stil zal moeten worden gezet (indien de zon schijnt). Deze kalender zal worden gebruikt om de turbines te programmeren zodat aan de norm wordt voldaan en zal aan bevoegd gezag op aanvraag ter inzage worden gegeven.
 - 3) Voor wat betreft externe veiligheid zullen eventuele incidenten worden geregistreerd.

4.4 MER-(beoordelings)plicht

Er is sprake van een m.e.r.-beoordelingsplichtige activiteit, aangezien het oprichten van een windpark onder kolom 1 van onderdeel D 22.2 in de bijlage van het Besluit milieueffectrapportage valt. Aangezien er een milieueffectrapportage is opgesteld ten behoeve van het rijksinpassingsplan en deze vergunningaanvraag is de stap van m.e.r.-beoordeling overgeslagen en is een milieueffectrapport (MER) opgesteld. Het MER bevat de informatie aangaande de hier voorgenomen activiteit en is als bijlage bij deze aanvraag opgenomen.

4.5 Bodem

4.5.1 Bodembedreigende activiteiten

Benodigde (afval)stoffen worden aan- en afgevoerd bij onderhoud en reparatie. De installaties in de turbine bevatten echter wel vloeistoffen zoals smeeroliën en –vetten en olie ten behoeve van hydraulische installaties. Deze oliën en vetten zijn milieugevaarlijke stoffen, derhalve is sprake van een bodembedreigende activiteit. De mogelijk aanwezige soorten en een indicatie van de hoeveelheden milieugevaarlijke en bodembedreigende stoffen zijn in Tabel 4.2 opgenomen.

Tabel 4.2 soorten en indicatie van de hoeveelheid aanwezige milieugevaarlijke en bodembedreigende stoffen

Soort stof	Locatie	Indicatieve hoeveelheid
Antivries (b.v. water met glycerol)	Koelsysteem generator, dempers, power unit	550 liter
Koelvloeistof (olie / ester)	Transformator (indien aanwezig)	1500 kg
Hydraulische olie	Hydraulisch systeem	200 liter
Vet	Lubricatie van diverse onderdelen	150 liter

Olie	Smering overbrengingssysteem	750 liter
Stikstof	Hydraulische accumulatoren	140 liter

Bij bedrijfsmatige activiteiten, waarbij het risico bestaat dat deze stoffen in de bodem terecht komen, moet een bedrijf zijn bodem beschermen tegen die stoffen om zodoende een verwaarloosbaar bodemrisico te realiseren. Volgens de Nederlandse Richtlijn Bodembescherming (NRB 2012, paragraaf 4.1) is hier sprake van een 'gesloten proces of bewerking'. Het uitgangspunt bij een gesloten proces is dat tijdens gangbare bedrijfsvoering de stof niet buiten de procesomhulling treedt.

Het NRB 2012 schrijft voor verschillende bodembedreigende activiteiten specifieke combinaties van voorzieningen en maatregelen ('cvm') voor welke leiden tot een verwaarloosbaar bodemrisico. In het huidige geval van een gesloten proces kan met de volgende cvm worden volstaan:

Voorzieningen

- geen voorzieningen noodzakelijk
- aandacht voor pompen, appendages en monsterpunten.

Maatregelen

- een onderhoudsprogramma, en;
- systeem inspectie, en
- algemene zorg.

De installaties bevinden zich in de gondel van de windturbine. In het geval dat olie/smeermiddel in de installaties in de gondel onverhoopt vrij mocht komen, wordt deze in de gondel opgevangen. Deze heeft voldoende capaciteit voor de totale hoeveelheid olie/smeermiddel. De systemen die smeerolie bevatten worden jaarlijks geïnspecteerd en/of vervangen. Afgewerkte olie wordt direct afgevoerd naar een erkende verwerker. Het optreden van lekkage kan worden gesignaleerd omdat lekkage leidt tot storingen in het functioneren van de turbine. Het functioneren van de turbine wordt op afstand gemonitord.

Voor de turbines zal een algemeen onderhoudsprogramma worden opgesteld, waarbij ook zal worden gecontroleerd op lekkages.

De genoemde voorzieningen, de opvangvoorziening door de gondel en, afhankelijk van het te kiezen turbintype, de betonnen plaat in de torenvoet waar eventueel een transformator op staat zijn oliedicht. Onder deze voorzieningen bevindt zich overigens ook nog het betonnen fundament van enkele meters dikte. Incidenteel zullen delen van de installatie worden schoongemaakt met schoonmaakmiddelen.

Geconcludeerd kan worden dat voor emissie van bodembedreigende stoffen naar de bodem of het grondwater een verwaarloosbaar risico bestaat.

Voorafgaand aan de ingebruikname van de turbines wordt een bodemonderzoek uitgevoerd naar de nulsituatie. De resultaten van dit onderzoek worden aan het bevoegd gezag verstrekt

4.5.2 Bodemkwaliteitsonderzoek

Bij de aanvraag is een vooronderzoek bodem conform NEN 5725 toegevoegd (rapport Vooronderzoek Bodem, Windpark N33, referentie P&S9X1520R001D01 d.d. 21 januari 2016).

Het vooronderzoek heeft ter plaatse van de windturbinelocaties geen industriële of andere activiteiten aan het licht gebracht die geleid kunnen hebben tot bodemverontreiniging. Voor zover bekend is er ter plaatse van de overige geplande windturbines evenmin sprake van ernstige bodemverontreiniging of een saneringsnoodzaak. Op basis van de bodemkwaliteitskaarten voldoet de verwachte bodemkwaliteit ter plaatse van de geplande windturbinelocaties aan de achtergrondwaarden.

Voorafgaand aan de ingebruikname van de turbines en het transformatorstation wordt een bodemonderzoek uitgevoerd naar de nulsituatie. De resultaten van dit onderzoek worden aan het bevoegd gezag verstrekt (zie ook Tabel 5.1).

4.6 Brandveiligheid

In elke gondel is een brandblusser met CO₂ aanwezig tijdens onderhouds- en reparatiewerkzaamheden, al dan niet meegenomen door het dienstdoende personeel. Ook is onderin de windturbinevoet een brandblusser aanwezig.

4.7 Afvalwater en –stoffen

Er wordt geen afvalwater geloosd. De afvalstoffen die binnen de inrichting worden geproduceerd zijn zeer gering. Enkel het restafval dat ten tijde van onderhoud en reparatie kan ontstaan zal worden afgevoerd door de dienstdoende monteur. Er is derhalve geen sprake van afvalstoffen voor deze inrichting.

Hemelwater

Er wordt niet-verontreinigd hemelwater afgevoerd naar de bodem vanaf de verharde oppervlakken van de kraanopstelplaatsen. Dit zal in de omringende bodem infiltreren. Dit water kan zonder vergunning worden geloosd in de bodem of op het oppervlaktewater, daar het hier geen bodembeschermende voorziening betreft.

Met waterschap Aa en Hunze is contact geweest over de benodigde watercompensatie. De hydroloog van het waterschap heeft daartoe berekeningen toegestuurd in een Excel bestand op grond waarvan de benodigde compensatie kan worden berekend. Er is afgestemd met het waterschap dat de definitieve compensatieopgave in onderling overleg zal worden vastgesteld wanneer de aanlegplannen en daarmee de werkelijk te verharden oppervlakken inclusief die van de wegen bekend is.

Het water van de opstelplaatsen zal waarschijnlijk via de greppel langs de toegangswegen moeten worden afgevoerd naar het waterstelsel van het Waterschap.

Overigens valt de watercompensatie niet onder de vergunningplichtige activiteiten, maar wordt op grond van de algemene regels van het waterschap vastgesteld.

4.8 Energieverbruik

Het energieverbruik van de onderdelen van de installatie, zoals pompen, besturingssystemen en dergelijke bedraagt een fractie van de energie die wordt geproduceerd door de windturbines. Er vindt geen netto gebruik van energie plaats.

4.9 Verkeer

De exploitatie van een windpark heeft geen verkeersaantrekkende werking. Een monteur zal het windpark bezoeken voor regulier onderhoud en voor incidentele reparaties.

De aanleg van het windpark heeft wel een tijdelijke verkeersaantrekkende werking. Uiterlijk drie weken voor start bouw zal een verkeers- en vervoersplan ter beoordeling aan het bevoegd gezag worden voorgelegd.

4.10 Geluid

Wettelijke normen windturbines

Als de windturbines in bedrijf zijn veroorzaken deze een geluidsemisatie. Een windturbine (of meerdere windturbines) (de inrichting) valt onder paragraaf 3.2.3 van het Activiteitenbesluit¹. De hierin opgenomen geluidnormen zijn daarmee rechtstreeks van toepassing.

Volgens artikel 3.14a eerste lid van het Activiteitenbesluit dient het geluidniveau vanwege windturbines dat optreedt bij woningen van derden te voldoen aan de waarden $L_{den}=47$ dB en $L_{night}=41$ dB.

In de Activiteitenregeling milieubeheer artikel 3.14e wordt voorgeschreven dat de initiatiefnemer de geluidsemisatie registreert volgens de emissie-term (L_E) zoals wordt voorgeschreven in bijlage 4 van de Regeling algemene regels voor inrichtingen milieubeheer (Rarim). Hieraan wordt, door middel van het bijhouden van de jaarlijkse energieproductie op basis waarvan de emissie-term kan worden geschat, voldaan.

Geluidonderzoek

Om de geluidsbelasting ter plaatse van woningen in beeld te brengen is een akoestisch onderzoek opgesteld, dat als bijlage 5 bij deze aanvraag is gevoegd.

In dit onderzoek is de geluidsemisatie van een Vestas V126-3.3MW op een ashoogte van 140 meter gehanteerd. De berekeningen op basis van deze turbine staan dus model voor het maximaal aangevraagde (worst-case) akoestische effect op de omgeving. Uitgangspunt van deze aanvraag is dat het akoestische effect op de omgeving niet groter zal zijn dan aangegeven in het akoestisch rapport. De geluidsemisatie (brongeluid) van het uiteindelijk te plaatsen turbinetype is hiervoor een goede indicatie.

Uit het akoestische onderzoek blijkt dat, zonder toepassing van mitigerende maatregelen, bij alle woningen van derden voldaan kan worden aan de normen $L_{den}=47$ dB(A) respectievelijk $L_{night}=41$ dB uit het Activiteitenbesluit.

¹ Besluit algemene regels voor inrichtingen milieubeheer, 19 oktober 2007, nr.07.00113, Staatsblad 2007/415.

De turbine welke uiteindelijk zal worden gekozen zal voldoen aan het Activiteitenbesluit. Dit wordt geborgd door de beperking van het aangevraagde geluidbronvermogen in combinatie met een geluidrapportage na de keuze van het turbintype waarin zal worden aangetoond dat aan het Activiteitenbesluit wordt voldaan en dat de akoestische effecten op de omgeving niet groter zullen zijn dan aangegeven in het akoestisch rapport bij onderhavige aanvraag.

Geluidbelasting in cumulatie

In de nabijheid van het windpark bevinden zich de andere deelwindparken welke samen het windpark N33 vormen. In de akoestische rapportage is voor al deze windparken samen de cumulatieve geluidbelasting bepaald, uitgaande van de worst-case turbine en met de mitigerende maatregelen welke nodig zijn zodat elk deelwindpark afzonderlijk aan de geluidnormen uit het Activiteitenbesluit voldoet. Het blijkt dat de cumulatieve geluidbelastingen op alle woningen van derden lager zijn dan de geluidnormen uit het Activiteitenbesluit $L_{den}=47$ dB(A) respectievelijk $L_{night}=41$ dB welke gelden voor de individuele deelwindparken.

Verkeer en overige geluidbronnen

Het aantal verkeersbewegingen ten gevolge van de inrichting is zeer beperkt. Alleen voor controle, onderhoud of reparatie treden verkeersbewegingen op. Preventief onderhoud van een turbine vindt circa 2 maal per jaar plaats. Gezien het beperkte aantal verkeersbewegingen zijn deze als incidenteel te beschouwen en veroorzaken deze een verwaarloosbare geluidbelasting op woningen.

De verkeersbewegingen voor onderhoudswerkzaamheden en geplande reparatieactiviteiten vinden alleen in de dagperiode plaats. Verkeersbewegingen ten gevolge van storingen vinden ongepland plaats en kunnen zowel in de dag-, de avond- als de nachtperiode plaatsvinden. Dit zijn echter incidentele verkeersbewegingen en veroorzaken een verwaarloosbare geluidbelasting op woningen

4.11 Slagschaduw

Wettelijke normen windturbines

Als gevolg van de hoogte en de bewegende delen van de windturbine ontstaat slagschaduw. Deze slagschaduw kan als hinderlijk worden ervaren.

In artikel 3.14 onder lid 4. van het Activiteitenbesluit wordt ten behoeve van het voorkomen of beperken van slagschaduw verwezen naar de bij de ministeriële regeling te stellen maatregelen. In deze Activiteitenregeling 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 een totale periode aan slagschaduw kan optreden van meer dan 20 minuten.

Onderzoek naar slagschaduw

Wanneer zich binnen een afstand van twaalf maal de rotordiameter vanaf de locatie van een turbine dan ook gevoelige objecten bevinden, wordt een onderzoek naar slagschaduw hinder uitgevoerd. Dit is het geval voor het onderhavige windpark en het uitgevoerde onderzoek is in

de bijlagen van deze aanvraag opgenomen. Het onderzoek is uitgevoerd met een voor slagschaduw worst-case turbine, namelijk die turbine met de hoogst mogelijke as (140 meter) en grootste rotordiameter (130 meter).

In het onderzoek wordt een strengere norm dan het Activiteitenbesluit gehanteerd, te weten maximaal 6 uur per jaar. Uit het onderzoek blijkt dat voor de maatgevende toetspunten een hinderduur langer dan 6 uur optreedt.

Deze hinderduur wordt zo nodig beperkt tot de normstelling door een automatische stilstandsvoorziening die de windturbine(s) afschakelt indien slagschaduw optreedt ter plaatse van de gevoelige objecten. Er zijn dan gemiddeld niet meer dan zeventien dagen per jaar waarop de hinderduur bij woningen meer is dan 20 minuten. Exacte mitigerende maatregelen, met welke zal worden voldaan aan de normen uit het Activiteitenbesluit, worden middels een aanvullend onderzoek bepaald dat aan het bevoegd gezag zal worden toegezonden als de turbinekeuze bekend is.

Slagschaduw in cumulatie

In de nabijheid van het windpark bevinden zich de andere deelwindparken welke samen het windpark N33 vormen. In de slagschaduwrapportage is voor al deze windparken samen de cumulatieve slagschaduw bepaald, uitgaande van de worst-case turbine op alle posities. Waar nodig zullen extra mitigerende maatregelen (stilstand) worden getroffen teneinde ook cumulatief te voldoen aan de normen uit het Activiteitenbesluit welke gelden voor elk deelwindpark afzonderlijk.

4.12 Lichthinder

Lichthinder vanwege lichtschittering zal niet optreden, aangezien het windturbinetype dat gerealiseerd zal worden in alle gevallen voorzien zal worden van een anti-reflecterende coating.

Er worden markeringslichten op de windturbines aangebracht. Deze lichten worden aangebracht voor de luchtvaartveiligheid en voldoen aan de voorschriften zoals gegeven door de Inspectie voor de Leefomgeving en Transport (IL&T). Onder meer op grond van internationale burgerluchtvaartregelgeving dienen objecten met een hoogte (tiphoogte) van 150 meter of meer van obstakelmarkering en -lichten te worden voorzien.

Hierbij dienen volgens de huidige regelgeving de windturbines aan de randen van het windpark van obstakellichten te worden voorzien, zodanig dat alle windturbines op de hoekpunten van het windpark van obstakellichten zijn voorzien en alle overige windturbines op de randen van het windpark zodanig dat de horizontale afstand tussen twee windturbines welke van obstakellichten zijn voorzien maximaal 900 meter bedraagt.

Het is mogelijk dat de regelgeving rond markeringslichten nog wijzigt. Op dit moment vinden bij Zeewolde praktijktesten plaats met alternatieve verlichtingsmethoden.

Op basis van de adviezen vanuit de lopen pilotprojecten obstakelverlichting zullen wij, wanneer dit wordt toegelaten door IL&T en wanneer de investering haalbaar en in verhouding staat tot de effectiviteit, maatregelen treffen zoals bijvoorbeeld het dimmen van de lichten, het constant laten branden van de lichten in plaats van knipperen en/of horizonafscherming.

Overigens veroorzaken deze markeringslichten gezien de afstanden tot woningen geen lichthinder in de gangbare zin, waarbij woonruimtes in woningen door inschijnen worden opgelicht, maar meer hinder in de zin van het zichtbaar zijn van de windturbinelocaties in de nachtelijke uren.

4.13 Flora en Fauna

De inrichting is gelegen op enige afstand van Natura 2000-gebieden met instandhoudingsdoelstellingen voor vogels. Het betreft met name het Zuidlaardermeergebied. Er is ecologisch onderzoek uitgevoerd, waaruit blijkt dat significant negatieve effecten zijn uitgesloten ten aanzien van het behalen en/of behouden van de instandhoudingsdoelstellingen van deze gebieden. Zie hiervoor hoofdstuk 9 van het MER.

Vanwege mogelijke effecten is een vergunning op grond van de Natuurbeschermingswet 1998 voor het hele plan van windpark N33 (alle vier de inrichtingen) voorafgaand aan de onderhavige aanvraag van de Wabo-vergunning ingediend bij de provincie Groningen. Hierdoor is de aanhaakplicht van deze vergunning komen te vervallen.

De inrichting kan gevolgen hebben voor flora en fauna. Er is ecologisch onderzoek uitgevoerd om de gevolgen van het plan te bepalen. Mede op basis van deze onderzoeken is een ontheffing op grond van de Flora- en faunawet aangevraagd voorafgaand aan de onderhavige aanvraag van de Wabo-vergunning bij het ministerie van Economische Zaken, onderdeel Rijksdienst voor Ondernemend Nederland (RVO). Hierdoor is de aanhaakplicht van deze ontheffing komen te vervallen.

4.14 Lucht

Er treden geen emissies naar de lucht op ten gevolge van het in werking hebben van de inrichting.

Vermeden emissies

Het windpark heeft als gevolg dat de emissie van verschillende stoffen wordt vermeden, zoals de emissie van CO₂, NO_x, SO₂ en PM₁₀.

Geur

Er treedt geen geuremissie op ten gevolge van het in werking hebben van de inrichting.

4.15 Veiligheid

4.15.1 Externe veiligheid

Er is een analyse voor externe veiligheid uitgevoerd om mogelijke externe veiligheidsrisico's in kaart te brengen en te bezien of de windturbinelocaties geen ontoelaatbare verhoging van het externe veiligheidsrisico tot gevolg hebben. De analyse is als bijlage 8 van het Milieueffectrapport (MER) opgenomen, die bij deze aanvraag is toegevoegd. Het MER is als bijlage 9 toegevoegd. Als faalfrequenties voor de verschillende ongevalsscenario's zijn de aanbevolen rekenwaarden uit het Handboek Risicozonering Windturbines (versie 3.1, 2014) gebruikt.

De risicoanalyse gebruikt een windturbine met maximaal uitvoerbare afmetingen als uitgangspunt, zoals die in Tabel 3.2 zijn vermeld. Hieruit blijkt dat er geen knelpunten optreden voor wat betreft de externe veiligheid. De windturbines van het windpark voldoen voor deze windturbine aan de gestelde normen uit artikel 3.15 lid a van het Activiteitenbesluit.

Er is ook een notitie aan de aanvraag toegevoegd waarin wordt ingegaan op de effecten van aardbevingen op de veiligheid (zie ook paragraaf 3.9).

4.15.2 Veiligheidssystemen en certificering

Windturbines in Nederland zijn gecertificeerd door een daarvoor geaccrediteerde instantie. Windturbines dienen te voldoen aan veiligheidseisen zodat ongewone voorvallen kunnen worden voorkomen. Het certificaat van de op te richten windturbinecertificaten zal uiterlijk drie weken voor de start van de bouw aan het bevoegd gezag worden verstrekt. Hiermee wordt bevestigd dat een windturbine is ontworpen voor een levensduur van tenminste 20 jaar. De windturbine voldoet aan de eisen die worden gesteld aan de materialen om de levensduur te waarborgen, zoals metaalmoetheid, vocht inwerking en corrosie. De veiligheidssystemen zijn zodanig ontworpen dat de windturbine in alle weersomstandigheden veilig kan functioneren. Ook in geval van storingen aan de windturbine zorgen de veiligheidssystemen ervoor dat de windturbine stil wordt gezet.

De werking van de veiligheidssystemen wordt zowel autonoom door de windturbine (softwarematig) als door de periodieke inspectie- en onderhoudsbeurten gecontroleerd. De aansturing van de windturbine vindt automatisch plaats door computerbesturing. Het functioneren van de windturbine en de prestatie kan op afstand gevolgd en indien wenselijk bijgestuurd worden. Daarnaast kan de windturbine handmatig gestopt worden met de aanwezige start/stop-schakelaar en de diverse aanwezige noodstop-schakelaars.

4.16 Maatregelen ter beperking milieubelasting

4.16.1 Geluid

Er zijn turbines op de markt welke een hogere geluidbelasting veroorzaken dan de turbine die nu als worst-case in de aanvraag is opgenomen. De initiatiefnemers geven aan dat een worst-case turbine wordt gekozen, welke niet meer geluid produceert bij geluidgevoelige objecten in de omgeving dan nu in de aanvraag is opgenomen (worst-case). Op deze wijze is de maximaal mogelijke geluidbelasting op de omgeving reeds beperkt. Waar dit nodig is zullen turbines worden uitgerust met geluidreducerende maatregelen om te voldoen aan de normstelling uit het Activiteitenbesluit.

4.16.2 Slagschaduw

Waar nodig worden turbines uitgerust met een slagschaduwkalender op basis waarvan een turbine zal worden stilgezet om de slagschaduwhinder te beperken zodat wordt voldaan aan de normstelling uit het Activiteitenbesluit.

4.16.3 Externe veiligheid

Uit het EV onderzoek blijkt dat voldoende afstand wordt gehouden tussen turbines en woningen of andere kwetsbare/bepert kwetsbare objecten. De turbines worden periodiek onderhouden en geïnspecteerd.

De windturbines zijn gecertificeerd door een daarvoor geaccrediteerde instantie. Het certificaat van de op te richten windturbinecertificaten zal uiterlijk drie maanden voor de start van de bouw aan het bevoegd gezag worden verstrekt. Hiermee wordt bevestigd dat de turbines zijn ontworpen voor een levensduur van tenminste 20 jaar. De turbines voldoen aan de eisen die worden gesteld aan de materialen voor wat betreft vermoeiing (zoals metaalmoeheid), vocht inwerking en corrosie om de levensduur te waarborgen. De veiligheidssystemen zijn zodanig ontworpen dat de turbines in alle weersomstandigheden veilig kunnen functioneren. Ook in geval van storingen aan de turbines zorgen de veiligheidssystemen ervoor dat de turbine stil wordt gezet.

5 BIJLAGEN, BESCHIEDEN EN GEGEVENS

5.1 Bijlagen bij het aanvraagformulier

Voor de aanvraag is gebruik gemaakt van het aanvraagformulier omgevingsvergunning. Het aanvraagformulier zelf is het document waarop de aanvraag gebaseerd is. Op een aantal plaatsen wordt in dit formulier verwezen naar bijlage 1. Dit betreft de toelichting op de aanvraag, het onderhavige document. Aan de aanvraag zijn tevens andere bijlagen gevoegd. Ten behoeve van het overzicht worden de bijlagen bij de aanvraag onderstaand opgesomd.

Bijlage 1	Toelichting op de aanvraag (onderhavig document)
Bijlage 2	Machtigingsformulier Windpark Vermeer Midden B.V.
Bijlage 3	Uittreksel Windpark Vermeer Midden B.V.
Bijlage 4a	Overzichtstekening Windpark N33
Bijlage 4b	Situatietekening Windpark Vermeer Midden
Bijlage 4c	Detailtekeningen Windpark Vermeer Midden
Bijlage 4d	Aanzichten windturbine en gondel
Bijlage 5	Onderzoeken akoestiek en slagschaduw
Bijlage 6a	Bureauonderzoek archeologie
Bijlage 6b	Verkennd booronderzoek turbinelocaties
Bijlage 6c	Verkennd en karterend onderzoek turbinelocaties
Bijlage 7	Vooronderzoek bodem
Bijlage 8a	Onderzoek externe veiligheid (MER)
Bijlage 8b	Risicoanalyse hoogspanning (MER)
Bijlage 8c	Onderzoek externe veiligheid VKA (MER)
Bijlage 8d	Analyse Windpark N33 en aardbevingen
Bijlage 9a	Milieueffectrapport (MER) Windpark N33
Bijlage 9b	Milieueffectrapport (MER) Windpark N33 - Bijlagen
Bijlage 10A	Technische specificaties Siemens SWT 3.2 – 113 – Ashoogte 115m
Bijlage 10B	Technische specificaties Vestas V126 – Ashoogte 137m
Bijlage 10C	Palenplan fundering
Bijlage 11	Ontvangstbevestigingen NB en FFwet
Bijlage 12	Voorbeeldsonderingen omgeving
Bijlage 13a	Tekeningen inkoopstation

5.2 Later aan te bieden gegevens

In de volgende tabel is aangegeven welke bescheiden en gegevens later, doch voor de start van de bouw zullen worden aangeboden aan het bevoegd gezag, conform paragraaf 1.5 van het Besluit indieningsvereisten aanvraag omgevingsvergunning.

Tabel 5.1 In te leveren bescheiden en gegevens in de periode voorafgaand aan start bouw

Gegevens/bescheiden	Aanlevertermijn uiterlijk
Verkeers- en vervoersplan aanlegfase	3 weken voor start bouw
Sonderingen	3 maanden voor start bouw
Definitieve keuze windturbinetype	3 maanden voor start bouw
Effectbeoordeling geluid, slagschaduw en externe veiligheid voor definitieve windturbine	3 maanden voor start bouw
Definitieve ontwerp fundatie windturbine	3 maanden voor start bouw
Definitieve kleurstelling windturbine en mast	3 maanden voor start bouw
Overige gegevens en bescheiden ten behoeve van toetsing aan overige voorschriften van het Bouwbesluit. Dit heeft hoofdzakelijk betrekking op detaillering van een eventueel hekwerk en trappen.	3 maanden voor start bouw
Overige gegevens en bescheiden ten behoeve van toetsing aan overige voorschriften van het Bouwbesluit, hoofdzakelijk heeft dit betrekking op een bouwveiligheidsplan.	3 maanden voor start bouw
Nulsituatiebodemonderzoek	3 weken voor start bouw

BIJLAGE 1B

NOTA AANVULLINGEN



NOTA AANVULLINGEN

WABO WP N33, DEELPARK VERMEER MIDDEN

Datum	09-06-2016
Van	D.F. Oude Lansink, Pondera Consult
Betreft	Aanvullende gegevens Wabo aanvragen inrichtingen Windpark N33, deelpark Vermeer Midden
Projectnummer	709016

Inleiding

Deze nota betreft een overzicht van aanvullende informatie in het kader van de vergunningaanvragen Wabo van de inrichting Windpark N33, deelpark Vermeer Midden (gevraagd wordt overigens deze benaming te gebruiken als de officiële naam van de inrichting in uw beschikkingen). Met deze aanvulling wordt met name antwoord gegeven op het verzoek om aanvullende gegevens door de gemeente Veendam de brief d.d. 13 mei 2016 met kenmerk V2016.030/V2016.031. Hieronder worden eerst deze vragen aangegeven en daarna het antwoord. De nummering van de vragen is door ons toegevoegd voor het overzicht.

Daarnaast en ten eerste worden met dit document ook ongevraagde wijzigingen van de aanvraag gegeven, namelijk:

- a. De overzichtstekening van het windpark is gewijzigd. Het trafostation voor windpark Eekerpolder (geen onderdeel van de inrichtingen Vermeer Zuid, Midden of Noord) ontbrak in de eerder ingediende versie en is hierop nu ook ingetekend. Zie bijlage 4A aanvulling 9 juni 2016.
- b. Er is informatie toegevoegd van een extra voorbeeldturbine, beide met een betonnen mast. Zie bijlagen 10D en 10E aanvulling 9 juni 2016.
- c. Er is een aanvulling op het MER Windpark N33 (d.d. 21 januari 2016) bijgevoegd. Deze is nu nog in concept, bij het ontwerp inpassingsplan komt de definitieve aanvulling. Zie bijlage 9C aanvulling 9 juni 2016.
- d. Er wordt nu ook een vergunning aangevraagd voor de activiteit bouwen of voor het uitvoeren van werken of werkzaamheden (aanlegvergunning) voor alle locaties waar dit conform het bestemmingsplan verplicht is op grond van archeologische waarden. De archeologische onderzoeken welke reeds waren bijgevoegd bij de originele aanvraag kunnen dienen ter beoordeling van de aanlegvergunning. Er is met deze onderzoeken voor de in de huidige aanvraag beschouwde locaties aangetoond dat er geen archeologische vondsten kunnen worden verwacht. Zie bijlage 14 voor het aanvraagformulier voor de aanlegvergunning.

Gevraagde aanvullingen onderdeel Bouwen

1. Inkoopstations: hoofdlijn van de constructie, het constructieprincipe.

2. De bandbreedtes van de mastvoet en de fundering die zijn genoemd in tabel 3.1 van bijlage 1 zijn niet goed, graag aanpassen.
3. Situatietekening schaal 1:1000 toevoegen aan de aanvraag, met daarop de inkoopstations, en voorzien van voldoende maatvoering.
4. Kaartmateriaal toevoegen aan de aanvraag waaruit blijkt of de windturbines al dan niet worden gebouwd op gedempte wijken (veenkanalen).

Vragen onderdeel Milieu

Voor wat betreft het onderdeel milieu geeft de gemeente aan dat de aanvraag volledig is. Er zijn wel extra vragen met betrekking tot externe veiligheid, die niet van invloed zijn op de volledigheid:

5. Met betrekking tot het vervoer van gevaarlijke stoffen over de weg: er is getoetst aan het landelijk basisnet. Is ook getoetst aan het Provinciaal Basisnet Groningen?
6. Is de Gasunie akkoord met de effecten op de bovengrondse installaties?
7. Is de NAM akkoord met de effecten op de ondergrondse buisleidingen?
8. Is TenneT akkoord met de effecten op de hoogspanningsleidingen?
9. Is de beheerder/eigenaar van de waterkeringen akkoord met de effecten op de waterkeringen?

Overige opmerkingen (niet van invloed op de volledigheid)

10. In bijlage 1 paragraaf 2.1 wordt abusievelijk gesproken van Vermeer Noord i.p.v. Vermeer Midden.

Antwoorden

Ad 1

Uit navraag bij de gemeente Veendam is gebleken dat deze vraag gaat over informatie met betrekking tot de wijze van fundatie. Over de fundatie is het volgende aan te geven. Onder de inkoopstations bevindt zich een kabelkelder. Dit is een betonnen bak die wordt ingegraven. Op de voorbeeldtekeningen welke reeds bij de aanvraag waren bijgevoegd, is deze kabelkelder ook weergegeven. Onder de kabelkelder bevinden zich over het algemeen geen extra constructies omdat het inkoopstation geen grote en zware constructie betreft, tenzij dit wegens een zeer instabiele ondergrond nodig is. Dit zal op grond van gedetailleerd bodemonderzoek (met name sonderingen) worden bepaald.

Overigens betreffen de bij de aanvraag gevoegde tekeningen van de inkoopstations voorbeelden (in 2 versies). De te bouwen inkoopstations zullen wel van een vergelijkbaar constructietype zijn, maar de afmetingen hangen wel af van de keuze van het turbinetype. Deze informatie zal drie maanden voor de aanvang van de bouw van het windpark aan het bevoegd gezag worden aangeleverd.

De maximale afmetingen van het inkoopstation voor WP N33, deelpark Vermeer Midden bedraagt lengte * breedte * hoogte = 12,500 * 3,980 * 3,450 meter.

Ad 2

De bandbreedte welke in de aanvraag is gehanteerd voor de mastvoet is erg ruim genomen (diameter minimaal 3 meter tot de maximaal 26 meter - gelijk aan de maximale diameter van de fundatie). Een minimale diameter van 3 meter is niet geheel onrealistisch en blijft daarom behouden. De maximaal aangevraagde mastdiameter wordt teruggebracht van 26 meter naar 19 meter.

Ad 3

De exacte locaties van de inkoopstations is nog niet bekend, daar dit mede afhankelijk is van de turbinekeuze. De locaties kunnen daarom niet op een tekening worden weergegeven. De inkoopstations worden in het algemeen vrij dicht naast de fundatie van de turbines geplaatst. De inkoopstations zullen wel worden geplaatst binnen de in de tekeningen bij de aanvraag aangegeven vlakken voor de turbines en opstelplaatsen. Uiterlijk drie maanden voor de aanvang van de bouw zal de exacte locatie en de exacte uitvoering worden aangeleverd aan het bevoegd gezag.

Voor meer informatie met betrekking tot de inkoopstations zie ook Ad 1.

Ad 4

Er is hierover overleg geweest met de Omgevingsdienst Groningen (Ivo Veldscholten). Gezien de gevraagde informatie is het niet mogelijk gebleken dit aan te leveren voor de inleverdatum van de aanvullende gegevens. De omgevingsdienst geeft bijvoorbeeld aan dat er mogelijk ter plaatse nog veldonderzoek dient te worden uitgevoerd.

Het is mogelijk om in het kader van de omgevingsvergunning voor bouwen een voorschrift op te nemen om binnen een termijn van drie weken een onderzoeksrapport naar bodemverontreiniging op te nemen (art. 2.7, lid 3 juncto 2.4 Mor). Wij zullen deze gegevens daarom later, maar uiterlijk 3 maanden voor de aanvang van de bouw aanleveren.

Ad 5

Er is gekeken naar de routes voor gevaarlijke transporten uit de Nationale Basisnet gegevens (ontsloten via risicokaart.nl - Basisnet). Daarnaast is gekeken of er nog provinciale routes in de buurt liggen die niet waren opgenomen in het basisnet van het Rijk. Uit de rapportage "Het provinciaal basisnet Groningen"¹ van 20 april 2010 blijkt dat er in de nabije omgeving van de windturbines geen provinciale routes aanwezig zijn die nog niet in het Rijks-basisnet waren opgenomen. De enige die van toepassing zou kunnen zijn is de N366 maar de windturbines uit het voorkeursalternatief Windpark N33 (VKA) zijn zodanig ver van deze route afgelegd dat er geen effecten zullen optreden. De N366 valt hier buiten de identificatieafstand van het VKA en er zijn dus geen effecten te verwachten en deze weg is niet nader beschouwd. De overige routes die wel zijn beschouwd uit het Nationale Basisnet zijn beoordeeld aan de hand van de eigenschappen die zijn opgenomen in het Nationale Basisnet.

¹ http://www.externeveiligheidgroningen.nl/thema/transport/provinciaal_basisnet_groningen_def.pdf

Ad 6

Er is veel contact geweest met de Gasunie over de ligging van de ondergrondse buisleidingen, bovengrondse installaties en de ontwikkelingen met betrekking tot de toekomstige stikstoffabriek. In het VKA is rekening gehouden met de aanwezige buisleidingen en daarom is verder contact niet benodigd over dit onderwerp. Voor huidige bovengrondse installaties kan dezelfde conclusie getrokken worden als voor ondergrondse buisleidingen. Hiervoor geeft bijlage 8C van het MER (dat tevens onderdeel uitmaakt van de Wabo aanvragen) de redenering achter het VKA weer. Met betrekking tot de toekomstige stikstoffabriek heeft de Gasunie het volgende gezegd in een mail die later is verschenen dan de publicatie van het MER.

Reactie Gasunie:

“De stikstoffabriek is een fors stuk opgeschoven naar het noorden. Het plot begint nu noordelijk van de NAM-leidingen. We liggen dus niet meer in elkaars invloedssferen.

Wel komt er een koppelleiding van de n2-installatie naar het zuiden te lopen die aantakt op de leidingbundel aan de Legeweg. Is ondergronds dus andere afstanden en deze voldoen aan het handboek. “

Ad 7

De NAM heeft enkele ondergrondse buisleidingen in het gebied liggen. Eén windturbine van WP N33, deelwindpark Vermeer Noord bevindt zich binnen de toetsafstand. Hiervoor geeft de NAM aan (bijlage 9d bij het MER dat tevens onderdeel uitmaakt van de Wabo aanvragen) dat gezien de informatie in bijlage 8c bij het MER er geen onderlinge effecten zullen zijn. In bijlage 8c is tevens aangegeven dat de andere afstanden voldoende zijn.

Ad 8

Er is veel contact geweest over de varianten 1 tot en met 6 inclusief meerdere overleggen tussen initiatiefnemers en netwerkbeheerder TenneT. In het VKA is volledig rekening gehouden met de wensen van TenneT en is de maximale toetsafstand aangenomen. Er zijn zodoende geen effecten meer te verwachten en verder overleg is niet benodigd. Het VKA voldoet aan de toetsafstanden in het handboek risicozonering windturbines 2014 (v3.1).

Ad 9

De voortoets voor water is geweest en onderling is overleg geweest. Het is duidelijk welke watercompensatie dient plaats te vinden en wat de aandachtspunten zijn. Aandachtspunten zijn bijvoorbeeld: “Grondwater in noordoosten van Windpark, overstromingsrisico’s noordelijk deelgebied en effecten op veiligheid waterkeringen”. In de verdere procedure bij het Inpassingsplan Windpark N33 zullen de maatregelen in overleg met het Waterschap verder uitgewerkt worden en kan het plan getoetst worden in het wateradvies. Het wateradvies volgt in de officiële proceduremogelijkheden.

Ad 10

Rectificatie: in de aanvraag, bijlage 1, paragraaf 2.1 dient ‘Vermeer Noord’ te worden vervangen oor ‘Vermeer Midden’.

BIJLAGE 2

MACHTIGINGSFORMULIER



Machtiging

Ondertekening aanvraag vergunningen en ontheffingen met bijlagen

Ten behoeve van de aanvragen voor vergunningen en ontheffingen voor het windturbineproject WINDPARK VERMEER MIDDEN bestaande uit een 4 -tal windturbines met bijbehorende werken machtigt ondergetekende J.F.W. Rijntalder van Pondera Consult B.V., gevestigd aan de Welbergweg 49 te 7556 PE Hengelo (Ov.) voor het ondertekenen van alle aanvragen voor vergunningen en ontheffingen en bijlagen namens:

Aanvrager: WINDPARK VERMEER MIDDEN B.V.

Vertegenwoordigd door: YARD ENERGY DEVELOPMENT B.V.

Adres: ZUIDERINSLAG 4-D, 3871 MR
HOEVELAKEN

Plaats en datum: HOEVELAKEN, 2-2-2016

Handtekening: 

Ik, J.F.W. Rijntalder, ben bekend met deze machtiging. Met deze machtiging treed ik niet in de plaats van bovengetekende als aanvrager, maar teken de aanvragen en bijlagen namens bovengetekende.

Pondera Consult B.V.
Welbergweg 49
7556 PE Hengelo (Ov.)

Ondertekend te Hengelo op 2-2-2016,


J.F.W. Rijntalder
Directeur

BIJLAGE 3

UITREKSEL KVK



Online inzage uittreksel**KvK-nummer** 64530795

Woonadressen zijn geen openbare gegevens en alleen zichtbaar voor in artikel 51 Handelsregisterbesluit genoemde organisaties.

Rechtspersoon

RSIN 855706144
 Rechtsvorm Besloten Vennootschap
 Statutaire naam Windpark Vermeer Midden B.V.
 Statutaire zetel Gemeente Hoevelaken
 Eerste inschrijving handelsregister 11-11-2015
 Datum akte van oprichting 06-11-2015
 Datum akte laatste statutenwijziging 01-02-2016
 Geplaatst kapitaal EUR 100,00
 Gestort kapitaal EUR 100,00

Onderneming

Handelsnaam Windpark Vermeer Midden B.V.
 Startdatum onderneming 06-11-2015 (datum registratie: 11-11-2015)
 Activiteiten SBI-code: 35112 - Productie van elektriciteit door windenergie
 Werkzame personen 0

Vestiging

Vestigingsnummer 000033348383
 Handelsnaam Windpark Vermeer Midden B.V.
 Bezoekadres Zuiderinslag 4 d, 3871MR Hoevelaken
 Postadres Postbus 100, 3870CC Hoevelaken
 Telefoonnummer 0884321500
 Faxnummer 0848722270
 Internetadres www.yardenergy.com
 E-mailadres info@yardenergy.com
 Datum vestiging 06-11-2015 (datum registratie: 11-11-2015)
 Activiteiten SBI-code: 35112 - Productie van elektriciteit door windenergie
 verwerving, exploitatie, financiering, beheer, handel en ontwikkeling van één of meer windturbines
 Werkzame personen 0

Enig aandeelhouder

Naam Windpark Vermeer B.V.
 Bezoekadres Zuiderinslag 4 d, 3871MR Hoevelaken
 Ingeschreven onder KvK-nummer 64520102
 Enig aandeelhouder sedert 06-11-2015 (datum registratie: 11-11-2015)

Bestuurder

Naam Yard Energy Development B.V.
 Bezoekadres Zuiderinslag 4 d, 3871MR Hoevelaken
 Ingeschreven onder KvK-nummer 59469269
 Datum in functie 06-11-2015 (datum registratie: 11-11-2015)
 Titel Algemeen directeur
 Bevoegdheid Alleen/zelfstandig bevoegd

Gegevens zijn vervaardigd op 01-02-2016 om 16.42 uur.

BIJLAGE 4A

OVERZICHT WP N33





390kV- hoogspanningsverbinding

overzicht

status	definitief				
uitgite wijziging	omschrijving wijziging	datum	aanvr.	beoord.	afg.
	Overse	SBR	HDE		20-06-2018
		SBR	HDE		10-06-2018
werksch.	13469	Formaat	A0	schaal	1:2000
ontwerp					
vna Windpark N33 Veendam					

opdrachtgever **Yard Energy Group b.v.**
 Hoeevelsken

architect

abt

Wep
 Arentsestraatweg 298, Vep Postbus 82, 8800 AB Arnhem
 tel. +31 (0)26 388 31 1 fax +31 (0)26 388 31 0
 www.abt.eu WVA0001

BIJLAGE 4B

SITUATIETEKENING





<=== Veendam

<=== Assen N33

N33 Delfzijl ===>

N366

BIJLAGE 4C

DETAILTEKENINGEN



overzicht

detailnummer

datum

wijzigingsnr.

WT-1	19-01-2016	-
WT-2-3	19-01-2016	-
WT-7	19-01-2016	-
WT-12	19-01-2016	-
WT-13	19-01-2016	-
WT-16-22	19-01-2016	-
WT-17	19-01-2016	-
WT-18	19-01-2016	-
WT-23-24	19-01-2016	-
WT-28	19-01-2016	-
WT-29	19-01-2016	-
WT-30	19-01-2016	-
WT-31	19-01-2016	-
WT-32	19-01-2016	-
WT-33	19-01-2016	-
WT-34	19-01-2016	-
WT-35	19-01-2016	-

overzicht

status

ter goedkeuring

uitgifte/wijziging

omschrijving wijziging

getek. gecontr. beoord. wijzig. datum

SBR	HDE		-		19-01-2016

werkcode

13469

formaat

A3

schaal

1:2000

onderwerp

Windturbine locaties

werk

Windpark N33

Veerendam

opdrachtgever

Yard Energy Group b.v.
Hoeyveldken

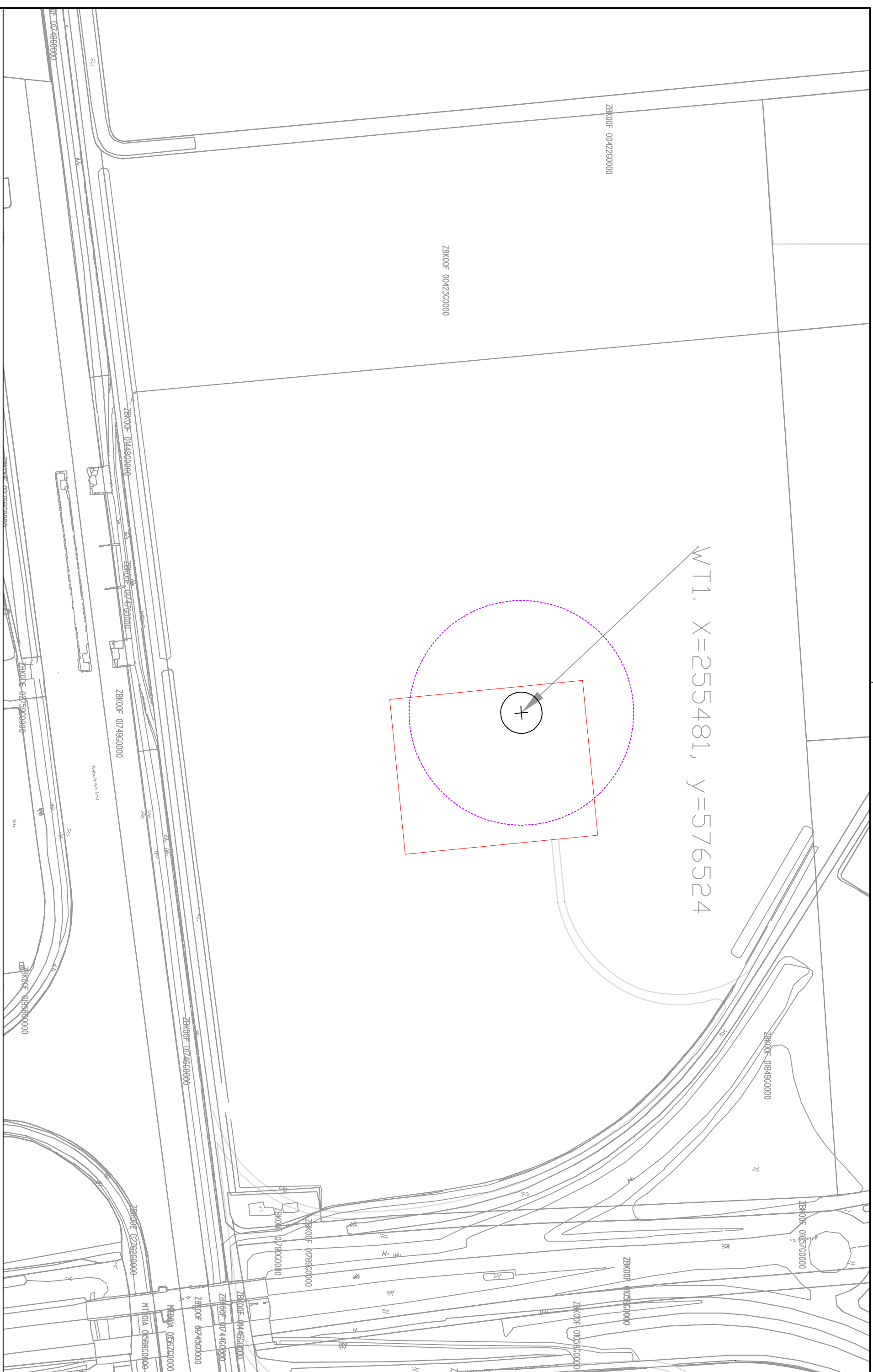
architect

Velp


Arnhemsestraatweg 358, Velp Postbus 82, 6800 AB Arnhem
tel. +31 (0)26 368 31 11 fax +31 (0)26 368 31 10
www.abtc.eu info@abtc.eu

c/Mele techniek

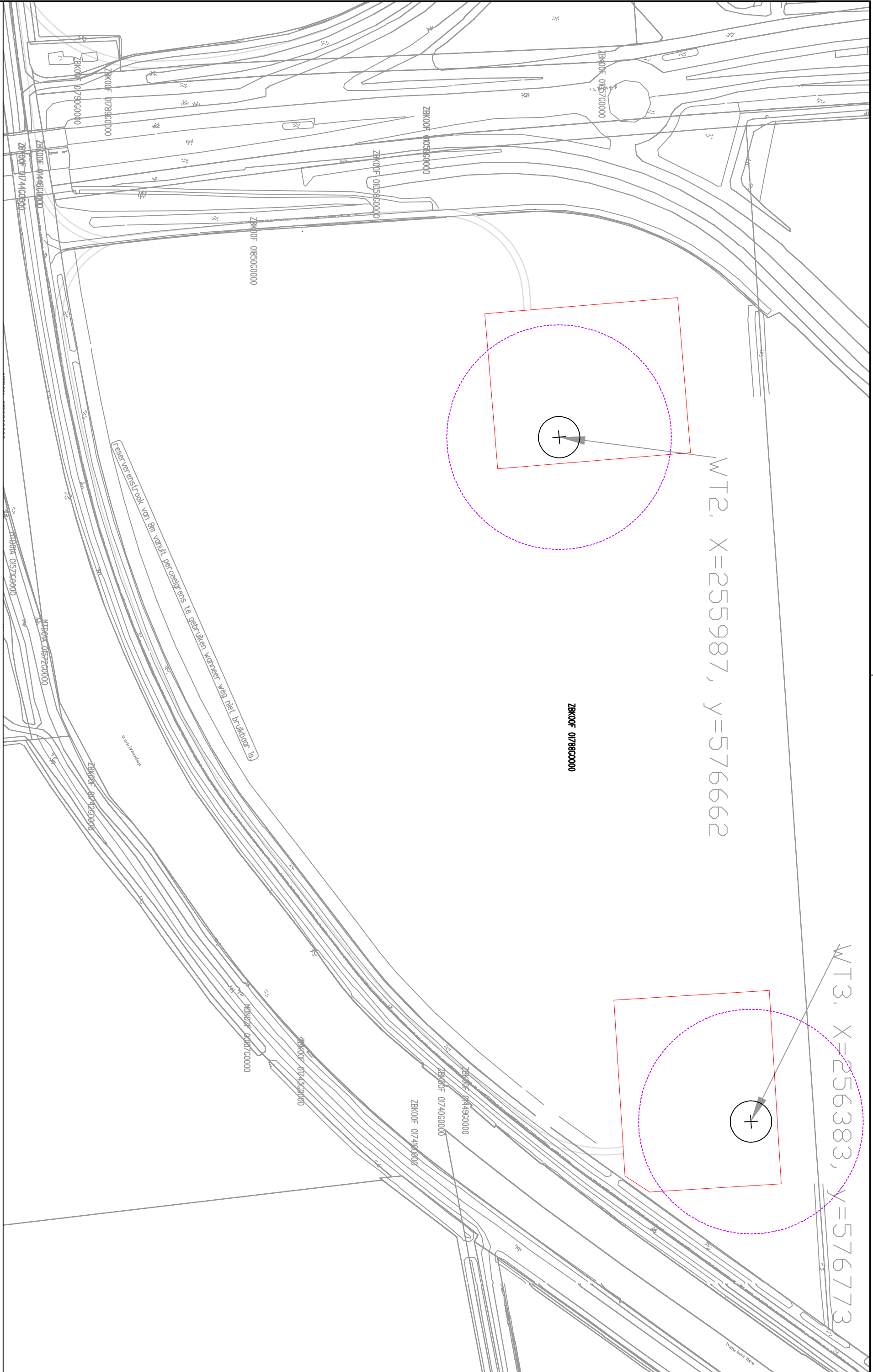
ct6_44_00 T



WT1. X=255481, y=576524



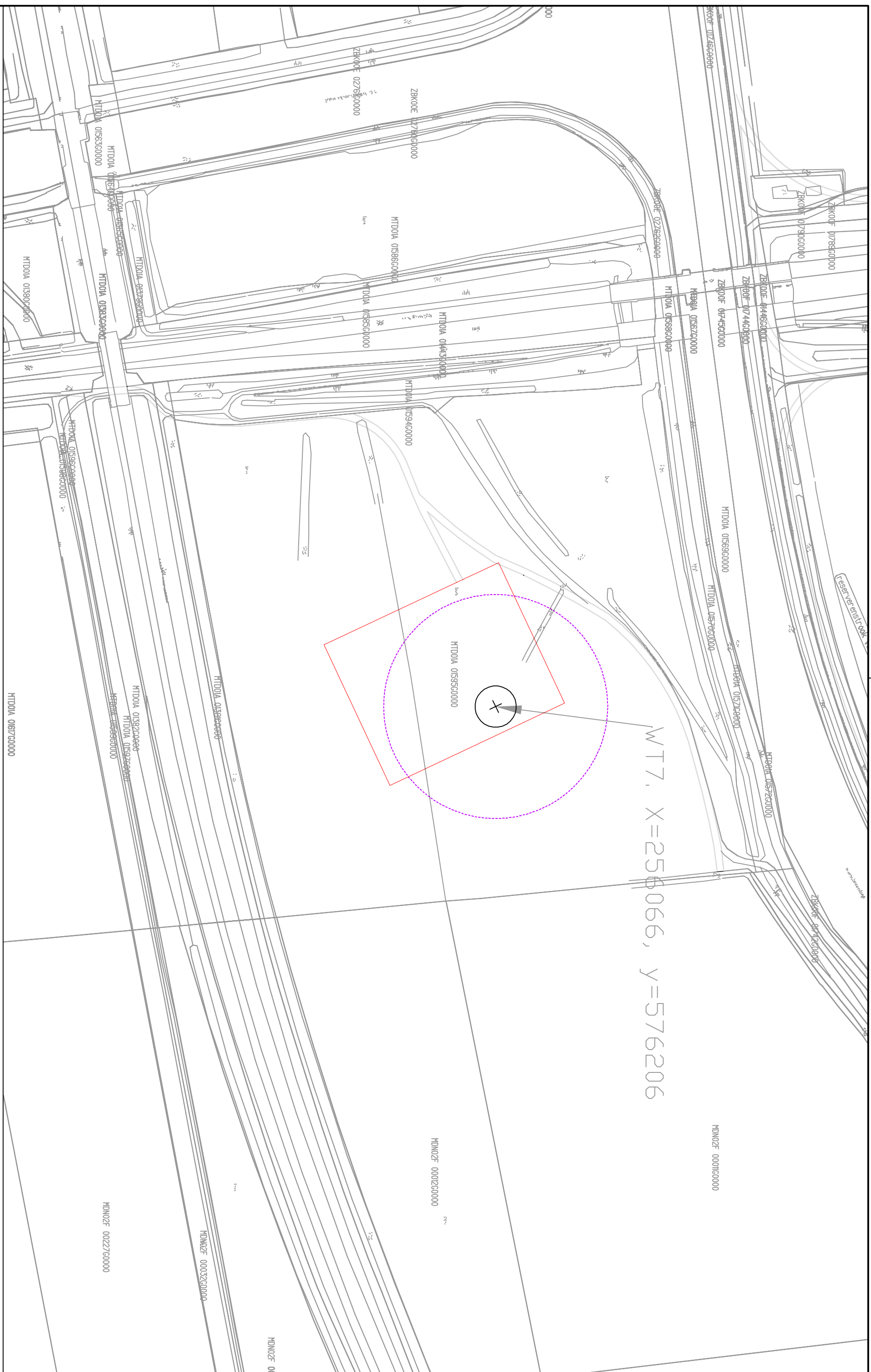
datum 19-01-2016 getekend SBR schaal 1:2000 werkcode 13469 tek. nr. CT6_14_00
 c/Meele techniek
WT1



WT2, X=255987, Y=576662

WT3, X=256383, Y=576773

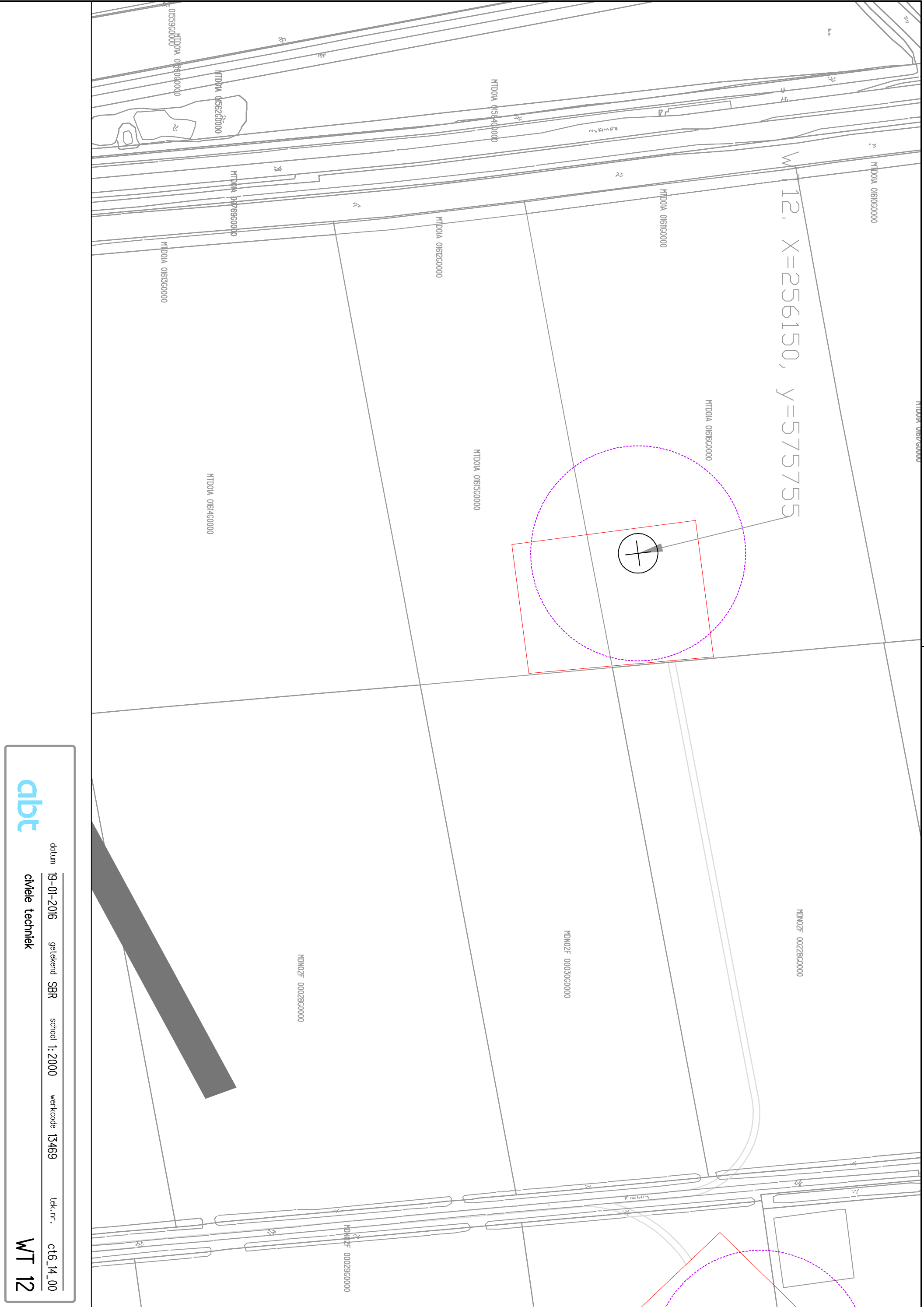
ZBK00F 017880000



WT 7, X=256066, y=576206



datum	19-01-2016	getekend	SBR	schaal	1:2000	werkcode	13469	tek. nr.	ct6_14_00
WT 7									



W12, X=256150, y=575755

HTD01A 0167500000

HTD01A 0161000000

HTD01A 0165600000

HTD01A 0161100000

HTD01A 0165000000

HTD01A 0162000000

HTD01A 0158400000

HTD01A 0156250000

HTD01A 0167500000

HTD01A 0165500000

HTD01A 0164000000

HDN02F 0002860000

HDN02F 0003000000

HDN02F 0002860000

HDN02F 0002860000

datum 19-01-2016 getekend SBR schaal 1:2000 werkcode 13469 tek.nr. c16_14_00



cMiele techniek

WT 12

HDNOZF 0022760000

HDNOZF 0022860000

HDNOZF 0003060000

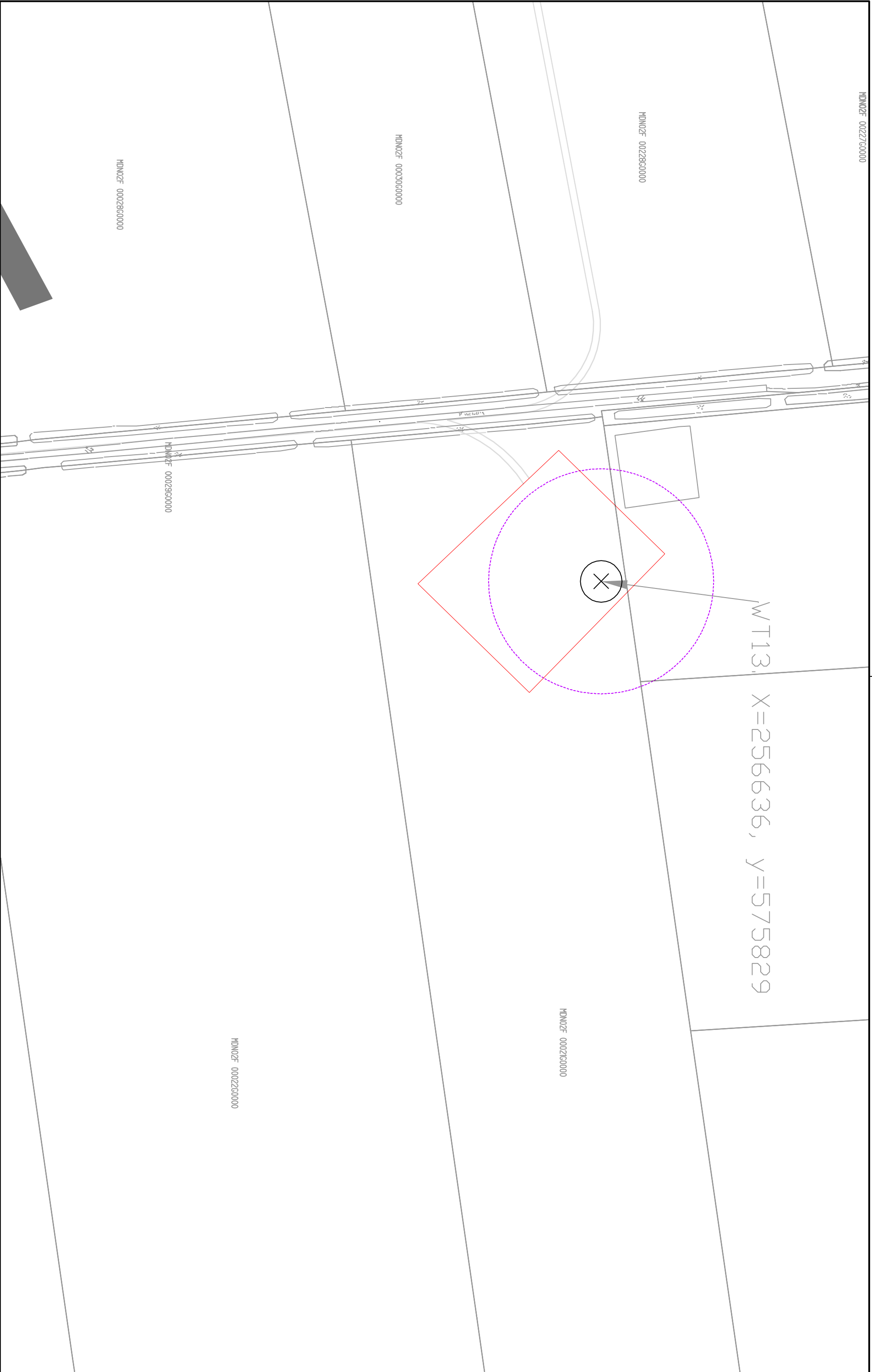
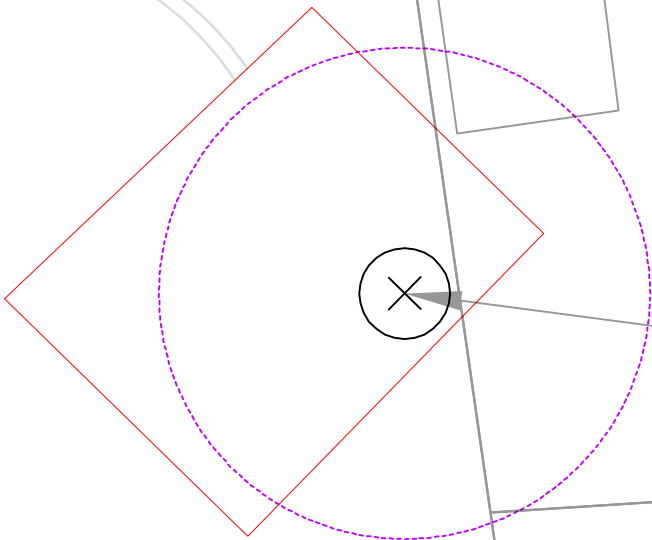
HDNOZF 0002860000

HDNOZF 0002960000

HDNOZF 0002660000

HDNOZF 0002960000

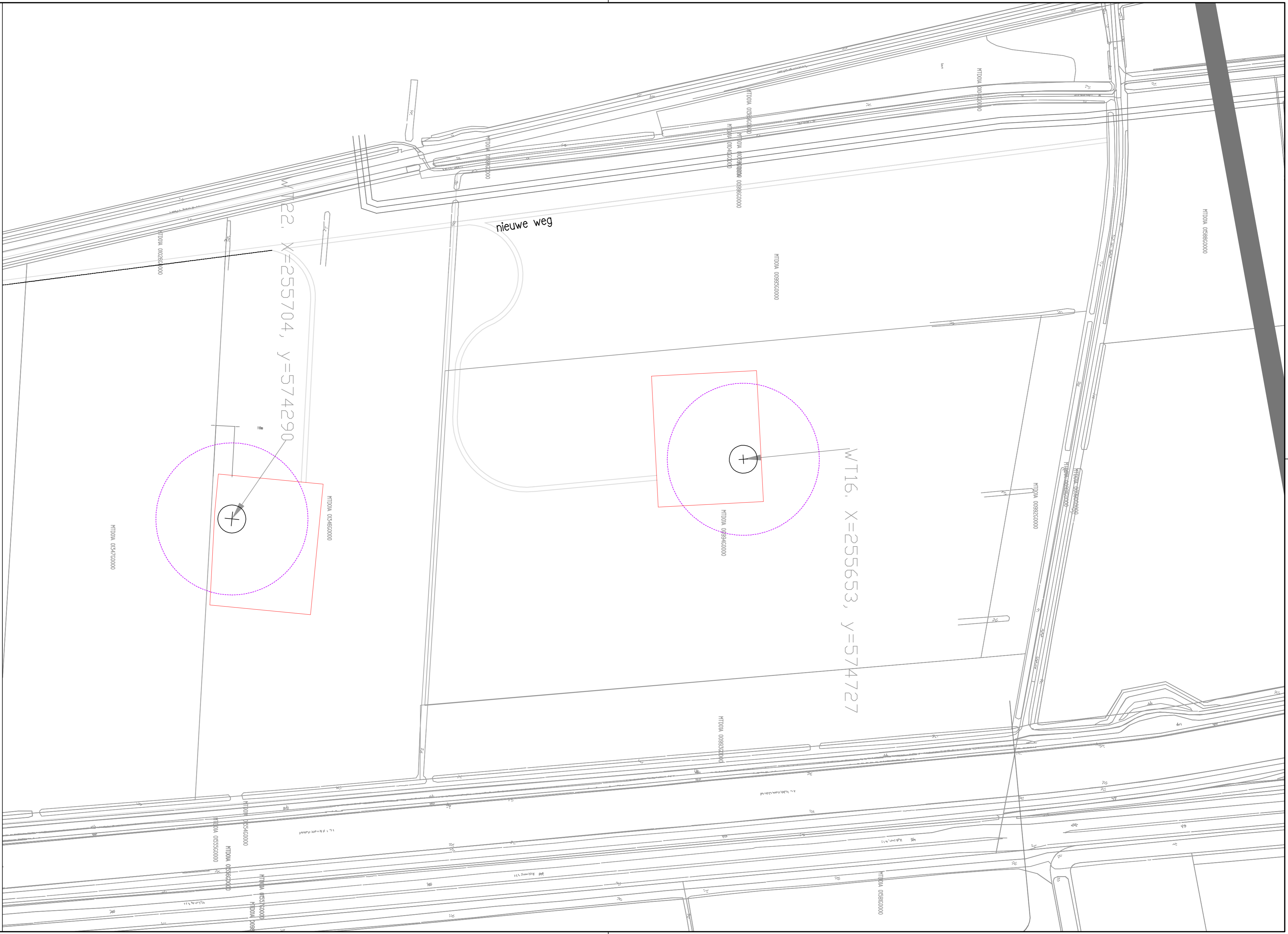
WT13. X=256636, y=575829



abct

datum 19-01-2016 getekend SBR schaal 1:2000 werkcode 13469 tek.nr. c16_14_00
cMiele techniek

WT 13



WT16, X=255653, Y=574727

WT22, X=255704, Y=574290

nieuwe weg

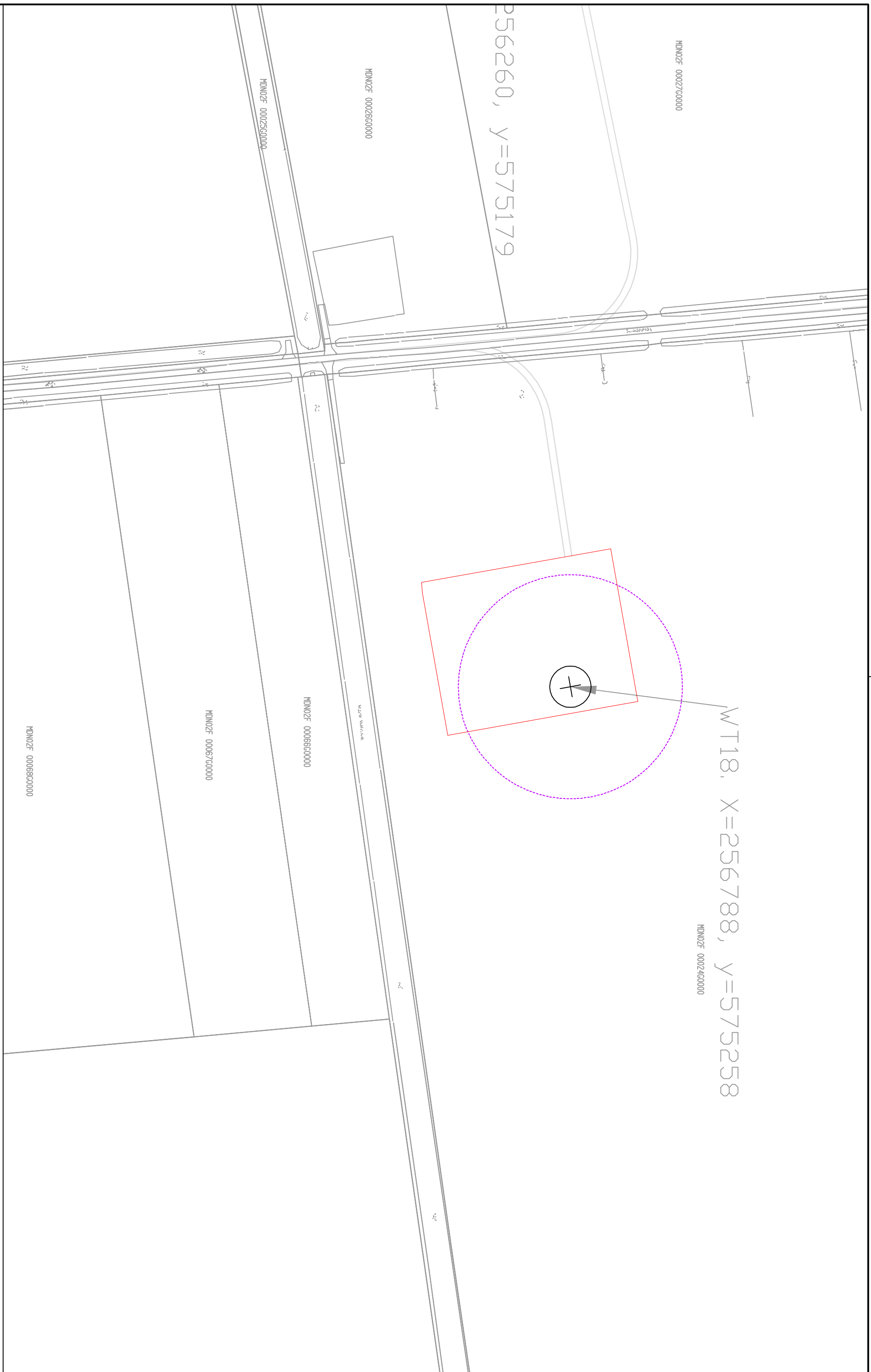


abct

datum 19-01-2016 getekend SBR schaal 1:2000 werkcode 13469 tek.nr. c16_14_00


cMiele techniek

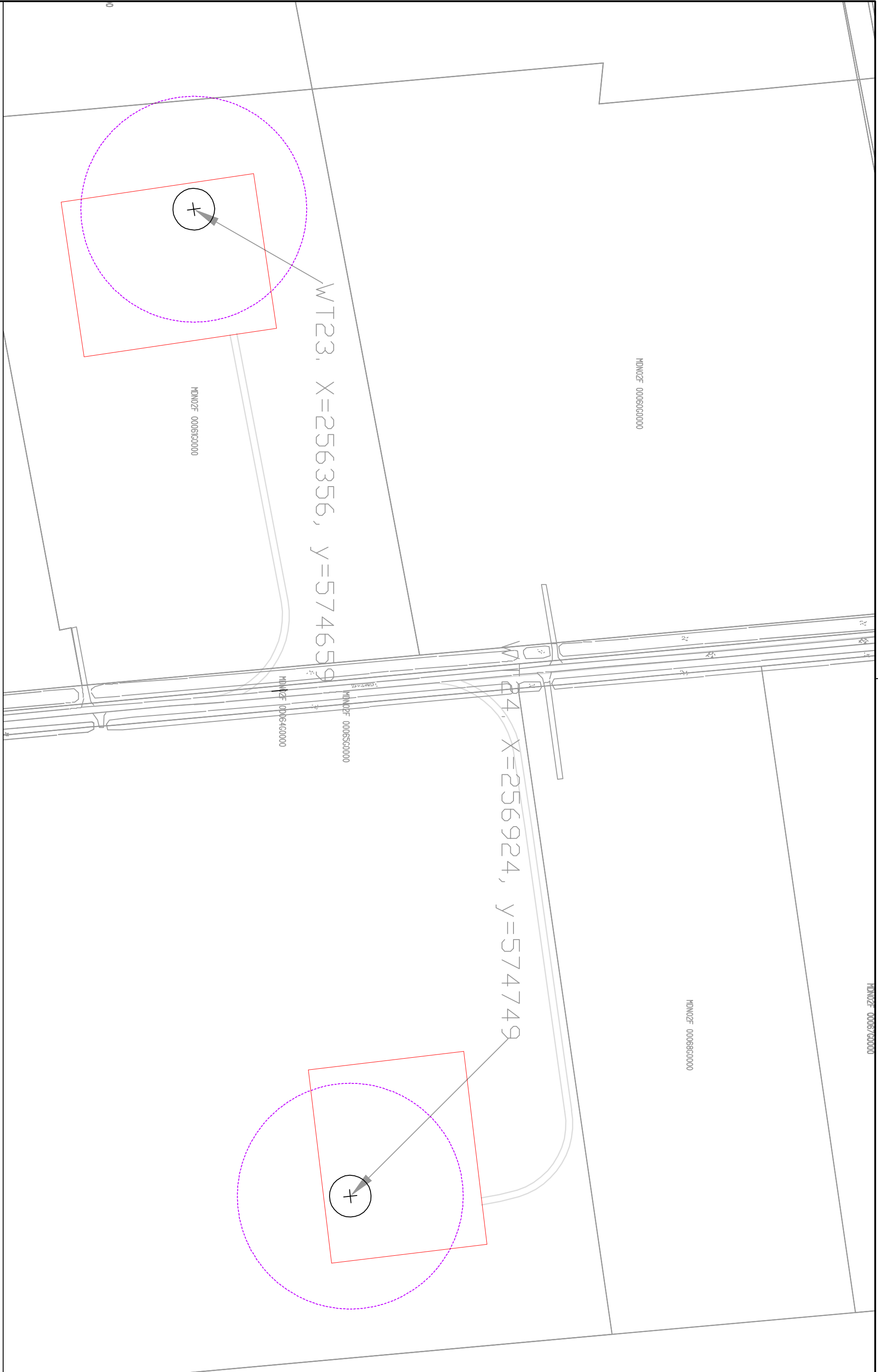
WT 17



WT18, X=256788, Y=575258

256260, Y=575179

	datum	19-01-2016	getekend	SBR	schaal	1:2000	werkcode	13469	tek. nr.	c16_14_00
	cMiele techniek									
WT 18										



WT23, X=256356, Y=574659

WT24, X=256924, Y=574749

HDNDF 000630000

HDNDF 000640000

HDNDF 000650000

HDNDF 000660000

HDNDF 000680000

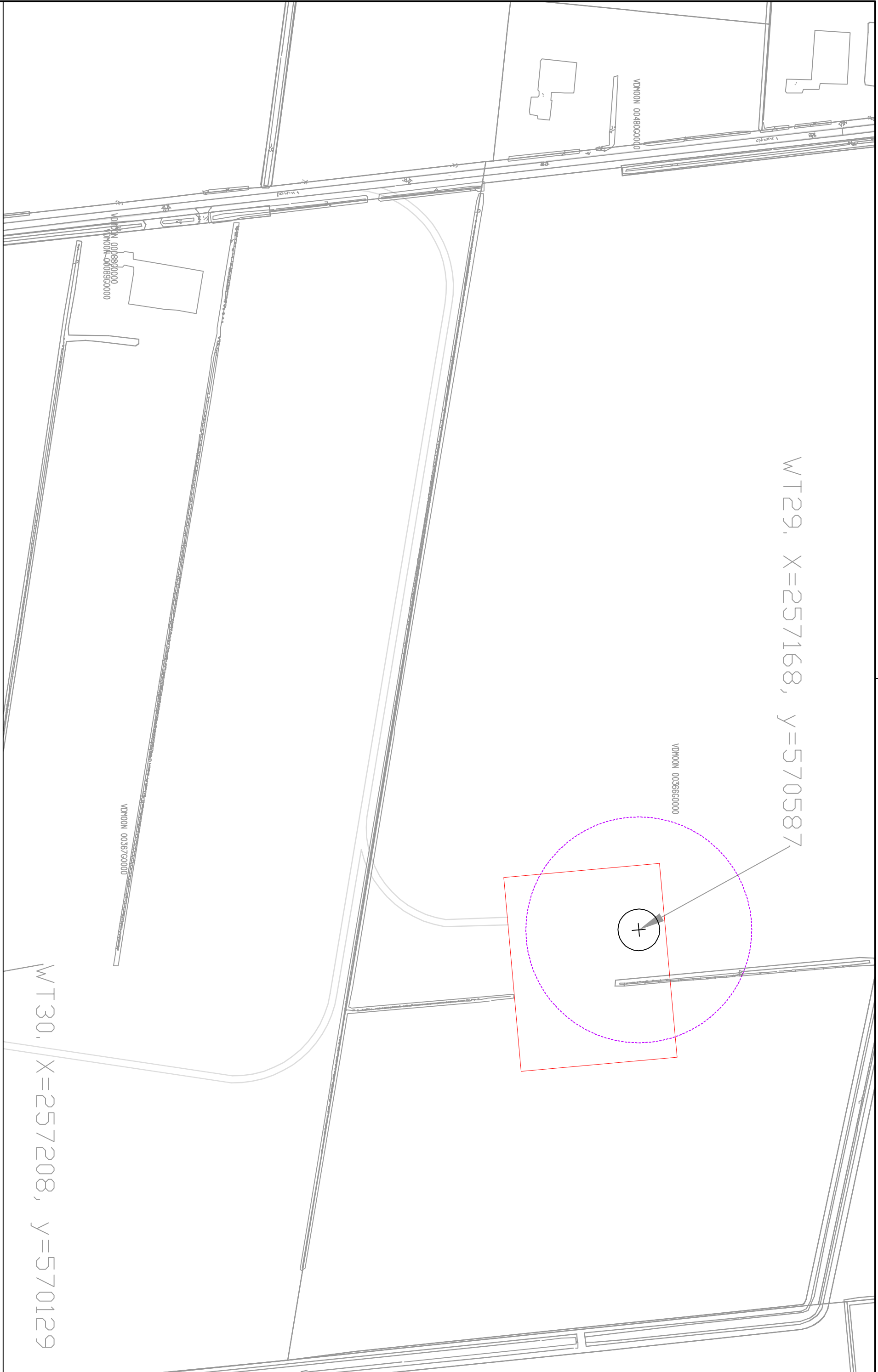
HDNDF 000670000

abct

datum 19-01-2016 getekend SBR schaal 1:2000 werkcode 13469 tek.nr. ct16_14_00

cMiele techniek

WT 23-24

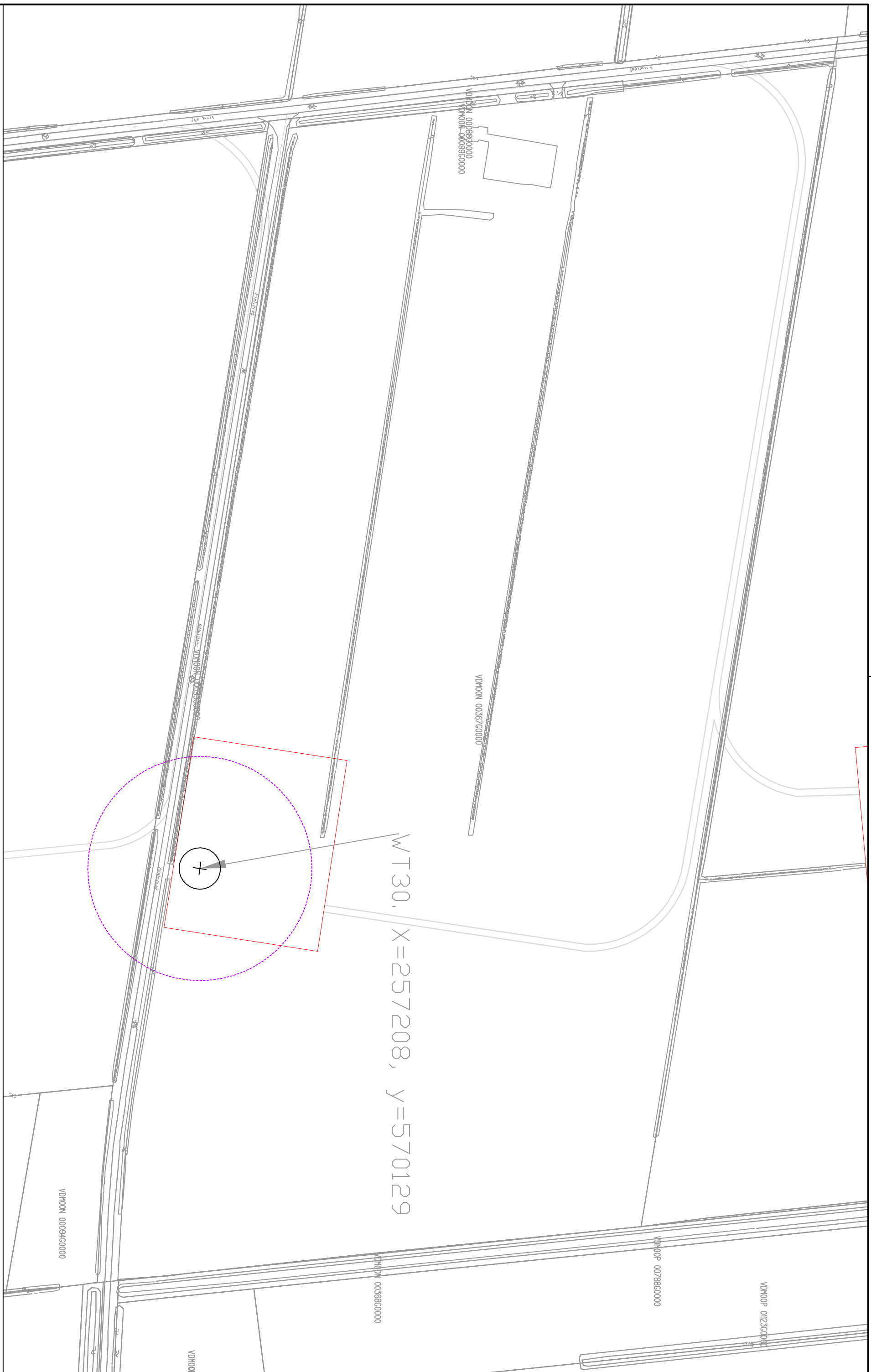


WT29, X=257168, y=570587

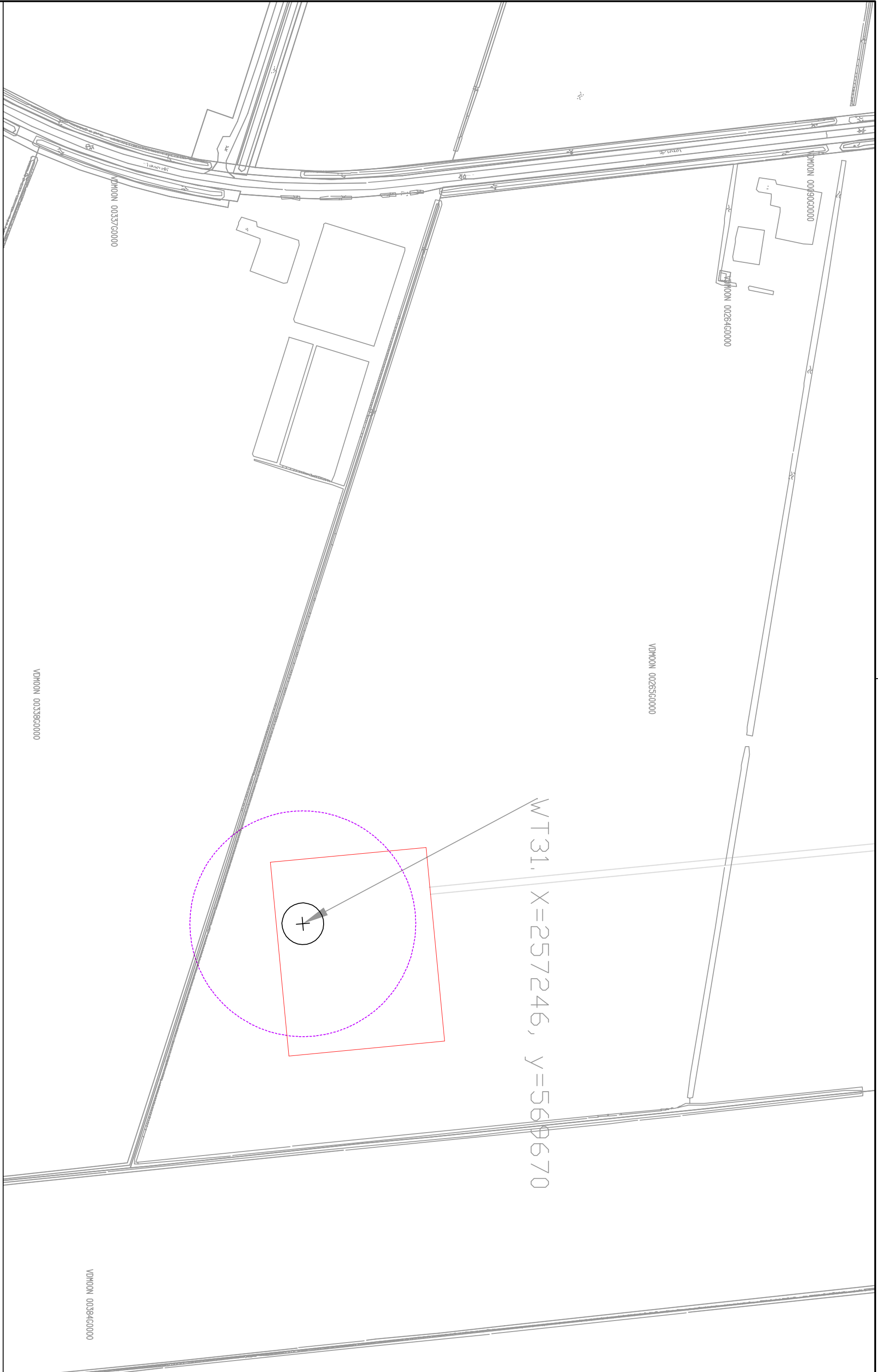
WT30, X=257208, y=570129


	datum	19-01-2016	getekend	SBR	schaal	1:2000	werkcode	13469	tek. nr.	ct16_14_00
	cMiele techniek									

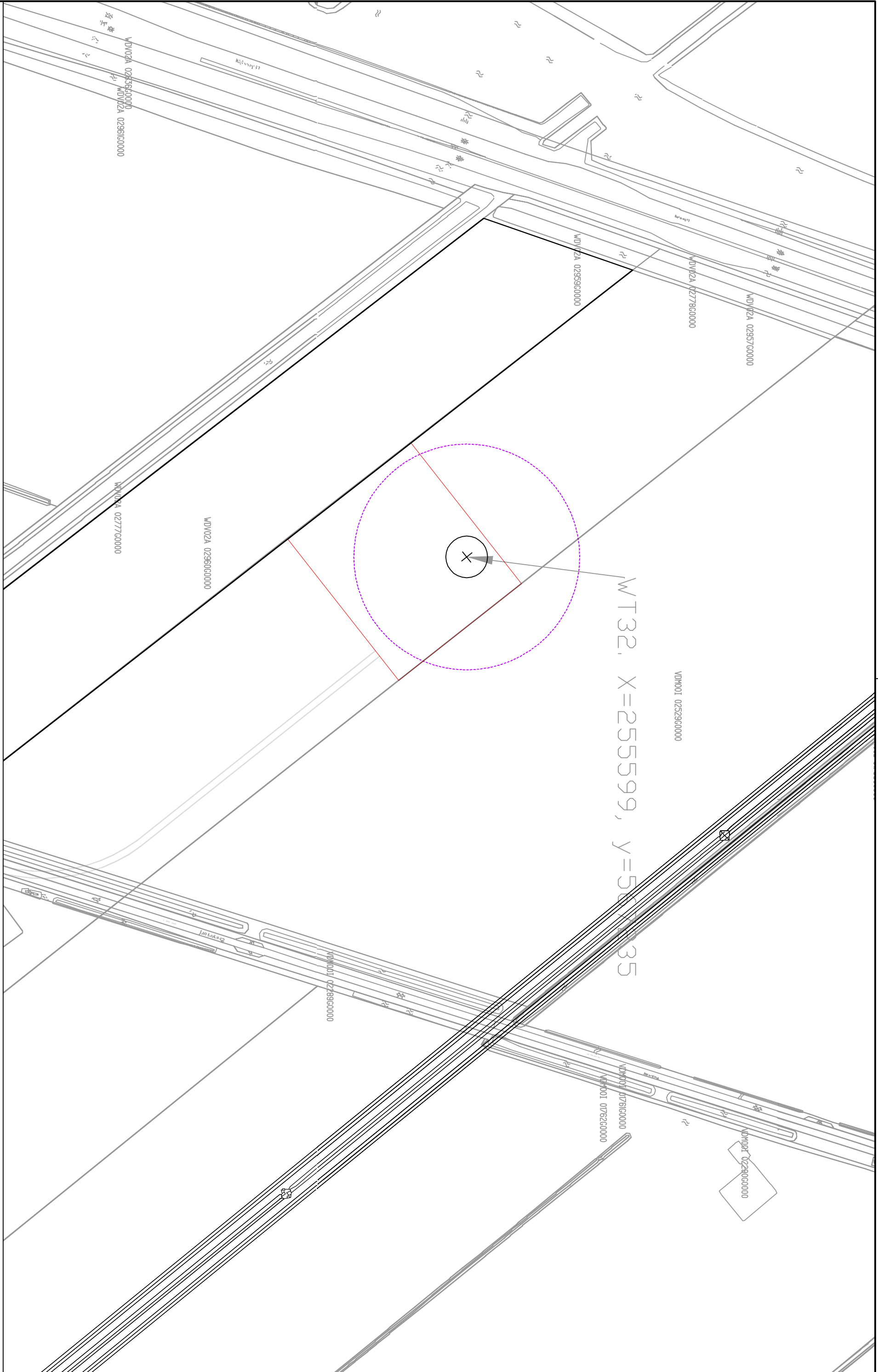
WT 29



abct	datum	19-01-2016	getekend	SBR	schaal	1:2000	werkcode	13469	tek. nr.	ct6_14_00
	c/Mele techniek									
WT 30										



	datum	19-01-2016	getekend	SBR	schaal	1:2000	werkcode	13469	tek.nr.	c16_14_00
	cMiele techniek									
WT 31										

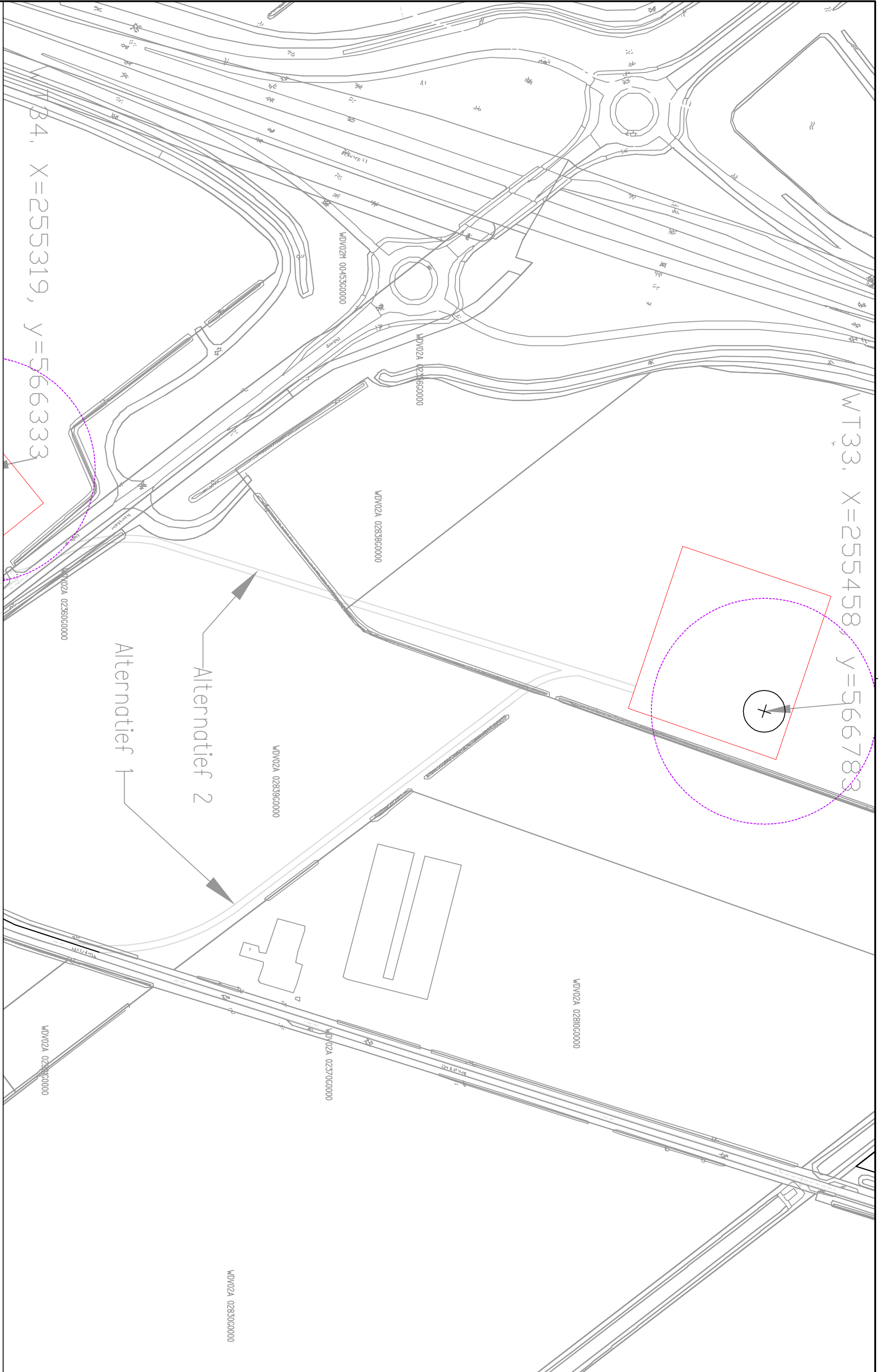


WT32, X=255599, y=50000035



datum 19-01-2016 getekend SBR school 1:2000 werkcode 13469 tek.nr. c16_14_00
cMiele techniek

WT 32



WT33, X=255458, Y=566783

WT34, X=255319, Y=566333

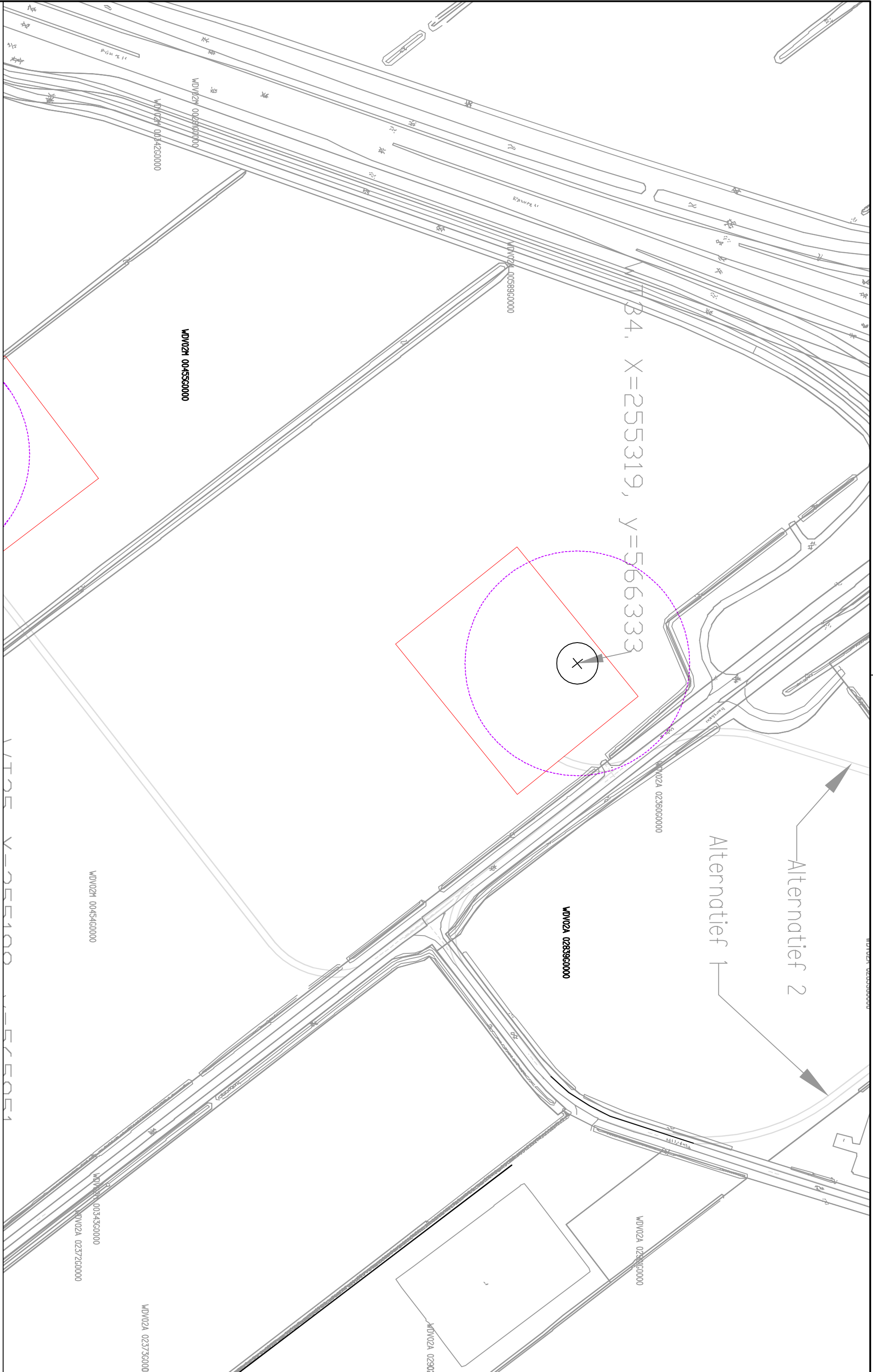
Alternatief 2

Alternatief 1

abtc

datum 19-01-2016 getekend SBR schaal 1:2000 werkcode 13469 tek.nr. c16_14_00
 cMiele techniek

WT 33



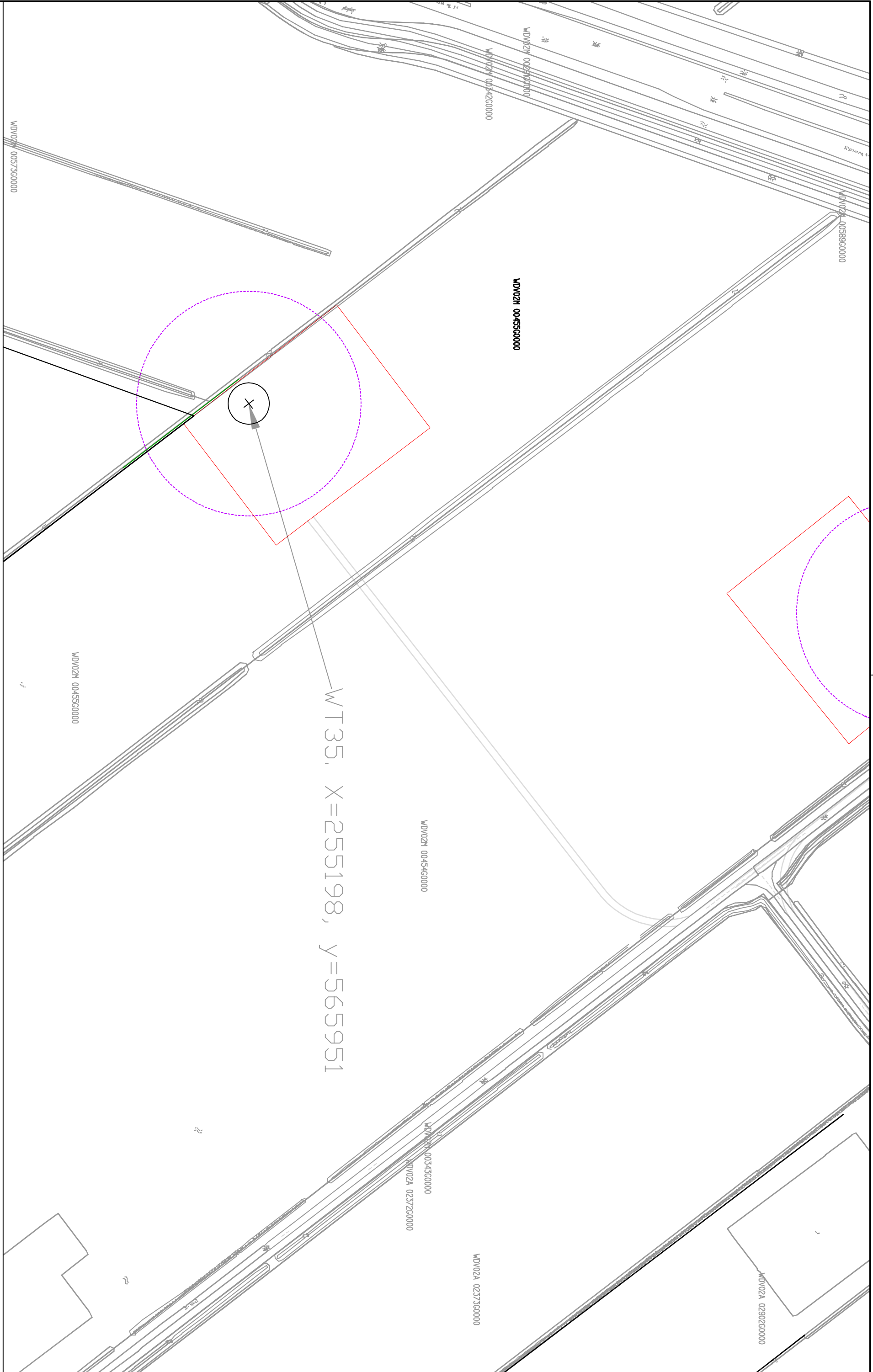
WT 34, X=255319, Y=566333

Alternatief 1
Alternatief 2

abct

datum 19-01-2016 getekend SBR schaal 1:2000 werkcode 13469 tek.nr. c16_14_00
cMiele techniek

WT 34



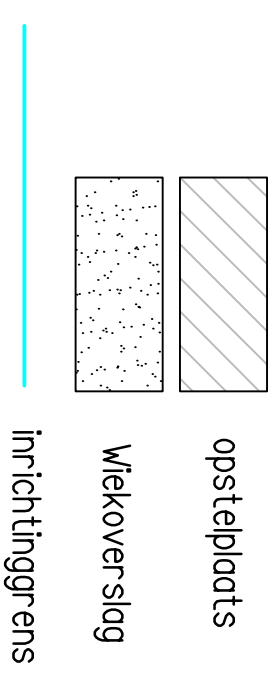
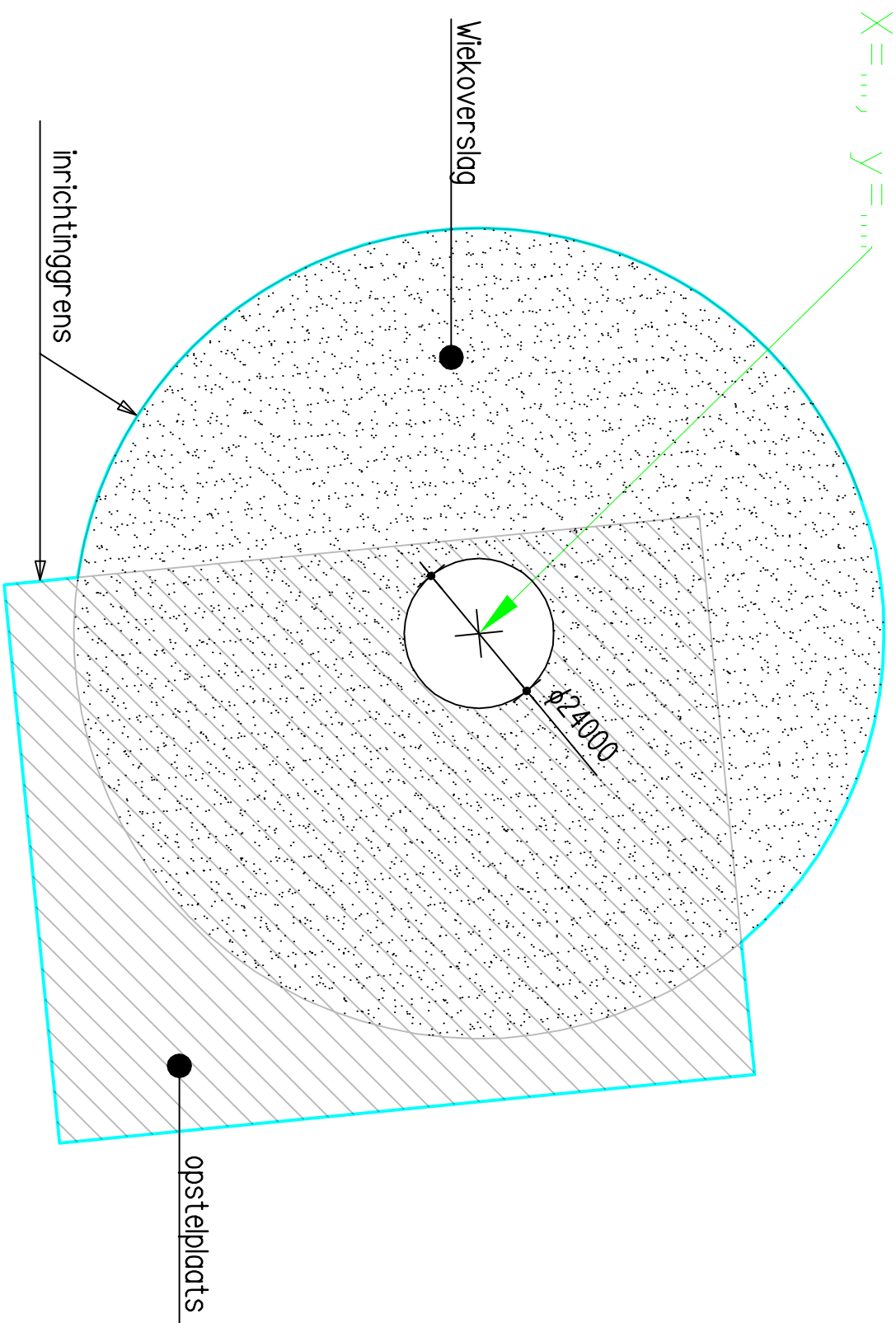
abct

datum	19-01-2016	getekend	SBR	schaal	1:2000	werkcode	13469	tek. nr.	ct6_14_00
c/Mele techniek									

WT 35

Coördinaat

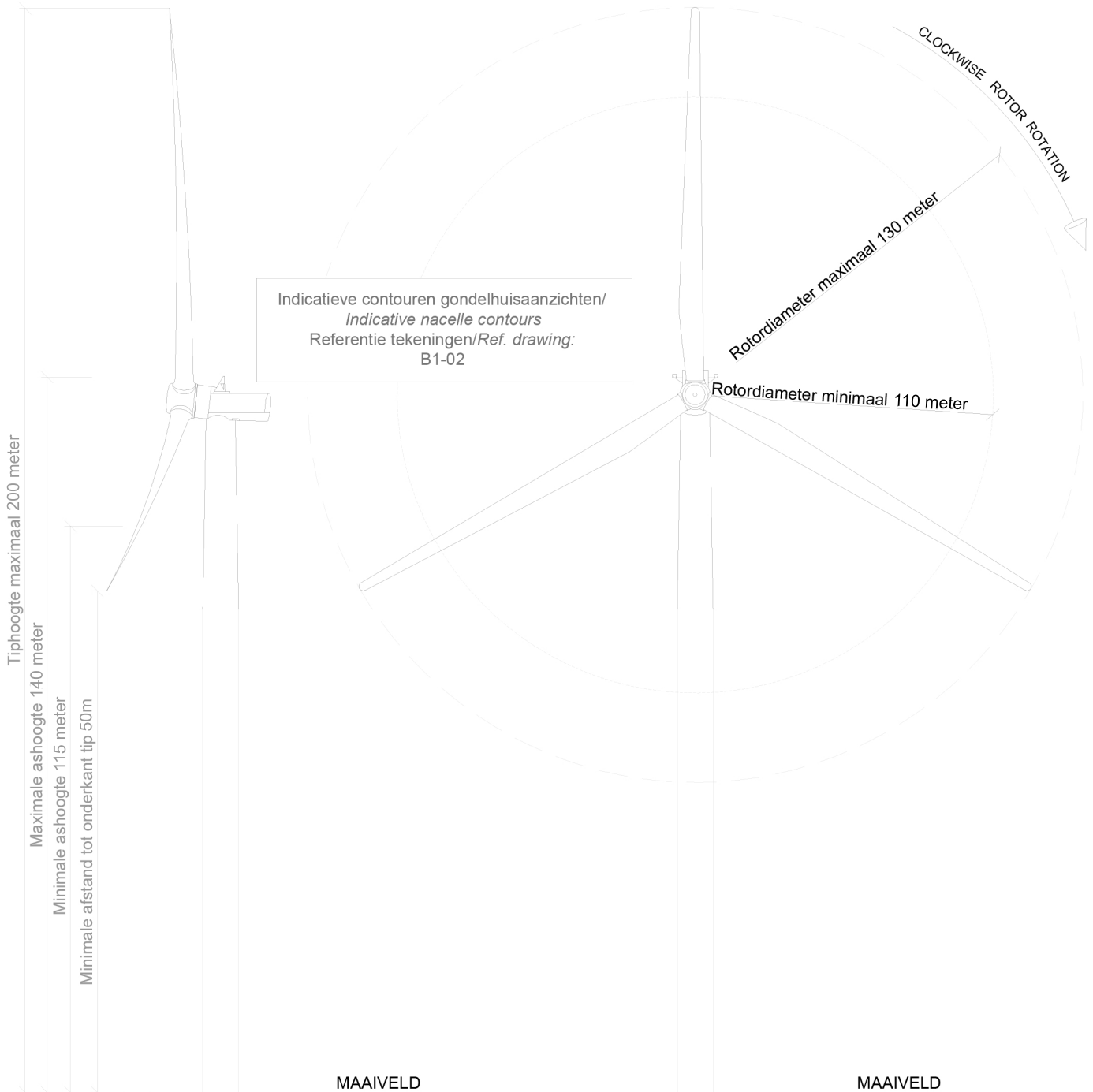
$X = \dots, Y = \dots$




BIJLAGE 4D

AANZICHTEN WINDTURBINE EN GONDEL

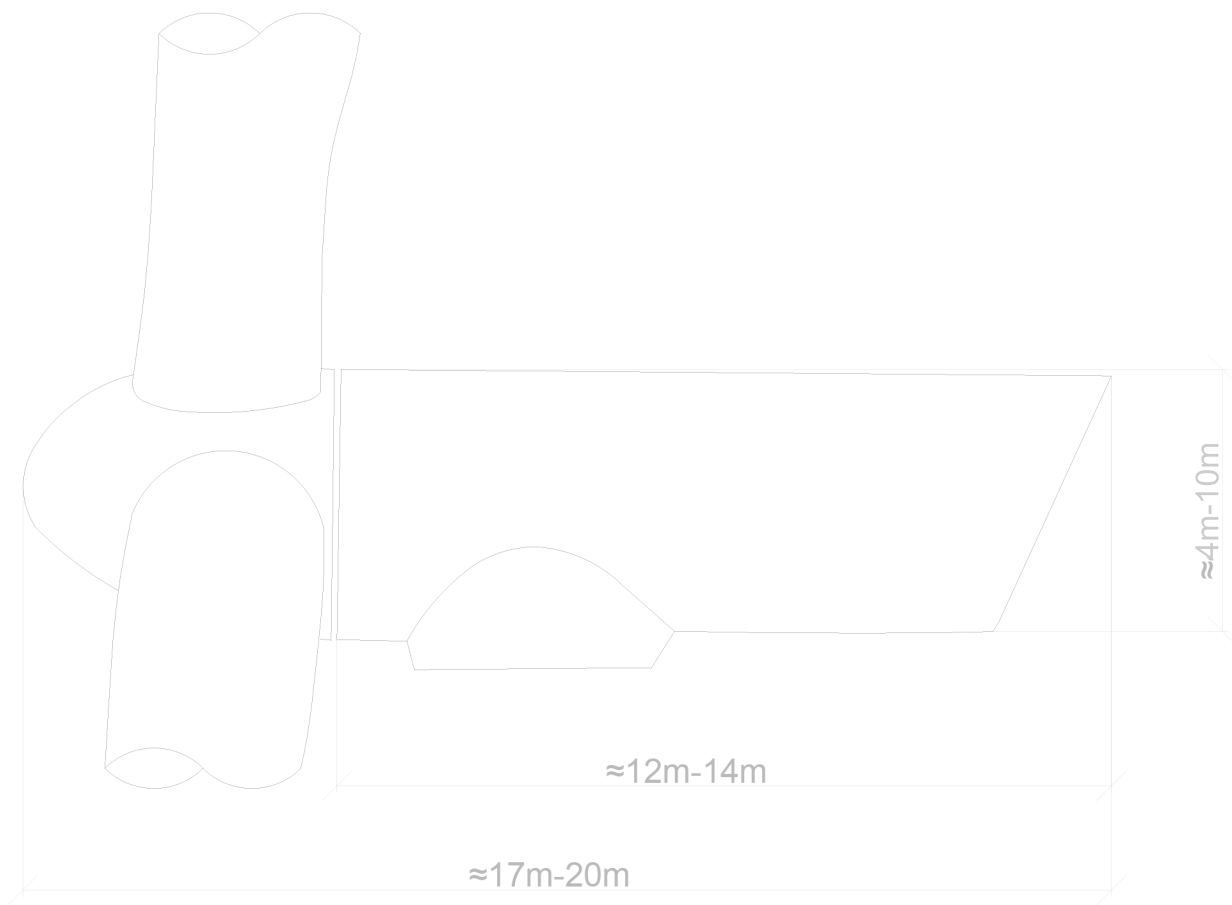




00	05.01.2016.	Ter controle	JaP	N.t.b.
REV.	DATE/DATUM	STATUS/STATUS	GETEKEND/DRAWN	GOEDGEKEURD/APPR.
Windpark N33			 PROJECTBUREAU / PROJECT OFFICE : Ventolines bv Duit 15, 8300 BB Emmeloord T: +31 527 61 61 67	
TITLE				
Aanzichten windturbine- zij-, voor-/Wind turbine views- side, front				
PROJECT	N33	SITE	N33	
SCHAAL/SCALE	1:1000	DOC. NO.	B1-01	
FORMAT/SIZE	A4			
Deze tekening is eigendom van Windpark N33 en mag niet worden gebruikt, gereproduceerd of beschikbaar gesteld aan derden zonder schriftelijke toestemming. / This drawing is the property of Windpark N33 and may not be used, reproduced or made available to third parties without written consent.				

Voorlopig

Indicatieve afmetingen/Indicative dimensions:



**Indicatieve contouren gondelhuisaanzichten/
Indicative nacelle contours**

Zijaanzicht/Side view	Vooraanzicht/Front view

Optionele toevoegingen aan gondel/Optional additions to nacelle:

METEOROLOGICAL SENSORS	AVIATION LIGHT	COOLING SPOILER

Voorlopig

00	05.01.2016	Ter controle	JaP	N.t.b.
REV.	DATE/DATUM	STATUS/STATUS	GETEKEND/DRAWN	GOEDGEKEURD/APPR.
Windpark N33			PROJECTBUREAU / PROJECT OFFICE : Ventolines bv Duit 15, 8300 BB Emmeloord T: +31 527 61 61 67	
TITLE				
Detail- aanzichten gondel (boven-, zij-)/Detail- nacelle views (top, side)				
PROJECT	N33	SITE	N33	
SCHAAL/SCALE	NTS	DOC. NO.	B1-02	
FORMAT/SIZE	A3			

Deze tekening is eigendom van Windpark N33 en mag niet worden gebruikt, gereproduceerd of beschikbaar gesteld aan derden zonder schriftelijke toestemming. / This drawing is the property of Windpark N33 and may not be used, reproduced or made available to third parties without written consent.

BIJLAGE 5

AKOESTIEK EN SLAGSCHADUW WP VERMEER MIDDEN



S11088
22 januari 2016

ONDERZOEK AKOESTIEK EN
SLAGSCHADUW WINDPARK
VERMEER MIDDEN

Windpark Vermeer Midden
B.V.

Definitief v3



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

Documenttitel	Onderzoek akoestiek en slagschaduw Windpark Vermeer Midden
Soort document	Definitief v3
Datum	22 januari 2016
Projectnummer	S11088
Opdrachtgever	Windpark Vermeer Midden B.V.
Auteur	A.U.G. Beltau
Gecontroleerd	D.F. Oude Lansink

INHOUDSOPGAVE

1	Inleiding	1
1.1	Beschrijving van de locatie	2
1.2	Gegevens turbines	4
1.3	Regelgeving	4
2	Akoestisch onderzoek	6
2.1	Beoordeling	6
2.2	Invoer rekenmodel	6
2.3	Windaanbod	8
2.4	Geluidbron Vestas V126-3.3 MW	8
2.5	Rekenresultaten	9
2.6	Beoordeling geluid	11
3	Onderzoek slagschaduw	12
3.1	Normstelling	12
3.2	Schaduwgebied	12
3.3	Potentiële schaduw	13
3.4	Rekenresultaten	14
3.5	Hinderduur bij woningen	15
3.6	Voorzieningen	16
4	Beoordeling	17
bijlage 1	Verklarende begrippenlijst	1
bijlage 2	Objecten model akoestiek	3
bijlage 3	Invoergegevens akoestiek	4
bijlage 4	Resultaten akoestiek	6
bijlage 5	Invoergegevens en resultaten slagschaduw	7
bijlage 6	Geluidcontour WP Vermeer Midden L_{den}	9
bijlage 7	Geluidcontour WP Vermeer Midden L_{night}	10
bijlage 8	Slagschaduwcontouren WP Vermeer Midden	11

1 INLEIDING

In opdracht van Windpark Vermeer Midden B.V. is een akoestisch onderzoek en een onderzoek naar slagschaduw uitgevoerd voor het nieuw te realiseren Windpark Vermeer Midden, hierna aangeduid met 'het windpark'.

Het windpark is onderdeel van Windpark N33 dat bestaat uit vier inrichtingen met in totaal 35 windturbines. Windpark Vermeer Midden bevindt zich in het midden van Windpark N33 en bestaat uit 4 turbines. De overige 31 windturbines behoren tot de andere drie inrichtingen, te weten Windpark Vermeer Noord, Windpark Vermeer Zuid en Windpark Eekerpolder.

Windpark N33 ligt in de provincie Groningen in de gemeenten Menterwolde, Oldambt en Veendam. Het ligt aan weerszijden van de rijksweg N33, tussen Veendam in het zuiden, de A7 in het noorden, Zuidbroek in het westen en Scheemda in het oosten. De overige nabijgelegen dorpskernen zijn Zuidbroek, Muntendam, Meeden, Westerlee, Zuidwendig, Ommelandewijk en Wildervank.

Het Windpark Vermeer Midden ligt in de gemeente Veendam. Het onderzoek wordt uitgevoerd ten behoeve van de Wabo vergunningaanvraag.

Flexibele vergunningaanvraag

Aangezien een selectie of aanbesteding van het te plaatsen windturbintype in het windpark nog niet heeft plaatsgevonden wordt een flexibele vergunning aangevraagd. Voor het onderdeel akoestiek en slagschaduw wordt gekeken naar voorbeeldturbines met de maximale impact welke het windpark op de omgeving kan hebben. Alle mogelijk te realiseren turbines blijven binnen deze maximale effecten.

Voorafgaand aan de start van de bouw wordt een definitieve keuze gemaakt voor een turbintype welke op dat moment aan het bevoegd gezag gemeld zal worden.

Voorbeeldturbine voor onderzoek

De te plaatsen turbines hebben een maximale ashoogte van 140 m en een maximale rotordiameter van 130 m. Op basis van deze geometrische kenmerken is in een vooranalyse voor de akoestische worst-case turbine de Vestas V126-3.3 MW turbine bepaald. Met deze akoestische worst-case turbines worden de geluidbelastingen van het windpark op de omliggende woningen van derden bepaald en worden de maximale effecten voor de omgeving zichtbaar.

Voor slagschaduw is de worst-case turbine een fictieve turbine met de maximale gewenste geometrische dimensies, dus een rotordiameter van 130 m en een ashoogte van 140 m.

Relatie met Windpark N33

In de omgeving zijn nog drie windparken geprojecteerd. De initiatiefnemers van deze windparken stemmen de voorbereidingen van de windparken met elkaar af en werken daarvoor samen onder de noemer 'Windpark N33'. Het betreffen weliswaar vier verschillende inrichtingen met verschillende intiatiefnemers, maar in de planvorming is Windpark N33 één project en zodanig zijn deze de vier inrichtingen qua voorbereiding zo nauw met elkaar verbonden dat in dit rapport hier mede aandacht aan wordt besteed. Om deze reden worden de

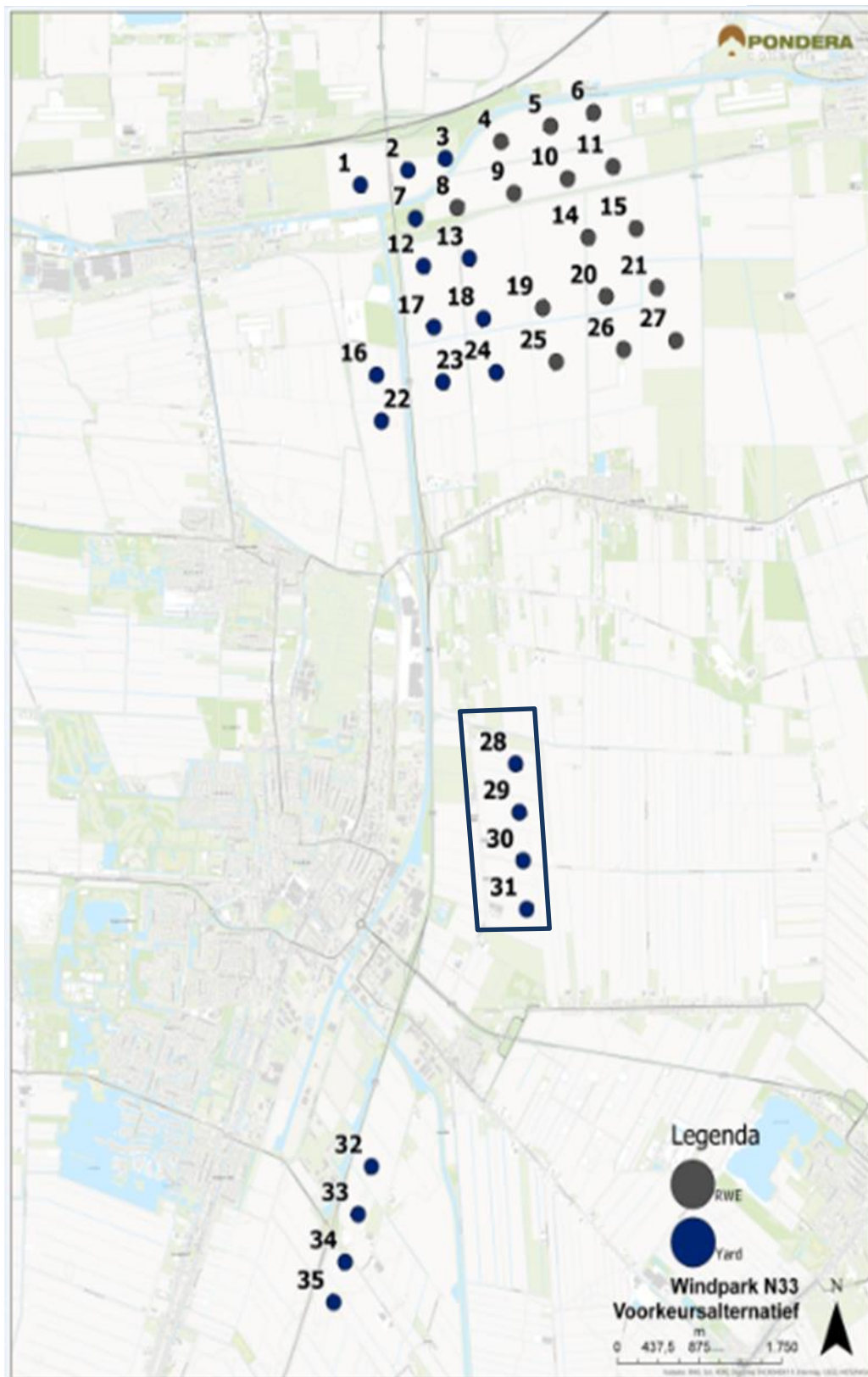
referentietoetspunten gekozen rondom het gehele Windpark N33 zodat ook de cumulatieve effecten goed inzichtelijk worden.

1.1 Beschrijving van de locatie

Het Windpark Vermeer Midden bestaat uit 4 windturbines en ligt ten zuiden van Meeden, ten oosten van Veendam, ten noorden van Zuidwending en parallel aan de N33. De andere drie windparken Eekerpolder, Vermeer Noord en Vermeer Zuid liggen respectievelijk ten noorden en ten zuiden. In Figuur 1.1 zijn de locaties van de windturbines van Windpark Vermeer Midden weergegeven.

Het plangebied van Windpark Vermeer Midden is voornamelijk in gebruik als agrarisch gebied. Oostelijk en noordelijk van het plangebied bevinden zich agrarische gronden. In westelijke richting ligt parallel aan de rijksweg N33 en het plangebied Veendam. Het windpark wordt ook aan de westkant begrensd door industrieterrein Veendam en aan de zuidkant door bedrijventerrein en lintbebouwingen.

Figuur 1.1 Windpark Vermeer Midden (binnen de blauwe markering)



1.2 Gegevens turbines

Akoestiek worst case



De **Vestas V126-3.3 MW** turbine heeft een rotordiameter van 126 m met drie rotorbladen. Het nominale elektrische vermogen is 3.300 kW. Het toerental van de rotor is continu variabel tussen circa 5,3 en 16,5 tpm. De turbine wordt geplaatst op een conische mast waardoor de rotoras circa 140 m boven het maaiveld komt. Het hoogste punt van de rotor wordt circa 203 m hoog. De turbine begint te draaien bij een windsnelheid van circa 3 m/s. Bij windsnelheden boven 22,5 m/s wordt de rotor gestopt uit veiligheidsoverwegingen. De kleur van de rotorbladen en de mast is lichtgrijs, de rotorbladen zijn semi-mat. De grootste breedte van het blad is circa 4 m; aan de tip zijn de bladen circa 0,5 m breed.

Slagschaduw worst case



De **fictieve turbine** (geometrisch grootste afmetingen en ashoogte voor worst-case slagschaduw effecten) heeft een rotordiameter van 130 m met drie rotorbladen. De turbines worden hier geplaatst op een conische mast waardoor de rotoras circa 140 m boven het maaiveld komt. Het hoogste punt van de rotor wordt circa 205 m hoog.

1.3 Regelgeving

Een windturbine (of meerdere windturbines) (de inrichting) valt onder paragraaf 3.2.3 van het Activiteitenbesluit¹. Volgens artikel 1.11 derde lid moet bij de melding een rapport van een akoestisch onderzoek worden overlegd. Het akoestisch onderzoek wordt uitgevoerd overeenkomstig de ministeriële regeling². Binnen een afstand van twaalf maal de rotordiameter

¹ Besluit algemene regels voor inrichtingen milieubeheer, 19 oktober 2007, nr.07.00113, Staatsblad 2007/415.

² Reken- en meetvoorschrift windturbines, Staatscourant nr. 19592, 23 december 2010.

vanaf de locaties van de turbines bevinden zich meerdere woningen van derden, zodat ook een onderzoek naar slagschaduwhinder uitgevoerd is.

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 woningen van derden getoetst aan de waarden $L_{den}=47$ dB en $L_{night}=41$ dB, tenzij deze zijn gelegen op een gezoneerd industrieterrein, en op de grens van geluidgevoelige terreinen.

In het onderzoek worden derhalve woningen op het geluidgezoneerde 'Industrieterrein Veendam' niet verder in beschouwing genomen.

2.1.2 Overige beoordeling

In het Activiteitenbesluit is in artikel 3.14a tweede lid geregeld dat het bevoegd gezag een lagere geluidnorm kan stellen, teneinde rekening te houden met cumulatie van geluid als gevolg van een andere windturbine of een andere combinatie van windturbines. Hiervan is bij Windpark Vermeer Midden echter geen sprake gezien de grote afstanden tot de andere 3 parken van Windpark N33 en de bijbehorende geringe geluidniveaus.

2.2 Invoer rekenmodel

Van de situatie is een akoestisch rekenmodel opgesteld met behulp van het programma *Geomilieu*[®] module WT versie V3.11. Hiermee zijn de jaargemiddelde geluidniveaus berekend. De modellering en de overdrachtsberekening zijn uitgevoerd conform het Reken- en meetvoorschrift windturbines. Het rekenmodel omvat alle vier inrichtingen van het Windpark N33.

De geometrie van de omgeving is vastgesteld aan de hand van geografisch informatiesysteem (GIS, BAG en TOP10NL), luchtfoto's, aangeleverde documentatie en telefonisch verkregen informatie. In het gebied zijn bodemgebieden aangeduid als akoestisch absorberend ($B=1$), de terreinverhardingen van industriegebieden als deels absorberend en wegen, wateren en woongebieden als akoestisch reflecterend ($B=0$) (zie bijlage 2). Een windturbine is akoestisch gemodelleerd met drie rondom uitstralende puntbronnen (dag, avond en nachtemissie) ter hoogte van de rotoras ($h_b = 140$ m).

In het akoestisch model zijn meerdere toetspunten gedefinieerd ter plaatse van de dichtstbijzijnde woningen van derden (circa 3.500 woningen). In het gebied van Windpark N33 liggen 13 zogenaamde eigen (bedrijfs)woningen (initiatiefnemers/ adrespunten), zie bijlage 2. Indien de eigen (bedrijfs)woningen tot een bepaalde inrichting behoren hoeven ze voor de inrichting niet te worden getoetst. Windpark Vermeer Midden heeft acht eigen (bedrijfs)woningen, te weten: Vosseveld 1, 2, 4, 5, 7, 9, 9-A en 11.

De positie van de woningen zijn gebaseerd op het zonebeheermodel voor industrielawaai 'Industrieterreinen Veendam', aangeleverde gegevens van de initiatiefnemers en het BAG bestand (Basisregistratie Adressen en Gebouwen). De toetspunten voor de woningen van

derden worden representatief geacht voor de situatie ter plaatse. In Tabel 2.1 zijn de 25 geselecteerde (referentie)toetspunten gegeven.

Tabel 2.1 (Referentie-) toetspunten.

Toetspunt nr. *	Omschrijving	t.o.v. Windpark N33	
		afstand circa [m]	windrichting
gebied Noord			
323a	woning Galgeweg 30	750	NW
323b	woning Buitenweg 4	875	N
810	woning Trekweg 24	765	WNW
285	woning Duurkenakker 19	985	Z
287	woning Duurkenakker 21	930	Z
288	woning Duurkenakker 23	860	Z
1000	woning Zevenwoldsterweg 12	990	ZO
25	woning Duurkenakker 25	825	Z
9	woning Hereweg 9	1.285	Z
17	woning Duurkenakker 17	1.235	Z
gebied Midden			
403	woning Korte Akkers 24	720	N
P16	woning Dr. Bekenkampstraat 1	1.590	W
P18	woning Beneden Oosterdiep 192	1.610	WNW
923	woning Zuidwending 17	1.070	Z
614	woning Noorderweg 2	675	NO
5	woning Vosseveld 8	945	ZW
49	woning Ommelandervijk 49	1.580	ZW
53	woning Ommelandervijk 53	1.590	ZW
55	woning Ommelandervijk 55	1.595	ZW
gebied Zuid			
1035a	woning C.W. Lubberststraat 37	1.235	W
1115	woning Wildervanksterdallen 3	945	ZO
1115a	woning Wildervanksterdallen 5	1.000	ZO
784	woning Sluisweg 92	890	O
913a	woning Wildervanksterdallen 1	725	ZO
654	woning Ommelandervijk 14	1.275	N

*: nummers zijn ter identificatie.

De (referentie)toetspunten hebben een beoordelingshoogte van +5 m boven het plaatselijke maaiveld en zijn weergegeven in bijlage 2. Op elk toetspunt is het jaargemiddelde geluidniveau L_{den} berekend. Het rekenresultaat is het invallende geluidniveau (dat wil zeggen zonder reflectie van de achterliggende eigen gevel).

Details van de invoergegevens van het rekenmodel zijn gegeven in bijlage 3 achter in deze rapportage.

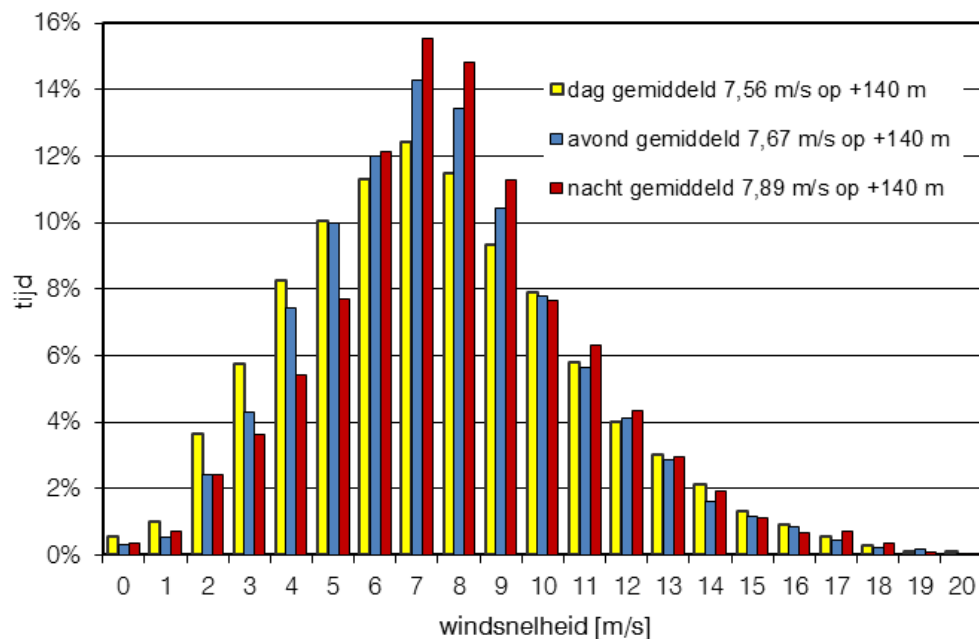
2.3 Windaanbod

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 80 tot 120 m hoogte. Deze distributies zijn gespecificeerd voor de dag-, de avond- en de nachtperiode. De data zijn gebaseerd op het meteomodel van het KNMI en beschikbaar op rasterpunten over geheel Nederland³.

De windsnelheden op de betreffende locatie zijn verkregen door een interpolatie van de gegevens die gelden op nabijgelegen rasterpunten, met een ruwheidslengte van de bodem $z_0=0,25$. De ruwheidslengte is een maat voor de verstoring van de windsnelheid en -veld door de mate van wrijving van het aardoppervlak als gevolg van oneffenheden door hoogteverschil, begroeiing en bebouwing. De verschillen tussen de dag, de avond en de nacht zijn beperkt.

Onderstaande Figuur 2.1 geeft de verdeling van de jaargemiddelde windsnelheden op +140 m voor de dag, avond en nacht. 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.

Figuur 2.1 Distributie van de voorkomende windsnelheden op ashoogte +140 m.



2.4 Geluidbron Vestas V126-3.3 MW

Vestas heeft geluidgegevens van de Vestas V126-3.3 MW turbine beschikbaar gesteld⁴. Bij een windsnelheid van 8 m/s op ashoogte boven een vlak landbouwgebied bedraagt de bronsterkte

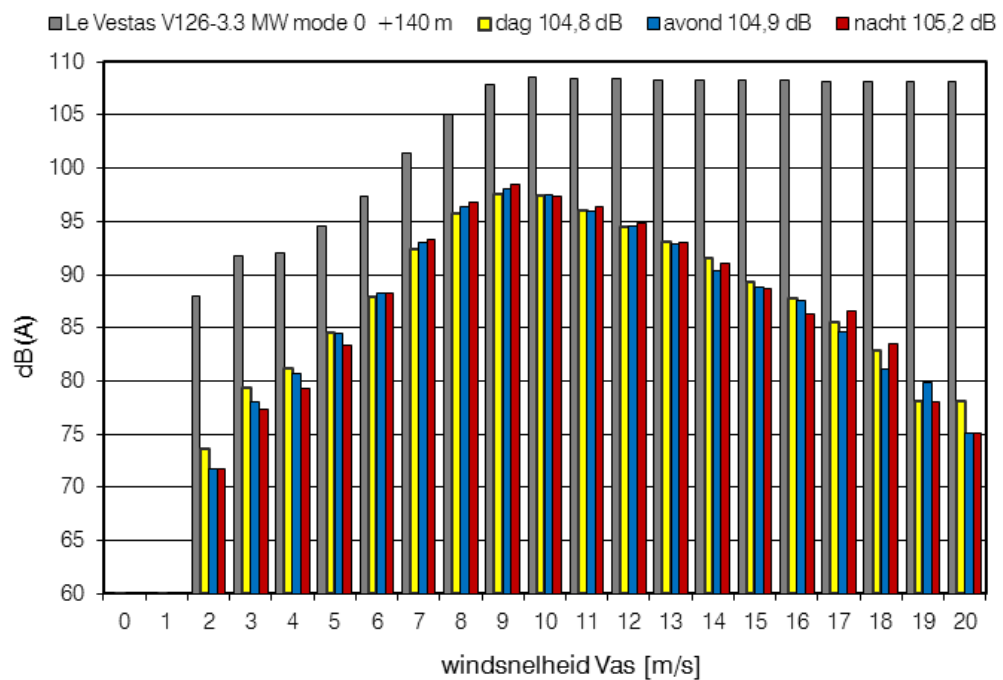
³ Activiteitenregeling milieubeheer Bijlage 4, Reken- en meetvoorschrift windturbines, §3.4.3 bepaling windsnelheidsverdeling.

⁴ General Specification V126-3.3 MW 50 /60 Hz, Document nr: 0034-7616 V10, Vestas, 12-11-2014.

105,1 dB(A). Voor de overdrachtsberekeningen is het octaafspectrum gebruikt⁵ wat gegeven is bij een windsnelheid van $V_{10}=8$ m/s en wat overeenkomt met $V_{as(140m)}=12,0$ m/s.

De gerapporteerde bronsterkten van de Vestas V126-3.3 MW turbine zijn omgerekend naar bronsterkten in relatie tot de windsnelheid op een ashoogte van 140 m. Dit levert de waarden op die zijn weergegeven met grijze staven in Figuur 2.2.

Figuur 2.2 Verdeling bronsterkten Vestas V126-3.3 MW.



Ter informatie zijn in bovenstaande figuur 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. Hieruit valt op te maken dat het geluid bij windsnelheden van $V_{as}=7$ tot 13 m/s de hoogste bijdrage levert aan het jaargemiddelde. Het geluid bij windsnelheden tot $V_{as}=5$ m/s en boven 16 m/s heeft een lage bijdrage. Cumulatie van deze bronsterkten over alle windsnelheidsklassen levert de jaargemiddelde bronsterkten op. Deze waarden $L_{W,j}$ variëren en bedragen maximaal 104,8 , 104,9 en 105,2 dB(A) voor respectievelijk de dag, de avond en de nacht.

2.5 Rekenresultaten

In Tabel 2.2 zijn per referentie(toets)punt de jaargemiddelde geluidniveaus L_{night} en L_{den} gegeven die optreden op +5 m hoogte.

⁵ V126-3.3/3.45MW, third octaves according to general specification, DMS 0048-2151-V03, Vestas 27-08-2015.

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.

Tabel 2.2 Rekenresultaten Windpark Vermeer Midden.

Toetspunt nr	Omschrijving	Geluidbelasting [dB]	
		L_{night}	L_{den}
gebied Noord			
323a	woning Galgeweg 30	11	17
323b	woning Buitenweg 4	10	16
810	woning Trekweg 24	13	20
285	woning Duurkenakker 19	22	28
287	woning Duurkenakker 21	22	28
288	woning Duurkenakker 23	22	28
1000	woning Zevenwoldsterweg 12	22	28
25	woning Duurkenakker 25	22	28
9	woning Hereweg 9	24	30
17	woning Duurkenakker 17	24	30
gebied Midden			
403	woning Korte Akkers 24	37	43
P16	woning Dr. Bekenkampstraat 1	32	38
P18	woning Beneden Oosterdiep 192	32	38
923	woning Zuidwending 17	33	39
614	woning Noorderweg 2	39	45
5	woning Vosseveld 8	34	41
49	woning Ommelandervijk 49	29	35
53	woning Ommelandervijk 53	29	35
55	woning Ommelandervijk 55	29	35
gebied Zuid			
1035a	woning C.W. Lubberststraat 37	18	24
1115	woning Wildervanksterdallen 3	13	19
1115a	woning Wildervanksterdallen 5	14	20
784	woning Sluisweg 92	21	27
913a	woning Wildervanksterdallen 1	15	21
654	woning Ommelandervijk 14	28	35

De rekenresultaten zijn gegeven in bijlage 4.

In bijlage 6 en bijlage 7 zijn de berekende geluidcontouren op een waarneemhoogte van +5 m weergegeven voor zowel $L_{den} = 47$ dB als $L_{night} = 41$ dB.

2.6 Beoordeling geluid

Bij alle toetspunten wordt voldaan aan de geluidnorm $L_{den}=47$ dB en $L_{night}=41$ dB. De hoogste geluidbelasting L_{den} bedraagt 45 dB ter plaatse van de woningen aan de Noorderweg 2.

Uit berekeningen blijkt verder dat eveneens op alle woningen van derden in de omgeving wordt voldaan aan de normstelling.

3 ONDERZOEK SLAGSCHADUW

3.1 Normstelling

Schadueffecten 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 tussen 2,5 en 14 Hz als erg storend worden ervaren en schadelijk kunnen zijn. 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 deze regeling⁶ is in artikel 3.12 lid 1 voorgeschreven dat een turbine is voorzien van een automatische stilstandvoorziening 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 optreden⁷. 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 niet beoordeeld;
- Schaduw bij een zonnestand lager dan vijf graden wordt als niet-hinderlijk beoordeeld. Bij zonsopkomst en zonsondergang is het licht vrij diffuus, is er atmosferische vertroebeling en wordt de turbine vaak aan het zicht onttrokken door gebouwen en begroeiing;
- Bij een windpark worden de schaduwduren en schaduwdagen 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: gemiddeld meer dan 17 dagen per jaar gedurende meer dan 20 minuten per dag hinderlijke schaduw. Deze aanpak geeft de zekerheid dat gemiddelde normoverschrijding niet zal plaatsvinden en leidt tot een minimalisatie van eventuele hinder.

In artikel 3.12 lid 2 is geregeld dat het bevoegd gezag aanvullend maatwerkvoorschrift kan stellen ten behoeve van het voorkomen of beperken van hinder door slagschaduw indien het 1^e lid in een specifiek geval niet toereikend is.

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 (1.560 m) wordt de slagschaduw echter niet meer als hinderlijk beoordeeld. Aan de noordzijde wordt het

⁶ 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).

⁷ Voor de letterlijke tekst wordt verwezen naar de regeling.

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

3.3 Potentiële schaduw

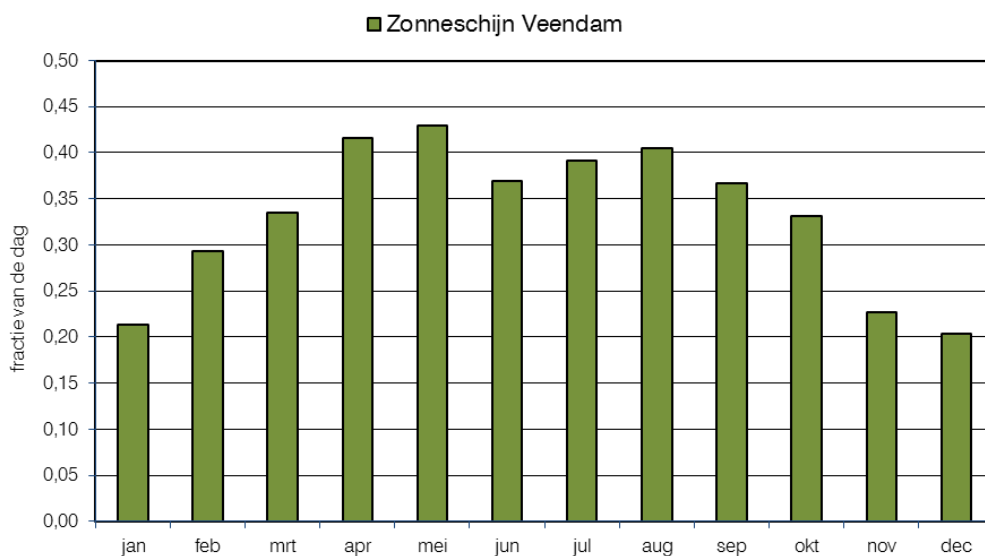
Op basis van de turbineafmetingen, de gang van de zon op deze locatie en een minimale zonshoogte van vijf graden, zijn de dagen en tijden berekend waarop slagschaduw kan optreden. De gang van de zon is voor alle dagen van het jaar bepaald met een astronomisch rekenmodel waarbij rekening is gehouden met 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 zoals het percentage zonneshijn en de orientatie. 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 meteogegevens zijn bepaald op basis van gemiddelde gemeten data over twintig jaar. De verwachting is dat in de toekomst deze gemiddelden over langere perioden niet veel zullen veranderen maar dit blijft onzeker. In het weer treden grote dagelijkse verschillen op en ook variëren de jaargemiddelde gegevens nog behoorlijk.

3.3.1 Zonneshijn

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

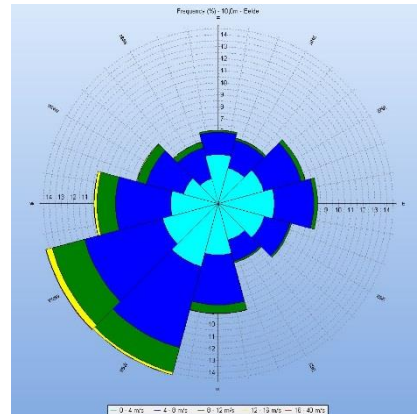
Figuur 3.1 Fractie zonneshijn.



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. Deze correctie is gebaseerd op de distributie van de voorkomende windrichtingen. De percentages zijn ontleend aan meerjarige KNMI data van meetstation Eelde van 1951 tot 2013. Afhankelijk van de richting van waaruit de turbine wordt gezien ligt deze correctie tussen circa 55% en 75%.

Figuur 3.2 Distributie windrichtingen



3.4 Rekenresultaten

Van de turbines van het windpark zijn de schaduwduren in het omliggende gebied berekend met het programma *WindPRO*® versie 3.0.639. Het rekenmodel omvat alle vier inrichtingen van het Windpark N33. In bijlage 8 zijn voor het windpark met een groene, rode en grijze isolijn aangegeven waar de totale jaarlijkse verwachte hinderduur respectievelijk 0, 5 of 15 uur bedraagt.

Overschrijding van de voorgestelde norm voor de jaarlijkse hinderduur kan optreden bij de woningen binnen de rode 5 urencontour. Bij woningen buiten de rode 5 urencontour wordt aan de voorgestelde norm voor de maximale hinderduur (van 6 uur op de woning) voldaan. De berekening is uitgevoerd voor een raster met punten, waarbij geen rekening is gehouden met de afmetingen van gevels met ramen zoals dit wel bij woningen afzonderlijk gebeurt.

Bij de beoordeling van slagschaduw wordt rekening gehouden met globale obstakels in de omgeving die zich kunnen bevinden tussen de windturbines en de toetsobjecten. In de praktijk kunnen er zich tevens nog locatie specifieke beplanting en gebouwen bevinden die de slagschaduw beperken. Een dergelijk detailniveau is hier niet meegenomen.

Voor de weergave op kaart van de maximale toegestane duur van slagschaduw (meer dan 20 minuten per dag gedurende gemiddeld meer dan 17 dagen per jaar) is deze vertaald naar een slagschaduwduur op jaarbasis. Dit betekent een totale slagschaduwduur van afgerond 6 uur per jaar op een toetspunt.

Bij de berekening van de slagschaduwduur op een toetspunt wordt rekening gehouden met de (standaard)afmetingen van een object dat zich daar bevindt, ter representatie van bijvoorbeeld een woning. Over een object van bepaalde afmetingen verplaatst de slagschaduw zich gedurende een langere tijd dan over een punt in het centrum van dit object. Dit verschil in verplaatsingstijd zorgt er voor dat een grafische weergave van de 5-urencontour (opgebouwd uit rasterpunten) bij goede benadering overeenkomt met 6 uur netto slagschaduw op een toetspunt.

De kaart is nadrukkelijk niet geschikt voor het toetsen aan normen, maar voor de woningen die buiten de 5-uur contour liggen kan met zekerheid gesteld dat aan de Regeling algemene regels voor inrichtingen milieubeheer (het Rarim) wordt voldaan. Voor woningen die binnen deze

contour liggen kan eventueel een verdiepingsslag plaatsvinden om uitspraken te kunnen doen over het al dan niet voldoen aan het Rarim.

3.5 Hinderduur bij woningen

De jaarlijkse hinderduur bij de vijftientig rekenpunten is berekend met het programma *WindPRO*[®] versie 3.0.639. Bij de beoordeling van slagschaduwhinder wordt niet uitgegaan van een bepaalde positie maar van een gevelvlak dat alle ramen omvat, dus als worst-case en bestaat volledig uit glas (in het model als kas/ greenhouse). Vanwege de afmetingen van dat vlak duurt de schaduwpassage langs het vlak wat langer dan de passage langs een punt. Voor de gevelhoogte is uitgegaan van 5 m en voor de geprojecteerde breedte van het gevelvlak 8 m.

De resultaten van de berekeningen zijn gegeven in Tabel 3.1. Hierin is voor de rekenpunten de verwachte hinderduur per jaar gegeven. In bijlage 5 zijn de invoergegevens en rekenresultaten gedetailleerd gegeven.

Tabel 3.1 Schaduw Windpark Vermeer Midden, verwachte hinderduur per jaar (uu:mm,uren minuten).

Rekenpunt nr	Omschrijving	Verwachte hinderduur per jaar
		[uu:mm]
gebied Noord		
323a	woning Galgeweg 30	--
323b	woning Buitenweg 4	--
810	woning Trekweg 24	--
285	woning Duurkenakker 19	--
287	woning Duurkenakker 21	--
288	woning Duurkenakker 23	--
1000	woning Zevenwoldsterweg 12	--
25	woning Duurkenakker 25	--
9	woning Hereweg 9	--
17	woning Duurkenakker 17	--
gebied Midden		
403	woning Korte Akkers 24	7:48
P16	woning Dr. Bekenkampstraat 1	--
P18	woning Beneden Oosterdiep 192	--
923	woning Zuidwending 17	--
614	woning Noorderweg 2	21:03
5	woning Vosseveld 8	--
49	woning Ommelanderwijk 49	--
53	woning Ommelanderwijk 53	--
55	woning Ommelanderwijk 55	--

Rekenpunt nr	Omschrijving	Verwachte hinderduur per jaar
		[uu:mm]
gebied Zuid		
1035a	woning C.W. Lubberststraat 37	--
1115	woning Wildervanksterdallen 3	--
1115a	woning Wildervanksterdallen 5	--
784	woning Sluisweg 92	--
913a	woning Wildervanksterdallen 1	--
654	woning Ommelanderwijk 14	--

--: geen slagschaduw van toepassing

Bij twee rekenpunten treedt meer dan de strengere beoordeling (worst case benadering) van maximaal zes uren slagschaduw hinder per jaar op, zie **vetgedrukte** tijden Tabel 3.1.

Bij de bepaling van de schaduwduren is beperkt rekening gehouden met eventuele beplanting, gebouwen en kunstwerken in de omgeving die het zicht kunnen belemmeren.

Uit berekeningen blijkt verder dat op nog een 4-tal andere woningen van derden in de omgeving meer dan zes uren slagschaduw hinder per jaar optreedt.

Binnen een afstand van globaal 420 tot 660 m vanaf de turbine kan de zon volledig bedekt worden door een rotorblad, dit is sterk afhankelijk van de dimensie van het blad. De rotor moet dan haaks staan op de richting van de zon. De schaduw is dan maximaal en wordt als meer hinderlijk ervaren. Op grotere afstanden is de schaduw nooit volledig.

De frequenties van de lichtflinkeringen liggen globaal tussen 0,60 en 0,85 Hz, afhankelijk van de windturbinespecificaties, en liggen ruimschoots onder de 2,5 Hz dat als erg storend wordt ervaren en schadelijk kan zijn.

De **vetgedrukte** tijden in Tabel 3.1, en ook die van een 4-tal andere woningen van derden, worden weggenomen tot binnen de normstelling door een automatische stilstandsvoorziening die de windturbine(s) afschakelt indien slagschaduw optreedt ter plaatse van gevoelige objecten. De slagschaduwduur bedraagt met stilstandsvoorziening dan maximaal gemiddeld 17 dagen per jaar gedurende meer dan 20 minuten per dag.

3.6 Voorzieningen

Om op de 2 geselecteerde rekenpunten, en een 4-tal andere woningen van derden, te voldoen aan de strengere beoordeling van zes uur voor de jaarlijkse hinderduren, moeten specifieke turbines worden voorzien van een stilstandsregeling die de rotor stopt wanneer er slagschaduw kan ontstaan op deze woningen van derden. In de turbinebesturing worden te zijner tijd, wanneer de definitieve keuze in turbintype duidelijk is, hiervoor blokken van dagen en tijden bepaald en geprogrammeerd waarin de rotor wordt gestopt als de zonnenschijnsensor (onderdeel van het systeem voor de stilstandsregeling) aangeeft dat de zon schijnt.

4 BEOORDELING

In opdracht van Windpark Vermeer Midden B.V. is een akoestisch onderzoek en een onderzoek naar slagschaduw uitgevoerd voor het nieuw te realiseren Windpark Vermeer Midden. Het windpark ligt in de gemeente Veendam. Het onderzoek wordt uitgevoerd ten behoeve van de Wabo vergunningaanvraag.

Windpark Vermeer Midden is onderdeel van Windpark N33 dat bestaat uit vier inrichtingen met in totaal 35 windturbines. Windpark Vermeer Midden bevindt zich in het midden van Windpark N33 en bestaat uit 4 turbines. De overige 31 windturbines behoren tot de andere drie inrichtingen, te weten de windparken Vermeer Noord, Vermeer Zuid en Eekerpolder.

Voor zowel het akoestiek onderzoek als het onderzoek naar slagschaduw is een worst case (voorbeeld) turbintype gebruikt zodat de maximale impact van het windpark op de omgeving is beoordeeld. Alle mogelijk te realiseren turbines blijven binnen deze maximale effecten.

Akoestisch onderzoek

Bij de woningen van derden wordt voldaan aan de geluidnorm $L_{den}= 47$ dB en $L_{night}= 41$ dB.

Onderzoek naar slagschaduw

Bij een zestal woningen van derden (waarvan twee toetspunten) wordt niet voldaan aan de voorgestelde strengere streefwaarde van zes uur slagschaduwhinder per jaar. Een stilstandsvoorziening is benodigd om de hinder hier te beperken.

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.
V_{as}	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 slagschaduwhinder overschreden zou worden. Een stilstandsvoorziening kan als optie geïnstalleerd worden. De voorziening moet automatisch werken.

BIJLAGE 2 OBJECTEN MODEL AKOESTIEK



BIJLAGE 3

INVOERGEGEVENS AKOESTIEK

Bodemgebieden

Id	Omschr	X	Y	Bf
3	N385 Kielsterachterweg	252928,73	564022,64	0,00
4	N385 K.J. de Vriezestraat	252924,16	564029,28	0,00
5	N33	251216,75	562674,71	0,00
6	N366	260627,26	567876,28	0,00
7	Veendammerweg	253899,93	569672,34	0,00
8	Duurkenakker	255727,25	572815,54	0,00
9	A7	253604,92	576838,72	0,00
1	Winschoterdiep	258951,91	577522,16	0,00
2	A.G. Wildervanckkanaal	255749,94	576290,44	0,00
100	Terreinverharding Zwaaiikom en Ommelanderwijk	258087,63	566676,89	0,30
101	Terreinverharding Veendam Zuid en Wildervank	255460,88	569408,90	0,00
102	Terreinverharding Veendam Noord	255420,13	569557,58	0,00
103	Terreinverharding bedrijventerrein Veendam	255561,99	569544,03	0,30
104	Terreinverharding Duurenakker en buitengebied	256699,39	571449,63	0,50
105	Terreinverharding Muntendam	254861,83	572064,66	0,00
106	Terreinverharding Zuidbroek	253881,88	575422,94	0,00
107	Terreinverharding Uiterburen	253663,21	576863,27	0,50
108	Terreinverharding bedrijventerrein Dallen 2	255266,00	568896,47	0,30

Eigen (bedrijfs)woningen (initiatiefnemers)

Id	Omschrijving	X	Y
1	Vosseveld 9	256865,63	569655,71
3	Jan Kokweg 6	256044,73	567733,69
4	Jan Kokweg 4	255945,09	567396,84
6	Vosseveld 2	256667,50	570690,50
7	Vosseveld 11	256725,90	569336,00
8	Jan Kokweg 1	255596,64	566490,05
9	Vosseveld 5	256781,60	570286,30
12	Vosseveld 9-A	256752,40	569388,50
13	Vosseveld 1	256684,10	571296,20
14	Vosseveld 7	256818,82	569953,27
18	Vosseveld 4	256695,40	570530,80
19	Jan Kokweg 2	255787,82	566903,86
21	Jan Kokweg 1a	255623,91	566515,31

Toetspunten

Naam	Omschr.	X	Y	Hoogte
1000	Zeewoldsterweg 12	257930,85	573936,46	5,00
784	Sluisweg 92	256496,60	567244,50	5,00
654	Ommelanderwijk 14	256318,90	568292,30	5,00
923	Zuidwending 17	256794,20	568698,10	5,00
285	Duurkenakker 19	256543,70	573679,00	5,00
403	Korte Akkers 24	256597,50	571541,80	5,00
810	Trekweg 24	254784,30	576233,20	5,00
288	Duurkenakker 23	256292,30	573664,90	5,00
287	Duurkenakker 21	256406,10	573675,90	5,00
614	Noorderweg 2	257811,50	571020,50	5,00

323a	Galgeweg 30	254945,90	577056,10	5,00
1115	Wildervanksterdallen 3	256049,75	565517,79	5,00
1115a	Wildervanksterdallen 5	256158,01	565620,47	5,00
P16	Dr. Bekenkampstraat 1	255607,00	570205,00	5,00
P18	Beneden Oosterdiep 192	255545,00	570712,00	5,00
323b	Buitenweg 4	256202,14	577630,00	5,00
1035a	C.W. Lubbersstraat 37	254379,50	567432,43	5,00
913a	Wildervanksterdallen 1	255972,20	566013,10	5,00
5	Vosseveld 8	256512,40	569074,60	5,00
49	Ommelanderwijk 49	256066,50	568608,60	5,00
53	Ommelanderwijk 53	256106,96	568560,63	5,00
55	Ommelanderwijk 55	256116,41	568551,23	5,00
25	Duurkenakker 25	256245,82	573668,57	5,00
17	Duurkenakker 17	256396,33	573257,89	5,00
9	Hereweg 9	256607,94	573365,10	5,00

Rekenraster

Id	Omschr.	X	Y	Hoogte	Maaiveld	DeltaX	DeltaY	X-aantal	Y-aantal
1	Grid	252869,50	579438,16	5,00	0,00	50	50	178	311

Geluidbronnen geometrie**Vermeer Midden**

Id	Omschr.	X	Y	Hoogte	MV
1062 Y	Vestas V126-3,3 MW	257129,80	571045,20	140,00	0,00
1063 Y	Vestas V126-3,3 MW	257167,80	570586,80	140,00	0,00
1064 Y	Vestas V126-3,3 MW	257208,30	570128,50	140,00	0,00
1065 Y	Vestas V126-3,3 MW	257246,40	569670,10	140,00	0,00

Geluidbronnen bronsterkte dag**Vermeer Midden**

Id	Omschr.	Le 31	Le 63	Le 125	Le 250	Le 500	Le 1k	Le 2k	Le 4k	Le 8k	Le Totaal
1062 Y	Vestas V126-3,3 MW	71,03	82,32	90,49	96,03	99,49	100,00	96,00	93,26	78,17	104,82
1063 Y	Vestas V126-3,3 MW	71,03	82,32	90,49	96,03	99,49	100,00	96,00	93,26	78,17	104,82
1064 Y	Vestas V126-3,3 MW	71,03	82,32	90,49	96,03	99,49	100,00	96,00	93,26	78,17	104,82
1065 Y	Vestas V126-3,3 MW	71,03	82,32	90,49	96,03	99,49	100,00	96,00	93,26	78,17	104,82

Geluidbronnen bronsterkte avond**Vermeer Midden**

Id	Omschr.	Le 31	Le 63	Le 125	Le 250	Le 500	Le 1k	Le 2k	Le 4k	Le 8k	Le Totaal
1062 Y	Vestas V126-3,3 MW	71,12	82,42	90,59	96,13	99,59	100,10	96,09	93,36	78,27	104,92
1063 Y	Vestas V126-3,3 MW	71,12	82,42	90,59	96,13	99,59	100,10	96,09	93,36	78,27	104,92
1064 Y	Vestas V126-3,3 MW	71,12	82,42	90,59	96,13	99,59	100,10	96,09	93,36	78,27	104,92
1065 Y	Vestas V126-3,3 MW	71,12	82,42	90,59	96,13	99,59	100,10	96,09	93,36	78,27	104,92

Geluidbronnen bronsterkte nacht**Vermeer Midden**

Id	Omschr.	Le 31	Le 63	Le 125	Le 250	Le 500	Le 1k	Le 2k	Le 4k	Le 8k	Le Totaal
1062 Y	Vestas V126-3,3 MW	71,38	82,68	90,84	96,38	99,84	100,35	96,35	93,61	78,52	105,17
1063 Y	Vestas V126-3,3 MW	71,38	82,68	90,84	96,38	99,84	100,35	96,35	93,61	78,52	105,17
1064 Y	Vestas V126-3,3 MW	71,38	82,68	90,84	96,38	99,84	100,35	96,35	93,61	78,52	105,17
1065 Y	Vestas V126-3,3 MW	71,38	82,68	90,84	96,38	99,84	100,35	96,35	93,61	78,52	105,17

BIJLAGE 4

RESULTATEN AKOESTIEK

Vermeer Midden

Naam	Omschrijving	Hoogte	Dag	Avond	Nacht	Lden
323a	Galgeweg 30	5	10,23	10,33	10,58	16,91
323b	Buitenweg 4	5	9,59	9,69	9,94	16,27
810	Trekweg 24	5	12,99	13,09	13,34	19,67
285	Duurkenakker 19	5	21,71	21,81	22,06	28,39
287	Duurkenakker 21	5	21,65	21,75	22,00	28,33
288	Duurkenakker 23	5	21,58	21,68	21,93	28,26
1000	Zeewoldsterweg 12	5	21,15	21,25	21,50	27,83
25	Duurkenakker 25	5	21,55	21,65	21,90	28,23
9	Hereweg 9	5	23,54	23,64	23,89	30,22
17	Duurkenakker 17	5	23,75	23,85	24,10	30,43
403	Korte Akkers 24	5	36,78	36,88	37,13	43,46
P16	Dr. Bekenkampstraat 1	5	31,36	31,46	31,71	38,04
P18	Beneden Oosterdiep 192	5	31,18	31,28	31,53	37,86
923	Zuidwending 17	5	32,71	32,81	33,06	39,39
614	Noorderweg 2	5	38,41	38,51	38,76	45,09
5	Vosseveld 8	5	34,07	34,17	34,42	40,75
49	Ommelanderwijk 49	5	28,34	28,44	28,69	35,02
53	Ommelanderwijk 53	5	28,35	28,45	28,70	35,03
55	Ommelanderwijk 55	5	28,35	28,45	28,70	35,03
1035a	C.W. Lubbersstraat 37	5	17,49	17,59	17,84	24,17
1115	Wildervanksterdallen 3	5	12,77	12,87	13,12	19,45
1115a	Wildervanksterdallen 5	5	13,21	13,31	13,56	19,89
784	Sluisweg 92	5	20,57	20,67	20,92	27,25
913a	Wildervanksterdallen 1	5	14,36	14,46	14,71	21,04
654	Ommelanderwijk 14	5	27,96	28,06	28,31	34,64

BIJLAGE 5

INVOERGEGEVENS EN RESULTATEN SLAGSCHADUW

Project:
N33 Veendam jan 2016

Licensed user:
Pondera Consult B.V.
 Welbergweg 49
 NL-7556 PE Hengelo
 0031742489940
 Andrew Beltau / a.beltau@ponderaconsult.com
 Calculated:
 16-2-2016 8:52/3.0.639

SHADOW - Main Result

Calculation: Copy of ss WP N33 Veendam, Vermeer midden

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/50 (Sun hours/Possible sun hours) []
 Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec
 0,21 0,29 0,33 0,42 0,43 0,37 0,39 0,40 0,37 0,33 0,23 0,20

Operational hours are calculated from WTGs in calculation and wind distribution:
 Meteo data Eelde 51-13

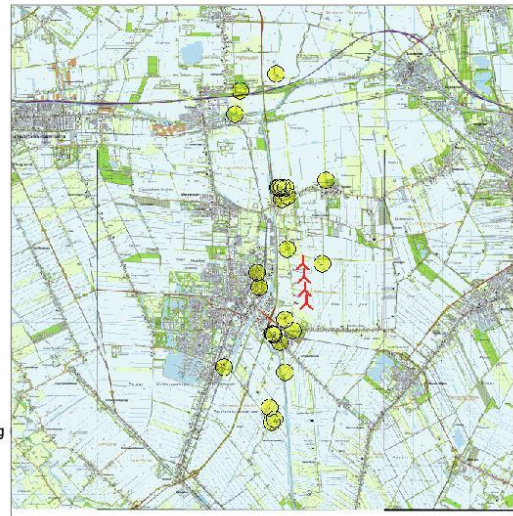
Operational time
 N NNE ENE E ESE SSE S SSW WSW W WNW NNW Sum
 526 486 647 713 546 440 790 1.272 1.281 892 609 457 8.659
 Idle start wind speed: Cut in wind speed from power curve

A ZVI (Zones of Visual Influence) calculation is performed before flicker calculation so non visible WTG do not contribute to calculated flicker values. A WTG will be visible if it is visible from any part of the receiver window. The ZVI calculation is based on the following assumptions:
 Height contours used: Elevation Grid Data Object: Veendam_EMDGrid_3.wpg
 Obstacles used in calculation
 Eye height: 1,5 m
 Grid resolution: 10,0 m

All coordinates are in Netherlands RD Amersfoort

WTGs

X(East)	Y(North)	Z	Row data/Description
[m]			
1 257.130	571.045	-2,0	Pondera H140 R130 5000 130,0 0! h... Yes
2 257.168	570.587	-3,5	Pondera H140 R130 5000 130,0 0! h... Yes
3 257.208	570.129	-3,7	Pondera H140 R130 5000 130,0 0! h... Yes
4 257.246	569.670	-1,4	Pondera H140 R130 5000 130,0 0! h... Yes



Scale 1:200.000
 ▲ New WTG ● Shadow receptor

WTG type				Shadow data			
Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Calculation distance [m]	RPM [RPM]
Pondera	H140	R130-5.000	5.000	130,0	140,0	1.560	0,0
Pondera	H140	R130-5.000	5.000	130,0	140,0	1.560	0,0
Pondera	H140	R130-5.000	5.000	130,0	140,0	1.560	0,0
Pondera	H140	R130-5.000	5.000	130,0	140,0	1.560	0,0

Shadow receptor-Input

No.	Name	X(East)	Y(North)	Z	Width	Height	Height a.g.l. [m]	Degrees from south cw [°]	Slope of window [°]	Direction mode
[m]										
A	Sluisweg 92	256.497	567.245	2,0	8,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0 "Green house mode"
B	Ommelandervijk 14	256.319	568.292	2,9	8,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0 "Green house mode"
C	Zuidwending 17	256.794	568.698	3,9	8,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0 "Green house mode"
D	Duurkenakker 19	256.544	573.679	-0,9	8,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0 "Green house mode"
E	Korte Akkers 24	256.598	571.542	1,6	8,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0 "Green house mode"
F	Trekweg 24	254.784	576.233	0,0	8,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0 "Green house mode"
G	Duurkenakker 23	256.292	573.665	1,2	8,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0 "Green house mode"
H	Duurkenakker 21	256.406	573.676	1,6	8,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0 "Green house mode"
I	Noorderweg 2	257.812	571.021	0,0	8,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0 "Green house mode"
J	Galweg 30	254.946	577.056	-0,5	8,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0 "Green house mode"
K	Vosseveld 8	256.512	569.075	0,9	8,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0 "Green house mode"
L	Wildervanksterdallen 1	255.972	566.013	2,0	8,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0 "Green house mode"
M	Buitenweg 4	256.202	577.630	-3,4	8,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0 "Green house mode"
N	Zeewoldsterweg 12	257.931	573.936	-3,3	8,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0 "Green house mode"
O	Beneden Oosterdiep 192	255.545	570.712	-0,4	8,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0 "Green house mode"
P	Dr. Bekenkampstraat 1	255.607	570.205	0,0	8,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0 "Green house mode"
Q	C.W. Lubbersstraat 37	254.380	567.432	1,2	8,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0 "Green house mode"
R	Wildervanksterdallen 3	256.050	565.518	1,3	8,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0 "Green house mode"
S	Wildervanksterdallen 5	256.158	565.620	2,4	8,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0 "Green house mode"
T	Ommelandervijk 49	256.067	568.609	1,0	8,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0 "Green house mode"
U	Ommelandervijk 53	256.107	568.561	0,6	8,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0 "Green house mode"
V	Ommelandervijk 55	256.116	568.551	0,4	8,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0 "Green house mode"
W	Duurkenakker 25	256.246	573.669	1,3	8,0	8,0	4,5	0,5	0,0	90,0 "Green house mode"

To be continued on next page...



Project:
N33 Veendam jan 2016

Licensed user:
Pondera Consult B.V.
Welbergweg 49
NL-7556 PE Hengelo
0031742489940
Andrew Beltau / a.beltau@ponderaconsult.com
Calculated:
16-2-2016 8:52/3.0.639

SHADOW - Main Result

Calculation: Copy of ss WP N33 Veendam, Vermeer midden

...continued from previous page

No.	Name	X(East)	Y(North)	Z	Width	Height	Height a.g.l.	Degrees from south cw	Slope of window	Direction mode
				[m]	[m]	[m]	[m]	[°]	[°]	
X	Duurkenakker 17	256.396	573.258	2,3	8,0	4,5	0,5		0,0	90,0 "Green house mode"
Y	Hereweg 9	256.608	573.365	4,0	8,0	4,5	0,5		0,0	90,0 "Green house mode"

Calculation Results

Shadow receptor

No.	Name	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	Sluisweg 92	0:00	0	0:00	0:00
B	Ommelanderswijk 14	0:00	0	0:00	0:00
C	Zuidwending 17	0:00	0	0:00	0:00
D	Duurkenakker 19	0:00	0	0:00	0:00
E	Korte Akkers 24	57:40	117	0:45	7:48
F	Trekweg 24	0:00	0	0:00	0:00
G	Duurkenakker 23	0:00	0	0:00	0:00
H	Duurkenakker 21	0:00	0	0:00	0:00
I	Noorderweg 2	100:28	188	0:47	21:03
J	Galgeweg 30	0:00	0	0:00	0:00
K	Vosseveld 8	0:00	0	0:00	0:00
L	Wildervanksterdallen 1	0:00	0	0:00	0:00
M	Buitenweg 4	0:00	0	0:00	0:00
N	Zeevoldsterweg 12	0:00	0	0:00	0:00
O	Beneden Oosterdiep 192	0:00	0	0:00	0:00
P	Dr. Bekenkampstraat 1	0:00	0	0:00	0:00
Q	C.W. Lubbersstraat 37	0:00	0	0:00	0:00
R	Wildervanksterdallen 3	0:00	0	0:00	0:00
S	Wildervanksterdallen 5	0:00	0	0:00	0:00
T	Ommelanderswijk 49	0:00	0	0:00	0:00
U	Ommelanderswijk 53	0:00	0	0:00	0:00
V	Ommelanderswijk 55	0:00	0	0:00	0:00
W	Duurkenakker 25	0:00	0	0:00	0:00
X	Duurkenakker 17	0:00	0	0:00	0:00
Y	Hereweg 9	0:00	0	0:00	0:00

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

No.	Name	Worst case [h/year]	Expected [h/year]
1	Pondera H140 R130 5000 130.0 !O! hub: 140,0 m (TOT: 205,0 m) (1136)	81:00	15:39
2	Pondera H140 R130 5000 130.0 !O! hub: 140,0 m (TOT: 205,0 m) (1137)	45:51	8:14
3	Pondera H140 R130 5000 130.0 !O! hub: 140,0 m (TOT: 205,0 m) (1138)	31:17	4:34
4	Pondera H140 R130 5000 130.0 !O! hub: 140,0 m (TOT: 205,0 m) (1139)	0:00	0:00

BIJLAGE 6 GELUIDSCONTOUR WP VERMEER MIDDEN L_{DEN}

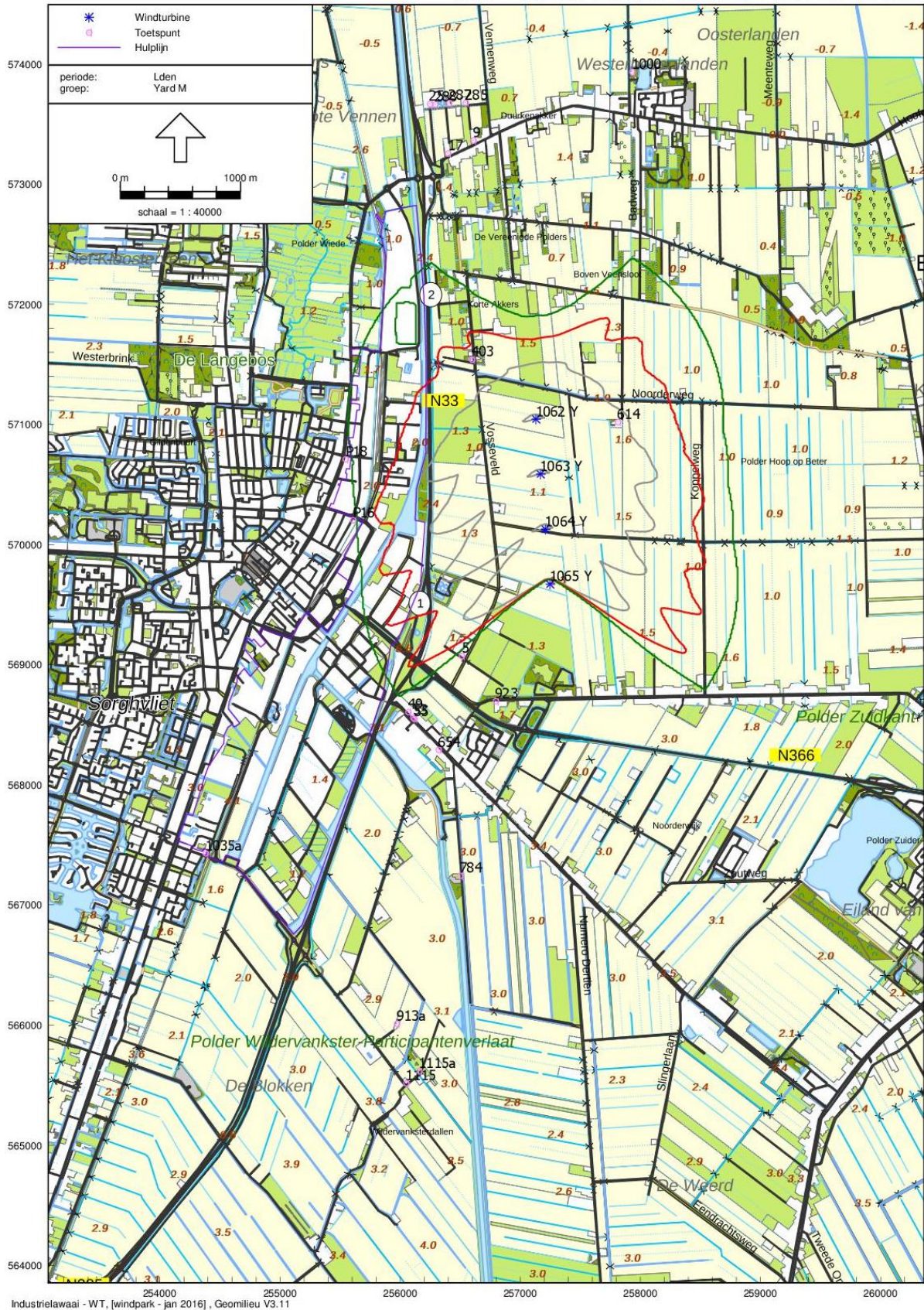


BIJLAGE 7 GELUIDSCONTOUR WP VERMEER MIDDEN L_{NIGHT}



BIJLAGE 8 SLAGSCHADUWCONTOUREN WP VERMEER MIDDEN

groen=0 uur, rood=5 uur, grijs=15 uur slagschaduwinder per jaar.



BIJLAGE 6A

BUREAUONDERZOEK ARCHEOLOGIE





Concept versie 07-01-2016

(Zonder opmerkingen zal deze versie na 3 maanden als definitief rapport worden opgeleverd)

Richard Exaltus
Joep Orbons

Januari 2016

ArcheoPro

Concept versie 07-01-2016

(Zonder opmerkingen zal deze versie na 3 maanden als definitief rapport worden opgeleverd)

Colofon		
Opdrachtgever:	Pondera Consult, Weibergweg 49, 7556 PE Hengelo	
Status:	Concept versie 07-01-2016	
Projectcode :	15-193	
Bestandsnaam :	ArcheoPro, Windpark N33, 2016 01 07	
Archis melding (OM nummer):	3980295100	
Bevoegd gezag:	Gemeente Veendam/Oldambt/Menterwolde	
Opslagplaats documentatie:	Provincie Groningen	
ISSN:	1569-7363	
Auteur:	Richard Exaltus, Joep Orbons	
Projectleider:	Richard Exaltus	
Projectmedewerkers:	Richard Exaltus, Joep Orbons	
Onderaannemers :	nvt	
Autorisatie:	Drs. R.P. Exaltus; senior-archeoloog	
		
Uitgegeven door ArcheoPro © Copyright 2015 ArcheoPro, Eijsden		
ArcheoPro Sint Jozefstraat 45 NL 6245 LL Eijsden Nederland	Tel : 0(0 31) 43 3672586 www.archeopro.nl	Kamer van Koophandel Limburg: 14117581 e-mail: info@archeopro.nl

Inhoudsopgave

Inhoudsopgave.....	3
Samenvatting	4
1. Inleiding	5
1.1 Algemeen.....	5
1.2 Locatiegegevens	5
1.3 Aard van de ingreep.....	5
1.4 Onderzoek.....	5
2 Bureauonderzoek.....	9
2.1 Methode en bronnen	9
2.2 Geo(morfo)logie, aardkunde en bodem.....	11
2.3 Archeologie.....	17
2.4 Historie.....	24
2.5 Gespecificeerd archeologisch verwachtingsmodel	28
2.6 Onderzoeksstrategie.....	31
3 Conclusies en aanbevelingen (beleidsadvies).....	33
Verklarende woordenlijst.....	34
Archeologische tijdschaal	34
Bronnen.....	35
Literatuur	36

Samenvatting

In november 2015 is in opdracht van Pondera Consult, door ArcheoPro een bureauonderzoek uitgevoerd voor het Windplan N33 in de gemeenten Oldambt, Menterwolde en Veendam. Het windmolenpark voorziet in de bouw van 4 windmolens in de gemeente Oldambt, 23 windmolens in de gemeente Menterwolde en 8 windmolens in de gemeente Veendam. Tevens zullen leiding- en wegtracés worden aangelegd. De hiervoor benodigde bodemingrepen kunnen tot aantasting van archeologische waarden leiden. In het kader hiervan is door ArcheoPro een archeologisch onderzoek uitgevoerd in de vorm van een bureaustudie.

Volgens het gespecificeerd archeologisch verwachtingsmodel ligt het plangebied in een voormalig dekzandgebied dat gedurende de nieuwe steentijd volledig overgroeid is geraakt met veen. Vanaf de middeleeuwen zijn het centrale- en het zuidelijke deel van het plangebied in veenontginningsgebieden komen te liggen. Het noordelijke deel is in de middeleeuwen overstroomd vanuit het Dollardgebied en afgedekt met klei. Dit gebied is vanaf de zestiende in cultuur gebracht.

Binnen het plangebied kunnen prehistorische nederzettingsresten aanwezig zijn uit het laat-paleolithicum, het mesolithicum en het neolithicum. Gedurende de bronstijd, de ijzertijd en de Romeinse tijd, was het gehele plangebied overgroeid met veen en daardoor onaantrekkelijk voor bewoning. Wel kunnen uit deze perioden resten van specifiek aan veenlandschappen gebonden verschijnselen aanwezig.

Vergelijking van de gemeentelijke beleidskaarten met de geplande molenlocaties laat zien dat in de gemeente Oldambt op alle hier gelegen molenlocaties (4, 5, 6 en 11), een verkennend booronderzoek vereist is bij ingrepen die dieper reiken dan het kleidek en die een oppervlakte beslaan die groter is dan vijfhonderd vierkante meter. Verder loopt hier door het plangebied een cultuurlandschappelijk waardevol lijnelement (WR-a2) waarop onderzoek vereist is bij ingrepen die groter zijn dan honderd vierkante meter.

In de gemeente Menterwolde liggen de molenlocaties 1, 2, 3, 10, 14, 17 tot en met 21, 22, 24 en 26 in een zone waarin verkennend booronderzoek noodzakelijk is bij bodemingrepen die groter zijn dan honderd vierkante meter en die dieper reiken dan dertig centimeter. De molenlocaties 7, 8 en 12 liggen in een zone waarin geen archeologisch onderzoek vereist is. De molenlocaties 9, 13, 16, 23, 25 en 27, liggen deels in een zone waarin wel archeologisch onderzoek vereist is en deels in een zone waarin dit niet het geval is. Hier kan de noodzaak tot archeologisch onderzoek mogelijk vermeden of verminderd worden door het verschuiven van deze locaties of door het vermijden van bodemingrepen in de zones met een onderzoeksverplichting.

In de gemeente Veendam liggen de molenlocaties 32 en 35 in een zone waarin geen archeologisch onderzoek vereist is. De molenlocaties 28, 29, 30, 31, 33 en 34 liggen echter in een zone waarin archeologisch onderzoek vereist is bij bodemingrepen met een oppervlakte groter dan tweehonderd vierkante meter.

De lengte van de te onderzoeken lijnelementen kan wellicht met 20,9 kilometer worden gereduceerd door kabeltracés samen te laten vallen met in het verleden gedempte sloten.

1. Inleiding

1.1 Algemeen

Opdrachtgever:	Pondera Consult, Weibergweg 49, 7556 PE Hengelo
Archis onderzoeksmelding:	3980295100
Bevoegd gezag:	Gemeente Veendam/Oldambt/Menterwolde
Bewaarplaats vondsten:	Provincie Groningen
Bewaarplaats documentatie:	Provincie Groningen

1.2 Locatiegegevens

Provincie:	Groningen
Gemeente:	Veendam/Oldambt/Menterwolde
Plaats:	Windpark N33
Toponiem:	Windpark N33
Hoekcoördinaten plangebied:	254863 / 565731 254863 / 577352 259919 / 577352 259919 / 565731
Oppervlakte plangebied:	166,77 ha
Bepaling locaties:	GPS Garmin, meetlinten

1.3 Aard van de ingreep

Aard ingreep:	Aanleg van een windpark
---------------	-------------------------

1.4 Onderzoek

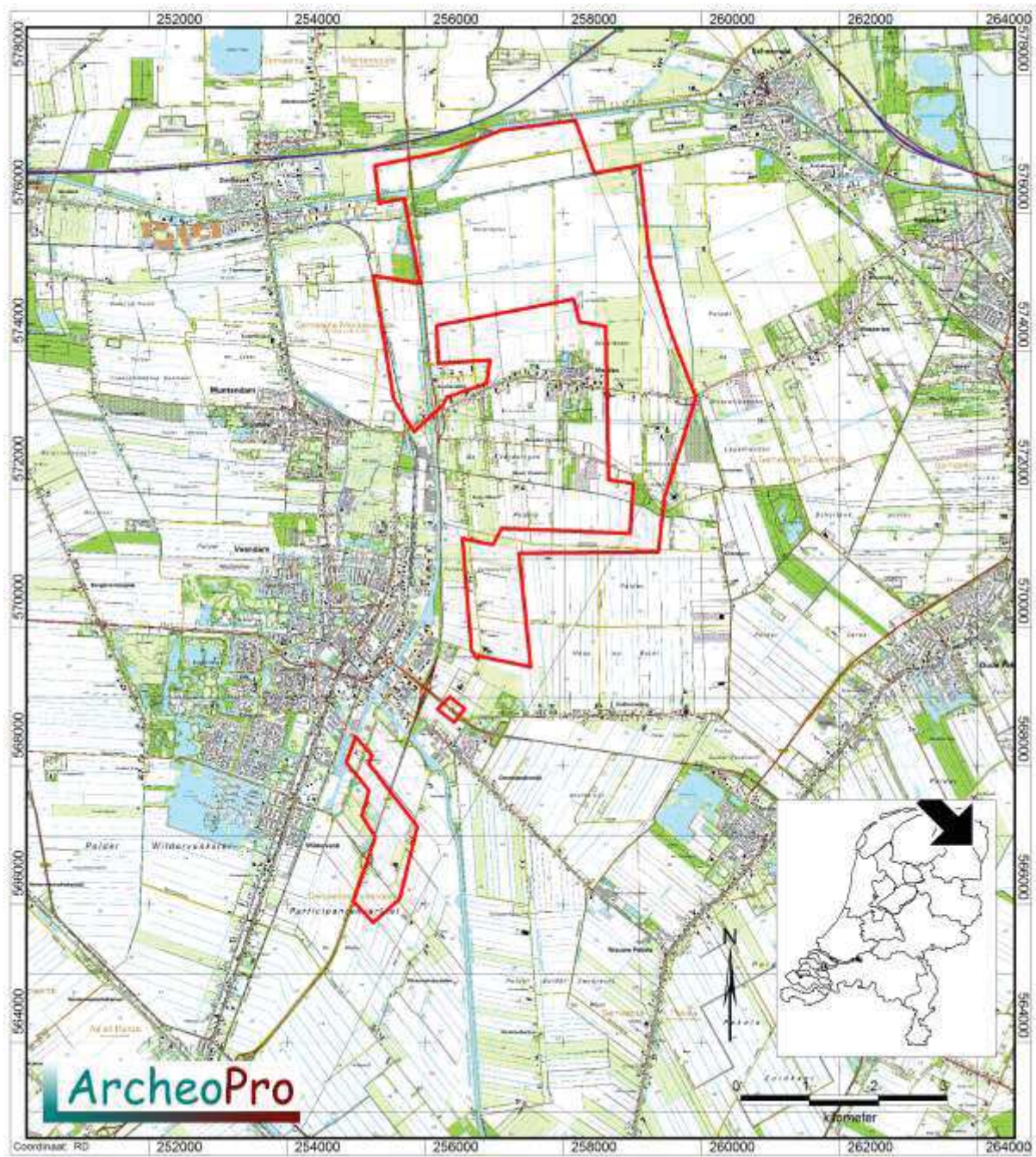
In november 2015 is in opdracht van Pondera Consult, door ArcheoPro een bureauonderzoek uitgevoerd voor het Windplan N33 in de gemeenten Oldambt, Menterwolde en Veendam. Het windmolenpark voorziet in de bouw van 4 windmolens in de gemeente Oldambt, 23 windmolens in de gemeente Menterwolde en 8 windmolens in de gemeente Veendam. Tevens zullen leiding- en wegtracés worden aangelegd. De hiervoor benodigde bodemingrepen kunnen tot aantasting van archeologische waarden leiden. In het kader hiervan is door ArcheoPro een archeologisch onderzoek uitgevoerd in de vorm van een bureaustudie.

Het bureauonderzoek had tot doel om op basis van beschikbare informatie te komen tot een gespecificeerd archeologisch verwachtingsmodel. Hierbij is in kaart gebracht welke archeologische waarden binnen het plangebied aanwezig (kunnen) zijn, waar binnen het plangebied aanvullend archeologisch onderzoek vereist is wat eventueel de mogelijkheden

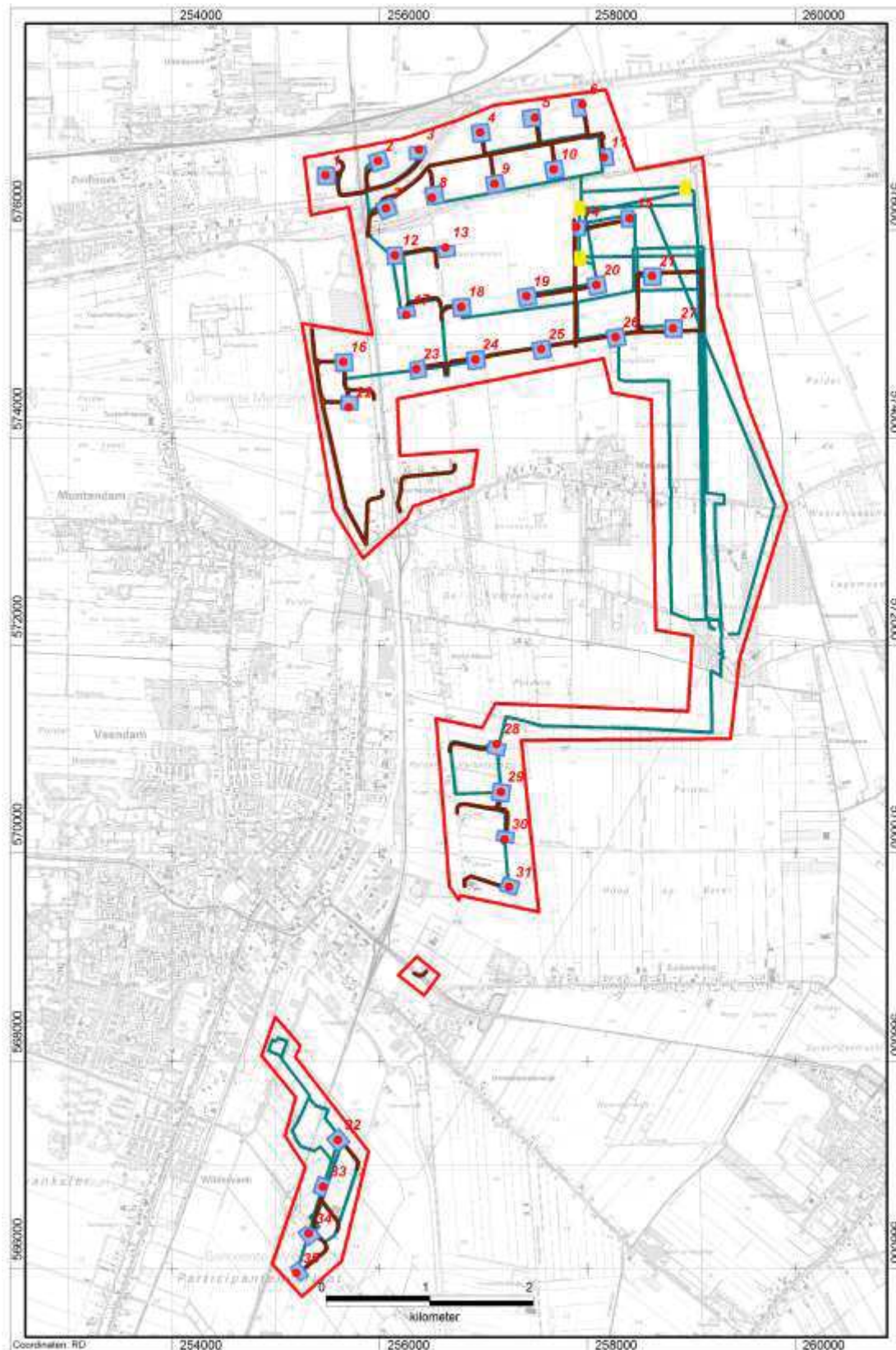
tot planaanpassingen zijn om archeologische waarden te sparen en onderzoeksverplichtingen te verminderen.

In Nederland dient het vaststellen van de archeologische waarde van een plangebied te gebeuren op grond van de Kwaliteitsnorm Nederlandse Archeologie (KNA versie 3.3). Gemeenten kunnen hierop aanvullende uitvoeringskaders vaststellen. Zowel de gemeente Oldambt als de gemeente Veendam hebben een eigen beleidskaart met betrekking tot archeologische waarden. De gemeente Menterwolde gebruikt officieel de Indicatieve Kaart Archeologische Waarden (IKAW) als ondergrond voor haar beleidskaart. Deze kaarten zijn als uitgangspunt gebruikt voor de in dit rapport opgestelde adviezen.

ArcheoPro voert haar onderzoeken uit conform de hiervoor vastgelegde normen en richtlijnen (KNA 3.3) en is door de Rijksdienst voor het Cultureel Erfgoed (RCE) vergunning verleend tot het verrichten van bepaalde archeologische werkzaamheden in het kader van het doen van opgravingen, bestaande uit prospectie door middel van booronderzoek. Het onderzoek is uitgevoerd door drs. R.P. Exaltus (senior-archeoloog), en ing. P.J. Orbons (senior vakspecialist).



Figuur 1: De ligging van het plangebied (rood omlind).



Figuur 2: De binnen het plangebied voorgenomen bouw van windmolens (genummerde rode stippen) met aanleg van leidingtracés (blauwe lijnen), onderhoudswegen (bruine lijnen) en trafostation (één van de drie gele rechthoeken).

2 Bureauonderzoek

2.1 Methode en bronnen

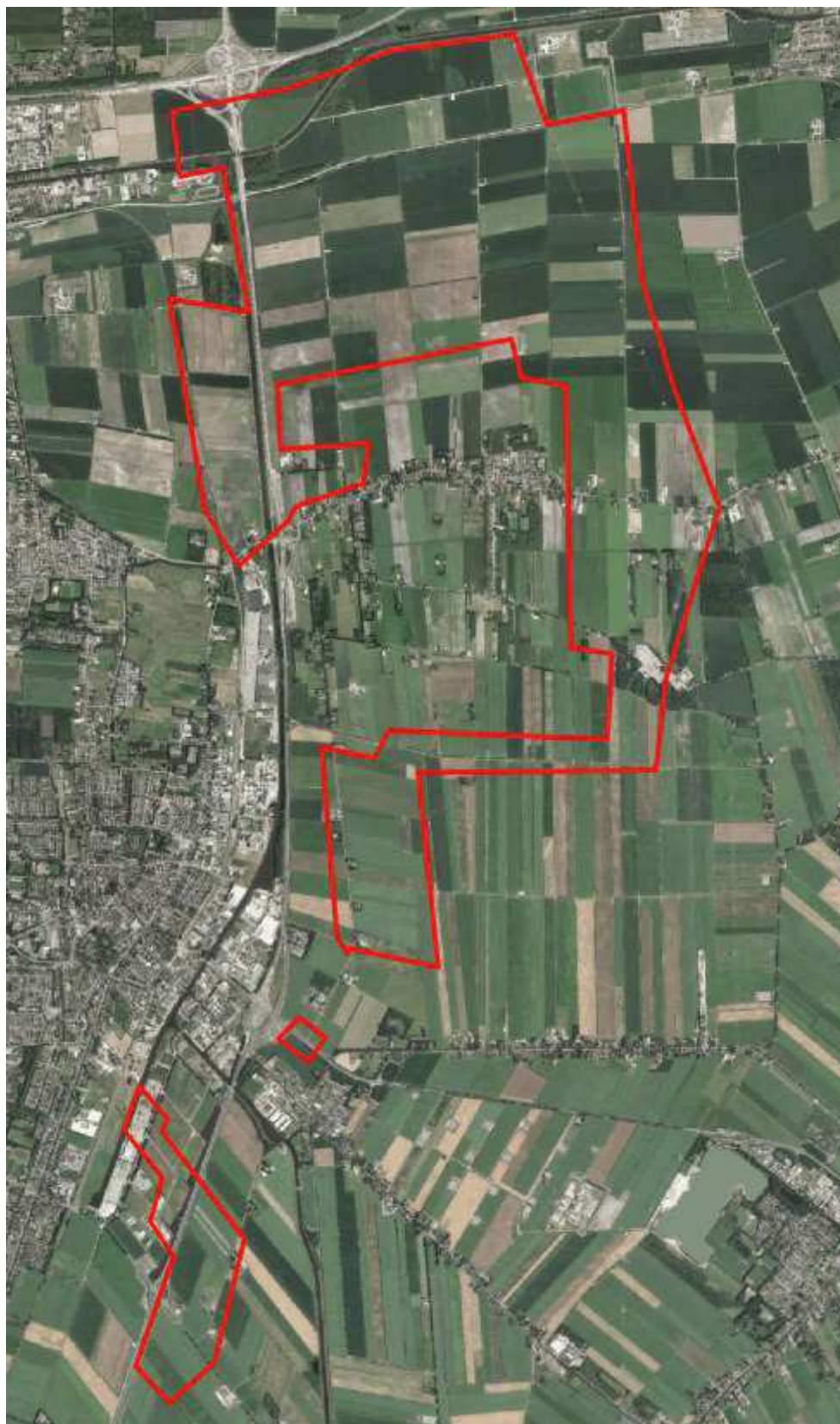
Onderzoeksgebied bureauonderzoek: Cirkel met een straal van één kilometer rond het centrum van het plangebied

Tijdens het bureauonderzoek wordt door de bestudering van beschikbare bronnen, kennis vergaard omtrent de bodem en geologie van het onderzoeksgebied en de hierin bekende en te verwachten archeologische waarden.

Aan de hand van de resultaten van het bureauonderzoek kan de beste aanpak voor het veldonderzoek worden bepaald.

Hierbij zijn de volgende bronnen geraadpleegd (voor bronvermelding; zie ook literatuurlijst, dit geldt ook voor de kaarten die in de tekst opgenomen zijn):

- Actueel Hoogtebestand Nederland (AHN)
- Archeologische MonumentenKaart (AMK)
- ARCHEologisch Informatie Systeem (ARCHIS)
- Atlas van topografische kaarten Nederland 1955-1965, 1:50.000
- Bodemkaart 1:50.000
- Gemeente Veendam, Archeologische beleidskaart
- Gemeente Oldambt, Archeologische beleidskaart
- Geomorfologische kaart 1:50.000
- Geologische kaart 1:50.000
- Grote historische atlas van Nederland 1:50.000 1838-1857 (Deel Noord)
- Grote historische topografische atlas van Nederland, provincie Groningen 1:25.000 1894-1926
- Indicatieve Kaart Archeologische Waarden (IKAW)
- Kadastrale minuutplan met aanwijzende tafels, 1830
- Overig historisch kaartmateriaal



Figuur 3: Luchtfoto met daarop rood omlijnd het plangebied.

2.2 Geo(morfo)logie, aardkunde en bodem

Het plangebied ligt ten oosten van de Hondsrug. De Hondsrug vormt het meest oostelijke deel van het Drentse keileemplateau en is ongeveer 150.000 jaar geleden ontstaan tijdens de voorlaatste ijstijd; het Saale-glaciaal. Tijdens dit glaciaal zijn pleistocene fluviaatiele afzettingen door Scandinavisch landijs opgestuwd tot stuwwallen en ruggen. Tijdens het Pleniglaciaal (circa 75.000 - 15.700 jaar geleden) was de ondergrond permanent bevroren waardoor het regen- en sneeuwmeltwater over het oppervlak afstroomde. Hierdoor zijn fluvioperiglaciaal afzettingen gevormd en zijn reeds bestaande dalen verder uitgesleten. Één van deze dalen vormt het ten oosten van de Hondsrug gelegen stroomdal van de Hunze. Aanvankelijk stroomde hier met name smeltwater doorheen. Na het afsmelten van de gletsjers drong de zee dit stroomdal binnen en werden mariene sedimenten afgezet. De totale breedte van het Hunzedal bedroeg ongeveer twintig kilometer. Hiervan ligt het grootste deel ten oosten van het huidige dal van de Hunze.

Aan het einde van het Weichseliën, met name in het Laat Pleniglaciaal (circa 29.000 - 15.700 BP) en het Jonge Dryas (circa 12.745 - 11.755 BP) heerste er een poolklimaat in Nederland. Door het ontbreken van vegetatie trad op grote schaal verstuing op. Vanuit het Noordzeebekken werd zand meegevoerd dat als dekzand over de fluvioperiglaciaal afzettingen (Formatie van Boxtel) is afgezet in de vorm van vlaktes, welvingen en ruggen. Dit zand is kalkloos, fijnkorrelig en goed afgerond. Deze afzettingen behoren tot het Laagpakket van Wierden van de Formatie van Boxtel (Berendsen, 2004). Dit dekzand is vaak afgezet in de vorm van duinen die nu welvingen in het landschap vormen.

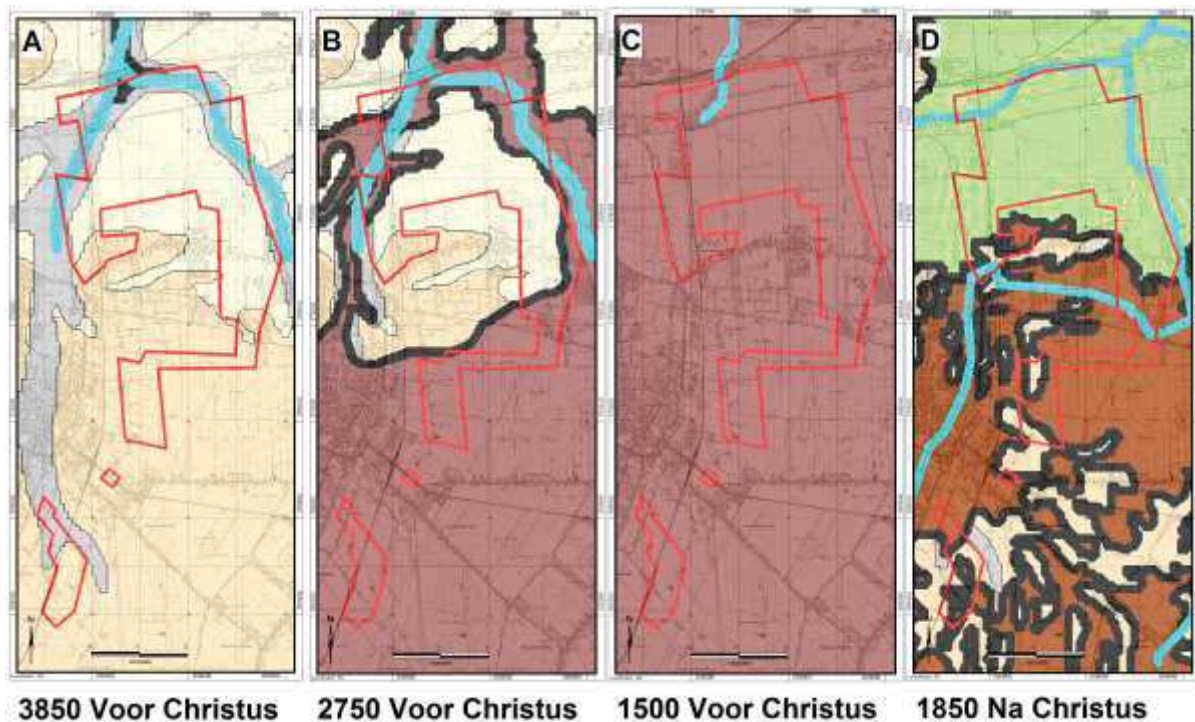
Binnen lage delen van het dekzandlandschap zijn ten gevolge van de na de ijstijden vrijwel permanent stijgende zeespiegel in combinatie met slechte afwaterings-omstandigheden, dermate hoge grondwaterspiegels ontstaan dat veengroei kon gaan plaatsvinden.

Geomorfologisch gezien bestaat het meest noordelijke deel van het plangebied uit een vlakte van getij-afzettingen (figuur 5; legenda-eenheid 1M35). Deze is plaatselijk afgegraven (figuur 5; legenda-eenheid 2M48). Ten zuiden van de vlakte van getij-afzettingen ligt een ontgonnen veenvlak dat al dan niet bedekt is met klei (figuur 5; legenda-eenheid 1M46). Dit veenvlak strekt zich tot halverwege het plangebied uit maar wordt plaatselijk onderbroken door (delen van) een dekzandvlakte die is vervlakt door veen en/of overstromingsmateriaal (figuur 5; legenda-eenheid 2M14). De zuidelijke helft van het plangebied ligt in een relatief laaggelegen veenkoloniale ontginningsvlakte (figuur 5; legenda-eenheid 2M44). Het noordelijke deel hiervan wordt doorsneden door met veen gevulde, dalvormige laagten (figuur 5; legenda-eenheid 1R1).

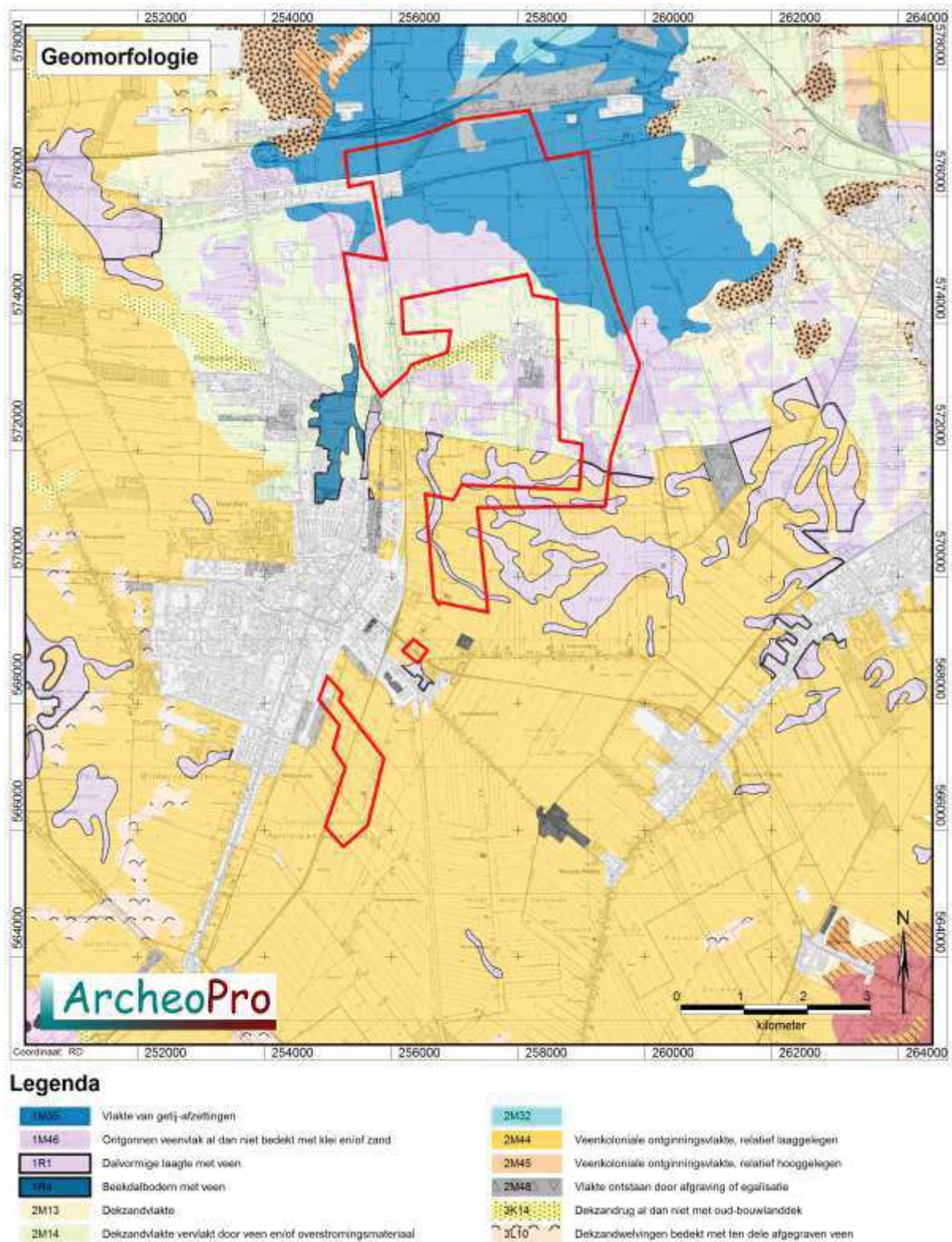
Figuur 4 toont paleogeografische kaarten van het onderzoeksgebied uit 3850, 2750 en 1500 v.Chr., en uit 1850 na Chr. (overgenomen uit Bazelmans et al 2011). Hierop is te zien dat het plangebied vanaf ongeveer 3000 v.Chr. steeds verder overgroeit is met veen. Met name de zuidelijke delen waarop de windmolenlocaties 28 tot en met 35 liggen, waren rond 3000 v.Chr. al volledig overgroeit met veen. Rond 1500 v.Chr. was het gehele plangebied overgroeit met veen. Deze situatie heeft tot in de middeleeuwen geduurd. Op de kaart uit 1850 is te zien dat delen van het veen toen inmiddels al waren afgegraven. Het noordelijke deel van het plangebied was toen door middeleeuwse inbraken vanuit de Dollard, inmiddels veranderd in een zeeleigebied.

Op de uitsnede uit het Actueel Hoogtebestand Nederland (AHN; figuur 6) is goed te zien dat het onderzoeksgebied in noordelijke richting sterk afloopt. De hoogteligging binnen het plangebied als geheel varieert van drie meter boven NAP in het zuiden tot anderhalve meter beneden NAP in het noorden.

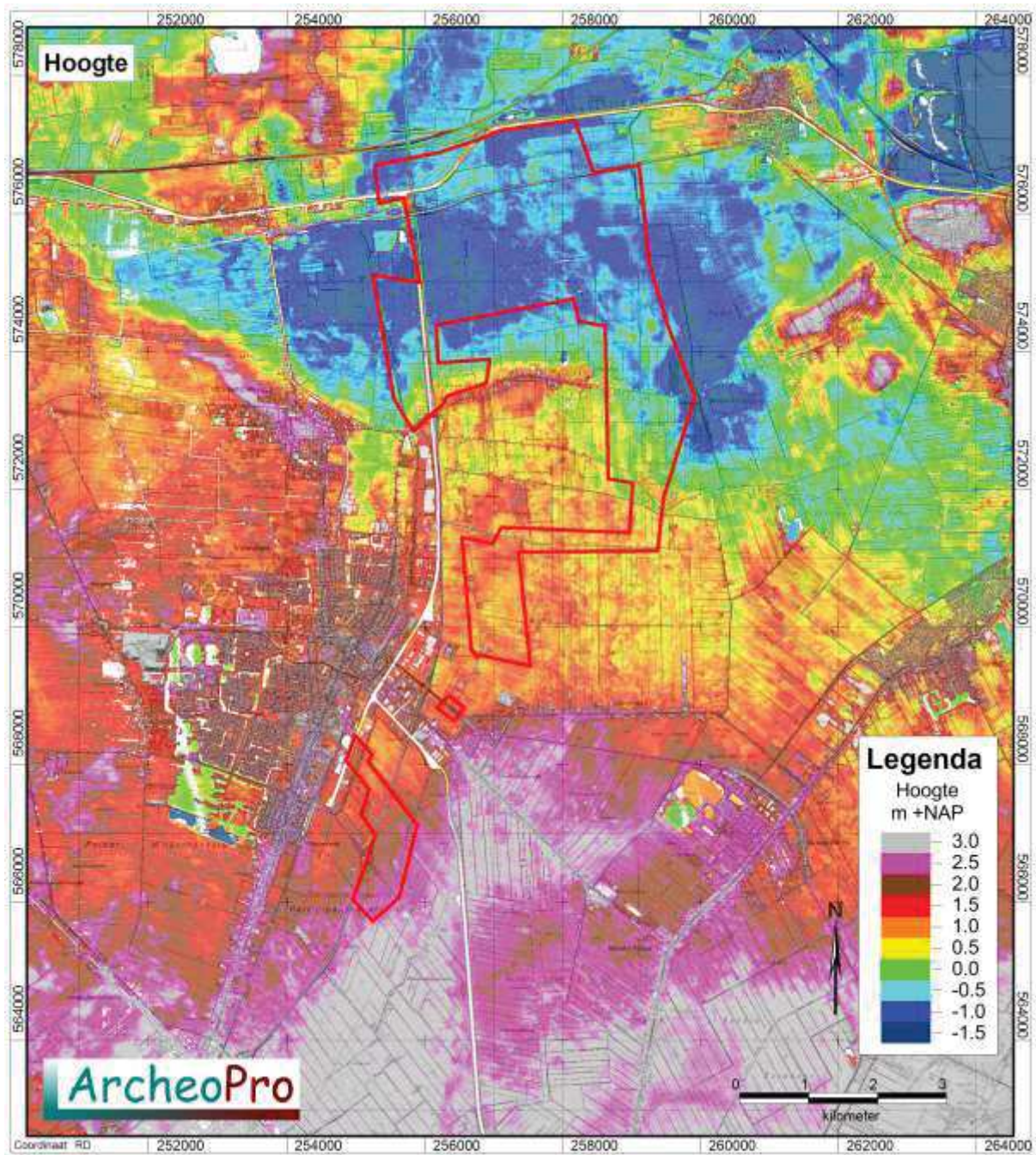
Op de drogere delen van het dekzandlandschap zijn veelal podzolgronden ontstaan. Deze worden gekenmerkt door een uitspoelingslaag (E-horizont) en een inspoelingslaag (B-horizont). De B-horizont gaat veelal via een overgangslaag (de BC-horizont) over in het niet door bodemvorming beïnvloede zand (de C-horizont). Dergelijke podzolgronden zijn binnen het plangebied aanwezig in de vorm van veldpodzolgronden (figuur 7; legenda-eenheid Hn21). Deze komen voor op het centrale en het zuidelijke deel van het plangebied. Het noordelijke deel van het plangebied wordt gedomineerd door de aanwezigheid van vaaggronden. Deze komen voor in de vorm van kalkarme poldervaaggronden die zijn gevormd in klei (legenda-eenheid Mn85C en Mn86C op figuur 7) en kalkarme drech(vaag)gronden die zijn gevormd in zware klei (legenda-eenheid Mv41C op figuur 7). Ten zuiden van de zone met vaaggronden is in het noorden van het plangebied een groot gebied aanwezig waarin weideveengronden zijn gevormd op zand dat ondieper ligt dan 120 cm beneden het maaiveld (legenda-eenheid pVz op figuur 7). Ten zuiden hiervan begint het gebied waarin regelmatig podzolgronden (aan het maaiveld) voorkomen. Tussen de zones met aan het maaiveld liggende podzolgronden liggen zones met veengronden met een veenkoloniaal dek op zand zonder humuspodzol, beginnend ondieper dan 120 cm (legenda-eenheid iVz op figuur 7) en moerige podzolgronden met een veenkoloniaal dek en een moerige tussenlaag (legenda-eenheid iWp op figuur 7). Dergelijke gronden worden gekenmerkt door een bouwvoor die door de opname daarin van veen, moerig is geworden.



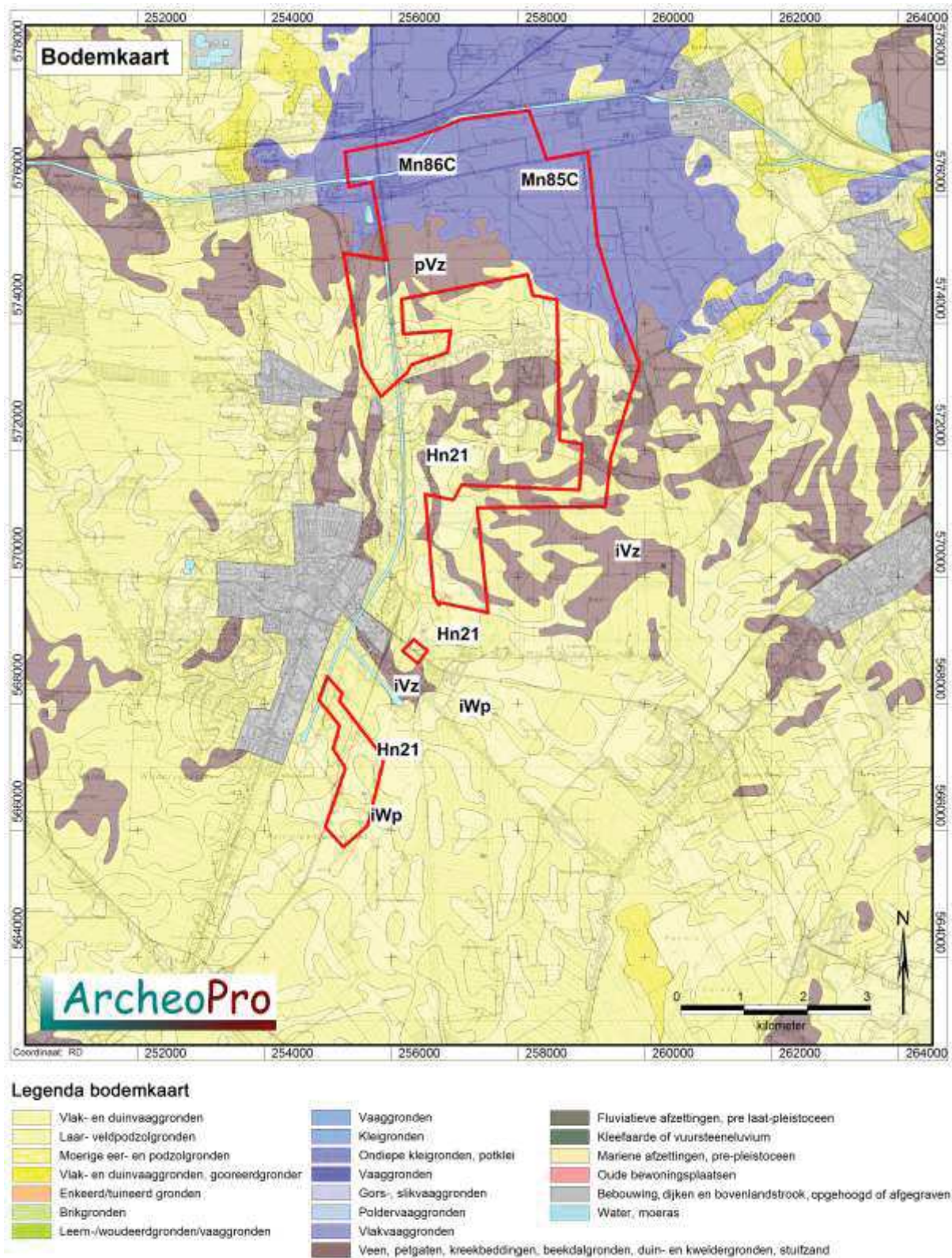
Figuur 4: De paleogeografische ontwikkelingen in het plangebied tussen 3850 v.Chr. en 1850 na Chr. (bruin is veengebied, groen is getijdegebied, blauw is waterlopen en de overige kleuren zijn dekzandgebied).



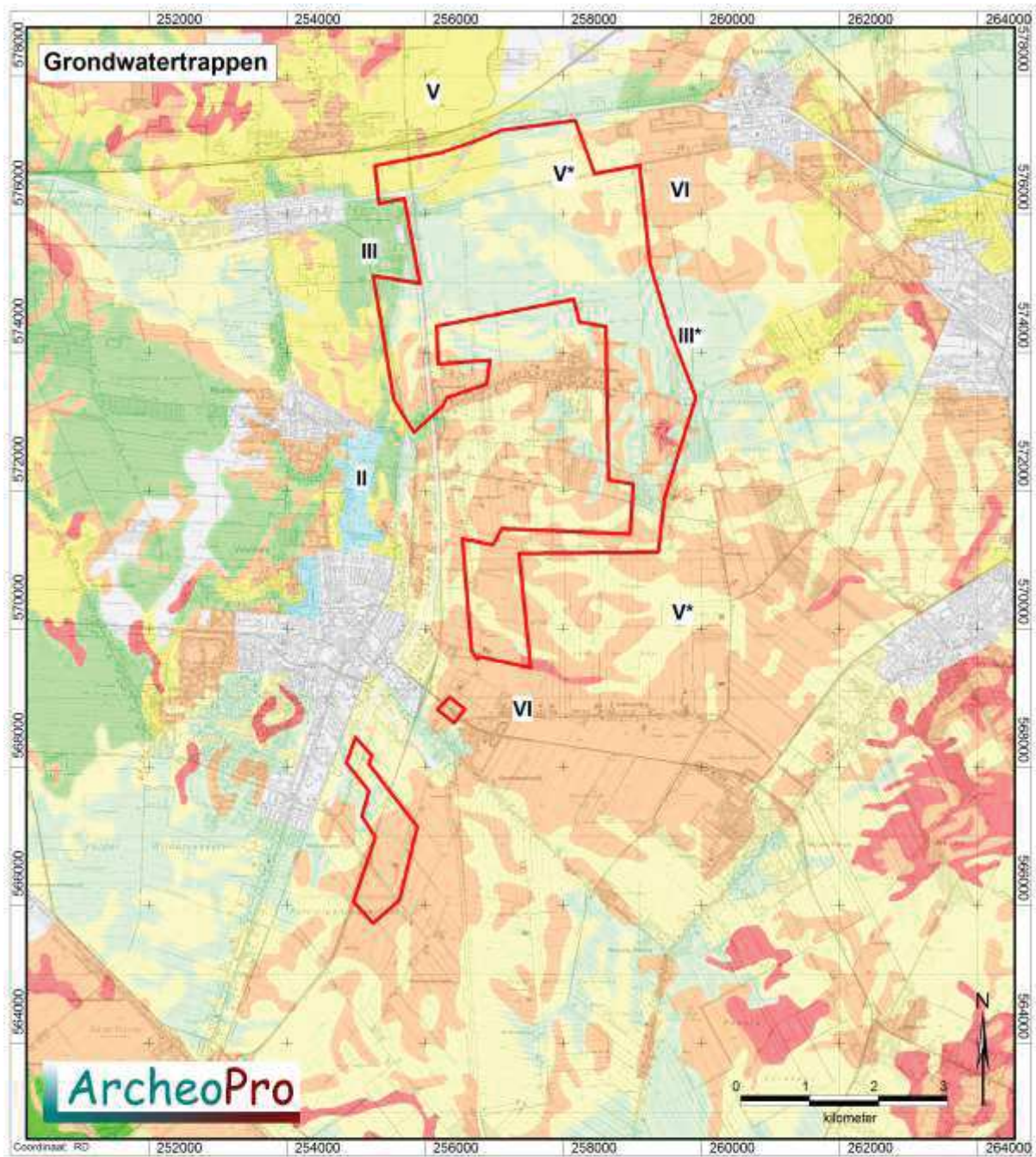
Figuur 5: Uitsnede uit de geomorfologische kaart met daarin rood omlijnd het plangebied met daarop rood omlijnd het plangebied.



Figuur 6: Uitsnede uit het Actueel Hoogtebestand Nederland met daarop rood omljnd het plangebied.



Figuur 7: Uitsnede uit de bodemkaart met daarin rood omljnd het plangebied met daarop rood omljnd het plangebied. Voor uitleg van de codes, zie hoofdstuk 2.2



Legenda:

Grondwater	Winter	Zomer	Grondwater	Winter	Zomer	Grondwater	Winter	Zomer
I	---	<50	IV	>40	80-120	VII	>80	>120
II	---	50-80	V	<40	>120	VIII	>120	>200
III	<40	80-120	VI	40-80	>120	X	---	---

Figuur 8: Uitsnede uit de grondwatertrappenkaart met daarop rood omlijnd het plangebied.

2.3 Archeologie

Binnen het plangebied liggen achttien bekende archeologische vindplaatsen. Het betreft zeventien waarnemingen en één AMK-terrein. Deze zijn opgesomd in tabel 1.

Het AMK-terrein (nr. 7203), ligt nagenoeg buiten het plangebied, ten zuiden van molenlocatie 26. Het gaat om een terrein met sporen van bewoning uit het mesolithicum die zijn aangetroffen op een geprononceerde dekzandrug met een markante oosthelling.

Vrijwel alle vindplaatsen binnen het plangebied zijn aangetroffen tijdens booronderzoek in kabeltracés, of tijdens de archeologische begeleiding van dergelijke tracés. Dergelijke tracés doorsnijden het plangebied zowel langs de westrand als de oostrand, volledig van noord naar zuid. Tevens doorsnijden twee kabeltracés het plangebied van west naar oost. In de meest noordelijke hiervan zijn binnen het plangebied zeven waarnemingen aangetroffen. Van west naar oost gaat het om de waarnemingen 415960, 21930, 415748, 425184, 425181, 415958 en 21931, die ten noorden van de molenlocaties 18, 19 en 20 liggen. De waarneming 21930 betreft de resultaten van een oppervlaktekartering waarbij kogelpotfragmenten, scherven van roodbakkend aardewerk met glazuur, brokjes natuursteen en kiezels en kleine baksteenfragmenten aangetroffen. De vondsten zijn aangetroffen in sterk veraard veen dat nog max. 10 cm dik is, met daaronder zwak gepodzoleerd, nagenoeg vlakliggend, hier en daar dagzomend zand. De meeste vondsten zijn aangetroffen ten oosten van een tochtsloot. De vondstverspreiding lijkt perceelsgebonden te zijn. Tezamen met de sterke fragmentatie van de aardewerkscherven vormt dit een aanwijzing dat het bemestingsaardewerk betreft dat van elders is aangevoerd. De waarneming 21931 vormt de vondst in het buizentracé van een gesloten rechthoekige koker bestaande uit vier tegen elkaar gespijkerde plankjes. Het object dateert waarschijnlijk uit de middeleeuwen. De waarneming 415748 betreft de vondst van niet nader gedateerd houtskool dat is aangetroffen in de top van dekzand en dat mogelijk op de aanwezigheid van een nederzettingsterrein uit de steentijd wijst. De waarneming 415958, 415960, 425181 en 425184 vormen soortgelijke vondsten van houtskool en verbrand vuursteen in de top van het dekzand.

De waarneming 21926 ligt twee en een halve kilometer ten zuiden van molenlocatie 27. Het gaat om de resten van een veendijk uit de nieuwe tijd. Het betreft een voormalige veendijk die diende ter bescherming van het bouwland van de Meedener boeren tegen hoogwater. Deze is aangelegd nadat de Dollardinbraken vanaf de late middeleeuwen de boeren dwongen hun economische zones naar hogere gronden te verplaatsen. De waarneming 413203 ligt hier ongeveer een halve kilometer ten noorden van in het leidingtracé ten zuiden van molenlocatie 27. Hier is bij booronderzoek tussen de Wethouder L. Veemanweg en het Trafostation Beneden Veensloot, een vuursteenvindplaats aangetroffen op een dekzandkop in een ontgonnen veengebied. Het vondstmateriaal (houtskool) en microdebitage van vuursteenbewerking is aangetroffen in een intacte podzolbodem in dekzand.

De waarneming 415962 ligt enkele honderden meters ten noordwesten van molenlocatie 16 en betreft de vondst tijdens een oppervlaktekartering van drie fragmenten onbewerkt vuursteen, één fragment verbrande vuursteen, één vuursteenafslag en één verbrande vuursteenafslag. De waarneming 430701 ligt ongeveer tweehonderd meter ten oosten van de waarneming 415962 en betreft de vondst van aardewerkscherven uit de nieuwe tijd. De waarneming 432843 ligt hier ongeveer tweehonderd meter ten noorden van en betreft de vondst van een niet nader gedateerde aardewerkscherf.

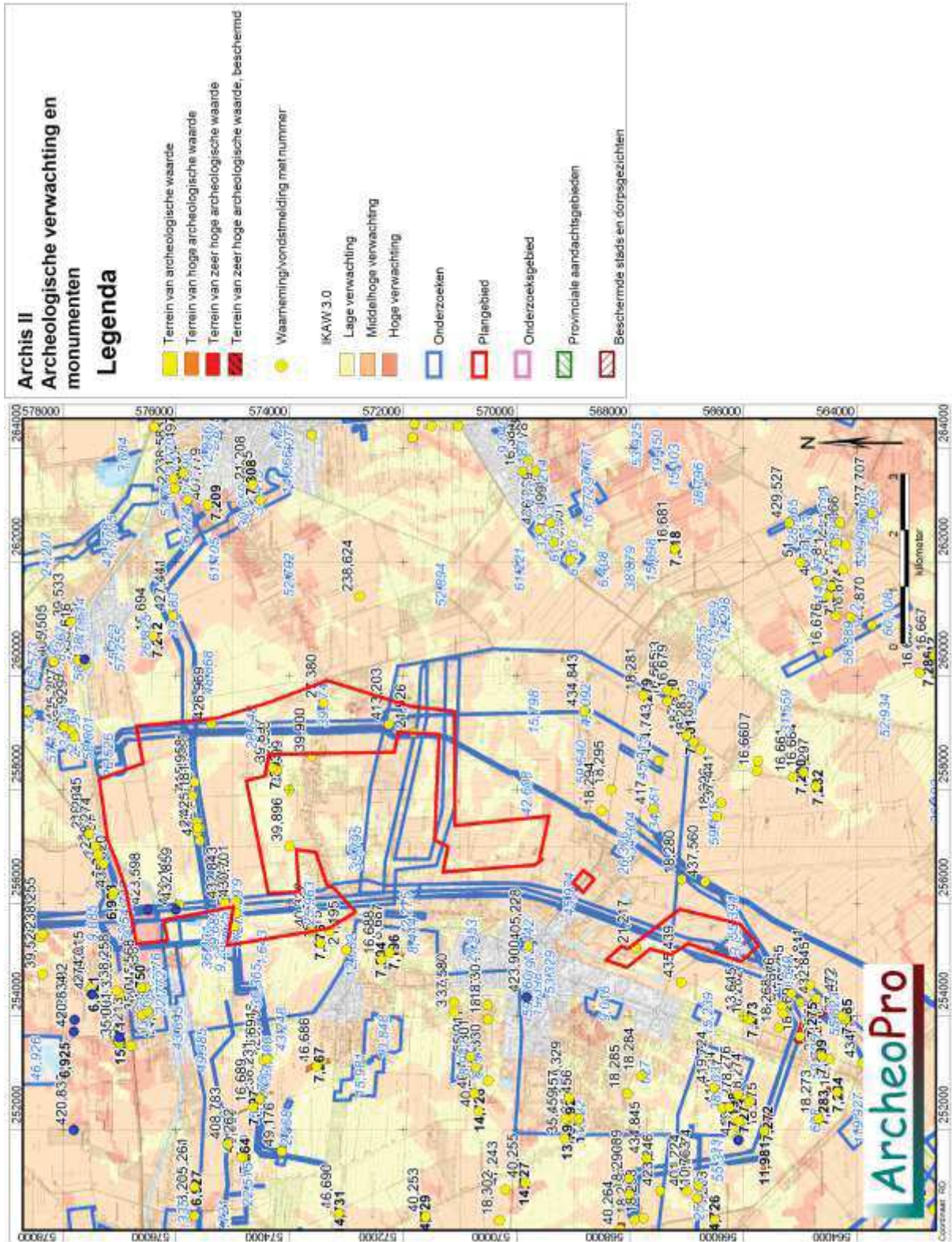
De waarneming 21217 ligt bijna een kilometer ten noordwesten van molenlocatie 32 en betreft de resten van een niet nader gedateerde houten veenweg.

Alle boven beschreven archeologische waarnemingen liggen in een zone waarbinnen volgens de gemeentelijke beleidskaarten een onderzoeksverplichting geldt. De overige zes waarnemingen liggen in een zone waarvoor een lage archeologische verwachting geldt. Het betreft de waarnemingen 21217, 27380, 415964, 420110, 426969 en 432859.

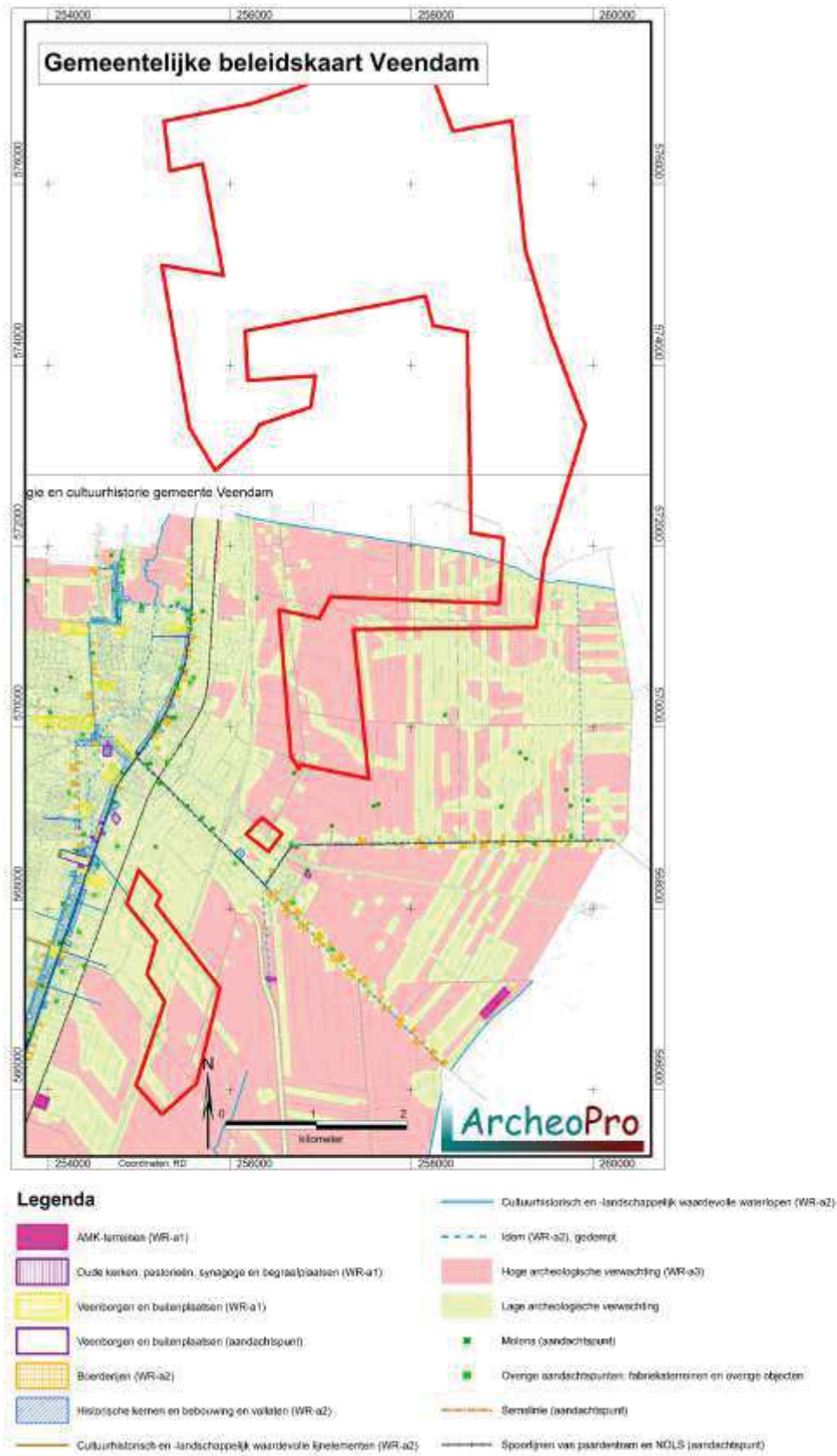
De waarneming 415964 ligt ongeveer tweehonderd meter ten noorden van molenlocatie 16. Hier zijn tijdens een oppervlaktekartering vijf verbrande brokken vuursteen en één mogelijke vuursteenafslag gevonden. De waarneming 21217 ligt bijna een kilometer ten noordwesten van molenlocatie 32 en betreft de resten van een niet nader gedateerde houten veenweg.

De waarneming 426969 betreft de vondst van aardewerkscherven uit de middeleeuwen die zijn aangetroffen aan het maaiveld tijdens onderzoek in het aardgastransportleidingstracé Midwolda-Tripscompagnie (Aalbersberg, G, J.L. van Beek en J. Jans, 2007). De waarneming 27380 ligt hier ongeveer twee kilometer ten zuiden van en betreft de vondst van een niet nader beschreven of gedateerde steen. De waarnemingen 432859 en 420110 liggen tussen de molenlocaties 7 en 12 en betreffen achtereenvolgens de vondst van een niet nader gedateerde aardewerkscherf en een niet nader omschreven vondst uit de Romeinse tijd.

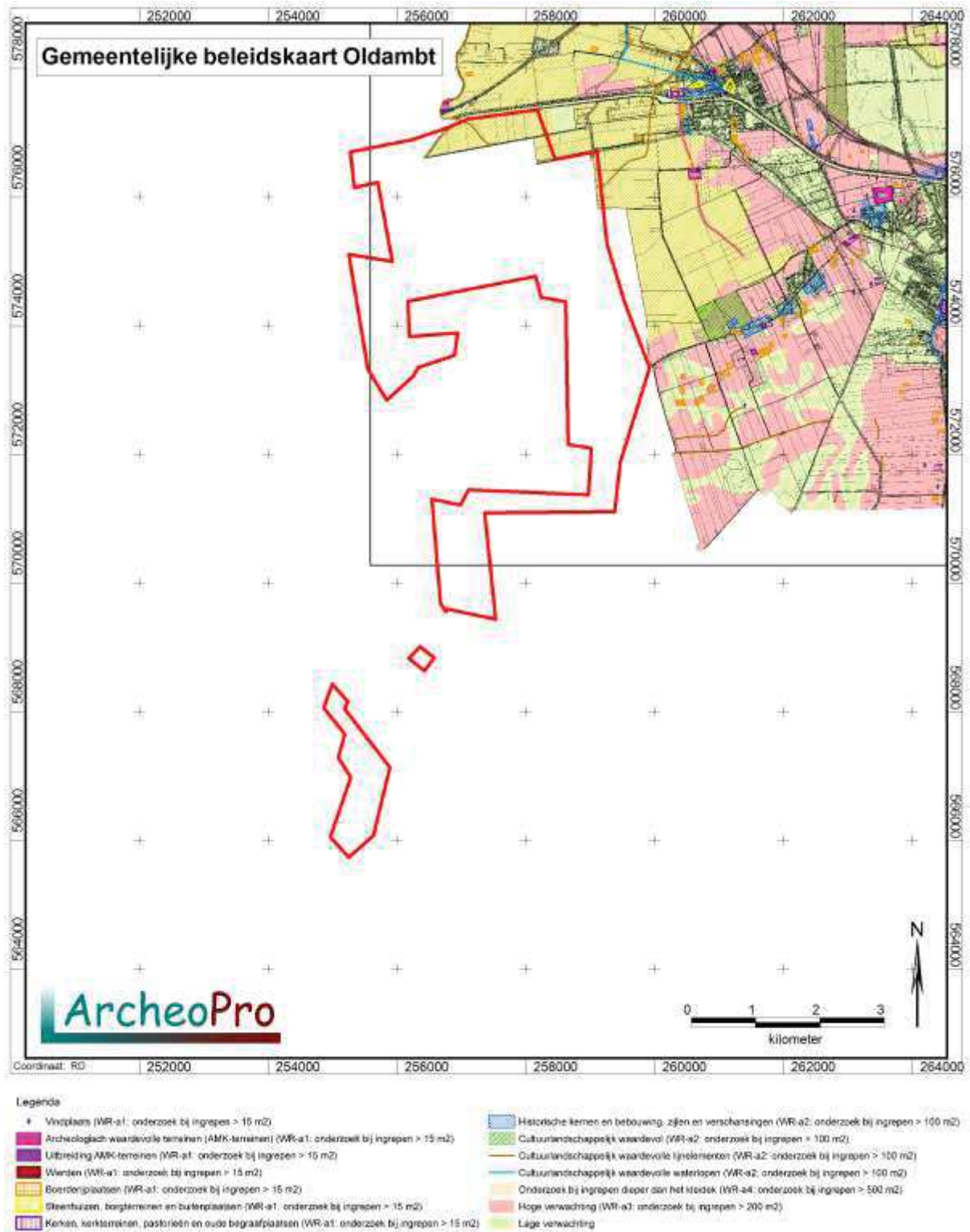
Waarnemingen en Monumenten			
Nummer	Coördinaat	Periode	Vondsten
W 21930	257250/575625	Middeleeuwen	Hout/houtskool, keramiek, steen
W 21931	258125/575670	Middeleeuwen, Nieuwe Tijd	Hout/houtskool
W 27380	259520/573400	Neolithicum, Bronstijd, IJzertijd	Steen
W 21217	255200/567900	Niet nader bepaald	Niet van toepassing
W 21926	259000/571820	Nieuwe Tijd,	Niet van toepassing
W 413203	259142/572251	Paleolithicum, Mesolithicum, Neolithicum, Bronstijd	Hout/houtskool
W 415748	257320/575575	Paleolithicum, Mesolithicum, Neolithicum	Hout/houtskool
W 415958	257890/575705	Niet nader bepaald	Hout/houtskool
W 415960	257093/575581	Paleolithicum tot Bronstijd	Vuursteen
W 415962	255827/574937	Paleolithicum tot Bronstijd	Vuursteen
W 415964	255587/574964	Paleolithicum tot Bronstijd	Vuursteen
W 425181	257437/575633	Paleolithicum tot Bronstijd	Hout/houtskool
W 425184	257326/575619	Paleolithicum tot Bronstijd	Vuursteen
W 426969	259154/575380	Middeleeuwen	Keramiek, vuursteen
W 430701	256029/574946	Nieuwe Tijd	Keramiek
W 432843	255996/575145	Niet nader bepaald	Keramiek
W 432859	255971/575949	Niet nader bepaald	Keramiek
AMK 7203	258314/574279	Mesolithicum	Nederzetting, onbepaald



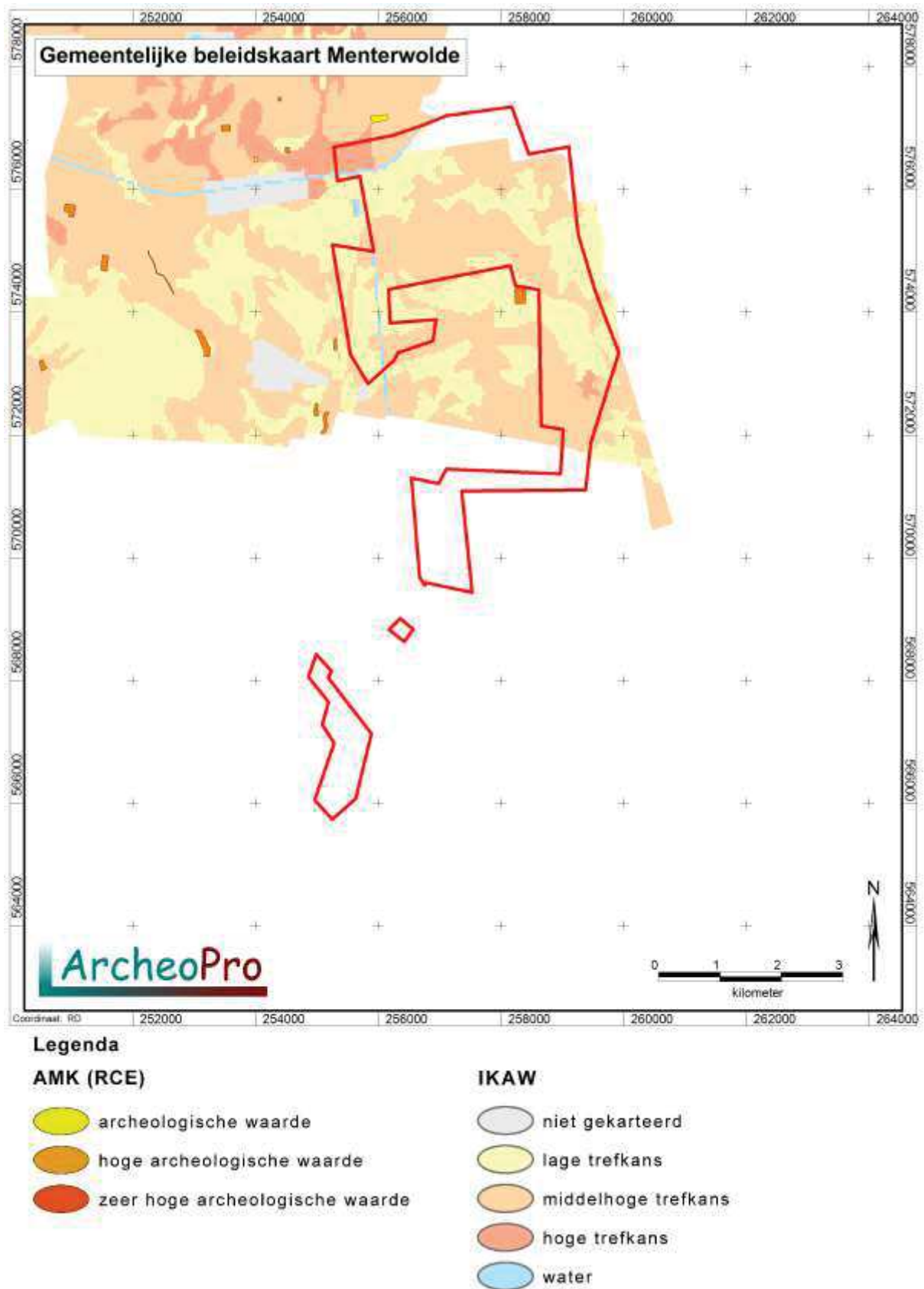
Figuur 9: Kaart met Archis-gegevens met daarop rood omlijnd het plangebied.



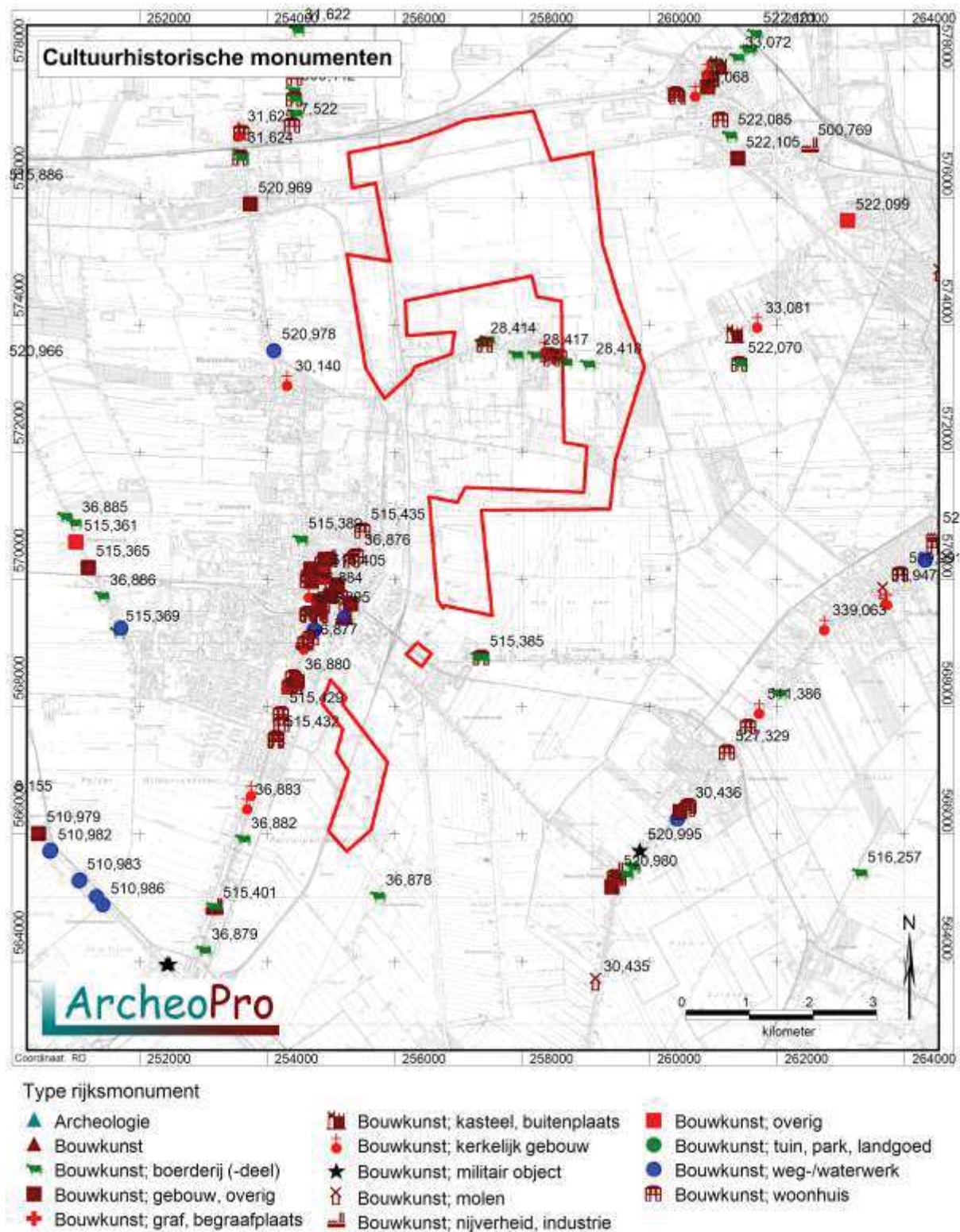
Figuur 10: Uitsnede uit de gemeentelijke beleidskaart Veendam daarop rood omlind het plangebied.



Figuur 11: Uitsnede uit de gemeentelijke beleidskaart Oldambt daarop rood omlind het plangebied.



Figuur 12: Uitsnede uit de gemeentelijke beleidskaart Menterwolde daarop rood omljnd het plangebied.



Figuur 13: Uitsnede uit de kaart cultuurhistorische monumenten daarop rood omlijnd het plangebied.

2.4 Historie

Hoewel veenontginningen al op kleine schaal vanaf de vroege middeleeuwen plaatsvonden, zijn de grootschalige veenontginningen pas in de elfde en de twaalfde eeuw op gang gekomen.

De grens tussen de kleigronden in het noorden van het plangebied en de veengronden ten zuiden daarvan, wordt gevormd door het dorp Meeden dat zelf op een zandrug ligt.

Het kleigebied ten noorden van Meeden bestaat uit de oudste Dollardinpolderingen die voor een deel al aan het einde van de zestiende eeuw waren afgerond. Deze inpolderingen waren noodzakelijk geworden nadat grote delen van het oorspronkelijke veengebied overspoeld werden vanuit het Dollardgebied en werden afgedekt met een laag Dollardklei.

Zowel de klei- als de veengebieden werden vooral door vrije (eigenerfde) boeren ontgonnen volgens het systeem van opstrek. Dit betekent dat erven vanaf de ontginningsas bij elke nieuwe ontginningsfase steeds verder werden opgestrekt. Hierdoor ontstonden de zeer lange noord-zuid lopende kavels die vanaf Meeden in noordelijke richting het kleigebied in lopen. In dit gebied liggen de molenlocaties 8, 9, 10, 12, 13, 14, 15 en 17 tot en met 27. De windmolenlocaties 1, 2, 3 en 7 in het noordwestelijke deel van het plangebied en de windmolenlocaties 4, 5, 6 en 11 in het noordoostelijke deel, liggen in soortgelijke klei-ontginningsgebieden die respectievelijk vanuit Zuidbroek en Scheemda zijn ontgonnen. De oorspronkelijke ontginningsstructuur is goed herkenbaar op de in figuur 14 getoonde uitsnede uit de kaart van het gebied van Huguenin uit de periode 1819 tot 1829. Tevens is hierop te zien dat Het veenlandschap ten zuidoosten destijds nog deels onontgonnen was.

De gebieden waarin de molenlocaties 28 tot en met 31 liggen en de molenlocaties 32 tot en met 35 zijn respectievelijk ontgonnen vanuit de ontginningsassen van Veendam en Wildervank. De initiator hiervan was de stad-Groninger Adriaan Geerts Paap (later Wildervanck), die in 1647 veengebied rond Muntendam kocht en die de aanzet gaf tot het ontstaan van de benodigde infrastructuur en de bouw van de kerken van Veendam en Wildervanck. Hiertoe werd in 1655 een nieuw kerkdorp gesticht onder Muntendam waaruit Veendam en Wildervank voortkomen. De oorspronkelijke ontginningsstructuur ten oosten van Veendam en Wildervank is nog goed herkenbaar op de in figuur 15 afgebeelde uitsnede uit de topografische kaart uit 1845. Op de uitsnede uit de topografische kaart uit 2008 (zie figuur 16) is goed te zien dat de oorspronkelijke ontginningsstructuur binnen het gehele plangebied, grotendeels verloren is gegaan ten gevolge van schaalvergroting in de tweede helft van de twintigste eeuw.



Figuur 14: Uitsneden uit de kaart van Huguenin uit de periode 1819 tot 1829.



Figuur 16: Uitsnede uit de topografische kaart uit 2008

2.5 Gespecificeerd archeologisch verwachtingsmodel

Specifieke ligging (locatie)

Het plangebied ligt in een voormalig dekzandgebied dat gedurende de nieuwe steentijd volledig overgroeid is geraakt met veen. Vanaf de middeleeuwen zijn het centrale- en het zuidelijke deel van het plangebied in veenontginningsgebieden komen te liggen. Het noordelijke deel is in de middeleeuwen overstroomd vanuit het Dollardgebied en afgedekt met klei. Dit gebied is vanaf de zestiende in cultuur gebracht.

Figuur 17 vormt een combinatie van de beleidskaarten van de drie gemeenten waarin is weergegeven in welke zones wel een onderzoeksverplichting geldt en in welke zones dit niet het geval is.

De molenlocaties 4, 5, 6 en 11 liggen binnen de gemeente Oldambt en liggen allemaal in een zone met een lage verwachting (WR-a4). Het betreft gebieden met een lage verwachtingswaarde ten aanzien van resten die aan het maaiveld liggen. In verband met de afdekking door een (conserverend) kleipakket, geldt echter wel een hoge verwachting voor vindplaatsen uit de steentijd op het in de ondergrond aanwezige dekzand. Tevens geldt een hoge verwachting voor resten uit de middeleeuwen op het veen en het zand. Binnen deze zone is (bureau)onderzoek vereist bij ingrepen die dieper reiken dan het kleidek en die een oppervlakte beslaan die groter is dan vijfhonderd vierkante meter.

Verder loopt er door het plangebied een cultuurlandschappelijk waardevol lijnelement (WR-a2) waarop onderzoek vereist is bij ingrepen die groter zijn dan honderd vierkante meter.

De molenlocaties 1, 2, 3, 7, 8, 9, 10 en 12 tot en met 27, liggen in de gemeente Menterwolde. Hiervan liggen de molenlocaties 1, 2, 3, 10, 14, 17 tot en met 21, 22, 24 en 26 in een zone met een hoge kans op het aantreffen van archeologische waarden. De molenlocaties 7, 8, 12 en 15 liggen in een zone met een lage kans op het aantreffen van archeologische waarden. De molenlocaties 9, 13, 16, 23, 25 en 27, liggen deels in een zone met een hoge kans op het aantreffen van archeologische waarden en deels in een zone met een lage kans op het aantreffen van archeologische waarden. Alleen de molenlocaties 7, 8, 12 en 15 behoeven geen nader archeologisch onderzoek. Voor de molenlocaties 9, 13, 16, 23, 25 en 27, kan de noodzaak tot archeologisch onderzoek mogelijk vermeden worden door het verschuiven van deze locaties of door het vermijden van bodemingrepen in de zones met een onderzoeksverplichting.

De molenlocaties 28 tot en met 35, liggen in de gemeente Veendam. Hiervan liggen de nummers 32 en 35 in een zone met een lage archeologische verwachting en de nummers 28, 29, 30, 31, 33 en 34 in een zone met een hoge archeologische verwachting. Hiervoor geldt dat archeologisch (bureau)onderzoek noodzakelijk is bij bodemingrepen met een oppervlakte groter dan tweehonderd vierkante meter.

De drie potentiële locaties voor een trafostation liggen alle drie binnen de gemeente Menterwolde. De noordwestelijke locatie en de noordoostelijke locatie (A en C op figuur 17), liggen allebei in een zone met een hoge kans op het aantreffen van archeologische waarden. Alleen de zuidwestelijke locatie (C op figuur 17) ligt in een zone met een lage kans op het aantreffen van archeologische waarden.

Binnen de contouren van het plangebied liggen zeventien archeologische waarnemingen en één AMK-terrein. Voor zover deze in zones liggen waarvoor op basis van de gegevens op de

gemeentelijke beleidskaarten een onderzoeksverplichting geldt, hebben deze vindplaatsen geen invloed op de noodzaak tot het verrichten van onderzoek; deze geldt hier immers toch al.

Vindplaatsen die in zones liggen waarvoor op basis van de gegevens op de gemeentelijke beleidskaarten geen onderzoeksverplichting geldt, kunnen echter aanleiding zijn tot het verrichten van archeologisch onderzoek op nabijgelegen planlocaties. Dit is het geval binnen het leiding- en wegtracé tussen de molenlocaties 7 en 12 (waarneming 421110 en 432859), nabij trafolocatie B (waarneming 415958), op het noord - zuid lopende leidingtracé ten oosten van molenlocatie 27 (waarnemingen 426969 en 413203), en op het leidingtracé ten noordwesten van molenlocatie 32 (waarneming 21217).

Verwachte perioden (datering)

Op basis van de bekende gegevens omtrent archeologische waarden in het gebied moet worden geconcludeerd dat binnen het plangebied prehistorische nederzettingsresten aanwezig kunnen zijn uit het Laat-Paleolithicum, het Mesolithicum en het Neolithicum. Gedurende de Bronstijd, de IJzertijd en de Romeinse tijd, was het gehele plangebied overgroeid met veen en daardoor onaantrekkelijk voor bewoning. Wel kunnen uit deze perioden resten van specifiek aan veenlandschappen gebonden verschijnselen aanwezig zijn zoals resten van veenwegen (uit alle perioden), concentraties depotvondsten (met name uit de bronstijd), veenlijken (met name uit de ijzertijd), en losse gebruiksvoorwerpen zoals (verloren) gereedschappen en uitrustingsstukken (uit alle perioden). Voor al dit type vondsten geldt echter dat deze nauwelijks door middel van prospectief onderzoek zijn op te sporen.

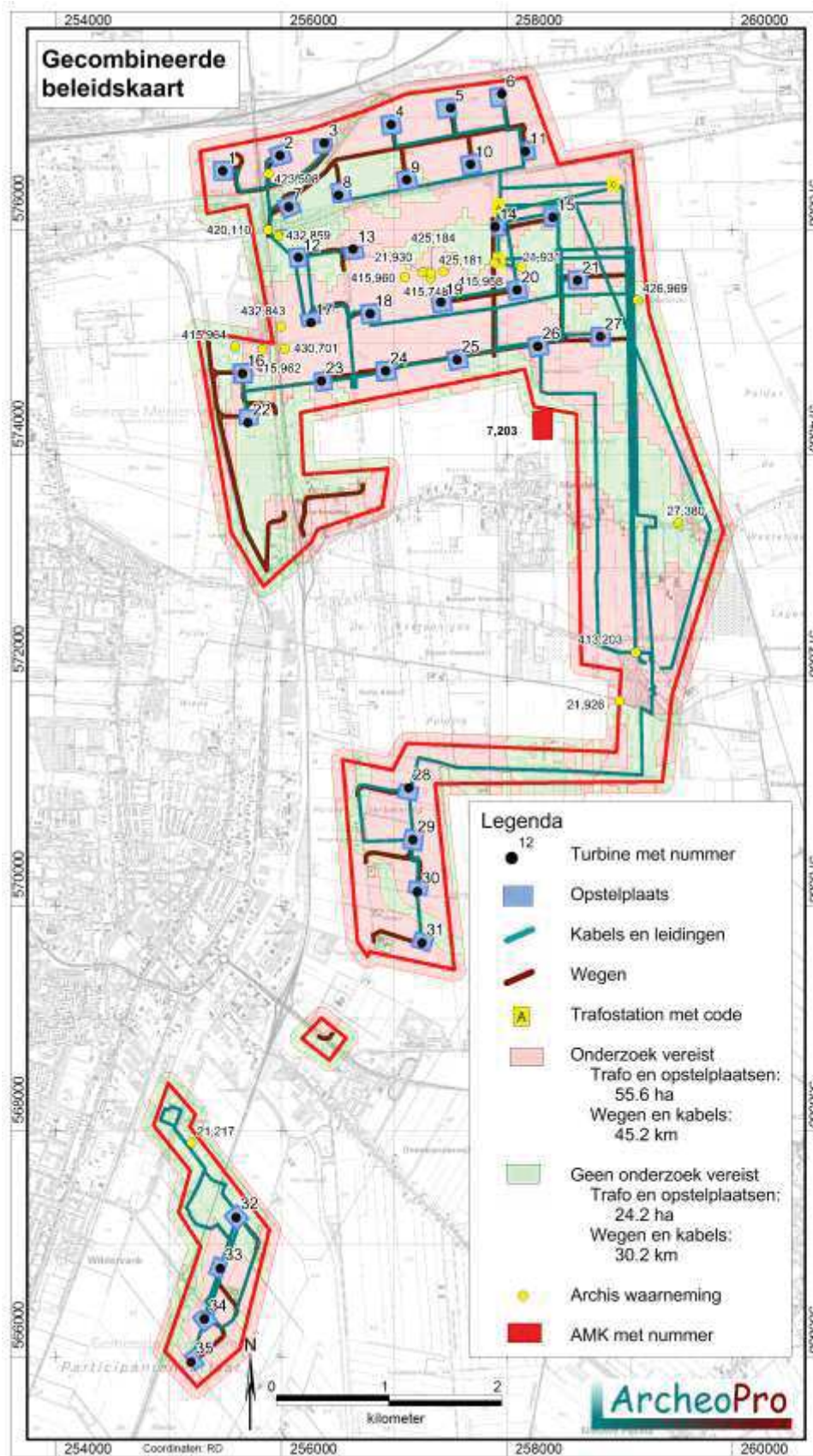
Complextypen

Nederzettingsresten uit het laat-paleolithicum, het mesolithicum en het vroeg-neolithicum, kunnen zowel bestaan uit basisnederzettingen met een oppervlakte tussen 200 en 1.000 m² als uit kleine tijdelijke kampementjes met zeer geringe afmetingen die nauwelijks meer zijn dan de neerslag van een enkele (jacht)activiteit of een kortstondig kamp. De omvang hiervan kan beperkt zijn tot enkele (tientallen) vierkante meters. Uit latere perioden zullen hooguit losse vondsten aanwezig zijn zoals verloren gereedschappen (bijlen e.d.) of wagenwielen e.d. Een bijzondere vondstcategorie wordt gevormd door clusters van vondsten die in het veen zijn terechtgekomen als rituele deposities. Hierbij kan het met name gaan om metalen voorwerpen. In dit licht kunnen ook veenlijken als een mogelijke vondstcategorie worden gezien. Verder moet rekening worden gehouden met resten van veenwegen.

Uit de middeleeuwen en de nieuwe tijd kunnen eventueel resten van ontginningsactiviteiten aanwezig zijn. Hierbij kan het zowel gaan om losse vondsten zoals verloren gereedschappen e.d. als om resten van veenwinningskuilen en ontginningsgreppels.

Uiterlijke kenmerken

Vuursteenvindplaatsen uit het laat-paleolithicum, mesolithicum of vroeg-neolithicum, zullen binnen het plangebied uit vondststrooiingen bestaan met eventuele ondiepe sporen in de ondergrond die afgedekt worden door de bouwvoor. Dit type vindplaatsen wordt met name gekenmerkt door de aanwezigheid van houtskooldeeltjes in de top van het al (afgedekte) dekzand. Eventueel kan door verploeging ook vondstmateriaal uit de onderliggende bodem onderin de bouwvoor zijn terechtgekomen. Depotvondsten bestaan uit clusters van specifieke (doorgaans) metalen vondsten. Veenwegen zullen uit houten palen en/of vlechtwerk bestaan en veenlijken worden gekenmerkt door botclusters in samenhang met gelooide huid- en haarresten.



Figuur 17: Combinatie van de beleidskaarten van de drie gemeenten waarin is weergegeven in welke zones wel een onderzoeksverplichting geldt en in welke zones dit niet het geval is.

Mogelijke verstoringen

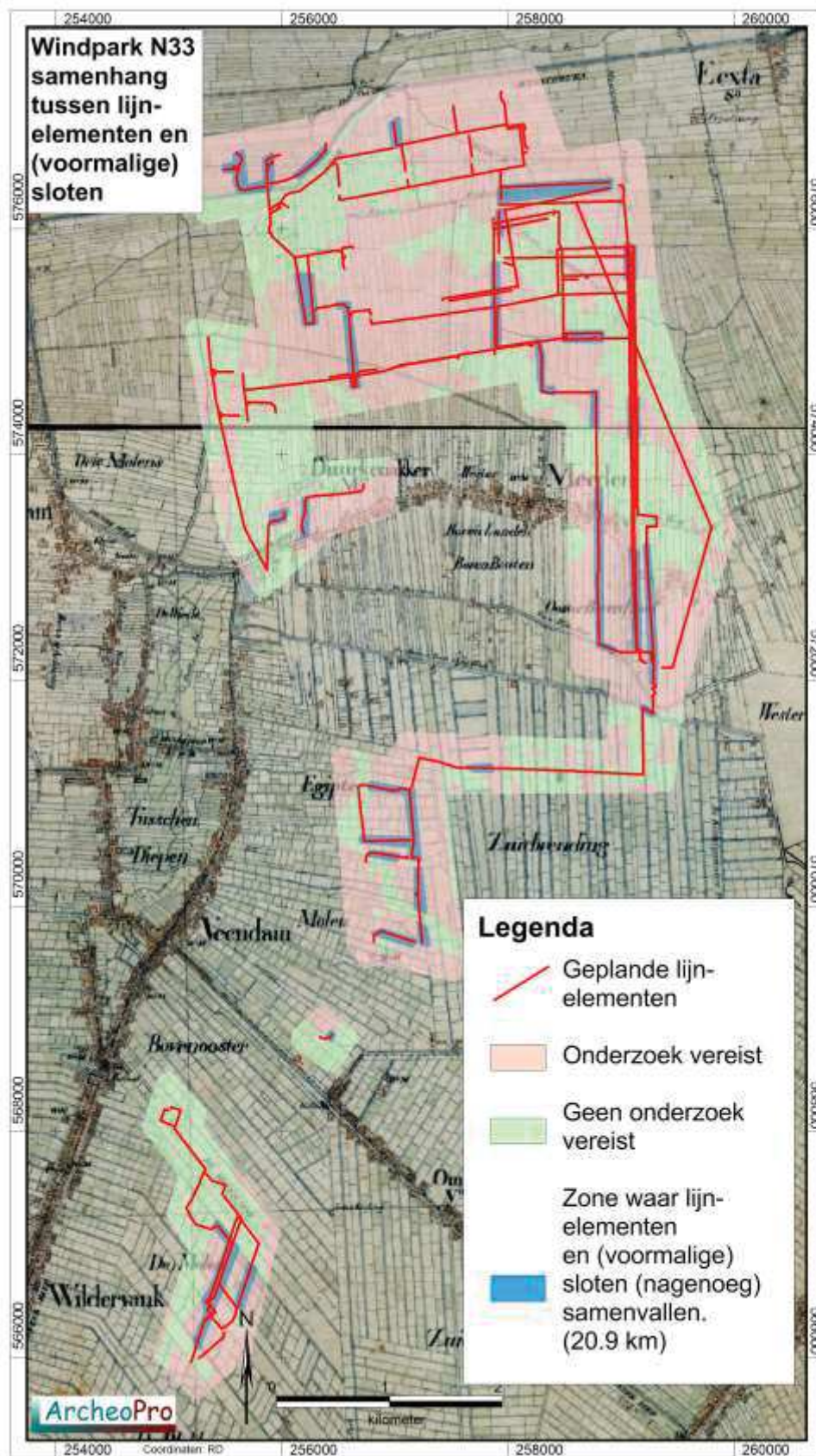
Door ontginningsactiviteiten en door twintigste eeuwse landbouwactiviteiten kan (plaatselijk aanzienlijke) bodemverstoring zijn opgetreden en kunnen archeologisch vondstniveaus verloren zijn gegaan. De aanleg van (inmiddels grotendeels gedempte) ontginningsloten zal zeker tot aantasting van het dekzandlandschap hebben geleid. Figuur 18 toont de samenhang tussen de (voormalige) ontginningsloten en de voor het windmolenpark geplande lijnelementen. Tevens zijn hierop (in rood) de zones weergegeven waarvoor een onderzoeksverplichting geldt.

2.6 Onderzoeksstrategie

In de zones waarvoor een lage verwachting geldt, is geen verder archeologisch onderzoek vereist. In de overige zones is in eerste instantie een verkennend onderzoek vereist met een dichtheid van zes boringen per hectare. Dit betekent dat in weg- en leidingtracés elke vijftig meter een boring moet worden gezet. Per molenlocatie kan het beste worden uitgegaan van vijf boringen per locatie waarvan er drie in een middenraai staan die geflankeerd wordt door twee raaien van elk twee boringen. Op deze manier beslaat het verkennend booronderzoek per molenlocatie een cirkel met een diameter van tenminste 120 meter.

Voor het booronderzoek kan het beste gebruik worden gemaakt van een zandguts zodat de bodemopbouw zo nauwkeurig mogelijk kan worden beschreven.

Overall waar ten tijde van het veldonderzoek een goede vondstzichtbaarheid heerst en waar uit de resultaten van het booronderzoek blijkt dat eventueel aanwezige archeologische resten aan het maaiveld verwacht kunnen worden (grondbewerking tot in de top van de podzolbodem), kan het beste direct een oppervlaktekartering worden uitgevoerd. Hiertoe dient elke vier meter een baan te worden belopen waarbij het maaiveld wordt geïnspecteerd op de aanwezigheid van archeologische indicatoren. Overall waar dit niet mogelijk is maar waar de resultaten van het verkennend booronderzoek hier wel aanleiding toe geven, kan (in een volgende fase) eventueel alsnog een oppervlaktekartering worden uitgevoerd als de omstandigheden hiervoor inmiddels zijn verbeterd (als bijvoorbeeld de gewassen van het land zijn). In plaats hiervan kan ook een karterend booronderzoek worden uitgevoerd. Hiertoe dient op de locaties waarop bodemingrepen zullen plaatsvinden die tot in het potentiële vondstniveau reiken, het boornetwerk te worden verdicht door de afstanden tussen de boringen en de boorraaien, te halveren. Per boorpunt dient dan te worden (na)geboord met een edelmanboor met een diameter van vijftien centimeter waarbij het opgeboorde zand wordt gezeefd op een zeef met een maaswijdte van maximaal vier millimeter.



Figuur 18.: De samenhang tussen (voormalige) ontginningsloten en de voor het windmolenpark geplande lijnelementen.

3 Conclusies en aanbevelingen (beleidsadvies)

Volgens het gespecificeerd archeologisch verwachtingsmodel ligt het plangebied in een voormalig dekzandgebied dat gedurende de nieuwe steentijd volledig overgroeid is geraakt met veen. Vanaf de middeleeuwen zijn het centrale- en het zuidelijke deel van het plangebied in veenontginningsgebieden komen te liggen. Het noordelijke deel is in de middeleeuwen overstromd vanuit het Dollardgebied en afgedekt met klei. Dit gebied is vanaf de zestiende in cultuur gebracht.

Binnen het plangebied kunnen prehistorische nederzettingsresten aanwezig zijn uit het laat-paleolithicum, het mesolithicum en het neolithicum. Gedurende de bronstijd, de ijzertijd en de Romeinse tijd, was het gehele plangebied overgroeid met veen en daardoor onaantrekkelijk voor bewoning. Wel kunnen uit deze perioden resten van specifiek aan veenlandschappen gebonden verschijnselen aanwezig.

Vergelijking van de gemeentelijke beleidskaarten met de geplande molenlocaties laat zien dat in de gemeente Oldambt op alle hier gelegen molenlocaties (4, 5, 6 en 11), een verkennend booronderzoek vereist is bij ingrepen die dieper reiken dan het kleidek en die een oppervlakte beslaan die groter is dan vijfhonderd vierkante meter. Verder loopt hier door het plangebied een cultuurlandschappelijk waardevol lijnelement (WR-a2) waarop onderzoek vereist is bij ingrepen die groter zijn dan honderd vierkante meter.

In de gemeente Menterwolde liggen de molenlocaties 1, 2, 3, 10, 14, 17 tot en met 21, 22, 24 en 26 in een zone waarin verkennend booronderzoek noodzakelijk is bij bodemingrepen die groter zijn dan honderd vierkante meter en die dieper reiken dan dertig centimeter. De molenlocaties 7, 8, 12 en 15 liggen in een zone waarin geen archeologisch onderzoek vereist is. De molenlocaties 9, 13, 16, 23, 25 en 27, liggen deels in een zone waarin wel archeologisch onderzoek vereist is en deels in een zone waarin dit niet het geval is. Hier kan de noodzaak tot archeologisch onderzoek mogelijk vermeden worden door het verschuiven van deze locaties of door het vermijden van bodemingrepen in de zones met een onderzoeksverplichting.

In de gemeente Veendam liggen de molenlocaties 32 en 35 in een zone waarin geen archeologisch onderzoek vereist is. De molenlocaties 28, 29, 30, 31, 33 en 34 liggen echter in een zone waarin archeologisch onderzoek vereist is bij bodemingrepen met een oppervlakte groter dan tweehonderd vierkante meter.

De lengte van de te onderzoeken lijnelementen kan wellicht met 20,9 kilometer worden gereduceerd door kabeltracés samen te laten vallen met in het verleden gedempte sloten.

Voor alle zones waarin geen archeologisch vervolgonderzoek vereist is, blijft onverminderd van kracht dat indien hier tijdens of voorafgaande aan de geplande werkzaamheden archeologische materialen en/of sporen aangetroffen worden, deze gemeld dienen te worden bij de betreffende gemeente, conform Monumentenwet 1988, laatste wijziging van 1 september 2007, paragraaf 7, artikel 53 en verder.

Verklarende woordenlijst

AHN Actueel Hoogtebestand Nederland.
AMK Archeologische Monumentenkaart.
ASB Archeologische Standaard Boorbeschrijving.
Archis Archeologisch Informatie Systeem.
BP: Before Present (present = 1950)
GIS Geografische InformatieSystemen.
GPS Global Positioning System.
IKAW Indicatieve kaart van archeologische waarden
IVO Inventariserend VeldOnderzoek.
KNA Kwaliteitsnorm Nederlandse Archeologie.
-mv Onder maaiveld.
NAP Normaal Amsterdams Peil
PVA Plan van Aanpak.
PVE Programma van Eisen.
RCE Rijksdienst voor het Cultureel Erfgoed.
SBB Standaard Boor Beschrijvingsmethode.
SCEZ Stichting Cultureel Erfgoed Zeeland.
SIKB: Stichting Infrastructuur Kwaliteitsborging Bodembeheer

Archeologische tijdschaal

Periode	Datering
Midden- en Laat Paleolithicum (oude steentijd)	250.000 - 9000
Mesolithicum (midden steentijd)	9000 - 4500
Neolithicum (nieuwe steentijd)	4500 - 2000
Bronstijd	2000 - 800
IJzertijd	800 - 12 v. chr.
Romeinse tijd	12 v chr. - 500 n. chr.
Vroege middeleeuwen	500 - 1000
Volle middeleeuwen	1000 - 1250
Late middeleeuwen	1250 - 1500
Nieuwe tijd	1500 - heden

Bronnen

Grote historische Provincie Atlas van Nederland; deel 2 Noord-Nederland 1838-1857 1:50.000. Topografische dienst Wolters Noordhoff Groningen 1990

Grote topografische atlas van Nederland 1:50.000 Deel 2 Noord-Nederland. Topografische dienst. Wolters Noordhoff Groningen 1997

Kadastrale minuut 1830 met aanwijzende tafels, (www.watwaswaar.nl)

Kadaster Topografische Dienst, Top25Raster, Top10Vector, GBKN kaarten, Emmen 2008

Luchtfoto, <http://maps.google.nl>

Rijksdienst voor het Cultureel Erfgoed, IKAW 2 (Indicatieve kaart Archeologische Waarden), Amersfoort.

Rijksdienst voor het Cultureel Erfgoed, AMK (Archeologische monumentenkaart), Amersfoort.

Rijksdienst voor het Cultureel Erfgoed, ARCHIS II (Archeologisch Informatie Systeem), <http://archis2.archis.nl/>

Rijkswaterstaat, Servicedesk Data, AHN (Actueel Hoogtebestand Nederland), Delft.

Stichting voor Bodemkartering, Bodemkaart van Nederland 1:50.000. Wageningen, 1968.

Stichting voor Bodemkartering: Geomorfologische kaart van Nederland 1:50.000, Staring Centrum, Wageningen, 1989

Stichting voor Bodemkartering, Geologische kaart van Nederland 1:50.000. Wageningen, 1968.

Twaalf provinciën 2007. Atlas van topografische kaarten. Nederland 1955-1965. Uitgeverij twaalf provinciën. Landsmeer.

Literatuur

Aalbersberg, G, J.L. van Beek en J. Jans, 2007. Aardgastransportleidingstrace Midwolda-Tripscompagnie, RAAP-rapport-1584

Cate, J. A. M. ten. A. F. van Holst, H. Kleijer en J. Stolp, 1995. Handleiding bodemgeografisch onderzoek; richtlijnen en voorschriften. Deel A: Bodem. Wageningen, DLO-Staring Centrum. Technisch Document 19A.

Cohen, K.M. & E. Stouthamer, 2012. Beknopte toelichting bij het digitaal basisbestand paleogeografie van de Rijn-Maas Delta, Utrecht, 2012.

Es. Van W.A., Sarfatij, H. & P.J. Woltering (red.) 1988. Archeologie in Nederland; De rijkdom van het bodemarchief. Rijksdienst voor het Oudheidkundig Bodemonderzoek. Amersfoort.

Hielkema, J.B., 2011, De Oude Weg te Meeden. Aardgastransportleidingstrace, Midwolda-Tripscompagnie (A-666). Archeologische begeleiding, RAAP-rapport-2312

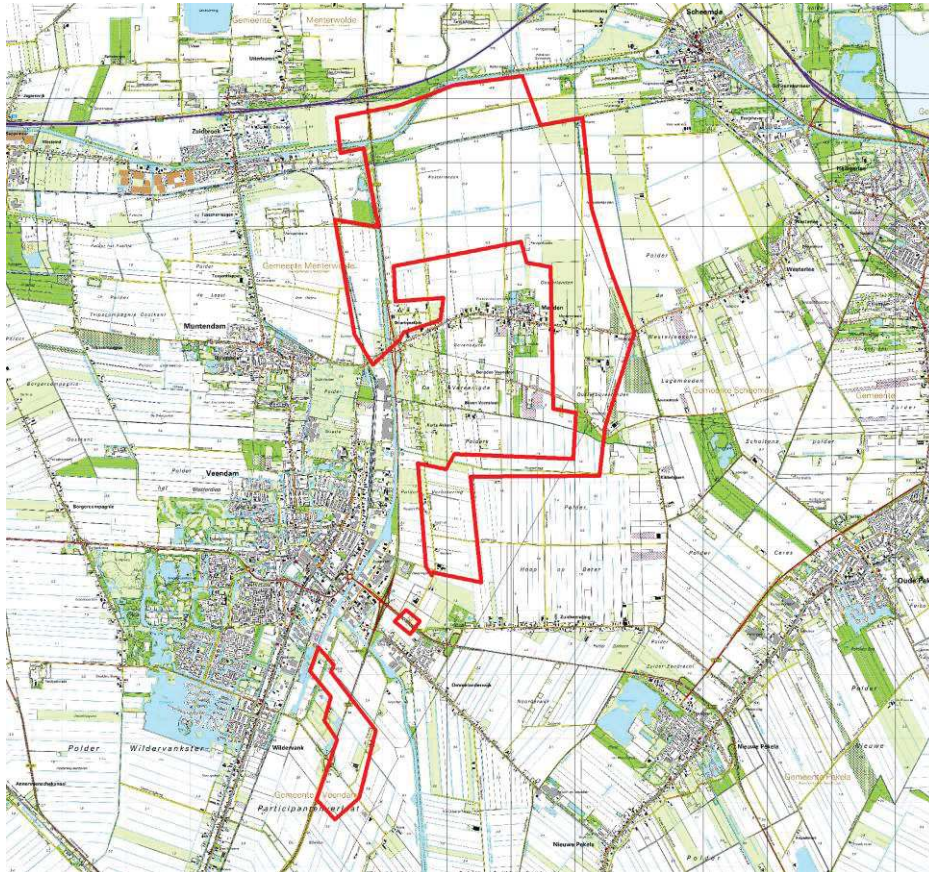
Kuiper, M. 2006/2007. Atlas van topografische kaarten Nederland, 1955-1965. Uitgeverij 12 Provinciën, Landsmeer.

Leidraad inventariserend veldonderzoek; Deel: karterend booronderzoek (SIKB, 2006)

BIJLAGE 6B

VERKENNEND BOORONDERZOEK TURBINELOCATIES





Concept versie 22-01-2016

(Zonder opmerkingen zal deze versie na 3 maanden als definitief rapport worden opgeleverd)


Richard Exaltus
Joep Orbons

Januari 2016

ArcheoPro

Concept versie 22-01-2016

(Zonder opmerkingen zal deze versie na 3 maanden als definitief rapport worden opgeleverd)

Colofon		
Opdrachtgever: Status:	Pondera Consult, Weibergweg 49, 7556 PE Hengelo Concept versie 22-01-2016	
Projectcode :	15-220	
Bestandsnaam :	ArcheoPro, Booronderzoek Windpark N33, 2016 01 22	
Archis melding (OM nummer): Bevoegd gezag:	Gemeente Veendam/Oldambt/Menterwolde	
Opslagplaats documentatie:	Provincie Groningen	
ISSN:	1569-7363	
Auteur:	Richard Exaltus, Joep Orbons	
Projectleider:	Richard Exaltus	
Projectmedewerkers:	Richard Exaltus, Joep Orbons	
Onderaannemers :	nvt	
Autorisatie:	Drs. R.P. Exaltus; senior-archeoloog	
		
Uitgegeven door ArcheoPro © Copyright 2015 ArcheoPro, Eijsden		
ArcheoPro Sint Jozefstraat 45 NL 6245 LL Eijsden Nederland	Tel : 0(0 31) 43 3672586 www.archeopro.nl	Kamer van Koophandel Limburg: 14117581 e-mail: info@archeopro.nl

Inhoudsopgave

Inhoudsopgave.....	3
Samenvatting.....	4
1. Inleiding.....	6
1.1 Algemeen	6
1.2 Locatiegegevens.....	6
1.3 Aard van de ingreep	6
1.4 Onderzoek	6
1.5 Leeswijzer.....	7
2. Resultaten Veldonderzoek	11
2.1 WT1, 2 en 3 (boringen 1 tot en met 15).....	11
2.2 WT4, 5, 6, 10 en 11 (boringen 16 tot en met 40).....	14
2.3 WT13, 16, 17, 18, 23 en 24 (boringen 41 tot en met 44, 56 tot en met 65 en 84 tot en met 93).....	17
2.4 WT1, 19, 20, 21, 26 en 27 (boringen 51 tot en met 55, 66 tot en met 70, 74 tot en met 83 en 94 tot en met 103).....	20
2.5 WT28, 29, 30, 31, 33 en 34 (boringen 104 tot en met 133)	23
3. Conclusies en aanbevelingen.....	27
Verklarende woordenlijst.....	29
Archeologische tijdschaal.....	29
Bronnen	30
Literatuur.....	31
Bijlage 1: Boortabel.....	32
Betekenis van de afkortingen:	45
Bijlage 2: Boorprofielen	46

Samenvatting

In de tweede week van januari 2016 is in opdracht van Pondera Consult, door ArcheoPro verkennend booronderzoek uitgevoerd voor het Windplan N33 in de gemeenten Oldambt, Menterwolde en Veendam. Dit onderzoek vond plaats naar aanleiding van de resultaten van het eerder door ArcheoPro verrichte bureauonderzoek (ArcheoPro-rapport 1502). Hieruit blijkt dat het plangebied in een voormalig dekzandgebied ligt dat gedurende de nieuwe steentijd volledig overgroeid is geraakt met veen. Vanaf de middeleeuwen zijn het centrale- en het zuidelijke deel van het plangebied in veenontginningsgebieden komen te liggen. Het noordelijke deel is in de middeleeuwen overstromd vanuit het Dollardgebied en afgedekt met klei. Dit gebied is vanaf de zestiende in cultuur gebracht.

In de tweede week van januari 2016 is door ArcheoPro verkennend booronderzoek uitgevoerd op 26 turbinelocaties van toekomstig windpark N33. Het betreft de locaties waarvan tijdens het bureauonderzoek is vastgesteld dat hier conform de gemeentelijke beleidskaarten een onderzoeksverplichting geldt. De betreffende locaties zijn opgesomd in de onderstaande tabel waarin per onderzochte locatie de resultaten in het kort zijn vermeld met vervolgens een beknopt advies.

Op een aantal van de geplande turbinelocaties heeft in de top van het dekzand geen bodemvorming plaatsgevonden die wijst op droge omstandigheden waarin bewoning mogelijk was. Hier bestaat de bodem uit grijs zand waarvan de top in het beginstadium van de veenvorming is doorworteld (en soms enigszins verspoeld). Dit is het geval op de turbinelocaties: 3, 4, 5, 6, 10, 11, 13, 16, 17, 18, 19, 21, 26 en 31. Voor deze locaties geven de resultaten van het booronderzoek geen aanleiding tot het adviseren van vervolgonderzoek.

Op de turbinelocatie 1 is de dekzandondergrond eveneens afgedekt door een dik pakket veen en klei. Ten oosten van deze locatie loopt het dekzandlandschap echter sterk af waardoor de dekzandbodem hier oorspronkelijk goed ontwaterd was en er podzolbodems konden ontstaan. Voor deze locatie wordt derhalve karterend booronderzoek geadviseerd.

Op de turbinelocaties 23, 29, 30, 33 en 34 ligt het (ongeroerde) dekzand direct onder de bouwvoor. Hierin zijn podzolbodems gevormd die nog grotendeels intact zijn. Op deze locaties wordt de uitvoering van een oppervlaktekartering aanbevolen zodra de gewasresten van het land zijn en/of het geploegde oppervlak voldoende is uitgeregend. Indien de uitvoering van een oppervlaktekartering niet mogelijk is, dient in plaats hiervan, karterend booronderzoek te worden uitgevoerd.

Op de turbinelocaties 2, 14, 20, 24 en 27 is een zonering aangetroffen met op een deel van de planlocatie een diep gelegen dekzandbodem zonder bodemvorming en op het overige deel, ondiep gelegen dekzand met podzolvorming. Op deze locaties wordt derhalve een gedeeltelijke karterend onderzoek aanbevolen.

Op turbinelocatie 28 bleek de oorspronkelijke podzolbodem tot grote diepte verstoord te zijn. De vondstzichtbaarheid was hier zodanig dat al tijdens het verkennende booronderzoek een oppervlaktekartering kon worden uitgevoerd. Dit heeft geen relevante archeologische indicatoren opgeleverd. Gezien de diepe bodemverstoring en het ontbreken van archeologische indicatoren, wordt ook voor deze locatie derhalve geen vervolgonderzoek geadviseerd.

Op een aantal locaties zijn de boringen tussen de nabijgelegen weg en de turbinelocatie eveneens gezet. Over het geheel genomen geldt hiervoor hetzelfde advies als voor de

nabijgelegen turbinelocaties. Ten oosten van turbinelocatie 21, is echter in boring 338 op 80 cm -mv, een vegetatie-horizont met houtskool aangetroffen op een kleipakket met brandlaagjes. In de omgeving van dit boorpunt is derhalve karterend booronderzoek vereist dat is gericht op het opsporen van door een archeologische laag gekenmerkte vindplaatsen in klei.

1. Inleiding

1.1 Algemeen

Opdrachtgever:	Pondera Consult, Weibergweg 49, 7556 PE Hengelo
Archis onderzoeksmelding:	
Bevoegd gezag:	Gemeente Veendam/Oldambt/Menterwolde
Bewaarplaats vondsten:	Provincie Groningen
Bewaarplaats documentatie:	Provincie Groningen

1.2 Locatiegegevens

Provincie:	Groningen
Gemeente:	Veendam/Oldambt/Menterwolde
Plaats:	Windpark N33
Toponiem:	Windpark N33
Hoekcoördinaten plangebied:	254863 / 565731 254863 / 577352 259919 / 577352 259919 / 565731
Oppervlakte plangebied:	166,77 ha
Bepaling locaties:	GPS Garmin, meetlinten

1.3 Aard van de ingreep

Aard ingreep:	Aanleg van een windpark
---------------	-------------------------

1.4 Onderzoek

In de tweede week van januari 2016 is in opdracht van Pondera Consult, door ArcheoPro verkennend booronderzoek uitgevoerd voor het Windplan N33 in de gemeenten Oldambt, Menterwolde en Veendam. Het windmolenpark voorziet in de bouw van 4 windmolens in de gemeente Oldambt, 23 windmolens in de gemeente Menterwolde en 8 windmolens in de gemeente Veendam.

Het verkennend booronderzoek vond plaats naar aanleiding van de resultaten van het eerder door ArcheoPro verrichte bureauonderzoek (ArcheoPro-rapport 1502). Hieruit blijkt dat het plangebied in een voormalig dekzandgebied ligt dat gedurende de nieuwe steentijd volledig overgroeid is geraakt met veen. Vanaf de middeleeuwen zijn het centrale- en het zuidelijke deel van het plangebied in veenontginningsgebieden komen te liggen. Het noordelijke deel is in de middeleeuwen overstroomd vanuit het Dollardgebied en afgedekt met klei. Dit gebied is vanaf de zestiende in cultuur gebracht.

Binnen het plangebied kunnen prehistorische nederzettingsresten aanwezig zijn uit het Laat-Paleolithicum, het Mesolithicum en het Neolithicum. Gedurende de Bronstijd, de

IJzertijd en de Romeinse tijd, was het gehele plangebied overgroeid met veen en daardoor onaantrekkelijk voor bewoning. Op de binnen de gemeente Oldambt gelegen molenlocaties (4, 5, 6 en 11), is een verkennend booronderzoek vereist is bij ingrepen die dieper reiken dan het kleidek en die een oppervlakte beslaan die groter is dan vijfhonderd vierkante meter. In de gemeente Menterwolde is op de molenlocaties 1, 2, 3, 9, 10, 13, 14, 16, 17 tot en met 27, verkennend booronderzoek noodzakelijk bij bodemingrepen die groter zijn dan honderd vierkante meter en die dieper reiken dan dertig centimeter. In de gemeente Veendam liggen de molenlocaties 28, 29, 30, 31, 33 en 34 in een zone waarin archeologisch onderzoek vereist is bij bodemingrepen met een oppervlakte groter dan tweehonderd vierkante meter.

De overige molenlocaties liggen in een zone waarin geen archeologisch onderzoek vereist is. Binnen het toekomstige windmolenpark zullen tevens leiding- en wegtracés worden aangelegd. De hiervoor benodigde bodemingrepen kunnen eveneens tot aantasting van archeologische waarden leiden. Het verkennend booronderzoek is vooralsnog echter beperkt tot de turbinelocaties. Wel is alvast geboord op boorpunten die op toegangsroutes richting turbinelocaties liggen.

ArcheoPro voert haar onderzoeken uit conform de hiervoor vastgelegde normen en richtlijnen (KNA 3.3) en is door de Rijksdienst voor het Cultureel Erfgoed (RCE) vergunning verleend tot het verrichten van bepaalde archeologische werkzaamheden in het kader van het doen van opgravingen, bestaande uit prospectie door middel van booronderzoek. Het onderzoek is uitgevoerd door drs. R.P. Exaltus (senior-archeoloog), en ing. P.J. Orbons (senior vakspecialist).

1.5 Leeswijzer

In hoofdstuk 2 worden de resultaten van het verkennende booronderzoek besproken per cluster turbinelocaties. Het betreft achtereenvolgens de clusters:

WT1, 2 en 3

WT4, 5, 6, 10, 11

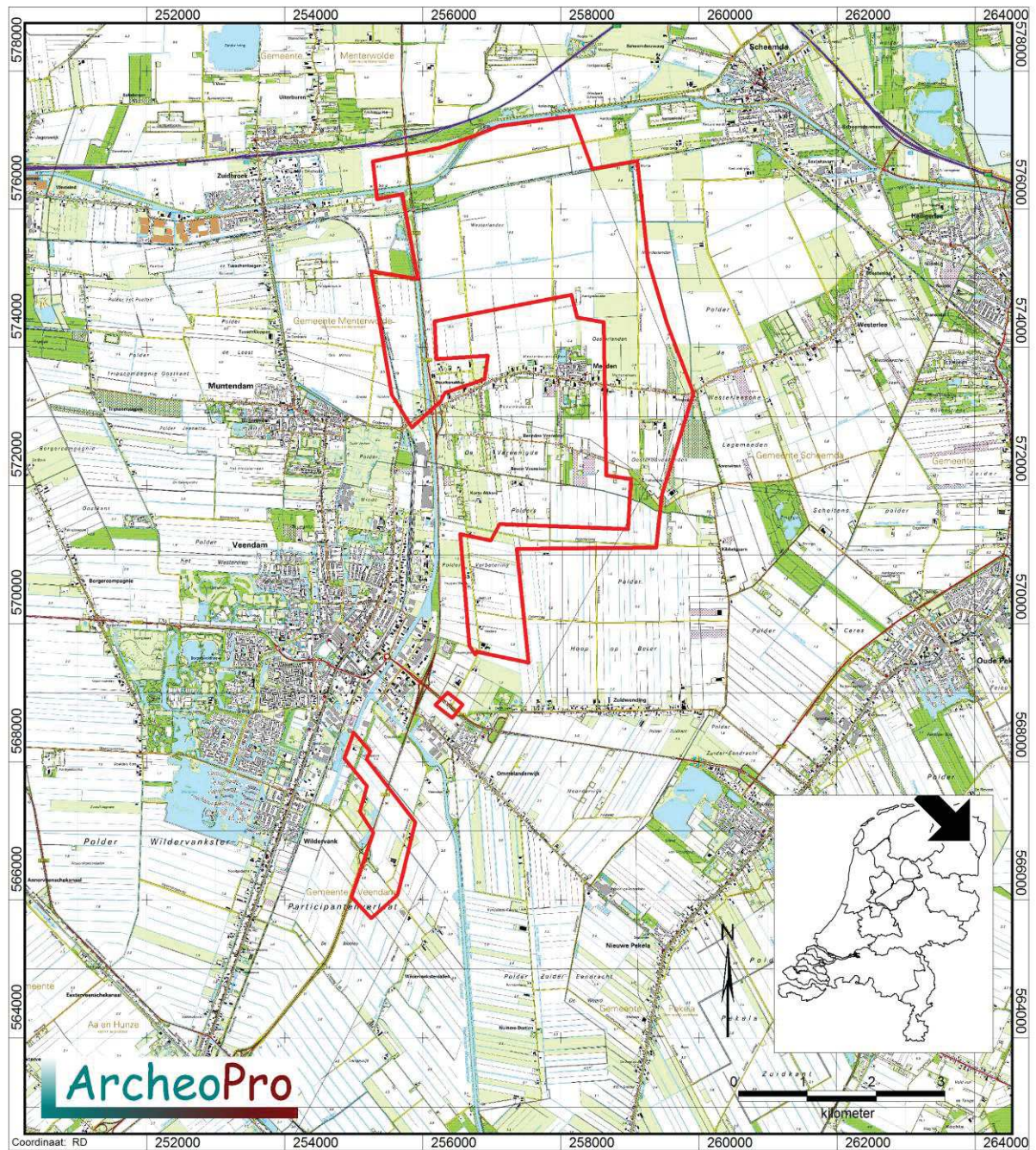
WT13, 16, 17, 18, 23 en 24

WT14, 19, 20, 21, 26 en 27

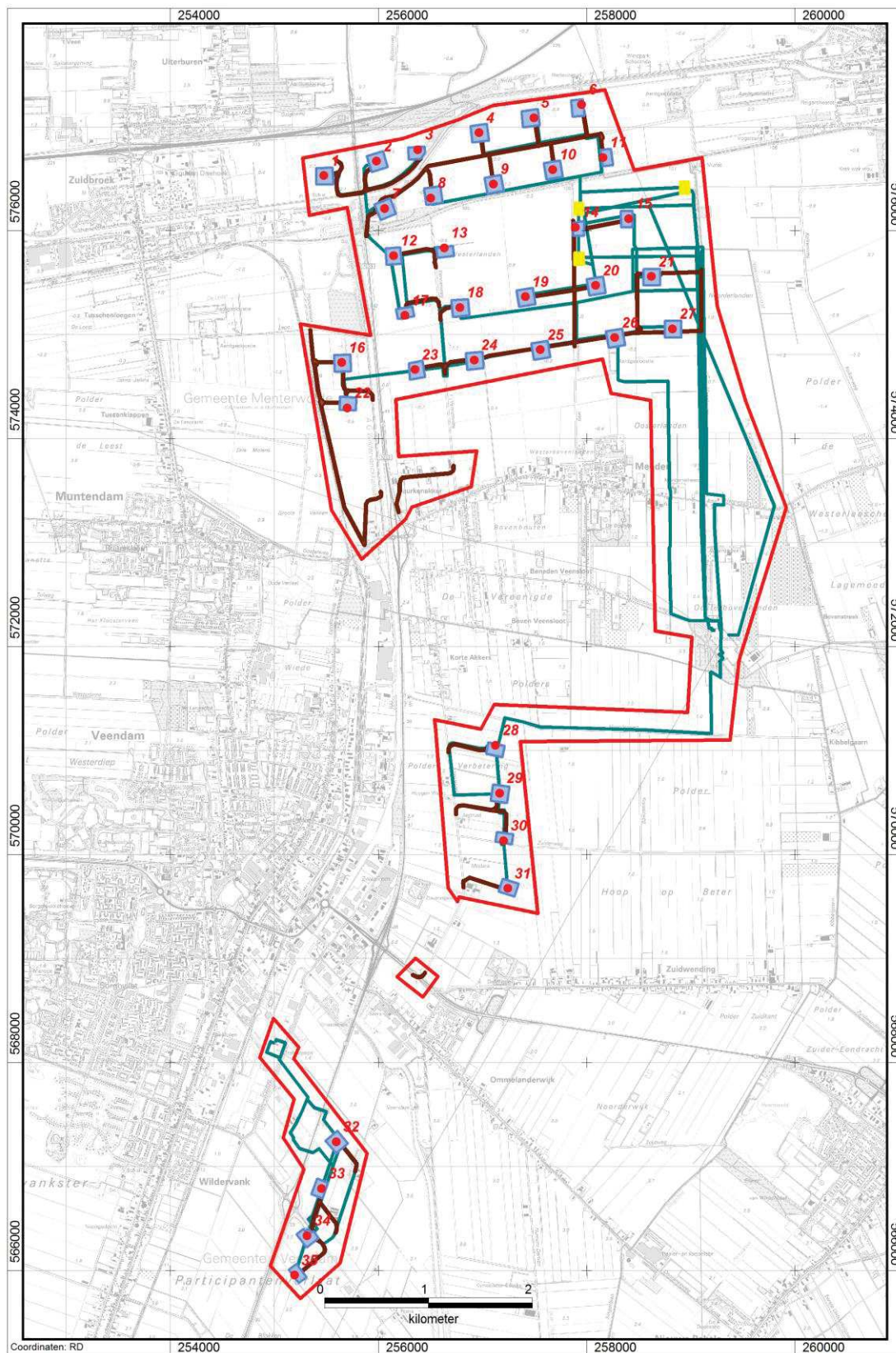
WT28, 29, 30, 31, 33 en 34

Per cluster zijn telkens de op de turbinelocaties gezette boringen weergegeven met een boorpuntenkaart met daarop ook de boorpunten buiten de turbinelocaties. Hierop is tevens aangegeven voor welke delen wel of geen vervolgonderzoek wordt geadviseerd. Hierbij zijn ook de boorpunten meegenomen waarop alvast is geboord in verband met de ligging op toegangsroutes richting turbinelocaties. De resultaten van deze laatste categorie boringen zijn opgenomen in de boortabel (bijlage 1) en als boorprofielen in bijlage 2.

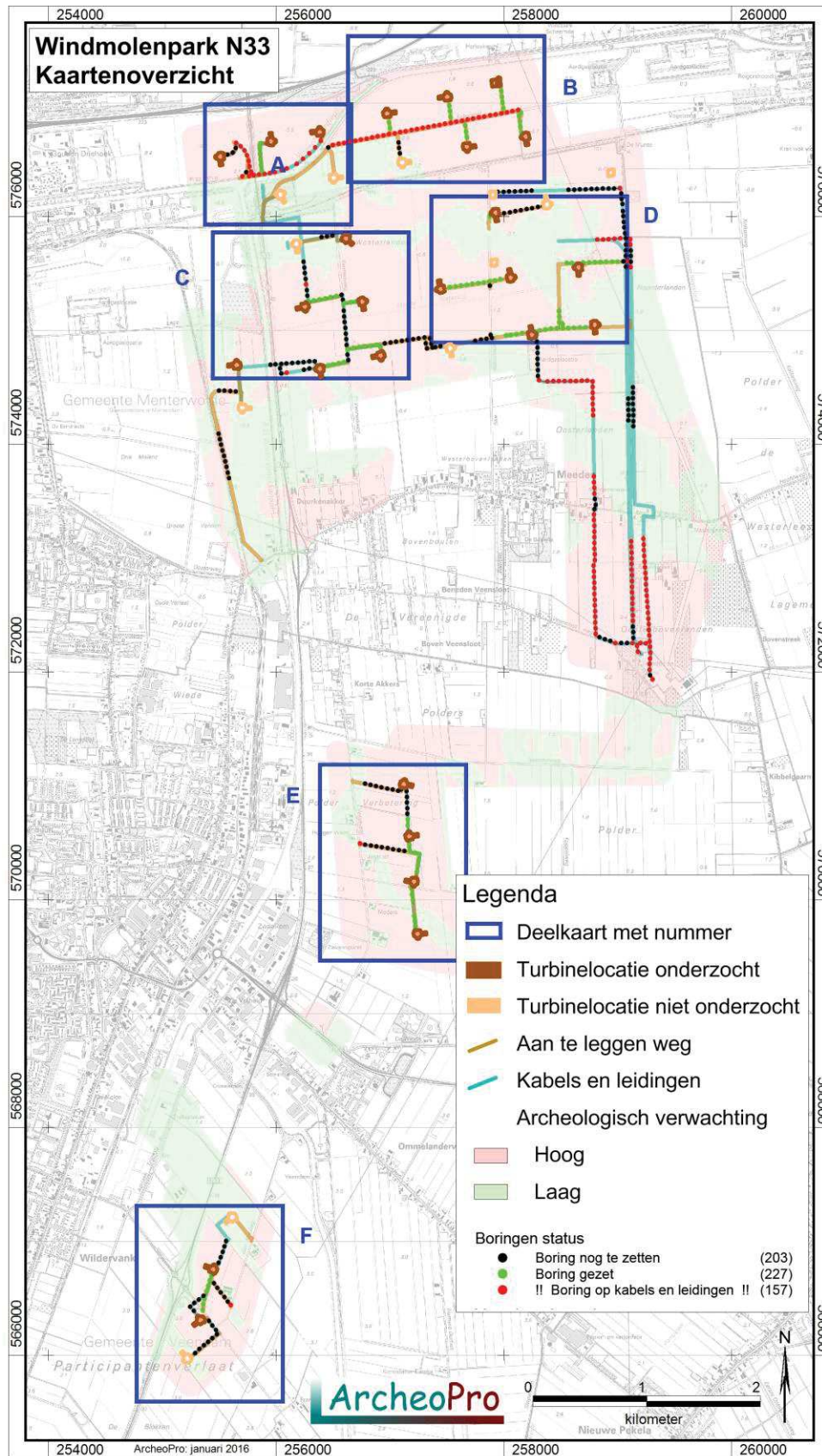
In de conclusies worden de resultaten in het kort besproken en zijn de onderzochte turbinelocaties opgenomen in tabel 1 met per onderzochte locatie de resultaten in het kort en een beknopt advies. De legenda van de boorprofielen is weergegeven in figuur 13.



Figuur 1: De ligging van het plangebied (rood omlind).



Figuur 2a: De binnen het plangebied voorgenomen bouw van windmolens (genummerde rode stippen) met aanleg van leidingtracés (blauwe lijnen), onderhoudswegen (bruine lijnen) en trafostation (één van de drie gele rechthoeken).



Figuur 2b: Overzicht van de deelkaarten

2. Resultaten Veldonderzoek

2.1 WT1, 2 en 3 (boringen 1 tot en met 15)

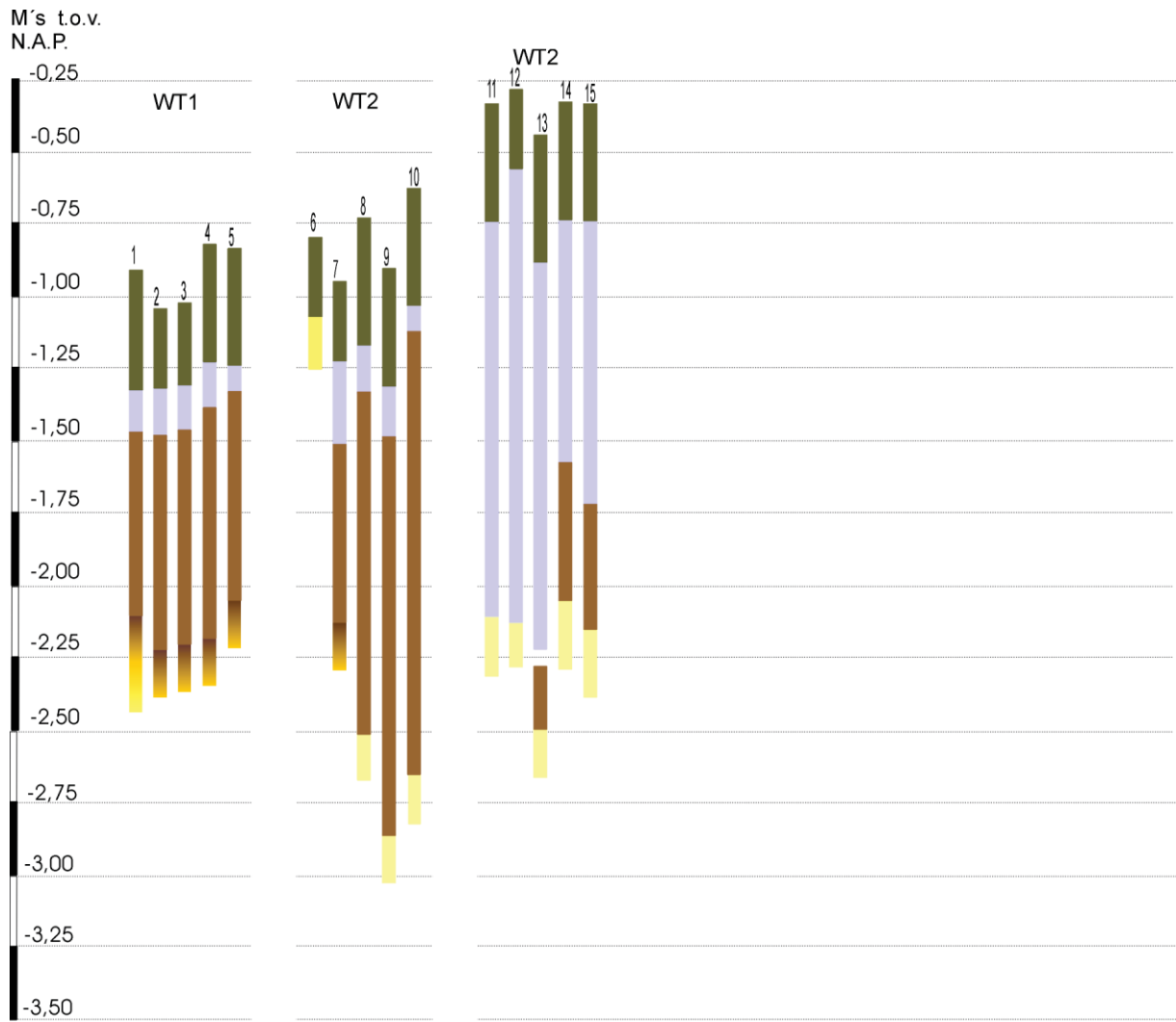
Op de locaties 1 en 2 bestaat de bovenste halve meter uit klei waarin een dertig tot veertig centimeter dikke bouwvoor is gevormd. Hieronder ligt op de locatie WT1 en in boring 7 van locatie WT2, een pakket veen dat doorloopt tot ongeveer 1,2 meter beneden het maaiveld. Onder dit veen is dekzand aangetroffen met duidelijke sporen van podzolvorming. Deze bestaan uit een inspoelingshorizont die naar beneden toe, via een BC-horizont, geleidelijk aan overgaat in het schone gele zand van de C-horizont.

De podzolvorming op locatie WT1 en op het noordelijke deel van locatie WT2 is waarschijnlijk het gevolg van goede ontwatering in oostelijke richting. Ter plaatse van boorpunt 6 op locatie WT2 dagzoomt het dekzand echter om vervolgens, in oostelijke richting, sterk af te lopen. Naar het zuiden toe duikt de top van het dekzandlandschap namelijk tot een diepte van ongeveer twee meter beneden het maaiveld (boringen 8, 9 en 10). In deze boringen is het dekzand overgroeid met een dik pakket veen. Hieronder is geen podzolvorming opgetreden in het dekzand. Hetzelfde geldt voor locatie WT3. Op deze locatie wordt het dekzand echter overwegend afgedekt door een dik kleipakket (zie figuur 3). Hierdoor is het oorspronkelijk gevormde veen, grotendeels geërodeerd.

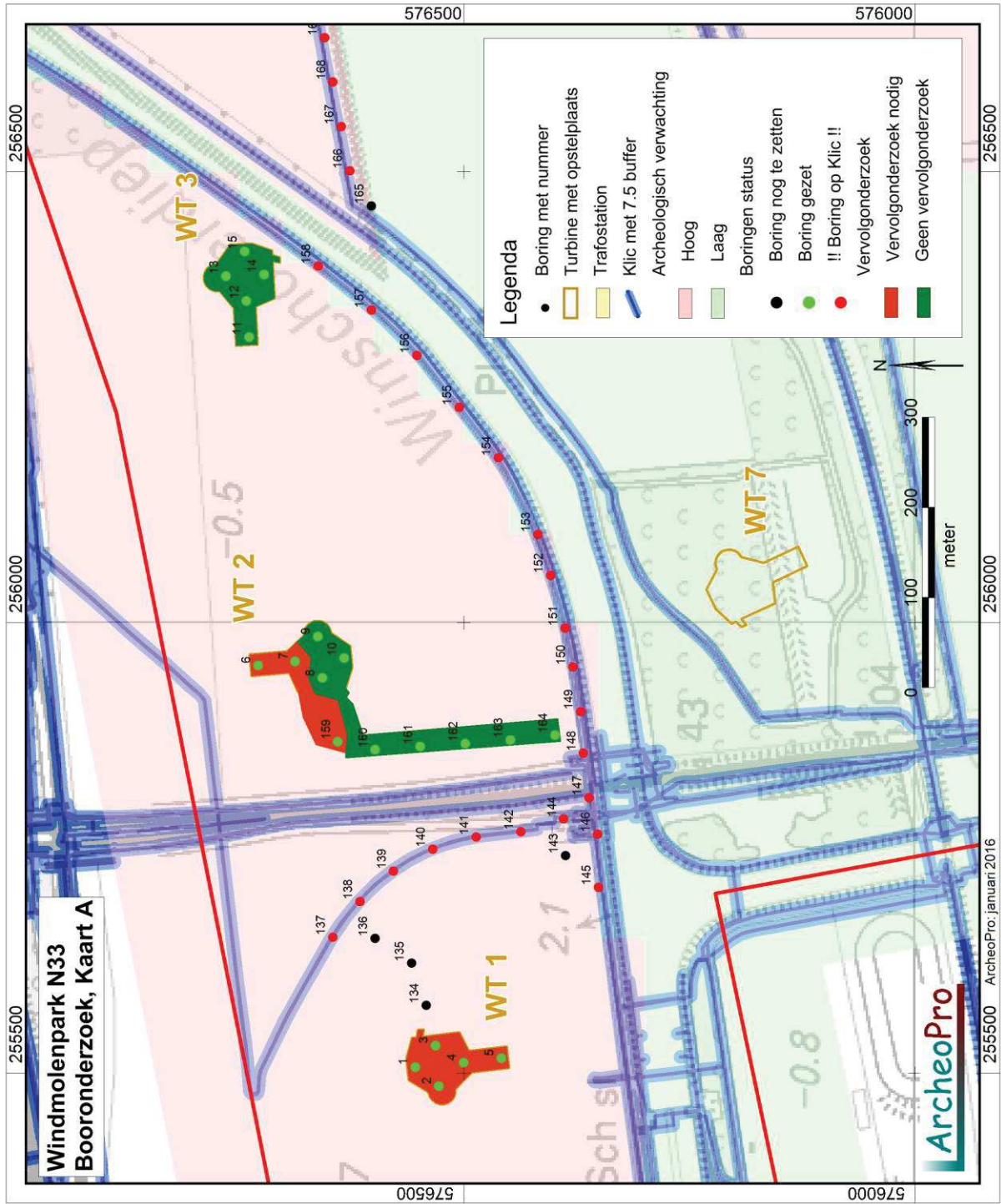
In verband met de voor bewoning in de steentijd geschikte omstandigheden, wordt locatie WT1 en voor het noordelijke deel van locatie WT2, karterend booronderzoek geadviseerd. Voor het overige deel van locatie WT2 alsmede voor locatie WT3, geven de resultaten van het booronderzoek geen aanleiding tot het adviseren van vervolgonderzoek.



Figuur 3: Foto van boring 12 met klei dat direct op het grijze ongeoxideerde zand van de C-horizont ligt (geheel rechts).



Figuur 4: Boorprofielen WT1, WT 2 en WT3



Figuur 5: Boorpuntenkaart WT1, WT 2 en WT3

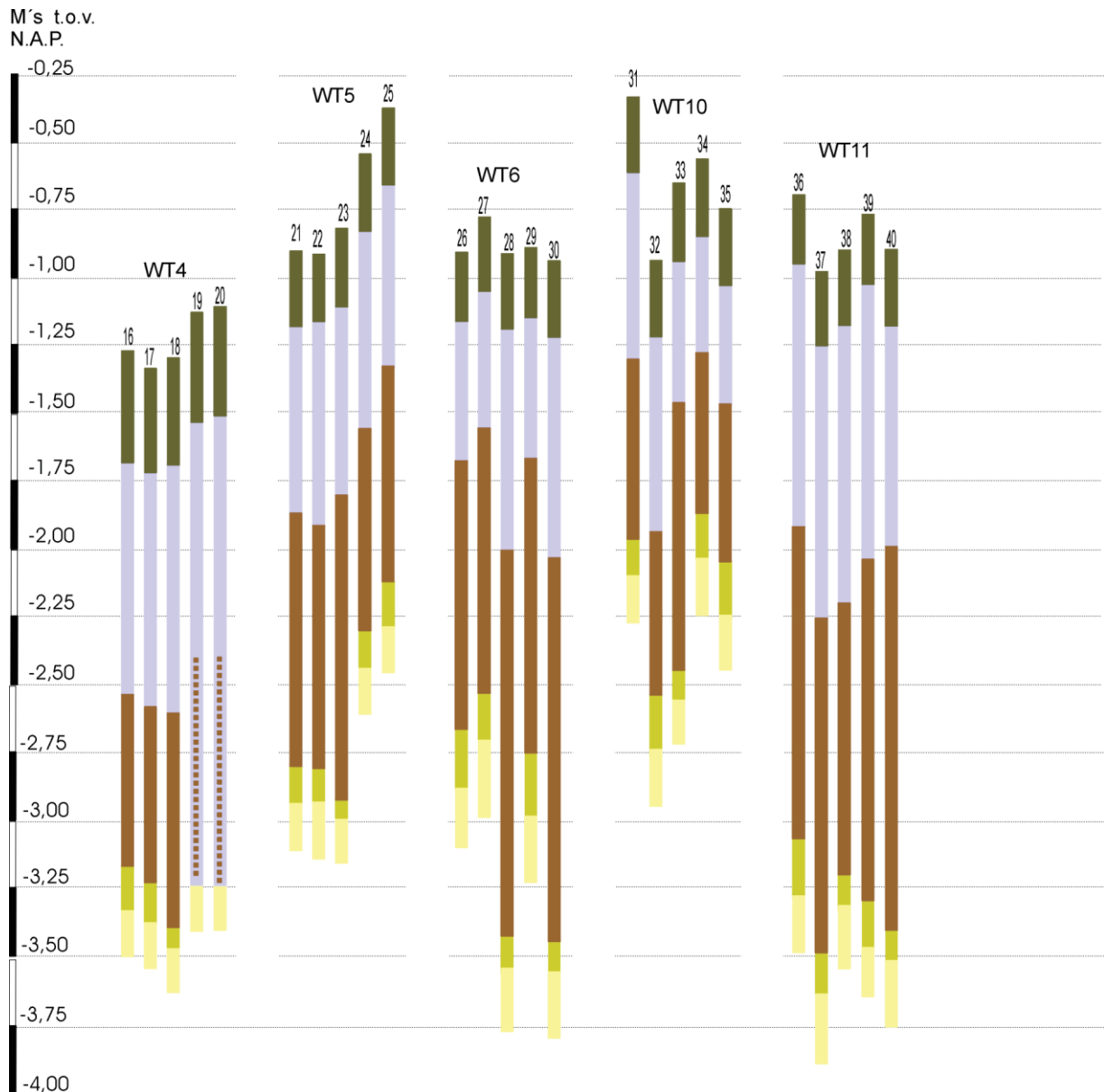
2.2 WT4, 5, 6, 10 en 11 (boringen 16 tot en met 40)

Onder een dertig tot veertig centimeter dikke bouwvoor is op elk van deze locaties een pakket matig tot sterk zandige klei aangetroffen dat doorloopt tot minimaal zeventig centimeter beneden het maaiveld. Op de boorpunten 19 en 20 van locatie WT4 loopt deze klei door tot een diepte van meer dan twee meter beneden het maaiveld. Tijdens de afzetting van deze klei is het veen op deze boorpunten volledig geërodeerd. Herafgezette brokjes van dit veen zijn aangetroffen in de klei. Op alle overige boorpunten op de locaties WT4, 5, 6, 10 en 11, is onder de klei een dik pakket veen aangetroffen dat doorloopt tot minimaal 1,3 meter beneden het maaiveld. Op de boorpunten 23, 28, 30, 37, 39 en 40, bedraagt deze diepte zelfs twee en een halve meter beneden het maaiveld. Onder het veen is dekzand aangetroffen zonder sporen van podzolvorming (zie figuur 6). Het zand onder het veen is doorworteld in de beginfase van de veenvorming. Onder het doorwortelde zand is slechts ongeoxideerd dekzand aangetroffen. Dit betekent dat het dekzand hier in de steentijd niet geschikt was voor bewoning.

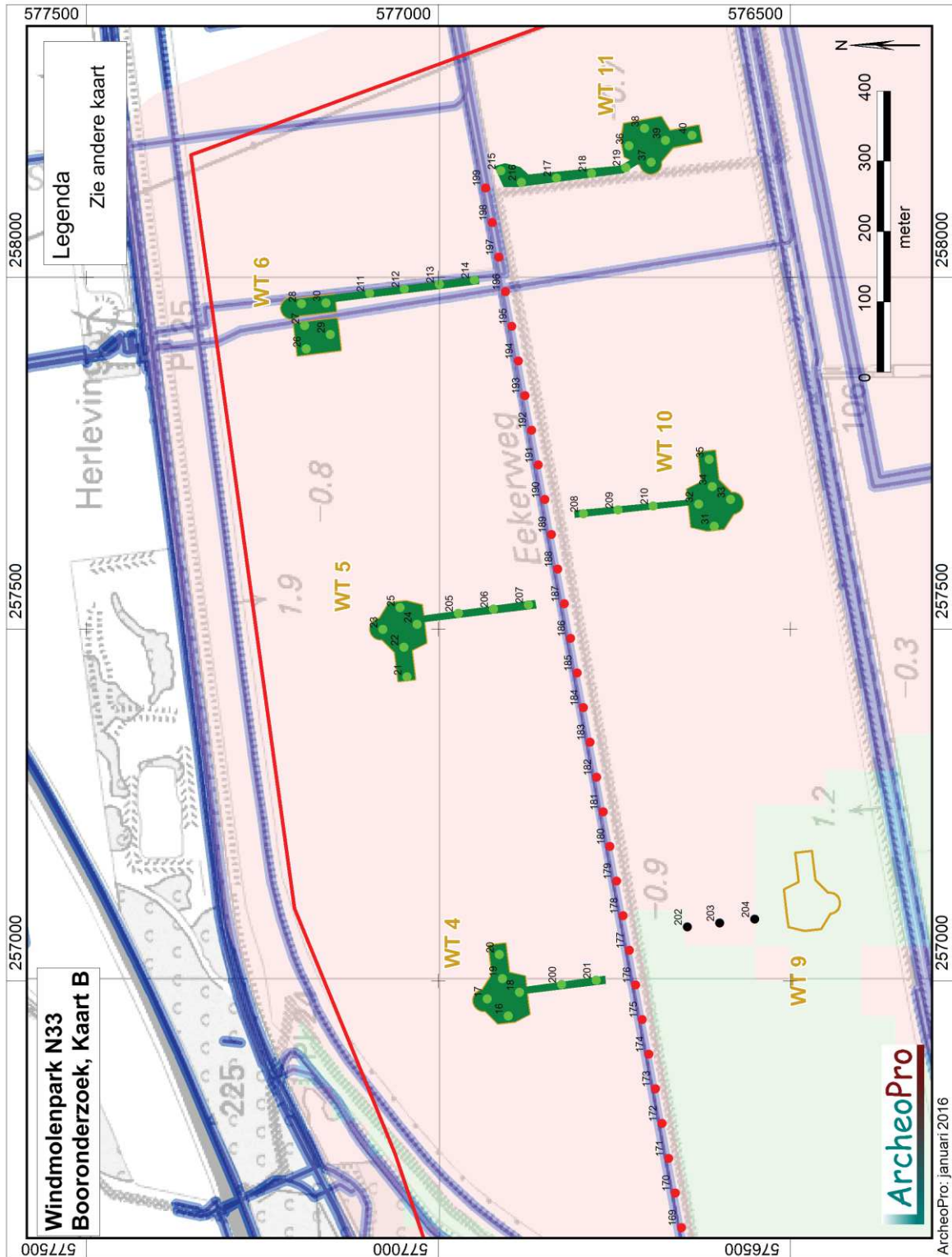
Gezien het bovenstaande wordt voor de locaties WT4, 5, 6, 10 en 11, geen vervolgonderzoek geadviseerd.



Figuur 6: Foto van boring 26 met veen(links) op doorworteld dekzand (midden) met rechts daarvan het grijze ongeoxideerde zand van de C-horizont



Figuur 7: Boorprofielen WT4, WT5, WT6, WT10 en WT11



Figuur 8: Boorpuntenkaarten WT4, WT5, WT6, WT10 en WT11

2.3 WT13, 16, 17, 18, 23 en 24 (boringen 41 tot en met 44, 56 tot en met 65 en 84 tot en met 93)

Op boorpunt 42 van locatie WT13 is de bodem tot een diepte van ruim een meter beneden het maaiveld vergraven. Op de overige boorpunten is een dertig tot ruim veertig centimeter dikke bouwvoor aangetroffen. Op de locaties WT13, WT16 en WT23, bestaat deze bouwvoor uit humusrijk zand. Op locatie WT23 is hieronder, vanaf een diepte van ongeveer dertig centimeter beneden het maaiveld, direct het licht geoxideerde, gele zand van de C-horizont aangetroffen. Naar verwachting heeft op deze dekzandhoogte oorspronkelijk podzolvorming plaatsgevonden. De podzolbodem is waarschijnlijk volledig verloren gegaan door de akkerbouw op deze locatie.

Op de locaties WT13 en WT16 is onder de bouwvoor een pakket veen aanwezig met daaronder een dekzandbodem waarin geen podzolvorming heeft plaatsgevonden.

Op de locaties WT17 en WT18 is onder de uit humusrijke, zandige klei bestaande bouwvoor, een pakket matig zandige klei aangetroffen dat doorloopt tot ongeveer veertig centimeter beneden het maaiveld. Hieronder ligt veen dat doorloopt tot 0,6 á 1,2 meter beneden het maaiveld. Onder dit veen is dekzand aangetroffen zonder sporen van podzolvorming. Het zand onder het veen is doorworteld in de beginfase van de veenvorming. Onder het doorwortelde zand is slechts ongeoxideerd dekzand aangetroffen. Dit betekent dat het dekzand hier in de steentijd niet geschikt was voor bewoning.

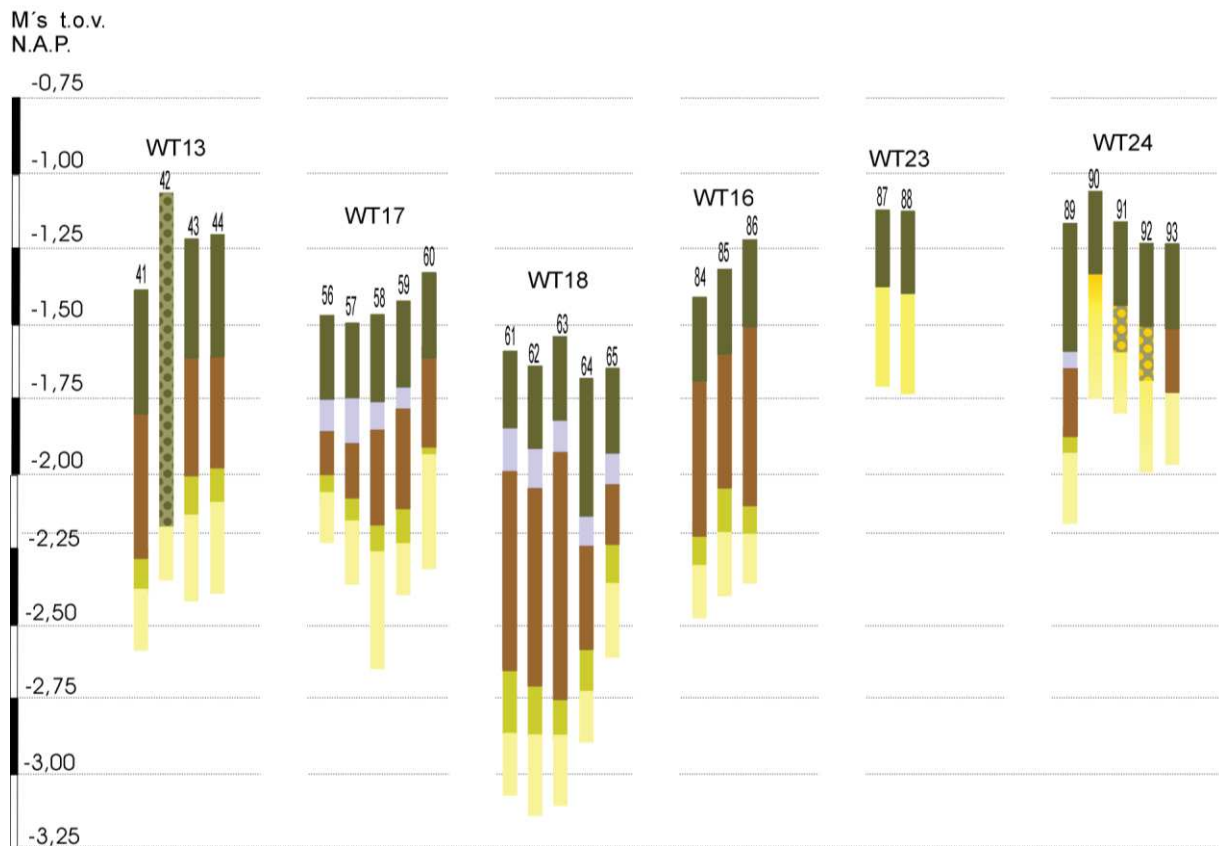
Op de locaties WT17 en WT18 is onder de uit humusrijke, zandige klei bestaande bouwvoor, een pakket matig zandige klei aangetroffen dat doorloopt tot ongeveer veertig centimeter beneden het maaiveld. Hieronder ligt veen dat doorloopt tot 0,6 á 1,2 meter beneden het maaiveld. Onder dit veen is dekzand aangetroffen zonder sporen van podzolvorming. Het zand onder het veen is doorworteld in de beginfase van de veenvorming. Onder het doorwortelde zand is slechts ongeoxideerd dekzand aangetroffen. Dit betekent dat het dekzand hier in de steentijd niet geschikt was voor bewoning.

Op de locatie WT24 is onder de uit klei bestaande bouwvoor op de boorpunten 89 en 93 een pakket veen aanwezig met daaronder een dekzandbodem waarin geen podzolvorming heeft plaatsgevonden. Het dekzand is hier ongeoxideerd. Ter plaatse van de boorpunten 90, 91 en 92 is onder de bouwvoor een deels kapot geploegde BC-horizont aangetroffen. Op dit deel van WT24 heeft derhalve wel podzolvorming plaatsgevonden.

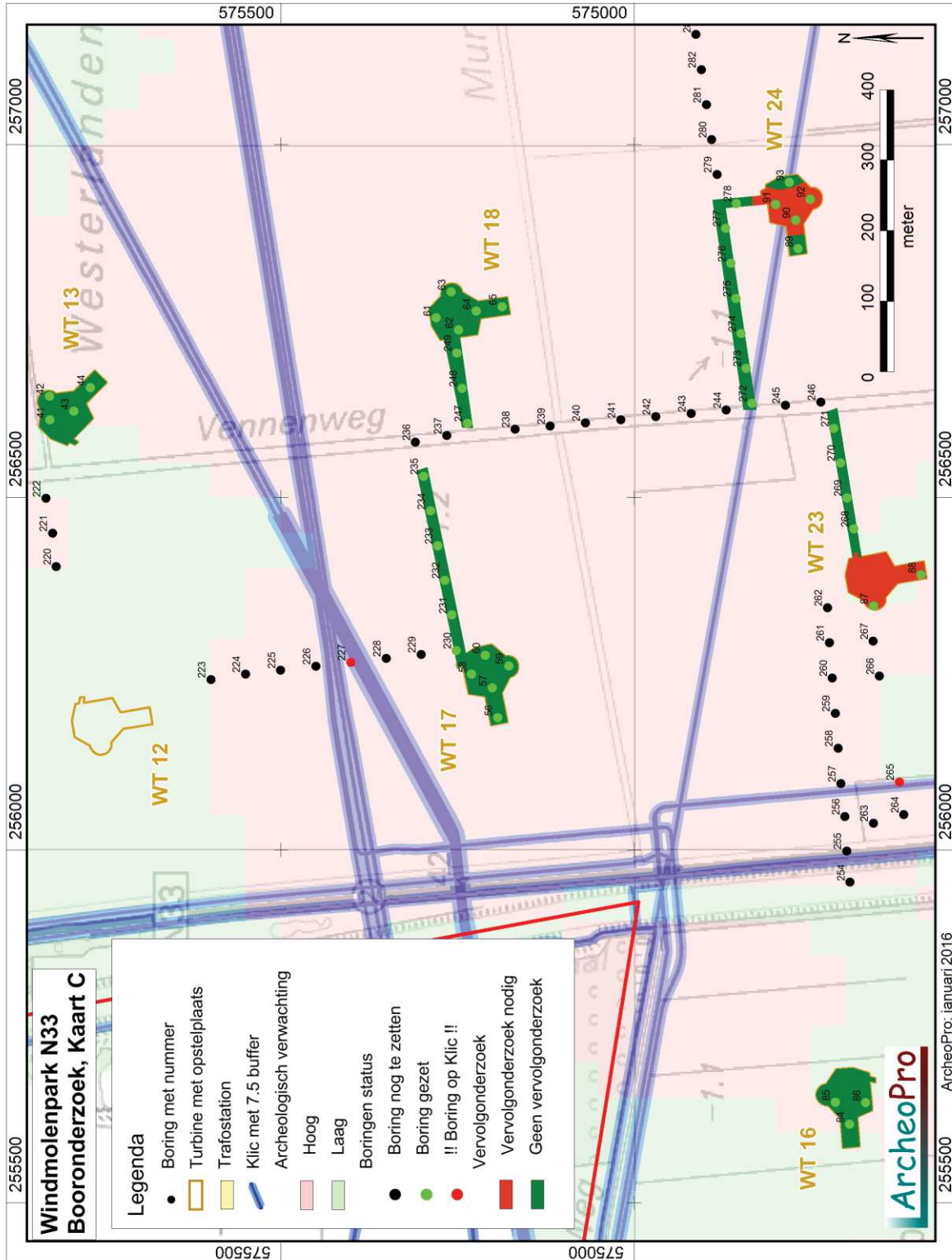
Gezien de tijdens de steentijd voor bewoning ongeschikte dekzandondergrond op de locaties WT13, 16, 17 en 18, wordt op deze locaties geen vervolgonderzoek geadviseerd. Op de dekzandkop waarop locatie WT23 ligt, hebben naar verwachting in de steentijd goede bewoningsomstandigheden geheerst. Omdat het dekzand hier dagzoomt, wordt hier de uitvoering van een oppervlaktekartering geadviseerd. Indien de oppervlaktevondstzichtbaarheid onvoldoende is, dient karterend booronderzoek plaats te vinden. Dit zelfde advies geldt voor het deel van locatie WT24, rond de boorpunten 90, 91 en 92.



Figuur 9: Foto van boring 61 met in het midden de geïrodeerde top van het veen (rechts)



Figuur 10: Boorprofielen WT13, WT16, WT17, WT18, WT23 en WT24



Figuur 11: Boorpuntenkaart WT13, WT16, WT17, WT18, WT23 en WT24

2.4 WT1, 19, 20, 21, 26 en 27 (boringen 51 tot en met 55, 66 tot en met 70, 74 tot en met 83 en 94 tot en met 103)

Op al deze locaties is een dertig tot ruim veertig centimeter dikke bouwvoor aangetroffen die bestaat uit humusrijke klei met daaronder een pakket matig tot sterk zandige klei van enkele centimeters tot enkele decimeters dikte. Op locatie WT21 is dit kleipakket het dikst (ongeveer een halve meter) en gaat dit over in een dik pakket veen waarvan de top is geërodeerd (zie figuur 12). Het veenpakket loopt door tot minimaal twee en een halve meter beneden het maaiveld. Op alle overige locaties is binnen een meter beneden het maaiveld, dekzand aangetroffen.

Op de locaties WT19 en WT26 is onder de bouwvoor een pakket veen aanwezig met daaronder een dekzandbodem waarin geen podzolvorming heeft plaatsgevonden. Het zand onder het veen is doorworteld in de beginfase van de veenvorming. Onder het doorwortelde zand is slechts ongeoxideerd dekzand aangetroffen (zie figuur 12). Dit betekent dat het dekzand hier in de steentijd niet geschikt was voor bewoning. Op de locaties 14, 20 en 27, is dit deels eveneens het geval. Op deze locaties is echter in de boringen 53, 56, 75, 76, 77, 78, 102 en 103, dekzand aangetroffen met onmiskenbare sporen van podzolvorming. Deze bestaan uit een inspoelingshorizont die via een BC-horizont overgaat in licht geoxideerd zand van de C-horizont. In de boringen 78 van locatie WT20 en boring 102 van locatie WT27, zijn in de top hiervan, houtskoolspikkels aangetroffen.

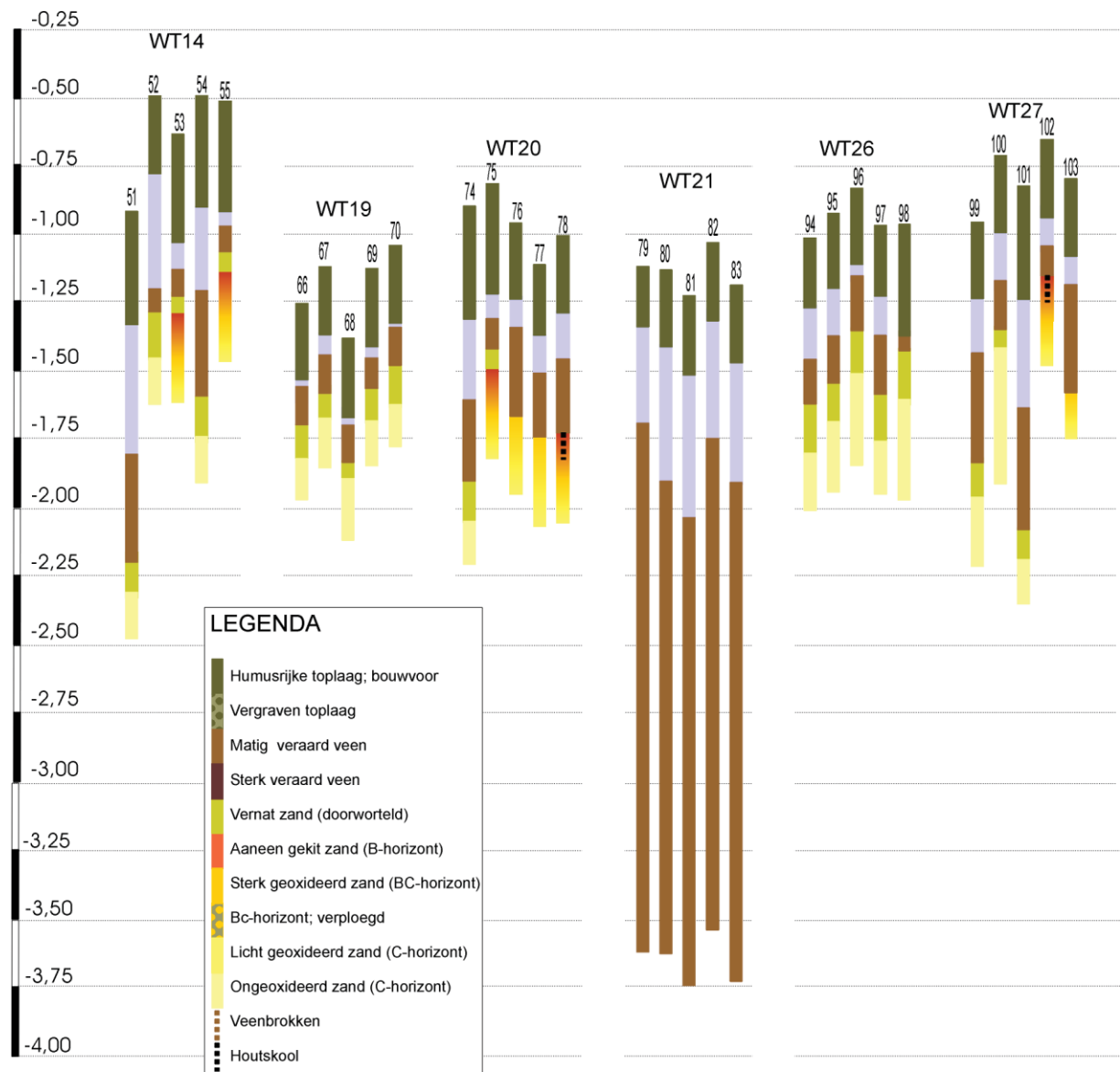
Gezien de tijdens de steentijd voor bewoning geschikte dekzandondergrond op delen van de locaties WT14, 20 en 27, wordt op deze vervolgonderzoek geadviseerd. Gezien de afdekking met veen en klei, is hier karterend booronderzoek benodigd rond de boorpunten 53, 54, 55, 75 tot en met 78, 102 en 103. Op de overige delen van deze locaties, alsmede op de gehele locaties WT19, WT21 en WT26, geven de resultaten van het booronderzoek geen aanleiding tot het adviseren van vervolgonderzoek.

Ten oosten van locatie WT21 zijn in boring 338 zeer dunne laagjes verkoold materiaal aangetroffen (zie figuur 13). Met het blote oog waren vijf tot tien afzonderlijke laagjes waarneembaar. Dergelijke brandlaagjes worden veelvuldig aangetroffen in de (voormalige) kweldergebieden van Noord-Nederland. Bij bodemmicromorfologische bestudering van de klei waarin dergelijke brandlaagjes voorkomen (Exaltus & Kortekaas 2008), is gebleken dat het werkelijke aantal laagjes groter is dan het aantal dat met het blote oog zichtbaar is en dat deze de neerslag vormen van branden die *in situ* hebben gewoed. Het betrof branden waarbij de natuurlijke kruidachtige vegetatie werd verbrand. Gezien de aanwezigheid van tussenliggende kleilaagjes van enkele millimeters dikte, lijken deze branden jaarlijks te hebben plaatsgevonden. Door de (niet opgegeten) verdorde vegetatie van het voorgaande seizoen te verbranden werd de bodem verrijkt en de hergroei van nieuwe vegetatie versterkt. Dergelijke laagjes konden vooral ontstaan in een milieu waarin aanwezige vegetatie tot versnelde opslibbing zorgde. Hernieuwde overslibbing zorgde ervoor dat brandlaagjes vaak bewaard bleven. Zulke gebieden waren wel geschikt voor het weiden van vee maar niet voor bewoning. Na verloop van tijd werden dergelijke gebieden door de voortgaande opslibbing soms echter wel geschikt voor bewoning. Dit lijkt ook hier het geval geweest te zijn. Boven de brandlaagjes is in boring 338, namelijk een vegetatie-horizont met houtskool aangetroffen op een kleipakket met brandlaagjes. In de omgeving van dit boorpunt is derhalve karterend booronderzoek vereist dat is gericht op het opsporen van door een archeologische laag gekenmerkte vindplaatsen in klei.

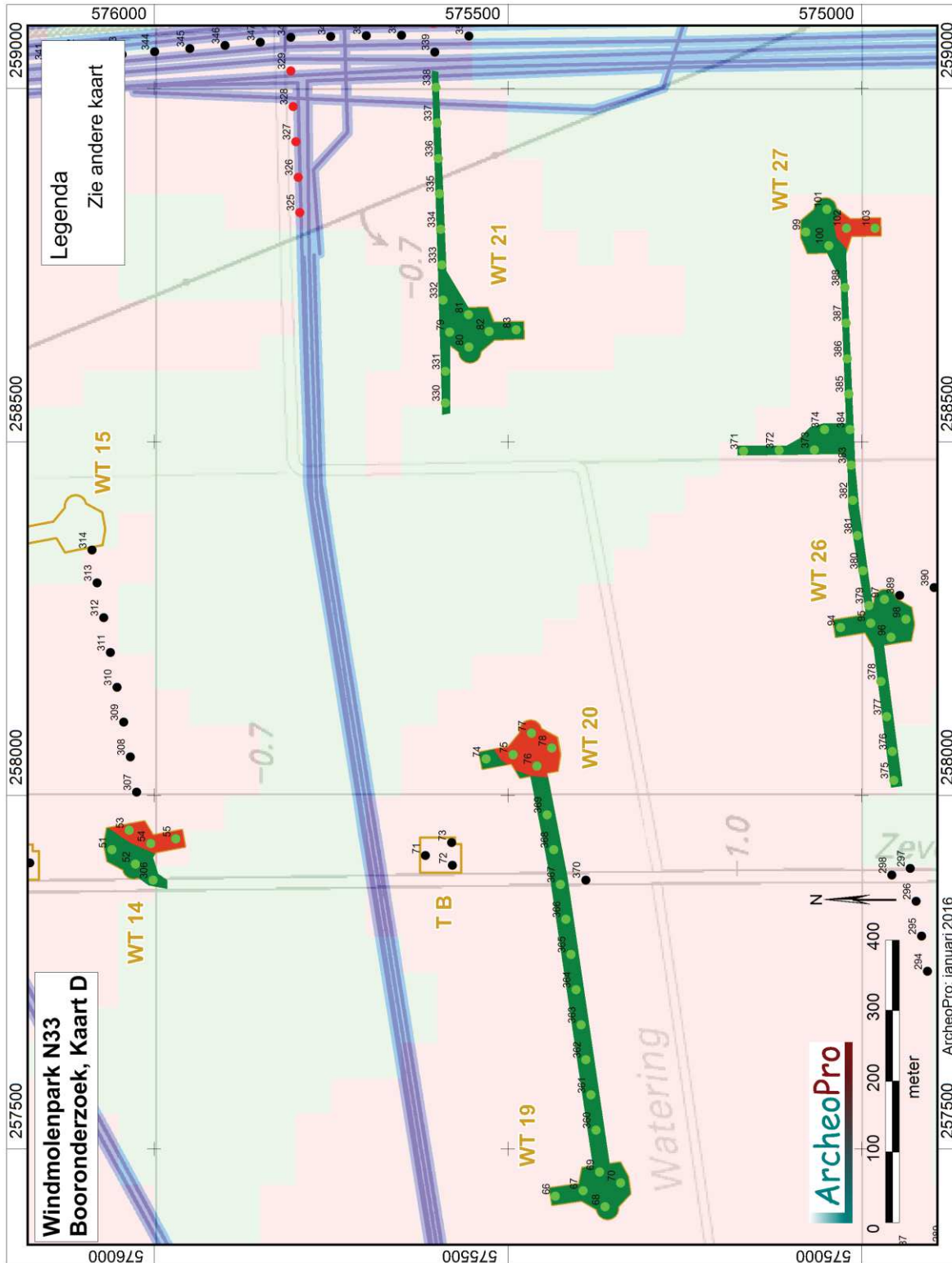


Figuur 12: Foto van boring 338 met in het midden de vegetatie-horizont met daarin houtschoolspikkels, en rechts daarvan klei met vijf tot tien brandlaagjes (de dunne donkergrijze lijntjes)

M's t.o.v.
N.A.P.



Figuur 13: Boorprofielen WT14, WT19, WT20, WT21 , WT26 en WT27



Figuur 14: Boorpuntenkaart WT14, WT19, WT20, WT21, WT26 en WT27

2.5 WT28, 29, 30, 31, 33 en 34 (boringen 104 tot en met 133)

Op turbinelocatie 28 bleek de oorspronkelijke podzolbodem tot grote diepte verstoord te zijn. De vondstzichtbaarheid was hier zodanig dat al tijdens het verkennende booronderzoek een oppervlaktekartering kon worden uitgevoerd. Dit heeft geen relevante archeologische indicatoren opgeleverd. Gezien de diepe bodemverstoring en het ontbreken van archeologische indicatoren wordt voor deze locatie derhalve geen vervolgonderzoek geadviseerd.

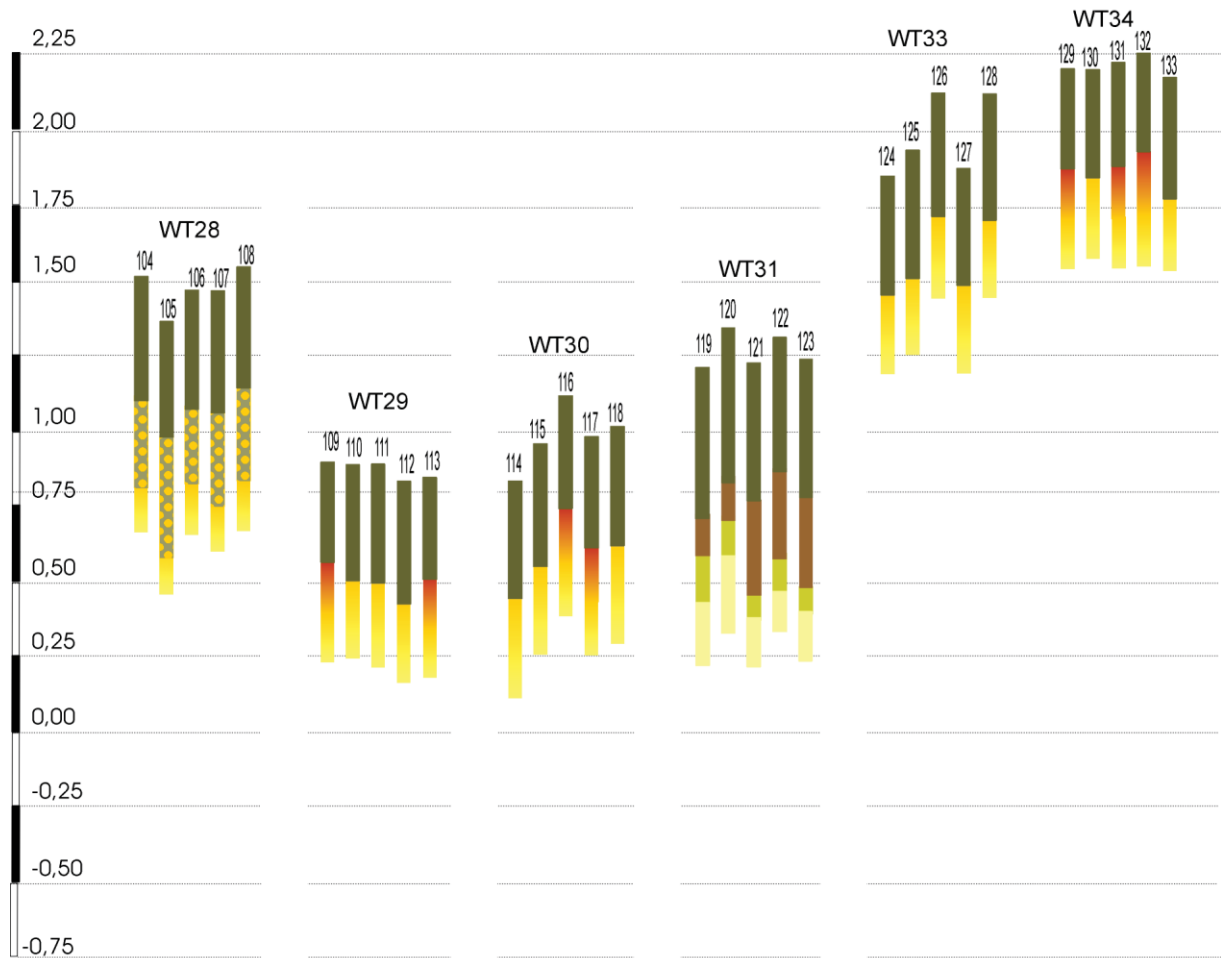
Op locatie WT31 is onder een bouwvoor van bijna een halve meter dikte een tien tot dertig centimeter dik pakket veen aangetroffen met daaronder dekzand zonder sporen van podzolvorming. Het zand onder het veen is doorworteld in de beginfase van de veenvorming. Onder het doorwortelde zand is slechts ongeoxideerd dekzand aangetroffen. Dit betekent dat het dekzand hier in de steentijd niet geschikt was voor bewoning. Hier wordt derhalve geen vervolgonderzoek geadviseerd.

Op de turbinelocaties 29, 30, 33 en 34 ligt het (ongeroderde) dekzand direct onder de bouwvoor (zie figuur 15). Hierin zijn podzolbodems gevormd die nog grotendeels intact zijn. Op deze locaties wordt de uitvoering van een oppervlaktekartering aanbevolen zodra de gewasresten van het land zijn en/of het geploegde oppervlak voldoende is uitgerend.

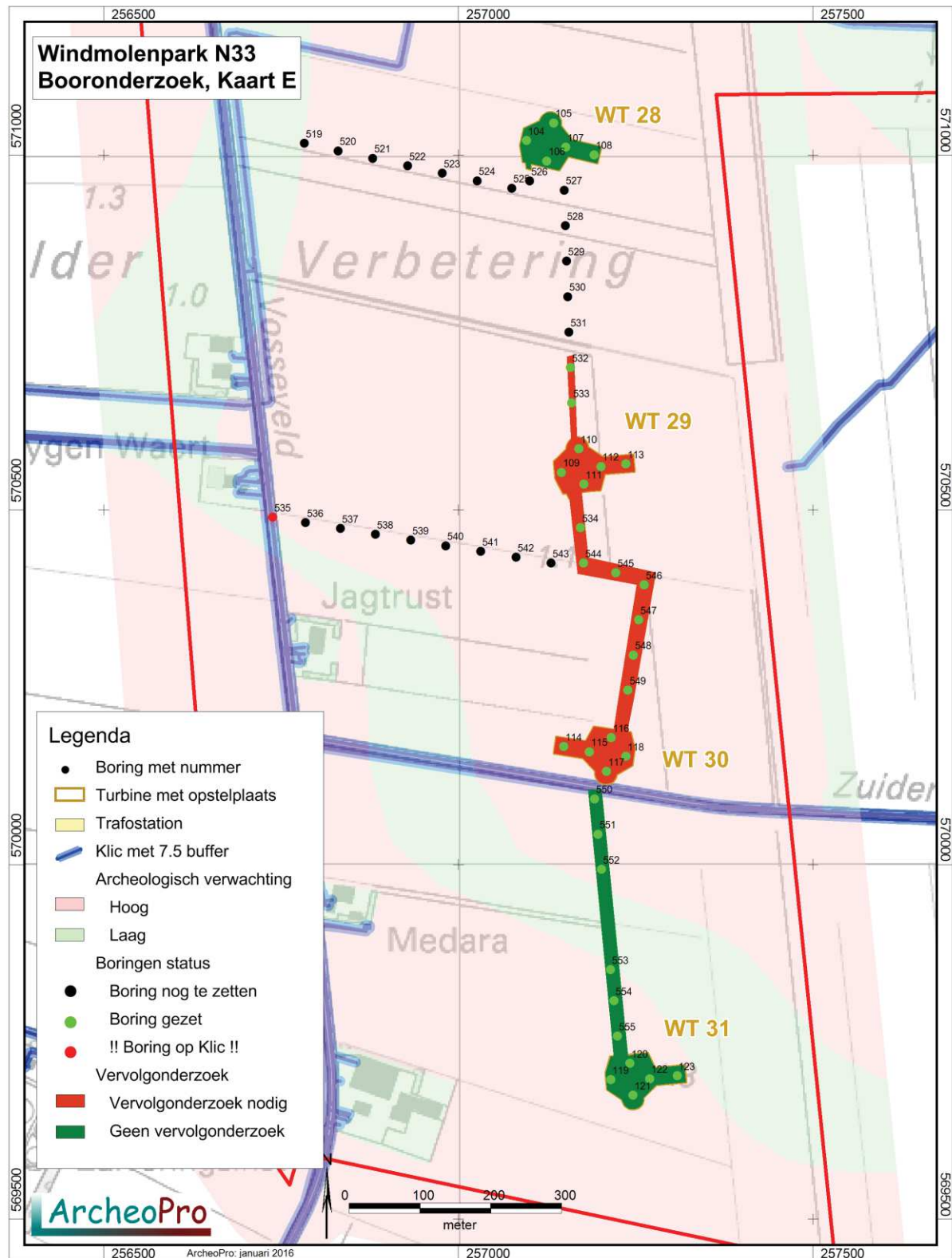


Figuur 15: Foto van boring 116 met grotendeels intacte podzolbodem (rechts) direct onder de bouwvoor

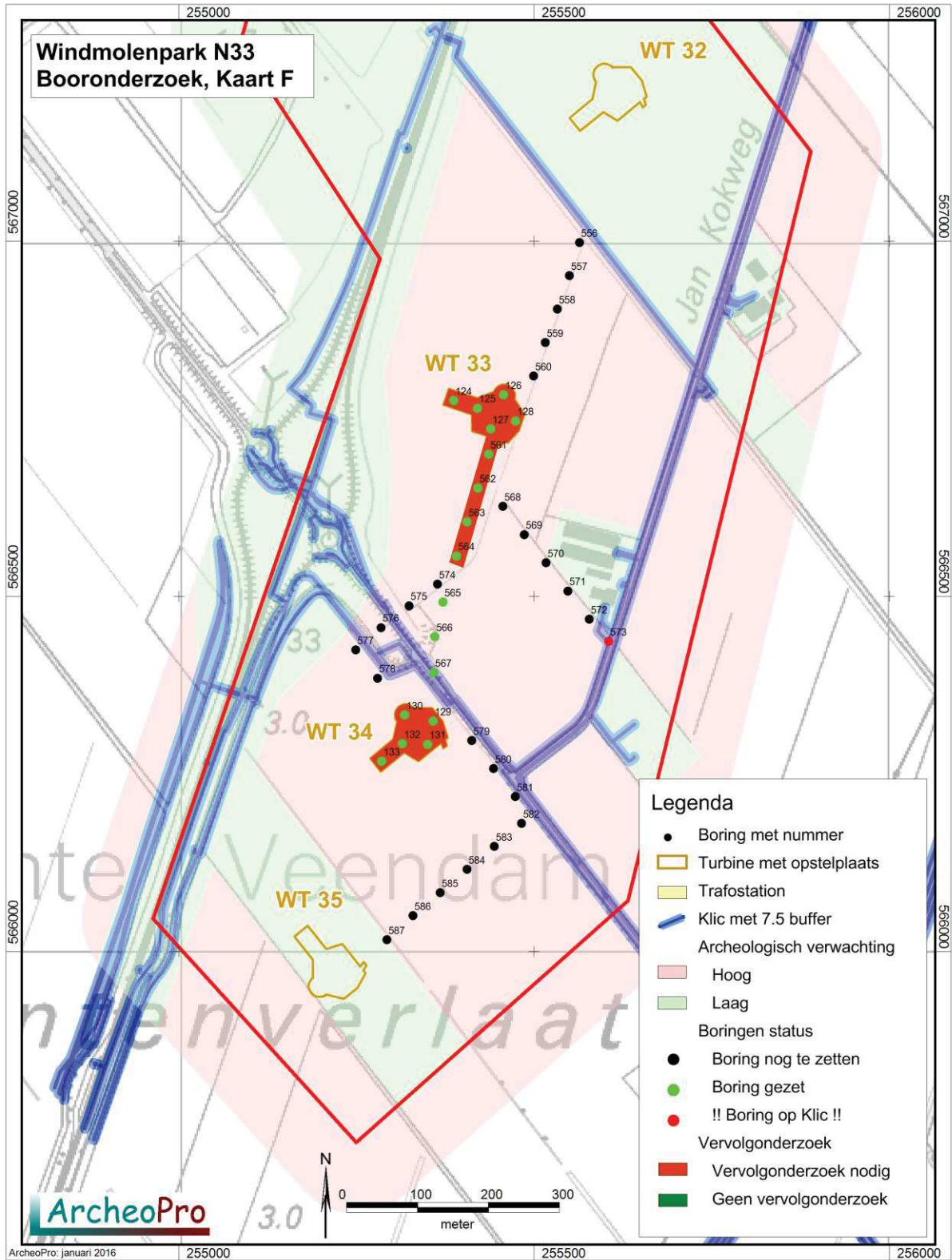
M's t.o.v.
N.A.P.



Figuur 16: Boorprofielen WT28, WT29, WT30, WT31 , WT33 en WT34



Figuur 17a: Boorpuntenkaart WT28, WT29, WT30 en WT31



Figuur 17b: Boorpuntenkaart WT33 en WT34

3. Conclusies en aanbevelingen

In de tweede week van januari 2016 is door ArcheoPro verkennend booronderzoek uitgevoerd op 26 turbinelocaties van toekomstig windpark N33. Het betreft de locaties waarvan tijdens het bureauonderzoek is vastgesteld dat hier conform de gemeentelijke beleidskaarten een onderzoeksverplichting geldt. De betreffende locaties zijn opgesomd in de onderstaande tabel waarin per onderzochte locatie de resultaten in het kort zijn vermeld met vervolgens een beknopt advies.

Op een aantal van de geplande turbinelocaties heeft in de top van het dekzand geen bodemvorming plaatsgevonden die wijst op droge omstandigheden waarin bewoning mogelijk was. Hier bestaat de bodem uit grijs zand waarvan de top in het beginstadium van de veenvorming is doorworteld (en soms enigszins verspoeld). Dit is het geval op de turbinelocaties: 3, 4, 5, 6, 10, 11, 13, 16, 17, 18, 19, 21, 26, en 31. Voor deze locaties geven de resultaten van het booronderzoek geen aanleiding tot het adviseren van vervolgonderzoek.

Op de turbinelocatie 1 is de dekzandondergrond eveneens afgedekt door een dik pakket veen en klei. Ten oosten van deze locatie loopt het dekzandlandschap echter sterk af waardoor de dekzandbodem hier oorspronkelijk goed ontwaterd was en er podzolbodems konden ontstaan. Voor deze locatie wordt derhalve karterend booronderzoek geadviseerd.

Op de turbinelocaties 23, 29, 30, 33 en 34 ligt het (ongerode) dekzand direct onder de bouwvoor. Hierin zijn podzolbodems gevormd die nog grotendeels intact zijn. Op deze locaties wordt de uitvoering van een oppervlaktekartering aanbevolen zodra de gewasresten van het land zijn en/of het geploegde oppervlak voldoende is uitgeregend. Indien de uitvoering van een oppervlaktekartering niet mogelijk is, dient in plaats hiervan, karterend booronderzoek te worden uitgevoerd.

Op de turbinelocaties 2, 14, 20, 24 en 27 is een zonering aangetroffen met op een deel van de planlocatie een diep gelegen dekzandbodem zonder bodemvorming en op het overige deel, ondiep gelegen dekzand met podzolvorming. Op deze locaties wordt derhalve een gedeeltelijke karterend onderzoek aanbevolen.

Op turbinelocatie 28 bleek de oorspronkelijke podzolbodem tot grote diepte verstoord te zijn. De vondstzichtbaarheid was hier zodanig dat al tijdens het verkennende booronderzoek een oppervlaktekartering kon worden uitgevoerd. Dit heeft geen relevante archeologische indicatoren opgeleverd. Gezien de diepe bodemverstoring en het ontbreken van archeologische indicatoren, wordt ook voor deze locatie derhalve geen vervolgonderzoek geadviseerd.

Op een aantal locaties zijn de boringen tussen de nabijgelegen weg en de turbinelocatie eveneens gezet. Over het geheel genomen geldt hiervoor hetzelfde advies als voor de nabijgelegen turbinelocaties. Ten oosten van turbinelocatie 21, is echter in boring 338 op 80 cm -mv, een vegetatie-horizont met houtskool aangetroffen op een kleipakket met brandlaagjes. In de omgeving van dit boorpunt is derhalve karterend booronderzoek vereist dat is gericht op het opsporen van door een archeologische laag gekenmerkte vindplaatsen in klei. In geen van de overige boringen zijn in de boven het dekzand gelegen afzettingen, archeologische indicatoren aangetroffen.

TABEL 1

Locatie	resultaat	vervolgonderzoek
WT1	Podzolbodems afgedekt door 1,2 m klei op veen	Karterend booronderzoek bij bodemingrepen dieper dan 1 m -Mv
WT2	Plaatselijk dagzomend dekzand aflopend in zuidelijke en oostelijke richting naar slecht ontwaterde zandbodems op 1,5 m klei op veen	Oppervlaktekartering en karterend booronderzoek rond boorpunten 6, 7 en 159
WT3	Slecht ontwaterde zandbodems op 1,5 m klei op veen	geen
WT4	Slecht ontwaterde zandbodems op ruim 2 m klei op veen	geen
WT5	Slecht ontwaterde zandbodems op 1,5 m klei op veen	geen
WT6	Slecht ontwaterde zandbodems op ruim 2 m klei op veen	geen
WT10	Slecht ontwaterde zandbodems op ruim 1 m klei op veen	geen
WT11	Slecht ontwaterde zandbodems op ruim 2 m klei op veen	geen
WT13	Slecht ontwaterde zandbodems op bijna 1 m klei op veen	geen
WT14	(Podzol)bodems afgedekt door 0,5 tot 1,2 m klei op veen	Karterend booronderzoek rond boorpunten 53, 54 , 55
WT16	Slecht ontwaterde zandbodems op 1 m klei op veen	geen
WT17	Slecht ontwaterde zandbodems op 1 m klei op veen	geen
WT18	Slecht ontwaterde zandbodems op 1 m klei op veen	geen
WT19	Slecht ontwaterde zandbodems op 0,5 m klei op veen	geen
WT20	(Podzol)bodems afgedekt door 0,5 tot 1,2 m klei op veen. In boring 78 houtskool in top zand	Karterend booronderzoek rond boorpunten 75 t/m 78
WT21	Slecht ontwaterde zandbodems op ruim 2 m klei op veen	geen
WT23	Aangeploegd dekzand	Oppervlaktekartering gehele planlocatie
WT24	Podzolbodems afgedekt door 0,5 m klei op veen rond boorpunten 90, 91 en 92	Karterend booronderzoek rond boorpunten 90, 91 en 92
WT26	Slecht ontwaterde zandbodems op 0,5 m klei op veen	geen
WT27	Podzolbodems afgedekt door 0,5 m klei op veen rond boorpunten 102 en 103	Karterend booronderzoek rond boorpunten 102 en 103
WT28	Stukgeploegde podzolbodems ; oppervlakte gekarteerd	geen
WT29	Deels intacte Podzolbodems direct onder bouwvoor	Karterend booronderzoek of oppervlaktekartering na ploegen
WT30	Deels intacte Podzolbodems direct onder bouwvoor	Karterend booronderzoek of oppervlaktekartering na ploegen
WT31	Slecht ontwaterde zandbodems onder veen	geen
WT33	Deels intacte Podzolbodems direct onder bouwvoor	Oppervlaktekartering
WT34	Deels intacte Podzolbodems direct onder bouwvoor	Oppervlaktekartering

Voor alle zones waarin geen archeologisch vervolgonderzoek vereist is, blijft onverminderd van kracht dat indien hier tijdens of voorafgaande aan de geplande werkzaamheden archeologische materialen en/of sporen aangetroffen worden, deze gemeld dienen te worden bij de betreffende gemeente, conform Monumentenwet 1988, laatste wijziging van 1 september 2007, paragraaf 7, artikel 53 en verder.

Verklarende woordenlijst

AHN Actueel Hoogtebestand Nederland.
AMK Archeologische Monumentenkaart.
ASB Archeologische Standaard Boorbeschrijving.
Archis Archeologisch Informatie Systeem.
BP: Before Present (present = 1950)
GIS Geografische InformatieSystemen.
GPS Global Positioning System.
IKAW Indicatieve kaart van archeologische waarden
IVO Inventariserend VeldOnderzoek.
KNA Kwaliteitsnorm Nederlandse Archeologie.
-mv Onder maaiveld.
NAP Normaal Amsterdams Peil
PVA Plan van Aanpak.
PVE Programma van Eisen.
RCE Rijksdienst voor het Cultureel Erfgoed.
SBB Standaard Boor Beschrijvingsmethode.
SIKB: Stichting Infrastructuur Kwaliteitsborging Bodembeheer

Archeologische tijdschaal

Periode	Datering	
Midden- en Laat Paleolithicum (oude steentijd)	250.000	- 9000
Mesolithicum (midden steentijd)	9000	- 4500
Neolithicum (nieuwe steentijd)	4500	- 2000
Bronstijd	2000	- 800
IJzertijd	800	- 12 v. chr.
Romeinse tijd	12 v chr.	- 500 n. chr.
Vroege middeleeuwen	500	- 1000
Volle middeleeuwen	1000	- 1250
Late middeleeuwen	1250	- 1500
Nieuwe tijd	1500	- heden

Bronnen

Grote historische Provincie Atlas van Nederland; deel 2 Noord-Nederland 1838-1857 1:50.000. Topografische dienst Wolters Noordhoff Groningen 1990

Grote topografische atlas van Nederland 1:50.000 Deel 2 Noord-Nederland. Topografische dienst. Wolters Noordhoff Groningen 1997

Kadastrale minuut 1830 met aanwijzende tafels, (www.watwaswaar.nl)

Kadaster Topografische Dienst, Top25Raster, Top10Vector, GBKN kaarten, Emmen 2008

Luchtfoto, <http://maps.google.nl>

Rijksdienst voor het Cultureel Erfgoed, IKAW 2 (Indicatieve kaart Archeologische Waarden), Amersfoort.

Rijksdienst voor het Cultureel Erfgoed, AMK (Archeologische monumentenkaart), Amersfoort.

Rijksdienst voor het Cultureel Erfgoed, ARCHIS II (Archeologisch Informatie Systeem), <http://archis2.archis.nl/>

Rijkswaterstaat, Servicedesk Data, AHN (Actueel Hoogtebestand Nederland), Delft.

Stichting voor Bodemkartering, Bodemkaart van Nederland 1:50.000. Wageningen, 1968.

Stichting voor Bodemkartering: Geomorfologische kaart van Nederland 1:50.000, Staring Centrum, Wageningen, 1989

Stichting voor Bodemkartering, Geologische kaart van Nederland 1:50.000. Wageningen, 1968.

Twaalf provinciën 2007. Atlas van topografische kaarten. Nederland 1955-1965. Uitgeverij twaalf provinciën. Landsmeer.

Literatuur

Aalbersberg, G, J.L. van Beek en J. Jans, 2007. Aardgastransportleidingtrace Midwolda-Tripscompagnie, RAAP-rapport-1584

Cate, J. A. M. ten. A. F. van Holst, H. Kleijer en J. Stolp, 1995. Handleiding bodemgeografisch onderzoek; richtlijnen en voorschriften. Deel A: Bodem. Wageningen, DLO-Staring Centrum. Technisch Document 19A.

Cohen, K.M. & E. Stouthamer, 2012. Beknopte toelichting bij het digitaal basisbestand paleogeografie van de Rijn-Maas Delta, Utrecht, 2012.

Es. Van W.A., Sarfatij, H. & P.J. Woltering (red.) 1988. Archeologie in Nederland; De rijkdom van het bodemarchief. Rijksdienst voor het Oudheidkundig Bodemonderzoek. Amersfoort.

Exaltus, R. P. & G. Kortekaas, 2008. prehistorische branden op Groningse kwelders. Paleo-aktueel 19 Groningen.

Hielkema, J.B., 2011, De Oude Weg te Meeden. Aardgastransportleidingtrace, Midwolda-Tripscompagnie (A-666). Archeologische begeleiding, RAAP-rapport-2312

Kuiper, M. 2006/2007. Atlas van topografische kaarten Nederland, 1955-1965. Uitgeverij 12 Provinciën, Landsmeer.

Leidraad inventariserend veldonderzoek; Deel: karterend booronderzoek (SIKB, 2006)

Bijlage 1: Boortabel

Soort boring	BAR
Projectnummer	15-220
Projectnaam	Booronderzoek Windpark
Deelgebied	Nvt
Organisatie	ArcheoPro
OM-nummer	
coördinaatsysteem	RD2000
Coördinaatsysteemdatum	ETRS89
Locatiebepaling	GPS en meetlint
Referentievlak	NAP
Bepaling maaiveldhoogte	AHN - Waterpas
Boormethode	Guts en edelman
Boordiameter	3 cm en 15 cm
Oprichtgever	Pondera

Boorbeschrijving volgens ASB 5.1																			
Boor Nr	LDO	Lithologie						Kleur				Overige kenmerken							AIS
		GD	B K	BS	BZ	B V	B H	HK	TK	IK	VLK	CO	PLH	VS	SS T	BHN	BI	GI	
1	40	K			2		3	BR		DO								BOV	
	60	K			2			GR			OR	MST							GET
	120	V						BR		DO									
	135	Z				1		RO	BR	DO			DW			BHB		DEZ	
	155	Z						GE								BHC		DEZ	
2	30	K			2		3	BR		DO								BOV	
	45	K			2			GR			OR	MST						GET	
	120	V						BR		DO									
	130	Z				1		RO	BR	DO			DW			BHB		DEZ	
	150	Z						GE								BHC		DEZ	
3	30	K			2		3	BR		DO								BOV	
	45	K			2			GR			OR	MST						GET	
	120	V						BR		DO									
	130	Z				1		RO	BR	DO			DW			BHB		DEZ	
	150	Z						GE								BHC		DEZ	
4	40	K			2		3	BR		DO								BOV	
	60	K			2			GR			OR	MST						GET	
	135	V						BR		DO									
	150	Z				1		RO	BR	DO			DW			BHB/BC		DEZ	
	170	Z						GE								BHC		DEZ	
5	40	K			2		3	BR		DO								BOV	
	50	K			2			GR			OR	MST						GET	
	120	V						BR		DO									
	135	Z				1		RO	BR	DO			DW			BHB/BC		DEZ	
	150	Z						GE								BHC		DEZ	
6	30	K			2		3	BR		DO								BOV	
	45	Z						GE								BHC		DEZ	
7	30	K			2		3	BR		DO								BOV	
	60	K			2			GR			OR	MST						GET	
	115	V						BR		DO									
	135	Z						GR								BHC		DEZ	
8	45	K			2		3	BR		DO								BOV	
	60	K			2			GR			OR	MST						GET	
	180	V						BR		DO									
	190	Z						GR								BHC		DEZ	
9	40	K			2		3	BR		DO								BOV	
	60	K			2			GR			OR	MST						GET	
	195	V						BR		DO									
	210	Z						GR								BHC		DEZ	
10	40	K			2		3	BR		DO								BOV	
	50	K			2			GR			OR	MST						GET	
	205	V						BR		DO									
	215	Z						GR								BHC		DEZ	

11	40	K		2	3	BR	DO									BOV	
	180	K		2		GR		OR	MST								GET
	200	Z				GR							BHC				DEZ
12	30	K		2	3	BR	DO									BOV	
	185	K		2		GR		OR	MST								GET
	200	Z				GR							BHC				DEZ
13	45	K		2	3	BR	DO									BOV	
	180	K		2		GR		OR	MST								GET
	200	V				BR	DO										
	215	Z				GR							BHC				DEZ
14	40	K		2	3	BR	DO									BOV	
	125	K		2		GR		OR	MST								GET
	175	V				BR	DO										
	195	Z				GR							BHC				DEZ
15	40	K		2	3	BR	DO									BOV	
	140	K		2		GR		OR	MST								GET
	185	V				BR	DO										
	205	Z				GR							BHC				DEZ
16	40	K		2	3	BR	DO									BOV	
	130	K		2		GR		OR	MST								GET
	190	V				BR	DO										
	205	Z			1	GR		BR		DW							DEZ
	225	Z				GR							BHC				DEZ
17	40	K		2	3	BR	DO									BOV	
	125	K		2		GR		OR	MST								GET
	190	V				BR	DO										
	205	Z			1	GR		BR		DW							DEZ
	220	Z				GR							BHC				DEZ
18	40	K		2	3	BR	DO									BOV	
	130	K		2		GR		OR	MST								GET
	210	V				BR	DO										
	220	Z			1	GR		BR		DW							DEZ
	235	Z				GR							BHC				DEZ
19	40	K		2	3	BR	DO									BOV	
	130	K		2		GR		OR	MST								GET
	210	K		2		GR		OR	MST	VB							GET
	230	Z				GR							BHC				DEZ
20	40	K		2	3	BR	DO									BOV	
	130	K		2		GR		OR	MST								GET
	210	K		2		GR		OR	MST	VB							GET
	230	Z				GR							BHC				DEZ
21	30	K		2	3	BR	DO									BOV	
	100	K		2		GR		OR	MST								GET
	195	V				BR	DO										
	205	Z			1	GR		BR		DW							DEZ
	220	Z				GR							BHC				DEZ
22	30	K		2	3	BR	DO									BOV	
	100	K		2		GR		OR	MST								GET
	190	V				BR	DO										
	205	Z			1	GR		BR		DW							DEZ
	225	Z				GR							BHC				DEZ
23	30	K		2	3	BR	DO									BOV	
	95	K		2		GR		OR	MST								GET
	210	V				BR	DO										
	215	Z			1	GR		BR		DW							DEZ
	260	Z				GR							BHC				DEZ
24	30	K		2	3	BR	DO									BOV	
	100	K		2		GR		OR	MST								GET
	175	V				BR	DO										
	185	Z			1	GR		BR		DW							DEZ
	205	Z				GR							BHC				DEZ
25	30	K		2	3	BR	DO									BOV	
	95	K		2		GR		OR	MST								GET
	175	V				BR	DO										
	190	Z			1	GR		BR		DW							DEZ
	210	Z				GR							BHC				DEZ
26	30	K		2	3	BR	DO									BOV	
	80	K		2		GR		OR	MST								GET
	180	V				BR	DO										
	200	Z			1	GR		BR		DW							DEZ
	220	Z				GR							BHC				DEZ
27	30	K		2	3	BR	DO									BOV	

	80	K			2		GR			OR	MST					GET	
	175	V					BR		DO								
	190	Z				1	GR			BR		DW					DEZ
	220	Z					GR							BHC			DEZ
28	30	K			2	3	BR		DO							BOV	
	110	K			2		GR			OR	MST						GET
	250	V					BR		DO								
	260	Z				1	GR			BR		DW					DEZ
	285	Z					GR							BHC			DEZ
29	30	K			2	3	BR		DO							BOV	
	80	K			2		GR			OR	MST						GET
	185	V					BR		DO								
	210	Z				1	GR			BR		DW					DEZ
	235	Z					GR							BHC			DEZ
30	30	K			2	3	BR		DO							BOV	
	110	K			2		GR			OR	MST						GET
	250	V					BR		DO								
	260	Z				1	GR			BR		DW					DEZ
	285	Z					GR							BHC			DEZ
31	30	K			2	3	BR		DO							BOV	
	95	K			2		GR			OR	MST						GET
	165	V					BR		DO								
	180	Z				1	GR			BR		DW					DEZ
	195	Z					GR							BHC			DEZ
32	30	K			2	3	BR		DO							BOV	
	100	K			2		GR			OR	MST						GET
	160	V					BR		DO								
	180	Z				1	GR			BR		DW					DEZ
	200	Z					GR							BHC			DEZ
33	30	K			2	3	BR		DO							BOV	
	80	K			2		GR			OR	MST						GET
	180	V					BR		DO								
	190	Z				1	GR			BR		DW					DEZ
	205	Z					GR							BHC			DEZ
34	30	K			2	3	BR		DO							BOV	
	70	K			2		GR			OR	MST						GET
	130	V					BR		DO								
	145	Z				1	GR			BR		DW					DEZ
	165	Z					GR							BHC			DEZ
35	30	K			2	3	BR		DO							BOV	
	70	K			2		GR			OR	MST						GET
	130	V					BR		DO								
	150	Z				1	GR			BR		DW					DEZ
	170	Z					GR							BHC			DEZ
36	25	K			2	3	BR		DO							BOV	
	120	K			2		GR			OR	MST						GET
	235	V					BR		DO								
	260	Z				1	GR			BR		DW					DEZ
	280	Z					GR							BHC			DEZ
37	30	K/Z			2	3	BR		DO							BOV	
	130	K			2		GR			OR	MST						GET
	250	V					BR		DO								
	265	Z				1	GR			BR		DW					DEZ
	290	Z					GR							BHC			DEZ
38	25	K			2	3	BR		DO							BOV	
	130	K			2		GR			OR	MST						GET
	230	V					BR		DO								
	240	Z				1	GR			BR		DW					DEZ
	265	Z					GR							BHC			DEZ
39	25	K			2	3	BR		DO							BOV	
	125	K			2		GR			OR	MST						GET
	250	V					BR		DO								
	270	Z				1	GR			BR		DW					DEZ
	285	Z					GR							BHC			DEZ
40	30	K			2	3	BR		DO							BOV	
	105	K			2		GR			OR	MST						GET
	250	V					BR		DO								
	260	Z				1	GR			BR		DW					DEZ
	285	Z					GR							BHC			DEZ
41	40	K			2	3	BR		DO							BOV	
	90	V					BR		DO								
	100	Z				1	GR			BR		DW					DEZ

	120	Z					GR								BHC		DEZ	
42	110	Z				2	BR		GR							VRG		
	130	Z					GR								BHC		DEZ	
43	40	K			2	3	BR		DO							BOV		
	80	V					BR		DO									
	90	Z				1	GR			BR			DW				DEZ	
	120	Z					GR								BHC		DEZ	
44	40	K			2	3	BR		DO							BOV		
	80	V					BR		DO									
	90	Z				1	GR			BR			DW				DEZ	
	120	Z					GR								BHC		DEZ	
51	40	K			2	3	BR		DO							BOV		
	90	K			2		GR			OR		MST					GET	
	130	V					BR		DO									
	140	Z				1	GR			BR			DW				DEZ	
	155	Z					GR								BHC		DEZ	
52	30	K			2	3	BR		DO							BOV		
	70	K			2		GR			OR		MST					GET	
	80	V					BR		DO									
	95	Z				1	GR			BR			DW				DEZ	
	110	Z					GR								BHC		DEZ	
53	40	K			2	3	BR		DO							BOV		
	50	K			2		GR			OR		MST					GET	
	60	V					BR		DO									
	65	Z				1	GR			BR			DW				DEZ	
	75	Z					RO		BR						BHB/BC		DEZ	
	95	Z					GR								BHC		DEZ	
54	40	K			2	3	BR		DO							BOV		
	70	K			2		GR			OR		MST					GET	
	110	V					BR		DO									
	125	Z				1	GR			BR			DW				DEZ	
	140	Z					GR								BHC		DEZ	
55	40	K			2	3	BR		DO							BOV		
	45	K			2		GR			OR		MST					GET	
	55	V					BR		DO									
	60	Z				1	GR			BR			DW				DEZ	
	80	Z					RO		BR						BHB/BC		DEZ	
	95	Z					GR								BHC		DEZ	
56	30	K			2	3	BR		DO							BOV		
	40	K			2		GR			OR		MST					GET	
	55	V					BR		DO									
	60	Z				1	GR			BR			DW				DEZ	
	80	Z					RO		BR						BHB/BC		DEZ	
	95	Z					GR								BHC		DEZ	
57	30	K			2	3	BR		DO							BOV		
	40	K			2		GR			OR		MST					GET	
	60	V					BR		DO									
	70	Z				1	GR			BR			DW				DEZ	
	90	Z					GR								BHC		DEZ	
58	30	K			2	3	BR		DO							BOV		
	40	K			2		GR			OR		MST					GET	
	70	V					BR		DO									
	80	Z				1	GR			BR			DW				DEZ	
	120	Z					GR								BHC		DEZ	
59	30	K			2	3	BR		DO							BOV		
	40	K			2		GR			OR		MST					GET	
	70	V					BR		DO									
	85	Z				1	GR			BR			DW				DEZ	
	100	Z					GR								BHC		DEZ	
60	30	Z			2	3	BR		DO							BOV		
	60	V					BR		DO									
	65	Z				1	GR			BR			DW				DEZ	
	100	Z					GR								BHC		DEZ	
61	30	K			2	3	BR		DO							BOV		
	40	K			2		GR			OR		MST					GET	
	105	V					BR		DO									
	130	Z				1	GR			BR			DW				DEZ	
	150	Z					GR								BHC		DEZ	
62	30	K			2	3	BR		DO							BOV		
	40	K			2		GR			OR		MST					GET	
	105	V					BR		DO									
	125	Z				1	GR			BR			DW				DEZ	
	150	Z					GR								BHC		DEZ	

63	30	K			2	3	BR		DO								BOV	
	40	K			2		GR			OR	MST							GET
	120	V					BR		DO									
	135	Z				1	GR			BR		DW						DEZ
	155	Z					GR									BHC		DEZ
64	45	K			2	3	BR		DO									BOV
	60	K			2		GR			OR	MST							GET
	90	V					BR		DO									
	105	Z				1	GR			BR		DW						DEZ
	120	Z					GR									BHC		DEZ
65	30	K			2	3	BR		DO									BOV
	40	K			2		GR			OR	MST							GET
	60	V					BR		DO									
	70	Z				1	GR			BR		DW						DEZ
	95	Z					GR									BHC		DEZ
66	30	K			2	3	BR		DO									BOV
	35	K			2		GR			OR	MST							GET
	45	V					BR		DO									
	60	Z				1	GR			BR		DW						DEZ
	75	Z					GR									BHC		DEZ
67	25	K			2	3	BR		DO									BOV
	35	K			2		GR			OR	MST							GET
	45	V					BR		DO									
	60	Z				1	GR			BR		DW						DEZ
	75	Z					GR									BHC		DEZ
68	30	K			2	3	BR		DO									BOV
	35	K			2		GR			OR	MST							GET
	45	V					BR		DO									
	55	Z				1	GR			BR		DW						DEZ
	75	Z					GR									BHC		DEZ
69	30	K			2	3	BR		DO									BOV
	35	K			2		GR			OR	MST							GET
	45	V					BR		DO									
	60	Z				1	GR			BR		DW						DEZ
	75	Z					GR									BHC		DEZ
70	30	K			2	3	BR		DO									BOV
	35	K			2		GR			OR	MST							GET
	45	V					BR		DO									
	60	Z				1	GR			BR		DW						DEZ
	75	Z					GR									BHC		DEZ
74	40	K			2	3	BR		DO									BOV
	70	K			2		GR			OR	MST							GET
	100	V					BR		DO									
	115	Z				1	GR			BR		DW						DEZ
	130	Z					GR									BHC		DEZ
75	40	K			2	3	BR		DO									BOV
	50	K			2		GR			OR	MST							GET
	60	V					BR		DO									
	70	Z				1	GR			BR		DW						DEZ
	80	Z					RO	BR								BHB/BC		DEZ
	100	Z					GR									BHC		DEZ
76	30	K			2	3	BR		DO									BOV
	40	K			2		GR			OR	MST							GET
	70	V					BR		DO									
	85	Z					OR	GE								BHBC		DEZ
	100	Z					GE									BHC		DEZ
77	30	K			2	3	BR		DO									BOV
	40	K			2		GR			OR	MST							GET
	60	V					BR		DO									
	85	Z					OR	GE								BHBC		DEZ
	95	Z					GE									BHC		DEZ
78	30	K			2	3	BR		DO									BOV
	45	K			2		GR			OR	MST							GET
	75	V					BR		DO									
	85	Z					RO	BR								BHB		DEZ
	90	Z					OR	GE								BHBC		DEZ
	100	Z					GE									BHC		DEZ
79	20	K			2	3	BR		DO									BOV
	55	K			2		GR			OR	MST							GET
	250	V					BR		DO									
80	30	K			2	3	BR		DO									BOV

	80	K			2		GR			OR	MST					GET	
	250	V					BR		DO								
81	30	K			2	3	BR		DO							BOV	
	80	K			2		GR			OR	MST						GET
	250	V					BR		DO								
82	30	K			2	3	BR		DO							BOV	
	70	K			2		GR			OR	MST						GET
	250	V					BR		DO								
83	30	K			2	3	BR		DO							BOV	
	70	K			2		GR			OR	MST						GET
	250	V					BR		DO								
84	30	Z			2	3	BR		DO							BOV	
	80	V					BR		DO								
	90	Z				1	GR			BR		DW					DEZ
	105	Z					GR							BHC			DEZ
85	30	Z			2	3	BR		DO							BOV	
	70	V					BR		DO								
	90	Z				1	GR			BR		DW					DEZ
	110	Z					GR							BHC			DEZ
86	30	Z			2	3	BR		DO							BOV	
	85	V					BR		DO								
	95	Z				1	GR			BR		DW					DEZ
	110	Z					GR							BHC			DEZ
87	25	Z			2	3	BR		DO							BOV	
	60	Z					GR							BHC			DEZ
88	30	Z			2	3	BR		DO							BOV	
	65	Z					GR							BHC			DEZ
89	45	K			2	3	BR		DO							BOV	
	50	K			2		GR			OR	MST						GET
	70	V					BR		DO								
	80	Z				1	GR			BR		DW					DEZ
	100	Z					GR							BHC			DEZ
90	30	Z			2	3	BR		DO							BOV	
	40	Z					OR	GE						BHBC			DEZ
	70	Z					GR							BHC			DEZ
91	30	Z			2	3	BR		DO							BOV	
	45	Z				1	OR	GE		BR				BHBC	ROG		DEZ
	60	Z					GR							BHC			DEZ
92	30	Z			2	3	BR		DO							BOV	
	45	Z				1	OR	GE		BR				BHBC	ROG		DEZ
	80	Z					GR							BHC			DEZ
93	30	Z			2	3	BR		DO							BOV	
	50	V					BR		DO								
	75	Z					GR							BHC			DEZ
94	25	K			2	3	BR		DO							BOV	
	45	K			2		GR			OR	MST						GET
	60	V					BR		DO								
	80	Z				1	GR			BR		DW					DEZ
	100	Z					GR							BHC			DEZ
95	30	K			2	3	BR		DO							BOV	
	45	K			2		GR			OR	MST						GET
	60	V					BR		DO								
	75	Z				1	GR			BR		DW					DEZ
	100	Z					GR							BHC			DEZ
96	25	K			2	3	BR		DO							BOV	
	30	K			2		GR			OR	MST						GET
	50	V					BR		DO								
	65	Z				1	GR			BR		DW					DEZ
	100	Z					GR							BHC			DEZ
97	25	K			2	3	BR		DO							BOV	
	40	K			2		GR			OR	MST						GET
	60	V					BR		DO								
	80	Z				1	GR			BR		DW					DEZ
	100	Z					GR							BHC			DEZ
98	40	Z			2	3	BR		DO							BOV	
	45	V					BR		DO								
	60	Z				1	GR			BR		DW					DEZ
	100	Z					GR							BHC			DEZ
99	30	K			2	3	BR		DO							BOV	
	50	K			2		GR			OR	MST						GET
	90	V					BR		DO								
	100	Z				1	GR			BR		DW					DEZ

	125	Z					GR								BHC		DEZ	
100	30	K			2	3	BR		DO							BOV		
	45	K			2		GR			OR	MST						GET	
	65	V					BR		DO									
	70	Z				1	GR			BR		DW					DEZ	
	120	Z					GR								BHC		DEZ	
101	45	K			2	3	BR		DO							BOV		
	80	K			2		GR			OR	MST						GET	
	125	V					BR		DO									
	135	Z				1	GR			BR		DW					DEZ	
	150	Z					GR								BHC		DEZ	
102	30	K			2	3	BR		DO							BOV		
	40	K			2		GR			OR	MST						GET	
	50	V					BR		DO									
	60	Z					RO	BR							BHB		DEZ	HK I
	75	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	85	Z					GE								BHC		DEZ	
103	30	K			2	3	BR		DO							BOV		
	40	K			2		GR			OR	MST						GET	
	80	V					BR		DO									
	85	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	95	Z					GE								BHC		DEZ	
104	40	Z			2	3	BR		DO							BOV		
	70	Z				1	OR	GE		BR					BHBC	ROG	DEZ	
	80	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	90	Z					GR								BHC		DEZ	
105	35	Z			2	3	BR		DO							BOV		
	80	Z				1	OR	GE		BR					BHBC	ROG	DEZ	
	85	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	90	Z					GR								BHC		DEZ	
106	35	Z			2	3	BR		DO							BOV		
	65	Z				1	OR	GE		BR					BHBC	ROG	DEZ	
	70	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	80	Z					GR								BHC		DEZ	
107	40	Z			2	3	BR		DO							BOV		
	70	Z				1	OR	GE		BR					BHBC	ROG	DEZ	
	80	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	90	Z					GR								BHC		DEZ	
108	40	Z			2	3	BR		DO							BOV		
	70	Z				1	OR	GE		BR					BHBC	ROG	DEZ	
	80	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	90	Z					GR								BHC		DEZ	
109	35	Z			2	3	BR		DO							BOV		
	50	Z					RO	BR							BHB		DEZ	
	60	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	70	Z					GE								BHC		DEZ	
110	40	Z			2	3	BR		DO							BOV		
	55	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	65	Z					GE								BHC		DEZ	
111	35	Z			2	3	BR		DO							BOV		
	60	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	70	Z					GE								BHC		DEZ	
112	35	Z			2	3	BR		DO							BOV		
	60	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	70	Z					GE								BHC		DEZ	
113	35	Z			2	3	BR		DO							BOV		
	50	Z					RO	BR							BHB		DEZ	
	60	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	70	Z					GE								BHC		DEZ	
114	40	Z			2	3	BR		DO							BOV		
	60	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	75	Z					GE								BHC		DEZ	
115	40	Z			2	3	BR		DO							BOV		
	60	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	70	Z					GE								BHC		DEZ	
116	35	Z			2	3	BR		DO							BOV		
	65	Z					RO	BR							BHB		DEZ	
	65	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	75	Z					GE								BHC		DEZ	
117	35	Z			2	3	BR		DO							BOV		
	65	Z					RO	BR							BHB		DEZ	

	65	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	75	Z					GE								BHC		DEZ	
118	40	Z		2		3	BR		DO							BOV		
	60	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	75	Z					GE								BHC		DEZ	
119	50	Z		2		3	BR		DO							BOV		
	60	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	80	Z					GE								BHC		DEZ	
	100	Z					GR								BHC		DEZ	
120	50	Z		2		3	BR		DO							BOV		
	65	V					BR		DO									
	75	Z				1	GR			BR		DW					DEZ	
	100	Z					GR								BHC		DEZ	
121	45	Z		2		3	BR		DO							BOV		
	75	V					BR		DO									
	85	Z				1	GR			BR		DW					DEZ	
	100	Z					GR								BHC		DEZ	
122	45	Z		2		3	BR		DO							BOV		
	75	V					BR		DO									
	85	Z				1	GR			BR		DW					DEZ	
	100	Z					GR								BHC		DEZ	
123	50	Z		2		3	BR		DO							BOV		
	75	V					BR		DO									
	85	Z				1	GR			BR		DW					DEZ	
	100	Z					GR								BHC		DEZ	
124	40	Z		2		3	BR		DO							BOV		
	55	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	65	Z					GE								BHC		DEZ	
125	45	Z		2		3	BR		DO							BOV		
	55	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	70	Z					GE								BHC		DEZ	
126	40	Z		2		3	BR		DO							BOV		
	55	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	70	Z					GE								BHC		DEZ	
127	40	Z		2		3	BR		DO							BOV		
	55	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	70	Z					GE								BHC		DEZ	
128	45	Z		2		3	BR		DO							BOV		
	55	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	70	Z					GE								BHC		DEZ	
129	35	Z		2		3	BR		DO							BOV		
	45	Z					RO	BR							BHB		DEZ	
	55	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	70	Z					GE								BHC		DEZ	
130	40	Z		2		3	BR		DO							BOV		
	50	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	65	Z					GE								BHC		DEZ	
131	35	Z		2		3	BR		DO							BOV		
	55	Z					RO	BR							BHB		DEZ	
	55	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	70	Z					GE								BHC		DEZ	
132	35	Z		2		3	BR		DO							BOV		
	50	Z					RO	BR							BHB		DEZ	
	60	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	70	Z					GE								BHC		DEZ	
133	40	Z		2		3	BR		DO							BOV		
	50	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	60	Z					GE								BHC		DEZ	
159	40	Z		2		3	BR		DO							BOV		
	50	Z					RO	BR							BHB		DEZ	
	55	V					BR		DO									
	65	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	90	Z					GE								BHC		DEZ	
160	30	Z		2		3	BR		DO							BOV		
	80	K		2			GR			OR	MST						GET	
	100	V					BR		DO									
	110	Z				1	GR			BR		DW					DEZ	
	130	Z					GR								BHC		DEZ	
161	30	Z		2		3	BR		DO							BOV		
	95	K		2			GR			OR	MST						GET	
	120	V					BR		DO									
	135	Z				1	GR			BR		DW					DEZ	

162	40	K			2	3	BR	DO								BOV	
	100	K			2		GR		OR	MST							GET
	170	V					BR	DO									
	185	Z				1	GR		BR		DW						DEZ
	200	Z					GR							BHC			DEZ
163	40	K			2	3	BR	DO								BOV	
	100	K			2		GR		OR	MST							GET
	155	V					BR	DO									
	165	Z				1	GR		BR		DW						DEZ
	180	Z					GR							BHC			DEZ
164	45	K			2	3	BR	DO								BOV	
	110	K			2		GR		OR	MST							GET
	200	V					BR	DO									
	215	Z				1	GR		BR		DW						DEZ
	230	Z					GR							BHC			DEZ
200	40	K			2	3	BR	DO								BOV	
	115	K			2		GR		OR	MST							GET
	180	V					BR	DO									
	200	Z				1	GR		BR		DW						DEZ
	220	Z					GR							BHC			DEZ
201	40	K			2	3	BR	DO								BOV	
	120	K			2		GR		OR	MST							GET
	150	V					BR	DO									
	180	Z				1	GR		BR		DW						DEZ
	200	Z					GR							BHC			DEZ
205	30	K			2	3	BR	DO								BOV	
	100	K			2		GR		OR	MST							GET
	170	V					BR	DO									
	180	Z				1	GR		BR		DW						DEZ
	200	Z					GR							BHC			DEZ
206	30	K			2	3	BR	DO								BOV	
	90	K			2		GR		OR	MST							GET
	160	V					BR	DO									
	180	Z				1	GR		BR		DW						DEZ
	200	Z					GR							BHC			DEZ
207	30	K			2	3	BR	DO								BOV	
	110	K			2		GR		OR	MST							GET
	140	V					BR	DO									
	150	Z				1	GR		BR		DW						DEZ
	170	Z					GR							BHC			DEZ
211	30	K			2	3	BR	DO								BOV	
	150	K			2		GR		OR	MST							GET
	300	V					BR	DO									
212	30	K			2	3	BR	DO								BOV	
	150	K			2		GR		OR	MST							GET
	300	V					BR	DO									
213	30	K			2	3	BR	DO								BOV	
	125	K			2		GR		OR	MST							GET
	300	V					BR	DO									
214	30	K			2	3	BR	DO								BOV	
	125	K			2		GR		OR	MST							GET
	300	V					BR	DO									
216	30	K			2	3	BR	DO								BOV	
	120	K			2		GR		OR	MST							GET
	230	V					BR	DO									
	250	Z				1	GR		BR		DW						DEZ
	270	Z					GR							BHC			DEZ
217	30	K			2	3	BR	DO								BOV	
	130	K			2		GR		OR	MST							GET
	270	V					BR	DO									
	280	Z				1	GR		BR		DW						DEZ
	300	Z					GR							BHC			DEZ
218	30	K			2	3	BR	DO								BOV	
	130	K			2		GR		OR	MST							GET
	265	V					BR	DO									
	280	Z				1	GR		BR		DW						DEZ
	300	Z					GR							BHC			DEZ
219	25	K			2	3	BR	DO								BOV	
	125	K			2		GR		OR	MST							GET
	250	V					BR	DO									
	260	Z				1	GR		BR		DW						DEZ
	280	Z					GR							BHC			DEZ

230	30	K			2	3	BR		DO								BOV	
	40	K			2		GR			OR	MST							GET
	75	V					BR		DO									
	100	Z				1	GR			BR		DW						DEZ
	120	Z					GR									BHC		DEZ
231	30	K			2	3	BR		DO									BOV
	40	K			2		GR			OR	MST							GET
	75	V					BR		DO									
	105	Z				1	GR			BR		DW						DEZ
	120	Z					GR									BHC		DEZ
232	30	K			2	3	BR		DO									BOV
	40	K			2		GR			OR	MST							GET
	90	V					BR		DO									
	105	Z				1	GR			BR		DW						DEZ
	120	Z					GR									BHC		DEZ
233	100	Z				2	BR		GR									VRG
	115	Z					GR									BHC		DEZ
234	40	K			2	3	BR		DO									BOV
	60	Z					OR	GE								BHBC		DEZ
	80	Z					GE									BHC		DEZ
235	40	K			2	3	BR		DO									BOV
	100	V					BR		DO									
	120	Z				1	GR			BR		DW						DEZ
	135	Z					GE									BHC		DEZ
247	30	K			2	3	BR		DO									BOV
	40	K			2		GR			OR	MST							GET
	80	V					BR		DO									
	100	Z				1	GR			BR		DW						DEZ
	110	Z					GE									BHC		DEZ
248	30	K			2	3	BR		DO									BOV
	40	K			2		GR			OR	MST							GET
	90	V					BR		DO									
	105	Z				1	GR			BR		DW						DEZ
	120	Z					GE									BHC		DEZ
249	30	K			2	3	BR		DO									BOV
	40	K			2		GR			OR	MST							GET
	110	V					BR		DO									
	125	Z				1	GR			BR		DW						DEZ
	140	Z					GE									BHC		DEZ
268	30	K			2	3	BR		DO									BOV
	85	V					BR		DO									
	80	Z				1	GR			BR		DW						DEZ
	100	Z					GE									BHC		DEZ
269	30	K			2	3	BR		DO									BOV
	60	V					BR		DO									
	85	Z				1	GR			BR		DW						DEZ
	100	Z					GE									BHC		DEZ
270	30	K			2	3	BR		DO									BOV
	90	V					BR		DO									
	105	Z				1	GR			BR		DW						DEZ
	120	Z					GE									BHC		DEZ
271	30	Z			2	3	BR		DO									BOV
	60	V					BR		DO									
	80	Z				1	GR			BR		DW						DEZ
	100	Z					GE									BHC		DEZ
272	45	Z			2	3	BR		DO									BOV
	80	V					BR		DO									
	100	Z				1	GR			BR		DW						DEZ
	120	Z					GR									BHC		DEZ
273	40	K/Z			2	3	BR		DO									BOV
	80	V					BR		DO									
	100	Z				1	GR			BR		DW						DEZ
	120	Z					GR									BHC		DEZ
274	40	K			2	3	BR		DO									BOV
	50	K			2		GR			OR	MST							GET
	80	V					BR		DO									
	100	Z				1	GR			BR		DW						DEZ
	120	Z					GR									BHC		DEZ
275	40	K			2	3	BR		DO									BOV
	50	K			2		GR			OR	MST							GET
	80	V					BR		DO									
	100	Z				1	GR			BR		DW						DEZ

	120	Z					GR								BHC		DEZ	
276	40	K			2	3	BR		DO							BOV		
	50	K			2		GR			OR	MST						GET	
	80	V					BR		DO									
	105	Z				1	GR			BR		DW					DEZ	
	120	Z					GR								BHC		DEZ	
277	60	Z				2	BR		GR							VRG BOV		
	85	Z					GR								BHC		DEZ	
278	45	Z			2	3	BR		DO							BOV		
	50	V					BR		DO									
	75	Z					RO	BR							BHB		DEZ	
	90	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	100	Z					GE								BHC		DEZ	
330	30	K			2	3	BR		DO							BOV		
	80	K			2		GR			OR	MST						GET	
	300	V					BR		DO									
331	30	K			2	3	BR		DO							BOV		
	75	K			2		GR			OR	MST						GET	
	250	V					BR		DO									
332	25	K			2	3	BR		DO							BOV		
	70	K			2		GR			OR	MST						GET	
	250	V					BR		DO									
333	25	K			2	3	BR		DO							BOV		
	60	K			2		GR			OR	MST						GET	
	230	V					BR		DO									
	260	Z					GR								BHC		DEZ	
334	30	K			2	3	BR		DO							BOV		
	75	K			2		GR			OR	MST						GET	
	195	V					BR		DO									
	200	Z				1	GR			BR		DW					DEZ	
	215	Z					GE								BHC		DEZ	
335	25	K			2	3	BR		DO							BOV		
	80	K			2		GR			OR	MST						GET	
	180	V					BR		DO									
	200	Z				1	GR			BR		DW					DEZ	
	215	Z					GE								BHC		DEZ	
336	25	K			2	3	BR		DO							BOV		
	80	K			2		GR			OR	MST						GET	
	205	V					BR		DO									
	215	Z				1	GR			BR		DW					DEZ	
	230	Z					GE								BHC		DEZ	
337	25	K			2	3	BR		DO							BOV		
	75	K			2		GR			OR	MST						GET	
	225	V					BR		DO									
338	25	K			2	3	BR		DO							BOV		
	70	K			2		GR			OR	MST						GET	
	80	K				2	GR	BR	LI							VEG		HK 1
	95	K			2		GR			OR	MST						GET	BR L
	100	K			2		GR			OR	MST						GET	
	200	V					BR		DO									
360	30	Z			2	3	BR		DO							BOV		
	50	V					BR		DO									
	100	Z					GR								BHC		DEZ	
361	30	K			2	3	BR		DO							BOV		
	45	K			2		GR			OR	MST						GET	
	50	V					BR		DO									
	75	Z					GR								BHC		DEZ	
362	30	Z			2	3	BR		DO							BOV		
	50	V					BR		DO									
	75	Z					GR								BHC		DEZ	
363	40	Z			2	3	BR		DO							BOV		
	60	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	80	Z					GE								BHC		DEZ	
364	40	Z			2	3	BR		DO							BOV		
	55	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	85	Z					GE								BHC		DEZ	
365	30	K			2	3	BR		DO							BOV		
	35	K			2		GR			OR	MST						GET	
	55	V					BR		DO									

	65	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	85	Z					GE								BHC		DEZ	
366	65	Z				2	BR		GR							VRG BOV		
	85	Z					GR								BHC		DEZ	
367	40	Z				2	BR		DO							BOV		
	60	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	80	Z					GE								BHC		DEZ	
368	30	K				2	BR		DO							BOV		
	35	K				2	GR			OR	MST						GET	
	45	V					BR		DO									
	60	Z					GR			BR		DW					DEZ	
	75	Z					GE								BHC		DEZ	
369	30	K				2	BR		DO							BOV		
	35	K				2	GR			OR	MST						GET	
	50	V					BR		DO									
	60	Z					GR			BR		DW					DEZ	
	75	Z					GE								BHC		DEZ	
370	30	K				2	BR		DO							BOV		
	35	K				2	GR			OR	MST						GET	
	50	V					BR		DO									
	60	Z					GR			BR		DW					DEZ	
	75	Z					GE								BHC		DEZ	
379	30	K				2	BR		DO							BOV		
	40	K				2	GR			OR	MST						GET	
	55	V					BR		DO									
	85	Z					GE								BHC		DEZ	
380	30	K				2	BR		DO							BOV		
	40	K				2	GR			OR	MST						GET	
	75	V					BR		DO									
	85	Z					GR			BR		DW					DEZ	
	100	Z					GE								BHC		DEZ	
381	80	Z					BR		GR							BOV		
	100	Z					GR								BHC		DEZ	
382	30	K				2	BR		DO							BOV		
	50	K				2	GR			OR	MST						GET	
	80	V					BR		DO									
	90	V					BR		DO									
	105	Z					GE								BHC		DEZ	
383	30	K				2	BR		DO							BOV		
	50	K				2	GR			OR	MST						GET	
	80	V					BR		DO									
	110	V					BR		DO									
	105	Z					GE								BHC		DEZ	
384	45	K				2	BR		DO							BOV		
	55	K				2	GR			OR	MST						GET	
	80	V					BR		DO									
	90	V					BR		DO									
	120	Z					GE								BHC		DEZ	
385	30	K				2	BR		DO							BOV		
	50	K				2	GR			OR	MST						GET	
	70	V					BR		DO									
	80	V					BR		DO									
	110	Z					GE								BHC		DEZ	
386	30	K				2	BR		DO							BOV		
	80	K				2	GR			OR	MST						GET	
	100	Z					GR								BHC		DEZ	
387	30	K				2	BR		DO							BOV		
	45	K				2	GR			OR	MST						GET	
	65	V					BR		DO									
	80	Z					RO	BR							BHB		DEZ	
	95	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	110	Z					GE								BHC		DEZ	
388	30	K				2	BR		DO							BOV		
	45	K				2	GR			OR	MST						GET	
	60	V					BR		DO									
	80	Z					RO	BR							BHB		DEZ	
	95	Z					RO	BR							BHB		DEZ	
	110	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
534	40	Z				2	BR		DO							BOV		
	50	V					BR		DO									
	60	Z					GR			BR		DW					DEZ	

	70	Z					OR	GE								BHBC		DEZ																				
	80	Z					GE									BHC		DEZ																				
544	40	Z			2		BR		DO								BOV																					
	50	V					BR		DO																													
	60	Z					1	GR			BR		DW						DEZ																			
	65	Z						OR	GE							BHBC			DEZ																			
	80	Z						GE								BHC			DEZ																			
545	35	Z			2			3	BR		DO						BOV																					
	60	Z						1	OR	GE		BR				BHBC	ROG		DEZ																			
	65	Z							OR	GE						BHBC			DEZ																			
	75	Z							GE							BHC			DEZ																			
546	35	Z			2				3	BR		DO					BOV																					
	60	Z							1	OR	GE		BR			BHBC	ROG		DEZ																			
	65	Z								OR	GE					BHBC			DEZ																			
	75	Z								GE						BHC			DEZ																			
547	35	Z			2					3	BR		DO				BOV																					
	45	Z									RO	BR				BHB			DEZ																			
	60	Z									OR	GE				BHBC			DEZ																			
	70	Z										GE				BHC			DEZ																			
548	35	Z			2						3	BR		DO			BOV																					
	45	Z										RO	BR			BHB			DEZ																			
	60	Z										OR	GE			BHBC			DEZ																			
	65	Z											GE			BHC			DEZ																			
549	35	Z			2							3	BR		DO		BOV																					
	50	Z											OR	GE		BHBC			DEZ																			
	65	Z												GE		BHC			DEZ																			
550	35	Z			2								3	BR		DO		BOV																				
	85	Z												1	OR	GE		BR	BHBC	ROG	DEZ																	
	100	Z														GE			BHC		DEZ																	
551	30	Z			2											BR		DO		BOV																		
	80	Z														1	OR	GE	BR	BHBC	ROG	DEZ																
	100	Z															GE			BHC		DEZ																
552	40	Z			2												3	BR		DO		BOV																
	85	Z																1	OR	GE	BR	BHBC	ROG	DEZ														
	100	Z																		GR			BHC		DEZ													
553	40	Z			2															3	BR		DO		BOV													
	75	V																			BR		DO															
	85	Z																			1	GR		BR	DW	DEZ												
	100	Z																				GR			BHC		DEZ											
554	40	Z			2																	3	BR		DO		BOV											
	75	V																					BR		DO													
	85	Z																					1	GR		BR	DW	DEZ										
	100	Z																						GR			BHC		DEZ									
555	40	Z			2																			3	BR		DO		BOV									
	75	V																							BR		DO											
	85	Z																							1	GR		BR	DW	DEZ								
	100	Z																								GR			BHC		DEZ							
561	35	Z			2																					3	BR		DO		BOV							
	60	Z																									OR	GE			BHBC		DEZ					
	75	Z																										GE			BHC		DEZ					
562	40	Z			2																								3	BR		DO		BOV				
	55	Z																											OR	GE			BHBC		DEZ			
	75	Z																												GE			BHC		DEZ			
563	35	Z			2																									3	BR		DO		BOV			
	50	Z																												RO	BR			BHB		DEZ		
	65	Z																												OR	GE			BHBC		DEZ		
	75	Z																													GE			BHC		DEZ		
564	35	Z			2																										3	BR		DO		BOV		
	50	Z																													RO	BR			BHB		DEZ	
	65	Z																													OR	GE			BHBC		DEZ	
	75	Z																													GE			BHC		DEZ		
565	40	Z			2																											3	BR		DO		BOV	
	45	Z																														OR	GE			BHBC		DEZ
	75	Z																														GE			BHC		DEZ	
566	35	Z			2																												3	BR		DO		BOV
	45	Z																														RO	BR			BHB		DEZ
	60	Z																														OR	GE			BHBC		DEZ
	75	Z																														GE			BHC		DEZ	
567	35	Z			2																												3	BR		DO		BOV
	60	Z																														OR	GE			BHBC		DEZ
	75	Z																														GE			BHC		DEZ	

Betekenis van de afkortingen:

LDO – Onderzijde boortraject

Lithologie:

GD – Onverharde sedimenten: G = grind, K = klei, L = leem, V = veen en Z = zand

Bijmengsels: BK = bijmengsel klei, BS = bijmengsel silt, BZ = bijmengsel zand, BV = bijmengsel veen, BH = bijmengsel humus. Betekenis toegevoegde cijfers: 1 = zwak, 2 = matig, 3 = sterk en 4 = uiterst.

Kleur:

HK = hoofdkleur, BL = blauw, BR = bruin, GE = geel, GN = groen, GR = grijs, OL = olijf, OR = oranje, PA = paars, RO = rood, RZ = roze, WI = wit, ZW = zwart.

TK = Tweede kleur (kleurafkortingen als boven).

IK = Intensiteit kleur: LI = licht en DO = donker

VLK = Vlekken (V): 2^o en 3^o letter is kleurafkorting als boven, 1 = weinig, 2 = matig, 3 = veel

Overige kenmerken:

CO = Consistentie (C): ZSL=zeer slap, SLA=slap, MSL=matig slap, MST=matig stevig, STV=stevig

PLH = plantenresten (PL0 = geen, PL1 = spoor, PL2 = weinig, PL3 = veel); DW = doorworteld

VS = veensoorten

SST = Sedimentaire structuren; ZL is zandlagen

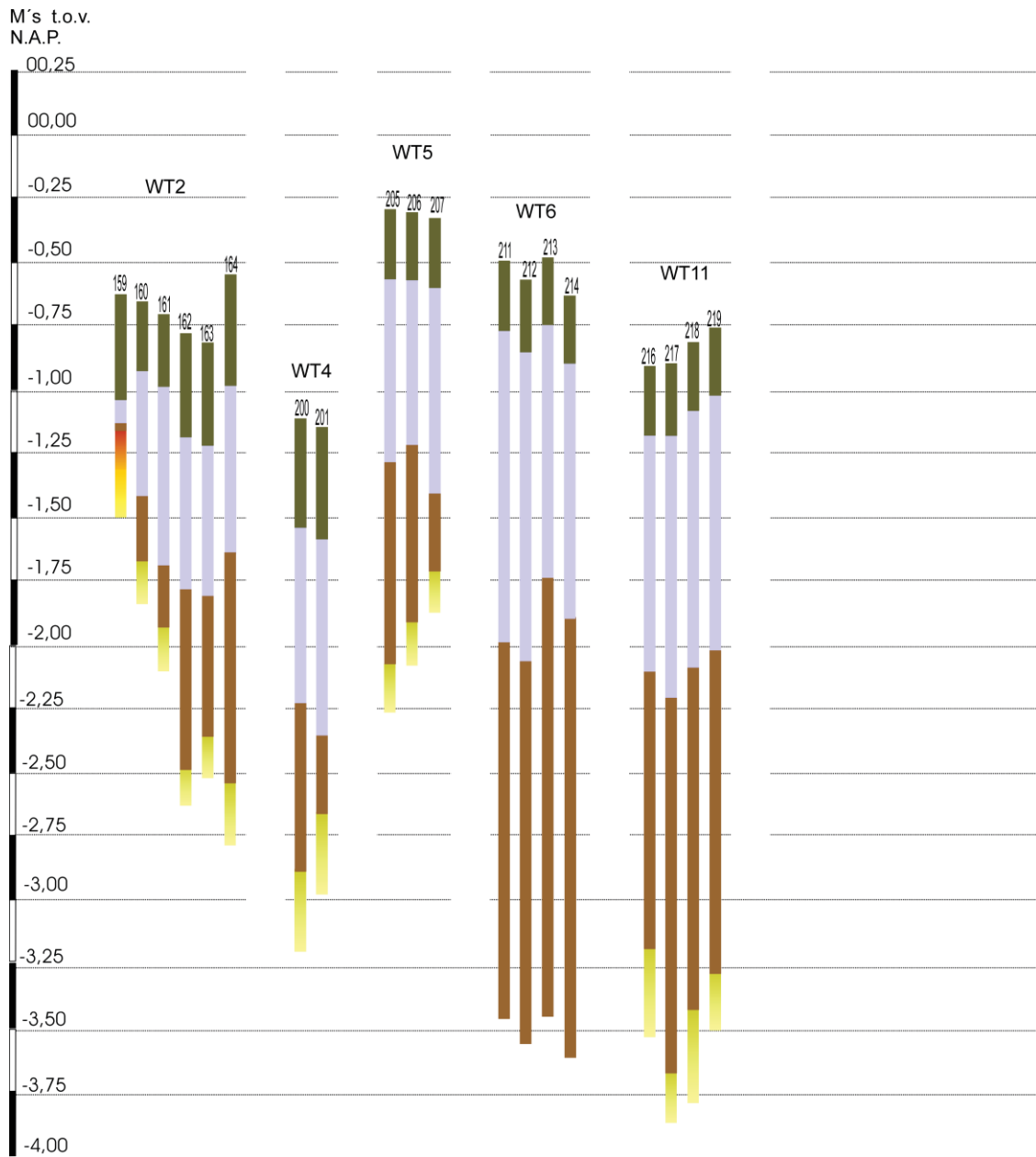
BHN = Bodemhorizont; BHC = C-horizont, BHB = B-horizont, BHBC = BC-horizont

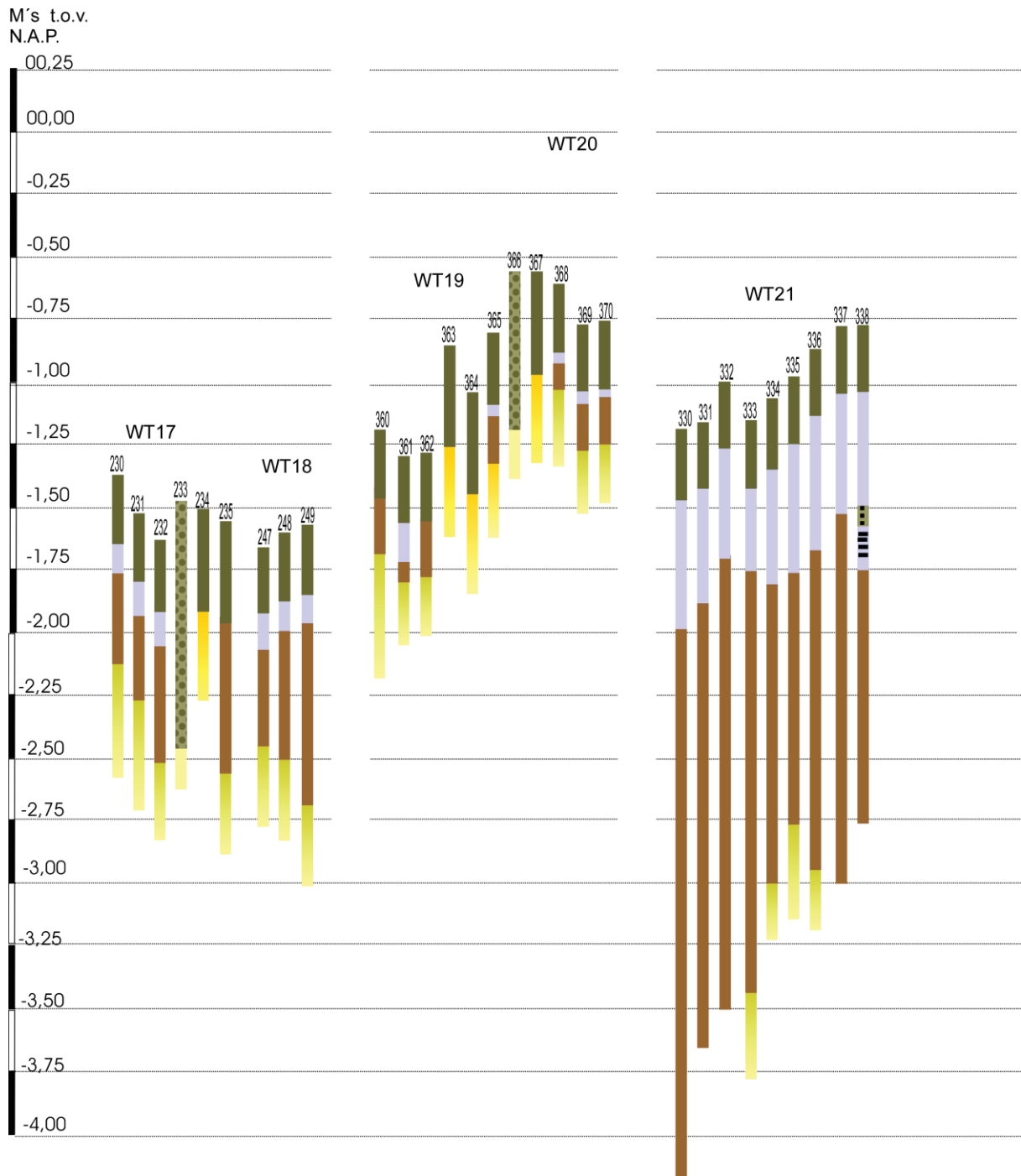
BI = Bodemkundige interpretaties; BOV = bouwvoor, ROG = rommelig, VRG = vergraven, VEG = vegetatie-horizont

GI = Geologische interpretaties; DEZ = dekzand, MAR = marien

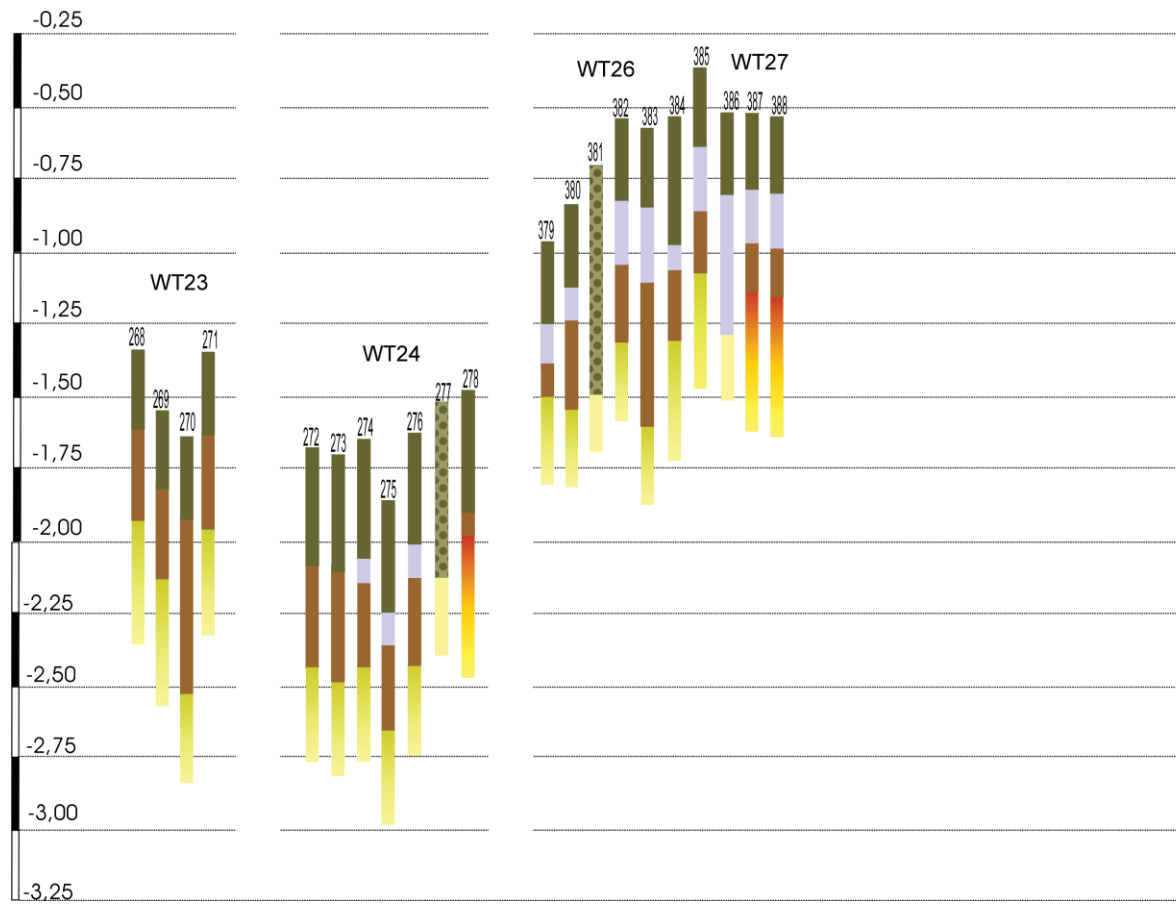
AIS = Archeologische indicatoren; HK = houtskool, BRL = brandlaagjes

Bijlage 2: Boorprofielen

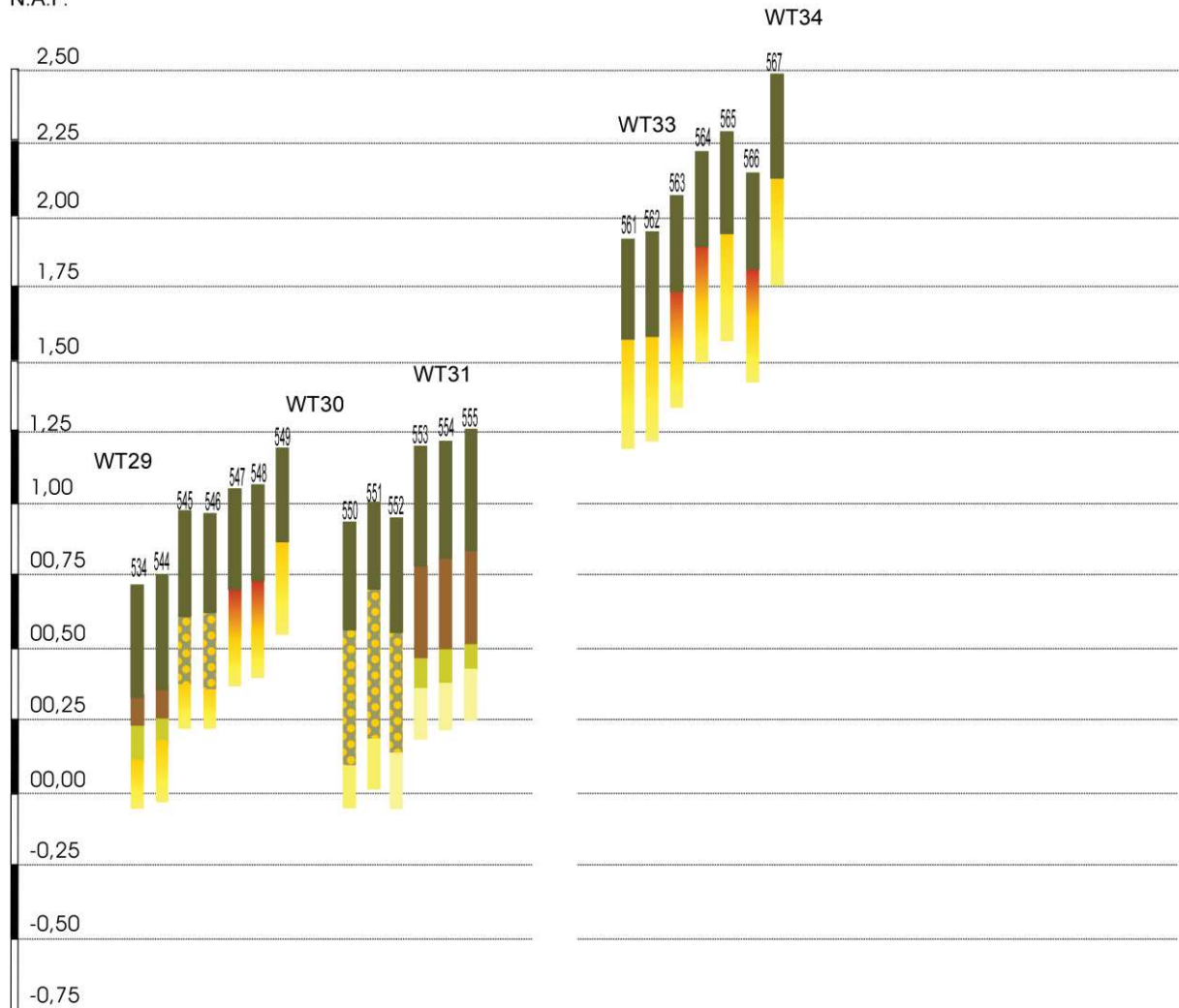




M's t.o.v.
N.A.P.



M's t.o.v.
N.A.P.



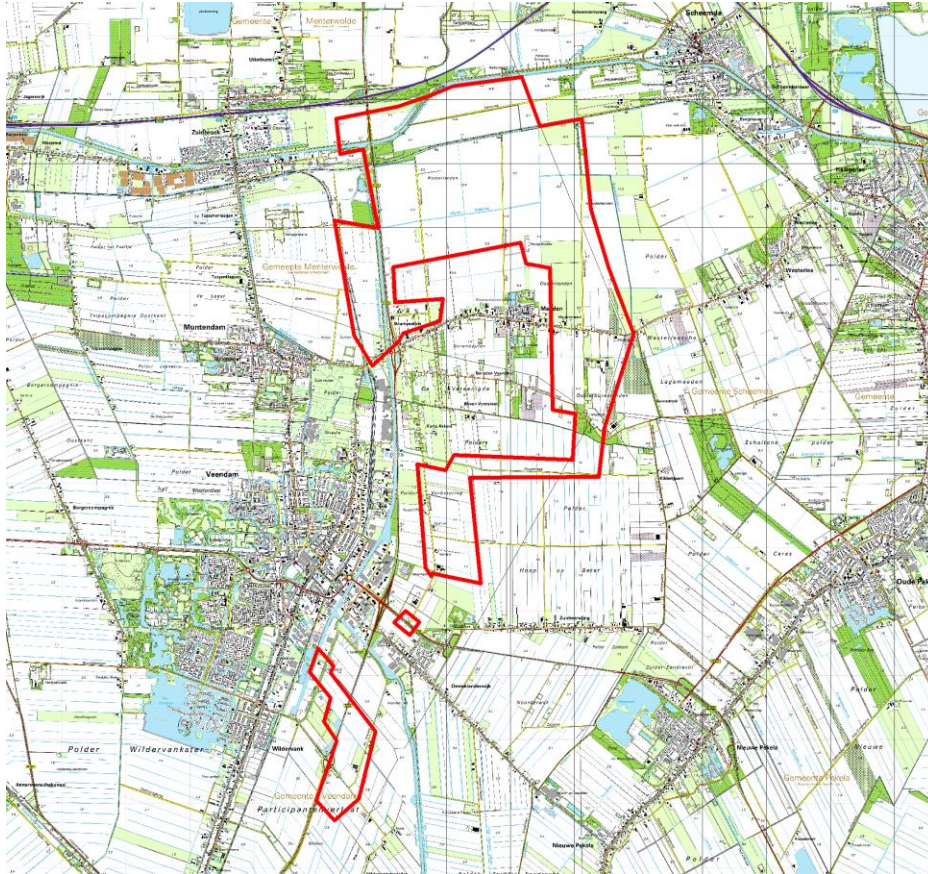
BIJLAGE 6C

VERKENNEND EN KARTEREND ONDERZOEK TURBINELOCATIES



**ArcheoPro Archeologisch rapport
Nr 15119**

**Windpark N33
Gemeente Veendam/Oldambt/Menterwolde
Inventariserend Veldonderzoek (IVO-0);
Verkennend en karterend onderzoek
turbinelocaties**




Richard Exaltus
Joep Orbons

Juli 2016

ArcheoPro

ArcheoPro Archeologisch rapport Nr 15119

Windpark N33 Gemeente Veendam/Oldambt/Menterwolde Inventariserend Veldonderzoek (IVO-O); Verkennend en karterend onderzoek turbinelocaties

Colofon		
Opdrachtgever: Status:	Pondera Consult, Weibergweg 49, 7556 PE Hengelo Versie 25-07-2016	
Projectcode : Bestandsnaam :	15-220 ArcheoPro, Booronderzoek Windpark N33, 2016 07 25	
Archis melding (OM nummer): Bevoegd gezag: Opslagplaats documentatie: ISSN:	Gemeente Veendam/Oldambt/Menterwolde Provincie Groningen 1569-7363	
Auteur: Projectleider: Projectmedewerkers: Onderaannemers : Autorisatie:	Richard Exaltus, Joep Orbons Richard Exaltus Richard Exaltus, Joep Orbons nvt Drs. R.P. Exaltus; senior-archeoloog	
		
Uitgegeven door ArcheoPro © Copyright 2015 ArcheoPro, Eijsden		
ArcheoPro Sint Jozefstraat 45 NL 6245 LL Eijsden Nederland	Tel : 0(0 31) 43 3672586 www.archeopro.nl	Kamer van Koophandel Limburg: 14117581 e-mail: info@archeopro.nl

Inhoudsopgave

Inhoudsopgave.....	3
Samenvatting.....	4
1. Inleiding.....	6
1.1 Algemeen	6
1.2 Locatiegegevens.....	6
1.3 Aard van de ingreep	6
1.4 Onderzoek	6
1.5 Leeswijzer.....	7
2. Resultaten Veldonderzoek	11
2.1 WT1, 2 en 3	11
2.2 WT4, 5, 6, 10 en 11.....	14
2.3 WT13, 16, 17, 18, 23 en 24	17
2.4 WT14, 19 en 20	21
2.5 WT21, 26 en 27	24
2.5 WT28, 29, 30, 31, 33 en 34 (boringen 104 tot en met 133)	28
2.5.1 Resultaten oppervlaktekartering WT 29, WT30, WT33 en WT34.....	32
3. Conclusies en aanbevelingen.....	34
Verklarende woordenlijst.....	37
Archeologische tijdschaal	37
Bronnen	38
Literatuur	39
Bijlage 1: Boortabel.....	40
Betekenis van de afkortingen:	56
Bijlage 2: Boorprofielen	57

Samenvatting

In de tweede week van januari 2016 is in opdracht van Pondera Consult, door ArcheoPro verkennend booronderzoek uitgevoerd voor het Windplan N33 in de gemeenten Oldambt, Menterwolde en Veendam. In de tweede week van februari 2016 is op turbinelocaties waarop de resultaten van het verkennend booronderzoek daar aanleiding toe gaven, karterend onderzoek verricht.

In de tweede week van januari 2016 is door ArcheoPro verkennend booronderzoek uitgevoerd op 26 turbinelocaties van het toekomstige windpark N33. Het betreft de locaties waarvan tijdens het bureauonderzoek is vastgesteld dat hier conform de gemeentelijke beleidskaarten een onderzoeksverplichting geldt.

Op een aantal van de geplande turbinelocaties heeft in de top van het dekzand geen bodemvorming plaatsgevonden die wijst op droge omstandigheden waarin bewoning mogelijk was. Hier bestaat de bodem uit grijs zand waarvan de top in het beginstadium van de veenvorming is doorworteld (en soms enigszins verspoeld). Dit is het geval op de turbinelocaties: 3, 4, 5, 6, 10, 11, 13, 16, 17, 18, 19, 21, 26, en 31. Voor deze locaties geven de resultaten van het verkennende booronderzoek geen aanleiding tot het adviseren van vervolgonderzoek.

Op de turbinelocatie 1 is de dekzandondergrond eveneens afgedekt door een dik pakket veen en klei. Ten oosten van deze locatie loopt het dekzandlandschap echter sterk af waardoor de dekzandbodem hier oorspronkelijk goed ontwaterd was en er podzolbodems konden ontstaan. Op deze locatie is derhalve een karterend booronderzoek uitgevoerd. Ondanks het gebruik van een megaboor en het zeven van het hiermee opgeboorde zand, zijn hier echter volstrekt geen archeologische indicatoren aangetroffen. Ook voor deze locatie geven de resultaten van het veldonderzoek derhalve geen aanleiding tot het adviseren van vervolgonderzoek.

Op de turbinelocaties 23, 29, 30, 33 en 34 en tussen de turbinelocaties 29 en 30, is direct onder de bouwvoor dekzand aangetroffen met in de top daarvan nog deels intacte podzolbodems. Door de huidige bodembewerking is de top van de oorspronkelijke podzolbodems, en daarmee het potentiële vondstniveau uit de steentijd, opgenomen in de bouwvoor. Omdat ten tijde van het karterend onderzoek op deze locaties voldoende vondstzichtbaarheid heerste, is hier een vlakdekkende oppervlaktekartering uitgevoerd. Hierbij is op elk van deze locaties slechts bemestingsaardewerk uit de nieuwe tijd aangetroffen. Archeologische indicatoren die verder vervolgonderzoek zouden rechtvaardigen, ontbreken volledig.

Op turbinelocatie 28 bleek de oorspronkelijke podzolbodem tot grote diepte verstoord te zijn. De vondstzichtbaarheid was hier zodanig dat al tijdens het verkennende booronderzoek een oppervlaktekartering kon worden uitgevoerd. Dit heeft geen relevante archeologische indicatoren opgeleverd. Gezien de diepe bodemverstoring en het ontbreken van archeologische indicatoren, wordt ook voor deze locatie derhalve geen vervolgonderzoek geadviseerd.

Op de turbinelocaties 2, 14, 20, 24 en 27 is een zonering aangetroffen met op een deel van de planlocatie een diep gelegen dekzandbodem zonder bodemvorming en op het overige deel, ondiep gelegen dekzand met podzolvorming. Op deze locaties is derhalve een gedeeltelijke karterend onderzoek uitgevoerd. Dit heeft op de locaties 2, 14 en 24 geen archeologische indicatoren opgeleverd die verder archeologisch onderzoek kunnen rechtvaardigen. Dit geldt ook voor de nabij locatie WT20 gelegen locaties van een trafostation.

In de zuidwesthoek van de locaties WT20 en WT27 zijn zowel in enkele van de verkennende boringen als in enkele van de karterende boringen, houtskoolspikkels aangetroffen in de top

van het dekzand. Hoewel op al deze boorpunten is nageboord met een megaboor waarbij het opgeboorde zand is gezeefd, zijn geen andere archeologische indicatoren aangetroffen. Mogelijk gaat het op deze beide locaties om houtskoolfragmentjes die door de wind zijn aangevoerd vanaf meer naar het zuidwesten gelegen locaties. In dat geval zou het gaan om herafgezet materiaal dat geen samenhang vertoont met archeologische sporen binnen de eigenlijke turbinelocaties. Om zekerheid te verkrijgen omtrent de aan- of afwezigheid van archeologische sporen binnen de locaties 20 en 27, is een proefsleuvenonderzoek benodigd in de zuidwesthoek hiervan zodra vlakdekkende bodemingrepen plaatsvinden die dieper reiken dan respectievelijk 70 en 50 centimeter beneden het huidige maaiveld. Het is aan het bevoegd gezag, in dit geval de gemeente Menterwolde, om te beslissen of zij dit werkelijk noodzakelijk acht.

Op een aantal locaties zijn de boringen tussen de nabijgelegen weg en de turbinelocatie eveneens gezet. Over het geheel genomen geldt hiervoor hetzelfde advies als voor de nabijgelegen turbinelocaties. Ten oosten van turbinelocatie 21, is echter in boring 338 op 80 cm -mv, een vegetatie-horizont met houtskool aangetroffen op een kleipakket met brandlaagjes. In de omgeving van dit boorpunt is derhalve karterend booronderzoek vereist dat is gericht op het opsporen van door een archeologische laag gekenmerkte vindplaatsen in klei. In geen van de overige (buiten de turbinelocaties gezette boringen) zijn in de boven het dekzand gelegen afzettingen, archeologische indicatoren aangetroffen die archeologisch vervolgonderzoek kunnen rechtvaardigen.

1. Inleiding

1.1 Algemeen

Opdrachtgever:	Pondera Consult, Weibergweg 49, 7556 PE Hengelo
Archis onderzoeksmelding:	
Bevoegd gezag:	Gemeente Veendam/Oldambt/Menterwolde
Bewaarplaats vondsten:	Provincie Groningen
Bewaarplaats documentatie:	Provincie Groningen

1.2 Locatiegegevens

Provincie:	Groningen
Gemeente:	Veendam/Oldambt/Menterwolde
Plaats:	Windpark N33
Toponiem:	Windpark N33
Hoekcoördinaten plangebied:	254863 / 565731 254863 / 577352 259919 / 577352 259919 / 565731
Oppervlakte plangebied:	166,77 ha
Bepaling locaties:	GPS Garmin, meetlinten

1.3 Aard van de ingreep

Aard ingreep:	Aanleg van een windpark
---------------	-------------------------

1.4 Onderzoek

In de tweede week van januari 2016 is in opdracht van Pondera Consult, door ArcheoPro verkennend booronderzoek uitgevoerd voor het Windplan N33 in de gemeenten Oldambt, Menterwolde en Veendam. In de tweede week van februari 2016 is op turbinelocaties waarop de resultaten van het verkennend booronderzoek daar aanleiding toe gaven, karterend onderzoek verricht.

Het windmolenpark voorziet in de bouw van 4 windmolens in de gemeente Oldambt, 23 windmolens in de gemeente Menterwolde en 8 windmolens in de gemeente Veendam.

Het verkennend booronderzoek vond plaats naar aanleiding van de resultaten van het eerder door ArcheoPro verrichte bureauonderzoek (ArcheoPro-rapport 1502). Hieruit blijkt dat het plangebied in een voormalig dekzandgebied ligt dat gedurende de nieuwe steentijd volledig overgroeid is geraakt met veen. Vanaf de middeleeuwen zijn het centrale- en het zuidelijke deel van het plangebied in veenontginningsgebieden komen te liggen. Het noordelijke deel is in de middeleeuwen overstroomd vanuit het Dollardgebied en afgedekt met klei. Dit gebied is vanaf de zestiende in cultuur gebracht.

Binnen het plangebied kunnen prehistorische nederzettingsresten aanwezig zijn uit het Laat-Paleolithicum, het Mesolithicum en het Neolithicum. Gedurende de Bronstijd, de IJzertijd en de Romeinse tijd, was het gehele plangebied overgroeid met veen en daardoor onaantrekkelijk voor bewoning. Op de binnen de gemeente Oldambt gelegen molenlocaties (4, 5, 6 en 11), is een verkennend booronderzoek vereist bij ingrepen die dieper reiken dan het kleidek en die een oppervlakte beslaan die groter is dan vijfhonderd vierkante meter. In de gemeente Menterwolde is op de molenlocaties 1, 2, 3, 9, 10, 13, 14, 16, 17 tot en met 27, verkennend booronderzoek noodzakelijk bij bodemingrepen die groter zijn dan honderd vierkante meter en die dieper reiken dan dertig centimeter. In de gemeente Veendam liggen de molenlocaties 28, 29, 30, 31, 33 en 34 in een zone waarin archeologisch onderzoek vereist is bij bodemingrepen met een oppervlakte groter dan tweehonderd vierkante meter. De overige molenlocaties liggen in een zone waarin geen archeologisch onderzoek vereist is. Binnen het toekomstige windmolenpark zullen tevens leiding- en wegtracés worden aangelegd. De hiervoor benodigde bodemingrepen kunnen eveneens tot aantasting van archeologische waarden leiden. Het verkennend booronderzoek is vooralsnog echter beperkt tot de turbinelocaties. Wel is alvast geboord op boorpunten die op toegangsroutes richting turbinelocaties liggen alsmede op een nabij locatie WT 20 gelegen trafostation. Naar aanleiding van de resultaten van het verkennend booronderzoek is in de eerste week van februari 2016, karterend onderzoek verricht op de molenlocaties 1, 2, 14, 20, 23, 24, 27, 29, 30, 33 en 34 en op de locatie van het nabij locatie WT 20 gelegen trafostation .

ArcheoPro voert haar onderzoeken uit conform de hiervoor vastgelegde normen en richtlijnen (KNA 3.3) en is door de Rijksdienst voor het Cultureel Erfgoed (RCE) vergunning verleend tot het verrichten van bepaalde archeologische werkzaamheden in het kader van het doen van opgravingen, bestaande uit prospectie door middel van booronderzoek.

Het onderzoek is uitgevoerd door drs. R.P. Exaltus (senior-archeoloog), en ing. P.J. Orbons (senior vakspecialist) en H. Rik (veldtechnicus).

Op elke locatie zijn in eerste instantie vijf verkennende boringen gezet in een dichtheid van vijf boringen per hectare. Indien de resultaten van het verkennende onderzoek hier aanleiding toe gaven, is de boordichtheid verhoogd tot twintig boringen per hectare waarbij op alle boorpunten is (na)geboord met een megaboor waarbij het opgeboorde zand is gezeefd. Indien een goede vondstzichtbaarheid heerste, is het karterend booronderzoek vervangen door een opper vlaktekartering waarbij elke vijf meter ene baan is geïnspecteerd op de aanwezigheid van archeologische indicatoren.

1.5 Leeswijzer

In hoofdstuk 2 worden de resultaten van het verkennende booronderzoek besproken per cluster turbinelocaties. Het betreft achtereenvolgens de clusters:

WT1, 2 en 3

WT4, 5, 6, 10, 11

WT13, 16, 17, 18, 23 en 24

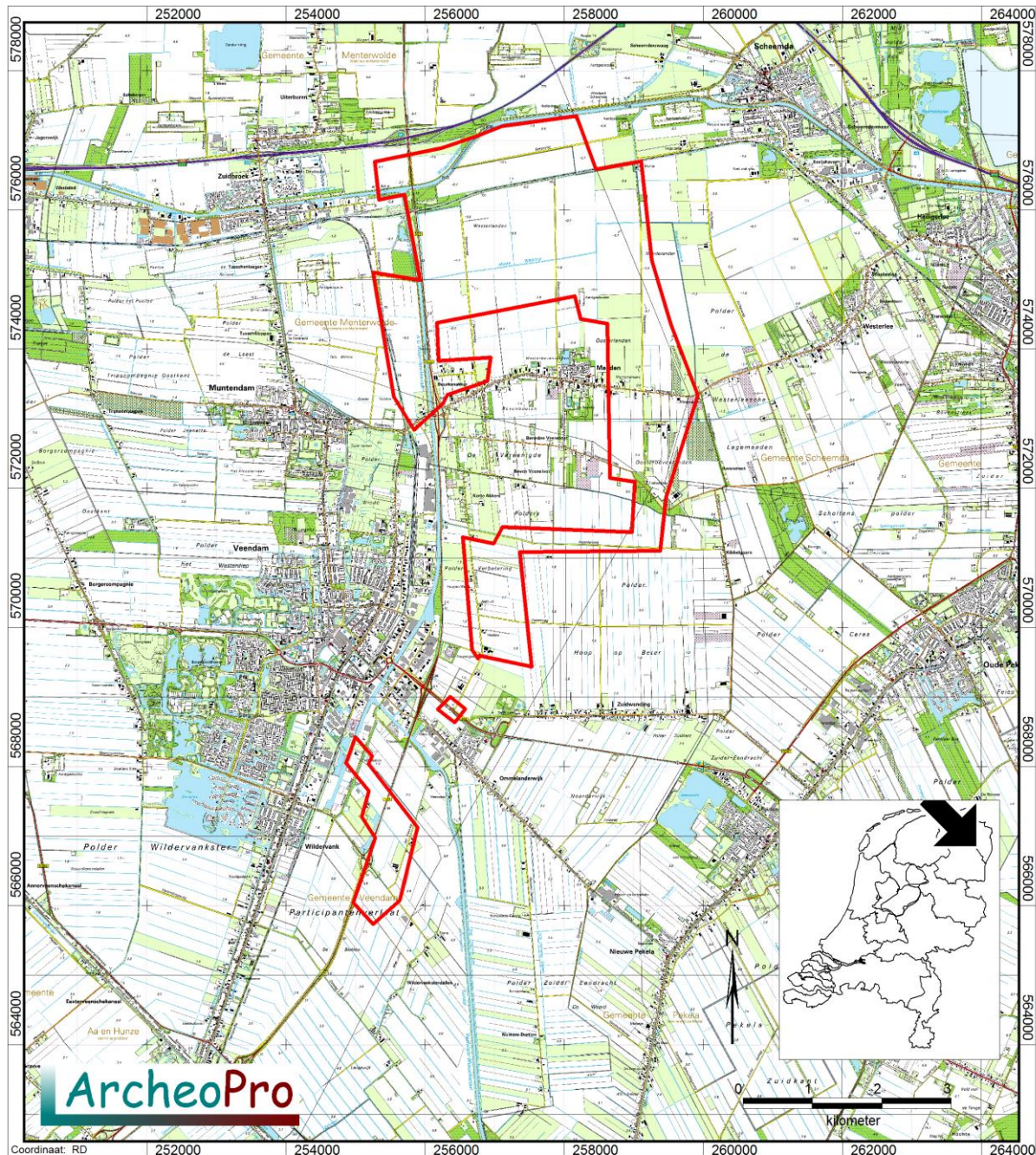
WT14, 19, en 20

WT21, 26 en 27

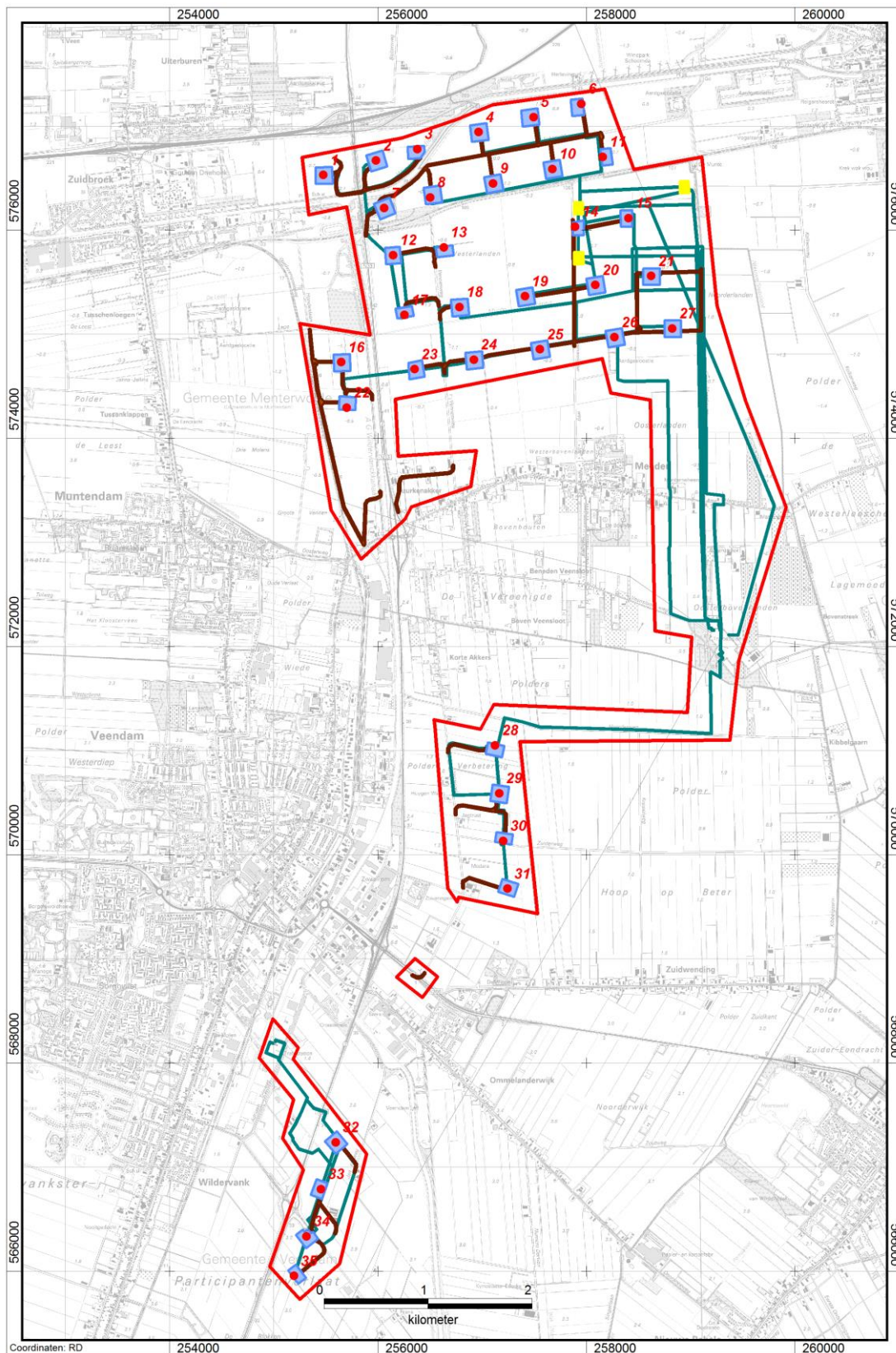
WT28, 29, 30, 31, 33 en 34

Per cluster zijn telkens de op de turbinelocaties gezette boringen weergegeven met een boorpuntenkaart met daarop ook de boorpunten buiten de turbinelocaties. Hierop is tevens aangegeven op welke delen wel of geen vervolgonderzoek is uitgevoerd. Hierbij zijn ook de boorpunten meegenomen waarop alvast is geboord in verband met de ligging op

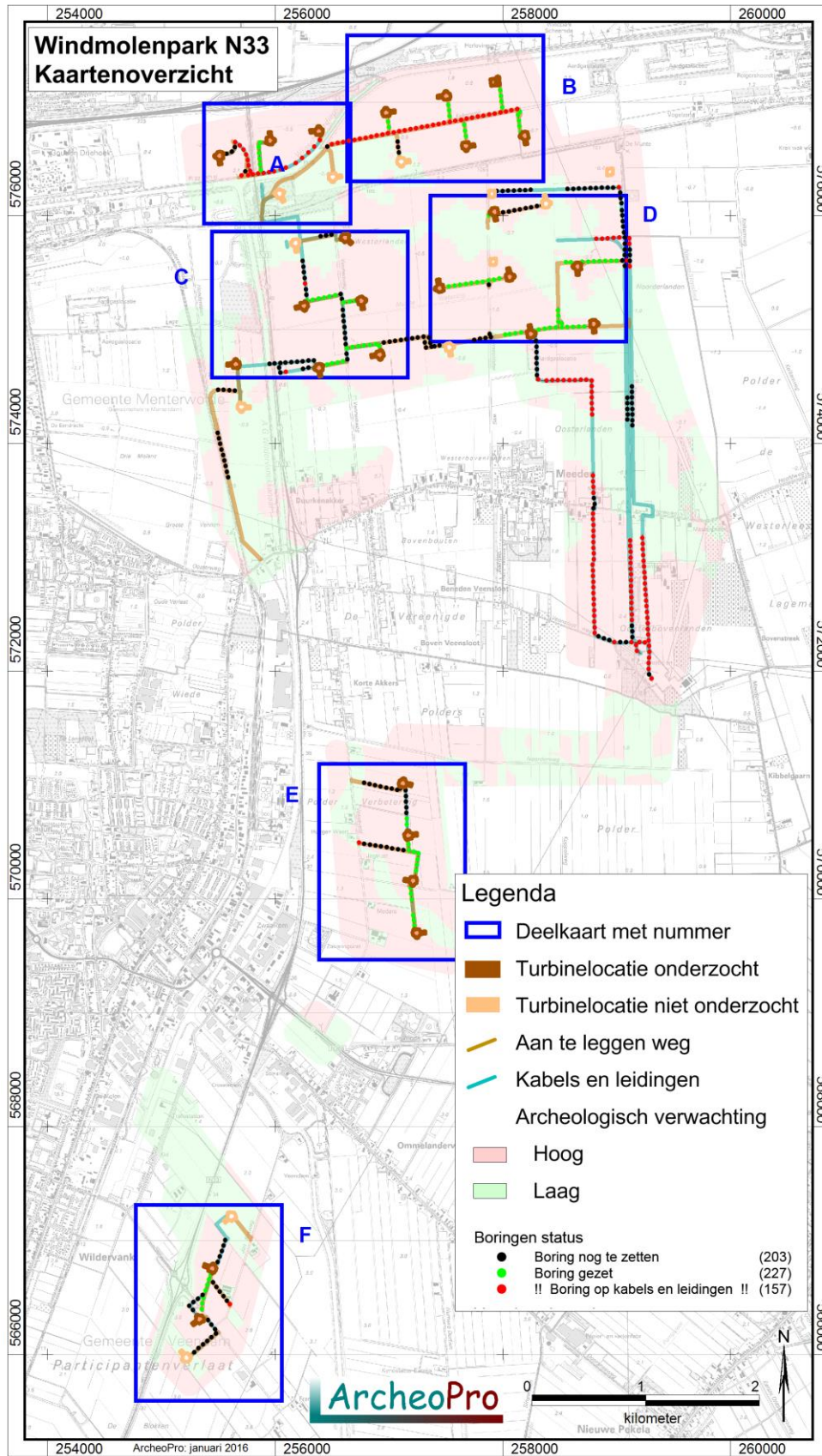
toegangsroutes richting turbinelocaties. De resultaten van deze laatste categorie boringen zijn opgenomen in de boortabel (bijlage 1) en als boorprofielen in bijlage 2. In de conclusies worden de resultaten in het kort besproken en zijn de onderzochte turbinelocaties opgenomen in tabel 1 met per onderzochte locatie de resultaten van het verkennend en eventueel, het karterend onderzoek. De legenda van de boorprofielen is weergegeven in de figuren 15, 18 en 21.



Figuur 1: De ligging van het plangebied (rood omlijnd).



Figuur 2a: De binnen het plangebied voorgenomen bouw van windmolens (genummerde rode stippen) met aanleg van leidingtracés (blauwe lijnen), onderhoudswegen (bruine lijnen) en trafostation (één van de drie gele rechthoeken).



Figuur 2b: Overzicht van de deelkaarten

2. Resultaten Veldonderzoek

2.1 WT1, 2 en 3

Op deze locaties zijn de verkennende boringen 1 tot en met 15 en de karterende boringen 588 tot en met 603 gezet.

Op de locaties 1 en 2 bestaat de bovenste halve meter van de bodem uit klei waarin een dertig tot veertig centimeter dikke bouwvoor is gevormd. Hieronder ligt op de locatie WT1 en in boring 7 van locatie WT2, een pakket veen dat doorloopt tot ongeveer 1,2 meter beneden het maaiveld. Onder dit veen is dekzand aangetroffen met duidelijke sporen van podzolvorming. Deze bestaan uit een inspoelingshorizont die naar beneden toe, via een BC-horizont, geleidelijk aan overgaat in het schone gele zand van de C-horizont.

De podzolvorming op locatie WT1 en op het noordelijke deel van locatie WT2 is waarschijnlijk het gevolg van goede ontwatering in oostelijke richting. Ter plaatse van boorpunt 6 op locatie WT2 dagzoomt het dekzand namelijk om vervolgens, in oostelijke richting, sterk af te lopen. Naar het zuiden toe duikt de top van het dekzandlandschap tot een diepte van ongeveer twee meter beneden het maaiveld (boringen 8, 9 en 10). In deze boringen is het dekzand overgroeid met een dik pakket veen. Hieronder is geen podzolvorming opgetreden in het dekzand. Hetzelfde geldt voor locatie WT3. Op deze locatie wordt het dekzand echter overwegend afgedekt door een dik kleipakket (zie figuur 3). Hierdoor is het oorspronkelijk gevormde veen, grotendeels geërodeerd.

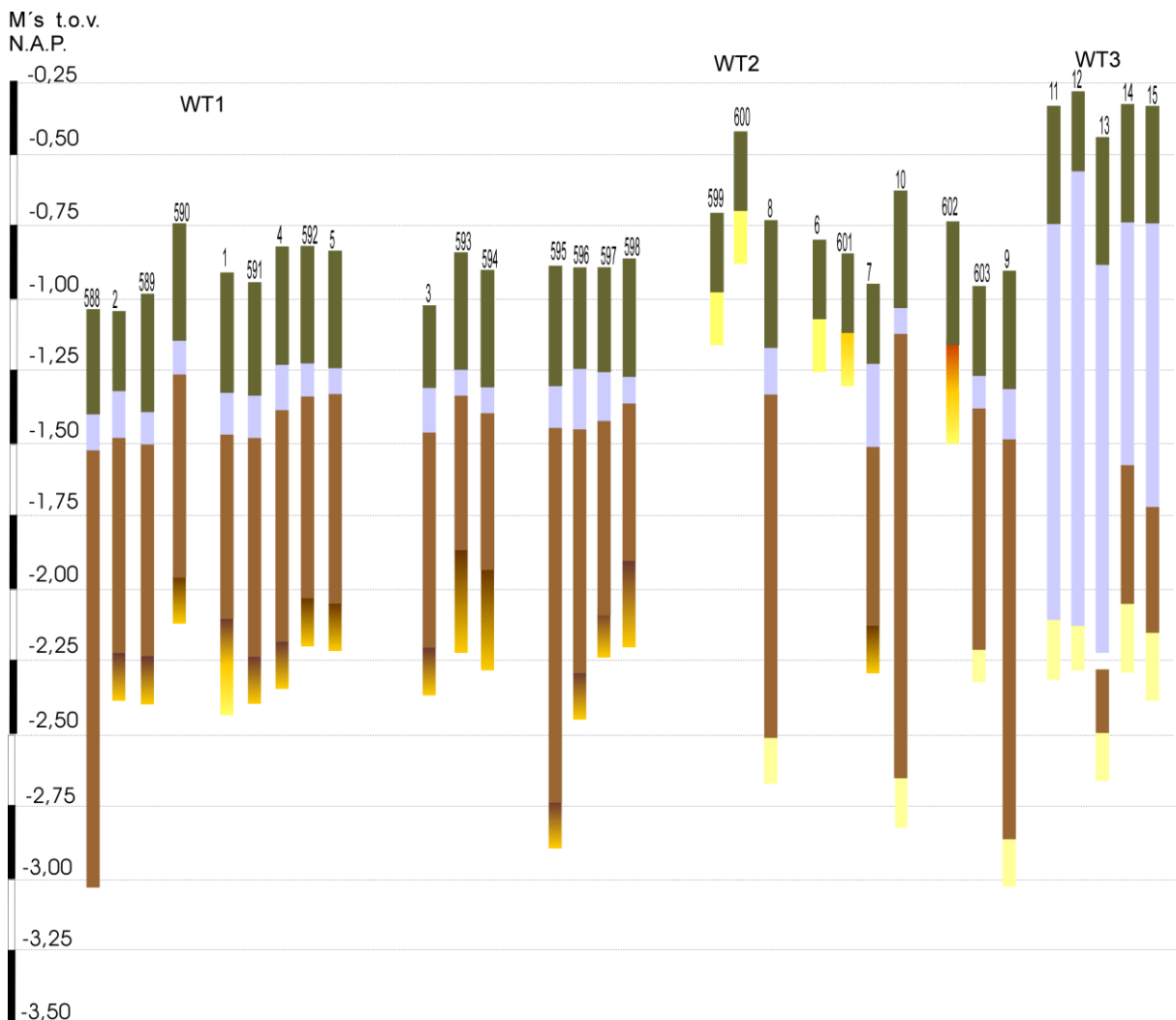
In verband met de voor bewoning in de steentijd geschikte omstandigheden, is op de gehele locatie WT1 alsmede op het noordelijke deel van de locatie WT2, karterend onderzoek uitgevoerd. Voor het overige deel van locatie WT2 alsmede voor locatie WT3, geven de resultaten van het booronderzoek geen aanleiding tot het uitvoeren van vervolgonderzoek.

Ten behoeve van het karterend onderzoek zijn op locatie WT1 de verdichtingsboringen 588 tot en met 598 gezet. Deze laten zien dat het dekzandlandschap langs de noordrand van deze locatie, sterk afloopt (boringen 588 en 595). In de overige boringen ligt de top van het dekzand tussen 1 en 1,4 meter beneden het maaiveld. In de top hiervan heeft podzolvorming plaatsgevonden. Ondanks het gebruik van een megaboer en het zeven van het hiermee opgeboorde zand, zijn in geen van de boringen archeologische indicatoren aangetroffen. Zelfs houtskoolspikkels die gewoonlijk in een wijde spreiding rond steentijdvindplaatsen voorkomen, ontbreken volledig.

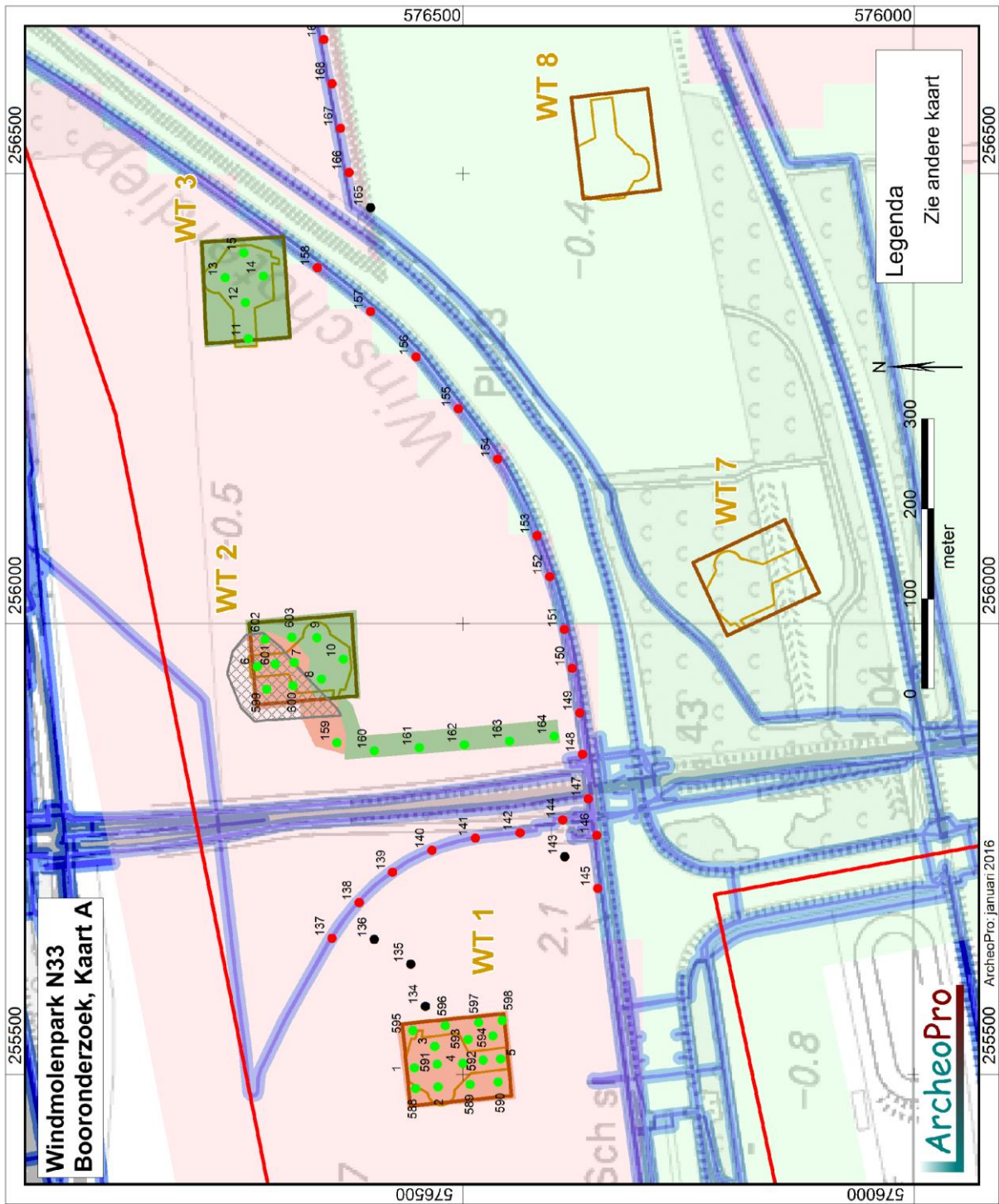
Op het noordelijke deel van de locatie WT2 zijn de verdichtingsboringen 599 tot en met 603 gezet. Uit de resultaten hiervan blijkt duidelijk dat het dekzand op het noordwestelijke deel van locatie WT2 dagzoomt. In verband hiermee is op dit deel van deze locatie een oppervlaktekartering uitgevoerd. Dit heeft ondanks de uitstekende vondstzichtbaarheid, geen relevante archeologische indicatoren opgeleverd. Aan het oppervlak is slechts een dunne spreiding van aardewerkresten uit de nieuwe tijd aangetroffen. De egale spreiding hiervan en de diversiteit van het materiaal, vormen aanwijzingen dat het om afval gaat dat als onderdeel van (stads)afval over de akkers is uitgespreid. De resultaten van het karterend onderzoek geven derhalve op geen van de locaties WT1 en WT2, aanleiding tot het adviseren van verder vervolgonderzoek.



Figuur 3: Foto van boring 12 met klei dat direct op het grijze ongeoxideerde zand van de C-horizont ligt (geheel rechts).



Figuur 4: Boorprofielen WT1, WT 2 en WT3



Figuur 5: Boorpuntenkaart WT1, WT 2 en WT3

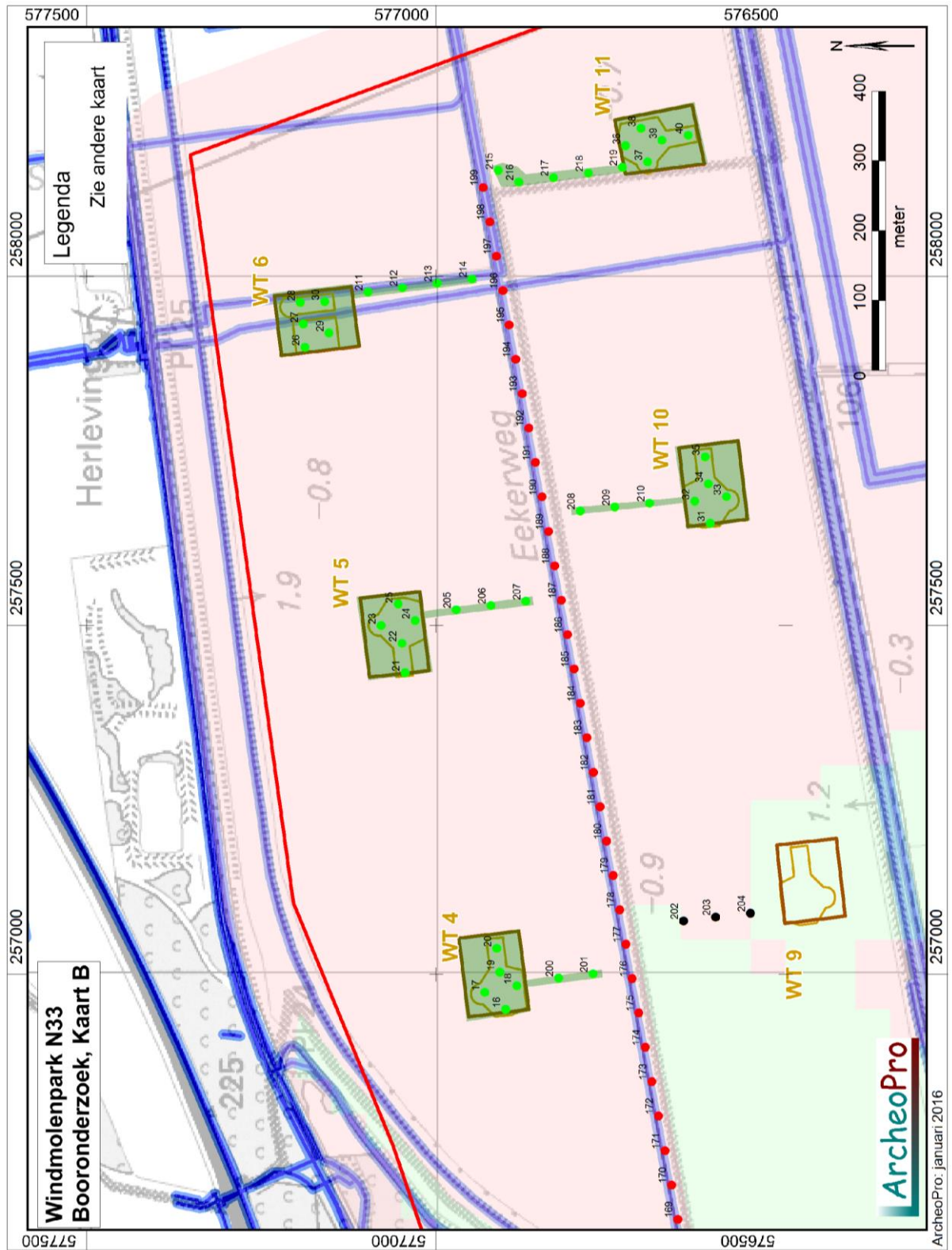
2.2 WT4, 5, 6, 10 en 11

Op deze locatie zijn de verkennende boringen 16 tot en met 40 gezet. Hierin is onder een dertig tot veertig centimeter dikke bouwvoor op elk van deze locaties een pakket matig tot sterk zandige klei aangetroffen dat doorloopt tot minimaal zeventig centimeter beneden het maaiveld. Op de boorpunten 19 en 20 van locatie WT4 loopt deze klei door tot een diepte van meer dan twee meter beneden het maaiveld. Tijdens de afzetting van deze klei is het veen op deze boorpunten volledig geërodeerd. Her-afgezette brokjes van dit veen zijn aangetroffen in de klei. Op alle overige boorpunten op de locaties WT4, 5, 6, 10 en 11, is onder de klei een dik pakket veen aangetroffen dat doorloopt tot minimaal 1,3 meter beneden het maaiveld. Op de boorpunten 23, 28, 30, 37, 39 en 40, bedraagt deze diepte zelfs twee en een halve meter beneden het maaiveld. Onder het veen is dekzand aangetroffen zonder sporen van podzolvorming (zie figuur 6). Het zand onder het veen is doorworteld in de beginfase van de veenvorming. Onder het doorwortelde zand is slechts ongeoxideerd dekzand aangetroffen. Dit betekent dat het dekzand hier in de steentijd niet geschikt was voor bewoning.

Gezien het bovenstaande wordt voor de locaties WT4, 5, 6, 10 en 11, geen vervolgonderzoek geadviseerd.



Figuur 6: Foto van boring 26 met veen(links) op doorworteld dekzand (midden) met rechts daarvan het grijze ongeoxideerde zand van de C-horizont



Figuur 8: Boorpuntenkaarten WT4, WT5, WT6, WT10 en WT11

2.3 WT13, 16, 17, 18, 23 en 24

Op deze locaties zijn de verkennende boringen 41 tot en met 44, 56 tot en met 65 en 84 tot en met 93 gezet.

Op boorpunt 42 van locatie WT13 is de bodem tot een diepte van ruim een meter beneden het maaiveld vergraven. Op de overige boorpunten is een dertig tot ruim veertig centimeter dikke bouwvoor aangetroffen. Op de locaties WT13, WT16 en WT23, bestaat deze bouwvoor uit humusrijk zand. Op locatie WT23 is hieronder, vanaf een diepte van ongeveer dertig centimeter beneden het maaiveld, direct het licht geoxideerde, gele zand van de C-horizont aangetroffen. Naar verwachting heeft op deze dekzandhoogte oorspronkelijk podzolvorming plaatsgevonden. De podzolbodem is waarschijnlijk volledig verloren gegaan door de akkerbouw op deze locatie.

Op de locaties WT13 en WT16 is onder de bouwvoor een pakket veen aanwezig met daaronder een dekzandbodem waarin geen podzolvorming heeft plaatsgevonden.

Op de locaties WT17 en WT18 is onder de uit humusrijke, zandige klei bestaande bouwvoor, een pakket matig zandige klei aangetroffen dat doorloopt tot ongeveer veertig centimeter beneden het maaiveld. Hieronder ligt veen dat doorloopt tot 0,6 á 1,2 meter beneden het maaiveld. Onder dit veen is dekzand aangetroffen zonder sporen van podzolvorming. Het zand onder het veen is doorworteld in de beginfase van de veenvorming. Onder het doorwortelde zand is slechts ongeoxideerd dekzand aangetroffen. Dit betekent dat het dekzand hier in de steentijd niet geschikt was voor bewoning.

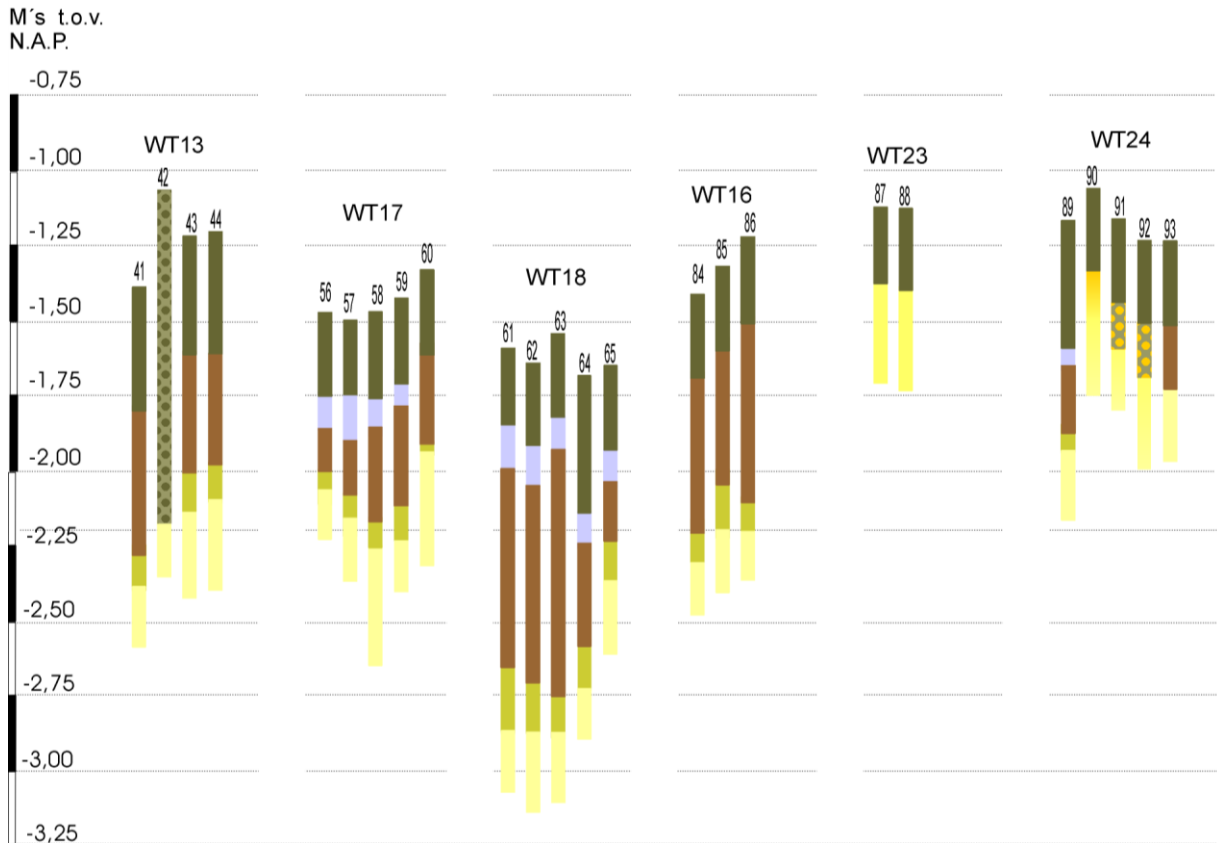
Op de locatie WT24 is onder de uit klei bestaande bouwvoor op de boorpunten 89 en 93 een pakket veen aanwezig met daaronder een dekzandbodem waarin geen podzolvorming heeft plaatsgevonden. Het dekzand is hier ongeoxideerd. Ter plaatse van de boorpunten 90, 91 en 92 is onder de bouwvoor een deels kapot geploegde BC-horizont aangetroffen. Op dit deel van WT24 heeft derhalve wel podzolvorming plaatsgevonden.

Gezien de tijdens de steentijd voor bewoning ongeschikte dekzandondergrond op de locaties WT13, 16, 17 en 18, wordt op deze locaties geen vervolgonderzoek geadviseerd. Op de dekzandkop waarop locatie WT23 ligt, hebben naar verwachting in de steentijd goede bewoningsomstandigheden geheerst. Omdat het dekzand hier dagzoomt en hier ten tijde van het veldonderzoek een goede vondstzichtbaarheid heerste, is hier een oppervlaktekartering uitgevoerd. Dit is om dezelfde redenen tevens gedaan op locatie WT24, rond de boorpunten 90, 91 en 92.

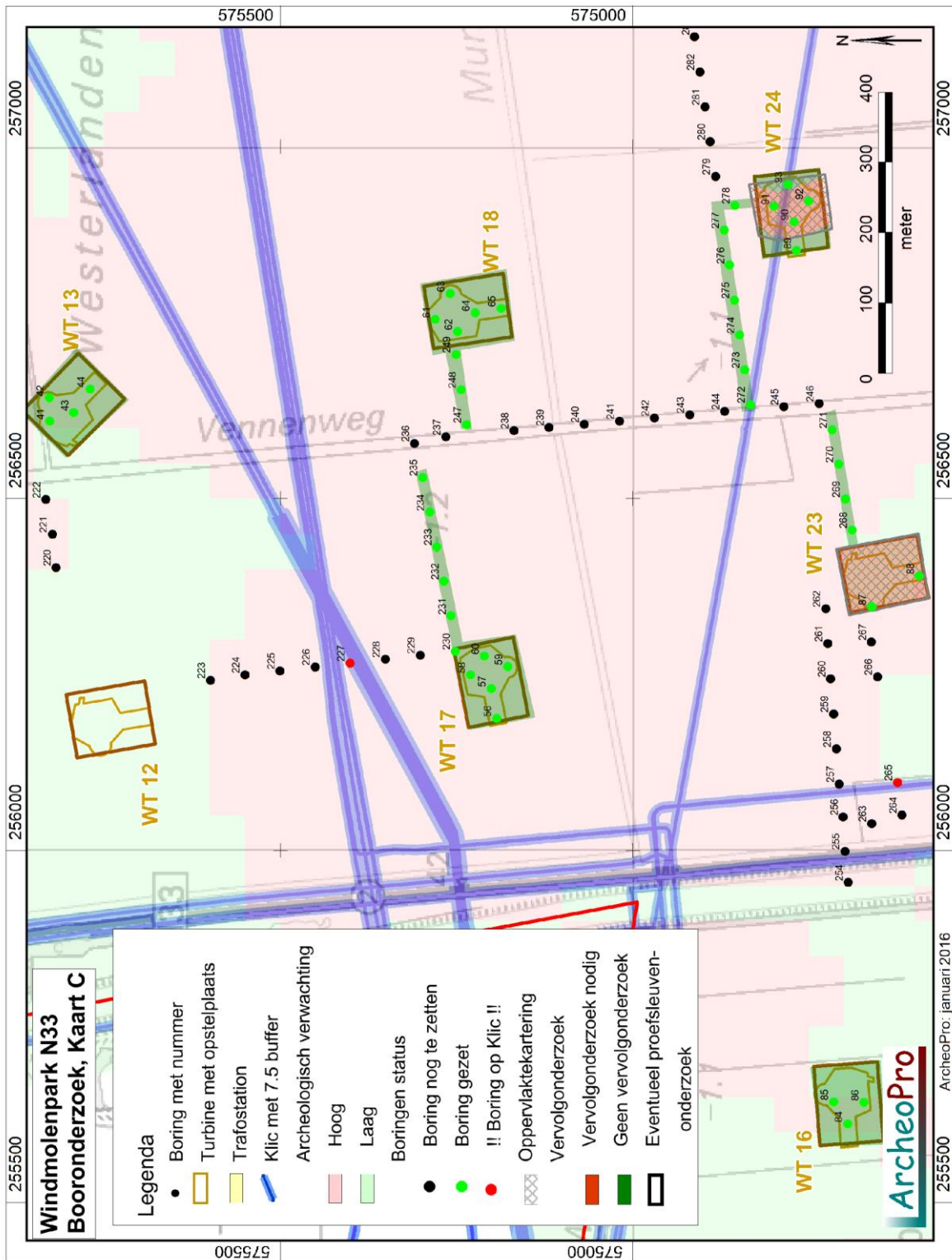
Ondanks de uitstekende vondstzichtbaarheid tijdens de oppervlaktekartering, is aan het oppervlak slechts een dunne spreiding van aardewerkresten uit de nieuwe tijd aangetroffen. De egale spreiding hiervan en de diversiteit van het materiaal, vormen aanwijzingen dat het om afval gaat dat als onderdeel van (stads)afval over de akkers is uitgespreid. De resultaten van de oppervlaktekartering geven derhalve op geen van de locaties WT23 en WT24, aanleiding tot het adviseren van vervolgonderzoek.



Figuur 9: Foto van boring 61 met in het midden de geïrodeerde top van het veen (rechts)



Figuur 10: Boorprofielen WT13, WT16, WT17, WT18, WT23 en WT24



Figuur 11: Boorpuntenkaart WT13, WT16, WT17, WT18, WT23 en WT24



Figuur 12: De tijdens de oppervlaktekartering op locatie WT23 aangetroffen bemestingsvondsten.



Figuur 13: De tijdens de oppervlaktekartering op locatie WT24 aangetroffen bemestingsvondsten.

2.4 WT14, 19 en 20

Op deze locaties zijn de verkennende boringen 51 tot en met 55, 66 tot en met 70 en 74 tot en met 78 gezet alsmede de karterende boringen 604 tot en met 608 en 612 tot en met 619.

Op elk van deze locaties is een dertig tot ruim veertig centimeter dikke bouwvoor aangetroffen die bestaat uit humusrijke klei met daaronder een pakket matig tot sterk zandige klei van enkele centimeters tot enkele decimeters dikte. In veruit de meeste boringen gaat dit kleipakket naar beneden toe over in veen. De diepte tot waarop dit veen doorloopt varieert van minder dan een halve meter beneden het maaiveld op locatie WT19 tot 1,3 meter beneden het maaiveld in boring 51 op locatie WT14. Onder het veen is op al deze locaties dekzand aangetroffen.

Op de locatie WT19 heeft in de top van de dekzandbodem geen podzolvorming plaatsgevonden. Het zand onder het veen is doorworteld in de beginfase van de veenvorming. Onder het doorwortelde zand is slechts ongeoxideerd dekzand aangetroffen (zie figuur 14). Dit betekent dat het dekzand hier in de steentijd niet geschikt was voor bewoning. Op de locaties 14 en 20, is dit deels eveneens het geval. Op deze locaties is echter in de boringen 53, 56, 75, 76, 77 en 78 dekzand aangetroffen met onmiskenbare sporen van podzolvorming. Deze bestaan uit een inspoelingshorizont die via een BC-horizont overgaat in licht geoxideerd zand van de C-horizont. In boring 78 van locatie WT20, zijn in de top hiervan, houtskoolspikkels aangetroffen.

Gezien de tijdens de steentijd voor bewoning geschikte dekzandondergrond op delen van de locaties WT14 en 20, is op deze terreindelen vervolgonderzoek noodzakelijk. Gezien de afdekking met veen en klei, is hier karterend booronderzoek uitgevoerd rond de boorpunten 53, 54, 55 en 75 tot en met 78. Op de gehele locatie WT19, geven de resultaten van het booronderzoek geen aanleiding tot het adviseren van vervolgonderzoek.

Ten behoeve van het karterend onderzoek zijn op locatie WT14 de verdichtingsboringen 604 tot en met 608 gezet. Deze hebben slechts op de boorpunten 606 en 607 een zekere mate van podzolvorming opgeleverd. Op boorpunt 607 ligt de klei direct op het dekzand en is de top van het dekzand geërodeerd. Ondanks het gebruik van een megaboor op de boorpunten 53, 55, 606 en 607 en het zeven van het hiermee opgeboorde zand, zijn geen archeologische indicatoren aangetroffen. Zelfs houtskoolspikkels die gewoonlijk in een wijde spreiding rond steentijdvindplaatsen voorkomen, ontbreken volledig. De resultaten van het karterende booronderzoek geven derhalve geen aanleiding om op locatie WT14 verder onderzoek te adviseren.

Houtskoolspikkels zijn wel aangetroffen op locatie WT20 in de karterende boring 612. Dit boorpunt ligt in de uiterste zuidwesthoek van deze locatie, ten zuidwesten van de verkennende boring 78 waarin eveneens houtskoolspikkels zijn aangetroffen. In de overige karterende boringen (613 tot en met 619), zijn ondanks het gebruik van een megaboor en het zeven van het opgeboorde zand, geen archeologische indicatoren aangetroffen. Het gebruik van een megaboor en het zeven van het opgeboorde zand heeft op de boorpunten 78 en 612, naast houtskoolspikkels, geen andere archeologische indicatoren opgeleverd. Mogelijk gaat het hier om houtskoolfragmentjes die door de wind zijn aangevoerd vanaf een locatie ten zuidwesten van het plangebied. In dat geval gaat het om herafgezet materiaal dat geen samenhang vertoont met archeologische sporen binnen locatie WT20. Indien binnen locatie WT20 wel archeologische sporen aanwezig zijn, kunnen deze pas aangetast worden bij bodemingrepen die dieper reiken dan zestig á zeventig centimeter beneden het maaiveld. Om zekerheid te verkrijgen omtrent de aan- of afwezigheid van archeologische sporen binnen locatie WT20 is een proefsleuvenonderzoek benodigd in de zuidwesthoek hiervan.

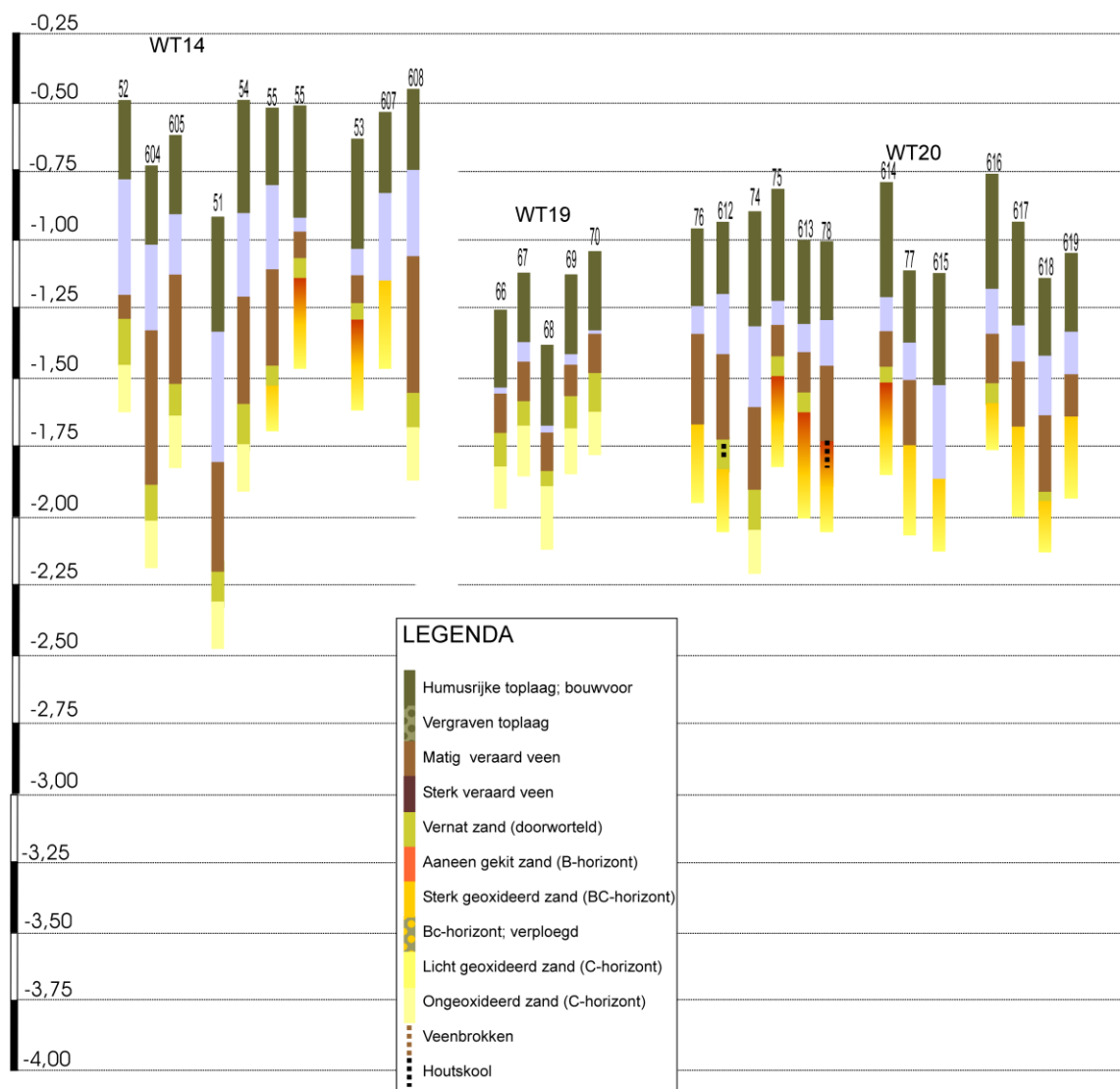
Het is aan het bevoegd gezag, in dit geval de gemeente Menterwolde, om te beslissen of zij dit werkelijk noodzakelijk acht. Op de nabij locatie WT20 gelegen locatie van het

trafostation, zijn in de verkennende boringen 71, 72 en 73, eveneens resten van podzolvorming aangetroffen. Op deze reden zijn hier de karterende boringen 609,610 en 611 gezet. Ondanks het gebruik van een megaboort op al deze boorpunten en het zeven van het hiermee opgeboorde zand, zijn geen archeologische indicatoren aangetroffen die verder onderzoek zouden kunnen rechtvaardigen.

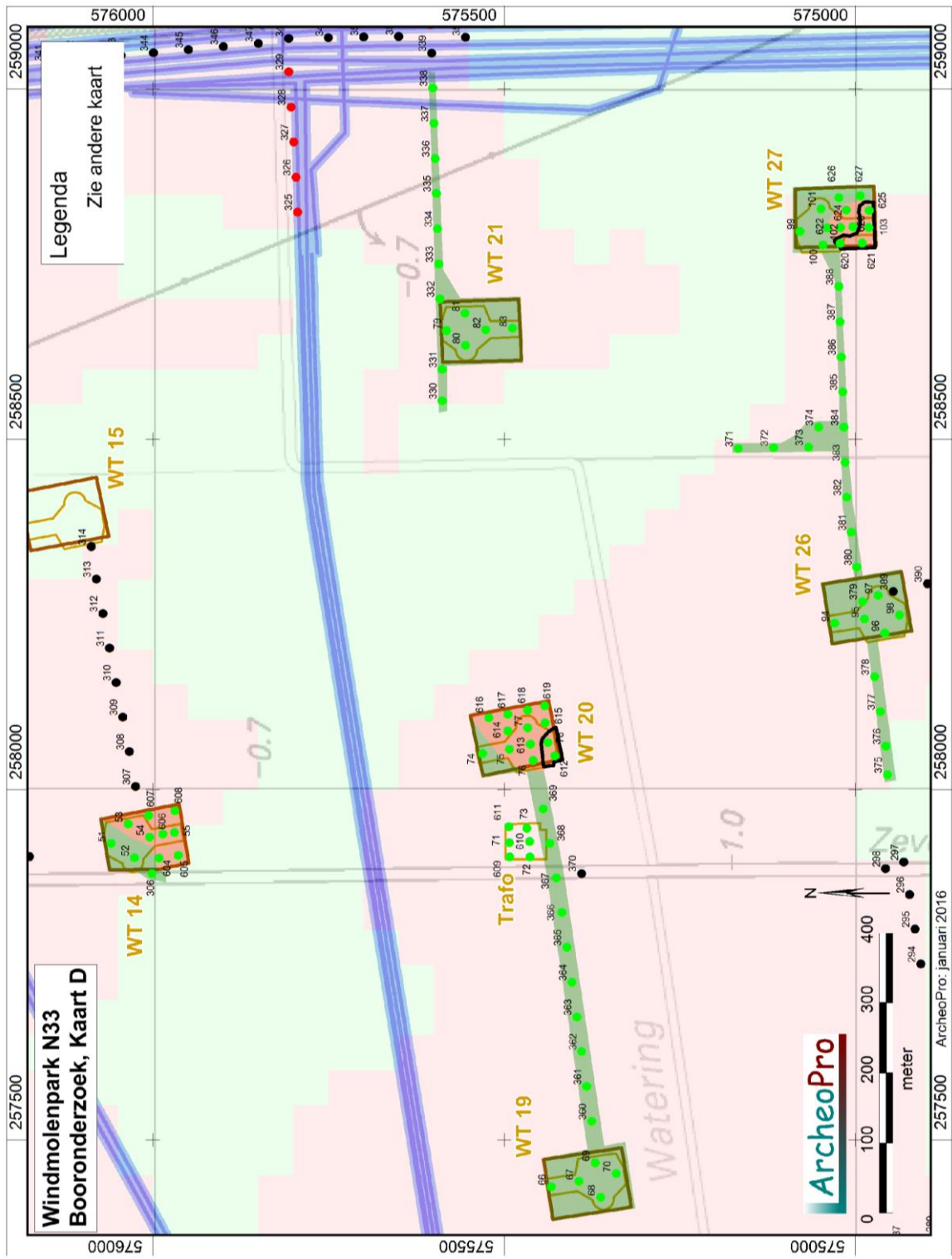


Figuur 14: Foto van boring 612 met in de top van het dekzand, houtschoolspikkels (midden op de foto)

M's t.o.v.
N.A.P.



Figuur 15: Boorprofielen WT14, WT19 en WT20



Figuur 16: Boorpuntenkaart WT14, WT19 en WT20

2.5 WT21, 26 en 27

Op deze locaties zijn de verkennende boringen 79 tot en met 83, 94 tot en met 98 en 99 tot en met 103 gezet alsmede de karterende boringen 620 tot en met 627.

Op elk van deze drie locaties is een dertig tot veertig centimeter dikke bouwvoor aangetroffen die bestaat uit humusrijke klei met daaronder een pakket matig tot sterk zandige klei van enkele centimeters tot enkele decimeters dikte. Op locatie WT21 is dit kleipakket het dikst (ongeveer een halve meter) en gaat dit over in een dik pakket veen waarvan de top is geërodeerd. Het veenpakket loopt door tot minimaal twee en een halve meter beneden het maaiveld. Op de beide overige locaties is in de verkennende boringen, binnen een meter beneden het maaiveld, dekzand aangetroffen.

Op de locatie WT26 zijn in de top van de dekzandbodem geen sporen van podzolvorming aangetroffen. Het zand onder het veen is doorworteld in de beginfase van de veenvorming. Onder het doorwortelde zand is slechts ongeoxideerd dekzand aangetroffen. Dit betekent dat het dekzand hier in de steentijd niet geschikt was voor bewoning. Op de locaties WT21 en WT26, geven de resultaten van het booronderzoek derhalve geen aanleiding tot het adviseren van vervolgonderzoek.

Op de locatie 27 is dit deels eveneens het geval. Op deze locatie is echter in de boringen 102 en 103, dekzand aangetroffen met onmiskenbare sporen van podzolvorming. Deze bestaan uit een inspoelingshorizont die via een BC-horizont overgaat in licht geoxideerd zand van de C-horizont. In boring 102 zijn in de top hiervan, houtskoolspikkels aangetroffen. In verband hiermee is op deze locatie rond de boorpunten 102 en 103, karterend booronderzoek uitgevoerd.

Ten oosten van locatie WT21 zijn in boring 338 zeer dunne laagjes verkoold materiaal aangetroffen (zie figuur 17).



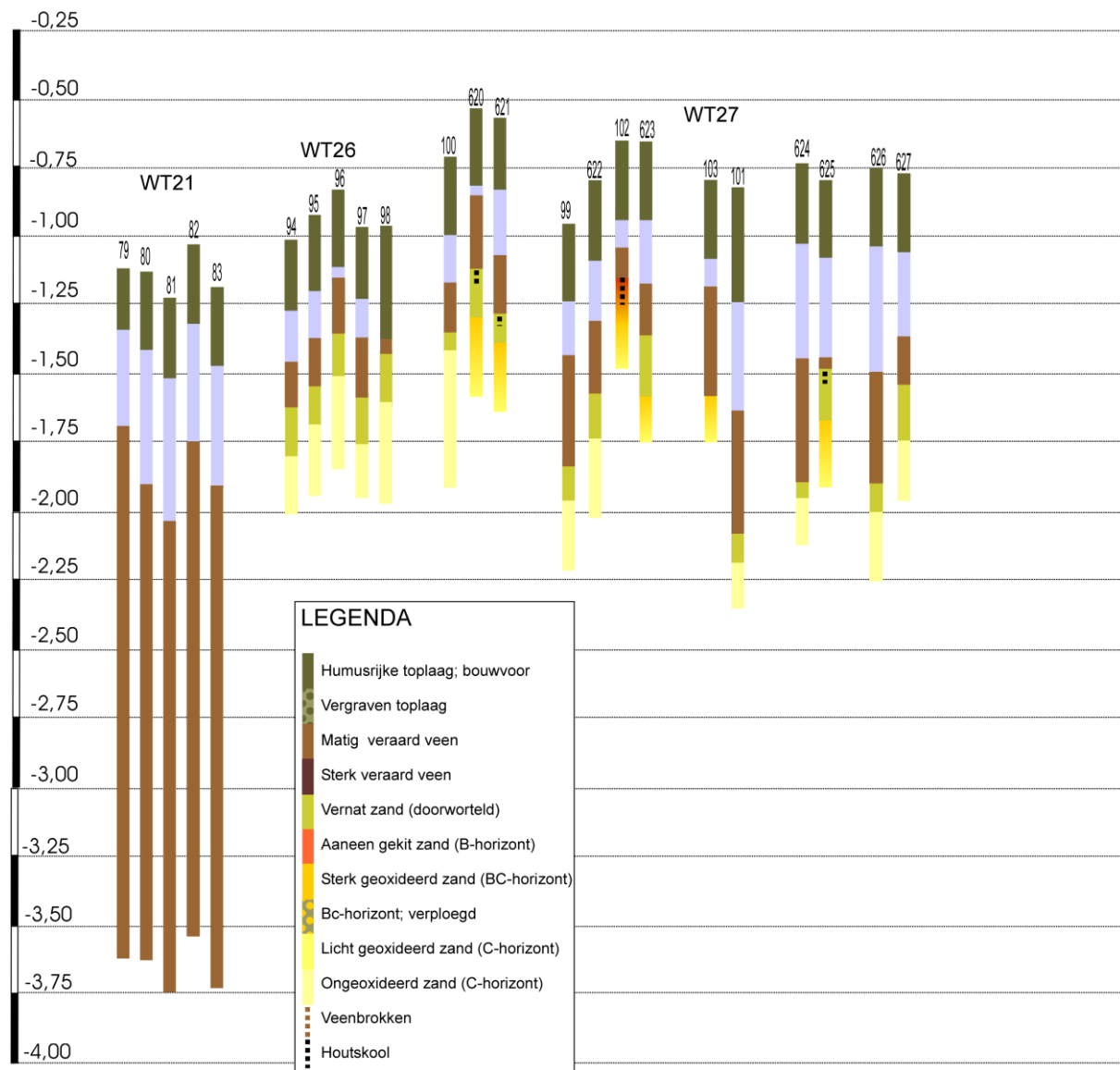
Figuur 17: Foto van boring 338 met in het midden de vegetatie-horizont met daarin houtskoolspikkels, en rechts daarvan klei met vijf tot tien brandlaagjes (de dunne donkergrijze lijntjes)

Met het blote oog waren in boring 338 vijf tot tien afzonderlijke laagjes waarneembaar. Dergelijke brandlaagjes worden veelvuldig aangetroffen in de (voormalige) kweldergebieden van Noord-Nederland. Bij bodemmicromorfologische bestudering van de klei waarin dergelijke brandlaagjes voorkomen (Exaltus & Kortekaas 2008), is gebleken dat het werkelijke aantal laagjes groter is dan het aantal dat met het blote oog zichtbaar is en dat deze de neerslag vormen van branden die *in situ* hebben gewoed. Het betrof branden waarbij de natuurlijke kruidachtige vegetatie werd verbrand. Gezien de aanwezigheid van tussenliggende kleilaagjes van enkele millimeters dikte, lijken deze branden jaarlijks te hebben plaatsgevonden. Door de (niet opgegeten) verdorde vegetatie van het voorgaande seizoen te verbranden werd de bodem verrijkt en de hergroei van nieuwe vegetatie

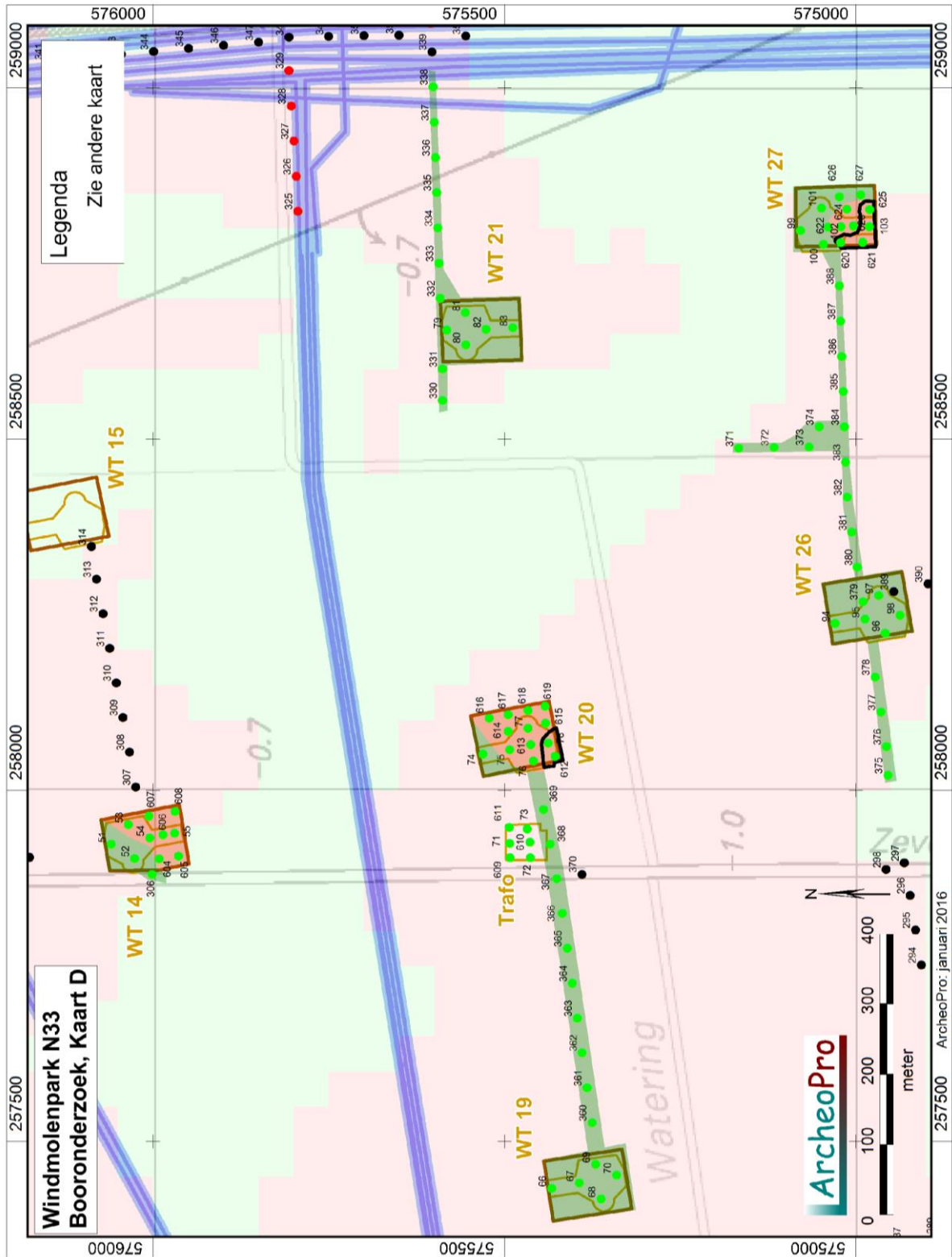
versterkt. Dergelijke laagjes konden vooral ontstaan in een milieu waarin aanwezige vegetatie tot versnelde opslibbing zorgde. Hernieuwde overslibbing zorgde ervoor dat brandlaagjes vaak bewaard bleven. Zulke gebieden waren wel geschikt voor het weiden van vee maar niet voor bewoning. Na verloop van tijd werden dergelijke gebieden door de voortgaande opslibbing soms echter wel geschikt voor bewoning. Dit lijkt ook hier het geval geweest te zijn. Boven de brandlaagjes is in boring 338, namelijk een vegetatie-horizont met houtskool aangetroffen op een kleipakket met brandlaagjes. In de omgeving van dit boorpunt is derhalve karterend booronderzoek vereist dat is gericht op het opsporen van door een archeologische laag gekenmerkte vindplaatsen in klei.

Ten behoeve van het karterend onderzoek zijn op locatie WT27 de verdichtingsboringen 620 tot en met 627 gezet. Dit heeft op de boorpunten 620, 621, 623 en 625, sporen van podzolvorming opgeleverd. In de boringen 620, 621, en 625 zijn evenals in de verkennende boring 102, houtskoolspikkels aangetroffen in de top van het dekzand. Hoewel op deze boorpunten is nageboord met een megaboer waarbij het opgeboorde zand is gezeefd, zijn geen andere archeologische indicatoren aangetroffen. Alle boorpunten waarop houtskoolspikkels zijn aangetroffen, liggen in de zuidwesthoek van deze locatie. Mogelijk gaat het hier net als op locatie 20, om houtskoolfragmentjes die door de wind zijn aangevoerd vanaf een locatie ten zuidwesten van het plangebied. In dat geval zou het ook hier kunnen gaan om herafgezet materiaal dat geen samenhang vertoont met archeologische sporen binnen de eigenlijke turbinelocatie. Indien binnen locatie WT27 wel archeologische sporen aanwezig zijn, kunnen deze pas aangetast worden bij bodemingrepen die dieper reiken dan ongeveer een halve meter beneden het maaiveld. Om zekerheid te verkrijgen omtrent de aan- of afwezigheid van archeologische sporen binnen locatie WT27 is een proefsleuvenonderzoek benodigd in de zuidwesthoek hiervan. Het is aan het bevoegd gezag, in dit geval de gemeente Menterwolde, om te beslissen of zij dit werkelijk noodzakelijk acht.

M's t.o.v.
N.A.P.



Figuur 18: Boorprofielen WT21 , WT26 en WT27



Figuur 19: Boorpuntenkaart WT14, WT19, WT20, WT21, WT26 en WT27

2.5 WT28, 29, 30, 31, 33 en 34 (boringen 104 tot en met 133)

Op turbinelocatie 28 bleek de oorspronkelijke podzolbodem tot grote diepte verstoord te zijn. De vondstzichtbaarheid was hier zodanig dat al tijdens het verkennende booronderzoek een oppervlaktekartering kon worden uitgevoerd. Dit heeft geen relevante archeologische indicatoren opgeleverd. Gezien de diepe bodemverstoring en het ontbreken van archeologische indicatoren wordt voor deze locatie derhalve geen vervolgonderzoek geadviseerd.

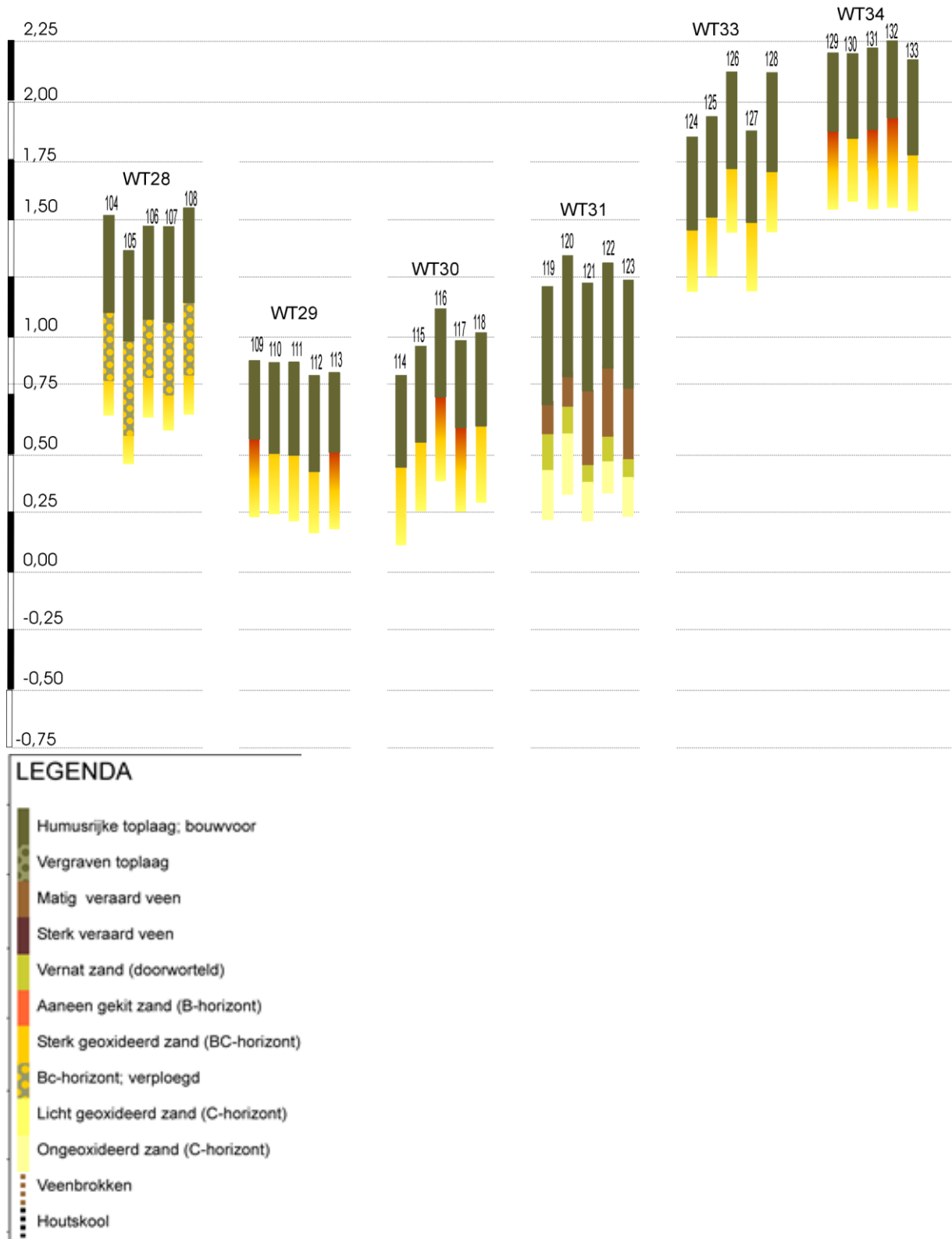
Op locatie WT31 is onder een bouwvoor van bijna een halve meter dikte een tien tot dertig centimeter dik pakket veen aangetroffen met daaronder dekzand zonder sporen van podzolvorming. Het zand onder het veen is doorworteld in de beginfase van de veenvorming. Onder het doorwortelde zand is slechts ongeoxideerd dekzand aangetroffen. Dit betekent dat het dekzand hier in de steentijd niet geschikt was voor bewoning. Hier wordt derhalve geen vervolgonderzoek geadviseerd.

Op de turbinelocaties 23, 29, 30, 33 en 34 en tussen de turbinelocaties 29 en 30, is direct onder de bouwvoor dekzand aangetroffen met in de top daarvan nog deels intacte podzolbodems. Door de huidige bodembewerking is de top van de oorspronkelijke podzolbodems, en daarmee het potentiële vondstniveau uit de steentijd, opgenomen in de bouwvoor. Ten tijde van het karterend onderzoek was op en tussen de turbinelocaties 29 en 30 de vondstzichtbaarheid matig tot redelijk en op de turbinelocaties 33 en 34 uitstekend. Om deze reden is op elk van deze vier locaties een vlakdekkende oppervlaktekartering uitgevoerd.

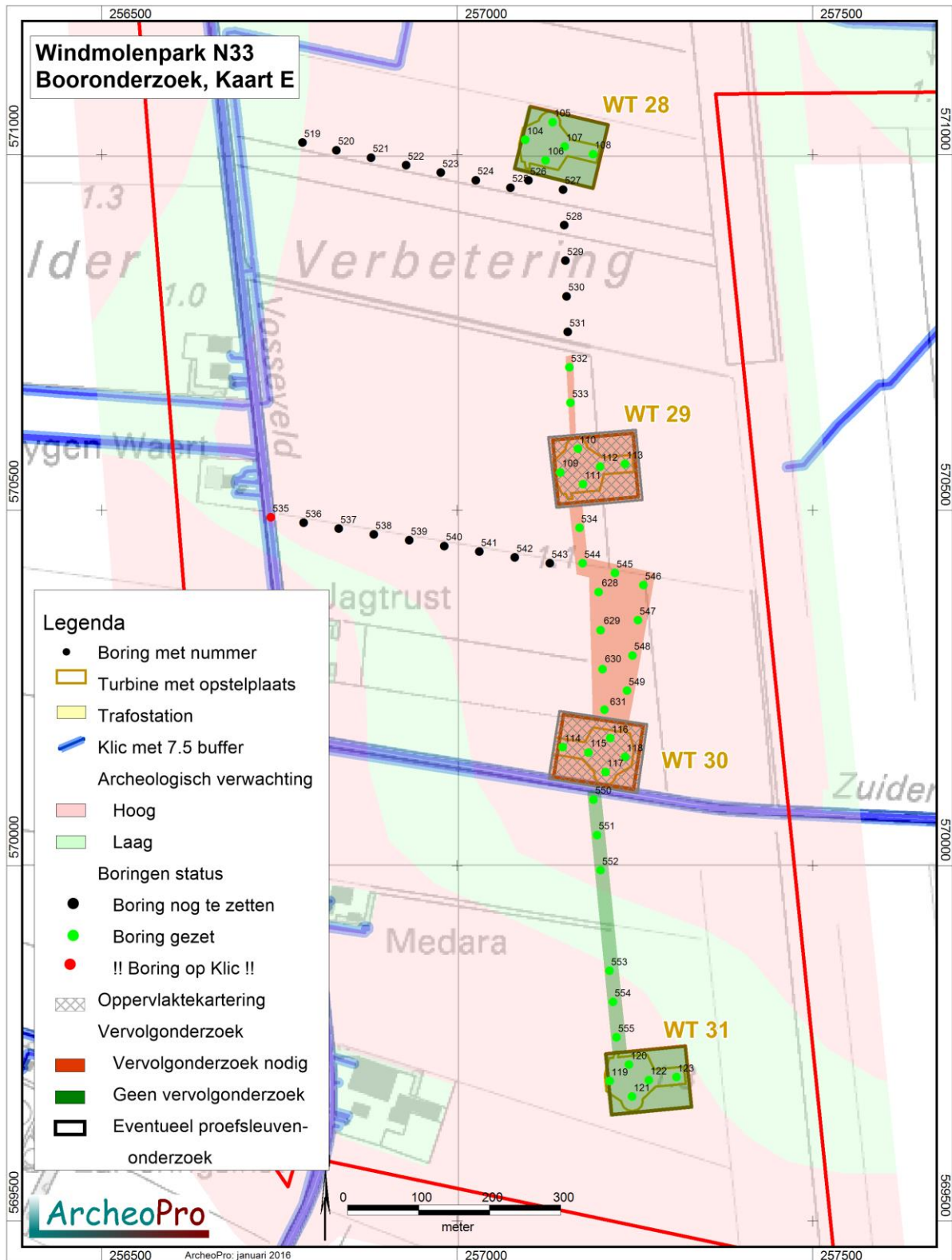


Figuur 20: Foto van boring 116 met grotendeels intacte podzolbodem (rechts) direct onder de bouwvoor

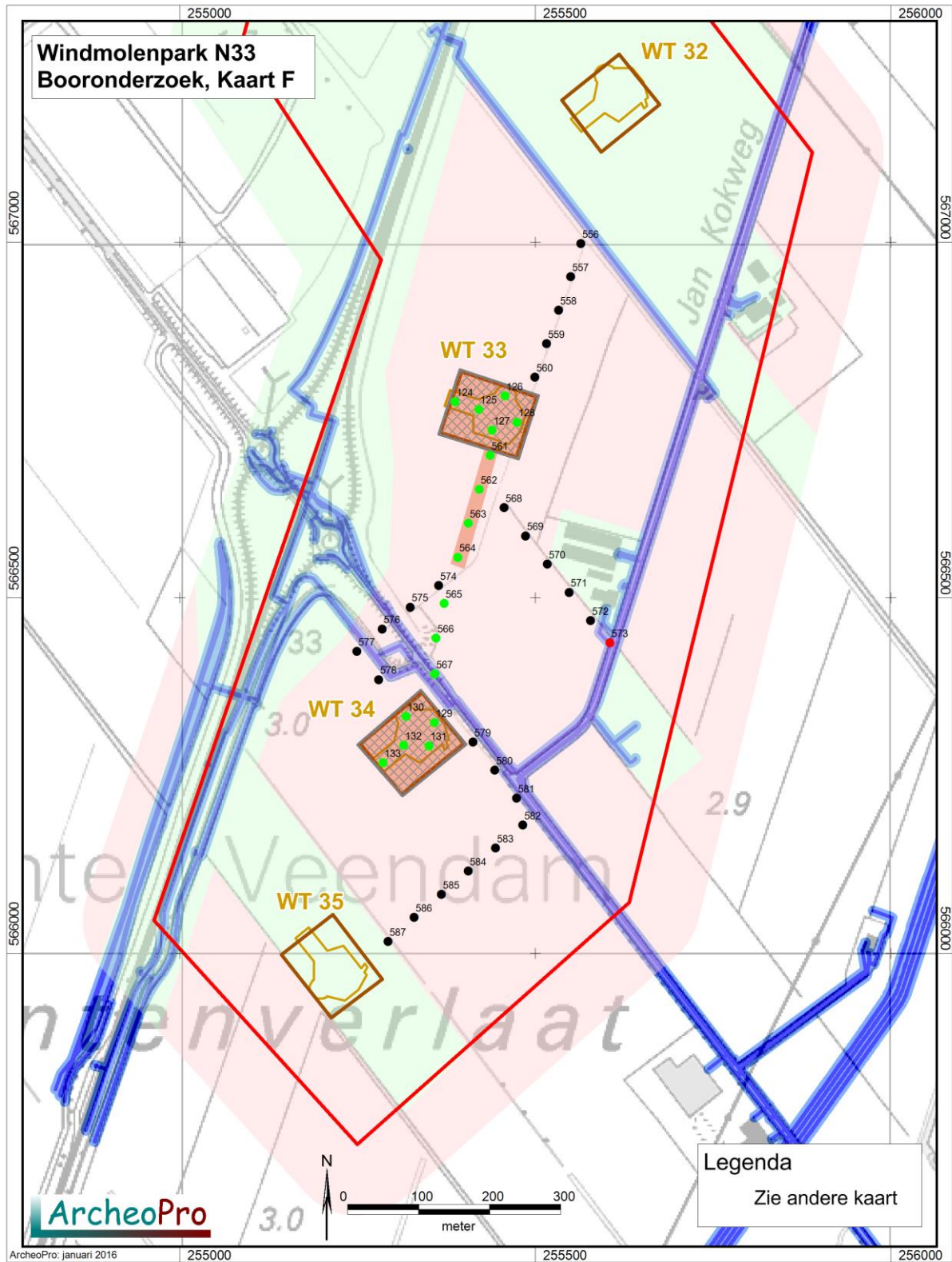
M's t.o.v.
N.A.P.



Figuur 21: Boorprofielen WT28, WT29, WT30, WT31, WT33 en WT34



Figuur 22a: Boorpuntenkaart WT28, WT29, WT30 en WT31



Figuur 22b: Boorpuntenkaart WT33 en WT34

2.5.1 Resultaten oppervlaktekartering WT 29, WT30, WT33 en WT34

Op elk van deze locaties is tijdens de oppervlaktekartering, slechts een dunne spreiding van aardewerkresten uit de nieuwe tijd aangetroffen. De spreiding hiervan over het gehele oppervlak en de diversiteit van het materiaal, vormen aanwijzingen dat het om afval gaat dat als onderdeel van (stads)afval over de akkers is uitgespreid. De resultaten van de oppervlaktekartering geeft derhalve op geen aanleiding om op één van de van de locaties WT29, WT30, WT33 en WT34, verder vervolgonderzoek te adviseren.



Figuur 23: De tijdens de oppervlaktekartering op locatie WT29 aangetroffen bemestingsvondsten.



Figuur 24: De tijdens de oppervlaktekartering op locatie WT30 aangetroffen bemestingsvondsten.



Figuur 25: De tijdens de oppervlaktekartering op locatie WT33 aangetroffen bemestingsvondsten.



Figuur 26: De tijdens de oppervlaktekartering op locatie WT34 aangetroffen bemestingsvondsten.

3. Conclusies en aanbevelingen

In de tweede week van januari 2016 is door ArcheoPro verkennend booronderzoek uitgevoerd op 26 turbinelocaties van het toekomstige windpark N33. Het betreft de locaties waarvan tijdens het bureauonderzoek is vastgesteld dat hier conform de gemeentelijke beleidskaarten een onderzoeksverplichting geldt.

Op een aantal van de geplande turbinelocaties heeft in de top van het dekzand geen bodemvorming plaatsgevonden die wijst op droge omstandigheden waarin bewoning mogelijk was. Hier bestaat de bodem uit grijs zand waarvan de top in het beginstadium van de veenvorming is doorworteld (en soms enigszins verspoeld). Dit is het geval op de turbinelocaties: 3, 4, 5, 6, 10, 11, 13, 16, 17, 18, 19, 21, 26, en 31. Voor deze locaties geven de resultaten van het verkennende booronderzoek geen aanleiding tot het adviseren van vervolgonderzoek.

Op de turbinelocatie 1 is de dekzandondergrond eveneens afgedekt door een dik pakket veen en klei. Ten oosten van deze locatie loopt het dekzandlandschap echter sterk af waardoor de dekzandbodem hier oorspronkelijk goed ontwaterd was en er podzolbodems konden ontstaan. Op deze locatie is derhalve een karterend booronderzoek uitgevoerd. Ondanks het gebruik van een megaboer en het zeven van het hiermee opgeboorde zand, zijn hier echter volstrekt geen archeologische indicatoren aangetroffen. Ook voor deze locatie geven de resultaten van het veldonderzoek derhalve geen aanleiding tot het adviseren van vervolgonderzoek.

Op de turbinelocaties 23, 29, 30, 33 en 34 en tussen de turbinelocaties 29 en 30, is direct onder de bouwvoor dekzand aangetroffen met in de top daarvan nog deels intacte podzolbodems. Door de huidige bodembewerking is de top van de oorspronkelijke podzolbodems, en daarmee het potentiële vondstniveau uit de steentijd, opgenomen in de bouwvoor. Omdat ten tijde van het karterend onderzoek op deze locaties voldoende vondstzichtbaarheid heerste, is hier een vlakdekkende oppervlaktekartering uitgevoerd. Hierbij is op elk van deze locaties slechts bemestingsaardewerk uit de nieuwe tijd aangetroffen. Archeologische indicatoren die verder vervolgonderzoek zouden rechtvaardigen, ontbreken volledig.

Op turbinelocatie 28 bleek de oorspronkelijke podzolbodem tot grote diepte verstoord te zijn. De vondstzichtbaarheid was hier zodanig dat al tijdens het verkennende booronderzoek een oppervlaktekartering kon worden uitgevoerd. Dit heeft geen relevante archeologische indicatoren opgeleverd. Gezien de diepe bodemverstoring en het ontbreken van archeologische indicatoren, wordt ook voor deze locatie derhalve geen vervolgonderzoek geadviseerd.

Op de turbinelocaties 2, 14, 20, 24 en 27 is een zonering aangetroffen met op een deel van de planlocatie een diep gelegen dekzandbodem zonder bodemvorming en op het overige deel, ondiep gelegen dekzand met podzolvorming. Op deze locaties is derhalve een gedeeltelijke karterend onderzoek uitgevoerd. Dit heeft op de locaties 2, 14 en 24 geen archeologische indicatoren opgeleverd die verder archeologisch onderzoek kunnen rechtvaardigen. Dit geldt ook voor de nabij locatie WT20 gelegen locaties van een trafostation.

In de zuidwesthoek van de locaties WT20 en WT27 zijn zowel in enkele van de verkennende boringen als in enkele van de karterende boringen, houtskoolspikkels aangetroffen in de top van het dekzand. Hoewel op al deze boorpunten is nageboord met een megaboer waarbij het opgeboorde zand is gezeefd, zijn geen andere archeologische indicatoren aangetroffen. Mogelijk gaat het op deze beide locaties om houtskoolfragmentjes die door de wind zijn aangevoerd vanaf meer naar het zuidwesten gelegen locaties. In dat geval zou het gaan om herafgezet materiaal dat geen samenhang vertoont met archeologische sporen binnen de eigenlijke turbinelocaties. Om zekerheid te verkrijgen omtrent de aan- of afwezigheid van

archeologische sporen binnen de locaties 20 en 27, is een proefsleuvenonderzoek benodigd in de zuidwesthoek hiervan zodra vlakdekkende bodemingrepen plaatsvinden die dieper reiken dan respectievelijk 70 en 50 centimeter beneden het huidige maaiveld. Het is aan het bevoegd gezag, in dit geval de gemeente Menterwolde, om te beslissen of zij dit werkelijk noodzakelijk acht.

Op een aantal locaties zijn de boringen tussen de nabijgelegen weg en de turbinelocatie eveneens gezet. Over het geheel genomen geldt hiervoor hetzelfde advies als voor de nabijgelegen turbinelocaties. Ten oosten van turbinelocatie 21, is echter in boring 338 op 80 cm -mv, een vegetatie-horizont met houtskool aangetroffen op een kleipakket met brandlaagjes. In de omgeving van dit boorpunt is derhalve karterend booronderzoek vereist dat is gericht op het opsporen van door een archeologische laag gekenmerkte vindplaatsen in klei. In geen van de overige (buiten de turbinelocaties gezette boringen) zijn in de boven het dekzand gelegen afzettingen, archeologische indicatoren aangetroffen die archeologisch vervolgonderzoek kunnen rechtvaardigen.

TABEL 1

Locatie	Resultaat verkennend onderzoek	Resultaat karterend onderzoek
WT1	Podzolbodems afgedekt door 1,2 m klei op veen	Karterend booronderzoek verricht; geen aanleiding tot vervolgonderzoek
WT2	Plaatselijk dagzomend dekzand aflopend in zuidelijke en oostelijke richting naar slecht ontwaterde zandbodems op 1,5 m klei op veen	Oppervlaktekartering en karterend booronderzoek uitgevoerd; geen aanleiding tot vervolgonderzoek
WT3	Slecht ontwaterde zandbodems op 1,5 m klei op veen	Niet van toepassing
WT4	Slecht ontwaterde zandbodems op ruim 2 m klei op veen	Niet van toepassing
WT5	Slecht ontwaterde zandbodems op 1,5 m klei op veen	Niet van toepassing
WT6	Slecht ontwaterde zandbodems op ruim 2 m klei op veen	Niet van toepassing
WT10	Slecht ontwaterde zandbodems op ruim 1 m klei op veen	Niet van toepassing
WT11	Slecht ontwaterde zandbodems op ruim 2 m klei op veen	Niet van toepassing
WT13	Slecht ontwaterde zandbodems op bijna 1 m klei op veen	Niet van toepassing
WT14	(Podzol)bodems afgedekt door 0,5 tot 1,2 m klei op veen	Karterend booronderzoek verricht; geen aanleiding tot vervolgonderzoek
WT16	Slecht ontwaterde zandbodems op 1 m klei op veen	Niet van toepassing
WT17	Slecht ontwaterde zandbodems op 1 m klei op veen	Niet van toepassing
WT18	Slecht ontwaterde zandbodems op 1 m klei op veen	Niet van toepassing
WT19	Slecht ontwaterde zandbodems op 0,5 m klei op veen	Niet van toepassing
WT20	(Podzol)bodems afgedekt door 0,5 tot 1,2 m klei op veen. In boring 78 houtskool in top zand	Karterend booronderzoek verricht; Houtskool in zuidwesthoek
WT21	Slecht ontwaterde zandbodems op ruim 2 m klei op veen	Niet van toepassing
WT23	Aangeploegd dekzand	Oppervlaktekartering verricht; geen aanleiding tot verder onderzoek
WT24	Podzolbodems afgedekt door 0,5 m klei op veen rond boorpunten 90, 91 en 92	Karterend booronderzoek uitgevoerd; geen aanleiding tot vervolgonderzoek
WT26	Slecht ontwaterde zandbodems op 0,5 m klei op veen	Niet van toepassing
WT27	Podzolbodems afgedekt door 0,5 m klei op veen rond boorpunten 102 en 103	Karterend booronderzoek verricht; Houtskool in zuidwesthoek
WT28	Stukgeploegde podzolbodems ; oppervlakte gekarteerd	Niet van toepassing
WT29	Deels intacte Podzolbodems direct onder bouwvoor	Karterend booronderzoek uitgevoerd; geen aanleiding tot vervolgonderzoek
WT30	Deels intacte Podzolbodems direct onder bouwvoor	Karterend booronderzoek uitgevoerd; geen aanleiding tot vervolgonderzoek
WT31	Slecht ontwaterde zandbodems onder veen	Niet van toepassing
WT33	Deels intacte Podzolbodems direct onder bouwvoor	Oppervlaktekartering uitgevoerd; geen aanleiding tot vervolgonderzoek
WT34	Deels intacte Podzolbodems direct onder bouwvoor	Oppervlaktekartering uitgevoerd; geen aanleiding tot vervolgonderzoek

Voor alle zones waarin geen archeologisch vervolgonderzoek vereist is, blijft onverminderd van kracht dat indien hier tijdens of voorafgaande aan de geplande werkzaamheden archeologische materialen en/of sporen aangetroffen worden, deze gemeld dienen te worden bij de betreffende gemeente, conform Monumentenwet 1988, laatste wijziging van 1 september 2007, paragraaf 7, artikel 53 en verder.

Verklarende woordenlijst

AHN Actueel Hoogtebestand Nederland.
AMK Archeologische Monumentenkaart.
ASB Archeologische Standaard Boorbeschrijving.
Archis Archeologisch Informatie Systeem.
BP: Before Present (present = 1950)
GIS Geografische InformatieSystemen.
GPS Global Positioning System.
IKAW Indicatieve kaart van archeologische waarden
IVO Inventariserend VeldOnderzoek.
KNA Kwaliteitsnorm Nederlandse Archeologie.
-mv Onder maaiveld.
NAP Normaal Amsterdams Peil
PVA Plan van Aanpak.
PVE Programma van Eisen.
RCE Rijksdienst voor het Cultureel Erfgoed.
SBB Standaard Boor Beschrijvingsmethode.
SIKB: Stichting Infrastructuur Kwaliteitsborging Bodembeheer

Archeologische tijdschaal

Periode	Datering	
Midden- en Laat Paleolithicum (oude steentijd)	250.000	- 9000
Mesolithicum (midden steentijd)	9000	- 4500
Neolithicum (nieuwe steentijd)	4500	- 2000
Bronstijd	2000	- 800
IJzertijd	800	- 12 v. chr.
Romeinse tijd	12 v chr.	- 500 n. chr.
Vroege middeleeuwen	500	- 1000
Volle middeleeuwen	1000	- 1250
Late middeleeuwen	1250	- 1500
Nieuwe tijd	1500	- heden

Bronnen

Grote historische Provincie Atlas van Nederland; deel 2 Noord-Nederland 1838-1857 1:50.000. Topografische dienst Wolters Noordhoff Groningen 1990

Grote topografische atlas van Nederland 1:50.000 Deel 2 Noord-Nederland. Topografische dienst. Wolters Noordhoff Groningen 1997

Kadastrale minuut 1830 met aanwijzende tafels, (www.watwaswaar.nl)

Kadaster Topografische Dienst, Top25Raster, Top10Vector, GBKN kaarten, Emmen 2008

Luchtfoto, <http://maps.google.nl>

Rijksdienst voor het Cultureel Erfgoed, IKAW 2 (Indicatieve kaart Archeologische Waarden), Amersfoort.

Rijksdienst voor het Cultureel Erfgoed, AMK (Archeologische monumentenkaart), Amersfoort.

Rijksdienst voor het Cultureel Erfgoed, ARCHIS II (Archeologisch Informatie Systeem), <http://archis2.archis.nl/>

Rijkswaterstaat, Servicedesk Data, AHN (Actueel Hoogtebestand Nederland), Delft.

Stichting voor Bodemkartering, Bodemkaart van Nederland 1:50.000. Wageningen, 1968.

Stichting voor Bodemkartering: Geomorfologische kaart van Nederland 1:50.000, Staring Centrum, Wageningen, 1989

Stichting voor Bodemkartering, Geologische kaart van Nederland 1:50.000. Wageningen, 1968.

Twaalf provinciën 2007. Atlas van topografische kaarten. Nederland 1955-1965. Uitgeverij twaalf provinciën. Landsmeer.

Literatuur

Aalbersberg, G, J.L. van Beek en J. Jans, 2007. Aardgastransportleidingtrace Midwolda-Tripscompagnie, RAAP-rapport-1584

Cate, J. A. M. ten. A. F. van Holst, H. Kleijer en J. Stolp, 1995. Handleiding bodemgeografisch onderzoek; richtlijnen en voorschriften. Deel A: Bodem. Wageningen, DLO-Staring Centrum. Technisch Document 19A.

Cohen, K.M. & E. Stouthamer, 2012. Beknopte toelichting bij het digitaal basisbestand paleogeografie van de Rijn-Maas Delta, Utrecht, 2012.

Es. Van W.A., Sarfatij, H. & P.J. Woltering (red.) 1988. Archeologie in Nederland; De rijkdom van het bodemarchief. Rijksdienst voor het Oudheidkundig Bodemonderzoek. Amersfoort.

Exaltus, R. P. & G. Kortekaas, 2008. prehistorische branden op Groningse kwelders. Paleo-aktueel 19 Groningen.

Hielkema, J.B., 2011, De Oude Weg te Meeden. Aardgastransportleidingtrace, Midwolda-Tripscompagnie (A-666). Archeologische begeleiding, RAAP-rapport-2312

Kuiper, M. 2006/2007. Atlas van topografische kaarten Nederland, 1955-1965. Uitgeverij 12 Provinciën, Landsmeer.

Leidraad inventariserend veldonderzoek; Deel: karterend booronderzoek (SIKB, 2006)

Bijlage 1: Boortabel

Algemene kopgegevens	
Soort boring	BAR
Projectnummer	15-220
Projectnaam	Booronderzoek Windpark
Deelgebied	Nvt
Organisatie	ArcheoPro
OM-nummer	
coördinaatsysteem	RD2000
Coördinaatsysteemdatum	ETRS89
Locatiebepaling	GPS en meetlint
Referentievlak	NAP
Bepaling maaiveldhoogte	AHN - Waterpas
Boormethode	Guts en edelman
Boordiameter	3 cm en 15 cm
Oprichtgever	Pondera

Boorbeschrijving volgens ASB 5.1																			
Boor Nr	LDO	Lithologie						Kleur				Overige kenmerken						AIS	
		GD	B K	BS	BZ	B V	B H	HK	TK	IK	VLK	CO	PLH	VS	SS T	BHN	BI		GI
1	40	K			2		3	BR		DO								BOV	
	60	K			2			GR			OR	MST							GET
	160	V						BR		DO									
	170	Z				1		RO	BR	DO			DW			BHB		DEZ	
	190	Z						GE								BHC		DEZ	
2	30	K			2		3	BR		DO								BOV	
	45	K			2			GR			OR	MST							GET
	120	V						BR		DO									
	130	Z				1		RO	BR	DO			DW			BHB		DEZ	
	150	Z						GE								BHC		DEZ	
3	30	K			2		3	BR		DO								BOV	
	45	K			2			GR			OR	MST							GET
	120	V						BR		DO									
	130	Z				1		RO	BR	DO			DW			BHB		DEZ	
	150	Z						GE								BHC		DEZ	
4	40	K			2		3	BR		DO								BOV	
	60	K			2			GR			OR	MST							GET
	135	V						BR		DO									
	150	Z				1		RO	BR	DO			DW			BHB/BC		DEZ	
	170	Z						GE								BHC		DEZ	
5	40	K			2		3	BR		DO								BOV	
	50	K			2			GR			OR	MST							GET
	120	V						BR		DO									
	135	Z				1		RO	BR	DO			DW			BHB/BC		DEZ	
	150	Z						GE								BHC		DEZ	
6	30	K			2		3	BR		DO								BOV	
	45	Z						GE								BHC		DEZ	
7	30	K			2		3	BR		DO								BOV	
	60	K			2			GR			OR	MST							GET
	115	V						BR		DO									
	135	Z						GR								BHC		DEZ	
8	45	K			2		3	BR		DO								BOV	
	60	K			2			GR			OR	MST							GET
	180	V						BR		DO									
	190	Z						GR								BHC		DEZ	
9	40	K			2		3	BR		DO								BOV	
	60	K			2			GR			OR	MST							GET
	195	V						BR		DO									
	210	Z						GR								BHC		DEZ	
10	40	K			2		3	BR		DO								BOV	
	50	K			2			GR			OR	MST							GET
	205	V						BR		DO									
	215	Z						GR								BHC		DEZ	

11	40	K		2	3	BR	DO									BOV	
	180	K		2		GR		OR	MST								GET
	200	Z				GR							BHC				DEZ
12	30	K		2	3	BR	DO									BOV	
	185	K		2		GR		OR	MST								GET
	200	Z				GR							BHC				DEZ
13	45	K		2	3	BR	DO									BOV	
	180	K		2		GR		OR	MST								GET
	200	V				BR	DO										
	215	Z				GR							BHC				DEZ
14	40	K		2	3	BR	DO									BOV	
	125	K		2		GR		OR	MST								GET
	175	V				BR	DO										
	195	Z				GR							BHC				DEZ
15	40	K		2	3	BR	DO									BOV	
	140	K		2		GR		OR	MST								GET
	185	V				BR	DO										
	205	Z				GR							BHC				DEZ
16	40	K		2	3	BR	DO									BOV	
	130	K		2		GR		OR	MST								GET
	190	V				BR	DO										
	205	Z			1	GR		BR		DW							DEZ
	225	Z				GR							BHC				DEZ
17	40	K		2	3	BR	DO									BOV	
	125	K		2		GR		OR	MST								GET
	190	V				BR	DO										
	205	Z			1	GR		BR		DW							DEZ
	220	Z				GR							BHC				DEZ
18	40	K		2	3	BR	DO									BOV	
	130	K		2		GR		OR	MST								GET
	210	V				BR	DO										
	220	Z			1	GR		BR		DW							DEZ
	235	Z				GR							BHC				DEZ
19	40	K		2	3	BR	DO									BOV	
	130	K		2		GR		OR	MST								GET
	210	K		2		GR		OR	MST	VB							GET
	230	Z				GR							BHC				DEZ
20	40	K		2	3	BR	DO									BOV	
	130	K		2		GR		OR	MST								GET
	210	K		2		GR		OR	MST	VB							GET
	230	Z				GR							BHC				DEZ
21	30	K		2	3	BR	DO									BOV	
	100	K		2		GR		OR	MST								GET
	195	V				BR	DO										
	205	Z			1	GR		BR		DW							DEZ
	220	Z				GR							BHC				DEZ
22	30	K		2	3	BR	DO									BOV	
	100	K		2		GR		OR	MST								GET
	190	V				BR	DO										
	205	Z			1	GR		BR		DW							DEZ
	225	Z				GR							BHC				DEZ
23	30	K		2	3	BR	DO									BOV	
	95	K		2		GR		OR	MST								GET
	210	V				BR	DO										
	215	Z			1	GR		BR		DW							DEZ
	260	Z				GR							BHC				DEZ
24	30	K		2	3	BR	DO									BOV	
	100	K		2		GR		OR	MST								GET
	175	V				BR	DO										
	185	Z			1	GR		BR		DW							DEZ
	205	Z				GR							BHC				DEZ
25	30	K		2	3	BR	DO									BOV	
	95	K		2		GR		OR	MST								GET
	175	V				BR	DO										
	190	Z			1	GR		BR		DW							DEZ
	210	Z				GR							BHC				DEZ
26	30	K		2	3	BR	DO									BOV	
	80	K		2		GR		OR	MST								GET
	180	V				BR	DO										
	200	Z			1	GR		BR		DW							DEZ
	220	Z				GR							BHC				DEZ
27	30	K		2	3	BR	DO									BOV	

	80	K			2		GR			OR	MST						GET	
	175	V					BR		DO									
	190	Z				1	GR			BR		DW						DEZ
	220	Z					GR							BHC				DEZ
28	30	K			2	3	BR		DO									BOV
	110	K			2		GR			OR	MST							GET
	250	V					BR		DO									
	260	Z				1	GR			BR		DW						DEZ
	285	Z					GR							BHC				DEZ
29	30	K			2	3	BR		DO									BOV
	80	K			2		GR			OR	MST							GET
	185	V					BR		DO									
	210	Z				1	GR			BR		DW						DEZ
	235	Z					GR							BHC				DEZ
30	30	K			2	3	BR		DO									BOV
	110	K			2		GR			OR	MST							GET
	250	V					BR		DO									
	260	Z				1	GR			BR		DW						DEZ
	285	Z					GR							BHC				DEZ
31	30	K			2	3	BR		DO									BOV
	95	K			2		GR			OR	MST							GET
	165	V					BR		DO									
	180	Z				1	GR			BR		DW						DEZ
	195	Z					GR							BHC				DEZ
32	30	K			2	3	BR		DO									BOV
	100	K			2		GR			OR	MST							GET
	160	V					BR		DO									
	180	Z				1	GR			BR		DW						DEZ
	200	Z					GR							BHC				DEZ
33	30	K			2	3	BR		DO									BOV
	80	K			2		GR			OR	MST							GET
	180	V					BR		DO									
	190	Z				1	GR			BR		DW						DEZ
	205	Z					GR							BHC				DEZ
34	30	K			2	3	BR		DO									BOV
	70	K			2		GR			OR	MST							GET
	130	V					BR		DO									
	145	Z				1	GR			BR		DW						DEZ
	165	Z					GR							BHC				DEZ
35	30	K			2	3	BR		DO									BOV
	70	K			2		GR			OR	MST							GET
	130	V					BR		DO									
	150	Z				1	GR			BR		DW						DEZ
	170	Z					GR							BHC				DEZ
36	25	K			2	3	BR		DO									BOV
	120	K			2		GR			OR	MST							GET
	235	V					BR		DO									
	260	Z				1	GR			BR		DW						DEZ
	280	Z					GR							BHC				DEZ
37	30	K/Z			2	3	BR		DO									BOV
	130	K			2		GR			OR	MST							GET
	250	V					BR		DO									
	265	Z				1	GR			BR		DW						DEZ
	290	Z					GR							BHC				DEZ
38	25	K			2	3	BR		DO									BOV
	130	K			2		GR			OR	MST							GET
	230	V					BR		DO									
	240	Z				1	GR			BR		DW						DEZ
	265	Z					GR							BHC				DEZ
39	25	K			2	3	BR		DO									BOV
	125	K			2		GR			OR	MST							GET
	250	V					BR		DO									
	270	Z				1	GR			BR		DW						DEZ
	285	Z					GR							BHC				DEZ
40	30	K			2	3	BR		DO									BOV
	105	K			2		GR			OR	MST							GET
	250	V					BR		DO									
	260	Z				1	GR			BR		DW						DEZ
	285	Z					GR							BHC				DEZ
41	40	K			2	3	BR		DO									BOV
	90	V					BR		DO									
	100	Z				1	GR			BR		DW						DEZ

	120	Z					GR								BHC		DEZ	
42	110	Z				2	BR		GR							VRG		
	130	Z					GR								BHC		DEZ	
43	40	K			2	3	BR		DO							BOV		
	80	V					BR		DO									
	90	Z				1	GR			BR			DW				DEZ	
	120	Z					GR								BHC		DEZ	
44	40	K			2	3	BR		DO							BOV		
	80	V					BR		DO									
	90	Z				1	GR			BR			DW				DEZ	
	120	Z					GR								BHC		DEZ	
51	40	K			2	3	BR		DO							BOV		
	90	K			2		GR			OR		MST					GET	
	130	V					BR		DO									
	140	Z				1	GR			BR			DW				DEZ	
	155	Z					GR								BHC		DEZ	
52	30	K			2	3	BR		DO							BOV		
	70	K			2		GR			OR		MST					GET	
	80	V					BR		DO									
	95	Z				1	GR			BR			DW				DEZ	
	110	Z					GR								BHC		DEZ	
53	40	K			2	3	BR		DO							BOV		
	50	K			2		GR			OR		MST					GET	
	60	V					BR		DO									
	65	Z				1	GR			BR			DW				DEZ	
	75	Z					RO		BR						BHB/BC		DEZ	
	95	Z					GR								BHC		DEZ	
54	40	K			2	3	BR		DO							BOV		
	70	K			2		GR			OR		MST					GET	
	110	V					BR		DO									
	125	Z				1	GR			BR			DW				DEZ	
	140	Z					GR								BHC		DEZ	
55	40	K			2	3	BR		DO							BOV		
	45	K			2		GR			OR		MST					GET	
	55	V					BR		DO									
	60	Z				1	GR			BR			DW				DEZ	
	80	Z					RO		BR						BHB/BC		DEZ	
	95	Z					GR								BHC		DEZ	
56	30	K			2	3	BR		DO							BOV		
	40	K			2		GR			OR		MST					GET	
	55	V					BR		DO									
	60	Z				1	GR			BR			DW				DEZ	
	80	Z					GR								BHC		DEZ	
57	25	K			2	3	BR		DO							BOV		
	40	K			2		GR			OR		MST					GET	
	60	V					BR		DO									
	70	Z				1	GR			BR			DW				DEZ	
	90	Z					GR								BHC		DEZ	
58	30	K			2	3	BR		DO							BOV		
	40	K			2		GR			OR		MST					GET	
	70	V					BR		DO									
	80	Z				1	GR			BR			DW				DEZ	
	120	Z					GR								BHC		DEZ	
59	30	K			2	3	BR		DO							BOV		
	40	K			2		GR			OR		MST					GET	
	70	V					BR		DO									
	85	Z				1	GR			BR			DW				DEZ	
	100	Z					GR								BHC		DEZ	
60	30	Z			2	3	BR		DO							BOV		
	60	V					BR		DO									
	65	Z				1	GR			BR			DW				DEZ	
	100	Z					GR								BHC		DEZ	
61	30	K			2	3	BR		DO							BOV		
	40	K			2		GR			OR		MST					GET	
	105	V					BR		DO									
	130	Z				1	GR			BR			DW				DEZ	
	150	Z					GR								BHC		DEZ	
62	30	K			2	3	BR		DO							BOV		
	40	K			2		GR			OR		MST					GET	
	105	V					BR		DO									
	125	Z				1	GR			BR			DW				DEZ	
	150	Z					GR								BHC		DEZ	

63	30	K		2	3	BR		DO								BOV	
	40	K		2		GR			OR	MST						GET	
	120	V				BR		DO									
	135	Z			1	GR			BR		DW					DEZ	
	155	Z				GR							BHC			DEZ	
64	45	K		2	3	BR		DO								BOV	
	60	K		2		GR			OR	MST						GET	
	90	V				BR		DO									
	105	Z			1	GR			BR		DW					DEZ	
	120	Z				GR							BHC			DEZ	
65	30	K		2	3	BR		DO								BOV	
	40	K		2		GR			OR	MST						GET	
	60	V				BR		DO									
	70	Z			1	GR			BR		DW					DEZ	
	95	Z				GR							BHC			DEZ	
66	30	K		2	3	BR		DO								BOV	
	35	K		2		GR			OR	MST						GET	
	45	V				BR		DO									
	60	Z			1	GR			BR		DW					DEZ	
	75	Z				GR							BHC			DEZ	
67	25	K		2	3	BR		DO								BOV	
	35	K		2		GR			OR	MST						GET	
	45	V				BR		DO									
	60	Z			1	GR			BR		DW					DEZ	
	75	Z				GR							BHC			DEZ	
68	30	K		2	3	BR		DO								BOV	
	35	K		2		GR			OR	MST						GET	
	45	V				BR		DO									
	55	Z			1	GR			BR		DW					DEZ	
	75	Z				GR							BHC			DEZ	
69	30	K		2	3	BR		DO								BOV	
	35	K		2		GR			OR	MST						GET	
	45	V				BR		DO									
	60	Z			1	GR			BR		DW					DEZ	
	75	Z				GR							BHC			DEZ	
70	30	K		2	3	BR		DO								BOV	
	35	K		2		GR			OR	MST						GET	
	45	V				BR		DO									
	60	Z			1	GR			BR		DW					DEZ	
	75	Z				GR							BHC			DEZ	
71	35	Z		2	3	BR		DO								BOV	
	45	V				BR		DO									
	60	Z				OR	GE						BHBC			DEZ	
	75	Z				GE							BHC			DEZ	
72	35	Z		2	3	BR		DO								BOV	
	45	V				BR		DO									
	60	Z				OR	GE						BHBC			DEZ	
	70	Z				GE							BHC			DEZ	
73	35	Z		2	3	BR		DO								BOV	
	45	V				BR		DO									
	55	Z				OR	GE						BHBC			DEZ	
	65	Z				GE							BHC			DEZ	
74	40	K		2	3	BR		DO								BOV	
	70	K		2		GR			OR	MST						GET	
	100	V				BR		DO									
	115	Z			1	GR			BR		DW					DEZ	
	130	Z				GR							BHC			DEZ	
75	40	K		2	3	BR		DO								BOV	
	50	K		2		GR			OR	MST						GET	
	60	V				BR		DO									
	70	Z			1	GR			BR		DW					DEZ	
	80	Z				RO	BR						BHB/BC			DEZ	
	100	Z				GR							BHC			DEZ	
76	30	K		2	3	BR		DO								BOV	
	40	K		2		GR			OR	MST						GET	
	70	V				BR		DO									
	85	Z				OR	GE						BHBC			DEZ	
	100	Z				GE							BHC			DEZ	
77	30	K		2	3	BR		DO								BOV	
	40	K		2		GR			OR	MST						GET	
	60	V				BR		DO									
	85	Z				OR	GE						BHBC			DEZ	

	95	Z					GE								BHC		DEZ	
78	30	K			2		BR		DO							BOV		
	45	K			2		GR			OR	MST						GET	
	75	V					BR		DO									
	85	Z					RO	BR							BHB		DEZ	HK 1
	90	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	100	Z					GE								BHC		DEZ	
79	20	K			2		BR		DO							BOV		
	55	K			2		GR			OR	MST						GET	
	250	V					BR		DO									
80	30	K			2		BR		DO							BOV		
	80	K			2		GR			OR	MST						GET	
	250	V					BR		DO									
81	30	K			2		BR		DO							BOV		
	80	K			2		GR			OR	MST						GET	
	250	V					BR		DO									
82	30	K			2		BR		DO							BOV		
	70	K			2		GR			OR	MST						GET	
	250	V					BR		DO									
83	30	K			2		BR		DO							BOV		
	70	K			2		GR			OR	MST						GET	
	250	V					BR		DO									
84	30	Z			2		BR		DO							BOV		
	80	V					BR		DO									
	90	Z					1	GR		BR		DW					DEZ	
	105	Z					GR								BHC		DEZ	
85	30	Z			2		BR		DO							BOV		
	70	V					BR		DO									
	90	Z					1	GR		BR		DW					DEZ	
	110	Z					GR								BHC		DEZ	
86	30	Z			2		BR		DO							BOV		
	85	V					BR		DO									
	95	Z					1	GR		BR		DW					DEZ	
	110	Z					GR								BHC		DEZ	
87	25	Z			2		BR		DO							BOV		
	60	Z					GR								BHC		DEZ	
88	30	Z			2		BR		DO							BOV		
	65	Z					GR								BHC		DEZ	
89	45	K			2		BR		DO							BOV		
	50	K			2		GR			OR	MST						GET	
	70	V					BR		DO									
	80	Z					1	GR		BR		DW					DEZ	
	100	Z					GR								BHC		DEZ	
90	30	Z			2		BR		DO							BOV		
	40	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	70	Z					GR								BHC		DEZ	
91	30	Z			2		BR		DO							BOV		
	45	Z					1	OR	GE	BR					BHBC	ROG	DEZ	
	60	Z					GR								BHC		DEZ	
92	30	Z			2		BR		DO							BOV		
	45	Z					1	OR	GE	BR					BHBC	ROG	DEZ	
	80	Z					GR								BHC		DEZ	
93	30	Z			2		BR		DO							BOV		
	50	V					BR		DO									
	75	Z					GR								BHC		DEZ	
94	25	K			2		BR		DO							BOV		
	45	K			2		GR			OR	MST						GET	
	60	V					BR		DO									
	80	Z					1	GR		BR		DW					DEZ	
	100	Z					GR								BHC		DEZ	
95	30	K			2		BR		DO							BOV		
	45	K			2		GR			OR	MST						GET	
	60	V					BR		DO									
	75	Z					1	GR		BR		DW					DEZ	
	100	Z					GR								BHC		DEZ	
96	25	K			2		BR		DO							BOV		
	30	K			2		GR			OR	MST						GET	
	50	V					BR		DO									
	65	Z					1	GR		BR		DW					DEZ	
	100	Z					GR								BHC		DEZ	
97	25	K			2		BR		DO							BOV		

	40	K			2		GR			OR	MST					GET	
	60	V					BR		DO								
	80	Z				1	GR			BR		DW					DEZ
	100	Z					GR							BHC			DEZ
98	40	Z			2	3	BR		DO								BOV
	45	V					BR		DO								
	60	Z				1	GR			BR		DW					DEZ
	100	Z					GR							BHC			DEZ
99	30	K			2	3	BR		DO								BOV
	50	K			2		GR			OR	MST						GET
	90	V					BR		DO								
	100	Z				1	GR			BR		DW					DEZ
	125	Z					GR							BHC			DEZ
100	30	K			2	3	BR		DO								BOV
	45	K			2		GR			OR	MST						GET
	65	V					BR		DO								
	70	Z				1	GR			BR		DW					DEZ
	120	Z					GR							BHC			DEZ
101	45	K			2	3	BR		DO								BOV
	80	K			2		GR			OR	MST						GET
	125	V					BR		DO								
	135	Z				1	GR			BR		DW					DEZ
	150	Z					GR							BHC			DEZ
102	30	K			2	3	BR		DO								BOV
	40	K			2		GR			OR	MST						GET
	50	V					BR		DO								
	60	Z					RO	BR						BHB			DEZ
	75	Z					OR	GE						BHBC			DEZ
	85	Z					GE							BHC			DEZ
103	30	K			2	3	BR		DO								BOV
	40	K			2		GR			OR	MST						GET
	80	V					BR		DO								
	85	Z					OR	GE						BHBC			DEZ
	95	Z					GE							BHC			DEZ
104	40	Z			2	3	BR		DO								BOV
	70	Z				1	OR	GE		BR				BHBC	ROG		DEZ
	80	Z					OR	GE						BHBC			DEZ
	90	Z					GR							BHC			DEZ
105	35	Z			2	3	BR		DO								BOV
	80	Z				1	OR	GE		BR				BHBC	ROG		DEZ
	85	Z					OR	GE						BHBC			DEZ
	90	Z					GR							BHC			DEZ
106	35	Z			2	3	BR		DO								BOV
	65	Z				1	OR	GE		BR				BHBC	ROG		DEZ
	70	Z					OR	GE						BHBC			DEZ
	80	Z					GR							BHC			DEZ
107	40	Z			2	3	BR		DO								BOV
	70	Z				1	OR	GE		BR				BHBC	ROG		DEZ
	80	Z					OR	GE						BHBC			DEZ
	90	Z					GR							BHC			DEZ
108	40	Z			2	3	BR		DO								BOV
	70	Z				1	OR	GE		BR				BHBC	ROG		DEZ
	80	Z					OR	GE						BHBC			DEZ
	90	Z					GR							BHC			DEZ
109	35	Z			2	3	BR		DO								BOV
	50	Z					RO	BR						BHB			DEZ
	60	Z					OR	GE						BHBC			DEZ
	70	Z					GE							BHC			DEZ
110	40	Z			2	3	BR		DO								BOV
	55	Z					OR	GE						BHBC			DEZ
	65	Z					GE							BHC			DEZ
111	35	Z			2	3	BR		DO								BOV
	60	Z					OR	GE						BHBC			DEZ
	70	Z					GE							BHC			DEZ
112	35	Z			2	3	BR		DO								BOV
	60	Z					OR	GE						BHBC			DEZ
	70	Z					GE							BHC			DEZ
113	35	Z			2	3	BR		DO								BOV
	50	Z					RO	BR						BHB			DEZ
	60	Z					OR	GE						BHBC			DEZ
	70	Z					GE							BHC			DEZ

114	40	Z			2	3	BR		DO								BOV	
	60	Z					OR	GE									BHBC	DEZ
	75	Z					GE										BHC	DEZ
115	40	Z			2	3	BR		DO								BOV	
	60	Z					OR	GE									BHBC	DEZ
	70	Z					GE										BHC	DEZ
116	35	Z			2	3	BR		DO								BOV	
	65	Z					RO	BR									BHB	DEZ
	65	Z					OR	GE									BHBC	DEZ
	75	Z					GE										BHC	DEZ
117	35	Z			2	3	BR		DO								BOV	
	65	Z					RO	BR									BHB	DEZ
	65	Z					OR	GE									BHBC	DEZ
	75	Z					GE										BHC	DEZ
118	40	Z			2	3	BR		DO								BOV	
	60	Z					OR	GE									BHBC	DEZ
	75	Z					GE										BHC	DEZ
119	50	Z			2	3	BR		DO								BOV	
	60	Z					OR	GE									BHBC	DEZ
	80	Z					GE										BHC	DEZ
	100	Z					GR										BHC	DEZ
120	50	Z			2	3	BR		DO								BOV	
	65	V					BR		DO									
	75	Z				1	GR			BR		DW						DEZ
	100	Z					GR										BHC	DEZ
121	45	Z			2	3	BR		DO								BOV	
	75	V					BR		DO									
	85	Z				1	GR			BR		DW						DEZ
	100	Z					GR										BHC	DEZ
122	45	Z			2	3	BR		DO								BOV	
	75	V					BR		DO									
	85	Z				1	GR			BR		DW						DEZ
	100	Z					GR										BHC	DEZ
123	50	Z			2	3	BR		DO								BOV	
	75	V					BR		DO									
	85	Z				1	GR			BR		DW						DEZ
	100	Z					GR										BHC	DEZ
124	40	Z			2	3	BR		DO								BOV	
	55	Z					OR	GE									BHBC	DEZ
	65	Z					GE										BHC	DEZ
125	45	Z			2	3	BR		DO								BOV	
	55	Z					OR	GE									BHBC	DEZ
	70	Z					GE										BHC	DEZ
126	40	Z			2	3	BR		DO								BOV	
	55	Z					OR	GE									BHBC	DEZ
	70	Z					GE										BHC	DEZ
127	40	Z			2	3	BR		DO								BOV	
	55	Z					OR	GE									BHBC	DEZ
	70	Z					GE										BHC	DEZ
128	45	Z			2	3	BR		DO								BOV	
	55	Z					OR	GE									BHBC	DEZ
	70	Z					GE										BHC	DEZ
129	35	Z			2	3	BR		DO								BOV	
	45	Z					RO	BR									BHB	DEZ
	55	Z					OR	GE									BHBC	DEZ
	70	Z					GE										BHC	DEZ
130	40	Z			2	3	BR		DO								BOV	
	50	Z					OR	GE									BHBC	DEZ
	65	Z					GE										BHC	DEZ
131	35	Z			2	3	BR		DO								BOV	
	55	Z					RO	BR									BHB	DEZ
	55	Z					OR	GE									BHBC	DEZ
	70	Z					GE										BHC	DEZ
132	35	Z			2	3	BR		DO								BOV	
	50	Z					RO	BR									BHB	DEZ
	60	Z					OR	GE									BHBC	DEZ
	70	Z					GE										BHC	DEZ
133	40	Z			2	3	BR		DO								BOV	
	50	Z					OR	GE									BHBC	DEZ
	60	Z					GE										BHC	DEZ
159	40	Z			2	3	BR		DO								BOV	
	50	Z					RO	BR									BHB	DEZ

	55	V					BR		DO									
	65	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	90	Z					GE								BHC		DEZ	
160	30	Z			2	3	BR		DO							BOV		
	80	K			2		GR			OR	MST						GET	
	100	V					BR		DO									
	110	Z				1	GR			BR		DW					DEZ	
	130	Z					GR								BHC		DEZ	
161	30	Z			2	3	BR		DO							BOV		
	95	K			2		GR			OR	MST						GET	
	120	V					BR		DO									
	135	Z				1	GR			BR		DW					DEZ	
162	40	K			2	3	BR		DO							BOV		
	100	K			2		GR			OR	MST						GET	
	170	V					BR		DO									
	185	Z				1	GR			BR		DW					DEZ	
	200	Z					GR								BHC		DEZ	
163	40	K			2	3	BR		DO							BOV		
	100	K			2		GR			OR	MST						GET	
	155	V					BR		DO									
	165	Z				1	GR			BR		DW					DEZ	
	180	Z					GR								BHC		DEZ	
164	45	K			2	3	BR		DO							BOV		
	110	K			2		GR			OR	MST						GET	
	200	V					BR		DO									
	215	Z				1	GR			BR		DW					DEZ	
	230	Z					GR								BHC		DEZ	
200	40	K			2	3	BR		DO							BOV		
	115	K			2		GR			OR	MST						GET	
	180	V					BR		DO									
	200	Z				1	GR			BR		DW					DEZ	
	220	Z					GR								BHC		DEZ	
201	40	K			2	3	BR		DO							BOV		
	120	K			2		GR			OR	MST						GET	
	150	V					BR		DO									
	180	Z				1	GR			BR		DW					DEZ	
	200	Z					GR								BHC		DEZ	
205	30	K			2	3	BR		DO							BOV		
	100	K			2		GR			OR	MST						GET	
	170	V					BR		DO									
	180	Z				1	GR			BR		DW					DEZ	
	200	Z					GR								BHC		DEZ	
206	30	K			2	3	BR		DO							BOV		
	90	K			2		GR			OR	MST						GET	
	160	V					BR		DO									
	180	Z				1	GR			BR		DW					DEZ	
	200	Z					GR								BHC		DEZ	
207	30	K			2	3	BR		DO							BOV		
	110	K			2		GR			OR	MST						GET	
	140	V					BR		DO									
	150	Z				1	GR			BR		DW					DEZ	
	170	Z					GR								BHC		DEZ	
211	30	K			2	3	BR		DO							BOV		
	150	K			2		GR			OR	MST						GET	
	300	V					BR		DO									
212	30	K			2	3	BR		DO							BOV		
	150	K			2		GR			OR	MST						GET	
	300	V					BR		DO									
213	30	K			2	3	BR		DO							BOV		
	125	K			2		GR			OR	MST						GET	
	300	V					BR		DO									
214	30	K			2	3	BR		DO							BOV		
	125	K			2		GR			OR	MST						GET	
	300	V					BR		DO									
216	30	K			2	3	BR		DO							BOV		
	120	K			2		GR			OR	MST						GET	
	230	V					BR		DO									
	250	Z				1	GR			BR		DW					DEZ	
	270	Z					GR								BHC		DEZ	
217	30	K			2	3	BR		DO							BOV		
	130	K			2		GR			OR	MST						GET	
	270	V					BR		DO									

	280	Z				1	GR			BR		DW					DEZ	
	300	Z					GR								BHC		DEZ	
218	30	K			2	3	BR		DO							BOV		
	130	K			2		GR			OR	MST						GET	
	265	V					BR		DO									
	280	Z				1	GR			BR		DW					DEZ	
	300	Z					GR							BHC		DEZ		
219	25	K			2	3	BR		DO							BOV		
	125	K			2		GR			OR	MST						GET	
	250	V					BR		DO									
	260	Z				1	GR			BR		DW					DEZ	
	280	Z					GR							BHC		DEZ		
230	30	K			2	3	BR		DO							BOV		
	40	K			2		GR			OR	MST						GET	
	75	V					BR		DO									
	100	Z				1	GR			BR		DW					DEZ	
	120	Z					GR							BHC		DEZ		
231	30	K			2	3	BR		DO							BOV		
	40	K			2		GR			OR	MST						GET	
	75	V					BR		DO									
	105	Z				1	GR			BR		DW					DEZ	
	120	Z					GR							BHC		DEZ		
232	30	K			2	3	BR		DO							BOV		
	40	K			2		GR			OR	MST						GET	
	90	V					BR		DO									
	105	Z				1	GR			BR		DW					DEZ	
	120	Z					GR							BHC		DEZ		
233	100	Z				2	BR		GR							VRG		
	115	Z					GR							BHC		DEZ		
234	40	K			2	3	BR		DO							BOV		
	60	Z					OR	GE						BHBC		DEZ		
	80	Z					GE							BHC		DEZ		
235	40	K			2	3	BR		DO							BOV		
	100	V					BR		DO									
	120	Z				1	GR			BR		DW					DEZ	
	135	Z					GE							BHC		DEZ		
247	30	K			2	3	BR		DO							BOV		
	40	K			2		GR			OR	MST						GET	
	80	V					BR		DO									
	100	Z				1	GR			BR		DW					DEZ	
	110	Z					GE							BHC		DEZ		
248	30	K			2	3	BR		DO							BOV		
	40	K			2		GR			OR	MST						GET	
	90	V					BR		DO									
	105	Z				1	GR			BR		DW					DEZ	
	120	Z					GE							BHC		DEZ		
249	30	K			2	3	BR		DO							BOV		
	40	K			2		GR			OR	MST						GET	
	110	V					BR		DO									
	125	Z				1	GR			BR		DW					DEZ	
	140	Z					GE							BHC		DEZ		
268	30	K			2	3	BR		DO							BOV		
	85	V					BR		DO									
	80	Z				1	GR			BR		DW					DEZ	
	100	Z					GE							BHC		DEZ		
269	30	K			2	3	BR		DO							BOV		
	60	V					BR		DO									
	85	Z				1	GR			BR		DW					DEZ	
	100	Z					GE							BHC		DEZ		
270	30	K			2	3	BR		DO							BOV		
	90	V					BR		DO									
	105	Z				1	GR			BR		DW					DEZ	
	120	Z					GE							BHC		DEZ		
271	30	Z			2	3	BR		DO							BOV		
	60	V					BR		DO									
	80	Z				1	GR			BR		DW					DEZ	
	100	Z					GE							BHC		DEZ		
272	45	Z			2	3	BR		DO							BOV		
	80	V					BR		DO									
	100	Z				1	GR			BR		DW					DEZ	
	120	Z					GR							BHC		DEZ		
273	40	K/Z			2	3	BR		DO							BOV		

	80	V					BR		DO									
	100	Z				1	GR			BR		DW					DEZ	
	120	Z					GR							BHC			DEZ	
274	40	K			2	3	BR		DO							BOV		
	50	K			2		GR			OR	MST						GET	
	80	V					BR		DO									
	100	Z				1	GR			BR		DW					DEZ	
	120	Z					GR							BHC			DEZ	
275	40	K			2	3	BR		DO							BOV		
	50	K			2		GR			OR	MST						GET	
	80	V					BR		DO									
	100	Z				1	GR			BR		DW					DEZ	
	120	Z					GR							BHC			DEZ	
276	40	K			2	3	BR		DO							BOV		
	50	K			2		GR			OR	MST						GET	
	80	V					BR		DO									
	105	Z				1	GR			BR		DW					DEZ	
	120	Z					GR							BHC			DEZ	
277	60	Z				2	BR		GR							VRG BOV		
	85	Z					GR							BHC			DEZ	
278	45	Z			2	3	BR		DO							BOV		
	50	V					BR		DO									
	75	Z					RO	BR						BHB			DEZ	
	90	Z					OR	GE						BHBC			DEZ	
	100	Z					GE							BHC			DEZ	
330	30	K			2	3	BR		DO							BOV		
	80	K			2		GR			OR	MST						GET	
	300	V					BR		DO									
331	30	K			2	3	BR		DO							BOV		
	75	K			2		GR			OR	MST						GET	
	250	V					BR		DO									
332	25	K			2	3	BR		DO							BOV		
	70	K			2		GR			OR	MST						GET	
	250	V					BR		DO									
333	25	K			2	3	BR		DO							BOV		
	60	K			2		GR			OR	MST						GET	
	230	V					BR		DO									
	260	Z					GR							BHC			DEZ	
334	30	K			2	3	BR		DO							BOV		
	75	K			2		GR			OR	MST						GET	
	195	V					BR		DO									
	200	Z				1	GR			BR		DW					DEZ	
	215	Z					GE							BHC			DEZ	
335	25	K			2	3	BR		DO							BOV		
	80	K			2		GR			OR	MST						GET	
	180	V					BR		DO									
	200	Z				1	GR			BR		DW					DEZ	
	215	Z					GE							BHC			DEZ	
336	25	K			2	3	BR		DO							BOV		
	80	K			2		GR			OR	MST						GET	
	205	V					BR		DO									
	215	Z				1	GR			BR		DW					DEZ	
	230	Z					GE							BHC			DEZ	
337	25	K			2	3	BR		DO							BOV		
	75	K			2		GR			OR	MST						GET	
	225	V					BR		DO									
338	25	K			2	3	BR		DO							BOV		
	70	K			2		GR			OR	MST						GET	
	80	K				2	GR	BR	LI							VEG		HK 1
	95	K			2		GR			OR	MST						GET	BR L
	100	K			2		GR			OR	MST						GET	
	200	V					BR		DO									
360	30	Z			2	3	BR		DO							BOV		
	50	V					BR		DO									
	100	Z					GR							BHC			DEZ	
361	30	K			2	3	BR		DO							BOV		
	45	K			2		GR			OR	MST						GET	
	50	V					BR		DO									
	75	Z					GR							BHC			DEZ	

362	30	Z			2	3	BR		DO								BOV		
	50	V					BR		DO										
	75	Z					GR										BHC		DEZ
363	40	Z			2	3	BR		DO									BOV	
	60	Z					OR	GE									BHBC		DEZ
	80	Z					GE										BHC		DEZ
364	40	Z			2	3	BR		DO									BOV	
	55	Z					OR	GE									BHBC		DEZ
	85	Z					GE										BHC		DEZ
365	30	K			2	3	BR		DO									BOV	
	35	K			2		GR			OR	MST								GET
	55	V					BR		DO										
	65	Z					OR	GE									BHBC		DEZ
	85	Z					GE										BHC		DEZ
366	65	Z				2	BR		GR									VRG BOV	
	85	Z					GR										BHC		DEZ
367	40	Z			2	3	BR		DO									BOV	
	60	Z					OR	GE									BHBC		DEZ
	80	Z					GE										BHC		DEZ
368	30	K			2	3	BR		DO									BOV	
	35	K			2		GR			OR	MST								GET
	45	V					BR		DO										
	60	Z				1	GR			BR		DW							DEZ
	75	Z					GE										BHC		DEZ
369	30	K			2	3	BR		DO									BOV	
	35	K			2		GR			OR	MST								GET
	50	V					BR		DO										
	60	Z				1	GR			BR		DW							DEZ
	75	Z					GE										BHC		DEZ
370	30	K			2	3	BR		DO									BOV	
	35	K			2		GR			OR	MST								GET
	50	V					BR		DO										
	60	Z				1	GR			BR		DW							DEZ
	75	Z					GE										BHC		DEZ
379	30	K			2	3	BR		DO									BOV	
	40	K			2		GR			OR	MST								GET
	55	V					BR		DO										
	85	Z					GE										BHC		DEZ
380	30	K			2	3	BR		DO									BOV	
	40	K			2		GR			OR	MST								GET
	75	V					BR		DO										
	85	Z				1	GR			BR		DW							DEZ
	100	Z					GE										BHC		DEZ
381	80	Z				2	BR		GR									BOV	
	100	Z					GR										BHC		DEZ
382	30	K			2	3	BR		DO									BOV	
	50	K			2		GR			OR	MST								GET
	80	V					BR		DO										
	90	V					BR		DO										
	105	Z					GE										BHC		DEZ
383	30	K			2	3	BR		DO									BOV	
	50	K			2		GR			OR	MST								GET
	80	V					BR		DO										
	110	V					BR		DO										
	105	Z					GE										BHC		DEZ
384	45	K			2	3	BR		DO									BOV	
	55	K			2		GR			OR	MST								GET
	80	V					BR		DO										
	90	V					BR		DO										
	120	Z					GE										BHC		DEZ
385	30	K			2	3	BR		DO									BOV	
	50	K			2		GR			OR	MST								GET
	70	V					BR		DO										
	80	V					BR		DO										
	110	Z					GE										BHC		DEZ
386	30	K			2	3	BR		DO									BOV	
	80	K			2		GR			OR	MST								GET
	100	Z					GR										BHC		DEZ
387	30	K			2	3	BR		DO									BOV	
	45	K			2		GR			OR	MST								GET
	65	V					BR		DO										

	80	Z					RO	BR							BHB		DEZ	
	95	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	110	Z					GE								BHC		DEZ	
388	30	K			2	3	BR		DO							BOV		
	45	K			2		GR			OR	MST						GET	
	60	V					BR		DO									
	80	Z					RO	BR							BHB		DEZ	
	95	Z					RO	BR							BHB		DEZ	
	110	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
534	40	Z			2	3	BR		DO							BOV		
	50	V					BR		DO									
	60	Z				1	GR			BR		DW					DEZ	
	70	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	80	Z					GE								BHC		DEZ	
544	40	Z			2	3	BR		DO							BOV		
	50	V					BR		DO									
	60	Z				1	GR			BR		DW					DEZ	
	65	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	80	Z					GE								BHC		DEZ	
545	35	Z			2	3	BR		DO							BOV		
	60	Z				1	OR	GE		BR					BHBC	ROG	DEZ	
	65	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	75	Z					GE								BHC		DEZ	
546	35	Z			2	3	BR		DO							BOV		
	60	Z				1	OR	GE		BR					BHBC	ROG	DEZ	
	65	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	75	Z					GE								BHC		DEZ	
547	35	Z			2	3	BR		DO							BOV		
	45	Z					RO	BR							BHB		DEZ	
	60	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	70	Z					GE								BHC		DEZ	
548	35	Z			2	3	BR		DO							BOV		
	45	Z					RO	BR							BHB		DEZ	
	60	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	65	Z					GE								BHC		DEZ	
549	35	Z			2	3	BR		DO							BOV		
	50	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	65	Z					GE								BHC		DEZ	
550	35	Z			2	3	BR		DO							BOV		
	85	Z				1	OR	GE		BR					BHBC	ROG	DEZ	
	100	Z					GE								BHC		DEZ	
551	30	Z			2	3	BR		DO							BOV		
	80	Z				1	OR	GE		BR					BHBC	ROG	DEZ	
	100	Z					GE								BHC		DEZ	
552	40	Z			2	3	BR		DO							BOV		
	85	Z				1	OR	GE		BR					BHBC	ROG	DEZ	
	100	Z					GR								BHC		DEZ	
553	40	Z			2	3	BR		DO							BOV		
	75	V					BR		DO									
	85	Z				1	GR			BR		DW					DEZ	
	100	Z					GR								BHC		DEZ	
554	40	Z			2	3	BR		DO							BOV		
	75	V					BR		DO									
	85	Z				1	GR			BR		DW					DEZ	
	100	Z					GR								BHC		DEZ	
555	40	Z			2	3	BR		DO							BOV		
	75	V					BR		DO									
	85	Z				1	GR			BR		DW					DEZ	
	100	Z					GR								BHC		DEZ	
561	35	Z			2	3	BR		DO							BOV		
	60	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	75	Z					GE								BHC		DEZ	
562	40	Z			2	3	BR		DO							BOV		
	55	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	75	Z					GE								BHC		DEZ	
563	35	Z			2	3	BR		DO							BOV		
	50	Z					RO	BR							BHB		DEZ	
	65	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	75	Z					GE								BHC		DEZ	
564	35	Z			2	3	BR		DO							BOV		
	50	Z					RO	BR							BHB		DEZ	
	65	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	

	75	Z					GE								BHC		DEZ	
565	40	Z			2	3	BR		DO							BOV		
	45	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	75	Z					GE								BHC		DEZ	
566	35	Z			2	3	BR		DO							BOV		
	45	Z					RO	BR							BHB		DEZ	
	60	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	75	Z					GE								BHC		DEZ	
567	35	Z			2	3	BR		DO							BOV		
	60	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	75	Z					GE								BHC		DEZ	
	75	Z					GE								BHC		DEZ	
588	40	K			2	3	BR		DO							BOV		
	50	K			2		GR			OR	MST						GET	
	200	V					BR		DO									
589	45	K			2	3	BR		DO							BOV		
	55	K			2		GR			OR	MST						GET	
	125	V					BR		DO									
	135	Z				1	RO	BR	DO			DW			BHB		DEZ	
	140	Z					GE								BHC		DEZ	
590	45	K			2	3	BR		DO							BOV		
	55	K			2		GR			OR	MST						GET	
	120	V					BR		DO									
	130	Z				1	RO	BR	DO			DW			BHB		DEZ	
	135	Z					GE								BHC		DEZ	
591	45	K			2	3	BR		DO							BOV		
	55	K			2		GR			OR	MST						GET	
	130	V					BR		DO									
	135	Z				1	RO	BR	DO			DW			BHB		DEZ	
	145	Z					GE								BHC		DEZ	
592	45	K			2	3	BR		DO							BOV		
	50	K			2		GR			OR	MST						GET	
	120	V					BR		DO									
	130	Z				1	RO	BR	DO			DW			BHB		DEZ	
	140	Z					GE								BHC		DEZ	
593	45	K			2	3	BR		DO							BOV		
	50	K			2		GR			OR	MST						GET	
	105	V					BR		DO									
	120	Z				1	RO	BR	DO			DW			BHB		DEZ	
	140	Z					GE								BHC		DEZ	
594	45	K			2	3	BR		DO							BOV		
	50	K			2		GR			OR	MST						GET	
	105	V					BR		DO									
	120	Z				1	RO	BR	DO			DW			BHB		DEZ	
	140	Z					GE								BHC		DEZ	
595	45	K			2	3	BR		DO							BOV		
	55	K			2		GR			OR	MST						GET	
	185	V					BR		DO									
	195	Z				1	RO	BR	DO			DW			BHB		DEZ	
	200	Z					GE								BHC		DEZ	
596	35	K			2	3	BR		DO							BOV		
	55	K			2		GR			OR	MST						GET	
	140	V					BR		DO									
	150	Z				1	RO	BR	DO			DW			BHB		DEZ	
	155	Z					GE								BHC		DEZ	
597	35	K			2	3	BR		DO							BOV		
	55	K			2		GR			OR	MST						GET	
	120	V					BR		DO									
	130	Z				1	RO	BR	DO			DW			BHB		DEZ	
	135	Z					GE								BHC		DEZ	
598	45	K			2	3	BR		DO							BOV		
	50	K			2		GR			OR	MST						GET	
	105	V					BR		DO									
	115	Z				1	RO	BR	DO			DW			BHB		DEZ	
	135	Z					GE								BHC		DEZ	
599	30	K			2	3	BR		DO							BOV		
	45	Z					GE								BHC		DEZ	
600	30	K			2	3	BR		DO							BOV		
	45	Z					GE								BHC		DEZ	
601	25	K			2	3	BR		DO							BOV		
	35	Z					OR	GE							BHBC		DEZ	
	45	Z					GE								BHC		DEZ	

602	45	K			2	3	BR		DO								BOV	
	55	Z					RO	BR									BHB	DEZ
	80	Z					GE										BHC	DEZ
603	30	K			2	3	BR		DO								BOV	
	45	K			2		GR			OR	MST							GET
	125	V					BR		DO									
	130	Z					GR										BHC	DEZ
604	30	K			2	3	BR		DO								BOV	
	60	K			2		GR			OR	MST							GET
	115	V					BR		DO									
	130	Z				1	GR			BR		DW						DEZ
	145	Z					GR										BHC	DEZ
605	30	K			2	3	BR		DO								BOV	
	50	K			2		GR			OR	MST							GET
	90	V					BR		DO									
	100	Z				1	GR			BR		DW						DEZ
	120	Z					GR										BHC	DEZ
607	30	K			2	3	BR		DO								BOV	
	60	K			2		GR			OR	MST							GET
	75	Z					OR	GE									BHBC	DEZ
	90	Z					GE										BHC	DEZ
608	30	K			2	3	BR		DO								BOV	
	60	K			2		GR			OR	MST							GET
	110	V					BR		DO									
	120	Z				1	GR			BR		DW						DEZ
	140	Z					GR										BHC	DEZ
609	30	Z			2	3	BR		DO								BOV	
	45	V					BR		DO									
	55	Z					OR	GE									BHBC	DEZ
	70	Z					GE										BHC	DEZ
610	35	Z			2	3	BR		DO								BOV	
	65	V					BR		DO									
	80	Z					GR										BHC	DEZ
611	30	Z			2	3	BR		DO								BOV	
	35	K			2		GR			OR	MST							GET
	45	V					BR		DO									
	60	Z					OR	GE									BHBC	DEZ
	75	Z					GE										BHC	DEZ
612	30	K			2	3	BR		DO								BOV	
	50	K			2		GR			OR	MST							GET
	80	V					BR		DO									
	90	Z				1	GR			BR		DW						DEZ
	105	Z					OR	GE									BHBC	DEZ
	115	Z					GE										BHC	DEZ
613	30	K			2	3	BR		DO								BOV	
	40	K			2		GR			OR	MST							GET
	55	V					BR		DO									
	60	Z				1	GR			BR		DW						DEZ
	80																	
	95	Z					OR	GE									BHBC	DEZ
	100	Z					GE										BHC	DEZ
614	40	K			2	3	BR		DO								BOV	
	55	K			2		GR			OR	MST							GET
	65	V					BR		DO									
	70	Z				1	GR			BR		DW						DEZ
	85	Z					RO	BR									BHB	DEZ
	105	Z					GE										BHC	DEZ
615	40	K			2	3	BR		DO								BOV	
	75	K			2		GR			OR	MST							GET
	90	Z					OR	GE									BHBC	DEZ
	100	Z					GE										BHC	DEZ
616	45	K			2	3	BR		DO								BOV	
	60	K			2		GR			OR	MST							GET
	75	V					BR		DO									
	80	Z				1	GR			BR		DW						DEZ
	90	Z					OR	GE									BHBC	DEZ
	100	Z					GE										BHC	DEZ
617	40	K			2	3	BR		DO								BOV	
	50	K			2		GR			OR	MST							GET
	75	V					BR		DO									
	90	Z					OR	GE									BHBC	DEZ

								GE								BHC		DEZ	
618	30	K		2		3	BR		DO								BOV		
	50	K		2			GR			OR	MST							GET	
	80	V					BR		DO										
	85	Z				1	GR			BR		DW						DEZ	
	95	Z					OR	GE								BHBC		DEZ	
	100	Z					GE									BHC		DEZ	
619	30	K		2		3	BR		DO								BOV		
	45	K		2			GR			OR	MST							GET	
	60	V					BR		DO										
	80	Z					OR	GE								BHBC		DEZ	
	90	Z					GE									BHC		DEZ	
620	30	K		2		3	BR		DO								BOV		
	35	K		2			GR			OR	MST							GET	
	55	V					BR		DO										
	60	Z				1	GR			BR		DW						DEZ	HK 1
	75	Z				1	GR			BR		DW						DEZ	
	90	Z					OR	GE								BHBC		DEZ	
	105	Z					GE									BHC		DEZ	
621	30	K		2		3	BR		DO								BOV		
	50	K		2			GR			OR	MST							GET	
	70	V					BR		DO										
	75	Z				1	GR			BR		DW						DEZ	HK 1
	80	Z				1	GR			BR		DW						DEZ	
	95	Z					OR	GE								BHBC		DEZ	
	105	Z					GE									BHC		DEZ	
622	30	K		2		3	BR		DO								BOV		
	55	K		2			GR			OR	MST							GET	
	80	V					BR		DO										
	95	Z				1	GR			BR		DW						DEZ	
	120	Z					GR									BHC		DEZ	
623	30	K		2		3	BR		DO								BOV		
	55	K		2			GR			OR	MST							GET	
	70	V					BR		DO										
	95	Z				1	GR			BR		DW						DEZ	
	105	Z					OR	GE								BHBC		DEZ	
	110	Z					GE									BHC		DEZ	
624	30	K		2		3	BR		DO								BOV		
	70	K		2			GR			OR	MST							GET	
	120	V					BR		DO										
	125	Z				1	GR			BR		DW						DEZ	
	140	Z					GR									BHC		DEZ	
625	30	K		2		3	BR		DO								BOV		
	65	K		2			GR			OR	MST							GET	
	70	V					BR		DO										
	75	Z				1	GR			BR		DW						DEZ	HK 1
	85	Z				1	GR			BR		DW						DEZ	
	95	Z					OR	GE								BHBC		DEZ	
	110	Z					GE									BHC		DEZ	
626	30	K		2		3	BR		DO								BOV		
	75	K		2			GR			OR	MST							GET	
	115	V					BR		DO										
	125	Z				1	GR			BR		DW						DEZ	
	150	Z					GR									BHC		DEZ	
627	30	K		2		3	BR		DO								BOV		
	60	K		2			GR			OR	MST							GET	
	80	V					BR		DO										
	100	Z				1	GR			BR		DW						DEZ	
	115	Z					GR									BHC		DEZ	
628	35	K		2		3	BR		DO								BOV		
	45	Z					RO	BR								BHB		DEZ	
	55	Z					OR	GE								BHBC		DEZ	
	70	Z					GE									BHC		DEZ	
629	30	K		2		3	BR		DO								BOV		
	5	Z					OR	GE								BHBC		DEZ	
	65	Z					GE									BHC		DEZ	
630	30	K		2		3	BR		DO								BOV		
	105	Z				1	OR	GE		BR						BHBC	ROG	DEZ	
	120	Z					GR									BHC		DEZ	

631	30	K			2		3	BR		DO							BOV		
	105	Z					1	OR	GE		BR					BHBC	ROG	DEZ	
	120	Z						GR								BHC		DEZ	

Betekenis van de afkortingen:

LDO – Onderzijde boortraject

Lithologie:

GD – Onverharde sedimenten: G = grind, K = klei, L = leem, V = veen en Z = zand

Bijmengsels: BK = bijmengsel klei, BS = bijmengsel silt, BZ = bijmengsel zand, BV = bijmengsel veen, BH = bijmengsel humus. Betekenis toegevoegde cijfers: 1 = zwak, 2 = matig, 3 = sterk en 4 = uiterst.

Kleur:

HK = hoofdkleur, BL = blauw, BR = bruin, GE = geel, GN = groen, GR = grijs, OL = olijf, OR = oranje, PA = paars, RO = rood, RZ = roze, WI = wit, ZW = zwart.

TK = Tweede kleur (kleurafkortingen als boven).

IK = Intensiteit kleur: LI = licht en DO = donker

VLK = Vlekken (V): 2^e en 3^e letter is kleurafkorting als boven, 1 = weinig, 2 = matig, 3 = veel

Overige kenmerken:

CO = Consistentie (C): ZSL=zeer slap, SLA=slap, MSL=matig slap, MST=matig stevig, STV=stevig

PLH = plantenresten (PL0 = geen, PL1 = spoor, PL2 = weinig, PL3 = veel); DW = doorworteld

VS = veensoorten

SST = Sedimentaire structuren; ZL is zandlagen

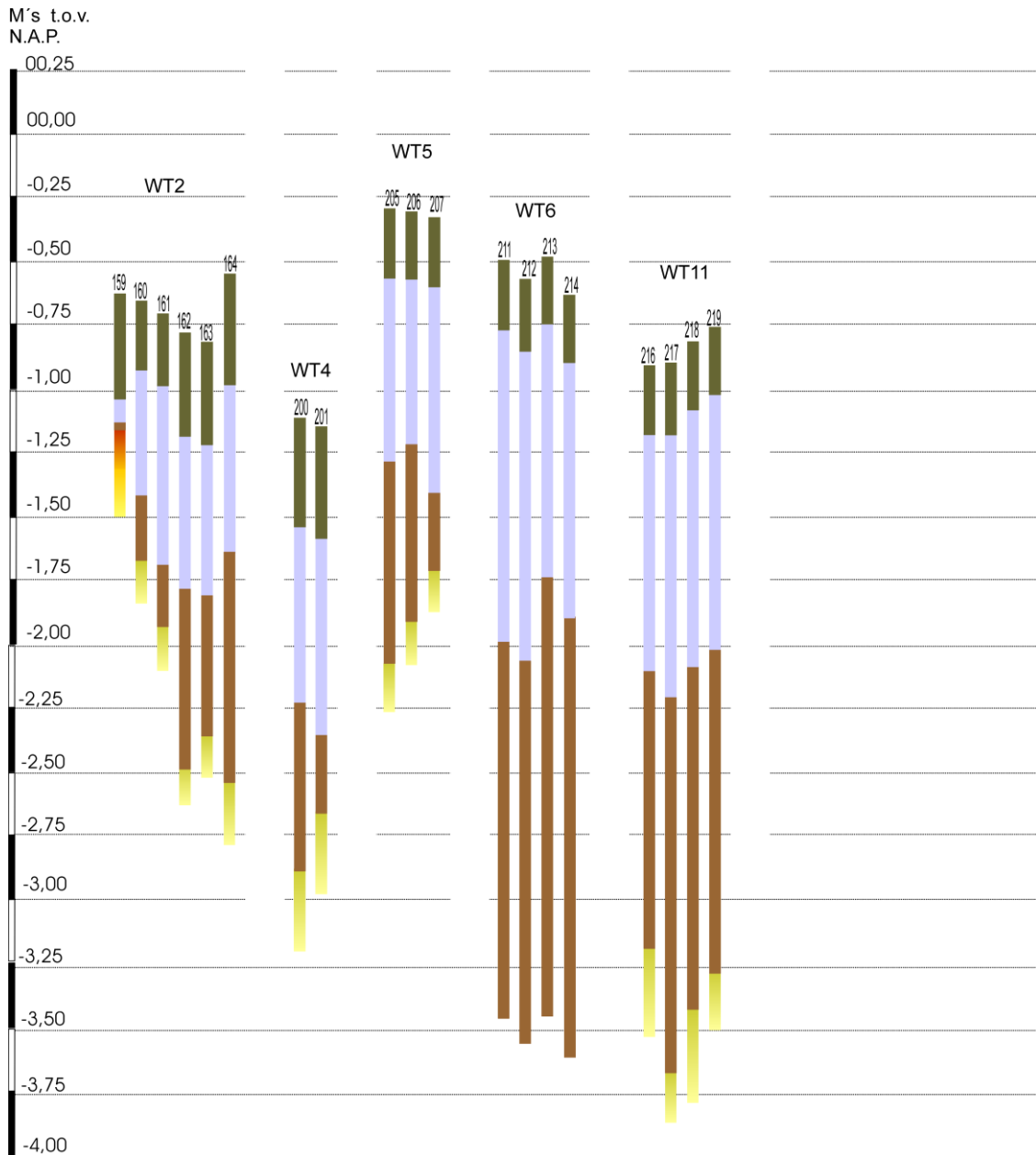
BHN = Bodemhorizont; BHC = C-horizont, BHB = B-horizont, BHBC = BC-horizont

BI = Bodemkundige interpretaties; BOV = bouwvoor, ROG = rommelig, VRG = vergraven, VEG = vegetatie-horizont

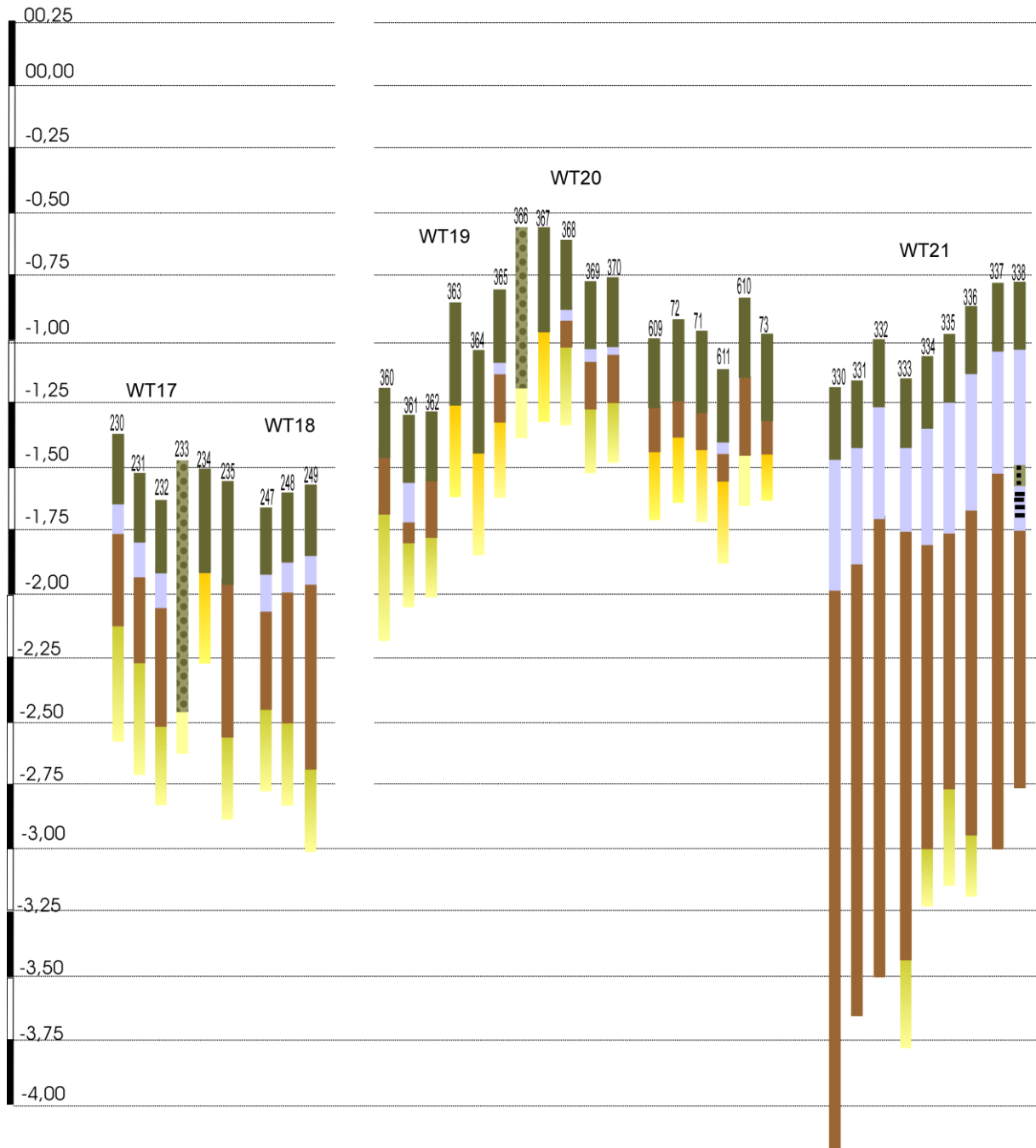
GI = Geologische interpretaties; DEZ = dekzand, MAR = marien

AIS = Archeologische indicatoren; HK = houtskool, BRL = brandlaagjes

Bijlage 2: Boorprofielen



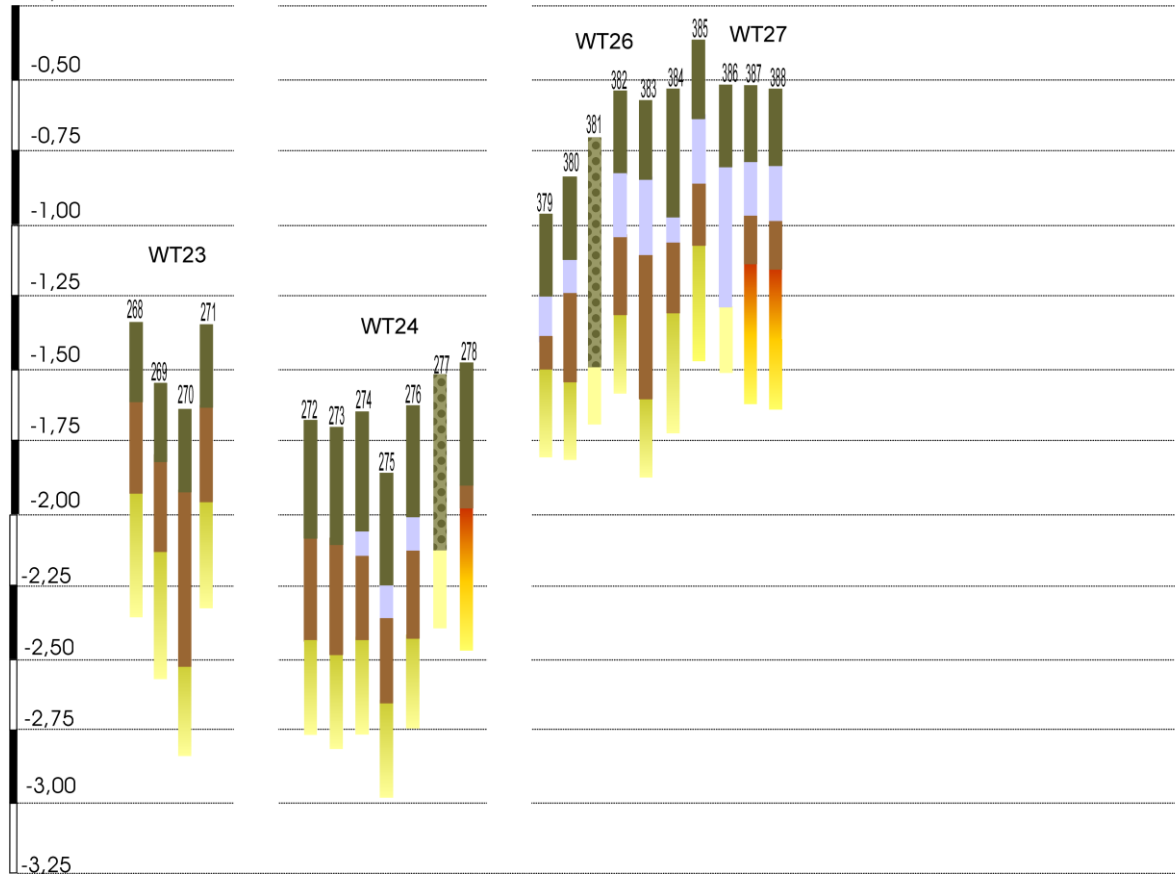
M's t.o.v.
N.A.P.



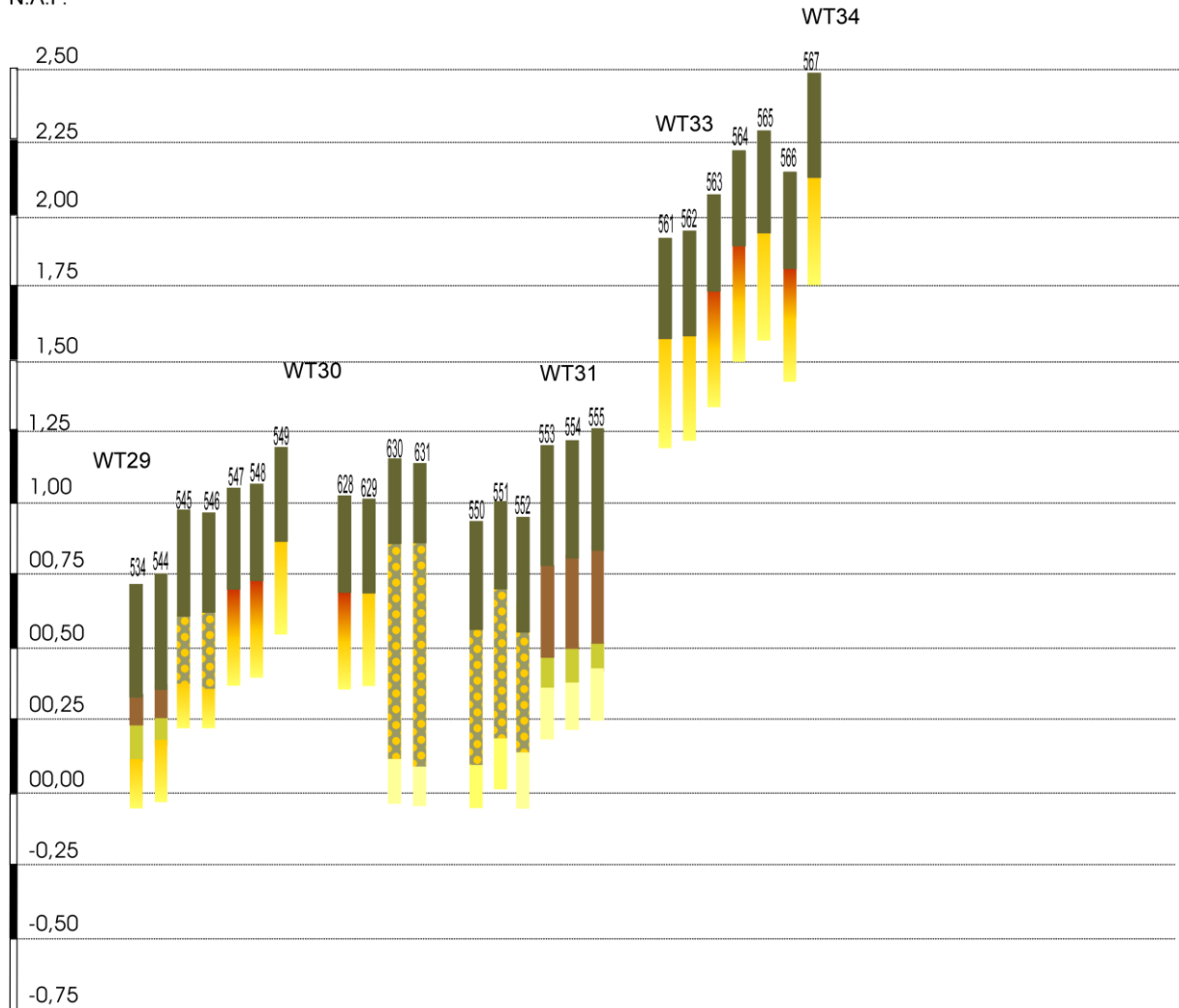
M's t.o.v.

N.A.P.

-0,25



M's t.o.v.
N.A.P.



BIJLAGE 7

VOORONDERZOEK BODEM



RAPPORT

Vooronderzoek Bodem, Windpark N33

Klant: Pondera Consult

Referentie: P&S9X1520R001D01

Versie: 01/Concept

Datum: 21 januari 2016

HASKONINGDHV NEDERLAND B.V.

George Hintzenweg 85
3068 AX Rotterdam
Netherlands
Planning & Strategy
Trade register number: 56515154

+31 88 348 90 00 **T**
+31 10 209 44 26 **F**
info@rhdhv.com **E**
royalhaskoningdhv.com **W**

Titel document: Vooronderzoek Bodem, Windpark N33

Ondertitel:
Referentie: P&S9X1520R001D01
Versie: 01/Concept
Datum: 21 januari 2016
Projectnaam: MER Windpark N33
Projectnummer: 9X1520
Auteur(s): Angela Boshoven

Opgesteld door: Angela Boshoven
Gecontroleerd door: Diane Timens
Datum/Initialen: 21 januari 2016
Goedgekeurd door: Angela Boshoven
Datum/Initialen: 21 januari 2016



Classificatie

Projectgerelateerd



Disclaimer

No part of these specifications/printed matter may be reproduced and/or published by print, photocopy, microfilm or by any other means, without the prior written permission of HaskoningDHV Nederland B.V.; nor may they be used, without such permission, for any purposes other than that for which they were produced. HaskoningDHV Nederland B.V. accepts no responsibility or liability for these specifications/printed matter to any party other than the persons by whom it was commissioned and as concluded under that Appointment. The quality management system of HaskoningDHV Nederland B.V. has been certified in accordance with ISO 9001, ISO 14001 and OHSAS 18001.

Inhoud

1	Inleiding	1
2	Plangebied	1
3	Wet- en regelgeving bodem	2
4	Aanpak Vooronderzoek NEN 5725	3
5	Resultaten vooronderzoek	3
5.1	Historie	3
5.2	Bodemopbouw	4
5.3	Grondwater	5
5.4	Eerder uitgevoerd bodemonderzoek	7
5.5	Bodemkwaliteitskaarten	8
5.6	Regels bij aanvraag omgevingsvergunning voor bouwen	10
6	Conclusies vooronderzoek	11

Bijlagen

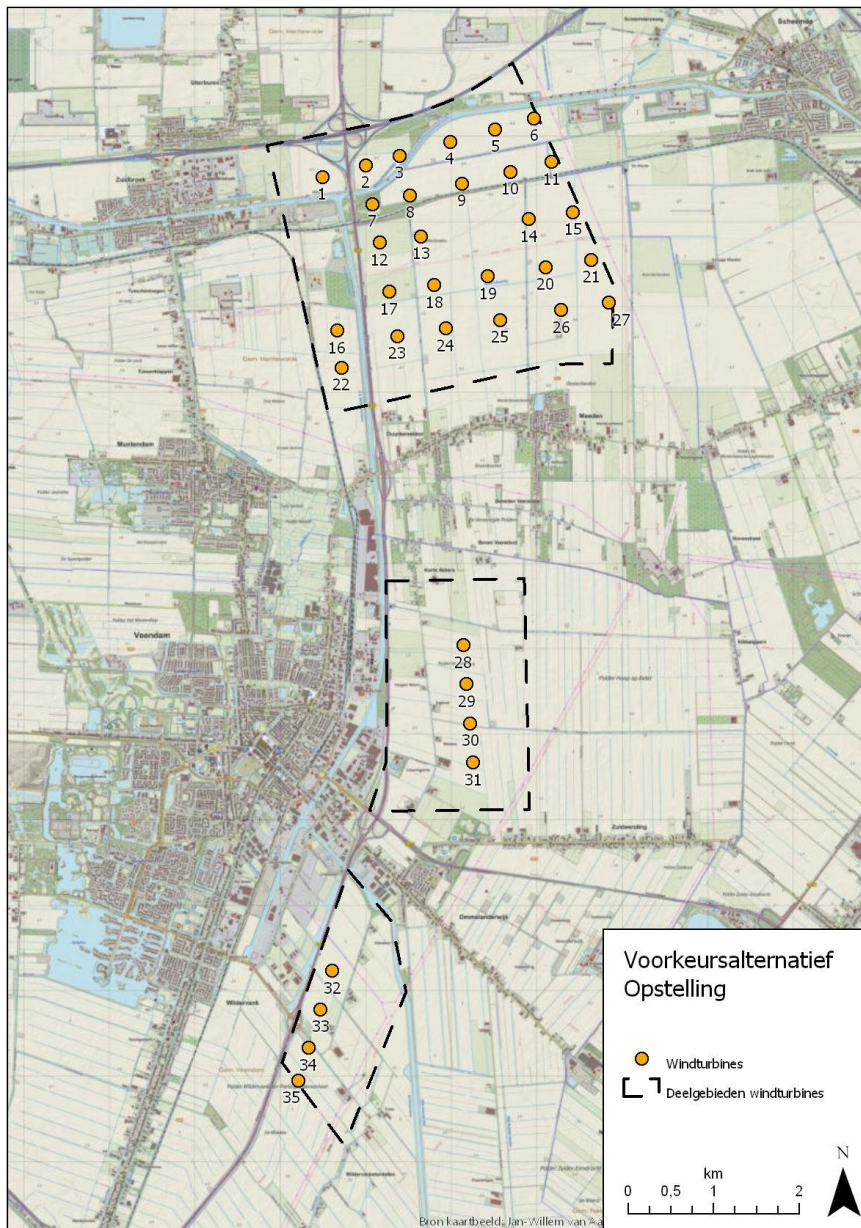
1. BODEMPROFIELEN

1 Inleiding

RWE en Yard overwegen de bouw van een windturbinepark in de omgeving van de N33, in de gemeenten Oldambt, Menterwolde en Veendam. Pondera Consult stelt hiervoor een milieueffectenrapport (MER) op. In het kader van het MER en als voorbereiding op een vergunningsaanvraag, is een Vooronderzoek Bodem uitgevoerd conform NEN 5725¹.

2 Plangebied

Het plangebied met de locatie van de voorgenomen windturbines is weergegeven in figuur 1.



Figuur 1. Weergave plan Windpark N33

¹ Bodem - Landbodem - Strategie voor het uitvoeren van vooronderzoek bij verkennend en nader onderzoek. Januari 2009.

Het plangebied ligt in drie gemeenten: gemeente Menterwolde, gemeente Oldambt en gemeente Veendam. Het voorkeursalternatief voorziet in 35 windturbineposities; 27 windturbines in het noordelijke deelgebied, 4 windturbines in het midden deelgebied en 4 windturbines in het zuidelijke deelgebied. De windturbines in het midden en zuidelijke deelgebied worden opgesteld in enkele lijnen en de windturbines in het noordelijke deelgebied worden in een grid geplaatst van lijnen van 5 bij 5 windturbines plus een enkele lijn van drie windturbines.

3 Wet- en regelgeving bodem

Voor de aanvraag van de omgevingsvergunning voor het bouwen van de windturbines is op grond van de Wet algemene bepalingen omgevingsrecht (Wabo) een milieuhygiënisch bodemonderzoek ter onderbouwing van de milieuhygiënische bodemkwaliteit vereist.

Daarnaast is voor de aanleg van het windturbinepark grondverzet voorzien. De wettelijke regels ten aanzien van grondverzet zijn in Nederland geregeld binnen de Wet bodembescherming (Wbb) en het Besluit bodemkwaliteit (Bbk). In de Wet bodembescherming is de omgang met ernstig verontreinigde grond geregeld, in het Besluit bodemkwaliteit is het overige grondverzet geregeld.

Om inzicht te krijgen in de bodemkwaliteit en na te gaan of sprake is van een geval van ernstige bodemverontreiniging, is een vooronderzoek conform de NEN 5725 nodig. Indien daar aanleiding toe is, volgt daarna een milieuhygiënisch bodemonderzoek conform de NEN 5740. In het vooronderzoek wordt informatie verzameld, die een basis vormt voor de verwachting ten aanzien van de bodemkwaliteit. Tevens vormt het de onderbouwing voor de te volgen strategie van het verkennende onderzoek.

Wet algemene bepalingen omgevingsrecht

Het uit te voeren bodemonderzoek heeft als doel het verkrijgen van een omgevingsvergunning voor de aanleg van het windpark / de windturbines. In de Wet algemene bepalingen omgevingsrecht (Wabo) en de bijbehorende besluiten en ministeriële regelingen zijn de eisen voor een dergelijke omgevingsvergunning vastgelegd. In de modelbouwverordening (MBV) zijn aanvullende regels opgenomen om tegen te gaan dat wordt gebouwd op verontreinigde grond. Artikel 2.4.1 van deze MBV bevat het verbod tot bouwen op verontreinigde grond. Het doel van de voorschriften is dat niet wordt gebouwd op een bodem die dusdanig verontreinigd is, dat hierdoor gevaar voor de gezondheid van personen ontstaat.

Artikel 2.4 lid d van de Regeling omgevingsrecht schrijft voor dat bij de aanvraag van een vergunning voor een bouwactiviteit, de aanvrager ten behoeve van toetsing aan de overige voorschriften van de bouwverordening, een onderzoeksrapport betreffende verontreiniging van de bodem verstrekt. Dit onderzoeksrapport is gebaseerd op onderzoek dat is uitgevoerd door een persoon of een instelling die daartoe is erkend op grond van het Besluit bodemkwaliteit.

Wet bodembescherming

In de circulaire bodemsanering 2013 (Staatscourant 27 juni 2013) zijn streef- en interventiewaarden voor grond en grondwater opgenomen. Voor de achtergrondwaarden van grond wordt in de circulaire verwezen naar de Regeling Bodemkwaliteit (Staatscourant 20 december 2007, nr. 247). In de circulaire is ook beschreven op welke wijze kan worden bepaald of sprake is van een geval van ernstige bodemverontreiniging en een saneringsnoodzaak.

Besluit bodemkwaliteit

Het Besluit bodemkwaliteit, dat vanaf 2008 in werking is, bevat regels voor het toepassen van grond, baggerspecie en bouwstoffen op of in de bodem of in het oppervlaktewater. Het doel van het Besluit bodemkwaliteit is duurzaam bodembeheer. Dat wil zeggen: een balans tussen bescherming van de bodemkwaliteit voor mens en milieu, én gebruik van de bodem voor maatschappelijke ontwikkelingen

zoals woningbouw of aanleg van wegen. Met het Besluit bodemkwaliteit hebben gemeenten en waterschappen meer zeggenschap gekregen over de regels in hun gebied.

4 Aanpak Vooronderzoek NEN 5725

De inventarisatie van de milieukundige bodemgegevens is uitgevoerd op basis van de NEN 5725. Het doel van het vooronderzoek is het verzamelen van relevante informatie over de locatie, door het opvragen van beschikbare informatie en het uitvoeren van archiefonderzoek². De verzamelde informatie leidt tot een beeld van het terreingebruik en de milieukundige bodemkwaliteit en vormt de basis voor het vervolgtraject. Beschikbare gegevens zijn verzameld over:

- Het huidige, vroegere en toekomstige gebruik van de locatie en directe omgeving;
- De milieukundige bodemgesteldheid;
- Bodemopbouw en geohydrologische situatie.

De volgende bronnen zijn geraadpleegd:

- Wat was waar³: historische informatie over bodemgebruik in Nederland;
- Bodeminformatie van de provincie Groningen⁴: informatie over bodemkwaliteit is te vinden op de website van de provincie Groningen;
- Bodemdata⁵: op de webviewer van de Wageningen UR is de schematische weergave van de bodem terug te vinden, net als kenmerken van de grondwaterhuishouding;
- Dinoloket⁶: deze website geeft informatie over de bodemopbouw;
- Bodemkwaliteitskaarten, bodembeheernota's en bouwverordeningen van de gemeenten Oldambt, Menterwolde en Veendam:
 - Regionale Nota bodembeheer provincie Groningen, d.d. 20 juni 2013 (gemeenten Oldambt en Menterwolde);
 - Regionale bodemkwaliteitskaart provincie Groningen, d.d. maart 2013 (gemeenten Oldambt en Menterwolde);
 - Nota bodembeheer Veendam, d.d. 16 juli 2009;
 - Bouwverordening Oldambt 2013, ondertekend raadsvoorstel en raadsbesluit d.d. 14 mei 2013;
 - Bouwverordening gemeente Menterwolde 2007;
 - Bouwverordening gemeente Veendam 2012, d.d. 16 mei 2012.

5 Resultaten vooronderzoek

5.1 Historie

Op historische kaarten vanaf 1811 tot 1991 is het gebied weergegeven als landbouwgronden en weilanden. In figuur 2 en 3 zijn voorbeelden weergegeven. In de loop der jaren is een verschuiving zichtbaar van een 'mix van landbouwgronden en weilanden' naar 'voornamelijk landbouwgronden'. Ter plaatse van de geplande windturbines zijn geen grote veranderingen zichtbaar die gevolgen kunnen hebben voor de bodemkwaliteit.

² Indien een bodemonderzoek volgens de NEN 5740 wordt uitgevoerd, zal ook nog een terreininspectie worden uitgevoerd.

³ Webadres: www.watwaswaar.nl

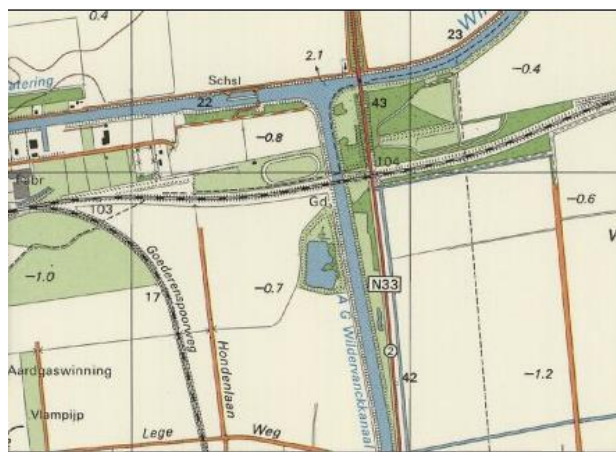
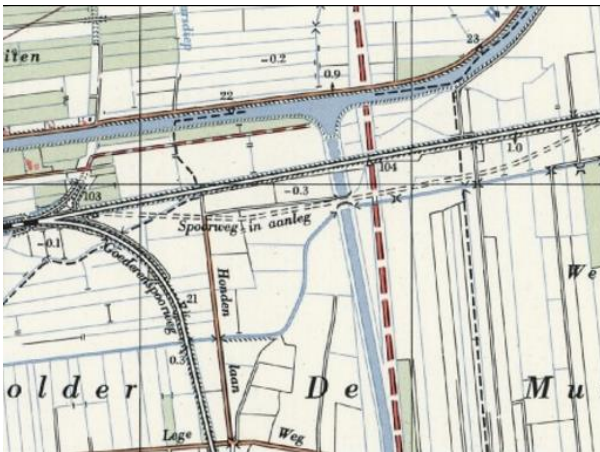
⁴ Webadres: www.kaarten.provinciegroningen.nl/viewer/app/bodeminformatie

⁵ Webadres: www.maps.bodemdata.nl/

⁶ Webadres: www.dinoloket.nl



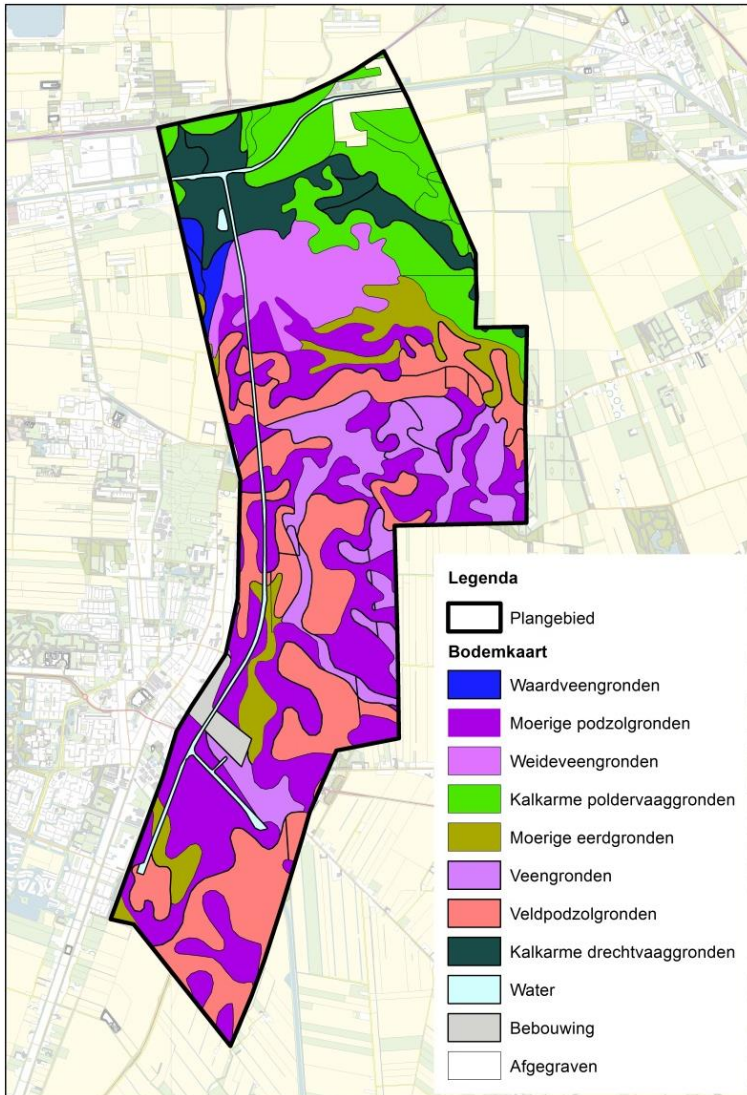
Figuur 2. Historische kaart uit 1903. Gebied van windturbine 1 t/m 27. Wit: landbouwgrond. Groen: weiland.



Figuur 3. Historische kaart uit 1962 en 1990. Noordelijk deel van het plangebied.

5.2 Bodemopbouw

De bodem bestaat in het uiterst noordelijke deel van het plangebied rond het Winschoterdiep uit kalkarme leek-/woudeerdgronden en kalkarme drechtvaaggronden. Meer ten zuiden daarvan bestaat de bodem uit weideveengronden op zand. De rest van het plangebied bestaat uit moerige podzolgronden, veldpodzolgronden en veengronden met een koloniaal dek. Zie figuur 4.



Figuur 4. Uitsnede bodemtypekaart

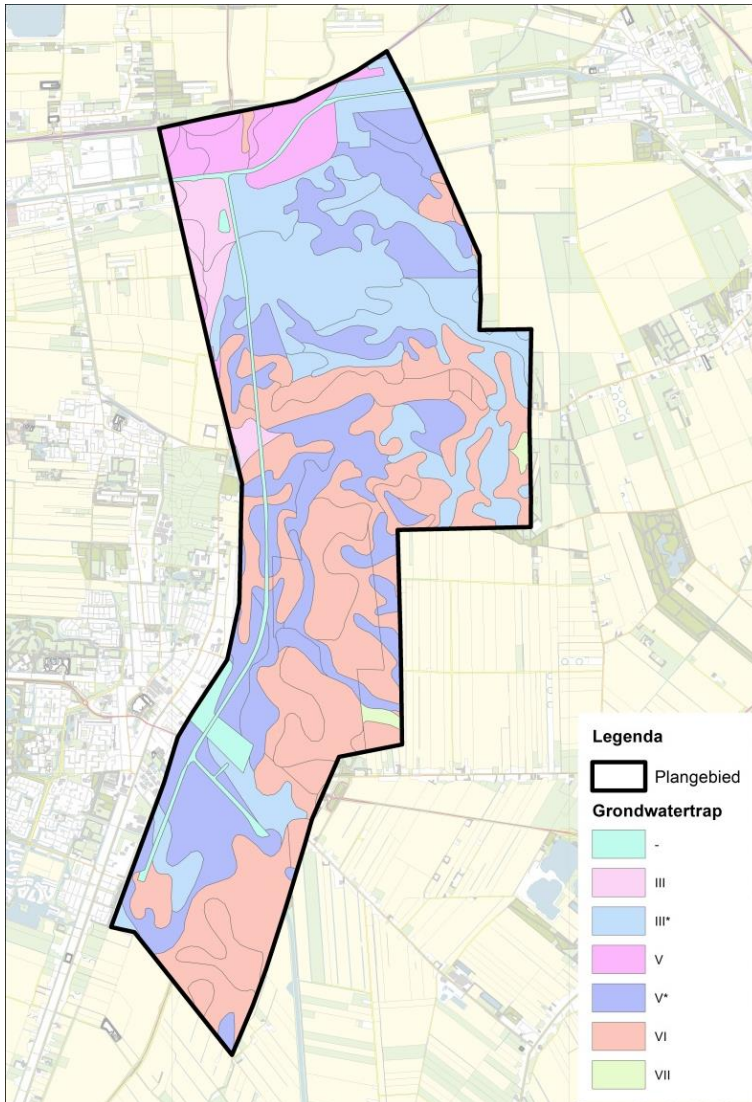
Binnen het plangebied treedt bodemdaling op door zoutwinning, gaswinning en door veenoxidatie. De maaiveld daling door zoutwinning treedt op in het zuidelijke deel van het plangebied ter hoogte van Veendam. Vooral in het noordelijke deel van het plangebied zal in de toekomst bodemdaling door veenoxidatie voorkomen door het laag houden van het grondwaterpeil.

In bijlage 1 zijn bodemprofielen weergegeven van drie locaties in het plangebied, ter hoogte van windturbine 12, 28 en 33.

5.3 Grondwater

Grondwatertrappen zijn klassen waarin aangegeven wordt waar de gemiddeld hoogste grondwaterstand (GHG) en de gemiddeld laagste grondwaterstand (GLG) zich bevindt. Volgens de Bodemkaart van Nederland bevindt het grondwater zich in het plangebied in grondwatertrap III, III*, V, V* en VI (zie figuur 5). In tabel 1 is een overzicht van de grondwatertrappen gegeven.

In grote delen van het plangebied bevindt de GHG zich minder dan 40 cm onder maaiveld en de GLG dieper dan 80 cm onder maaiveld. Binnen het plangebied treedt er zowel kwel als infiltratie op.



Figuur 5. Grondwatertrappen nabij Windpark N33

Tabel 1. Grondwatertrappen en gemiddeld hoogste en laagste grondwaterstanden

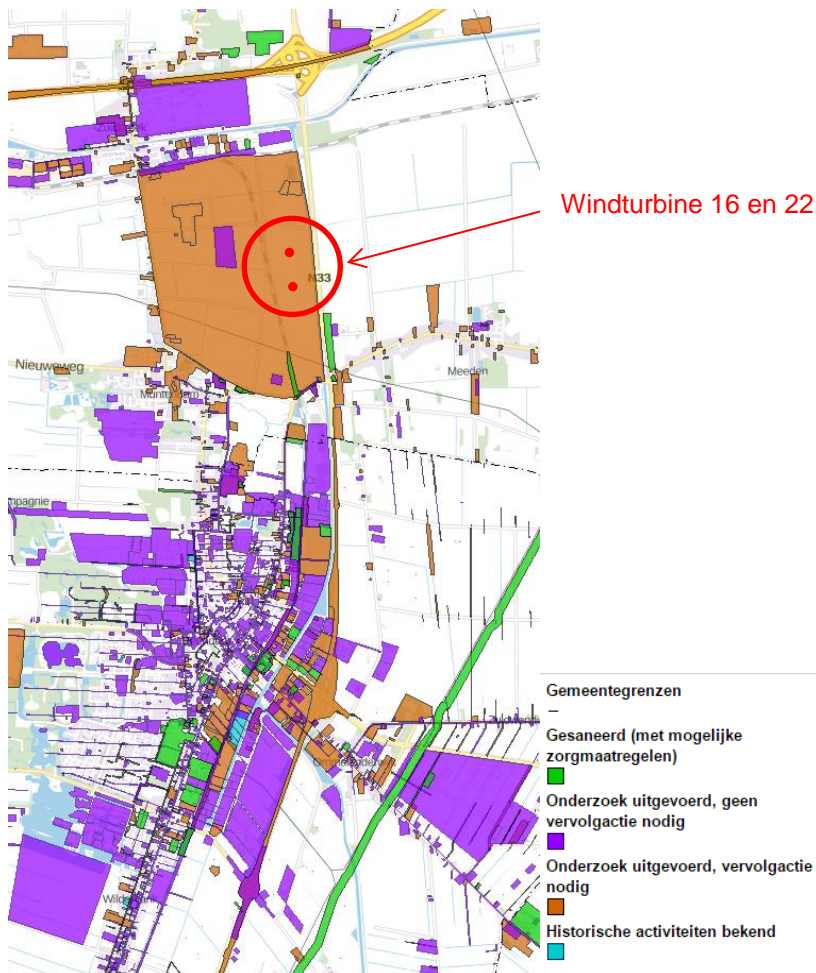
Grondwatertrap	Gemiddeld Hoogste Grondwaterstand [m-mv]	Gemiddeld Laagste Grondwaterstand [m-mv]
III	< 0,40	0,80-1,20
III*	0,25-0,40	0,80-1,20
V	< 0,40	> 1,20
V*	0,25-0,40	> 1,20
VI	0,40-0,80	> 1,20

5.4 Eerder uitgevoerd bodemonderzoek

De bodeminformatiekaart van de provincie Groningen geeft door middel van gekleurde vlakken informatie weer met betrekking tot de verwachte of bekende bodemkwaliteit. De opties zijn:

- Er zijn historische activiteiten bekend waarbij bodemverontreiniging kan zijn ontstaan;
- Bodemonderzoek heeft plaatsgevonden en er is geen vervolg nodig;
- Bodemonderzoek heeft plaatsgevonden en er is aanleiding tot vervolgstappen (nader onderzoek of bodemsanering);
- De locatie is gesaneerd.

Uit de kaart blijkt dat ter plaatse van de geplande windturbines geen historische activiteiten bekend zijn die bodemverontreiniging kunnen hebben veroorzaakt. Informatie over gedempte sloten of puinpaden is niet weergegeven. Wel blijkt dat bodemonderzoek is uitgevoerd ter plaatse van windturbine 16 en 22, gelegen in gemeente Menterwolde (zie figuur 6). De conclusie luidt dat er een nader vooronderzoek nodig is.

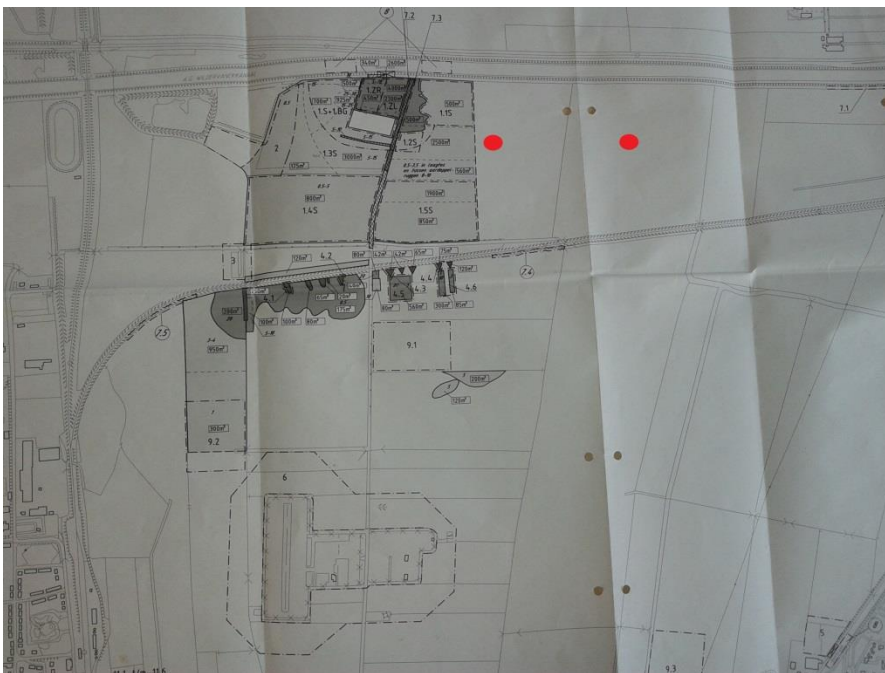


Figuur 6. Bodeminformatiekaart van de provincie Groningen

Naar aanleiding van de gegevens van de bodeminformatiekaart, is op 18 januari 2016 een nader vooronderzoek, in de vorm van een archiefonderzoek, uitgevoerd bij de gemeente Menterwolde. Het vooronderzoek bij de gemeente heeft zich toegespitst op het verzamelen van bodeminformatie van de locaties van windturbine 16 en 22.

Resultaten nader vooronderzoek, windturbine 16 en 22

In januari 1999 is een verkennend bodemonderzoek uitgevoerd in de Tusschenklappenpolder (locatiecode GR198700720). Op de bodeminformatiekaart in figuur 6 is een bruin gemarkeerd gebied te zien. Dit gebied is op 29 oktober 1998 onder water gelopen. De kaden langs het A.G. Wildervanckkanaal en het Meedendiep zijn doorgestoken om meer schade ten gevolge van overstromingen en wateroverlast elders in de provincie te voorkomen. Ten gevolge hiervan heeft de Tusschenklappenpolder vier tot vijf weken (afhankelijk van de hoogteligging) onder water gestaan. Daarna is een verkennend bodemonderzoek⁷ verricht (zie figuur 7) om de gevolgen van de inundatie (onderwaterzetting) in kaart te brengen. Met twee rode stippen is de globale ligging van de windturbines op de tekening van het genoemde onderzoek weergegeven. Op basis van dit onderzoek is de gehele polder als verdacht aangemerkt en op de bodeminformatiekaart gearceerd weergegeven.



Figuur 7. Onderzochte deelgebieden binnen Tusschenklappenpolder en ligging windturbines 16 en 21

Tijdens het verkennend bodemonderzoek zijn 13 deellocaties onderzocht om de invloed van het onder water zetten op de kwaliteit van de bovengrond in de polder vast te stellen. Geconcludeerd is dat het onder water zetten de bodemkwaliteit niet noemenswaardig heeft beïnvloed. Uit de tekening van het onderzoek blijkt dat de locaties van de geplande windturbines buiten het gebied liggen waar daadwerkelijk verkennend bodemonderzoek is verricht (zie figuur 7).

Het vooronderzoek bij de gemeente heeft verder geen nieuwe (bodem-)informatie opgeleverd voor de beide locaties op basis waarvan ze als verdacht zouden worden aangemerkt. Ze liggen in landbouwgebied. In de directe omgeving hebben geen (bedrijfs-)activiteiten plaatsgevonden die de bodemkwaliteit hebben beïnvloed of waardoor bodemverontreinigingen zijn ontstaan.

5.5 Bodemkwaliteitskaarten

De gemeenten Oldambt, Menterwolde en Veendam hebben regels opgesteld voor het toepassen van grond binnen de gemeenten. Deze regels zijn vastgelegd in Bodemkwaliteitskaarten en Nota's bodembeheer.

⁷ Onderzoek inzake schaderapportage Tusschenklappenpolder, Oranjewoud, kenmerk 11191-46706-01.rap d.d. 29 januari 1999

Het Besluit bodemkwaliteit relateert het beleid voor het toepassen van grond en bagger aan zowel de functie als de kwaliteit van de ontvangende bodem. Daartoe zijn de bodemfunctieklassen 'Wonen' en 'Industrie' geïntroduceerd en de bodemkwaliteitsklassen 'Wonen' en 'Industrie' met bijbehorende maximale waarden. Voor toepassingen op de landbodem gelden de volgende normen:

- Achtergrondwaarde;
- Maximale waarden voor wonen;
- Maximale waarden voor industrie.

De generieke toepassingseisen zijn weergegeven in tabel 2. Uitgangspunten bij het toepassen van grond zijn:

- De bodemkwaliteit moet passen bij de functie;
- De kwaliteit van de ontvangende bodem mag niet verslechteren. Alleen grond van dezelfde kwaliteit of beter mag worden toegepast.

Het staat gemeenten vrij om in plaats van het generieke beleid een eigen gebiedsspecifiek beleid te ontwikkelen. Gemeente Veendam heeft daarvoor gekozen en heeft de bodemfuncties landbouw/natuur, wonen en industrie verder onderverdeeld.

Tabel 2. Generiek toepassingskader (Bron: Regionale bodemkwaliteitskaart Provincie Groningen, maart 2013)

Functie op bodemfunctiekaart*	Actuele bodemkwaliteit	Welke kwaliteit maximaal toepassen
Landbouw/natuur	AW2000	AW2000
Landbouw/natuur	Wonen	AW2000
Landbouw/natuur	Industrie	AW2000
Wonen	AW2000	AW2000
Wonen	Wonen	Wonen
Wonen	Industrie	Wonen
Industrie	AW2000	AW2000
Industrie	Wonen	Wonen
Industrie	Industrie	Industrie

* De bodemfunctiekaart is een weergave van het huidige, en eventueel toekomstige, gebruik van de landbodem.

Bij het toekennen van een functieklasse wordt onderscheid gemaakt in:

- Gebieden met de functie 'wonen';
- Gebieden met de functie 'industrie';
- Overige gebieden (deze gebieden zijn niet ingedeeld in de functie 'wonen' of 'industrie' en vallen daardoor automatisch in de functie 'landbouw/natuur').

De gemeenten Oldambt, Menterwolde en Veendam zijn ingedeeld in zones waaraan een bodemkwaliteitsklasse is toegekend (tabel 3). Onderscheid wordt gemaakt in kwaliteit van de bovengrond (0-0,5 m-mv) en de ondergrond (0,5-2,0 m-mv).

Tabel 3. Bodemkwaliteitsklassen ter plaatse van de windturbines

Windturbines	Gemeente	Kwaliteitsklasse bovengrond	Kwaliteitsklasse ondergrond
1 t/m 3 7 t/m 27	Menterwolde	Achtergrondwaarde*	Achtergrondwaarde
4 t/m 6	Oldambt	Achtergrondwaarde*	Achtergrondwaarde
28 t/m 35	Veendam	Achtergrondwaarde*	Achtergrondwaarde

Toelichting

* Voor wegbermen (maximaal 10 meter vanaf een verharde weg) geldt specifiek beleid

5.6 Regels bij aanvraag omgevingsvergunning voor bouwen

In de bouwverordening van de gemeenten is opgenomen dat voor de aanvraag van een omgevingsvergunning voor bouwen de resultaten van een recent milieuhygiënisch bodemonderzoek, verricht volgens NEN 5740, uitgave 2009, dient te worden overlegd.

Daaraan is toegevoegd dat het bevoegd gezag hiervan kan afwijken indien uit het NEN 5725, uitgave 2009, bedoelde vooronderzoek naar het historisch gebruik en naar de bodemgesteldheid blijkt, dat de locatie onverdacht is dan wel de gerezen verdenkingen een volledig veldonderzoek volgens NEN 5740, uitgave 2009 niet rechtvaardigen.

De Regionale Nota bodembeheer van de provincie Groningen, die de gemeenten Oldambt en Menterwolde als gemeentelijk beleid hanteren, geeft een toelichting op het gebruik van de bodemkwaliteitskaarten als bewijsmiddel:

- De Regionale bodemkwaliteitskaart geeft inzicht in de diffuse bodemkwaliteit. Als er sprake is van een verdachte locatie, kan de bodemkwaliteitskaart niet als bewijsmiddel worden gebruikt. De kwaliteit van de bodem van deze locatie kan namelijk afwijken van de kwaliteit van de bodemkwaliteitskaart. Als een initiatiefnemer voor grondverzet de bodemkwaliteitskaart wil gebruiken als bewijsmiddel dan moet de initiatiefnemer:
 - Bij de gemeente van de herkomstlocatie nagaan welke informatie over de herkomstlocatie aanwezig is;
 - Informatie verstrekken over de herkomstlocatie. Hiervoor is een formulier opgenomen. Vervolgens wordt door de gemeente beoordeeld of een locatie verdacht is voor bodemverontreiniging en of de bodemkwaliteitskaart als bewijsmiddel mag dienen.

De gemeente Veendam heeft een eigen gemeentelijke Nota Bodembeheer. Daarin staat:

- Het Besluit bodemkwaliteit kent voor grond onder andere de volgende milieuhygiënische verklaring: Verklaring op grond van een bodemkwaliteitskaart die is gekoppeld aan het gebiedsspecifieke kader. De bodemkwaliteitskaart geeft de gemiddelde kwaliteit van de bodem aan in elke zone. Deze verklaring kan alleen worden gebruikt bij grondverzet binnen het eigen beheergebied, of tussen beheersgebieden als de ontvangende gemeente de bodemkwaliteitskaart van de aanbiedende gemeente bij besluit heeft aangewezen.

Op basis van de bodemkwaliteitskaarten en overige verzamelde informatie kunnen de bodemkwaliteitskaarten dienen als bewijsmiddel voor de aanvraag van een omgevingsvergunning voor bouwen.

6 Conclusies vooronderzoek

Het vooronderzoek heeft ter plaatse van de windturbinelocaties geen industriële of andere activiteiten aan het licht gebracht die geleid kunnen hebben tot bodemverontreiniging.

Op grond van bodemonderzoek uit 1999 hebben de locaties van windturbine 16 en 22 volgens de bodeminformatiekaart van de provincie Groningen de status 'onderzoek uitgevoerd, vervolgactie nodig'. Recent archiefonderzoek bij de gemeente Menterwolde heeft aangetoond dat beide locaties liggen in de Tusschenklappenpolder, die in oktober 1998 onder water is gezet om wateroverlast elders in de provincie te voorkomen. Nadien is verkennend bodemonderzoek verricht om de invloed van de inundatie op de bodem in kaart te brengen. Geconcludeerd is dat het onder water zetten de bodemkwaliteit niet noemenswaardig heeft beïnvloed. Opgemerkt wordt dat locaties van de windturbines 16 en 22 buiten het gebied liggen waar daadwerkelijk verkennend bodemonderzoek is verricht. Verder is geen nieuwe (bodem-)informatie bij de gemeente Menterwolde aangetroffen op basis waarvan de locaties als verdacht moeten worden aangemerkt. Ze liggen in landbouwgebied en in de directe omgeving hebben geen (bedrijfs-)activiteiten plaatsgevonden die de bodemkwaliteit hebben beïnvloed.

Voor zover bekend is er ter plaatse van de overige geplande windturbines evenmin sprake van ernstige bodemverontreiniging of een saneringsnoodzaak.

Op basis van de bodemkwaliteitskaarten voldoet de verwachte bodemkwaliteit ter plaatse van de geplande windturbinelocaties aan de achtergrondwaarden.

De regels voor grondverzet zijn weergegeven in de Nota's Bodembeheer van de gemeenten. Met toepassing van deze regels kan grondverzet binnen de gemeenten vrij plaatsvinden. Wanneer de grond afgevoerd wordt is onderzoek noodzakelijk.

Ten behoeve van de vergunningsaanvraag is met dit vooronderzoek voldoende onderzoek uitgevoerd.

**BIJLAGE
BODEMPROFIELEN**

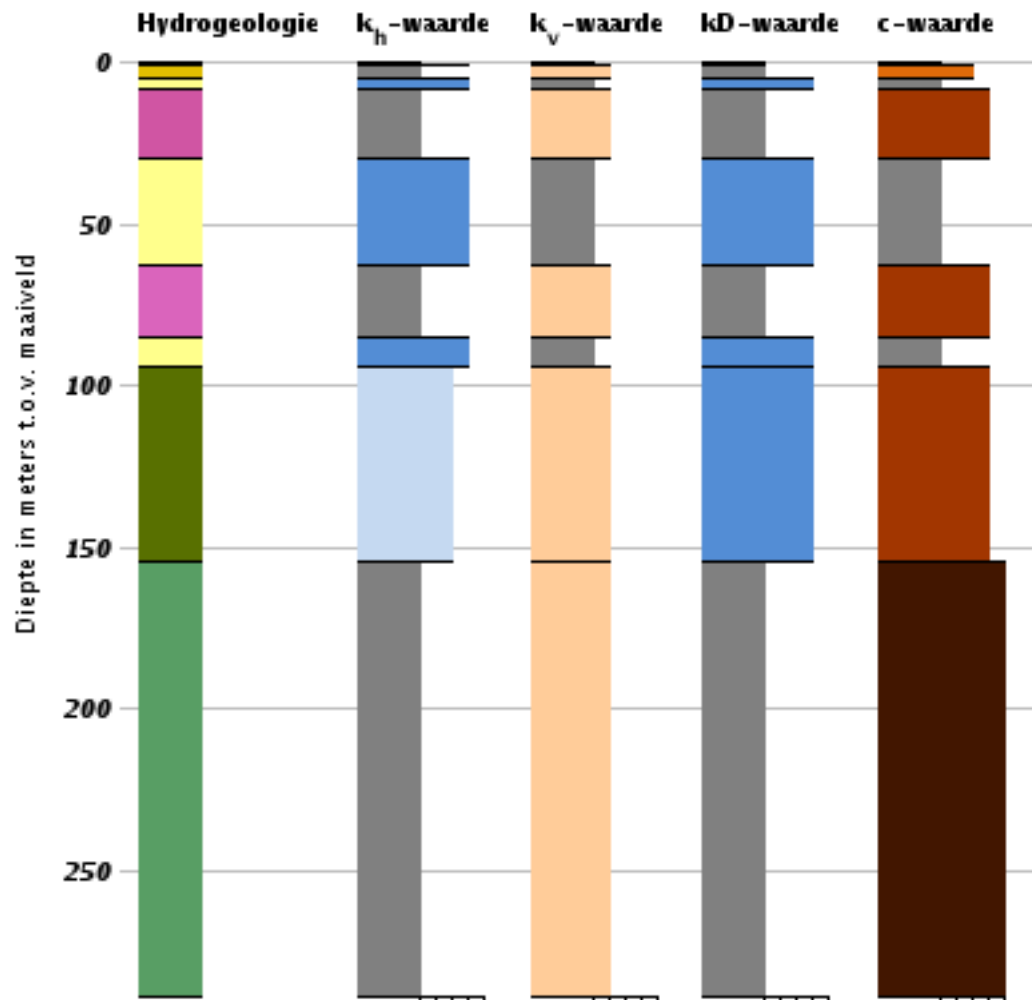
Bodemprofiel nabij windturbine 12

Appelboor REGIS II v2.1

Coördinaten: 256191, 575745

Maaiveld: -1,37 m

Diepte t.o.v. maaiveld: 0,00 m - 288,67 m



Hydrogeologie

	k_f -waarde	k_v -waarde	kD -waarde	c -waarde
HL-c	Ongeconsolideerd	Ongeconsolideerd	Ongeconsolideerd	Zeer hoog ($10000 \leq c$)
BX-k-1	Zeer hoog ($100 \leq k$)	Zeer hoog ($100 \leq k$)	Zeer hoog ($1000 \leq kD$)	Hoog ($1000 \leq c < 10000$)
PE-k-1	Hoog ($10 \leq k < 100$)	Hoog ($10 \leq k < 100$)	Hoog ($100 \leq kD < 1000$)	Matig ($100 \leq c < 1000$)
PE-k-2	Matig ($1 \leq k < 10$)	Matig ($1 \leq k < 10$)	Matig ($10 \leq kD < 100$)	Laag ($10 \leq c < 100$)
OO-c	Geconsolideerd	Geconsolideerd	Geconsolideerd	Zeer laag ($c < 10$)
BR-k-1	Zeer hoog ($100 \leq k$)	Zeer hoog ($100 \leq k$)	Zeer hoog ($1000 \leq kD$)	Geen waarde
Zandlagen	Hoog ($10 \leq k < 100$)	Hoog ($10 \leq k < 100$)	Hoog ($100 \leq kD < 1000$)	
	Matig ($1 \leq k < 10$)	Matig ($1 \leq k < 10$)	Matig ($10 \leq kD < 100$)	
	Alle lagen	Alle lagen	Alle lagen	
	Laag ($0,001 \leq k < 1$)	Laag ($0,001 \leq k < 1$)	Laag ($1 \leq kD < 10$)	
	Zeer laag ($k < 0,001$)	Zeer laag ($k < 0,001$)	Zeer laag ($kD < 1$)	
	Geen waarde	Geen waarde	Geen waarde	

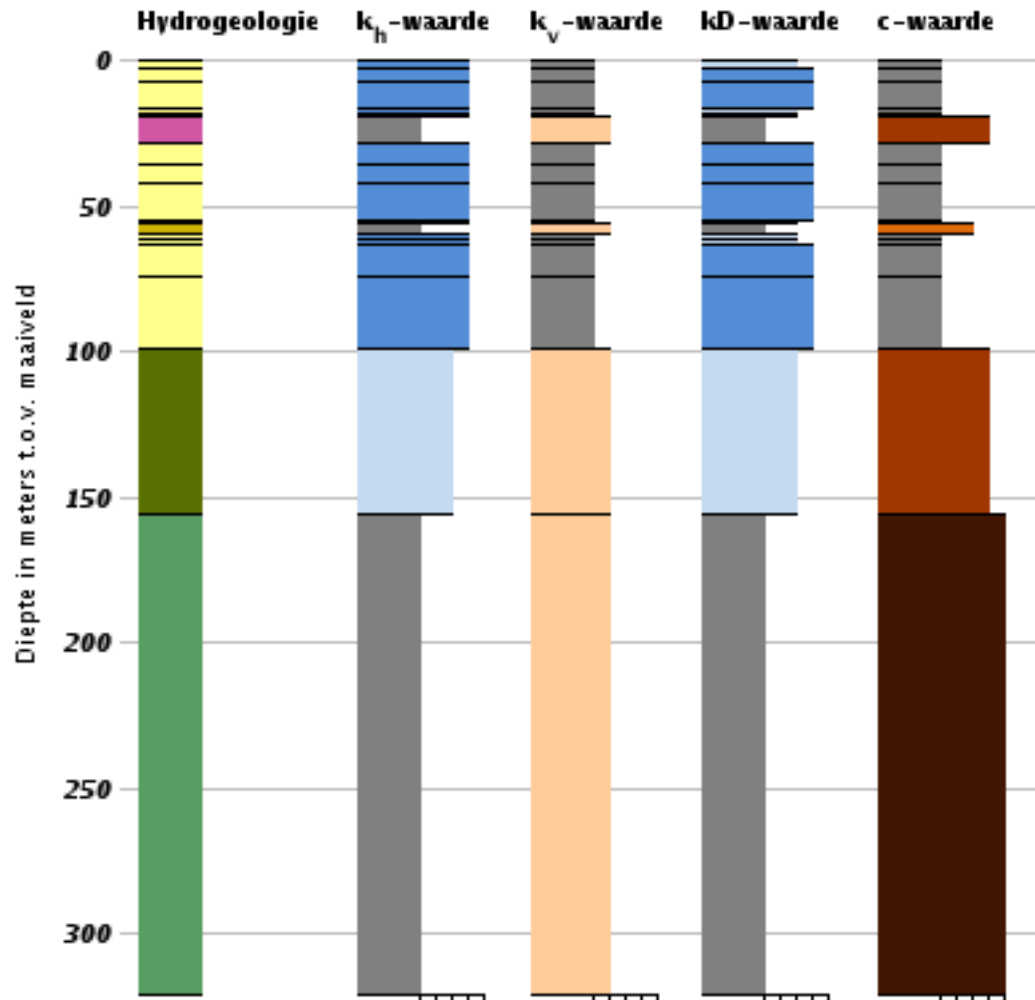
Bodemprofiel nabij windturbine 28

Appelboor REGIS II v2.1

Coördinaten: 257092, 571014

Maaiveld: 1,35 m

Diepte t.o.v. maaiveld: 0,00 m - 320,79 m



Hydrogeologie	k_f -waarde	k_v -waarde	kD -waarde	c -waarde
PE-k-1	Ongeconsolideerd	Ongeconsolideerd	Ongeconsolideerd	Zeer hoog ($10000 \leq c$)
PZ-k-1	Zeer hoog ($100 \leq k$)	Zeer hoog ($100 \leq k$)	Zeer hoog ($1000 \leq kD$)	Hoog ($1000 \leq c < 10000$)
OO-c	Hoog ($10 \leq k < 100$)	Hoog ($10 \leq k < 100$)	Hoog ($100 \leq kD < 1000$)	Matig ($100 \leq c < 1000$)
BR-k-1	Matig ($1 \leq k < 10$)	Matig ($1 \leq k < 10$)	Matig ($10 \leq kD < 100$)	Laag ($10 \leq c < 100$)
Zandlagen	Geconsolideerd	Geconsolideerd	Geconsolideerd	Zeer laag ($c < 10$)
	Zeer hoog ($100 \leq k$)	Zeer hoog ($100 \leq k$)	Zeer hoog ($1000 \leq kD$)	Geen waarde
	Hoog ($10 \leq k < 100$)	Hoog ($10 \leq k < 100$)	Hoog ($100 \leq kD < 1000$)	
	Matig ($1 \leq k < 10$)	Matig ($1 \leq k < 10$)	Matig ($10 \leq kD < 100$)	
	Alle lagen	Alle lagen	Alle lagen	
	Laag ($0,001 \leq k < 1$)	Laag ($0,001 \leq k < 1$)	Laag ($1 \leq kD < 10$)	
	Zeer laag ($k < 0,001$)	Zeer laag ($k < 0,001$)	Zeer laag ($kD < 1$)	
	Geen waarde	Geen waarde	Geen waarde	

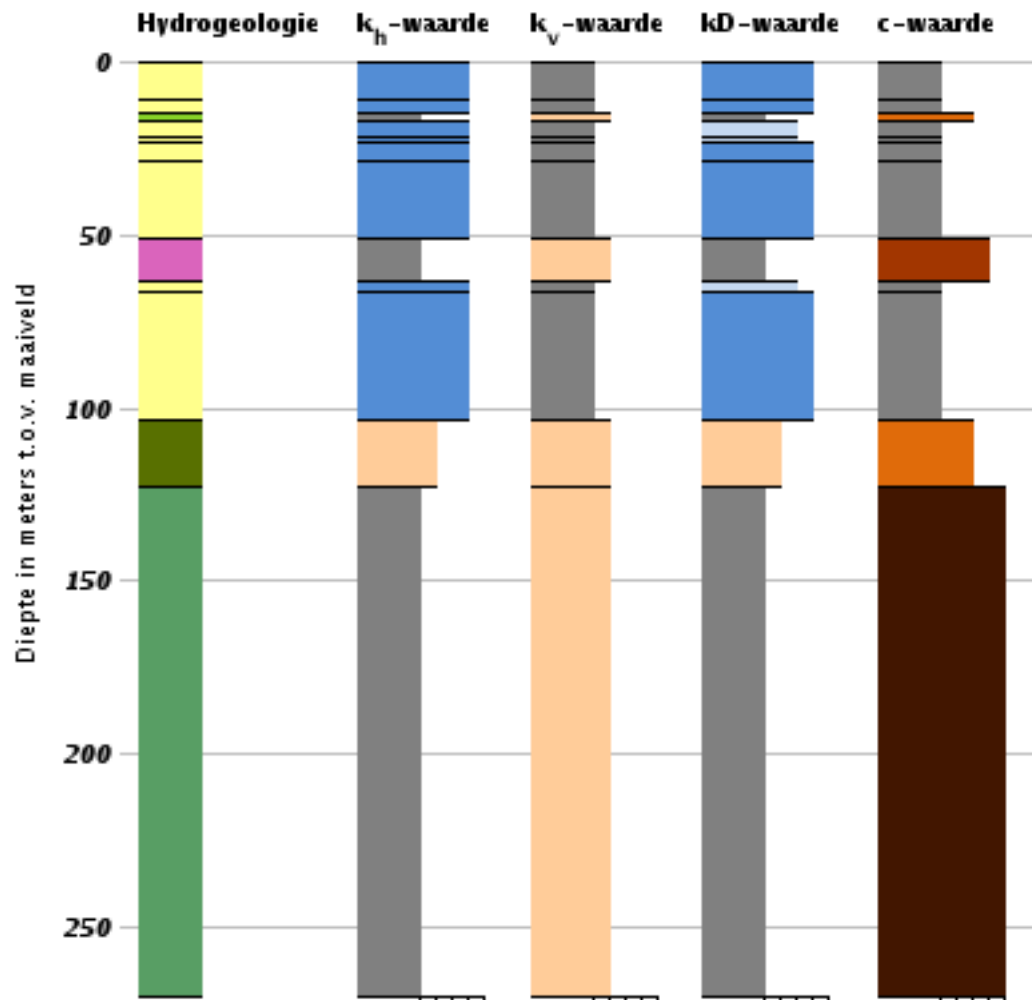
Bodemprofiel nabij windturbine 33

Appelboor REGIS II v2.1

Coördinaten: 255432, 566794

Maaiveld: 2,08 m

Diepte t.o.v. maaiveld: 0,00 m - 270,19 m



Hydrogeologie	k_f -waarde	k_v -waarde	kD -waarde	c -waarde
EE-k-1	Ongeconsolideerd	Ongeconsolideerd	Ongeconsolideerd	Zeer hoog ($10000 \leq c$)
PE-k-2	Zeer hoog ($100 \leq k$)	Zeer hoog ($100 \leq k$)	Zeer hoog ($1000 \leq kD$)	Hoog ($1000 \leq c < 10000$)
OO-c	Hoog ($10 \leq k < 100$)	Hoog ($10 \leq k < 100$)	Hoog ($100 \leq kD < 1000$)	Matig ($100 \leq c < 1000$)
BR-k-1	Matig ($1 \leq k < 10$)	Matig ($1 \leq k < 10$)	Matig ($10 \leq kD < 100$)	Laag ($10 \leq c < 100$)
Zandlagen	Geconsolideerd	Geconsolideerd	Geconsolideerd	Zeer laag ($c < 10$)
	Zeer hoog ($100 \leq k$)	Zeer hoog ($100 \leq k$)	Zeer hoog ($1000 \leq kD$)	Geen waarde
	Hoog ($10 \leq k < 100$)	Hoog ($10 \leq k < 100$)	Hoog ($100 \leq kD < 1000$)	
	Matig ($1 \leq k < 10$)	Matig ($1 \leq k < 10$)	Matig ($10 \leq kD < 100$)	
	Alle lagen	Alle lagen	Alle lagen	
	Laag ($0,001 \leq k < 1$)	Laag ($0,001 \leq k < 1$)	Laag ($1 \leq kD < 10$)	
	Zeer laag ($k < 0,001$)	Zeer laag ($k < 0,001$)	Zeer laag ($kD < 1$)	
	Geen waarde	Geen waarde	Geen waarde	

BIJLAGE 8A

ANALYSE EXTERNE VEILIGHEID T.B.V. MER VARIANTEN



709016
24-07-2015

AANVULLENDE NOTITIE
EXTERNE VEILIGHEID
WINDPARK N33

RWE, Yard Energy en
Blaaswind

Definitief

INHOUDSOPGAVE

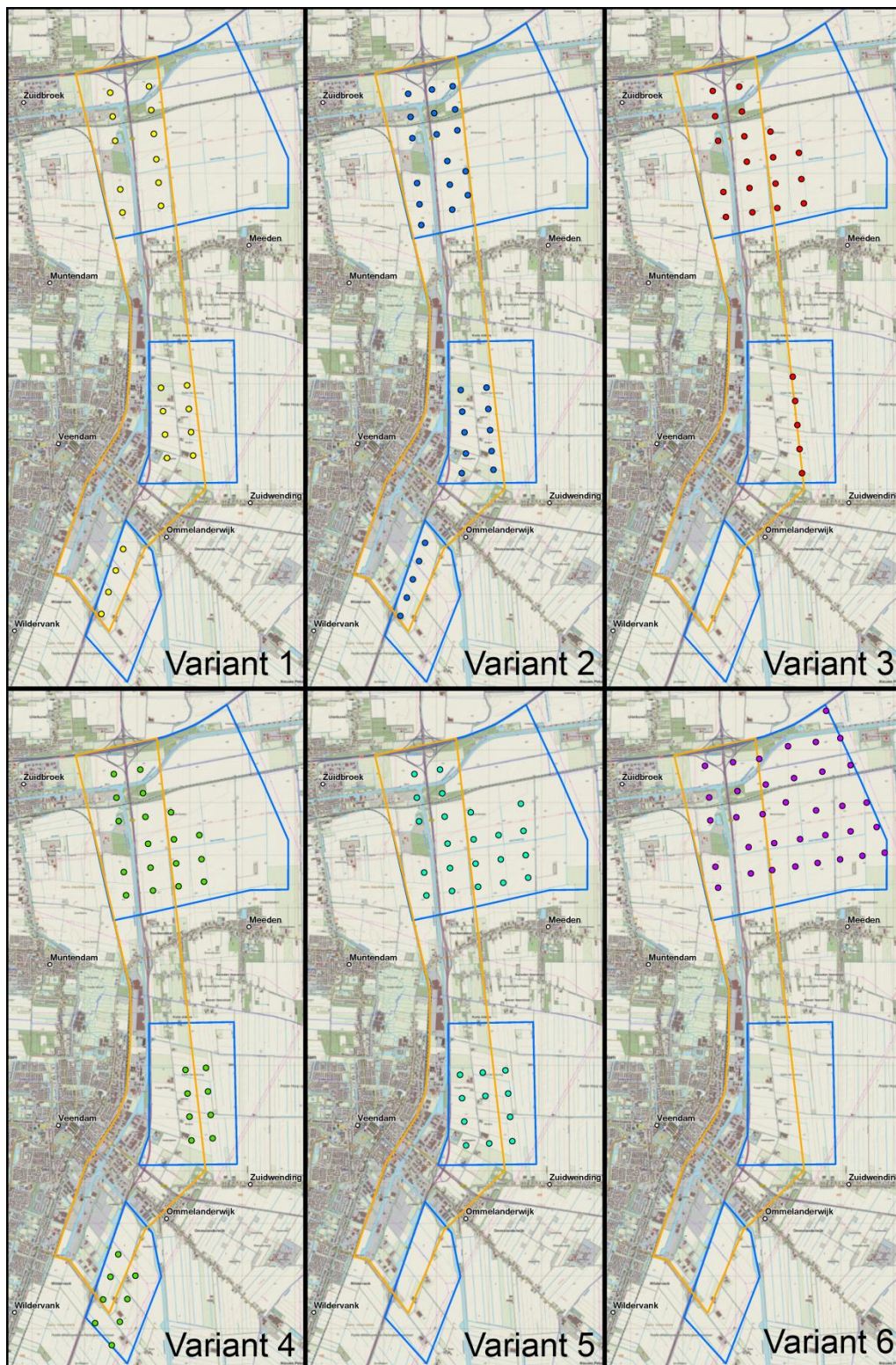
1	Inleiding	1
2	Identificatie van objecten	6
2.1	Gebouwen (Kwetsbare en beperkt kwetsbare objecten)	6
2.2	Infrastructurele werken	6
2.3	Ondergrondse buisleidingen	6
2.4	Bovengrondse installaties en inrichtingen	7
2.5	Dijklichamen en waterkeringen	9
3	Effecten op Infrastructurele werken	10
3.1	Wegen	10
3.2	Vaarwegen	11
3.3	Spoorwegen	11
4	Effecten op Ondergrondse buisleidingen	12
5	Effecten op risicovolle installaties en inrichtingen	15
5.1	Gasunie stikstoffabriek Zuidbroek en de uitbreiding	15
5.2	Nedmag Industries Mining & Manufacturing	16
5.3	Kisuma Chemicals	16
5.4	Rioolwaterzuiveringsinstallatie te Veendam	16
5.5	Gaswinningslocatie Scheemderzwaag II nabij de Roode Til	16
5.6	Gaswinning en Gasunie Compressorstation nabij Scheemda	16
6	Hoogspanningsnetwerk	17

1 INLEIDING

Voor het onderwerp externe veiligheid zijn aanvullende berekeningen uitgevoerd die inzicht geven in de hoogte van mogelijke veiligheidsrisico's die ontstaan door plaatsing van windturbines. Er zijn, conform het MER, zes varianten onderzocht waarbij een eerste analyse is gedaan van de maatgevende windturbines per variant om inzicht in de worst-case effecten te kunnen verkrijgen. Deze bijlage is ter onderbouwing van uitspraken en argumenten in het hoofdstuk Externe Veiligheid in het milieu effect rapport. Het voorkeursalternatief zal qua windturbinetype en opstellingsposities mogelijk afwijken van de huidige onderzochte varianten. Daarom zullen de definitieve berekeningen plaatsvinden wanneer het voorkeursalternatief bekend is. De huidige analyses geven voldoende inzicht om de verschillende opstellingsvarianten in het MER te onderzoeken, te vergelijken en te toetsen aan de haalbaarheid. Er is een identificatieafstand gebruikt om te analyseren welke objecten beschouwd dienen te worden. De totstandkoming van deze identificatieafstand staat vermeld in paragraaf 1.1.1. Voor de berekeningen in dit document is aangesloten bij de uitgangspunten uit het handboek risicozonering windturbines 2014 (v3.1) waarbij de berekeningen voornamelijk gebaseerd zijn op Bijlage C van het handboek.

De zes opstellingsvarianten zijn weergegeven in Figuur 1.1:

Figuur 1.1 Zes opstellingsvarianten Windpark N33



1.1.1 Bepaling maximale generieke werpafstanden bij overtoeren (identificatieafstand)

Om te analyseren welke objecten of infrastructures nabij de windturbines onderzocht dienen te worden adviseert het handboek een identificatieafstand. Deze identificatieafstand is volgens het handboek gebaseerd op de maximale generieke werpafstand die plaatsvindt bij een toerental van tweemaal het nominale toerental (vanaf nu genaamd 'overtoeren').

In Tabel 2 "Generieke waarden voor werpafstanden" uit het Handboek (blz 21) is te vinden dat de maximale werpafstand bij overtoeren in Tabel 2 716 meter bedraagt. Deze waarde wordt als maximale werpafstand gezien voor de varianten 1 en 3. De generieke werpafstand bij overtoeren voor varianten 2, 4, 5 en 6 bij een ashoogte van 123 meter dient te worden geëxtrapoleerd uit de waarden van Tabel 2 en is bepaald met de volgende formule (gebaseerd op lineaire relatie tussen waarden in Tabel 2¹).

Werpafstand bij overtoeren (IEC-2 / 90 meter HH / 3 MW) = 588 meter
Werpafstand bij overtoeren (IEC-2 / 120 meter HH / 3 MW) = 613 meter

$$\frac{(613 - 588)}{(120 - 90)} * 3 + 613 = 616 \text{ meter}$$

De generieke maximale werpafstand bij nominaal toerental is op gelijke wijze bepaald en is vastgesteld op 195 voor varianten 2, 4, 5 en 6 en 219 meter voor varianten 1 en 3. Deze afstand is gebaseerd op generieke IEC-1 klasse windturbines van afmetingen binnen de aangegeven klasse.

1.1.2 Bepaling specifieke effectafstanden voorbeeldwindturbines

De generieke afstanden worden gebruikt als eerste analyse om te kijken welke objecten onderzocht dienen te worden. De objecten kunnen nader onderzocht worden door gebruik te maken van de specifieke maximale effectafstanden van de voorbeeldwindturbintypes die gebruikt worden in het MER en bij de bepaling van het VKA. Dit geeft een beter beeld van de risico's die ook in de praktijk nog kunnen optreden. De effectafstanden van de voorbeeldwindturbines zijn bepaald met behulp van de gegevens in onderstaande tabel.

Tabel 1.1 Effectafstanden en eigenschappen van voorbeeld windturbines

Scenario	Varianten 1 en 3	Varianten 2, 4, 5 en 6
Windturbintype	Enercon E-126	Senvion 3.2M114
Vermogen	7,5 MW	3,2 MW
Ashoogte	135 meter	123 meter
Rotordiameter	127 meter	114 meter
Bladlengte	59 meter	55,8
Nominaal toerental	11,7	12,1
Zwaartepunt blad	19,7*	20,1**

¹ Deze waarden zouden ook berekend kunnen worden met behulp van generieke windturbine eigenschappen conform bijlage C van het handboek risicozonering windturbines 2014 (v3.1). Gezien de grofheid van de identificatieafstand is dit niet benodigd.

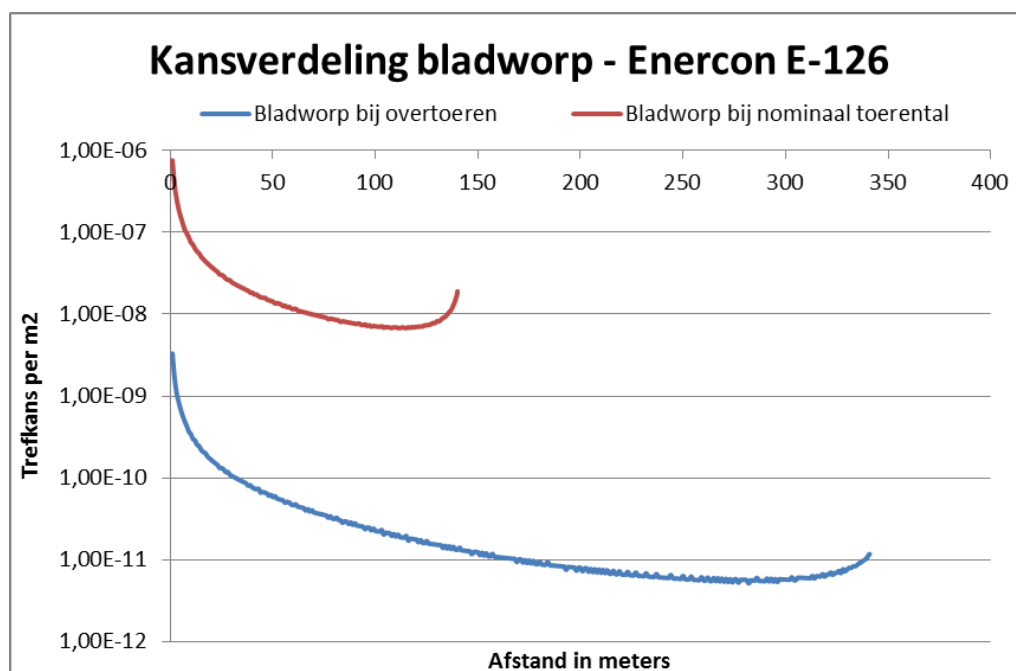
Wiekoverslag	63,5 meter	57 meter
Bladworp bij nominaal toerental	141 meter	145 meter
Bladworp bij overtoeren (2x nominaal)	342 meter	359 meter
Tiphoogte	198,5 meter	180 meter
Gegevens afkomstig uit	"Gewichte und Abmessungen Weights and Dimensions E-126/BF/131/36/02"	"Senvion 3.2M114 Technical Datasheet Status 02/2014"

* Bepaald op $1/3^e$ van de bladlengte

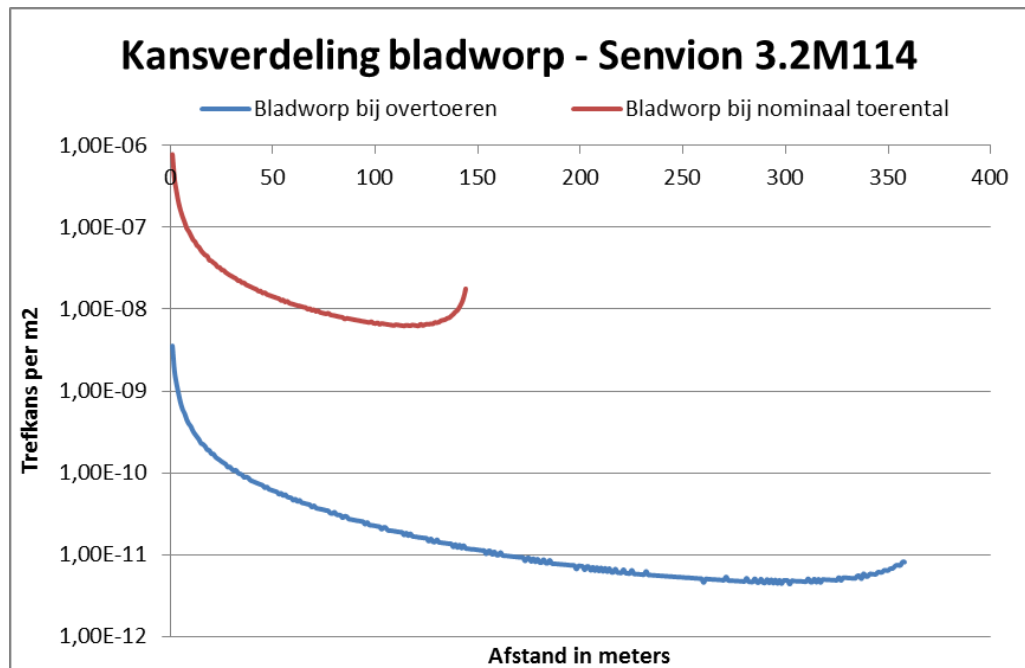
Kans op treffen bij bladworp

Voor de situatie rondom bladworp (zie Tabel 1.1) zijn de trefkansen van het zwaartepunt van het blad voor een vierkante meter op een bepaalde afstand van de windturbine berekend conform een kogelbaanmodel zonder luchtkrachten zoals beschreven in bijlage C van het Handboek risicozonering windturbines 2014 v3.1. De resulterende waarden zijn weergegeven in onderstaande figuren.

Figuur 1.2 Kans op treffen zwaartepunt blad bij bladworp per vierkante meter voor Enercon E-126 op 135 meter ashoogte



Figuur 1.3 Kans op treffen zwaartepunt blad bij bladworp per vierkante meter voor Servion 3.2M114 op 123 meter ashoogte



2 IDENTIFICATIE VAN OBJECTEN

In dit hoofdstuk worden kort de objecten die beoordeeld dienen te worden voor het onderwerp Externe Veiligheid benoemd.

2.1 Gebouwen (Kwetsbare en beperkt kwetsbare objecten)

Er zijn gebouwen aanwezig binnen de identificatieafstand. Er zijn echter geen kwetsbare objecten aanwezig binnen de tiphoogte of binnen de maximale werpafstand van een voorbeeldwindturbine aanwezig. Tevens zijn er geen beperkt kwetsbare objecten aanwezig binnen een afstand van een halve rotordiameter tot de windturbines. Nader onderzoek is niet benodigd.

2.2 Infrastructurele werken

2.2.1 Wegen

De snelweg is gelegen aan de noordkant van het gebied. De afstand tot de rand van de snelweg is minimaal 95 meter en de afstand tot een afrit is minimaal 67 meter. Deze afstanden treden op bij toepassing van variant 6. Voor de andere varianten is de afstand minimaal 390 meter tot de rand van de snelweg en minimaal 100 meter tot een afrit.

De rijksweg is gelegen aan de westkant in het plangebied. De afstand tot de rand van de rijksweg is minimaal 65 meter.

De snelweg A7 en de rijksweg N33 zijn opgenomen in het Basisnet Weg van 1 april 2015 voor het vervoer van gevaarlijke stoffen.

2.2.2 Spoorwegen

Er zijn enkele spoorwegen gelegen binnen de identificatieafstand. Dit betreft de spoorweg van Zuidbroek naar Veendam en de spoorweg van Zuidbroek richting Scheemda. Beide spoorwegen zijn in het Basisnet Spoor (geldend vanaf 1 april 2015) aangewezen voor transport van gevaarlijke stoffen.

2.2.3 Vaarwegen

Binnen de identificatieafstand van de windturbines bevinden zich het A.G. Wildervanckkanaal en het winschoterdiep. Dit zijn 'groene vaarwegen' en zijn hiermee niet opgenomen in de wetgeving. Voor het bouwen in en langs vaarwegen die niet tot het Basisnet Water behoren, gelden louter geredeneerd vanuit externe veiligheid geen beperkingen voor ontwikkelingen. Dit vanwege de geringe omvang van het vervoer van gevaarlijke stoffen over deze vaarwegen en daarmee het beperkte risico voor omwonenden.

2.3 Ondergrondse buisleidingen

Er zijn 22 buisleidingen gelegen binnen de identificatieafstand. De ondergrondse buisleidingen zijn weergegeven in onderstaande tabel.

Tabel 2.1 Ondergrondse buisleidingen binnen identificatieafstand

Buisleidingnummer	Maximale afmeting buisleiding (in inch)	Eigenaar
A-514	48	Gasunie
A-650	48	Gasunie
A-543	48	Gasunie
A-610	42	Gasunie
A-509	48	Gasunie
N-508	6,61	Gasunie
501040	28	NAM
501030	28	NAM
A-633	48	Gasunie
A-626	16	Gasunie
501015	28	NAM
501024	28	NAM
A-666	48	Gasunie
A-590	12,76	Gasunie
500280	6	NAM
501022	28	NAM
501012	28	NAM
A-519	48	Gasunie
A-661	48	Gasunie
N-524	16	Gasunie
A-516	48	Gasunie
A-619	48	Gasunie

Van bovenstaande buisleidingen zijn de effectafstanden verkregen van de Gasunie. Met behulp van de effectafstanden kan geïdentificeerd worden waar een risicotoevoeging van windturbines theoretisch kan leiden tot een gevaarlijke situatie. Indien er geen kwetsbare of beperkt kwetsbare objecten aanwezig zijn binnen de effectafstanden van de buisleidingdelen die geraakt kunnen worden door windturbines dan zal er geen significant risico voor personen optreden.

2.4 Bovengrondse installaties en inrichtingen

De volgende bovengrondse installaties en inrichtingen zijn geïdentificeerd die bij beschadiging een risico voor de omgeving kunnen opleveren.

Gasunie mengstation Zuidbroek

In het noordelijke deelgebied van Windpark N33 is een mengstation van de Gasunie aanwezig. Op de locatie zijn gashoudende installaties aanwezig die een risico kunnen vormen voor de omgeving. De afstand tot de rand van het terrein van de Gasunie bedraagt 195 meter.

Autonome ontwikkeling uitbreiding van Gasunie stikstoffabriek Zuidbroek

Naar verwachting besluit minister Kamp in het derde kwartaal van 2015 over de locatie van een grote stikstoffabriek van de Gasunie. Deze stikstoffabriek maakt het mede mogelijk om gas te blijven produceren voor het Nederlandse gasnetwerk ondanks de reductiedoelstellingen van de gaswinning uit Slochteren. Het project is daarmee van nationaal belang. Ondanks dat het besluit nog niet is genomen voor dit project is het



zeer waarschijnlijk dat de stikstoffabriek ontwikkeld gaat worden. De uitbreiding van locatie Zuidbroek lijkt het meest geschikt voor de plaatsing van de stikstoffabriek. Er is reeds overleg gepleegd tussen de Gasunie en de initiatiefnemers van Windpark N33 om te kijken naar de onderlinge relaties en effecten van de planontwikkelingen met overlappende plangebieden. De afstand tot de rand van het te ontwikkelen terrein bedraagt 195 meter.

Nedmag Industries Mining & Manufacturing

Op het industrieterrein ten oosten van Veendam bevinden zich de installaties van Nedmag. De inrichting bevat installaties met gevaarlijke stoffen zoals opslag van Chloorbleekloog (3000 liter), verschillende zoutzuren en een aardgas ontvangst station. De afstand tot de rand van het terrein bedraagt minimaal 290 meter.



Kisuma Chemicals

Op het industrieterrein ten oosten van Veendam bevinden zich de installaties van Kisuma Chemicals. De inrichting is getypeerd als een cat. 9, milieugevaarlijke stoffen (gecombineerde R-zin 50/53) type BRZO inrichting. De inrichting is gedefinieerd als veiligheidsrapport plichtige inrichting. De afstand tot de rand van het terrein bedraagt minimaal 390 meter.

Rioolwaterzuiveringsinstallatie te Veendam

Ten oosten van Veendam aan de overkant van de Rijksweg N33 is een rioolwaterzuiveringsinstallatie van het Waterschap Hunze en Aa's gelegen. Op dit terrein is een biogashouder met een maximale inhoud van 500.000 liter aanwezig.



Gaswinningslocatie Scheemderzwaag II nabij de Roode Til

De gaswinningslocatie Scheemderzwaag II is gelegen ten noorden van het plangebied de afstand tot de rand van de locatie is circa 375 meter.

Gaswinning en Gasunie Compressorstation nabij Scheemda

Het Gasunie Compressorstation en de nabijgelegen gaswinningslocatie bevinden zich ten noordoosten van het plangebied.

De rand van het terrein bevindt zich op een afstand van 375 meter van de windturbines.



2.4.1 Hoogspanningsnetwerk

Er bevinden zich meerdere hoogspanningsnetwerken binnen de identificatieafstand van de windturbines. In het noorden loopt een verbinding van Meeden naar Eemshaven / Weiwerd aan de oostkant van het plangebied. In het midden loopt aan de oostkant van het gebied de verbinding Meeden – Veendam en in het zuiden loopt aan de oostkant de verbinding Veendam – Gasselte Kraanlanden. Beide laatste verbindingen lopen deels door het zuidelijke plangebied heen (afslag Veendam).

2.5 Dijklichamen en waterkeringen

Er zijn geen rijkswaterkeringen of dijklichamen van nationaal belang aanwezig binnen de identificatieafstand van de windturbines. Er zijn geen vaste toetswaarden beschikbaar voor de beoordeling van de effecten op dijklichamen. De regionale kanaaldijken van het nabijgelegen A.G. Wildervanckkanaal zijn in de provinciale omgevingsverordening (POP) geclassificeerd als veiligheidsklasse IV en hebben een ontwerp-overschrijdingskans voor overstroming van 1/300 per jaar. De kans op overstroming is hiermee al zo groot dat de kans op additionele overstromingen afkomstig van plaatsing van een windturbine niet significant te noemen is.

3 EFFECTEN OP INFRASTRUCTURELE WERKEN

Rijkswaterstaat verleent vergunning voor de plaatsing van een windturbine nabij wegen wanneer een windturbine is geplaatst op eigendommen van Rijkswaterstaat of indien rotoroverslag over de rand van de weg plaats vind. In de zes varianten van het MER Windpark N33 is er geen sprake van rotoroverslag over een rijksweg. Indien de windturbines niet op het eigendom van Rijkswaterstaat worden geplaatst maar wel in de nabijheid van een rijksweg, verzoekt Rijkswaterstaat het bevoegde gezag rekening te houden met de afstanden zoals in de beleidsregel zijn vermeld. De normen voor het Individueel Passanten Risico (IPR) en Maatschappelijk Risico (MR) mogen na plaatsing van de windturbines niet worden overschreden. De maximaal toelaatbare waarden bedragen een IPR van 10^{-6} per jaar en een MR van 2×10^{-3} per jaar. Volgens het handboek risicozonering windturbines 2014 (v3.1) is berekening van deze waarden benodigd indien de windturbines zijn geplaatst binnen een afstand van de werpafstand bij nominaal toerental.

3.1 Wegen

3.1.1 Berekening IPR

Kans op treffen passant

Rotoroverslag wordt voorkomen waardoor het plaatsgebonden risico sowieso lager is dan 10^{-5} per jaar.

Aanwezigheidsfractie passant

Voor het bepalen van de aanwezigheidsfractie van een passant op de rijksweg N33 gaan we er van uit dat een individuele passant 8 ritjes over hetzelfde wegdeel per werkdag maakt. Dit zorgt voor een totaal aantal passages van $260 \times 8 = 2080$ passages per jaar. De trefzone bedraagt een maximale afstand van circa 320 meter rijksweg plus een remweg van 30 meter. Een gemiddelde auto rijdt 70 km/uur op dit wegdeel. De verblijfsduur is circa 18 seconden. De aanwezigheidsfractie per jaar is $18 \times 1 / (24 \times 3600 \times 365) \times 2080$ passages = $1,2 \times 10^{-3}$.

Het worst-case IPR wordt dan $1,2 \times 10^{-3} \times 1,0 \times 10^{-5} = 1,2 \times 10^{-8}$ per jaar. De norm van Rijkswaterstaat bedraagt 1×10^{-6} . Er kan ruim worden voldaan aan de norm.

3.1.2 Berekening MR

Het MR kan berekend worden door het IPR per passage te vermenigvuldigen met het aantal passages per jaar op de rijksweg.

Het IPR per passage is $5,7 \times 10^{-12}$ per jaar. Het aantal passages op de nieuwe rijksweg N33 is circa 10,8 miljoen passages. Het MR is dan $6,2 \times 10^{-5}$. Dit is ruim lager als de norm van Rijkswaterstaat van 2×10^{-3} .

3.1.3 Berekening gevaarlijk transport

In de Handleiding Risicoanalyse Transport, (versie 1.0 van juni 2014) staat dat de meest veilige vorm van transport van gevaarlijke stoffen een uitstroombrequentie op een snelweg heeft van

$8,4 \times 10^{-9}$ per voertuigkm². Dit is een uitstroomfrequentie van $8,4 \times 10^{-12}$ per meter. Het additionele risico afkomstig van de windturbine is maximaal $1,6 \times 10^{-14}$ per meter per passage. Het additionele risico op een rijdend gevaarlijk transport is verwaarloosbaar klein (<1%). Ook indien we rekening houden met de intrinsieke faalkans op volledig falen van een stilstaande gastank van 5×10^{-7} per³ jaar dan zal bij het maximale aantal passages (IPR= $1,2 \times 10^{-8}$) voor een enkele tankwagen de risicotoevoeging kleiner zijn als 2,5%. Er is geen significante additionele risico voor gevaarlijk transport door plaatsing van de windturbines.

3.2 Vaarwegen

Uitgaande van een trefzone van 350 meter waterweg, een snelheid van 20 km per uur (passeertijd = 63 seconden) en 500 passages per jaar voor een maatgevende passant is het IPR voor een passant op de vaarweg.

$$\frac{63 \text{ seconden} * 500 \text{ passages}}{24 * 365 * 3600} * \text{max. trefkans van } 1 * 10^{-5} = 1 * 10^{-8}$$

Het MR wordt dan, uitgaande van 100 schepen per dag:

$$\frac{100 * 365 * 1 * 10^{-8}}{500} = 7,3 * 10^{-7}$$

De maximaal toelaatbare waarden van IPR = 10^{-6} en MR = 2×10^{-3} worden niet overschreden.

3.3 Spoorwegen

Uitgaande van een trefzone van 320 meter spoorweg plus 80 meter remweg, een snelheid van 60 km per uur (passeertijd = 24 seconden) en 6240 passages per jaar voor een machinist is het IPR maximaal

$$\frac{24 \text{ seconden} * 6240 \text{ passages}}{24 * 365 * 3600} * \text{max. trefkans van } 1 * 10^{-5} = 4,7 * 10^{-8}$$

Het MR wordt dan, uitgaande van 100 treinen per dag en 200 reizigers per trein:

$$\frac{100 * 365 * 4,7 * 10^{-8}}{6240} * 200 \text{ reizigers per trein} = 5,5 * 10^{-5}$$

De maximaal toelaatbare waarden van IPR = 10^{-6} en MR = 2×10^{-3} worden niet overschreden. Voor gevaarlijk transport geldt dat de maximale raak kans op de gehanteerde afstanden voor een vierkante meter 1×10^{-5} bedraagt (Uitgaande van de maximale PR-waarde). Een tankwagen met afmetingen van 20 bij 5 meter bevindt zich gedurende 27 seconden binnen de trefzone met een snelheid van 60 km/uur. De kans dat de wagen wordt geraakt is $8,6 \times 10^{-10}$. Dit is circa 0,2% van de intrinsieke faalkans van een dergelijke tankwagon (5×10^{-7})⁴. Een dergelijke risicotoevoeging aan de intrinsieke faalkans wordt als verwaarloosbaar gezien.

² Handleiding Risicoanalyse Transport v1.0, Rijkswaterstaat, 17 juni 2014.

³ Uitgaande van een tankauto met reservoir onder druk volgens Handleiding Risicoberekeningen Bevi versie 3.2 – Module C, juli 2009 van het Rijksinstituut voor Volksgezondheid en Milieu (RIVM).

⁴ Uitgaande van een ketelwagen met reservoir onder druk volgens Handleiding Risicoberekeningen Bevi versie 3.2 – Module C, juli 2009 van het Rijksinstituut voor Volksgezondheid en Milieu (RIVM).

4 EFFECTEN OP ONDERGRONDSE BUISLEIDINGEN

Volgens het Handboek risicozonering windturbines 2014 (v3.1) wordt voor ondergrondse buisleidingen een toetsafstand aangehouden van het maximum van de tiphoogte of de werpafstand bij nominaal toerental. De werpafstand bij nominaal toerental is generiek bepaald op 219m voor variant 1 en 3 en 195 meter voor varianten 2,4,5 en 6. Indien windturbines zijn gelegen buiten deze afstanden dan is het additionele risico van de windturbines op de ondergrondse buisleidingen volgens de Gasunie beperkt en voor hun acceptabel.

Er zijn meerdere windturbines aanwezig binnen de maximale toetsafstand uit het handboek risicozonering windturbines 2014 (v3.1). Dit betekent dat een aantal buisleidingen een verhoogde kans op ontploffing kunnen verkrijgen. Dit levert alleen een significant risico op indien er langdurig mensen aanwezig kunnen zijn binnen de maximale effectafstand van de buisleiding. In onderstaande tabel is weergegeven welke windturbines zich bevinden binnen de toetsafstand. Daarnaast is in de derde kolom aangegeven of er woningen, dan wel kwetsbare objecten (=langdurige aanwezigheid), aanwezig kunnen zijn. Onder de tabel is een nadere analyse van de kritieke punten uitgevoerd.

Tabel 4.1 Afstanden personen (woningen) tot minimale raaklocaties van ondergrondse buisleidingen

Naam windturbine	Afstand tot buisleiding in meters Waarden kleiner dan 219m	Zijn er mogelijk personen langdurig aanwezig binnen de effectafstand bij ontploffing?	Naam windturbine	Afstand tot buisleiding in meters Waarden kleiner dan 195m	Zijn er mogelijk personen langdurig aanwezig binnen de effectafstand bij ontploffing?
Variant 1			Variant 2		
WT 1-06	151	Nee	WT 2-10	109	Nee
WT 1-12	161	Nee	WT 2-12	177	Nee
WT 1-13	185	Ja	WT 2-13	171	Nee
Variant 3			WT 2-15	185	Nee
WT 3-09	119	Nee	WT 2-21	190	Nee
WT 3-10	179	Nee	WT 2-27	184	Nee
WT 3-11	196	Nee	Variant 4		
WT 3-12	185	Nee	WT 4-01	183	Nee
WT 3-15	179	Nee	WT 4-04	127	Nee
WT 3-18	163	Nee	WT 4-05	182	Nee
WT 3-23	161	Nee	WT 4-06	186	Nee
			WT 4-20	191	Nee
			WT 4-31	177	Nee
			Variant 5		
			WT 5-01	179	Nee
			WT 5-04	124	Nee
			WT 5-05	180	Nee

WT 5-06	188	Nee
WT 5-11	173	Nee
WT 5-20	190	Nee
WT 5-24	180	Nee
WT 5-26	154	Nee
WT 5-31	123	Nee
WT 5-32	183	Nee
Variant 6		
WT 6-35	180	Ja

Variant 1 en windturbine 1-13

Voor windturbine 1-13 van variant 1 is nader onderzoek gedaan naar de aanwezigheid van een woning binnen de effectafstand van de buisleiding op basis van de generieke werpafstand bij nominaal toerental. Deze woning wordt bewoond door een initiatiefnemer van Windpark N33. Omdat de bewoner echter geen initiatiefnemer van de buisleiding is, dient hij beschermd te worden voor een mogelijk verhoogd risico van het falen van deze buisleiding. Om de veiligheidssituatie te analyseren is de specifieke werpafstand bij nominaal toerental berekend voor de referentieturbine van variant 1: 'de Enercon E-126'. Op basis van een berekening met het kogelbaanmodel volgens het Handboek risicozonering windturbines 2014 (v3.1) is de specifieke nominale werpafstand van deze windturbine 141 meter (zie Figuur 1.2). De buisleiding op een afstand van 185 meter ligt dus buiten de specifieke maximale werpafstand bij nominaal toerental van windturbine 1-13. Ook het omvallen van de mast van de windturbine kan leiden tot een verhoging van het risico van de buisleiding tot op een afstand van maximaal 177 (ashoogte + $2/3^e$ bladlengte) meter. Dit betekent dat het veiligheidsrisico afkomstig van de buisleiding niet significant beïnvloed wordt door plaatsing van windturbine 1-13. Het risico van ontploffing van de buisleiding op de betrokken woning neemt niet toe door plaatsing van de windturbine.

Variant 6 en windturbine 6-35

Voor windturbine 6-35 van variant 6 is nader onderzoek gedaan naar de aanwezigheid van een woning binnen de effectafstand van de buisleiding. Deze woning wordt bewoond door een derde en dient beschermd te worden door een mogelijk verhoogd risico van het falen van de buisleiding. Om de veiligheidssituatie te analyseren is de specifieke werpafstand bij nominaal toerental berekend voor de grootste referentieturbine: 'de Enercon E-126'. Op basis van een berekening met het kogelbaanmodel volgens het Handboek risicozonering windturbines 2014 v3.1 is de specifieke nominale werpafstand van deze windturbine 141 meter (zie Figuur 1.2). De buisleiding op een afstand van 180 meter ligt dus buiten de specifieke maximale werpafstand bij nominaal toerental van windturbine 6-35. Ook het omvallen van de mast van de windturbine kan leiden tot een verhoging van het risico van de buisleiding tot op een afstand van maximaal 177 meter (ashoogte + $2/3^e$ bladlengte). Dat betekent dat het veiligheidsrisico afkomstig van de buisleiding niet significant beïnvloed wordt door plaatsing van windturbine 6-35. Het risico van ontploffing van de buisleiding op de betrokken woning neemt niet toe door plaatsing van de windturbine.

Leveringszekerheid

Eventuele gevolgen voor de leveringszekerheid van het aardgas in de buisleidingen zijn van gelijke orde van grote tussen de verschillende varianten. De optredende effecten zijn sterk afhankelijk van de uiteindelijke windturbinepositionering en de windturbine eigenschappen. De precieze situatie wordt enkel doorgerekend wanneer meer bekend is over de plaatsing van de windturbines in het voorkeursalternatief. Hierbij zal worden uitgegaan van de berekeningsmethodieken uit het handboek risicozonering windturbines 2014 (v3.1). Het optredende effect op de leveringszekerheid is ter beoordeling van het bevoegd gezag.

5 EFFECTEN OP RISICOVOLLE INSTALLATIES EN INRICHTINGEN

5.1 Gasunie stikstoffabriek Zuidbroek en de uitbreiding

De rand van het terrein van de huidige installatie nabij Zuidbroek bevindt zich op een afstand van circa 190 meter van de dichtstbijzijnde windturbine van variant 1. De bovengrondse onderdelen bevinden zich op een grotere afstand van de windturbines (minimaal 280 meter). De inrichting moet voldoen aan normen uit het Besluit Externe Veiligheid Inrichtingen (Bevi). Deze normen bevatten grenswaarden voor de plaatsgebonden risicocontour (PR) en het groepsrisico (GRI). In de kwantitatieve risicoanalyse van het stikstof mengstation⁵ is aangegeven dat de dichtstbijzijnde bevolking (woning) zich bevindt op een afstand van 1100 meter. De kwantitatieve risicoanalyse geeft aan dat er zodoende geen bevolking aanwezig is en er is dus sprake van een verwaarloosbaar groepsrisico. Eventuele toevoeging van risico's van windturbines hebben geen invloed op de grote van het invloedsgebied van de stikstoffabriek waardoor ook na plaatsing van windturbines er sprake blijft zijn van een verwaarloosbaar groepsrisico. De grenswaarde voor het PR is gesteld op een niveau van 10^{-6} per jaar. Dit wil zeggen dat voor nieuwe situaties de grenswaarde wordt overschreden indien zich woningen of gevoelige objecten bevinden tussen de 10^{-6} contour en de terreingrens. Uit de 'risk ranking points' tabel die de risicobijdrage van de verschillende onderdelen in kaart brengt blijkt de ligging van de PR 10^{-6} contour voor minstens 90% te worden beïnvloed door de scenario's 10-1 en 9-1. Dit zijn de scenario's die breuk van ondergrondse buisleidingen beschrijven. Conform het handboek risicozonering windturbines 2014 (v3.1) vallen bovengrondse transportleidingen binnen een inrichting onder de categorie "Industrie" (blz 46). De toetscriteria voor ondergrondse buisleidingen bedraagt het maximum van de tiphoogte of werpafstand bij nominaal toerental. Deze afstand is kleiner als de afstand tot de buisleidingen van de stikstoffabriek. Er wordt zodoende aan de afstandseis voldaan en conform het handboek is dan geen risicoanalyse benodigd. De andere installaties van het gasunie mengstation zijn niet maatgevend voor de plaatsgebonden risicocontour van de gasunie. Deze installaties hebben tevens een faalfrequenties die aanzienlijk hoger zijn dan de trefkans van de windturbines op 280 meter (circa 8×10^{-12} per m^2). De plaatsing van een windturbine op minimaal 280 meter zal naar verwachting niet leiden tot significante effecten voor het Gasunie Mengstation.

Momenteel wordt een locatiekeuze gemaakt voor een uitbreiding van het gasunie mengstation. De beoogde locatie is gelegen ten oosten van de huidige installatie. Door de ligging van de uitbreiding zal de minimale afstand tot de installatie naar verwachting niet toenemen. De indeling van de nieuwe stikstoffabriek is op het moment van schrijven van dit rapport nog niet bekend. Wanneer de locatiekeuze voor de stikstoffabriek definitief is kan nader onderzoek worden verricht naar de effecten van deze uitbreiding. Hierbij kan het zijn dat de zuidelijk gelegen windturbineposities ook mee moeten worden genomen in de analyse. Indien na berekeningen blijkt dat de situatie niet kan voldoen aan de huidige regel en wetgeving dan kunnen de effecten worden geminimaliseerd met behulp van het toepassen van sector management in de betrokken windturbines. Dit betekent dat de windturbines worden stilgezet bij een bepaalde windrichting en windsnelheid, hiermee kan worden voorkomen dat bladworp in de verkeerde richting zou kunnen optreden. Deze uitgebreide berekeningen worden uitgevoerd

⁵ Kwantitatieve risicoanalyse N3 peak shaving project, Tebodin, 4 juni 2009.

wanneer het voorkeursalternatief van zowel het windpark als het stikstof mengstation bekend zijn.

5.2 Nedmag Industries Mining & Manufacturing

De maximale werpafstand bij overtoeren voor de voorbeeld windturbines is vastgesteld op 359 meter voor de varianten 2,4,5 en 6 en 342 meter voor de varianten 1 en 3. De minimale afstand tot het gas ontvangstation van Nedmag is 386 meter. Er zijn geen effecten op het gasontvangstation te verwachten. De opslag van zoutzuur bevindt zich inpandig⁶. De risico's van bladworp bij overtoeren worden hiermee verwaarloosbaar klein.

5.3 Kisuma Chemicals

De maximale werpafstand bij overtoeren voor de voorbeeld windturbines is vastgesteld op 359 meter voor de varianten 2,4,5 en 6 en 342 meter voor de varianten 1 en 3. De afstand tot de rand van het terrein van Kisuma Chemicals is meer als 390 meter. Effecten op de installaties van Kisuma Chemicals zijn hiermee uitgesloten.

5.4 Riolwaterzuiveringsinstallatie te Veendam

De dichtstbijzijnde windturbine (WT2-25) in de maatgevende variant 2 ligt op 195 meter van de gashouder op het terrein van de RWZI te Veendam. De gashouder bevindt zich zodoende buiten de Maximale PR 10^{-6} contouren van de windturbines. De gashouder bevindt dus buiten de afstand van ashoogte en halve rotordiameter en buiten de specifieke werpafstand bij nominaal toerental (145 meter). Bij een dergelijke afstand is de directe trefkans van de gashouder in de orde van grote van 10^{-11} per vierkante meter. De afstand tot de gashouder en het feit dat er geen (beperkt) kwetsbare objecten liggen in de nabijheid van de gashouder minimaliseert de veiligheidsrisico's van plaatsing van windturbines waardoor er geen significant effect optreedt.

5.5 Gaswinningslocatie Scheemderzwaag II nabij de Roode Til

De gaswinningslocatie bevindt zich op een minimale afstand van 375 meter van de windturbines. De maximale werpafstand bij overtoeren voor de voorbeeld windturbines is vastgesteld op 359 meter voor de varianten 2,4,5 en 6 en 342 meter voor de varianten 1 en 3. Er ontstaan geen risico's op de gaswinningslocatie door plaatsing van de windturbines.

5.6 Gaswinning en Gasunie Compressorstation nabij Scheemda

De gaswinningslocatie bevindt zich op een minimale afstand van 375 meter van de windturbines. De maximale werpafstand bij overtoeren voor de voorbeeld windturbines is vastgesteld op 359 meter voor de varianten 2,4,5 en 6 en 342 meter voor de varianten 1 en 3. Er ontstaan geen risico's op de gaswinning en gascompressor locatie door plaatsing van de windturbines.

⁶ Ontwerp-beschikking WABO verleend aan Nedmag Industries Mining & Manufacturing Holding b.v., 17 april 2015.

6 HOOGSPANNINGSNETWERK

Het hoogspanningsnetwerk van TenneT bevindt zich op een afstand van circa 75 meter van de windturbinelocaties bij toepassing van variant 4. Er zijn geen kwetsbare dan wel beperkt kwetsbare objecten aanwezig die beschadigd zouden kunnen worden als de hoogspanningsmast getroffen wordt door windturbineonderdelen. Ook is er voldoende ruimte voor het uitvoeren van onderhoud aan de hoogspanningslijnen. Er is dan ook geen sprake van directe onveiligheid bij het plaatsen van windturbines op een dergelijke afstand. Wel kunnen de windturbines invloed hebben op de leveringszekerheid van het hoogspanningsnetwerk. Indien de hoogspanningslijn getroffen wordt door een windturbine onderdeel dan kan de elektriciteit in achterliggende gebieden uitvallen. Reparatiewerkzaamheden zijn dan benodigd om de elektriciteit te herstellen. In verschillende trefkansanalyses (zie bijlage 8b) die zijn uitgevoerd rond de overleggen met netwerkbeheerder TenneT zijn trefkansen uitgerekend die een worst-case indicatie geven van de kans van treffen van de hoogspanningslijn. Voor de maatgevende windturbine 4-24 is deze trefkans berekend op $1,64 \times 10^{-4}$ per jaar. Dit betekent dat de worst case verwachtingswaarde van een ongeval ééns in de 6100 jaar bedraagt. In variant 4 is ook windturbine 4-28 geplaatst op een relatief korte afstand tot de hoogspanningslijn. Deze windturbine bevindt zich op 83 meter afstand en de trefkans is berekend op $1,61 \times 10^{-4}$ per jaar. Bij varianten 1 en 2 staat één windturbine op vergelijkbare afstand en is een vergelijkbare trefkans aanwezig.

Opstellingsvarianten 3 en 5 kunnen voldoen aan de aanbevolen afstand. Voor opstellingsvariant 6 is een windturbine geplaatst op 187 meter. Deze windturbine kan echter beperkt opgeschoven worden om te voldoen aan de toetsingsafstand.

De trefkansen zijn door TenneT beoordeeld en vergeleken met hun eigen intrinsieke faalfrequenties voor dit deel van het hoogspanningsnetwerk. De plaatsing van beide windturbines van variant 4 leidt tot een risicoverhoging van 38% ten opzichte van de huidige situatie. Normaliter wordt een risicoverhoging van 10% door TenneT acceptabel gevonden. De risico's zijn sterk te verlagen door de windturbines buiten een afstand van een tipthoogte van de hoogspanningslijn te plaatsen.

De gemiddelde uitvalduur in Nederland van elektriciteit bedraagt circa 20 minuten per klant per jaar⁷. Als we er van uit gaan dat de hoogspanningslijn in 72 uur kan worden hersteld dan zal de plaatsing van twee windturbines leiden tot een toevoeging van 1 minuut en 27 seconden per jaar. Dit is een toevoeging van circa 7,2% aan de gemiddelde uitvalduur van een elektriciteitsnetwerk. De verwachting is dat voor de verschillende varianten oplossingen gevonden kunnen worden voor de invloed op de leveringszekerheid. Eventuele resterende invloeden zijn ter beoordeling van het bevoegd gezag. Voor het voorkeursalternatief dienen de effecten doorgerekend te worden en de resultaten overlegd te worden met de netbeheerder en het bevoegd gezag.

⁷ Betrouwbaarheid van elektriciteitsnetten in Nederland Resultaten 2014, Movares, kenmerk RMI-ME-150002575, versie 1.0 (definitief), 22 april 2015.

BIJLAGE 8B

NOTITIE VEILIGHEID I.R.T. HOOGSPANNING



Datum	24 oktober 2013
Aan	TenneT B.V.
Van	ing. Bouke Vogelaar Msc, Pondera Consult
Betreft	Inschatting risicoanalyse treffen hoogspanningsmast definitief
Projectnummer	709016

1 INSCHATTING RISICOANALYSE HOOGSPANNINGSLIJN

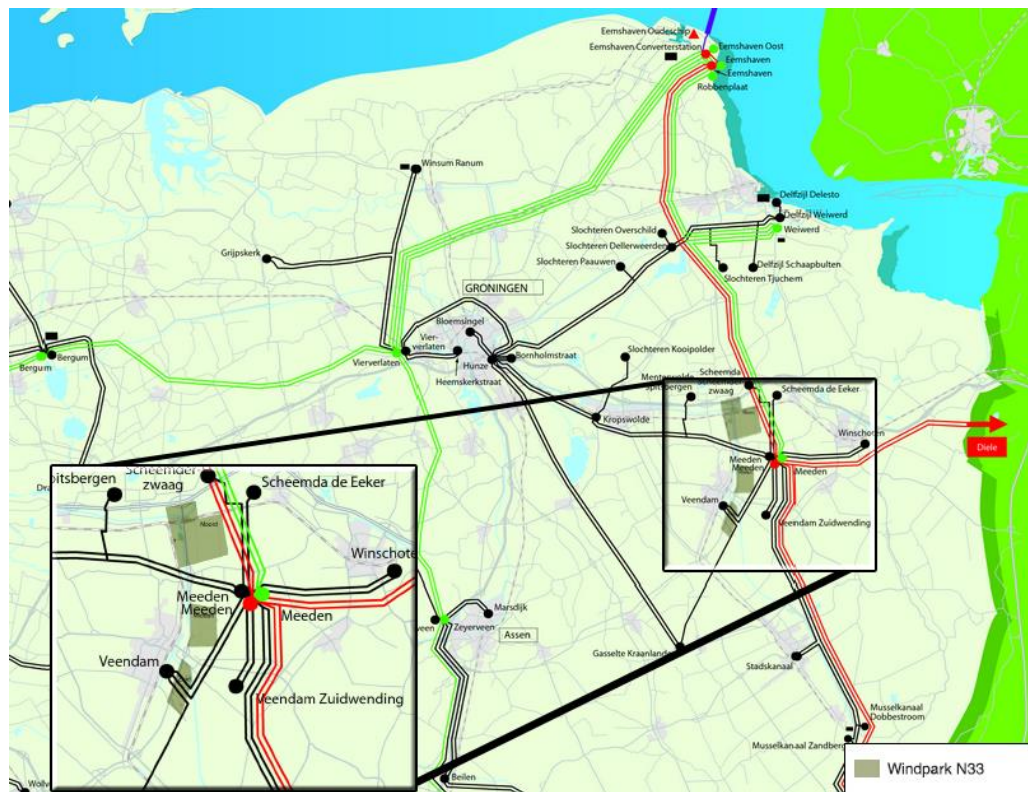
1.1 Inleiding

Het project Windpark N33 omvat 120 MW of meer aan windenergie en wordt ontwikkeld door twee partijen uit de regio: KDE Energy B.V. en Blaaswind B.V.. Hiermee kunnen ongeveer 100.000 huishoudens worden voorzien van pure Groningse groene stroom. De samenwerking vertegenwoordigt ongeveer 30 lokaal gevestigde agrariërs. Samen met inwoners en overheid werken de initiatiefnemers aan de realisatie van Windpark N33. Voor het milieu effect rapport van Windpark N33 wordt onderzocht in hoeverre de bouw van windturbines invloed heeft op verschillende milieuthema's. Één van deze thema's is veiligheid. Dit thema bevat twee aspecten. Ten eerste bestaat er vermindering van de directe veiligheid voor personen en ten tweede kan de leveringszekerheid van infrastructurele werken worden aangetast. Aantasting van de leveringszekerheid kan een veiligheidsoverweging zijn omdat schade aan grote infrastructurele werken voor maatschappelijke ontwrichting kan zorgen en tot slachtoffers kan leiden. Om inzicht te krijgen in hoeverre de vijf voorgestelde opstellingsvarianten van Windpark N33 invloed hebben op het thema veiligheid is een eerste analyse gemaakt van de trefkansen van windturbines op hoogspanningslijnen in de omgeving.

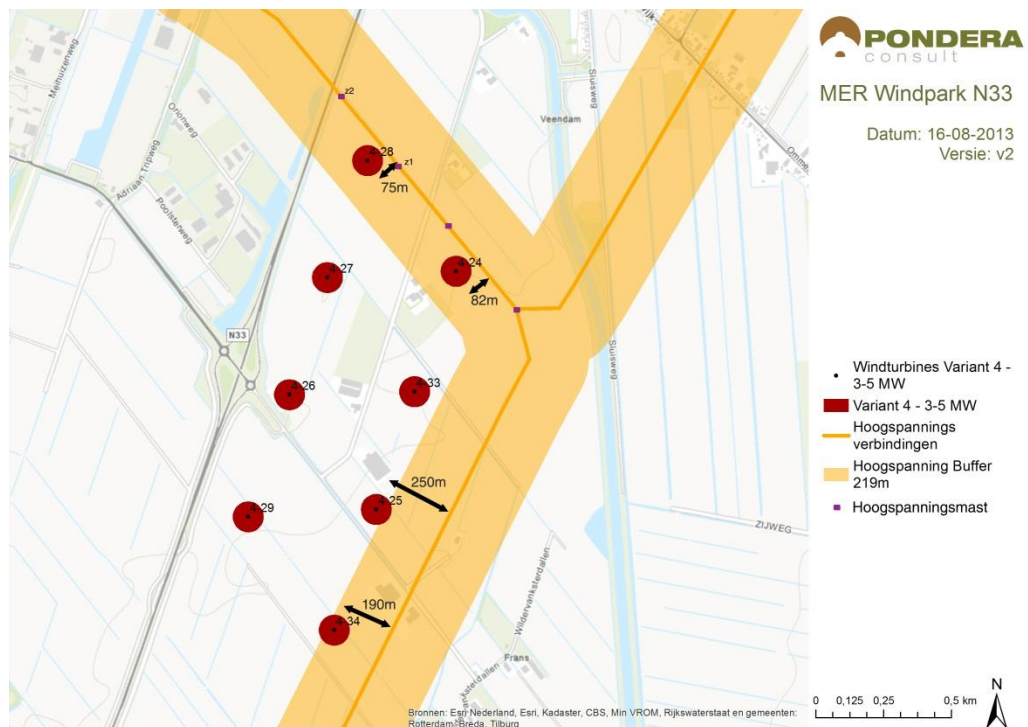
Op de locatie zijn geen gevaren aangetroffen met betrekking tot de directe veiligheid van personen door het raken van een hoogspanningslijn. De trefkansen analyse in deze notitie is dan ook gericht op het bepalen van de risico's voor de leveringszekerheid van de hoogspanningslijn.

In de kaarten in de bijlage is te zien waar hoogspanningslijnen zich ten opzichte van de windturbines van Windpark N33 bevinden. In het zuidelijke deelgebied van Windpark N33 ligt een hoogspanningslijn (zie Figuur 1.1). In Figuur 1.2 is het zuidelijke deelgebied met de meest maatgevende variant weergegeven. De overige varianten zijn te vinden aan het eind van deze notitie.

Figuur 1.1 Overzichtskaart hoogspanningsnet nabij Windpark N33



Figuur 1.2 Variant 4 – Deelgebied Zuid (h.o.h.) afstand tot hoogspanningslijn



Windturbine 4-28 wordt als de maatgevende windturbine gezien doordat deze het dichtste bij is de hoogspanningslijn en een hoogspanningsmast ligt. De trefkans van deze turbine is in detail uitgewerkt. De trefkansen van andere turbines binnen de werpafstand bij nominaal toerental zijn op hoofdlijnen uitgewerkt vanaf pagina 12.

De werpafstanden en de kans op het behalen van een bepaalde werpafstand is bepaald aan de hand van een 'kogelbaanmodel zonder luchtkrachten' zoals beschreven in het Handboek Risicozonering Windturbines 2013 (paragraaf 2.1.1 en 2.1.2). Op basis van de verschillende variabelen zijn de werpafstanden en de kans op deze afstanden bepaald. Hierbij zijn de volgende input gegevens van de REpower 3.2M114 windturbine gebruikt.

- Toerental: 12,1 rpm;
- Ashoogte: 123m;
- Rotordiameter: 114m;
- Bladlengte: 57m;
- Zwaartepunt van blad: op 1/3e van de bladlengte = 19m;
- Het vermogen is 3,2 MW met een IEC klasse tot 'IEC Class IIA';
- Stand van de rotor tijdens breuk: uniform verdeeld over alle mogelijke standen.

De onderstaande formules zijn afkomstig uit het Handboek Risicozonering Windturbines 2013 en vormen de basis van het kogelbaanmodel (zie ook het kader op volgende pagina).

Met de beginvoorwaarden

$$\begin{aligned} x(0) &= R_c \cos \alpha, & y(0) &= 0, & z(0) &= H - R_c \sin \alpha, \\ \dot{x}(0) &= -\Omega R_c \sin \alpha, & \dot{y}(0) &= 0, & \dot{z}(0) &= -\Omega R_c \cos \alpha, \end{aligned} \quad (2.1.2)$$

is de positie van een wegvliegende deel op tijdstip t is gegeven door:

$$\begin{aligned} x(t) &= R_c \cos \alpha - \Omega R_c t \sin \alpha \\ y(t) &= 0 \\ z(t) &= H - R_c \sin \alpha - \Omega R_c t \cos \alpha - \frac{gt^2}{2} \end{aligned} \quad (2.1.3)$$

Het tijdstip waarop het zwaartepunt de grond raakt volgt uit $z(t_i) = 0$ en wordt gegeven door

$$t_i = -\frac{\Omega R_c \cos \alpha}{g} + \sqrt{\frac{2}{g} \left(H - R_c \sin \alpha + \frac{\Omega^2 R_c^2 \cos^2 \alpha}{2g} \right)} \quad (2.1.4)$$

Substitutie van (2.1.4) in (2.1.3) geeft voor een bepaald toerental de afgelegde afstand, r , als functie van de azimutoek ten tijde van bladbreuk, ofwel

$$r = \sqrt{x^2 + y^2} = x = h(\alpha; \Omega) \quad (2.1.5)$$

Tevens geldt dat f_{ZWP} alleen afhankelijk is van de afstand tot de windturbine. De kans dat het zwaartepunt van het blad in een cirkelschijf met breedte dr op een afstand r van de turbine terechtkomt, is gegeven door

$$\begin{aligned} f_h(r; \Omega) dr &= P\{r < R < r + dr\} \\ &= P\{h^{-1}(r; \Omega) < \alpha < h^{-1}(r + dr; \Omega)\} \\ &= F_A(h^{-1}(r + dr; \Omega)) - F_A(h^{-1}(r; \Omega)) \end{aligned} \quad (2.1.6)$$

waarbij F_A de cumulatieve verdelingsfunctie is van de azimutoek waarbij bladbreuk optreedt. Met de aanname dat de azimutoek waarbij het blad afbreekt uniform is verdeeld, ofwel

$$f_A(\alpha) = \frac{d}{d\alpha} F_A(\alpha) = \frac{1}{2\pi}, \quad 0 \leq \alpha < 2\pi \quad (2.1.7)$$

geldt nu

$$f_h(r; \Omega) = \frac{1}{2\pi} \frac{d}{dr} h^{-1}(r; \Omega) \quad (2.1.8)$$

Opm: Om de gevogde aanpak te demonstreren is bij bovenstaande afleiding verondersteld dat de functie $h(\alpha; \Omega)$ inverteerbaar is. In het geval van bladbreuk zal dit niet zo zijn, want in het algemeen zal het zwaartepunt vanuit twee verschillende azimutoeken op een bepaalde plek terecht kunnen komen, via de hoge baan of via de lage baan. Bij de numerieke uitwerking zal hiermee rekening moeten worden gehouden.

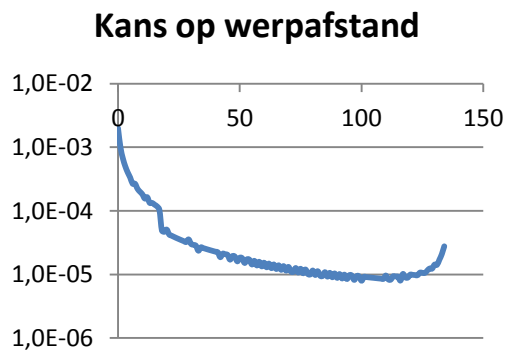
De kansverdelingsfunctie van de positie waar het zwaartepunt van het blad zal inslaan is nu

$$f_{ZWP}(x, y; \Omega) = f_{ZWP}(r; \Omega) = \frac{1}{2\pi r} f_h(r; \Omega) \quad (2.1.9)$$

1.2 Rekengegevens en methode

Het treffen van een hoogspanningsmast kan volgens de berekeningen in het Handboek Risicozonering Windturbines 2013 onderzocht worden. Bijlage C van het handboek geeft een beschrijving van een beknopte berekenmethode.

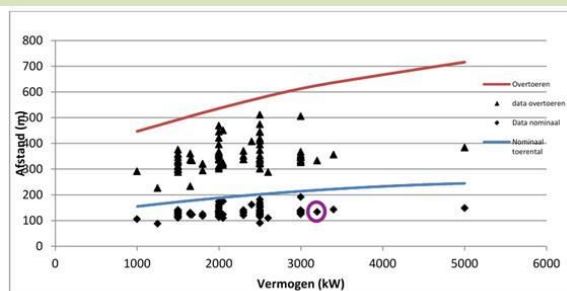
De hoogspanningslijn ligt op 75m (Z_2) van de windturbine (hart tot hart afstand). De dichtstbijzijnde masten liggen op respectievelijk: 124m h.o.h. (Z_1) en 269m.



De werpafstand van een blad bij nominaal toerental is volgens het kogelbaanmodel uit het handboek **136m**. Bladbreek ten tijde van overtoeren heeft een zodanig kleine kans van optreden ($5,0E^{-6}$) dat deze kans niet beschouwd hoeft te worden. De conclusie is dat de raakkans van de mast op 124m afstand en de lijnsegmenten tot op 136m afstand en de lijnsegmenten tot op 136m afstand meegeteld dienen te worden.

Maximale werpafstand bij nominaal toerental

Deze werpafstand is berekend volgens de methodiek van een 'kogelbaanmodel zonder luchtkrachten' zoals aanbevolen in het Handboek Risicozonering Windturbines 2013. De gebruikte formules zijn toegevoegd aan de notitie. De hier gehanteerde werpafstand is aanzienlijk lager dan vermeldt in de generieke tabel in het handboek. Dit klopt inderdaad en het verschil komt omdat de werpafstand specifiek berekend is voor het gebruikte type windturbine en niet uit een generieke schatting komt. Dezelfde specifieke werpafstand is ook te herleiden uit tabel 1 in bijlage B-4 en figuur 5 en 6 in bijlage B-12 in het handboek. In figuur 5 is de REpower3.2M114 met paars omcirkeld. Zoals te zien komt de in deze memo gehanteerde werpafstand overeen met de gebruikte specifieke werpafstand uit het handboek. In onderstaande figuur is de blauwe lijn de bepaling van de generieke werpafstand. Bij windturbines met een hoger vermogen liggen de specifieke werpafstanden een stuk lager dan de generieke werpafstand.



Figuur 6: Maximale werpafstanden van bladen, per vermogenklasse (IECII)

Gecumuleerde kans

Een tweede windturbine langs de hoogspanningslijn (4-24) voegt een eigen risico op het betreffende segment van de hoogspanningslijn toe. De additionele berekening is uitgevoerd in de paragraaf 1.4 'Gecumuleerde kans van maatgevende variant 4'.

Relevante trefkansen

De hoogspanningslijnen kunnen geraakt worden door het afwerpen van gebroken bladdelen en door het omvallen van de mast. Bij het omvallen van de mast wordt een vrije zone aangehouden vanaf de hoogspanningslijn waaronder de locatie van de hoogspanningsmast ook valt. Hierdoor wordt in de analyse van het omvallen van de windturbinemast voor de hoogspanningslijn al rekening gehouden met het mogelijk raken van de hoogspanningsmast op 124m afstand.

Uit het handboek blijkt dat bij vallen van de gondel en gehele rotor deze vlakbij de mast landen (Hoofdstuk 6 uit bijlage C). Voor het berekenen van de trefkansen van personen en objecten door het afvallen van een gondel met rotor of alleen een rotor kan dezelfde aanpak worden gevolgd als voor mastbreuk. De masthoogte wordt voor deze berekening nul verondersteld. Het risicogebied blijft dan beperkt tot een gebied rondom de toren dat gelijk is aan de rotordiameter. Aangezien de hoogspanningslijn buiten de rotordiameter ligt, wordt de kans op vallen van de gondel en gehele rotor buiten beschouwing gelaten.

De totale trefkans van de hoogspanningslijn ter plaatste van windturbine 4-28 bestaat op basis van bovenstaande informatie uit:

$$P_{\text{werp,Hmast}} + P_{\text{werp,lijn}} + P_{\text{mast,lijn}} = P_{\text{totaal}}$$

Met:

$P_{\text{werp,Hmast}}$ = De kans dat de hoogspanningsmast wordt geraakt door een afgeworpen bladdeel.

$P_{\text{werp,lijn}}$ = De kans dat de hoogspanningslijn wordt geraakt door een afgeworpen bladdeel.

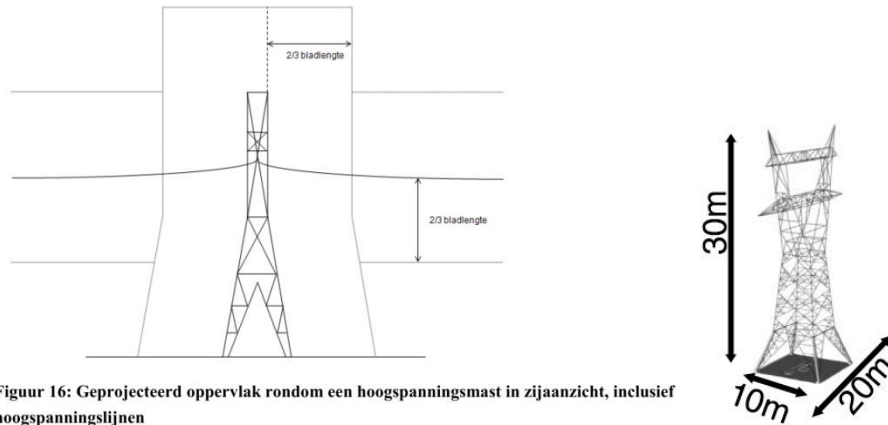
$P_{\text{mast,lijn}}$ = De kans dat de hoogspanningslijn (en mast) worden geraakt door het omvallen van de gehele mast van de windturbine.

Deze kansen zijn hieronder per onderdeel uitgerekend.

1.2.1 Kans op raken van hoogspanningsmast door bladafworp van windturbine (Horizontale benadering)

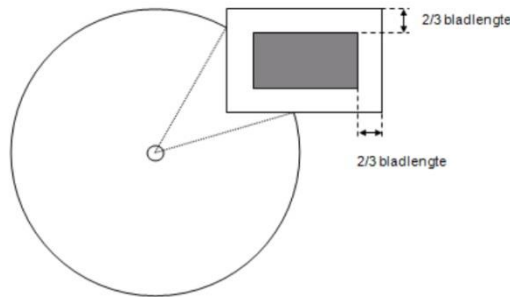
- Aanname: $2/3^e$ van de bladlengte wordt afgeworpen en kan op alle werpafstanden landen (worst case)
- Aanname: Het blad vliegt altijd met de meest nadelige stand ten opzichte van het object en heeft zodoende een loodrecht raakvlak (worst case)
- Aanname: De werprichting is uniform verdeeld over alle mogelijke richtingen
- Aanname: De faalfrequentie op bladafworp is $8,4E^{-4}$ per jaar per turbine (95% betrouwbaarheidspercentage uit handboek)

Hierbij wordt de hoogte en breedte van de mast verlengd met $2/3^e$ bladlengte om rekening te houden met de lengte van een afgebroken onderdeel.



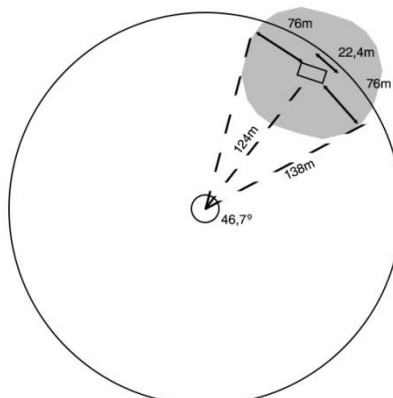
Figuur 16: Geprojecteerd oppervlak rondom een hoogspanningsmast in zijaanzicht, inclusief hoogspanningslijnen

De hoogspanningsmast nabij WT 4-28 is op basis van visuele schatting 20 meter breed, 30 meter hoog en circa 10m lang (Werkelijk: 18,4x28,9x7m). Hierbij ligt de diagonaal van 10 bij 20m loodrecht op de windturbine (diagonaal is 22,4m). Door de afstand tot de windturbine (zie methode handboek) kan de hoogspanningsmast worden benaderd als een horizontaal oppervlak. Dit horizontale oppervlak wordt vergroot met $2/3^e$ van de bladlengte. Hiermee worden worpen waarbij het zwaartepunt naast de hoogspanningsmast landt, maar waarbij mogelijk de mast wel geraakt wordt, ook meegenomen in de analyse van de trefkans.



Figuur 15: Schematische weergave van het effectgebied van bladafworp rondom een windturbine in de nabijheid van een object

De meest dichtstbijzijnde hoek van de hoogspanningsmast is gelegen op 110m van de windturbinemast en de h.o.h. afstand is 124m. De minimale raakafstand is dan $110 - 2/3^e BL = 72m$ en de maximale raakafstand is dan $124 + 0,5 * 22,4 + 2/3^e BL = 174m$. Uit berekeningen van het kogelbaanmodel (zie Handboek risicozonering 2013) kan geconcludeerd worden dat de kans dat een blad, indien afbreken gegeven is, binnen dit gebied valt 47,9% is. Hierna dient er nog rekening mee te worden gehouden dat een blad in alle richtingen kan worden geslingerd.



Hiervoor wordt ervan uitgegaan dat de kans op een bepaalde richting uniform verdeeld is over de mogelijke richtingen van bladwerpen. De hoogspanningsmast plus $2/3^e$ bladlengte neemt maximaal $22,4 + 2 * 2/3^e BL$ meter van de gehele cirkel in beslag. Dit vormt een middelpunt hoek van 46,7 graden vanaf de windturbine waarin de bladen niet mogen worden geworpen. De kans dat een afgebroken bladdeel richting de

hoogspanningsmast wordt geworpen is dan ook: $46,7 / 360 = 13\%$.

De kans op het behalen van de werpafstand maal de kans op de richting van de hoogspanningsmast is de kans gegeven bladafbreuk dat de hoogspanningsmast wordt geraakt. $13\% * 47,9\% = 6,2\%$

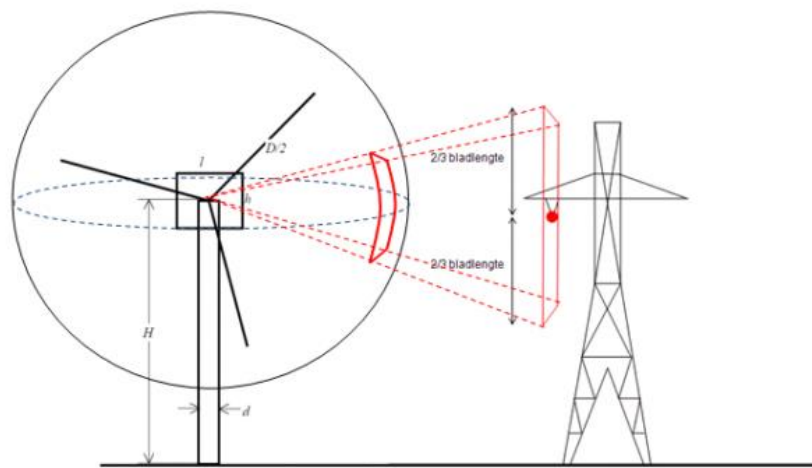
Bij een kans op bladworp van $8,4E^{-4}$ wordt $P_{werp,Hmast} = 8,4E^{-4} * 6,2\% = 5,22E^{-5}$

1.2.2 Kans op raken van hoogspanningslijn door bladafworp van windturbine (Verticale benadering)

- Aanname: $2/3^e$ van de bladlengte wordt afgeworpen en kan op alle werpafstanden landen (worst case)
- Aanname: Het blad vliegt altijd met de meest nadelige stand ten opzichte van het object en heeft zodoende een loodrecht raakvlak (worst case)
- Aanname: De werprichting is uniform verdeeld over alle mogelijke richtingen (in dit geval worst case aangezien de dominante zuidwestelijke windrichting de 'veilige' windrichting is).
- Aanname: De kans op bladafworp is $8,4E^{-4}$ (95% betrouwbaarheidspercentage uit handboek)

Om de kans op het raken van de hoogspanningslijn door bladafworp te bepalen wordt de hoogspanningslijn in segmenten van 10 meter breed opgedeeld. Deze segmenten hebben een hoogte van het onderste tot het bovenste lijnelement + de hoogte van 30 meter van de mast en $2/3^e$ BL aan de bovenkant. Op basis van een visuele inschatting wordt de hoogte van het onderste tot het bovenste lijnelement op circa 10 meter geschat. De beoordelingshoogte van de lijn wordt dan $10 + 30 + 2/3^e$ BL = 78 meter. Omdat ieder lijnsegment steeds verder van de windturbine komt te staan dient de berekening over alle opeenvolgende segmenten te worden uitgevoerd totdat de maximale werpafstand bij nominaal toerental is bereikt. De berekening van het eerste segment staat hieronder beschreven.

De afstand van de windturbine tot aan het lijnsegment is 75 meter van hart tot hart. Rekening houdend dat de lijnen aan de buitenkant van de hoogspanningsmast hangen dient hier nog 10m vanaf te worden getrokken. De onderstaande figuur visualiseert hoe de berekening plaatsvindt.



Figuur 18: Schematische beschouwing van hoogspanningslijnen

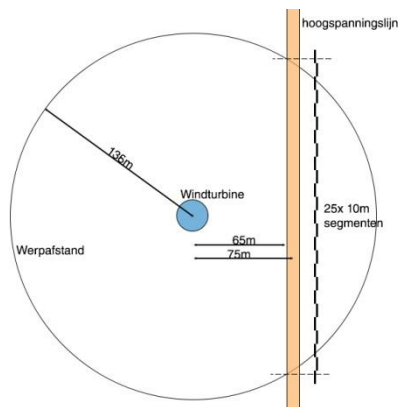
De hoekfractie waarbinnen het lijnsegment kan worden geraakt, wordt bepaald door:

Horizontale hoekfractie: $\frac{1}{2\pi} \times \frac{\text{breedte}}{\text{afstand}} = \frac{1}{2\pi} \times \frac{10}{65} = 0,024$

Verticale hoekfractie: $\frac{1}{2\pi} \times \frac{\text{hoogte}}{\text{afstand}} = \frac{1}{2\pi} \times \frac{78}{65} = 0,191$

De totale kans dat dit 1^e segment wordt geraakt, is een vermenigvuldiging van deze fracties:

$$0,024 \times 0,191 = 4,7E^{-3}$$



Het middelpunt van het tweede segment ligt op een afstand van $\sqrt{65^2 + 10^2} = 65,8\text{m}$ van de windturbine. De bijbehorende hoekfracties zijn $\frac{1}{2\pi} \times \frac{10}{65,8} = 0,024$ en $\frac{1}{2\pi} \times \frac{78}{65,8} = 0,189$ wat de totale raakkans van dit 2^e segment tot $4,6E^{-3}$ brengt.

In totaal bevinden zich 25 segmenten van 10m van de lijn zich binnen de contour van de maximale werpafstand bij nominaal toerental (136m) (zie begeleidend figuur).

De totale kans wordt hiermee: $6,5E^{-2}$ gegeven bladbreuk.

Bij een kans op bladworp van $8,4E^{-4}$ wordt $P_{\text{werp,lijn}} = 8,4E^{-4} * 6,5E^{-2} = 5,47E^{-5}$

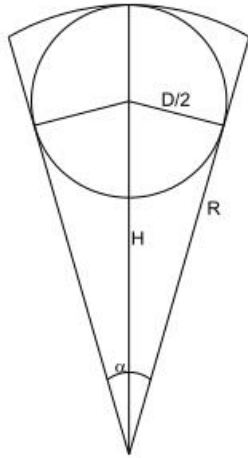
1.2.3 Kans op raken van hoogspanningslijn door omvallen van de mast van windturbine

- Aanname: Kans op mastfalen = Gehele mast valt om (worst case)
- Aanname: De richting van het vallen van de mast is uniform verdeeld over alle richtingen
- Aanname: De kans op mastfalen is $1,3E^{-4}$ (95% betrouwbaarheidspercentage uit handboek)

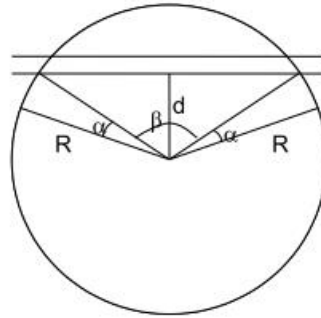
Noot faalkans van de mast:

De gebruikte faalkans voor de mast in deze rapportage is gebaseerd op een volledige stalen mast. ($1,3E^{-4}$) Moderne windturbines van een grote zoals beschreven in deze rapportage (123m as) hebben vaak een hybride mast bestaande uit beton en staal of een volledig betonnen mast. Een mast van beton kan niet knikken en heeft zodoende een veel kleinere faalkans. Doordat deze masten zo modern zijn, zijn er nog niet veel faalgegevens bekend. Van de volledig betonnen Enercon E-126 mast is de faalkans ongeveer $1E^{-6}$. Dit zou ervoor zorgen dat het risico van mastfalen aanzienlijk lager is dan hier beschreven.

Voor het omvallen van de mast wordt gekeken in welke richting de mast niet mag vallen. Dit zijn alle richtingen waar de hoogspanningslijn loopt plus een afstand van de bladlengte.



Figuur 12: Windturbine gemodelleerd als cirkelsegment



Figuur 11: Turbine in aanraking met infrastructuur

De hoogspanningslijn loopt door een cirkel van 360 graden. Hiervan neemt deze lijn een deel van de cirkel in beslag waarheen de mast niet mag vallen. De hoek die de lijn in beslag neemt komt uit de volgende formule uit het handboek risicozonering 2013:

$$= P_{nb} \cdot \frac{1}{2\pi} \left[2 \cdot \cos^{-1} \left(\frac{d}{H + D/2} \right) + 2 \cdot \sin^{-1} \left(\frac{D/2}{H} \right) \right]$$

waarbij

d : Afstand tussen turbine en de infrastructuur [m]

P_{nb} : Kans op mastbreuk [1/jaar]

De uitkomst is 193 graden. Hierbij is een d aangehouden van $75\text{m} - 10\text{m} = d$. Gegeven een uniforme valrichtingverdeling is de kans dat de mast hierheen valt $193/360 = 53,6\%$. De kans op falen van de mast is $1,3\text{E}^{-4}$.

Bij een kans op falen van de mast van $1,3\text{E}^{-4}$ wordt $P_{\text{mast,lijn}} = 1,3\text{E}^{-4} * 0,536 = 6,97\text{E}^{-5}$

noot Omdat het traject van de hoogspanningslijn overlapt met de hoogspanningsmast is met bovenstaande kans het mogelijke vallen tegen de hoogspanningsmast meegenomen.

noot Bij een deels betonnen mast is de faalkans circa 1E^{-5} . De faalkans van de mast is dan: $5,36\text{E}^{-6}$.

1.3 Totale kans op raken hoogspanningslijn bij windturbine 4-28 op 75m

De kansen afkomstig van de individuele faalscenario's zijn:

- $P_{\text{werp,Hmast}} = 5,22\text{E}^{-5}$
- $P_{\text{werp,lijn}} = 5,47\text{E}^{-5}$
- $P_{\text{mast,lijn}} = 6,97\text{E}^{-5}$

De totale kans op het raken van de hoogspanningslijn is dan $(5,22+5,47+6,97) \times 10^{-5} = 1,77 \times 10^{-4}$ Dit staat gelijk aan een kans per jaar van eens in de 5600 jaar.

noot Bij een deels betonnen mast is de faalkans circa 1×10^{-5} . De totale trefkans is dan: $1,12 \times 10^{-4}$

1.4 Gecumuleerde kans van maatgevende variant 4

Omdat ook windturbine 4-24 zich binnen de werpafstand bij nominaal toerental van de hoogspanningslijn bevindt, dient rekening gehouden te worden met het gecumuleerde risico. Hiervoor wordt de uitkomst in paragraaf 1.3 van windturbine 4-28 opgeteld bij de trefkans van windturbine 4-24. De berekening hiervan is te vinden op pagina 13.

Trefkans windturbine 4-24 = $1,61 \times 10^{-4}$

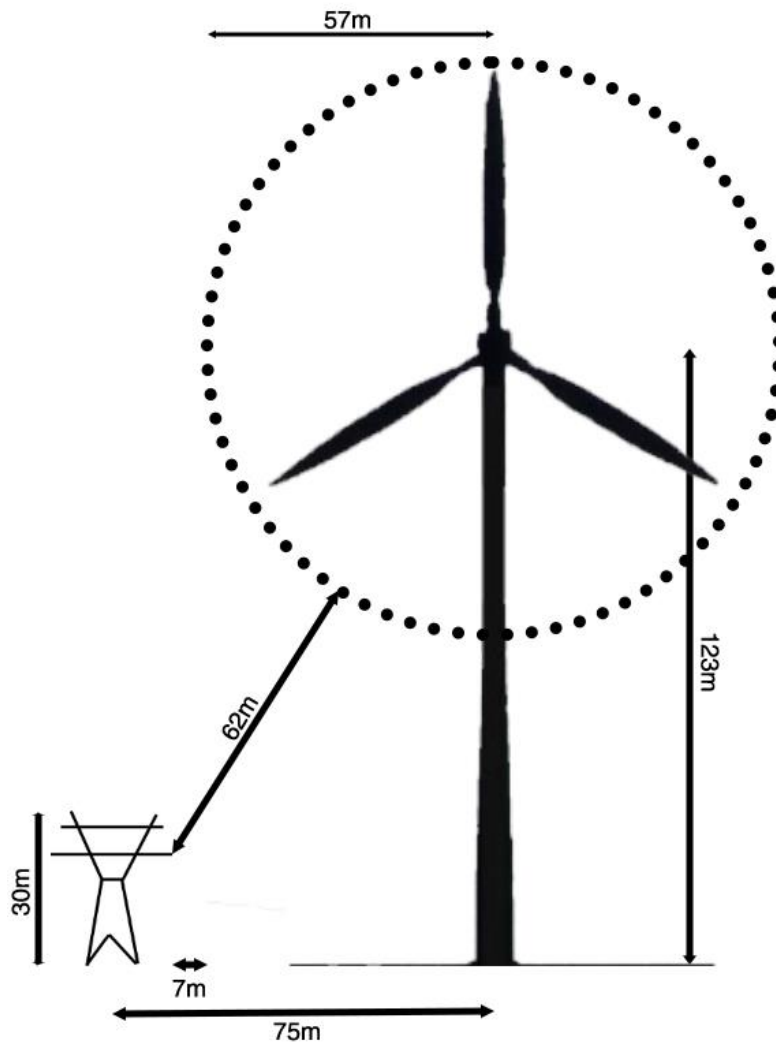
Trefkans windturbine 4-28 = $1,64 \times 10^{-4}$

De gecumuleerde trefkans op het hoogspanningslijn-traject is $(1,61 + 1,64) \times 10^{-4} = 3,25 \times 10^{-4}$. Dit komt ongeveer overeen met een kans van eens in de 3000 jaar.

1.5 Onderhoud

Voor onderhoud aan de hoogspanningslijnen is een breedte aan beide zijde van de hoogspanningslijnen benodigd van minstens 5 meter, volgens de brochure van TenneT genaamd "Veiligheidsvoorschriften – Voor werken in de nabijheid van bovengrondse hoogspanningsverbindingen beheerd door TenneT TSO B.V." van december 2010. De tip van de rotor bevindt zich hemelsbreed minimaal op 7 meter van de hoogspanningslijn. De hoogte van de windturbines is echter zodanig dat er een veel grotere vrije ruimte tot de hoogspanningslijn is. Dit is weergegeven in onderstaande figuur. Op basis van deze afstanden zal het onderhoud aan de hoogspanningslijnen niet gehinderd worden door de aanwezigheid van de windturbines.

Figuur 1.3 Afstanden bij onderhoud hoogspanningslijnen*

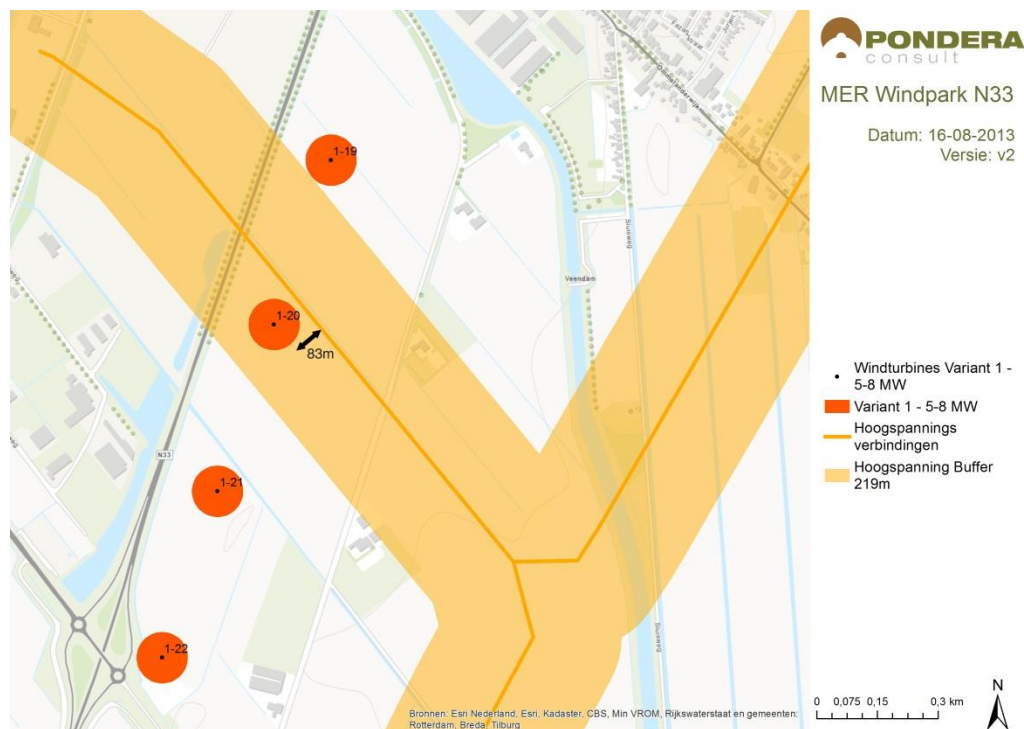


* De dichtstbijzijnde hoogspanningsmast staat daadwerkelijk op 124m afstand, in dit figuur is als weergave de afstand tot de dichtstbijzijnde hoogspanningslijn genomen.

BIJLAGE – OVERIGE BEREKENINGEN WINDTURBINES

Variant 1

Figuur 1.4 Variant 1 – Deelgebied Zuid (h.o.h.) afstand tot hoogspanningslijn



Voor variant 1 is de afstand tot de hoogspanningslijn van hart tot hart 83m. Variant 1 bestaat uit Enercon E-126 windturbines met een ashoogte van 135m en een rotordiameter van 127m. De bladlengte is 59,4m, en het zwaartepunt wordt gesteld op $\frac{1}{3} \cdot 59,4 = 19,8\text{m}$. Het toerental is 12 tpm. Uit de berekeningen van de maximale werpafstand bij nominaal toerental volgt een waarde van 148m.

Het dichtstbijzijnde onderdeel van de hoogspanningsmast staat op 170m afstand en de eerstvolgende hoogspanningsmast staat op 208,7m. Op een afstand van $148 + \frac{2}{3} \cdot 59,4 = 177,7\text{m}$ kan de hoogspanningsmast niet langer geraakt worden door het werpen van een bladdeel.

Kans op raken hoogspanningsmast bij bladafworp

De minimale raakafstand tot de hoogspanningsmast is $170\text{m} - \frac{2}{3} \cdot 59,4 = 130,4\text{m}$.

De maximale raakafstand tot de hoogspanningsmast is groter dan de maximale werpafstand bij nominaal toerental en bedraagt 235m.

De kans dat de bladafworp land op een afstand tussen de 130,4m en 235m bedraagt 21,4%.

De richting van de bladafworp mag zich niet bevinden in een middelpuntshoek van 33,7 graden.

De kans dat in deze richting wordt geworpen is $\frac{33,7}{360} = 9,4\%$. De totale kans van het raken van de hoogspanningsmast bedraagt dan $0,214 \cdot 0,094 = 0,020$. Vermenigvuldigd met de kans

op optreden van bladafworp bedraagt de kans van het raken van de mast door afworp van een blad $8,4 \cdot 10^{-4} \cdot 0,020 = 1,68 \cdot 10^{-5}$.

Kans op raken hoogspanningslijn bij bladafworp

Het eerste segment ligt op een afstand van 83m h.o.h. Dit is een raakafstand van $83\text{m} - 10 = 73\text{m}$. Er bevinden zich 27 segmenten van 10m binnen de werpafstand van 148m. De toetsingshoogte van de hoogspanningslijn is $10\text{m} + 30\text{m} + \frac{2}{3} \cdot 59,4 = 79,6\text{m}$. De gecumuleerde raakkans van alle segmenten (minus het segment ter plaatse van de hoogspanningsmast) bedraagt 5,8%. De raakkans van de hoogspanningslijn door bladafworp wordt dan $4,88 \cdot 10^{-5}$.

Kans op raken hoogspanningslijn bij vallen van de mast

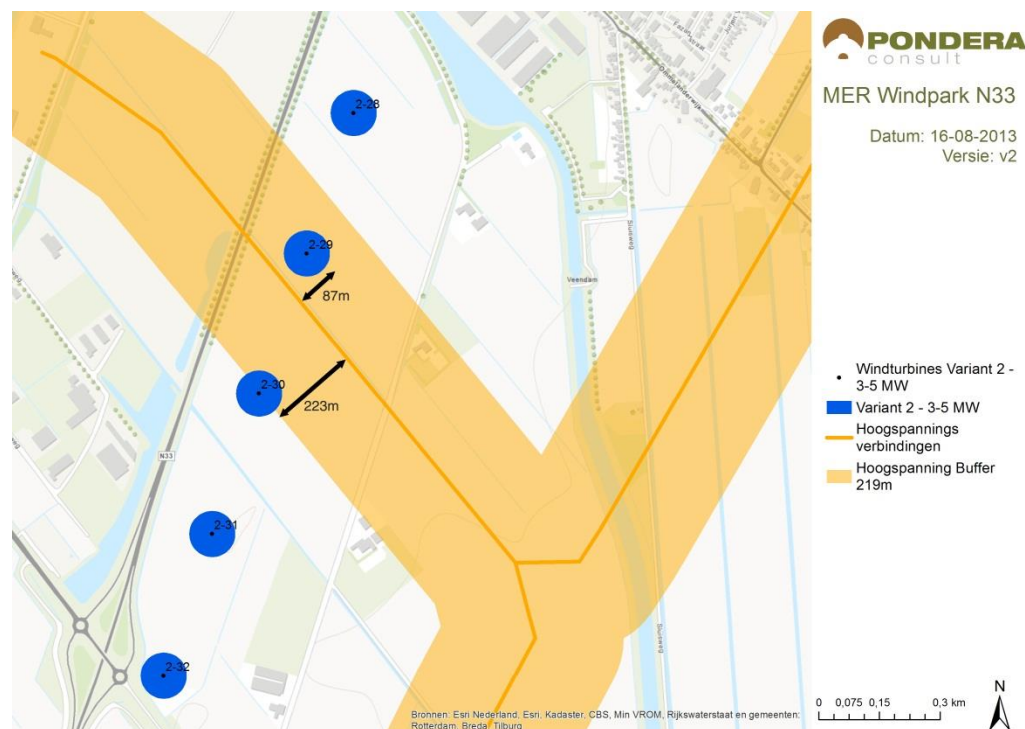
De totale masthoogte bedraagt 198,5m. De afstand tot de hoogspanningslijn bedraagt 73m. De niet-acceptabele valhoek van de windturbinemast bedraagt dan volgens de formule 193 graden. De bijbehorende kans op vallen in deze richting is 53,7%. De kans van het raken van de hoogspanningslijn en mast bedraagt hiermee $6,99 \cdot 10^{-5}$.

Gecumuleerde kans Variant 1

De kansen bij elkaar opgeteld leidt tot een trefkans van de gehele hoogspanningslijn van $1,35 \cdot 10^{-4}$. De optredende verwachtingskans is eens in de 7250 jaar.

Variant 2

Figuur 1.5 Variant 2 – Deelgebied Zuid (h.o.h.) afstand tot hoogspanningslijn.



Voor variant 2 is de afstand tot de hoogspanningslijn van hart tot hart 87m. Variant 2 bestaat uit REpower3.2M114 windturbines met een ashoogte van 123m en een rotordiameter van 114m. De bladlengte is 57m, en het zwaartepunt wordt gesteld op $\frac{1}{3} \cdot 57 = 19\text{m}$. Het toerental is 12

tpm. Uit de berekeningen van de maximale werpafstand bij nominaal toerental volgt een waarde van 136m.

Het dichtstbijzijnde onderdeel van een hoogspanningsmast staat op 126m (rand) en de eerstvolgende hoogspanningsmast staat op 250m. Op een afstand van $136 + 2/3 * 57 = 174\text{m}$ kan de hoogspanningsmast niet langer geraakt worden door het werpen van een bladdeel.

Kans op raken hoogspanningsmast bij bladafwerp

De minimale raakafstand tot de hoogspanningsmast is $126\text{m} - 2/3 * 57 = 88\text{m}$.

De maximale raakafstand tot de hoogspanningsmast is 186m en is groter dan de maximale werpafstand bij nominaal toerental.

De kans dat de bladafwerp land op een afstand tussen de 88m en 186m bedraagt 39,3%.

De bladafwerp mag niet in de richting geworpen worden van de hoogspanningsmast met een middelpuntshoek van 45,9 graden. De kans dat in deze richting wordt geworpen is $45,9/360 = 12,8\%$. De totale kans van het raken van de hoogspanningsmast bedraagt dan $0,393 * 0,128 = 0,050$. Vermenigvuldigd met de kans op optreden van bladafwerp bedraagt de kans van het raken van de mast door afwerp van een blad $8,4 * 10^{-4} * 0,050 = 4,21 \cdot 10^{-5}$.

Kans op raken hoogspanningslijn bij bladafwerp

Het eerste segment ligt op een afstand van 88m h.o.h. Dit is een raakafstand van $88\text{m} - 10 = 78\text{m}$. Er bevinden zich 25 segmenten van 10m binnen de werpafstand van 141m. De toetsingshoogte van de hoogspanningslijn is $10\text{m} + 30\text{m} + 2/3 * 57 = 78\text{m}$. De gecumuleerde raakkans van alle segmenten (minus het segment ter plaatse van de hoogspanningsmast) bedraagt 5,01%. De raak kans van de hoogspanningslijn door bladafwerp wordt dan $4,21 \cdot 10^{-5}$.

Kans op raken hoogspanningslijn bij vallen van de mast

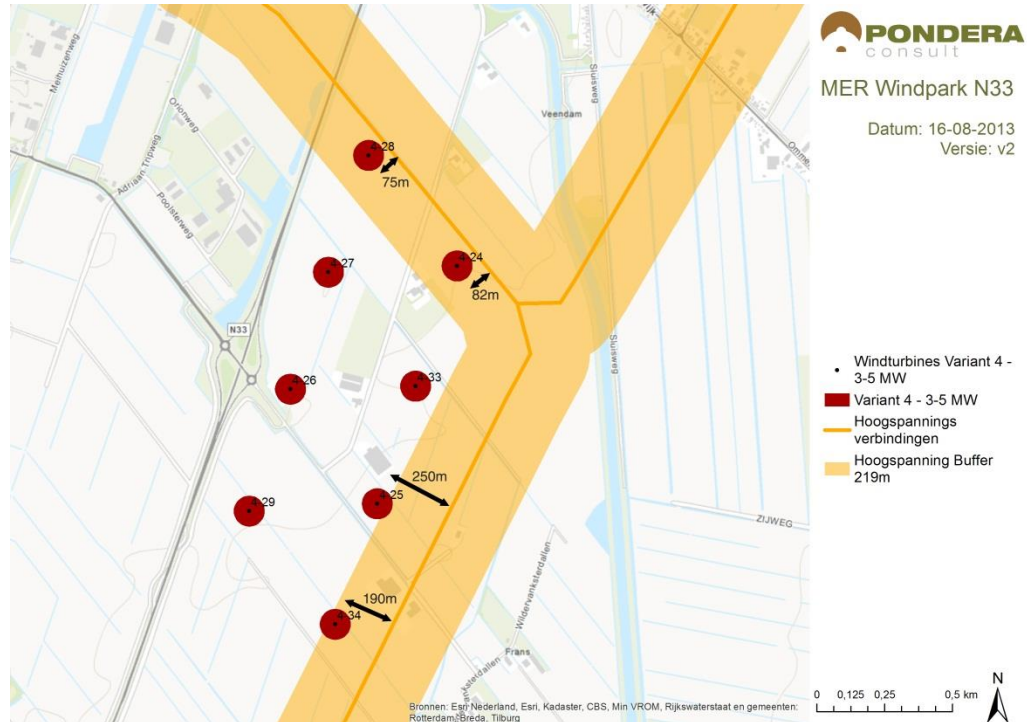
De totale masthoogte bedraagt 180m. De afstand tot de hoogspanningslijn bedraagt 76,8m. De niet-acceptabele valhoek van de windturbinemast bedraagt dan volgens de formule 184 graden. De bijbehorende kans op vallen in deze richting is 51%. De kans van het raken van de hoogspanningslijn en mast bedraagt hiermee $6,64 \cdot 10^{-5}$.

Gecumuleerde kans Variant 2

De kansen bij elkaar opgeteld lijdt tot een trefkans van de gehele hoogspanningslijn door variant 2 van $1,51 \cdot 10^{-4}$. De optredende verwachtingskans is eens in de 6500 jaar.

Variant 4

Figuur 1.6 Variant 4 – Deelgebied Zuid (h.o.h.) afstand tot hoogspanningslijn



Voor variant 4 WT 4-24 is de afstand tot de hoogspanningslijn van hart tot hart 82m. Variant 4 bestaat uit REpower3.2M114 windturbines met een ashoogte van 123m en een rotordiameter van 114m. De bladlengte is 57m, en het zwaartepunt wordt gesteld op $1/3 \cdot 57 = 19m$. Het toerental is 12 tpm. Uit de berekeningen van de maximale werpafstand bij nominaal toerental volgt een waarde van 136m.

Het dichtstbijzijnde onderdeel van een hoogspanningsmast staat op 120m (rand) en de eerstvolgende hoogspanningsmast staat op 256m. Op een afstand van $136 + 2/3 \cdot 57 = 174m$ kan de hoogspanningsmast niet langer geraakt worden door het werpen van een bladdeel.

Kans op raken hoogspanningsmast bij bladafworp

De minimale raakafstand tot de hoogspanningsmast is $120m - 2/3 \cdot 57 = 82m$.

De maximale raakafstand tot de hoogspanningsmast is groter dan de maximale werpafstand bij nominaal toerental en bedraagt 181m.

De kans dat de bladafworp land op een afstand tussen de 82m en 181m bedraagt 42,5%.

De bladafworp mag niet in de richting geworpen worden van de hoogspanningsmast met een middelpuntshoek van 45,9 graden. De kans dat in deze richting wordt geworpen is $45,9/360 = 12,8\%$. De totale kans van het raken van de hoogspanningsmast bedraagt dan $0,425 \cdot 0,128 = 0,054$. Vermenigvuldigt met de kans op optreden van bladafworp bedraagt de kans van het raken van de mast door afworp van een blad $8,4 \cdot 10^{-4} \cdot 0,054 = 4,56 \cdot 10^{-5}$.

Kans op raken hoogspanningslijn bij bladafworp

Het eerste segment ligt op een afstand van 82m h.o.h. Dit is een raakafstand van $82\text{m} - 10 = 72\text{m}$. Er bevinden zich 25 segmenten van 10m binnen de werpafstand van 141m. De toetsingshoogte van de hoogspanningslijn is $10\text{m} + 30\text{m} + \frac{2}{3} * 57 = 78\text{m}$. De gecumuleerde raakkans van alle segmenten (minus het segment ter plaatse van de hoogspanningsmast) bedraagt 5,62%. De raak kans van de hoogspanningslijn door bladafworp wordt dan $4,72^{\text{E}}-5$.

Kans op raken hoogspanningslijn bij vallen van de mast

De totale masthoogte bedraagt 180m. De afstand tot de hoogspanningslijn bedraagt 72m. De niet-acceptabele valhoek van de windturbinemast bedraagt dan volgens de formule 188 graden. De bijbehorende kans op vallen in deze richting is 52,2%. De kans van het raken van de hoogspanningslijn en mast bedraagt hiermee $6,79^{\text{E}}-5$.

Gecumuleerde kans Variant 2 WT 4-24

De kansen bij elkaar opgeteld leiden tot een trefkans van de gehele hoogspanningslijn door windturbine WT 4-24 van $1,61^{\text{E}}-4$. De optredende verwachtingskans is eens in de 6200 jaar. Voor de gehele hoogspanningslijn dient hier de kans van WT 4-28 nog te worden opgeteld.

BIJLAGE 8C

ANALYSE EXTERNE VEILIGHEID VKA



709016
22-01-2016

VKA NOTITIE EXTERNE
VEILIGHEID
WINDPARK N33

RWE, Yard Energy en
Blaaswind

Definitief v3

INHOUDSOPGAVE

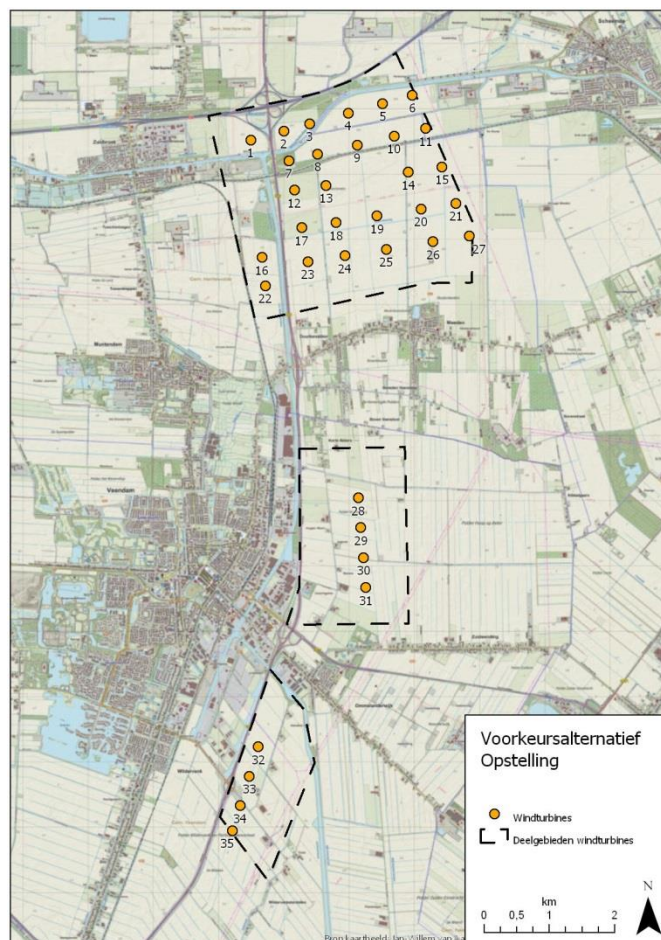
1	Inleiding	1
2	Identificatie van objecten	2
2.1	Gebouwen (Kwetsbare en beperkt kwetsbare objecten)	3
2.2	Infrastructurele werken	3
2.3	Ondergrondse buisleidingen	3
2.4	Bovengrondse installaties en inrichtingen	3
2.5	Hoogspanningsnetwerk	4
2.6	Dijklichamen en waterkeringen	4
3	Effecten op Infrastructurele werken	5
3.1	Wegen	5
3.2	Vaarwegen	6
3.3	Spoorwegen	6
4	Effecten op ondergrondse buisleidingen van de Gasunie	8
5	Effecten op bovengrondse installaties van de Gasunie	10
6	Effecten op ondergrondse buisleidingen en bovengrondse installaties van de NAM	15
7	Effecten op Bovengrondse hoogspanningsinstallaties van TenneT	22
8	Effecten op de veiligheid van waterkeringen	25
8.1	Locatie initiatief	25
8.2	Effectafstanden met betrekking tot veiligheid	29
8.3	Eigenschappen waterkeringen	29
8.4	Voorbeeldberekening windturbine 3	29
8.5	Cumulatieve effecten gehele Windpark	30
8.6	Samenvatting	31

1 INLEIDING

Voor het onderwerp externe veiligheid zijn aanvullende berekeningen uitgevoerd die inzicht geven in de hoogte van mogelijke veiligheidsrisico's die ontstaan door plaatsing van windturbines in de opstelling van het voorkeursalternatief. Het voorkeursalternatief is qua opstellingsposities anders als de huidige onderzochte zes varianten. In deze notitie worden de definitieve berekeningen uitgevoerd met de eigenschappen van het voorkeursalternatief met zowel de gelijke uitgangspunten als de onderzochte varianten uit het MER als een doorkijk naar het toepassen van grotere afmetingen. Er is een identificatieafstand gebruikt om te analyseren welke objecten beschouwd dienen te worden. Op basis van de opstelling van het VKA zijn geen nieuwe objecten geïdentificeerd. De totstandkoming van de identificatieafstand staat vermeld in 'Bijlage 8a / Aanvullende notitie externe veiligheid Windpark N33' van 24 juli 2015. Voor de berekeningen in dit document is aangesloten bij de uitgangspunten uit het handboek risicozonering windturbines 2014 (v3.1) waarbij de berekeningen voornamelijk gebaseerd zijn op Bijlage C van het handboek. De methodieken volgen tevens de berekeningen uit 'Bijlage 8a / Aanvullende notitie externe veiligheid Windpark N33'

De VKA opstellingsvariant is weergegeven in Figuur 1.1:

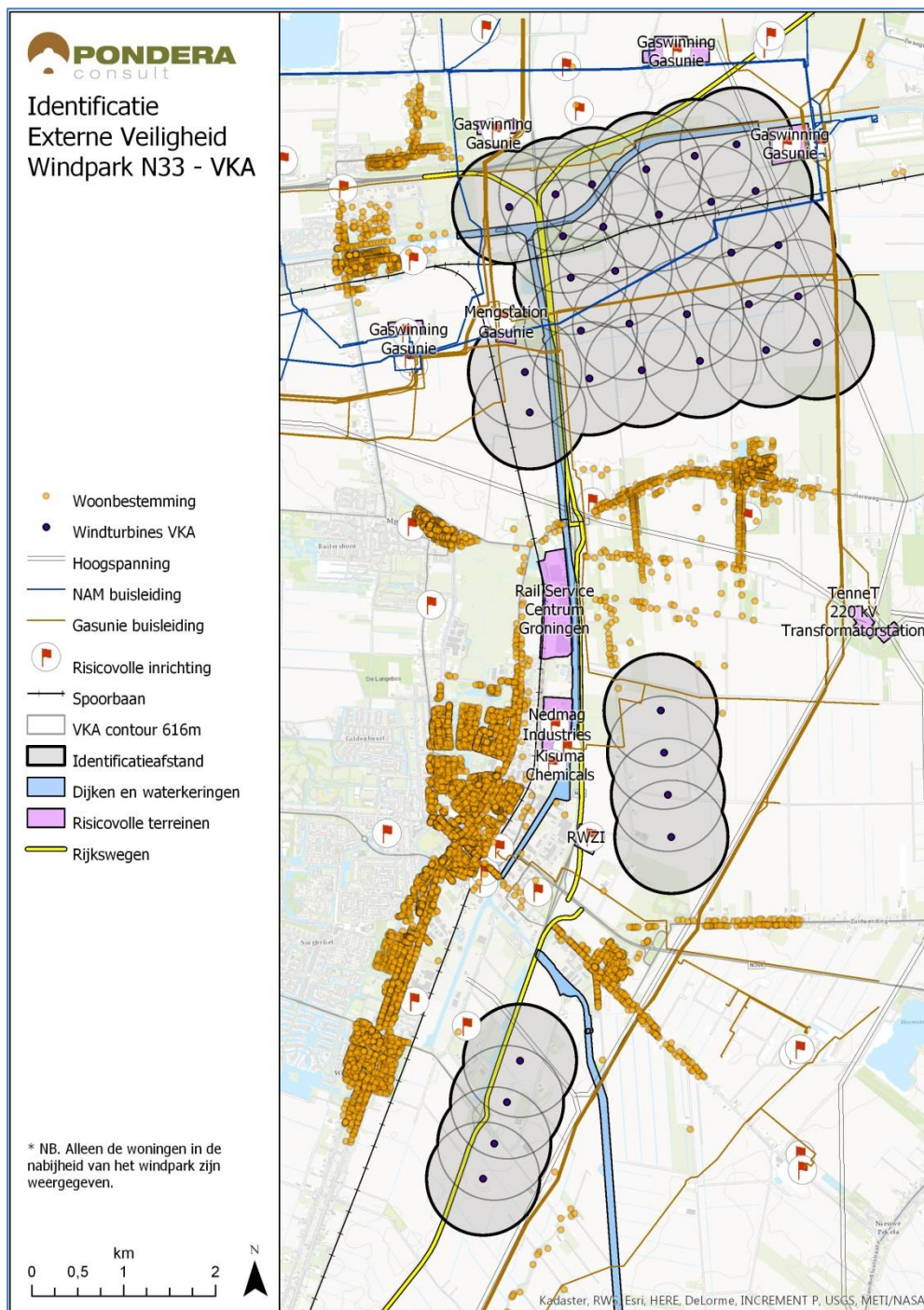
Figuur 1.1 Voorkeursalternatief Windpark N33



2 IDENTIFICATIE VAN OBJECTEN

In dit hoofdstuk worden kort de objecten die beoordeeld dienen te worden voor het onderwerp Externe Veiligheid benoemd. De objecten worden geïdentificeerd aan de hand van de identificatieafstand van 616 meter. Dit is weergegeven in onderstaand figuur.

Figuur 2.1 Identificatie van objecten bij het voorkeursalternatief (VKA)



2.1 Gebouwen (Kwetsbare en beperkt kwetsbare objecten)

Er zijn enkele gebouwen aanwezig binnen de identificatieafstand. Er zijn echter geen kwetsbare objecten aanwezig binnen de tiphoogte of binnen de maximale werpafstand van een voorbeeldwindturbine aanwezig. Tevens zijn er geen beperkt kwetsbare objecten aanwezig binnen een afstand van een halve rotordiameter tot de windturbines. Nader onderzoek is niet benodigd.

2.2 Infrastructurele werken

2.2.1 Wegen

De snelweg A7 is gelegen aan de noordkant van het gebied en de rijksweg N33 doorkruist het plangebied. De afstand tot de rand van de snelweg (Afrit N33 naar A7) is minimaal 154 meter bij windturbine 2. Alle overige windturbines bevinden zich op meer dan 200 meter van de rand van de snelweg of de rijksweg N33. De effecten zijn beschouwd in hoofdstuk 3.

2.2.2 Spoorwegen

Er zijn enkele spoorwegen gelegen binnen de identificatieafstand. Dit betreft de spoorweg van Zuidbroek naar Veendam en de spoorweg van Zuidbroek richting Scheemda. Beide spoorwegen zijn in het Basisnet Spoor (geldend vanaf 1 april 2015) aangewezen voor transport van gevaarlijke stoffen. Windturbines 7 tot en met 11 bevinden zich tussen de 95 en 172 meter van de rand van de spoorlijn. De overige windturbines bevinden zich op meer dan 200 meter van de rand van de spoorlijn. De effecten zijn beschouwd in hoofdstuk 3.

2.2.3 Vaarwegen

Binnen de identificatieafstand van de windturbines bevinden zich het A.G. Wildervanckkanaal (meer dan 200 meter) en het Winschoterdiep (meer dan 80 meter). Dit zijn 'groene vaarwegen' en zijn hiermee niet opgenomen in de wetgeving (Basisnet Water) omtrent vervoer van gevaarlijke stoffen. Voor het bouwen in en langs vaarwegen die niet tot het Basisnet Water behoren, gelden louter geredeneerd vanuit externe veiligheid geen beperkingen voor ontwikkelingen. Dit vanwege de geringe omvang van het vervoer van gevaarlijke stoffen over deze vaarwegen en daarmee het beperkte risico voor omwonenden. De effecten zijn beschouwd in hoofdstuk 3.

2.3 Ondergrondse buisleidingen

Er zijn meerdere ondergrondse buisleidingen met een gevaarlijke inhoud van de NAM en van de Gasunie aanwezig binnen de identificatieafstand. De buisleidingen van de Gasunie worden beschouwd in hoofdstuk 4. De buisleidingen van de NAM worden beschouwd in hoofdstuk 6.

2.4 Bovengrondse installaties en inrichtingen

Er zijn meerdere risicovolle bovengrondse installaties en inrichtingen van de Gasunie en de NAM aanwezig binnen de identificatieafstand. Andere bovengrondse installaties en inrichtingen bevinden zich buiten de identificatieafstanden. De effecten zijn beschouwd in hoofdstuk 5 en 7.

2.5 Hoogspanningsnetwerk

Er zijn enkele hoogspanningstracés aanwezig binnen de identificatieafstand. De effecten zijn beschouwd in hoofdstuk 7.

2.6 Dijklichamen en waterkeringen

De effecten op waterkeringen en dijklichamen zijn beschouwd in hoofdstuk 8.

3 EFFECTEN OP INFRASTRUCTURELE WERKEN

Rijkswaterstaat verleent vergunning voor de plaatsing van een windturbine nabij wegen wanneer een windturbine is geplaatst op eigendommen van Rijkswaterstaat of indien rotoroverslag over de rand van de weg plaats vind. In het voorkeursalternatief van het MER Windpark N33 is er geen sprake van rotoroverslag over een rijksweg. Indien de windturbines niet op het eigendom van Rijkswaterstaat worden geplaatst maar wel in de nabijheid van een rijksweg, verzoekt Rijkswaterstaat het bevoegde gezag rekening te houden met de afstanden zoals in de beleidsregel zijn vermeld. De normen voor het Individueel Passanten Risico (IPR) en Maatschappelijk Risico (MR) mogen na plaatsing van de windturbines niet worden overschreden. De maximaal toelaatbare waarden bedragen een IPR van 10^{-6} per jaar en een MR van 2×10^{-3} per jaar. Volgens het handboek risicozonering windturbines 2014 (v3.1) is berekening van deze waarden benodigd indien de windturbines zijn geplaatst binnen een afstand van de werpafstand bij nominaal toerental.

3.1 Wegen

3.1.1 Berekening IPR

Kans op treffen passant

De rand van de snelweg A7 is gelegen op een afstand van 154 meter van windturbine nummer 2. De rand van de snelweg bevindt zich hiermee buiten de PR 10^{-5} contour van de windturbine. Het optredende plaatsgebonden risico is sowieso lager dan 10^{-5} per jaar.

Aanwezigheidsfractie passant

Voor het bepalen van de aanwezigheidsfractie van een passant op de rijksweg N33 gaan we er van uit dat een individuele passant 8 passages over hetzelfde wegdeel per werkdag maakt. Dit zorgt voor een totaal aantal passages van $260 \times 8 = 2080$ passages per jaar. De trefzone bedraagt een maximale afstand van circa 320 meter rijksweg plus een remweg van 30 meter. Een gemiddelde auto rijdt 70 km/uur op dit wegdeel. De verblijfsduur is circa 18 seconden. De aanwezigheidsfractie per jaar is $18 \times 1 / (24 \times 3600 \times 365) \times 2080$ passages = $1,2 \times 10^{-3}$.

Het worst-case IPR wordt dan $1,2 \times 10^{-3} \times 1,0 \times 10^{-5} = 1,2 \times 10^{-8}$ per jaar. De norm van Rijkswaterstaat bedraagt 1×10^{-6} . Als formule 5.2.3 en 5.2.4 uit bijlage C-33 van het handboek risicozonering windturbines 2014 (v3.1) worden gebruikt dan zal de IPR waarde uitkomen op $1,5 \times 10^{-8}$. Beide benaderingen zijn ruim lager als de IPR norm van RWS van 10^{-6} .

3.1.2 Berekening MR

Het MR kan berekend worden door het IPR per passage te vermenigvuldigen met het aantal passages per jaar op de rijksweg.

Het IPR per passage is $5,7 \times 10^{-12}$ per jaar. Het aantal passages op de nieuwe rijksweg N33 is circa 10,8 miljoen passages. Het MR is dan $6,2 \times 10^{-5}$. Als formule 5.2.3 en 5.2.4 uit bijlage C-33 van het handboek risicozonering windturbines 2014 (v3.1) worden gebruikt dan zal de MR waarde uitkomen op $4,4 \times 10^{-5}$. Beide benaderingen zijn ruim lager als de MR norm van Rijkswaterstaat van 2×10^{-3} .

3.1.3 Berekening gevaarlijk transport

In de Handleiding Risicoanalyse Transport, (versie 1.0 van juni 2014) staat dat de meest veilige vorm van transport van gevaarlijke stoffen een uitstroomfrequentie op een snelweg heeft van $8,4 \times 10^{-9}$ per voertuigkm¹. Dit is een uitstroomfrequentie van $8,4 \times 10^{-12}$ per meter. Het additionele risico afkomstig van de windturbine is maximaal $1,6 \times 10^{-14}$ per meter per passage². Het additionele risico op een rijdend gevaarlijk transport is verwaarloosbaar klein (<1%). Ook indien we rekening houden met de intrinsieke faalkans op volledig falen van een stilstaande gastank van 5×10^{-7} per³ jaar dan zal bij het maximale aantal passages (IPR= $1,5 \times 10^{-8}$) voor een enkele tankwagen de risicotoevoeging kleiner zijn als 3%. Er is geen significante additionele risico voor gevaarlijk transport door plaatsing van de windturbines.

3.2 Vaarwegen

Uitgaande van een trefzone van 350 meter waterweg, een snelheid van 20 km per uur (passeertijd = 63 seconden) en 500 passages per jaar voor een maatgevende passant is het IPR voor een passant op de vaarweg.

$$\frac{63 \text{ seconden} * 500 \text{ passages}}{24 * 365 * 3600} * \text{max. trefkans van } 1 * 10^{-5} = 1 * 10^{-8}$$

Het MR wordt dan, uitgaande van 100 schepen per dag met 4 opvarende:

$$\frac{4 * 100 * 365 * 1 * 10^{-8}}{500} = 2,9 * 10^{-6}$$

De maximaal toelaatbare waarden van IPR = 10^{-6} en MR = 2×10^{-3} worden niet overschreden.

3.3 Spoorwegen

Uitgaande van een trefzone van 320 meter spoorweg plus 80 meter remweg, een snelheid van 60 km per uur (passeertijd = 24 seconden) en 6240 passages per jaar voor een machinist is het IPR maximaal

$$\frac{24 \text{ seconden} * 6240 \text{ passages}}{24 * 365 * 3600} * \text{max. trefkans van } 1 * 10^{-5} = 4,7 * 10^{-8}$$

Het MR wordt dan, uitgaande van 100 treinen per dag en 200 reizigers per trein:

$$\frac{100 * 365 * 4,7 * 10^{-8}}{6240} * 200 \text{ reizigers per trein} = 5,5 * 10^{-5}$$

De maximaal toelaatbare waarden van IPR = 10^{-6} en MR = 2×10^{-3} worden niet overschreden. Ook als de cumulatieve kans wordt uitgerekend van alle vijf de windturbines door bovenstaande waarden met vijf te vermenigvuldigen worden de IPR en MR normwaarden niet overschreden.

Voor gevaarlijk transport op het spoor geldt dat de maximale raak kans op de gehanteerde afstanden voor een vierkante meter 1×10^{-5} bedraagt (Uitgaande van de maximale PR-waarde).

¹ Handleiding Risicoanalyse Transport v1.0, Rijkswaterstaat, 17 juni 2014.

² Uitgaande van een 350 meter lang raaktracé van de rijksweg.

³ Uitgaande van een tankauto met reservoir onder druk volgens Handleiding Risicoberekeningen Bevi versie 3.2 – Module C, juli 2009 van het Rijksinstituut voor Volksgezondheid en Milieu (RIVM).

Een tankwagen met afmetingen van 20 bij 5 meter bevindt zich gedurende 27 seconden binnen de trefzone met een snelheid van 60 km/uur. De kans dat de wagen wordt geraakt is $8,6 \times 10^{-10}$. Dit is circa 0,2% van de intrinsieke faalkans van een dergelijke tankwagon (5×10^{-7})⁴. Een dergelijke risicotoevoeging aan de intrinsieke faalkans wordt als verwaarloosbaar gezien.

⁴ Uitgaande van een ketelwagen met reservoir onder druk volgens Handleiding Risicoberekeningen Bevi versie 3.2 – Module C, juli 2009 van het Rijksinstituut voor Volksgezondheid en Milieu (RIVM).

4 EFFECTEN OP ONDERGRONDSE BUISLEIDINGEN VAN DE GASUNIE

Inleiding

In eerdere overleggen is met betrekking tot de beschrijving en onderzoek naar de effecten van de plaatsing van windturbines nabij ondergrondse buisleidingen van de Gasunie afgesproken om voor de beoordeling van de effecten aan te sluiten bij de uitgangspunten van het Handboek Risicozonering Windturbines (v3.1) (vanaf nu genaamd 'het handboek'). In het handboek staat beschreven dat Gasunie een toetsafstand voor ondergrondse buisleidingen hanteert die gelijk is aan het maximum van de tiphoogte of de werpafstand bij nominaal toerental. Voor windturbines gelegen buiten deze toetsafstand vindt Gasunie, volgens het handboek, het resterende risico voor zijn ondergrondse buisleidingen acceptabel en is verdere berekening niet benodigd.

Bepaling afstand tot ondergrondse buisleidingen van de Gasunie

De ligging van de ondergrondse buisleidingen van de Gasunie is bepaald aan de hand van de laatste informatie afkomstig uit de risicokaart.nl. De gegeven afstanden in deze notitie beschrijven hart tot hart afstanden conform de uitgangspunten in het handboek. De afstanden staan beschreven in Tabel 4.1.

Tabel 4.1 Afstanden tot ondergrondse buisleidingen

Windturbine nummer	Dichtstbijzijnde Buisleiding	Afstand h.o.h.
01	A650 – KR - 008	240 m
02	N508 – 50 - KR - 010	298 m
03	N508 – 50 - KR – 010	231 m
04	N508 – 50 - KR – 009	319 m
05	N508 – 50 - KR – 008	269 m
06	N508 – 50 - KR – 007	202 m
07	n.v.t.	+500 m
08	n.v.t.	+500 m
09	n.v.t. *	+500 m
10	n.v.t.*	+500 m
11	n.v.t.*	+500 m
12	A666 – KR – 016	333 m
13	A666 – KR – 015 *	334 m
14	A666 – KR – 013 *	330 m
15	A666 – KR – 012	333 m
16	A666 – KR – 017	251 m
17	A626 – KR – 002 *	235 m
18	A626 – KR – 003	240 m
19	A626 – KR – 004	239 m
20	A626 – KR – 005	239 m
21	A626 – KR – 006	216 m

22	A509 – KR – 023 – 1	292 m
23	A590 – KR – 004	266 m
24	n.v.t.	+ 500 m
25	n.v.t.	+ 500 m
26	n.v.t.	+ 500 m
27	A661 – KR – 012	206 m
28	A590 – 01 – KR – 001	226 m
29	A590 – 01 – KR – 002	438 m
30	n.v.t.	+ 500 m
31	n.v.t.	+ 500 m
32	n.v.t.	+ 500 m
33	n.v.t.	+ 500 m
34	n.v.t.	+ 500 m
35	n.v.t.	+ 500 m

* NAM buisleiding dichterbij zie notitie "2015 11 06 VKA irt NAM buisleidingen en installaties v3.pdf" van 06-11-2015

Toetsafstand Voorkeursalternatief

De toetsafstand voor het voorkeursalternatief bedraagt het maximum van de tiphoogte of de werpafstand bij nominaal toerental. Uit de praktijk blijkt dat bij de windturbines vanaf de minimale dimensies die in het voorkeursalternatief worden gebruikt (zie kader) de tiphoogte de grootste afstand bedraagt. Voor het voorkeursalternatief is deze tiphoogte vanaf maaiveld vastgelegd op maximaal 200 meter. De maximale toetsafstand bedraagt dan ook 200 meter. Er zijn geen windturbines gelegen binnen deze toetsafstand. Conform de beschrijving in het handboek zijn de risico's voor de ondergrondse buisleiding van de Gasunie door plaatsing van de windturbines hiermee van acceptabel niveau en is verdere analyse niet benodigd.

Kader 4.1 Minimale en maximale afmetingen voorkeursalternatief

Het voorkeursalternatief voor Windpark N33 bevat de volgende maximale en minimale dimensies:

- Maximale tiphoogte vanaf maaiveld = 200 meter
- Maximale ashoogte vanaf maaiveld = 140 meter
- Minimale ashoogte vanaf maaiveld = 115 meter
- Maximale rotordiameter = 130 meter
- Minimale rotordiameter = 110 meter
- Maximale fundatie diameter = 26 meter

Bij windturbines met een rotordiameter groter dan 110 meter en ashoogte van minimaal 115 meter is de nominale rotatiesnelheid zodanig laag dat de tiphoogte een grotere waarde heeft dan de werpafstand bij nominaal toerental. (Het keerpunt zit ongeveer bij rotordiameters van 70 tot 90 meter). De tiphoogte is voor deze type windturbines dus maatgevend.

5 EFFECTEN OP BOVENGRONDSE INSTALLATIES VAN DE GASUNIE

Inleiding

In eerdere overleggen is voor de beschrijving en onderzoek naar de effecten van de plaatsing van windturbines nabij bovengrondse installaties van de Gasunie afgesproken om voor de beoordeling van de effecten aan te sluiten bij de uitgangspunten van het Handboek Risicozonering Windturbines (v3.1, vanaf nu genoemd 'het handboek'). In het handboek staat beschreven dat Gasunie een toetsafstand voor bovengrondse installaties hanteert die gelijk is aan de theoretische werpafstand bij een overtoerensituatie van 2x het nominale toerental. Voor windturbines buiten deze toetsafstand vindt Gasunie, volgens het handboek, het resterende risico voor zijn bovengrondse installaties acceptabel en is verdere berekening niet nodig. Voor overige installaties van derden wordt een gelijke systematiek conform het handboek gehanteerd. Voor windturbines kan eerst berekend worden of de risico's van significante aard (>10%) zijn in vergelijking met de intrinsieke faalfrequentie van het in dit geval te raken object. Indien het additionele risico van de windturbines meer dan 10% bedraagt van de faalfrequentie van het te raken object dan dient een volledige kwantitatieve risicoanalyse (QRA) gemaakt te worden van het te raken object. Hierbij moet rekening gehouden worden met de effecten van de windturbines en dient te worden gekeken of het te raken object nog kan voldoen aan de geldende regelgeving voor dat object.

Dit hoofdstuk dient ter ondersteuning van het milieu effectrapport van Windpark N33 wat gebruik wordt als onderzoek voor het rijksinpassingsplan van Windpark N33 en uiteindelijk voor de beoordeling van de vergunningen. Er wordt in dit hoofdstuk aangesloten bij het handboek risicozonering windturbines (2014) v3.1 waarin wordt aangegeven welke afstanden en effecten voor de Gasunie acceptabel gevonden kunnen worden.

Bepaling afstand tot bovengrondse installaties van de Gasunie

De ligging van de bovengrondse installaties van de Gasunie is in eerste instantie bepaald aan de hand van de laatste informatie afkomstig uit de risicokaart.nl en uit TOP10NL gegevens. Voor de mogelijk toekomstige stikstoffabriek uitbreiding is de terreingrens van de kadaster als maximale afstand aangehouden. De gegeven afstanden in deze notitie bestrijken, tenzij anders vermeld, de afstand van het hart van de windturbine tot aan de rand van het terrein van de

Gasunie. De afstanden staan in Tabel 4.1. Naast de installaties van de Gasunie zijn voor de volledigheid ook de afstanden vermeld tot andere risicovolle installaties in de omgeving.

Tabel 5.1 Afstanden tot bovengrondse installaties

Windturbine nummer	Dichtstbijzijnde installatie van derden - eigenaar	Afstand
01	Hoofd procesinstallatie Uiterburen – NAM	664 m
02	Hoofd procesinstallatie Uiterburen – NAM	786 m
03	12m ³ Propaantank - H. Atzema	813 m
04	12m ³ Propaantank - H. Atzema	969 m
05	Compressorstation Scheemda – Gasunie	859 m
06	Compressorstation Scheemda – Gasunie	359 m
07	Terreingrens toekomstige stikstoffabriek – Gasunie	932 m
08	n.v.t.	+1.000 m
09	n.v.t.	+1.000 m
10	Compressorstation Scheemda – Gasunie	806 m
11	Compressorstation Scheemda – Gasunie	336 m
12	Terreingrens toekomstige stikstoffabriek – Gasunie	513 m
13	Terreingrens toekomstige stikstoffabriek – Gasunie	942 m
14	n.v.t.	+1.000 m
15	Compressorstation Scheemda – Gasunie	880 m
16	Terreingrens toekomstige stikstoffabriek – Gasunie	285 m
17	Terreingrens toekomstige stikstoffabriek – Gasunie	404 m
18	Terreingrens toekomstige stikstoffabriek – Gasunie	938 m
19	n.v.t.	+1.000 m
20	n.v.t.	+1.000 m
21	n.v.t.	+1.000 m
22	Terreingrens toekomstige stikstoffabriek – Gasunie	705 m
23	Terreingrens toekomstige stikstoffabriek – Gasunie	572 m
24	n.v.t.	+1.000 m
25*	n.v.t.*	+1.000 m
26	n.v.t.	+1.000 m
27	n.v.t.	+1.000 m
28	Risicovolle inrichting - Nedmag Industries Mining & Manufacturing	953 m
29	n.v.t.	+1.000 m
30	Biogashouder op RWZI – Waterschap Hunze en Aa's	808 m
31	Biogashouder op RWZI – Waterschap Hunze en Aa's	742 m
32	Parkeren van vervoerseenheden met gevaarlijke stoffen – Transportbedrijf v.d Lee	590 m
33	Parkeren van vervoerseenheden met gevaarlijke stoffen – Transportbedrijf v.d Lee	841 m

Windturbine nummer	Dichtstbijzijnde installatie van derden - eigenaar	Afstand
34	n.v.t.	+1.000 m
35	n.v.t.	+1.000 m

* Op 142 meter afstand van windturbine 25 ligt een meetlocatie van de Gasunie. Op deze locatie wordt geen gas gewonnen, gas opgeslagen of gas getransporteerd. Het is dan ook geen risicovolle inrichting en de effecten op deze inrichting zijn zodoende ook niet opgenomen in deze notitie.

Toetsafstand voorkeursalternatief

In een eerdere analyse⁵ is de maximale effectafstand van de windturbines bepaald op 372 meter op basis van een grote windturbine. De onderzochte windturbine is een Enercon E-126 EP4 op een ashoogte van 135 meter. Deze windturbine beschrijft een worst-case windturbine met maximale afmetingen en de zwaarste gewichten van onderdelen. Omdat de maximale werpafstand sterk afhankelijk is van de specifieke eigenschappen van de windturbine waarbij de combinaties van verschillende eigenschappen de werpafstand sterk kunnen beïnvloeden kan het zijn dat de maximale effectafstand varieert voor nog te ontwikkelen toekomstige windturbines. Effecten op een afstand groter dan 575 meter zijn sowieso uitgesloten op basis van een theoretische worst-case windturbine⁶ die momenteel niet bestaat. Gezien de kleine kans van voorkomen van bladbreuk bij overtoeren, het scenario dat maatgevend is voor de maximale effectafstand (kans van optreden is kleiner dan 5×10^{-6}), zijn de berekende effecten zeer klein en is analyse van de effecten op basis van de referentiewindturbine voldoende voor een goede beoordeling. Twee windturbines bevinden zich binnen de maximale effectafstand van 372 meter van de referentiewindturbine. De effecten van deze twee windturbines zijn in de volgende paragraaf nader onderzocht.

⁵ Zie ook de notitie "Windpark N33 en stikstoffabriek" van 17 september 2015 die in samenspraak met Gasunie is opgesteld. Zie ook de "Gespreksnotitie overleg t.b.v. oplossingsrichtingen effecten WP N33 op geplande stikstoffabriek Gasunie" van 17 september 2015.

⁶ Maximale werpafstand bij 2x nominaal toerental bepaald aan de hand van theoretische worst-case combinatie van eigenschappen: "ashoogte 140 meter, rotordiameter 130 meter, zwaartepunt op 21,67 meter en een extreem 2x nominaal toerental van 30 rpm."

Nadere analyse windturbines binnen toetsafstand

Tabel 5.2 Windturbines en inrichtingen binnen maximale effectafstand van het voorkeursalternatief

Windturbine nummer	Dichtstbijzijnde installatie van derden – eigenaar	Afstand
6	Compressorstation Scheemda – Gasunie	359 m
11	Compressorstation Scheemda – Gasunie	336 m
16	Terreingrens toekomstige stikstoffabriek – Gasunie	285 m

Windturbines 6 en 11

Wanneer in detail wordt gekeken naar de plaatsing van windturbines 6 en 11 en de inrichting van het terrein van Compressorstation Scheemda – Gasunie blijken er geen installaties op de rand van het terrein aanwezig te zijn. Er volgt eerst een groenstrook en een watergang voordat het verharde terrein van het compressorstation start. De afstand tot aan de rand van het verharde terrein bedraagt bij beide windturbines meer dan 400 meter. Dit is groter dan de maximale effectafstand en additionele risico's voor de achterliggende installaties zijn dan ook uitgesloten. De maximale effectafstand van de windturbines en de locatie van het Gasunie compressorstation staan in onderstaand figuur.

Figuur 5.1 Effectafstand tot en indeling van het Gasunie compressorstation



Windturbine 16

Voor windturbine 16 bedraagt de afstand tot de rand van het terrein waar mogelijk een uitbreiding van de stikstoffabriek ontwikkeld gaat plaatsvinden, circa 285 meter. De indeling van het terrein is op het moment van schrijven van deze notitie nog niet definitief bekend. Er heeft overleg plaatsgevonden tussen de ontwikkelaars van de uitbreiding van de stikstoffabriek en de initiatiefnemers van Windpark N33. Op basis van meerdere analyses en

discussie is gebleken dat er voor de huidige positie van windturbine 16 genoeg maatregelen en oplossingsrichtingen mogelijk zijn waarmee de additionele risico's op de stikstoffabriek acceptabel zijn voor de Gasunie. Bij deze oplossingsrichtingen wordt onder meer gekeken naar de indeling van het terrein en de afstanden tot de specifieke installaties van de stikstoffabriek die een risico op de omgeving kunnen veroorzaken. Indien er uit de nadere analyses effect kan optreden dat gemitigeerd moet worden, heeft een van de initiatiefnemers van Windpark N33 (Yard Energy) de bereidheid uitgesproken om gepast Sector Management toe te passen. "Gepast" wil zeggen dat de situatie voorafgaand aan het in bedrijf nemen van de stikstofinstallatie wordt beoordeeld op mogelijke negatieve effecten van de definitief geselecteerde windturbine 16. Indien dan blijkt dat de bedrijfszekerheid en/of de veiligheid van de stikstofinstallatie door de plaatsing van windturbine 16 in het geding kan komen zal Yard Energy dit met sectormanagement op een zodanige wijze mitigeren dat de trefkans van het terrein van Gasunie door een onderdeel van de windturbine wordt gereduceerd tot nul. Het ontstaan van het faalscenario van de windturbine dat leidt tot de toevoeging van een risico aan de stikstofinstallatie bij bladworp bij 2x nominaal toerental wordt met dit sectormanagement zodanig verminderd dat de resterende risico's van niet significante omvang zullen zijn. De gemaakte afspraken en toezeggingen zijn te vinden in de memo "*Gespreksnotitie overleg tbv oplossingsrichtingen effecten WP N33 op geplande stikstoffabriek Gasunie*" van 17 september 2015.

Conform de beschrijving in het handboek zijn de risico's voor de bovengrondse installaties in de omgeving door plaatsing van de windturbines hiermee van acceptabel niveau en is verdere analyse niet benodigd. Ter informatie zijn in onderstaand kader de minimale en maximale afmetingen van het voorkeursalternatief beschreven.

Kader 5.1 Minimale en maximale afmetingen voorkeursalternatief

Het voorkeursalternatief voor Windpark N33 bevat de volgende maximale en minimale dimensies:

- Maximale tiphoogte vanaf maaiveld = 200 meter
- Maximale ashoogte vanaf maaiveld = 140 meter
- Minimale ashoogte vanaf maaiveld = 115 meter
- Maximale rotordiameter = 130 meter
- Minimale rotordiameter = 110 meter
- Maximale fundatie diameter = 26 meter

Op basis van bovenstaande dimensies is de worst-case theoretische effectafstand berekend op maximaal 575 meter. Bij toepassing van een grote referentie windturbine is de maximale effectafstand bepaald op 372 meter.

6 EFFECTEN OP ONDERGRONDSE BUISLEIDINGEN EN BOVENGRONDSE INSTALLATIES VAN DE NAM

Inleiding

In eerdere overleggen over de beschrijving en het onderzoek naar de effecten van de plaatsing van windturbines van Windpark N33 nabij ondergrondse buisleidingen van de NAM is afgesproken om voor de beoordeling van de effecten aan te sluiten bij de uitgangspunten van het Handboek Risicozonering Windturbines (v3.1, vanaf nu genoemd 'handboek'). In het handboek staat dat de Gasunie een toetsafstand voor ondergrondse buisleidingen hanteert, die gelijk is aan het maximum van de tiphoogte of de werpafstand bij nominaal toerental. De NAM heeft aangegeven bij deze beoordeling aan te sluiten. Voor windturbines buiten deze toetsafstand vindt de NAM, volgens het handboek, het resterende risico voor de ondergrondse buisleidingen acceptabel en is verdere berekening niet nodig. Het eerste deel van deze notitie gaat hieronder in op de effecten op buisleidingen, het tweede deel besteed aandacht aan de effecten op bovengrondse installaties van de NAM. Buisleidingen van derden (Gasunie) zijn beschouwd in hoofdstuk 4. Het doel is om voor het inmiddels bepaalde voorkeursalternatief van Windpark N33 dat vastgelegd wordt in het Rijksinpassingsplan en waarvoor diverse vergunningen worden aangevraagd de effecten op de installaties van de NAM inzichtelijk te maken en de uitkomsten te testen aan de uitgangspunten van het handboek.

6.1.1 Deel I – Ondergrondse buisleidingen

Bepaling afstand tot ondergrondse buisleidingen van de NAM

De ligging van de ondergrondse buisleidingen van de NAM is bepaald aan de hand van de laatste informatie afkomstig uit de risicokaart.nl. De gegeven afstanden in deze notitie beschrijven hart op hart (h.o.h.) afstanden conform de uitgangspunten uit het handboek. De afstanden staan in Tabel 4.1. Afstanden groter dan 500 meter zijn niet beschouwd.

Tabel 6.1 Afstanden tot ondergrondse buisleidingen

Windturbine nummer	Dichtstbijzijnde buisleiding	Afstand h.o.h.
01	Aardgasleiding rapportnummer: 58024 – 501040 - 005	383 m
02	n.v.t.	+ 500 m
03	n.v.t.	+ 500 m
04	n.v.t.	+ 500 m
05	n.v.t.	+ 500 m
06	n.v.t.	+ 500 m
07	n.v.t.	+ 500 m
08	n.v.t.	+ 500 m
09	n.v.t.	+ 500 m
10	Aardgasleiding rapportnummer: 58735 – 501014 – 012	201 m
11	Aardgasleiding rapportnummer: 58735 – 501014 – 012	222 m
12	Aardgasleiding rapportnummer: 58371 – 501014 – 008	373 m
13	Aardgasleiding rapportnummer: 58371 – 501014 – 008	206 m
14	Aardgasleiding rapportnummer: 58509 – 501024 – 009	218 m
15	Aardgasleiding rapportnummer: 58509 – 501024 – 009	389 m
16	Aardgasleiding rapportnummer: 58182 – 501024 – 007	455 m
17	Aardgasleiding rapportnummer: 58509 – 501024 – 009	177 m
18	Aardgasleiding rapportnummer: 58509 – 501024 – 009	359 m
19	n.v.t.	+ 500 m
20	n.v.t.	+ 500 m
21	n.v.t.	+ 500 m
22	n.v.t.	+ 500 m
23	n.v.t.	+ 500 m
24	n.v.t.	+ 500 m
25	n.v.t.	+ 500 m
26	n.v.t.	+ 500 m
27	n.v.t.	+ 500 m
28	n.v.t.	+ 500 m
29	n.v.t.	+ 500 m
30	n.v.t.	+ 500 m
31	n.v.t.	+ 500 m
32	n.v.t.	+ 500 m
33	n.v.t.	+ 500 m
34	n.v.t.	+ 500 m
35	n.v.t.	+ 500 m

Toetsafstand voorkeursalternatief

De toetsafstand voor het voorkeursalternatief bedraagt het maximum van de tiphoogte of de werpafstand bij nominaal toerental. Uit de praktijk blijkt dat bij de windturbines vanaf de minimale dimensies die in het voorkeursalternatief worden gebruikt (zie kader) de tiphoogte de grootst mogelijke toetsafstand is. Voor het voorkeursalternatief is deze tiphoogte vanaf maaiveld vastgelegd op maximaal 200 meter. De maximale toetsafstand bedraagt dan ook 200 meter. Er ligt één windturbine binnen deze toetsafstand; nummer 17. Conform de beschrijving in het handboek zijn de risico's voor de overige ondergrondse buisleiding door plaatsing van de windturbines hiermee van acceptabel niveau en is verdere analyse van deze buisleidingen niet nodig. Windturbine nummer 17 bevindt zich binnen de toetsafstand omdat er door een beperkte beschikking over grondposities de windturbine 23 meter is geschoven ten opzichte van de gewenste positie. De effecten worden onderzocht in onderstaande paragrafen.

Analyse effecten windturbine 17

Windturbine 17 bevindt zich binnen de toetsafstand van 200 meter. Dit betekent dat de additionele risico's op de buisleiding berekend dienen te worden. Deze additionele risico's op ontploffing zijn berekend door de kans dat de windturbine de buisleiding beschadigt uit te rekenen. Een windturbine kan in vijf verschillende faalscenario's de buisleiding beschadigen. De vijf scenario's zijn:

- Omlaagvallen van de gondel (met of zonder de rotor);
- Omvallen van de mast;
- Bladworp tijdens nominaal toerental;
- Bladworp tijdens overtoeren (2x nominaal toerental);
- Naar beneden vallen van kleine onderdelen (bouten of ijs).

Bij elk faalscenario hoort een afstand tot waar een effect waarneembaar is. Voor zowel het omlaag vallen van de gondel als het naar beneden vallen van kleine onderdelen, geldt dat het risico beperkt blijft tot een zone kleiner dan de rotordiameter (maximaal 65 meter). Deze twee scenario's veroorzaken geen risico voor de buisleiding. De overige drie scenario's worden beschouwd in onderstaande paragrafen.

Omdat de effecten afhankelijk zijn van de specifieke combinatie van dimensies en eigenschappen kunnen de effecten variëren per windturbintype.

Om de effecten op de buisleiding te berekenen is gerekend met de grootst mogelijke windturbine die qua gewichten en effecten het grootste risico zal veroorzaken. Het inpassingsplan maakt een veelvoud aan windturbines mogelijk, om de effecten niet te onderschatten is de worst-case windturbine berekend. Door gebruik te maken van de eigenschappen van de Enercon E-126 EP4 4,2 MW wordt de zwaarste windturbine onderzocht.

Bladworp tijdens nominaal toerental

Om de effecten van bladworp tijdens nominaal toerental te berekenen zijn de volgende eigenschappen van de windturbine en de buisleiding van belang. De gegevens van de buisleiding zijn afkomstig van de risicokaart.nl geraadpleegd op 30-10-2015. Omdat er twee buisleidingen van de NAM vrijwel naast elkaar lopen zijn de meest nadelige eigenschappen van beide buisleidingen gecombineerd om het maximale effect te kunnen inschatten. Ook de raakzone wordt verbreed met de afstand tussen de ligging van de twee buisleiding.

Tabel 6.2 Eigenschappen windturbines en buisleidingen.

Gegevens windturbine	Waarde	Eenheid
Gewicht rotorblad	12	ton
Lengte rotorblad	61,5	meter
Zwaartepunt rotorblad vanaf hub (1/3 ^e BL)	20,5	meter
Nominaal toerental	11,7	rpm
Masthoogte	135	meter
Gegevens buisleiding	Waarde	Eenheid
Beheerder	NAM	
Jaar ingebruikname	1970	
Uitwendige diameter	711,20	mm
Inwendige diameter	685,80	mm
Wanddikte buisleiding	12,70	mm
Maximale werkdruk	83	bar
Ligging bovenkant buisleidingdeel	2,33 (en 2,08)	meter
Staalsoort	Koolstofstaal (grade B)	

Bepaling kritische afstand buisleiding tot rotorblad

Door de kritische afstand te berekenen kan gekeken worden op welke afstand het rotorblad minstens dient te landen om de buisleiding te kunnen beschadigen. De formule waarmee de kritische afstand berekend kan worden is (Bijlage C -50, handboek):

$$R = 0,3048 \times \left(\frac{4,44 \times E}{\sigma_{toelaatbaar}} \right)^{\frac{1}{k_5 \times k_6}} \times \left(\frac{2,03 \times 10^{-4} \times k_4 \times E_{kinetisch}}{\sqrt{E \times t}} \right)^{\frac{1}{k_5}}$$

Met

R = kritische afstand bij bladworp

E = Elasticiteit

$\sigma_{toelaatbaar}$ = toelaatbare extra stress voor vloeien (Pa) = $\sigma_{toelaatbaar} = SMYS - \frac{P \times D}{2 \times t}$

t = wanddikte (mm)

$SMYS$ = de gespecificeerde minimum vloeigrens (Pa)

$E_{kinetisch}$ = de energie van de bron of lijnbron (per meter) in Joule

$k_{waarden}$ = empirische coëfficiënten voor punt en lijnbronnen (zie bijlage C-50, handboek)

D = Diameter van de pijpleiding

P = Interne gasdruk van de leiding (Pa)

Voor bladworp wordt ook de $E_{schokgolf}$ berekend conform de formule in Bijlage C-52 van het handboek.

De kritische afstand vanaf het landpunt van het zwaartepunt van het rotorblad tot aan de buisleiding bedraagt (rekening houdend met de diepteligging van de buisleiding) 12,9 meter. Dit betekent dat beschadiging aan de buisleiding kan optreden bij dit scenario op een afstand tot maximaal 154 meter (141 + 12,9 meter). De afstand tot de buisleiding bedraagt 177 meter. Er

is geen risico op schade bij bladworp. Dit scenario voegt hierdoor geen significant effect toe aan de faalfrequentie buisleiding

Omvallen van de mast

Als de mast omvalt, vallen de mast, de gondel en de rotor naar beneden. De gewichten van deze onderdelen zullen op verschillende afstanden een impact op de grond veroorzaken die de buisleiding kunnen beschadigen. De referentiewindturbine die is beschouwd bestaat grotendeels uit een betonnen mast en is voor het gewicht van het mastonderdeel zodoende worst-case. Bij het omvallen van de mast zullen de volgende gewichten op de volgende maximale afstanden vallen.

Onderdeel	Gewicht	Zwaartepunt land op afstand
Onderste deel van de mast	1890 ton	Verspreid van 0 tot 100 meter
Top deel van de mast (staal)	136 ton	100 tot 131 meter
Gondel (excl. bladen incl. hub)	370 ton	135 meter
Omhoog staand enkel rotorblad	30 ton	$135 + 1/3 * 63 = 156$ meter

Voor het blad was al uitgerekend dat deze op 12,9 meter van de buisleiding mag vallen. Met een valafstand van $156 + 12,9$ meter is 169 meter is de afstand van 177 meter voldoende om geen schade aan de buisleiding te veroorzaken.

De Gondel landt met het zwaartepunt op 135 meter van de windturbine. Het gewicht betreft in totaal (exclusief rotorbladen) 370 ton. De kritische afstand uitgaande van een puntbelasting bedraagt 33 meter. $135 + 33 = 168$ meter. Deze afstand is kleiner dan 177 meter en de afstand van 177 meter is voldoende om geen schade aan de buisleiding te veroorzaken.

De mast weegt in totaal 2026 ton en is bovenin aanzienlijk lichter dan onderin. De mast bestaat uit een onderste deel van 100 meter van beton en een top deel van 31 meter staal. In de berekening is er vanuit gegaan dat het gewicht van deze twee delen verdeeld is over twee stukken waarbij het bovenste deel lichter is als het onderste deel. De maatgevende belasting wordt veroorzaakt door het onderste deel van de toren wat landt op een afstand tussen de nul en 100 meter afstand vanaf het hart van de windturbine. Het gewicht van dit onderdeel wat valt over een lengte van 100 meter vanaf een hoogte van 100 meter bedraagt circa 1890 ton. De kritische afstand tot de buisleiding van deze impact bedraagt circa 50 meter. $100 + 50$ meter is 150 meter. Deze afstand is kleiner dan 177 meter en de huidige afstand tot de buisleiding is hiermee groot genoeg om geen schade aan de buisleiding te veroorzaken. Het bovenste deel valt maximaal over een afstand van 100 tot 131 meter en heeft een gewicht van 136 ton. De kritische afstand van dit deel tot aan de buisleiding bedraagt 23 meter. $131+23 = 154$ meter. Ook dit onderdeel behaalt niet de kritische afstand tot de buisleiding. De afstand van 177 meter is voldoende om schade aan de buisleiding te voorkomen.

Bovenstaande berekeningen en uitgangspunten zijn conservatief omdat:

- Er geen rekening wordt gehouden met het verschil in gewicht en dikte van de betonnen mastdelen op de top van de windturbine in vergelijking met de onderkant van de windturbine.

- De gewichten van de Enercon E-126 EP4 MW aanzienlijk zwaarder zijn dan de gewichten van de beschikbare andere windturbines voor het voorkeursalternatief in de 3 tot 5 MW klasse van windturbines. Deze masten van deze typen windturbines bestaan over het algemeen voor een groter deel uit staal.
- Bij het berekenen van de schokgolven afkomstig van het treffen van de grond door de mast en de gondel wordt uitgegaan van volledige overdracht van de energie die ontstaat bij het vallen. Dit is een worst-case aanname aangezien in de praktijk een mast (of gondel) grotendeels zal vervormen tijdens het vallen en de impact op de grond. Het is berekend alsof een massief gewicht op één punt of langs één lijn valt terwijl in de praktijk de verschillende onderdelen (generator / gietijzeren mal) verspreide krachten op verschillende plaatsen van de grond uitoefenen.

Doordat bovenstaande analyse is gebaseerd op een worst-case windturbine en uitgangspunten, vallen analyses van andere windturbintypen binnen de mogelijkheden van de maximale dimensies van het voorkeursalternatief positiever uit voor de kans op optreden van schade aan de NAM-buisleiding.

Scenario bladworp bij overtoeren

Volgens de beschrijving in het handboek worden de effecten van windturbines op ondergrondse buisleidingen afkomstig van het faalscenario bladworp bij overtoeren acceptabel geacht. Dit komt omdat de kans op voorkomen van bladworp bij overtoeren zodanig laag is (5×10^{-6}) en het effectgebied waar het blad kan landen zodanig groot is dat de effecten bij voorbaat als verwaarloosbaar kunnen worden gezien. Conform het handboek zijn nadere berekeningen dan ook niet uitgevoerd en is er van uitgegaan dat het risico van dit scenario als acceptabel wordt gezien.

Kader 6.1 Minimale en maximale afmetingen voorkeursalternatief

Het voorkeursalternatief voor Windpark N33 bevat de volgende maximale en minimale dimensies:

- Maximale tiphoogte vanaf maaiveld = 200 meter
- Maximale ashoogte vanaf maaiveld = 140 meter
- Minimale ashoogte vanaf maaiveld = 115 meter
- Maximale rotordiameter = 130 meter
- Minimale rotordiameter = 110 meter
- Maximale fundatie diameter = 26 meter

6.1.2 Deel II – Effecten op bovengrondse installaties van de NAM

In de nabijheid van het plangebied van Windpark N33 bevinden zich enkele bovengrondse installaties en inrichtingen van de NAM. De effecten op installaties van derden (niet zijnde de NAM) zijn beschreven in hoofdstuk 5. De afstanden van de windturbines tot installaties in de omgeving zijn allen groter dan 1.000 meter, behalve bij windturbine 01 en windturbine 02. Deze windturbines bevinden zich op respectievelijk 664 en 786 meter van de rand van het terrein van de 'Hoofd procesinstallatie Uiterburen'. De maximale effectafstand van de referentieturbine bedraagt maximaal 372 meter (zie ook hoofdstuk 5). Er zijn dan ook geen effecten op de installatie van de NAM te verwachten.

Tabel 6.3 Afstanden tot bovengrondse NAM installaties

Windturbine nummer	Dichtstbijzijnde installatie van derden - eigenaar	Afstand
01	Hoofd procesinstallatie Uiterburen – NAM	664 m
02	Hoofd procesinstallatie Uiterburen – NAM	786 m

7 EFFECTEN OP BOVENGRONDSE HOOGSPANNINGSINSTALLATIES VAN TENNET

Inleiding

In eerdere overleggen over de beschrijving en het onderzoek naar de effecten van de plaatsing van windturbines van Windpark N33 nabij het hoogspanningsnetwerk van TenneT is afgesproken om voor de beoordeling van de effecten aan te sluiten bij de uitgangspunten van het Handboek Risicozonering Windturbines (v3.1), (vanaf nu genoemd 'het handboek'). In het handboek staat beschreven dat TenneT een toetsafstand voor haar hoogspanningsnetwerk hanteert die gelijk is aan het maximum van de tiphoogte of de werpafstand bij nominaal toerental. Voor windturbines buiten deze toetsafstand vindt TenneT, volgens het handboek, het resterende risico voor het hoogspanningsnetwerk acceptabel en is verdere berekening niet nodig. Het doel van deze notitie is om de effecten van het inmiddels vastgestelde voorkeursalternatief van Windpark N33 inzichtelijk te maken. De effecten en de beoordeling van TenneT over de effecten wordt toegevoegd aan de milieueffectbeschrijving het milieu effect rapport Windpark N33 in het hoofdstuk "Voorkeursalternatief" en deze informatie dient ter onderbouwing van het Rijksinpassingsplan wat als toetskader geldt voor de diverse vergunningaanvragen van Windpark N33.

Bepaling afstand tot hoogspanningsnetwerk van TenneT

De ligging van het hoogspanningsnetwerk van TenneT is bepaald aan de hand van de laatste informatie afkomstig uit geografische databases TOP10NL en uit ruimtelijke plannen (bestemmingsplan en visies). De gegeven afstanden in deze notitie beschrijven afstanden van het hart van de windturbine tot aan het hart van de hoogspanningslijn. De gegeven afstanden in deze notitie beschrijven hart op hart (h.o.h.) afstanden conform de uitgangspunten uit het handboek. De afstanden staan beschreven in Tabel 4.1. Afstanden groter dan 500 meter voldoen zonder twijfel aan de toetsafstand en zijn niet beschouwd.

Tabel 7.1 Afstanden tot bovengronds hoogspanningsnetwerk

Windturbine nummer	Dichtstbijzijnde tracé	Afstand h.o.h.
01	n.v.t.	+500 m
02	n.v.t.	+500 m
03	n.v.t.	+500 m
04	n.v.t.	+500 m
05	n.v.t.	+500 m
06	Tracé 380 kV Meeden – Eemshaven én 220 kV Meeden – Weiwerd	222 m
07	n.v.t.	+500 m
08	n.v.t.	+500 m
09	n.v.t.	+500 m
10	n.v.t.	+500 m
11	Tracé 380 kV Meeden – Eemshaven én 220 kV Meeden – Weiwerd	228 m
12	n.v.t.	+500 m
13	n.v.t.	+500 m
14	n.v.t.	+500 m
15	Tracé 380 kV Meeden – Eemshaven én 220 kV Meeden – Weiwerd	227 m
16	n.v.t.	+500 m
17	n.v.t.	+500 m
18	n.v.t.	+500 m
19	n.v.t.	+500 m
20	n.v.t.	+500 m
21	Tracé 380 kV Meeden – Eemshaven n 220 kV Meeden – Weiwerd	241 m
22	n.v.t.	+500 m
23	n.v.t.	+500 m
24	n.v.t.	+500 m
25	n.v.t.	+500 m
26	n.v.t.	+500 m
27	Tracé 110 kV Meeden – Veendam én 110 kV Veendam Gasselte Kraanvelden	219 m*
28	n.v.t.	+500 m
29	n.v.t.	+500 m
30	n.v.t.	+500 m
31	n.v.t.	+500 m
32	n.v.t.	+500 m
33	n.v.t.	+500 m
34	n.v.t.	+500 m
35	n.v.t.	+500 m

* De breedte van de hoogspanningslijn op deze locatie is 15 meter waardoor de werkelijke toetsafstand bij dit tracé 208 meter bedraagt. De locatie van windturbine 27 voldoet aan de toetsafstand.

Toetsafstand voorkeursalternatief

De toetsafstand voor het voorkeursalternatief bedraagt ofwel het maximum van de tiphoogte ofwel de werpafstand bij nominaal toerental. Voor de windturbines die in het voorkeursalternatief als referentie worden gebruikt (zie kader 7.1) de tiphoogte de maatgevende afstand. Voor het voorkeursalternatief is deze tiphoogte vanaf maaiveld vastgelegd op maximaal 200 meter. Omdat de hoogspanningslijn een breedte heeft van circa 38 meter is aan de toetsafstand een lengte van 19 meter toegevoegd. De maximale toetsafstand bedraagt dan ook 219 meter. Er liggen geen windturbines binnen deze toetsafstand. Conform de beschrijving in het handboek zijn de risico's voor het hoogspanningsnetwerk door plaatsing van de windturbines hiermee van acceptabel niveau en is verdere analyse niet benodigd.

Kader 7.1 Minimale en maximale afmetingen voorkeursalternatief

De windturbines in het voorkeursalternatief voor Windpark N33 kennen de volgende maximale en minimale dimensies:

- Maximale tiphoogte vanaf maaiveld = 200 meter
- Maximale ashoogte vanaf maaiveld = 140 meter
- Minimale ashoogte vanaf maaiveld = 115 meter
- Maximale rotordiameter = 130 meter
- Minimale rotordiameter = 110 meter
- Maximale fundatie diameter = 26 meter

Bij windturbines met een rotordiameter groter dan 110 meter en ashoogte van minimaal 115 meter is de nominale rotatiesnelheid zodanig laag dat de tiphoogte een grotere waarde heeft dan de werpafstand bij nominaal toerental. (Het keerpunt zit ongeveer bij rotordiameters van 70 tot 90 meter).

Gezien de aanwezige afstanden zijn er geen effecten op hoogspanningsstations te verwachten.

8 EFFECTEN OP DE VEILIGHEID VAN WATERKERINGEN

In opdracht van RWE, Yard Energy en Blaaswind is een analyse uitgevoerd van de effecten met betrekking tot externe veiligheid die kunnen ontstaan door plaatsing van windturbines in de buurt van de regionale waterkeringen langs het Winschoterdiep en het A.G. Wildervanckkanaal. Van het voorkeursalternatief veroorzaken vijf windturbines mogelijk een effect op de waterkering doordat de waterkering is gelegen binnen de tiphoogte van de windturbines. Op deze afstanden kan door het omvallen van de mast van de windturbine de waterkering worden getroffen waarna door de optredende schade de waterkering de waterstand niet langer zal kunnen keren. Daarnaast kan ook schade ontstaan door het afwerpen van een rotorblad⁷. In deze notitie is beoordeeld of er een significante risicotoevoeging ontstaat aan het huidige gewenste risico door het plaatsen van de windturbines.

Deze analyse is bedoeld om inzicht te verlenen in de mogelijke optredende veiligheidsrisico's voor de omgeving en om informatie te verschaffen over de hoogte van mogelijke effecten. Met behulp van een referentie windturbintype worden de veiligheidsrisico's ingeschat. De gebruikte referentie turbintype geeft een indicatie van de te verwachten effecten. Deze effecten kunnen veranderen indien uiteindelijk een ander type windturbine wordt geplaatst. De berekeningen en methodieken gebruikt in deze notitie sluiten aan bij de uitgangspunten uit het Handboek Risicozonering windturbines 2014 (v3.1). In deze rapportage wordt vanaf nu naar dit document verwezen als 'het handboek'.

8.1 Locatie initiatief

Om de effecten te onderzoeken zijn de windturbines gepositioneerd op de coördinaten van het voorkeursalternatief van Windpark N33. De bijbehorende afstanden tot de grens van de waterkering zijn aangegeven. De effecten van de vijf windturbines met afstanden kleiner dan 200 meter zijn uitgerekend. De overige windturbines voegen geen of een verwaarloosbaar risico toe aan de waterkering¹.

Tabel 8.1 Coördinaten

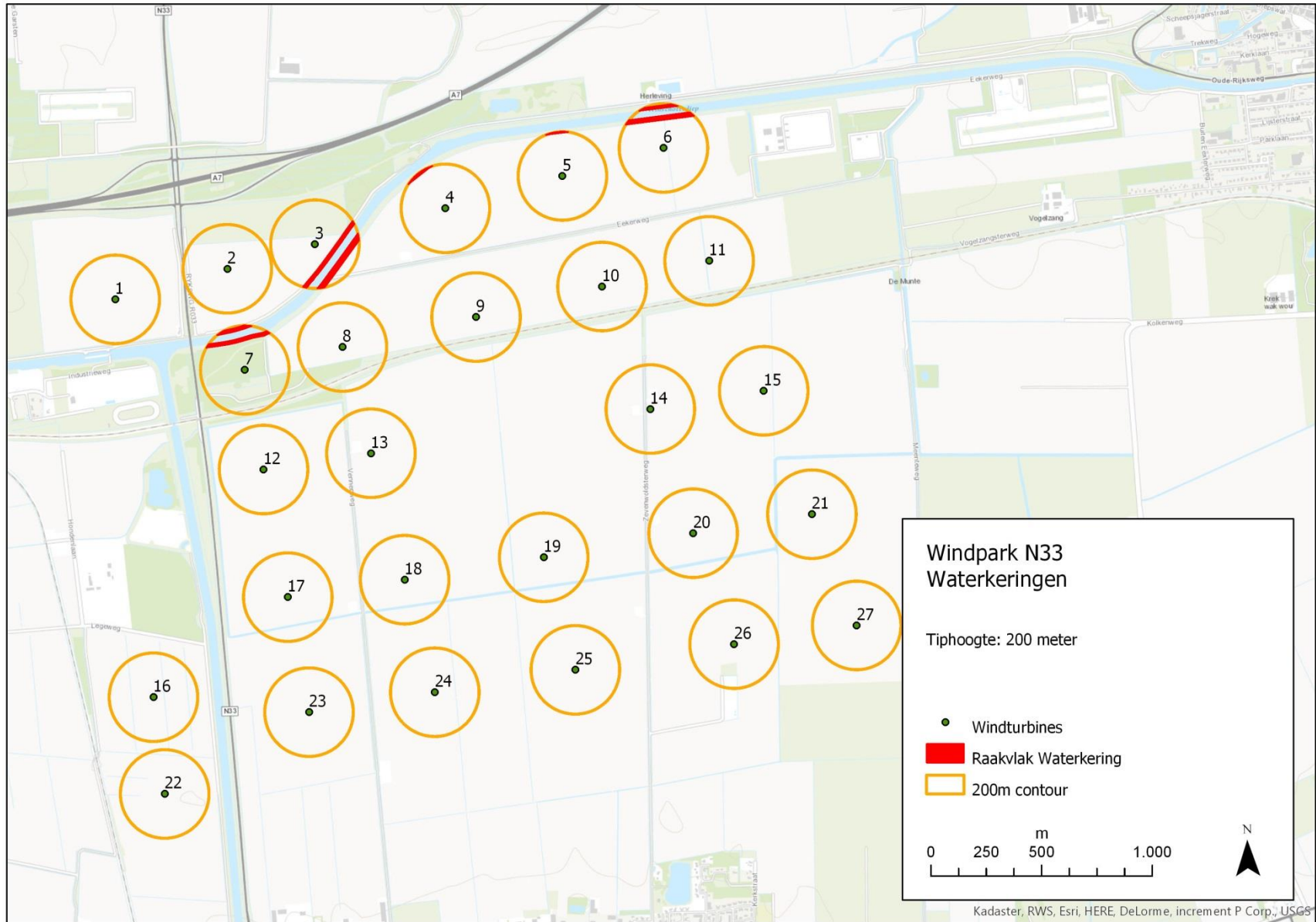
Windturbine	X-coördinaat	Y-coördinaat	Initiatiefnemer	Afstand tot waterkering
1	255480,7	576524,1	Yard	201 meter
2	255986,8	576662,2	Yard	+250 meter
3	256382,6	576773,2	Yard	77 meter
4	256972,1	576935,1	RWE	189 meter
5	257500,5	577081,6	RWE	193 meter
6	257956,7	577208,1	RWE	125 meter
7	256065,8	576205,9	Yard	125 meter
8	256506,9	576308,7	RWE	242 meter
9	257110,3	576444,1	RWE	+250 meter
10	257679,4	576582,1	RWE	+250 meter

⁷ Het faalscenario bladworp bij overtoeren is niet beschouwd in deze notitie. Dit faalscenario heeft een dusdanig lage kans van optreden (5×10^{-6} per jaar) dat de kans op schade aan de waterkering verwaarloosbaar klein is.

11	258163,0	576698,1	RWE	+250 meter
12	256150,4	575755,4	Yard	+250 meter
13	256635,5	575829,0	Yard	+250 meter
14	257897,5	576028,7	RWE	+250 meter
15	258409,5	576111,0	RWE	+250 meter
16	255653,4	574726,9	Yard	249 meter
17	256260,0	575179,0	Yard	+250 meter
18	256787,9	575257,9	Yard	+250 meter
19	257415,9	575359,0	RWE	+250 meter
20	258090,8	575467,7	RWE	+250 meter
21	258627,2	575553,6	RWE	+250 meter
22	255704,2	574290,0	Yard	232 meter
23	256355,9	574659,4	Yard	+250 meter
24	256924,0	574749,4	Yard	+250 meter
25	257558,9	574850,6	RWE	+250 meter
26	258275,7	574966,6	RWE	+250 meter
27	258829,4	575051,2	RWE	+250 meter
28	257129,8	571045,2	Yard	+250 meter
29	257167,8	570586,8	Yard	+250 meter
30	257208,3	570128,5	Yard	+250 meter
31	257246,4	569670,1	Yard	+250 meter
32	255598,6	567234,6	Yard	+250 meter
33	255457,7	566783,1	Yard	+250 meter
34	255318,7	566332,5	Yard	+250 meter
35	255197,7	565951,2	Yard	+250 meter

In het MER, en de verschillende externe veiligheidsbijlagen is een referentie windturbintype gehanteerd om de maximale effecten inzichtelijk te maken. Voor deze notitie wordt gebruik gemaakt van de afmetingen en gewichten van een Enercon E126 EP4 windturbine op 135 meter ashoogte om de effecten inzichtelijk te maken. De tiphoogte van de mogelijk te plaatsen windturbines is maximaal 200 meter. De werpafstand bij nominaal toerental van deze windturbine is circa 141 meter (zie ook "Bijlage 8a – Analyse Externe Veiligheid" uit het MER).

In onderstaand figuur zijn de stukken waterkering die getroffen kunnen worden weergegeven in het rood. De effecten op deze delen zijn in deze notitie beschreven.



8.2 Effectafstanden met betrekking tot veiligheid

Een windturbine kan op meerdere manieren voor een veiligheidsrisico zorgen in zijn omgeving. Conform het handboek zijn er vijf scenario's die kunnen optreden. Elk scenario heeft een eigen maximale effectafstand. De vijf scenario's, hun effectafstanden en hun kans van optreden zijn:

- Bladworp bij nominaal toerental = 141 meter
 - Kans van optreden van $8,4 \times 10^{-4}$ per jaar.
- Bladworp bij overtoeren (2x nominaal toerental) = 372 meter
 - Kans van optreden van $5,0 \times 10^{-6}$ per jaar
- Mastfalen (zonder of met rotor) = 200 meter (135 meter)
 - Kans van optreden van $1,3 \times 10^{-4}$ per jaar
- Naar beneden vallen van gondel en/of rotor = 65 meter
 - Kans van optreden van 4×10^{-5} per jaar
- Naar beneden vallen van kleine onderdelen en/of ijsafworp = Wordt kwalitatief beschouwd binnen de zone van de rotordiameter (65 meter)

8.3 Eigenschappen waterkeringen

Om te beoordelen wat de effecten van de windturbines zijn is het ook van belang om te kijken naar het te raken object. De waterkering hier maakt onderdeel van Eemskanaal en Dollarboezem. Uit "Veiligheidsklassen Regionale Waterkeringen - Actualiseren normering regionale waterkeringen" van April 2013 (Zie kaart in bijlage 1) blijkt dat er normklasse zijn voorgesteld voor de in dit gebied aanwezige waterkeringen. Voor het gebied "Meeden" geldt normklasse 4 met een norm van T300 voor de hoogte van de kering. Voor het gebied "Muntendam" geldt normklasse 5 met een norm van T1000 voor de hoogte van de kering. Deze waarden worden gebruikt om te toetsen of de aanwezigheid van windturbines een significant risico toevoegt aan de overstromingskans. De stabiliteit van de kering heeft overigens een normwaarde van T100. Additionele risico's van kleiner dan 10% bovenop de norm voor de hoogte van de kering worden als niet-significante toevoegingen gezien.

8.4 Voorbeeldberekening windturbine 3

De berekeningsmethodiek volgt het handboek en staat hieronder voor één windturbine nader uitgeschreven. Om de risico's te bepalen wordt gekeken naar de maximale trefkans van de windturbine van het waterkerende deel van de waterkering. Dit betreft het totale gebied van water tot aan sloot of het totale gebied wat in het bestemmingsplan is bestemd als 'waterkering'. De verschillende faalscenario's zorgen elk voor een eigen effect op een bepaalde afstand.

Scenario Mastfalen

Bij het scenario mastfalen wordt verondersteld dat de windturbine vanaf de mast af omvalt. Dit is een worstcase bepaling aangezien een mast ook op een andere hoogte kan afbreken / omvallen. De bijbehorende trefkans kan berekend worden met formule 5.2.3 uit Bijlage C-33 van het Handboek.

$$P_{r,mast} = P_{mb} \times \frac{1}{2\pi} \left[2 \times \cos^{-1} \left(\frac{d}{H + D/2} \right) + 2 \times \sin^{-1} \left(\frac{D/2}{H} \right) \right]$$

Met:

$$P_{mb} = \text{Kans op mastbreuk } (1,3 \times 10^{-4})$$

$$d = \text{Afstand tussen turbine en trefzone (77 meter)}$$

$$H = \text{Ashoogte (135 meter)}$$

$$D = \text{Diameter (127 meter)}$$

$$P_{r,mast} = \text{Kans op treffen door Mastfalen}$$

Uit de berekening volgt dat de mast een kans heeft van $6,9 \times 10^{-5}$ per jaar om op de waterkering te vallen.

Scenario bladworp bij nominaal toerental

Bij het scenario bladworp bij nominaal toerental wordt het blad afgeworpen in een bepaalde richting en land het met het zwaartepunt op een bepaalde afstand vanaf de windturbine. Dit betekent dat het blad ook over de waterkering heen kan vliegen en land achter de waterkering zonder deze te beschadigen. Om dit effect te berekenen wordt voor elke 10 meter waterkering de kans dat het blad landt op de kering uitgerekend. Hierbij wordt ook rekening gehouden met de werpriching. De kans dat het blad landt tussen de 77 en 97 meter is bijvoorbeeld 10,3%. De hoek waarin het blad dan moet worden geworpen bedraagt 6,6 graden. De kans op het raken van dit waterkering deel van 10 meter bedraagt daarmee 0,2%. Door alle delen binnen het effectgebied op te tellen en te vermenigvuldigen met de kans op bladworp bij nominaal toerental krijg je de maximale trefkans. De totale trefkans van het scenario bladworp bij nominaal toerental wordt hiermee $3,5 \times 10^{-5}$ voor windturbine 03.

Totale trefkans windturbine 03

De totale trefkans van windturbine 03 is nu $1,04 \times 10^{-4}$ per jaar.

8.5 Cumulatieve effecten gehele Windpark

Als alle windturbines worden doorgerekend op de manier zoals in paragraaf 1.4 staat beschreven dan zijn de onderstaande waarden de uitkomsten.

Tabel 8.2 Cumulatieve trefkans van noordzijde waterkering

Windturbine nummer	Afstand tot noordrand waterkering	Trefkans
Windturbine 3	77 meter	$1,04 \times 10^{-4}$
Windturbine 4	+200 meter	~0
Windturbine 5	+200 meter	~0
Windturbine 6	179 meter	$2,2 \times 10^{-5}$
Windturbine 7	178 meter	$2,28 \times 10^{-5}$
Cumulatief		$1,49 \times 10^{-4}$

Tabel 8.3 Cumulatieve trefkans van zuidzijde waterkering

Windturbine nummer	Afstand tot zuidrand waterkering	Trefkans
Windturbine 3	128 meter	$7,0 \times 10^{-5}$
Windturbine 4	189 meter	$1,52 \times 10^{-5}$
Windturbine 5	193 meter	$1,13 \times 10^{-5}$
Windturbine 6	125 meter	$7,3 \times 10^{-5}$
Windturbine 7	127 meter	$4,5 \times 10^{-5}$

Cumulatief	$2,15 \times 10^{-4}$
-------------------	-----------------------------------------

Dit betekent dat aan de noordelijke waterkering een risico wordt toegevoegd van $1,5 \times 10^{-4}$. Dit is circa 4,5% risicotoevoeging aan de normstelling van 1:300 met betrekking tot normstelling van de hoogte van de waterkering. Ten opzichte van de stabiliteitsnorm van 1:100 is dit een risicotoevoeging van 1,5%. De beschreven waarden zijn kleiner als 10% van de norm en de risicotoevoeging van de windturbines kans als verwaarloosbaar worden gezien.

Voor de zuidelijke waterkering is de toevoeging van het risico $2,15 \times 10^{-4}$. Dit is een risicotoevoeging van circa 6% aan de normstelling van 1:300 met betrekking tot de normstelling van de hoogte van de waterkering. Ten opzichte van de stabiliteitsnorm van 1:100 is dit een risicotoevoeging van 2%. De beschreven waarden zijn kleiner als 10% van de norm en de risicotoevoeging van de windturbines kan als verwaarloosbaar worden gezien.

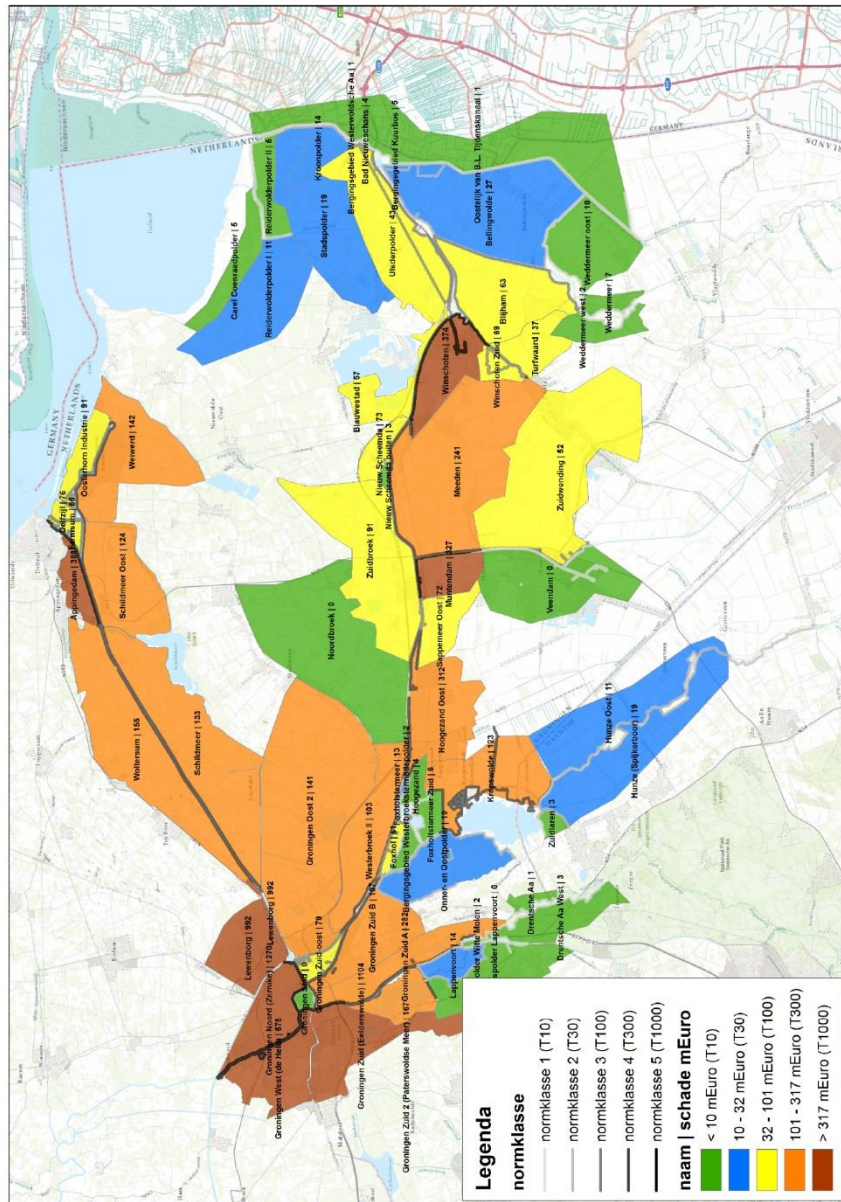
8.6 Samenvatting

De risicotoevoegingen vergeleken met een normstelling van T300 voor de waterkeringen bedraagt 4,5% aan de noordelijke waterkering van het Winschoterdiep en 6% aan de zuidelijke waterkering van het Winschoterdiep. Er zijn geen effecten voor het A.G. Wildervanckkanaal. De beschreven berekeningen in deze notitie zijn zeer worst case ingezet en gaan uit van het principe: treffen waterkering = 100% kans op overstroming.

Bijlage 1 Normering regionale waterkeringen Groningen en Noord-Drenthe (voorstel)

april 2013

Normering regionale waterkeringen Groningen en Noord-Drenthe



Figuur D-3: Voorstel normklasse Eemskanaal en Dollardboezem

BIJLAGE 8D

NOTITIE WINDPARK N33 EN AARDBEVINGEN



NOTITIE AARDBEVINGEN EN WINDPARK N33

Datum	18-01-2016
Van	Pondera Consult – B. Vogelaar
Betreft	Aardbevingen en Windpark N33
Projectnummer	709016

Inleiding

In Noord-Nederland komen aardbevingen voor die ontstaan ten gevolge van het inklinken van de grond op relatief geringe diepte, met als oorzaak de winning van gas uit de gasvelden in het noorden van het land. Windpark N33 zal bestaan uit 35 windturbines en de windturbines bevinden zich geheel of gedeeltelijk binnen het gebied dat mogelijk aardbevingen zal ondervinden. Er zijn door omwonenden zorgen geuit en vragen gesteld over de relatie tussen het windpark en aardbevingen. In deze notitie wordt aangegeven op welke wijze er met aardbevingen rekening kan worden gehouden en wordt een inschatting van de mogelijke effecten en gevolgen gemaakt.

In deze notitie worden de volgende die onderwerpen besproken:

- De effecten van een windpark op aardbevingen in Groningen;
- De effecten van aardbevingen op het windpark;
- De mogelijke gevolgen op de omgeving van het falen van de windturbines.

De effecten van een windpark op aardbevingen in Groningen

In Noord-Nederland ontstaan aardbevingen door gaswinning en er bestaan zorgen in de omgeving dat ontwikkeling van Windpark N33 bijdraagt aan de hoeveelheid en zwaarte van de aardbevingen in de omgeving.

Er zijn geen voorbeelden in de praktijk gevonden die aangeven dat windturbines of windparken aardbevingen kunnen veroorzaken of versterken. Volgens enkele zienswijzen zouden de ontstane trillingen bij windturbines effect hebben op de ontwikkeling van aardbevingen. Tijdens heiwerkzaamheden (onder de fundatie van de masten) komt de omringende grond inderdaad in beweging. Deze trillingen planten zich als golven door de ondergrond voort. Op korte afstand tot de trillingsbron is de verticale trillingsrichting dominant, op grotere afstand is de horizontale trillingsrichting dominant. Op een afstand van ca. 10 meter van de palen zijn de effecten van deze heitrillingen al <1% van de oorspronkelijke trilling¹. Dit is een betrouwbare indicatie van de grootte van de verstoringszone rondom een heipaal als gevolg van heitrillingen.

¹ Invloed van windturbines op primaire waterkeringen, kansen en belemmeringen (2012). F.P.W. Van den Berg & H. Schelfhout in Geotechniek, oktober 2012.

Conclusie: de trillingen die ontstaan tijdens de exploitatie- (gebruiks)fase van de windturbines (door de opgevangen windkrachten en rotatie van de rotorbladen) zijn vele malen kleiner vergeleken met de optredende heitruïlingen tijdens de bouw. Van beide soorten trillingen zijn de resulterende effecten zeer lokaal en er is geen enkele aanleiding bekend om te verwachten dat de optredende trillingen aardbevingen kunnen veroorzaken of versterken. Er is geen reden om aan te nemen dat de heiwerkzaamheden van een windpark anders zijn als heiwerkzaamheden bij andere ontwikkelingen. Er wordt daarom in het kader van deze MER procedure geen onderzoek gedaan naar de effecten van Windpark N33 op aardbevingen.

De effecten van aardbevingen op het windpark

In december 2015 is de Nederlandse praktijkrichtlijn (NPR²) opgesteld voor de beoordeling van de "constructieve veiligheid van een gebouw bij nieuwbouw, verbouw en afkeuren – Grondslagen voor aardbevingsbelastingen: geïnduceerde aardebevingen". De richtlijn is bedoeld als hulp bij het beoordelen of nieuwe of te versterken bestaande gebouwen de optredende aardbevingen in Noord-Nederland als gevolg van de winning van gas kunnen doorstaan. Daarbij staat voorop dat de constructieve veiligheid niet in het geding is, in termen van:

- een mate van instorting die niet in verhouding staat tot de oorzaak, en tot slachtoffers kan leiden, en
- bezwijken van secundaire seismische elementen, wat eveneens tot slachtoffers kan leiden.

Kort gezegd kan met behulp van de NPR beoordeeld worden of een constructie constructief veilig blijft en niet voor slachtoffers kan zorgen als gevolg van de aardbevingen in Noord-Nederland. Er is gekeken naar met welke waarde aan aardbevingskrachten rekening gehouden kan worden bij de constructie van windturbines en tevens wordt een inschatting gemaakt van de hoogte van deze waarde.

In Figuur 3.1 van de NPR (zie volgende pagina) wordt een contourplot gegeven van de referentiepiekgrondversnellingen $a_{g,ref}$ in g bij een herhalingstijd van 475 jaar³. Deze referentiepiekgrondversnelling is van belang voor de hoogte van de aardbevingssterkte waarmee volgens de NPR rekening dient te worden gehouden. Het gebied van Windpark N33 bevindt zich met één tot drie windturbine windturbines in de zone van 0,12 tot 0,10g en met de andere windturbines in de zone van 0,1 tot 0,04g. Volgens de NPR is bij referentiepiekgrondversnellingen lager dan 0,04g geen beoordeling nodig. De meest noordwestelijke windturbines ondervinden de grootste krachten.

Om de benodigde aanvullende berekeningen die beschreven staan in de NPR te kunnen maken zijn de grondcondities rondom de bouwwerken benodigd. Deze grondcondities worden pas in een latere fase van de ontwikkeling van het windpark onderzocht. Op dit moment bevat deze analyse dan ook nog geen berekeningen of kan worden voldaan aan de technische richtlijnen van de NPR. Wel wordt aangegeven in hoeverre verwacht wordt of kan worden

² NPR 9998 'Ontwerp en beoordeling van aardbevingsbestendige gebouwen bij nieuwbouw, verbouw en afkeuren – geïnduceerde aardbevingen' (18 december 2015) <https://www.nen.nl/NEN-Shop/Eurocodes/Veilige-constructies-bij-aardbevingen.htm>

³ KNMI, Probabilistic Seismic Hazard Analysis for Induced Earthquakes in Groningen; Update 2015, October 2015.

voldaan aan de richtlijn gezien de zwaarte van de referentiepiekgrondversnellingen waarmee rekening dient te worden gehouden.

NPR 9998:2015



OPMERKING De figuur behoort te worden beschouwd als de piekgrondversnelling $a_{g,ref}$ zonder niet-lineaire site-effecten.

Windturbines worden ontworpen om een grote horizontale kracht (de wind) te kunnen opvangen. De hieruit ontstane trillingen en belastingen dienen op een goede manier opgevangen te worden zodat de stijfheid, stabiliteit en sterkte van de constructie niet in het geding komt. Volgens de referentiepiekgrondversnellingen uit de NPR dient er maximaal rekening gehouden te worden met een waarde van 0,12g. Het blijkt echter dat grondversnellingen met piek horizontale versnellingen kleiner dan 0,3g in veel gebieden in de wereld voorkomen. Het is zeer aannemelijk dat onder dergelijke lage aardbeving belastingen de optredende laterale krachten waarvoor reeds ontworpen dient te worden afkomstig van de

optredende windbelastingen vele malen hoger is dan de belastingen afkomstig van aardbevingen⁴. Ook in andere studies is gekeken naar de windbelastingen in vergelijking met de aardbevingsbelastingen. Ook bij de meest kwetsbare locaties van de windturbine (optredend moment bij de voet en maximale verplaatsingen aan de top) is bij een waarde onder de 0,15g de windbelasting maatgevend voor de optredende belastingen⁵. Andere rapportages ondersteunen het idee dat de piekgrondversnellingen die zullen optreden bij dit windpark niet zullen leiden tot een verandering in het ontwerp van de windturbine. De krachten die kunnen optreden door de windbelasting zijn zodanig dat de aardbevingskrachten kleiner zijn dan de ontwerpkrachten voor wind in windturbineontwerpen⁶.

Conclusie: bovenstaande informatie geeft aan dat, bij de huidige referentiepiekgrondversnellingen waarmee rekening dient te worden gehouden, het onwaarschijnlijk is dat het ontwerp van de windturbine aanpassingen behoeft om rekening te houden met de aardbevingen in het plangebied in Noord Nederland.

De mogelijke gevolgen op de omgeving van het falen van de windturbines

De NPR geeft aan dat voor bouwconstructies waarbij de menselijke veiligheid niet in het geding kan zijn, beoordeling op aardbevingsbelastingen niet benodigd is. Een windturbine is een zelf-opererende installatie waarbij geen aanwezigheid van mensen benodigd is. Er zijn normaliter dan ook geen personen langdurig aanwezig in of in de nabijheid van de windturbine. In deze paragraaf zijn de mogelijke gevolgen geanalyseerd voor de omgeving indien een windturbine zou falen als gevolg van een aardbeving. Een windturbine kan falen door drie mogelijke faalscenario's.

- Het omvallen van de windturbine met een maximale effectafstand gelijk aan de tiphoogte;
- Het afwerpen van een rotorblad met een maximale effectafstand gelijk aan de werpafstand;
- Het naar beneden vallen van gondel inclusief rotorblad met een effectafstand gelijk aan een halve rotordiameter.

De kans van voorkomen op een aardbeving in combinatie met een situatie op overtoeren bij de windturbine is zodanig klein dat alleen de situatie wordt beschouwd van de maximale werpafstand van het afwerpen van een rotorblad bij nominaal toerental. Dit betekent dat de maximale effectafstand wordt bepaald door het omvallen van de windturbine met een maximale effectafstand gelijk aan de maximale tiphoogte. De maximale tiphoogte voor Windpark N33 is vastgelegd op 200 meter. In Figuur 1.1 is te zien dat er binnen de 200 meter geen personen langdurige aanwezig zijn. Tevens is het, gezien het functionele gebruik van de gebieden binnen een afstand van 200 meter, zeer onwaarschijnlijk dat er mensen aanwezig zijn in de nabijheid van de windturbines. Bij het falen van een windturbine door een aardbeving zal de zelfredzaamheid van de aanwezige personen hoog zijn doordat de gevaren goed zichtbaar te identificeren zijn. Het is zeer onwaarschijnlijk dat er slachtoffers zullen vallen bij het falen van

⁴ *Seismicity and Earthquake Hazards – Taking a closer look at faulting and seismic hazards for wind farms*, (2014), D.E. Kramer & G. Hubbart Windtech International, November/December 2014.

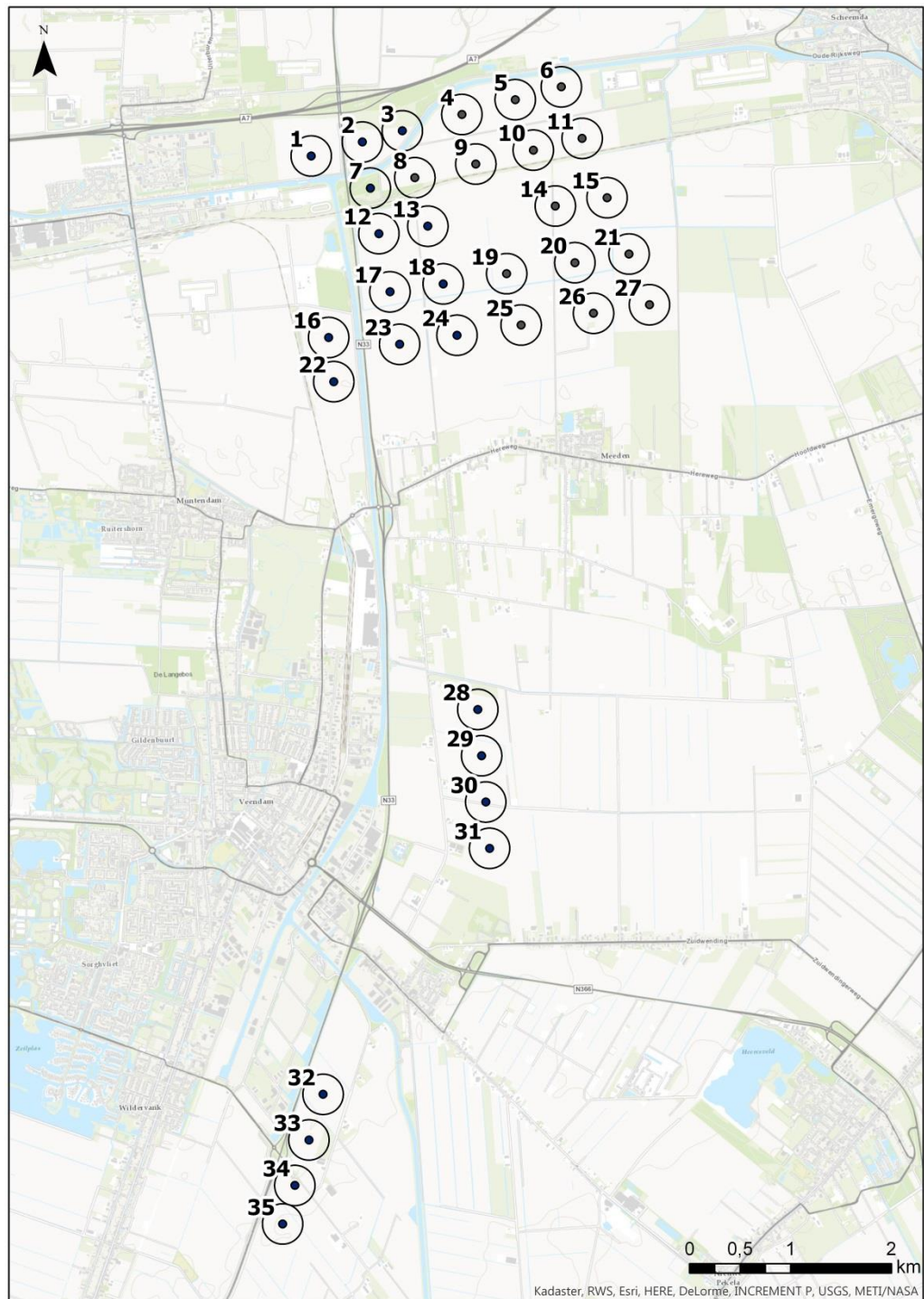
⁵ *Seismic Response of Wind Turbines due to Earthquake and Wind Loading*, (2014) R.A. Kjørlaug, A.M. Kaynia & A. Elgama. Proceedings of the 9th International Conference on Structural Dynamics, EURODDYN 2014.

⁶ *Dynamic Response Analysis of Onshore Wind Energy Power Units during Earthquakes and Wind*, (2002) O. Kiyomiya, T. Rikiji & P.H.A.J.M. van Gelder. Proceedings of The Twelfth (2002) International Offshore and Polar Engineering Conference.

een windturbine door een aardbeving. Toepassing van de NPR is daarmee mogelijk niet benodigd.

Conclusie: Op basis van bovenstaande redentatie kan gesteld worden dat de menselijke veiligheid niet in het geding is bij falen van de windturbine. Het optreden van aardbevingen vergroot het risico voor personen niet significant. Een beoordeling op aardbevingsbelastingen is daarom niet benodigd. De NPR zou toegepast kunnen worden om de kans op materiële schade te minimaliseren.

Figuur 1.1 Voorkeursalternatief Windpark N33 (18-01-2016) inclusief een 200 meter contour



BIJLAGE 9A

MER WP N33



Het MER, de aanvulling daarop en de bijlagen zijn ter informatie integraal toegevoegd aan de aanvraag, maar gezien de omvang van de documenten omwille van het overzicht van deze aanvraag niet nog een keer toegevoegd op deze plek bij de ter inzagelegging. Voor de inhoud van het MER verwijzen wij naar de bijlagen bij de onderbouwing van het inpassingsplan.

BIJLAGE 9B

MER WP N33 - BIJLAGEN



Het MER, de aanvulling daarop en de bijlagen zijn ter informatie integraal toegevoegd aan de aanvraag, maar gezien de omvang van de documenten omwille van het overzicht van deze aanvraag niet nog een keer toegevoegd op deze plek bij de ter inzagelegging. Voor de inhoud van het MER verwijzen wij naar de bijlagen bij de onderbouwing van het inpassingsplan.

BIJLAGE 9C

MER WP N33 - AANVULLING



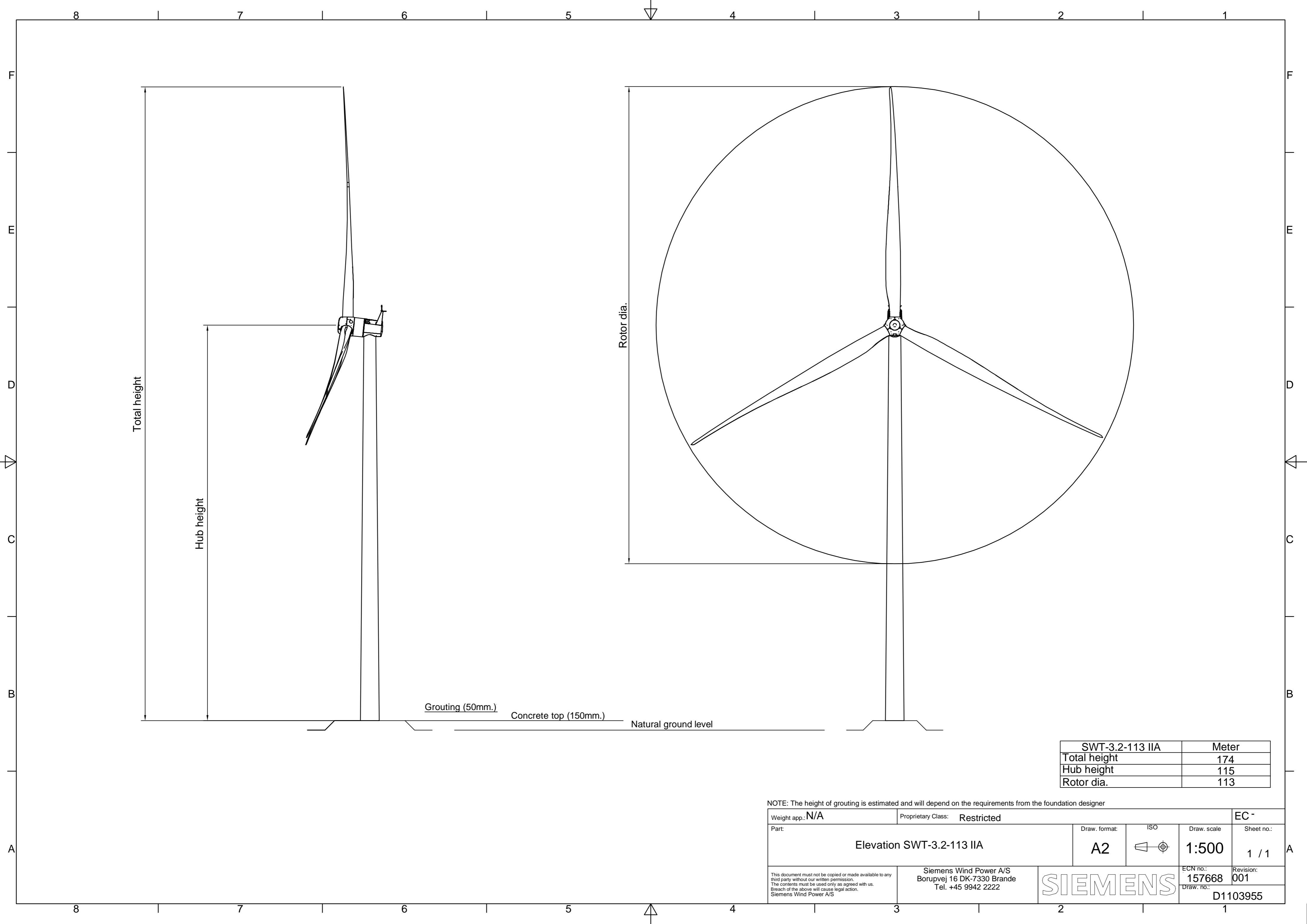
Het MER, de aanvulling daarop en de bijlagen zijn ter informatie integraal toegevoegd aan de aanvraag, maar gezien de omvang van de documenten omwille van het overzicht van deze aanvraag niet nog een keer toegevoegd op deze plek bij de ter inzagelegging. Voor de inhoud van het MER verwijzen wij naar de bijlagen bij de onderbouwing van het inpassingsplan.

BIJLAGE 10A

TECHNISCHE SPECIFICATIES

SIEMENS SWT 3.2 – 113 – ASHOOGTE 115M





SWT-3.2-113 IIA	Meter
Total height	174
Hub height	115
Rotor dia.	113

NOTE: The height of grouting is estimated and will depend on the requirements from the foundation designer

Weight app.: N/A	Proprietary Class: Restricted	EC -	
Part: Elevation SWT-3.2-113 IIA	Draw. format: A2	ISO	Draw. scale: 1:500
<small>This document must not be copied or made available to any third party without our written permission. The contents must be used only as agreed with us. Breach of the above will cause legal action. Siemens Wind Power A/S</small>	Siemens Wind Power A/S Borupvej 16 DK-7330 Brande Tel. +45 9942 2222	ECN no.: 157668	Revision: 001
		Draw. no.: D1103955	





DET NORSKE VERITAS

TYPE CERTIFICATE

D3 Platform, Generation 1

SWT-3.0-101 DD, SWT-3.0-108 DD, SWT-3.0-113 DD, SWT-3.2-113 DD 2B,
SWT-3.2-101 DD, SWT-3.2-108 DD, SWT-3.2-113 DD 2A and SWT-2.3-113 DD

TC-241200-A-2

Certificate number

2015-03-25

Date of issue

Manufacturer:

Siemens Wind Power A/S

**Borupvej 16
7330 Brande**

Valid until: 2017-07-05

Conformity evaluation has been carried out according to IEC 61400-22: 2010 "Wind Turbines - Part 22: Conformity Testing and Certification". This certificate covers several wind turbine types and attests compliance with IEC 61400-1 ed.3 incl. amd.1 and IEC 61400-22 concerning the design and manufacture.

Reference documents:

Final Evaluation Report:

PD-2412-1J6DR65-2 rev.2

Design Basis Conformity Statement:

DB-241200-A-2

Design Evaluation Conformity Statement:

DE-241200-A-2

Type Test Conformity Statement:

TT-241200-A-2

Manufacturing Conformity Statement:

MC-241200-A-2

Wind Turbine specification:

See Appendix 1 of this Certificate.

Date: 2015-03-25


Christer Eriksson

**Management Representative
Det Norske Veritas, Danmark A/S**



DANAK
PROD Reg. no. 7031

Date: 2015-03-25


Trine Bjerre Pedersen

**Project Manager
Det Norske Veritas, Danmark A/S**

DET NORSKE VERITAS, DANMARK A/S



APPENDIX 1 - WIND TURBINE TYPE SPECIFICATION

Wind conditions:

IEC WT class acc. to IEC 61400-1 ed. 3: 2005 incl. A1:	1A	2A	3A	2B
V _{ref} (hub height):	50.0 m/s	42.5 m/s	37.5 m/s	42.5 m/s
V _{ave} (hub height):	10 m/s	8.5 m/s	7.5 m/s	8.5 m/s
Iref acc. to IEC 61400-1 ed. 3: 2005 incl. A1:	0.16	0.16	0.16	0.14
Mean flow inclination:	8°	8°	8°	8°
Design life time:	20 years	20 years	20 years	20 years
Air density:	1.225 kg/m ³	1.225 kg/m ³	1.225 kg/m ³	1.225 kg/m ³

Electrical network conditions:

Normal supply voltage and range:	Low voltage side: 690 V ± 10% High voltage side: 10.5 kV or 22 kV ± 10%
Normal supply frequency and range:	50 Hz or 60 Hz +4%/-6%
Voltage imbalance:	Min 2% according to IEC 60146
Maximum duration of electrical power network outages:	No limits when requirements in manuals are followed
Number of annual electrical network outages:	Maximum 1000 per year

Other environmental conditions:

Relative humidity:	Outside: 100% Inside Rotor-Nacelle Assembly: max. 95%
Solar radiation:	1000 W/m ²
Description of lightning protection system:	Designed according to IEC 62305 and IEC 61400-24, protection level 1
Corrosion class RNA acc. to ISO 12944, see also tower specification:	External surfaces: C5 M High Internal surfaces: C3



Main components:

Transformer:	Type:	3.4MVA Siemens transformer, 10.5/0.69kV, 6%	
	Manufacturer:	Siemens	
	Drawing / Data sheet / Part no.:	6905749	
	Rated Voltage:	10.5/0.69kV	
	Degree of protection:	IP55	
	Type:	3.4MVA Siemens transformer, 22/0.69kV, 6%	
	Manufacturer:	Siemens	
	Drawing / Data sheet / Part no.:	6904526	
	Rated Voltage:	22/0.69kV	
	Degree of protection:	IP55	
Converter:	Type:	A12 3000kW	
	Manufacturer:	KK-electronic	
	Drawing / Data sheet / Part no.:	A9B10115059	
	Rated Voltage:	690 V	
	Rated Current:	3200A	
	Degree of protection:	IP21	
Protection System:	Description:	Primary system:	2 individual pitching blades and the mechanical brake
		Secondary system:	3 individual pitching blades
Control system:	Type:	SICS	
	Manufacturer:	Siemens Wind Power A/S	
Hub:	Type:	Cast	
	Material:	EN-GJS-400-18U-LT	
	Manufacturer:	-	
	Drawings:	1021843-63871	
		1021844-63871	
1021845-107295			
Blade bearing:	Type:	Double row ball bearing	
	Manufacturer:	Rothe Erde	
	Drawing:	090.60.2421.105.49.1421	
		090.60.2421.130.49.1421	
		090.60.2421.120.49.1421	
	Type:	Double row ball bearing	
	Manufacturer:	ZWZ Wafangdian	
	Drawing:	FL-HSB2421DKFT	
	Type:	Double row ball bearing	
	Manufacturer:	Schaeffler	
Drawing:	EDD F-600954-WPOS		



Pitch system:	Motor / actuator Type: Manufacturer:	Hydraulic Fritz Schur
Fixed shaft:	Type: Material: Manufacturer: Drawings:	Cast EN-GJS-400-18U-LT - D1119500-73501 D1119534-73501 D1119547-73501 Or: D1002238-137180 D1002239-137180 D1002240-137180
Main bearing:	Type: Manufacturer: Drawing / Data sheet / Part no.:	Tapered roller bearing TIMKEN NP040233 90WA3 NP885646-90WA3
	Type: Manufacturer: Drawing / Data sheet / Part no.:	Tapered roller bearing SKF BT2-8217
	Type: Manufacturer: Drawing / Data sheet / Part no.:	Tapered roller bearing Rothe Erde 140.65.2068.301.62.1310 140.65.2068.302.62.1310
Generator:	Type: Manufacturer: Drawing / Data sheet / Part no.: Nominal Power: Rated Frequency: Rated Voltage: Rated speed: Insulation class: Protection class (acc. to IEC529)	Synchronous generator with permanent magnets DD22 Siemens Wind Power A/S - Defined in Configuration Matrix (2.3 MW, 3.0 MW or 3.2 MW) 14.4 [Hz] Up to 750V Defined in Configuration Matrix (range 6-15rpm) F IP54
Mechanical brakes:	Type: Manufacturer: Drawing: Location: Brake torque:	Three calipers on one brake disc Simé, caliper FCH120-01 T10028-01-E Fixed shaft Total 2200 kNm



Blade:	Type:	B49-01
	Material:	Glass fibre
	Blade length:	49 m
	Number of blades:	3
	Manufacturer:	Siemens Wind Power A/S
	Drawing:	813362-C0903096
	Rotor Tilt:	6°
	Cone Angle:	5.4° (plus offset of blade sections; 2 m at tip)
	Type:	B49-03
	Material:	Glass fibre
	Blade length:	49 m
	Number of blades:	3
	Manufacturer:	Siemens Wind Power A/S
	Drawing:	813362-C0903096
	Rotor Tilt:	6°
	Cone Angle:	5.4° (plus offset of blade sections; 2 m at tip)
	Type:	B53-01 with RUK
	Material:	Glass fibre
	Blade length:	53 m
	Number of blades:	3
	Manufacturer:	Siemens Wind Power A/S
	Drawing:	D1120417-71767
	Rotor Tilt:	6°
	Cone Angle:	5.4° (plus offset of blade sections; 2 m at tip)
	Type:	B53-02
	Material:	Glass fibre
	Blade length:	53 m
	Number of blades:	3
	Manufacturer:	Siemens Wind Power A/S
	Drawing:	D1176715-92920
	Rotor Tilt:	6°
	Cone Angle:	5.4° (plus offset of blade sections; 2 m at tip)
	Type:	B55-01
	Material:	Glass fibre
	Blade length:	55 m
	Number of blades:	3
	Manufacturer:	Siemens Wind Power A/S
	Drawing:	D1089704-68197
	Rotor Tilt:	6°
	Cone Angle:	5.6° (plus offset of blade sections; 2 m at tip)
Machine foundation:	Type:	Cast, Callisto
	Material:	EN-GJS-400-18U-LT
	Manufacturer:	-
	Drawings:	D1076891-66354
		D1076912-66354
		D1076925-66354



Yaw System:	<p>Yaw bearing type: Sliding bearing, steel yaw clamps Manufacturer: - Drawing / Data sheet / Part no.: A9B10018219, A9B10041725 Yaw bearing type: Sliding bearing, cast yaw clamps Manufacturer: - Drawing / Data sheet / Part no.: A9B10018219, A9B10068196 Yaw gear type including drive: 8 pcs T709T4F yaw gears with Siemens yaw motors. Manufacturer: Bonfiglioli Drawing / Data sheet / Part no.: A9B10014854, A9B10085871 Yaw gear type including drive: 8 pcs PG1904 yaw gears with Siemens yaw motors. Manufacturer: Comer Drawing / Data sheet / Part no.: A9B10044868, A9B10085872 Yaw brake type: Friction and brake on yaw motors Yaw speed: 0.0859 rpm</p>
Tower:	<p>Name: 3.0-T74.5-01 or D3-3.0-101-1A-T74.5-211 or D3-3.0-101-1A-T74.5-411 or D3-3.2-101-1A-T74.5-411 Type: Conical steel Sections: 3 Height: 74.5m Drawing / Data sheet / Part no.: 1019620-55613 1019622-55613 1019623-55613 Internal corrosion class C3 High External corrosion class C4/C5-I High</p> <p>Name: 3.0-T79.5-03 or D3-3.0-101-1A-T79.5-212 or D3-3.0-101-1A-T79.5-412 Type: Conical steel Sections: 3 Height: 79.5 Drawing / Data sheet / Part no.: 1013352-52603 1013353-52603 1013354-52603 Internal corrosion class C3 External corrosion class C3</p> <p>Name: 3.0-T94.0-01 Type: Conical steel Sections: 4 Height: 94.0m Drawing / Data sheet / Part no.: 1030560-64384 1030561-64384 1030562-64384 1030563-64384 Internal corrosion class C3 Medium or C3 External corrosion class C3 High or C4/C5 I High</p>



Name:	3.0-T89.5-05 or D3-3.0-101@2A-T89.5-213
Type:	Conical steel
Sections:	4
Height:	89.5m
Drawing / Data sheet / Part no.:	1019964-55877 1019965-55877 1019966-55877 1019967-60820
Internal corrosion class	C3 Medium
External corrosion class	C3 High
Name:	3.0-T79.5-04
Type:	Conical steel
Sections:	3
Height:	79.5m
Drawing / Data sheet / Part no.:	1017732-54500 1017733-54500 1017734-54500
Internal corrosion class	C3 Medium or C3 High
External corrosion class	C3 High or C5 M High
Name:	3.0-T99.5-01
Type:	Conical steel
Sections:	4
Height:	99.5m
Drawing / Data sheet / Part no.:	1024560-58331 1024561-58331 1024562-58331 1024563-58331
Internal corrosion class	C3
External corrosion class	C3
Name:	3.0-T79.5-07 or D3-3.0-108-1A-T79.5-217 or D3-3.0-108-1A-T79.5-417
Type:	Conical steel
Sections:	3
Height:	79.5m
Drawing / Data sheet / Part no.:	D1106432-69572 D1106753-69572 D1106756-69572
Internal corrosion class	C3 High
External corrosion class	C4/C5-I High



Name:	3.0-T92.5-02 or D3-3.0-113-2A-T92.5-223 or D3-3.0-113-2A-T92.5-443
Type:	Conical steel
Sections:	4
Height:	92.5 m
Drawing / Data sheet / Part no.:	D1105848-69372 D1105850-69372 D1105852-69372 D1105854-69372
Internal corrosion class	C3 High
External corrosion class	C4/C5-I High
Name:	3.0-T99.5-06 or D3-3.0-113-3A-T99.5-225 or D3-3.0-113-3A-T99.5-425 or D3-3.0-113-2B-T99.5-225 or D3-3.0-113-2B-T99.5-425
Type:	Conical steel
Sections:	5
Height:	99.5 m
Drawing / Data sheet / Part no.:	D1123102-73128 D1123103-73128 D1123104-73128 D1123105-73128 D1123106-73128
Internal corrosion class	C3 medium or C3 high
External corrosion class	C3 high or C4/C5-I High
Name:	3.2-T92.5-01 or D3-3.2-113-2B-T92.5-233 or D3-3.2-113-2B-T92.5-433
Type:	Conical steel
Sections:	4
Height:	92.5m
Drawing / Data sheet / Part no.:	D11140033-78109
Internal corrosion class	C3
External corrosion class	C4/C5-I or C3
Name:	D3-3.2-113-2A-T92.5-223 or D3-3.2-113-2A-T92.5-423
Type:	Conical steel
Sections:	4
Height:	92.5m
Drawing / Data sheet / Part no.:	D1024472-125979
Internal corrosion class	C3 medium (M) or C3 high (H)
External corrosion class	C3, high (H) or C4/C5-I, high (H)



Name: D3-2.3-113-2B-T99.5-219 or
 D3-2.3-113-2B-T99.5-419
 Type: Conical steel
 Sections: 5
 Height: 99.5m
 Drawing / Data sheet / Part no.: D1133621-81709
 Internal corrosion class C3 medium (M) or C3 high (H)
 External corrosion class C3 high (H) or C4/C5-I high (H)

Name: D3-3.0-101-2A-T115.0-428 or
 D3-3.0-113-2A-T115.0-428 or
 D3-3.2-101-2A-T115.0-428 or
 D3-3.2-113-2A-T115.0-428
 Type: Conical steel
 Sections: 5
 Height: 115.0m
 Drawing / Data sheet / Part no.: D1018064-002
 Internal corrosion class C3 medium (M) or C3 high (H)
 External corrosion class C3 high (H) or C4/C5-I high (H)

Name: D3-3.2-113-2A-T79.5-417
 Type: Conical steel
 Sections: 3
 Height: 79.5 m
 Drawing / Data sheet / Part no.: D1106434-69572
 D1106754-69572
 D1106758-69572
 D1106432-69572
 D1106753-69572
 D1106756-69572

Internal corrosion class C3 High
 External corrosion class C4/C5-I High

Name: D3-3.0-101-2B-T99.5-448
 Type: Conical steel
 Sections: 4
 Height: 99.5m
 Drawing / Data sheet / Part no.: D1050272-001
 Internal corrosion class C3 medium (M) or C3 high (H)
 External corrosion class C3 high (H) or C4/C5-I high (H)

Name: D3-3.2-101-1A-T89.5-444 or
 D3-3.2-108-1A-T89.5-444
 Type: Conical steel
 Sections: 5
 Height: 89.5m
 Drawing / Data sheet / Part no.: D1041049-002
 Internal corrosion class C3 medium (M) or C3 high (H)
 External corrosion class C3 high (H) or C4/C5-I, high (H)



Service lift:	Type:	Sherpa RD
	Manufacturer:	Power Climber
	Type:	SWP
	Manufacturer:	Avanti
	Type:	TH250 B
	Manufacturer:	Sky man
Crane:	Type :	STAR 050/95
	Manufacturer:	Liftket
	Type:	Jib Service Crane Version 2.
	Manufacturer:	Johs. Pedersen Maskinfabrik A/S
Manuals:	Installation Manual:	ZAI1018447
	Operation Manual:	ZOM 1036396-81952
	Service Manual	ZSM1039711-EN-US-97427



Configurations covered by this Type Certificate (Configuration Matrix):

ID (Type. Variant)	IEC WT class	Power	Rated wind speed Vr	Operating wind speed	Normal temp. range	Extreme temp. range	Derating temp.
1.1	1A	3.0 MW	12 m/s	3-25 m/s	-20°C - +40°C	-25°C - +50°C	36°C
1.2	1A	3.0 MW	12 m/s	3-25 m/s	-20°C - +40°C	-25°C - +50°C	36°C
1.3	1A	3.0 MW	12 m/s	3-25 m/s	-20°C - +40°C	-25°C - +50°C	36°C
1.4	1A	3.0 MW	12 m/s	3-25 m/s	-20°C - +40°C	-25°C - +50°C	36°C
1.5	1A	3.0 MW	12 m/s	3-25 m/s	-20°C - +40°C	-25°C - +50°C	36°C
1.6	2A	3.0 MW	12 m/s	3-25 m/s	-20°C - +40°C	-25°C - +50°C	36°C
1.7	2A	3.0 MW	12 m/s	3-25 m/s	-20°C - +40°C	-25°C - +50°C	36°C
1.8	2A	3.0 MW	12 m/s	3-25 m/s	-20°C - +40°C	-25°C - +50°C	36°C
1.9	2A	3.0 MW	12 m/s	3-25 m/s	-20°C - +40°C	-25°C - +50°C	36°C
1.10	2B	3.0 MW	12 m/s	3-25 m/s	-20°C - +40°C	-25°C - +50°C	36°C
1.11	2B	3.0 MW	12 m/s	3-25 m/s	-20°C - +40°C	-25°C - +50°C	36°C
1.12	2B	3.0 MW	12 m/s	3-25 m/s	-20°C - +40°C	-25°C - +50°C	36°C
1.13	2B	3.0 MW	12 m/s	3-25 m/s	-20°C - +40°C	-25°C - +50°C	36°C
1.14	2B	3.0 MW	12 m/s	3-25 m/s	-20°C - +40°C	-25°C - +50°C	36°C
1.15	2B	3.0 MW	12 m/s	3-25 m/s	-20°C - +40°C	-25°C - +50°C	36°C
1.16	2A	3.0 MW	12 m/s	4-25 m/s	-20°C - +40°C	-25°C - +50°C	36°C
1.17	2B	3.0 MW	12 m/s	3-25 m/s	-20°C - +40°C	-25°C - +50°C	36°C
2.1	1A	3.0 MW	12 m/s	3-25 m/s	-20°C - +40°C	-25°C - +50°C	36°C
2.2	2A	3.0 MW	12 m/s	3-25 m/s	-20°C - +40°C	-25°C - +50°C	36°C
3.1	2A	3.0 MW	11 m/s	4-25 m/s	-20°C - +40°C	-25°C - +50°C	32°C
3.2	3A	3.0 MW	11 m/s	4-25 m/s	-20°C - +40°C	-25°C - +50°C	32°C
3.3	2B	3.0 MW	11 m/s	4-25 m/s	-20°C - +40°C	-25°C - +50°C	32°C
3.4	2A	3.0 MW	11 m/s	4-25 m/s	-20°C - +40°C	-25°C - +50°C	32°C
4.1	2B	3.2 MW	12 m/s	3-23 m/s	-20°C - +40°C	-25°C - +50°C	32°C
4.2	2B	3.2 MW	12 m/s	4-25 m/s	-20°C - +40°C	-25°C - +50°C	32°C
5.1	1A	3.2 MW	13 m/s	3-25 m/s	-20°C - +40°C	-25°C - +50°C	34.8°C
5.2	2A	3.2 MW	13 m/s	4-25 m/s	-20°C - +40°C	-25°C - +50°C	34.8°C
5.3	1A	3.2 MW	13 m/s	3-25 m/s	-20°C - +40°C	-25°C - +50°C	34.8°C
5.4	1A	3.2 MW	13 m/s	3-25 m/s	-20°C - +40°C	-25°C - +50°C	34.8°C
6.1	1A	3.2 MW	12 m/s	3-25 m/s	-10°C - +40°C	-25°C - +50°C	32.4°C
6.2	1A	3.2 MW	12 m/s	3-25 m/s	-10°C - +40°C	-25°C - +50°C	32.4°C
7.1	2A	3.2 MW	12 m/s	3-25 m/s	-20°C - +40°C	-25°C - +50°C	19.1°C
7.2	2A	3.2 MW	12 m/s	4-25 m/s	-20°C - +40°C	-25°C - +50°C	19.1°C
7.3	2A	3.2 MW	12 m/s	3-25 m/s	-20°C - +40°C	-25°C - +50°C	19.1°C
8.1	2B	2.3 MW	10 m/s	3-25 m/s	-20°C - +40°C	-25°C - +50°C	35°C



ID (Type. Variant)	Rotor	Blade	Power Curve Revision	Generator	RPM	Control Version	Applications
1.1	101 m	B49-01	-	DD22	16	SICS	Onshore
1.2	101 m	B49-03	4	DD22	16	SICS	Onshore
1.3	101 m	B49-01	3	DD22	16	SICS	Onshore
1.4	101 m	B49-03	4	DD22	16	SICS	Onshore
1.5	101 m	B49-03	4	DD22	16	SICS	Onshore
1.6	101 m	B49-01	-	DD22	16	SICS	Onshore
1.7	101 m	B49-03	4	DD22	16	SICS	Onshore
1.8	101 m	B49-01	3	DD22	16	SICS	Onshore
1.9	101 m	B49-01	4	DD22	16	SICS	Onshore
1.10	101 m	B49-01	-	DD22	16	SICS	Onshore
1.11	101 m	B49-01	3	DD22	16	SICS	Onshore
1.12	101 m	B49-03	4	DD22	16	SICS	Onshore
1.13	101 m	B49-01	-	DD22	16	SICS	Onshore
1.14	101 m	B49-03	4	DD22	16	SICS	Onshore
1.15	101 m	B49-01	4	DD22	16	SICS	Onshore
1.16	101 m	B49-03	-	DD22	16	SICS	Onshore
1.17	101 m	B49-03	4	DD22	16	SICS	Onshore
2.1	108 m	B53-01 RUK	-	DD22	15.5	SICS	Onshore
2.2	108 m	B53-01 RUK	-	DD22	15.5	SICS	Onshore
3.1	113 m	B55-01	-	DD22	14	SICS	Onshore
3.2	113 m	B55-01	-	DD22	14	SICS	Onshore
3.3	113 m	B55-01	-	DD22	14	SICS	Onshore
3.4	113 m	B55-01	-	DD22	14	SICS	Onshore
4.1	113 m	B55-01	-	DD22	15	SICS	Onshore
4.2	113 m	B55-01	-	DD22	15	SICS	Onshore
5.1	101 m	B49-03	-	DD22	16	SICS	Onshore
5.2	101 m	B49-03	-	DD22	16	SICS	Onshore
5.3	101 m	B49-03	-	DD22	16	SICS	Onshore
5.4	101 m	B49-03	-	DD22	16	SICS	Onshore
6.1	108 m	B53-02	-	DD22	15.5	SICS	Onshore
6.2	108 m	B53-02	-	DD22	15.5	SICS	Onshore
7.1	113 m	B55-01	-	DD22	14.4	SICS	Onshore
7.2	113 m	B55-01	-	DD22	14.4	SICS	Onshore
7.3	113 m	B55-01	-	DD22	14.4	SICS	Onshore
8.1	113 m	B55-01	-	DD22	13	SICS	Onshore



ID (Type. Variant)	Hub Height	Tower	Tower	Tower
1.1	74.5 m	3.0-T74.5-01	D3-3.0-101-1A-T74.5-211	D3-3.0-101-1A-T74.5-411
1.2	74.5 m	3.0-T74.5-01	D3-3.0-101-1A-T74.5-211	D3-3.0-101-1A-T74.5-411
1.3	79.5 m	3.0-T79.5-03	D3-3.0-101-1A-T79.5-212	D3-3.0-101-1A-T79.5-412
1.4	79.5 m	3.0-T79.5-03	D3-3.0-101-1A-T79.5-212	D3-3.0-101-1A-T79.5-412
1.5	94.0 m	3.0-T94.0-01	-	-
1.6	89.5 m	3.0-T89.5-05	D3-3.0-101@2A-T89.5-213	-
1.7	89.5 m	3.0-T89.5-05	D3-3.0-101@2A-T89.5-213	-
1.8	89.5 m	3.0-T89.5-05	D3-3.0-101@2A-T89.5-213	-
1.9	89.5 m	3.0-T89.5-05	D3-3.0-101@2A-T89.5-213	-
1.10	79.5 m	3.0-T79.5-04	-	-
1.11	79.5 m	3.0-T79.5-04	-	-
1.12	79.5 m	3.0-T79.5-04	-	-
1.13	99.5 m	3.0-T99.5-01	-	-
1.14	99.5 m	3.0-T99.5-01	-	-
1.15	79.5 m	3.0-T79.5-04	-	-
1.16	115.0 m	-	-	D3-3.0-101-2A-T115.0-428
1.17	99.5 m	-	-	D3-3.0-101-2B-T99.5-448
2.1	79.5 m	3.0-T79.5-07	D3-3.0-108-1A-T79.5-217	D3-3.0-108-1A-T79.5-417
2.2	79.5 m	3.0-T79.5-03	D3-3.0-101-1A-T79.5-212	D3-3.0-101-1A-T79.5-412
3.1	92.5 m	3.0-T92.5-02	D3-3.0-113-2A-T92.5-223	D3-3.0-113-2A-T92.5-423
3.2	99.5 m	3.0-T99.5-06	D3-3.0-113-3A-T99.5-225	D3-3.0-113-3A-T99.5-425
3.3	99.5 m	3.0-T99.5-06	D3-3.0-113-2B-T99.5-225	D3-3.0-113-2B-T99.5-425
3.4	115.0 m	-	-	D3-3.0-113-2A-T115.0-428
4.1	92.5 m	3.2-T92.5-01	D3-3.2-113-2B-T92.5-233	D3-3.2-113-2B-T92.5-433
4.2	79.5 m	3.0-T79.5-07	D3-3.0-108-1A-T79.5-217	D3-3.0-108-1A-T79.5-417
5.1	79.5 m	3.0-T79.5-03	D3-3.0-101-1A-T79.5-212	D3-3.0-101-1A-T79.5-412
5.2	115.0 m	-	-	D3-3.2-101-2A-T115.0-428
5.3	74.5 m	3.0-T74.5-01	-	D3-3.2-101-1A-T74.5-411
5.4	89.5 m	-	-	D3-3.2-101-1A-T89.5-444
6.1	79.5 m	3.0-T79.5-07	D3-3.0-108-1A-T79.5-217	D3-3.0-108-1A-T79.5-417
6.2	89.5 m	-	-	D3-3.2-108-1A-T89.5-444
7.1	92.5 m	-	D3-3.2-113-2A-T92.5-223	D3-3.2-113-2A-T92.5-423
7.2	115.0 m	-	-	D3-3.2-113-2A-T115.0-428
7.3	79.5 m	-	-	D3-3.2-113-2A-T79.5-417
8.1	99.5 m	-	D3-2.3-113-2B-T99.5-219	D3-2.3-113-2B-T99.5-419



Options:

ID (Type. Variant)	HWRT	HWRT operating wind speed	Deicing	Power Boost	Power Boosted Effect
1.1	-	-	Optional	Optional	3.03 MW
1.2	-	-	Optional	Optional	3.03 MW
1.3	Optional	3 – 32 m/s (HWRT from 22 m/s)	Optional	Optional	3.03 MW
1.4	Optional	3 – 32 m/s (HWRT from 22 m/s)	Optional	Optional	3.03 MW
1.5	-	-	Optional	Optional	3.03 MW
1.6	-	-	Optional	Optional	3.03 MW
1.7	-	-	Optional	Optional	3.03 MW
1.8	-	-	Optional	Optional	3.03 MW
1.9	-	-	Optional	Optional	3.03 MW
1.10	-	-	Optional	Optional	3.03 MW
1.11	-	-	Optional	Optional	3.03 MW
1.12	-	-	Optional	Optional	3.03 MW
1.13	-	-	Optional	Optional	3.03 MW
1.14	-	-	Optional	Optional	3.03 MW
1.15	-	-	Optional	Optional	3.03 MW
1.16	Optional	3 – 32 m/s (HWRT from 22 m/s)	Optional	Optional	3.03 MW
1.17	-	-	Optional	Optional	3.03 MW
2.1	-	-	-	-	-
2.2	-	-	-	-	-
3.1	Optional	3 – 32 m/s (HWRT from 23 m/s)	Optional	Optional	3.03 MW
3.2	Optional	3 – 32 m/s (HWRT from 23 m/s)	Optional	Optional	3.03 MW
3.3	Optional	3 – 32 m/s (HWRT from 23 m/s)	Optional	Optional	3.03 MW
3.4	Optional	3 – 32 m/s (HWRT from 23 m/s)	Optional	Optional	3.03 MW
4.1	Optional	3 – 32 m/s (HWRT from 23 m/s)	Optional	-	-
4.2	Optional	3 – 32 m/s (HWRT from 23 m/s)	Optional	-	-
5.1	Optional	3 – 32 m/s (HWRT from 23 m/s)	Optional	-	-
5.2	Optional	3 – 32 m/s (HWRT from 23 m/s)	Optional	-	-
5.3	-	-	Optional	-	-
5.4	Optional	3 – 32 m/s (HWRT from 23 m/s)	Optional	-	-
6.1	-	-	-	-	-
6.2	Optional	3 – 32 m/s (HWRT from 23 m/s)	Optional	-	-
7.1	Optional	3 – 32 m/s (HWRT from 23 m/s)	Optional	-	-
7.2	Optional	3 – 32 m/s (HWRT from 23 m/s)	Optional	-	-
7.3	Optional	3 – 32 m/s (HWRT from 23 m/s)	Optional	-	-
8.1	-	-	Optional	-	-



ID (Type. Variant)	Cold Weather Package, CWP	Normal temp. range for CWP	Extreme temp. range for CWP
1.1	-	-	-
1.2	-	-	-
1.3	-	-	-
1.4	-	-	-
1.5	-	-	-
1.6	-	-	-
1.7	-	-	-
1.8	-	-	-
1.9	-	-	-
1.10	-	-	-
1.11	-	-	-
1.12	-	-	-
1.13	-	-	-
1.14	-	-	-
1.15	-	-	-
1.16	-	-	-
1.17	-	-	-
2.1	-	-	-
2.2	-	-	-
3.1	Optional	-30°C - +40°C Grid connection required below -20°C	-45°C - +50°C Grid connection required below -25°C
3.2	Optional	-30°C - +40°C Grid connection required below -20°C	-45°C - +50°C Grid connection required below -25°C
3.3	Optional	-30°C - +40°C Grid connection required below -20°C	-45°C - +50°C Grid connection required below -25°C
3.4	Optional	-30°C - +40°C Grid connection required below -20°C	-45°C - +50°C Grid connection required below -25°C
4.1	Optional	-30°C - +40°C Grid connection required below -20°C	-45°C - +50°C Grid connection required below -25°C
4.2	Optional	-30°C - +40°C Grid connection required below -20°C	-45°C - +50°C Grid connection required below -25°C
5.1	-	-	-
5.2	-	-	-
5.3	-	-	-
5.4	-	-	-
6.1	-	-	-
6.2	-	-	-
7.1	Optional	-30°C - +40°C Grid connection required below -20°C	-45°C - +50°C Grid connection required below -25°C
7.2	Optional	-30°C - +40°C Grid connection required below -20°C	-45°C - +50°C Grid connection required below -25°C
7.3	Optional	-30°C - +40°C Grid connection required below -20°C	-45°C - +50°C Grid connection required below -25°C
8.1	Optional	-30°C - +40°C Grid connection required below -20°C	-45°C - +50°C Grid connection required below -25°C



ID (Type. Variant)	Design basis version	RNA version	Controller name	Controller version	Load set name	LPS version
1.1	FY14	FY14	WTC3_Ctrl_VS_Stp	28	idaa	Gen. 1 or 2
1.2	FY14	FY14	WTC3_Ctrl_VS_Stp	31	3.0-T74.5-01_1A	Gen. 1 or 2
1.3	FY14	FY14	WTC3_Ctrl_VS_Stp	30	iaga	Gen. 1 or 2
1.4	FY14	FY14	WTC3_Ctrl_VS_Stp	31	iagc/iadc	Gen. 1 or 2
1.5	FY14	FY14	WTC3_Ctrl_VS_Stp	31	3.0-T94.0-01_1A	Gen. 1 or 2
1.6	FY14	FY14	WTC3_Ctrl_VS_Stp	28	ibba	Gen. 1 or 2
1.7	FY14	FY14	WTC3_Ctrl_VS_Stp	31	3.0-T89.5-05_2A	Gen. 1 or 2
1.8	FY14	FY14	WTC3_Ctrl_VS_Stp	31	3.0-T89.5-05_2A	Gen. 1 or 2
1.9	FY14	FY14	WTC3_Ctrl_VS_Stp	31	3.0-T89.5-05_2A	Gen. 1 or 2
1.10	FY14	FY14	WTC3_Ctrl_VS_Stp	28	iabl	Gen. 1 or 2
1.11	FY14	FY14	WTC3_Ctrl_VS_Stp	31	3.0-T79.5-04_2B	Gen. 1 or 2
1.12	FY14	FY14	WTC3_Ctrl_VS_Stp	31	3.0-T79.5-04_2B	Gen. 1 or 2
1.13	FY14	FY14	WTC3_Ctrl_VS_Stp	28	iccc	Gen. 1 or 2
1.14	FY14	FY14	WTC3_Ctrl_VS_Stp	31	3.0-T99.5-01_2B	Gen. 1 or 2
1.15	FY14	FY14	WTC3_Ctrl_VS_Stp	31	3.0-T79.5-04_2B	Gen. 1 or 2
1.16	FY14	FY14	WTC3_Ctrl_VS_Stp	31	T115.0-228-07	Gen. 1 or 2
1.17	FY14	FY14	WTC3_Ctrl_VS_Stp	31	3.0-T99.5-01_2B	Gen. 1 or 2
2.1	FY14	FY14	WTC3_Ctrl_VS_Stp	31	NG9LR03	Gen. 1 or 2
2.2	FY14	FY14	WTC3_Ctrl_VS_Stp	31	waba	Gen. 1 or 2
3.1	FY14	FY14	WTC3_Ctrl_VS_Stp	31	NG11LR03	Gen. 1 or 2
3.2	FY14	FY14	WTC3_Ctrl_VS_Stp	31	jfbh	Gen. 1 or 2
3.3	FY14	FY14	WTC3_Ctrl_VS_Stp	31	jfbg	Gen. 1 or 2
3.4	FY14	FY14	WTC3_Ctrl_VS_Stp	31	T115.0-228-07	Gen. 1 or 2
4.1	FY14	FY14	WTC3_Ctrl_VS_Stp	31	D332LR02	Gen. 1 or 2
4.2	FY14	FY14	WTC3_Ctrl_VS_Stp	31	pfad	Gen. 1 or 2
5.1	FY14	FY14	WTC3_Ctrl_VS_Stp	31	D332101LR2	Gen. 1 or 2
5.2	FY14	FY14	WTC3_Ctrl_VS_Stp	31	T115.0-228-07	Gen. 1 or 2
5.3	FY14	FY14	WTC3_Ctrl_VS_Stp	31	SWT-3.2-101- 03,H74.5-0.388,1A	Gen. 1 or 2
5.4	FY14	FY14	WTC3_Ctrl_VS_Stp	31	SWT-3.2-101- 03,H89.5-0.305,1A	Gen. 1 or 2
6.1	FY14	FY14	WTC3_Ctrl_VS_Stp	31	D332108LR2	Gen. 1 or 2
6.2	FY14	FY14	WTC3_Ctrl_VS_Stp	31	SWT-3.2-108- 03,H89.5-0.301,1A	Gen. 1 or 2
7.1	FY14	FY14	WTC3_Ctrl_VS_Stp	31	D332113LR2	Gen. 1 or 2
7.2	FY14	FY14	WTC3_Ctrl_VS_Stp	31	T115.0-228-07	Gen. 1 or 2
7.3	FY14	FY14	WTC3_Ctrl_VS_Stp	31	PFAD	Gen. 1 or 2
8.1	FY14	FY14	WTC3_Ctrl_VS_Stp	31	D323113NPDTUR-00a	Gen. 1 or 2

Technical Description SWT-3.2-113 IEC IIA

Rotor-Nacelle

The rotor is a three-bladed cantilevered construction, mounted upwind of the tower. The power output is controlled by pitch regulation. The rotor speed is variable and is designed to maximize the aerodynamic efficiency while maintaining loads and noise level.

The nacelle has been designed for safe access to all service points during scheduled service. In addition the nacelle has, when it appears with machinery guards fully assembled, been designed for safe presence of service technicians in the nacelle during Service Test Runs with the wind turbine in full operation. This allows a high quality service of the wind turbine and provides optimum troubleshooting conditions.

Blades

The blades are made of fiberglass-reinforced epoxy in Siemens' proprietary IntegralBlade® manufacturing process. In this process the blades are cast in one piece to eliminate weaker areas at glue joints. The blades are mounted on pitch bearings and can be feathered 80 degrees for shutdown purposes. Each blade has its own independent pitching mechanism capable of feathering the blade under any operating condition. The blade pitch arrangement allows for optimization of the power output throughout the operating range, and the blades are feathered during standstill to minimize wind loads.

Rotor Hub

The rotor hub is cast in nodular cast iron and is fitted to the generator rotor with a flange connection. The hub is sufficiently large to provide a comfortable working environment for service technicians during maintenance of blade roots and pitch bearings from inside the structure.

Main Shaft

A cast, hollow and fixed main shaft ensures a comfortable internal access from the canopy to the hub.

Main Bearing

The rotating parts of the wind turbine are supported by a single, double-tapered roller bearing. The bearing is grease lubricated.

Generator

The generator is a fully enclosed synchronous generator with permanent magnet excitation. The generator rotor construction and stator windings are designed for high efficiency at partial loads. The generator is positioned between the tower and the hub producing a comfortably lean arrangement of the internals in the nacelle.

Mechanical Brake

The mechanical brake is fitted to the non-drive end of the generator rotor and has three hydraulic calipers.

Yaw System

A cast bed frame connects the shaft to the tower. The yaw bearing is an externally geared ring with a friction bearing. A series of electric planetary gear motors drives the yawing.

Canopy

The weather screen and housing around the machinery in the nacelle is made of fiberglass-reinforced laminated panels with multiple fire-protecting properties. The design implies fully integrated lightning and EMC protection.

Tower

The wind turbine is mounted on a tapered tubular steel tower. The tower has internal ascent and direct access to the yaw system and nacelle. It is equipped with platforms and internal electric lighting.

Controller

The wind turbine controller is a microprocessor-based industrial controller. The controller is complete with switchgear and protection devices. It is self-diagnosing and an industrial touch panel and display may be used for easy readout of status and for adjustment of settings.

Converter

The NetConverter® power conversion system allows generator operation at variable speed, frequency and voltage while supplying power at constant frequency and voltage to the MV transformer. The power conversion system is water cooled and has a modular arrangement for easy maintenance.

SCADA

The wind turbine provides connection to the Siemens WebWPS SCADA system. This system offers remote control and a variety of status views and useful reports from a standard internet web browser. The status views present information including electrical and mechanical data, operation and fault status, meteorological data and grid station data.

Turbine Condition Monitoring

In addition to the Siemens WebWPS SCADA system, the wind turbine is equipped with the unique Siemens condition monitoring setup. This system monitors the vibration level of the main components and compares the actual vibration spectra with a set of established reference spectra. Result review, detailed analysis and reprogramming can all be carried out using a standard web browser.

Operation Systems

The wind turbine operates automatically. It is self-starting when the wind speed reaches the cut-in wind speed. The output increases according to the power curve until the wind speed reaches nominal wind speed. The wind turbine continues to produce power until, the wind turbines reaches the cut-out wind speed.

The wind turbine is equipped, as an embedded solution in the design, with the High Wind Ride Through (HWRT®) functionality, which provides improved grid stability by reducing the risk of simultaneous power cut outs during higher wind conditions.

During high wind conditions, a wind turbine would typically shut down and not cut in until the wind speed is below a certain threshold. HWRT® can extend power production in high wind conditions by controlling power and speed, as wind speed and wind variations increase respectively. This is done without impacting the structural integrity of the wind turbine.

The HWRT® functionality has two modes which operate independently, i.e. reduction of rotational speed and reduction of power production. The first mode, reduction of rotational speed, reduces the wind turbine's speed as a function of the absolute value of the rotor acceleration. This gives a reduction of speed and power depending on the wind turbulence. The second mode, reduction of power production, reduces the active power as a function of the pitch angle.

An illustration of the HWRT® principle together with the standard operation in high wind is shown in figure 1.

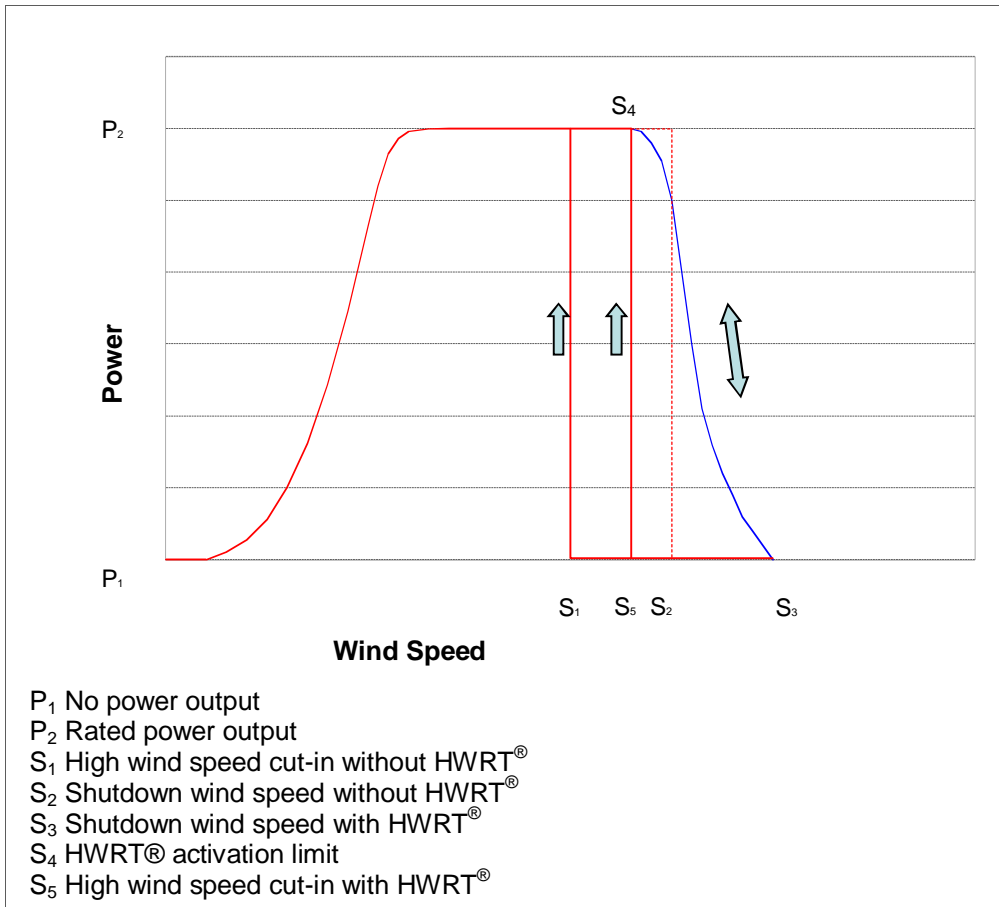


Figure 1: SWT-3.2-113 IEC IIA idealized power curve.

The HWRT® will be activated when the wind speed reaches the activation limit S_4 . The functionality enables extended turbine operation beyond the shutdown wind speed S_2 and until shutdown wind speed S_3 .

Shutdown occurs when wind speed exceeds the limit in any of the three average time intervals, which typically cover time intervals of 600, 30, and 1 second. Shorter averaged time intervals correspond to higher shutdown thresholds. With HWRT®, all three shutdown thresholds are increased.

The HWRT® parameters are listed in table 1.

Parameter Name	Value
P_2 Rated power output	3.2 [MW]
S_1 High wind speed cut-in without HWRT® (600 seconds)	18 [m/s]
S_2 Shutdown wind speed without HWRT® (600 seconds)	22 [m/s]
S_2 Shutdown wind speed without HWRT® (30 seconds)	25 [m/s]
S_2 Shutdown wind speed without HWRT® (1 second)	29 [m/s]
S_5 High wind speed cut-in with HWRT® (600 seconds)	23 [m/s]
S_3 Shutdown wind speed with HWRT® (600 seconds)	32 [m/s]
S_3 Shutdown wind speed with HWRT® (30 seconds)	36 [m/s]
S_3 Shutdown wind speed with HWRT® (1 second)	41 [m/s]
S_4 HWRT® activation limit	23 [m/s]

Table 1: SWT-3.2-113 IEC IIA operational parameters.

Siemens Wind Power and its affiliates reserve the right to change the above specifications without prior notice.

Technical Specifications SWT-3.2-113 IEC IIA

Rotor

Type	3-bladed, horizontal axis
Position.....	Upwind
Diameter.....	113 m
Swept area	10,000 m ²
Nominal speed.....	14.4 rpm
Speed range	4-16.5 rpm
Power regulation	Pitch regulation with variable speed
Rotor tilt	6 degrees

Blade

Type	Self-supporting
Blade length	55 m
Tip chord	0.63 m
Root chord	4.2 m
Aerodynamic profile	Siemens proprietary airfoils, FFA-W3-XXX
Material	GRE
Surface gloss	Semi-gloss, < 30 / ISO2813
Surface color	Light grey, RAL 7035

Aerodynamic Brake

Type	Full span pitching
Activation	Active, hydraulic

Load-Supporting Parts

Hub	Nodular cast iron
Fixed shaft	Nodular cast iron
Nacelle bed frame.....	Nodular cast iron

Mechanical Brake

Type	Hydraulic disc brake
Position	Generator rear end
Number of callipers	3

Canopy

Type	Totally enclosed
Surface gloss	Semi-gloss, 20-40 / ISO- 2813
Color	Light grey, RAL 7035
Material.....	Fire retardant GFRP with inlaid EMC shielding

Generator

Type	Synchronous, PMG
Nominal power	3.4 MW

Grid Terminals (LV)

Nominal power	3.2 MW
Voltage	690 V
Frequency	50 Hz or 60 Hz

Yaw System

Type	Active
Yaw bearing	Externally geared
Yaw drive	8 (optional 10) electric gear motors
Yaw brake	Passive friction brake

Controller

Type	Microprocessor
SCADA system	WPS
Controller designation	SICS

Tower

Type	Tubular steel tower
Hub height	83.5 m, 88 m, 92.5 m, 115 m, 127.5 m, or 142.5 m
Corrosion protection	Painted
Surface gloss	Semi-gloss, 20-40 / ISO- 2813
Color	Light grey, RAL 7035

Operational Data

Cut-in wind speed	3-5 m/s
Nominal power at	12-13 m/s
Cut-out wind speed	32 m/s with High Wind Ride Through
High Wind Ride Through activation	Above 22 m/s
Maximum 3 s gust	59.5 m/s

Weights (approximately)

Rotor	67 Metric tons
Nacelle	78 Metric tons

Siemens Wind Power and its affiliates reserve the right to change the above specifications without prior notice.

Foundation Loads SWT-3.2-113

General

This document or embodiment of it in any media and the information contained in it are the property of Siemens Wind Power A/S (hereinafter "Siemens"). It is an unpublished work protected under the copyright laws free of any legal responsibility for errors or omissions. In particular Siemens accepts no responsibility for the accuracy or completeness of information which has been provided by the customer or a third party on behalf of the customer or which is developed based on such information. This document is supplied in confidence and may not be disclosed to any third party without the prior written consent of Siemens. It must not be used for any other purposes than that for which it is supplied. It must not be reproduced in whole or in part in any way (including reproduction as a derivation work) nor loaned to any third part. This document must be returned to Siemens on demand.

Foundation loads provided within this document cover the wind climate conditions listed under "Project information".

Project information

Site location	Not available
Customer	Not available
Wind Turbine Type	SWT-3.2-113
Hub height	127.5 [m], onshore
Annual average wind speed at hub height	V_{ave} Not available [m/s]
10 min. extreme wind speed with return period of 50 years at hub height.....	V_{ref} Not available [m/s]
3 sec. gust wind speed with return period of 50 years at hub height.....	V_{50e} Not available [m/s]
Average air density	Not available [kg/m ³]

Design Code information

Foundation loads given within this document are based on:

Design code.....	IEC 61400-1 Ed.3
IEC Class.....	2A
Annual average wind speed at hub height	V_{ave} 8.5 [m/s]
10 min. extreme wind speed with return period of 50 years at hub height.....	V_{ref} 42.5 [m/s]
3 sec. gust wind speed with return period of 50 years at hub height.....	V_{50e} 59.5 [m/s]
Average air density	1.225 [kg/m ³]

Foundation Design loads, design load case with highest overturning moment

The ultimate loads from the design load case with the highest overturning moment at the base of the turbine from all load cases are tabulated below.

Hub height	H [m]	127.5
Normal force	N [kN]	5,000
Shear force	Q [kN]	1,440
Overturning moment	M [kNm]	170,900
Torsion moment	T [kNm]	5,280

Table 1: Design loads, design load case with highest overturning moment (DLC4.2).

Loads are inclusive of partial safety factors according to IEC 61400-1 ED.3.

Foundation Design loads, normal operation

The maximum load experienced at the base of the wind turbine tower during normal operation is tabulated below.

Hub height	H [m]	127.5
Normal force	N [kN]	5,000
Shear force	Q [kN]	1,180
Overturning moment	M [kNm]	118,000
Torsion moment	T [kNm]	10,740

Table 2: Design loads, normal operation.

Loads are inclusive of partial safety factors according to IEC 61400-1 ED.3.

As a minimum requirement, partial factors of safety in accordance with IEC 61400-1 ED.3 shall be applied to unfactored foundation loads given in this document.

Seismic activity is not included in foundation loads given in this document.

Foundation stiffness

A calculation of the foundation stiffness must be evaluated with possible variations depending on the soil characteristics and stiffness of foundation.

Siemens requirements to the combined stiffness of foundation and soil are:

Minimum rotational stiffness around horizontal axis	1500 [MNm/deg]
Minimum stiffness for horizontal translation	500 [MN/m]

If the foundation stiffness is below the Siemens requirements, the foundation loads are not valid for the given foundation design.

A settlement calculation of the foundation must be evaluated and at the end of the life time of the turbine a differential settlement resulting in a maximum rotation of 0.25 deg of the foundation to the horizontal plan is acceptable.

PRELIMINARY

Operational loads – Fatigue load spectrum

In the following table, the fatigue load spectra calculated for 20 years operating time in accordance with IEC 61400-1 for the turbine are specified for the horizontal force, the overturning moment and the torsion. The numbers of cycles are determined according to different load ranges.

The fatigue spectrum for the shear force, the overturning moment and the torsion are given for ten mean bins. This may be used when fatigue damage in the material depends on the mean load, which is common practice for concrete and reinforcement. In case that the fatigue is independent of the mean value the load bins in the last column "All" shall be used only.

The spectrum is only valid for the specified conditions stated under "Design Code information".

NB: In the tables comma (,) is used as thousand separator and point (.) is used as decimal separator.

Horizontal force. Peak-to-peak fatigue load bins [kN]												
		Mean value [kN]										All
		-220	-140	-60	30	110	190	280	360	450	530	
		to -140	to -60	to 30	to 110	to 190	to 280	to 360	to 450	to 530	to 610	
Number of cycles	1.00E+09	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20
	5.00E+08	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	90
	2.00E+08	0	0	0	0	0	0	40	60	0	0	160
	1.00E+08	0	0	0	20	20	60	130	160	0	0	220
	5.00E+07	0	0	0	40	60	90	200	230	80	0	270
	2.00E+07	0	0	0	60	80	160	250	270	160	0	320
	1.00E+07	0	0	0	80	90	230	300	320	220	0	380
	5.00E+06	0	0	20	80	110	300	360	370	270	0	430
	2.00E+06	0	0	20	110	150	360	390	410	300	0	460
	1.00E+06	0	0	40	130	180	410	450	460	340	0	520
	5.00E+05	0	0	80	150	230	460	500	520	370	0	550
	2.00E+05	0	0	90	180	270	500	530	550	410	0	590
	1.00E+05	0	0	130	200	320	550	570	570	430	0	620
	5.00E+04	0	0	160	230	360	590	600	590	460	20	640
	2.00E+04	0	0	160	250	410	620	640	620	570	90	670
	1.00E+04	0	0	160	270	460	640	690	620	640	110	730
5.00E+03	0	0	160	290	530	690	730	640	690	110	730	
2.00E+03	0	0	160	300	620	740	730	660	690	110	750	
1.00E+03	40	320	450	780	890	870	780	710	690	110	890	

Table 3: Fatigue load spectrum for horizontal force.

Overturning moment. Peak-to-peak fatigue load bins [kNm]												
		Mean value [kNm]										All
		-30,100	-20,200	-10,200	-200	9,700	19,700	29,600	39,600	49,500	59,500	
		to -20,200	to -10,200	to -200	to 9,700	to 19,700	to 29,600	to 39,600	to 49,500	to 59,500	to 69,500	
Number of cycles	1.00E+09	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	5.00E+08	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,600
	2.00E+08	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5,400
	1.00E+08	0	0	0	0	0	0	3,600	5,400	3,600	0	8,900
	5.00E+07	0	0	0	1,800	1,800	3,600	5,400	7,100	7,100	0	12,500
	2.00E+07	0	0	0	3,600	1,800	5,400	8,900	10,700	8,900	0	17,800
	1.00E+07	0	0	0	3,600	3,600	7,100	14,200	14,200	12,500	0	21,300
	5.00E+06	0	0	3,600	5,400	5,400	12,500	19,600	19,600	16,000	0	28,400
	2.00E+06	0	0	7,100	7,100	5,400	21,300	24,900	24,900	19,600	0	33,800
	1.00E+06	0	0	10,700	8,900	7,100	26,700	30,200	32,000	21,300	3,600	39,100
	5.00E+05	0	0	14,200	12,500	10,700	33,800	37,300	37,300	24,900	7,100	44,400
	2.00E+05	0	0	17,800	16,000	19,600	39,100	44,400	42,600	26,700	7,100	49,700
	1.00E+05	0	0	17,800	21,300	26,700	42,600	49,700	48,000	30,200	8,900	51,500
	5.00E+04	0	0	19,600	24,900	33,800	46,200	55,100	51,500	32,000	10,700	55,100
	2.00E+04	0	0	21,300	28,400	37,300	49,700	55,100	53,300	33,800	12,500	56,800
	1.00E+04	0	0	21,300	28,400	40,900	53,300	56,800	55,100	42,600	17,800	56,800
5.00E+03	0	0	23,100	30,200	51,500	56,800	56,800	56,800	48,000	19,600	58,600	
2.00E+03	0	0	23,100	39,100	60,400	60,400	56,800	56,800	48,000	19,600	62,200	
1.00E+03	5,400	30,200	53,300	83,500	88,800	83,500	69,300	58,600	48,000	19,600	88,800	

Table 4: Fatigue load spectrum for overturning moment.

Torsion. Peak-to-peak fatigue load bins [kNm]												
		Mean value [kNm]										All
		-5,300	-4,100	-2,900	-1,700	-500	700	1,900	3,100	4,300	5,500	
		to -4,100	to -2,900	to -1,700	to -500	to 700	to 1,900	to 3,100	to 4,300	to 5,500	to 6,700	
Number of cycles	1.00E+09	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	5.00E+08	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	250
	2.00E+08	0	0	0	0	500	0	0	0	0	0	1,000
	1.00E+08	0	0	0	250	1,000	0	0	0	0	0	1,500
	5.00E+07	0	0	0	1,000	1,500	250	0	0	0	0	2,000
	2.00E+07	0	0	0	1,500	2,000	1,000	0	0	0	0	2,300
	1.00E+07	0	0	0	1,800	2,500	1,500	0	0	0	0	2,800
	5.00E+06	0	0	0	2,300	3,300	2,000	0	0	0	0	3,500
	2.00E+06	0	0	500	2,500	4,000	2,500	750	0	0	0	4,300
	1.00E+06	0	0	1,300	3,000	5,000	3,000	1,500	0	0	0	5,300
	5.00E+05	0	0	1,800	3,500	5,800	3,800	2,000	0	0	0	6,000
	2.00E+05	0	0	2,000	4,300	6,500	4,500	2,300	0	0	0	6,800
	1.00E+05	0	250	2,500	5,000	7,000	5,300	3,000	750	0	0	7,500
	5.00E+04	0	1,000	3,000	5,800	7,800	6,500	3,300	1,300	0	0	8,000
	2.00E+04	0	1,500	3,300	6,800	8,300	7,300	4,000	1,800	0	0	8,500
	1.00E+04	0	2,000	4,000	7,500	8,800	8,000	4,500	2,500	0	0	9,300
5.00E+03	0	2,500	4,300	8,800	9,300	8,800	5,500	3,300	250	0	9,800	
2.00E+03	0	2,800	4,500	9,300	10,000	9,800	6,300	4,000	1,300	0	10,500	
1.00E+03	2,000	3,800	8,500	12,000	12,500	12,300	10,500	8,500	6,300	1,500	12,500	

Table 5: Fatigue load spectrum for torsion.

Geometry of the standard interface between tower and foundation

For details of foundation bolts, mating surface stiffness and flatness and grouting please ensure that all aspects are thoroughly discussed and agreed with Siemens prior to construction. Tolerances in relation to preparation of foundations are according to AI-WI549479.

In cases where the customer/civil contractor deliver the foundation bolts, the customer/civil contractor are also obliged to deliver interface calculations showing that the safety are acceptable both in extreme situations as well as during power production (fatigue calculations).

The tower bottom flange dimensions are in table and figure shown below.

Hub height	H	127.5
Bottom flange outer diameter	do [mm]	4800
Bottom flange inner diameter	di [mm]	3790
Bottom flange bolt circle, outer	Dbco [mm]	4510
Bottom flange bolt circle, inner	Dbci [mm]	4080
Diameter of bolt holes	dh [mm]	48
Bottom flange thickness	t [mm]	90 [+/- 2]
Number of bolts, outer bolt circle	Nb_o	126
Number of bolts, inner bolt circle	Nb_i	126
Size of bolts	-	M42 1-3/8" (US)
Grade	-	8.8 150 KSI ASTM A722 (US)
Bolt pretension	[kN]	390
Bolt length	[mm]	Min. 1475
Tower name	-	D3-3.2-113-2A-T127.5-447

Table 6: Bottom flange geometry.

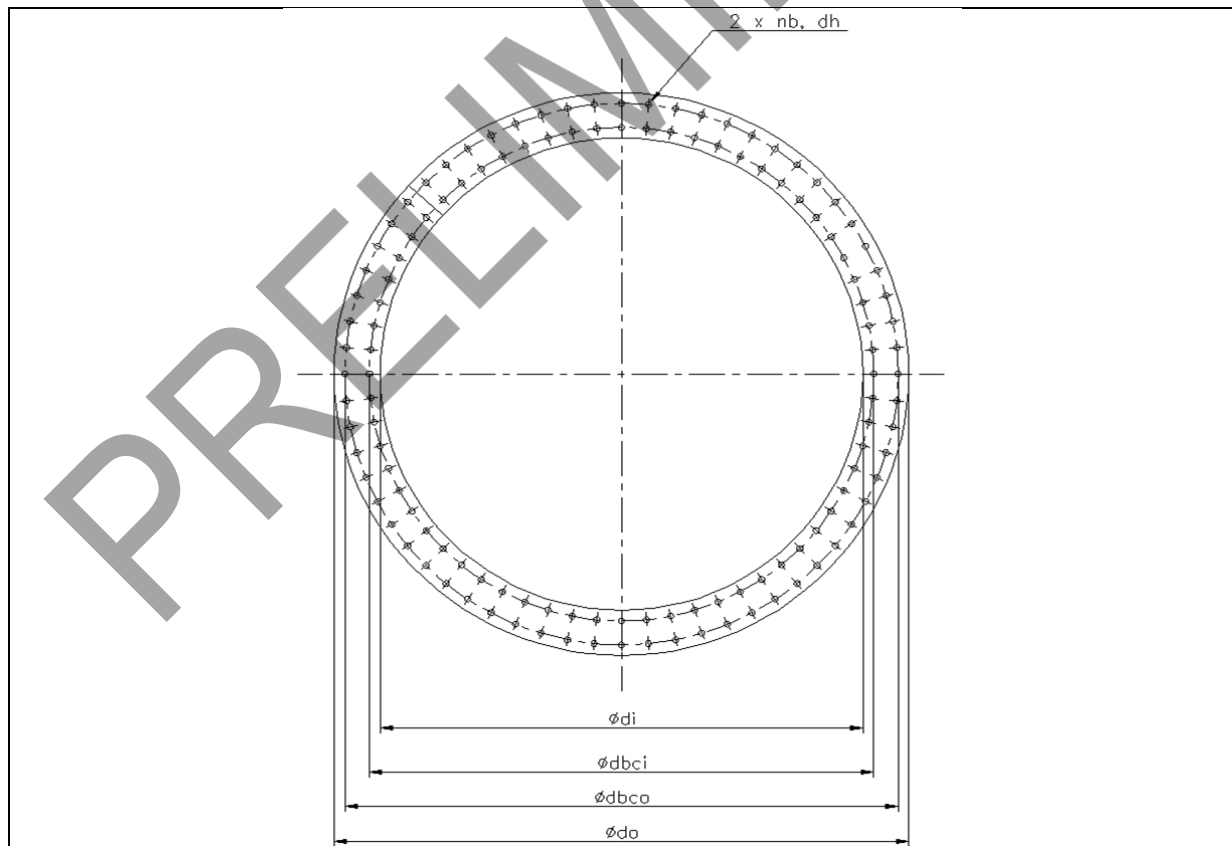


Figure 1: Bottom flange

Comments to Ultimate Foundation Loads

Loads stated on page 1 are maximum design loads under normal power production and extreme conditions to be used for foundation design.

Loads in tables below are for special design analysis required by foundation designers.

The given ultimate load cases are the most onerous unfactored load cases and design load cases with safety factors applied according to IEC 61400-1 Ed.3 and Dibt, Fassung Oktober 2012.

Most onerous ultimate loads derived from loads with a probability of exceedance of min. 10^{-2} equivalent to 1750h in 20 years (Dibt 2012, D.3)

Design load case: 1.0		Partial safety factor	Unfactored Load	Design Load
Hub height	H [m]	N/A	127.5	127.5
Normal force	N [kN]	1.00	5,000	5,000
Shear force	Q [kN]	1.00	650	650
Overturning moment	M [kNm]	1.00	70,300	70,300
Torsion moment	T [kNm]	1.00	2,580	2,580

Table 7: Ultimate loads from DLC1.0.

Ultimate normal operation loads with 50 year return period incl. partial safety factor 1.25 (IEC 61400-1 Ed.3)

Design load case: 1.1		Partial safety factor	Unfactored Load	Design Load
Hub height	H [m]	N/A	127.5	127.5
Normal force	N [kN]	1.00	5,000	5,000
Shear force	Q [kN]	1.25	950	1,180
Overturning moment	M [kNm]	1.25	94,400	118,000
Torsion moment	T [kNm]	1.25	8,590	10,740

Table 8: Ultimate loads from DLC1.1.

Ultimate operation gust loads with 1 year return period incl. partial safety factor 1.10 (IEC 61400-1 Ed.3)

Design load case: 2.3		Partial safety factor	Unfactored Load	Design Load
Hub height	H [m]	N/A	127.5	127.5
Normal force	N [kN]	1.00	5,000	5,000
Shear force	Q [kN]	1.10	1,130	1,240
Overturning moment	M [kNm]	1.10	142,400	156,600
Torsion moment	T [kNm]	1.10	4,460	4,910

Table 9: Ultimate loads from DLC2.3.

Ultimate operation gust loads with 50 years return period incl. partial safety factor 1.35 (IEC 61400-1 Ed.3)

Design load case: 4.2		Partial safety factor	Unfactored Load	Design Load
Hub height	H [m]	N/A	127.5	127.5
Normal force	N [kN]	1.00	5,000	5,000
Shear force	Q [kN]	1.35	1,070	1,440
Overturning moment	M [kNm]	1.35	126,600	170,900
Torsion moment	T [kNm]	1.35	3,910	5,280

Table 10: Ultimate loads from DLC4.2.

Ultimate parked/idling gust loads with 50 years return period incl. partial safety factor 1.35 (IEC 61400-1 Ed.3)

Design load case: 6.1		Partial safety factor	Unfactored Load	Design Load
Hub height	H [m]	N/A	127.5	127.5
Normal force	N [kN]	1.00	5,000	5,000
Shear force	Q [kN]	1.35	1,140	1,530
Overturning moment	M [kNm]	1.35	117,700	158,800
Torsion moment	T [kNm]	1.35	4,300	5,810

Table 11: Ultimate loads from DLC6.1.

Ultimate parked/idling gust loads with 50 years return period incl. partial safety factor 1.10 (IEC 61400-1 Ed.3)

Design load case: 6.2		Partial safety factor	Unfactored Load	Design Load
Hub height	H [m]	N/A	127.5	127.5
Normal force	N [kN]	1.00	5,000	5,000
Shear force	Q [kN]	1.10	1,340	1,470
Overturning moment	M [kNm]	1.10	143,700	158,100
Torsion moment	T [kNm]	1.10	5,530	6,080

Table 12: Ultimate loads from DLC6.2.

Note: As a minimum requirement, partial factors of safety in accordance with EN 61400-1 shall be applied to unfactored foundation loads given in this document. Seismic activity is not included in foundation loads given in this document.

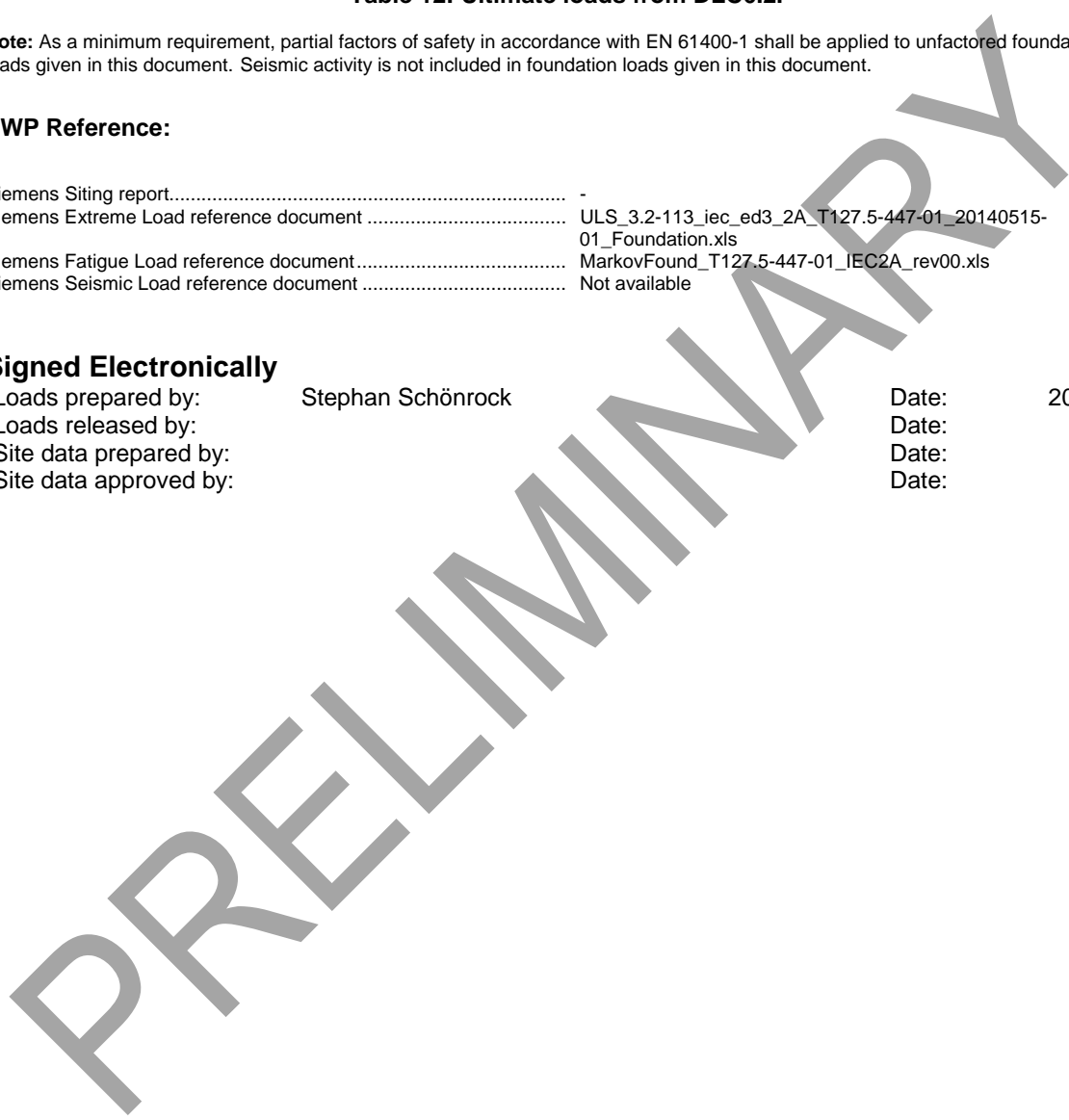
SWP Reference:

Siemens Siting report..... -
 Siemens Extreme Load reference document ULS_3.2-113_iec_ed3_2A_T127.5-447-01_20140515-01_Foundation.xls
 Siemens Fatigue Load reference document MarkovFound_T127.5-447-01_IEC2A_rev00.xls
 Siemens Seismic Load reference document Not available

Signed Electronically

Loads prepared by: Stephan Schönrock
 Loads released by:
 Site data prepared by:
 Site data approved by:

Date: 20140521
 Date:
 Date:
 Date:



Standard Acoustic Emission SWT-3.2-113 2A, Rev. 0

Typical Sound Power Levels

The sound power levels are presented with reference to the code IEC 61400-11 ed. 2.1 (2006-12) based on hub height. The sound power levels (L_{WA}) presented are valid for the corresponding wind speeds referenced to the hub height.

Wind speed [m/s]	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Up to cut-out
Standard setting	90.1	90.1	92.6	96.5	99.5	103.2	106.0	106.0	106.0	106.0	106.0
"-1dB"	90.1	90.1	92.6	96.5	99.5	103.2	105.0	105.0	105.0	105.0	105.0

Table 1: Acoustic emission, L_{WA} [dB(A) re 1 pW]

Low Noise Operations

The lower sound power levels presented for the settings listed above are achieved by adjusting the turbines controller settings, i.e. an optimization of rpm and pitch. The noise settings are not static and can be applied to optimize the operational output of the turbine. Noise settings can be tailored to time of day as well as wind direction to offer the most suitable solution for a specific location. This functionality is controlled via the WebWPS SCADA system and is described further in the white paper on Noise Reduction Operations. Furthermore, tailored power curves can be provided which take wind speed into consideration allowing for management of the turbine output power and noise emission level to comply with site specific noise requirements. Tailored power curves are project and turbine specific and will therefore require Siemens Wind Power Siting involvement to provide the optimal solutions. The lower sound power levels may not be applicable to all tower variants. Please contact Siemens for further information.

Typical Sound Power Frequency Distribution

Typical spectra for L_{WA} in dB(A) re 1 pW for the corresponding centre frequencies are tabulated below for 8 m/s referenced to hub height.

1/1 oct. band, center freq.	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
Standard setting	89.0	92.6	95.7	95.8	96.8	96.0	92.6	83.4
"-1dB"	89.0	92.6	95.7	95.8	96.8	96.0	92.6	83.4

Table 2: Typical 1/1 octave band spectrum for 63 Hz to 8 kHz at 8 m/s

Siemens Wind Power and its affiliates reserve the right to change the above specification without prior notice.

Power Curve, Noise setting, Rev. 0 SWT-3.2-113 IEC IIA

The calculated power curve data are valid for standard air density conditions of 15 deg.C air temperature, 1013 hPa air pressure and 1.225 kg/m³ air density, clean rotor blades, substantially horizontal, undisturbed air flow, normal turbulence intensity and normal wind shear.

Wind [m/s]	Power values [kW]		
	Standard setting	Setting -1dB	Setting -2dB
0	0	0	0
1	0	0	0
2	0	0	0
3	64	64	64
4	169	169	169
5	350	350	350
6	623	623	623
7	1004	1004	1004
8	1506	1504	1503
9	2115	2094	2080
10	2712	2619	2558
11	3083	2874	2736
12	3187	2935	2769
13	3199	2942	2772
14	3200	2942	2772
15	3200	2942	2772
16	3200	2942	2772
17	3200	2942	2772
18	3200	2942	2772
19	3200	2942	2772
20	3200	2942	2772
21	3200	2942	2772
22	3200	2942	2772

The annual energy production data for different annual mean wind speeds in hub height are calculated from the above power curve assuming a Rayleigh wind speed distribution, 100 percent availability, and no reductions due to array losses, grid losses, or other external factors affecting the production.

Wind [m/s]	Energy [MWh]	Energy [MWh]	Energy [MWh]
5.0	5457	5362	5300
5.5	6855	6693	6587
6.0	8245	8003	7844
6.5	9609	9277	9058
7.0	10937	10507	10223
7.5	12159	11631	11283
8.0	13320	12692	12279
8.5	14345	13624	13149
9.0	15275	14465	13931
9.5	16080	15189	14601
10.0	16762	15798	15162

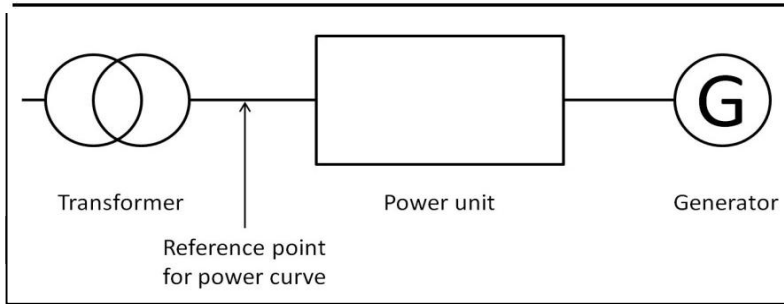


Diagram 1: Reference point for power curve

Siemens Wind Power and its affiliates reserve the right to change the above specifications without prior notice.

Ct Curve, Noise setting, Rev. 0 SWT-3.2-113 IEC IIA

The calculated Ct data are valid for standard air density conditions of 15 deg.C air temperature, 1013 hPa air pressure and 1.225 kg/m3 air density, clean rotor blades, substantially horizontal, undisturbed air flow, normal turbulence intensity and normal wind shear.

Wind [m/s]	Ct values [-]		
	Standard setting	Setting -1dB	Setting -2dB
0	0.000	0.000	0.000
1	0.000	0.000	0.000
2	0.000	0.000	0.000
3	0.878	0.878	0.878
4	0.880	0.880	0.880
5	0.881	0.881	0.881
6	0.881	0.881	0.881
7	0.882	0.882	0.882
8	0.882	0.867	0.857
9	0.843	0.802	0.775
10	0.764	0.724	0.697
11	0.544	0.506	0.481
12	0.390	0.366	0.350
13	0.297	0.280	0.268
14	0.235	0.221	0.213
15	0.190	0.179	0.172
16	0.156	0.148	0.142
17	0.131	0.124	0.120
18	0.111	0.105	0.101
19	0.096	0.090	0.087
20	0.083	0.078	0.076
21	0.073	0.069	0.066
22	0.064	0.061	0.059

Siemens Wind Power and its affiliates reserve the right to change the above specifications without prior notice.

Collection of Hazardous Substances Siemens D3

Siemens D3 includes the SWT-3.0-101, SWT-3.0-108, SWT-3.0-113, SWT-3.2-101, SWT-3.2-108, SWT-3.2-113, SWT-3.4-101, and SWT-3.4-108.

Siemens wind turbines are designed to avoid creating an environmental impact through a leakage of fluids from the turbine. This document describes the provisions in place to prohibit any leakage of substances hazardous to the environment, and thereby prevent any negative impact on the environment if a leakage were to occur.

Hydraulic System

The hydraulic system is used for the pitch control of the rotor blades and low-speed brake. Its components are placed both in the nacelle and the hub. The main pump unit with the hydraulic oil reservoir is installed in the nacelle. The volume of the reservoir in the main system is 130 liters. The tank has a low-level indicator with a threshold of 80 liters, so that the turbine is stopped when 50 liters (130-80) of oil are missing. If there is damage in the reservoir, it is possible for 130 liters to be leaked from the pump system and collected in the nacelle. If there is damage on the remaining parts of the pump system, it is possible for up to 50 liters (130-80) to be leaked and collected.

In case of a leakage in the hydraulic system in the nacelle, the hydraulic oil is collected in the lower part of the canopy. The capacity of the collection system in the canopy is more than 300 liters. This volume fully covers the collection needs of all liquids in the nacelle.

The hydraulic system in the hub contains maximum 60 liters (max. capacity of the pitch accumulators). The oil is contained in three pitch accumulators and pitch cylinders. The capacity is evenly distributed between the three independent pitch systems (one per blade, each containing 20 liters). The pitch system is designed with three independent systems, allowing a maximum of 70 liters to be leaked at one time (130-80+20). This represents the total volumetric oil content in one of the pitch systems, and the oil supplied from the main pump system before the low level sensor stops the turbine.

In the hub, oil absorbing material with a minimum capacity of 80 liters is used and this volume fully covers the needs for all fluid collection.

Generator Cooling Water System inside the Nacelle

The generator cooling water system is divided into two separate systems: one cooling half of the generator and the main bearing, and the other cooling the other half of the generator and the hydraulic station. Each system contains approx. 90 liters of cooling water - 33% or 50% glycol solution. A leakage in the back end of the nacelle will be collected in the canopy, which is able to take the full amount of all liquids in the nacelle.

The interface connection between generator and nacelle is located in the front end canopy in the area between the tower and the generator brake disc. The connection is elevated, compared to the lowest point in the generator, and the lowest point in the back end of the canopy. The canopy is able to collect 60% of one completely drained system, where a complete drainage is impossible due to the elevation difference.

Cooling System inside Generator

Cooling the generator is done by cold air sent through the air ducts and circulated through the generator. The air is cooled by four coolers placed inside the generator, two for each cooling system. If one of the cooling systems starts leaking from the lowest point inside the generator, the 90 liters will be collected in the rotor house, in the bottom of the generator, with a capacity of 110%. The cooling water can be pumped out through the inspection hatch inside the generator.

Nacelle Sloshing Damper

The sloshing damper system is positioned inside the hollow shaft with a maximum capacity of 257 liters of 50% glycol solution. The fluid is divided in 12 separate tanks, which are placed in an angled position and in pairs of two. If one of the tanks starts leaking, the hollow shaft will capture the leakage and a maximum of 170 liters, equivalent to 8 tanks with a full leakage at the same time.

Main Bearing Grease

In case of a worn out sealing on the hub side, the maximum amount of grease which can be leaked is 50 liters, which means the pump and the bearing are completely empty. The grease will be contained in the hub. The grease container system in the Non Drive End (NDE) is able to collect 20 liters of grease. Additional grease will be collected in the air gap which can contain at least 100 liters.

Yaw System

Each wind turbine has eight yaw gears. Each of the eight yaw gears contains 7.6 liters of gear oil. In case of an oil leak in the yaw gear, the oil is collected in the lower part of the canopy. The capacity of the collection system in the canopy is more than 300 liters. This volume fully covers the needs for collection of all liquids in the nacelle.

Power Unit Cooling System

In case of a leak in the cooling water system inside the power unit, the water is guided out of the cabinet via the drip tray underneath the components. The cooling pump is located in the basement, which is the lowest point of the system and the worst location for leakage is in this area. The system contains 150 liters of cooling fluid and the entire volume can be contained in the basement.

The condenser is located outside the tower. The condenser can optionally be equipped with a drip tray solution which is capable of capturing the entire volume of fluid leaking from the system.

Transformer (optional)

Wind turbines equipped with a transformer unit inside the tower hold an aluminum tank that is mounted below the rack supporting the transformer. The tank is able to contain 110% of all potentially leaking oil from the transformer. The top edges of the tank are furnished with a collar that seals tightly to the bottom side of the rack.

Siemens Wind Power and its affiliates reserve the right to change the above specifications without prior notice.

List of Chemicals in the Wind Turbine Siemens D3

Siemens D3 includes the SWT-3.0-101, SWT-3.0-108, SWT-3.0-113, SWT-3.2-101, SWT-3.2-108, SWT-3.2-113, SWT-3.4-101, and SWT-3.4-108.

Nacelle

Location	Substance	Volume	Unit	Type
Yaw bearing and yaw pinion lubrication system	Grease	6	L	Optipit (Castrol)
Yaw gear	Gear oil	8 x 7.6	L	OPTIGEAR SYNTHETIC X VG320
Main bearing lubrication system	Grease	15	L	Klüberplex BEM 41-141
Generator lubrication system	Grease	2	L	Klüberplex BEM 41-132
Hydraulic system (Pitch, low-speed brake)	Hydraulic oil	130	L	Standard: Castrol Hyspin AWH-M32 Cold Climate: Shell Tellus Arctic 32
Low-speed brake hydraulic accumulator	Nitrogen	6	L	Nitrogen
Backup hydraulic accumulator	Nitrogen	10	L	Nitrogen
Generator cooling system	Water/glycerol	180	L	Standard: 33% BASF Glysantin G30 Cold Climate: 50% BASF Glysantin G30
Wind turbine damper in nacelle (average amount)	Water/glycerol	200	L	Standard: 33% BASF Glysantin G30 Cold Climate: 50% BASF Glysantin G30

Hub

Location	Substance	Volume	Unit	Type
Pitch lubrication system incl. blade bearings	Grease	8	L	Shell Rhodina BBZ
Pitch system hydraulic accumulators	Hydraulic oil	60	L	Standard: Castrol Hyspin AWH-M32 Cold Climate: Shell Tellus Arctic 32
Pitch system hydraulic accumulators	Nitrogen	120	L	Nitrogen

Tower

Location	Substance	Volume	Unit	Type
Power unit cooling system	Water/glycerol	150	L	Standard: 33% BASF Glysantin G30 Cold Climate: 50% BASF Glysantin G30
Transformer (option)	Ester oil	1160	kg	Midel 7131
MV breaker (option)	SF 6 gas	4.4	kg	Sulfur hexafluoride

Siemens Wind Power and its affiliates reserve the right to change the above specifications without prior notice.

Tower Arrangement, 5 Sections Internal Transformer Siemens D3

Siemens D3 includes SWT-3.0-113 and SWT-3.2-113 IEC IIA.

General

Siemens wind turbines are mounted on a tapered tubular steel tower. The tower is divided in five sections. The tower has internal ascent and direct access to the yaw system and nacelle. It is equipped with platforms and interior electric lighting. Transformer and power unit are located at the bottom of the tower. If necessary the transformer can be removed through the tower door.

All the pictures included in the document are for information purpose only.

Platforms

Platforms are located just below the intermediate flange locations for suitable accesses to connection of cables and for tightening the flange connection bolts. Platforms are also located just below the junction box in the tower top and approximately 2 meters below the top flange. The upper platform is located just below the top flange for suitable access to the nacelle, for tightening bolts, and servicing the yaw system.

Tower Arrangement

The below figures reflect a preliminary suggestion to the arrangements of the tower sections for the project and should be regarded as an example. The displayed functions may not be part of the turbine supply agreement for specific projects.

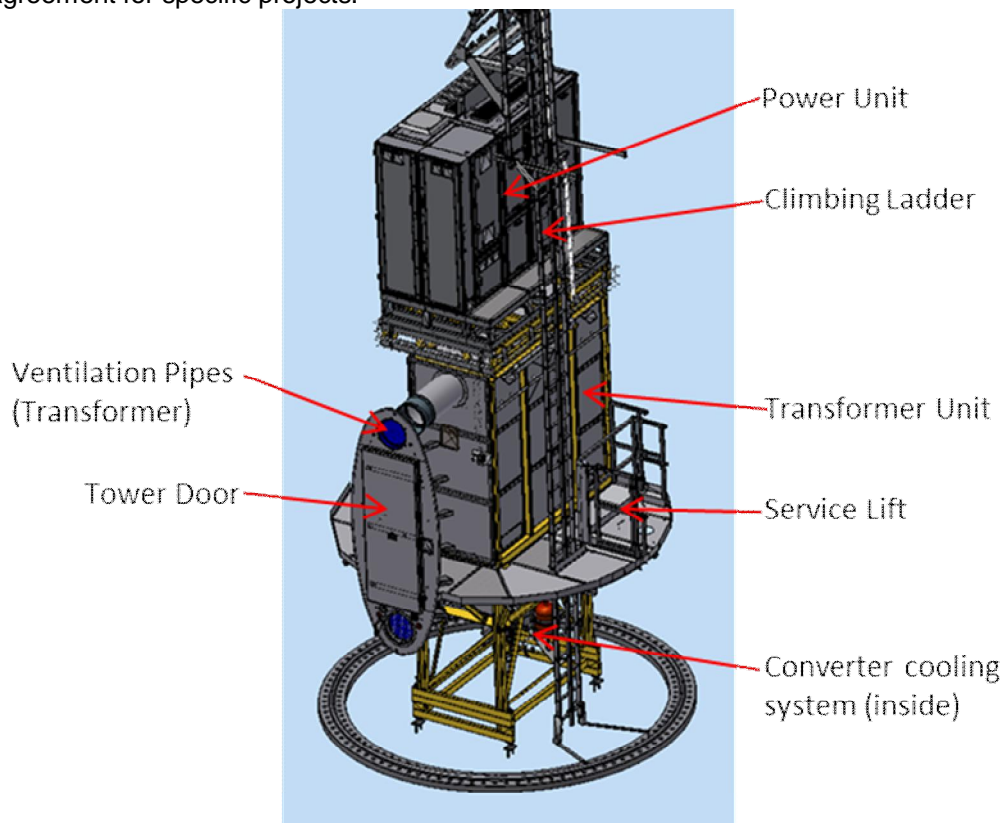
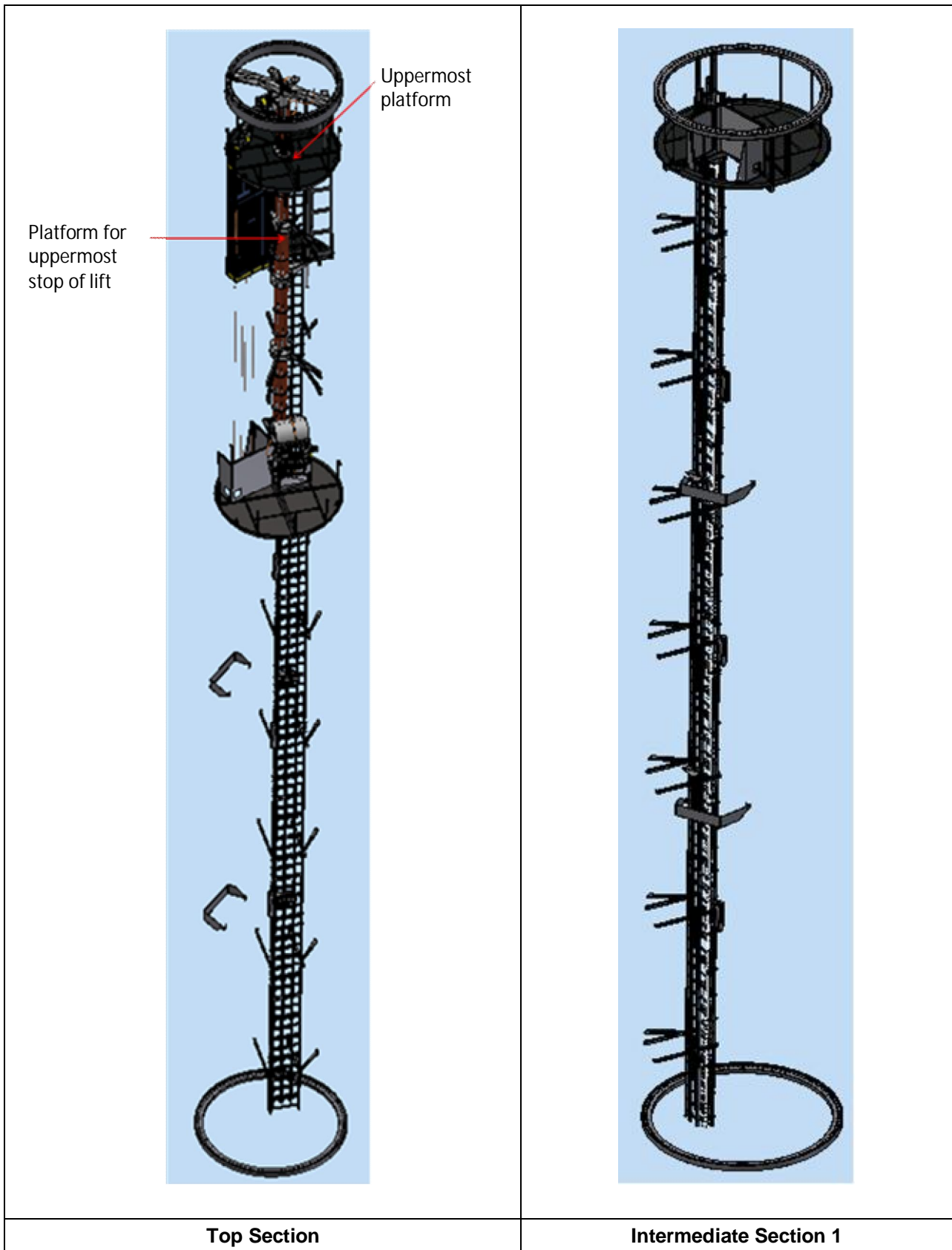
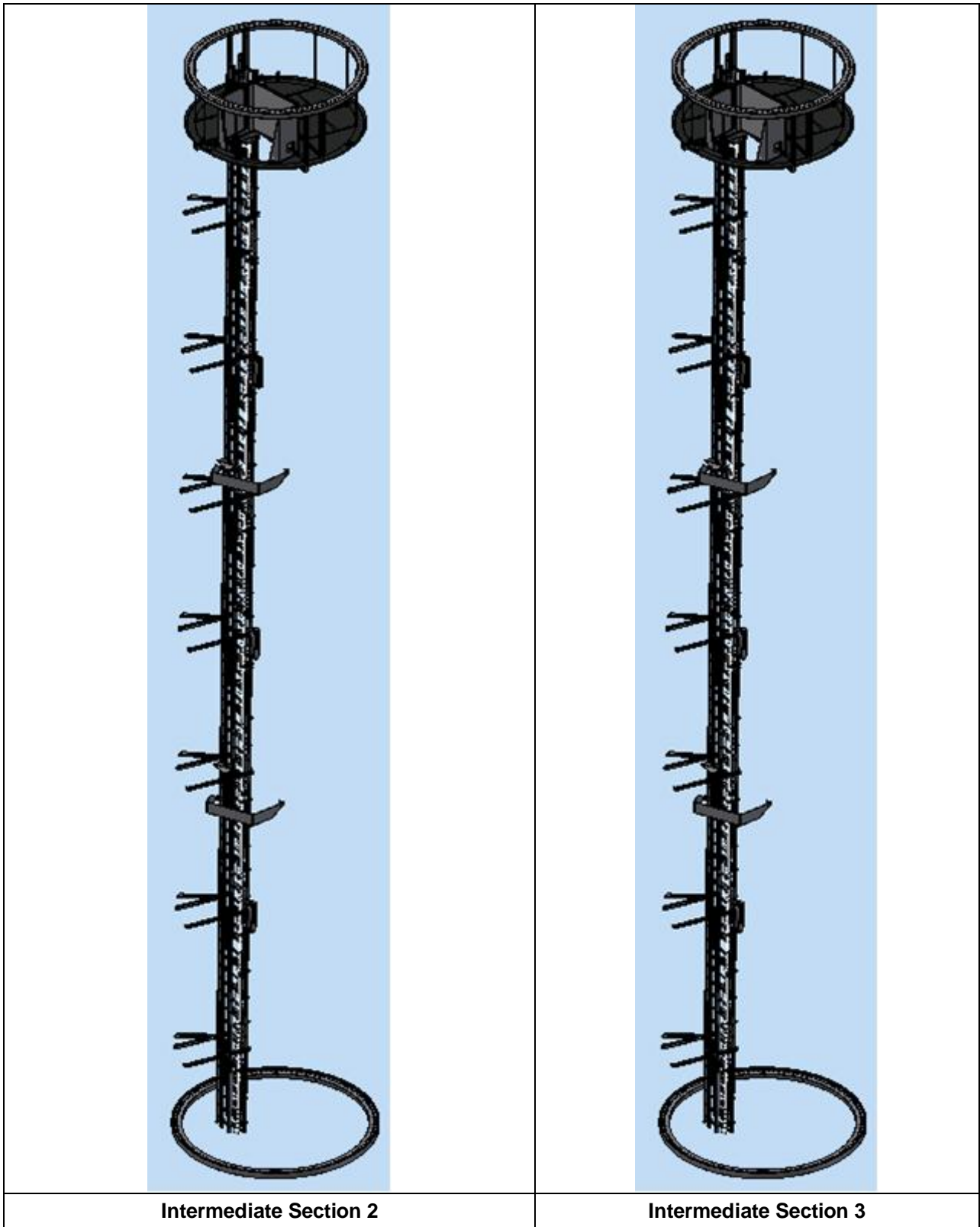
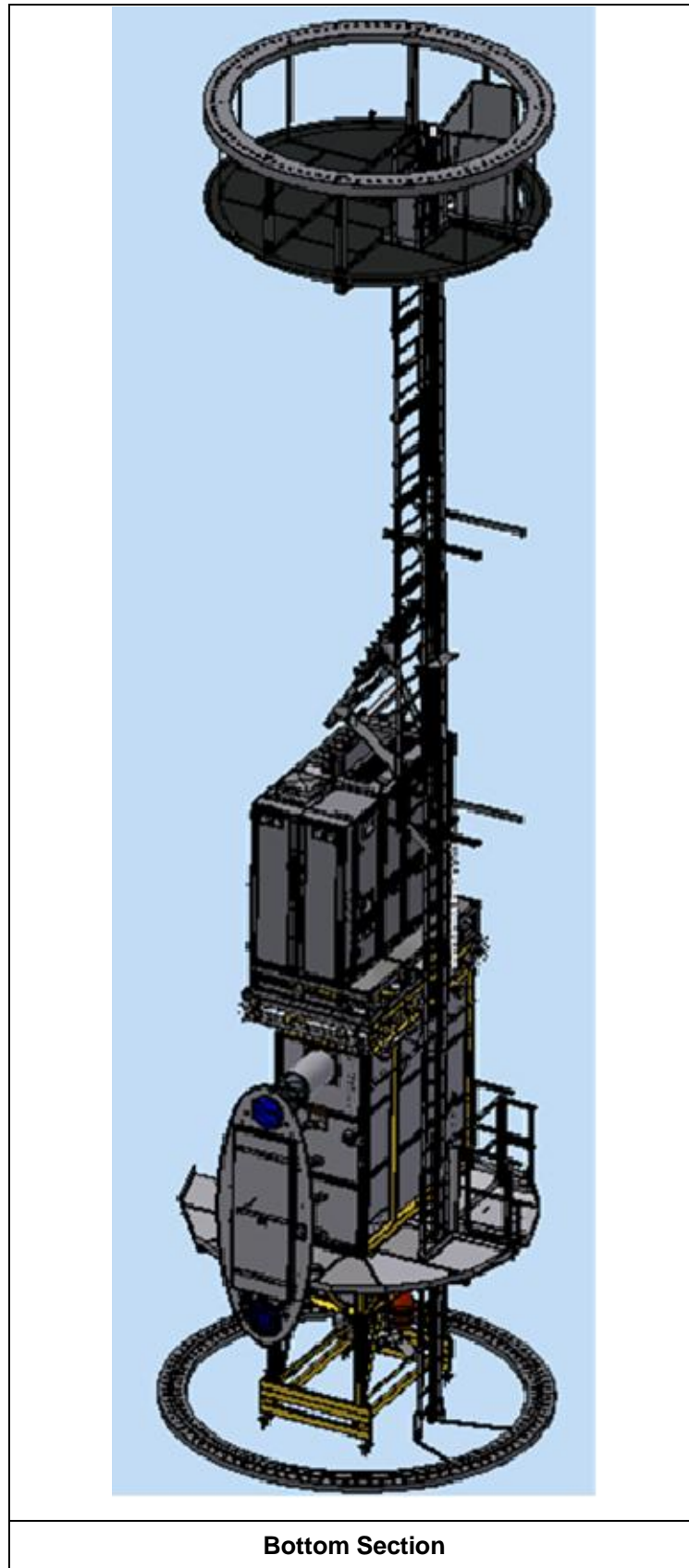


Figure 1. Tower bottom with entrance, transformer unit, and power unit.







Siemens Wind Power and its affiliates reserve the right to change the above specifications without prior notice.

Combustible Materials Siemens D3

Siemens D3 includes the SWT-3.0-101, SWT-3.0-108, SWT-3.0-113, SWT-3.2-101, SWT-3.2-108, SWT-3.2-113, SWT-3.4-101, and SWT-3.4-108.

The below data reflects an estimate of the calorific value of the combustible materials of the D3 wind turbines.

Components	Amount*	Heating Value	Total Heating Value
	kg or L	MJ/kg or MJ/L	GJ
Chemicals/Oil/Lubricants/Grease			
Yaw gear - oil (L)	61	36	2.2
Pitch System - hydraulic oil (L)	190	36	6.8
Grease - yaw and bearings system (L)	31	39	1.2
Yaw sliding shoes	45	45	2
Yaw seal tray for tower	19	49	0.9
Antifreeze (33%) nacelle, (L)	180	9	1.6
Antifreeze (33%) tower/PU, (L)	150	9	1.4
Canopy GRP (kg)	1350	15-20 MJ/kg**	23.6
Hoses			
Cooling nacelle (kg)	53	45	2.4
Cooling tower/PU (kg)	41	45	1.8
Hydraulic (kg)	42	29	1.2
Cables			
Hub (kg)	10	14	0.1
Topbox (kg)	155	14	2.2
Nacelle (kg)	872	14	12.2
Tower (kg)	1629	14	22.8
Power Unit (kg)	275	14	3.9
Power Unit and Transformer Unit			
PVC (kg)	28	17	0.5
Paint (kg)	22	30	0.7
Polycarbonate (kg)	40	29	1.2
Others (Synthetic material/plastic) (kg)	121	30	3.6
Hub			
Spinner, glass fiber (kg)	295	(15-20 MJ/kg)	5.2
Paints			
Tower – top section (kg)	304	30	9.1
Tower bottom section (kg)	287	30	8.6
Nacelle (kg)	45	30	1.4
Blades B49			
Balsawood (kg)	498	20	10
Epoxy (kg)	3473	33	115
Glass fiber (kg)	6330	0	0
Paint (kg)	146	30	4.4
Blades B53			
Balsawood (kg)	714	20	14.3
Epoxy (kg)	3475	33	114.7

Glass fiber (kg)	5819	0	0
Paint (kg)	152	30	4,6
Blades B55			
Balsawood (kg)	533	20	10.1
Epoxy (kg)	3984	33	131.5
Glass fiber (kg)	7460	0	0
Paint (kg)	175	30	5.3
Total Heating Value (GJ) SWT-3.0-101, SWT-3.2-101, and SWT-3.4-101			246
Total Heating Value (GJ) SWT-3.0-108, SWT-3.2-108, and SWT-3.4-101			250.2
Total Heating Value (GJ) SWT-3.0-113 and SWT-3.2-113			263.5

* Amount rounded to the nearest whole number.

**General value (not taking the use of fire retardant additives and self-extinguishing material in to consideration)

Siemens Wind Power and its affiliates reserve the right to change the above specifications without prior notice.

Condition Monitoring System Siemens D3

Siemens D3 includes SWT-3.0-101, SWT-3.0-108, SWT-3.0-113, SWT-3.2-101, SWT-3.2-108, SWT-3.2-113, SWT-3.3-130, SWT-3.4-101, and SWT-3.4-108.

Siemens D3 wind turbines are equipped with a state of the art Condition Monitoring System (CMS). The system monitors the state of the main bearing by evaluating the vibration patterns and levels recorded with a number of accelerometers placed in the nacelle. Result overview, detailed analysis and reprogramming can all be carried out using a standard web browser. The locations of the accelerometers are described in detail in Table 1.

The aim of the CMS is to detect relevant changes in the condition of the components being monitored at an early stage. This is done in order to hinder a potential premature breakdown of these components. The CMS is a highly valuable tool in optimizing service works and to improve availability of wind turbines. CMS is as standard installed on all Siemens wind turbines. All wind turbines in the wind farm are monitored by the CMS.

Certification

The CMS is certified in accordance with Germanischer Lloyd (GL) WindEnergie GmbH 'Guideline for the Certification of Condition Monitoring Systems for Wind Turbines', edition 2013.

General capabilities

The CMS supply is included in the following components of the wind turbine:

- Main bearing
- Nacelle / Tower

The CMS supports the following measuring techniques and analysis methods:

- Frequency analysis: auto spectrum, envelope spectrum, cepstrum
- Statistical analysis: kinematic frequencies, ISO measurements
- Trend analysis
- Time series
- Advanced visualisation techniques: waterfall/cascade plots, overlay plots, kinematic cursors
- Signal tracking with respect to the rpm signal

The following signals are available via the CMS SCADA system:

- Active power
- Wind speed
- Pitch reference angle
- Yaw angle
- Generator rpm
- Rotor RPM
- Re-active power¹
- Bearing temperature¹
- Generator temperature¹
- Ambient temperature¹
- Nacelle temperature¹

The Employer will have access to all raw measurement data stored by the CMS.

The health of the CMS is monitored (e.g. transducers, databases, file transfer) in order to ensure a full operating system at all times.

¹ Not available in the CMS SCADA system, but the turbine operation SCADA system (WPS)

Due to the large amount of recorded data, a continuous data reduction is required to prevent overflow of the wind farm server. When data has reached a certain age a data reduction routine begins, and a portion of the data will be removed from the Wind Power Plant (WPP) server. Old data from the turbine installation will still exist in the database, but in a lower density compared to newly recorded data.

User manuals are available online to system users via the WPP CMS server or can be obtained from Siemens on request.

Accessibility

During the warranty period and the CMS contract period, the Purchaser has "view only" access to the measurement configuration tool and alarm handling. For wind turbines outside the contract's validity period, access to the measurement configuration tool and alarm handling is open. During the warranty period and CMS contract period, Siemens must be allowed to update the CMS without prior approval from the Purchaser. The Purchaser will be notified about the update.

The following features are available in the CMS:

- CMS web interface
- CMS data mining tool
- CMS measurement configuration tool
- CMS system information (check of sensors e.g. fault finding)

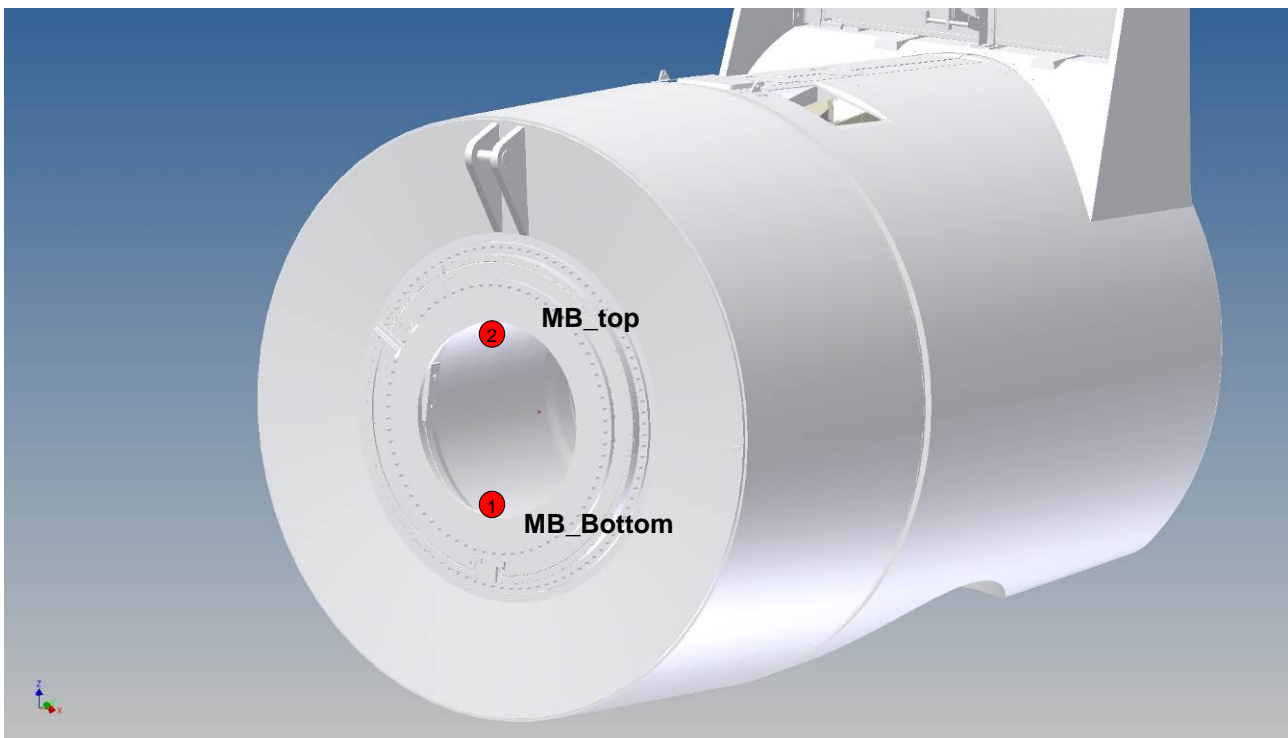


Figure 1: Measurement points on the main bearing.

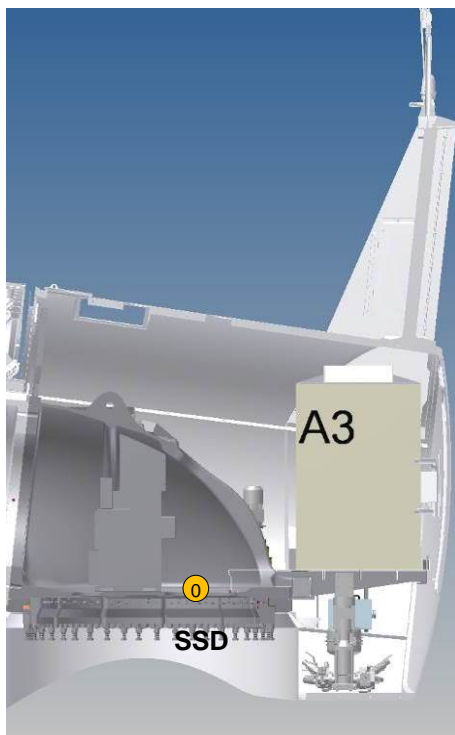


Figure 2: Measurement points on the nacelle frame.

Component	Direction	Sensor type	Frequency range	System address & name
Main bearing	Radial to inner race – Bottom	ICP (1 axis)	0.3Hz-10kHz	1: MB_Bottom - radial
Main bearing	Radial to inner race – Top	ICP (1 axis)	0.3Hz-10kHz	2: MB_Top - radial
Nacelle frame	Safety Shock Detection (SSD) Transversal (x) and axial direction (y) of the nacelle	SSD (2 axis)	0Hz-25Hz	

Table 1: Specifications of vibration modules (accelerometers).

Siemens Wind Power and its affiliates reserve the right to change the above specifications without prior notice.

List of Sub-Suppliers, Main Components Siemens D3

Siemens D3 includes SWT-3.0-101, SWT-3.0-108, SWT-3.2-113, SWT-3.2-108, SWT-3.2-101, SWT-3.0-113, SWT-3.4-108, SWT-3.4-101 and SWT-3.3-130.

Product	Component Manufacturer
Blades:	Siemens Wind Power, Denmark, USA, China, Canada, UK
Canopy:	Jupiter Composites A/S, Denmark EM Fiberglas A/S, Denmark Bach Composite Industry A/S, Denmark Fassmer GmbH & Co. KG, Germany Elan Skupina d.o.o., Slovenia Shandong Shuangyi Group Co., Ltd., China Shandong Jupiter Wind Composites Co., Ltd, China
Hub:	Sakana, S. Coop, Spain Valmet AB, Sweden Eisengieserei Torgelow, Germany TS Fundiciones S.A., Spain Wind Energy Castings (WEC), Spain Zeitzer Guss GmbH, Germany Jiangsu FAW Foundry Co., Ltd, P.R. China Nantong Hongde Mechanical Co., Ltd, P.R. China Dalian Huarui Heavy Industry, P.R. China Jiangsu Jixin Wind Energy, P.R. China Yeong Chen Asia Pacific Co., Ltd., P.R. China HegerFerrit GmbH, Germany
Fixed shaft:	Sakana, S. Coop, Spain Valmet AB, Sweden Eisengiesserei Torgelow, Germany TS Fundiciones S.A., Spain Wind Energy Castings S.A. (WEC), Spain Zeitzer Guss GmbH, Germany Jiangsu FAW Foundry Co., Ltd, P.R. China Nantong Hongde Mechanical Co., Ltd, P.R. China Dalian Huarui Heavy Industry, P.R. China Jiangsu Jixin Wind Energy, P.R. China Yeong Chen Asia Pacific Co., Ltd., P.R. China HegerFerrit GmbH, Germany
Bed frame:	Eisengieserei Torgelow, Germany Sakana, S. Coop, Spain Wind Energy Castings, Spain Valmet AB, Sweden TS Fundiciones S.A., Spain Zeitzer Guss GmbH, Germany Jiangsu FAW Foundry Co., Ltd, P.R. China Nantong Hongde Mechanical Co., Ltd, P.R. China Dalian Huarui Heavy Industry, P.R. China

Jiangsu Jixin Wind Energy, P.R. China
Yeong Chen Asia Pacific Co., Ltd., P.R. China
HegerFerrit GmbH, Germany

Generator segments: Siemens Wind Power, Denmark
The Switch, Finland

Power unit: KK Wind Solutions A/S, Denmark
Siemens Wind Power A/S, Denmark

Towers: CS Wind Tech Co., Ltd., China, Vietnam, Canada
Valmont SM A/S, Denmark
Welcon A/S, Denmark
Ambau Ltd, Germany
Ambau, Germany
Johnson Tower, USA
TSP, Canada
Broadwind Energy, USA
Tecnoaranda S.L., Spain
Windar Renovables, Spain
Delattre Levivier Maroc (DLM), USA
Gesbey, Turkey
Wind Towers Limited, UK
Mabey Bridge Ltd., UK
Dongkuk Steel Mill Co. Ltd., South Korea
Dongkuk Tower, South Korea
Titan Wind Energy, Denmark
Titan Wind Energy (Suzhou) Co. Ltd, China
Gestamp Wind Steel, Spain
Gestamp Wind, Brazil
E-Towers Famaba, Poland
Franceole Dijon SAS, France
Korindo Indonesia, Indonesia
Andresen Towers, Denmark
Marmen, Canada
Ventower, USA
Steelflower, Korea
Pugliese Industri Meccanica, Italy
AtesCelik, Turkey
E&A contractors, Australia
ASM Energia, Portugal
GSG Towers, Poland

Siemens Wind Power and its affiliates reserve the right to change the above specifications without prior notice.

Fire Prevention Siemens D3

Siemens D3 includes the SWT-3.0-101, SWT-3.0-108, SWT-3.0-113, SWT-3.2-101, SWT-3.2-108, SWT-3.2-113, SWT-3.4-101, and SWT-3.4-108.

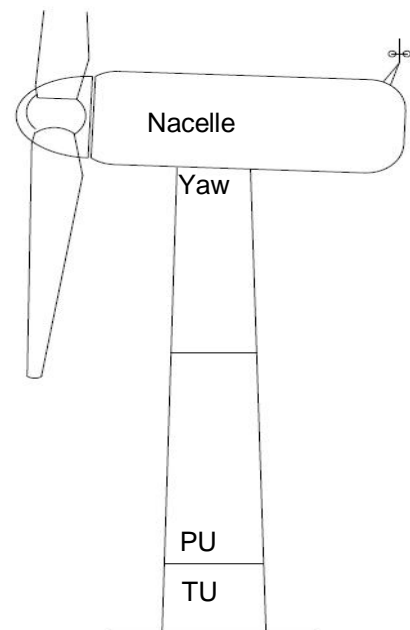
Fire Detection

Siemens D3 turbines are equipped with a fire detection and warning system to reduce damage in case a fire is about to develop. The system consists of a number of smoke detector. As an option Siemens can supply add-on packages including sirens for audible alarms and beacons for visible indication.

Internal smoke detectors are placed in the electrical cabinets for immediate smoke detection in the event of an error. In accordance with EN 54, smoke detectors are placed in all important electrical panels and connected to individual digital inputs on the wind turbine control system. The control system monitors the smoke detectors, and activates all alarm units, siren and beacon if a fire is detected. In addition to this, an alarm is sent to the SCADA system indicating the location of the event.

Standard

- Generator: The generator is equipped with smoke detector in the cooling circuit.
- Nacelle: The nacelle is equipped with smoke and heat detectors.
- Tower top: The underside of the casted bedframe includes a smoke detector. This detector is intended to prevent fires in the tower cables.
- PU: Smoke detectors are standard internal in all electrical panels.
- TU: Smoke detectors are standard inside the transformer room.
- Major Cubicles equipped with smoke detectors include the following:
 - A21 – Controller cabinet, tower base*
 - A12 – Converter cabinet, tower base*
 - A3 – Controller cabinet, nacelle
 - A24 – Generator circuit breaker cabinet



*A21 and A12 are combined into one cubicle, AA1, in the SICS-equipped turbines.

Optional (upon request these additional detectors and/or alarms can be installed):

- Smoke detector in tower base
- Combined audible and visible alarm in the tower base
- Combined audible and visible alarm in the nacelle

	Major Cubicles	Generator	Nacelle	Power unit	Transformer unit in tower
Smoke detector	Standard	Standard	Standard	Standard	Standard
Siren and beacon	N/A	N/A	Option	Option	N/A

Please note that in case the turbine has been without power and the UPS has expired after one hour of operation this fire detection system is inactive.

The smoke detector circuits are failsafe. Removal of a smoke detector from its base also opens the circuit. When an alarm is registered in case of smoke in a panel (or failure in the smoke detector circuit), the turbine is stopped and the cooling fans in all cubicles are switched off in order to reduce the admission of air to a possible fire and to prevent spreading of smoke and gasses in tower and nacelle. Furthermore, all motors and the main circuit breaker are switched off. An alarm from the smoke detector in the transformer room also causes trip of the MV switchgear to switch off the transformer. The smoke detectors are connected to individual digital inputs and treated as the standard smoke detectors. The audible and visual alarms are activated in case smoke is detected by one of the standard or extra smoke detectors, and can be silenced by use of the service hand terminal.

Passive Fire Prevention

The weather screen and housing around the machinery in the nacelle is made of fiberglass-reinforced laminated panels with multiple fire-protecting properties. The design implies fully integrated lightning and EMC protection. Both the nacelle and steel tower act as Faraday Cage thus preventing fire caused by lightning. Excess grease and spilt oil are collected in reservoirs to be cleaned out during scheduled maintenance. The brake system is shielded around the moving parts which ensure that possible sparks will not spread into the nacelle. The wind turbine has an efficient lightning protection system and as additional protection against fire, use of flammable materials has been avoided to the widest extent possible. Halogen free cables are applied.

Fire Fighting Equipment

Fire extinguishers are placed in both the nacelle and tower to ensure that a fire which has accidentally started during work in the turbine can be extinguished immediately.

The nacelle holds the following fire extinguishers:

One 5 kg carbon dioxide fire extinguisher
Optional: One 6 kg dry powder extinguisher

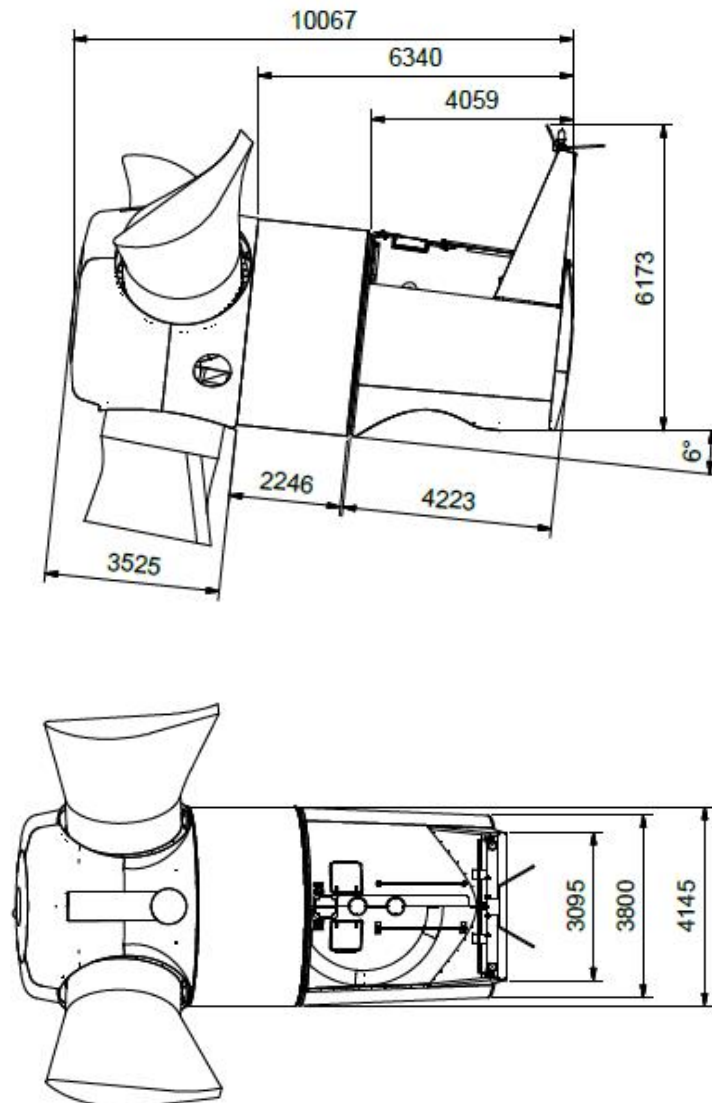
The tower holds the following fire extinguishers:

One 5 kg carbon dioxide fire extinguisher
Optional: One 6 kg dry powder extinguisher

Siemens Wind Power and its affiliates reserve the right to change the above specifications without prior notice.

Nacelle Dimensions Siemens D3

Siemens D3 includes SWT-3.0-101, SWT-3.0-108, SWT-3.0-113, SWT-3.2-101, SWT-3.2-108, SWT-3.2-113, SWT-3.4-101, and SWT-3.4-108.



Siemens Wind Power and its affiliates reserve the right to change the above specifications without prior notice.

Siemens Wind Power Web-WPS SCADA, System description

Preface

This is a general description of the Siemens Web-WPS SCADA System.

The Siemens Web-WPS SCADA system is a control system for supervision, data acquisition, control, and reporting of wind farm performance.

Main Features

The Web-WPS system has the following main features:

- On-line supervision and control accessible via Internet.
- Data acquisition and storage of data in a historical database.
- Local storage of data at wind turbines if communication is interrupted, and transferred to historical database when possible.
- System access from anywhere using a standard web browser. No special client software or licenses are required.
- Users are assigned individual user names and passwords, and the administrator can assign a user level to each user name for added security.
- Email function can be configured for fast alarm response for both turbine and substation alarms.
- Grid measurement with designated Grid Code functions.
- Park Pilot functions for enhanced control of the wind farm and for remote regulation.
- Condition monitoring integrated with the turbine controller using designated server.
- Power curve plots and efficiency calculations with pressure and temperature correction (pressure and temperature correction available only if Siemens MET system supplied).
- MW control / Voltage Control / Frequency Control / Ramp Rate Control / Ice Stop.
- Ethernet-based system with compatible interfaces (OPC XML/IEC 60870-5-104/Modbus TCP).
- Virus Protection Solution.
- Disaster recovery backups.

Wind Turbine Hardware

Components within the wind turbine are monitored and controlled by the individual local wind turbine controller (WTC). The WTC is capable of operating independently of the SCADA system, and turbine operation can continue autonomously in case of, e.g. damage to communication cables.

A local turbine interface computer (STIC) placed at the tower base handles the interface between the WTC and the central Web-WPS server. Data recorded in the turbine is stored here temporary. In the event that communication to the central server is temporarily interrupted data is kept in the STIC and transferred to the central Web-WPS server when possible. The STIC is considered as part of the wind turbine.

Communication Network in Wind Farm

The communication network in the wind farm must be established with optical fibers. The optimum network design is typically a function of the wind farm layout. Once the layout is selected, Siemens will define the minimum requirements for the network design.

The supply, installation, and termination of the communication network are carried out by Employer.

Wind Farm Server Panel

The central Web-WPS Server Panel supplied by Siemens is normally placed at the wind farm substation or control building.

The Server Panel comprises amongst others:

- Web-WPS server. The server can be configured with a RAID system (RAID 1 + 0, operating system, RAID 5 Data) to reduce the risk of data loss, or with a redundant server (optional upgrade) to further allow reliable operation when the SCADA system is required for grid code compliance.
- Network equipment. This includes all necessary switches and media converters.
- UPS back up to ensure safe shut down of servers in case of power outage.
- LCD screen and keyboard (not available for all type of panels).

On the Web-WPS server the data are presented online as a web-service and simultaneously stored in a SQL database. From this SQL database numerous reports can be generated.

Connecting as a client to the system is a matter of connecting Employers PC to the internet and establishing a point to point TCP/IP VPN-connection (Virtual Private Network).

Grid Measuring Station

The Web-WPS system packages include a Grid Measurement Station (GMS) located in one or more GMS panels normally placed at the wind farm substation or control building.

The heart of the GMS is a grid measuring instrument and the High Performance Park Pilot (HPPP). The instrument can be scaled to almost any arrangement of the grid connection. The instrument requires voltage and current signals from VT's and CT's fitted at the wind farm connection points.

The GMS interfaces to the Web-WPS servers and turbines are via a LAN network.

Note: In small SCADA systems (typically <10 turbines) and if the small SCADA system is placed in a turbine the GMS components (HPPP and grid measuring instrument) may be arranged otherwise.

Signal Exchange

Online signal exchange and communications with third party systems such as substation control systems, remote control systems, and/or maintenance systems is possible from both the GMS and/or the SCADA Panel. For communication with third party equipment a MODBUS TCP, IEC 60870-5-104, and OPC XML compatible interfaces are available as an option.

WPS Software

The normal Web-WPS user interface presents online and historical data. The screen displays can be adjusted to meet individual customer requirements.

Historical data are stored in an MS SQL database as statistical values and can be presented directly on the screen or exported for processing in MS Access or Excel.

The WPS software also serves as user interface to the High Performance Park Pilot (HPPP) function.

Virus Protection Solution

The wind farm is safeguarded by an integrated Virus Protection Solution. An anti-virus client software is running on all MS-Windows based components in the SCADA system and in the turbines.

The Virus Protection Solution is based on a third party anti-virus product. Updates to the anti-virus client software and pattern files are automatically distributed from central Siemens based servers.

A signed service contract with Siemens defines the scope of the Virus Protection Solution in accordance with agreed Service Level Agreement (SLA).

Disaster Recovery

For recovery of a defect system or component, the Siemens Web-WPS SCADA system provides a large amount of back up files. Both configurations and collected data are backed up automatically on a regular time basis for major components. The back up files are stored both locally on the site servers and remotely on Siemens' backup storage servers.

Siemens Wind Power reserves the right to change the above description without prior notice.

This document is covered by a non-disclosure agreement entered into by Siemens Wind Power and a Siemens business partner, and is made available under the terms and conditions set out therein. Such terms and conditions may include limitations to the document's use and distribution. The receiving party of this document is obliged to adhere to the conditions set out in the non-disclosure agreement. In any other case this document shall under no circumstances be disclosed to any third party, unless otherwise agreed in writing by Siemens Wind Power A/S.

Ice Detector System Siemens Wind Turbines

General information

The ice detector system is an optional system primarily meant as a safety precaution for wind turbines located in areas where ice can build up on the turbine blades.

The purpose of the ice detector system is to provide the turbine controller information about potential risk for ice on the turbine blades, which can possibly cause damage to objects and people in the vicinity of the turbine. Ice accumulated on the blades will also reduce turbine productivity, as the aerodynamic performance of the blade is decreased. Moreover, the turbine will be exposed to higher loads due to, e.g. blade vibrations, etc. during icing conditions. The ice detector system is able to detect in-cloud icing as well as freezing rain.

Depending on site requirements, an ice alarm can initiate turbine stops, a visual or acoustic site warning indication, or initiate blade heating (if installed) until the site conditions return to normal. Site specific SCADA configurations determine the site's safety requirements and if other turbines in the wind farm should be stopped.

System

The following is included in the ice detection system:

- Ice sensor and controller unit
- Interface to Siemens turbine controller
- Interface to Siemens SCADA
- Installation and service according to contract terms

Electrical description

The ice detector system consists of an ice sensor placed on top of the nacelle and a control box inside the nacelle. Since the only interface to the turbine control system is two relay outputs indicating ice detected or ice detector fault alarms, the system is relatively easy to implement and can be regarded as an add-on system.

The ice detector includes an 'ice' alarm relay, which initiates an alarm when ice is detected. The system is monitored by the turbine controller, and the status is transmitted to SCADA and visualized via the Web WPS interface.

The ice detector system is user configurable via a RS232 interface and remotely accessible via web interface (parameters for alarm level, ice detection limits, etc.).

Functionality

Ice detection is based on measuring the strength of an ultrasonic signal in a special sensor wire. During icing conditions, the ultrasonic signal amplitude will start to decrease and an ice alarm will be initiated at a defined alarm level. When the alarm level is reached the turbine is stopped, and blade heating or other site configurations is started, etc. Upon ice detection, the sensor starts heating itself in order to melt the ice detected on the sensor's surface. After a set delay and cooling period the ice alarm signal will return to normal, ready to detect icing conditions again.

Integration in SCADA

The errors are presented in the 'Alarm log' of the Web WPS SCADA interface.

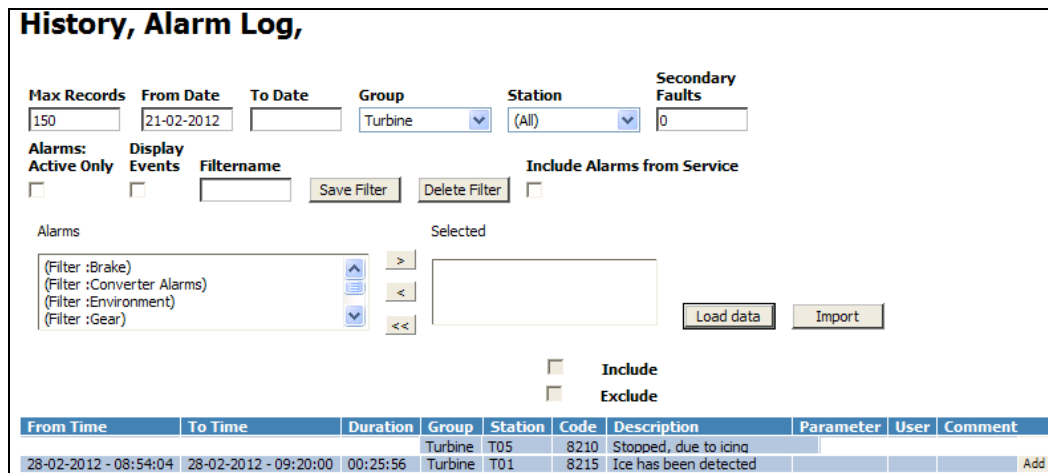


Figure 2. Presentation of alarms related to the ice detection system in Web WPS SCADA.

Technical data

- Power supply: 230 V_{AC}, 50/60 Hz
- Power consumption: Typical 7 VA, max. 350 W during sensor heating
- Relay output: 2 pcs. ice alarm and ice detector fault (potential free relay outputs)
- Serial output: RS232 serial output for configuration
- Web server: Integrated web server and web based user interface for remote access to the Ice Detector via Internet. Standard RJ-45 connector. IP address is configured via RS232.

Predefined Yaw Position (extra option)

Please note that this feature will only be implemented if specifically stated by the customer.

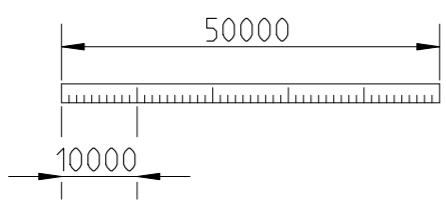
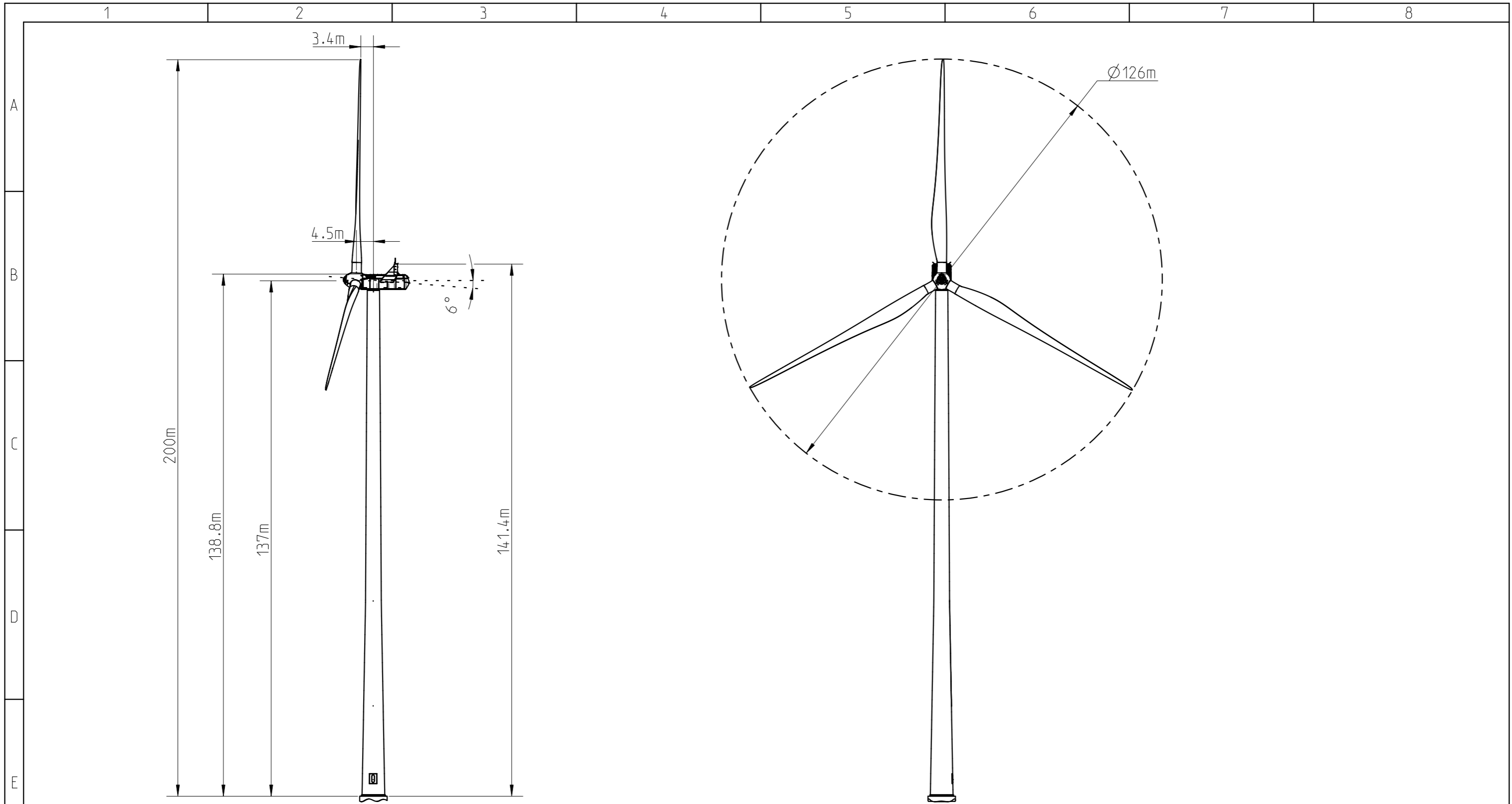
For projects where turbines are located close to a street, river, or other particular landscape areas, certain turbines can be stopped in a predefined yaw position, e.g. parallel to the river. In case of icing, the SCADA system will send a stop signal to the turbines inside the ice detection control loop, together with a predefined yaw angle for each turbine. The rotor will, as consequence to the specific stop signal, be oriented at the desired angle.



For this purpose, Siemens requires the following information:

- Identification of the turbines which shall be in the ice detection control loop.
- Identification of the turbines which have to be stopped in a predefined yaw position and the specific yaw angles in degree for each of the turbines.
- A site map showing the turbines and the 0 degree point.

Please note the following exception: In situations where the 10 min. average wind speed is > 25 m/s then the turbine will be released from the predefined yaw stop position in order for the turbine to yaw into the main wind and protect the turbine.

Siemens Wind Power reserves the right to change the above description without prior notice.



Item no. V126 HH_137	Mass (kg)	Certificate	Format A3	Status -	Revised by	Created date	Created by
Material / Specification			Scale 1:1000	Change no.	PDM ver. 0.0	Reviewed date -	Reviewed by -
 vestas.com			Proj. 	Item description			
			Pro/E	Replaces / Copy of	Drawing no. 0044-5977	Ver. 0	Sheet 1 of 1
Metric Dimensions shown in mm unless otherwise specified							

WARNING: PROPRIETARY AND CONFIDENTIAL INFORMATION.
 This document and the Information set forth herein are confidential and proprietary to Vestas Wind Systems A/S. It contains trade secrets, and independent economic value, actual or potential, may be derived from the document/Information not being generally known. In consideration of you receiving this document you agree (I) to keep the Information secret (II) only to use the Information for the purpose specifically agreed with Vestas (III) not to disclose directly or indirectly any part of the Information to any third party and (IV) not to make copies or reproductions thereof by whatsoever means or undertake any qualitative or quantitative analysis, reverse engineering or replication.



DET NORSKE VERITAS

TYPE CERTIFICATE

Vestas V126-3.3 MW / V126-3.45 MW

TC-230906-A-2
Certificate number

2015-03-20
Date of issue

Manufacturer:
Vestas Wind Systems A/S
Hedeager 44
8200 Aarhus N

Valid until: 2019-10-30

Conformity evaluation has been carried out according to BEK 73: 2013 "Bekendtgørelse om teknisk certificeringsordning for vindmøller" and IEC 61400-22: 2010 "Wind Turbines - Part 22: Conformity Testing and Certification". This certificate attests compliance with IEC 61400-1 ed.3 incl. amd.1 and IEC 61400-22 concerning the design and manufacture .

Reference documents:

Final Evaluation Report:	PD-2309-18CGY6P-36 Rev.3
Design Basis Conformity Statement:	DB-230906-A-2
Design Evaluation Conformity Statement:	DE-230906-A-3
Type Test Conformity Statement:	TT-230906-A-2
Manufacturing Conformity Statement:	MC-230906-A-2
Type Characteristics Measurements Conformity Statement(s):	TM-230906-A-2

Wind Turbine specification :

IEC WT class: S (IIIA/IIIB). For further information see Appendix 1 of this Certificate.

Date: 2015-03-20

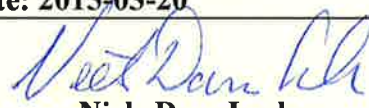

Christer Eriksson

Management Representative
Det Norske Veritas, Danmark A/S



DANAK
PROD Reg. no. 7031

Date: 2015-03-20


Niels Dam Lerke

Project Manager
Det Norske Veritas, Danmark A/S

DET NORSKE VERITAS, DANMARK A/S



APPENDIX 1 - WIND TURBINE TYPE SPECIFICATION

General:

IEC WT class	IEC IIIA and IEC IIIB (except for temperature ranges) – V126-3.3 MW IEC S – V126-3.45 MW
Rotor diameter	126 m
Rated power	3300 kW / 3450 kW
Rated wind speed V_r	10.70 m/s
Hub heights	117m for IEC IIIB and 137m for IEC IIIA
Operating wind speed range V_{in} - V_{out}	3 – 22.5 m/s
Design life time	20 years

Wind conditions:

V_{50}	37.5 m/s
V_1	30.0 m/s
V_{ave}	7.5 m/s (V126-3.3MW) 6.9 m/s (V126-3.45MW)
I_{ref}	14% for IEC IIIB and 16 % for IEC IIIA
Mean flow inclination	8°

Other environmental conditions:

Air density	1.225 / 1.325 ⁱ kg/m ³ ⁱ To account for low temperature operation, Vestas has applied higher air density for the following load cases: 1.2, 2.1, 3.1, 4.1 and 5.1
Standard temperature range	Normal: -20 °C to +45 °C* Extreme: -40 °C to +50 °C
Low temperature range	Normal: -30 °C to +45 °C* Extreme: -40 °C to +50 °C (*de-rating strategy above +30 °C for V126-3.3MW *de-rating strategy above +25 °C for V126-3.45MW)
Relative humidity	100% (max 40% of time) and 90% (rest of life time)
Solar radiation	1000 W/m ²
Salinity	ISO 9223: Airborne salinity S3
Description of lightning protection system	Designed acc. to IEC 61400-24, Protection Level 1 and IEC 61312-1

**Electrical network conditions:**

Normal supply voltage and range	3 x 650 V 10.5-35 kV \pm 10 %
Normal supply frequency and range	50 or 60 Hz \pm 6 %
Voltage imbalance:	IEC 61000-3-6 TR max 2 %
Maximum duration of electrical power network outages:	Two 3 months periods
Number of annual electrical network outages:	Max 52 per year

Rotor

Cone angle	Blade: 1.0° Hub: 4.0°
Tilt angle	6°

Main Components:Blades

Manufacturer	Vestas
Type	Structural shell
Material	Carbon fibers pultrusions, glass fibre fabrics, balsa and PET foam core
Blade length	61.65 m
Air brake	Full span blade feather

Pitch system

Type	Hydraulic power unit
Hydraulic/Electrical unit	PMC Technology A/S
Pitch bearing type	Double row four-point ball bearing Laulagun bearings F2840M00DST0125VW
Actuators	LJM, Glual or Parker

Hub

Type	Cast ball shell hub
Material	EN GJS-400-18U-LT

Main shaft

Type	Cast hollow shaft
Material	EN GJS-400-18U-LT

Main bearing

Manufacturer	SKF
Type	SKF 240/950 CA/C3LW 33VQ113

Main gear

Manufacturer	Winergy
Type	PZAB 3530.1



Gear ratio	112.6
Filter system	Inline and offline filters
<u>Couplings</u>	
Main shaft-Main gear	Shrink disc
Manufacturer	Tollok
Type	TLK622 990x1350
Main gear-Generator	Flexible composite coupling
Manufacturer	KTR Kupplungstechnik GmbH
Type	RADEX-N 2200 kpl.m.Lamellenp
<u>Generator</u>	
Manufacturer	Induction generator
Type	Siemens (not valid for V126-3.45MW)
Nominal power	JGWA-560LM-06A
Voltage	3500 kW
Nominal Speed	750 V
Insulation class	1450 rpm
Protection class (acc. to IEC 529)	F
Manufacturer	VND
Type	DASG 560/6M
Nominal power	3650 kW
Voltage	750 V
Nominal Speed	1450 rpm
Insulation class	H
Protection class (acc. to IEC 529)	IP54
<u>Transformer</u>	
Manufacturer	SGB / Siemens
Types	Dry-type transformer
Nominal power	3750 kVA
Environmental Tests	E2 according to IEC 60076-11
Climatic Tests	C2 according to IEC 60076-11
<u>Machine foundation</u>	
Type	Cast
Material	EN GJS-400-18U-LT
<u>Yaw system</u>	
Yaw bearing type	Nacelle mounted electrical driven plain bearing with external toothing
Yaw drive type	Friction bearing, permanently pre-tensioned
	Liebherr type DAT350/1492-4000
	Comer type PG 1603



Yaw brake type	Electrical disc brake in yaw motors
Yaw speed	0.46 °/s
<u>Mechanical brakes</u>	
Manufacturer	Eurotubi / Vestas
Type	Disc brake
Location	High speed shaft of gearbox
Brake torque	Min. 17.4 kNm (static)
<u>Protection system</u>	
Description	Configurable safety system based on safety relays
<u>Tower</u>	
Type	Tubular Steel Tower HH 117 m (dwg: 0038-9831.V01) Large Diameter Steel Tower 137m (LDST) (dwg 0041-4092 V04)
<u>Foundation</u>	
Type	Not included
<u>Control system</u>	
Manufacturer	Vestas
Type	Vestas Multi Processor VMP Global
<u>Lift</u>	
Manufacturer	Avanti
Type	Avanti Shark or Power Lift Sherpa-SD
<u>Crane</u>	
Manufacturer	Star 071/95 Liftket
Type	max 800 kg
<u>Manuals</u>	
	O&M Manual: 0006-6955, Rev. 22
	Transport Manual: 0040-6996, Rev. 6
	Installation/Commissioning Manual: 0040-6996, Rev. 6

BIJLAGE 10B

TECHNISCHE SPECIFICATIES

VESTAS V126 – ASHOOGTE 137M



Restricted
Document no.: 0034-7616 V10
2014-11-12

General Specification

V126-3.3 MW 50/60 Hz



Table of contents

1 General Description..... 6

2 Mechanical Design..... 6

2.1 Rotor..... 6

2.2 Blades..... 6

2.3 Blade Bearing 7

2.4 Pitch System..... 7

2.5 Hub..... 7

2.6 Main Shaft 8

2.7 Main Bearing Housing..... 8

2.8 Main Bearing..... 8

2.9 Gearbox..... 8

2.10 Generator Bearings..... 9

2.11 High-Speed Shaft Coupling..... 9

2.12 Yaw System..... 9

2.13 Crane..... 10

2.14 Towers..... 10

2.15 Nacelle Bedplate and Cover 10

2.16 Thermal Conditioning System 11

2.16.1 Generator and Converter Cooling 11

2.16.2 Gearbox and Hydraulic Cooling 11

2.16.3 Transformer Cooling 11

2.16.4 Nacelle Cooling..... 11

2.16.5 Optional Air Intake Hatches 11

3 Electrical Design..... 12

3.1 Generator 12

3.2 Converter..... 12

3.3 HV Transformer 13

3.3.1 IEC 50Hz/60Hz version..... 13

3.3.2 IEEE 60 Hz version..... 15

3.4 HV Cables 16

3.5 HV Switchgear 17

3.6 AUX System 17

3.7 Wind Sensors 17

3.8 Vestas Multi Processor (VMP) Controller 17

3.9 Uninterruptible Power Supply (UPS) 18

4 Turbine Protection Systems..... 19

4.1 Braking Concept 19

4.2 Short Circuit Protections 19

4.3 Overspeed Protection 19

4.4 Arc Detection 20

4.5 Smoke Detection 20

4.6 Lightning Protection of Blades, Nacelle, Hub and Tower..... 20

4.7 EMC System..... 20

4.8 Earthing 21

4.9 Corrosion Protection 21

5 Safety..... 21

5.1 Access..... 22

5.2 Escape..... 22

5.3 Rooms/Working Areas 22

5.4 Floors, Platforms, Standing and Working Places 22

5.5	Service Lift.....	22
5.6	Climbing Facilities.....	22
5.7	Moving Parts, Guards and Blocking Devices.....	22
5.8	Lights.....	23
5.9	Emergency Stop.....	23
5.10	Power Disconnection.....	23
5.11	Fire Protection/First Aid.....	23
5.12	Warning Signs.....	23
5.13	Manuals and Warnings.....	23
6	Environment.....	23
6.1	Chemicals.....	23
7	Approvals and Design Codes.....	24
7.1	Type Approvals.....	24
7.2	Design Codes – Structural Design.....	24
8	Colours.....	25
8.1	Nacelle Colour.....	25
8.2	Tower Colour.....	25
8.3	Blades Colour.....	25
9	Operational Envelope and Performance Guidelines.....	25
9.1	Climate and Site Conditions.....	26
9.1.1	Complex Terrain.....	26
9.1.2	Altitude.....	26
9.1.3	Wind Power Plant Layout.....	26
9.2	Operational Envelope – Temperature and Wind.....	27
9.3	Operational Envelope – Grid Connection.....	28
9.4	Operational Envelope – Reactive Power Capability.....	29
9.5	Performance – Fault Ride-Through.....	29
9.6	Performance – Reactive Current Contribution.....	30
9.6.1	Symmetrical Reactive Current Contribution.....	30
9.6.2	Asymmetrical Reactive Current Contribution.....	31
9.7	Performance – Multiple Voltage Dips.....	31
9.8	Performance – Active and Reactive Power Control.....	31
9.9	Performance – Voltage Control.....	32
9.10	Performance – Frequency Control.....	32
9.11	Main Contributors to Own Consumption.....	32
9.12	Operational Envelope – Conditions for Power Curve and Ct Values (at Hub Height).....	32
9.13	Noise Modes.....	33
10	Drawings.....	34
10.1	Structural Design – Illustration of Outer Dimensions.....	34
10.2	Structural Design – Side View Drawing.....	35
11	General Reservations, Notes and Disclaimers.....	36
12	Appendices.....	37
12.1	Mode 0/0 ⁺	37
12.1.1	Power Curves, Noise Mode 0/0 ⁺	37
12.1.2	C _t Values, Noise Mode 0/0 ⁺	38
12.1.3	Noise Curve, Noise Mode 0.....	39
12.1.4	Noise Curve, Noise Mode 0 ⁺	40
12.2	Mode 1.....	41
12.2.1	Power Curves, Noise Mode 1.....	41
12.2.2	C _t Values, Noise Mode 1.....	42
12.2.3	Noise Curve, Noise Mode 1.....	43
12.3	Mode 2.....	44
12.3.1	Power Curves, Noise Mode 2.....	44
12.3.2	C _t Values, Noise Mode 2.....	45

12.3.3	Noise Curve, Noise Mode 2	46
12.4	Mode 3.....	47
12.4.1	Power Curves, Noise Mode 3	47
12.4.2	C _t Values, Noise Mode 3.....	48
12.4.3	Noise Curve, Noise Mode 3	49
12.5	Mode 4.....	50
12.5.1	Power Curves, Noise Mode 4	50
12.5.2	C _t Values, Noise Mode 4.....	51
12.5.3	Noise Curve, Noise Mode 4	52

Recipient acknowledges that (i) this General Specification is provided for recipient's information only, and, does not create or constitute a warranty, guarantee, promise, commitment, or other representation (Commitment) by Vestas Wind Systems or any of its affiliated or subsidiary companies (Vestas), all of which are disclaimed by Vestas and (ii) any and all Commitments by Vestas to recipient as to this general specification (or any of the contents herein) are to be contained exclusively in signed written contracts between recipient and Vestas, and not within this document.

See general reservations, notes and disclaimers (including, section 11, p. 36) to this general specification.

1 General Description

The Vestas V126-3.3 MW wind turbine is a pitch regulated upwind turbine with active yaw and a three-blade rotor. The Vestas V126-3.3 MW turbine has a rotor diameter of 126 m and a rated output power of 3.3 MW. The turbine utilises the OptiTip[®] concept and a power system based on an induction generator and full-scale converter. With these features, the wind turbine is able to operate the rotor at variable speed and thereby maintaining the power output at or near rated power even in high wind speed. At low wind speed, the OptiTip[®] concept and the power system work together to maximise the power output by operating at the optimal rotor speed and pitch angle.

2 Mechanical Design

2.1 Rotor

The V126-3.3 MW is equipped with a 126-meter rotor consisting of three blades and a hub. The blades are controlled by the microprocessor pitch control system OptiTip[®]. Based on the prevailing wind conditions, the blades are continuously positioned to optimise the pitch angle.

Rotor	
Diameter	126 m
Swept Area	12469 m ²
Speed, Dynamic Operation Range	5.3-16.5
Rotational Direction	Clockwise (front view)
Orientation	Upwind
Tilt	6°
Blade Coning	4°
Number of Blades	3
Aerodynamic Brakes	Full feathering

Table 2-1: Rotor data

2.2 Blades

The blades are made of carbon and fibreglass and consist of two infused structural airfoil shells.

Blades	
Type Description	Infused structural airfoil shell
Blade Length	61.66 m
Material	Fibreglass reinforced epoxy, carbon fibres and Solid Metal Tip (SMT)
Blade Connection	Steel roots inserted
Airfoils	High-lift profile

Blades	
Maximum Chord	4.0 m

Table 2-2: Blades data

2.3 Blade Bearing

The blade bearings are double-row four-point contact ball bearings.

Blade Bearing	
Lubrication	Grease

Table 2-3: Blade bearing data

2.4 Pitch System

The turbine is equipped with a pitch system for each blade and a distributor block, all located in the hub. Each pitch system is connected to the distributor block with flexible hoses. The distributor block is connected to the pipes of the hydraulic rotating transfer unit in the hub by means of three hoses (pressure line, return line and drain line).

Each pitch system consists of a hydraulic cylinder mounted to the hub and a piston rod mounted to the blade via a torque arm shaft. Valves facilitating operation of the pitch cylinder are installed on a pitch block bolted directly onto the cylinder.

Pitch System	
Type	Hydraulic
Number	1 per blade
Range	-9.5° to 90°

Table 2-4: Pitch system data

Hydraulic System	
Main Pump	Two redundant internal-gear oil pumps
Pressure	260 bar
Filtration	3 µm (absolute)

Table 2-5: Hydraulic system data

2.5 Hub

The hub supports the three blades and transfers the reaction forces to the main bearing and the torque to the gearbox. The hub structure also supports blade bearings and pitch cylinder.

Hub	
Type	Cast ball shell hub
Material	Cast iron

Table 2-6: Hub data

2.6 Main Shaft

The main shaft transfers the reaction forces to the main bearing and the torque to the gearbox.

Main Shaft	
Type Description	Hollow shaft
Material	Cast iron

Table 2-7: Main shaft data

2.7 Main Bearing Housing

The main bearing housing covers the main bearing and is the first connection point for the drive train system to the bedplate.

Main Bearing Housing	
Material	Cast iron

Table 2-8: Main bearing housing data

2.8 Main Bearing

The main bearing carries all thrust loads.

Main Bearing	
Type	Double-row spherical roller bearing
Lubrication	Automatic grease lubrication

Table 2-9: Main bearing data

2.9 Gearbox

The main gear converts the low-speed rotation of the rotor to high-speed generator rotation.

The disc brake is installed on the high-speed shaft. The gearbox lubrication system is a pressure-fed system.

Gearbox	
Type	Planetary stages + one helical stage
Gear House Material	Cast

Gearbox	
Lubrication System	Pressure oil lubrication
Backup Lubrication System	Oil sump filled from external gravity tank
Total Gear Oil Volume	1000-1200
Oil Cleanliness Codes	ISO 4406-/15/12
Shaft Seals	Labyrinth

Table 2-10: Gearbox data

2.10 Generator Bearings

The bearings are grease lubricated and grease is supplied continuously from an automatic lubrication unit.

2.11 High-Speed Shaft Coupling

The coupling transmits the torque of the gearbox high-speed output shaft to the generator input shaft.

The coupling consists of two 4-link laminate packages and a fibreglass intermediate tube with two metal flanges. The coupling is fitted to two-armed hubs on the brake disc and the generator hub.

2.12 Yaw System

The yaw system is an active system based on a robust pre-tensioned plain yaw-bearing concept with PETP as friction material.

The yaw gears have a torque limiter.

Yaw System	
Type	Plain bearing system
Material	Forged yaw ring heat-treated. Plain bearings PETP
Yawing Speed (50 Hz)	0.46°/sec.
Yawing Speed (60 Hz)	0.60°/sec

Table 2-11: Yaw system data

Yaw Gear	
Type	Multiple stages geared
Ratio Total	944:1
Rotational Speed at Full Load	1.4 rpm at output shaft

Table 2-12: Yaw gear data

2.13 Crane

The nacelle houses the internal safe working load (SWL) service crane. The crane is a single system hoist.

Crane	
Lifting Capacity	Maximum 800 kg

Table 2-13: Crane data

2.14 Towers

Tubular towers with flange connections, certified according to relevant type approvals, are available in different standard heights. The towers are designed with the majority of internal welded connections replaced by magnet supports to create a predominantly smooth-walled tower. Magnets provide load support in a horizontal direction and internals, such as platforms, ladders, and such like, are supported vertically (that is, in the gravitational direction) by a mechanical connection. The smooth tower design reduces the required steel thickness, rendering the tower lighter compared to one with all internals welded to the tower shells.

The hub heights listed include a distance from the foundation section to the ground level of approximately 0.2 m depending on the thickness of the bottom flange and a distance from the tower top flange to the centre of the hub of 2.2 m.

Towers	
Type	Cylindrical/conical tubular
Hub Heights	117 m/128 m/137 m

Table 2-14: Tower structure data

2.15 Nacelle Bedplate and Cover

The nacelle cover is made of fibreglass. Hatches are positioned in the floor for lowering or hoisting equipment to the nacelle and evacuation of personnel. The roof section is equipped with wind sensors and skylights. The skylights can be opened from both inside the nacelle to access the roof and from outside to access the nacelle. Access from the tower to the nacelle is through the yaw system.

The nacelle bedplate is in two parts and consists of a cast iron front part and a girder structure rear part. The front of the nacelle bedplate is the foundation for the drive train and transmits forces from the rotor to the tower through the yaw system. The bottom surface is machined and connected to the yaw bearing and the yaw gears are bolted to the front nacelle bedplate.

The crane girders are attached to the top structure. The lower beams of the girder structure are connected at the rear end. The rear part of the bedplate serves as the foundation for controller panels, the cooling system and transformer. The nacelle cover is mounted on the nacelle bedplate.

Type Description	Material
Nacelle Cover	GRP
Bedplate Front	Cast iron
Bedplate Rear	Girder structure

Table 2-15: Nacelle bedplate and cover data

2.16 Thermal Conditioning System

The thermal conditioning system consists of a few robust components:

- The Vestas CoolerTop[®] located on top of the rear end of the nacelle. The CoolerTop[®] is a free flow cooler, thus ensuring that there are no electrical components in the thermal conditioning system located outside the nacelle.
- The Liquid Cooling System, which serves the gearbox, hydraulic systems, generator, and converter is driven by an electrical pumping system.
- The transformer forced air cooling comprised of an electrical fan.

2.16.1 Generator and Converter Cooling

The generator and converter cooling systems operate in parallel. A dynamic flow valve mounted in the generator cooling circuit divides the cooling liquid flow. The cooling liquid removes heat from the generator and converter unit using a free-air flow radiator placed on the top of the nacelle. In addition to the generator, converter unit and radiator, the circulation system includes an electrical pump and a three-way thermostatic valve.

2.16.2 Gearbox and Hydraulic Cooling

The gearbox and hydraulic cooling systems are coupled in parallel. A dynamic flow valve mounted in the gearbox cooling circuit divides the cooling flow. The cooling liquid removes heat from the gearbox and the hydraulic power unit through heat exchangers and a free-air flow radiator placed on the top of the nacelle. In addition to the heat exchangers and the radiator, the circulation system includes an electrical pump and a three-way thermostatic valve.

2.16.3 Transformer Cooling

The transformer is equipped with forced-air cooling. The ventilator system consists of a central fan, located below the service floor and an air duct leading the air to locations beneath and between the high voltage and low voltage windings of the transformer.

2.16.4 Nacelle Cooling

Hot air generated by mechanical and electrical equipment is removed from the nacelle by a fan system located in the nacelle.

2.16.5 Optional Air Intake Hatches

The air intakes in the nacelle can optionally be fitted with hatches which can be operated as a part of the thermal control strategy. In case of lost grid to the turbine, the hatches will automatically be closed.

3 Electrical Design

3.1 Generator

The generator is a three phase asynchronous induction generator with cage rotor that is connected to the grid through a full scale converter.

The generator housing allows the circulation of cooling air within the stator and rotor. The air-to-water heat exchange occurs in an external heat exchanger installed on top of the generator.

Generator	
Type	Asynchronous with cage rotor
Rated Power [P_N]	3500 kW
Frequency [f_N]	0-100 Hz
Voltage, Stator [U_{NS}]	3 x 750 V (at rated speed)
Number of Poles	4/6
Winding Type	Form with VPI (Vacuum Pressurized Impregnation)
Winding Connection	Star or Delta
Rated rpm	1450-1550 rpm
Overspeed Limit Acc. to IEC (2 minutes)	2400 rpm
Generator Bearing	Hybrid/ceramic
Temperature Sensors, Stator	3 PT100 sensors placed at hot spots and 3 as back-up
Temperature Sensors, Bearings	1 per bearing
Insulation Class	F or H
Enclosure	IP54

Table 3-1: Generator data

3.2 Converter

The converter is a full-scale converter system controlling both the generator and the power quality delivered to the grid.

The converter consists of four converter units operating in parallel with a common controller.

The converter controls conversion of variable frequency power from the generator into fixed frequency AC power with desired active and reactive power levels (and other grid connection parameters) suitable for the grid. The converter is located in the nacelle and has a grid side voltage rating of 650 V. The generator side voltage rating is up to 750 V dependent on generator speed.

Converter	
Rated Apparent Power [S_N]	4000 kVA
Rated Grid Voltage	650 V
Rated Generator Voltage	750 V
Rated generator Current	3286 A
Enclosure	IP54

Table 3-2: Converter data

3.3 HV Transformer

The HV step-up transformer is located in a separate locked room in the back of the nacelle.

The transformer is a three-phase, two-winding, dry-type transformer that is self-extinguishing. The windings are delta-connected on the high-voltage side unless otherwise specified.

3.3.1 IEC 50Hz/60Hz version

For 50 Hz regions the transformer is as default designed according to IEC standards. However on special request, a 60 Hz transformer based on IEC standards could also be delivered.

Transformer	
Type description	Dry-type cast resin transformer.
Basic layout	3 phase, 2 winding transformer.
Applied standards	IEC 60076-11, IEC 60076-16, Cenelec HD 637:S1.
Cooling method	AF
Rated power	3750 kVA
Nominal voltage, turbine side	
U_m 1.1kV	0.650 kV
Nominal voltage, grid side	
U_m 12.0kV	10.0-11.0 kV
U_m 24.0kV	11.1-22.0 kV
U_m 36.0kV	22.1-33.0 kV
U_m 41.5kV	33.1-35.0 kV
Insulation level AC / LI / LIC	
U_m 1.1kV	3 ¹ / - / - kV
U_m 12.0kV	28 ¹ / 75 / 75 kV
U_m 24.0kV	50 ¹ / 125 / 125 kV
U_m 36.0kV	70 ¹ / 170 / 170 kV

U_m 41.5kV	80 ¹ / 170 / 170 kV
Off-circuit tap changer	±2 x 2.5 %
Frequency	50 Hz / 60Hz
Vector group	Dyn5 / YNyn0
No-load loss ²	5.8 kW
Load loss @ rated power HV, 120°C ²	30.5 kW
No-load reactive power ³	16kVAr
Full load reactive power ³	330kVAr
Positive sequence short-circuit impedance @ rated power, 120°C ⁴	9.0 %
Positive sequence short-circuit resistance @ rated power, 120°C³	0.7 %
Zero sequence short-circuit impedance @ rated power, 120°C³	9.0 %
Zero sequence short-circuit resistance @ rated power, 120°C³	0.7 %
Inrush peak current ³	
Dyn5	6-9 x \hat{I}_n
YNyn0	8-12 x \hat{I}_n
Half crest time ³	~ 0.7 s
Sound power level	≤ 80 dB(A)
Average temperature rise @ 1000m	≤ 90 K
Max altitude ⁵	2000 m
Insulation class	155 (F)
Environmental class	E2
Climatic class	C2
Fire behaviour class	F1
Corrosion class	C4
Weight	≤8500 kg
Temperature monitoring	PT100 sensors in LV windings and core
Overvoltage protection	Surge arresters on HV terminals
Temporary earthing	3 x Ø20mm earthing ball points

Table 3-3: Transformer data for IEC 50 Hz/60 Hz version

NOTE

- ¹ @1000m. According to IEC 60076-11, AC test voltage is altitude dependent.
- ² Based on an average of measured values during qualification tests across voltages and manufacturers.
- ³ Based on an average of calculated values across voltages and manufacturers.
- ⁴ Subjected to standard IEC tolerances.
- ⁵ Max hub height altitude will depend on site location.

3.3.2 IEEE 60 Hz version

For 60 Hz regions the transformer is as default designed mainly according to IEEE standards but on areas not covered by IEEE standards, the design is also based on parts of the IEC standards.

Transformer	
Type description	Dry-type cast resin transformer.
Basic layout	3 phase, 2 winding transformer.
Applied standards	UL 1562, CSA C22.2 No. 47, IEEE C57.12, IEC 60076-11, IEC 60076-16, Cenelec HD 637:S1.
Cooling method	AFA
Rated power	3750 kVA
Nominal voltage, turbine side	
N_{LL} 1.2 kV	0.650 kV
Nominal voltage, grid side	
N_{LL} 15.0 kV	10.0-15.0 kV
N_{LL} 25.0 kV	15.1-25.0 kV
N_{LL} 34.5 kV	25.1-34.5 kV
Insulation level AC / LI & LIC	
N_{LL} 1.2 kV	4 ¹ / +10 kV
N_{LL} 15.0 kV	34 ¹ / +95 kV
N_{LL} 25.0 kV	50 ¹ / +125 kV
N_{LL} 34.5 kV	70 ¹ / (+150 & -170) or +170 kV
Off-circuit tap changer	±2 x 2.5 %
Frequency	60 Hz
Vector group	Dyn5 / YNyn0
No-load loss ²	5.8 kW
Load loss @ rated power HV, 120°C ²	30.5 kW
No-load reactive power ³	16 kVAr
Full load reactive power ³	330 kVAr
Positive sequence short-circuit impedance @ rated power, 120°C ⁴	9.0 %
Positive sequence short-circuit resistance @ rated power, 120°C ³	0.7 %
Zero sequence short-circuit impedance @ rated power, 120°C ³	9.0 %
Zero sequence short-circuit resistance @ rated power, 120°C ³	0.7 %
Inrush peak current ³	

Dyn5	6-9 x \hat{I}_n
YNyn0	8-12 x \hat{I}_n
Half crest time ³	~ 0.7 s
Sound power level	≤ 80 dB(A)
Average temperature rise @ 1000m	≤ 90 K
Max altitude ⁵	2000 m
Insulation class	150°C
Environmental class	E2
Climatic class	C2
Fire behaviour class	F1
Corrosion class	C4
Weight	≤ 8500 kg
Temperature monitoring	PT100 sensors in LV windings and core
Overvoltage protection	Surge arresters on HV terminals
Temporary earthing	3 x Ø20mm earthing ball points

Table 3-4: Transformer data for IEEE 60 Hz version

NOTE

¹ @1000m. According to IEEE C57.12, AC test voltage is altitude dependent.

² Based on an average of measured values during qualification tests across voltages and manufacturers.

³ Based on an average of calculated values across voltages and manufacturers.

⁴ Subjected to standard IEEE C57.12 tolerances.

⁵ Max hub height altitude will depend on site location.

3.4 HV Cables

The high-voltage cable runs from the transformer in the nacelle down the tower to the HV switchgear located at the bottom of the tower. The high-voltage cable is a four-core, rubber-insulated, halogen-free, high-voltage cable.

HV Cables	
High-Voltage Cable Insulation Compound	Improved ethylene-propylene (EP) based material-EPR or high modulus or hard grade ethylene-propylene rubber-HEPR
Conductor Cross Section	3 x 70 / 70 mm ²
Maximum Voltage	24 kV for 10-22 kV rated voltage 42 kV for 22.1-35 kV rated voltage

Table 3-4: HV cables data

3.5 HV Switchgear

The HV switchgear is located in the bottom of the tower.

HV Switchgear			
Type	Gas insulated SF6		
Nominal Frequency	50/60 Hz		
Nominal Rated Voltage	10–22 kV	22.1–33 kV	33.1–35 kV
Maximum Voltage	24 kV	36 kV	40.5 kV
Maximum Short Circuit Current (1 second)	20 kA	25 kA	25 kA

Table 3-5: HV switchgear data

3.6 AUX System

The AUX system is supplied from a separate 650/400 V transformer located in the nacelle. All motors, pumps, fans and heaters are supplied from this system.

All 230 V consumers are supplied from a 400/230 V transformer located in the tower base.

Power Sockets	
Single Phase (Nacelle and Tower Platforms)	230 V (16 A)/110 V (16 A)/ 2 x 55 V (16 A)
Three Phase (Nacelle and Tower Base)	3 x 400 V (16 A)

Table 3-6: AUX system data

3.7 Wind Sensors

The turbine is either equipped with two ultrasonic wind sensors or optional one ultrasonic wind sensor and one mechanical wind vane and anemometer. The sensors have built-in heaters to minimise interference from ice and snow. The wind sensors are redundant, and the turbine is able to operate with one sensor only.

3.8 Vestas Multi Processor (VMP) Controller

The turbine is controlled and monitored by the VMP6000 control system.

VMP6000 is a multiprocessor control system comprised of four main processors (ground, nacelle, hub and converter) interconnected by an optically based 2.5 Mbit ArcNet network.

In addition to the four main processors, the VMP6000 consists of a number of distributed I/O modules interconnected by a 500 kbit CAN network.

I/O modules are connected to CAN interface modules by a serial digital bus, CTBus.

The VMP6000 controller serves the following main functions:

- Monitoring and supervision of overall operation.
- Synchronizing of the generator to the grid during connection sequence.
- Operating the wind turbine during various fault situations.
- Automatic yawing of the nacelle.
- OptiTip® - blade pitch control.
- Reactive power control and variable speed operation.
- Noise emission control.
- Monitoring of ambient conditions.
- Monitoring of the grid.
- Monitoring of the smoke detection system.

3.9 Uninterruptible Power Supply (UPS)

During grid outage, an UPS system will ensure power supply for specific components.

The UPS system is built by 3 subsystems:

1. 230V AC UPS for all power backup to nacelle and hub control systems
2. 24V DC UPS for power backup to tower base control systems and optional SCADA Power Plant Controller.
3. 230V AC UPS for power backup to internal lights in tower and nacelle. Internal light in the hub is fed from built-in batteries in the light armature.

UPS		
Backup Time	Standard	Optional
Control System* (230V AC and 24V DC UPS)	15 min	Up to 400 min**
Internal Lights (230V AC UPS)	30 min	60 min***
Optional SCADA Power Plant Controller (24V DC UPS)	N/A	48 hours****

Table 3-8: UPS data

**The control system includes: the turbine controller (VMP6000), HV switchgear functions, and remote control system.*

- **Requires upgrade of the 230V UPS for control system with extra batteries.*
- ***Requires upgrade of the 230V UPS for internal light with extra batteries.*
- ****Requires upgrade of the 24V DC UPS with extra batteries.*

NOTE For alternative backup times, consult Vestas.

4 Turbine Protection Systems

4.1 Braking Concept

The main brake on the turbine is aerodynamic. Stopping the turbine is done by full feathering the three blades (individually turning each blade). Each blade has a hydraulic accumulator to supply power for turning the blade.

In addition, there is a mechanical disc brake on the high-speed shaft of the gearbox with a dedicated hydraulic system. The mechanical brake is only used as a parking brake and when activating the emergency stop buttons.

4.2 Short Circuit Protections

Breakers	Breaker for Aux. Power. T4L 250A TMD 4P 690 V	Breaker for Converter Modules T7M1200L PR332/P LSIG 1000 A 3P 690 V
Breaking Capacity, I_{cu}, I_{cs}	70 kA@690 V	50 kA @690 V
Making Capacity, I_{cm}	154 kA@690 V	105 kA @690 V

Table 4-1: Short circuit protection data

4.3 Overspeed Protection

The generator rpm and the main shaft rpm are registered by inductive sensors and calculated by the wind turbine controller to protect against overspeed and rotating errors.

In addition, the turbine is equipped with a safety PLC, an independent computer module that measures the rotor rpm. In case of an overspeed situation, the safety PLC activates the emergency feathered position (full feathering) of the three blades independently of the turbine controller.

Overspeed Protection	
Sensors Type	Inductive
Trip Level	16.5 (rotor rpm)/1871 (generator rpm)

Table 4-3: Overspeed protection data

4.4 Arc Detection

The turbine is equipped with an Arc Detection system including multiple optical arc detection sensors placed in the HV transformer compartment and the grid interface cabinet. The Arc Detection system is connected to the turbine safety system ensuring immediate opening of the HV switchgear if an arc is detected.

4.5 Smoke Detection

The turbine is equipped with a Smoke Detection system including multiple smoke detection sensors placed in the nacelle (above the disc brake), in the transformer compartment, in main electrical cabinets in the nacelle and above the HV switchgear in the tower base. The Smoke Detection system is connected to the turbine safety system ensuring immediate opening of the HV switchgear if smoke is detected.

4.6 Lightning Protection of Blades, Nacelle, Hub and Tower

The Lightning Protection System (LPS) helps protect the wind turbine against the physical damage caused by lightning strikes. The LPS consists of five main parts:

- Lightning receptors
- Down conducting system (a system to conduct the lightning current down through the wind turbine to help avoid or minimise damage to the LPS itself or other parts of the wind turbine)
- Protection against overvoltage and overcurrent
- Shielding against magnetic and electrical fields
- Earthing system

Lightning Protection Design Parameters			Protection Level I
Current Peak Value	i_{max}	[kA]	200
Impulse Charge	$Q_{impulse}$	[C]	100
Long Duration Charge	Q_{long}	[C]	200
Total Charge	Q_{total}	[C]	300
Specific Energy	W/R	[MJ/Ω]	10
Average Steepness	di/dt	[kA/μs]	200

Table 4-4: Lightning protection design parameters

NOTE The Lightning Protection System is designed according to IEC standards (see 7 Approvals and Design Codes, p. 24).

4.7 EMC System

The turbine and related equipment fulfils the EU Electromagnetic Compatibility (EMC) legislation:

- **DIRECTIVE 2004/108/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL** of 15 December 2004 on the approximation of the laws of the Member States relating to electromagnetic compatibility and repealing Directive 89/336/EEC.

4.8 Earthing

The Vestas Earthing System consists of a number of individual earthing electrodes interconnected as one joint earthing system.

The Vestas Earthing System includes the TN-system and the Lightning Protection System for each wind turbine. It works as an earthing system for the medium voltage distribution system within the wind farm.

The Vestas Earthing System is adapted for the different types of turbine foundations. A separate set of documents describe the earthing system in detail, depending on the type of foundation.

In terms of lightning protection of the wind turbine, Vestas has no separate requirements for a certain minimum resistance to remote earth (measured in ohms) for this system. The earthing for the lightning protection system is based on the design and construction of the Vestas Earthing System.

A primary part of the Vestas Earthing System is the main earth bonding bar placed where all cables enter the wind turbine. All earthing electrodes are connected to this main earth bonding bar. Additionally, equipotential connections are made to all cables entering or leaving the wind turbine.

Requirements in the Vestas Earthing System specifications and work descriptions are minimum requirements from Vestas and IEC. Local and national requirements, as well as project requirements, may require additional measures.

4.9 Corrosion Protection

Classification of corrosion protection is according to ISO 12944-2.

Corrosion Protection	External Areas	Internal Areas
Nacelle	C5-M	C3
Hub	C5-M	C3
Tower	C5-I	C3

Table 4-5: Corrosion protection data for nacelle, hub and tower

5 Safety

The safety specifications in this section provide limited general information about the safety features of the turbine and are not a substitute for Buyer and its agents taking all appropriate safety precautions, including but not limited to (a) complying with all applicable safety, operation, maintenance, and service agreements, instructions, and requirements, (b) complying with all safety-related laws, regulations, and ordinances, and (c) conducting all appropriate safety training and education.

5.1 Access

Access to the turbine from the outside is through the bottom of the tower. The door is equipped with a lock. Access to the top platform in the tower is by a ladder or service lift. Access to the nacelle from the top platform is by ladder. Access to the transformer room in the nacelle is controlled with a lock. Unauthorised access to electrical switchboards and power panels in the turbine is prohibited according to IEC 60204-1 2006.

5.2 Escape

In addition to the normal access routes, alternative escape routes from the nacelle are through the crane hatch, from the spinner by opening the nose cone, or from the roof of the nacelle. Rescue equipment is placed in the nacelle.

The hatch in the roof can be opened from both the inside and outside.

Escape from the service lift is by ladder.

An emergency response plan, placed in the turbine, describes evacuation and escape routes.

5.3 Rooms/Working Areas

The tower and nacelle are equipped with power sockets for electrical tools for service and maintenance of the turbine.

5.4 Floors, Platforms, Standing and Working Places

All floors have anti-slip surfaces.

There is one floor per tower section.

Rest platforms are provided at intervals of 9 metres along the tower ladder between platforms.

Foot supports are placed in the turbine for maintenance and service purposes.

5.5 Service Lift

The turbine is delivered with a service lift installed as an option.

5.6 Climbing Facilities

A ladder with a fall arrest system (rigid rail) is mounted through the tower.

There are anchor points in the tower, nacelle and hub, and on the roof for attaching fall arrest equipment (full-body harness).

Over the crane hatch there is an anchor point for the emergency descent equipment.

Anchor points are coloured yellow and are calculated and tested to 22.2 kN.

5.7 Moving Parts, Guards and Blocking Devices

All moving parts in the nacelle are shielded.

The turbine is equipped with a rotor lock to block the rotor and drive train.

Blocking the pitch of the cylinder can be done with mechanical tools in the hub.

5.8 Lights

The turbine is equipped with lights in the tower, nacelle, transformer room and hub.

There is emergency light in case of the loss of electrical power.

5.9 Emergency Stop

There are emergency stop buttons in the nacelle, hub and bottom of the tower.

5.10 Power Disconnection

The turbine is equipped with breakers to allow for disconnection from all power sources during inspection or maintenance. The switches are marked with signs and are located in the nacelle and bottom of the tower.

5.11 Fire Protection/First Aid

A handheld 5-6 kg CO₂ fire extinguisher, first aid kit and fire blanket are required to be located in the nacelle during service and maintenance.

- A handheld 5-6 kg CO₂ fire extinguisher is required only during service and maintenance activities, unless a permanently mounted fire extinguisher located in the nacelle is mandatorily required by authorities.
- First aid kits are required only during service and maintenance activities.
- Fire blankets are required only during non-electrical hot work activities.

5.12 Warning Signs

Warning signs placed inside or on the turbine must be reviewed before operating or servicing the turbine.

5.13 Manuals and Warnings

The Vestas Corporate OH&S Manual and manuals for operation, maintenance and service of the turbine provide additional safety rules and information for operating, servicing or maintaining the turbine.

6 Environment

6.1 Chemicals

Chemicals used in the turbine are evaluated according to the Vestas Wind Systems A/S Environmental System certified according to ISO 14001:2004. The following chemicals are used in the turbine:

- Anti-freeze to help prevent the cooling system from freezing
- Gear oil for lubricating the gearbox
- Hydraulic oil to pitch the blades and operate the brake
- Grease to lubricate bearings

- Various cleaning agents and chemicals for maintenance of the turbine

7 Approvals and Design Codes

7.1 Type Approvals

The standard turbine is type certified according to the certification standards listed below:

Certification	Wind Class	Hub Height
IEC61400-22	IEC IIIB	117 m
IEC61400-22	IEC IIIA	128 m
IEC61400-22	IEC IIIA	137 m
DIBt 2012	WZ2, GKII, TKA	137 m

Table 7-1: Type approvals data

7.2 Design Codes – Structural Design

The turbine design has been developed and tested with regard to, but not limited to, the following main standards:

Design Codes	
Nacelle and Hub	IEC 61400-1 Edition 3 EN 50308
Tower	IEC 61400-1 Edition 3 Eurocode 3
Blades	DNV-OS-J102 IEC 1024-1 IEC 60721-2-4 IEC 61400 (Part 1, 12 and 23) IEC WT 01 IEC DEFU R25 ISO 2813 DS/EN ISO 12944-2
Gearbox	ISO 81400-4
Generator	IEC 60034
Transformer	IEC 60076-11, IEC 60076-16, CENELEC HD637 S1
Lightning Protection	IEC 62305-1: 2006 IEC 62305-3: 2006 IEC 62305-4: 2006 IEC 61400-24:2010
Rotating Electrical Machines	IEC 34
Safety of Machinery, Safety-	IEC 13849-1

Design Codes	
related Parts of Control Systems	
Safety of Machinery – Electrical Equipment of Machines	IEC 60204-1

Table 7-2: Design codes

8 Colours

8.1 Nacelle Colour

Colour of Vestas Nacelles	
Standard Nacelle Colour	RAL 7035 (light grey)
Standard Logo	Vestas

Table 8-1: Colour, nacelle

8.2 Tower Colour

Colour of Vestas Tower Section		
	External:	Internal:
Standard Tower Colour	RAL 7035 (light grey)	RAL 9001 (cream white)

Table 8-2: Colour, tower

8.3 Blades Colour

Blades Colour	
Standard Blade Colour	RAL 7035 (light grey)
Tip-End Colour Variants	RAL 2009 (traffic orange), RAL 3020 (traffic red)
Gloss	< 30% DS/EN ISO 2813

Table 8-3: Colour, blades

9 Operational Envelope and Performance Guidelines

Actual climate and site conditions have many variables and should be considered in evaluating actual turbine performance. The design and operating parameters set forth in this section do not constitute warranties, guarantees, or representations as to turbine performance at actual sites.

9.1 Climate and Site Conditions

Values refer to hub height:

Extreme Design Parameters	
Wind Climate	IEC IIIA
Ambient Temperature Interval (Standard Temperature Turbine)	-40° to +50°C
Extreme Wind Speed (10 Minute Average)	37.5 m/s
Survival Wind Speed (3 Second Gust)	52.5 m/s

Table 9-1: Extreme design parameters

Average Design Parameters	
Wind Climate	IEC IIIA
Nominal Power	3.3 MW
Wind Speed	7.5 m/s
A-Factor	8.46 m/s
Form Factor, c	2.0
Turbulence Intensity According to IEC 61400-1, Including Wind Farm Turbulence (@15 m/s – 90% quartile)	18%
Wind Shear	0.20
Inflow Angle (vertical)	8°

Table 9-2: Average design parameters

9.1.1 Complex Terrain

Classification of complex terrain according to IEC 61400-1:2005 Chapter 11.2.

For sites classified as complex, appropriate measures are to be included in site assessment.

Positioning of each turbine must be verified via the Vestas Site Check programme.

9.1.2 Altitude

The turbine is designed for use at altitudes up to 1000 m above sea level as standard and optional up to 2000 m above sea level.

9.1.3 Wind Power Plant Layout

Turbine spacing is to be evaluated site-specifically. Spacing, in any case, must not be below three rotor diameters (3D).

NOTE As evaluation of climate and site conditions is complex, consult Vestas for every project. If conditions exceed the above parameters, Vestas must be consulted.

9.2 Operational Envelope – Temperature and Wind

Values refer to hub height and are determined by the sensors and control system of the turbine.

Operational Envelope – Temperature and Wind	
Ambient Temperature Interval (Standard Turbine)	-20° to +45°C
Ambient Temperature Interval (Low Temperature Turbine)	-30° to +45°C
Cut-In	3 m/s
Cut-Out (10 Minute Exponential Average)	22.5m/s
Re-Cut In (10 Minute Exponential Average)	20 m/s

Table 9-3: Operational envelope – temperature and wind

NOTE At ambient temperatures above +30°C, the turbine will maintain derated production, within the component capacity as seen in *Figure 9-1*.
 The wind turbine will stop producing power at ambient temperatures above 45°C.
 For the low temperature options of the wind turbine, consult Vestas.

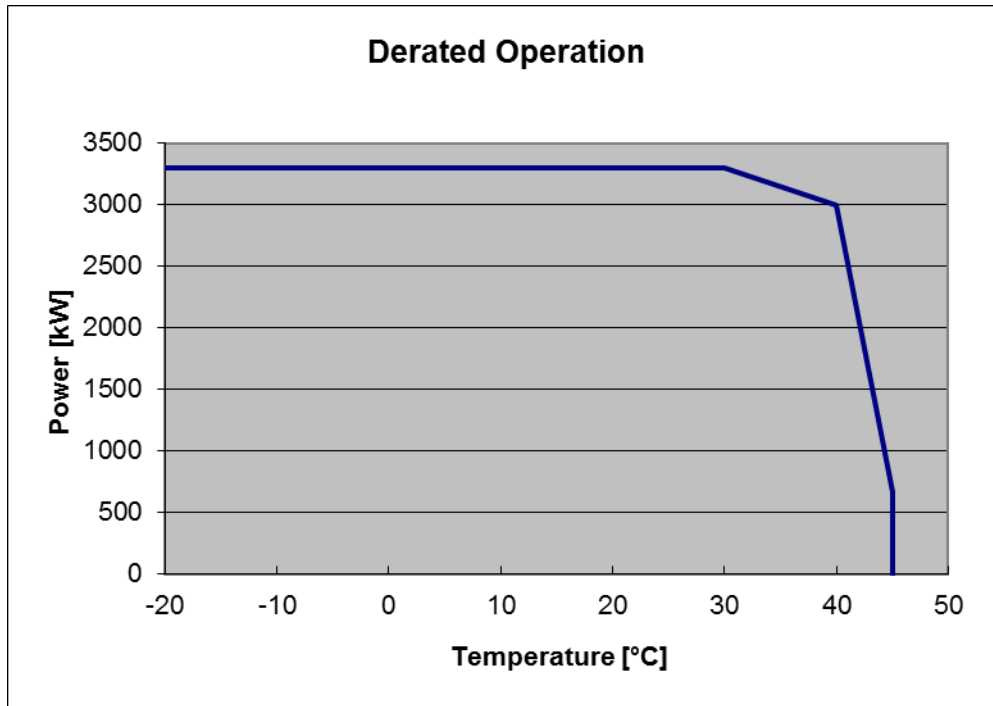


Figure 9-1: Derated operation

9.3 Operational Envelope – Grid Connection

Operational Envelope – Grid Connection		
Nominal Phase Voltage	[U _{NP}]	650 V
Nominal Frequency	[f _N]	50/60 Hz
Maximum Frequency Gradient	±4 Hz/sec.	
Maximum Negative Sequence Voltage	3% (connection) 2% (operation)	
Minimum Required Short Circuit Ratio at Turbine HV Connection	5.0	
Maximum Short Circuit Current Contribution	1.05 p.u. (continuous) 1.45 p.u. (peak)	

Table 9-4: Operational envelope – grid connection

The generator and the converter will be disconnected if*:

Protection Settings	
Voltage Above 110%** of Nominal for 3600 Seconds	715 V
Voltage Above 121% of Nominal for 2 Seconds	787 V
Voltage Above 136% of Nominal for 0.150 Seconds	884 V
Voltage Below 90%** of Nominal for 60 Seconds	585 V
Voltage Below 80% of Nominal for 10 Seconds	520 V
Frequency is Above 106% of Nominal for 0.2 Seconds	53/63.6 Hz
Frequency is Below 94% of Nominal for 0.2 Seconds	47/56.4 Hz

Table 9-5: Generator and converter disconnecting values

NOTE

* Over the turbine lifetime, grid drop-outs are to occur at an average of no more than 50 times a year.

** The turbine may be configured for continuous operation @ +/- 13 % voltage. Reactive power capability is limited for these widened settings (See section 'Operational Envelope – Reactive Power Capability').

9.4 Operational Envelope – Reactive Power Capability

The turbine has a reactive power capability as illustrated:

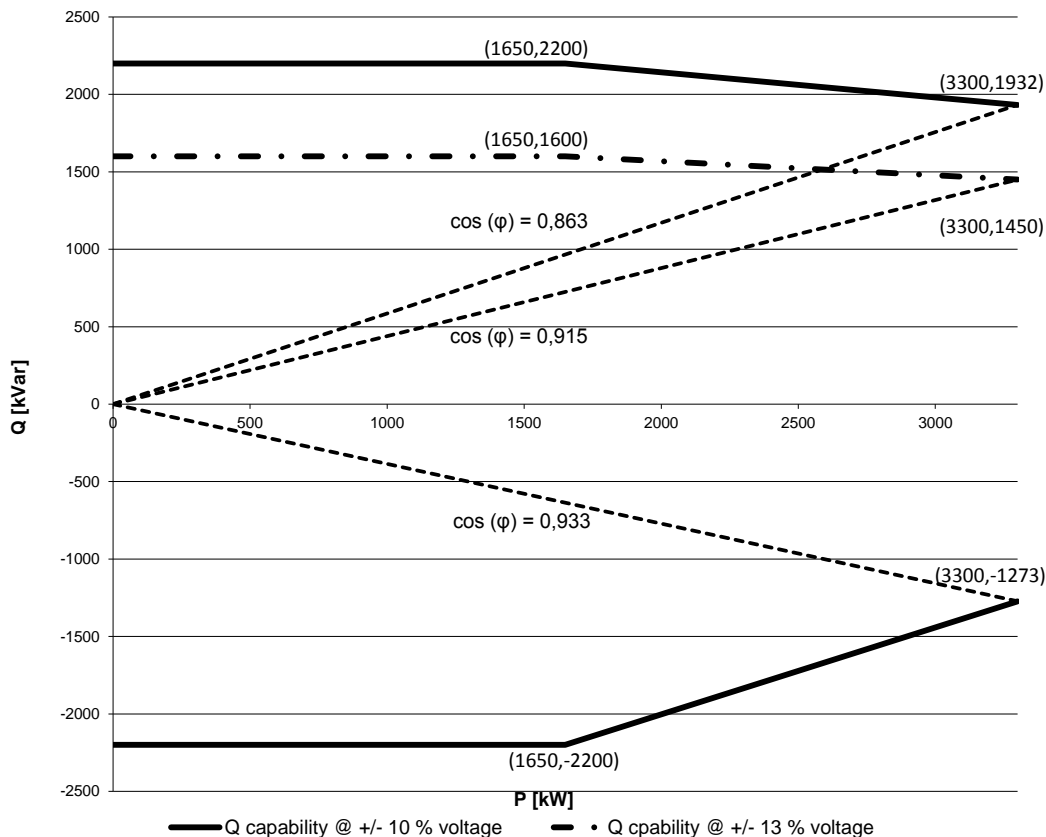


Figure 9-2: Reactive power capability

Reactive power capability at full load on high-voltage side of the HV transformer is approx: $\cos\phi = 0.90/0.88$ capacitive/inductive @ +/- 10 % voltage and $0.95/0.88$ capacitive/inductive @ +/- 13 % voltage.

Reactive power is produced by the full-scale converter. Traditional capacitors are, therefore, not used in the turbine.

The turbine is able to maintain the reactive power capability at low wind with no active power production.

9.5 Performance – Fault Ride-Through

The turbine is equipped with a full-scale converter to gain better control of the wind turbine during grid faults. The turbine control system continues to run during grid faults.

The turbine is designed to stay connected during grid disturbances within the voltage tolerance curve as illustrated:

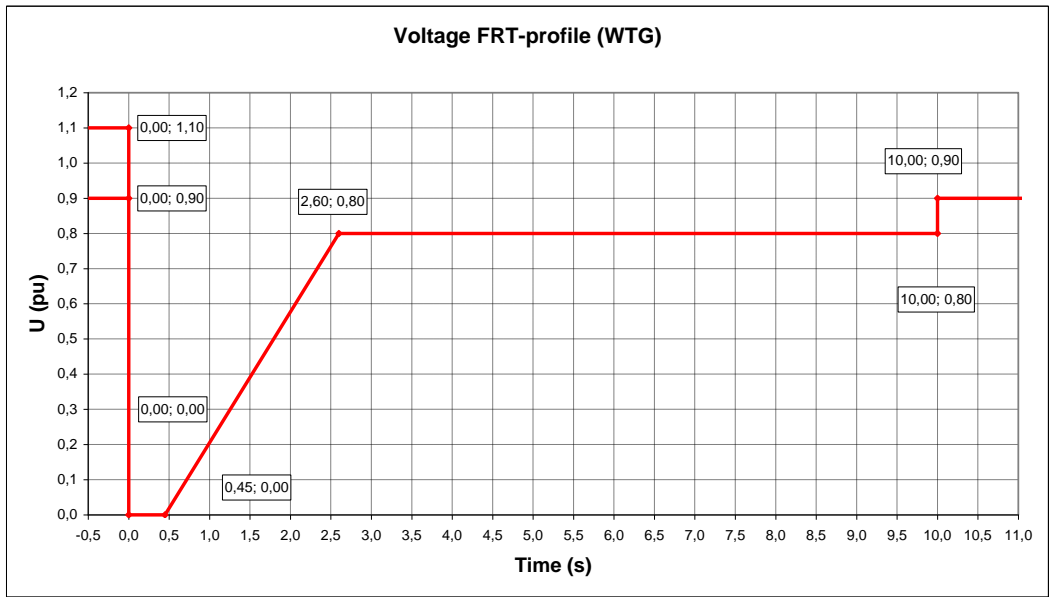


Figure 9-3: Low voltage tolerance curve for symmetrical and asymmetrical faults, where U represents voltage as measured on the grid

For grid disturbances outside the protection curve in Figure 9-3, the turbine will be disconnected from the grid.

Power Recovery Time	
Power Recovery to 90% of Pre-Fault Level	Maximum 0.1 seconds

Table 9-6: Power recovery time

9.6 Performance – Reactive Current Contribution

The reactive current contribution depends on whether the fault applied to the turbine is symmetrical or asymmetrical.

9.6.1 Symmetrical Reactive Current Contribution

During symmetrical voltage dips, the wind farm will inject reactive current to support the grid voltage. The reactive current injected is a function of the measured grid voltage.

The default value gives a reactive current part of 1 pu of the rated active current at the high-voltage side of the HV transformer. Figure 9-4, indicates the reactive current contribution as a function of the voltage. The reactive current contribution is independent from the actual wind conditions and pre-fault power level.

As seen in Figure 9-4, the default current injection slope is 2% reactive current increase per 1% voltage decrease. The slope can be parameterized between 0 and 10 to adapt to site specific requirements.

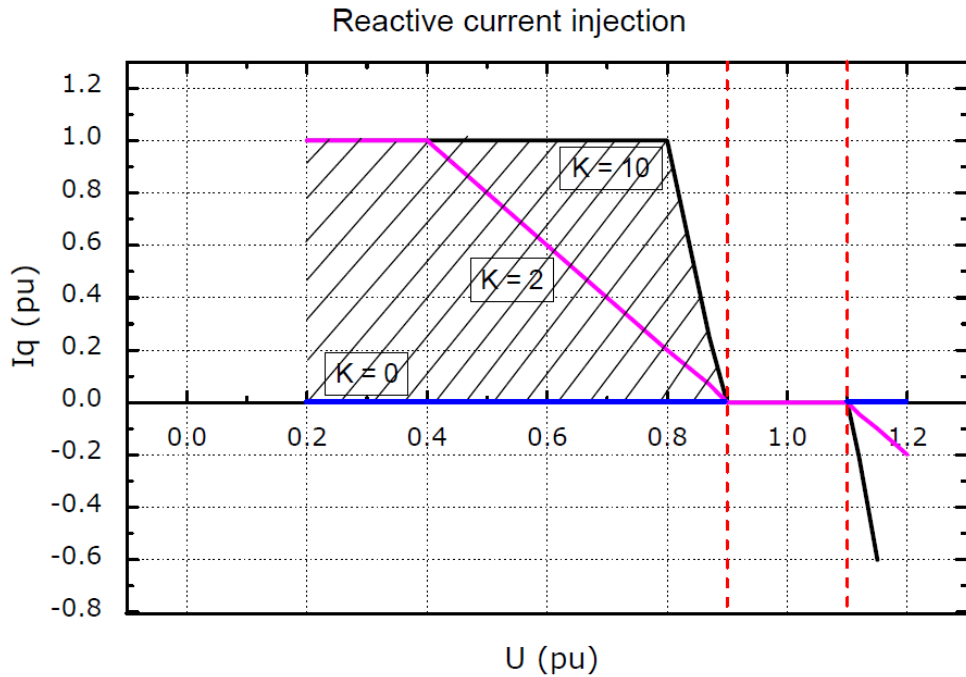


Figure 9-4: Reactive current injection

9.6.2 Asymmetrical Reactive Current Contribution

The injected current is based on the measured positive sequence voltage and the used K-factor. During asymmetrical voltage dips, the reactive current injection is limited to approximate 0.4 pu to limit the potential voltage increase on the healthy phases.

9.7 Performance – Multiple Voltage Dips

The turbine is designed to handle re-closure events and multiple voltage dips within a short period of time due to the fact that voltage dips are not evenly distributed during the year. For example, the turbine is designed to handle 10 voltage dips of duration of 200 ms, down to 20% voltage, within 30 minutes.

9.8 Performance – Active and Reactive Power Control

The turbine is designed for control of active and reactive power via the VestasOnline® SCADA system.

Maximum Ramp Rates for External Control	
Active Power	0.1 pu/sec (330 kW/sec)
Reactive Power	20 pu/sec (66 MVar/sec)

Table 9-7: Active/reactive power ramp rates

To support grid stability the turbine is capable to stay connected to the grid at active power references down to 10 % of nominal power for the turbine. For active power references below 10 % the turbine may disconnect from the grid.

9.9 Performance – Voltage Control

The turbine is designed for integration with VestasOnline[®] voltage control by utilising the turbine reactive power capability.

9.10 Performance – Frequency Control

The turbine can be configured to perform frequency control by decreasing the output power as a linear function of the grid frequency (over frequency).

Dead band and slope for the frequency control function are configurable.

9.11 Main Contributors to Own Consumption

The consumption of electrical power by the wind turbine is defined as the power used by the wind turbine when it is not providing energy to the grid. This is defined in the control system as Production Generator 0 (zero). The following components have the largest influence on the own consumption of the wind turbine (the average own consumption depends on the actual conditions, the climate, the wind turbine output, the cut-off hours, and such like):

Main contributors to Own Consumption	
Hydraulic Motor	2 x 15 kW (master/slave)
Yaw Motors	Maximum 18 kW in total
Water Heating	10 kW
Water Pumps	2.2 + 5.5 kW
Oil Heating	7.9 kW
Oil Pump for Gearbox Lubrication	10 kW
Controller Including Heating Elements for the Hydraulics and all Controllers	Approximately 3 kW
HV Transformer No-load Loss	See section 3.3 HV Transformer, p. 12

Table 9-8: Main contributors to own consumption data

9.12 Operational Envelope – Conditions for Power Curve and C_t Values (at Hub Height)

See section 12 Appendices, p. 37 for power curves and C_t values.

Conditions for Power Curve and C_t Values (at Hub Height)	
Wind Shear	0.00-0.30 (10 minute average)
Turbulence Intensity	6-12% (10 minute average)
Blades	Clean
Rain	No
Ice/Snow on Blades	No
Leading Edge	No damage

Conditions for Power Curve and C_t Values (at Hub Height)	
Terrain	IEC 61400-12-1
Inflow Angle (Vertical)	$0 \pm 2^\circ$
Grid Frequency	Nominal Frequency ± 0.5 Hz

Table 9-9: Conditions for power curve and C_t values

9.13 Noise Modes

The noise modes listed in Table 9-6 below are available for the V126-3.3 MW turbine.

Available Noise Modes for V126-3.3 MW		
Mode No.	Maximum Noise Level	Standard/Option
0	108.5 dB	Standard
0⁺	106.0 dB	Option
1	106.0 dB	Option
2	104.5 dB	Option
3	102.5 dB	Option
4	101.0 dB	Option

Table 9-10: Available noise modes

NOTE All optional noise reduced operational modes requires special blade configuration with serrated trailing edge.

For further details on Noise Modes, see section 12 Appendices, p. 37, or contact Vestas Wind Systems A/S.

10 Drawings

10.1 Structural Design – Illustration of Outer Dimensions

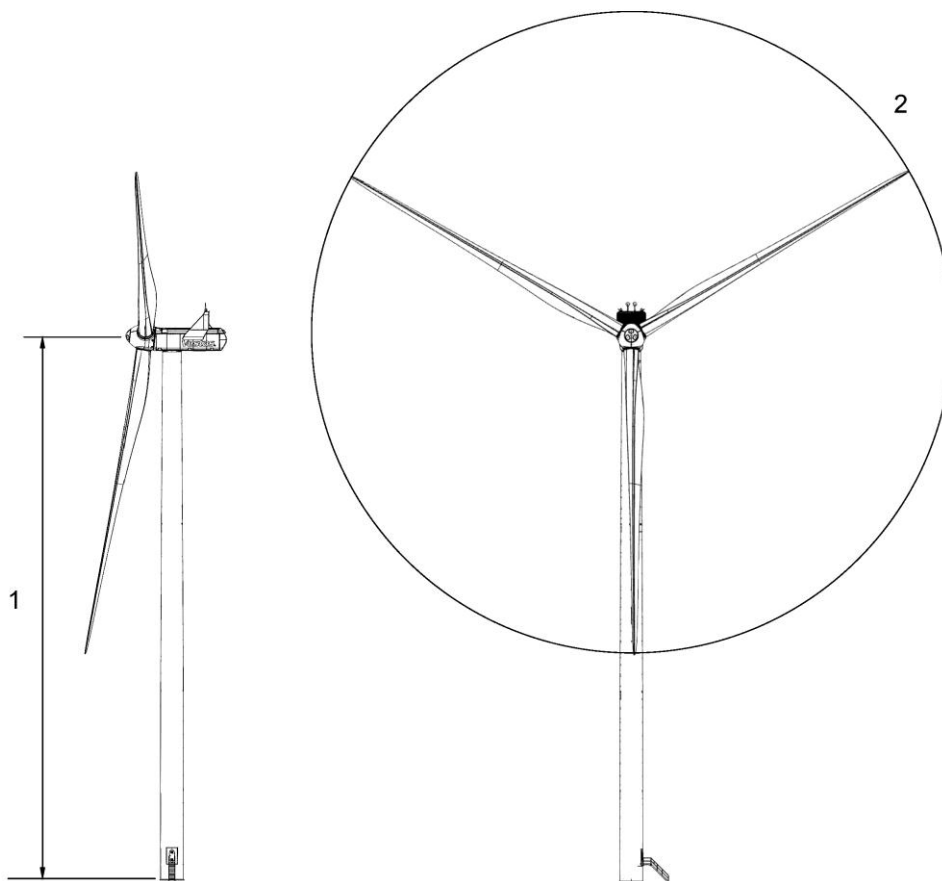


Figure 10-1: Illustration of outer dimensions – structure

1 Hub height 117/128/137 m

2 Diameter: 126 m

10.2 Structural Design – Side View Drawing

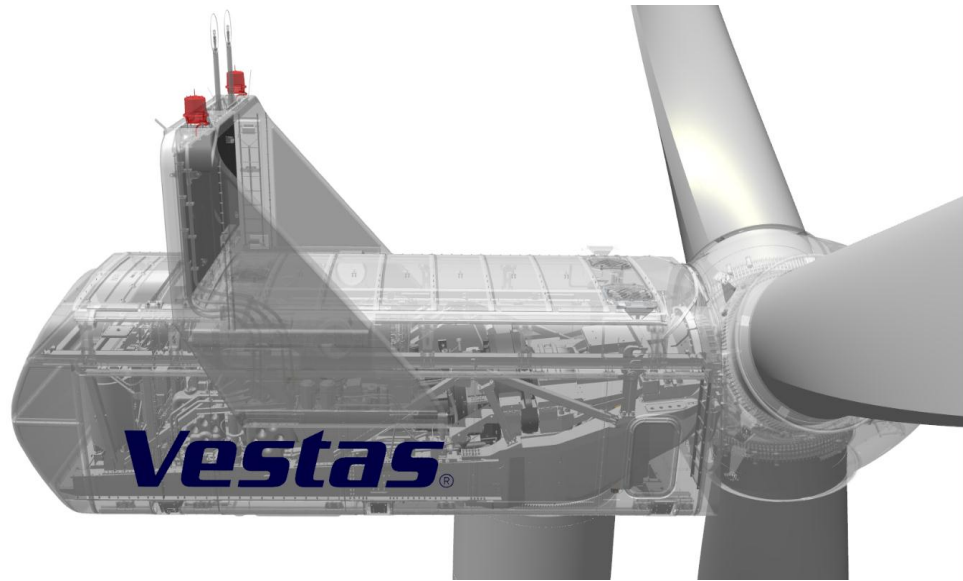


Figure 10-2: Side-view drawing

11 General Reservations, Notes and Disclaimers

- © 2013 Vestas Wind Systems A/S. This document is created by Vestas Wind Systems A/S and/or its affiliates and contains copyrighted material, trademarks, and other proprietary information. All rights reserved. No part of the document may be reproduced or copied in any form or by any means – such as graphic, electronic, or mechanical, including photocopying, taping, or information storage and retrieval systems – without the prior written permission of Vestas Wind Systems A/S. The use of this document is prohibited unless specifically permitted by Vestas Wind Systems A/S. Trademarks, copyright or other notices may not be altered or removed from the document.
- The general specifications described in this document apply to the current version of the V126-3.3 MW wind turbine. Updated versions of the V126-3.3 MW wind turbine, which may be manufactured in the future, may differ from these general specifications. In the event that Vestas supplies an updated version of the V126-3.3 MW wind turbine, Vestas will provide an updated general specification applicable to the updated version.
- Vestas recommends that the grid be as close to nominal as possible with limited variation in frequency and voltage.
- A certain time allowance for turbine warm-up must be expected following grid dropout and/or periods of very low ambient temperature.
- All listed start/stop parameters (e. g. wind speeds and temperatures) are equipped with hysteresis control. This can, in certain borderline situations, result in turbine stops even though the ambient conditions are within the listed operation parameters.
- The earthing system must comply with the minimum requirements from Vestas, and be in accordance with local and national requirements and codes of standards.
- This document, General Specification, is not an offer for sale, and does not contain any guarantee, warranty and/or verification of the power curve and noise (including, without limitation, the power curve and noise verification method). Any guarantee, warranty and/or verification of the power curve and noise (including, without limitation, the power curve and noise verification method) must be agreed to separately in writing.

12 Appendices

12.1 Mode 0/0⁺

12.1.1 Power Curves, Noise Mode 0/0⁺

Wind speed [m/s]	Air density [kg/m ³]													
	1.225	0.95	0.975	1.0	1.025	1.05	1.075	1.1	1.125	1.15	1.175	1.2	1.25	1.275
3.0	30	13	14	16	17	19	20	22	23	25	27	28	32	33
3.5	97	63	66	69	72	75	78	81	84	87	91	94	100	103
4.0	179	128	133	138	142	147	152	156	161	166	170	175	184	189
4.5	278	205	212	219	225	232	239	245	252	259	265	272	285	292
5.0	397	297	306	315	324	333	342	351	360	369	378	388	406	415
5.5	539	407	420	432	444	455	467	479	491	503	515	527	551	563
6.0	711	541	557	572	588	603	619	634	650	665	680	696	726	742
6.5	913	699	718	738	758	777	797	816	836	855	874	894	933	952
7.0	1150	884	909	933	957	982	1006	1030	1054	1078	1102	1126	1174	1198
7.5	1420	1095	1125	1155	1184	1214	1244	1273	1302	1332	1361	1390	1448	1477
8.0	1723	1336	1371	1407	1442	1478	1513	1548	1584	1619	1654	1688	1757	1791
8.5	2060	1606	1648	1690	1732	1774	1815	1857	1898	1939	1979	2020	2100	2140
9.0	2434	1906	1955	2004	2053	2102	2150	2197	2245	2293	2340	2387	2480	2526
9.5	2804	2232	2287	2343	2399	2455	2507	2559	2611	2664	2710	2757	2845	2886
10.0	3090	2574	2632	2689	2747	2805	2850	2896	2941	2987	3021	3056	3117	3143
10.5	3238	2887	2933	2980	3026	3073	3102	3131	3160	3189	3205	3221	3248	3258
11.0	3290	3100	3130	3161	3191	3222	3235	3248	3261	3275	3280	3285	3293	3295
11.5	3299	3227	3240	3254	3268	3282	3285	3289	3293	3296	3297	3298	3299	3300
12.0	3300	3277	3282	3287	3291	3296	3297	3298	3299	3300	3300	3300	3300	3300
12.5	3300	3293	3295	3296	3298	3299	3299	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
13.0	3300	3298	3298	3299	3299	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
13.5	3300	3299	3299	3299	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
14.0	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
14.5	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
15.0	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
15.5	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
16.0	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
16.5	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
17.0	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
17.5	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
18.0	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
18.5	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
19.0	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
19.5	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
20.0	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
20.5	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
21.0	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
21.5	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
22.0	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
22.5	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300

Table 12-1: Power curve, noise mode 0

12.1.2 C_t Values, Noise Mode 0/0⁺

Wind speed [m/s]	Air density kg/m ³													
	1.225	0.950	0.975	1.0	1.025	1.05	1.075	1.1	1.125	1.15	1.175	1.2	1.25	1.275
3.0	0.918	0.927	0.926	0.925	0.924	0.924	0.923	0.922	0.921	0.920	0.920	0.919	0.917	0.917
3.5	0.886	0.893	0.892	0.892	0.891	0.890	0.890	0.889	0.889	0.888	0.887	0.887	0.885	0.885
4.0	0.844	0.850	0.850	0.849	0.849	0.848	0.847	0.847	0.846	0.846	0.845	0.845	0.843	0.843
4.5	0.814	0.820	0.819	0.819	0.818	0.817	0.817	0.816	0.816	0.815	0.815	0.814	0.814	0.813
5.0	0.801	0.807	0.807	0.806	0.806	0.805	0.805	0.804	0.804	0.803	0.803	0.802	0.801	0.800
5.5	0.797	0.804	0.804	0.803	0.802	0.802	0.801	0.800	0.800	0.799	0.798	0.798	0.796	0.795
6.0	0.790	0.799	0.798	0.797	0.796	0.796	0.795	0.794	0.793	0.792	0.791	0.790	0.789	0.788
6.5	0.782	0.793	0.792	0.791	0.790	0.789	0.788	0.787	0.786	0.785	0.784	0.783	0.781	0.779
7.0	0.772	0.786	0.784	0.783	0.782	0.781	0.780	0.778	0.777	0.776	0.775	0.773	0.771	0.770
7.5	0.763	0.779	0.777	0.776	0.774	0.773	0.772	0.770	0.769	0.767	0.766	0.764	0.761	0.760
8.0	0.753	0.771	0.769	0.768	0.766	0.764	0.763	0.761	0.759	0.758	0.756	0.754	0.751	0.749
8.5	0.742	0.764	0.762	0.760	0.758	0.756	0.754	0.752	0.750	0.748	0.746	0.744	0.741	0.739
9.0	0.733	0.756	0.754	0.752	0.750	0.748	0.746	0.744	0.742	0.740	0.738	0.735	0.731	0.728
9.5	0.706	0.748	0.745	0.743	0.740	0.737	0.734	0.730	0.726	0.722	0.717	0.712	0.700	0.693
10.0	0.646	0.731	0.726	0.721	0.716	0.711	0.702	0.694	0.685	0.677	0.666	0.656	0.635	0.623
10.5	0.556	0.690	0.680	0.669	0.659	0.649	0.636	0.623	0.610	0.597	0.583	0.570	0.543	0.530
11.0	0.469	0.617	0.603	0.590	0.577	0.563	0.549	0.535	0.521	0.507	0.494	0.481	0.457	0.446
11.5	0.396	0.536	0.522	0.507	0.493	0.478	0.466	0.453	0.440	0.427	0.417	0.406	0.387	0.378
12.0	0.340	0.459	0.446	0.433	0.420	0.407	0.397	0.386	0.376	0.366	0.357	0.349	0.333	0.325
12.5	0.296	0.395	0.384	0.373	0.362	0.351	0.343	0.334	0.326	0.317	0.310	0.303	0.290	0.284
13.0	0.260	0.343	0.334	0.325	0.316	0.307	0.299	0.292	0.285	0.278	0.272	0.266	0.255	0.250
13.5	0.232	0.303	0.295	0.288	0.280	0.272	0.266	0.259	0.253	0.247	0.242	0.237	0.227	0.222
14.0	0.207	0.269	0.262	0.255	0.248	0.241	0.236	0.231	0.225	0.220	0.216	0.211	0.203	0.199
14.5	0.185	0.239	0.234	0.228	0.222	0.216	0.211	0.207	0.202	0.197	0.193	0.189	0.182	0.178
15.0	0.166	0.214	0.209	0.204	0.198	0.193	0.189	0.185	0.181	0.177	0.173	0.170	0.163	0.160
15.5	0.151	0.193	0.188	0.184	0.179	0.175	0.171	0.167	0.164	0.160	0.157	0.154	0.148	0.145
16.0	0.137	0.175	0.171	0.167	0.163	0.159	0.155	0.152	0.149	0.146	0.143	0.140	0.135	0.132
16.5	0.125	0.159	0.156	0.152	0.148	0.145	0.142	0.139	0.136	0.133	0.130	0.128	0.123	0.121
17.0	0.115	0.146	0.142	0.139	0.136	0.132	0.130	0.127	0.124	0.122	0.119	0.117	0.113	0.111
17.5	0.106	0.134	0.131	0.128	0.125	0.122	0.119	0.117	0.114	0.112	0.110	0.108	0.104	0.102
18.0	0.098	0.123	0.120	0.117	0.115	0.112	0.110	0.108	0.105	0.103	0.101	0.099	0.096	0.094
18.5	0.090	0.113	0.111	0.108	0.106	0.104	0.101	0.099	0.097	0.095	0.094	0.092	0.089	0.087
19.0	0.083	0.104	0.102	0.100	0.098	0.095	0.094	0.092	0.090	0.088	0.086	0.085	0.082	0.081
19.5	0.078	0.097	0.095	0.093	0.091	0.089	0.087	0.085	0.084	0.082	0.080	0.079	0.076	0.075
20.0	0.072	0.090	0.088	0.086	0.084	0.083	0.081	0.079	0.078	0.076	0.075	0.074	0.071	0.070
20.5	0.068	0.084	0.082	0.081	0.079	0.077	0.076	0.074	0.073	0.071	0.070	0.069	0.067	0.065
21.0	0.063	0.079	0.077	0.075	0.074	0.072	0.071	0.069	0.068	0.067	0.066	0.064	0.062	0.061
21.5	0.060	0.074	0.073	0.071	0.070	0.068	0.067	0.066	0.064	0.063	0.062	0.061	0.059	0.058
22.0	0.056	0.070	0.068	0.067	0.065	0.064	0.063	0.062	0.061	0.059	0.058	0.057	0.056	0.055
22.5	0.053	0.065	0.064	0.063	0.062	0.060	0.059	0.058	0.057	0.056	0.055	0.054	0.052	0.052

Table 12-2: C_t values, noise mode 0

12.1.3 Noise Curve, Noise Mode 0

Sound Power Level at Hub Height, Noise Mode 0 (Blades without optional serrated trailing edge)	
Conditions for Sound Power Level:	Measurement standard IEC 61400-11 ed. 3 Maximum turbulence at 10 metre height: 16% Inflow angle (vertical): 0 ±2° Air density: 1.225 kg/m³
Wind speed at hub height [m/s]	Sound Power Level at Hub Height) [dBA]
3.0	91.7
4.0	92.0
5.0	94.5
6.0	97.4
7.0	101.4
8.0	105.1
9.0	107.9
10.0	108.5
11.0	108.4
12.0	108.4
13.0	108.3
14.0	108.3
15.0	108.2
16.0	108.2
17.0	108.1
18.0	108.1
19.0	108.0
20.0	107.9

Table 12-3: Noise curve, noise mode 0

12.1.4 Noise Curve, Noise Mode 0⁺

Sound Power Level at Hub Height, Noise Mode 0⁺ (Blades with optional serrated trailing edge)	
Conditions for Sound Power Level:	Measurement standard IEC 61400-11 ed. 3 Maximum turbulence at 10 metre height: 16% Inflow angle (vertical): 0 ±2° Air density: 1.225 kg/m ³
Wind speed at hub height [m/s]	Sound Power Level at Hub Height) [dBA]
3.0	89.4
4.0	89.5
5.0	90.4
6.0	94.3
7.0	97.1
8.0	101.2
9.0	104.2
10.0	104.9
11.0	105.3
12.0	105.5
13.0	105.7
14.0	105.9
15.0	106.0
16.0	106.0
17.0	106.0
18.0	106.0
19.0	106.0
20.0	106.0

Table 12-4: Noise curve, noise mode 0⁺

12.2 Mode 1

12.2.1 Power Curves, Noise Mode 1

Air density [kg/m ³]														
Wind speed [m/s]	1.225	0.95	0.975	1.0	1.025	1.05	1.075	1.1	1.125	1.15	1.175	1.2	1.25	1.275
3.0	30	13	14	16	17	19	20	22	23	25	27	28	32	33
3.5	97	63	66	69	72	75	78	81	84	87	91	94	100	103
4.0	179	128	133	138	142	147	152	156	161	166	170	175	184	189
4.5	278	205	212	219	225	232	239	245	252	259	265	272	285	292
5.0	396	297	306	315	324	333	342	351	360	369	378	387	406	415
5.5	539	407	419	432	444	455	467	479	491	503	515	527	551	563
6.0	711	541	557	572	588	603	619	634	650	665	680	696	726	742
6.5	913	699	718	738	758	777	797	816	836	855	874	894	932	952
7.0	1150	884	909	933	957	982	1006	1030	1054	1078	1102	1126	1174	1198
7.5	1419	1096	1125	1155	1185	1214	1244	1273	1302	1332	1361	1390	1448	1478
8.0	1723	1336	1371	1407	1443	1478	1513	1549	1584	1619	1654	1689	1758	1792
8.5	2046	1595	1637	1679	1720	1762	1803	1844	1884	1925	1965	2005	2085	2125
9.0	2354	1849	1896	1943	1989	2036	2082	2128	2173	2219	2264	2309	2397	2441
9.5	2632	2083	2134	2186	2237	2288	2338	2388	2438	2488	2536	2584	2678	2724
10.0	2856	2288	2343	2398	2453	2508	2559	2611	2663	2715	2762	2809	2896	2937
10.5	3036	2498	2555	2612	2668	2725	2774	2823	2872	2921	2959	2998	3065	3095
11.0	3168	2728	2779	2830	2881	2932	2972	3011	3051	3090	3116	3142	3185	3203
11.5	3250	2939	2981	3023	3064	3106	3131	3157	3182	3207	3221	3235	3257	3265
12.0	3285	3114	3141	3168	3194	3221	3233	3246	3258	3270	3275	3280	3288	3290
12.5	3297	3226	3238	3251	3264	3277	3281	3285	3289	3293	3294	3296	3297	3298
13.0	3300	3279	3283	3287	3291	3295	3296	3297	3298	3299	3299	3299	3300	3300
13.5	3300	3288	3290	3292	3294	3296	3297	3298	3299	3300	3300	3300	3300	3300
14.0	3300	3296	3297	3298	3299	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
14.5	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
15.0	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
15.5	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
16.0	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
16.5	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
17.0	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
17.5	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
18.0	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
18.5	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
19.0	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
19.5	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
20.0	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
20.5	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
21.0	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
21.5	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
22.0	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
22.5	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300

Table 12-5: Power curve, noise mode 1

12.2.2 C_t Values, Noise Mode 1

Air density kg/m ³														
Wind speed [m/s]	1.225	0.950	0.975	1.0	1.025	1.05	1.075	1.1	1.125	1.15	1.175	1.2	1.25	1.275
3.0	0.918	0.927	0.926	0.925	0.924	0.924	0.923	0.922	0.921	0.920	0.920	0.919	0.917	0.917
3.5	0.886	0.893	0.892	0.892	0.891	0.890	0.890	0.889	0.889	0.888	0.887	0.887	0.885	0.885
4.0	0.844	0.850	0.850	0.849	0.849	0.848	0.847	0.847	0.846	0.846	0.845	0.845	0.843	0.843
4.5	0.814	0.820	0.819	0.819	0.818	0.817	0.817	0.816	0.816	0.815	0.815	0.814	0.814	0.813
5.0	0.801	0.807	0.807	0.806	0.806	0.805	0.805	0.804	0.804	0.803	0.803	0.802	0.801	0.800
5.5	0.797	0.804	0.804	0.803	0.802	0.802	0.801	0.800	0.800	0.799	0.798	0.798	0.796	0.795
6.0	0.790	0.799	0.798	0.797	0.796	0.796	0.795	0.794	0.793	0.792	0.791	0.790	0.789	0.788
6.5	0.782	0.793	0.792	0.791	0.790	0.789	0.788	0.787	0.786	0.785	0.784	0.783	0.781	0.779
7.0	0.772	0.786	0.784	0.783	0.782	0.781	0.780	0.778	0.777	0.776	0.775	0.773	0.771	0.770
7.5	0.763	0.779	0.777	0.776	0.774	0.773	0.772	0.770	0.769	0.767	0.766	0.764	0.761	0.760
8.0	0.752	0.770	0.769	0.767	0.765	0.764	0.762	0.760	0.759	0.757	0.755	0.754	0.750	0.749
8.5	0.729	0.749	0.747	0.746	0.744	0.742	0.740	0.738	0.737	0.735	0.733	0.731	0.727	0.726
9.0	0.685	0.705	0.704	0.702	0.700	0.698	0.696	0.694	0.693	0.691	0.689	0.687	0.683	0.681
9.5	0.627	0.649	0.647	0.645	0.643	0.641	0.639	0.638	0.636	0.634	0.632	0.630	0.625	0.622
10.0	0.559	0.584	0.583	0.581	0.579	0.577	0.575	0.573	0.571	0.569	0.566	0.563	0.555	0.551
10.5	0.497	0.533	0.531	0.529	0.526	0.524	0.521	0.518	0.514	0.511	0.506	0.501	0.491	0.484
11.0	0.439	0.495	0.491	0.487	0.483	0.479	0.474	0.469	0.464	0.459	0.452	0.446	0.432	0.425
11.5	0.386	0.459	0.453	0.447	0.442	0.436	0.429	0.422	0.415	0.408	0.401	0.394	0.379	0.371
12.0	0.338	0.422	0.414	0.407	0.399	0.392	0.384	0.376	0.368	0.360	0.353	0.345	0.331	0.324
12.5	0.296	0.381	0.373	0.364	0.356	0.347	0.339	0.332	0.324	0.316	0.309	0.302	0.289	0.283
13.0	0.260	0.340	0.331	0.323	0.314	0.306	0.299	0.292	0.285	0.278	0.272	0.266	0.255	0.250
13.5	0.232	0.301	0.294	0.286	0.279	0.271	0.265	0.259	0.253	0.247	0.242	0.237	0.227	0.222
14.0	0.207	0.268	0.261	0.255	0.248	0.241	0.236	0.231	0.225	0.220	0.216	0.211	0.203	0.199
14.5	0.185	0.239	0.234	0.228	0.222	0.216	0.211	0.207	0.202	0.197	0.193	0.189	0.182	0.178
15.0	0.166	0.214	0.209	0.204	0.198	0.193	0.189	0.185	0.181	0.177	0.173	0.170	0.163	0.160
15.5	0.151	0.193	0.188	0.184	0.179	0.175	0.171	0.167	0.164	0.160	0.157	0.154	0.148	0.145
16.0	0.137	0.175	0.171	0.167	0.163	0.159	0.155	0.152	0.149	0.146	0.143	0.140	0.135	0.132
16.5	0.125	0.159	0.156	0.152	0.148	0.145	0.142	0.139	0.136	0.133	0.130	0.128	0.123	0.121
17.0	0.115	0.146	0.142	0.139	0.136	0.132	0.130	0.127	0.124	0.122	0.119	0.117	0.113	0.111
17.5	0.106	0.134	0.131	0.128	0.125	0.122	0.119	0.117	0.114	0.112	0.110	0.108	0.104	0.102
18.0	0.098	0.123	0.120	0.117	0.115	0.112	0.110	0.108	0.105	0.103	0.101	0.099	0.096	0.094
18.5	0.090	0.113	0.111	0.108	0.106	0.104	0.101	0.099	0.097	0.095	0.094	0.092	0.089	0.087
19.0	0.083	0.104	0.102	0.100	0.098	0.095	0.094	0.092	0.090	0.088	0.086	0.085	0.082	0.081
19.5	0.078	0.097	0.095	0.093	0.091	0.089	0.087	0.085	0.084	0.082	0.080	0.079	0.076	0.075
20.0	0.072	0.090	0.088	0.086	0.084	0.083	0.081	0.079	0.078	0.076	0.075	0.074	0.071	0.070
20.5	0.068	0.084	0.082	0.081	0.079	0.077	0.076	0.074	0.073	0.071	0.070	0.069	0.067	0.065
21.0	0.063	0.079	0.077	0.075	0.074	0.072	0.071	0.069	0.068	0.067	0.066	0.064	0.062	0.061
21.5	0.060	0.074	0.073	0.071	0.070	0.068	0.067	0.066	0.064	0.063	0.062	0.061	0.059	0.058
22.0	0.056	0.070	0.068	0.067	0.065	0.064	0.063	0.062	0.061	0.059	0.058	0.057	0.056	0.055
22.5	0.053	0.065	0.064	0.063	0.062	0.060	0.059	0.058	0.057	0.056	0.055	0.054	0.052	0.052

Table 12-6: C_t values, noise mode 1

12.2.3 Noise Curve, Noise Mode 1

Sound Power Level at Hub Height, Noise Mode 1 (Blades with optional serrated trailing edge)	
Conditions for Sound Power Level:	Measurement standard IEC 61400-11 ed. 3 Maximum turbulence at 10 metre height: 16% Inflow angle (vertical): 0 ±2° Air density: 1.225 kg/m³
Wind speed at hub height [m/s]	Sound Power Level at Hub Height) [dBA]
3.0	89.4
4.0	89.5
5.0	90.4
6.0	94.3
7.0	97.1
8.0	101.1
9.0	103.4
10.0	104.3
11.0	104.8
12.0	105.5
13.0	105.7
14.0	105.9
15.0	106.0
16.0	106.0
17.0	106.0
18.0	106.0
19.0	106.0
20.0	106.0

Table 12-7: Noise curve, noise mode 1

12.3 Mode 2

12.3.1 Power Curves, Noise Mode 2

Air density [kg/m ³]														
Wind speed [m/s]	1.225	0.95	0.975	1.0	1.025	1.05	1.075	1.1	1.125	1.15	1.175	1.2	1.25	1.275
3.0	30	13	14	16	17	19	20	22	23	25	27	28	32	33
3.5	97	63	66	69	72	75	78	81	84	87	91	94	100	103
4.0	179	128	133	138	142	147	152	156	161	166	170	175	184	189
4.5	278	205	212	219	225	232	239	245	252	259	265	272	285	292
5.0	396	297	306	315	324	333	342	351	360	369	378	387	405	415
5.5	539	407	419	431	443	455	467	479	491	503	515	527	551	563
6.0	711	541	557	572	588	603	619	634	649	665	680	696	726	742
6.5	913	698	718	738	757	777	796	816	835	855	874	893	932	951
7.0	1146	882	906	931	955	979	1003	1027	1051	1075	1099	1123	1170	1194
7.5	1403	1085	1114	1143	1172	1201	1230	1259	1288	1317	1345	1374	1431	1460
8.0	1672	1300	1335	1369	1403	1437	1471	1505	1539	1573	1606	1639	1705	1738
8.5	1944	1520	1560	1599	1638	1677	1716	1754	1793	1831	1869	1906	1981	2018
9.0	2213	1741	1785	1828	1872	1916	1959	2002	2045	2088	2129	2171	2254	2295
9.5	2470	1964	2013	2061	2109	2158	2204	2250	2296	2342	2385	2427	2508	2546
10.0	2689	2198	2249	2301	2353	2405	2449	2494	2539	2584	2619	2654	2717	2745
10.5	2846	2441	2491	2541	2591	2640	2675	2709	2744	2778	2801	2823	2861	2876
11.0	2946	2656	2697	2738	2779	2820	2844	2867	2890	2913	2924	2935	2952	2958
11.5	3000	2834	2862	2890	2918	2946	2956	2967	2978	2989	2992	2996	3001	3003
12.0	3036	2955	2971	2986	3001	3017	3021	3025	3029	3033	3034	3035	3037	3037
12.5	3068	3026	3034	3042	3050	3059	3061	3062	3064	3066	3067	3067	3068	3068
13.0	3094	3060	3067	3073	3079	3085	3087	3089	3091	3092	3093	3093	3094	3094
13.5	3120	3098	3102	3106	3110	3114	3116	3117	3118	3119	3119	3120	3120	3120
14.0	3138	3107	3112	3118	3123	3129	3131	3132	3134	3136	3136	3137	3138	3138
14.5	3151	3113	3120	3127	3133	3140	3142	3144	3146	3148	3149	3150	3151	3152
15.0	3157	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3145	3149	3152	3154	3155	3158	3158
15.5	3163	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3152	3156	3159	3160	3162	3164	3164
16.0	3167	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3159	3162	3164	3165	3166	3168	3168
16.5	3170	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3165	3166	3168	3169	3170	3170	3171
17.0	3172	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3168	3170	3171	3171	3172	3172	3172
17.5	3173	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3170	3171	3172	3172	3173	3173	3174
18.0	3174	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3172	3173	3174	3174	3174	3174	3174
18.5	3174	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3174	3174	3174	3174	3174	3175	3175
19.0	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175
19.5	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175
20.0	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175
20.5	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175
21.0	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175
21.5	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175
22.0	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175
22.5	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175	3175

Table 12-8: Power curve, noise mode 2

12.3.2 C_t Values, Noise Mode 2

Air density kg/m ³														
Wind speed [m/s]	1.225	0.950	0.975	1.0	1.025	1.05	1.075	1.1	1.125	1.15	1.175	1.2	1.25	1.275
3.0	0.918	0.927	0.926	0.925	0.924	0.924	0.923	0.922	0.921	0.920	0.920	0.919	0.917	0.917
3.5	0.886	0.893	0.892	0.892	0.891	0.890	0.890	0.889	0.889	0.888	0.887	0.887	0.885	0.885
4.0	0.844	0.850	0.850	0.849	0.849	0.848	0.847	0.847	0.846	0.846	0.845	0.845	0.843	0.843
4.5	0.814	0.820	0.819	0.819	0.818	0.817	0.817	0.816	0.816	0.815	0.815	0.814	0.813	0.813
5.0	0.801	0.807	0.807	0.806	0.806	0.805	0.805	0.804	0.804	0.803	0.802	0.802	0.801	0.800
5.5	0.797	0.804	0.804	0.803	0.802	0.802	0.801	0.800	0.800	0.799	0.798	0.797	0.796	0.795
6.0	0.789	0.799	0.798	0.797	0.796	0.795	0.795	0.794	0.793	0.792	0.791	0.790	0.789	0.788
6.5	0.779	0.791	0.790	0.789	0.788	0.787	0.786	0.785	0.784	0.783	0.781	0.780	0.778	0.777
7.0	0.763	0.776	0.775	0.774	0.772	0.771	0.770	0.769	0.768	0.766	0.765	0.764	0.762	0.760
7.5	0.735	0.750	0.749	0.747	0.746	0.745	0.743	0.742	0.740	0.739	0.738	0.736	0.733	0.732
8.0	0.696	0.712	0.710	0.709	0.708	0.706	0.705	0.703	0.702	0.700	0.699	0.697	0.695	0.693
8.5	0.651	0.667	0.665	0.664	0.662	0.661	0.660	0.658	0.657	0.655	0.654	0.652	0.649	0.648
9.0	0.605	0.620	0.619	0.618	0.616	0.615	0.614	0.612	0.611	0.609	0.608	0.607	0.604	0.602
9.5	0.559	0.579	0.577	0.576	0.575	0.573	0.572	0.570	0.568	0.566	0.564	0.562	0.556	0.553
10.0	0.509	0.544	0.542	0.540	0.538	0.537	0.533	0.530	0.527	0.524	0.519	0.514	0.503	0.497
10.5	0.455	0.514	0.511	0.507	0.504	0.501	0.495	0.489	0.483	0.477	0.469	0.462	0.447	0.439
11.0	0.400	0.478	0.473	0.467	0.462	0.456	0.449	0.441	0.433	0.426	0.417	0.409	0.392	0.384
11.5	0.349	0.440	0.432	0.425	0.417	0.409	0.401	0.392	0.383	0.374	0.366	0.358	0.342	0.334
12.0	0.306	0.397	0.388	0.379	0.371	0.362	0.354	0.345	0.337	0.328	0.321	0.314	0.300	0.293
12.5	0.271	0.353	0.345	0.336	0.328	0.319	0.312	0.304	0.297	0.289	0.283	0.277	0.265	0.259
13.0	0.241	0.313	0.305	0.298	0.290	0.283	0.276	0.270	0.263	0.257	0.252	0.246	0.236	0.231
13.5	0.217	0.281	0.274	0.267	0.260	0.254	0.248	0.242	0.237	0.231	0.226	0.221	0.212	0.208
14.0	0.195	0.250	0.244	0.239	0.233	0.227	0.222	0.217	0.212	0.207	0.203	0.199	0.191	0.187
14.5	0.176	0.224	0.219	0.214	0.209	0.204	0.200	0.195	0.191	0.187	0.183	0.179	0.172	0.169
15.0	0.158	0.200	0.196	0.191	0.187	0.183	0.179	0.175	0.172	0.168	0.165	0.161	0.155	0.152
15.5	0.144	0.181	0.177	0.173	0.170	0.166	0.162	0.159	0.156	0.152	0.150	0.147	0.141	0.139
16.0	0.131	0.165	0.161	0.158	0.154	0.151	0.148	0.145	0.142	0.139	0.136	0.134	0.129	0.126
16.5	0.120	0.151	0.148	0.144	0.141	0.138	0.135	0.133	0.130	0.127	0.125	0.122	0.118	0.116
17.0	0.110	0.139	0.136	0.133	0.130	0.127	0.124	0.122	0.119	0.117	0.114	0.112	0.108	0.106
17.5	0.101	0.127	0.125	0.122	0.119	0.116	0.114	0.112	0.109	0.107	0.105	0.103	0.100	0.098
18.0	0.094	0.118	0.115	0.112	0.110	0.107	0.105	0.103	0.101	0.099	0.097	0.095	0.092	0.090
18.5	0.087	0.109	0.106	0.104	0.102	0.099	0.097	0.095	0.093	0.091	0.090	0.088	0.085	0.084
19.0	0.080	0.100	0.098	0.096	0.094	0.092	0.090	0.088	0.086	0.084	0.083	0.081	0.079	0.077
19.5	0.074	0.093	0.091	0.089	0.087	0.085	0.083	0.082	0.080	0.079	0.077	0.076	0.073	0.072
20.0	0.069	0.087	0.085	0.083	0.081	0.079	0.078	0.076	0.075	0.073	0.072	0.071	0.068	0.067
20.5	0.065	0.081	0.079	0.077	0.076	0.074	0.073	0.071	0.070	0.068	0.067	0.066	0.064	0.063
21.0	0.061	0.075	0.074	0.072	0.071	0.069	0.068	0.067	0.065	0.064	0.063	0.062	0.060	0.059
21.5	0.058	0.071	0.070	0.068	0.067	0.065	0.064	0.063	0.062	0.061	0.060	0.059	0.057	0.056
22.0	0.054	0.067	0.066	0.064	0.063	0.061	0.060	0.059	0.058	0.057	0.056	0.055	0.053	0.052
22.5	0.051	0.063	0.062	0.060	0.059	0.058	0.057	0.056	0.055	0.054	0.053	0.052	0.050	0.049

Table 12-9: C_t values, noise mode 2

12.3.3 Noise Curve, Noise Mode 2

Sound Power Level at Hub Height, Noise Mode 2 (Blades with optional serrated trailing edge)	
Conditions for Sound Power Level:	Measurement standard IEC 61400-11 ed. 3 Maximum turbulence at 10 metre height: 16% Inflow angle (vertical): 0 ±2° Air density: 1.225 kg/m³
Wind speed at hub height [m/s]	Sound Power Level at Hub Height) [dBA]
3.0	89.4
4.0	89.5
5.0	90.4
6.0	94.3
7.0	97.1
8.0	100.9
9.0	101.8
10.0	102.5
11.0	103.1
12.0	103.8
13.0	104.2
14.0	104.5
15.0	104.5
16.0	104.5
17.0	104.5
18.0	104.5
19.0	104.5
20.0	104.5

Table 12-10: Noise curve, noise mode 2

12.4 Mode 3

12.4.1 Power Curves, Noise Mode 3

Wind speed [m/s]	Air density [kg/m ³]													
	1.225	0.95	0.975	1.0	1.025	1.05	1.075	1.1	1.125	1.15	1.175	1.2	1.25	1.275
3.0	30	13	14	16	17	19	20	22	23	25	27	28	32	33
3.5	97	63	66	69	72	75	78	81	84	87	91	94	100	103
4.0	179	128	133	138	142	147	152	156	161	166	170	175	184	189
4.5	278	205	212	219	225	232	239	245	252	259	265	272	285	292
5.0	396	297	306	315	324	333	342	351	360	369	378	387	405	414
5.5	535	405	417	429	440	452	464	476	488	500	511	523	547	558
6.0	696	531	546	561	576	591	606	621	636	651	666	681	711	725
6.5	873	671	690	708	727	745	764	782	800	819	837	855	891	909
7.0	1062	822	844	866	888	910	932	954	976	997	1019	1041	1084	1105
7.5	1252	974	999	1025	1051	1076	1102	1127	1152	1177	1202	1227	1277	1302
8.0	1457	1137	1166	1196	1225	1255	1284	1313	1342	1371	1400	1429	1486	1514
8.5	1688	1320	1354	1388	1422	1456	1489	1523	1556	1589	1622	1655	1720	1752
9.0	1939	1522	1561	1600	1639	1678	1716	1753	1791	1829	1865	1902	1973	2008
9.5	2182	1735	1778	1821	1864	1907	1947	1987	2028	2068	2106	2144	2216	2250
10.0	2410	1970	2016	2061	2106	2152	2192	2233	2273	2314	2346	2378	2435	2460
10.5	2572	2205	2250	2295	2340	2385	2417	2448	2480	2511	2531	2552	2586	2600
11.0	2675	2416	2453	2490	2527	2564	2584	2605	2625	2646	2655	2665	2680	2685
11.5	2733	2593	2617	2640	2664	2688	2697	2706	2715	2724	2727	2730	2734	2735
12.0	2777	2710	2723	2735	2748	2760	2764	2767	2770	2774	2775	2776	2777	2778
12.5	2818	2787	2793	2799	2805	2811	2812	2814	2815	2816	2817	2817	2818	2818
13.0	2856	2842	2845	2847	2850	2853	2854	2854	2855	2855	2855	2856	2856	2856
13.5	2894	2885	2887	2889	2890	2892	2893	2893	2893	2893	2893	2893	2893	2894
14.0	2922	2918	2919	2920	2921	2922	2922	2922	2922	2922	2922	2922	2922	2922
14.5	2944	2942	2942	2943	2943	2943	2943	2943	2944	2944	2944	2944	2944	2944
15.0	2956	2954	2955	2955	2955	2956	2956	2956	2956	2956	2956	2956	2956	2956
15.5	2965	2964	2965	2965	2965	2965	2965	2965	2965	2965	2965	2965	2965	2965
16.0	2971	2970	2970	2971	2971	2971	2971	2971	2971	2971	2971	2971	2971	2971
16.5	2974	2974	2974	2974	2974	2974	2974	2974	2974	2974	2974	2974	2974	2974
17.0	2976	2976	2976	2976	2976	2976	2976	2976	2976	2976	2976	2976	2976	2976
17.5	2978	2978	2978	2978	2978	2978	2978	2978	2978	2978	2978	2978	2978	2978
18.0	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979
18.5	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979
19.0	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979
19.5	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979
20.0	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979
20.5	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979
21.0	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979
21.5	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979
22.0	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979
22.5	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979	2979

Table 12-11: Power curve, noise mode 3

12.4.2 C_t Values, Noise Mode 3

Air density kg/m ³														
Wind speed [m/s]	1.225	0.950	0.975	1.0	1.025	1.05	1.075	1.1	1.125	1.15	1.175	1.2	1.25	1.275
3.0	0.918	0.927	0.926	0.925	0.924	0.924	0.923	0.922	0.921	0.920	0.920	0.919	0.917	0.917
3.5	0.886	0.893	0.892	0.892	0.891	0.890	0.890	0.889	0.889	0.888	0.887	0.887	0.885	0.885
4.0	0.844	0.850	0.850	0.849	0.849	0.848	0.847	0.847	0.846	0.846	0.845	0.845	0.843	0.843
4.5	0.813	0.819	0.819	0.818	0.818	0.817	0.817	0.816	0.816	0.815	0.815	0.814	0.813	0.813
5.0	0.792	0.798	0.798	0.797	0.797	0.796	0.796	0.795	0.795	0.794	0.793	0.793	0.792	0.791
5.5	0.766	0.774	0.773	0.773	0.772	0.771	0.771	0.770	0.769	0.768	0.768	0.767	0.766	0.765
6.0	0.732	0.741	0.740	0.739	0.739	0.738	0.737	0.736	0.735	0.734	0.734	0.733	0.731	0.730
6.5	0.692	0.703	0.702	0.701	0.700	0.699	0.698	0.697	0.696	0.695	0.694	0.693	0.691	0.690
7.0	0.645	0.656	0.655	0.654	0.653	0.652	0.651	0.650	0.649	0.648	0.647	0.646	0.643	0.642
7.5	0.594	0.605	0.604	0.603	0.602	0.601	0.600	0.599	0.598	0.597	0.596	0.595	0.593	0.592
8.0	0.551	0.562	0.561	0.560	0.559	0.558	0.557	0.556	0.555	0.554	0.553	0.552	0.550	0.549
8.5	0.520	0.531	0.530	0.529	0.528	0.527	0.526	0.525	0.524	0.523	0.522	0.521	0.519	0.518
9.0	0.497	0.507	0.506	0.505	0.504	0.504	0.503	0.502	0.501	0.500	0.499	0.498	0.495	0.493
9.5	0.470	0.485	0.484	0.483	0.482	0.481	0.480	0.478	0.477	0.475	0.474	0.472	0.468	0.465
10.0	0.441	0.469	0.468	0.466	0.464	0.463	0.460	0.458	0.455	0.453	0.449	0.445	0.436	0.431
10.5	0.401	0.451	0.448	0.446	0.443	0.440	0.435	0.430	0.425	0.420	0.414	0.407	0.394	0.388
11.0	0.357	0.426	0.421	0.416	0.411	0.406	0.400	0.393	0.386	0.379	0.372	0.364	0.349	0.342
11.5	0.314	0.396	0.389	0.382	0.375	0.367	0.360	0.352	0.344	0.336	0.328	0.321	0.307	0.300
12.0	0.277	0.359	0.351	0.343	0.335	0.327	0.319	0.312	0.304	0.296	0.290	0.283	0.271	0.265
12.5	0.246	0.322	0.314	0.306	0.298	0.290	0.283	0.277	0.270	0.263	0.257	0.252	0.241	0.236
13.0	0.220	0.288	0.281	0.274	0.266	0.259	0.253	0.247	0.241	0.235	0.230	0.225	0.216	0.211
13.5	0.199	0.260	0.253	0.247	0.240	0.234	0.228	0.223	0.218	0.213	0.208	0.204	0.195	0.191
14.0	0.180	0.234	0.228	0.222	0.216	0.211	0.206	0.201	0.197	0.192	0.188	0.184	0.177	0.173
14.5	0.163	0.211	0.206	0.201	0.195	0.190	0.186	0.182	0.178	0.174	0.170	0.167	0.160	0.157
15.0	0.147	0.190	0.185	0.180	0.176	0.171	0.168	0.164	0.160	0.157	0.153	0.150	0.145	0.142
15.5	0.134	0.172	0.168	0.164	0.160	0.156	0.152	0.149	0.146	0.142	0.140	0.137	0.132	0.129
16.0	0.122	0.156	0.153	0.149	0.145	0.142	0.139	0.136	0.133	0.130	0.127	0.125	0.120	0.118
16.5	0.112	0.143	0.139	0.136	0.133	0.129	0.127	0.124	0.121	0.119	0.117	0.114	0.110	0.108
17.0	0.103	0.131	0.128	0.125	0.122	0.119	0.116	0.114	0.111	0.109	0.107	0.105	0.101	0.099
17.5	0.095	0.120	0.117	0.115	0.112	0.109	0.107	0.105	0.102	0.100	0.098	0.097	0.093	0.091
18.0	0.087	0.110	0.108	0.106	0.103	0.101	0.099	0.097	0.095	0.093	0.091	0.089	0.086	0.084
18.5	0.081	0.102	0.100	0.098	0.095	0.093	0.091	0.089	0.087	0.086	0.084	0.083	0.080	0.078
19.0	0.075	0.094	0.092	0.090	0.088	0.086	0.084	0.082	0.081	0.079	0.078	0.076	0.074	0.072
19.5	0.070	0.087	0.085	0.083	0.082	0.080	0.078	0.077	0.075	0.074	0.072	0.071	0.068	0.067
20.0	0.065	0.081	0.079	0.078	0.076	0.074	0.073	0.071	0.070	0.069	0.067	0.066	0.064	0.063
20.5	0.061	0.076	0.074	0.073	0.071	0.069	0.068	0.067	0.065	0.064	0.063	0.062	0.060	0.059
21.0	0.057	0.071	0.069	0.068	0.066	0.065	0.064	0.062	0.061	0.060	0.059	0.058	0.056	0.055
21.5	0.054	0.067	0.065	0.064	0.063	0.061	0.060	0.059	0.058	0.057	0.056	0.055	0.053	0.052
22.0	0.051	0.063	0.061	0.060	0.059	0.058	0.056	0.055	0.054	0.053	0.052	0.052	0.050	0.049
22.5	0.048	0.059	0.058	0.057	0.055	0.054	0.053	0.052	0.051	0.050	0.049	0.049	0.047	0.046

Table 12-12: C_t values, noise mode 3

12.4.3 Noise Curve, Noise Mode 3

Sound Power Level at Hub Height, Noise Mode 3 (Blades with optional serrated trailing edge)	
Conditions for Sound Power Level:	Measurement standard IEC 61400-11 ed. 3 Maximum turbulence at 10 metre height: 16% Inflow angle (vertical): 0 ±2° Air density: 1.225 kg/m³
Wind speed at hub height [m/s]	Sound Power Level at Hub Height) [dBA]
3.0	89.4
4.0	89.5
5.0	90.4
6.0	94.2
7.0	97.1
8.0	98.8
9.0	99.5
10.0	100.3
11.0	101.1
12.0	101.8
13.0	102.3
14.0	102.5
15.0	102.5
16.0	102.5
17.0	102.5
18.0	102.5
19.0	102.5
20.0	102.5

Table 12-13: Noise curves, noise mode 3

12.5 Mode 4

12.5.1 Power Curves, Noise Mode 4

Air density [kg/m ³]														
Wind speed [m/s]	1.225	0.95	0.975	1.0	1.025	1.05	1.075	1.1	1.125	1.15	1.175	1.2	1.25	1.275
3.0	30	13	14	16	17	19	20	22	23	25	27	28	32	33
3.5	97	63	66	69	72	75	78	81	84	87	91	94	100	103
4.0	179	128	133	138	142	147	152	156	161	166	170	175	184	189
4.5	278	205	212	219	225	232	239	245	252	259	265	272	285	292
5.0	396	297	306	315	324	333	342	351	360	369	378	387	405	415
5.5	539	407	419	431	443	455	467	479	491	503	515	527	551	563
6.0	711	541	557	572	588	603	619	634	649	665	680	696	726	742
6.5	912	698	717	737	757	776	796	815	835	854	874	893	931	951
7.0	1132	879	903	927	951	975	998	1022	1045	1068	1089	1111	1149	1166
7.5	1274	1067	1092	1117	1142	1167	1184	1202	1220	1238	1250	1262	1282	1290
8.0	1318	1218	1234	1250	1266	1282	1288	1295	1302	1308	1312	1315	1320	1321
8.5	1325	1294	1300	1305	1311	1317	1318	1320	1322	1324	1324	1324	1325	1325
9.0	1325	1318	1320	1321	1323	1324	1324	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325
9.5	1325	1322	1323	1323	1324	1324	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325
10.0	1325	1324	1324	1324	1324	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325
10.5	1325	1324	1324	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325
11.0	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325
11.5	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325
12.0	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325
12.5	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325
13.0	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325
13.5	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325
14.0	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325
14.5	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325
15.0	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325
15.5	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325
16.0	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325
16.5	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325
17.0	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325
17.5	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325
18.0	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325
18.5	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325
19.0	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325
19.5	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325
20.0	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325
20.5	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325
21.0	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325
21.5	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325
22.0	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325
22.5	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325	1325

Table 12-14: Power curve, noise mode 4

12.5.2 C_t Values, Noise Mode 4

Air density kg/m ³														
Wind speed [m/s]	1.225	0.950	0.975	1.0	1.025	1.05	1.075	1.1	1.125	1.15	1.175	1.2	1.25	1.275
3.0	0.918	0.927	0.926	0.925	0.924	0.924	0.923	0.922	0.921	0.920	0.920	0.919	0.917	0.917
3.5	0.886	0.893	0.892	0.892	0.891	0.890	0.890	0.889	0.888	0.888	0.887	0.887	0.885	0.885
4.0	0.844	0.850	0.850	0.849	0.849	0.848	0.847	0.847	0.846	0.846	0.845	0.845	0.843	0.843
4.5	0.814	0.820	0.819	0.819	0.818	0.817	0.817	0.816	0.816	0.815	0.815	0.814	0.813	0.813
5.0	0.801	0.807	0.807	0.806	0.806	0.805	0.805	0.804	0.804	0.803	0.802	0.802	0.801	0.800
5.5	0.797	0.804	0.804	0.803	0.802	0.802	0.801	0.800	0.800	0.799	0.798	0.797	0.796	0.795
6.0	0.790	0.799	0.798	0.797	0.797	0.796	0.795	0.794	0.793	0.792	0.791	0.790	0.789	0.788
6.5	0.782	0.793	0.792	0.791	0.790	0.789	0.788	0.787	0.786	0.785	0.784	0.783	0.781	0.780
7.0	0.749	0.779	0.778	0.777	0.776	0.775	0.772	0.770	0.767	0.765	0.759	0.754	0.739	0.730
7.5	0.633	0.740	0.734	0.729	0.723	0.717	0.706	0.695	0.684	0.673	0.660	0.647	0.619	0.604
8.0	0.496	0.650	0.638	0.625	0.612	0.600	0.584	0.569	0.553	0.537	0.524	0.510	0.484	0.471
8.5	0.393	0.535	0.520	0.506	0.491	0.477	0.464	0.451	0.438	0.425	0.414	0.404	0.384	0.374
9.0	0.321	0.433	0.421	0.409	0.396	0.384	0.374	0.364	0.354	0.345	0.337	0.329	0.314	0.307
9.5	0.268	0.356	0.346	0.337	0.327	0.317	0.310	0.302	0.295	0.287	0.281	0.274	0.263	0.257
10.0	0.227	0.298	0.291	0.283	0.275	0.267	0.261	0.255	0.249	0.243	0.238	0.233	0.223	0.218
10.5	0.195	0.254	0.248	0.241	0.235	0.229	0.223	0.218	0.213	0.208	0.204	0.199	0.191	0.188
11.0	0.169	0.219	0.213	0.208	0.203	0.197	0.193	0.189	0.184	0.180	0.176	0.173	0.166	0.163
11.5	0.148	0.190	0.186	0.181	0.177	0.172	0.168	0.165	0.161	0.157	0.154	0.151	0.145	0.142
12.0	0.130	0.167	0.163	0.159	0.155	0.151	0.148	0.145	0.141	0.138	0.136	0.133	0.128	0.125
12.5	0.115	0.147	0.144	0.141	0.137	0.134	0.131	0.128	0.125	0.123	0.120	0.118	0.113	0.111
13.0	0.103	0.131	0.128	0.125	0.122	0.119	0.117	0.114	0.112	0.109	0.107	0.105	0.101	0.099
13.5	0.093	0.118	0.115	0.112	0.110	0.107	0.105	0.103	0.101	0.098	0.096	0.095	0.091	0.090
14.0	0.084	0.106	0.103	0.101	0.099	0.096	0.094	0.092	0.091	0.089	0.087	0.085	0.082	0.081
14.5	0.076	0.096	0.093	0.091	0.089	0.087	0.085	0.084	0.082	0.080	0.079	0.077	0.074	0.073
15.0	0.069	0.086	0.084	0.083	0.081	0.079	0.077	0.076	0.074	0.073	0.071	0.070	0.067	0.066
15.5	0.063	0.079	0.077	0.075	0.073	0.072	0.070	0.069	0.068	0.066	0.065	0.064	0.062	0.061
16.0	0.057	0.072	0.070	0.069	0.067	0.066	0.064	0.063	0.062	0.061	0.060	0.059	0.057	0.056
16.5	0.053	0.066	0.064	0.063	0.062	0.060	0.059	0.058	0.057	0.056	0.055	0.054	0.052	0.051
17.0	0.049	0.061	0.059	0.058	0.057	0.056	0.055	0.053	0.052	0.051	0.051	0.050	0.048	0.047
17.5	0.045	0.056	0.055	0.054	0.052	0.051	0.050	0.049	0.048	0.048	0.047	0.046	0.044	0.044
18.0	0.042	0.052	0.051	0.050	0.049	0.048	0.047	0.046	0.045	0.044	0.043	0.043	0.041	0.041
18.5	0.039	0.048	0.047	0.046	0.045	0.044	0.043	0.043	0.042	0.041	0.040	0.040	0.038	0.038
19.0	0.036	0.045	0.044	0.043	0.042	0.041	0.040	0.040	0.039	0.038	0.037	0.037	0.036	0.035
19.5	0.034	0.042	0.041	0.040	0.039	0.038	0.038	0.037	0.036	0.036	0.035	0.034	0.033	0.033
20.0	0.032	0.039	0.038	0.037	0.037	0.036	0.035	0.035	0.034	0.033	0.033	0.032	0.031	0.031
20.5	0.030	0.036	0.036	0.035	0.034	0.034	0.033	0.032	0.032	0.031	0.031	0.030	0.029	0.029
21.0	0.028	0.034	0.034	0.033	0.032	0.032	0.031	0.031	0.030	0.029	0.029	0.029	0.028	0.027
21.5	0.027	0.032	0.032	0.031	0.031	0.030	0.029	0.029	0.028	0.028	0.028	0.027	0.026	0.026
22.0	0.025	0.031	0.030	0.029	0.029	0.028	0.028	0.027	0.027	0.026	0.026	0.026	0.025	0.025
22.5	0.024	0.029	0.028	0.028	0.027	0.027	0.026	0.026	0.025	0.025	0.025	0.024	0.024	0.023

Table 12-15: C_t values, noise mode 4

12.5.3 Noise Curve, Noise Mode 4

Sound Power Level at Hub Height, Noise Mode 4 (Blades with optional serrated trailing edge)	
Conditions for Sound Power Level:	Measurement standard IEC 61400-11 ed. 3 Maximum turbulence at 10 metre height: 16% Inflow angle (vertical): 0 ±2° Air density: 1.225 kg/m³
Wind speed at hub height [m/s]	Sound Power Level at Hub Height) [dBA]
3.0	89.4
4.0	89.5
5.0	90.4
6.0	94.2
7.0	96.1
8.0	97.3
9.0	98.0
10.0	98.8
11.0	99.6
12.0	100.3
13.0	100.8
14.0	101.0
15.0	101.0
16.0	101.0
17.0	101.0
18.0	101.0
19.0	101.0
20.0	101.0

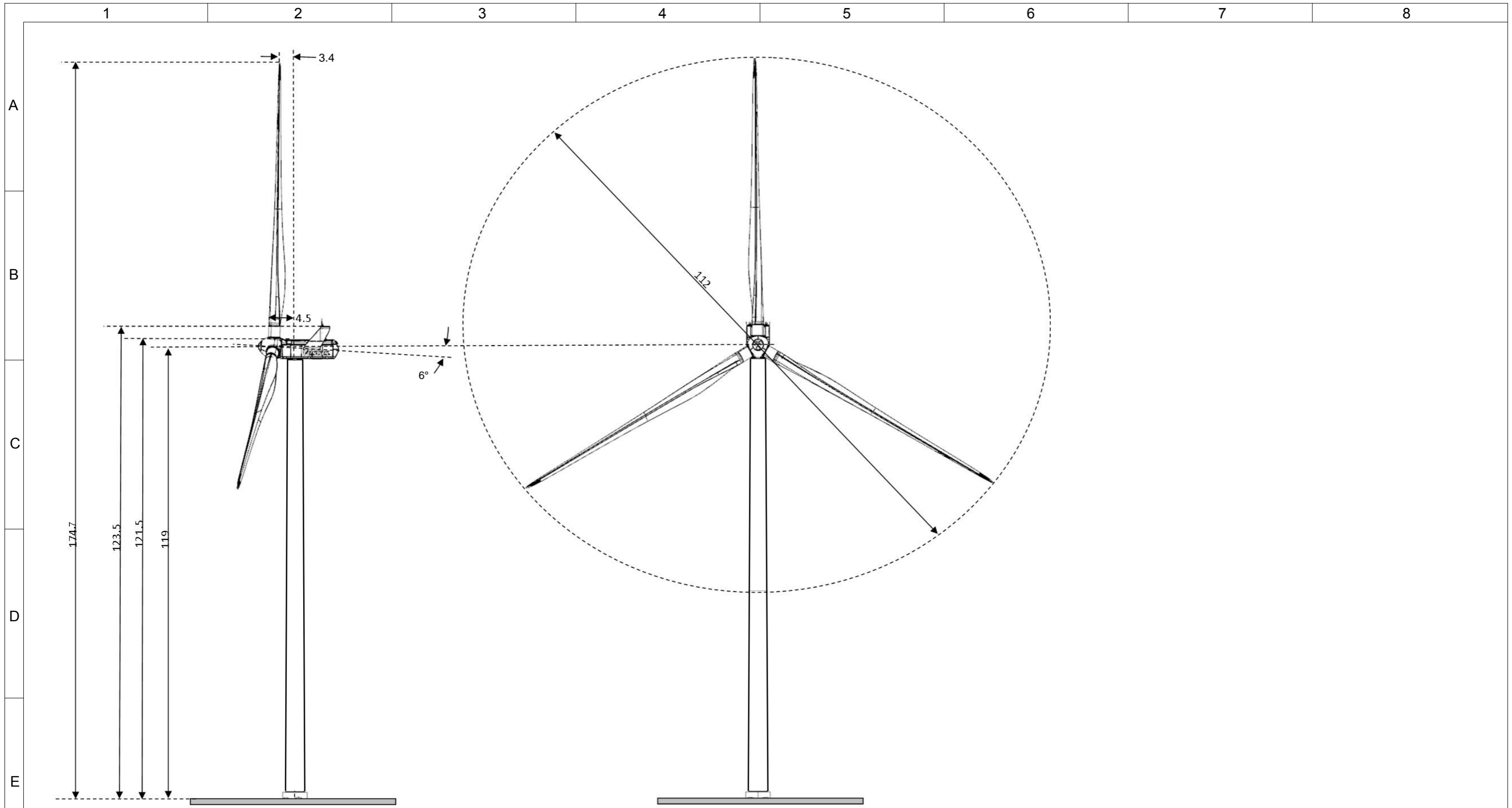
Table 12-16: Noise curves, noise mode 4



BIJLAGE 10C

TECHNISCHE SPECIFICATIES VESTAS

V112 – 119M (INCLUSIEF PALENPLAN)





Item no.	Mass (kg)	Certificate	Format A3	Status	Revised by	Created date 2013-06-28	Created by VAGAA
Material / Specification			Scale 1:1000	Change no.	PDM ver.	Reviewed date	Reviewed by
 vestas.com			Proj. 	Item description V112 HH 119			
			Pro/E	Metric Dimensions shown in mm unless otherwise specified	Replaces	Drawing no.	Ver.

WARNING: PROPRIETARY AND CONFIDENTIAL INFORMATION.
 This document and the information set forth herein are confidential and proprietary to Vestas Wind Systems A/S. It contains trade secrets, and independent economic value, actual or potential, may be derived from the document/information not being generally known. In consideration of you receiving this document you agree (I) to keep the information secret (II) only to use the information for the purpose specifically agreed with Vestas (III) not to disclose directly or indirectly any part of the information to any third party and (IV) not to make copies or reproductions thereof by whatsoever means or undertake any qualitative or quantitative analysis, reverse engineering or replication.

VESTAS PROPRIETARY NOTICE: This document contains valuable confidential information of Vestas Wind Systems A/S. It is protected by copyright law as an unpublished work. Vestas reserves all patent, copyright, trade secret, and other proprietary rights to it. The information in this document may not be used, reproduced, or disclosed except if and to the extent rights are expressly granted by Vestas in writing and subject to applicable conditions. Vestas disclaims all warranties except as expressly granted by written agreement and is not responsible for unauthorized uses, for which it may pursue legal remedies against responsible parties.



DET NORSKE VERITAS

TYPE CERTIFICATE

Vestas V112 3.0MW Onshore 1540 RPM

IEC TC-219703-1
Type Certificate number

2012-08-09
Date of issue

Manufacturer:
Vestas Wind Systems A/S
Hedeager 44
DK-8200 Aarhus N

Valid until: 2017-02-29

Conformity evaluation has been carried out according to **IEC 61400-22: 2010 "Wind Turbines - Part 22: Conformity Testing and Certification"**. This certificate attests compliance with IEC 61400-1 ed. 3: 2005 and IEC 61400-22 concerning the design and manufacture.

Reference documents:

Design Basis Conformity Statement:	IEC DB-219703-1
Design Evaluation Conformity Statement:	IEC DE-219703-1
Type Test Conformity Statement:	IEC TT-219703-1
Manufacturing Conformity Statement:	IEC MC-219703-1
Foundation Design Evaluation Conformity Statement(s):	IEC FE-219703-1
Type Characteristics Measurement Conformity Statement(s):	IEC TM-219703-1
Final Evaluation Report:	PD-642197-122PQ01-108rev.2

Wind Turbine specification:

IEC WT class: 2A/3A. For further information see Appendix 1 of this Certificate.

Date: 2012-08-09

Christer Eriksson

Management Representative
Det Norske Veritas, Danmark A/S



DANAK
PROD Reg no. 7031

Date: 2012-08-09

Ole Kjær

Project Manager
Det Norske Veritas, Danmark A/S

DET NORSKE VERITAS, DANMARK A/S



APPENDIX 1 - WIND TURBINE TYPE SPECIFICATION

General:

IEC WT class acc. to IEC 61400-1 ed. 3: 2005:	IEC WT class 2A/3A
Rotor diameter:	112m
Rated power:	3075 kW
Rated wind speed V_r :	12.0 m/s
Hub height(s):	84 m (IEC 2A) 94 m (IEC 2A) 119 m (IEC 3A)
Operating wind speed range V_{in} - V_{out} :	3 – 25 m/s
Design life time:	20 years

Wind conditions:

	2A	3A
V_{ref} (hub height):	42.5 m/s	37.5 m/s
V_{ave} (hub height):	8.5 m/s	7.5 m/s
I_{ref} ($V_{hub}=15$ m/s) acc. to IEC 61400-1 ed. 3: 2005	0.16	0.16
Mean flow inclination:	8°	8°

Electrical network conditions:

Normal supply voltage and range:	3 x 650 V 10-35 KV
Normal supply frequency and range:	50 Hz \pm 6% 60 Hz \pm 6%
Voltage imbalance:	IEC 61000-3-6- TR max 2%
Maximum duration of electrical power network outages:	Two 3 months periods
Number of annual electrical network outages:	52 per year

Other environmental conditions (where taken into account):

Air density:	1.225 kg/m ³
Normal and extreme temperature ranges:	-10°C to +40°C
Extreme temperature range:	-20°C to +50°C
Relative humidity:	100% (40% of time) and 90% (rest of time)
Solar radiation:	1000 W/m ²
Salinity:	Present
Design conditions in case of offshore WT (water depth, wave conditions etc.):	Not relevant – Onshore turbine
Description of lightning protection system:	Designed according to IEC 61400-24, Protection level 1 and 61312-1
Earthquake model and parameters:	Not relevant

**Main components:**

Blade type:	Vestas 55m blade
Gear box type:	Bosch Rexroth GPV 570D (i=1:113.257)
Main Bearing:	SKF 240/950 CA/W33 or FAG F-582562.PRL-WPO
Generator type:	Vestas MAGPower 3.3MW DGIPM 560-12m
Transformer type:	Siemens Geafol 4GD6592-1ZY 3350 kVA- 3450kVA
Tower type:	Tubular Steel Towers HH84 (dwg: 0027-8825) HH94 (dwg: 0027-8192) HH119 (dwg: 0027-8815) HH96 US (dwg: 0022-7790) HH 84 US (dwg: 0027-8816)
Foundation	Gravity based concrete slab HH119, IEC3A, GWL at foundation (0029-3250 rev.2)
Crane:	Palfinger PWW100, Lifting capacity:990 kg
Service lift:	Avanti Shark or Power Lift Sherpa-SD
Controller:	VMP Global

Restricted
Document no.: 0039-7560 V05
2015-01-30

General Specification

V112–3.0 MW 50/60 Hz



Table of contents

1	General Description	6
2	Mechanical Design	6
2.1	Rotor.....	6
2.2	Blades.....	6
2.3	Blade Bearing	7
2.4	Pitch System.....	7
2.5	Hub.....	8
2.6	Main Shaft	8
2.7	Main Bearing Housing.....	8
2.8	Main Bearing.....	8
2.9	Gearbox.....	8
2.10	Generator Bearings.....	9
2.11	High-Speed Shaft Coupling.....	9
2.12	Yaw System.....	9
2.13	Crane.....	10
2.14	Towers.....	10
2.15	Nacelle Bedplate and Cover	10
2.16	Thermal Conditioning System	11
2.16.1	Generator and Converter Cooling	11
2.16.2	Gearbox and Hydraulic Cooling	11
2.16.3	Transformer Cooling	12
2.16.4	Nacelle Cooling.....	12
2.16.5	Optional Air Intake Hatches	12
3	Electrical Design	12
3.1	Generator	12
3.2	Converter.....	13
3.3	HV Transformer	13
3.3.1	IEC 50Hz/60Hz version.....	13
3.3.2	IEEE 60Hz version.....	15
3.4	HV Cables	16
3.5	HV Switchgear	16
3.6	AUX System	17
3.7	Wind Sensors	18
3.8	Vestas Multi Processor (VMP) Controller	18
3.9	Uninterruptible Power Supply (UPS)	19
4	Turbine Protection Systems	20
4.1	Braking Concept	20
4.2	Short Circuit Protections	20
4.3	Overspeed Protection	20
4.4	Arc Detection	20
4.5	Smoke Detection	21
4.6	Lightning Protection of Blades, Nacelle, Hub and Tower.....	21
4.7	EMC System.....	21
4.8	Earthing	22
4.9	Corrosion Protection	22
5	Safety	22
5.1	Access	22
5.2	Escape.....	23

5.3	Rooms/Working Areas	23
5.4	Floors, Platforms, Standing and Working Places	23
5.5	Service Lift.....	23
5.6	Climbing Facilities.....	23
5.7	Moving Parts, Guards and Blocking Devices.....	23
5.8	Lights.....	24
5.9	Emergency Stop	24
5.10	Power Disconnection	24
5.11	Fire Protection/First Aid	25
5.12	Warning Signs	25
5.13	Manuals and Warnings	25
6	Environment.....	25
6.1	Chemicals.....	25
7	Approvals and Design Codes	25
7.1	Type Approvals.....	25
7.2	Design Codes – Structural Design	26
8	Colours.....	26
8.1	Nacelle Colour	26
8.2	Tower Colour	27
8.3	Blades Colour	27
9	Operational Envelope and Performance Guidelines	27
9.1	Climate and Site Conditions.....	27
9.1.1	Complex Terrain	28
9.1.2	Altitude.....	28
9.1.3	Wind Power Plant Layout.....	28
9.2	Operational Envelope – Temperature and Wind	28
9.3	Operational Envelope – Grid Connection	29
9.4	Operational Envelope – Reactive Power Capability	31
9.5	Performance – Fault Ride Through.....	31
9.6	Performance – Reactive Current Contribution.....	32
9.6.1	Symmetrical Reactive Current Contribution.....	32
9.6.2	Asymmetrical Reactive Current Contribution.....	33
9.7	Performance – Multiple Voltage Dips	33
9.8	Performance – Active and Reactive Power Control.....	33
9.9	Performance – Voltage Control.....	34
9.10	Performance – Frequency Control	34
9.11	Main Contributors to Own Consumption.....	34
9.12	Operational Envelope – Conditions for Power Curve and Ct Values (at Hub Height)	34
9.13	Noise Modes.....	35
10	Drawings	36
10.1	Structural Design – Illustration of Outer Dimensions	36
10.2	Structural Design – Side View Drawing.....	37
11	General Reservations, Notes and Disclaimers	37
12	Appendices	39
12.1	Mode 0.....	39
12.1.1	Power Curves, Noise Mode 0	39
12.1.2	C _t Values, Noise Mode 0.....	40
12.1.3	Noise Curves, Noise Mode 0	41
12.2	Mode 2.....	42
12.2.1	Power Curves, Noise Mode 2	42
12.2.2	C _t Values, Noise Mode 2.....	43
12.2.3	Noise Curves, Noise Mode 2	44
12.3	Mode 3.....	45
12.3.1	Power Curves, Noise Mode 3	45

12.3.2 C_t Values, Noise Mode 3..... 46
12.3.3 Noise Curves, Noise Mode 3 47
12.4 Mode 4..... 48
12.4.1 Power Curves, Noise Mode 4 48
12.4.2 C_t Values, Noise Mode 4..... 49
12.4.3 Noise Curves, Noise Mode 4 50
12.5 Mode 5..... 51
12.5.1 Power Curves, Noise Mode 5 51
12.5.2 C_t Values, Noise Mode 5..... 52
12.5.3 Noise Curves, Noise Mode 5 53
12.6 Mode 8..... 54
12.6.1 Power Curves, Noise Mode 8 54
12.6.2 C_t Values, Noise Mode 8..... 55
12.6.3 Noise Curves, Noise Mode 8 56

Recipient acknowledges that (i) this General Specification is provided for recipient's information only, and, does not create or constitute a warranty, guarantee, promise, commitment, or other representation (Commitment) by Vestas Wind Systems or any of its affiliated or subsidiary companies (Vestas), all of which are disclaimed by Vestas and (ii) any and all Commitments by Vestas to recipient as to this general specification (or any of the contents herein) are to be contained exclusively in signed written contracts between recipient and Vestas, and not within this document.

See general reservations, notes and disclaimers (including, section 11, p. 36) to this general specification

1 General Description

The Vestas V112-3.0 MW wind turbine is a pitch regulated upwind turbine with active yaw and a three-blade rotor. The Vestas V112-3.0 MW turbine has a rotor diameter of 112 m and a rated output power of 3.0 MW. The turbine utilises the OptiTip[®] concept and a power system based on an induction generator and full-scale converter. With these features, the wind turbine is able to operate the rotor at variable speed and thereby maintaining the power output at or near rated power even in high wind speed. At low wind speed, the OptiTip[®] concept and the power system work together to maximise the power output by operating at the optimal rotor speed and pitch angle.

2 Mechanical Design

2.1 Rotor

The V112-3.0 MW is equipped with a 112-meter rotor consisting of three blades and a hub. The blades are controlled by the microprocessor pitch control system OptiTip[®]. Based on the prevailing wind conditions, the blades are continuously positioned to optimise the pitch angle.

Rotor	
Diameter	112 m
Swept Area	9852 m ²
Speed, Dynamic Operation Range	6.2-17.7
Rotational Direction	Clockwise (front view)
Orientation	Upwind
Tilt	6°
Blade Coning	4°
Number of Blades	3
Aerodynamic Brakes	Full feathering

Table 2-1: Rotor data

2.2 Blades

The blades are made of carbon and fibreglass and consist of two airfoil shells bonded to a supporting beam.

Blades	
Type Description	Airfoil shells bonded to supporting beam
Blade Length	54.65 m
Material	Fibreglass reinforced epoxy, carbon

Blades	
	fibres and Solid Metal Tip (SMT)
Blade Connection	Steel roots inserted
Airfoils	High-lift profile
Maximum Chord	4.0 m

Table 2-2: Blades data

2.3 Blade Bearing

The blade bearings are double-row four-point contact ball bearings.

Blade Bearing	
Lubrication	Grease

Table 2-3: Blade bearing data

2.4 Pitch System

The turbine is equipped with a pitch system for each blade and a distributor block, all located in the hub. Each pitch system is connected to the distributor block with flexible hoses. The distributor block is connected to the pipes of the hydraulic rotating transfer unit in the hub by means of three hoses (pressure line, return line and drain line).

Each pitch system consists of a hydraulic cylinder mounted to the hub and a piston rod mounted to the blade via a torque arm shaft. Valves facilitating operation of the pitch cylinder are installed on a pitch block bolted directly onto the cylinder.

Pitch System	
Type	Hydraulic
Number	1 per blade
Range	-9° to 90°

Table 2-4: Pitch system data

Hydraulic System	
Main Pump	Two redundant internal-gear oil pumps
Pressure	260 bar
Filtration	3 µm (absolute)

Table 2-5: Hydraulic system data.

2.5 Hub

The hub supports the three blades and transfers the reaction forces to the main bearing and the torque to the gearbox. The hub structure also supports blade bearings and pitch cylinder.

Hub	
Type	Cast ball shell hub
Material	Cast iron

Table 2-6: Hub data

2.6 Main Shaft

The main shaft transfers the reaction forces to the main bearing and the torque to the gearbox.

Main Shaft	
Type Description	Hollow shaft
Material	Cast iron

Table 2-7: Main shaft data

2.7 Main Bearing Housing

The main bearing housing covers the main bearing and is the first connection point for the drive train system to the bedplate.

Main Bearing Housing	
Material	Cast iron

Table 2-8: Main bearing housing data

2.8 Main Bearing

The main bearing carries all thrust loads.

Main Bearing	
Type	Double-row spherical roller bearing
Lubrication	Automatic grease lubrication

Table 2-9: Main bearing data

2.9 Gearbox

The main gear converts the low-speed rotation of the rotor to high-speed generator rotation.

The disc brake is mounted on the high-speed shaft. The gearbox lubrication system is a pressure-fed system.

Gearbox	
Type	Planetary stages + one helical stage
Gear House Material	Cast
Lubrication System	Pressure oil lubrication
Backup Lubrication System	Oil sump filled from external gravity tank
Total Gear Oil Volume	1000-1200
Oil Cleanliness Codes	ISO 4406-/15/12
Shaft Seals	Labyrinth

Table 2-10: Gearbox data

2.10 Generator Bearings

The bearings are grease lubricated and grease is supplied continuously from an automatic lubrication unit.

2.11 High-Speed Shaft Coupling

The coupling transmits the torque of the gearbox high-speed output shaft to the generator input shaft.

The coupling consists of two 4-link laminate packages and a fibreglass intermediate tube with two metal flanges. The coupling is fitted to two-armed hubs on the brake disc and the generator hub.

2.12 Yaw System

The yaw system is an active system based on a robust pre-tensioned plain yaw-bearing concept with PETP as friction material.

The yaw gears have a torque limiter.

Yaw System	
Type	Plain bearing system
Material	Forged yaw ring heat-treated. Plain bearings PETP
Yawing Speed (50 Hz)	0.46°/sec.
Yawing Speed (60 Hz)	0.6°/sec.

Table 2-11: Yaw system data

Yaw Gear	
Type	Multiple stages geared
Ratio Total	944:1
Rotational Speed at Full Load	1.4 rpm at output shaft

Table 2-12: Yaw gear data

2.13 Crane

The nacelle houses the internal safe working load (SWL) service crane. The crane is a single system hoist.

Crane	
Lifting Capacity	Maximum 800 kg

Table 2-13: Crane data

2.14 Towers

Tubular towers with flange connections, certified according to relevant type approvals, are available in different standard heights. The towers are designed with the majority of internal welded connections replaced by magnet supports to create a predominantly smooth-walled tower. Magnets provide load support in a horizontal direction and internals, such as platforms, ladders, etc., are supported vertically (i.e. in the gravitational direction) by a mechanical connection. The smooth tower design reduces the required steel thickness, rendering the tower lighter compared to one with all internals welded to the tower shells.

The hub heights listed include a distance from the foundation section to the ground level of approximately 0.2 m depending on the thickness of the bottom flange and a distance from the tower top flange to the centre of the hub of 2.2 m.

Towers	
Type	Cylindrical/conical tubular
Hub Heights	84 m/94 m/119 m/140 m
Hub Heights (North America)	84 m/94 m

Table 2-14: Tower structure data

2.15 Nacelle Bedplate and Cover

The nacelle cover is made of fibreglass. Hatches are positioned in the floor for lowering or hoisting equipment to the nacelle and evacuation of personnel. The roof section is equipped with wind sensors and skylights. The skylights can be opened from both inside the nacelle to access the roof and from outside to access the nacelle. Access from the tower to the nacelle is through the yaw system.

The nacelle bedplate is in two parts and consists of a cast iron front part and a girder structure rear part. The front of the nacelle bedplate is the foundation for the drive train and transmits forces from the rotor to the tower through the yaw system. The bottom surface is machined and connected to the yaw bearing and the yaw gears are bolted to the front nacelle bedplate.

The crane girders are attached to the top structure. The lower beams of the girder structure are connected at the rear end. The rear part of the bedplate serves as the foundation for controller panels, the cooling system and transformer. The nacelle cover is mounted on the nacelle bedplate.

Type Description	Material
Nacelle Cover	GRP
Bedplate Front	Cast iron
Bedplate Rear	Girder structure

Table 2-15: Nacelle bedplate and cover data

2.16 Thermal Conditioning System

The thermal conditioning system consists of a few robust components:

- The Vestas CoolerTop® located on top of the rear end of the nacelle. The CoolerTop® is a free flow cooler, thus ensuring that there are no electrical components in the thermal conditioning system located outside the nacelle.
- The Liquid Cooling System, which serves the gearbox, hydraulic systems, generator and converter is driven by an electrical pumping system.
- The transformer forced air cooling comprised of an electrical fan.

2.16.1 Generator and Converter Cooling

The generator and converter cooling systems operate in parallel. A dynamic flow valve mounted in the generator cooling circuit divides the cooling liquid flow. The cooling liquid removes heat from the generator and converter unit using a free-air flow radiator placed on the top of the nacelle. In addition to the generator, converter unit and radiator, the circulation system includes an electrical pump and a three-way thermostatic valve.

2.16.2 Gearbox and Hydraulic Cooling

The gearbox and hydraulic cooling systems are coupled in parallel. A dynamic flow valve mounted in the gearbox cooling circuit divides the cooling flow. The cooling liquid removes heat from the gearbox and the hydraulic power unit through heat exchangers and a free-air flow radiator placed on the top of the nacelle. In addition to the heat exchangers and the radiator, the circulation system includes an electrical pump and a three-way thermostatic valve.

2.16.3 Transformer Cooling

The transformer is equipped with forced-air cooling. The ventilator system consists of a central fan, located below the service floor and an air duct leading the air to locations beneath and between the high voltage and low voltage windings of the transformer.

2.16.4 Nacelle Cooling

Hot air generated by mechanical and electrical equipment is removed from the nacelle by a fan system located in the nacelle.

2.16.5 Optional Air Intake Hatches

The air intakes in the nacelle can optional be fitted with hatches which can be operated as a part of the thermal control strategy. In case of lost grid to the turbine, the hatches will automatically be closed.

3 Electrical Design

3.1 Generator

The generator is a three phase asynchronous induction generator with cage rotor that is connected to the grid through a full scale converter.

The generator housing allows the circulation of cooling air within the stator and rotor. The air-to-water heat exchange occurs in an external heat exchanger mounted on top of the generator.

Generator	
Type	Asynchronous with cage rotor
Rated Power [P _N]	3500 kW
Frequency [f _N]	0-100 Hz
Voltage, Stator [U _{NS}]	3 x 750 V (at rated speed)
Number of Poles	4/6
Winding Type	Form with VPI (Vacuum Pressurized Impregnation)
Winding Connection	Star or Delta
Rated rpm	1450-1550 rpm
Overspeed Limit Acc. to IEC (2 minutes)	2400 rpm
Generator Bearing	Hybrid/ceramic
Temperature Sensors, Stator	3 PT100 sensors placed at hot spots and 3 as back-up
Temperature Sensors, Bearings	1 per bearing
Insulation Class	F or H

Enclosure	IP54
------------------	------

Table 3-1: Generator data

3.2 Converter

The converter is a full-scale converter system controlling both the generator and the power quality delivered to the grid.

The converter consists of four converter units operating in parallel with a common controller.

The converter controls conversion of variable frequency power from the generator into fixed frequency AC power with desired active and reactive power levels (and other grid connection parameters) suitable for the grid. The converter is located in the nacelle and has a grid side voltage rating of 650 V. The generator side voltage rating is up to 750 V dependent on generator speed.

Converter	
Rated Apparent Power [S_N]	4000 kVA
Rated Grid Voltage	650 V
Rated Generator Voltage	750 V
Rated generator Current	3286 A
Enclosure	IP54

Table 3-2: Converter data

3.3 HV Transformer

The HV step-up transformer is located in a separate locked room in the back of the nacelle.

The transformer is a three-phase, two-winding, dry-type transformer that is self-extinguishing. The windings are delta-connected on the high-voltage side unless otherwise specified.

3.3.1 IEC 50Hz/60Hz version

For 50Hz regions the transformer is as default designed according to IEC standards. However on special request, a 60Hz transformer based on IEC standards could also be delivered.

Transformer	
Type description	Dry-type cast resin transformer.
Basic layout	3 phase, 2 winding transformer.
Applied standards	IEC 60076-11, IEC 60076-16, Cenelec HD 637:S1.
Cooling method	AF

Rated power	3750 kVA
Nominal voltage, turbine side	
U_m 1.1kV	0.650 kV
Nominal voltage, grid side	
U_m 12.0kV	10.0-11.0 kV
U_m 24.0kV	11.1-22.0 kV
U_m 36.0kV	22.1-33.0 kV
U_m 41.5kV	33.1-35.0 kV
Insulation level AC / LI / LIC	
U_m 1.1kV	3 ¹ / - / - kV
U_m 12.0kV	28 ¹ / 75 / 75 kV
U_m 24.0kV	50 ¹ / 125 / 125 kV
U_m 36.0kV	70 ¹ / 170 / 170 kV
U_m 41.5kV	80 ¹ / 170 / 170 kV
Off-circuit tap changer	±2 x 2.5 %
Frequency	50 Hz / 60Hz
Vector group	Dyn5 / YNyn0
No-load loss ²	5.8 kW
Load loss @ rated power HV, 120°C ²	30.5 kW
No-load reactive power ³	16kVAr
Full load reactive power ³	330kVAr
Positive sequence short-circuit impedance @ rated power, 120°C ⁴	9.0 %
Positive sequence short-circuit resistance @ rated power, 120°C ³	0.7 %
Zero sequence short-circuit impedance @ rated power, 120°C ³	9.0 %
Zero sequence short-circuit resistance @ rated power, 120°C ³	0.7 %
Inrush peak current ³	
	Dyn5 6-9 x \hat{I}_n
	YNyn0 8-12 x \hat{I}_n
Half crest time ³	~ 0.7 s
Sound power level	≤ 80 dB(A)
Average temperature rise @ 1000m	≤ 90 K
Max altitude ⁵	2000 m
Insulation class	155 (F)
Environmental class	E2
Climatic class	C2
Fire behaviour class	F1
Corrosion class	C4
Weight	≤8500 kg
Temperature monitoring	PT100 sensors in LV windings and core
Overvoltage protection	Surge arresters on HV terminals
Temporary earthing	3 x Ø20mm earthing ball points

Table 3-3: Transformer data for IEC 50Hz/60Hz version

NOTE

- ¹ @1000m. According to IEC 60076-11, AC test voltage is altitude dependent.
² Based on an average of measured values during qualification tests across voltages and manufacturers.
³ Based on an average of calculated values across voltages and manufacturers.
⁴ Subjected to standard IEC tolerances.
⁵ Max hub height altitude will depend on site location.

3.3.2 IEEE 60Hz version

For 60Hz regions the transformer is as default designed mainly according to IEEE standards but on areas not covered by IEEE standards, the design is also based on parts of the IEC standards.

Transformer	
Type description	Dry-type cast resin transformer.
Basic layout	3 phase, 2 winding transformer.
Applied standards	UL 1562, CSA C22.2 No. 47, IEEE C57.12, IEC 60076-11, IEC 60076-16, Cenelec HD 637:S1.
Cooling method	AFA
Rated power	3750 kVA
Nominal voltage, turbine side	
N _{LL} 1.2 kV	0.650 kV
Nominal voltage, grid side	
N _{LL} 15.0 kV	10.0-15.0 kV
N _{LL} 25.0 kV	15.1-25.0 kV
N _{LL} 34.5 kV	25.1-34.5 kV
Insulation level AC / LI & LIC	
N _{LL} 1.2 kV	4 ¹ / +10 kV
N _{LL} 15.0 kV	34 ¹ / +95 kV
N _{LL} 25.0 kV	50 ¹ / +125 kV
N _{LL} 34.5 kV	70 ¹ / (+150 & -170) or +170 kV
Off-circuit tap changer	±2 x 2.5 %
Frequency	60 Hz
Vector group	Dyn5 / YNyn0
No-load loss ²	5.8 kW
Load loss @ rated power HV, 120°C ²	30.5 kW
No-load reactive power ³	16 kVAr
Full load reactive power ³	330 kVAr
Positive sequence short-circuit impedance @ rated power, 120°C ⁴	9.0 %
Positive sequence short-circuit resistance @ rated power, 120°C ³	0.7 %
Zero sequence short-circuit impedance @ rated power, 120°C ³	9.0 %
Zero sequence short-circuit resistance @ rated power, 120°C ³	0.7 %
Inrush peak current ³	

	Dyn5	6-9 x \hat{I}_n
	YNyn0	8-12 x \hat{I}_n
Half crest time ³		~ 0.7 s
Sound power level		≤ 80 dB(A)
Average temperature rise @ 1000m		≤ 90 K
Max altitude ⁵		2000 m
Insulation class		150°C
Environmental class		E2
Climatic class		C2
Fire behaviour class		F1
Corrosion class		C4
Weight		≤ 8500 kg
Temperature monitoring		PT100 sensors in LV windings and core
Overvoltage protection		Surge arresters on HV terminals
Temporary earthing		3 x Ø20mm earthing ball points

Table 3-4: Transformer data for IEEE 60Hz version

NOTE

- ¹ @1000m. According to IEEE C57.12, AC test voltage is altitude dependent.
- ² Based on an average of measured values during qualification tests across voltages and manufacturers.
- ³ Based on an average of calculated values across voltages and manufacturers.
- ⁴ Subjected to standard IEEE C57.12 tolerances.
- ⁵ Max hub height altitude will depend on site location.

3.4 HV Cables

The high voltage cable runs from the transformer in the nacelle down the tower to the HV switchgear located at the bottom of the tower. The high voltage cable is a four-core, rubber-insulated, halogen-free, high voltage cable.

HV Cables	
High Voltage Cable Insulation Compound	Improved ethylene-propylene (EP) based material-EPR or high modulus or hard grade ethylene-propylene rubber-HEPR
Conductor Cross Section	3 x 70 / 70 mm ²
Maximum Voltage	24 kV for 10-22 kV rated voltage 42 kV for 22.1-35 kV rated voltage

Table 3-5: HV cables data

3.5 HV Switchgear

The HV switchgear is located in the bottom of the tower.

HV Switchgear			
Type	Gas insulated SF6		
Nominal Frequency	50/60 Hz		
Nominal Rated Voltage	10–22 kV	22.1–33 kV	33.1–35 kV
Maximum Voltage	24 kV	36 kV	40.5 kV
Maximum Short Circuit Current (1 second)	20 kA	25 kA	25 kA

Table 3-6: HV switchgear data

3.6 AUX System

The AUX system is supplied from a separate 650/400 V transformer located in the nacelle. All motors, pumps, fans and heaters are supplied from this system.

All 230 V consumers are supplied from a 400/230 V transformer located in the tower base.

Power Sockets	
Single Phase (Nacelle and Tower Platforms)	230 V (16 A)/110 V (16 A)/ 2 x 55 V (16 A)
Three Phase (Nacelle and Tower Base)	3 x 400 V (16 A)

Table 3-7: AUX system data.

3.7 Wind Sensors

The turbine is either equipped with two ultrasonic wind sensors or optional one ultrasonic wind sensor and one mechanical wind vane and anemometer. The sensors have built-in heaters to minimise interference from ice and snow. The wind sensors are redundant, and the turbine is able to operate with one sensor only.

3.8 Vestas Multi Processor (VMP) Controller

The turbine is controlled and monitored by the VMP6000 control system.

VMP6000 is a multiprocessor control system comprised of four main processors (ground, nacelle, hub and converter) interconnected by an optically based 2.5 Mbit ArcNet network.

In addition to the four main processors, the VMP6000 consists of a number of distributed I/O modules interconnected by a 500 kbit CAN network.

I/O modules are connected to CAN interface modules by a serial digital bus, CTBus.

The VMP6000 controller serves the following main functions:

- Monitoring and supervision of overall operation.
- Synchronizing of the generator to the grid during connection sequence.
- Operating the wind turbine during various fault situations.
- Automatic yawing of the nacelle.
- OptiTip[®] - blade pitch control.
- Reactive power control and variable speed operation.
- Noise emission control.
- Monitoring of ambient conditions.
- Monitoring of the grid.
- Monitoring of the smoke detection system.

3.9 Uninterruptible Power Supply (UPS)

During grid outage, an UPS system will ensure power supply for specific components.

The UPS system is built by 3 subsystems:

1. 230V AC UPS for all power backup to nacelle and hub control systems
2. 24V DC UPS for power backup to tower base control systems and optional SCADA Power Plant Controller.
3. 230V AC UPS for power backup to internal lights in tower and nacelle. Internal light in the hub is fed from built-in batteries in the light armature.

UPS		
Backup Time	Standard	Optional
Control System* (230V AC and 24V DC UPS)	15 min	Up to 400 min**
Internal Lights (230V AC UPS)	30 min	60 min***
Optional SCADA Power Plant Controller (24V DC UPS)	N/A	48 hours****

Table 3-8: UPS data

**The control system includes: the turbine controller (VMP6000), HV switchgear functions, and remote control system.*

***Requires upgrade of the 230V UPS for control system with extra batteries.*

****Requires upgrade of the 230V UPS for internal light with extra batteries.*

*****Requires upgrade of the 24V DC UPS with extra batteries.*

NOTE For alternative backup times, consult Vestas.

4 Turbine Protection Systems

4.1 Braking Concept

The main brake on the turbine is aerodynamic. Stopping the turbine is done by full feathering the three blades (individually turning each blade). Each blade has a hydraulic accumulator to supply power for turning the blade.

In addition, there is a mechanical disc brake on the high-speed shaft of the gearbox with a dedicated hydraulic system. The mechanical brake is only used as a parking brake and when activating the emergency stop push buttons.

4.2 Short Circuit Protections

Breakers	Breaker for Aux. Power. T4L 250A TMD 4P 690 V	Breaker for Converter Modules T7M1200L PR332/P LSIG 1000 A 3P 690 V
Breaking Capacity, I _{cu} , I _{cs}	70 kA@690 V	50 kA @690 V
Making Capacity, I _{cm}	154 kA@690 V	105 kA @690 V

Table 4-1: Short circuit protection data

4.3 Overspeed Protection

The generator rpm and the main shaft rpm are registered by inductive sensors and calculated by the wind turbine controller to protect against overspeed and rotating errors.

In addition, the turbine is equipped with a safety PLC, an independent computer module that measures the rotor rpm. In case of an overspeed situation, the safety PLC activates the emergency feathered position (full feathering) of the three blades independently of the turbine controller.

Overspeed Protection	
Sensors Type	Inductive
Trip Level	17.66 (rotor rpm)/2000 (generator RPM)

Table 4-3: Overspeed protection data

4.4 Arc Detection

The turbine is equipped with an Arc Detection system including multiple optical arc detection sensors placed in the HV transformer compartment and the grid interface cabinet. The Arc Detection system is connected to the turbine safety system ensuring immediate opening of the HV switchgear if an arc is detected.

4.5 Smoke Detection

The turbine is equipped with a Smoke Detection system including multiple smoke detection sensors placed in the nacelle (above the disc brake), in the transformer compartment, in main electrical cabinets in the nacelle and above the HV switchgear in the tower base. The Smoke Detection system is connected to the turbine safety system ensuring immediate opening of the HV switchgear if smoke is detected.

4.6 Lightning Protection of Blades, Nacelle, Hub and Tower

The Lightning Protection System (LPS) helps protect the wind turbine against the physical damage caused by lightning strikes. The LPS consists of five main parts:

- Lightning receptors.
- Down conducting system (a system to conduct the lightning current down through the wind turbine to help avoid or minimise damage to the LPS itself or other parts of the wind turbine).
- Protection against over-voltage and over-current.
- Shielding against magnetic and electrical fields.
- Earthing system.

Lightning Protection Design Parameters			Protection Level I
Current Peak Value	i_{max}	[kA]	200
Impulse Charge	$Q_{impulse}$	[C]	100
Long Duration Charge	Q_{long}	[C]	200
Total Charge	Q_{total}	[C]	300
Specific Energy	W/R	[MJ/Ω]	10
Average Steepness	di/dt	[kA/μs]	200

Table 4-4: Lightning protection design parameters

NOTE The Lightning Protection System is designed according to IEC standards (see 7 Approvals and Design Codes, p. 24).

4.7 EMC System

The turbine and related equipment fulfils the EU Electromagnetic Compatibility (EMC) legislation:

- DIRECTIVE 2004/108/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 15 December 2004 on the approximation of the laws of the Member States relating to electromagnetic compatibility and repealing Directive 89/336/EEC.

4.8 Earthing

The Vestas Earthing System consists of a number of individual earthing electrodes interconnected as one joint earthing system.

The Vestas Earthing System includes the TN-system and the Lightning Protection System for each wind turbine. It works as an earthing system for the medium voltage distribution system within the wind farm.

The Vestas Earthing System is adapted for the different types of turbine foundations. A separate set of documents describe the earthing system in detail, depending on the type of foundation.

In terms of lightning protection of the wind turbine, Vestas has no separate requirements for a certain minimum resistance to remote earth (measured in ohms) for this system. The earthing for the lightning protection system is based on the design and construction of the Vestas Earthing System.

A primary part of the Vestas Earthing System is the main earth bonding bar placed where all cables enter the wind turbine. All earthing electrodes are connected to this main earth bonding bar. Additionally, equipotential connections are made to all cables entering or leaving the wind turbine.

Requirements in the Vestas Earthing System specifications and work descriptions are minimum requirements from Vestas and IEC. Local and national requirements, as well as project requirements, may require additional measures.

4.9 Corrosion Protection

Classification of corrosion protection is according to ISO 12944-2.

Corrosion Protection	External Areas	Internal Areas
Nacelle	C5-M	C3
Hub	C5-M	C3
Tower	C5-I	C3

Table 4-5: Corrosion protection data for nacelle, hub and tower

5 Safety

The safety specifications in this section provide limited general information about the safety features of the turbine and are not a substitute for Buyer and its agents taking all appropriate safety precautions, including but not limited to (a) complying with all applicable safety, operation, maintenance, and service agreements, instructions, and requirements, (b) complying with all safety-related laws, regulations, and ordinances, and (c) conducting all appropriate safety training and education.

5.1 Access

Access to the turbine from the outside is through the bottom of the tower. The door is equipped with a lock. Access to the top platform in the tower is by a

ladder or service lift. Access to the nacelle from the top platform is by ladder. Access to the transformer room in the nacelle is controlled with a lock. Unauthorised access to electrical switchboards and power panels in the turbine is prohibited according to IEC 60204-1 2006.

5.2 Escape

In addition to the normal access routes, alternative escape routes from the nacelle are through the crane hatch, from the spinner by opening the nose cone, or from the roof of the nacelle. Rescue equipment is placed in the nacelle.

The hatch in the roof can be opened from both the inside and outside.

Escape from the service lift is by ladder.

An emergency response plan, placed in the turbine, describes evacuation and escape routes.

5.3 Rooms/Working Areas

The tower and nacelle are equipped with power sockets for electrical tools for service and maintenance of the turbine.

5.4 Floors, Platforms, Standing and Working Places

All floors have anti-slip surfaces.

There is one floor per tower section.

Rest platforms are provided at intervals of 9 metres along the tower ladder between platforms.

Foot supports are placed in the turbine for maintenance and service purposes.

5.5 Service Lift

The V112-3.0 MW turbine is delivered optionally with a service lift installed.

5.6 Climbing Facilities

A ladder with a fall arrest system (rigid rail) is mounted through the tower.

There are anchor points in the tower, nacelle and hub, and on the roof for attaching fall arrest equipment (full body harness).

Over the crane hatch there is an anchor point for the emergency descent equipment.

Anchor points are coloured yellow and are calculated and tested to 22.2 kN.

5.7 Moving Parts, Guards and Blocking Devices

All moving parts in the nacelle are shielded.

The turbine is equipped with a rotor lock to block the rotor and drive train.

Blocking the pitch of the cylinder can be done with mechanical tools in the hub.

5.8 Lights

The turbine is equipped with lights in the tower, nacelle, transformer room and hub.

There is emergency light in case of the loss of electrical power.

5.9 Emergency Stop

There are emergency stop push buttons in the nacelle, hub and bottom of the tower.

5.10 Power Disconnection

The turbine is equipped with breakers to allow for disconnection from all power sources during inspection or maintenance. The switches are marked with signs and are located in the nacelle and bottom of the tower.

5.11 Fire Protection/First Aid

A handheld 5-6 kg CO₂ fire extinguisher, first aid kit and fire blanket are required to be located in the nacelle during service and maintenance.

- A handheld 5-6 kg CO₂ fire extinguisher is required only during service and maintenance activities, unless a permanently mounted fire extinguisher located in the nacelle is mandatorily required by authorities.
- First aid kits are required only during service and maintenance activities.
- Fire blankets are required only during non-electrical hot work activities.

5.12 Warning Signs

Warning signs placed inside or on the turbine must be reviewed before operating or servicing the turbine.

5.13 Manuals and Warnings

The Vestas Corporate OH&S Manual and manuals for operation, maintenance and service of the turbine provide additional safety rules and information for operating, servicing or maintaining the turbine.

6 Environment

6.1 Chemicals

Chemicals used in the turbine are evaluated according to the Vestas Wind Systems A/S Environmental System certified according to ISO 14001:2004. The following chemicals are used in the turbine:

- Anti-freeze to help prevent the cooling system from freezing.
- Gear oil for lubricating the gearbox.
- Hydraulic oil to pitch the blades and operate the brake.
- Grease to lubricate bearings.
- Various cleaning agents and chemicals for maintenance of the turbine.

7 Approvals and Design Codes

7.1 Type Approvals

The standard turbine is type certified according to the certification standards listed below:

Certification	Wind Class	Hub Height
IEC61400-22	IEC IIA	84 m / 94 m
	IEC IIIA	119 m
DIBt 2012	WZ2, GKII, TKA	140 m
	WZ3, GKII, TKA	94 m /119 m

7.2 Design Codes – Structural Design

The turbine design has been developed and tested with regard to, but not limited to, the following main standards:

Design Codes	
Nacelle and Hub	IEC 61400-1 Edition 3 EN 50308
Tower	IEC 61400-1 Edition 3 Eurocode 3
Blades	DNV-OS-J102 IEC 1024-1 IEC 60721-2-4 IEC 61400 (Part 1, 12 and 23) IEC WT 01 IEC DEFU R25 ISO 2813 DS/EN ISO 12944-2
Gearbox	ISO 81400-4
Generator	IEC 60034
Transformer	IEC 60076-11, IEC 60076-16, CENELEC HD637 S1
Lightning Protection	IEC 62305-1: 2006 IEC 62305-3: 2006 IEC 62305-4: 2006 IEC 61400-24:2010
Rotating Electrical Machines	IEC 34
Safety of Machinery, Safety-related Parts of Control Systems	IEC 13849-1
Safety of Machinery – Electrical Equipment of Machines	IEC 60204-1

Table 7-1: Design codes

8 Colours

8.1 Nacelle Colour

Colour of Vestas Nacelles	
Standard Nacelle Colour	RAL 7035 (light grey)
Standard Logo	Vestas

Table 8-1: Colour, nacelle

8.2 Tower Colour

Colour of Vestas Tower Section		
	External:	Internal:
Standard Tower Colour	RAL 7035 (light grey)	RAL 9001 (cream white)

Table 8-2: Colour, tower

8.3 Blades Colour

Blades Colour	
Standard Blade Colour	RAL 7035 (light grey)
Tip-End Colour Variants	RAL 2009 (traffic orange), RAL 3020 (traffic red)
Gloss	< 30% DS/EN ISO 2813

Table 8-3: Colour, blades

9 Operational Envelope and Performance Guidelines

Actual climate and site conditions have many variables and should be considered in evaluating actual turbine performance. The design and operating parameters set forth in this section do not constitute warranties, guarantees, or representations as to turbine performance at actual sites.

9.1 Climate and Site Conditions

Values refer to hub height:

Extreme Design Parameters	
Wind Climate	IEC IIA
Ambient Temperature Interval (Standard Temperature Turbine)	-40° to +50°C
Extreme Wind Speed (10 Minute Average)	42.5 m/s
Survival Wind Speed (3 Second Gust)	59.5 m/s

Table 9-1: Extreme design parameters

Average Design Parameters	
Wind Climate	IEC IIA
Wind Speed	8.5 m/s
A-Factor	9.59 m/s
Form Factor, c	2.0

Average Design Parameters	
Wind Climate	IEC IIA
Turbulence Intensity According to IEC 61400-1, Including Wind Farm Turbulence (@15 m/s – 90% quartile)	18%
Wind Shear	0.20
Inflow Angle (vertical)	8°

Table 9-2: Average design parameters

9.1.1 Complex Terrain

Classification of complex terrain according to IEC 61400-1:2005 Chapter 11.2.

For sites classified as complex, appropriate measures are to be included in site assessment.

Positioning of each turbine must be verified via the Vestas Site Check programme.

9.1.2 Altitude

The turbine is designed for use at altitudes up to 1000 m above sea level as standard and optional up to 2000 m above sea level.

9.1.3 Wind Power Plant Layout

Turbine spacing is to be evaluated site-specifically. Spacing, in any case, must not be below two rotor diameters (2D).

NOTE As evaluation of climate and site conditions is complex, consult Vestas for every project. If conditions exceed the above parameters, Vestas must be consulted.

9.2 Operational Envelope – Temperature and Wind

Values refer to hub height and are determined by the sensors and control system of the turbine.

Operational Envelope – Temperature and Wind	
Ambient Temperature Interval (Standard Turbine)	-20° to +45°C
Ambient Temperature Interval (Low Temperature Turbine)	-30° to +45°C
Cut-In	3 m/s
Cut-Out (10 Minute Exponential Average)	25 m/s
Re-Cut In (10 Minute Exponential Average)	23 m/s

Table 9-3: Operational envelope – temperature and wind

NOTE At ambient temperatures above +40°C, the turbine will maintain derated production, within the component capacity as seen in figure 9-1 page 26. The wind turbine will stop producing power at ambient temperatures above 45°C. For the Low temperature options of the wind turbine, consult ‘Vestas’.

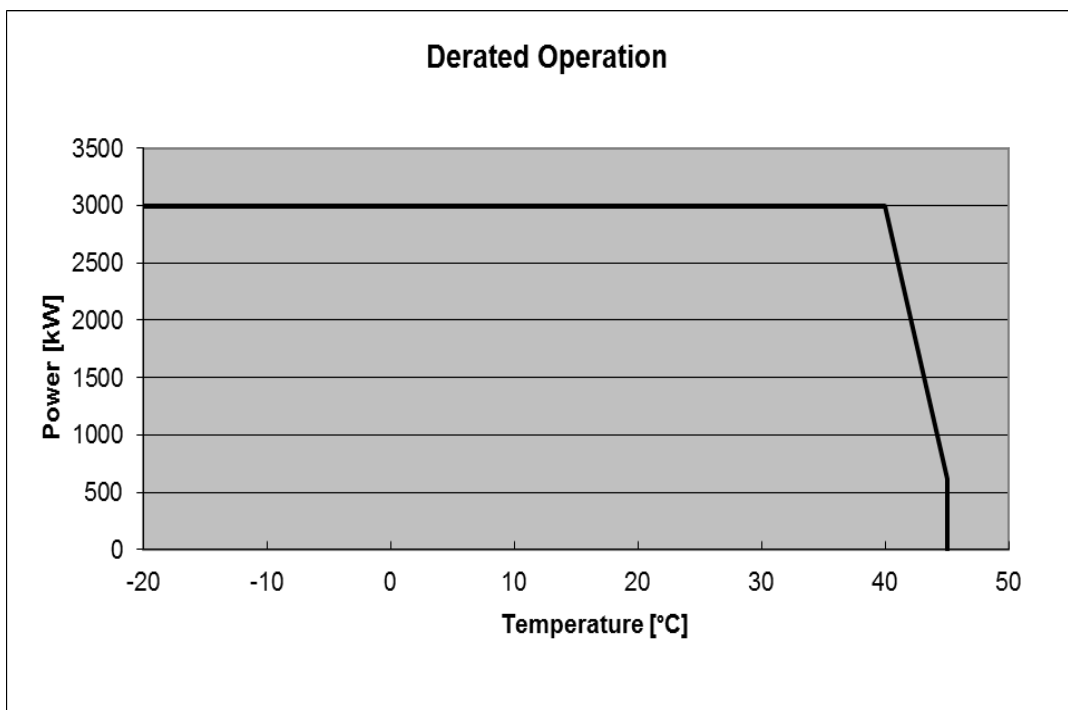


Figure 9-1: Derated Operation

9.3 Operational Envelope – Grid Connection

Operational Envelope – Grid Connection		
Nominal Phase Voltage	[U _{NP}]	650 V
Nominal Frequency	[f _N]	50/60 Hz
Maximum Frequency Gradient	±4 Hz/sec.	
Maximum Negative Sequence Voltage	3% (connection) 2% (operation)	
Minimum Required Short Circuit Ratio at Turbine HV Connection	5.0	
Maximum Short Circuit Current Contribution	1.05 p.u. (continuous) 1.45 p.u. (peak)	

Table 9-4: Operational envelope – grid connection

The generator and the converter will be disconnected if*:

Protection Settings	
Voltage Above 110%** of Nominal for 3600 Seconds	715 V
Voltage Above 121% of Nominal for 2 Seconds	787 V
Voltage Above 136% of Nominal for 0.150 Seconds	884 V
Voltage Below 90%** of Nominal for 60 Seconds	585 V
Voltage Below 80% of Nominal for 10 Seconds	520 V
Frequency is Above 106% of Nominal for 0.2 Seconds	53/63.6 Hz
Frequency is Below 94% of Nominal for 0.2 Seconds	47/56.4 Hz

Table 9-5: Generator and converter disconnecting values

NOTE * Over the turbine lifetime, grid drop-outs are to occur at an average of no more than 50 times a year.

** The turbine may be configured for continuous operation @ +/- 13 % voltage. Reactive power capability is limited for these widened settings (See section 9.4)

9.4 Operational Envelope – Reactive Power Capability

The turbine has a reactive power capability as illustrated:

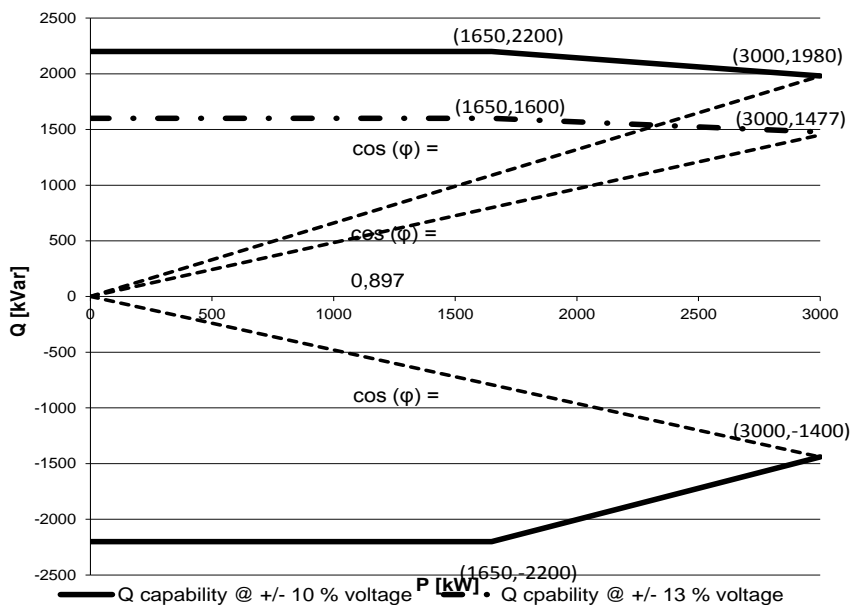


Figure 9-2: Reactive power capability

Reactive power capability at full load on high voltage side of the HV transformer is approximately $\cos\phi = 0.87/0.86$ capacitive/inductive @ +/- 10 % voltage and 0.93/0.86 capacitive/inductive @ +/- 13 % voltage.

Reactive power is produced by the full-scale converter. Traditional capacitors are, therefore, not used in the turbine.

The turbine is able to maintain the reactive power capability at low wind with no active power production.

9.5 Performance – Fault Ride Through

The turbine is equipped with a full-scale converter to gain better control of the wind turbine during grid faults. The turbine control system continues to run during grid faults.

The turbine is designed to stay connected during grid disturbances within the voltage tolerance curve as illustrated:

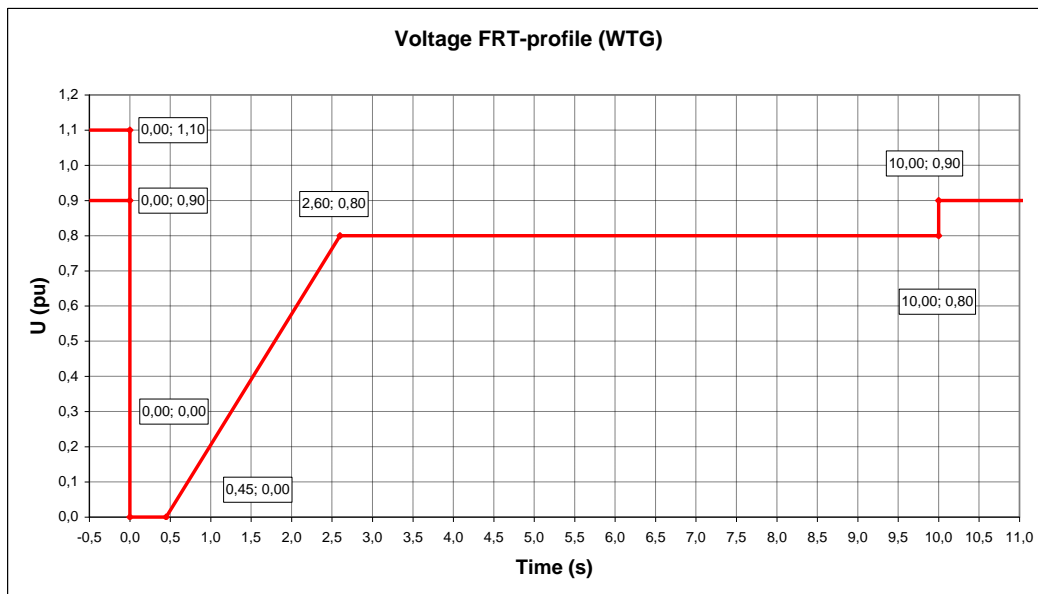


Figure 9-3: Low voltage tolerance curve for symmetrical and asymmetrical faults, where U represents voltage as measured on the grid

For grid disturbances outside the protection curve in Figure 9-3, the turbine will be disconnected from the grid.

Power Recovery Time	
Power Recovery to 90% of Pre-Fault Level	Maximum 0.1 seconds

Table 9-6: Power recovery time

9.6 Performance – Reactive Current Contribution

The reactive current contribution depends on whether the fault applied to the turbine is symmetrical or asymmetrical.

9.6.1 Symmetrical Reactive Current Contribution

During symmetrical voltage dips, the wind farm will inject reactive current to support the grid voltage. The reactive current injected is a function of the measured grid voltage.

The default value gives a reactive current part of 1 pu of the rated active current at the high voltage side of the HV transformer. Figure 9-, indicates the reactive current contribution as a function of the voltage. The reactive current contribution is independent from the actual wind conditions and pre-fault power level.

As seen in Figure 9-, the default current injection slope is 2% reactive current increase per 1% voltage decrease. The slope can be parameterized between 0 and 10 to adapt to site specific requirements.

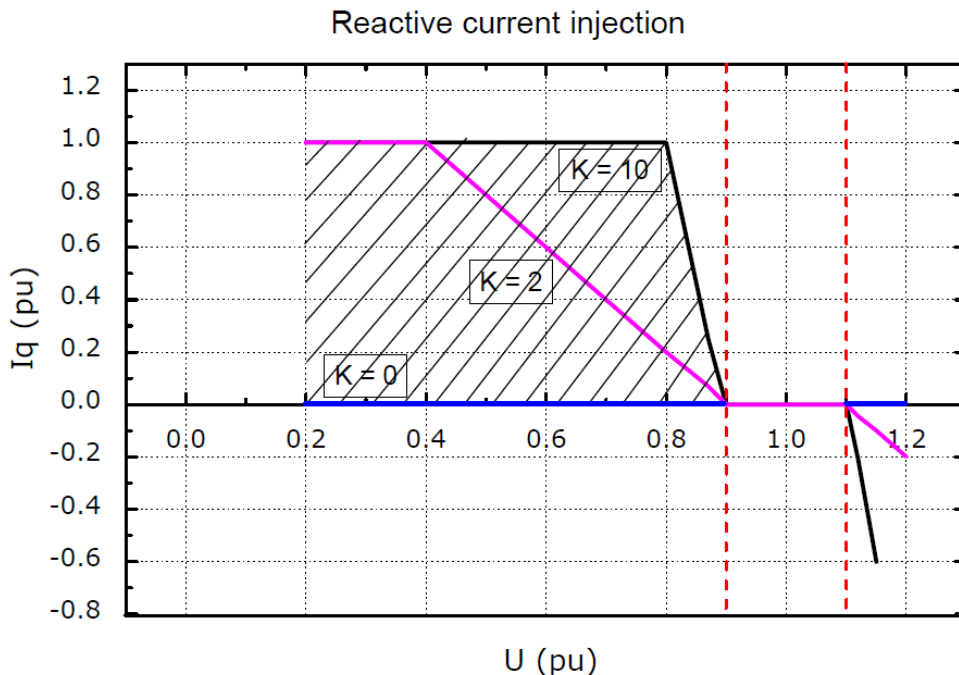


Figure 9-4: Reactive current injection

9.6.2 Asymmetrical Reactive Current Contribution

The injected current is based on the measured positive sequence voltage and the used K-factor. During asymmetrical voltage dips, the reactive current injection is limited to approximate 0.4 pu to limit the potential voltage increase on the healthy phases.

9.7 Performance – Multiple Voltage Dips

The turbine is designed to handle re-closure events and multiple voltage dips within a short period of time due to the fact that voltage dips are not evenly distributed during the year. For example, the turbine is designed to handle 10 voltage dips of duration of 200 ms, down to 20% voltage, within 30 minutes.

9.8 Performance – Active and Reactive Power Control

The turbine is designed for control of active and reactive power via the VestasOnline® SCADA system.

Maximum Ramp Rates for External Control	
Active Power	0.1 pu/sec (330 kW/sec)
Reactive Power	20 pu/sec (66 MVar/sec)

Table 9-7: Active/reactive power ramp rates

To support grid stability the turbine is capable to stay connected to the grid at active power references down to 10 % of nominal power for the turbine. For active power references below 10 % the turbine may disconnect from the grid.

9.9 Performance – Voltage Control

The turbine is designed for integration with VestasOnline® voltage control by utilising the turbine reactive power capability.

9.10 Performance – Frequency Control

The turbine can be configured to perform frequency control by decreasing the output power as a linear function of the grid frequency (over frequency).

Dead band and slope for the frequency control function are configurable.

9.11 Main Contributors to Own Consumption

The consumption of electrical power by the wind turbine is defined as the power used by the wind turbine when it is not providing energy to the grid. This is defined in the control system as Production Generator 0 (zero). The following components have the largest influence on the own consumption of the wind turbine (the average own consumption depends on the actual conditions, the climate, the wind turbine output, the cut-off hours, etc.):

Main contributors to Own Consumption	
Hydraulic Motor	2 x 15 kW (master/slave)
Yaw Motors	Maximum 18 kW in total
Water Heating	10 kW
Water Pumps	2.2 + 5.5 kW
Oil Heating	7.9 kW
Oil Pump for Gearbox Lubrication	10 kW
Controller Including Heating Elements for the Hydraulics and all Controllers	Approximately 3 kW
HV Transformer No-load Loss	See section 3.3 HV Transformer, p. 13

Table 9-8: Main contributors to own consumption data

9.12 Operational Envelope – Conditions for Power Curve and Ct Values (at Hub Height)

Consult section 12 Appendices, p. 38 for power curves and C_t values.

Conditions for Power Curve and C_t Values (at Hub Height)	
Wind Shear	0.00-0.30 (10 minute average)
Turbulence Intensity	6-12% (10 minute average)
Blades	Clean

Conditions for Power Curve and C_t Values (at Hub Height)	
Rain	No
Ice/Snow on Blades	No
Leading Edge	No damage
Terrain	IEC 61400-12-1
Inflow Angle (Vertical)	0 \pm 2°
Grid Frequency	Nominal Frequency \pm 0.5 Hz

Table 9-9: Conditions for power curve and C_t values

9.13 Noise Modes

The noise modes listed in Table 9-10, below are available for the V112-3.0 MW turbine.

Available Noise Modes for V112-3.0 MW		
Mode No.	Maximum Noise Level	Standard/Option
0	106.5 dB	Standard
	104.5 dB	Option
2	104.5 dB	Standard
	103.2 dB	Option
3	102.5 dB	Standard
	101.3 dB	Option
4	101.0 dB	Standard
	99.8 dB	Option
5	104.0 dB	Standard
	103.2 dB	Option
8	100.0 dB	Standard
	97.6 dB	Option

Table 9-10: Available noise modes

NOTE All optional noise reduced operational modes requires special blade configuration with serrated trailing edge.

The noise modes are available for the hub heights listed in table tower structure data in section 2.14 Towers, p. 10, except for noise mode 4 with is not available for hub height 119 m (DIBt).

For further details on Noise Modes, see section 12 Appendices, p. 38, or contact Vestas Wind Systems A/S

10 Drawings

10.1 Structural Design – Illustration of Outer Dimensions

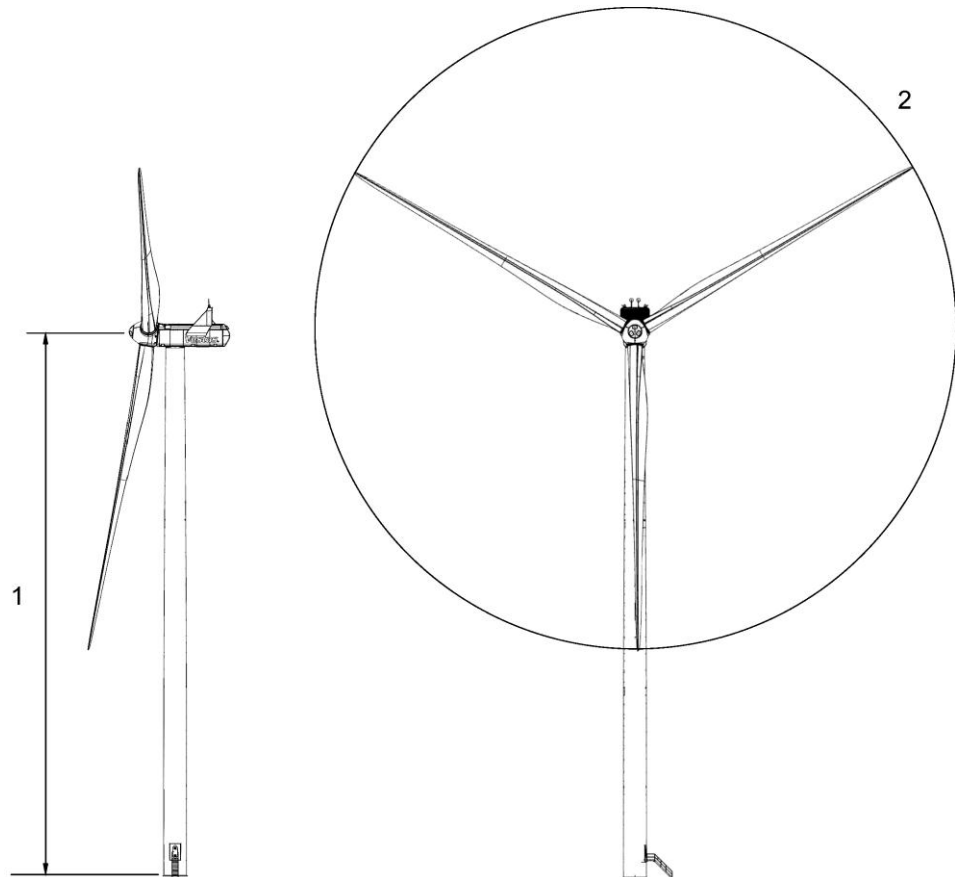


Figure 10-1: Illustration of outer dimensions – structure

1 Hub height 84/94/119/140 m

2 Diameter: 112 m

10.2 Structural Design – Side View Drawing



Figure 10-2: Side-view drawing

11 General Reservations, Notes and Disclaimers

- © 2013 Vestas Wind Systems A/S. This document is created by Vestas Wind Systems A/S and/or its affiliates and contains copyrighted material, trademarks, and other proprietary information. All rights reserved. No part of the document may be reproduced or copied in any form or by any means – such as graphic, electronic, or mechanical, including photocopying, taping, or information storage and retrieval systems – without the prior written permission of Vestas Wind Systems A/S. The use of this document is prohibited unless specifically permitted by Vestas Wind Systems A/S. Trademarks, copyright or other notices may not be altered or removed from the document.
- The general specifications described in this document apply to the current version of the V112-3.0 MW wind turbine. Updated versions of the V112-3.0 MW wind turbine, which may be manufactured in the future, may differ from these general specifications. In the event that Vestas supplies an updated version of the V112-3.0 MW wind turbine, Vestas will provide an updated general specification applicable to the updated version.
- Vestas recommends that the grid be as close to nominal as possible with limited variation in frequency and voltage.
- A certain time allowance for turbine warm-up must be expected following grid dropout and/or periods of very low ambient temperature.
- All listed start/stop parameters (e. g. wind speeds and temperatures) are equipped with hysteresis control. This can, in certain borderline situations, result in turbine stops even though the ambient conditions are within the listed operation parameters.

- The earthing system must comply with the minimum requirements from Vestas, and be in accordance with local and national requirements and codes of standards.
- This document, General Specification, is not an offer for sale, and does not contain any guarantee, warranty and/or verification of the power curve and noise (including, without limitation, the power curve and noise verification method). Any guarantee, warranty and/or verification of the power curve and noise (including, without limitation, the power curve and noise verification method) must be agreed to separately in writing.

12 Appendices

12.1 Mode 0

12.1.1 Power Curves, Noise Mode 0

Wind	1.225	0.95	0.975	1.0	1.025	1.05	1.075	1.1	1.125	1.15	1.175	1.2	1.25	1.275
3.0	22	8	9	10	11	12	14	15	16	17	19	20	23	25
3.5	73	44	47	50	52	55	57	60	62	65	68	70	75	78
4.0	134	93	97	100	104	108	112	116	119	123	127	131	138	142
4.5	209	151	156	161	167	172	177	183	188	193	198	204	214	220
5.0	302	222	229	237	244	251	258	266	273	280	287	295	309	316
5.5	415	309	318	328	338	347	357	367	376	386	396	405	425	434
6.0	552	414	427	440	452	465	477	490	502	515	527	540	565	577
6.5	714	540	556	572	587	603	619	635	651	667	683	699	730	746
7.0	906	688	708	728	748	767	787	807	827	847	866	886	925	945
7.5	1123	857	881	905	930	954	978	1002	1027	1051	1075	1099	1147	1171
8.0	1370	1049	1078	1107	1137	1166	1195	1225	1254	1283	1312	1341	1399	1428
8.5	1647	1264	1299	1334	1369	1404	1439	1474	1509	1544	1578	1613	1681	1716
9.0	1948	1501	1542	1583	1624	1665	1705	1746	1787	1827	1868	1908	1988	2028
9.5	2262	1752	1800	1847	1894	1941	1988	2034	2081	2127	2172	2217	2306	2350
10.0	2562	2014	2067	2120	2173	2226	2276	2327	2377	2427	2472	2517	2600	2640
10.5	2785	2268	2325	2381	2438	2495	2541	2588	2635	2682	2716	2750	2812	2839
11.0	2915	2491	2543	2596	2648	2701	2737	2774	2811	2848	2870	2893	2930	2944
11.5	2975	2676	2719	2762	2806	2850	2873	2896	2919	2942	2953	2964	2980	2986
12.0	2994	2812	2842	2872	2902	2933	2945	2957	2969	2981	2985	2990	2995	2997
12.5	2999	2900	2918	2936	2954	2973	2978	2983	2989	2994	2996	2997	2999	3000
13.0	3000	2950	2960	2970	2980	2989	2992	2994	2996	2998	2999	2999	3000	3000
13.5	3000	2971	2977	2983	2988	2994	2996	2997	2998	3000	3000	3000	3000	3000
14.0	3000	2986	2989	2992	2995	2998	2999	2999	3000	3000	3000	3000	3000	3000
14.5	3000	2993	2995	2996	2998	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
15.0	3000	2997	2997	2998	2999	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
15.5	3000	2998	2998	2999	2999	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
16.0	3000	2999	2999	2999	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
16.5	3000	2999	2999	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
17.0	3000	2999	2999	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
17.5	3000	2999	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
18.0	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
18.5	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
19.0	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
19.5	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
20.0	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
20.5	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
21.0	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
21.5	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
22.0	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
22.5	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
23.0	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
23.5	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
24.0	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
24.5	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
25.0	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000

Table 12-1: Power curve, noise mode 0

12.1.2 C_t Values, Noise Mode 0

Air density kg/m ³														
Wind speed [m/s]	1.225	0.950	0.975	1.0	1.025	1.05	1.075	1.1	1.125	1.15	1.175	1.2	1.25	1.275
3.0	0.904	0.908	0.908	0.907	0.907	0.907	0.906	0.906	0.906	0.905	0.905	0.904	0.904	0.903
3.5	0.857	0.860	0.860	0.860	0.859	0.859	0.859	0.858	0.858	0.858	0.858	0.857	0.857	0.856
4.0	0.828	0.831	0.831	0.830	0.830	0.830	0.830	0.829	0.829	0.829	0.829	0.828	0.828	0.828
4.5	0.819	0.822	0.822	0.822	0.821	0.821	0.821	0.820	0.820	0.820	0.819	0.819	0.818	0.818
5.0	0.814	0.818	0.818	0.818	0.817	0.817	0.816	0.816	0.815	0.815	0.815	0.814	0.814	0.814
5.5	0.812	0.817	0.817	0.816	0.816	0.815	0.815	0.815	0.814	0.814	0.813	0.813	0.812	0.811
6.0	0.807	0.814	0.813	0.812	0.812	0.811	0.811	0.810	0.810	0.809	0.808	0.808	0.807	0.806
6.5	0.802	0.809	0.809	0.808	0.807	0.807	0.806	0.805	0.805	0.804	0.803	0.802	0.801	0.800
7.0	0.795	0.804	0.803	0.803	0.802	0.801	0.800	0.799	0.798	0.797	0.797	0.796	0.794	0.793
7.5	0.788	0.799	0.798	0.797	0.796	0.795	0.794	0.793	0.792	0.791	0.790	0.789	0.787	0.786
8.0	0.781	0.794	0.793	0.792	0.791	0.789	0.788	0.787	0.786	0.785	0.784	0.782	0.780	0.779
8.5	0.773	0.787	0.786	0.785	0.783	0.782	0.781	0.780	0.778	0.777	0.776	0.775	0.772	0.771
9.0	0.762	0.777	0.775	0.774	0.773	0.772	0.770	0.769	0.768	0.766	0.765	0.763	0.761	0.759
9.5	0.742	0.760	0.759	0.758	0.756	0.755	0.753	0.752	0.750	0.749	0.747	0.745	0.740	0.737
10.0	0.701	0.734	0.733	0.731	0.730	0.728	0.725	0.722	0.720	0.717	0.712	0.707	0.694	0.687
10.5	0.630	0.694	0.691	0.689	0.686	0.683	0.677	0.671	0.665	0.659	0.649	0.640	0.620	0.609
11.0	0.546	0.638	0.633	0.627	0.622	0.616	0.607	0.598	0.589	0.580	0.569	0.558	0.534	0.522
11.5	0.466	0.577	0.569	0.561	0.553	0.545	0.534	0.523	0.512	0.501	0.489	0.477	0.455	0.443
12.0	0.398	0.514	0.504	0.494	0.484	0.474	0.463	0.452	0.440	0.429	0.419	0.408	0.388	0.379
12.5	0.344	0.454	0.443	0.432	0.422	0.411	0.401	0.391	0.380	0.370	0.361	0.352	0.336	0.328
13.0	0.300	0.399	0.389	0.379	0.368	0.358	0.349	0.340	0.332	0.323	0.315	0.308	0.294	0.287
13.5	0.266	0.353	0.344	0.335	0.325	0.316	0.309	0.301	0.293	0.286	0.279	0.273	0.261	0.255
14.0	0.236	0.312	0.304	0.296	0.288	0.280	0.273	0.267	0.260	0.253	0.248	0.242	0.232	0.227
14.5	0.211	0.278	0.271	0.264	0.256	0.249	0.243	0.238	0.232	0.226	0.221	0.216	0.207	0.203
15.0	0.189	0.247	0.241	0.235	0.229	0.222	0.217	0.212	0.207	0.202	0.198	0.193	0.185	0.182
15.5	0.171	0.223	0.217	0.212	0.206	0.200	0.196	0.191	0.187	0.182	0.179	0.175	0.168	0.164
16.0	0.155	0.201	0.196	0.191	0.186	0.181	0.177	0.173	0.169	0.165	0.162	0.159	0.152	0.149
16.5	0.142	0.183	0.178	0.174	0.169	0.165	0.161	0.158	0.154	0.151	0.148	0.145	0.139	0.136
17.0	0.129	0.167	0.163	0.159	0.155	0.151	0.147	0.144	0.141	0.138	0.135	0.132	0.127	0.125
17.5	0.119	0.153	0.149	0.145	0.142	0.138	0.135	0.132	0.129	0.126	0.124	0.121	0.117	0.115
18.0	0.110	0.140	0.137	0.134	0.130	0.127	0.124	0.122	0.119	0.116	0.114	0.112	0.108	0.106
18.5	0.101	0.129	0.126	0.123	0.120	0.117	0.115	0.112	0.110	0.107	0.105	0.103	0.099	0.098
19.0	0.093	0.119	0.116	0.113	0.110	0.108	0.105	0.103	0.101	0.099	0.097	0.095	0.091	0.090
19.5	0.086	0.110	0.107	0.105	0.102	0.100	0.098	0.096	0.094	0.092	0.090	0.088	0.085	0.083
20.0	0.080	0.102	0.100	0.097	0.095	0.093	0.091	0.089	0.087	0.085	0.084	0.082	0.079	0.078
20.5	0.075	0.095	0.093	0.091	0.088	0.086	0.085	0.083	0.081	0.079	0.078	0.077	0.074	0.072
21.0	0.070	0.089	0.087	0.085	0.083	0.081	0.079	0.077	0.076	0.074	0.073	0.072	0.069	0.068
21.5	0.066	0.083	0.082	0.080	0.078	0.076	0.075	0.073	0.072	0.070	0.069	0.068	0.065	0.064
22.0	0.062	0.078	0.076	0.075	0.073	0.071	0.070	0.068	0.067	0.066	0.065	0.063	0.061	0.060
22.5	0.058	0.073	0.072	0.070	0.068	0.067	0.066	0.064	0.063	0.062	0.061	0.060	0.057	0.056
23.0	0.055	0.069	0.067	0.066	0.064	0.063	0.061	0.060	0.059	0.058	0.057	0.056	0.054	0.053
23.5	0.052	0.064	0.063	0.062	0.060	0.059	0.058	0.057	0.056	0.054	0.054	0.053	0.051	0.050
24.0	0.049	0.061	0.060	0.058	0.057	0.056	0.055	0.054	0.053	0.051	0.051	0.050	0.048	0.047
24.5	0.046	0.057	0.056	0.055	0.054	0.053	0.052	0.051	0.050	0.049	0.048	0.047	0.045	0.045
25.0	0.044	0.054	0.053	0.052	0.051	0.050	0.049	0.048	0.047	0.046	0.045	0.044	0.043	0.042

Table 12-2: C_t values, noise mode 0

12.1.3 Noise Curves, Noise Mode 0

Sound Power Level at Hub Height, Noise Mode 0		
Conditions for Sound Power Level:	Measurement standard IEC 61400-11 ed. 3 Maximum turbulence at 10 metre height: 16% Inflow angle (vertical): 0 ±2° Air density: 1.225 kg/m ³	
Wind speed at hub height [m/s]	Sound Power Level at Hub Height [dBA] (Blades without optional serrated trailing edge)	Sound Power Level at Hub Height [dBA] (Blades with optional serrated trailing edge)
3	86.0	84.5
4	87.7	86.2
5	92.5	91.1
6	96.9	95.5
7	100.7	99.2
8	103.8	102.3
9	105.7	104.0
10	106.5	104.5
11	106.5	104.5
12	106.5	104.5
13	106.5	104.5
14	106.5	104.5
15	106.5	104.5
16	106.5	104.5
17	106.5	104.5
18	106.5	104.5
19	106.5	104.5
20	106.5	104.5

Table 12-3: Noise curves, noise mode 0

12.2 Mode 2

12.2.1 Power Curves, Noise Mode 2

Air density [kg/m ³]														
Wind speed [m/s]	1.225	0.95	0.975	1.0	1.025	1.05	1.075	1.1	1.125	1.15	1.175	1.2	1.25	1.275
3.0	23	8	10	11	12	13	14	16	17	19	20	22	25	26
3.5	74	45	48	50	53	56	58	61	63	66	68	71	76	79
4.0	135	93	97	101	104	108	112	116	119	123	127	131	138	142
4.5	209	151	156	161	167	172	177	182	188	193	198	204	214	219
5.0	302	222	229	237	244	251	258	266	273	280	287	295	309	316
5.5	415	309	318	328	338	347	357	367	376	386	396	405	425	434
6.0	552	414	427	439	452	464	477	490	502	515	527	540	565	577
6.5	714	539	555	571	587	603	619	635	651	667	682	698	730	746
7.0	905	687	707	727	747	767	786	806	826	846	865	885	924	944
7.5	1120	855	879	903	928	952	976	1000	1024	1048	1072	1096	1144	1168
8.0	1362	1043	1072	1101	1130	1159	1188	1217	1246	1275	1304	1333	1390	1419
8.5	1626	1250	1284	1319	1353	1387	1422	1456	1490	1524	1558	1592	1659	1693
9.0	1906	1472	1512	1552	1592	1632	1671	1711	1750	1790	1828	1867	1945	1984
9.5	2191	1700	1745	1790	1835	1881	1925	1970	2015	2059	2103	2147	2233	2276
10.0	2460	1920	1971	2021	2071	2121	2170	2219	2269	2318	2365	2412	2505	2549
10.5	2678	2114	2168	2223	2277	2331	2383	2435	2487	2540	2586	2632	2717	2755
11.0	2817	2271	2328	2384	2441	2497	2547	2598	2648	2698	2738	2777	2847	2876
11.5	2906	2412	2469	2525	2582	2638	2683	2727	2772	2816	2846	2876	2925	2945
12.0	2950	2542	2594	2646	2697	2749	2785	2820	2856	2892	2912	2931	2961	2971
12.5	2975	2668	2712	2756	2801	2845	2869	2894	2918	2943	2954	2964	2981	2987
13.0	2991	2784	2817	2850	2884	2917	2931	2945	2960	2974	2980	2985	2993	2996
13.5	2996	2868	2889	2910	2931	2952	2960	2969	2978	2986	2990	2993	2997	2998
14.0	2998	2925	2938	2951	2964	2978	2982	2986	2990	2995	2996	2997	2999	3000
14.5	3000	2961	2968	2976	2983	2990	2992	2994	2996	2998	2999	2999	3000	3000
15.0	3000	2982	2985	2989	2992	2996	2997	2998	2998	2999	2999	3000	3000	3000
15.5	3000	2992	2993	2995	2997	2998	2999	2999	2999	3000	3000	3000	3000	3000
16.0	3000	2996	2997	2998	2999	2999	2999	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
16.5	3000	2999	2999	2999	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
17.0	3000	2999	2999	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
17.5	3000	2999	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
18.0	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
18.5	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
19.0	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
19.5	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
20.0	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
20.5	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
21.0	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
21.5	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
22.0	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
22.5	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
23.0	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
23.5	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
24.0	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
24.5	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
25.0	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000

Table 12-4: Power curve, noise mode 2

12.2.2 C_t Values, Noise Mode 2

Wind speed [m/s]	Air density kg/m ³													
	1.225	0.950	0.975	1.0	1.025	1.05	1.075	1.1	1.125	1.15	1.175	1.2	1.25	1.275
3.0	0.900	0.903	0.903	0.903	0.902	0.902	0.902	0.901	0.901	0.901	0.900	0.900	0.899	0.899
3.5	0.852	0.855	0.855	0.854	0.854	0.854	0.854	0.853	0.853	0.853	0.852	0.852	0.852	0.851
4.0	0.826	0.829	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.827	0.827	0.827	0.827	0.826	0.826	0.826
4.5	0.818	0.822	0.821	0.821	0.821	0.821	0.820	0.820	0.820	0.819	0.819	0.819	0.818	0.818
5.0	0.814	0.818	0.818	0.817	0.817	0.816	0.816	0.816	0.815	0.815	0.815	0.814	0.814	0.813
5.5	0.812	0.817	0.816	0.816	0.816	0.815	0.815	0.814	0.814	0.813	0.813	0.812	0.812	0.811
6.0	0.807	0.813	0.812	0.812	0.811	0.811	0.810	0.810	0.809	0.808	0.808	0.807	0.806	0.805
6.5	0.800	0.808	0.807	0.806	0.806	0.805	0.804	0.804	0.803	0.802	0.802	0.801	0.799	0.799
7.0	0.790	0.799	0.798	0.797	0.796	0.796	0.795	0.794	0.793	0.792	0.792	0.791	0.789	0.788
7.5	0.777	0.787	0.786	0.785	0.784	0.783	0.782	0.781	0.780	0.779	0.778	0.778	0.776	0.775
8.0	0.759	0.771	0.770	0.769	0.768	0.767	0.766	0.765	0.764	0.763	0.762	0.760	0.758	0.757
8.5	0.739	0.751	0.750	0.749	0.748	0.747	0.746	0.745	0.743	0.742	0.741	0.740	0.738	0.737
9.0	0.714	0.727	0.726	0.724	0.723	0.722	0.721	0.720	0.719	0.718	0.717	0.716	0.713	0.712
9.5	0.684	0.696	0.695	0.694	0.693	0.692	0.691	0.690	0.688	0.687	0.686	0.685	0.682	0.681
10.0	0.641	0.655	0.654	0.653	0.652	0.651	0.650	0.648	0.647	0.646	0.645	0.643	0.639	0.636
10.5	0.583	0.601	0.600	0.599	0.599	0.598	0.596	0.595	0.593	0.592	0.589	0.586	0.578	0.573
11.0	0.514	0.542	0.541	0.540	0.539	0.537	0.535	0.533	0.530	0.528	0.523	0.518	0.507	0.501
11.5	0.448	0.488	0.486	0.485	0.483	0.481	0.477	0.474	0.470	0.466	0.460	0.454	0.440	0.433
12.0	0.389	0.441	0.438	0.435	0.432	0.429	0.424	0.419	0.414	0.409	0.402	0.396	0.381	0.374
12.5	0.339	0.401	0.397	0.393	0.389	0.385	0.379	0.373	0.367	0.361	0.354	0.347	0.333	0.326
13.0	0.299	0.367	0.361	0.356	0.351	0.345	0.339	0.332	0.325	0.319	0.312	0.305	0.293	0.286
13.5	0.266	0.335	0.328	0.322	0.316	0.309	0.303	0.297	0.290	0.284	0.278	0.272	0.260	0.255
14.0	0.236	0.303	0.296	0.290	0.283	0.277	0.271	0.265	0.259	0.252	0.247	0.242	0.232	0.227
14.5	0.211	0.274	0.267	0.261	0.254	0.248	0.243	0.237	0.231	0.226	0.221	0.216	0.207	0.203
15.0	0.189	0.246	0.240	0.234	0.228	0.222	0.217	0.212	0.207	0.202	0.198	0.193	0.185	0.182
15.5	0.171	0.222	0.217	0.211	0.206	0.200	0.196	0.191	0.187	0.182	0.179	0.175	0.168	0.164
16.0	0.155	0.201	0.196	0.191	0.186	0.181	0.177	0.173	0.169	0.165	0.162	0.159	0.152	0.149
16.5	0.142	0.183	0.178	0.174	0.169	0.165	0.161	0.158	0.154	0.151	0.148	0.145	0.139	0.136
17.0	0.130	0.167	0.163	0.159	0.155	0.151	0.147	0.144	0.141	0.138	0.135	0.132	0.127	0.125
17.5	0.119	0.153	0.149	0.145	0.142	0.138	0.135	0.132	0.129	0.126	0.124	0.121	0.117	0.115
18.0	0.110	0.140	0.137	0.134	0.130	0.127	0.124	0.122	0.119	0.116	0.114	0.112	0.108	0.106
18.5	0.101	0.129	0.126	0.123	0.120	0.117	0.115	0.112	0.110	0.107	0.105	0.103	0.099	0.098
19.0	0.093	0.119	0.116	0.113	0.110	0.108	0.105	0.103	0.101	0.099	0.097	0.095	0.092	0.090
19.5	0.087	0.110	0.107	0.105	0.102	0.100	0.098	0.096	0.094	0.092	0.090	0.088	0.085	0.083
20.0	0.081	0.102	0.100	0.097	0.095	0.093	0.091	0.089	0.087	0.085	0.084	0.082	0.079	0.078
20.5	0.075	0.095	0.093	0.091	0.089	0.086	0.085	0.083	0.081	0.080	0.078	0.077	0.074	0.072
21.0	0.070	0.089	0.087	0.085	0.083	0.081	0.079	0.077	0.076	0.074	0.073	0.072	0.069	0.068
21.5	0.066	0.083	0.082	0.080	0.078	0.076	0.075	0.073	0.072	0.070	0.069	0.068	0.065	0.064
22.0	0.062	0.078	0.076	0.075	0.073	0.071	0.070	0.069	0.067	0.066	0.065	0.063	0.061	0.060
22.5	0.058	0.073	0.072	0.070	0.069	0.067	0.066	0.064	0.063	0.062	0.061	0.060	0.057	0.057
23.0	0.055	0.069	0.067	0.066	0.064	0.063	0.061	0.060	0.059	0.058	0.057	0.056	0.054	0.053
23.5	0.052	0.065	0.063	0.062	0.060	0.059	0.058	0.057	0.056	0.055	0.054	0.053	0.051	0.050
24.0	0.049	0.061	0.060	0.058	0.057	0.056	0.055	0.054	0.053	0.051	0.051	0.050	0.048	0.047
24.5	0.046	0.057	0.056	0.055	0.054	0.053	0.052	0.051	0.050	0.049	0.048	0.047	0.045	0.045
25.0	0.044	0.054	0.053	0.052	0.051	0.050	0.049	0.048	0.047	0.046	0.045	0.045	0.043	0.042

Table 12-5: C_t values, noise mode 2

12.2.3 Noise Curves, Noise Mode 2

Sound Power Level at Hub Height, Noise Mode 2		
Conditions for Sound Power Level:	Measurement standard IEC 61400-11 ed. 3 Maximum turbulence at 10 metre height: 16% Inflow angle (vertical): 0 ±2° Air density: 1.225 kg/m ³	
Wind speed at hub height [m/s]	Sound Power Level at Hub Height [dBA] (Blades without optional serrated trailing edge)	Sound Power Level at Hub Height [dBA] (Blades with optional serrated trailing edge)
3	91.6	84.5
4	92.3	86.1
5	94.6	90.9
6	97.6	95.3
7	100.5	98.9
8	102.7	101.4
9	104.0	102.7
10	104.5	103.2
11	104.5	103.2
12	104.5	103.2
13	104.5	103.2
14	104.5	103.2
15	104.5	103.2
16	104.5	103.2
17	104.5	103.2
18	104.5	103.2
19	104.5	103.2
20	104.5	103.2

Table 12.6: Noise curves, noise mode 2

12.3 Mode 3

12.3.1 Power Curves, Noise Mode 3

Wind speed [m/s]	Air density [kg/m ³]													
	1.225	0.95	0.975	1.0	1.025	1.05	1.075	1.1	1.125	1.15	1.175	1.2	1.25	1.275
3.0	23	8	10	11	12	13	14	16	17	19	20	22	25	26
3.5	74	45	48	50	53	56	58	61	63	66	68	71	76	79
4.0	135	93	97	101	104	108	112	116	119	123	127	131	138	142
4.5	209	151	156	161	167	172	177	182	188	193	198	204	214	219
5.0	302	222	229	237	244	251	258	266	273	280	287	295	309	316
5.5	415	309	318	328	338	347	357	367	376	386	396	405	425	434
6.0	552	414	427	439	452	464	477	490	502	515	527	540	565	577
6.5	714	539	555	571	587	603	619	635	651	666	682	698	730	745
7.0	903	686	706	726	746	765	785	805	824	844	864	883	923	942
7.5	1109	847	871	895	919	943	966	990	1014	1038	1061	1085	1132	1156
8.0	1330	1021	1049	1078	1106	1134	1162	1190	1218	1246	1274	1302	1358	1386
8.5	1564	1205	1238	1270	1303	1336	1369	1401	1434	1466	1499	1531	1595	1627
9.0	1794	1388	1425	1463	1500	1537	1574	1611	1648	1685	1721	1758	1830	1866
9.5	2014	1564	1606	1647	1689	1730	1771	1812	1852	1893	1934	1974	2054	2094
10.0	2219	1729	1775	1820	1865	1910	1955	1999	2043	2088	2131	2175	2261	2302
10.5	2415	1896	1945	1994	2043	2092	2139	2186	2234	2281	2326	2370	2457	2498
11.0	2593	2073	2125	2177	2229	2281	2328	2375	2423	2470	2511	2552	2628	2663
11.5	2746	2252	2306	2359	2413	2466	2511	2555	2600	2644	2678	2712	2771	2796
12.0	2854	2429	2481	2533	2585	2637	2674	2711	2748	2786	2808	2831	2868	2883
12.5	2920	2594	2639	2685	2731	2777	2803	2829	2856	2882	2895	2908	2927	2934
13.0	2960	2740	2775	2809	2844	2879	2895	2911	2926	2942	2948	2954	2963	2966
13.5	2982	2852	2873	2894	2916	2937	2946	2954	2963	2972	2975	2978	2983	2985
14.0	2992	2919	2932	2945	2957	2970	2974	2979	2983	2987	2989	2991	2993	2994
14.5	2997	2958	2965	2972	2979	2986	2988	2991	2993	2995	2996	2996	2997	2997
15.0	2999	2980	2984	2987	2991	2994	2995	2996	2997	2998	2998	2998	2999	2999
15.5	3000	2989	2991	2993	2996	2998	2998	2998	2999	2999	2999	2999	3000	3000
16.0	3000	2994	2995	2996	2997	2999	2999	2999	3000	3000	3000	3000	3000	3000
16.5	3000	2997	2998	2998	2999	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
17.0	3000	2998	2998	2999	2999	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
17.5	3000	2998	2998	2999	2999	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
18.0	3000	2998	2999	2999	2999	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
18.5	3000	2999	2999	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
19.0	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
19.5	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
20.0	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
20.5	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
21.0	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
21.5	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
22.0	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
22.5	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
23.0	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
23.5	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
24.0	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
24.5	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
25.0	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000

Table 12-7: Power curve, noise mode 3

12.3.2 C_t Values, Noise Mode 3

Wind speed [m/s]	Air density kg/m ³													
	1.225	0.950	0.975	1.0	1.025	1.05	1.075	1.1	1.125	1.15	1.175	1.2	1.25	1.275
3.0	0.900	0.903	0.903	0.903	0.902	0.902	0.902	0.901	0.901	0.901	0.900	0.900	0.899	0.899
3.5	0.852	0.855	0.855	0.854	0.854	0.854	0.854	0.853	0.853	0.853	0.852	0.852	0.852	0.851
4.0	0.826	0.829	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.827	0.827	0.827	0.827	0.826	0.826	0.826
4.5	0.818	0.822	0.821	0.821	0.821	0.821	0.820	0.820	0.820	0.819	0.819	0.819	0.818	0.818
5.0	0.814	0.818	0.818	0.817	0.817	0.816	0.816	0.816	0.815	0.815	0.815	0.814	0.814	0.813
5.5	0.812	0.817	0.816	0.816	0.816	0.815	0.815	0.814	0.814	0.813	0.813	0.812	0.812	0.811
6.0	0.807	0.813	0.812	0.812	0.811	0.811	0.810	0.810	0.809	0.809	0.808	0.807	0.806	0.806
6.5	0.801	0.809	0.808	0.808	0.807	0.806	0.805	0.805	0.804	0.804	0.803	0.802	0.801	0.800
7.0	0.788	0.796	0.795	0.795	0.794	0.793	0.792	0.792	0.791	0.790	0.789	0.788	0.787	0.786
7.5	0.756	0.765	0.764	0.763	0.763	0.762	0.761	0.760	0.759	0.759	0.758	0.757	0.755	0.754
8.0	0.717	0.726	0.725	0.725	0.724	0.723	0.722	0.721	0.720	0.720	0.719	0.718	0.716	0.715
8.5	0.678	0.687	0.686	0.686	0.685	0.684	0.683	0.682	0.681	0.681	0.680	0.679	0.677	0.676
9.0	0.636	0.645	0.644	0.643	0.642	0.642	0.641	0.640	0.639	0.638	0.638	0.637	0.635	0.634
9.5	0.591	0.599	0.599	0.598	0.597	0.596	0.596	0.595	0.594	0.593	0.593	0.592	0.590	0.589
10.0	0.543	0.551	0.550	0.550	0.549	0.548	0.548	0.547	0.546	0.546	0.545	0.544	0.542	0.541
10.5	0.500	0.509	0.509	0.508	0.508	0.507	0.506	0.505	0.504	0.504	0.502	0.501	0.498	0.495
11.0	0.458	0.477	0.476	0.475	0.474	0.474	0.472	0.470	0.468	0.467	0.464	0.461	0.454	0.450
11.5	0.417	0.449	0.447	0.446	0.444	0.443	0.440	0.437	0.434	0.431	0.426	0.422	0.412	0.406
12.0	0.375	0.422	0.420	0.417	0.415	0.412	0.408	0.403	0.398	0.394	0.387	0.381	0.368	0.362
12.5	0.334	0.395	0.391	0.387	0.383	0.379	0.373	0.367	0.360	0.354	0.348	0.341	0.327	0.320
13.0	0.296	0.366	0.361	0.355	0.349	0.344	0.337	0.330	0.323	0.317	0.310	0.303	0.290	0.283
13.5	0.264	0.337	0.330	0.323	0.317	0.310	0.303	0.296	0.290	0.283	0.277	0.271	0.259	0.253
14.0	0.236	0.305	0.298	0.291	0.284	0.277	0.271	0.265	0.258	0.252	0.247	0.241	0.231	0.226
14.5	0.211	0.275	0.268	0.262	0.255	0.248	0.243	0.237	0.231	0.226	0.221	0.216	0.207	0.202
15.0	0.189	0.247	0.240	0.234	0.228	0.222	0.217	0.212	0.207	0.202	0.197	0.193	0.185	0.181
15.5	0.171	0.222	0.217	0.211	0.206	0.200	0.196	0.191	0.187	0.182	0.178	0.175	0.167	0.164
16.0	0.155	0.201	0.196	0.191	0.186	0.181	0.177	0.173	0.169	0.165	0.162	0.158	0.152	0.149
16.5	0.141	0.183	0.178	0.174	0.169	0.165	0.161	0.158	0.154	0.150	0.147	0.144	0.139	0.136
17.0	0.129	0.167	0.163	0.159	0.155	0.151	0.147	0.144	0.141	0.138	0.135	0.132	0.127	0.124
17.5	0.119	0.153	0.149	0.145	0.142	0.138	0.135	0.132	0.129	0.126	0.124	0.121	0.117	0.114
18.0	0.109	0.140	0.137	0.134	0.130	0.127	0.124	0.122	0.119	0.116	0.114	0.112	0.107	0.105
18.5	0.101	0.129	0.126	0.123	0.120	0.117	0.115	0.112	0.110	0.107	0.105	0.103	0.099	0.097
19.0	0.093	0.119	0.116	0.113	0.110	0.108	0.105	0.103	0.101	0.099	0.097	0.095	0.091	0.090
19.5	0.086	0.110	0.107	0.105	0.102	0.100	0.098	0.096	0.094	0.092	0.090	0.088	0.085	0.083
20.0	0.080	0.102	0.100	0.097	0.095	0.093	0.091	0.089	0.087	0.085	0.084	0.082	0.079	0.077
20.5	0.075	0.095	0.093	0.091	0.088	0.086	0.085	0.083	0.081	0.079	0.078	0.076	0.074	0.072
21.0	0.070	0.089	0.087	0.085	0.083	0.081	0.079	0.077	0.076	0.074	0.073	0.071	0.069	0.068
21.5	0.066	0.083	0.082	0.080	0.078	0.076	0.074	0.073	0.071	0.070	0.069	0.067	0.065	0.064
22.0	0.062	0.078	0.076	0.075	0.073	0.071	0.070	0.068	0.067	0.066	0.064	0.063	0.061	0.060
22.5	0.058	0.073	0.072	0.070	0.068	0.067	0.066	0.064	0.063	0.062	0.060	0.059	0.057	0.056
23.0	0.055	0.068	0.067	0.065	0.064	0.062	0.061	0.060	0.059	0.058	0.057	0.056	0.054	0.053
23.5	0.051	0.064	0.063	0.062	0.060	0.059	0.058	0.057	0.055	0.054	0.053	0.052	0.051	0.050
24.0	0.049	0.061	0.059	0.058	0.057	0.056	0.054	0.053	0.052	0.051	0.050	0.050	0.048	0.047
24.5	0.046	0.057	0.056	0.055	0.054	0.052	0.051	0.050	0.049	0.048	0.048	0.047	0.045	0.044
25.0	0.044	0.054	0.053	0.052	0.051	0.050	0.049	0.048	0.047	0.046	0.045	0.044	0.043	0.042

Table 12-8: C_t values, noise mode 3

12.3.3 Noise Curves, Noise Mode 3

Sound Power Level at Hub Height, Noise Mode 3		
Conditions for Sound Power Level:	Measurement standard IEC 61400-11 ed. 3 Maximum turbulence at 10 metre height: 16% Inflow angle (vertical): 0 ±2° Air density: 1.225 kg/m ³	
Wind speed at hub height [m/s]	Sound Power Level at Hub Height [dBA] (Blades without optional serrated trailing edge)	Sound Power Level at Hub Height [dBA] (Blades with optional serrated trailing edge)
3	91.6	84.5
4	92.3	86.1
5	94.7	90.9
6	97.7	95.3
7	100.3	98.6
8	101.8	100.3
9	102.4	100.9
10	102.5	101.0
11	102.5	101.0
12	102.5	101.0
13	102.5	101.0
14	102.5	101.3
15	102.5	101.3
16	102.5	101.3
17	102.5	101.3
18	102.5	101.3
19	102.5	101.3
20	102.5	101.3

Table 12-9: Noise curves, noise mode 3

12.4 Mode 4

12.4.1 Power Curves, Noise Mode 4

Wind speed [m/s]	Air density [kg/m ³]													
	1.225	0.95	0.975	1.0	1.025	1.05	1.075	1.1	1.125	1.15	1.175	1.2	1.25	1.275
3.0	23	8	10	11	12	13	14	16	17	19	20	22	25	26
3.5	74	45	48	50	53	56	58	61	63	66	68	71	76	79
4.0	134	93	97	101	104	108	112	116	119	123	127	131	138	142
4.5	206	149	154	160	165	170	175	180	186	191	196	201	211	217
5.0	293	216	223	230	237	244	251	258	265	272	279	286	300	306
5.5	401	300	309	318	327	336	346	355	364	373	382	391	410	419
6.0	534	403	415	427	439	451	462	474	486	498	510	522	546	558
6.5	693	525	541	556	571	586	602	617	632	647	662	678	708	723
7.0	880	670	689	708	727	746	765	785	804	823	842	861	899	918
7.5	1085	830	853	876	900	923	946	969	992	1016	1039	1062	1108	1131
8.0	1299	998	1025	1053	1080	1108	1135	1162	1190	1217	1245	1272	1327	1354
8.5	1508	1161	1193	1224	1256	1288	1319	1351	1383	1414	1445	1477	1539	1570
9.0	1700	1313	1349	1384	1420	1455	1490	1525	1560	1595	1630	1665	1734	1768
9.5	1878	1456	1495	1534	1573	1612	1650	1688	1727	1765	1803	1840	1916	1953
10.0	2044	1590	1632	1674	1715	1757	1799	1840	1881	1922	1963	2003	2084	2124
10.5	2201	1717	1762	1807	1852	1896	1940	1984	2028	2072	2115	2158	2242	2283
11.0	2350	1850	1898	1945	1993	2040	2086	2131	2177	2222	2265	2307	2389	2428
11.5	2496	1994	2044	2094	2145	2195	2240	2285	2330	2376	2416	2456	2530	2565
12.0	2630	2160	2210	2260	2311	2361	2404	2446	2489	2532	2564	2597	2654	2679
12.5	2744	2340	2389	2438	2487	2536	2571	2606	2641	2676	2699	2721	2759	2774
13.0	2820	2509	2552	2596	2639	2683	2708	2733	2758	2783	2795	2808	2827	2834
13.5	2863	2654	2687	2719	2751	2784	2798	2813	2828	2843	2850	2856	2867	2871
14.0	2893	2751	2775	2798	2821	2845	2854	2863	2872	2882	2885	2889	2895	2896
14.5	2910	2816	2832	2849	2865	2882	2888	2893	2899	2904	2906	2908	2911	2912
15.0	2920	2857	2868	2880	2891	2902	2906	2909	2913	2916	2917	2918	2920	2920
15.5	2926	2884	2892	2900	2907	2915	2917	2920	2922	2924	2925	2925	2926	2926
16.0	2929	2901	2906	2912	2917	2923	2924	2926	2927	2929	2929	2929	2930	2930
16.5	2932	2912	2916	2920	2924	2928	2928	2929	2930	2931	2931	2932	2932	2932
17.0	2933	2919	2922	2925	2928	2930	2931	2931	2932	2932	2933	2933	2933	2933
17.5	2934	2921	2924	2926	2928	2930	2931	2932	2932	2933	2933	2933	2934	2934
18.0	2934	2924	2926	2928	2930	2931	2932	2932	2933	2934	2934	2934	2934	2934
18.5	2934	2926	2928	2929	2931	2932	2932	2933	2933	2934	2934	2934	2934	2934
19.0	2934	2930	2931	2932	2933	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934
19.5	2934	2932	2932	2933	2933	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934
20.0	2934	2932	2933	2933	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2935	2934
20.5	2934	2933	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934
21.0	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2935	2935	2935	2934
21.5	2935	2932	2933	2933	2934	2934	2934	2934	2935	2935	2935	2935	2935	2935
22.0	2935	2933	2933	2934	2934	2934	2935	2935	2935	2935	2935	2935	2935	2935
22.5	2935	2933	2934	2934	2934	2935	2935	2935	2935	2935	2935	2935	2935	2935
23.0	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934
23.5	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934
24.0	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934
24.5	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934
25.0	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934	2934

Table 12-10: Power curve, noise mode 4

12.4.2 C_t Values, Noise Mode 4

Wind speed [m/s]	Air density kg/m ³													
	1.225	0.950	0.975	1.0	1.025	1.05	1.075	1.1	1.125	1.15	1.175	1.2	1.25	1.275
3.0	0.900	0.903	0.903	0.903	0.902	0.902	0.902	0.901	0.901	0.901	0.900	0.900	0.899	0.899
3.5	0.852	0.855	0.855	0.854	0.854	0.854	0.854	0.853	0.853	0.853	0.852	0.852	0.852	0.851
4.0	0.823	0.825	0.825	0.825	0.824	0.824	0.824	0.824	0.824	0.823	0.823	0.823	0.822	0.822
4.5	0.783	0.785	0.785	0.785	0.785	0.785	0.784	0.784	0.784	0.784	0.784	0.784	0.783	0.783
5.0	0.743	0.745	0.745	0.745	0.745	0.745	0.745	0.744	0.744	0.744	0.744	0.743	0.743	0.743
5.5	0.739	0.741	0.741	0.741	0.740	0.740	0.740	0.740	0.739	0.739	0.739	0.739	0.738	0.738
6.0	0.744	0.747	0.747	0.746	0.746	0.746	0.746	0.745	0.745	0.745	0.744	0.744	0.743	0.743
6.5	0.748	0.752	0.752	0.752	0.751	0.751	0.751	0.750	0.750	0.749	0.749	0.749	0.748	0.747
7.0	0.747	0.752	0.752	0.751	0.751	0.750	0.750	0.749	0.749	0.748	0.748	0.747	0.746	0.746
7.5	0.732	0.739	0.738	0.737	0.737	0.736	0.736	0.735	0.735	0.734	0.733	0.733	0.732	0.731
8.0	0.699	0.706	0.705	0.704	0.704	0.703	0.703	0.702	0.701	0.701	0.700	0.699	0.698	0.697
8.5	0.650	0.656	0.656	0.655	0.655	0.654	0.653	0.653	0.652	0.652	0.651	0.650	0.649	0.648
9.0	0.593	0.599	0.599	0.598	0.598	0.597	0.596	0.596	0.595	0.595	0.594	0.593	0.592	0.592
9.5	0.539	0.545	0.544	0.544	0.543	0.543	0.542	0.542	0.541	0.541	0.540	0.540	0.538	0.538
10.0	0.490	0.495	0.495	0.494	0.494	0.493	0.493	0.492	0.492	0.491	0.491	0.490	0.489	0.488
10.5	0.445	0.451	0.450	0.450	0.449	0.449	0.449	0.448	0.448	0.447	0.446	0.446	0.444	0.444
11.0	0.406	0.414	0.414	0.413	0.413	0.412	0.412	0.411	0.410	0.409	0.408	0.407	0.404	0.403
11.5	0.372	0.385	0.384	0.384	0.383	0.383	0.381	0.380	0.379	0.378	0.376	0.374	0.369	0.366
12.0	0.340	0.364	0.363	0.362	0.360	0.359	0.357	0.355	0.353	0.350	0.347	0.343	0.336	0.332
12.5	0.311	0.348	0.346	0.344	0.342	0.340	0.336	0.332	0.328	0.325	0.320	0.315	0.306	0.300
13.0	0.281	0.330	0.327	0.324	0.321	0.317	0.312	0.307	0.302	0.298	0.292	0.286	0.275	0.270
13.5	0.253	0.311	0.306	0.302	0.297	0.292	0.287	0.281	0.275	0.270	0.264	0.259	0.248	0.243
14.0	0.228	0.287	0.281	0.276	0.271	0.265	0.260	0.254	0.249	0.243	0.238	0.233	0.223	0.218
14.5	0.205	0.262	0.256	0.251	0.246	0.240	0.235	0.230	0.224	0.219	0.214	0.210	0.201	0.197
15.0	0.184	0.237	0.232	0.226	0.221	0.216	0.211	0.206	0.201	0.197	0.192	0.188	0.180	0.176
15.5	0.167	0.215	0.210	0.205	0.200	0.195	0.191	0.187	0.182	0.178	0.174	0.170	0.163	0.160
16.0	0.151	0.196	0.191	0.187	0.182	0.177	0.173	0.169	0.165	0.161	0.158	0.155	0.148	0.145
16.5	0.138	0.179	0.174	0.170	0.166	0.161	0.158	0.154	0.151	0.147	0.144	0.141	0.135	0.133
17.0	0.126	0.163	0.159	0.155	0.151	0.148	0.144	0.141	0.138	0.135	0.132	0.129	0.124	0.121
17.5	0.116	0.149	0.146	0.142	0.139	0.135	0.132	0.129	0.126	0.123	0.121	0.118	0.114	0.112
18.0	0.107	0.137	0.134	0.131	0.128	0.124	0.122	0.119	0.116	0.114	0.111	0.109	0.105	0.103
18.5	0.099	0.127	0.124	0.121	0.118	0.115	0.112	0.110	0.107	0.105	0.103	0.101	0.097	0.095
19.0	0.091	0.116	0.114	0.111	0.108	0.105	0.103	0.101	0.099	0.096	0.094	0.093	0.089	0.087
19.5	0.084	0.108	0.105	0.103	0.100	0.098	0.096	0.093	0.091	0.089	0.088	0.086	0.083	0.081
20.0	0.078	0.100	0.098	0.095	0.093	0.091	0.089	0.087	0.085	0.083	0.082	0.080	0.077	0.075
20.5	0.073	0.093	0.091	0.089	0.087	0.084	0.083	0.081	0.079	0.077	0.076	0.074	0.072	0.070
21.0	0.068	0.087	0.085	0.083	0.081	0.079	0.077	0.076	0.074	0.072	0.071	0.070	0.067	0.066
21.5	0.064	0.082	0.080	0.078	0.076	0.074	0.073	0.071	0.070	0.068	0.067	0.066	0.063	0.062
22.0	0.060	0.076	0.075	0.073	0.071	0.070	0.068	0.067	0.065	0.064	0.063	0.062	0.059	0.058
22.5	0.057	0.072	0.070	0.068	0.067	0.065	0.064	0.063	0.061	0.060	0.059	0.058	0.056	0.055
23.0	0.053	0.067	0.065	0.064	0.062	0.061	0.060	0.059	0.057	0.056	0.055	0.054	0.052	0.051
23.5	0.050	0.063	0.062	0.060	0.059	0.057	0.056	0.055	0.054	0.053	0.052	0.051	0.049	0.048
24.0	0.047	0.059	0.058	0.057	0.055	0.054	0.053	0.052	0.051	0.050	0.049	0.048	0.046	0.046
24.5	0.045	0.056	0.055	0.054	0.052	0.051	0.050	0.049	0.048	0.047	0.046	0.045	0.044	0.043
25.0	0.042	0.053	0.052	0.051	0.049	0.048	0.047	0.046	0.046	0.045	0.044	0.043	0.042	0.041

Table 12-11: C_t values, noise mode 4

12.4.3 Noise Curves, Noise Mode 4

Sound Power Level at Hub Height, Noise Mode 4		
Conditions for Sound Power Level:	Measurement standard IEC 61400-11 ed. 3 Maximum turbulence at 10 metre height: 16% Inflow angle (vertical): 0 ±2° Air density: 1.225 kg/m ³	
Wind speed at hub height [m/s]	Sound Power Level at Hub Height [dBA] (Blades without optional serrated trailing edge)	Sound Power Level at Hub Height [dBA] (Blades with optional serrated trailing edge)
3	91.6	84.5
4	92.2	85.6
5	93.2	87.7
6	95.7	92.2
7	98.7	96.2
8	100.6	98.6
9	101.0	99.2
10	101.0	99.3
11	101.0	99.4
12	101.0	99.6
13	101.0	99.8
14	101.0	99.8
15	101.0	99.8
16	101.0	99.8
17	101.0	99.8
18	101.0	99.8
19	101.0	99.8
20	101.0	99.8

Table 12-12: Noise curves, noise mode 4

12.5 Mode 5

12.5.1 Power Curves, Noise Mode 5

Air density [kg/m ³]														
Wind speed [m/s]	1.225	0.95	0.975	1.0	1.025	1.05	1.075	1.1	1.125	1.15	1.175	1.2	1.25	1.275
3.0	23	8	10	11	12	13	14	16	17	19	20	22	25	26
3.5	74	45	48	50	53	56	58	61	63	66	68	71	76	79
4.0	135	93	97	101	104	108	112	116	119	123	127	131	138	142
4.5	209	151	156	161	167	172	177	182	188	193	198	204	214	219
5.0	302	222	229	237	244	251	258	266	273	280	287	295	309	316
5.5	415	309	318	328	338	347	357	367	376	386	396	405	425	434
6.0	552	414	427	439	452	464	477	490	502	515	527	540	565	577
6.5	714	539	555	571	587	603	619	635	650	666	682	698	729	745
7.0	903	686	706	726	745	765	785	805	824	844	864	883	923	942
7.5	1112	849	873	897	921	945	969	993	1017	1041	1065	1089	1136	1160
8.0	1340	1026	1055	1084	1112	1141	1169	1198	1226	1254	1283	1311	1368	1396
8.5	1576	1212	1246	1279	1312	1345	1378	1411	1444	1477	1510	1543	1608	1641
9.0	1817	1403	1441	1479	1517	1555	1592	1630	1668	1705	1742	1780	1854	1890
9.5	2060	1598	1640	1683	1726	1768	1810	1852	1894	1936	1977	2018	2101	2142
10.0	2308	1799	1846	1893	1940	1987	2033	2080	2126	2172	2218	2263	2352	2396
10.5	2551	2007	2058	2110	2162	2213	2263	2313	2363	2412	2458	2505	2592	2634
11.0	2746	2222	2276	2329	2383	2437	2484	2532	2579	2626	2666	2706	2779	2811
11.5	2888	2439	2490	2542	2593	2644	2684	2725	2765	2805	2832	2860	2907	2926
12.0	2962	2636	2679	2723	2766	2810	2837	2864	2891	2918	2932	2947	2970	2979
12.5	2990	2796	2826	2856	2886	2916	2930	2945	2959	2973	2979	2984	2993	2995
13.0	2998	2903	2920	2937	2954	2972	2977	2983	2988	2994	2995	2997	2999	3000
13.5	2998	2948	2957	2966	2975	2983	2986	2989	2992	2995	2996	2997	2999	2999
14.0	3000	2977	2981	2985	2990	2994	2995	2996	2997	2999	2999	2999	3000	3000
14.5	3000	2990	2992	2994	2997	2999	2999	2999	3000	3000	3000	3000	3000	3000
15.0	3000	2996	2997	2998	2999	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
15.5	3000	2998	2999	2999	2999	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
16.0	3000	2999	2999	2999	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
16.5	3000	2999	2999	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
17.0	3000	2999	2999	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
17.5	3000	2999	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
18.0	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
18.5	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
19.0	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
19.5	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
20.0	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
20.5	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
21.0	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
21.5	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
22.0	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
22.5	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
23.0	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
23.5	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
24.0	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
24.5	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000
25.0	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000

Table 12-4: Power curve, noise mode 5

12.5.2 C_t Values, Noise Mode 5

Air density kg/m ³														
Wind speed [m/s]	1.225	0.950	0.975	1.0	1.025	1.05	1.075	1.1	1.125	1.15	1.175	1.2	1.25	1.275
3.0	0.900	0.903	0.903	0.903	0.902	0.902	0.902	0.901	0.901	0.901	0.900	0.900	0.899	0.899
3.5	0.852	0.855	0.855	0.854	0.854	0.854	0.854	0.853	0.853	0.853	0.852	0.852	0.852	0.851
4.0	0.826	0.829	0.828	0.828	0.828	0.828	0.828	0.827	0.827	0.827	0.827	0.826	0.826	0.826
4.5	0.818	0.822	0.821	0.821	0.821	0.821	0.820	0.820	0.820	0.819	0.819	0.819	0.818	0.818
5.0	0.814	0.818	0.818	0.817	0.817	0.816	0.816	0.816	0.815	0.815	0.815	0.814	0.814	0.813
5.5	0.812	0.817	0.816	0.816	0.816	0.815	0.815	0.814	0.814	0.813	0.813	0.812	0.812	0.811
6.0	0.807	0.813	0.812	0.812	0.811	0.811	0.810	0.810	0.809	0.809	0.808	0.807	0.806	0.806
6.5	0.802	0.809	0.808	0.808	0.807	0.807	0.806	0.805	0.804	0.804	0.803	0.802	0.801	0.800
7.0	0.794	0.802	0.801	0.801	0.800	0.799	0.798	0.798	0.797	0.796	0.795	0.795	0.793	0.792
7.5	0.777	0.786	0.785	0.785	0.784	0.783	0.782	0.781	0.781	0.780	0.779	0.778	0.777	0.776
8.0	0.748	0.757	0.756	0.755	0.755	0.754	0.753	0.752	0.752	0.751	0.750	0.749	0.747	0.747
8.5	0.708	0.716	0.715	0.715	0.714	0.713	0.712	0.712	0.711	0.710	0.709	0.708	0.707	0.706
9.0	0.664	0.672	0.671	0.671	0.670	0.669	0.668	0.668	0.667	0.666	0.665	0.665	0.663	0.662
9.5	0.622	0.630	0.629	0.628	0.628	0.627	0.626	0.625	0.625	0.624	0.623	0.622	0.621	0.620
10.0	0.581	0.589	0.589	0.588	0.587	0.587	0.586	0.585	0.584	0.583	0.583	0.582	0.580	0.578
10.5	0.540	0.552	0.552	0.551	0.550	0.549	0.548	0.547	0.546	0.545	0.543	0.542	0.537	0.534
11.0	0.493	0.520	0.519	0.517	0.516	0.515	0.512	0.509	0.507	0.504	0.500	0.497	0.488	0.483
11.5	0.443	0.491	0.489	0.486	0.483	0.480	0.475	0.470	0.466	0.461	0.455	0.449	0.436	0.429
12.0	0.390	0.461	0.456	0.451	0.446	0.441	0.434	0.427	0.421	0.414	0.406	0.398	0.383	0.375
12.5	0.342	0.427	0.420	0.413	0.405	0.398	0.390	0.382	0.374	0.366	0.358	0.350	0.335	0.327
13.0	0.300	0.388	0.380	0.372	0.363	0.355	0.346	0.338	0.330	0.322	0.314	0.307	0.293	0.287
13.5	0.266	0.348	0.340	0.331	0.323	0.314	0.307	0.300	0.292	0.285	0.279	0.272	0.260	0.255
14.0	0.237	0.311	0.303	0.295	0.287	0.279	0.273	0.266	0.260	0.253	0.248	0.242	0.232	0.227
14.5	0.212	0.278	0.271	0.263	0.256	0.249	0.243	0.238	0.232	0.226	0.221	0.216	0.207	0.203
15.0	0.189	0.248	0.241	0.235	0.229	0.222	0.217	0.212	0.207	0.202	0.198	0.193	0.185	0.182
15.5	0.171	0.223	0.217	0.212	0.206	0.200	0.196	0.191	0.187	0.182	0.179	0.175	0.168	0.164
16.0	0.155	0.201	0.196	0.191	0.186	0.181	0.177	0.173	0.169	0.165	0.162	0.159	0.152	0.149
16.5	0.142	0.183	0.178	0.174	0.169	0.165	0.161	0.158	0.154	0.151	0.148	0.145	0.139	0.136
17.0	0.130	0.167	0.163	0.159	0.155	0.151	0.147	0.144	0.141	0.138	0.135	0.132	0.127	0.125
17.5	0.119	0.153	0.149	0.145	0.142	0.138	0.135	0.132	0.129	0.126	0.124	0.121	0.117	0.115
18.0	0.110	0.140	0.137	0.134	0.130	0.127	0.124	0.122	0.119	0.116	0.114	0.112	0.108	0.106
18.5	0.101	0.129	0.126	0.123	0.120	0.117	0.115	0.112	0.110	0.107	0.105	0.103	0.099	0.098
19.0	0.093	0.119	0.116	0.113	0.110	0.108	0.105	0.103	0.101	0.099	0.097	0.095	0.092	0.090
19.5	0.087	0.110	0.107	0.105	0.102	0.100	0.098	0.096	0.094	0.092	0.090	0.088	0.085	0.083
20.0	0.081	0.102	0.100	0.097	0.095	0.093	0.091	0.089	0.087	0.085	0.084	0.082	0.079	0.078
20.5	0.075	0.095	0.093	0.091	0.089	0.086	0.085	0.083	0.081	0.080	0.078	0.077	0.074	0.072
21.0	0.070	0.089	0.087	0.085	0.083	0.081	0.079	0.077	0.076	0.074	0.073	0.072	0.069	0.068
21.5	0.066	0.083	0.082	0.080	0.078	0.076	0.075	0.073	0.072	0.070	0.069	0.068	0.065	0.064
22.0	0.062	0.078	0.076	0.075	0.073	0.071	0.070	0.069	0.067	0.066	0.065	0.063	0.061	0.060
22.5	0.058	0.073	0.072	0.070	0.069	0.067	0.066	0.064	0.063	0.062	0.061	0.060	0.057	0.057
23.0	0.055	0.069	0.067	0.066	0.064	0.063	0.061	0.060	0.059	0.058	0.057	0.056	0.054	0.053
23.5	0.052	0.065	0.063	0.062	0.060	0.059	0.058	0.057	0.056	0.055	0.054	0.053	0.051	0.050
24.0	0.049	0.061	0.060	0.058	0.057	0.056	0.055	0.054	0.053	0.051	0.051	0.050	0.048	0.047
24.5	0.046	0.057	0.056	0.055	0.054	0.053	0.052	0.051	0.050	0.049	0.048	0.047	0.045	0.045
25.0	0.044	0.054	0.053	0.052	0.051	0.050	0.049	0.048	0.047	0.046	0.045	0.045	0.043	0.042

Table 12-5: C_t values, noise mode 5

12.5.3 Noise Curves, Noise Mode 5

Sound Power Level at Hub Height, Noise Mode 5		
Conditions for Sound Power Level:	Measurement standard IEC 61400-11 ed. 3 Maximum turbulence at 10 metre height: 16% Inflow angle (vertical): 0 ±2° Air density: 1.225 kg/m ³	
Wind speed at hub height [m/s]	Sound Power Level at Hub Height [dBA] (Blades without optional serrated trailing edge)	Sound Power Level at Hub Height [dBA] (Blades with optional serrated trailing edge)
3	91.6	84.5
4	92.3	86.2
5	94.7	91.1
6	97.7	95.4
7	100.2	98.5
8	101.6	99.9
9	102.3	100.5
10	103.1	101.4
11	103.8	102.5
12	104.0	103.2
13	104.0	103.2
14	104.0	103.2
15	104.0	103.2
16	104.0	103.2
17	104.0	103.2
18	104.0	103.2
19	104.0	103.2
20	104.0	103.2

Table 12-6: Noise curves, noise mode 5

12.6 Mode 8

12.6.1 Power Curves, Noise Mode 8

Wind speed [m/s]	Air density [kg/m ³]													
	1.225	0.95	0.975	1.0	1.025	1.05	1.075	1.1	1.125	1.15	1.175	1.2	1.25	1.275
3.0	23	9	10	11	12	13	15	16	18	19	21	22	25	27
3.5	74	46	48	51	54	56	59	61	64	67	69	72	77	79
4.0	135	94	98	101	105	109	113	116	120	124	128	132	139	143
4.5	207	150	155	161	166	171	176	181	187	192	197	202	213	218
5.0	294	217	224	231	238	245	252	259	266	273	280	287	301	308
5.5	403	301	310	320	329	338	347	357	366	375	384	393	412	421
6.0	536	404	417	429	441	453	465	477	489	501	513	525	548	560
6.5	694	527	542	557	573	588	603	618	634	649	664	679	710	725
7.0	876	668	687	706	725	744	762	781	800	819	838	857	895	914
7.5	1067	817	840	862	885	908	931	954	976	999	1022	1044	1090	1112
8.0	1257	966	992	1019	1045	1072	1098	1125	1151	1178	1204	1230	1283	1309
8.5	1434	1104	1135	1165	1195	1225	1255	1285	1315	1345	1374	1404	1463	1493
9.0	1592	1229	1262	1295	1329	1362	1395	1428	1461	1494	1526	1559	1624	1657
9.5	1734	1341	1377	1413	1449	1485	1521	1556	1592	1628	1663	1698	1769	1804
10.0	1861	1443	1481	1519	1558	1596	1634	1672	1710	1748	1786	1824	1898	1935
10.5	1977	1538	1578	1619	1659	1700	1740	1780	1820	1860	1899	1938	2015	2052
11.0	2081	1627	1670	1713	1755	1798	1840	1881	1923	1964	2003	2042	2117	2154
11.5	2176	1715	1760	1804	1849	1894	1936	1978	2020	2062	2100	2138	2209	2242
12.0	2254	1799	1845	1891	1937	1982	2024	2066	2107	2149	2184	2219	2282	2310
12.5	2315	1880	1926	1972	2018	2065	2105	2145	2185	2224	2255	2285	2337	2359
13.0	2359	1958	2004	2050	2096	2142	2178	2215	2251	2288	2311	2335	2376	2393
13.5	2389	2032	2076	2120	2165	2210	2240	2271	2302	2332	2351	2370	2401	2414
14.0	2412	2103	2144	2185	2226	2267	2292	2318	2343	2369	2383	2397	2420	2429
14.5	2426	2168	2204	2240	2276	2313	2333	2354	2374	2394	2405	2416	2433	2439
15.0	2434	2215	2247	2279	2311	2342	2359	2376	2392	2409	2417	2426	2439	2444
15.5	2441	2260	2287	2314	2341	2369	2382	2396	2409	2423	2429	2435	2444	2448
16.0	2445	2297	2320	2343	2366	2389	2399	2410	2421	2431	2436	2441	2448	2451
16.5	2449	2329	2348	2367	2386	2405	2413	2422	2430	2438	2442	2445	2451	2453
17.0	2452	2357	2372	2388	2403	2418	2425	2431	2437	2444	2446	2449	2453	2454
17.5	2451	2376	2388	2400	2412	2424	2429	2434	2440	2445	2447	2449	2452	2454
18.0	2453	2394	2403	2413	2423	2432	2436	2440	2444	2448	2450	2451	2454	2455
18.5	2454	2408	2416	2423	2431	2439	2442	2445	2448	2450	2452	2453	2455	2456
19.0	2457	2421	2427	2433	2439	2445	2447	2450	2452	2454	2455	2456	2457	2458
19.5	2458	2429	2434	2439	2444	2448	2450	2452	2454	2456	2457	2457	2458	2458
20.0	2458	2436	2440	2444	2448	2452	2453	2454	2455	2457	2457	2457	2458	2458
20.5	2458	2441	2444	2447	2450	2454	2455	2455	2456	2457	2457	2458	2458	2458
21.0	2458	2444	2447	2450	2452	2455	2456	2456	2457	2458	2458	2458	2458	2458
21.5	2457	2442	2445	2448	2450	2453	2454	2455	2455	2456	2457	2457	2458	2458
22.0	2458	2446	2448	2450	2452	2454	2455	2455	2456	2457	2457	2457	2458	2458
22.5	2458	2449	2450	2452	2454	2455	2456	2456	2457	2457	2457	2457	2458	2458
23.0	2458	2450	2452	2453	2455	2456	2457	2457	2457	2458	2458	2458	2458	2458
23.5	2458	2452	2453	2454	2456	2457	2457	2457	2458	2458	2458	2458	2458	2458
24.0	2458	2454	2454	2455	2456	2457	2457	2457	2458	2458	2458	2458	2458	2458
24.5	2458	2455	2456	2456	2457	2457	2457	2458	2458	2458	2458	2458	2458	2458
25.0	2458	2456	2456	2456	2457	2457	2457	2458	2458	2458	2458	2458	2458	2458

Table 12-16: Power curve, noise mode 8

12.6.2 C_t Values, Noise Mode 8

Air density kg/m ³														
Wind speed [m/s]	1.225	0.950	0.975	1.0	1.025	1.05	1.075	1.1	1.125	1.15	1.175	1.2	1.25	1.275
3.0	0.900	0.904	0.903	0.903	0.903	0.902	0.902	0.902	0.901	0.901	0.901	0.900	0.900	0.899
3.5	0.852	0.855	0.855	0.855	0.854	0.854	0.854	0.854	0.853	0.853	0.853	0.852	0.852	0.852
4.0	0.823	0.825	0.825	0.825	0.825	0.824	0.824	0.824	0.824	0.824	0.823	0.823	0.823	0.822
4.5	0.784	0.786	0.785	0.785	0.785	0.785	0.785	0.785	0.784	0.784	0.784	0.784	0.783	0.783
5.0	0.743	0.745	0.745	0.745	0.745	0.744	0.744	0.744	0.744	0.743	0.743	0.743	0.743	0.742
5.5	0.739	0.741	0.741	0.740	0.740	0.740	0.740	0.740	0.739	0.739	0.739	0.739	0.738	0.738
6.0	0.743	0.747	0.746	0.746	0.746	0.746	0.745	0.745	0.745	0.744	0.744	0.744	0.743	0.743
6.5	0.744	0.748	0.748	0.748	0.747	0.747	0.747	0.746	0.746	0.745	0.745	0.745	0.744	0.743
7.0	0.733	0.738	0.737	0.737	0.737	0.736	0.736	0.735	0.735	0.734	0.734	0.733	0.732	0.732
7.5	0.705	0.710	0.710	0.709	0.709	0.708	0.708	0.707	0.707	0.706	0.706	0.705	0.704	0.704
8.0	0.660	0.666	0.665	0.665	0.664	0.664	0.663	0.663	0.662	0.662	0.661	0.661	0.660	0.659
8.5	0.605	0.610	0.609	0.609	0.608	0.608	0.607	0.607	0.607	0.606	0.606	0.605	0.604	0.604
9.0	0.546	0.550	0.550	0.549	0.549	0.549	0.548	0.548	0.547	0.547	0.546	0.546	0.545	0.545
9.5	0.491	0.495	0.494	0.494	0.494	0.493	0.493	0.492	0.492	0.492	0.491	0.491	0.490	0.490
10.0	0.440	0.444	0.444	0.443	0.443	0.443	0.443	0.442	0.442	0.441	0.441	0.441	0.440	0.440
10.5	0.396	0.400	0.400	0.399	0.399	0.399	0.398	0.398	0.398	0.398	0.397	0.397	0.396	0.395
11.0	0.357	0.362	0.362	0.361	0.361	0.361	0.360	0.360	0.360	0.359	0.359	0.358	0.356	0.355
11.5	0.323	0.329	0.329	0.329	0.329	0.328	0.328	0.327	0.327	0.326	0.325	0.324	0.321	0.319
12.0	0.291	0.301	0.301	0.300	0.300	0.300	0.299	0.298	0.297	0.296	0.294	0.292	0.288	0.285
12.5	0.261	0.276	0.276	0.275	0.275	0.274	0.273	0.271	0.270	0.269	0.266	0.264	0.258	0.255
13.0	0.235	0.254	0.253	0.253	0.252	0.251	0.249	0.248	0.246	0.244	0.241	0.238	0.231	0.228
13.5	0.212	0.235	0.234	0.233	0.232	0.231	0.228	0.226	0.224	0.221	0.218	0.215	0.208	0.205
14.0	0.191	0.218	0.216	0.214	0.213	0.211	0.209	0.206	0.203	0.200	0.197	0.194	0.187	0.184
14.5	0.172	0.201	0.199	0.197	0.195	0.193	0.190	0.187	0.184	0.182	0.178	0.175	0.169	0.166
15.0	0.155	0.184	0.182	0.180	0.177	0.175	0.172	0.169	0.166	0.164	0.161	0.158	0.152	0.149
15.5	0.140	0.170	0.167	0.165	0.162	0.160	0.157	0.154	0.152	0.149	0.146	0.143	0.138	0.135
16.0	0.128	0.156	0.154	0.151	0.149	0.146	0.144	0.141	0.138	0.136	0.133	0.130	0.125	0.123
16.5	0.117	0.144	0.142	0.139	0.137	0.134	0.132	0.129	0.126	0.124	0.121	0.119	0.114	0.112
17.0	0.107	0.133	0.131	0.128	0.126	0.123	0.121	0.118	0.116	0.114	0.111	0.109	0.105	0.103
17.5	0.098	0.123	0.121	0.118	0.116	0.113	0.111	0.109	0.107	0.104	0.102	0.100	0.096	0.094
18.0	0.090	0.114	0.112	0.109	0.107	0.105	0.103	0.100	0.098	0.096	0.094	0.092	0.089	0.087
18.5	0.083	0.106	0.104	0.101	0.099	0.097	0.095	0.093	0.091	0.089	0.087	0.085	0.082	0.080
19.0	0.077	0.098	0.096	0.093	0.091	0.089	0.087	0.085	0.084	0.082	0.080	0.079	0.075	0.074
19.5	0.071	0.091	0.089	0.087	0.085	0.083	0.081	0.079	0.078	0.076	0.074	0.073	0.070	0.069
20.0	0.066	0.085	0.083	0.081	0.079	0.077	0.075	0.074	0.072	0.071	0.069	0.068	0.065	0.064
20.5	0.062	0.079	0.077	0.075	0.074	0.072	0.070	0.069	0.067	0.066	0.064	0.063	0.061	0.060
21.0	0.058	0.074	0.072	0.070	0.069	0.067	0.066	0.064	0.063	0.061	0.060	0.059	0.057	0.056
21.5	0.054	0.069	0.068	0.066	0.065	0.063	0.062	0.060	0.059	0.058	0.057	0.056	0.053	0.052
22.0	0.051	0.065	0.063	0.062	0.060	0.059	0.058	0.057	0.055	0.054	0.053	0.052	0.050	0.049
22.5	0.048	0.061	0.059	0.058	0.057	0.055	0.054	0.053	0.052	0.051	0.050	0.049	0.047	0.046
23.0	0.045	0.057	0.056	0.054	0.053	0.052	0.051	0.050	0.049	0.048	0.047	0.046	0.044	0.043
23.5	0.042	0.053	0.052	0.051	0.050	0.049	0.048	0.047	0.046	0.045	0.044	0.043	0.041	0.041
24.0	0.040	0.050	0.049	0.048	0.047	0.046	0.045	0.044	0.043	0.042	0.041	0.041	0.039	0.038
24.5	0.038	0.048	0.046	0.045	0.044	0.043	0.042	0.042	0.041	0.040	0.039	0.038	0.037	0.036
25.0	0.036	0.045	0.044	0.043	0.042	0.041	0.040	0.039	0.038	0.038	0.037	0.036	0.035	0.034

Table 12-17: C_t values, noise mode 8

12.6.3 Noise Curves, Noise Mode 8

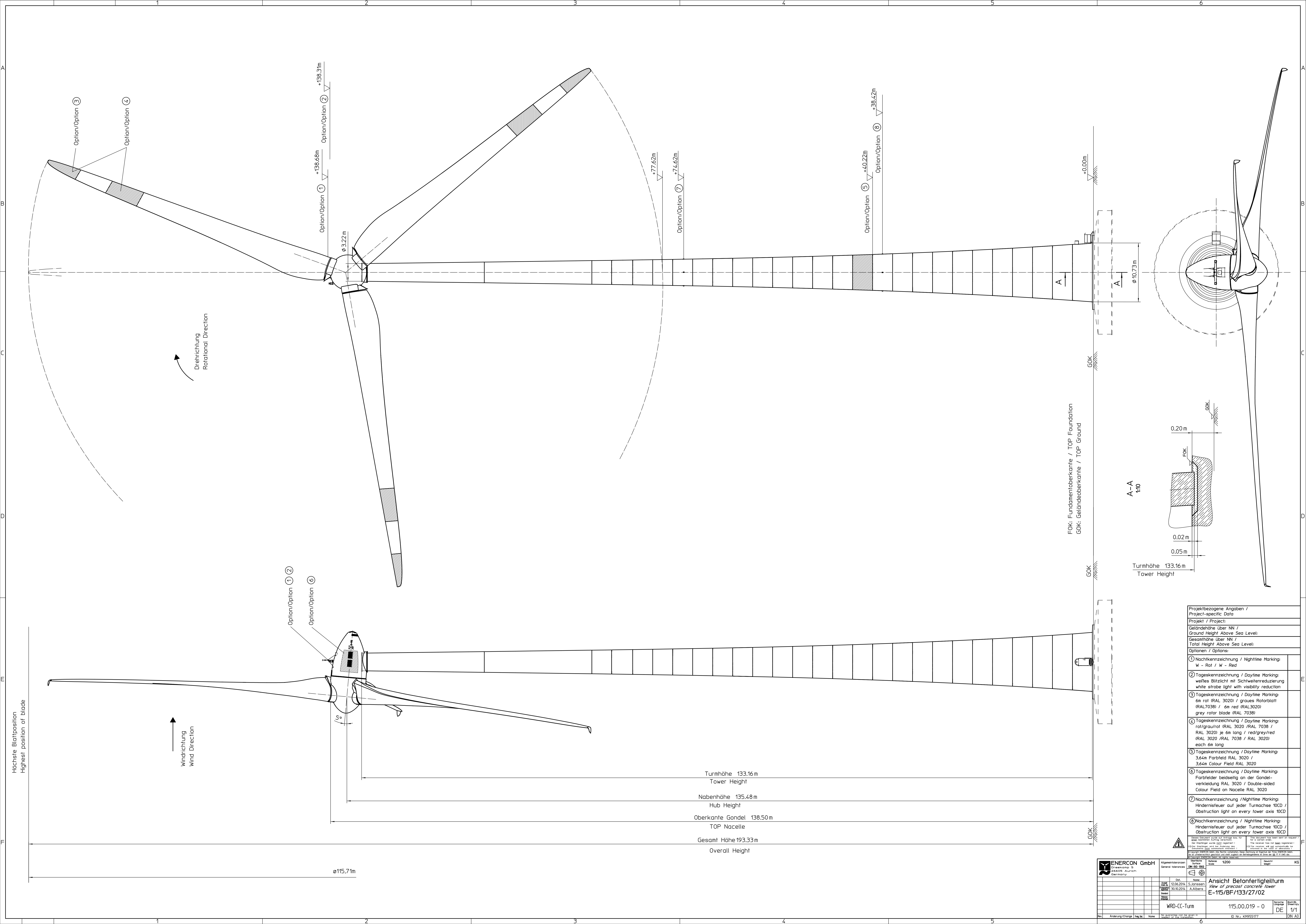
Sound Power Level at Hub Height, Noise Mode 8		
Conditions for Sound Power Level:	Measurement standard IEC 61400-11 ed. 3 Maximum turbulence at 10 metre height: 16% Inflow angle (vertical): 0 ±2° Air density: 1.225 kg/m ³	
Wind speed at hub height [m/s]	Sound Power Level at Hub Height [dBA] (Blades without optional serrated trailing edge)	Sound Power Level at Hub Height [dBA] (Blades with optional serrated trailing edge)
3	91.5	84.5
4	92.1	85.6
5	93.1	87.7
6	95.7	92.2
7	98.3	95.8
8	99.7	97.3
9	100.0	97.6
10	100.0	97.6
11	100.0	97.6
12	100.0	97.6
13	100.0	97.6
14	100.0	97.6
15	100.0	97.6
16	100.0	97.6
17	100.0	97.6
18	100.0	97.6
19	100.0	97.6
20	100.0	97.6

Table 12-18: Noise curves, noise mode 8

BIJLAGE 10D

VOORBEELDTURBINE ENERCON E115





Höchste Blattposition
Highest position of blade

Windrichtung
Wind Direction

Drehrichtung
Rotational Direction

Turmhöhe 133.16m
Tower Height

Nabenhöhe 135.48m
Hub Height

Oberkante Gondel 138.50m
TOP Nacelle

Gesamt Höhe 193.33m
Overall Height

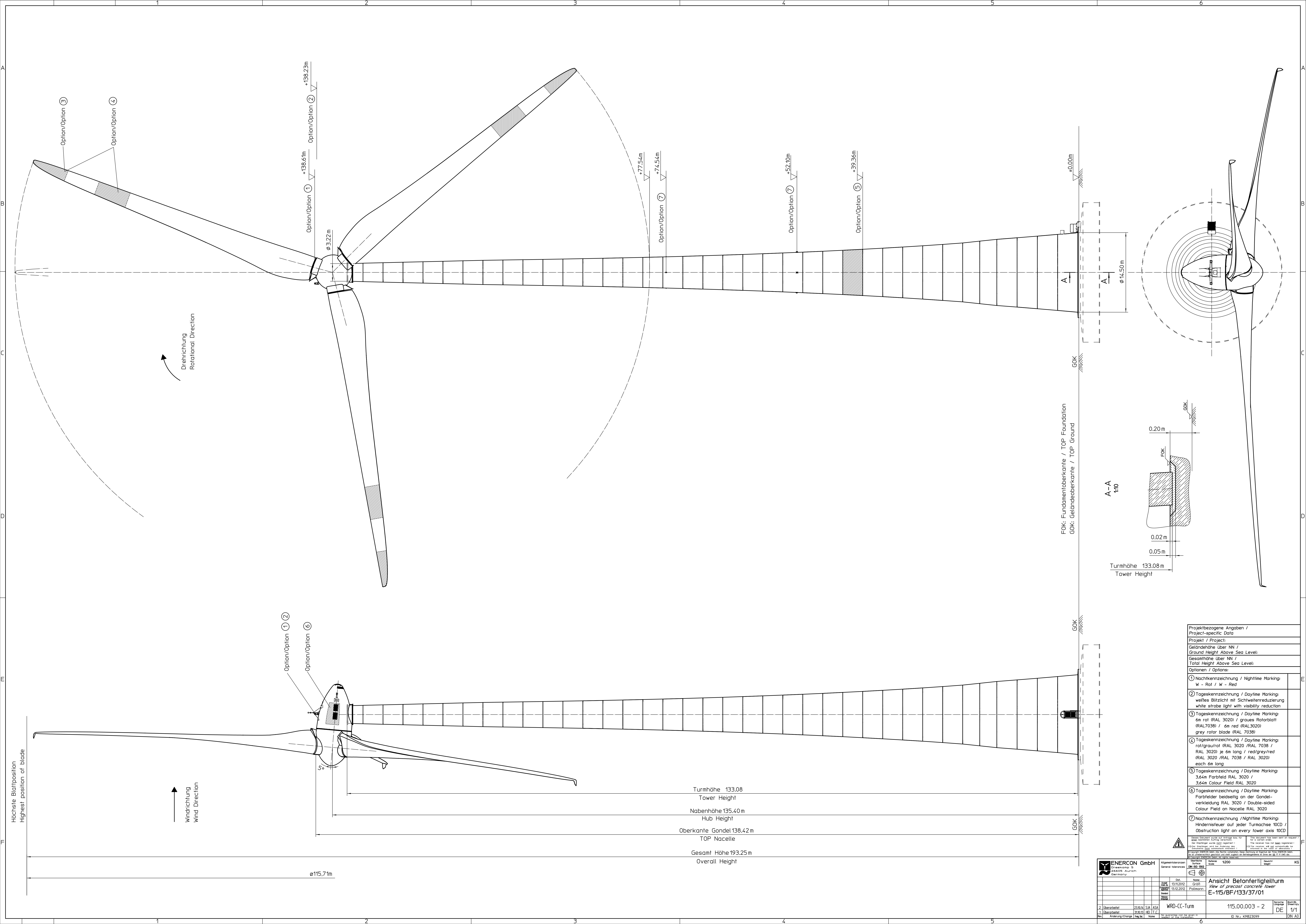
FOK: Fundamentoberkante / TOP Foundation
GOK: Geländeoberkante / TOP Ground

A-A
1:10

Turmhöhe 133.16m
Tower Height

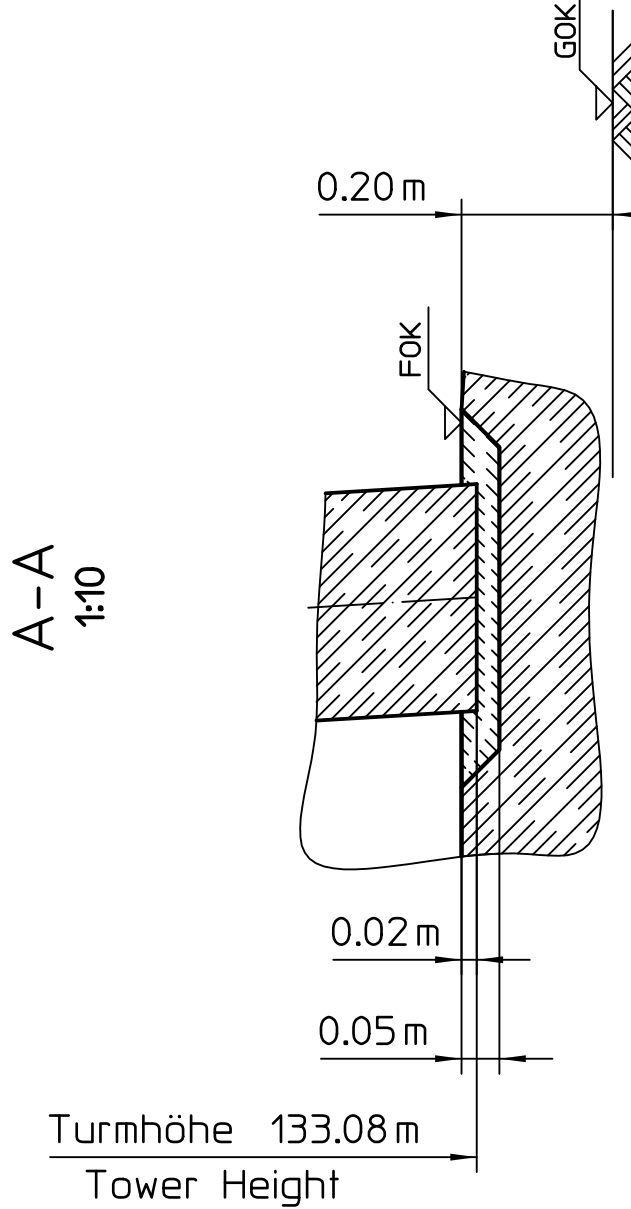
Projektbezogene Angaben / Project-specific Data	
Projekt / Project:	
Geländehöhe über NN / Ground Height Above Sea Level:	
Gesamthöhe über NN / Total Height Above Sea Level:	
Optionen / Options:	
①	Nachtkennzeichnung / Nighttime Marking: W - Rot / W - Red
②	Tageskennzeichnung / Daytime Marking: weißes Blitzlicht mit Sichtweitenreduzierung white strobe light with visibility reduction
③	Tageskennzeichnung / Daytime Marking: 6m rot (RAL 3020) / graues Rotorblatt (RAL 7038) / 6m rot (RAL 3020) grey rotor blade (RAL 7038)
④	Tageskennzeichnung / Daytime Marking: rot/grau/rot (RAL 3020 / RAL 7038 / RAL 3020) je 6m lang / red/grey/red (RAL 3020 / RAL 7038 / RAL 3020) each 6m long
⑤	Tageskennzeichnung / Daytime Marking: 3.64m Farbfeld RAL 3020 / 3.64m Colour Field RAL 3020
⑥	Tageskennzeichnung / Daytime Marking: Farbfelder beidseitig an der Gondel- verkleidung RAL 3020 / Double-sided Colour Field on Nacelle RAL 3020
⑦	Nachtkennzeichnung / Nighttime Marking: Hindernisleuchte auf jeder Turmachse 10CD / Obstruction light on every tower axis 10CD
⑧	Nachtkennzeichnung / Nighttime Marking: Hindernisleuchte auf jeder Turmachse 10CD / Obstruction light on every tower axis 10CD

ENERCON GmbH 24605 Aurich Germany	Allgemeine General Information	Datum Date: 12.06.2016 Zeichner Designer: S. Jensen Geprüft Checked: A. Alberts	Blatt Sheet: 115.00.019 - 0 Blatt Sheet: 1/1	Projekt Project: WRD-CC-Turm Blatt Sheet: 115.00.019 - 0	Maßstab Scale: 1:1	Blatt Sheet: DE	Blatt Sheet: 1/1
	Ansicht Betonfertigteilurm View of precast concrete tower E-115/BF/133/27/02		ID Nr.: XH955177		Blatt Sheet: DE	Blatt Sheet: 1/1	



Drehrichtung
Rotational Direction

Windrichtung
Wind Direction



Turmhöhe 133.08
Tower Height
Nabenhöhe 135.40m
Hub Height
Oberkante Gondel 138.42m
TOP Nacelle
Gesamt Höhe 193.25m
Overall Height

Projektbezogene Angaben / Project-specific Data	
Projekt / Project:	
Geländehöhe über NN / Ground Height Above Sea Level:	
Gesamthöhe über NN / Total Height Above Sea Level:	
Optionen / Options:	
①	Nachtkennzeichnung / Nighttime Marking: W - Rot / W - Red
②	Tageskennzeichnung / Daytime Marking: weißes Blitzlicht mit Sichtweitenreduzierung white strobe light with visibility reduction
③	Tageskennzeichnung / Daytime Marking: 6m rot (RAL 3020) / graues Rotorblatt (RAL7038) / 6m red (RAL3020) / grey rotor blade (RAL 7038)
④	Tageskennzeichnung / Daytime Marking: rot/grau/rot (RAL 3020 /RAL 7038 / RAL 3020) je 6m lang / red/grey/red (RAL 3020 /RAL 7038 / RAL 3020) each 6m lang
⑤	Tageskennzeichnung / Daytime Marking: 3.64m Farbfeld RAL 3020 / 3.64m Colour Field RAL 3020
⑥	Tageskennzeichnung / Daytime Marking: Farbfelder beidseitig an der Gondelverkleidung RAL 3020 / Double-sided Colour Field on Nacelle RAL 3020
⑦	Nachtkennzeichnung / Nighttime Marking: Hindernisleucht auf jeder Turmchse 10CD / Obstruction light on every tower axis 10CD

ENERCON GmbH 24605 Aurich Germany		Allgemeine Angaben General Information Name: WRD-CC-Turm Note: 115.00.003 - 2 Scale: 1/1 Date: 13.11.2012 Project:		Blatt Sheet 1/1 Blatt Sheet DE	
2 Überarbeitet 23.01.14 SJA, ASA 1 Überarbeitet 31.03.13 HJ, LT, C		WRD-CC-Turm 115.00.003 - 2		Blatt Sheet DE 1/1	

FUNDAMENT-DATENBLATT FOUNDATION DATA SHEET

E-101/BF/133/27/01

WZ III (DIBt- Richtlinie Fassung 2004, Anhang B)
 WZ 4 GK I (DIN 1055-4: 2005-03)
 WTC II A (IEC 61400-1, 3rd edition, 2005-08)
 WEA-Klasse II A (DIN EN 61400-1, 2006-07)

&

E-115/BF/133/27/02

WZ III (DIBt- Richtlinie Fassung 2004, Anhang B)
 WZ 4 GK I (DIN 1055-4: 2005-03)



Bauteil: **Fundament – Tiefgründung mit Auftriebswirkung**
 Component: **Foundation – Deep Foundation with Buoyancy**

Anlage Nr.: *1*
 zum Bericht: **T-7064/14-4**
 vom **19. Dez. 2014**

Dieses Dokument wurde auf Anfrage bzw. für einen bestimmten Auftrag verschickt. Der Empfänger wurde nicht registriert! Der Empfänger wird bei Änderung nicht automatisch informiert!

Weitergabe und Kopien an Dritte nur mit Zustimmung der ENERCON GmbH erlaubt.

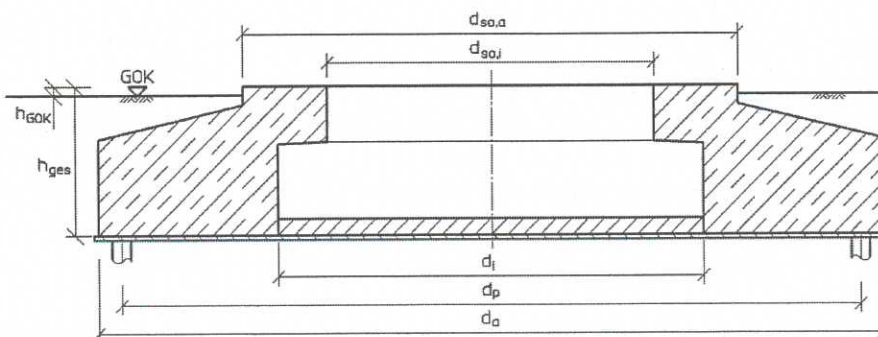
Document information:		© Copyright ENERCON GmbH. Alle Rechte vorbehalten.	
Author/ date:	TE / 07.03.2011	Translator / date:	-
Department:	WRD-K	Revisor / date:	-
Approved / date:	MFE / 07.03.2011	Reference:	D0189203-4.doc
Revision / date:	JAV 4 / 10.11.2014		

1.0 Allgemeine Angaben

Typenstatik: Statische Berechnung ENERCON GmbH
 E-101/BF/133/27/01 & E-115/BF/133/27/02
 Tiefgründung mit Auftrieb - Ø 21,50 m
 04.03.2011

2.0 Fundamentgeometrie

Außendurchmesser	d_a	21,50 m
Innendurchmesser	d_i	11,20 m
Sockeldurchmesser - außen	$d_{so,a}$	13,50 m
Sockeldurchmesser - innen	$d_{so,i}$	8,50 m
Pfahlkreisdurchmesser (Variante 1-3)	d_{pa}	20,30 m
Pfahlkreisdurchmesser (Variante 4)	d_{pa}	19,70 m
Fundamenthöhe	h_{ges}	3,50 m
Sockelhöhe	h_{so}	0,40 m
Höhe Spornneigung	h_n	0,65 m
Spornhöhe	h_{sp}	2,45 m
Differenz Fundamentoberkante - GOK	h_{gok}	0,20 m
Fundamentsohle	h_{sohle}	0,40 m
Betongüte und Volumen	C 30/37	822 m ³
Betonstahl und Gewicht	B 500B	93,3 t
Sohle:		
Betongüte und Volumen	C 30/37 WU	40 m ³
Betonstahl und Gewicht	B 500B	10,5 t



Document information:

Author/ date: TE / 07.03.2011
 Department: WRD-K
 Approved / date: MFE / 07.03.2011
 Revision / date: JAV 4 / 10.11.2014

© Copyright ENERCON GmbH. Alle Rechte vorbehalten.

Translator / date: -

Revisor / date: -

Reference:

D0189203-4.doc

Pfähle:			
Variante 1:	60 Fertigteilrammpfähle nach innen und außen geneigt	a / b	45/45 cm
Variante 2:	48 Ortbetonrammpfähle nach innen und außen geneigt	Ø	51 cm
Variante 3:	36 Ortbetonrammpfähle nach innen und außen geneigt	Ø	56 cm
Variante 4:	22 Bohrpfähle vertikal	Ø	100 cm

3.0 Mindestdrehfedersteifigkeiten

Folgende Mindestwerte sind einzuhalten:

Gesamtsystem (Fundament inkl. Pfahlsystem)	k_{φ,stat} 15000 [MNm/rad]
	k_{φ,dyn} 150000 [MNm/rad]
Pfahlsystem	k_{φ,dyn} 236169 [MNm/rad]

Es gelten folgende Beziehungen:

$$\frac{1}{k_{\phi, \text{Gesamt}}} = \frac{1}{k_{\phi, \text{Fundament}}} + \frac{1}{k_{\phi, \text{Pfahlsystem}}}$$

4.0 Zulässige Schiefstellung

Maximal zulässige Schiefstellung infolge Baugrundsetzung in 20 Jahren (E-101/BF/133/27/01) bzw. 25 Jahren (E-115/BF/133/27/02) bezogen auf den Fundamentdurchmesser

$$\Delta s \leq 40 \text{ mm}$$

5.0 Pfahlkräfte

Für den Nachweis der Pfahltragsicherheit sind sowohl Tragfähigkeitsnachweise wie auch Gebrauchstauglichkeitsnachweise zu führen.

Die Pfähle müssen aufgrund der Zugbeanspruchung mindestens 5,0m in den tragfähigen Baugrund ($q_c > 7,5 \text{ MN/m}^2$) einbinden.

Document information:		© Copyright ENERCON GmbH. Alle Rechte vorbehalten.	
Author/ date:	TE / 07.03.2011	Translator / date:	-
Department:	WRD-K	Revisor / date:	-
Approved / date:	MFE / 07.03.2011	Reference:	D0189203-4.doc
Revision / date:	JAV 4 / 10.11.2014		

5.1 Variante 1: Fertigteilrammpfähle □ 45/45cm

Anzahl:	60 Stück
Pfahllänge:	20,0 m (Nachweislänge für Typenprüfung)
Neigung:	40x 4,5:1 nach außen geneigt 20x 7,0:1 nach innen geneigt

5.1.1 Axiale Pfahllasten

Es werden nur die Pfahllasten für die ungünstigste Lastfallkombination angegeben. Die Lasten beziehen sich auf Oberkante Pfahl ohne Pfahleigengewicht.

Charakteristische Pfahllasten

Lastfall DLC 6.2	($\gamma_{aero}/\gamma_{masse}$)	F_{Gk} [kN] ohne LF Auftrieb	F_{Gk} [kN] mit LF Auftrieb	F_{Qk} [kN]	ΣF_k [kN]
Druck	(1.00/1.00)	-700	-	655	-1355
Zug	(1.00/1.00)	-	-492	655	163

alle Lasten ohne Teilsicherheitsbeiwert ($\gamma_F = 1,00$)

Bemessungswerte der Pfahllasten

Lastfall DLC 3.2	($\gamma_{aero}/\gamma_{masse}$)	F_{Gd} [kN] ohne LF Auftrieb	F_{Gd} [kN] mit LF Auftrieb	F_{Qd} [kN]	ΣF_d [kN]
Druck	(1.35/1.35)	945	-	735	-1680
Zug	(1.35/1.00)	-	-434	735	301

alle Lasten inklusive Teilsicherheitsbeiwerte ($\gamma_{Auftrieb} = 1,35$)

Erläuterungen:

F_{Gk}	= Anteil infolge ständiger Lasten
F_{Qk}	= Anteil infolge veränderlicher Lasten
ΣF_d	= Summe aus ständigen und veränderlichen Lasten

Document information:		© Copyright ENERCON GmbH. Alle Rechte vorbehalten.	
Author/ date:	TE / 07.03.2011	Translator / date:	-
Department:	WRD-K	Revisor / date:	-
Approved / date:	MFE / 07.03.2011	Reference:	D0189203-4.doc
Revision / date:	JAV 4 / 10.11.2014		

5.2 Variante 2: Ortbetonrammpfähle Ø 51cm

Anzahl:	48 Stück
Pfahllänge:	20,0 m (Nachweislänge für Typenprüfung)
Neigung:	32x 4,5:1 nach außen geneigt 16x 7,0:1 nach innen geneigt

5.2.1 Axiale Pfahllasten

Es werden nur die Pfahllasten für die ungünstigste Lastfallkombination angegeben. Die Lasten beziehen sich auf Oberkante Pfahl ohne Pfahleigengewicht.

Charakteristische Pfahllasten

Lastfall DLC 6.2	($\gamma_{aero}/\gamma_{masse}$)	F_{Gk} [kN] ohne LF Auftrieb	F_{Gk} [kN] mit LF Auftrieb	F_{Qk} [kN]	ΣF_k [kN]
Druck	(1.00/1.00)	-874	-	824	-1698
Zug	(1.00/1.00)	-	-623	824	201

alle Lasten ohne Teilsicherheitsbeiwert ($\gamma_F = 1,00$)

Bemessungswerte der Pfahllasten

Lastfall DLC 3.2	($\gamma_{aero}/\gamma_{masse}$)	F_{Gd} [kN] ohne LF Auftrieb	F_{Gd} [kN] mit LF Auftrieb	F_{Qd} [kN]	ΣF_d [kN]
Druck	(1.35/1.35)	-1180	-	917	-2097
Zug	(1.35/1.00)	-	-542	917	375

alle Lasten inklusive Teilsicherheitsbeiwerte ($\gamma_{Auftrieb} = 1,35$)

Erläuterungen:

F_{Gk}	= Anteil infolge ständiger Lasten
F_{Qk}	= Anteil infolge veränderlicher Lasten
ΣF_d	= Summe aus ständigen und veränderlichen Lasten

Document information:

Author/ date: TE / 07.03.2011
 Department: WRD-K
 Approved / date: MFE / 07.03.2011
 Revision / date: JAV 4 / 10.11.2014

© Copyright ENERCON GmbH. Alle Rechte vorbehalten.

Translator / date:

Revisor / date:

Reference:

D0189203-4.doc

5.3 Variante 3: Ortbetonrammpfähle Ø 56cm

Anzahl:	36 Stück
Pfahllänge:	20,0 m (Nachweislänge für Typenprüfung)
Neigung:	24x 4,5:1 nach außen geneigt 12x 7,0:1 nach innen geneigt

5.3.1 Axiale Pfahllasten

Es werden nur die Pfahllasten für die ungünstigste Lastfallkombination angegeben. Die Lasten beziehen sich auf Oberkante Pfahl ohne Pfahleigengewicht.

Charakteristische Pfahllasten

Lastfall DLC 6.2	($\gamma_{aero}/\gamma_{masse}$)	F_{Gk} [kN] ohne LF Auftrieb	F_{Gk} [kN] mit LF Auftrieb	F_{Qk} [kN]	ΣF_k [kN]
Druck	(1.00/1.00)	-1165	-	1102	-2267
Zug	(1.00/1.00)	-	-837	1102	265

alle Lasten ohne Teilsicherheitsbeiwert ($\gamma_F = 1,00$)

Bemessungswerte der Pfahllasten

Lastfall DLC 3.2	($\gamma_{aero}/\gamma_{masse}$)	F_{Gd} [kN] ohne LF Auftrieb	F_{Gd} [kN] mit LF Auftrieb	F_{Qd} [kN]	ΣF_d [kN]
Druck	(1.35/1.35)	-1573	-	1219	-2792
Zug	(1.35/1.00)	-	-721	1219	498

alle Lasten inklusive Teilsicherheitsbeiwerte ($\gamma_{Auftrieb} = 1,35$)

Erläuterungen:

F_{Gk}	= Anteil infolge ständiger Lasten
F_{Qk}	= Anteil infolge veränderlicher Lasten
ΣF_d	= Summe aus ständigen und veränderlichen Lasten

Document information:		© Copyright ENERCON GmbH. Alle Rechte vorbehalten.	
Author / date:	TE / 07.03.2011	Translator / date:	-
Department:	WRD-K	Revisor / date:	-
Approved / date:	MFE / 07.03.2011	Reference:	D0189203-4.doc
Revision / date:	JAV 4 / 10.11.2014		

5.4 Variante 4: Bohrpfähle Ø 100cm

Anzahl:	22 Stück
Pfahllänge:	20,0 m (Nachweislänge für Typenprüfung)
Neigung:	22x vertikal

5.4.1 Axiale Pfahllasten

Es werden nur die Pfahllasten für die ungünstigste Lastfallkombination angegeben. Die Lasten beziehen sich auf Oberkante Pfahl ohne Pfahleigengewicht.

Charakteristische Pfahllasten

Lastfall DLC 6.2	($\gamma_{aero}/\gamma_{masse}$)	F_{Gk} [kN] ohne LF Auftrieb	F_{Gk} [kN] mit LF Auftrieb	F_{Qk} [kN]	ΣF_k [kN]
Druck	(1.00/1.00)	-1888	-	1802	-3690
Zug	(1.00/1.00)	-	-1343	1802	459

alle Lasten ohne Teilsicherheitsbeiwert ($\gamma_F = 1,00$)

Bemessungswerte der Pfahllasten

Lastfall DLC 3.2	($\gamma_{aero}/\gamma_{masse}$)	F_{Gd} [kN] ohne LF Auftrieb	F_{Gd} [kN] mit LF Auftrieb	F_{Qd} [kN]	ΣF_d [kN]
Druck	(1.35/1.35)	-2549	-	2048	-4597
Zug	(1.35/1.00)	-	-1139	2048	909

alle Lasten inklusive Teilsicherheitsbeiwerte ($\gamma_{Auftrieb} = 1,35$)

Erläuterungen:

F_{Gk}	= Anteil infolge ständiger Lasten
F_{Qk}	= Anteil infolge veränderlicher Lasten
ΣF_d	= Summe aus ständigen und veränderlichen Lasten

Document information:		© Copyright ENERCON GmbH. Alle Rechte vorbehalten.	
Author/ date:	TE / 07.03.2011	Translator / date:	-
Department:	WRD-K	Revisor / date:	-
Approved / date:	MFE / 07.03.2011	Reference:	D0189203-4.doc
Revision / date:	JAV 4 / 10.11.2014		

5.5 Bemessungswerte der Pfahlschnittgrößen

		60 Pfähle	48 Pfähle	36 Pfähle	22 Pfähle
Horizontalkraft (Pfahloberkante)	Hd	54 kN	68 kN	90 kN	110 kN
Einspannmoment in der Platte	Md	147 kNm*	183 kNm*	263 kNm*	535kNm*
Max. Moment in Pfahlmitte	Md	116 kNm*	144 kNm*	205 kNm*	374 kNm*

*In Abhängigkeit der anstehenden Bettung

Die Bemessungswerte der Pfahlschnittgrößen sind mit den Bemessungswerten der Pfahlkräfte ungünstig zu kombinieren.

Der Nachweis der Rissbreitenbegrenzung bei Stahlbetonpfählen ist für eine Rissbreite $w_{cal} = 0,3\text{mm}$ zu führen.

Es ist zusätzlich die ENERCON Spezifikation „Mindestbewehrung Pfähle aus Beton“ zu berücksichtigen.

5.6 Baugrundaufbau

Werden die folgenden Bodenkennwerte mindestens eingehalten bzw. die Pfahllängen nicht überschritten, so können die zuvor angegebenen Biegemomente der Bemessung zugrunde gelegt werden.

Tiefe ab UK Fundament	$E_{s, stat}$
0,00 m – 1,00 m	0 MN/m ²
1,00 m – 15,00 m	1,0 MN/m ²
>15,00 m (tragfähiger Baugrund)	10,0 MN/m ²

Document information:		© Copyright ENERCON GmbH. Alle Rechte vorbehalten.	
Author/ date:	TE / 07.03.2011	Translator / date:	-
Department:	WRD-K	Revisor / date:	-
Approved / date:	MFE / 07.03.2011	Reference:	D0189203-4.doc
Revision / date:	JAV 4 / 10.11.2014		

6.0 Lasten an der Fundamentunterkante

Die angegebenen F_z Lasten sind inkl. Fundamenteigengewicht $\gamma = 25 \text{ kN/m}^3$ und Bodenauflast $\gamma = 18 \text{ kN/m}^3$ im Trockenzustand.

6.1 Charakteristische Lastfälle

Lastfall	$(\gamma_{aero}/\gamma_{masse})$	F_{xy} [kN]	F_z [kN] ohne LF Auftrieb	F_z [kN] mit LF Auftrieb	M_{xy} [kNm]	M_z [kNm]
DLC 1.0	(1.00/1.00)	1100	-41643	-29663	104394	-
DLC 3.2	(1.00/1.00)	1470	-41726	-29746	154389	-8420
DLC 6.2	(1.00/1.00)	1700	-41526	-29546	190245	-8590

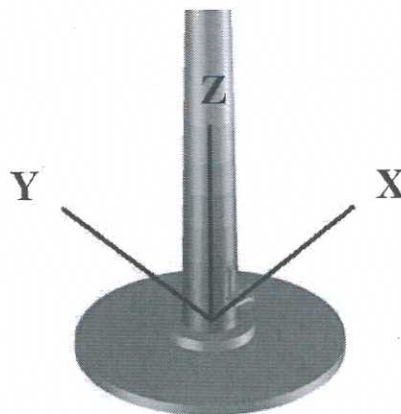
alle Lasten ohne Teilsicherheitsbeiwert ($\gamma_F = 1,00$)

6.2 Bemessungswerte der Lastfälle

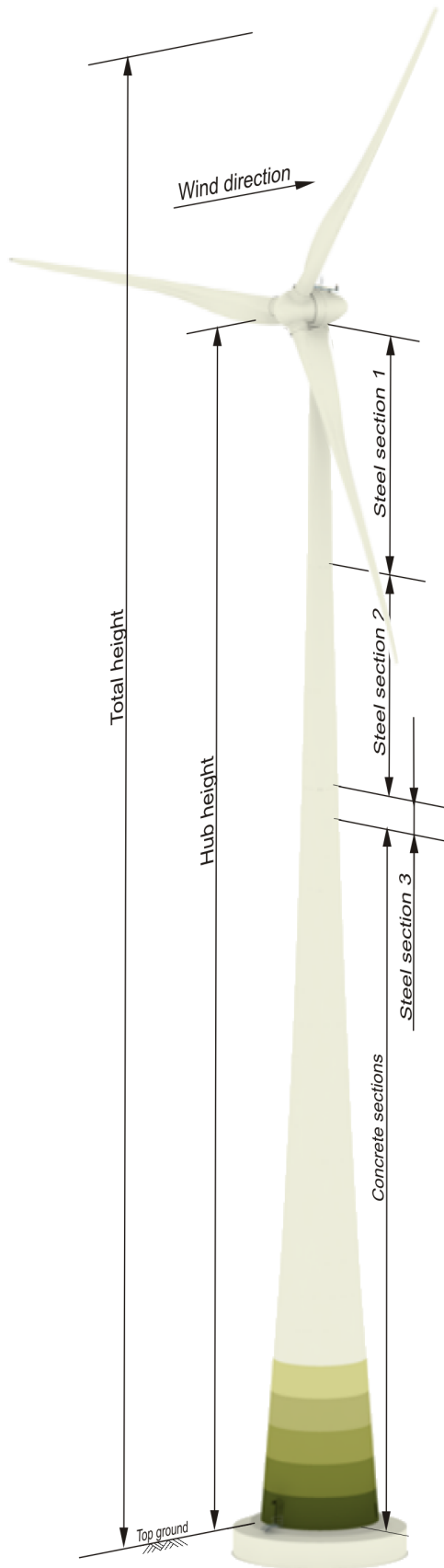
Lastfall	$(\gamma_{aero}/\gamma_{masse})$	F_{xy} [kN]	F_z [kN] ohne LF Auftrieb	F_z [kN] mit LF Auftrieb	M_{xy} [kNm]	M_z [kNm]
DLC 3.2	(1.35/1.35)	2110	-55730	-	217959	-11600
DLC 3.2	(1.35/1.00)	2110	-	-29764	217959	-11600

alle Lasten inklusive Teilsicherheitsbeiwerte ($\gamma_{Auftrieb} = 1,00$)

7.0 Koordinatensystem



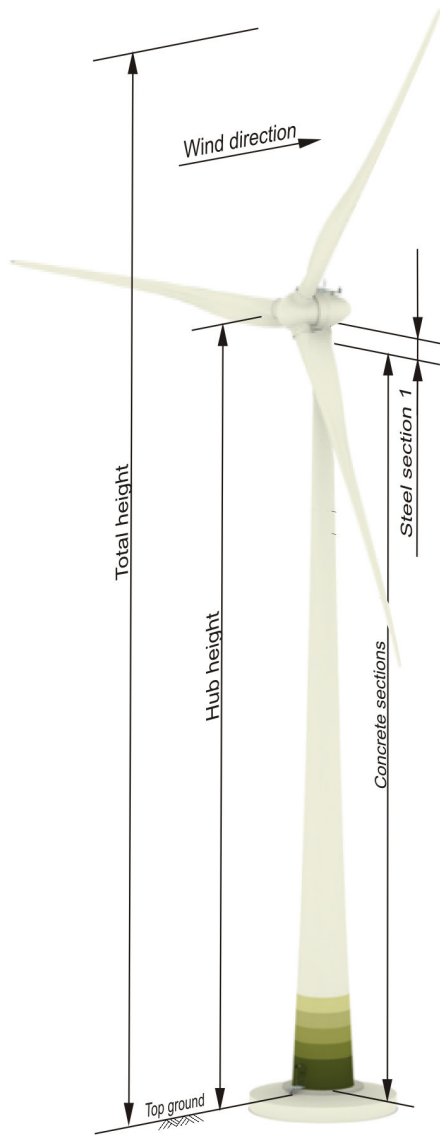
Document information:		© Copyright ENERCON GmbH. Alle Rechte vorbehalten.	
Author/ date:	TE / 07.03.2011	Translator / date:	-
Department:	WRD-K	Revisor / date:	-
Approved / date:	MFE / 07.03.2011	Reference:	D0189203-4.doc
Revision / date:	JAV 4 / 10.11.2014		



Parameter	Value
Total height above top ground (GOK)	193.353 m
Hub height above top ground (GOK)	135.498 m
Tower height above top foundation	133.160 m
Design	Steel / Precast concrete tower
Wind zone (DIBt, DIN 1055-4)	WZ III / WZ4 GK I
WTC (IEC 61400-1)	--
Number of steel sections	3
Number of concrete segments	24

	Length (m)	D _{Top} (m)	D _{Bottom} (m)	Weight ca. (t)
Section 1	22.415	3.218 / 3.557 ¹	3.770	50
Section 2	19.585	3.770	4.300	51
Section 3	3.800	4.300	4.390	24
Concrete segments	87.360	4.410	10.730	1462
Total tower weight				1587

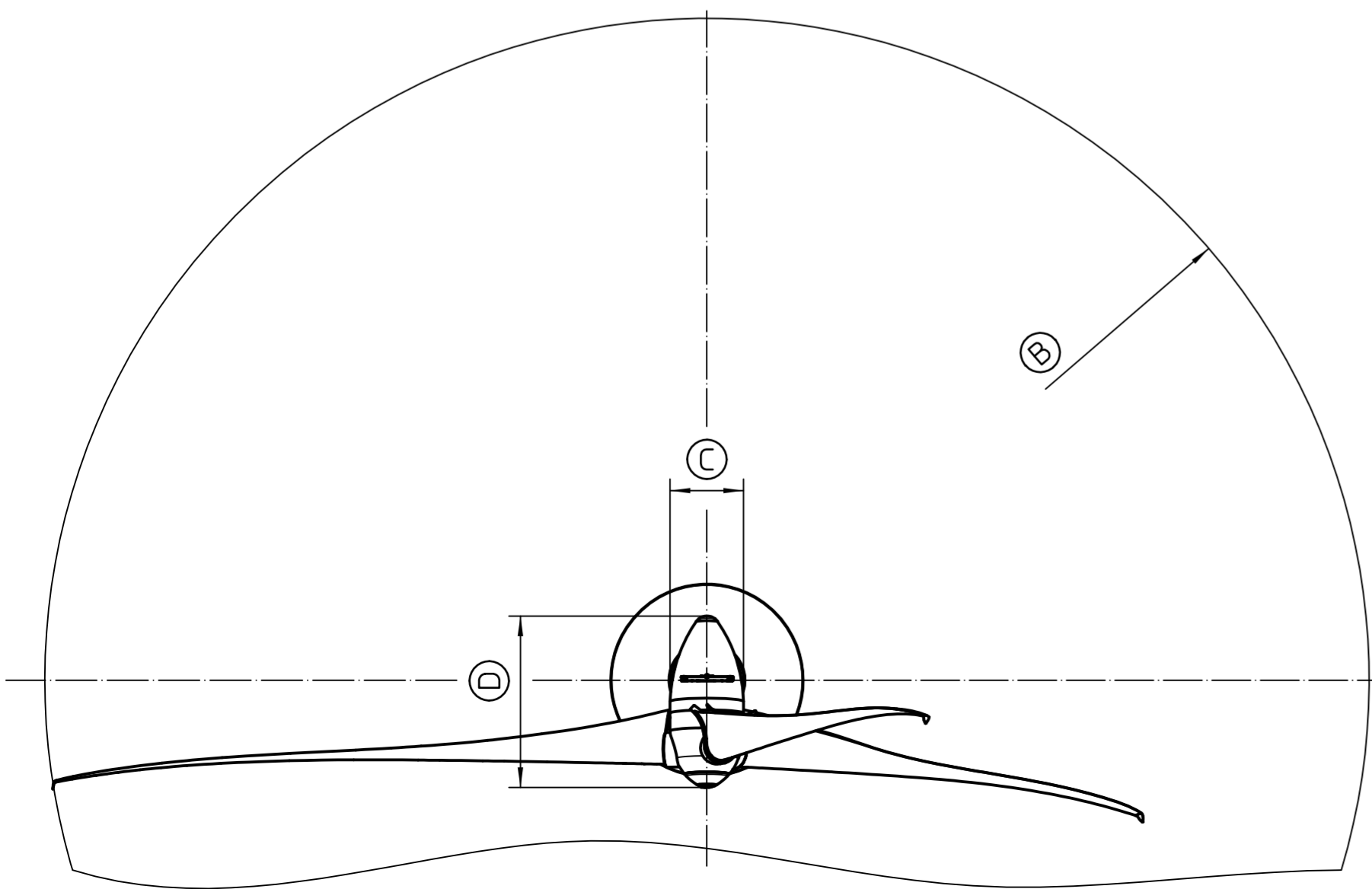
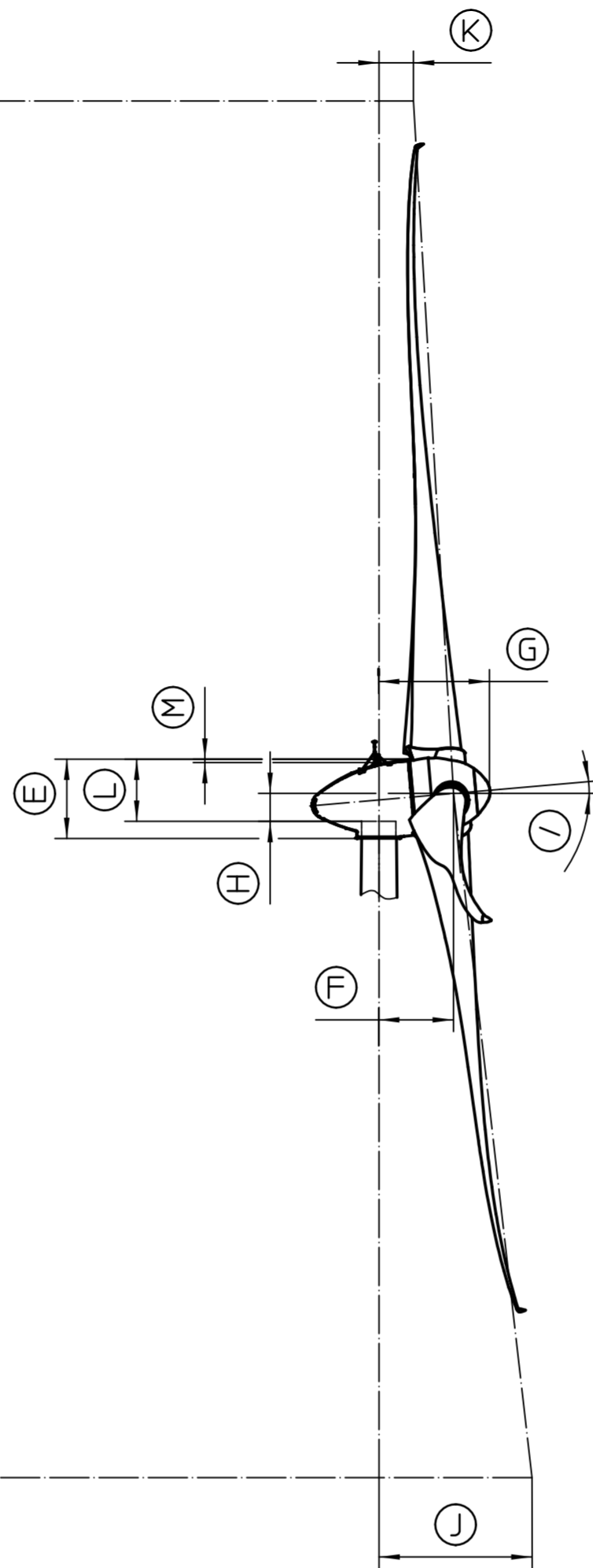
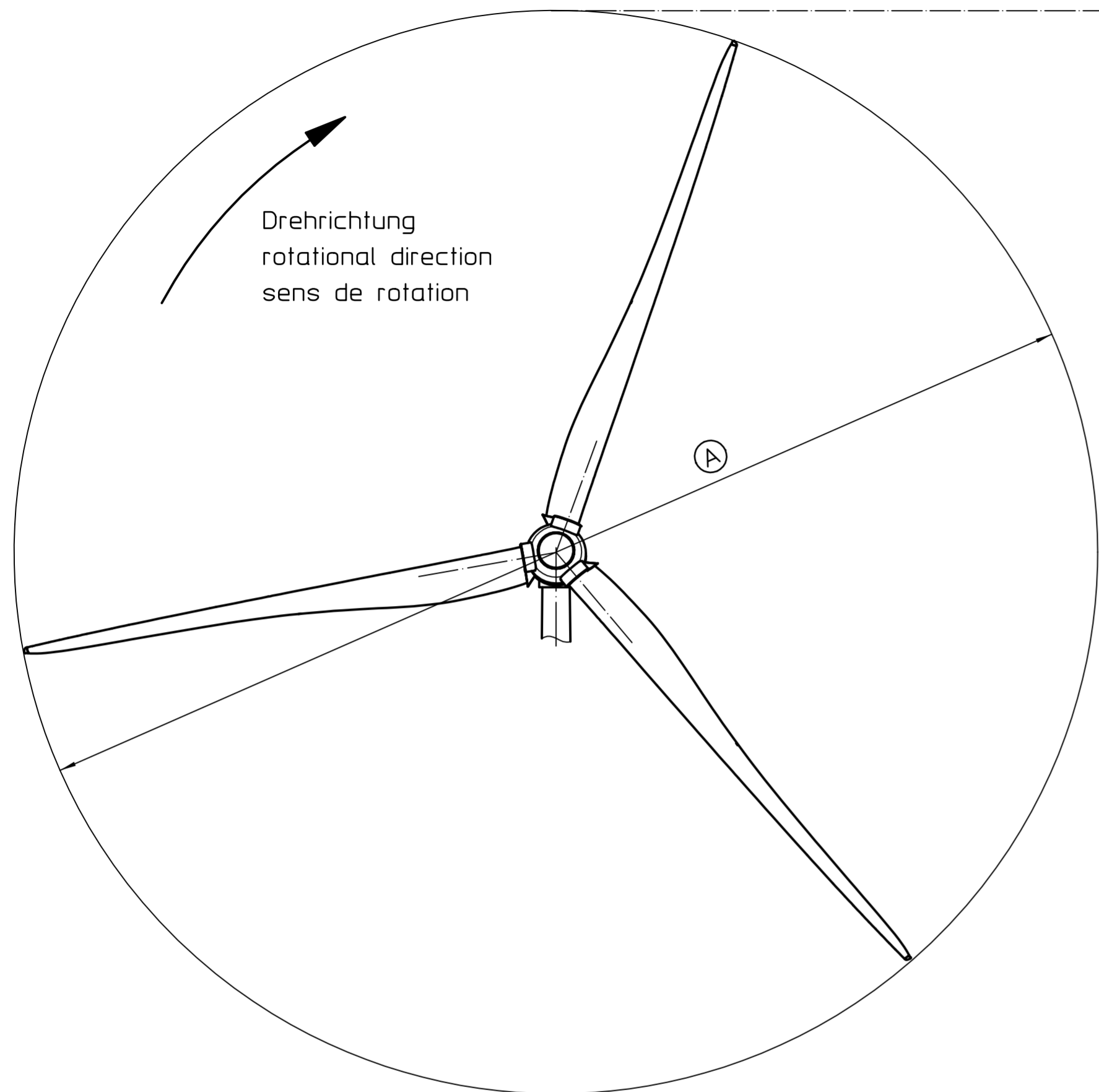
¹⁾ Outside flange diameter



Parameter	Value
Total height above top ground (GOK)	193.255 m
Hub height above top ground (GOK)	135.400 m
Tower height above top foundation	133.062 m
Design	Steel / Precast concrete tower
Wind zone (DIBt, DIN --)	--
WTC (IEC 61400-1)	WTC IIA
Number of steel sections	1
Number of concrete segments	36

	Length (m)	D _{Top} (m)	D _{Bottom} (m)	Weight approx. (t)
Section 1	2.902	3.218 / 3.557 ¹	3.338	19
Concrete segments	130.180	3.358	14.500	2395
Total tower weight				2414

1) Outside flange diameter



Pos.	Benennung Description Designation	Abmaße Dimensions Dimension
A	Rotordurchmesser Rotor diameter Diamètre du rotor	∅115,71m
B	Exentritätsfläche Eccentric surface Surface excentrique	10629,00m ²
C	Gondelbreite Nacelle width Largeur de la nacelle	6,40m
D	Gondellänge Nacelle length Longueur de la nacelle	15,00m
E	Gondelhöhe Nacelle height Hauteur de la nacelle	6,80m
F	Turmmitte bis Nabe Tower centre to hub Milieu du mât vers le moyeu	6,00m
G	Turmmitte bis Gondelspitze Tower centre to nacelle tip Milieu du mât vers l'extrémité de la nacelle	9,30m
H	Oberkante Turmkopfflansch bis Nabe Top edge of top tower flange to hub Bord supérieur de la bride supérieure du mât jusqu'au moyeu	① 2,138m
I	Neigung Incline Inclinaison	5°
J	Turmmitte bis tiefste Blattposition Tower centre to bottom position of blade Milieu du mât jusqu'à la position la plus basse de la pale	12,87m
K	Turmmitte bis höchste Blattposition Tower centre to top position of blade Milieu du mât jusqu'à la position la plus haute de la pale	2,90m
L	Oberkante Turmkopfflansch bis Oberkante Gondel Tower head flange top edge to nacelle top edge Bord supérieur de la bride du sommet du mât jusqu'au bord supérieur de la nacelle	5,16m
M	Oberkante Gondel bis Oberkante Befeuerungsträger Top nacelle edge to top beacon carrier edge Bord supérieur de la nacelle jusqu'au bord supérieur du support du balisage	-0,39m

Abmaße für die einzelnen Varianten der Befeuerungseinheiten siehe Zeichnungsnr. 00.08.084
For the dimensions of the individual beacon unit variants, see drawing number 00.08.084
Pour les dimensions des variantes individuelles des unités de balisage, voir le dessin 00.08.084



<p>Ce document a été envoyé sur demande de quelqu'un / pour un certain ordre. Le récepteur n'a pas été enregistré! Si le document est modifié, le récepteur ne recevra pas d'informations!</p>	<p>Dieses Dokument wurde auf Anfrage bzw. für einen bestimmten Auftrag verschickt. Der Empfänger wurde nicht registriert! Der Empfänger wird bei Änderung des Dokuments nicht automatisch informiert!</p>	<p>This document has been sent on request / for a certain order. The receiver has not been registered! The receiver will not automatically be informed in the case of alterations!</p>
<p>Ce dessin est la propriété de la société ENERCON GmbH et représente un secret d'entreprise selon §§ 17ff UWG. Tous droits réservés. Tous droits réservés selon DIN 34.</p>	<p>Diese Zeichnung ist Eigentum der Firma ENERCON GmbH. Sie ist urheberrechtlich geschützt und stellt zugleich ein Betriebsgeheimnis im Sinne der §§ 17 ff UWG dar. Alle Rechte gemäß DIN 34 vorbehalten.</p>	<p>This drawing is the property of ENERCON GmbH. It is copyrighted and at the same time it is a trade secret according to §§ 17 ff UWG.</p>

 ENERCON GmbH Dreekamp 5 26605 Aurich Germany	Allgemitoleranzen General tolerances	Oberfläche Surface DIN ISO 1302	Maßstab Scale 1:500	Gewicht Weight KG
	Erstell. Created by 06.11.2012 Klement	Dat. Name 11.12.2012 Hildebrand	Gondelabmessung <i>nacelle dimension</i> E-115 <i>E-115</i>	
1x 1 Maß Pos. H Rev. Änderung/Change 02.07.13 B.K. W.F.	E-115	115.00.001 - 1	Sprache Language DE	Blatt/Bl. Sheet/qty 1/1
No guarantee can be given in respect of this translation.		ID Nr.: KM820684		

Statement of Compliance for the Design Evaluation

Registration No.: **002.16.2.03.15.00**

This statement of
compliance is issued to:

**ENERCON GmbH
Dreekamp 5
26605 Aurich
Germany**

For the wind turbine:

**E-115 – 3.0MW
Rotor Blade E115-1
Hub Height 135 m and 149 m
WTC II_A**

This conformity statement attests compliance of the above mentioned wind turbine with the standard

**IEC 61400-1:2005 + A1:2010
'Wind Turbines – Part 1: Design Requirements'**

concerning the design.

The associated certification reports are listed in annex 1. The wind turbine is specified in annex 2.

The conformity evaluation was carried out according to IEC 61400-22:2010, 'Wind turbines - Part 22: Conformity testing and certification'.

Changes in design may be implemented if assessed by TÜV SÜD Industrie Service GmbH with an additional report. Modifications without approval render this statement invalid.

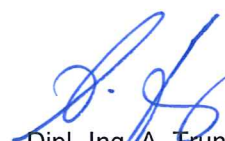
The validity of the quality management system certificate shall be maintained.

Munich, 2015-03-31


Dr.-Ing. M. Webhofer
Head Certification Body Wind Turbines
TÜV SÜD Industrie Service GmbH



Certification Body for products according to
DIN EN 45011, IEC/ISO Guide 65 accredited by
DAkkS. The accreditation is only valid for the
scope mentioned in the accreditation certificate.


Dipl.-Ing. A. Frunz
Head of Department Wind Turbines
TÜV SÜD Industrie Service GmbH

Statement of Compliance
 for the Design Evaluation

Registration No.: **002.16.2.03.15.00**

Annex 1

The design evaluation of the wind turbine E-115 – 3.0MW with rotor blade E115-1 and 135 m and 149 m hub height for WTC II_A was carried out by expert engineers of accredited certification bodies. The assessment is reported in the following reports:

Report No.:	Date of issue	Report on Assessment / Certification Reports	Certification body
2054527-1-e	2015-03-26	Design Basis NCV and CCV	TÜV SÜD
2139846-1-e	2013-03-31	Load Assumptions Tower, Hub Height 135 m	TÜV SÜD
2139846-3-e	2013-03-31	Load Assumptions Tower, Hub Height 149 m	TÜV SÜD
2175624-5-e Rev. 1	2014-10-08	Load Assumptions Machinery Components and Rotor Blade, Hub Height 135 m and 149 m	TÜV SÜD
2082059-1-e Rev. 2	2014-06-20	Control and Safety System	TÜV SÜD
2082059-4-e Rev. 1	2014-06-20	Electrical Installation and Lightning Protection	TÜV SÜD
2082059-3-e Rev. 3	2014-06-18	Mechanical Structures	TÜV SÜD
2082059-31-e Rev. 1	2014-06-23	Machinery Components	TÜV SÜD
1981959-41-e	2015-03-04	Rotor Blade Interfaces	TÜV SÜD
1981959-42-e Rev.1	2015-03-09	Rotor Blade Load Comparison	TÜV SÜD
1981959-32-e	2014-12-02	Rotor Blade Root Connection	TÜV SÜD
1981959-31-e Rev. 1	2014-12-02	Rotor Blade Inner Part	TÜV SÜD
1981959-2-e	2014-12-02	Blade to Blade Connection	TÜV SÜD
1981959-1-e Rev. 1	2014-10-06	Rotor Blade Outer Part	TÜV SÜD
2350041-1-e	2015-03-26	Rotor Blade Serrations	TÜV SÜD
2082059-5-e	2014-10-27	Wind Turbine Housing	TÜV SÜD
2082059-6-e Rev. 1	2015-03-30	Manuals	TÜV SÜD
2082059-51-e	2015-03-30	Personnel Safety	TÜV SÜD



Statement of Compliance
for the Design Evaluation

Registration No.: **002.16.2.03.15.00**

Report No.:	Date of issue	Report on Assessment / Certification Reports	Certification body
2082059-2-e Rev. 2	2015-03-18	Tower Top Flange	TÜV SÜD
8110 572 724- 6 E Rev.1	2015-03-23	Precast Concrete Tower with Steel Section, Hub Height 135 m	TÜV NORD
2157797-1-e	2015-03-26	Precast Concrete Tower with Steel Sections, Hub Height 149 m	TÜV SÜD

Tower internals were not part of this design evaluation.

The quality management system of the manufacturer is certified according to
DIN EN ISO 9001:2008 as follows:

Certificate No.:	Date of issue	Company	issued by
156231-2014- AHSO-GER- DAkKS	2014-06-19	Arbeitsgemeinschaft "ENERCON IMS" (incl. Enercon GmbH and WRD Wobben Research and Development GmbH)	DNV GL

End of annex 1

Statement of Compliance
for the Design Evaluation

Registration No.: **002.16.2.03.15.00**

Annex 2

Characteristic Data E-115 – 3.0MW

General	Design:	Horizontal axis wind turbine with variable rotor speed, direct drive
	Power Regulation:	Electromechanical pitch
	Main Braking System:	3 independent electro-mechanical pitch systems
	Rated Electrical Power:	3000 kW
	Hub Height:	135 m and 149 m
	Rated Rotor Speed:	14 rpm
	Rated Wind Speed:	11 m/s
	Cut-in Wind Speed:	3 m/s
	Cut-out Wind Speed:	34 m/s
	Design Life Time:	25 years
	Operating Temperature:	-10°C to +40°C
	Survival Temperature:	-20°C to +50°C
	IEC Wind Turbine Class II _A :	
	Reference Wind Speed v_{ref} :	42.5 m/s
	Turbulence Intensity at v_{ref} :	11 %
Annual Average Wind Speed:	8.5 m/s	
Category of Turbulence Characteristics:	A	
Rotor	Diameter:	115.7 m
	Number of Rotor Blades:	3
	Orientation:	Upwind
	Cone Angle:	0°
	Tilt Angle:	5°
	Rotor Blade Type:	E115-1
Manufacturer :	ENERCON with optional aerodynamic add-on parts (trailing edge serrations)	

Statement of Compliance
for the Design Evaluation

Registration No.: **002.16.2.03.15.00**

Pitch System	Design:	Electro-mechanical with DC-motors and capacitor backups	
	Number of Pitch Drives:	2	
	Pitch Drive:	Multi stage planetary, 1-stage bevel gear	
	Type:	DAT 300/1480-3000	
	Manufacturer:	Liebherr-Components Biberach GmbH	
Hub	Pitch Drive:	Multi stage planetary, 1-stage bevel gear	
	Type:	ZHP 3.220-1171671	
	Manufacturer:	Zollern GmbH & Co. KG	
	Blade Bearing:	Double-row ball bearing slewing ring	
	Drawing No.:	001.60.2628/00.220513.1	
Main Bearing (downwd/float.)	Manufacturer:	ThyssenKrupp Rothe Erde GmbH	
	Design:	Cast	
	Material:	EN-GJS-400-18U-LT	
	Drawing No.:	115.01.002-3	
	Main Bearing (upwind/fixed)	Design:	Cylindrical roller bearing
Type:		PSL412-309-PV	
Manufacturer:		PSL, a.s.	
Design:		Tapered roller bearing	
Type:		PSL612-337-PV	
Axle Shaft	Manufacturer:	PSL, a.s.	
	Design:	Cast	
	Material:	EN-GJS-400-18U-LT	
	Drawing No.:	101.01.006-6	
	Support Pin	Design:	Cast
Material:		EN-GJS-400-18U-LT	
Drawing No.:		101.01.011-6	
Rotor Brake		Design:	Electro-mechanical brake system
		No. of brake calipers:	2
	Type:	EMB 300 RTD	
	Manufacturer:	KTR Kupplungstechnik GmbH	
	Disc Rotor	Design:	Weld
Material:		S355J2+N	
Drawing No.:		115.02.005-1	

Statement of Compliance
for the Design Evaluation

Registration No.: **002.16.2.03.15.00**

Machine Carrier	Design: Material: Drawing No.:	Cast EN-GJS-400-18U-LT 115.03.006-1 or 115.03.011-0
Yaw System	Design: Number of Yaw Drives: Yaw Drive: Type: Manufacturer:	Electro-mechanical with AC-motors 12 4-stage planetary gear DAT 400/2432-4000 Liebherr-Components Biberach GmbH
	Yaw Bearing: Drawing No.: Manufacturer:	Double-row ball bearing slewing ring KUD2008VA801-900 Liebherr-Components Biberach GmbH
Tower HH 135 m	Design: Type: Length / No. of Sections: Drawing No. Tower:	Precast concrete tower (internal tendons) with steel section E-115/BF/133/37/01 133.1 m / 1 (steel) and 36 (concrete) 115.00.016-2
Tower HH 149 m	Design: Type: Length / No. of Sections: Drawing No. Tower:	Precast concrete tower (internal tendons) with steel sections E-115/BF/147/36/01 146.68 m / 2 (steel) and 34 (concrete) 115.00.014-4
Control and Safety System	Type: Manufacturer:	PLC based control system ENERCON GmbH
Generator	Design: Nominal Power: Nominal Speed: Degree of Protection:	Direct drive, electro magnet synchronous generator 3250 kW 12,8 rpm IP23
Converter	Type: Manufacturer: No. of Units:	LS300kW ENERCON GmbH 12

End of annex 2

Technical Description

**ENERCON Wind energy converter
E-115 3 MW**

Legal notice

Publisher

ENERCON GmbH ▪ Dreekamp 5 ▪ 26605 Aurich ▪ Germany
 Phone: +49 4941 927-0 ▪ Fax: +49 4941 927-109
 E-mail: info@enercon.de ▪ Internet: http://www.enercon.de
 Managing Directors: Hans-Dieter Kettwig, Nicole Fritsch-Nehring
 Local court: Aurich ▪ Company registration number: HRB 411
 VAT ID no.: DE 181 977 360

Copyright notice

The entire content of this document is protected by the German Copyright Act (UrhG) and international agreements.
 All copyrights concerning the content of this document are held by ENERCON GmbH, unless another copyright holder is expressly indicated or identified.
 Any content made available does not grant the user any industrial property rights, rights of use or any other rights. The user is not allowed to register any intellectual property rights or rights for parts thereof.
 Any transmission, surrender and distribution of the contents of this document to third parties, any reproduction or copying, and any application and use - also in part - require the express and written permission of the copyright holder, unless any of the above are permitted by mandatory legal regulations.
 Any infringement of the copyright is contrary to law, may be prosecuted according to §§ 106 et seq. of the German Copyright Act (UrhG), and grants the copyright holder the right to file for injunctive relief and to claim for punitive damages.

Registered trademarks

Any trademarks mentioned in this document are intellectual property of the respective registered trademark holders; the stipulations of the applicable trademark law are valid without restriction.

Reservation of right of modification

ENERCON GmbH reserves the right to change, improve and expand this document and the subject matter described herein at any time without prior notice, unless contractual agreements or legal requirements provide otherwise.

Document information

Document ID	D0290328-3		
Notation	Original document. Source document of this translation: D0268058-3.		
Date	Language	DCC	Plant / department
2015-02-11	eng	DA	WRD GmbH / Documentation Department

Table of contents

1	Overview of E-115	1
2	ENERCON wind energy converter concept	2
3	E-115 components	3
3.1	Rotor blades	3
3.2	Nacelle	4
3.2.1	Annular generator	4
3.3	Tower	4
4	Grid Management System	5
5	Safety system	7
5.1	Safety equipment	7
5.2	Sensor system	7
6	Control system	10
6.1	Yaw system	10
6.2	Pitch control	10
6.3	WEC start	11
6.3.1	Start lead-up	11
6.3.2	Wind measurement and nacelle alignment	11
6.3.3	Generator excitation	12
6.3.4	Power feed	12
6.4	Operating modes	13
6.4.1	Full load operation	13
6.4.2	Partial load operation	14
6.4.3	Idle mode	14
6.5	Safe stopping of the wind energy converter	15
7	Remote monitoring	16
8	Maintenance	17
9	Technical specifications – E-115 3 MW	18

1 Overview of E-115

The ENERCON E-115 wind energy converter is a direct-drive wind energy converter with a three-bladed rotor, active pitch control, variable speed operation, and a nominal power of 3000 kW. It has a rotor diameter of 115.71 m and can be supplied with hub heights of 135.40 m and 149.00 m.



Fig. 1: Complete view of ENERCON E-115

2 ENERCON wind energy converter concept

ENERCON wind energy converters are characterised by the following features:

Gearless

The E-115 drive system comprises very few rotating components. The rotor hub and the rotor of the annular generator are directly interconnected to form one solid unit. This reduces the mechanical strain and increases technical service life. Maintenance and service costs are reduced (fewer wearing parts, no gear oil change, etc.) and operating expenses also decrease. Since there are no gears or other fast rotating parts, the energy loss between generator and rotor as well as noise emissions are considerably reduced.

Active pitch control

Each of the three rotor blades is equipped with a pitch unit. Each pitch unit consists of an electrical drive, a control system, and a dedicated emergency power supply. The pitch units limit the rotor speed and the amount of power extracted from the wind. In this way, the maximum output of the E-115 can be accurately limited to nominal power, even at short notice. By pitching the rotor blades into the feathered position, the rotor is stopped without any strain on the drive train caused by the application of a mechanical brake.

Indirect grid connection

The power produced by the annular generator is fed into the distribution or transport grid via the ENERCON grid feed system. The ENERCON grid feed system, which consists of a rectifier, a DC link and a modular inverter system, ensures maximum energy yield with excellent power quality. The electrical properties of the annular generator are therefore irrelevant to the behaviour of the wind energy converter in the distribution or transport grid. Rotational speed, excitation, output voltage and output frequency of the annular generator may vary, depending on the wind speed. In this way, the energy contained in the wind can be optimally exploited even in the partial load range.

3 E-115 components

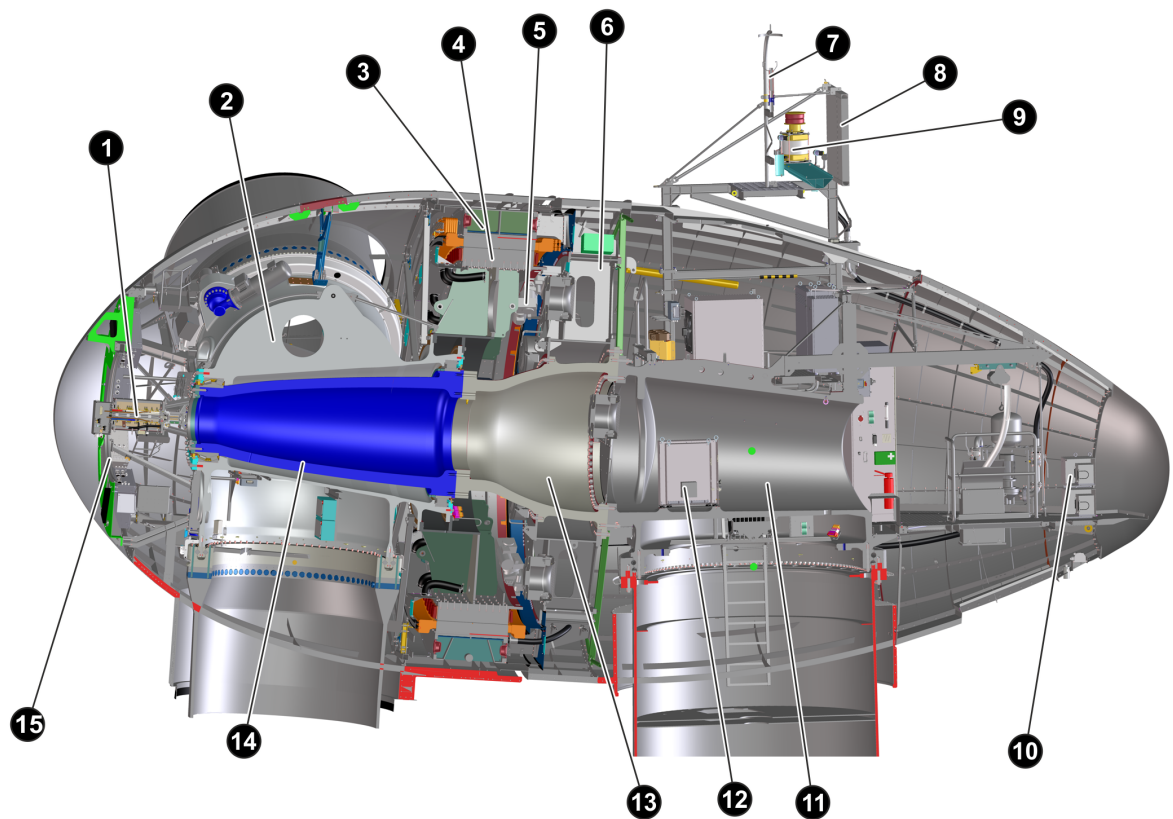


Fig. 2: View of E-115 nacelle

1	Slip ring unit	9	Beacon system (optional)
2	Rotor hub	10	Beacon battery box (optional)
3	Generator stator	11	Main carrier
4	Generator rotor	12	Beacon system control cabinet (optional)
5	Rotor brake	13	Support pin
6	Stator support	14	Axle pin
7	Wind measuring unit with lightning rods	15	Pitch module
8	Generator stator chiller		

3.1 Rotor blades

The segmented rotor blades made of glass-fibre reinforced plastic (glass fibre + epoxy resin) have a major influence on the wind energy converter's yield and its noise emission. The shape and profile of the E-115 rotor blades were designed with the following criteria in mind:

- High power coefficient
- Long service life
- Low noise emissions
- Low mechanical strain

- Efficient use of material

One special feature to be pointed out is the new rotor blade profile, which extends down to the nacelle. This design eliminates the loss of the inner air flow experienced with conventional rotor blades. In combination with the streamlined nacelle, utilisation of the wind supply is considerably optimised.

The rotor blades of the E-115 were specially designed to operate with variable pitch control and at variable speeds. The PU-based surface coating protects the rotor blades from environmental impacts such as UV radiation and erosion. This coating is highly resistant to abrasion and visco-hard.

Microprocessor-controlled pitch units that are independent of one another adjust each of the three rotor blades. An angle encoder in each rotor blade constantly monitors the set blade angle and ensures blade angle synchronisation across all three blades. This provides for quick, accurate adjustment of blade angles according to the prevailing wind conditions.

3.2 Nacelle

3.2.1 Annular generator

ENERCON wind energy converters (WECs) are equipped with a multi-polar, separately excited synchronous generator (annular generator). The WEC operates at variable speeds so as to optimally utilise the wind energy potential. The annular generator therefore produces alternating current with varying voltage, frequency and amplitude.

The windings in the stator of the annular generator form two three-phase alternating current systems that are independent of each other. Both systems are rectified independently of each other in the nacelle and combined by the direct-current distribution system. In the tower base the inverters reconvert the current into three-phase current whose voltage, frequency, and phase position conform to the grid.

Consequently, the annular generator is not directly connected to the receiving power grid of the utility/power supply company; instead, it is completely decoupled from the grid by the full-scale converter.

3.3 Tower

The tower of the E-115 wind energy converter is a concrete tower assembled from precast components. Available tower heights are 133 m and 147 m.

All towers are painted and equipped with weather and corrosion protection at the factory. This means that no work is required in this regard after assembly except for repairing any defects or transport damage. By default, the bottom of the tower comes with graduated paintwork (can be dispensed with if desired).

The concrete tower is assembled from the precast concrete elements at the installation site. As a rule, segments are dry-stacked; however, a compensatory grout layer can be applied. Vertical joints are closed by means of bolt connections.

Towers are pre-tensioned vertically by means of prestressing steel tendons. The prestressing tendons run vertically inside ducts in the precast elements. They are anchored to the foundation.

For technical and financial reasons, the top slender part of the E-115 concrete tower is made of steel. For instance, installing the yaw bearing directly on the concrete elements is unfeasible, and the considerably thinner wall of the steel section provides for more space in the tower interior.

4 Grid Management System

The annular generator is coupled to the grid through the ENERCON Grid Management System. The main components of this system are a rectifier, a DC link, and several modular inverters.

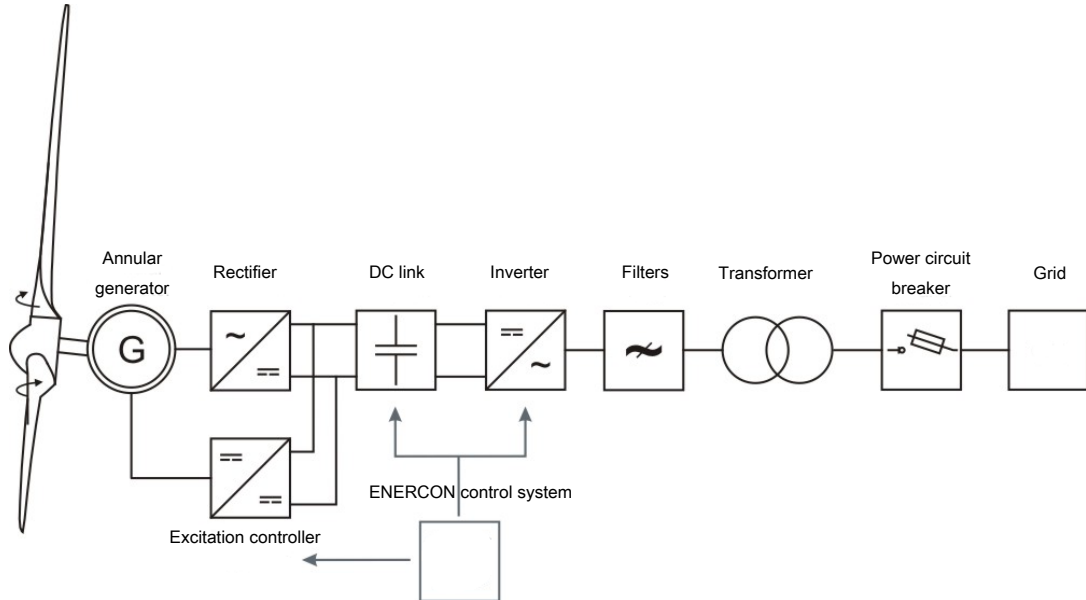


Fig. 3: Simplified electric diagram of an ENERCON WEC

The Grid Management System, generator excitation and pitch control are all managed by the control system to achieve maximum energy yield and excellent power quality.

Decoupling the annular generator from the grid guarantees ideal power transmission conditions. Sudden changes in wind speed are translated into controlled change in order to maintain stable grid feed. Conversely, possible grid faults have virtually no effect on WEC mechanics. The power injected by the E-115 can be precisely regulated from 0 kW to 3000 kW.

In general, the features required for a certain wind energy converter or wind farm to be connected to the receiving power grid are predefined by the operator of that grid. To meet different requirements, ENERCON wind energy converters are available with different configurations.

The inverter system in the tower base is dimensioned according to the particular WEC configuration. As a rule, a transformer inside or near the wind energy converter converts 400 V low voltage to the desired medium voltage.

Reactive power

If necessary, an E-115 equipped with standard FACTS (Flexible AC Transmission System) control can supply reactive power in order to contribute to reactive power balance and to maintaining voltage levels in the grid. The maximum reactive power range is available at an output as low as 10 % of the nominal active power. The maximum reactive power range varies, depending on the WEC configuration.

FT configuration

By default, the E-115 comes equipped with FACTS technology that meets the stringent requirements of specific grid codes. It is able to ride through grid faults (undervoltage, overvoltage, automatic reclosing, etc.) of up to 5 seconds (FT = FACTS + FRT [Fault Ride Through]) and to remain connected to the grid during these faults.

If the voltage measured at the reference point exceeds a defined limit value, the ENERCON wind energy converter changes from normal operation to a specific fault operating mode.

Once the fault has been cleared, the wind energy converter returns to normal operation and feeds the available power into the grid. If the voltage does not return to the operating range admissible for normal operation within an adjustable time frame (5 seconds max.), the wind energy converter is disconnected from the grid.

While the system is riding through a grid fault, various fault modes using different grid feed strategies are available, including feeding in additional reactive current in the event of a fault. The control strategies include different options for setting fault types.

Selection of a suitable control strategy depends on specific grid code and project requirements that must be confirmed by the particular grid operator.

FTQ configuration

The FTQ configuration (FT plus Q+ option) comprises all features of the FT configuration. In addition, it has an extended reactive power range.

FTQS configuration

The FTQS configuration comprises all features of the FTQ configuration and has been expanded to include the STATCOM (Static Synchronous Compensator) option. The STATCOM option enables the wind energy converter to output and absorb reactive power regardless of whether it generates and feeds active power into the grid. It is thus able to actively support the power grid at any time, similar to a power plant.

Frequency protection

ENERCON wind energy converters can be used in grids with a nominal frequency of 50 Hz or 60 Hz.

The range of operation of the E-115 is defined by a lower and upper frequency limit value. Overfrequency and underfrequency events at the WEC reference point trigger frequency protection and cause the WEC to shut down after the maximum delay time of 60 seconds has elapsed.

Power-frequency control

If temporary overfrequency occurs as a result of a grid fault, ENERCON wind energy converters can reduce their power feed dynamically to contribute to restoring the balance between the generating and transmission networks.

As a pre-emptive measure, the active power feed of ENERCON wind energy converters can be limited during normal operation. During an underfrequency event, the power reserved by this limitation is made available to stabilise the frequency. The characteristics of this control system can be easily adapted to different specifications.

5 Safety system

The E-115 comes with a large number of safety features whose purpose is to permanently keep the WEC inside a safe operating range. In addition to components that ensure safe stopping of the wind energy converter, these include a complex sensor system. It continuously captures all relevant operating states of the wind energy converter and makes the relevant information available through the ENERCON SCADA remote monitoring system.

If any safety-relevant operating parameters are out of the permitted range, the WEC will continue running at limited power or it will stop.

5.1 Safety equipment

Emergency stop button

In an ENERCON wind energy converter there are emergency stop buttons next to the tower door, on the control cabinet in the tower base, on the nacelle control cabinet and, if required, on further levels of the E-module. Actuating an emergency stop button activates the rotor brake. Emergency pitching of the rotor blades takes place.

The following are still supplied with power:

- Rotor brake
- Beacon system components
- Lighting
- Sockets

Main switch

In an ENERCON wind energy converter, main switches are installed on the control cabinet and the nacelle control cabinet. When actuated, they de-energise virtually the entire wind energy converter.

The following are still supplied with power:

- Beacon system components
- Service hoist
- Sockets
- Lighting
- Medium-voltage area

5.2 Sensor system

There is a large number of sensors that continuously monitor the current status of the wind energy converter and the relevant ambient parameters (e.g. rotor speed, temperature, blade load, etc.). The control system analyses the signals and regulates the wind energy converter such that the wind energy available at any given time is always optimally exploited and operating safety is ensured at the same time.

Redundant sensors

In order to be able to check plausibility by comparing the reported values, more sensors than necessary are installed for some operating states (e.g. for measuring the generator temperature). Defective sensors are reliably detected and can be replaced by activation of a spare sensor. In this way, the wind energy converter can safely continue its operation without the need for replacement of major components.

Sensor checks

Proper functioning of all sensors is either regularly checked by the WEC control system itself during normal WEC operation or, where this is not possible, in the course of WEC maintenance work.

Speed monitoring

The control system of the ENERCON wind energy converter regulates the rotor speed by adjusting the blade angle such that the speed does not significantly exceed rated speed even during very high winds. However, pitch control may not be able to react quickly enough to sudden events such as strong gusts of wind or a sudden drop of the generator load. If rated speed is exceeded by more than 15 %, the control system stops the rotor. After three minutes, the wind energy converter automatically attempts to restart. If this fault occurs more than five times within 24 hours, the control system assumes a defect and does not attempt any further restarts.

In addition to the electronic monitoring system there are three electromechanical overspeed switches on the generator rotor. They are spaced evenly along the circumference of the rotor. Each of these switches can stop the wind energy converter via emergency pitching. The switches respond if the rotor speed exceeds the rated speed by more than 25 %. To enable the wind energy converter to restart, the overspeed switches must be reset manually after the cause of the overspeed has been identified and eliminated.

Vibration monitoring

The vibration sensor serves to detect excessive vibrations and shocks such as might be caused by a malfunction in the rectifier. It is mounted on the bottom of the main carrier of the wind energy converter and consists of a limit switch with a spring rod that has a ball attached to one end by a chain. The ball sits on top of a short vertical pipe. In the event of strong vibrations, the ball falls from its seat on the pipe, activates the switch by pulling the chain and thereby initiates emergency pitching of the rotor blades that stops the rotor.

Air gap monitoring

Microswitches distributed along the rotor circumference monitor the width of the air gap between the rotor and the stator of the annular generator. If any of the switches is triggered because the distance has dropped below the minimum distance, the wind energy converter stops and restarts automatically after a brief delay.

If the fault recurs within 24 hours, the wind energy converter remains stopped until the cause has been eliminated.

Oscillation monitoring

Oscillation monitoring detects excessive oscillation or excursion of the wind energy converter tower top.

Two acceleration sensors detect the acceleration of the nacelle along the direction of the hub axis (longitudinal oscillation) and perpendicular to this axis (transverse oscillation). The WEC control system uses this input to calculate the tower excursion compared to its resting position. If the excursion exceeds the permissible limit, the wind energy converter stops. It restarts automatically after a short delay. The acceleration sensors are mounted on the same support as the vibration sensor. If multiple out-of-range tower oscillations are recorded within a 24-hour period, the wind energy converter does not attempt any further restarts.

Temperature monitoring

The components of the ENERCON wind energy converter are cooled by an air cooling system. In addition, temperature sensors continuously measure the temperature of WEC components that need to be protected from excessive heat.

In the event of excessive temperatures, the power output of the wind energy converter is reduced. If necessary, the WEC stops. The wind energy converter cools down and typically restarts automatically as soon as the temperature falls below a predefined limit.

Some measuring points are equipped with additional overtemperature switches. These also initiate a stop of the wind energy converter, but without an automatic restart after cooling down, once the temperature exceeds a specific limit.

At low temperatures, some assemblies such as the pitch system emergency power supply and the generator are heated in order to keep them operational.

Noise monitoring sensors

Sensors located in the rotor head respond to loud knocking sounds such as might be caused by loose or defective components. If any of these sensors detects any noise and there is nothing to indicate a different cause, the wind energy converter stops.

In order to rule out exterior causes for the noise (mainly the impact of hail during a thunderstorm), the signals from all wind energy converters in a wind farm are matched against each other. If the sensors in multiple WECs are detecting noise at the same time, an exterior cause is assumed. The noise sensors are deactivated briefly so that none of the wind energy converters in the wind farm stops. For wind energy converters outside of wind farms, the signal from a noise sensor in the machine house is used for reference.

Cable untwisting

If the nacelle of the wind energy converter has turned around its own axis up to three times and twisted the cables running down inside the tower, the WEC control system uses the next opportunity to automatically untwist the cables.

The cable untwisting system includes a sensor system with an angle encoder with two programmable relays that travel along in the yaw bearing gear rim. If outside the permitted range, the power supply to the yaw motors is cut.

6 Control system

The E-115 control system is based on a microprocessor system developed by ENERCON and uses sensors to query all WEC components and collect data such as wind direction and wind speed. Using this information, it adjusts the operating mode of the E-115 accordingly. The WEC display of the control cabinet in the tower base shows the current status of the wind energy converter and any fault that may have occurred.

6.1 Yaw system

The yaw bearing with an externally geared rim is mounted on top of the tower. The yaw bearing allows the nacelle to rotate, thus providing for yaw control.

If the difference between the wind direction and the rotor axis direction exceeds the maximum permissible value, the yaw drives are activated and adjust the nacelle position according to the wind direction. The yaw motor control system ensures smooth starting and stopping of the yawing motion. The WEC control system monitors the yaw system. If it detects any irregularities it deactivates yaw control and stops the wind energy converter.

6.2 Pitch control

Functional principle

The pitch control system modifies the angle of attack, i.e., the angle at which the air flow meets the blade profile. Changes to the blade angle change the lift at the rotor blade and thus the force with which the rotor blade turns the rotor.

During normal operation (automatic mode) the blade angle is adjusted in a way that ensures optimal exploitation of the energy contained in the wind while avoiding overload of the wind energy converter. Wherever possible, boundary conditions such as noise optimisation are also fulfilled in the process. In addition, blade angle adjustment is used to decelerate the rotor aerodynamically.

If the wind energy converter achieves nominal power output and the wind speed continues to increase, the pitch system turns the rotor blades just far enough out of the wind to keep the rotor speed and the amount of energy extracted from the wind, i.e., the energy to be converted by the generator, within or just slightly above the rated limits.

Assembly

Each rotor blade is fitted with a pitch unit. The pitch unit consists of a pitch control box, a blade relay box, a pitch motor and a capacitor box. The pitch control box and the blade relay box control the pitch motor. The capacitor box stores the energy required for emergency pitching; during WEC operation, it is kept charged and tested continually.

Blade angle

Special rotor blade positions (blade angles) of the E-115:

- A: 1°** Regular position during partial load operation: Maximum exploitation of available wind energy.
- B: 60°** Idle mode (wind energy converter does not feed any power into the grid because the wind speed is too low): Depending on the wind speed, the rotor spins at low speed or stands still (if there is no wind at all).
- C: 92°** Feathered position (rotor has been stopped manually or automatically): The rotor blades do not generate any lift even in the presence of wind; the rotor stands still or moves very slowly.

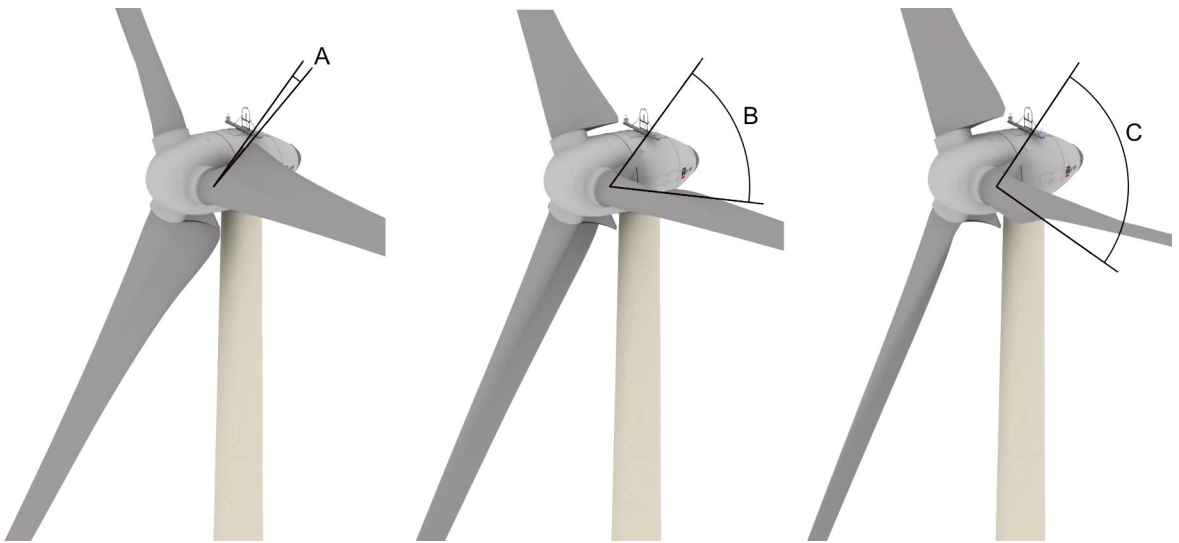


Fig. 4: Special blade positions

6.3 WEC start

6.3.1 Start lead-up

As long as the main status is > 0 , the wind energy converter remains stopped. As soon as the main status changes to 0, the WEC is ready and the start-up procedure is initiated. If certain boundary conditions for start-up, e.g. charging of the emergency pitching capacitors, have not been fulfilled yet, status 0:3 - Start lead-up is displayed.

During the start lead-up, a wind measurement and alignment phase of 150 seconds begins.

6.3.2 Wind measurement and nacelle alignment

After completing the start lead-up, status 0:2 - Turbine operational is displayed.

If the control system is in automatic mode, the average wind speed is above 1.8 m/s and the wind direction deviation is sufficient for yawing, the WEC will start alignment with the prevailing wind direction. 60 seconds after completing the start lead-up the WEC goes into idle mode. The rotor blades are slowly pitched in as a check is performed on the emergency pitching capacitors.

If the WEC is equipped with load control sensors, the rotor blades will stop at an angle of 70° and adjust the load measurement points, which might take several minutes. During this time, status 0:5 - Calibration of load control is displayed.

If the average wind speed during the wind measurement and alignment phase of 150 seconds is above the current start wind speed (about 2.0 m/s), the start-up procedure is initiated (status 0:1). Otherwise, the wind energy converter remains in idle mode (status 2:1 - Lack of wind : Wind speed too low).

Power consumption

As the wind energy converter does not supply any active power at that moment, the electrical energy consumed by the WEC is taken from the grid.

6.3.3 Generator excitation

Once the rotor reaches a certain rotational speed that depends on the WEC type (for instance, approx. 3 rpm with the E-82), generator excitation is initiated. The electricity required for this purpose is temporarily taken from the grid. Once the generator reaches a sufficient speed the WEC supplies itself with power. The electricity for self-excitation is then taken from the DC link; the energy taken from the grid is reduced to zero.

6.3.4 Power feed

As soon as the DC link voltage is sufficient and the excitation controller is no longer connected to the grid, power feed is initiated. After the rotational speed has increased due to sufficient wind and with a power setpoint $P_{\text{set}} > 0$, the line contactors on the low-voltage side are closed and the WEC starts feeding power into the grid.

The number of activated inverters is gradually increased, depending on the number necessary for the power generated by the generator. Power control regulates the excitation current so that power is fed according to the required power curve.

The power increase gradient (dP/dt) after a grid fault or a regular start-up can be defined within a certain range in the control system. For more detailed information, see the *Grid Performance* data sheet for the particular ENERCON WEC type.

6.4 Operating modes

After completion of the E-115 start-up procedure the wind energy converter switches to automatic mode (normal operation). While in operation, the WEC constantly monitors wind conditions, optimises rotor speed, generator excitation and generator power output, aligns the nacelle position with the wind direction, and captures all sensor statuses.

In order to optimise power generation in highly diverse wind conditions when in automatic mode, the WEC changes between three operating modes, depending on the wind speed. In certain circumstances the WEC stops if provided for by the WEC configuration (e.g. shadow shutdown). In addition, the utility company into whose grid the generated power is fed can be given the option to directly intervene in the operation of the wind energy converter by remote control, e.g. in order to temporarily reduce the power feed.

The E-115 switches between the following operating modes:

- Full load operation
- Partial load operation
- Idle mode

6.4.1 Full load operation

Wind speed

$v \geq 12 \text{ m/s}$

With wind speeds at and above the rated wind speed, the wind energy converter uses pitch control to maintain rotor speed at rated (approx. 12.4 rpm) and thus limits the power to its nominal value of 3000 kW.

Storm control enabled (normal operating state)

Storm Control enables WEC operation even at very high wind speeds; however, the rotor speed and the power output are reduced.

If wind speeds exceed approx. 28 m/s (12-second average) and keep increasing, the rotational speed will be reduced linearly from 12.4 rpm to idle speed at about 34 m/s by pitching the rotor blades out of the wind accordingly. The power fed into the grid decreases in accordance with the speed/power curve in the process.

At wind speeds above 34 m/s (10-minute average) the rotor blades are almost in the feathered position. The WEC runs in idle mode and without any power output; it does, however, remain connected to the receiving grid. Once the wind speed falls below 34 m/s, the WEC restarts its power feed.

Storm control is activated by default and can only be deactivated by remote control or on site by ENERCON Service.

Storm control disabled

If, by way of exception, storm control is disabled, the wind energy converter will be stopped for safety reasons if the wind speed exceeds 25 m/s (3-minute average) or 30 m/s (15-second average). If none of the above events occurs within 10 minutes after stopping, the wind energy converter will be restarted automatically.

6.4.2 Partial load operation

Wind speed

$$2.5 \text{ m/s} \leq v < 12 \text{ m/s}$$

During partial load operation (i.e., the wind speed is between the cut-in wind speed and the rated wind speed) the maximum possible power is extracted from the wind. Rotor speed and power output are determined by the current wind speed. Pitch control already starts as the WEC approaches full load operation so as to achieve a smooth transition.

6.4.3 Idle mode

Wind speed

$$v < 2.5 \text{ m/s}$$

At wind speeds below 2.5 m/s no power can be fed into the grid. The wind energy converter runs in idle mode, i.e., the rotor blades are turned almost completely out of the wind (60° blade angle) and the rotor turns slowly or stops completely if there is no wind at all.

Slow movement (idling) puts less strain on the hub bearings than longer periods of complete standstill; in addition, the WEC can resume power generation and power feed more quickly as soon as the wind picks up.

6.5 Safe stopping of the wind energy converter

The ENERCON wind energy converter can be stopped by manual intervention or automatically by the control system.

The causes are divided into groups by risk.

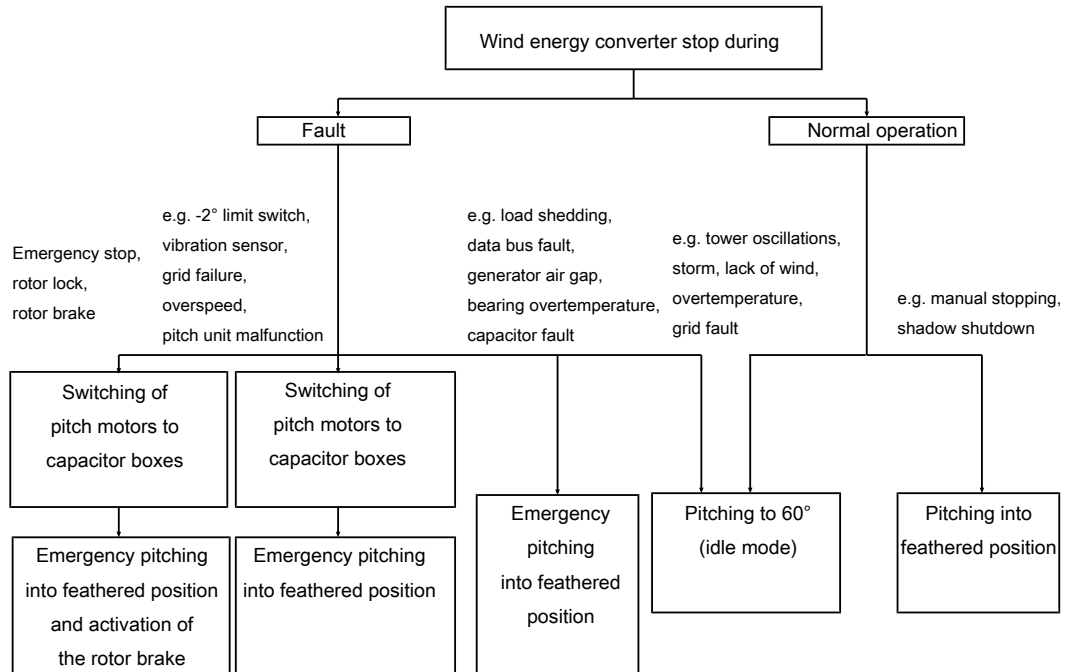


Fig. 5: Overview of stopping procedures

Stopping the wind energy converter by means of pitch control

In the event of a fault that is not safety-relevant, the WEC control system pitches the rotor blades out of the wind, causing the rotor blades not to generate any lift and bringing the wind energy converter to a safe stop.

Emergency pitching

For emergency pitching, the pitch motors are supplied with power by the capacitor boxes. The rotor blades move automatically and independently of each other into a position in which they do not generate any lift; this is called the feathered position.

Since the three pitch units are interconnected but also operate independently of each other, if one component fails, the remaining pitch units can still function and stop the rotor.

Emergency braking

If a person presses an emergency stop button, or if the rotor lock is used while the rotor is turning, the control system initiates an emergency braking procedure.

This means that in addition to the emergency pitching of the rotor blades, the rotor brake is applied. The rotor is decelerated from rated speed to a standstill within 10 to 15 seconds.

7 Remote monitoring

By default, all ENERCON wind energy converters are equipped with the ENERCON SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) system that connects them to Technical Service Dispatch. Technical Service Dispatch can retrieve each wind energy converter's operating data at any time and instantly respond to any irregularities or malfunctions.

The ENERCON SCADA system also transmits all status messages to Technical Service Dispatch, where they are permanently stored. This ensures that the practical experience gained through the long-term operation of ENERCON wind energy converters is taken into account for their continued development.

Connection of the individual wind energy converters is through a dedicated personal computer (ENERCON SCADA Server), which is typically located in one of the wind farm wind energy converters or in the associated substation. There is one ENERCON SCADA Server in every wind farm.

The ENERCON SCADA system, its properties and its operation are described in separate documentation.

At the operator/owner's request, monitoring of the wind energy converters can be performed by a third party.

8 Maintenance

In order to ensure the long-term safe and optimum operation of the wind energy converter, maintenance is required at regular intervals.

Frequency

One mechanical maintenance, one visual maintenance, one grease maintenance and one electrical maintenance are carried out per year. The maintenance activities are spread out over the year so that every wind energy converter is being serviced once per quarter. The first maintenance is carried out at 300 operating hours after commissioning.

Visual maintenance

During visual maintenance – as during the other maintenance activities – technicians check the wind energy converter for damage (for example, damaged cables or rotor blades) and listen for unusual noises during operation (for example, noise from the bearings).

Grease maintenance

During grease maintenance, technicians not only perform visual maintenance but also top up or replace lubrication components, and apply lubrication to seals.

Mechanical maintenance

In addition to grease maintenance, mechanical maintenance includes checks or tests of the following items:

- Fasteners (in particular of rotor blades) and weld seams
- Tightening torques (300-h maintenance)
- Yaw gears and pitch gears
- Safety ladders
- Tower cooling system
- Load-bearing parts
- Rotor brake
- Rotor blades (visual check from nacelle roof)

Electrical maintenance

Electrical maintenance includes checks or tests of the following items:

- Sensors, detectors, measuring equipment, push buttons, switches, and fuses
- Shadow shutdown and noise optimisation (depending on equipment)
- Overspeed switch and emergency pitch system
- Transmission (depending on equipment)
- Accuracy of yaw angle and blade angle
- Start-up procedure and software version
- Release circuits and safety circuits
- Cables and connections
- Lightning protection and earthing

9 Technical specifications – E-115 3 MW

General	
Manufacturer	ENERCON GmbH Dreekamp 5 26605 Aurich
Type designation	E-115
Nominal power	3000 kW
Hub heights	135.4 m; 149.0 m
Rotor diameter	115.71 m
IEC wind class (ed. 3)	IIA
Extreme wind speed at hub height (10-min. mean)	42.5 m/s Corresponds to a load equivalent of approx. 59.5 m/s (3-sec. gust)
Annual average wind speed at hub height	8.5 m/s
Rotor with pitch control	
Type	Upwind rotor with active pitch control
Rotational direction	Clockwise (downwind)
Number of rotor blades	3
Rotor blade length	55.96 m (segmented blade)
Swept area	10515.5 m ²
Rotor blade material	GRP/epoxy resin/wood
Lowest power feed speed to nominal speed	4 - 12.4 rpm
Tip speed	Up to 77.55 m/s
Power reduction wind speed	28 - 34 m/s (with optional ENERCON storm control)
Conical angle	0°
Rotor axis angle	5°
Pitch control	One independent electrical pitch system per rotor blade with dedicated emergency power supply

Drive train with generator			
WEC concept	Gearless; variable speed; full-scale converter		
Hub	Rigid		
Bearing	Double-row tapered/cylindrical roller bearing		
Generator	Direct-drive ENERCON annular generator		
Grid feed	ENERCON inverters with high-frequency IGBT switching and sinusoidal current		
IP Code/insulation class	IP 23/F		
Brake system			
Aerodynamic brake	Three independent pitch systems with emergency power supply		
Rotor brake	Electromechanical		
Rotor lock	Latching every 10°		
Yaw control			
Type	Electrical with yaw motors		
Control system	Active via yaw gears		
Control system			
Type	Microprocessor		
Grid feed	ENERCON inverter		
Remote monitoring system	ENERCON SCADA		
Uninterruptible power supply (UPS)	Integrated		
Tower variants			
Hub height	Total height	Design	Wind class
135.4 m	193.3 m	Precast concrete tower with steel section	DIBt WZ4 GK I DIBt WZ4 GK II IEC IIA
149.0 m	206.9 m	Precast concrete tower with steel section	DIBt WZ4 GK I DIBt WZ4 GK II IEC IIA

Technical specifications – E-115 3 MW

General	
Manufacturer	ENERCON GmbH Dreekamp 5 D-26605 Aurich
Type designation	E-115
Nominal power	3000 kW
Hub heights	92.0 m; 135.4 m; 149.0 m
Rotor diameter	115.71 m
IEC wind class (ed. 3)	IIA
Extreme wind speed at hub height (10-min. mean)	42.5 m/s
	Corresponds to a load equivalent of approx. 59.5 m/s (3-sec. gust)
Annual average wind speed at hub height	8.5 m/s
Rotor with pitch control	
Type	Upwind rotor with active pitch control
Rotational direction	Clockwise (downwind)
Number of rotor blades	3
Rotor blade length	55.96 m (segmented blade)
Swept area	10515.5 m ²
Rotor blade material	GRP/epoxy resin/wood
Lowest power feed speed to nominal speed	4 - 12.4 rpm
Tip speed	Up to 77.55 m/s
Wind speed power output reduction	28 - 34 m/s (w/ optional ENERCON storm control)
Conical angle	0°
Rotor axis angle	5°
Pitch control	One independent electrical pitch system per rotor blade with dedicated emergency power supply

Drive train with generator	
WEC concept	Gearless; variable speed; full-scale converter
Hub	Rigid
Bearing	Double-row tapered / cylindrical roller bearing
Generator	Direct-drive ENERCON annular generator
Grid feed	ENERCON inverters with high clock speed and sinusoidal current
IP Code / insulation class	IP 23 / F

Brake system	
Aerodynamic brake	Three independent pitch systems with emergency power supply
Rotor brake	Electromechanical
Rotor lock	Latching every 10°

Yaw control	
Type	Electrical with yaw motors
Control	Active via yaw gears

Control system	
Type	Microprocessor
Grid feed	ENERCON inverter
Remote monitoring system	ENERCON SCADA
UPS	Integrated

Tower variants (as of yet)			
Hub height	Total height	Design	Wind class
92.0 m	149.9 m	Precast concrete tower with steel section	Not yet available
135.4 m	193.3 m	Precast concrete tower with steel section	DIBt WZ4 GK I IEC IIA
149.0 m	206.9 m	Precast concrete tower with steel section	DIBt WZ4 GK I IEC IIA

BIJLAGE 10E

VOORBEELDTURBINE ENERCON E126



Technical Description

**ENERCON Wind Energy Converter
E-126 EP4**

Legal notice

Publisher

ENERCON GmbH ▪ Dreekamp 5 ▪ 26605 Aurich ▪ Germany
 Phone: +49 4941 927-0 ▪ Fax: +49 4941 927-109
 E-mail: info@enercon.de ▪ Internet: http://www.enercon.de
 Managing Directors: Hans-Dieter Kettwig, Nicole Fritsch-Nehring
 Local court: Aurich ▪ Company registration number: HRB 411
 VAT ID no.: DE 181 977 360

Copyright notice

The entire content of this document is protected by the German Copyright Act (UrhG) and international agreements.
 All copyrights concerning the content of this document are held by ENERCON GmbH, unless another copyright holder is expressly indicated or identified.
 Any content made available does not grant the user any industrial property rights, rights of use or any other rights. The user is not allowed to register any intellectual property rights or rights for parts thereof.
 Any transmission, surrender and distribution of the contents of this document to third parties, any reproduction or copying, and any application and use - also in part - require the express and written permission of the copyright holder, unless any of the above are permitted by mandatory legal regulations.
 Any infringement of the copyright is contrary to law, may be prosecuted according to §§ 106 et seq. of the German Copyright Act (UrhG), and grants the copyright holder the right to file for injunctive relief and to claim for punitive damages.

Registered trademarks

Any trademarks mentioned in this document are intellectual property of the respective registered trademark holders; the stipulations of the applicable trademark law are valid without restriction.

Reservation of right of modification

ENERCON GmbH reserves the right to change, improve and expand this document and the subject matter described herein at any time without prior notice, unless contractual agreements or legal requirements provide otherwise.

Document information

Document ID	D0360975-0		
Notation	Original document. Source document of this translation: D0350836-0a.		
Date	Language	DCC	Plant / department
2014-11-20	eng	DA	WRD GmbH / Documentation Department

Table of contents

1	Overview of ENERCON E-126 EP4	1
2	ENERCON wind energy converter concept	2
3	Components of E-126 EP4	3
3.1	Rotor blades	3
3.2	Nacelle	4
3.2.1	Annular generator	4
3.3	Tower	4
4	Grid Management System	5
5	Safety system	7
5.1	Safety equipment	7
5.2	Sensor system	7
6	Control system	10
6.1	Yaw system	10
6.2	Pitch control	10
6.3	WEC start	11
6.3.1	Start lead-up	11
6.3.2	Wind measurement and nacelle alignment	11
6.3.3	Generator excitation	12
6.3.4	Power feed	12
6.4	Operating modes	13
6.4.1	Full load operation	13
6.4.2	Partial load operation	14
6.4.3	Idle mode	14
6.5	Safe stopping of the wind energy converter	15
7	Remote monitoring	16
8	Maintenance	17
9	Technical data E-126 EP4	18

1 Overview of ENERCON E-126 EP4

The ENERCON E-126 EP4 wind energy converter is a direct-drive wind energy converter with a three-bladed rotor, active pitch control, variable speed operation, and a nominal power of 4200 kW. It has a rotor diameter of 127 m and can be supplied with hub heights of approx. 135 m and approx. 144 m.



Fig. 1: Complete view of ENERCON E-126 EP4

2 ENERCON wind energy converter concept

ENERCON wind energy converters are characterised by the following features:

Gearless

The E-126 EP4 drive system comprises very few rotating components. The rotor hub and the rotor of the annular generator are directly interconnected to form one solid unit. This reduces the mechanical strain and increases technical service life. Maintenance and service costs are reduced (fewer wearing parts, no gear oil change, etc.) and operating expenses also decrease. Since there are no gears or other fast rotating parts, the energy loss between generator and rotor as well as noise emissions are considerably reduced.

Active pitch control

Each of the three rotor blades is equipped with a pitch unit. Each pitch unit consists of an electrical drive, a control system, and a dedicated emergency power supply. The pitch control drive for each rotor blade consists of four direct-current compositely excited motors with a gear. The pitch units limit the rotor speed and the amount of power extracted from the wind. In this way, the maximum output of the E-126 EP4 can be accurately limited to nominal power, even at short notice. By pitching the rotor blades into the feathered position, the rotor is stopped without any strain on the drive train caused by the application of a mechanical brake.

Indirect grid connection

The power produced by the annular generator is fed into the distribution or transport grid via the ENERCON Grid Management System. The ENERCON Grid Management System, which consists of a rectifier, a DC link and a modular inverter system, ensures maximum energy yield with excellent power quality. The electrical properties of the annular generator are therefore irrelevant to the behaviour of the wind energy converter in the distribution or transport grid. Rotational speed, excitation, output voltage and output frequency of the annular generator may vary depending on the wind speed. In this way, the energy contained in the wind can be optimally exploited even in the partial load range.

3 Components of E-126 EP4

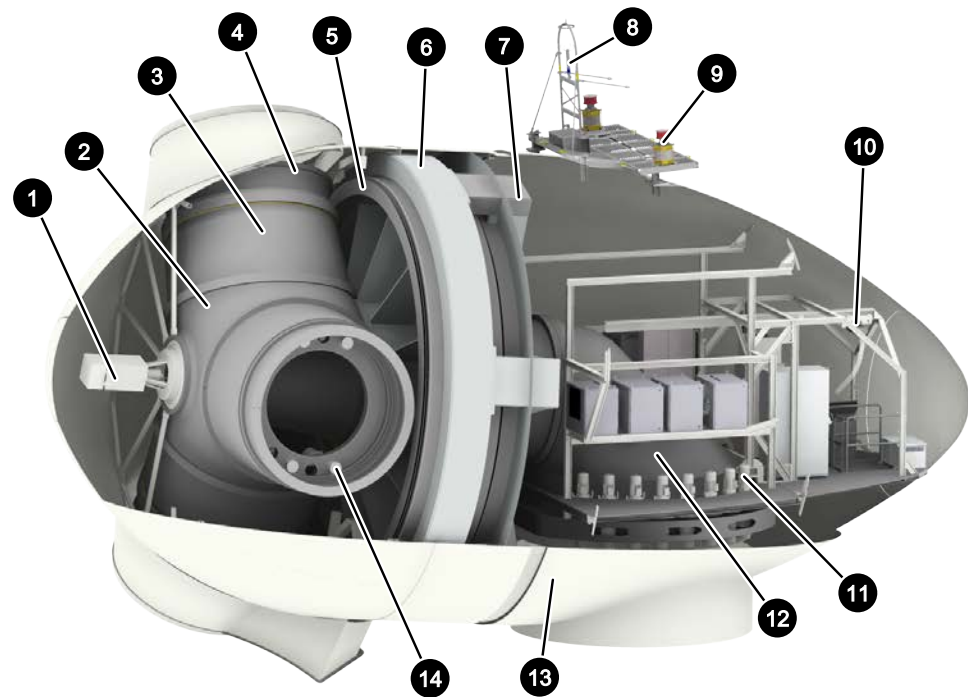


Fig. 2: View of E-126 EP4 nacelle

1	Slip ring unit	8	Wind measuring unit with lightning rods
2	Rotor hub	9	Beacon system (optional)
3	Hub adapter	10	Winch
4	Blade adapter	11	Yaw drives
5	Generator rotor	12	Main carrier
6	Generator stator	13	Nacelle casing
7	Stator support	14	Pitch drives

3.1 Rotor blades

The segmented rotor blades made of glass-fibre reinforced plastic (glass fibre + epoxy resin) have a major influence on the wind energy converter's yield and its noise emission. The shape and profile of the E-126 EP4 rotor blades were designed with the following criteria in mind:

- High power coefficient
- Long service life
- Low noise emissions
- Low mechanical strain
- Efficient use of material

One special feature to be pointed out is the new rotor blade profile, which extends down to the nacelle. This design eliminates the loss of the inner air flow experienced with conventional rotor blades. In combination with the streamlined nacelle, utilisation of the wind supply is considerably optimised.

The rotor blades of the E-126 EP4 were specially designed to operate with variable pitch control and at variable speeds. The PU-based surface coating protects the rotor blades from environmental impacts such as UV radiation and erosion. This coating is highly resistant to abrasion and visco-hard.

Microprocessor-controlled pitch units that are independent of one another adjust each of the three rotor blades. An angle encoder in each rotor blade constantly monitors the set blade angle and ensures blade angle synchronisation across all three blades. This provides for quick, accurate adjustment of blade angles according to the prevailing wind conditions.

3.2 Nacelle

3.2.1 Annular generator

ENERCON wind energy converters (WECs) are equipped with a multi-polar, separately excited synchronous generator (annular generator). The WEC operates at variable speeds so as to optimally utilise the wind energy potential. The annular generator therefore produces alternating current with varying voltage, frequency and amplitude.

The generator stator consists of two separate stator sections. The windings in each stator section form four 3-phase alternating current systems that are independent of each other. These systems are rectified independently of each other in the nacelle and combined by the direct-current distribution system. In the tower base the inverters reconvert the current into three-phase current whose voltage, frequency, and phase position conform to the grid.

Consequently, the annular generator is not directly connected to the receiving power grid of the utility/power supply company; instead, it is completely decoupled from the grid by the full-scale converter.

3.3 Tower

The tower of the E-126 EP4 wind energy converter is a concrete tower assembled from precast components. Available tower heights are 133 m and 142 m.

The tower is painted and equipped with weather and corrosion protection at the factory. This means that no work is required in this regard after assembly except for repairing any defects or transport damage. By default, the bottom of the tower comes with graduated paintwork (can be dispensed with if desired).

The concrete tower is assembled from the precast concrete elements at the installation site. As a rule, segments are dry-stacked; however, a compensatory grout layer can be applied. Vertical joints are closed by means of bolt connections.

Towers are pre-tensioned vertically by means of prestressing steel tendons. The prestressing tendons run vertically inside ducts in the precast elements. They are anchored to the foundation.

For technical and financial reasons, the top slender part of the E-126 EP4 concrete tower is made of steel. For instance, installing the yaw bearing directly on the concrete elements is unfeasible, and the considerably thinner wall of the steel section provides for more space in the tower interior.

4 Grid Management System

The annular generator is coupled to the grid through the ENERCON Grid Management System. The main components of this system are a rectifier, a DC link, and several modular inverters.

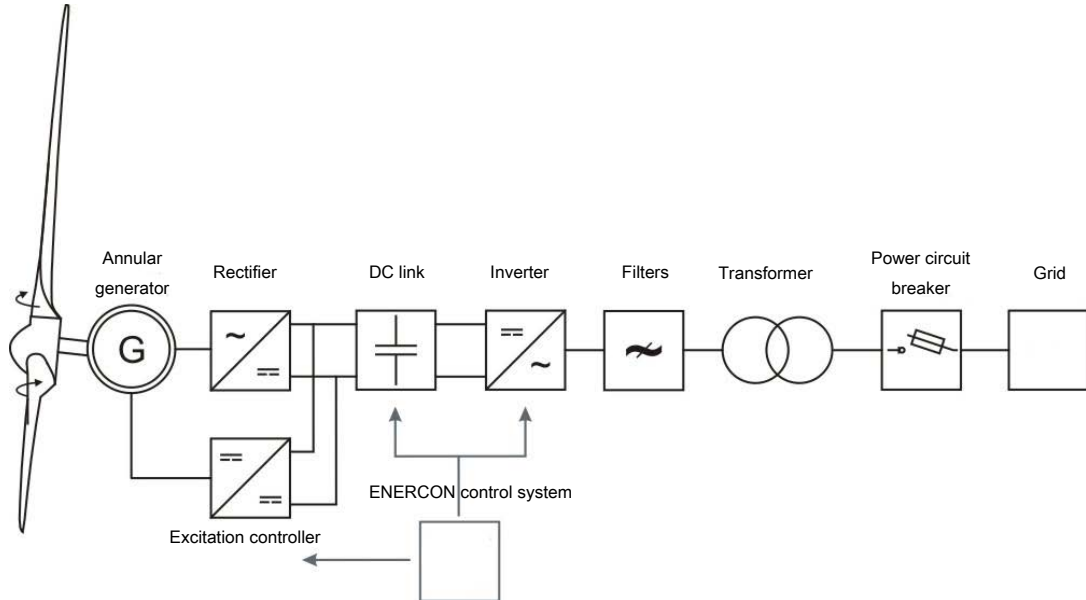


Fig. 3: Simplified electric diagram of an ENERCON WEC

The Grid Management System, generator excitation and pitch control are all managed by the control system to achieve maximum energy yield and excellent power quality.

Decoupling the annular generator from the grid guarantees ideal power transmission conditions. Sudden changes in wind speed are translated into controlled change in order to maintain stable grid feed. Conversely, possible grid faults have virtually no effect on WEC mechanics. The power injected by the E-126 EP4 can be precisely regulated from 0 kW to 4200 kW.

In general, the features required for a certain wind energy converter or wind farm to be connected to the receiving power grid are predefined by the operator of that grid. To meet different requirements, ENERCON wind energy converters are available with different configurations.

The inverter system in the tower base is dimensioned according to the particular WEC configuration. As a rule, a transformer inside or near the wind energy converter converts 400 V low voltage to the desired medium voltage.

Reactive power

If necessary, an E-126 EP4 equipped with standard FACTS (Flexible AC Transmission System) control can supply reactive power in order to contribute to reactive power balance and to maintaining voltage levels in the grid. The maximum reactive power range is available at an output as low as 10 % of the nominal active power. The maximum reactive power range varies, depending on the WEC configuration.

FT configuration

By default, the E-126 EP4 comes equipped with FACTS technology that meets the stringent requirements of specific grid codes. It is able to ride through grid faults (undervoltage, overvoltage, automatic reclosing, etc.) of up to 5 seconds (FT = FACTS + FRT [Fault Ride Through]) and to remain connected to the grid during these faults.

If the voltage measured at the reference point exceeds a defined limit value, the ENERCON wind energy converter changes from normal operation to a specific fault operating mode.

Once the fault has been cleared, the wind energy converter returns to normal operation and feeds the available power into the grid. If the voltage does not return to the operating range admissible for normal operation within an adjustable time frame (5 seconds max.), the wind energy converter is disconnected from the grid.

While the system is riding through a grid fault, various fault modes using different grid feed strategies are available, including feeding in additional reactive current in the event of a fault. The control strategies include different options for setting fault types.

Selection of a suitable control strategy depends on specific grid code and project requirements that must be confirmed by the particular grid operator.

FTQ configuration

The FTQ configuration (FT plus Q+ option) comprises all features of the FT configuration. In addition, it has an extended reactive power range.

FTQS configuration

The FTQS configuration comprises all features of the FTQ configuration and has been expanded to include the STATCOM (Static Synchronous Compensator) option. The STATCOM option enables the wind energy converter to output and absorb reactive power regardless of whether it generates and feeds active power into the grid. It is thus able to actively support the power grid at any time, similar to a power plant.

Frequency protection

ENERCON wind energy converters can be used in grids with a nominal frequency of 50 Hz or 60 Hz.

The range of operation of the E-126 EP4 is defined by a lower and upper frequency limit value. Overfrequency and underfrequency events at the WEC reference point trigger frequency protection and cause the WEC to shut down after the maximum delay time of 60 seconds has elapsed.

Power-frequency control

If temporary overfrequency occurs as a result of a grid fault, ENERCON wind energy converters can reduce their power feed dynamically to contribute to restoring the balance between the generating and transmission networks.

As a pre-emptive measure, the active power feed of ENERCON wind energy converters can be limited during normal operation. During an underfrequency event, the power reserved by this limitation is made available to stabilise the frequency. The characteristics of this control system can be easily adapted to different specifications.

5 Safety system

The E-126 EP4 comes with a large number of safety features whose purpose is to permanently keep the WEC inside a safe operating range. In addition to components that ensure safe stopping of the wind energy converter, these include a complex sensor system. It continuously captures all relevant operating states of the wind energy converter and makes the relevant information available through the ENERCON SCADA remote monitoring system.

If any safety-relevant operating parameters are out of the permitted range, the WEC will continue running at limited power or it will stop.

5.1 Safety equipment

Emergency stop button

In an ENERCON wind energy converter there are emergency stop buttons next to the tower door, on the control cabinet in the tower base, on the nacelle control cabinet and, if required, on further levels of the E-module. Actuating an emergency stop button activates the rotor brake. Emergency pitching of the rotor blades takes place.

The following are still supplied with power:

- Rotor brake
- Beacon system components
- Lighting
- Sockets

Main switch

In an ENERCON wind energy converter, main switches are installed on the control cabinet and the nacelle control cabinet. When actuated, they de-energise virtually the entire wind energy converter.

The following are still supplied with power:

- Beacon system components
- Service hoist
- Sockets
- Lighting
- Medium-voltage area

5.2 Sensor system

There is a large number of sensors that continuously monitor the current status of the wind energy converter and the relevant ambient parameters (e.g. rotor speed, temperature, blade load, etc.). The control system analyses the signals and regulates the wind energy converter such that the wind energy available at any given time is always optimally exploited and operating safety is ensured at the same time.

Redundant sensors

In order to be able to check plausibility by comparing the reported values, more sensors than necessary are installed for some operating states (e.g. for measuring the generator temperature). Defective sensors are reliably detected and can be replaced by activation of a spare sensor. In this way, the wind energy converter can safely continue its operation without the need for replacement of major components.

Sensor checks

Proper functioning of all sensors is either regularly checked by the WEC control system itself during normal WEC operation or, where this is not possible, in the course of WEC maintenance work.

Speed monitoring

The control system of the ENERCON wind energy converter regulates the rotor speed by adjusting the blade angle such that the speed does not significantly exceed rated speed even during very high winds. However, pitch control may not be able to react quickly enough to sudden events such as strong gusts of wind or a sudden drop of the generator load. If rated speed is exceeded by more than 15 %, the control system stops the rotor. After three minutes, the wind energy converter automatically attempts to restart. If this fault occurs more than five times within 24 hours, the control system assumes a defect and does not attempt any further restarts.

In addition to the electronic monitoring system there are three electromechanical overspeed switches on the generator rotor. They are spaced evenly along the circumference of the rotor. Each of these switches can stop the wind energy converter via emergency pitching. The switches respond if the rotor speed exceeds the rated speed by more than 25 %. To enable the wind energy converter to restart, the overspeed switches must be reset manually after the cause of the overspeed has been identified and eliminated.

Vibration monitoring

The vibration sensor serves to detect excessive vibrations and shocks such as might be caused by a malfunction in the rectifier. It is mounted on the bottom of the main carrier of the wind energy converter and consists of a limit switch with a spring rod that has a ball attached to one end by a chain. The ball sits on top of a short vertical pipe. In the event of strong vibrations, the ball falls from its seat on the pipe, activates the switch by pulling the chain and thereby initiates emergency pitching of the rotor blades that stops the rotor.

Air gap monitoring

Microswitches distributed along the rotor circumference monitor the width of the air gap between the rotor and the stator of the annular generator. If any of the switches is triggered because the distance has dropped below the minimum distance, the wind energy converter stops and restarts automatically after a brief delay.

If the fault recurs within 24 hours, the wind energy converter remains stopped until the cause has been eliminated.

Oscillation monitoring

Oscillation monitoring detects excessive oscillation or excursion of the wind energy converter tower top.

Two acceleration sensors detect the acceleration of the nacelle along the direction of the hub axis (longitudinal oscillation) and perpendicular to this axis (transverse oscillation). The WEC control system uses this input to calculate the tower excursion compared to its resting position. If the excursion exceeds the permissible limit, the wind energy converter stops. It restarts automatically after a short delay. The acceleration sensors are mounted on the same support as the vibration sensor. If multiple out-of-range tower oscillations are recorded within a 24-hour period, the wind energy converter does not attempt any further restarts.

Temperature monitoring

The components of the ENERCON wind energy converter are cooled by an air cooling system. In addition, temperature sensors continuously measure the temperature of WEC components that need to be protected from excessive heat.

In the event of excessive temperatures, the power output of the wind energy converter is reduced. If necessary, the WEC stops. The wind energy converter cools down and typically restarts automatically as soon as the temperature falls below a predefined limit.

Some measuring points are equipped with additional overtemperature switches. These also initiate a stop of the wind energy converter, but without an automatic restart after cooling down, once the temperature exceeds a specific limit.

At low temperatures, some assemblies such as the pitch system emergency power supply and the generator are heated in order to keep them operational.

Noise monitoring

Sensors located in the rotor head respond to loud knocking sounds such as might be caused by loose or defective components. If any of these sensor detects any noise and there is nothing to indicate a different cause, the wind energy converter stops.

In order to rule out exterior causes for the noise (mainly the impact of hail during a thunderstorm), the signals from all wind energy converters in a wind farm are compared with each other. If the sensors in multiple WECs are detecting noise at the same time, an exterior cause is assumed. The noise sensors are deactivated briefly so that none of the wind energy converters in the wind farm stops. For wind energy converters outside of wind farms, the signal from a noise sensor in the machine house is used for reference.

Cable untwisting

If the nacelle of the wind energy converter has turned around its own axis more than three times and twisted the cables running down inside the tower, the WEC control system uses the next opportunity to automatically untwist the cables.

The cable untwisting system includes a sensor system with an angle encoder with two programmable relays that travel along in the yaw bearing gear rim. If outside the permitted range, the power supply to the yaw motors is cut.

6 Control system

The E-126 EP4 control system is based on a microprocessor system developed by ENERCON and uses sensors to query all WEC components and collect data such as wind direction and wind speed. Using this information, it adjusts the operating mode of the E-126 EP4 accordingly. The WEC display of the control cabinet in the tower base shows the current status of the wind energy converter and any fault that may have occurred.

6.1 Yaw system

The yaw bearing with an externally geared rim is mounted on top of the tower. The yaw bearing allows the nacelle to rotate, thus providing for yaw control.

If the difference between the wind direction and the rotor axis direction exceeds the maximum permissible value, the yaw drives are activated and adjust the nacelle position according to the wind direction. The yaw motor control system ensures smooth starting and stopping of the yawing motion. The WEC control system monitors the yaw system. If it detects any irregularities it deactivates yaw control and stops the wind energy converter.

6.2 Pitch control

Functional principle

The pitch control system modifies the angle of attack, i.e., the angle at which the air flow meets the blade profile. Changes to the blade angle change the lift at the rotor blade and thus the force with which the rotor blade turns the rotor.

During normal operation (automatic mode) the blade angle is adjusted in a way that ensures optimal exploitation of the energy contained in the wind while avoiding overload of the wind energy converter. Wherever possible, boundary conditions such as noise optimisation are also fulfilled in the process. In addition, blade angle adjustment is used to decelerate the rotor aerodynamically.

If the wind energy converter achieves nominal power output and the wind speed continues to increase, the pitch system turns the rotor blades just far enough out of the wind to keep the rotor speed and the amount of energy extracted from the wind, i.e., the energy to be converted by the generator, within or just slightly above the rated limits.

Assembly

Each rotor blade is fitted with a pitch unit. The pitch unit consists of a pitch control box, a blade relay box, the pitch drive and a capacitor unit. The pitch control box and the blade relay box control the pitch drive. The capacitor unit stores the energy required for emergency pitching; during WEC operation, it is kept charged and tested continually. The pitch control drive for each rotor blade consists of four direct-current compositely excited motors with a gear. These motors are implemented as braking motors.

Blade angles

Special rotor blade positions (blade angles) of the E-126 EP4:

- A: 1°** Regular position during partial load operation: Maximum exploitation of available wind energy.
- B: 60°** Idle mode (wind energy converter does not feed any power into the grid because the wind speed is too low): Depending on the wind speed, the rotor spins at low speed or stands still (if there is no wind at all).
- C: 92°** Feathered position (rotor has been stopped manually or automatically): The rotor blades do not generate any lift even in the presence of wind; the rotor stands still or moves very slowly.

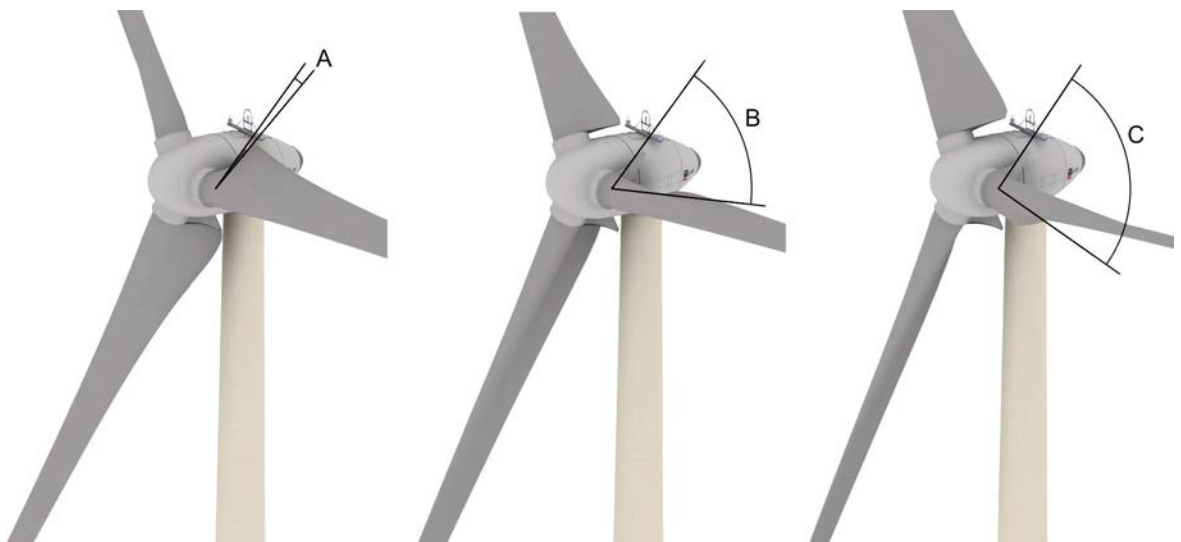


Fig. 4: Special blade positions

6.3 WEC start

6.3.1 Start lead-up

As long as the main status is > 0 , the wind energy converter remains stopped. As soon as the main status changes to 0, the WEC is ready and the start-up procedure is initiated. If certain boundary conditions for start-up, e.g. charging of the emergency pitching capacitors, have not been fulfilled yet, status 0:3 - *Start lead-up* is displayed.

During the start lead-up, a wind measurement and alignment phase of 150 seconds begins.

6.3.2 Wind measurement and nacelle alignment

After completing the start lead-up, status 0:2 - *Turbine operational* is displayed.

If the control system is in automatic mode, the average wind speed is above 1.8 m/s and the wind direction deviation is sufficient for yawing, the WEC will start alignment with the prevailing wind direction. 60 seconds after completing the start lead-up the WEC goes into idle mode. The rotor blades are slowly pitched in as a check is performed on the emergency pitching capacitors.

If the WEC is equipped with load control sensors, the rotor blades will stop at an angle of 70° and adjust the load measurement points, which might take several minutes. During this time, status 0:5 - *Calibration of load control* is displayed.

If the average wind speed during the wind measurement and alignment phase of 150 seconds is above the current start wind speed (about 2.0 m/s), the start-up procedure is initiated (status 0:1). Otherwise, the wind energy converter remains in idle mode (status 2:1 - Lack of wind : Wind speed too low).

Auxiliary power supply

As the wind energy converter does not supply any active power at that moment, the electrical energy consumed by the WEC is taken from the grid.

6.3.3 Generator excitation

Once the rotor reaches a certain rotational speed that depends on the WEC type (for instance, approx. 3 rpm with the E-82), generator excitation is initiated. The electricity required for this purpose is temporarily taken from the grid. Once the generator reaches a sufficient speed the WEC supplies itself with power. The electricity for self-excitation is then taken from the DC link; the energy taken from the grid is reduced to zero.

6.3.4 Power feed

As soon as the DC link voltage is sufficient and the excitation controller is no longer connected to the grid, power feed is initiated. After the rotational speed has increased due to sufficient wind and with a power setpoint $P_{\text{set}} > 0$, the line contactors on the low-voltage side are closed and the WEC starts feeding power into the grid.

The number of activated inverters is gradually increased, depending on the number necessary for the power generated by the generator. Power control regulates the excitation current so that power is fed according to the required power curve.

The power increase gradient (dP/dt) after a grid fault or a regular start-up can be defined within a certain range in the control system. For more detailed information, see the *Grid Performance* data sheet for the particular ENERCON WEC type.

6.4 Operating modes

After completion of the E-126 EP4 start-up procedure the wind energy converter switches to automatic mode (normal operation). While in operation, the WEC constantly monitors wind conditions, optimises rotor speed, generator excitation and generator power output, aligns the nacelle position with the wind direction, and captures all sensor statuses.

In order to optimise power generation in highly diverse wind conditions when in automatic mode, the WEC changes between three operating modes, depending on the wind speed. In certain circumstances the WEC stops if provided for by the WEC configuration (e.g. shadow shutdown). In addition, the utility company into whose grid the generated power is fed can be given the option to directly intervene in the operation of the wind energy converter by remote control, e.g. in order to temporarily reduce the power feed.

The E-126 EP4 switches between the following operating modes:

- Full load operation
- Partial load operation
- Idle mode

6.4.1 Full load operation

Wind speed
 $v \geq \sim 13 \text{ m/s}$

With wind speeds at and above the rated wind speed, the wind energy converter uses pitch control to maintain rotor speed at rated (approx. $\sim 11.6 \text{ rpm}$) and thus limits the power to its nominal value of 4200 kW.

Storm Control enabled (normal case)

Storm Control enables WEC operation even at very high wind speeds; however, the rotor speed and the power output are reduced.

If wind speeds exceed approx. 28 m/s (12-second average) and keep increasing, the rotational speed will be reduced linearly from $\sim 11.6 \text{ rpm}$ to idle speed at about 34 m/s by pitching the rotor blades out of the wind accordingly. The power fed into the grid decreases in accordance with the speed/power curve in the process.

At wind speeds above 34 m/s (10-minute average) the rotor blades are almost in the feathered position. The WEC runs in idle mode and without any power output; it does, however, remain connected to the receiving grid. Once the wind speed falls below 34 m/s, the WEC restarts its power feed.

Storm control is activated by default and can only be deactivated by remote control or on site by ENERCON Service.

Storm control disabled

If, by way of exception, storm control is disabled, the wind energy converter will be stopped for safety reasons if the wind speed exceeds 25 m/s (3-minute average) or 30 m/s (15-second average). If none of the above events occurs within 10 minutes after stopping, the wind energy converter will be restarted automatically.

6.4.2 Partial load operation

Wind speed

$$\sim 2.5 \text{ m/s} \leq v < \sim 13 \text{ m/s}$$

During partial load operation (i.e., the wind speed is between the cut-in wind speed and the rated wind speed) the maximum possible power is extracted from the wind. Rotor speed and power output are determined by the current wind speed. Pitch control already starts as the WEC approaches full load operation so as to achieve a smooth transition.

6.4.3 Idle mode

Wind speed

$$v < \sim 2.5 \text{ m/s}$$

At wind speeds below ~ 2.5 m/s no power can be fed into the grid. The wind energy converter runs in idle mode, i.e., the rotor blades are turned almost completely out of the wind (60° blade angle) and the rotor turns slowly or stops completely if there is no wind at all.

Slow movement (idling) puts less strain on the hub bearings than longer periods of complete standstill; in addition, the WEC can resume power generation and power feed more quickly as soon as the wind picks up.

6.5 Safe stopping of the wind energy converter

The ENERCON wind energy converter can be stopped by manual intervention or automatically by the control system.

The causes are divided into groups by risk.

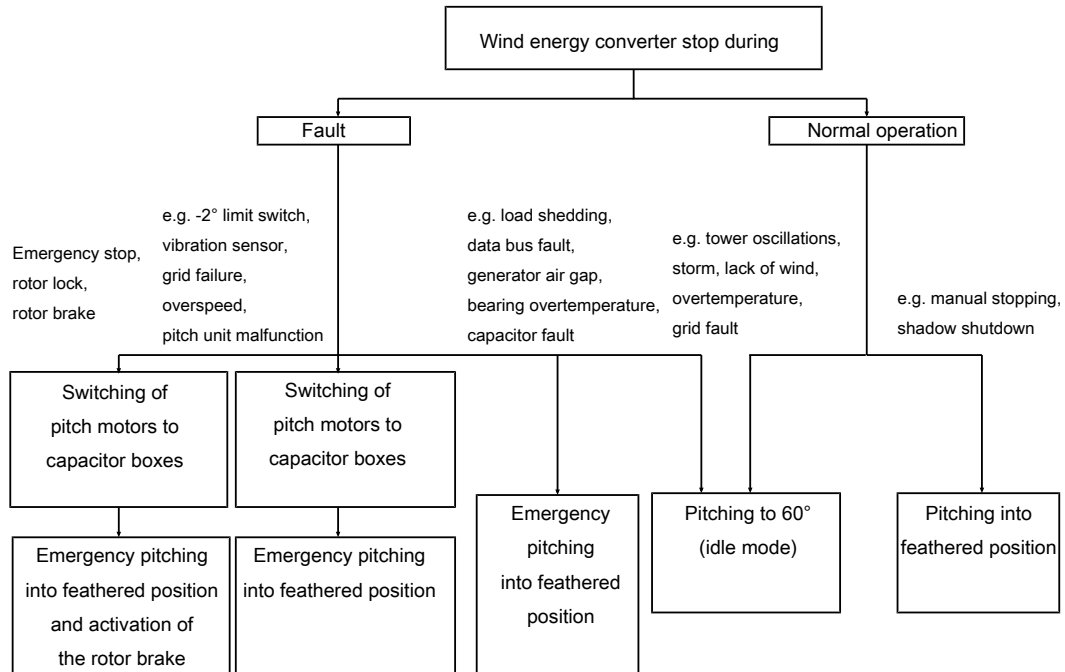


Fig. 5: Overview of stopping procedures

Stopping the wind energy converter by means of pitch control

In the event on a fault that is not safety-relevant, the WEC control system pitches the rotor blades out of the wind, causing the rotor blades not to generate any lift and bringing the wind energy converter to a safe stop.

Emergency pitching

For emergency pitching, the pitch motors are supplied with power by the capacitor boxes. The rotor blades move automatically and independently of each other into a position in which they do not generate any lift; this is called the feathered position.

Since the three pitch units are interconnected but also operate independently of each other, if one component fails, the remaining pitch units can still function and stop the rotor.

Emergency braking

If a person presses an emergency stop button, or if the rotor lock is used while the rotor is turning, the control system initiates an emergency braking procedure.

This means that in addition to the emergency pitching of the rotor blades, the rotor brake is applied. The rotor is decelerated from rated speed to a standstill within 10 to 15 seconds.

7 Remote monitoring

By default, all ENERCON wind energy converters are equipped with the ENERCON SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) system that connects them to Technical Service Dispatch. Technical Service Dispatch can retrieve each wind energy converter's operating data at any time and instantly respond to any irregularities or malfunctions.

The ENERCON SCADA system also transmits all status messages to Technical Service Dispatch, where they are permanently stored. This ensures that the practical experience gained through the long-term operation of ENERCON wind energy converters is taken into account for their continued development.

Connection of the individual wind energy converters is through a dedicated personal computer (ENERCON SCADA Server), which is typically located in one of the wind farm wind energy converters or in the associated substation. There is one ENERCON SCADA Server in every wind farm.

The ENERCON SCADA system, its properties and its operation are described in separate documentation.

At the operator/owner's request, monitoring of the wind energy converters can be performed by a third party.

8 Maintenance

In order to ensure the long-term safe and optimum operation of the wind energy converter, maintenance is required at regular intervals.

Frequency

One mechanical maintenance, one visual maintenance, one grease maintenance and one electrical maintenance are carried out per year. The 300 h maintenance is additionally carried out as the first maintenance after commissioning.

Visual maintenance

During visual maintenance – as during the other maintenance activities – technicians check the wind energy converter for damage (for example, damaged cables or rotor blades) and listen for unusual noises during operation (for example, noise from the bearings).

Grease maintenance

During grease maintenance, technicians not only perform visual maintenance but also top up or replace lubrication components, and apply lubrication to seals.

Mechanical maintenance

In addition to grease maintenance, mechanical maintenance includes checks or tests of the following items:

- Fasteners (in particular of rotor blades) and weld seams
- Tightening torques (300-h maintenance)
- Yaw gears and pitch gears
- Safety ladders
- Tower cooling system
- Load-bearing parts
- Rotor brake
- Rotor blades (visual check from nacelle roof)

Electrical maintenance

Electrical maintenance includes checks or tests of the following items:

- Sensors, detectors, measuring equipment, push buttons, switches, and fuses
- Shadow shutdown and noise optimisation (depending on equipment)
- Overspeed switch and emergency pitch system
- Transmission (depending on equipment)
- Accuracy of yaw angle and blade angle
- Start-up procedure and software version
- Release circuits and safety circuits
- Cables and connections
- Lightning protection and earthing

9 Technical data E-126 EP4

General	
Manufacturer	ENERCON GmbH Dreekamp 5 D-26605 Aurich
Type designation	E-126 EP4
Nominal power	4200 kW
Hub heights	approx. 135 m and approx. 144 m
Rotor diameter	127 m
IEC wind class (ed. 3)	IIA
Extreme wind speed at hub height (10-min. mean)	42.5 m/s Corresponds to a load equivalent of approx. 59.5 m/s (3-sec. gust)
Annual average wind speed at hub height	8.5 m/s
Rotor with pitch control	
Type	Upwind rotor with active pitch control
Rotational direction	Clockwise (downwind)
Number of rotor blades	3
Rotor blade length	59.7 m (segmented blade)
Swept area	12668 m ²
Rotor blade material	GRP/epoxy resin/wood
Lowest power feed speed to nominal speed	~ 3 - 11.6 rpm
Tip speed	Up to ~ 77 m/s
Power reduction wind speed	28 - 34 m/s (with optional ENERCON storm control)
Conical angle	0°
Rotor axis angle	5°
Pitch control	One independent electrical pitch system per rotor blade with dedicated emergency power supply

Drive train with generator			
WEC concept	Gearless; variable speed; full-scale converter		
Hub	Rigid		
Bearing	Double-row tapered/cylindrical roller bearing		
Generator	Direct-drive ENERCON annular generator		
Grid feed	ENERCON inverters with high clock speed and sinusoidal current		
IP Code/insulation class	IP 23/F		
Brake system			
Aerodynamic brake	Three independent pitch systems with emergency power supply		
Rotor brake	Electromechanical		
Rotor lock	Latching every 5°		
Yaw control			
Type	Electrical with yaw motors		
Control system	Active via yaw gears		
Control system			
Type	Microprocessor		
Grid feed	ENERCON inverter		
Remote monitoring system	ENERCON SCADA		
Uninterruptible power supply (UPS)	Integrated		
Tower variants			
Hub height	Total height	Design	Wind class
approx. 135 m	198.5 m	Precast concrete tower with steel section	IEC IIA
approx. 144 m	207.5 m	Precast concrete tower with steel section	IEC IIA



Industrie Service

Choose certainty.
Add value.

TÜV SÜD Industrie Service GmbH · 80684 Munich · Germany

ENERCON GmbH
Dreekamp 5
D-26605 Aurich



Your reference/letter of	Our reference/name	Tel. extension/E-mail	Fax extension	Date/Document	Page
	IS-FS-MUC/mw Martin Webhofer	+49 89 5791-1232 martin.webhofer@tuev-sued.de	+49 89 5791-2956	2015-04-01	1 of 2

Confirmation regarding the assignment for the Design Basis Evaluation and the Design Evaluation for the type certification of the wind energy converter ENERCON E-126 EP4, wind class II_A

Herewith we confirm the assignment for

the Design Basis Evaluation and the Design Evaluation for the type certification of the wind energy converter ENERCON E-126 EP4, wind class II_A according to IEC 61400-22:2010 in connection with IEC 61400-1:2005+A1:2010

by

Order No. 4502416371, dated 2015-01-08
Order No. 4502420361, dated 2015-01-13
Order No. 4502483541, dated 2015-03-17

on basis of

TÜV SÜD cost estimate "Kostenvoranschlag EN14-88", dated 2014-12-17
TÜV SÜD cost estimate "Kostenvoranschlag EN14-85", dated 2014-12-01
TÜV SÜD cost estimate "Kostenvoranschlag EN15-03", dated 2015-01-21.

The orders were accepted and confirmed.

Headquarters: Munich
Trade Register Munich HRB 96 869
VAT ID No. DE129484218
Information pursuant to Section 2(1)
DL-InfoV (Germany) at
www.tuev-sued.com/imprint

Supervisory Board:
Karsten Xander (Chairman)
Board of Management:
Ferdinand Neuwieser (CEO),
Dr. Ulrich Klotz, Thomas Kainz

Phone: +49 89 5791-1232
Fax: +49 89 5791-2956
www.tuev-sued.de/is



TÜV SÜD Industrie Service GmbH
Department Wind Turbines
80686 Munich
Germany



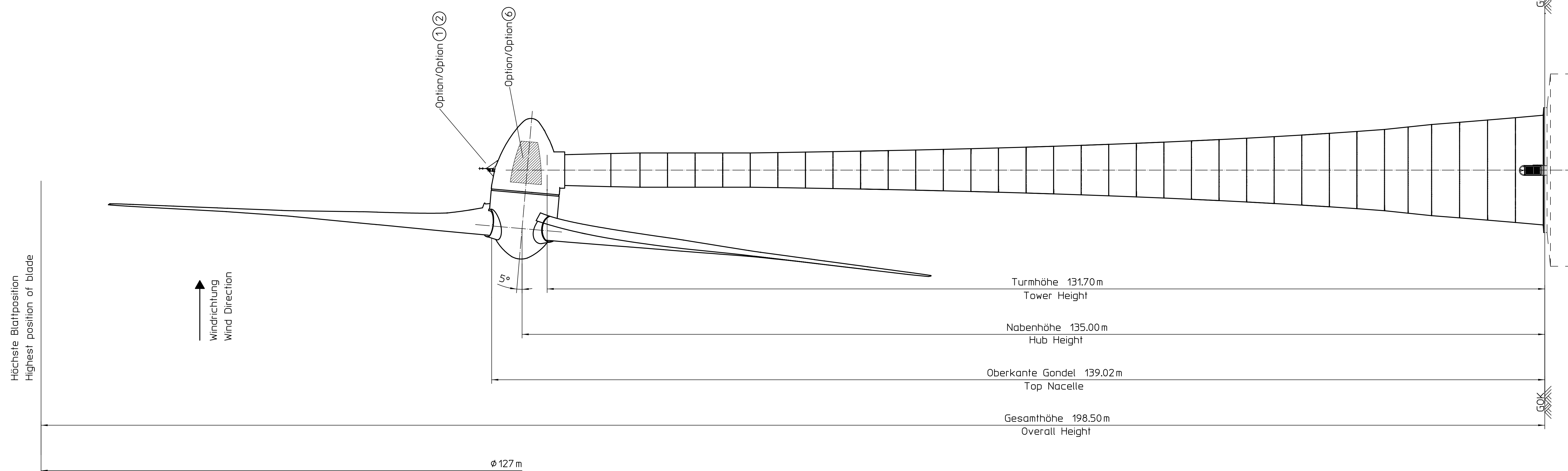
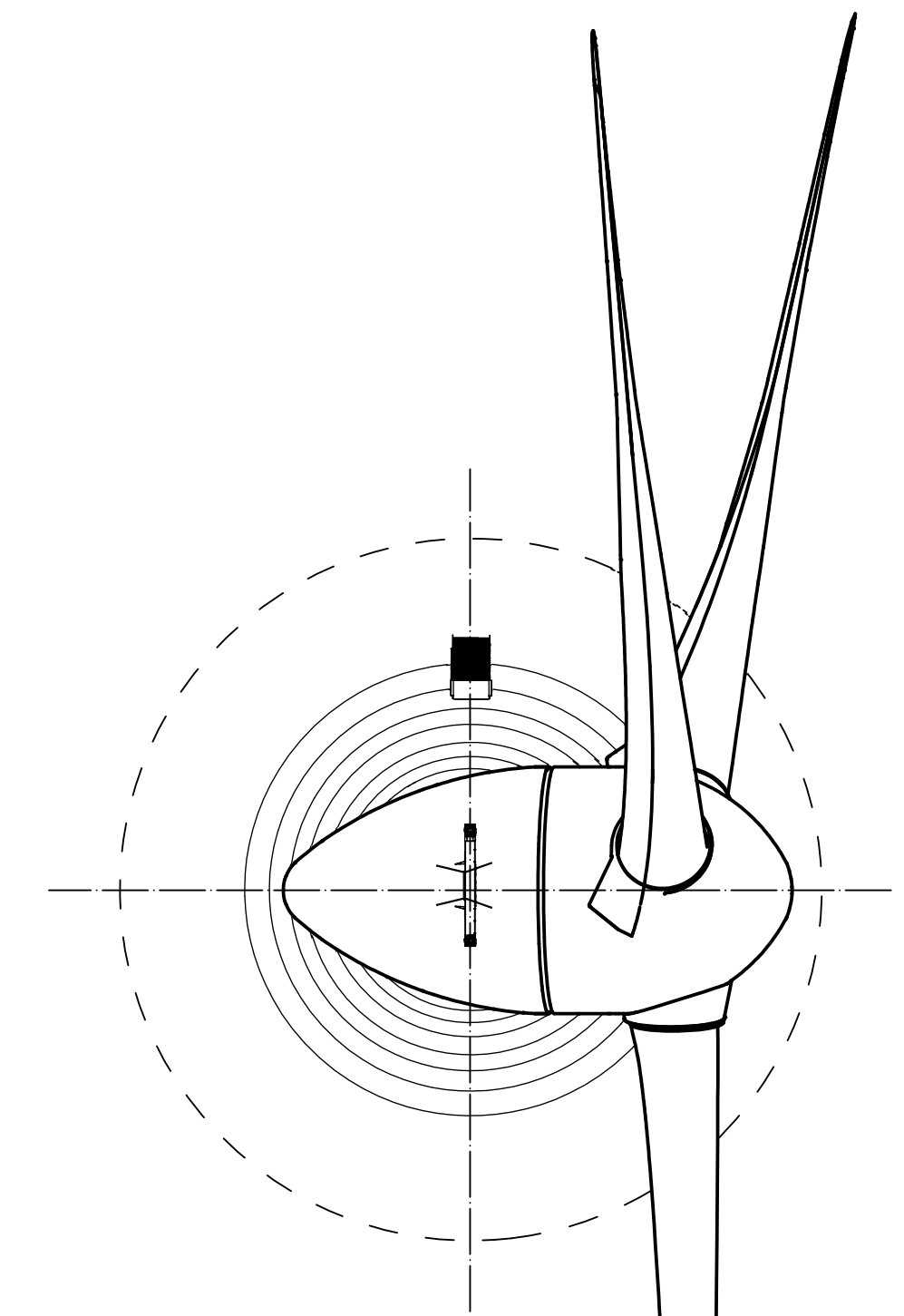
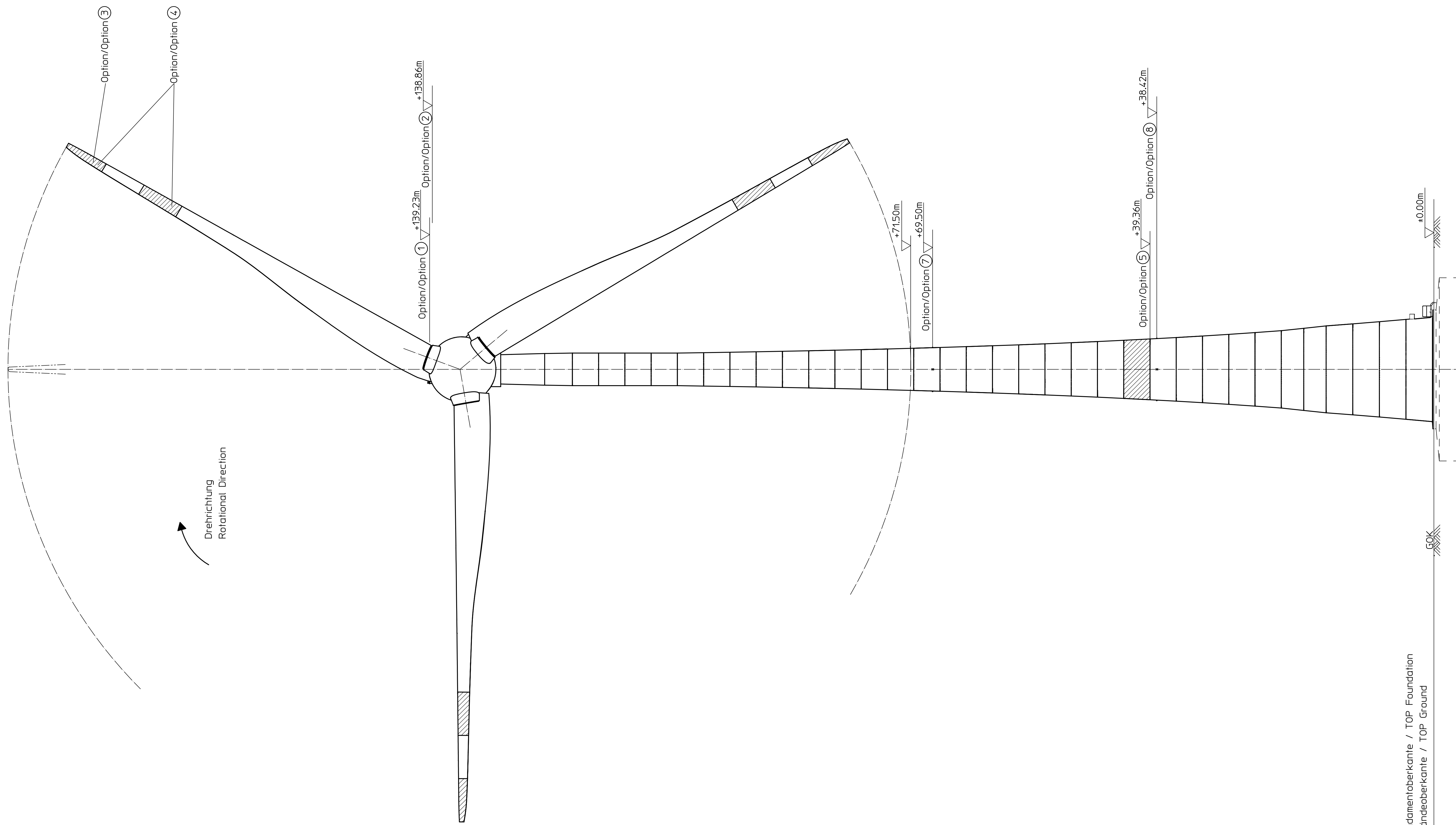
Industrie Service

The contract with the certification body of the TÜV SÜD Industrie Service GmbH contains the following parts:

1. Design Basis Evaluation for 30 years lifetime
2. Design Evaluation for 30 years lifetime
 - a. Design Control
 - b. Control and Protection System
 - c. Load Assumptions (Loads and Load Cases)
 - d. Rotor Blades
 - e. Tower Head Flange
 - f. Machinery Components
 - g. Structural Components
 - h. Electrical Components
 - i. Housings
 - j. Manufacturing-, Transport-, Installation- und Maintenance Processes
 - k. Tower
 - l. Foundation
3. Issuance of a Design Evaluation Conformity Statement

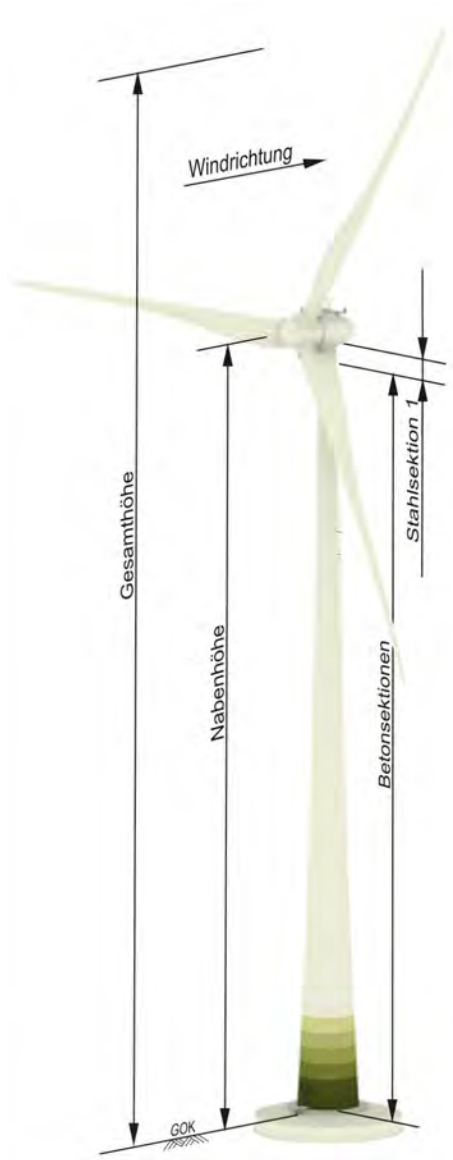
TÜV SÜD Industrie Service GmbH
Head of Certification Body Wind Turbines


Dr. Martin Webhofer



Projektbezogene Angaben / Project Specific Data	
Projekt / Project:	
Geländehöhe über NN / Ground Height Above Sea Level:	
Gesamthöhe über NN / Total Height Above Sea Level:	
Optionen / Options:	
① Nachtkennzeichnung / Nighttime Marking:	W - Rot / W - Red
② Tageskennzeichnung / Daytime Marking:	weißes Blitzlicht mit Sichtweitenreduzierung white flashlight with visibility reduction
③ Tageskennzeichnung / Daytime Marking:	6m rot (RAL 3020) / graues Rotorblatt (RAL 7038) / 6m red (RAL 3020) grey rotor blade (RAL 7038)
④ Tageskennzeichnung / Daytime Marking:	rot/grau/rot (RAL 3020 / RAL 7038 / RAL 3020) je 6m lang / red/grey/red RAL 3020 / RAL 7038 / RAL 3020 each 6m lang
⑤ Tageskennzeichnung / Daytime Marking:	3.64m Farbfeld RAL 3020 / 3.64m Colour Field RAL 3020
⑥ Tageskennzeichnung / Daytime Marking:	Farbfelder beidseitig an der Gondel- verkleidung RAL 3020 / Double-sided Colour Field on Nacelle RAL 3020
⑦ Nachtkennzeichnung / Nighttime Marking:	Hindernisse auf jeder Turmchse 10CD / Obstruction light on every tower axis 10CD
⑧ Nachtkennzeichnung / Nighttime Marking:	Hindernisse auf jeder Turmchse 10ED / Obstruction light on every tower axis 10ED

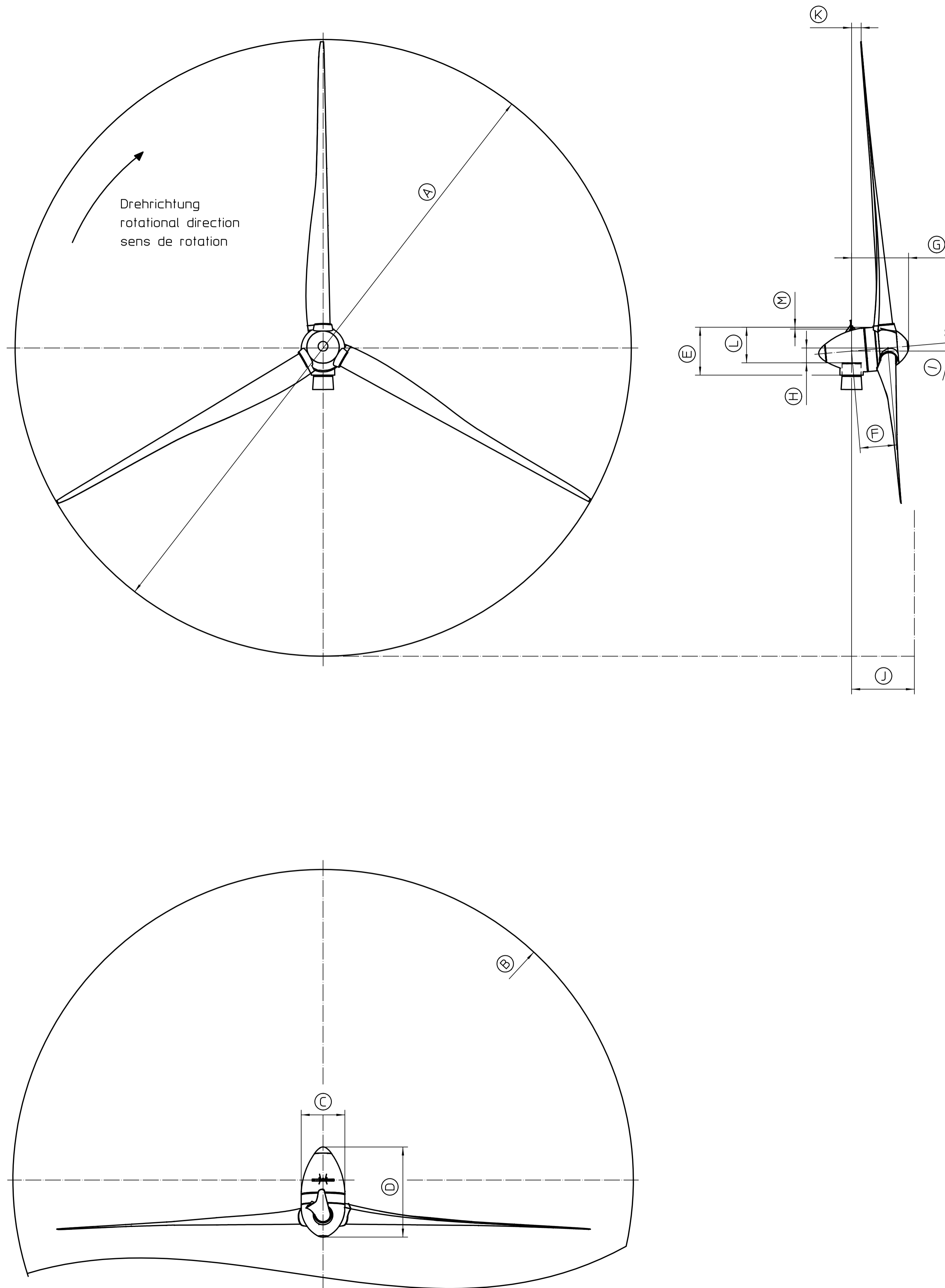
 ENERCON GmbH Dresdener Str. 3 24605 Aumlich Germany	Allgemeine Angaben General Information Datum: 09.07.2016 Blatt: 1/1	Projekt: WRD-CC-Turm Blatt: 1/1	Rev: 1 Änderung: 126.00.001 - 1 Datum: 09.07.2016 Blatt: 1/1	Ansicht Betonfertigteilmur View of precast concrete tower E-126 EP4/BF/132/36/01	Blatt: 1/1 Blatt: DE Blatt: 1/1
	WRD-CC-Turm 126.00.001 - 1	126.00.001 - 1	126.00.001 - 1	126.00.001 - 1	126.00.001 - 1



Parameter	Wert
Gesamthöhe ab Geländeoberkante (GOK)	198,50 m
Nabenhöhe ab Geländeoberkante (GOK)	135,00 m
Turmhöhe ab Fundamentoberkante	131,70 m
Bauart	Stahl / Fertigteilturmturm
Windzone (DIBt, DIN EN 1991-1-4)	WZ 3 GK I
WTC (IEC 61400-1)	II A
Anzahl der Stahlsektionen	1
Anzahl der Betonsegmente	35

	Länge (m)	D _{oben} (m)	D _{unten} (m)	Gewicht ca. (t)
Sektion 1	4,98	3,950 / 4,300 ¹⁾	4,300	35
Betonsegmente	126,50	4,320	14,500	2379
Gesamtgewicht Turm				2414

1) Flanschaußendurchmesser



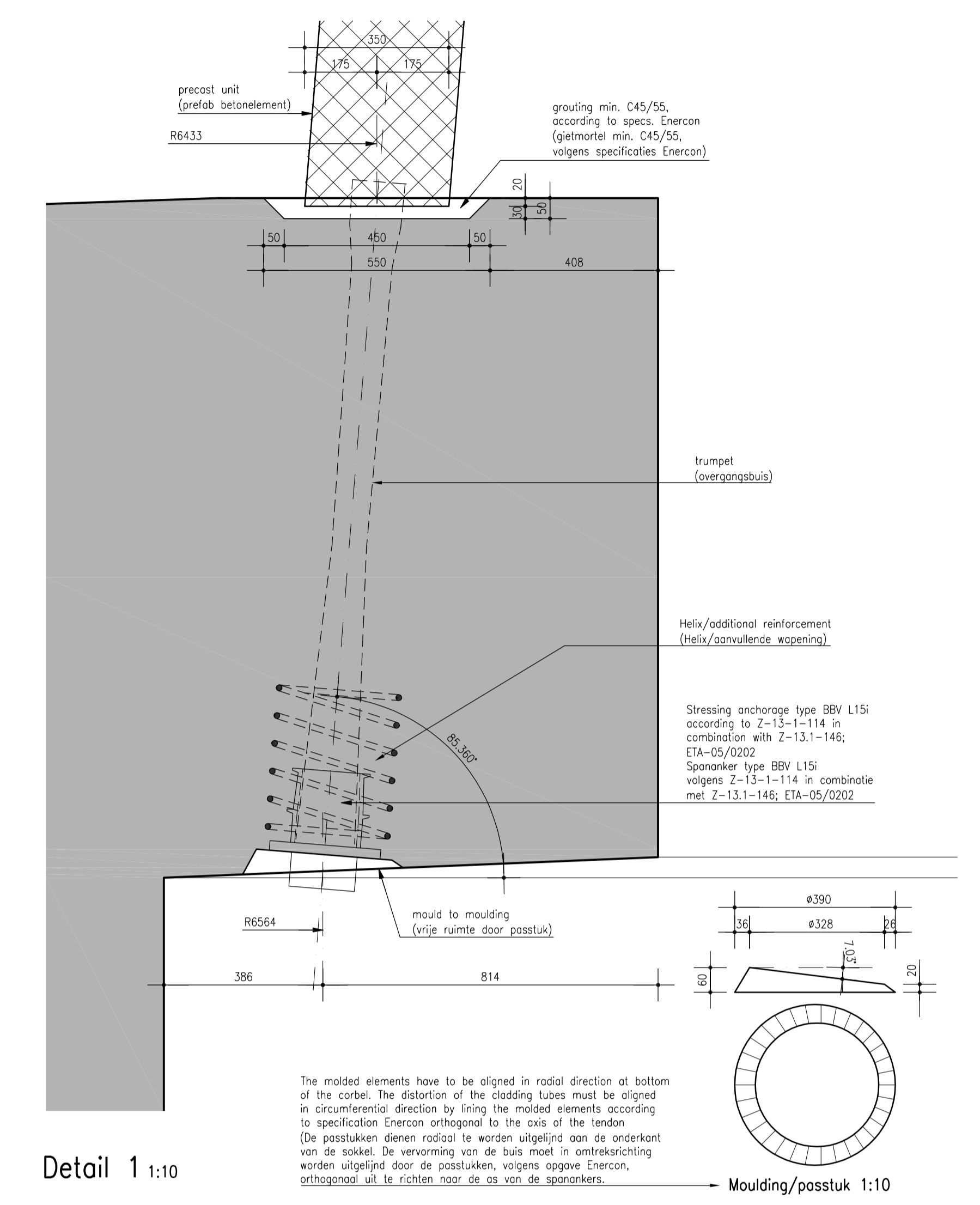
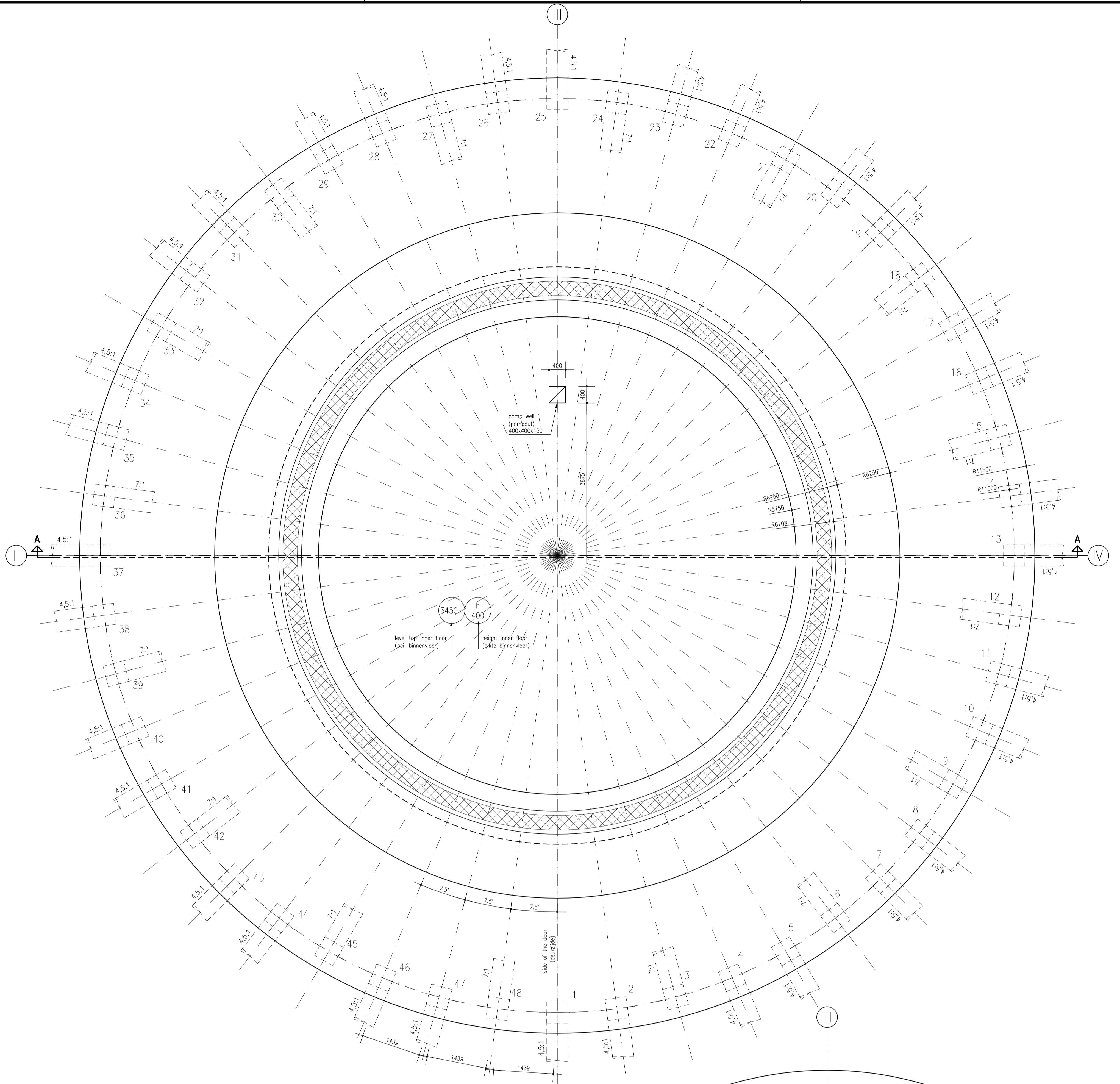
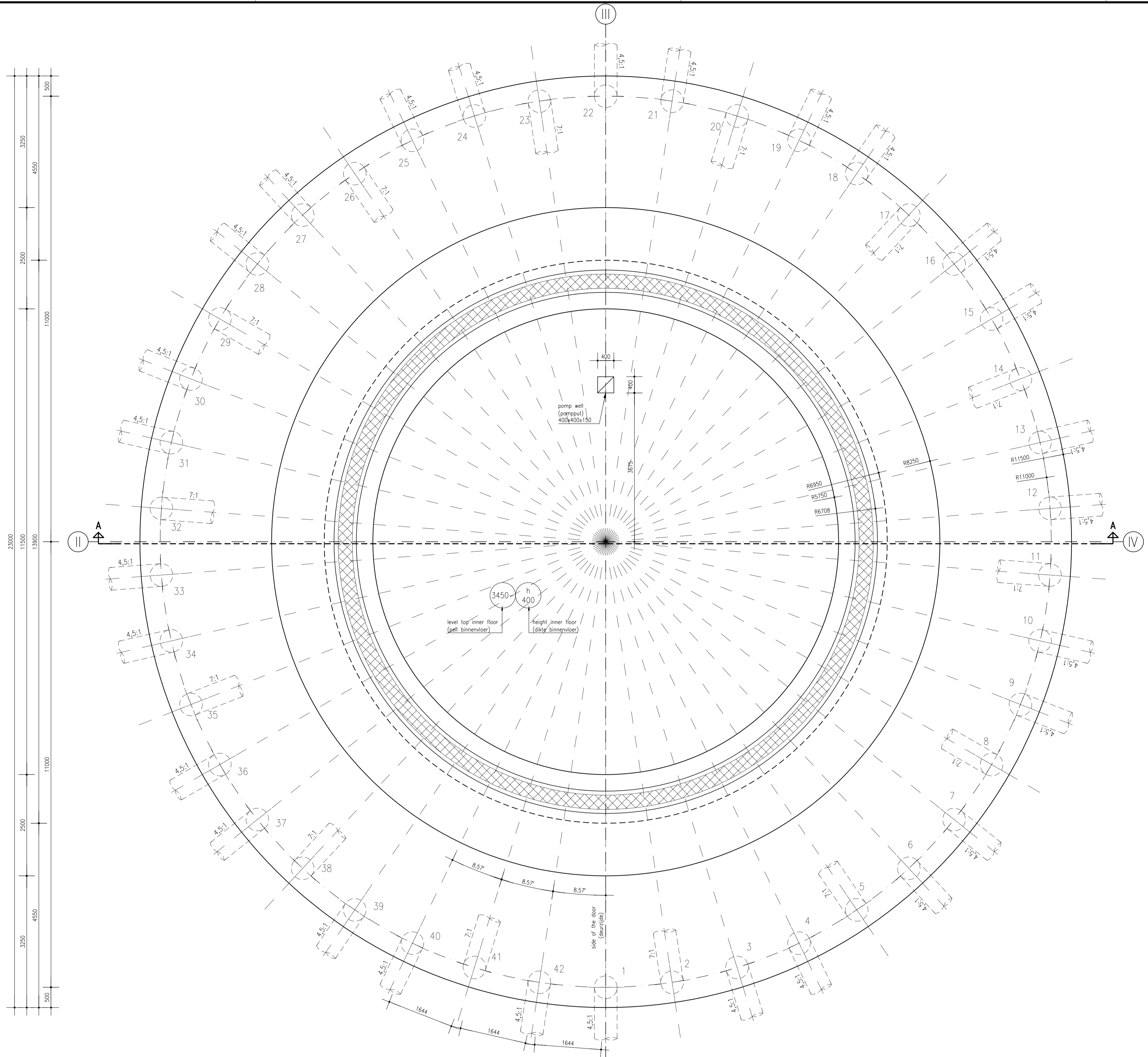
Pos.	Benennung Description Designation	Abmaße Dimensions Dimension
A	Rotordurchmesser Rotor diameter Diamètre du rotor	Ø127,00 m
B	Exentritätsfläche Eccentric surface Surface excentrique	12844,00 m ²
C	Gondelbreite Nacelle width Largeur de la nacelle	9,00 m
D	Gondellänge Nacelle length Longueur de la nacelle	18,45 m
E	Gondelhöhe Nacelle height Hauteur de la nacelle	9,85 m
F	Turmmitte bis Nabe Tower centre to hub Milieu du mât vers le moyeu	7,50 m
G	Turmmitte bis Gondelspitze Tower centre to nacelle tip Milieu du mât vers l'extrémité de la nacelle	11,75 m
H	Oberkante Turmkopfflansch bis Nabe Top edge of top tower flange to hub Bord supérieur de la bride supérieure du mât jusqu'au moyeu	3,30 m
I	Neigung Incline Inclinaison	5°
J	Turmmitte bis tiefste Blattposition Tower centre to bottom position of blade Milieu du mât jusqu'à la position la plus basse de la pale	12,20 m
K	Turmmitte bis höchste Blattposition Tower centre to top position of blade Milieu du mât jusqu'à la position la plus haute de la pale	3,40 m
L	Oberkante Turmkopfflansch bis Oberkante Gondel Tower head flange top edge to nacelle top edge Bord supérieur de la bride du sommet du mât jusqu'au bord supérieur de la nacelle	7,32 m
M	Oberkante Gondel bis Oberkante Befeuertträger Top nacelle edge to top beacon carrier edge Bord supérieur de la nacelle jusqu'au bord supérieur du support du balisage	-0,36 m

Abmaße für die einzelnen Varianten der Befeuereinheiten siehe Zeichnungsnr. 00.08.084
For the dimensions of the individual beacon unit variants, see drawing number 00.08.084
Pour les dimensions des variantes individuelles des unités de balisage, voir le dessin 00.08.084

© Copyright ENERCON GmbH. Alle Rechte vorbehalten. Diese Zeichnung ist Eigentum der Firma ENERCON GmbH. Sie ist unbefugterweiser reproduziert und nicht geeignet als Betriebsdokument zu dienen. Der §§ 17, 19 URG der. © Copyright ENERCON GmbH. All rights reserved.

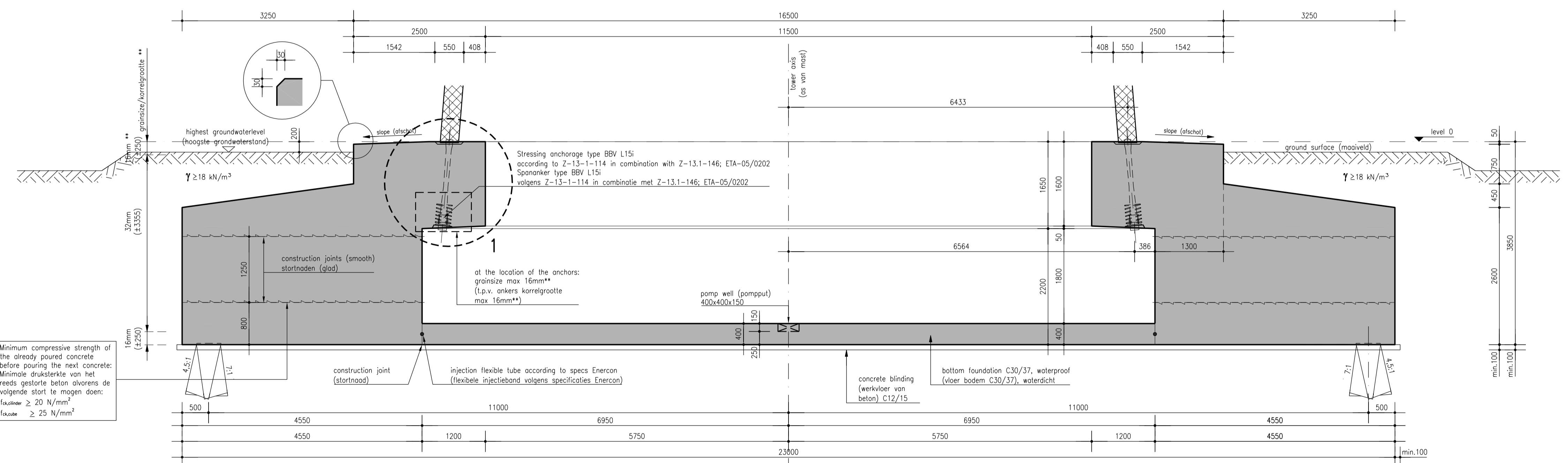
ENERCON GmbH Dreieckamp 5 26605 Aurich Germany	Allgemeintoleranzen General tolerances DN ISO 1302	Skala Scale 1:500	Gewicht Weight KG
Dat. Date 15.10.2014 Name Meiners	Projektor Projector 22.10.2014 Gerdes	Gondelabmessungen <i>nacelle dimension</i>	
E-126 EP4		126.00.002 - 0	Sprache Language DE
No guarantee can be given in case of any translation.		ID Nr.: KM981813	Blatt/Nr. Sheet/No. 1/1

Rev. Änderung/Change | Frag. | Name

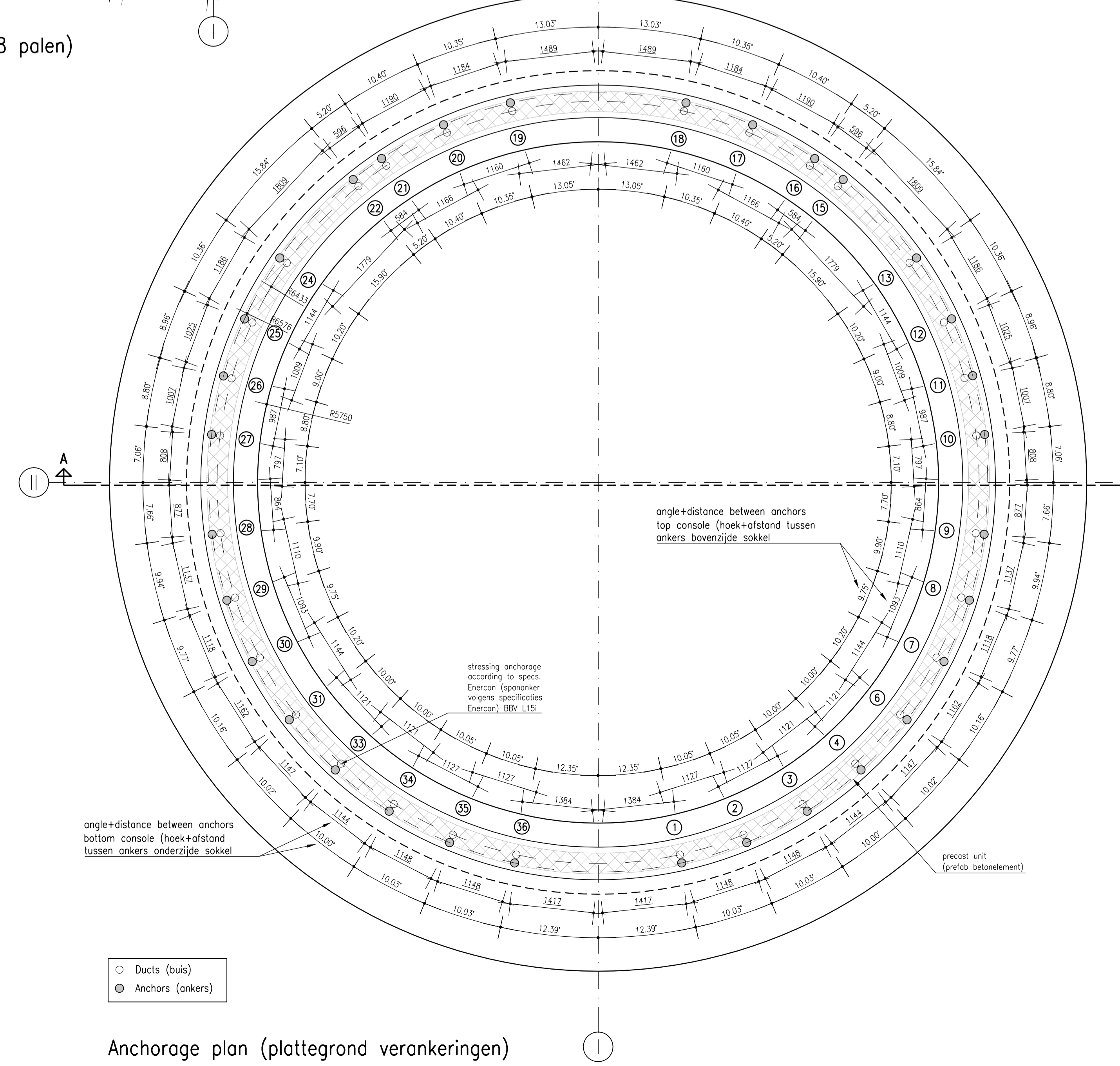


Plan foundation 42 piles (plattegrond fundering 42 palen)

Plan foundation 48 piles (plattegrond fundering 48 palen)



Section (doorsnede) A-A



Anchorage plan (plattegrond verankeringen)

Earthing and ducts according to ENERCON specifications
Aarding en mantelbuizen volgens opgave ENERCON

Minimum dynamical rotation stiffness: $K_{\phi} = 210.000 \text{ MNm/rad}$
(at the base of the pylon/aan de voet van de mast)

Highest groundwater level (hoogste grondwaterstand) = 0,20m - plinth level (b.k. sokkel)

Total weight of reinforcement with pos 31A, 32A, 32B & 33A
(totaal gewicht wapening incl. pos 31A, 32A, 32B & 33A) → 110.560 kg

Total weight of reinforcement without pos 31A, 32A, 32B & 33A
(totaal gewicht wapening excl. pos 31A, 32A, 32B & 33A) → 108.611 kg

Concrete volume (betonvolume): 944 m³

Pay attention: welding to the reinforcement bars is not allowed
(let op: lassen aan de wapening niet toegestaan)

Foundation plate of reinforced concrete (funderingsplaat van gewapend beton):
concrete quality (betonkwaliteit): C30/37
concrete cover (betonbedekking): 35 mm, concrete cover innerfloor (betonbedekking binnenvloer): 50mm
environmental class (milieuklasse): XC4, XF1, XF2
steel quality (staal kwaliteit): B500 B
maximum grain size (maximale korrelgrootte): 16 mm **

** Necessary for areas with a high reinforcement concentration. For the other parts concrete with a maximum grain size of 32mm is sufficient.
(Noodzakelijk i.b.v. de delen met een hoge wapeningconcentratie. Voor de overige delen van de stort kan een korrelgrootte van max. 32mm worden toegestaan)

Respective drawings foundation/bijbehorende tekeningen fundering: 115236-0.1, 115236-1.1, 115236-1.2, 115236-1.3, 115236-1.4, 115236-1.5 & 115236-1.6

C			
B			
A	after remarks Enercon	28-08-2015	
modification/wijziging	aanpak/verandering	date/tijd	initials/initialen
project	Windmolen in windpark Lelystad Zuid (W-10663)	date: 30-07-2015 size: 1400x900 scale: 1:500/10	
owners:		drawn: DNV calc: RK check: mab	
	Enercon Benelux BV Paxtonstraat 1a, 8013 RP Zwolle	project no:	115236
subject	E-126 EP4BF/132/31/01 WTC I/a File foundation: concrete form/vormtekening	drawing no:	1.1

BIJLAGE 11

ONTVANGSTBEVESTIGINGEN NB EN FF





Koeriers.COM Online 2.6 | **Kappa Koeriers** | huidige klant: Pondera Consult BV, Zeist

Orderhistorie Nieuwe Order Adresboek Uitloggen

Ophaalgegevens

Naam: Pondera Consult BV
Adres: Nooitgedacht 2
3701 AN Zeist
Ophaaldatum: donderdag 11 februari 2016
Ophaaltijd: 14:00 - 14:00
Contact:

Aflevergegevens

Naam: Gedeputeerde Staten van Groningen
Adres: Sint Jansstraat 4
Groningen
Afleverdatum: donderdag 11 februari 2016
Aflevertijd: 14:00 - 16:00
Contact:

Algemene gegevens

Colli: 1
Gewicht: 0 kg.
Opmerkingen:

Status : Klaar

Aflevertijd: donderdag 11 februari 2016 - 15:58
POD: Mw. Boersma

Handtekening:

« Terug naar overzicht



Ontvangstbevestiging

Volgnummer 000348

Aanvragen die na de officiële sluitingsdatum zijn ingediend, worden niet in behandeling genomen.

Aan deze ontvangstbevestiging kunnen geen rechten worden ontleend.

- Origineel t.b.v. afzender (wit)
- Kopie t.b.v. regeling afdeling (blauw)
- Kopie t.b.v. Facilitair Bedrijf (rose)

Datum van de ontvangst | 11-2-2016

Tijdstip van de ontvangst | 15.10

Naam van de ontvanger | ~~Sanne~~ receptie

Handtekening van de ontvanger | ~~[Handtekening]~~

Bedrijfsnaam | pandera Consult BV.

Adres | Nooitgedacht 2

Plaats | Zeist

Een aanvraag op het gebied van | Aanvraag ontheffing ffwet (3x)

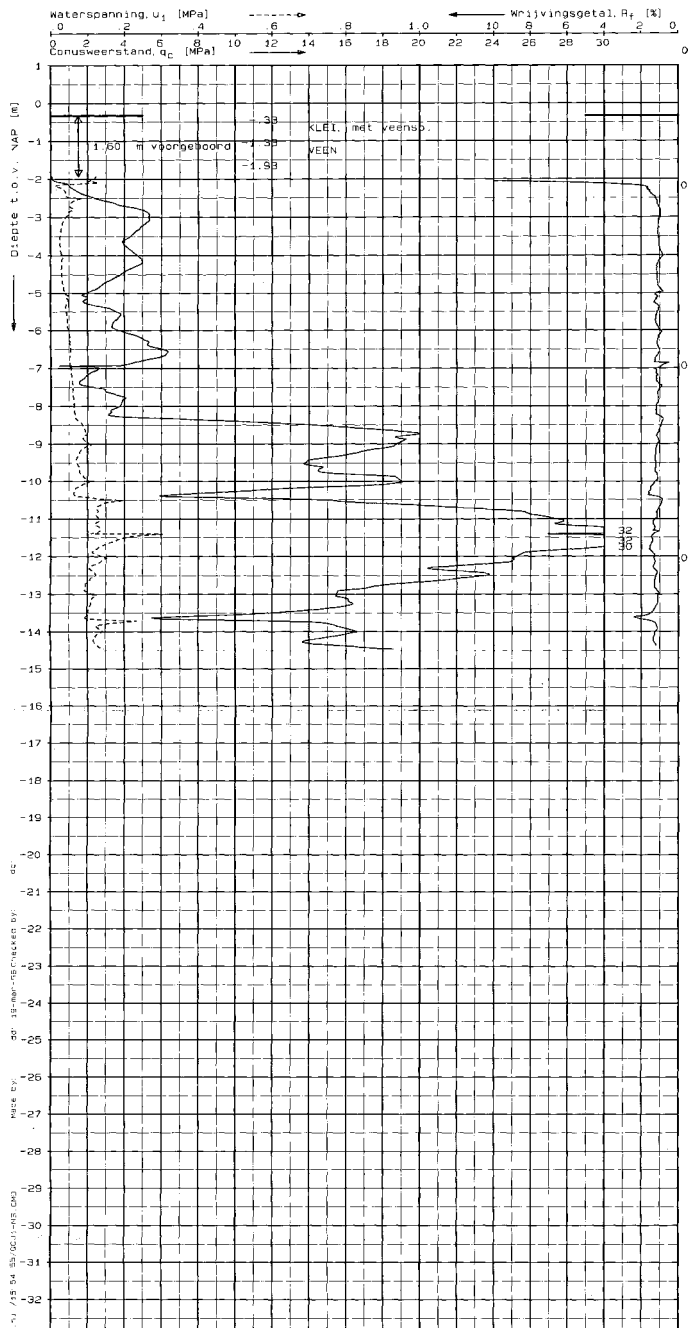
Ontvangstadressen

- | | |
|---------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------|
| <input type="checkbox"/> Assen, Mandemaat 3 | <input type="checkbox"/> Utrecht, Croeselaan 15 |
| <input checked="" type="checkbox"/> Den Haag, Prinses Beatrixlaan 2 | <input type="checkbox"/> Zoetermeer, Louis Braillelaan 80 |
| <input type="checkbox"/> Deventer, Verzetslaan 30 | <input type="checkbox"/> Zwolle, Hanzelaan 310 |
| <input type="checkbox"/> Roermond, Slachthuisstraat 71 | |

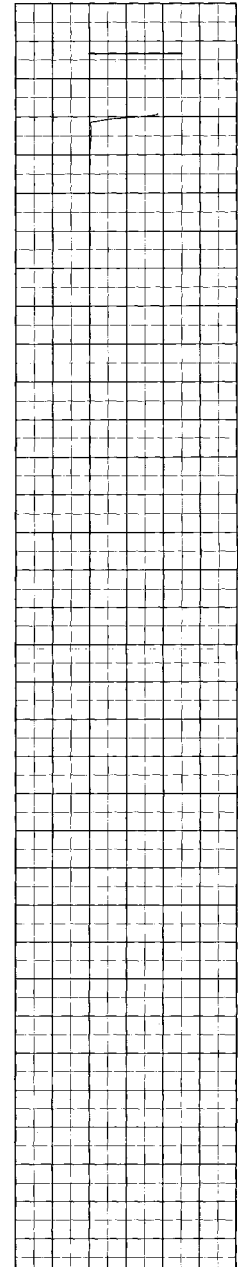
BIJLAGE 12

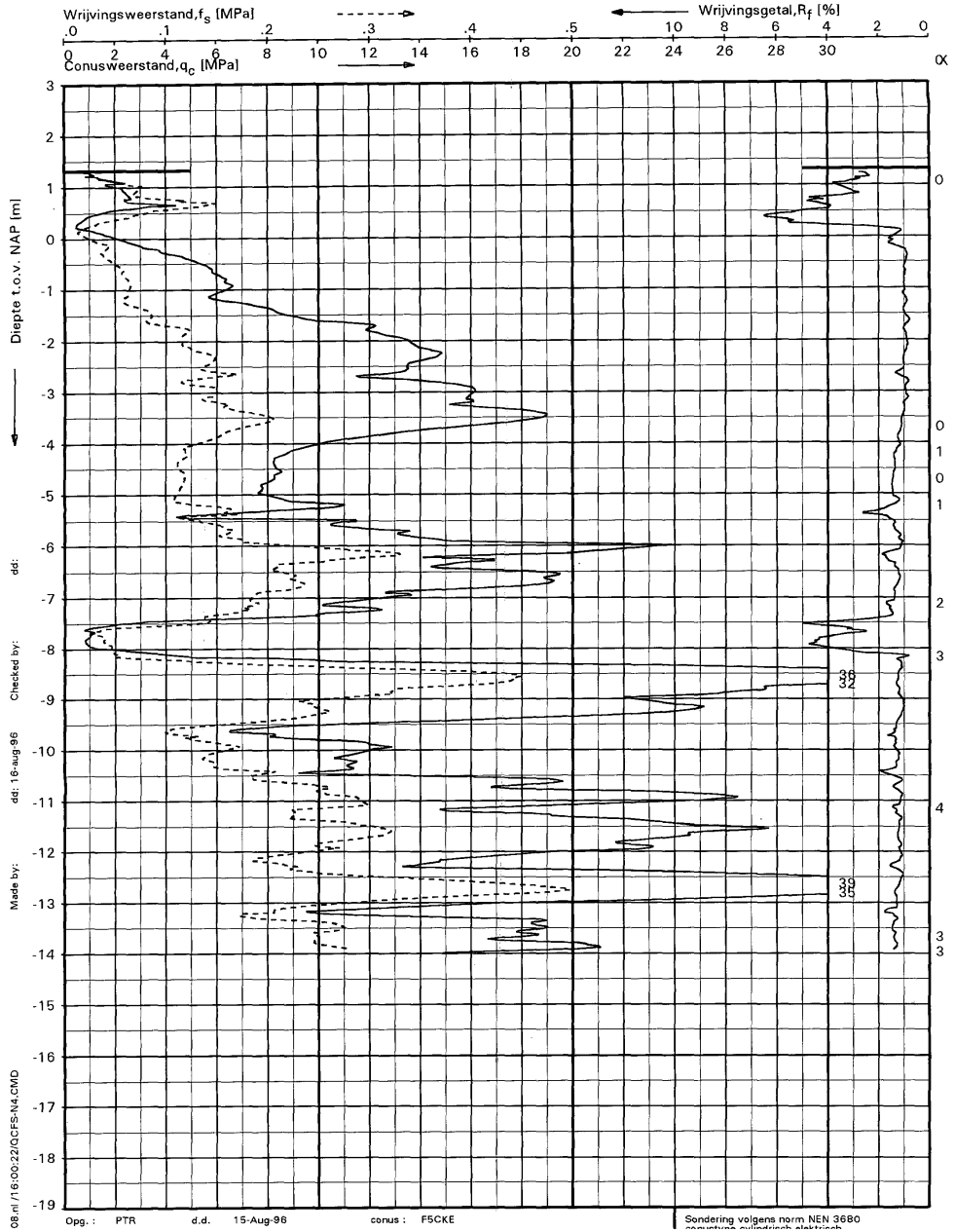
VOORBEELDSONDERINGEN OMGEVING

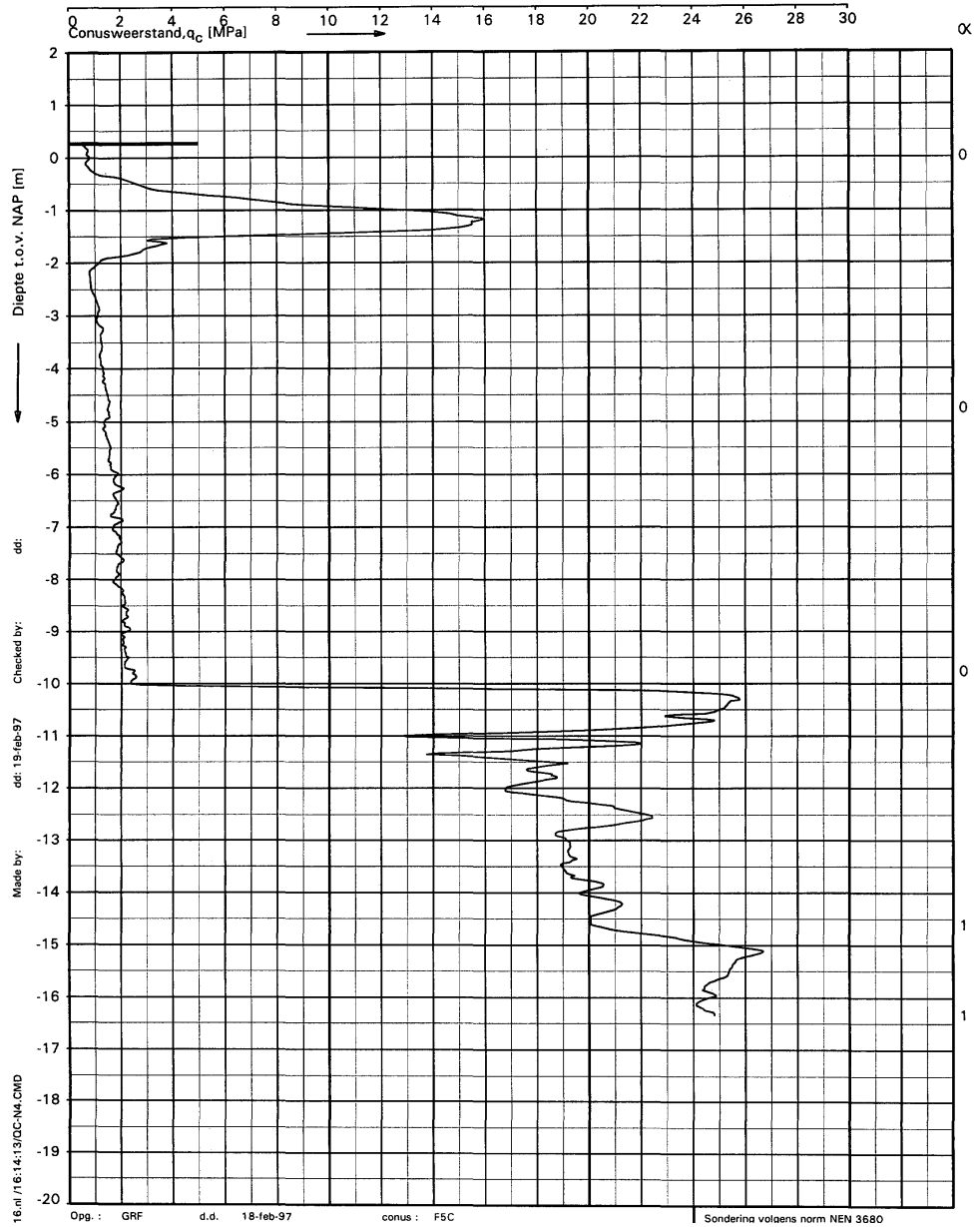


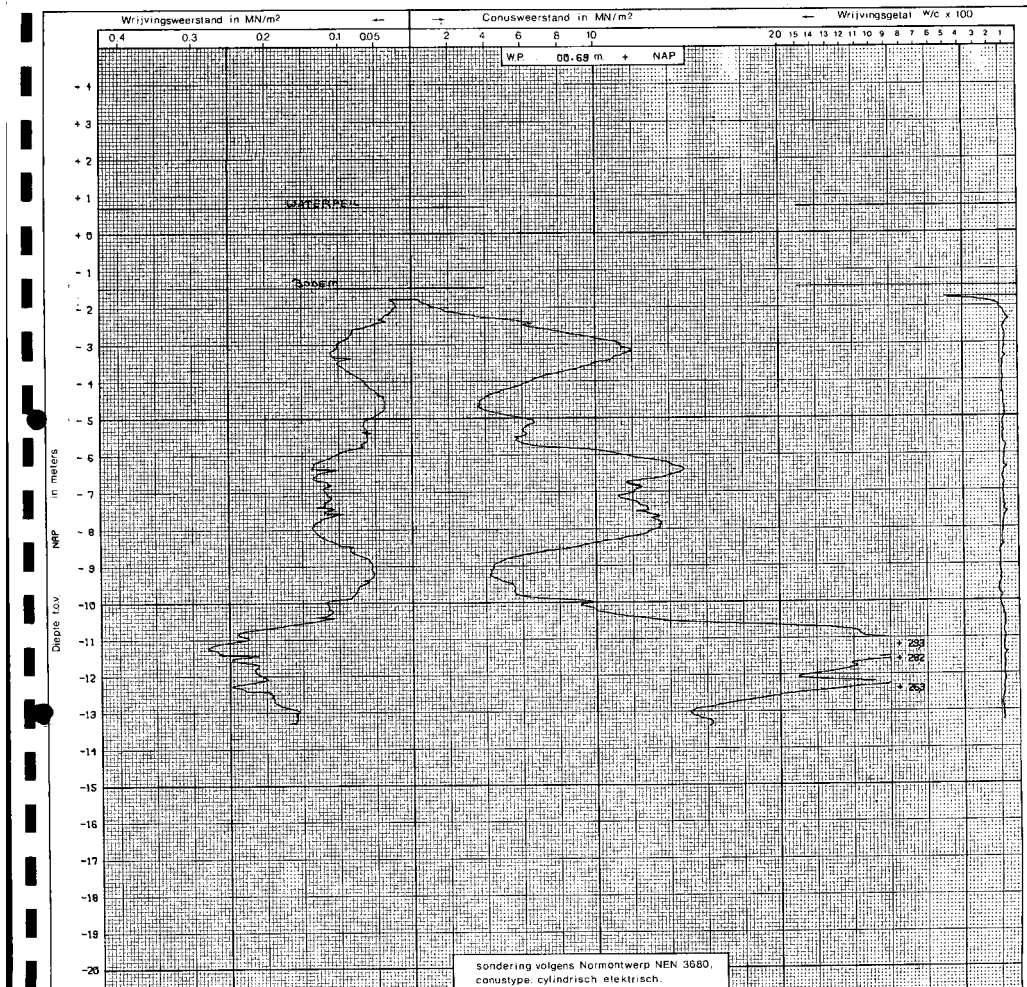


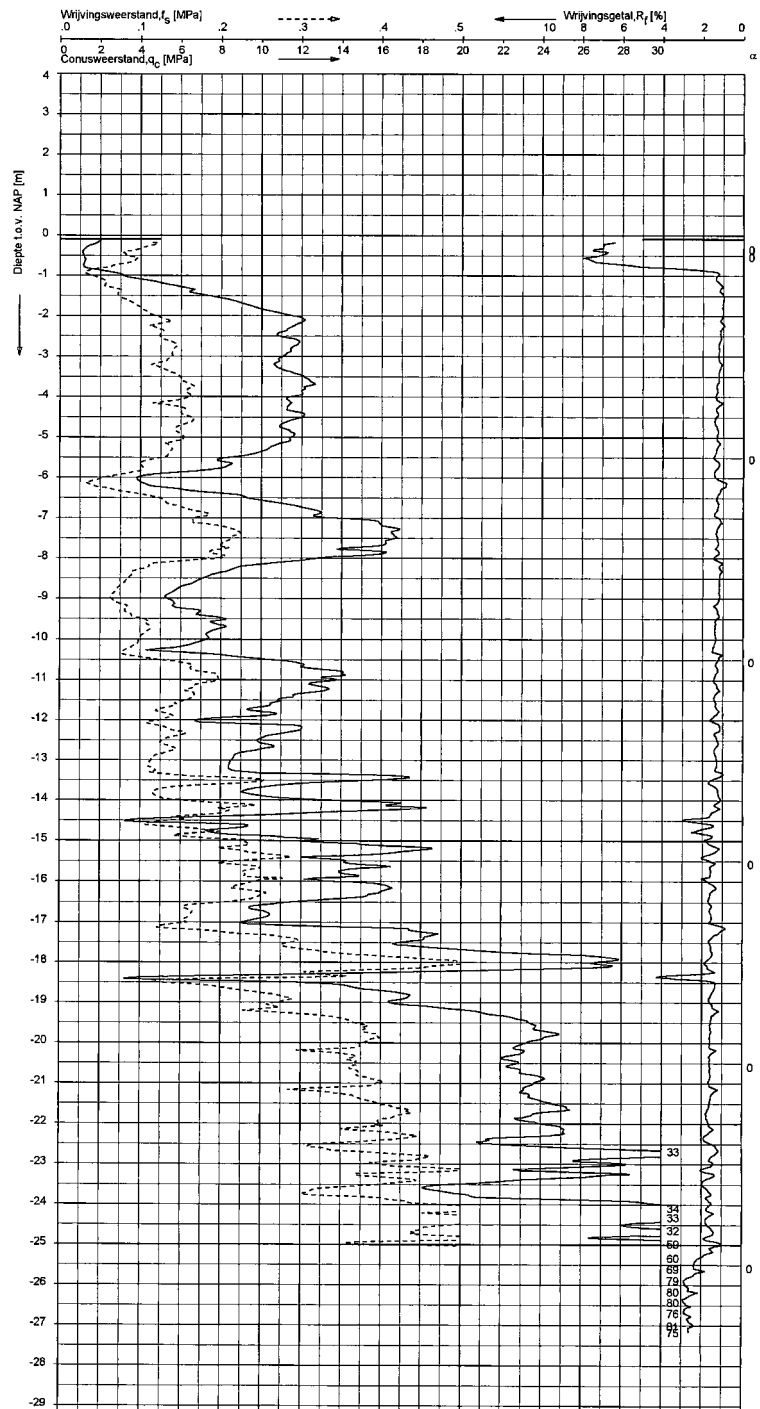
Wateroverspanningsindex, B_u [-]
 -1,0 0 1,0 2,0

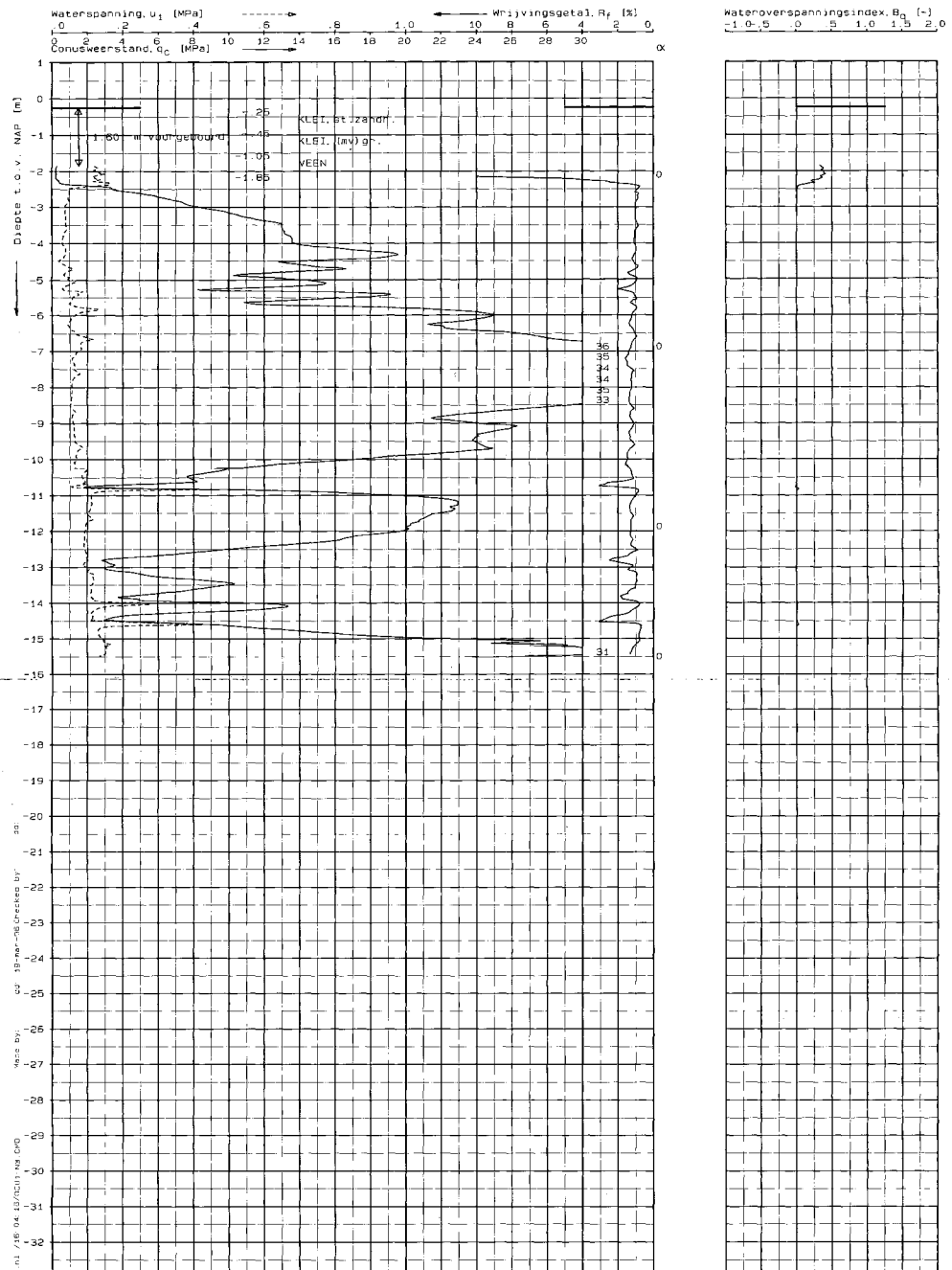


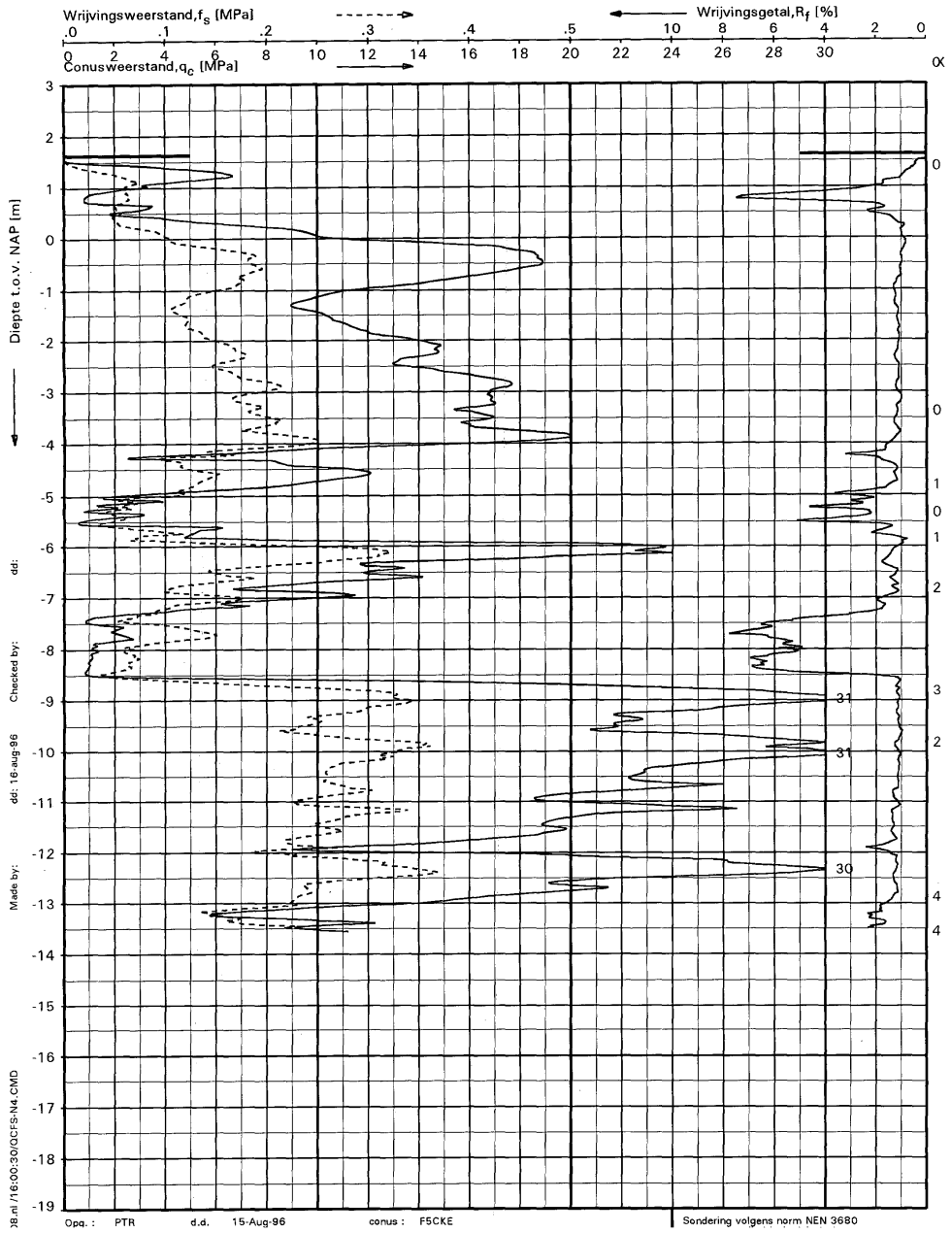








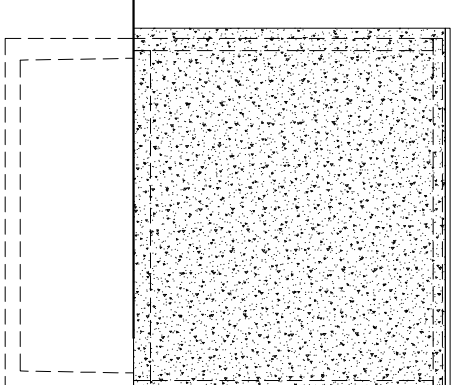
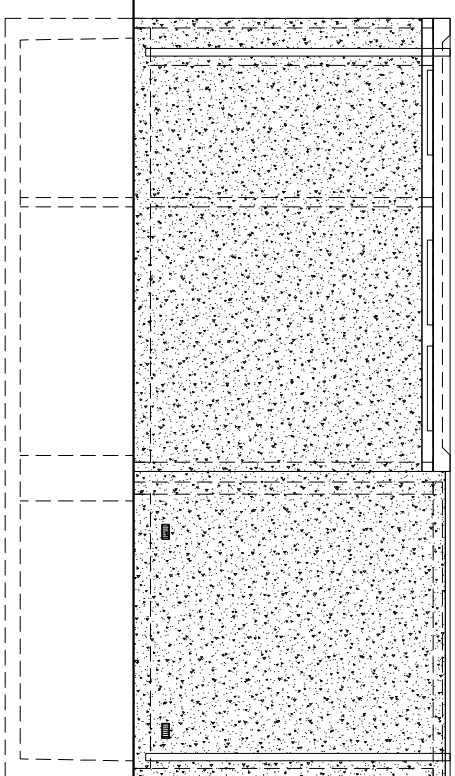
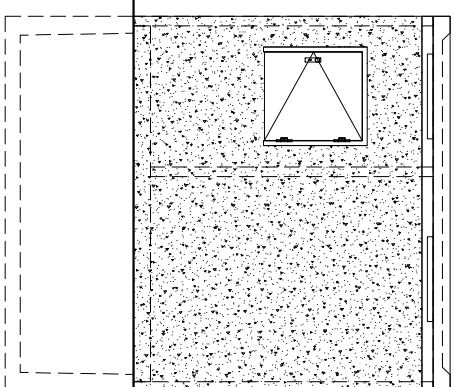
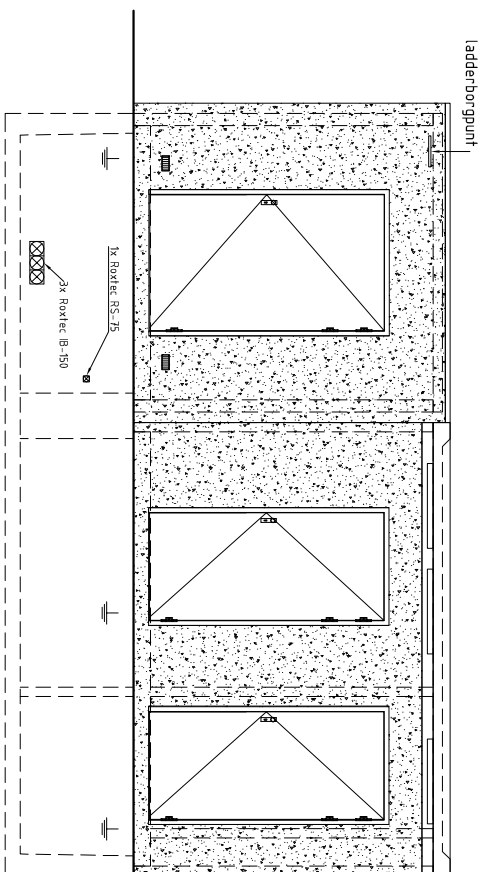




BIJLAGE 13

TEKENINGEN INKOOPSTATION



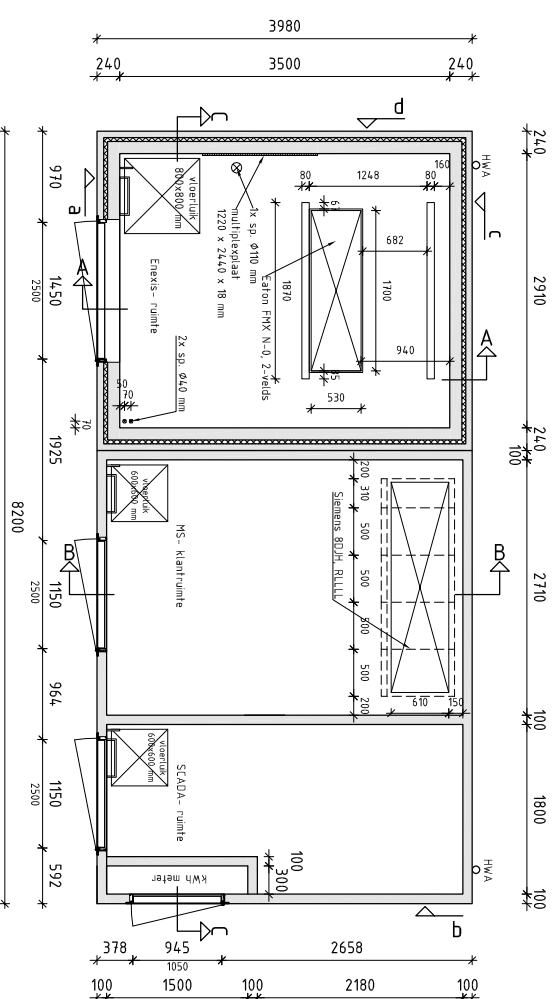


AANZICHT a

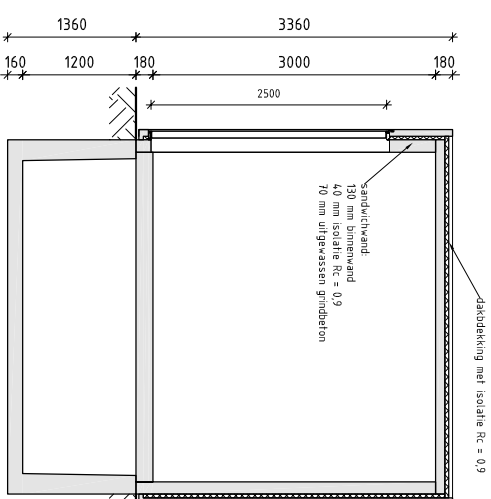
AANZICHT b

AANZICHT c

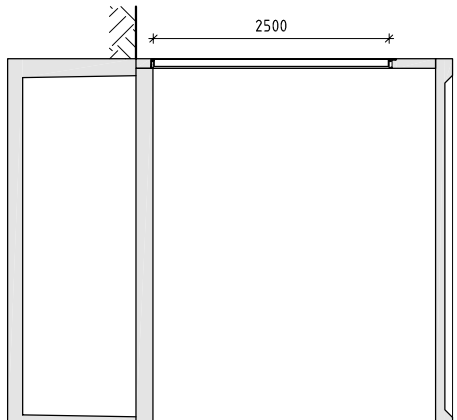
AANZICHT d



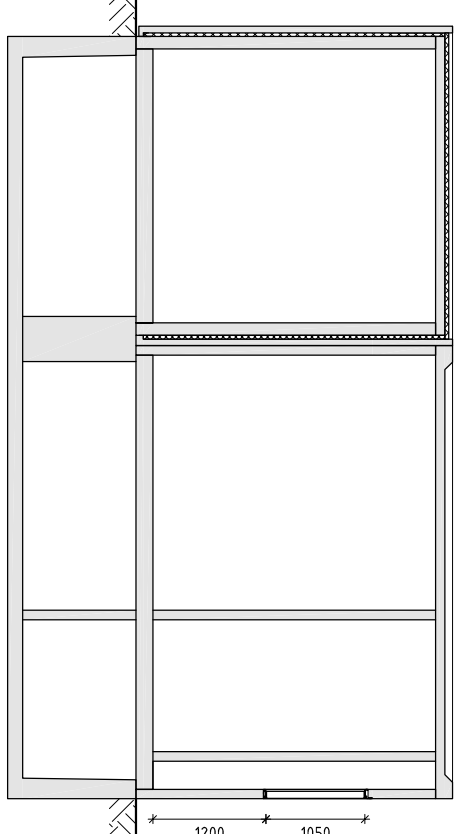
PLATTEGROND 82.54 m²



DOORSNEDE A



DOORSNEDE B



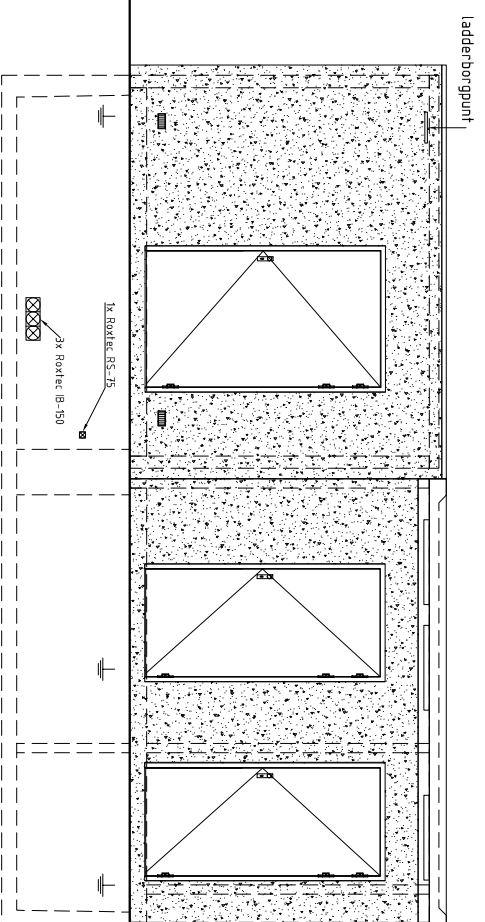
DOORSNEDE C

Specificaties:	
type behuizing:	deuren en luiken:
NFT 3,98 x 8,20	Merford deur type MF51 / MB, kleur RAL n.t.b.
dakrand:	hwa:
aluminium daktrim	aluminium hwa / Loro-X hwa
ventilatie:	roosters:
dakrandventilatie (uitsl. ongeïsoleerde ruimte)	Ubbink ventilatieroosters
buitenwand:	overig:
uitgewassen grindbeton (Dorstener Kies)	on- en geïsoleerde uitvoering

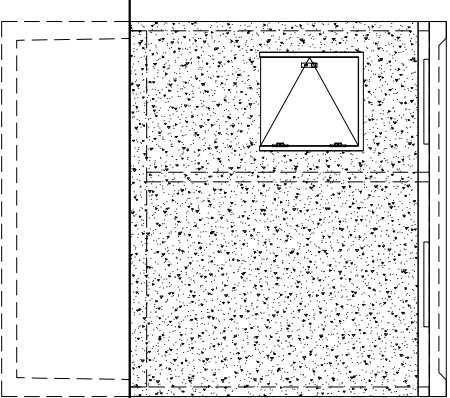
opdrachtgever	project						
-	WindPark N33, variant 1A						
locatie	onderdeel						
-	Plattegrond, doorsnede en aanzichten						
wijz.	datum	omschrijving wijziging					
projectnr.	schaal	datum	status	formaat	get.	teknr	wijz.
-	n.v.t.	14-01-'16	Voorstel	A3	JW	01	-



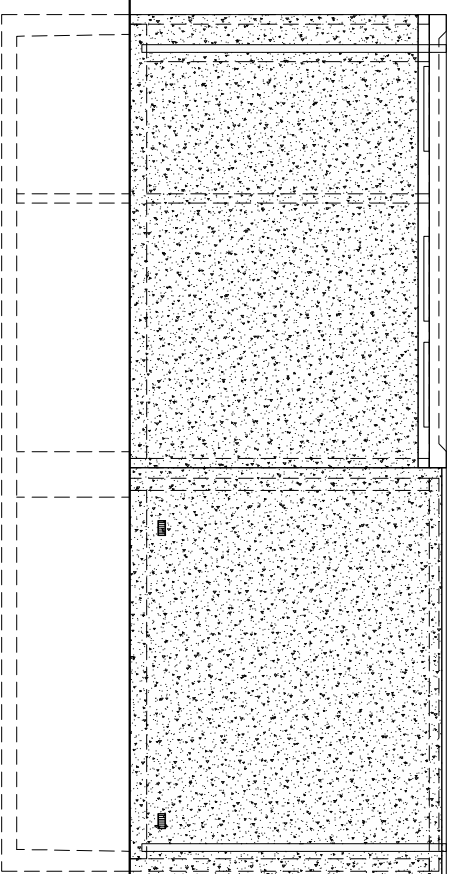
Auteursrechten voorbehouden. Behoudens de door de auteur/verzet gestelde uitzondering mag niets uit deze tekening worden vervaardigd (waaronder begrepen het opstaan in een gedrukte of digitale vorm, dan wel het verspreken naar een driedimensionale vorm) of openbaar gemaakt, op welke wijze ook, zonder schriftelijke toestemming van Spijkerman Prefab Beton. Het is niet toegestaan te kopiëren, te verspreiden of anderszins openbaar te maken van de tekening. Voor een exacte omschrijving, van de afmetingen en leveringen en werkzaamheden van Spijkerman Prefab Beton, dient u de technische omschrijving te raadplegen.



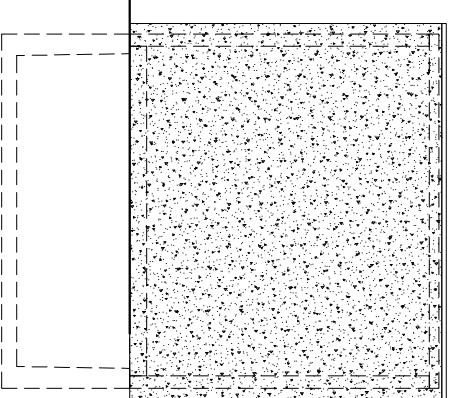
AANZICHT a



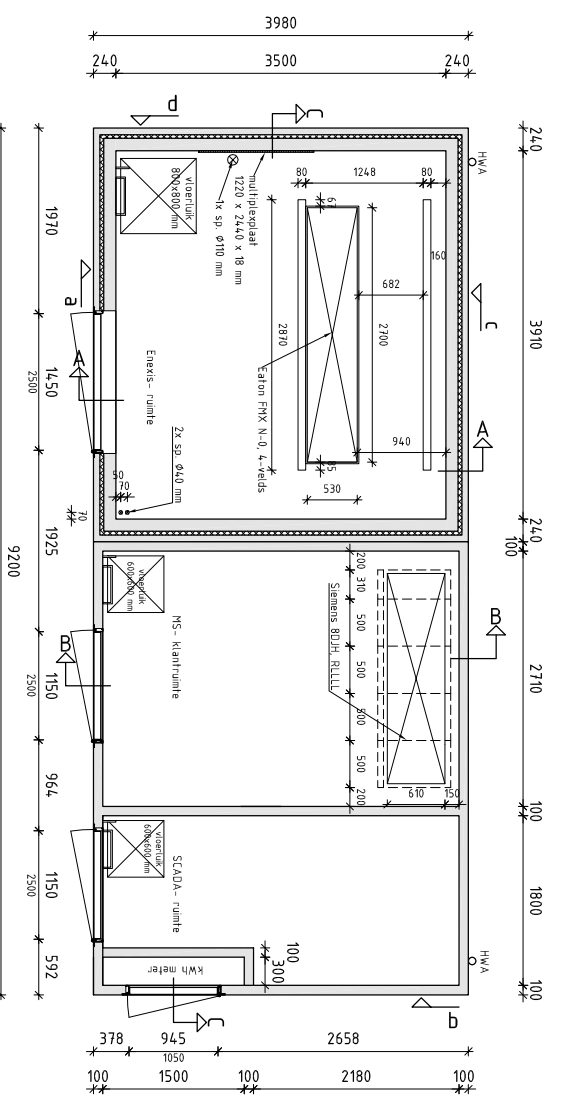
AANZICHT b



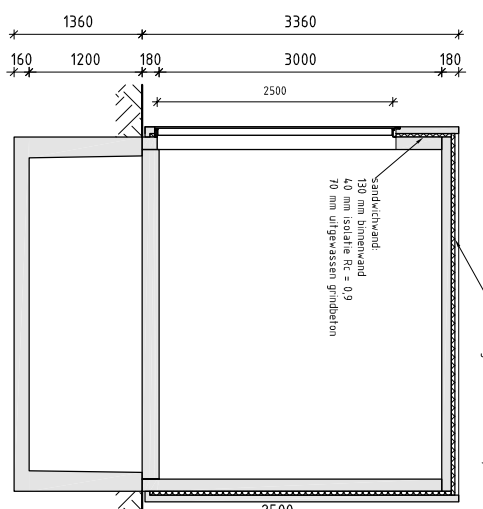
AANZICHT c



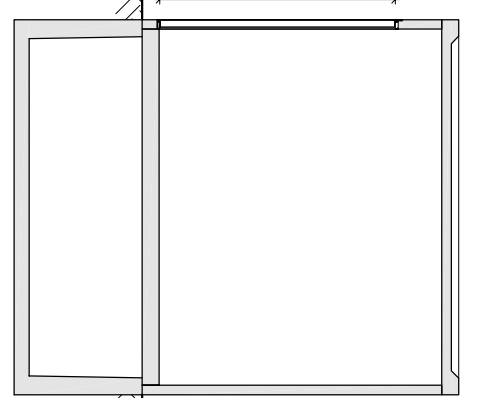
AANZICHT d



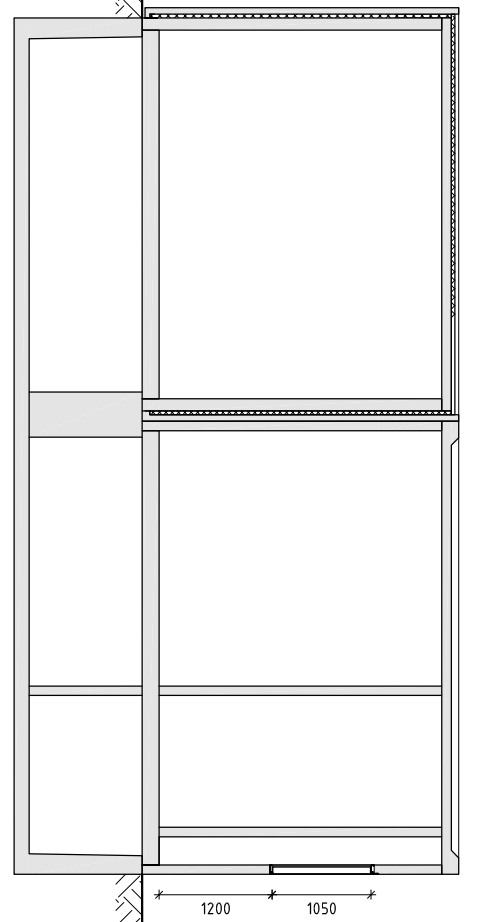
PLATTEGROND



DOORSNEDE A



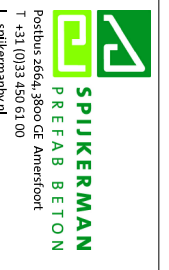
DOORSNEDE B



DOORSNEDE C

Specificaties:	
type behuizing:	deuren en luiken:
NFT 3,98 x 9,20	Merford deur type MF51 / MB, kleur RAL n.t.b.
dakrand:	hwa:
aluminium daktrim	aluminium hwa / Loro-X hwa
ventilatie:	roosters:
dakrandventilatie (uitsl. ongeïsoleerde ruimte)	Ubbink ventilatoroosters
buitenwand:	overig:
uitgewassen grindbeton (Dorstener Kies)	on- en geïsoleerde uitvoering

opdrachtgever	project	WindPark N33, Variant 1B
locatie	onderdeel	Plattegrond, doorsnede en aanzichten
wijz.	datum	omschrijving wijziging
projectnr.	schaal	datum
n.v.t.	n.v.t.	14-01-'16
		status
		Voorstel
		formaat
		A3
		get.
		JW
		teknr
		01
		wijz.
		-



Auteursrechten voorbehouden. Behoudens de door de auteur/schrijver gestelde uitzondering mag niets uit deze tekening worden vervaardigd (waaronder begrepen het opstellen in een gedrukte of digitale vorm, dan wel het verspreken naar een driedimensionale vorm) of openbaar gemaakt, op welke wijze ook, zonder schriftelijke toestemming van Spijkerman Prefab Beton. Het is niet toegestaan te kopiëren, te verspreiden of anderszins openbaar te maken. De afbeeldingen en tekeningen van Spijkerman Prefab Beton, dienen u de technische omschrijving te raadplegen.



BIJLAGE 14

AANVULLING - AANVRAAGFORMULIER AANLEGVERGUNNING



Formulierversie
2016.01

Aanvraaggegevens

Let op: vul het formulier alstublieft volledig in.

Aanvraagnummer	2394505
Aanvraagnaam	Windpark Vermeer Midden
Uw referentiecode	709016

Ingediend op	-
Soort procedure	Reguliere procedure

Projectomschrijving	Bouwen, oprichten en in werking hebben van Windpark Vermeer Midden. Deze aanvraag bestaat uit 4 windturbines, 4 kraanopstelplaatsen en 1 inkoopstation. De aanvraag betreft 1 van de 4 inrichtingen van Windpark N33.
---------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Gefaseerd	Nee
-----------	-----

Overzicht bijgevoegde modulebladen

Aanvraaggegevens

Aanvragergegevens

Locatie van de werkzaamheden

Werkzaamheden en onderdelen

Werk of werkzaamheden uitvoeren

- Werk of werkzaamheden uitvoeren

Bijlagen

Kosten

Nawoord en ondertekening

Aanvrager bedrijf

1 Bedrijf

KvK-nummer	64530795
Vestigingsnummer	000033348383
Statutaire naam	Windpark Vermeer Midden B.V.
Handelsnaam	Windpark Vermeer Midden B.V.

2 Contactpersoon

Geslacht	<input type="checkbox"/> Man <input checked="" type="checkbox"/> Vrouw
Voorletters	●
Voorvoegsels	●●●
Achternaam	●●●
Functie	Senior Projectmanager

3 Vestigingsadres bedrijf

Postcode	3871MR
Huisnummer	4
Huisletter	-
Huisnummertoevoeging	D
Straatnaam	Zuiderinslag
Woonplaats	Hoewelaken

4 Correspondentieadres

Adres	Zuiderinslag 4-D 3871MR Hoewelaken
-------	---------------------------------------

5 Contactgegevens

Telefoonnummer	●●●●●●●●
Faxnummer	-
E-mailadres	●●●●●●●●●●

Gemachtigde bedrijf

1 Bedrijf

KvK-nummer	08156154
Vestigingsnummer	000017968313
Statutaire naam	Pondera Consult B.V.
Handelsnaam	Pondera Consult

2 Contactpersoon

Geslacht	<input checked="" type="checkbox"/> Man <input type="checkbox"/> Vrouw
Voorletters	JFW
Voorvoegsels	-
Achternaam	Rijntalder
Functie	Directeur

3 Vestigingsadres bedrijf

Postcode	7556 PE
Huisnummer	49
Huisletter	-
Huisnummertoevoeging	-
Straatnaam	Welbergweg
Woonplaats	Hengelo

4 Correspondentieadres

Adres	Welbergweg 49 7556 PE Hengelo
-------	----------------------------------

5 Contactgegevens

Telefoonnummer	██████████
Faxnummer	-
E-mailadres	████████████████████████████████████████

Locatie

1 Kadastraal perceelnummer

Burgerlijke gemeente	Veendam
Kadastrale gemeente	<input checked="" type="checkbox"/> Veendam
Kadastrale sectie	N
Kadastraal perceelnummer	76
Bouwplannaam	-
Bouwnummer	-
Gelden de werkzaamheden in deze aanvraag/melding voor meerdere adressen of percelen?	<input checked="" type="checkbox"/> Ja <input type="checkbox"/> Nee
Specificatie locatie	Perceel VDM00N 00076 bevat alleen windturbine 28. Zie bijlage 1 voor de kadastrale aanduiding van de overige windturbines.

2 Eigendomssituatie

Eigendomssituatie van het perceel	<input type="checkbox"/> U bent eigenaar van het perceel <input type="checkbox"/> U bent erfpachter van het perceel <input type="checkbox"/> U bent huurder van het perceel <input checked="" type="checkbox"/> Anders
Uw belang bij deze aanvraag	Zie bijlage 1.

3 Aanvulling locatieaanduiding

Coördinatenstelsel	<input checked="" type="checkbox"/> RD <input type="checkbox"/> UTM ED50 <input type="checkbox"/> ETRS89 / WGS84 <input type="checkbox"/> Kilometerraai
X-coördinaat	257130
Y-coördinaat	571045

4 Toelichting

Eventuele toelichting op locatie	Zie bijlage 1 voor locatieaanduiding voor de overige windturbines.
----------------------------------	--------------------------------------------------------------------