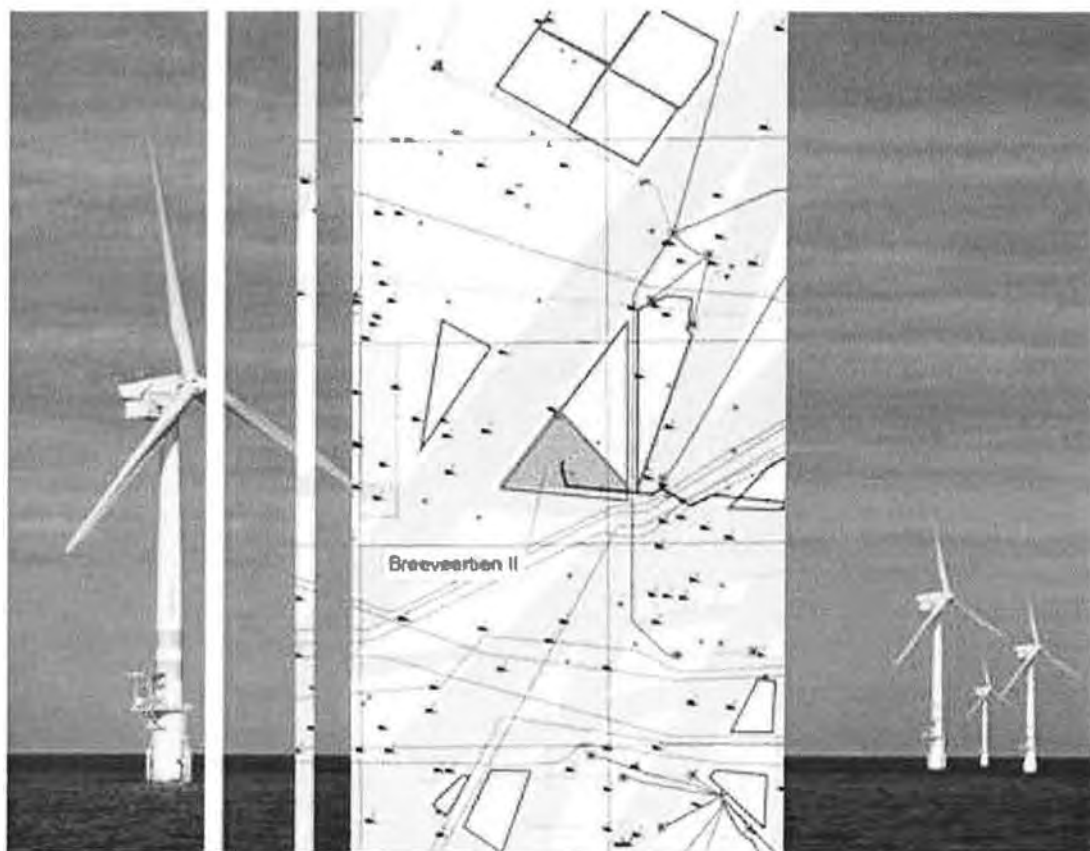




Offshore Windpark “Breeveertien II” Vergunning Wet beheer rijkswaterstaatswerken

Airtricity
for sustainable energy

1 november 2006
Definitief rapport
9R8394.07



ROYAL HASKONING

HASKONING NEDERLAND B.V.
MILIEU

Barbarossastraat 35
Postbus 151
6500 AD Nijmegen
+31 (0)24 328 42 84 Telefoon
+31 (0)24 322 81 70 Fax
info@nijmegen.royalhaskoning.com E-mail
www.royalhaskoning.com Internet
Arnhem 09122561 KvK

Documenttitel	Offshore Windpark "Breeveertien II"
	Vergunning Wet beheer rijkswaterstaatswerken
Verkorte documenttitel	Wbr "Breeveertien II"
Status	Definitief rapport
Datum	1 november 2006
Projectnaam	Ontwikkeling windparken op zee
Projectnummer	9R8394.07
Opdrachtgever	Airtricity
Referentie	9R8394.07/R0002/HRIJ/Nijm

Auteurs	Drs. S.G.Th. van de Bilt, Dr.Ir. A.R. Boon, Ing. M.R. Dotinga MSc., G.C. Duyckinck Dörner, Drs. J.F.W. Rijntalder
Collegiale toets	Ir. Arno Verbeek (Airtricity)
Datum/paraaf	1 november 2006
Vrijgegeven door	Drs. J.F.W. Rijntalder
Datum/paraaf	1 november 2006



INHOUDSOPGAVE

	Blz.
1 INLEIDING	1
1.1 Algemeen	1
1.2 Wbr-vergunning	1
1.3 Stand der techniek	2
1.4 Airtricity	2
1.5 Planning	2
1.6 Tenaamstelling	2
1.7 Leeswijzer	3
2 AARD EN ONTWERP	5
2.1 Algemeen	5
2.2 Layout	5
2.3 Ligging	6
2.4 Turbines	7
2.4.1 Basis-ontwerp	8
2.4.2 Componenten	9
2.5 Fundaties	15
2.5.1 Geotechnische gegevens	15
2.5.2 Schetsontwerp	18
2.6 Transformatorstation	20
2.7 Elektrische infrastructuur	23
2.8 Kabeltracés	24
2.9 Certificatie ontwerp	26
3 OPRICHTINGS- EN CONSTRUCTIEPLAN	27
3.1 Inleiding	27
3.2 Planning	27
3.3 Detailontwerp	28
3.3.1 Onderzoek na verkrijgen Wbr-beschikking	28
3.3.2 Kabelkruisingen	29
3.3.3 Detailontwerp en keuzen	29
3.4 Constructiewijze	30
3.4.1 Bouwplaats	30
3.4.2 Fundatie en erosiebescherming	31
3.4.3 Turbines	35
3.4.4 Elektrische infrastructuur	35
3.4.5 Transformatorstation	37
3.4.6 Kabeltracés	38
3.5 Ingebruikname	40
4 ONDERHOUDSPPLAN	41
4.1 Inleiding	41
4.2 Doel	41
4.3 Regulier onderhoud	41
4.3.1 Onderhoud aan de fundering	42
4.3.2 Onderhoud aan kabels	43

4.3.3	Onderhoud aan windturbines	43
4.3.4	Onderhoud aan transformatorstation	47
4.3.5	HSE-aspecten	47
4.3.6	Wijze van rapportage van uitgevoerde onderhoudswerkzaamheden	51
4.4	Reparaties	51
4.4.1	Reparatie bij inspectie	53
4.4.2	Vervanging van kleine onderdelen (<1000 kg)	53
4.4.3	Vervanging van grote onderdelen (> 1000 kg)	54
4.5	Onderhoudsschepen	56
5	VERLICHTINGSPLAN	59
5.1	Inleiding	59
5.2	IALA richtlijn	59
5.3	Navigatie verlichting	59
5.4	Luchtvaartverlichting	60
5.5	Markering	60
5.6	Geluidssignalen en radarreflectoren	60
5.7	Obstakelmarkering tijdens bouw	61
6	CALAMITEITENPLAN	63
6.1	Inleiding	63
6.2	Personeel tijdens bouw en operatie	63
6.2.1	Man overboord	63
6.2.2	Brand	64
6.2.3	(bijna) Ongeval	64
6.2.4	Acute ziekte	65
6.2.5	Onweersbuien	65
6.2.6	Opkomend slecht weer	66
6.2.7	Bommelding, gijzeling of sabotage	66
6.3	Scheepvaart en visserij	66
6.3.1	Schip op drift	66
6.3.2	Aanvaring	67
6.4	Milieu	67
6.5	Bereikbaarheidsschema	67
7	VERWIJDERINGSPLAN	69
7.1	Inleiding	69
7.2	Te verwijderen onderdelen	69
7.3	Voorbereiding	69
7.4	Verwijdering turbines	70
7.5	Verwijdering fundaties	71
7.6	Verwijdering transformatiestation	72
7.7	Verwijdering bekabeling	72
7.8	Erosiebescherming	73
7.9	Opleveringscontrole	73

BIJLAGEN:

Bijlage 1	MER
Bijlage 2	Schetsontwerp (rapportage) Rambøll
Bijlage 3	Certificaat DNV
Bijlage 4	Tekening
Bijlage 5	Coördinaten windpark en kabels
Bijlage 6	Voorontwerp transformatorstation

1 INLEIDING

1.1 Algemeen

Eén van de doelstellingen van het nationale en internationale milieubeleid is het beperken van de uitstoot van broeikasgassen, waarvan de kooldioxide-emissie de belangrijkste is. Volgens het verdrag van Kyoto heeft Nederland zich verplicht tot een emissiereductie van 6 procent in de periode 2008 tot 2012 ten opzichte van 1990-1995. Dit komt neer op een reductie van 50 Megaton per jaar, waarvan volgens het verdrag tenminste 50 procent gerealiseerd moet worden door projecten binnen Nederland. In het verlengde van het Kyotoverdrag heeft het kabinet in opeenvolgende beleidsnota's doelstellingen geformuleerd om duurzame energie in te zetten als instrument om de kooldioxide-emissie te reduceren. Ook in het Energierapport van het Ministerie van Economische Zaken (2005) wordt gestreefd naar meer duurzame energie, onder andere door in te zetten op windenergie in zee.

In 2020 moet duurzame energie een bijdrage van 10 procent leveren aan de totale energievoorziening. Conform de Uitvoeringsnota Klimaatbeleid (Ministerie van VROM, 1999) zal dit aandeel na 2020 verder moeten stijgen. In de Uitvoeringsnota Klimaatbeleid wordt nog een tweede reden genoemd om duurzame energie in te zetten. Dit is de wens om de kwetsbaarheid van de Nederlandse energievoorziening te beperken door deze minder afhankelijk te maken van fossiele brandstoffen. Naast andere bronnen voor duurzame energie is windenergie één van de opties om beide doelen te dienen. Voor 2020 is een doelstelling geformuleerd van in totaal tenminste 7500 megawatt geïnstalleerd windturbinevermogen, waarvan tenminste 1500 megawatt op land en 6000 megawatt op zee. Dit is tevens uitgangspunt van de Nota Ruimte en uitgewerkt in Integraal beheersplan Noordzee.

Met de goedkeuring van de 'Beleidsregels inzake toepassing Wet beheer rijkswaterstaatswerken op installaties in de Exclusieve Economische Zone (EEZ)', die op 31 december 2004 van kracht werden (hierna kortweg aangeduid als de Beleidsregels), is in Nederland een belangrijke stap genomen om nu ook voortvarend de realisatie van de Nederlandse doelstelling mogelijk te maken om 6.000 megawatt windenergie op zee te realiseren.

1.2 Wbr-vergunning

Met het besluit over de nieuwe beleidsregels is het eerdere moratorium op vergunningverlening voor windturbines op zee opgeheven. De beleidsregels geven aan hoe en onder welke voorwaarden een Wbr-vergunning voor windparken op zee kan worden verkregen. De onderhavige vergunningaanvraag omvat in dat kader: de turbines, de aanlandingskabel(s) en andere onderdelen, waaronder een transformatorstation. De vergunning heeft betrekking op het windpark én de kabeltracés binnen de EEZ als ook op de kabeltracés binnen de Nederlandse territoriale wateren, binnen de 12-mijlszone. Voor realisering van het kabeltracé op land zijn milieu- en aanlegvergunningen van provincie en gemeente(n) noodzakelijk. Bovendien zal voor het tracé op land wellicht een bestemmingsplanwijziging moeten worden doorgevoerd. Omdat de oprichting van installaties in de EEZ significante gevolgen kan hebben voor het milieu, is in de Beleidsregels vastgelegd dat de vergunningaanvraag gepaard dient te gaan met een milieueffectrapport (MER). De MER is als bijlage aan deze vergunningaanvraag opgenomen.

1.3 Stand der techniek

De technische ontwikkelingen in relatie tot windenergieopwekking gaan onder invloed van de aanleg van meerdere windparken snel. In onderhavige vergunningaanvraag is uitgegaan van windturbines met een vermogen van 3,6 megawatt die zich reeds hebben bewezen en gecertificeerd zijn. De turbines van de GE 3,6s zijn op het moment dat de Wbr-beschikking verleend is, voor toepassing voor offshore gebruik gecertificeerd. Het valt niet uit te sluiten dat in de periode tussen verkrijgen van de Wbr-vergunning en het daadwerkelijk installeren van het windpark gebruik gemaakt zal worden van windturbines met een hoger vermogen. Momenteel komen de eerste windturbines op de markt met een vermogen van 5 tot 6 megawatt.

1.4 Airtricity

Airtricity beschikt over waardevolle ervaring op het gebied van on- en offshore windenergie. Zij ontwikkelt windparken, financiert deze en is eigenaar. Airtricity is betrokken bij offshore windparken in Ierland (Arklow Bank) en Engeland (Greater Gabbard) en bij onshore windparken in Ierland, Noord-Ierland, Engeland, Schotland en de Verenigde Staten. Met deze ervaring zien zij als initiatiefnemer mogelijkheden om in het Nederlandse deel van de Exclusieve Economische Zone een serieuze bijdrage te leveren aan de realisatie van de Nederlandse doelstelling. Eén van de eerste stappen voor een dergelijke bijdrage is het indienen van een Wbr-aanvraag voor windpark "Breeveertien II".

1.5 Planning

Indien de MER-lender wordt geactiveerd op het moment dat de Wbr-beschikking is verleend zal het windpark binnen het door het bevoegd gezag aan te geven aantal bouwseizoenen, na het verkrijgen van de deze Wbr-beschikking, worden aangelegd. Na afloop van de gebruikperiode (20 jaar) zullen de turbines en de funderingen onder de zeebodem tot een diepte volgens de op dat moment geldende normen worden verwijderd, tenzij de turbines kunnen worden vervangen door nieuwere turbines (re-powering).

1.6 Tenaamstelling

Naam aanvrager:	Airtricity
Contactpersoon:	De heer Arno Verbeek
Functie:	Dutch Offshore Manager
Adres:	Airtricity House Block B, Ravenscourt Office Park
Postcode en plaats:	Sandyford DUBLIN 18 Ireland
Telefoon:	+353 (1) 213 04 60
Fax:	+353 (1) 215 04 44

1.7

Leeswijzer

De vergunningaanvraag in het kader van de Wet beheer rijkswaterstaatswerken die voorligt, is opgebouwd aan de hand van de vereisten die in Artikel 4 van de 'Beleidsregels inzake toepassing Wet beheer rijkswaterstaatswerken op installaties in de exclusieve economische zone' staan beschreven. In tabel 1.1 staan de verschillende vereisten opgesomd met daarachter de informatie waar de vereisten zijn te vinden. Aangegeven wordt of het in het MER of in deze aanvraag is terug te vinden en indien de vereisten worden behandeld in deze aanvraag, ook waar in de aanvraag.

Tabel 1.1: Verwijzingen vereisten Wbr vergunningaanvraag

Artikel	Vereisten Wbr Vergunningaanvraag	In MER of aanvraag?	Indien in aanvraag, verwijzing naar:
4.1.a	De door middel van coördinaten aangegeven beoogde buitengrens van de installatie.	aanvraag	Hoofdstuk 2
4.1.b	De aard en ontwerp van de installatie	aanvraag	Hoofdstuk 2
4.1.c	Gegevens over nut en noodzaak van de installatie in de exclusieve economische zone	MER	
4.1.d	Gegevens over de gevolgen voor rechtmatig gebruik van de zee door derden	MER	
4.1.e	Gegevens over de gevolgen voor het milieu	MER	
4.1.f	Een oprichtings- en constructieplan	aanvraag	Hoofdstuk 3
4.1.g	Een onderhoudsplan	aanvraag	Hoofdstuk 4
4.1.h	Een veiligheidsplan	MER	
4.1.i	Een verlichtingsplan	aanvraag	Hoofdstuk 5
4.1.j	Een calamiteitenplan	aanvraag	Hoofdstuk 6
4.1.k	De beoogde gebruiksduur	aanvraag	Hoofdstuk 1
4.1.l	Een verwijderingsplan	aanvraag	Hoofdstuk 7

Uit bovenstaande tabel blijkt dat een aantal vereisten voor de vergunningaanvraag zijn terug te vinden in het MER. Voor de betreffende vereisten wordt dan ook verwezen naar dit MER, dat in bijlage 1 is opgenomen. Deze vergunningaanvraag behelst die onderdelen die nog niet door dit MER zijn behandeld.

In hoofdstuk 2 van deze aanvraag komen de aard en het ontwerp van de installatie aan bod. Hierin staan onder andere de coördinaten aangegeven van de beoogde buitengrens van de installatie. In hoofdstuk 3 is het oprichtings- en constructieplan te vinden. Hoofdstuk 4, 5, 6 en 7 behelzen respectievelijk het onderhoudsplan, verlichtingsplan, calamiteitenplan en verwijderingsplan. De beoogde gebruiksduur is in dit hoofdstuk reeds aan de orde geweest.

2 AARD EN ONTWERP

2.1 Algemeen

Windpark "Breeveertien II" zal worden gebouwd op een locatie, op 59,5 tot 70,5 kilometer uit de kust, ter hoogte van IJmuiden. Het park van circa 50 vierkante kilometer zal, uitgaande van de GE 3.6s turbine, een permanent geïnstalleerd vermogen hebben van minimaal circa 234 en maximaal circa 415 megawatt. De keuze voor deze locatie is onder andere gebaseerd op de hoeveelheid beschikbare ruimte op deze plek van de EEZ. Op deze locatie worden op dit moment namelijk geen claims gelegd door andere 'rechtmatige gebruikers' van de Noordzee. De locatie is dan ook als 'geschikt' aangegeven volgens kaartmateriaal van Directie Noordzee. Windpark "Breeveertien II" zal in principe worden uitgevoerd met turbines met een vermogen van 3,6 megawatt. De turbines van de GE 3.6s zijn op het moment dat de Wbr-beschikking verleend is, voor toepassing voor offshore gebruik gecertificeerd. Voor transport van de opgewekte elektriciteit naar een aansluitpunt op het landelijke elektriciteitsnet, zullen kabels tussen de turbines, en van het windpark naar een aanlandingspunt op de kust bij Beverwijk/Velsen worden aangelegd.

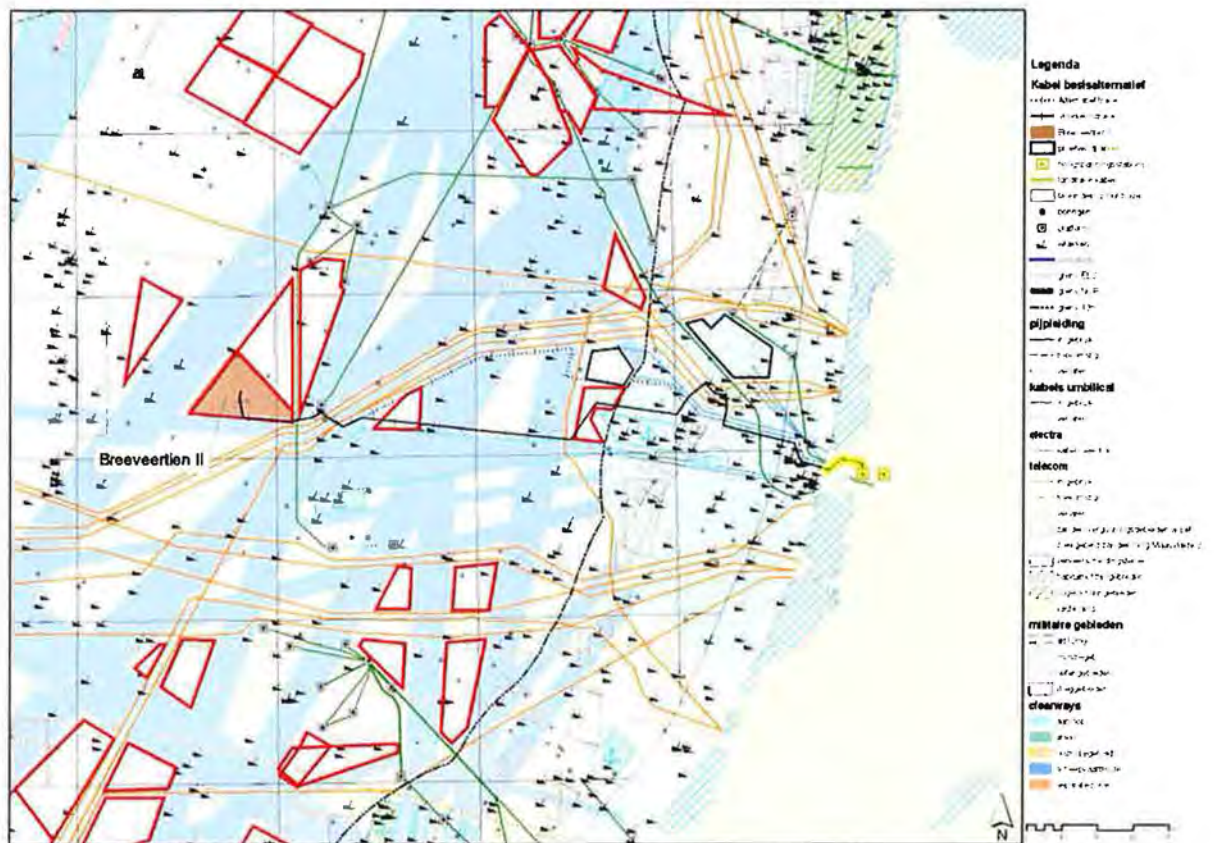
Het windpark, inclusief de veiligheidszone van 500 meter rondom het windpark, zal gesloten worden voor alle scheepvaart, visserij en recreatievaart inbegrepen. Dit geldt niet voor vaartuigen bestemd voor onderhoud van het windpark en schepen van de overheid of schepen die varen in opdracht van de overheid, zoals Safety and Rescue (SAR) vaartuigen. Het windpark zal na verkrijgen van de definitieve Wbr-beschikking worden aangelegd binnen voornoemd gebied, er vanuit gaande dat de MER tender wordt geactiveerd op het moment dat de Wbr-beschikking is verleend. Na afloop van de gebruiksperiode (20 jaar) zullen de turbines en de funderingen onder de zeebodem tot een diepte volgens de op dat moment geldende normen worden verwijderd. Indien de turbines kunnen worden vervangen door nieuwere, dan is de genoemde verwijdering niet van toepassing. De kabels zullen waarschijnlijk niet worden verwijderd.

2.2 Layout

De layout van het park ziet er uit zoals in figuur 2.1 staat aangegeven. De turbines staan zoveel mogelijk in rijen opgesteld, met in de rijen die van zuidwest naar noordoost lopen een onderlinge turbine afstand van minimaal 8 x de rotordiameter (ongeveer 950 meter). Tussen de rijen wordt een afstand bewaard van minimaal 6 x de rotordiameter (ongeveer 870 meter). Het gaat in totaal om 104 turbines en één transformatorstation in het midden van het windpark. De turbines zijn zo geplaatst, dat het oppervlak van het park optimaal wordt benut en turbines op de contour van het park zijn geplaatst. Om het park wordt een veiligheidszone ingesteld van 500 meter, waarin een vaarverbod geldt dat ook van kracht is in het windpark zelf.



In figuur 2.2 is de ligging aangegeven van het windpark Breeveertien II.



Figuur 2.2: Ligging windpark Breeveertien II (Royal Haskoning)

2.4 Turbines

Verschillende factoren bepalen de keuze van het windturbinetype: de aanschafkosten, het feit of het type is gecertificeerd of niet, de beschikbaarheid, de maximale windsnelheid, de gemiddelde windsnelheid en de locatiespecifieke turbulentie intensiteit. Op basis van de locatiespecifieke omstandigheden op Breeveertien II is vooralsnog gekozen voor het turbinetype in figuur 2.3: de GE Wind Energy 3.6s Offshore. Inmiddels is er een technische opvolger voor deze turbine op de markt, de 3.6sl.

GE Wind Energy 3,6s Offshore

3,6 megawatt windturbine



De 3,6 megawatt windturbine voor een offshore windpark kan sinds 2002 worden geleverd door GE Energy. De turbine is recent toegepast in Ierland's eerste, mede door Airtricity ontwikkelde offshore windpark 'Arklow Bank'. De eerste 7 turbines van het type 'GE 3,6s Offshore' staan 10 kilometer uit de kust van Arklow. De turbine is ontworpen voor locaties met hogere windsnelheden en is daarmee uitermate geschikt voor offshore gebruik. Met een rotordiameter van circa 111 meter en een totale hoogte van circa 130 meter zijn de turbines in 'Arklow Bank' op een onderlinge afstand geplaatst van ongeveer 600 meter.

Technische gegevens

Vermogen:	3,6 megawatt
Ashoogte:	74,6 meter
Diameter mast:	5 meter (voet), 3 meter (top)
Rotordiameter:	111 meter
Totale hoogte:	130 meter
Rotaties per minuut:	8,5 - 15
Swept area:	9.677 m ²

Figuur 2.3: Gegevens GE Wind Energy 3.6s Offshore (Bron: Airtricity)

2.4.1 Basis-ontwerp

De windturbines leveren bij windsnelheden tussen 3,5 en 25 meter per seconde. Boven 25 meter per seconde worden de turbines uit de wind gedraaid om schade aan de turbine te voorkomen. Het geluidsniveau van de turbine op ashoogte is 109 dB(A) volgens DIN IEC. De windturbines zijn operationeel bij buitentemperaturen tussen -15°C en +40°C.

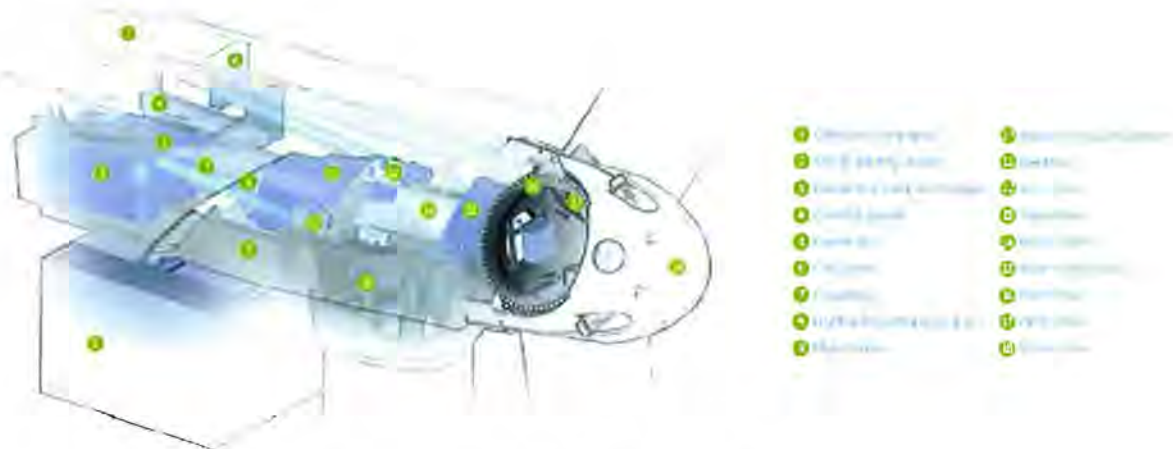
De windturbine betreft een installatie met 3-bladen en een horizontale as en een rotordiameter van 111 meter.

De naaf hoogte is afhankelijk van locatiespecifieke omstandigheden als gemiddelde wind, windschering, waterdiepte, golfhoogte en getijde. De windturbine is uitgerust met een actief gierend-systeem die de oriëntatie ten opzichte van de windrichting regelt. Door toepassing van actieve toerentalregeling van de rotorbladen en een generator/converter-systeem maakt het mogelijk de windturbine te bedienen bij variabele snelheden.

Het aparte aandrijfwerk met hoofddragende constructie, versnellingskast, koppeling en generator zitten geïntegreerd in het topgedeelte van het basisskelet. Het onderste deel van het basisskelet ontvangt het gierend-systeem. Door het basisframe te splitsen in verschillende onderdelen zijn de afzonderlijke onderdelen makkelijker te hanteren en wordt de toegankelijkheid van de onderdelen tijdens de bouw van de windturbine vergemakkelijkt.

Een deel van de elektrische componenten is geplaatst in de container onder de motorgondel.

Voor een overzicht van de verschillende onderdelen in de motorgondel wordt verwezen naar figuur 2.4.



Figuur 2.4: Onderdelen in de motorgondel (GE Wind Energy, 2003)

2.4.2

Componenten

Rotor

De windturbine is ontwikkeld als een bovenwindse machine. De rotor bestaat uit drie bladen die zijn geplaatst via een bladdragende constructie aan een naaf gemaakt van gegoten en vervormbaar materiaal. De rotordiameter is 111 meter en het bereik van de rotor bedraagt 9677 vierkante meter. De rotorsnelheid ligt tussen de 8,5 en 15 omwentelingen per minuut en beweegt kloksgewijs.

Bladen

De bladen zijn gemaakt van composiet welke bestaat uit glasvezel en epoxyhars. Dit materiaal heeft de beste eigenschappen waar het gaat om extreme krachten en levensduur. Op dit basismateriaal is een dunne laag aangebracht welke het onderliggende materiaal beschermt tegen erosie en UV-licht. De bladen worden geleverd in een licht grijze tint.

De bladen zijn in de bladdragende constructie vastgemaakt middels een speciale boutconstructie. Het betreft een T-boutverbinding welke hoge betrouwbaarheid en laag onderhoud geeft.

De bladen zijn ontworpen op een levensduur van ten minste 20 jaar.

Actieve toerentalregeling

De windturbine beschikt over drie toerentalregelsystemen welke allen onafhankelijk van elkaar functioneren. De hellinghoek van de rotor ligt tussen de 0° en 90°. Gedurende normale omstandigheden staan de bladen in een hoek van 0° (frontaal) op de wind. Bij buitengebruikstelling is deze hoek 90°. De actieve toerenregeling maakt het mogelijk om het toerental van de rotor te controleren. Dit kan enerzijds door variatie in het torsiemoment van de generator en frequentie omvormer en de stand van de bladen ten opzichte van de wind.

Naaf

De naaf is gemaakt van gegoten en vervormbaar materiaal. Het verbindt de drie rotorbladen met het rechte middenstuk van de mechanische draaiende constructie.

Mechanische aandrijving

Draaghuis

Het draaghuis omklemt de naaf en is zodanig opgebouwd dat het radiale en axiale krachten kan compenseren/opvangen en is gemaakt van gegoten en vervormbaar materiaal. Het draaghuis wordt gesmeerd.

Versnellingsbak

De versnellingsbak converteert de energie van de rotor met hoge snelheid en laag torsiemoment naar lage snelheid en hoog torsiemoment. Het betreft een 3-versnellingsbak. De versnellingsbak is uitgerust met een hybride smeringssysteem en heeft een mechanische en elektrische pomp.

Twee koelers om de olie te koelen zijn gemonteerd aan de buitenkant van de motorgondel. De gebruikte oliefilters hebben een levensduur van tenminste 1 jaar. Het totaal gebruikte olievolume is 670 liter. Daarnaast is een intelligent sensorsysteem geïnstalleerd. Er zullen meer sensoren worden aangebracht dan strikt noodzakelijk om calamiteiten te voorkomen. De volgende posities worden gemonitord en doorgegeven aan het op afstand bediende monitoringsysteem met behulp van het controle systeem "supervisory control and data acquisition" system (SCADA):

- Oliereservoir temperatuur;
- Olieniveau;
- Oliegedruk;
- Differentiële druk om de oliefilters te monitoren;
- Temperaturen van het draaghuis van de hoge snelheid drijfas.

Remsysteem

Naast de eerder beschreven mogelijkheden van het uit de wind draaien van de wieken en door verhoging van het torsiemoment van de generator en frequentie omvormer beschikt de windturbine over een 3^e remsysteem. Het betreft een dubbele schijfrem die is gemonteerd op de hoge snelheid drijfas van de versnellingsbak. Dit laatste remsysteem wordt alleen gebruikt in geval van:

- Noodstop;
- Om de machine manueel te stoppen;
- Om het geheel te stoppen voor handelingen in verband met onderhoud.

Rotorvergrendeling

Voor bepaalde onderhoudswerkzaamheden aan de installatie is het noodzakelijk dat de rotor vergrendeld wordt. De rotorvergrendeling zit geïntegreerd in de flens die de hoofddrijfas met de versnellingsbak koppelt.

Motorgondel

Het basisskelet bestaat uit een top en bodemdeel welke met bouten aan elkaar zijn verbonden.

Giering-systeem

Het giering-systeem is uitgerust als 4 puntsondersteuning met intern aanwezig een getande loopring. Deze ondersteuning is geïnstalleerd tussen de motorgondel en de top van de toren. Hiermee is het mogelijk om de gehele motorgondel te laten draaien om de as van de toren zodat de rotororiëntatie ten opzichte van de wind kan worden ingesteld.

Het giering-systeem wordt in werking gesteld via het interne controle systeem van de windturbine. Twee windvanen zijn gemonteerd op de top van de motorgondel en zenden de signalen van de windrichting door naar het interne controle systeem.

Het giering-systeem bevat een borging dat de motorgondel niet meer dan 90° draait ten opzichte van de 0° positie om te voorkomen dat de elektriciteitskabels teveel in elkaar grijpen. Bij de 90° positie wordt de motorgondel teruggedraaid naar de 0° positie.

Afgescheiden onderdeel motorgondel

Het afgescheiden deel van de motorgondel is gemaakt van met glasfiber versterkt plastic en de binnenruimte is gevoerd met geluidwerend (foam) isolatiemateriaal om de geluidsemissie van de machine te dempen. In de ruimte bevinden zich elektrische installaties voor (interne) verlichting en aanvullend bevinden zich in het dak transparante luiken die toegang verstrekken tot de anemometer, de windvaan, tot de naaf en rotorbladen.

Het afgescheiden deel beschermt de motorgondel tegen penetratie van water. Windtunnels zijn gesitueerd aan de buitenzijde van de motorgondel als koelingsysteem voor de versnellingsbak en de generator.

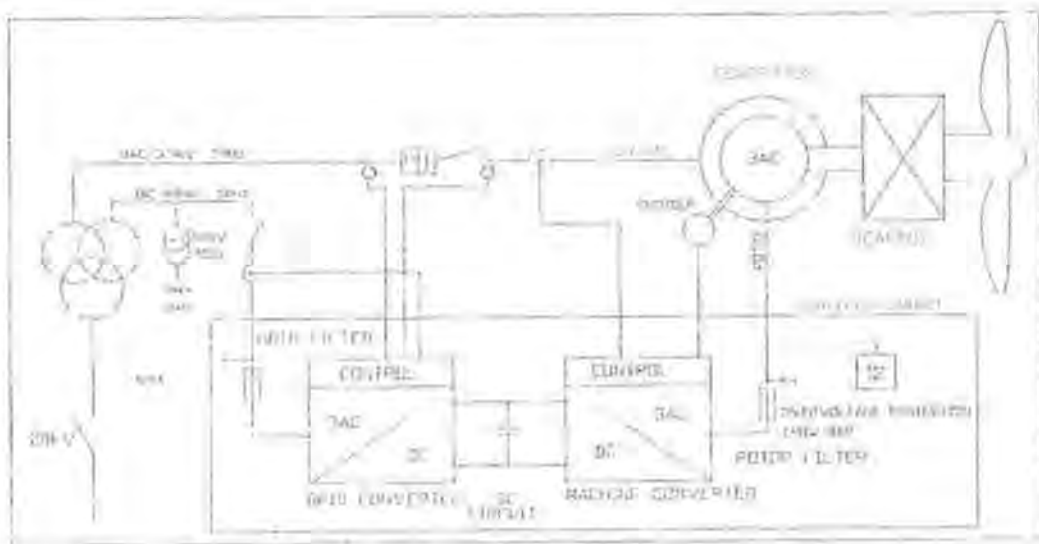
In de vloer van de motorgondel bevinden zich twee luiken. Een van deze luiken bevindt zich onder de versnellingsbak en kan worden weggeschoven in het geval de versnellingsbak vervangen moet worden. Daarnaast bevindt zich een luik onder de ondersteunende systemen voor de generator en de generator zelf. Het luik met de beschreven systemen wordt in geval van vervanging/reparatie verwijderd.

Anemometer en windvaan

Een ondersteunend systeem waarop de anemometer, windvaan en luchtvaart waarschuwingslampen zijn gemonteerd bevindt zich bovenop het achterste gedeelte van de motorgondel. Tevens wordt het systeem gebruikt als bliksemafleider. Voor de zekerheid zijn de anemometer en de windvaan dubbel uitgevoerd.

Daarnaast worden visuele gele band markeringen aangebracht geplaatst tussen hoogwaterniveau en laagste kant van de rotorboog. Op of direct boven het torenplatform worden 2 radar reflectie pakketten aangebracht.

De elektrische configuratie van de windturbine is in onderstaande figuur weergegeven:



Voor het offshore gebruik van de windturbines is onderhoudsgemak en beschikbaarheid van de turbine uiterst belangrijk. Daarom bevinden alle elektrische componenten zich in een container systeem die onder de motor gondel geplaatst is.

De generator bevindt zich in de motorgondel en is via de koppeling verbonden met de mechanische aandrijving. De windingen in de generator zijn uitgerust met temperatuur sensoren die hun informatie sturen naar het windturbine controle systeem waar de data wordt gemonitord. Als de toegestane temperatuurlimieten in de generator worden overschreden, schakelt de windturbine zich automatisch uit (draait uit de wind).

De generator is luchtgekoeld. Deze luchtkoeler is gemonteerd in een luchtkanaal aan de buitenkant van de motorgondel.

De omvormer is geplaatst in geschikte beschermde kast (veiligheidsglas IP54) binnenin de container en wordt gekoeld met een water-glycol-koelunit met een warmtewisselaar aan de achterzijde van de container.

De generator garandeert een continue stroomleverantie met constant voltage en constante frequentie relatief onafhankelijk van rotorsnelheid.

Middelstroom (medium voltage) schakeltoestel

Het schakeltoestel maakt het mogelijk om de windturbine van het grid (waaraan ook de andere windturbines gezamenlijk zijn verbonden) af te schakelen. Deze schakeling bevindt zich onderin de toren van de windturbine.

Veiligheidsketen

De veiligheidsketen betreft een elektronisch circuit, waarbij de functies en operaties worden bepaald door de fysische constructie in plaats van de programmering. Deze keten is dominant over het gecomputeriseerde controlesysteem. De ketting-sensor-breek-contacten zijn seriegeschakeld. De sensoren reageren op de volgende voorvallen:

- de snelheid van de rotor is te hoog: $1.15 \cdot$ nominale snelheid;
- vibratie;
- het "trippen" van de hoofd-powerschakelaar;
- een toerentalstoring (remtijd rotorbladen 1 tot 3 * te hoog);
- het ongecontroleerd veranderen van de stand van de bladen;
- het op slot staan van de rotor;
- falen van gecomputeriseerde controlesysteem.

Als een van deze sensoren wordt aangesproken, wordt de veiligheidsketen verbroken. Een onderbreking van de keten leidt tot het in werking stellen van de remsystemen, de bladen worden in 90° positie ten opzichte van de wind(richting) gedraaid.

Daarnaast kan een noodknop worden ingedrukt. Vervolgens zullen de systemen op dezelfde wijze in werking treden als in geval van een onderbreking van de veiligheidsketen (als hierboven beschreven).

Windturbine controlesysteem

De windturbine kan automatisch of handmatig worden bediend.

Elektrische grid-aansluiting en specificatie

De windturbine kan worden gebruikt op een inductieve of capacatieve manier met een vermogen factor van ± 0.95 . Dit wordt mogelijk gemaakt door het systeem met een dubbel-gevoede inductie-generator met slipring-motor en een elektronische AC-DC-AC vermogenomvormer.

Windturbine offshore generator data zijn:

Geschat vermogen	3.700	KW
Aantal polen	4	
Synchronistische snelheid	1500	rpm
Geschatte snelheid bij geschat effectief vermogen	1800	rpm
Maximale snelheid	2100	rpm
Geschatte stator voltage	3300	V
Rotor "standstill voltage"	1850	V
Geschat stator stroom bij U_n ; vermogensfactor 1.0	540	A
Geschat rotor stroom bij U_n ; Vermogensfactor :	Circa	
Standaard = 0.95 / 1 / 0.95	1000 / 1000 / 1130	
Optioneel = 0.90 / 1 / 0.90	1010 / 1000 / 1280	A

Conditie voor de grid-aansluiting zijn:

Parameter	Waarde
Geschat grid voltage	38.000 V
Geschat voltage aan de rotor kant	Tot 750 V
Geschat voltage aan de omzet zijde	690 V +/- 10%
Geschat voltage aan de stator kant	3300 V
Geschatte grid frequentie	50 Hz
Toelaatbare tolerantie van grid frequentie	+ 1-5 Hz/-2.5 Hz
Tolerantie van grid voltage	Continu +/- 10%
Impedantie van de transformator voor gridaansluiting	6%
Transformatoraansluiting	Dynn5 of Dynn11
Aarding van gemiddeld voltage transformator	Neutrale punt is geaard.

Gemiddeld voltage transformator

De transformator bevindt zich in de container onder de motorgondel. Deze wordt gebruikt om de twee verschillende voltages van de generator (rotor binnenkant 690 V, stator zijde 33,3 kV) te transformeren naar het benodigde voltage niveau van het omliggende grid aan de gemiddelde voltage-zijde (22 kV tot 38 kV). De transformator-output is 4.000 kVA.

Er is geen additionele warmtewisselaar nodig. De transformator koelt zichzelf.

Interne kraan systeem

Om de operatiekosten en servicekosten te reduceren en vanwege de grootte en gewicht van de dragende delen, reserveonderdelen en gereedschappen, is de windturbine uitgerust met een interne kraan.

Kleine portaal kraan

De kleine portaal kraan bevindt zich in de motorgondel en heeft een capaciteit van 2 ton (hefvermogen) en is aangedreven door een elektrische lier. De kraan ligt onder normale omstandigheden horizontaal in de motorgondel. De kraan wordt gebruikt om onderdelen door de toren of buiten de toren in de motorgondel omhoog te halen.

Bliksemafleider en aarding

Bliksemafleiding en aarding vinden plaats met behulp van het aardingssysteem. Het aardingssysteem is een onderdeel van de fundatie van de windturbine. De bliksemafleiders zelf zitten gemonteerd op de tip van de rotorbladen en bovenop de motorgondel.

Corrosiebescherming

Alle componenten van de windturbine zijn beschermd tegen corrosie. De gradaties in categorieën van corrosie is uitgevoerd conform DIN 12944-2. De buitenkantoppervlakken zijn behandeld als hoogste corrosiecategorie (C5-M). De binnenkantoppervlakken zijn behandeld als categorie C4. De behandelingen zijn gebaseerd op DIN 12944-2. De coating bestaat uit een grondlaag van zink, een tussen(grond)laag en een dek-coating.

Alle elektrische en mechanische componenten die mogelijk beschadigd kunnen raken als gevolg van corrosie zijn beschermd tegen atmosferische invloeden door de toren, naaf, afgeschermd deel in de motorgondel of de container onder de motorgondel.

2.5 Fundaties

2.5.1 Geotechnische gegevens

Ten aanzien van de geotechnische gegevens worden onderstaand de volgende onderdelen besproken:

- waterdiepte;
- getijden en getijdenstroming;
- golfslag;
- geologie zeebed;
- morfologie zeebed;
- obstakels zeebed.

Waterdiepte

De waterdiepte op de locatie Breeveertien II varieert van 19 tot 25 meter onder LLWS (Low lowwater system). LLWS is het gemiddelde niveau tot waar het water wegzakt bij het laagste springtijlaagwater iedere maand. Het wordt aangegeven ten opzichte van het NAP (Normaal Amsterdams Peil).

Getijden en getijdenstroming

De getijdenniveaus worden verkregen door berekeningen met het zogenaamde ZUNOWAQ model van Rijkswaterstaat. Gedurende een representatief getijde is de volgende getijdenstroming en waterhoogte berekend voor Breeveertien II. Het gemiddelde hoogwatergetij is 0,52 meter boven NAP, het gemiddelde laagwatergetij 0,52 meter beneden NAP en de maximale getijdenstroming is 0,86 meter per seconde.

Golfslag

Het golfklimaat op diep water bij de locatie Breeveertien II kan worden bepaald aan de hand van gevalideerde 3-uurlijkse metingen van de afgelopen 16 jaar (RIKZ, 2000; zie ook www.golfklimaat.nl). Deze metingen zijn onder andere gedaan bij het IJmuiden munitiestortplaats, nabij locatie Breeveertien II. In het golfklimaat zijn de golfhoogten (H_{m0}) en periodes (T_{m02} en T_p) van belang en wordt er gewerkt met overschrijdingsfrequenties.

Voor alle windrichtingen (omni-directioneel) geldt bij het IJmuiden munitiestortplaats voor eens in de 10 jaar een extreme golfhoogte van 6,69 m, voor eens in de 50 jaar is een extreme golfhoogte van 7,4 meter berekend. Wat betreft de extreme golfslag (eens per 50 jaar) kunnen gegevens worden berekend en worden vertaald naar de locatie Breeveertien II. De extreme hoogwatergolf die gemiddeld eens per 50 jaar voorkomt is 7,6 meter (Svasek, 2005).

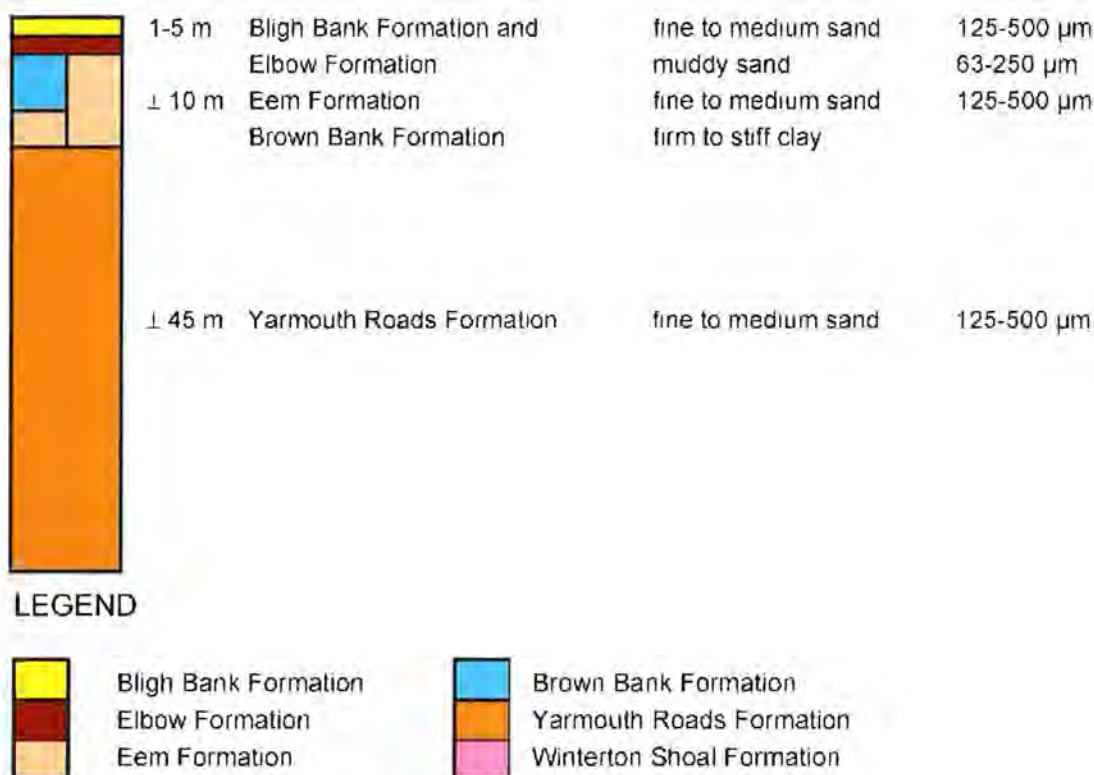
Geologie zeebed

Gebaseerd op informatie van de Nederlandse Rijks Geologische dienst en het Brits Geologisch Onderzoek wordt de geologie van het zeebed verdeeld in Holocene toplagen en Pleistocene diepere lagen.

De Holocene toplaag op de locatie Breeveertien II is 1 tot 5 meter dik. Deze laag bestaat uit de 'Bligh Bank Formatie' en de daaronder liggende 'Elbow Formatie' met een gezamenlijke dikte van 0 tot 5 meter. De 'Bligh Bank Formatie' bestaat uit marien schoon geelbruin zand met een middelgrote of fijn tot middelgrote korrelgrootte. De 'Elbow Formatie' bestaat uit blauwgrijs modderig zand met klei met fijne tot zeer fijne korrelgrootte.

Onder de Holocene toplagen bevinden zich de Pleistocene diepere lagen. De belangrijkste Pleistocene lagen in de bovenste 60 meter van de zeebodem van de Noordzee bestaan uit de 'Eem Formatie', de 'Brown Bank Formatie' en de 'Twente Formatie'. Onder deze formaties kunnen zich de 'Yarmouth Roads Formatie' en daaronder weer de 'Winterton Shoal Formatie' bevinden. De 'Eem Formatie' is tot 30 meter dik en bestaat uit strandzand, (inter tidal and shallow sands) getijdezand en ondiep marien zand met een fijne tot middelgrote korrelgrootte met dunne lagen en tussenlagen van klei. De 'Brown Bank Formatie' is gemiddeld 5 tot 10 meter dik en bestaat uit brakmarien, grijsbruin modderige klei met dunne tussenlagen van zand. De 'Twente Formatie' is vaak minder dan een meter dik en bestaat uit fijn zand. De hoofdzakelijk fluviatiele sedimenten van de 'Yarmouth Roads Formatie' hebben een maximale dikte van 200 meter van kalkloos fijn tot middelfijn zand met verschillende kleilagen. De 'Winterton Shoal Formatie' heeft een maximale dikte van 130 meter en bestaat uit fijn tot middelfijn zand met kleine kleilagen.

Op de locatie Breeveertien II komt de 'Eem Formatie' voor met een dikte van ongeveer 10 meter, met een kleine laag 'Brown Bank Formatie' en de 'Yarmouth Roads Formatie' met een dikte van ongeveer 45 meter. De 'Winterton Shoal Formatie' en de 'Twente Formatie' komen niet in Breeveertien II voor. Figuur 2.6 geeft de opbouw van de bodem van Breeveertien II weer.



Figuur 2.6: Opbouw van de bodem van Breeveertien II (Svasek, 2005)

Morfologie zeebed

Op de zeebodem van de Noordzee komen zandrimpels, mega zandrimpels en zandduinen voor die worden gevormd door waterstromen. Daar zandrimpels en ook mega zandrimpels geen significante invloed hebben op fundaties en kabelrouten worden deze zandvormen nu buiten beschouwing gelaten. Voor gegevens over hoogte en lengte van zandvormen wordt verwezen naar tabel 2.1.

Tabel 2.1: Hoogte en lengte zandvormen op de bodem van de Noordzee

Zandvormen	Hoogte in meters	Lengte in meters
Zandrimpel	< 0.06	< 1
Mega rimpel	0.06 tot 2	1 tot 20
Zandduin	1 tot 7	20 tot 500

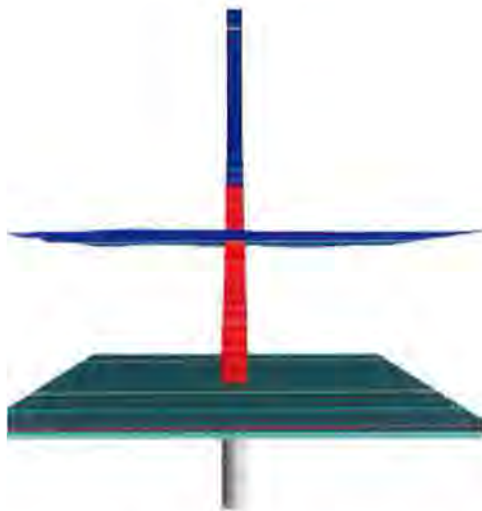
Op de locatie Breeveertien II komen zandduinen voor met een maximale hoogte van 5 tot 6 meter. Recent onderzoek in een gebied ten westen van de Haringvlietsluizen geeft aan dat duinen zich 3 tot 4 meter per jaar kunnen verplaatsen. Er dient terdege rekening gehouden te worden met deze duinen bij de aanleg van het windpark. Zo kunnen wellicht kabels bloot komen te liggen door duinverplaatsing als de kabels door een gebied lopen waar zandduinen voorkomen.

2.5.2 Schetsontwerp

Drie typen fundaties worden hier besproken: monopile, gravity bases en tripod. De uiteindelijk te installeren fundatie wordt gekozen op basis van het geotechnische onderzoek dat ter plekke zal worden uitgevoerd, nadat de Wbr-vergunning is verkregen. De monopile is reeds de meest gebruikte fundatie in verband met de waterdiepte. Voor de geïnteresseerde lezer is in bijlage 1 een Engelstalig rapport bijgevoegd, waarin uitgebreider op het schetsontwerp wordt ingegaan. De hoofdlijnen van dit rapport worden hieronder weergegeven.

Monopile

Dit fundatietype is over het algemeen geschikt voor ondiep water tot middelgrote waterdiepten. Het bestaat uit één enkele stalen paal die met een hydraulische hamer in de grond wordt gedreven (zie figuur 2.7). De dikte en de diameter van de paal zullen in het algemeen toenemen met de waterdiepte waarin deze geplaatst wordt. Hierbij kan bij relatief grotere waterdiepten de paal dusdanig lang en zwaar worden dat deze moeilijk door beschikbare bouwinstallaties kunnen worden geïnstalleerd. Dit geldt voor waterdiepten groter dan 25 tot 30 meter. De fundatie van de monopile is niet bijzonder gevoelig voor erosie of mobiliteit van het zeebed.



Figuur 2.7: Monopile: fundatie en turbine (RAMBØLL, 2005)

Bij een monopile is ook een transitiestuk nodig die tussen de monopile en de turbinetoren wordt geplaatst. Dit transitiestuk dient meerdere doelen. Het corrigeert de verticale afwijking van de fundatie, het standaardiseert de hoogte van de gehele turbine en het draagt het platform, J-tubes, toegangsladder en kathodisch beschermings-systeem ter voorkoming van roestvorming.

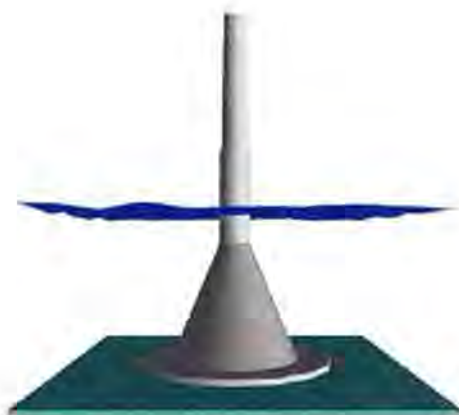
In tabel 2.2 is een overzicht te vinden van gegevens betreffende de monopile.

Tabel 2.2: Monopile: fundatie en turbine (RAMBØLL, 2005)

Buiten diameter paal / maximale dikte (in bodem)	7500 mm / 60 mm
Buiten diameter paal / maximale dikte (aan de top van de paal)	7461 mm / 50 mm
Gewicht van de paal	452 t
Paalindringing	32 m
Buiten diameter transitiestuk top/onderkant	4800 mm / 7700 mm
Lengte transitiestuk / maximale dikte	37.1 m
Gewicht transitiestuk	288 t

Gravity bases

Dit fundatietype is geschikt voor plaatsen met een stabiel zeebed en vaste grondmaterialen. De fundatie heeft een basis van beton of van een staalconstructie die met stenen, zand of water wordt gevuld (zie figuur 2.8). Voorafgaand aan de plaatsing van de basis op de zeebodem kan een laag van rotsen/stenen worden aangebracht, waarop deze basis geplaatst wordt. Waar de waterdiepte of de geologie monopiles ongeschikt maken, zijn "gravity based" fundaties een goed alternatief.



Figuur 2.8: Gravity bases (RAMBØLL, 2005)

In tabel 2.3 zijn de geometrische gegevens weergegeven.

Tabel 2.3: Geometrische gegevens gravity bases (RAMBØLL, 2005)

Bodemplaat OD	Bodemplaat hoogte	Schacht OD	Kegelhoogte / bodembreedte	Indringing van de rand
35 m	1 m	5500 mm	21 m / 23 m	1 m
Betonvolume	Betonmassa	Zandvolume	Zandmassa	Massa van de rand
1586 m ³	3886 ton	3519 m ³	6686 ton	13 ton

Tripod

Dit fundatietype bestaat enerzijds uit een stalen jacket waarop de toren wordt vastgemaakt en anderzijds uit drie fundatiepalen die dit stalen jacket dragen. Dit type fundatie is vooral geschikt voor diep water. De toren wordt gedragen door het jacket met

behulp van twee verbindingen per fundatiepaal die bevestigd zijn aan in totaal drie fundatiepalen (zie figuur 2.9). De fundatiepalen zijn ook weer met elkaar verbonden met stalen buizen.



Figuur 2.9: Tripod (RAMBØLL, 2005)

De geometrische gegevens betreffende de tripod staan in tabel 2.4.

Tabel 2.4: Geometrische gegevens tripod (RAMBØLL, 2005)

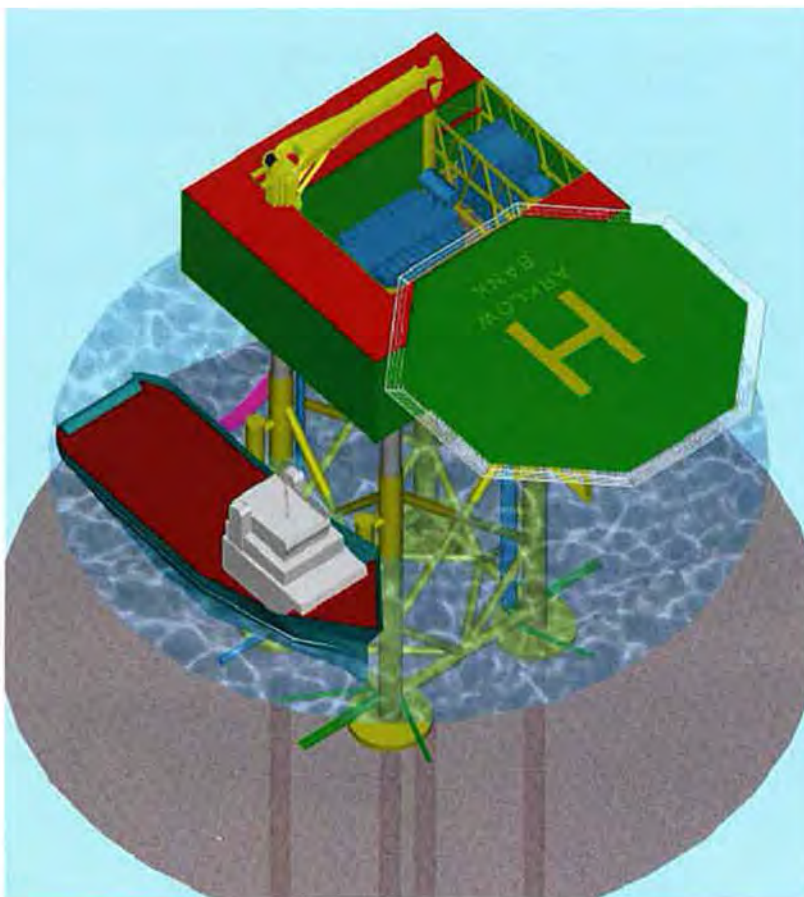
Breedte basis	Paaldiameter	Paalindringing	Gewicht (excl. palen)	Gewicht palen (totaal)
30 m	84"	39 m	725 ton	244 ton

2.6

Transformatorstation

Voor transformatie van de opgewekte elektriciteit afkomstig van de windturbines naar 150 KV voor transport naar land, wordt een transformatorstation op zee gebouwd. Transformatie van de opgewekte elektriciteit is nodig, omdat het voltageniveau van de elektrische infrastructuur tussen de turbines te laag is om op een efficiënte en rendabele manier op land te kunnen worden aangesloten. Het transformatorstation transformeert het voltageniveau, zodat wel op een rendabele en efficiënte manier het vasteland kan worden bereikt.

Het station bestaat kortweg uit twee gedeelten: een bovenbouw bestaande uit een stalen gesloten constructie, waarin de transformator, schakelapparatuur en beveiligingsapparatuur is ondergebracht en een ondersteuningsconstructie of jacket. De bovenbouw wordt boven op het jacket gemonteerd.



Figuur 2.10: Transformatorstation (ontwerp voor het windpark Arklow Bank (Rambøll, 2002)



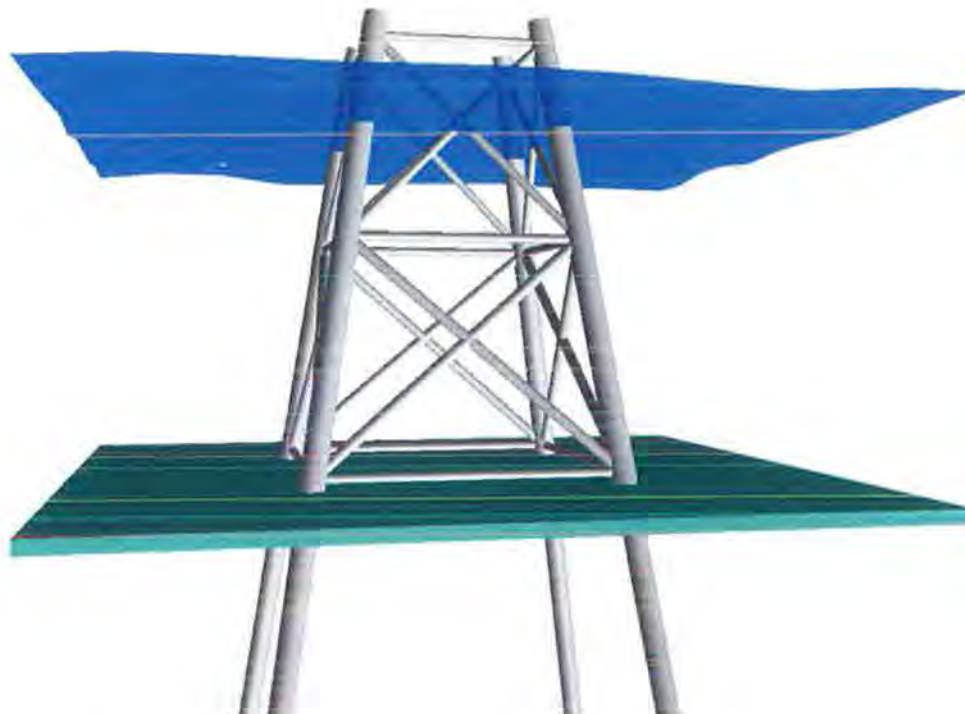
Figuur 2.11: Transformer Station, Horns Rev (courtesy Gunnar Britse)

Jacket

Het jacket of de ondersteuningsconstructie draagt het eigenlijke transformatorstation ongeveer 15 meter boven HAT-niveau, zodat zeewater geen schade kan veroorzaken aan de aanwezige apparatuur. Het jacket wordt vastgezet op de zeebodem door palen op de hoekpunten van het jacket de bodem in te heien.

De volgende onderdelen worden ter hoogte van het jacket bevestigd:

- kokers waarin zich 4 J-tubes bevinden voor energiekabels die naar de generator lopen;
- 1 J-tube voor energiekabels die naar de kust lopen;
- 2 verticale aanlandingspunten voor onderhoudsboten van 250 ton aan één kant van het station;
- 1 hangende trap voor toegang tot de onderhoudsboot;
- 1 gekooide ladder naar zee;
- anoden voor corrosiebescherming.



Figuur 2.12: Transformer Support Structure Concept

Bovenbouw

De bovenbouw wordt uitgerust met de volgende onderdelen:

- een transformator;
- een reactor;
- L.V. Distributie panelen;
- een lokale transformator;
- een High Voltage GIS (Gas Insulated Switch);

- een communicatie relaispaneel;
- elektrisch paneel;
- een schakelaar;
- een magazijn;
- een werkplaats;
- een kleine accommodatie (met slaapvoorziening en overlevingspakket);
- een dieselgenerator;
- een dieseltank;
- een olieseparator;
- 2 reddingsboten;
- een MOB (Man Over Board) boot;
- een hijskraan;
- een helikopterplatform met een diameter van 21 meter.

In bijlage 6 is het voorontwerp van het transformatorstation opgenomen.

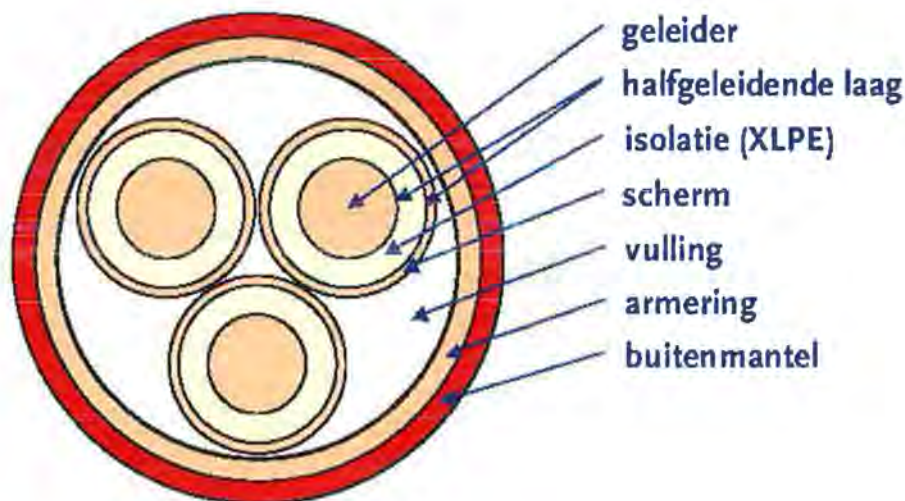
2.7 Elektrische infrastructuur

De kabels tussen de turbines onderling en tussen de turbines en het transformatorstation vormen samen met het transformatorstation de elektrische infrastructuur. In figuur 2.1 is in de layout van het windpark Breeveertien II tevens de elektrische infrastructuur ingetekend. De turbines staan zoveel als mogelijk in rijen achter elkaar opgesteld en verbonden door middel van een kabel, zogenaamde ketens. In het midden van het park komen de verschillende ketens bij elkaar bij het transformatorstation, dat het voltage transformeert naar een hoger voltageniveau voor het transport naar land. Vanaf dit transformatorstation beginnen de twee kabeltracés naar land.

Technische specificaties kabel

De kabels binnen het windpark bestaan uit 3-aderige XLPE 33KV kabels. De kabels tussen het transformatorstation en het aansluiting op het hoogspanningsnet op het land bestaan uit 3-aderige XLPE 150 KV kabels.

De drie-aderige XLPE kabel bevat drie kernen. Elke kern heeft een eigen geleider, isolatie en scherm. Deze drie kernen liggen in een vulling met daar omheen meestal een koperdraadscherm en de buitenmantel.



Figuur 2.13

Onderstaand is aangegeven waaruit de verschillende onderdelen zijn opgebouwd of wat hun functie is bij het beperken van de risico's¹:

- Geleider is van koper of aluminium. Er kunnen zich oneffenheden voordoen in de geleideromtrek, waardoor het elektrische veld zich niet netjes rond de geleider verdeelt. Dit kan kleine ontladingen veroorzaken, waardoor de kabel snel verouderd. Om die oneffenheden op te heffen wordt een halfgeleidende laag om de geleider aangebracht, zodat het veld zich in de isolatie homogeen zal verdelen.
- Isolatiemateriaal van XLPE. Er kunnen zich eveneens oneffenheden voordoen in het binnenoppervlak van de afscherming, zodat ook tussen de afscherming en de isolatie een halfgeleidende laag is aangebracht.
- Afscherming. Deze sluit het elektrische veld binnen de kabel op en zorgt ervoor dat geen spanningen in de geleider kunnen worden geïnduceerd ten gevolge van naburige kabels.
- Optioneel: armering. Tussen de afscherming en de armering bevindt zich dan de bedding. De bedding geeft een scheiding tussen de afscherming en de armering. De armering zorgt voor stevigheid van de kabel en beschermt de kabel tegen mechanische invloeden.
- De buitenmantel beschermt de kabel tenslotte tegen invloeden van buitenaf, zoals vocht.

2.8

Kabeltracés

De windparken op zee moeten worden aangesloten op het elektriciteitsnet op het vaste land. Er zijn een aantal aansluitpunten voor kabels vanuit zee die voor de locatie Breeveertien II interessant kunnen zijn. Dit zijn de Maasvlakte (380 kV), Hoek van Holland (150 kV), IJmuiden (150 kV) en in principe Den Helder (150 kV). Voor de laatste locatie geldt dat het aansluitpunt niet in de directe omgeving van de kuststrook gelegen is, wat deze locatie op zichzelf onaantrekkelijk maakt. Daarnaast zijn de locaties

¹ (Informatie afkomstig uit: Belastbaarheid van kabels; Phase to Phase BV, rapportnr. 06-056 pmo; 5 april 2006).

Maasvlakte, Hoek van Holland en Den Helder verder verwijderd van het initiatief (en dus langere kabeltracés met navenante kosten) dan het aansluitpunt bij Beverwijk. Hierdoor is gekozen voor aanlanding/aansluiting van de kabels op het elektriciteitsnet vanaf het windpark naar het vaste land te laten plaatsvinden bij Beverwijk. Omdat de kabels tussen het windpark en het aansluitpunt op land kostbaar zijn om aan te leggen, wordt de afstand zo klein mogelijk gehouden. Natuurlijk worden wel de geldende regels van de Nederlandse overheid voor de kabeltracés in acht genomen. De afstand tussen het transformatorstation in het midden van het windpark en het aanlandingspunt bedraagt 80 kilometer. In figuur 2.14 worden de twee kabeltracés weergegeven. Het voorkeurstracé (zie figuur 2.14) bestaat uit een tweetal kabels die parallel aan elkaar lopen en die op een onderlinge afstand van 50 meter van elkaar zijn gelegd. In figuur 2.14 is deze onderlinge afstand niet te onderscheiden en is maar één tracé te zien.



Figuur 2.14: Kabeltracés van locatie Breeveertien II tot het aanlandingspunt Beverwijk/Velsen

De knikpunten van de kabeltracés hebben de coördinaten zoals weergegeven in bijlage 5.

Op basis van het totale vermogen van het windpark, de maximale capaciteit die per kabel getransporteerd alsmede het spreiden van risico's op kabelbreuk is gekozen voor twee kabels van het windpark naar de kust. Een kabel kan namelijk maar een deel van het vermogen verwerken en ook bestaat er een risico van totale uitval van het park, indien er maar één kabel wordt gelegd vanuit het windpark. De kabels vanuit het park worden 50 meter uit elkaar gelegd. In het geval dat aan één van de kabels reparatiewerkzaamheden moeten plaatsvinden, waarbij de andere kabel ongemoeid moet

worden gelaten, is deze afstand voldoende (mondelinge informatie energieconsultant METOC).

Zoals uit figuur 2.14 valt af te lezen, worden een vijftiental kabels of pijpleidingen gekruist. Met de eigenaren van deze kabels of pijpleidingen dienen contracten te worden opgesteld.

De twee kabels van het windpark naar het aanlandingspunt worden ingegraven op een diepte van 1 meter onder zeebedniveau. In de brandingszone worden de kabels echter op minimaal 3 meter onder zeebedniveau gelegd. Bij kabelkruisingen dient idealiter een verticaal verschil van 300 millimeter aangehouden te worden tussen de windparkkabels en de te kruisen kabel of pijpleiding. Wanneer dit verschil van 300 millimeter niet mogelijk is, omdat de te kruisen kabel of pijpleiding niet diep genoeg ligt, dan kunnen de windparkkabels met andere maatregelen op voldoende afstand worden gelegd. Te denken valt dan aan een brug over de te kruisen kabel of pijpleiding, bestaande uit stortsteen of een mat. Wanneer de vereiste diepte niet kan worden verkregen door ingraven, dan zullen de kabels door middel van stortsteen beschermd dienen te worden. Als een te kruisen kabel buiten dienst is, dan kan overwogen worden om in overeenstemming met de kabeleigenaar de te kruisen kabel door te snijden voor een doorgang voor de kabels van het windpark (zie ook paragraaf 3.4.6)

De twee kabeltracés kruisen een zandduingebied. Deze verschillen in hoogte van het zeebed kan voor veel schepen die de kabels in de zeebodem brengen moeilijkheden met zich meebrengen. Het is dan noodzakelijk om de zandduinen af te vlakken, zodat de kabels alsnog kunnen worden ingegraven.

De natuurlijke verplaatsing van zandduinen is de belangrijkste oorzaak dat kabels die zijn ingegraven bloot komen te liggen. Om er voor te zorgen dat dit zo min mogelijk voorkomt, zullen regelmatig surveys uitgevoerd moeten worden om te bepalen of de kabels wel op de gewenste diepte liggen.

Zoals uit figuur 2.14 valt af te leiden worden een vijftiental kabels of pijpleidingen gekruist. Dit betreffen de volgende kabels/pijpleidingen:

- 4 Electraleidingen: E-Connection Project B.V.
- 9 Telecomkabels : Global Crossing (3), KPN (4), Deutsche Telecom (1), Alcatel Submarine Networks Ltd (1)
- 1 Pijpleiding voor gas en glycol: Clyde
- 1 Pijpleiding voor olie: Unocal

Met de eigenaren van deze kabels of pijpleidingen dienen contracten te worden opgesteld.

2.9 Certificatie ontwerp

Het ontwerp van de fundatie is gecertificeerd door DNV. Voor het certificaat wordt verwezen naar bijlage 3. Het certificatieproces van de GE 3.6s windturbine is ingezet.

Eventuele wijzigingen in de constructie, bijvoorbeeld naar aanleiding van nader onderzoek naar bodemgesteldheid, kunnen te zijner tijd ook worden gecertificeerd.

3 OPRICHTINGS- EN CONSTRUCTIEPLAN

3.1 Inleiding

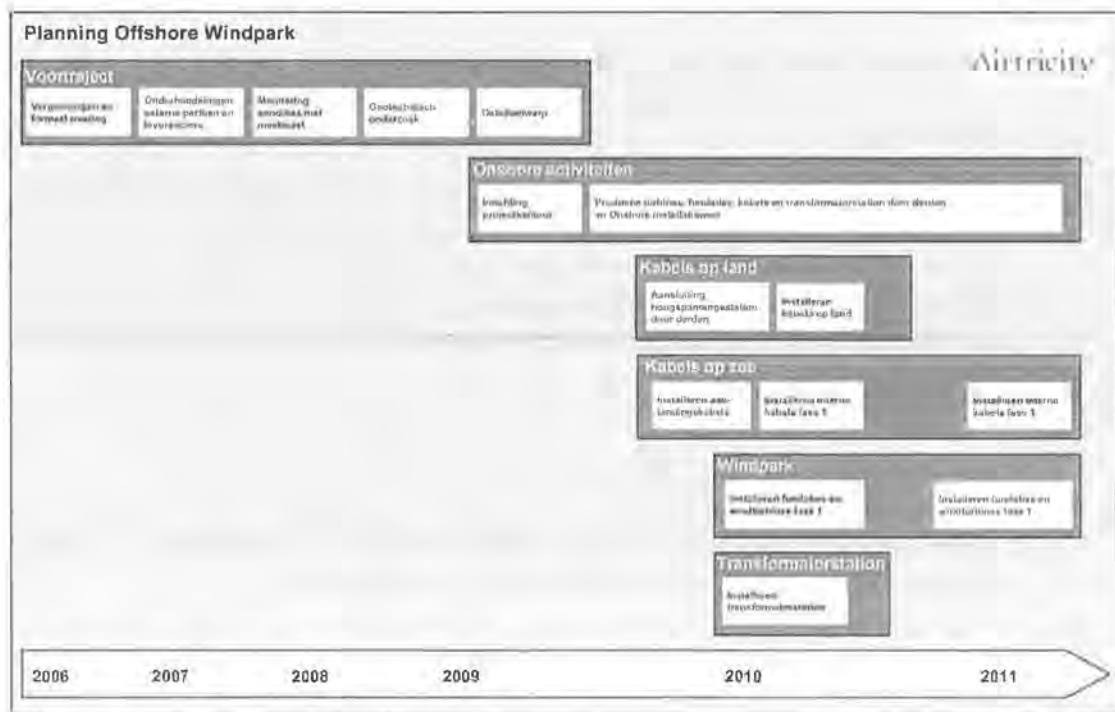
Om de deugdelijkheid van het windpark te kunnen beoordelen is inzicht vereist in de constructie van het werk alsmede in de technische specificaties van de verschillende onderdelen van het werk. In onderhavig oprichtings- en constructieplan wordt dan ook achtereenvolgens ingegaan op de planning, het detailontwerp, de constructiewijze van de verschillende onderdelen van het windpark en tot slot de ingebruikname.

3.2 Planning

In de planning van de oprichtingsactiviteiten komen de verschillende onderdelen van de aanleg van het windpark naar voren, evenals de geschatte duur van de activiteiten. Dit geeft een goed overzicht van de te verrichten oprichtingsactiviteiten. De planning ziet er globaal uit zoals in tabel 3.1 en figuur 3.1 is aangegeven.

Tabel 3.1: Doorlooptijd van activiteiten tijdens de aanleg van het windpark

Activiteit	Tijdsduur
Opzetten projectkantoor (haven)	2 weken
Levering van windturbines	18 maanden
Levering van fundaties en transitiestukken	5-6 maanden
Bevestiging order voor kabels	5 maanden
Bevestiging order voor installatieschepen	Directe actie
Uitvoering van de onshore installatiewerken voor de kabels	12 maanden
Mobilisering naar kustplaats	Actie
Installeren van fundaties	5 maanden
Installeren van windturbines	3-4 maanden
Installeren van exportkabels	3 weken
Installeren van interne kabels	2-3 maanden
Oplevering van windpark	2-3 maanden



Figuur 3.1: Globale planning van de aanleg van het windpark

Voordat met bovenstaande activiteiten kan worden begonnen, is een aantal vergunningen vereist. Ten eerste is een Wbr-vergunning nodig. Dit oprichtings- en constructieplan maakt onderdeel uit van de aanvraag voor deze vergunning. Daarnaast zijn vergunningen nodig voor de aansluiting op het grid op land.

3.3 Detailontwerp

3.3.1 Onderzoek na verkrijgen Wbr-beschikking

Nadat de Wbr-vergunning is verkregen (definitieve beschikking) zal men voor het detailontwerp nader geotechnisch onderzoek moeten verrichten. Dit heeft tot doel om het ontwerp verder te detailleren. Met behulp van een schip worden grondmonsters genomen op de locaties waar de fundaties van de turbines en het transformatorstation komen te staan. Deze grondmonsters worden onderzocht en de gegevens van dit geotechnische onderzoek worden vervolgens gebruikt voor het detailontwerp en voor de heianalyses.

Mogelijk zal een meetmast in het turbinepark worden geïnstalleerd. Deze mast fungeert als meteorologisch station, maar kan ook uitgerust worden om andere gegevens te meten, waaronder golfslag. De mast wordt zo snel mogelijk nadat de Wbr-vergunning verkregen is geplaatst in het toekomstige windpark. Voor de plaatsing van deze meetmast wordt een aparte Wbr-vergunning aangevraagd. De meetmast kan belangrijk zijn voor het detailontwerp van het windpark. De mast meet namelijk de windsterkte gedurende een jaar. Hierdoor kan inzicht worden verschaft over de te verwachten energieopbrengsten. Eventueel kan een dergelijke mast ook worden uitgevoerd zodat ook golfslag kan worden gemeten.

3.3.2 Kabelkruisingen

De twee kabels die van het windpark naar de kust lopen kruisen andere kabels en pijpleidingen. Voordat de kabels die van het windpark naar de kust lopen worden aangelegd, zullen de eigenaren van de te kruisen kabels en pijpleidingen benaderd worden om een contract op te stellen voor deze kruising. Er dient onder andere afgesproken te worden hoe de nieuwe kabels worden aangelegd, hoe en met welke frequentie onderhoud gepleegd wordt. Dit om de veiligheid te garanderen van zowel de kabel of pijpleiding die gekruist wordt als de kabels van het windpark. De volgende vijftien kabels/pijpleidingen worden gekruist:

- 4 Electraleidingen: E-Connection Project B.V.;
- 9 Telecomkabels : Global Crossing (3), KPN (4), Deutsche Telecom (1), Alcatel Submarine Networks Ltd (1);
- 1 Pijpleiding voor gas en glycol: Clyde;
- 1 Pijpleiding voor olie: Unocal.

Met de eigenaren van deze kabels of pijpleidingen dienen contracten te worden opgesteld.

3.3.3 Detailontwerp en keuzen

Uit paragraaf 2.1 "Onderzoek na verkrijgen Wbr-beschikking " is af te leiden dat onderzoek verricht gaat worden nadat de Wbr-beschikking is verkregen en dat een dergelijk onderzoek consequenties heeft voor het detailontwerp. Het geotechnisch en geofysisch onderzoek en de meetmast werden genoemd. Voor de aanvraag van de Wbr-vergunning is het zinvol aan te geven in welke mate en op welke onderdelen het detailontwerp kan afwijken naar aanleiding van dit onderzoek.

De exacte locaties van de individuele windturbines kunnen veranderen, indien uit windberekeningen blijkt dat een andere lay-out van het park efficiënter is. Ook uit geotechnisch en geofysisch onderzoek kan blijken dat een locatie niet of minder geschikt is om een installatie op te richten. Denk hierbij bijvoorbeeld aan scheepswrakken die zich bevinden op de geplande locaties om turbines te installeren. Om dezelfde redenen kan ook de locatie van het transformatorstation veranderen.

Ook het aantal transformatorstations kan verschillen. Wordt er op dit moment vanuit gegaan dat één station voldoende is, door toenemend vermogen van het windpark kan wellicht niet worden volstaan met een enkel transformatorstation.

Voordat met de aanleg van de kabels tussen de turbines en tussen de turbines en het transformatorstation (elektrische infrastructuur) wordt begonnen, zal een geotechnisch en geofysisch onderzoek worden uitgevoerd. Uit dit onderzoek kan blijken dat andere locaties geschikter zijn om kabels in te graven. Indien de lay-out van het park verandert, dan verandert diens gevolg ook de ligging van de elektrische infrastructuur. Hierbij geldt wel dat de buitengrenzen van het windpark ongewijzigd blijven. Alleen de lay-out binnen deze "buitengrenzen" kan wijzigen.

Ook de kabeltracés (de kabels van het windpark richting kust) kunnen worden gewijzigd. Indien uit het geotechnisch onderzoek of anderszins blijkt dat de voorziene kabeltracés voor het leggen van de kabels tot problemen leidt, dan zal worden gekeken naar een andere locatie. De tracés zullen hierdoor echter nauwelijks veranderen. Indien gekozen

wordt voor een andere aanlandlocatie zal dit wel het geval zijn. Dit kan te maken hebben met de mogelijkheden of onmogelijkheden van de betreffende aansluitpunten op het grid en van eventuele andere parken die ook worden aangesloten. Ook het aantal kabels kan wijzigen naar aanleiding van een groter vermogen van het park en de risicoberekeningen van kabelbreuk.

Op basis van de huidige bewezen stand der techniek worden turbines met een vermogen van 3,6 megawatt geïnstalleerd. De technische vooruitgang van windturbines gaat de laatste jaren echter snel. Op het moment dat het windpark kan worden gerealiseerd bestaan er wellicht betrouwbare turbines met een groter vermogen. Momenteel is een turbine beschikbaar met een vermogen van 5 megawatt en op termijn is 6 of 7 megawatt zelfs mogelijk. Het uiteindelijk te installeren vermogen is dus afhankelijk van de beschikbare en betrouwbare turbines ten tijde van de realisatiefase. Als besloten wordt dat een andere windturbine aantrekkelijker is, zal vanzelfsprekend overleg plaatsvinden met het bevoegd gezag over de vergunningtechnische consequenties.

In de detailfase wordt ook onderzoek gedaan naar de geschiktheid van de mogelijke fundatietypes (de monopile, de gravity bases en de tripod) voor de betreffende locatie. Afhankelijk van de diepteligging, geschiktheid van de grond voor fundering en de stabiliteit van de zeebodem in termen van erosie en mobiliteit van het zeebed wordt een type gekozen.

Uit het bovenstaande valt af te leiden dat naar aanleiding van nader onderzoek in de detailfase het ontwerp op onderdelen zal kunnen afwijken. Het voorgaande geeft aan vanuit welk perspectief naar het ontwerp gekeken dient te worden.

3.4 Constructiewijze

De wijze waarop het windpark wordt geconstrueerd kan worden onderverdeeld in een aantal delen. Deze delen worden hierna besproken, te beginnen bij de bouwplaats. Daarna volgen de fundaties, turbines, elektrische infrastructuur, transformatorstation en de kabeltracés.

3.4.1 Bouwplaats

De benodigde constructies worden zoveel mogelijk en zo compleet mogelijk aan land gebouwd. Het gaat hierbij om:

- componenten van de windturbines
- fundaties, transitiestukken, kabels en overige onderdelen.

De verschillende onderdelen worden door verschillende fabrikanten vervaardigd en geleverd. De onderdelen worden naar een locatie aan zee gebracht en opgeslagen (de zogenaamde bouwplaats). Onderdelen worden zonodig voorbereid voor installatie, bijvoorbeeld door een deel van de turbine te schilderen in de juiste kleur. Vanuit deze bouwplaats worden op het gewenste tijdstip onderdelen naar de locatie Breeveertien II gebracht om daar geïnstalleerd te worden.

Mogelijke bouwplaatsen/havens moeten in kaart worden gebracht. Bij het kiezen van een geschikte haven/bouwplaats spelen de volgende criteria een rol:

- Bouwlocatie aanwezig bij haven;
- Grootte van haven in verband met de ligging en diepgang van onderhoudsschepen;
- Grootte van bouwplaats in verband met de grootte van de onderdelen van de turbines en de mogelijkheden om onderdelen te hijsen;
- Afstand tot Breeveertien II.

De havens die in aanmerking komen zijn die van IJmuiden en Den Helder.

De bouwplaats zal van alle faciliteiten zijn voorzien die noodzakelijk zijn voor de serviceteams. Zo zullen kantoren, kantine, slaapruidten, sanitaire voorzieningen, magazijn en werkplaats aanwezig zijn. De monitoring, supervisie en planning van het dagelijkse onderhoud zal worden uitgevoerd vanuit een gebouw bij de bouwplaats/haven.

3.4.2 Fundatie en erosiebescherming

Er zijn drie verschillende fundatietypes die kunnen worden gebruikt: de monopile, de tripod en de gravity bases. De keuze van fundatietype wordt gemaakt aan de hand van de volgende criteria:

- waterdiepte;
- geschiktheid van de grond voor fundering;
- stabiliteit van de zeebodem in termen van erosie en mobiliteit van het zeebed;
- turbine type;
- metocean condities;
- life-cycle kosten.

Monopile

Dit fundatietype is over het algemeen geschikt voor ondiep water tot middelgrote waterdiepten. Het bestaat uit één enkele stalen paal die in de grond wordt gedreven. De dikte en de diameter van de paal zullen over het algemeen toenemen, aangezien de waterdiepte dusdanig stijgt dat in diep water de palen te lang en te zwaar worden om door gemakkelijke en beschikbare bouwinstallaties te worden geïnstalleerd. De fundatie van de Monopile is niet bijzonder gevoelig voor erosie of mobiliteit van het zeebed.

De constructiewijze van de monopile ziet er als volgt uit. De fundaties worden door de fabrikant geleverd en naar de bouwplaats op land gebracht. Ze worden opgeslagen of gelijk getransporteerd voor installatie op de locatie Breeveertien II. Ze zullen genummerd en gemarkeerd worden met de juiste kleuren (zie verlichtingsplan). Deze nummering maakt identificatie van de fundaties makkelijker.

De fundaties worden dan naar de locatie Breeveertien II gebracht met behulp van een schip en ter plekke door een jack-up platform met een hijs capaciteit van ongeveer 500 tot 1000 ton in de zeebodem geheid, danwel geheid in combinatie met ingraven. Dit heien gebeurt met een heihamer op de volgende wijze:

- een geleidingsframe voor de fundatiepaal wordt met een kraan op de zeebodem getild;
- het geleidingsframe zal hydraulisch op het juiste niveau worden gesteld;

- de paal wordt in het geleidingsframe gehesen en zal door het eigen gewicht enkele meters de bodem in zakken;
- het opzetstuk voor de heihamer en de heihamer zelf worden op de funderingspaal geplaatst en vervolgens wordt de paal op de gewenste diepte geheid.

De fundering zal binnen 0,5 meter zijwaarts van de beoogde plek worden geplaatst en met maximaal 1° in verticale richting mogen afwijken. De plaatsing van de fundering kan enkele uren tot enkele dagen duren, afhankelijk van de zeebodemcondities en de hoeveelheid graafwerkzaamheden. De gegevens van de zeebodem worden verkregen door middel van het geotechnische onderzoek dat voor de installatie wordt uitgevoerd. Wanneer een fundatie is geïnstalleerd wordt er een tijdelijk platform bovenop gezet, dat is uitgerust met zelf aangedreven navigatieverlichting. Het jack-up schip kan dan naar de volgende locatie om de volgende fundering te installeren.

Bij een monopile is ook een transitiestuk nodig die tussen de monopile en de turbinetoren wordt geplaatst. Dit transitiestuk dient meerdere doelen. Het corrigeert de verticale afwijking van de fundatie, het standaardiseert de hoogte van de gehele turbine en het draagt het platform, J-tubes, toegangsladder en kathodisch beschermings-systeem ter voorkoming van roestvorming (zie figuur 3.2).



Figuur 3.2: Transitiestuk bij monopile

Het transitiestuk wordt door de fabrikant geleverd en naar de bouwplaats gebracht. Daar wordt het voorzien van de toegangsladder, platform, etc. Vervolgens wordt het transitiestuk naar de locatie Breeveertien II gebracht en geïnstalleerd met behulp van een jack-up platform of barge. Het transitiestuk wordt over de betreffende fundering geplaatst en er wordt een sterke grout in de ruimte tussen het transitiestuk en de fundering aangebracht. Alle reeds aanwezige onderdelen zijn veilig, maar extra belading van het transitiestuk moet wachten tot het grout volledig is uitgehard, gedurende ongeveer 3 tot 7 dagen. Het jack-up platform kan naar de volgende fundering varen en het volgende transitiestuk plaatsen.

Gravity bases

Dit fundatietype is over het algemeen geschikt voor plaatsen met een stabiel zeebed en vaste grondmaterialen. Het bestaat uit een basis van beton of staalconstructie die met rots of zand wordt gevuld. De basis zit direct op een laag van rots die op de zeebedding als nivellerende laag wordt geplaatst. Waar de waterdiepte of geologie monopiles ongeschikt maken, kunnen gravity bases een goed alternatief zijn.

De constructiewijze van gravity bases ziet er als volgt uit. De basis van beton of staal die met zand, rots of water wordt gevuld kan variëren in grootte, afhankelijk van de zeebodemcondities en de paal die er aan vast wordt gemonteerd. Allereerst wordt de zeebodem op de betreffende locatie klaargemaakt om de fundatie te kunnen neerzetten. Dit betekent dat zacht materiaal moet worden verwijderd en dit kan worden uitgevoerd door baggerschepen die ook worden ingezet om havens van baggerslib te ontdoen. De veronderstelling is dat er geen bestortingen zullen moeten worden verwijderd. Vervolgens wordt een bed van rots/gravel aangelegd, om erosie te voorkomen. Dit gebeurt met behulp van een stortschip. Als de zeebodem is aangepast, kan de gravity basis van beton of staal worden geplaatst. Deze wordt gevuld met zand/gravel/water om zo een sterke fundering te vormen.

Tripod

Dit fundatietype bestaat enerzijds uit een stalen jacket waarop de toren wordt vastgemaakt en anderzijds uit drie fundatiepalen die dit stalen jacket dragen. Dit type fundatie is vooral geschikt voor diep water.

De constructiewijze van het type tripod gebeurt op de volgende manier. Een schip of barge, waarop het jacket staat, meert af op de juiste locatie. Het jacket is uitgerust met tijdelijke palen, die ervoor zorgen dat het jacket op de juiste hoogte wordt gepositioneerd. Het jacket wordt op de zeebodem gezet en de tijdelijke palen kunnen zo worden ingesteld dat het jacket op de juiste hoogte wordt gezet. Vervolgens worden de fundatiepalen in het jacket afgelaten op de hoekpunten, dieper geheid en verder geïnstalleerd. De ruimte tussen het jacket en de fundatiepalen wordt gevuld met grout en de tijdelijke palen worden gedemonteerd voor hergebruik.

Erosiebescherming

Wanneer de funderingen zijn geplaatst wordt de erosiebescherming aangebracht rondom de funderingspaal. Deze bescherming bestaat uit een filterlaag met stenen van een kleine diameter en een laag van stenen die daar bovenop wordt gestort met een grotere diameter. Deze bovenste laag zorgt voor de uiteindelijke bescherming tegen erosie. Om deze bescherming aan te brengen voert een schip de benodigde hoeveelheid stenen naar de locatie en meert daar af. Vervolgens wordt de filterlaag aangebracht, waarna de tweede laag stenen er op wordt gestort. Het schip kan dan naar de volgende fundering varen of een nieuwe lading stenen halen. Nadat de erosiebescherming is aangebracht wordt een inspectie uitgevoerd. Er wordt bekeken of de bescherming goed is aangebracht en in de juiste laagdikten.

Installatieschepen

Hiervoor werd gesproken over schepen die de funderingen installeerden. Oudere typen installatieschepen kunnen worden gebruikt, zoals de "Muhibbah MEB-JB1", maar ook nieuwe typen die speciaal voor de installatie van windturbines zijn ontwikkeld, zoals "Jumping Jack", "Resolution", "A2SEA". Als over een jack-up wordt gesproken, dan bedoelt men het type schip dat indicatief op figuur 3.4 is afgebeeld, oftewel een installatieschip dat zichzelf met een soort poten (spudpalen) stevig vast kan zetten op de zeebodem.

In onderstaande figuur zijn de typen installaties aangegeven die gebruikt zullen worden voor de aanleg van het windpark en de kabels.

Task	Likely Type of Construction Vessel	Comments
Pile Installation	Jack-up barge	Potential for support barge, tug(s) and work boats as support craft
Gravity Base Installation	Floating Barge (eg Shear Leg)	Potential for support barge, tug(s) and work boats as support craft
Wind Turbines and Anemometry Masts	Jack-up barge	Such vessels now able to carry multiple units in one trip
Scour Protection	Construction barge or dedicated rock dumping vessel	
Cable Installation	Dedicated cable lay vessel (anchored barge or Dynamic Positioned vessel)	
Offshore Sub-Station Platform	Floating Barge (eg Shear Leg)	Potential for support barge, tug(s) and work boats as support craft
Crew transfer, wind farm commissioning	Workboat	To conform to the MCA Workboat Code

Figuur 3.3: Type installaties voor aanleggen windpark en kabels

Om fundaties de zeebodem in te krijgen zijn installaties ontwikkeld om te boren en te heien. IHC of Menck bezitten hei-installaties, Seacore Ltd. boorinstallaties.



Figuur 3.4: Installatieschip de "Jumping Jack" bij Arklow Bank als indicatie (Airtricity)

3.4.3 Turbines

De 3,6 megawatt-turbines worden door de fabrikant geleverd en naar de bouwplaats op land gebracht. Idealiter worden ze direct, just-in-time, naar Breeveertien II getransporteerd, anders worden ze opgeslagen totdat ze worden geïnstalleerd op zee. Op de bouwplaats wordt de interne ladder en de controlemechanismen in de turbine geïnstalleerd en wordt de motorgondel compleet geassembleerd.

De installatie van de turbines zal pas van start gaan als het grout van het transitiestuk (bij een monopile) volledig is uitgehard. De turbines worden op het transitiestuk geplaatst met behulp van een jack-up platform. De turbines worden ieder geïnstalleerd in fasen: de toren waarschijnlijk in twee delen, de motorgondel (mogelijk met twee bladen voorgeïnstalleerd) en daarna de bladen (of bij voorinstallatie van twee bladen het laatste blad). Een transportponton met de onderdelen van vier turbines en een jack-up schip, dat ook voor de installatie van de funderingen zorgde, varen naar de betreffende locatie. Tussen de jack-up en de funderingspaal wordt een verbinding gelegd, zodat personeel makkelijk toegang kan krijgen en de turbine van energie kan worden voorzien. Het jack-up schip hijst vervolgens de toren op de fundering. Deze wordt daar vastgemaakt en verdere onderdelen worden geïnstalleerd, te beginnen met de motorgondel (met mogelijk al twee bladen voorgeïnstalleerd). Teamleden die de turbines gaan installeren zijn afkomstig van de fabrikant van de turbines, zodat deze mensen de specificaties kennen. Wanneer de motorgondel is geïnstalleerd, wordt de rotor verticaal van het transportponton gehesen en geïnstalleerd aan de motorgondel. Een andere optie is om de motorgondel al met twee geïnstalleerde bladen te monteren aan de turbine, om vervolgens het derde blad te installeren.

Naast de 3,6 megawatt-turbines, kunnen in de nabije toekomst ook 5 megawatt-turbines worden gebruikt. Deze grotere turbines zullen op een zelfde wijze worden geïnstalleerd als de 3,6 megawatt-turbines. Zo heeft de toren een grotere omtrek en een grotere lengte en hebben de bladen ook een grotere lengte. Aangezien de turbines groter zijn, zullen waarschijnlijk ook andere schepen (met een groter hijsvermogen) ingezet moeten worden om deze turbines te plaatsen.

3.4.4 Elektrische infrastructuur

De elektrische infrastructuur bestaat uit een onshore en een offshore gedeelte. In dit oprichtings- en constructieplan wordt voornamelijk ingegaan op het offshore gedeelte, oftewel op de kabels tussen de turbines en de kabels van de turbines naar het transformatorstation. Dit is vanwege het feit dat in de Wbr-vergunningaanvraag de elektrische infrastructuur onshore niet wordt meegenomen en in andere wettelijke procedures is verankerd.

Onshore

In globale zin bestaat de on-shore infrastructuur uit de volgende elementen:

- onderstation;
- schakelaar;
- transformator(en) (indien noodzakelijk);
- ondergrondse (of bovengrondse) kabels.

Het is de verantwoordelijkheid van de netwerkbeheerder (op het land) om de infrastructuur te installeren en de netverbinding op de afgesproken datum te activeren. Zodra de netverbinding tot stand is gebracht, kunnen de turbines gaan werken.

Offshore

De kabels tussen de turbines en tussen de turbines en het transformatiestation worden ingegraven op een diepte van 1 meter onder het zeebed. Dit wordt gedaan om het risico van kabelbreuk te verkleinen. Het is verboden voor schepen om het windpark in te varen, uitgezonderd voor schepen van het Kustwachtcentrum en schepen voor onderhoudswerkzaamheden. Omdat het ook fysiek mogelijk blijft het windpark binnen te varen voor onbevoegden, is het van belang deze kabels dus in te graven.

De kabels tussen de turbines en van de turbines naar het transformatorstation worden ingegraven, evenals de kabels die van het windpark richting kust lopen. Voor het ingraven van de kabels zijn speciaal ontwikkelde schepen beschikbaar. Voorbeelden van deze schepen zijn "Coastal Spider" en "Coastal Bigfoot". Door deze schepen wordt de kabelgraver over de zeebodem gesleept (ter indicatie: zie figuren 3.5 en 3.6).



Figuur 3.5: Kabelgraver (Smarttrencher – Dutch Sea Cable)



Figuur 3.6: Kabellegschip (courtesy Global Marine)

3.4.5 Transformatorstation

Het transformatorstation bestaat uit twee delen: een ondersteuningsconstructie (jacket) en een bovenbouw bestaande uit een stalen gesloten constructie, waarin de transformator, schakelapparatuur en beveiligingsapparatuur is ondergebracht.

Het jacket, met een gewicht van ongeveer 350 tot 450 ton, wordt samen met de benodigde heipalen door een ponton naar de betreffende locatie gebracht. Daar wordt het jacket met behulp van een jack-up schip op de gewenste plek neergezet. Hetzelfde schip dat de fundaties en turbines installeert kan bij de installatie van het transformatorstation worden gebruikt. Aan de hoekpunten van het jacket zitten geleidingsframes waar de heipalen in kunnen worden geheid. De palen dienen van het ponton te worden getild en in de geleidingsframes te worden geplaatst. Daarna kunnen met een opzetstuk en een heihamer de heipalen de zeebodem in worden geheid tot op de juiste diepte. Vervolgens het jacket horizontaal uitgelijnd. Met behulp van duikers worden de heipalen vastgemaakt aan het jacket.

Nadat het jacket is geïnstalleerd kan de bovenbouw er bovenop worden geplaatst. De bovenbouw wordt onshore gereedgemaakt en de onderdelen (de transformator, de schakelapparatuur en de beveiligingsapparatuur) zijn dus al geïnstalleerd. De bovenbouw wordt in zijn geheel naar de locatie op zee vervoerd. Evenals bij het jacket is de bovenbouw voorzien van hijsogen. Deze worden gebruikt als de bovenbouw, met een gewicht van ongeveer 750 tot 850 ton, op het al geplaatste jacket wordt gehesen. Indien dit is gebeurd wordt de bovenbouw vastgemaakt op het jacket met behulp van bouten. Ook hier wordt na afloop een inspectie uitgevoerd of de bovenbouw goed is geïnstalleerd.

Het is de bedoeling dat zeewater de bovenbouw niet kan bereiken. Daarom wordt de bovenbouw op ongeveer 15 meter boven HAT niveau geplaatst.

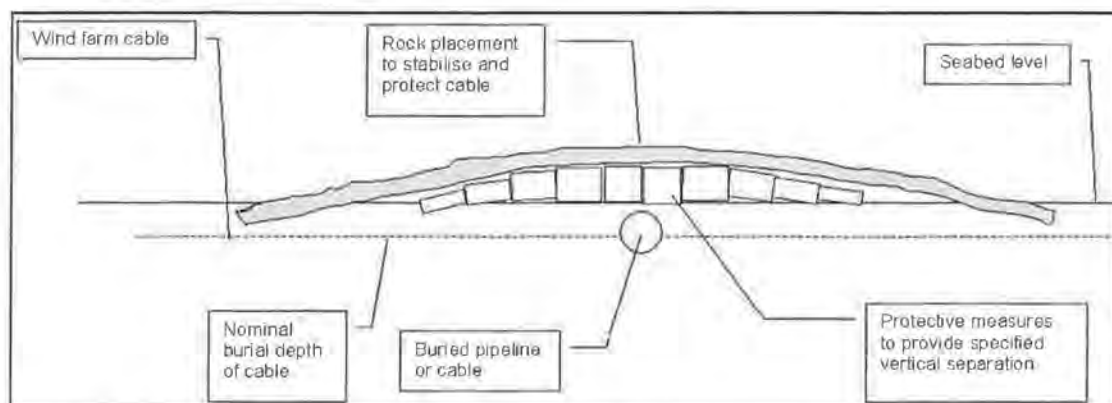
3.4.6 Kabeltracés

De kabels die van het windpark richting kust lopen worden in paragraaf 2.8 aangegeven met behulp van coördinaten van knikpunten in het ED50 stelsel (Europese datum 1950), in UTM projectie zone 31 en in het WGS84 stelsel (World Geodetic System 1984), in UTM projectie zone 31.

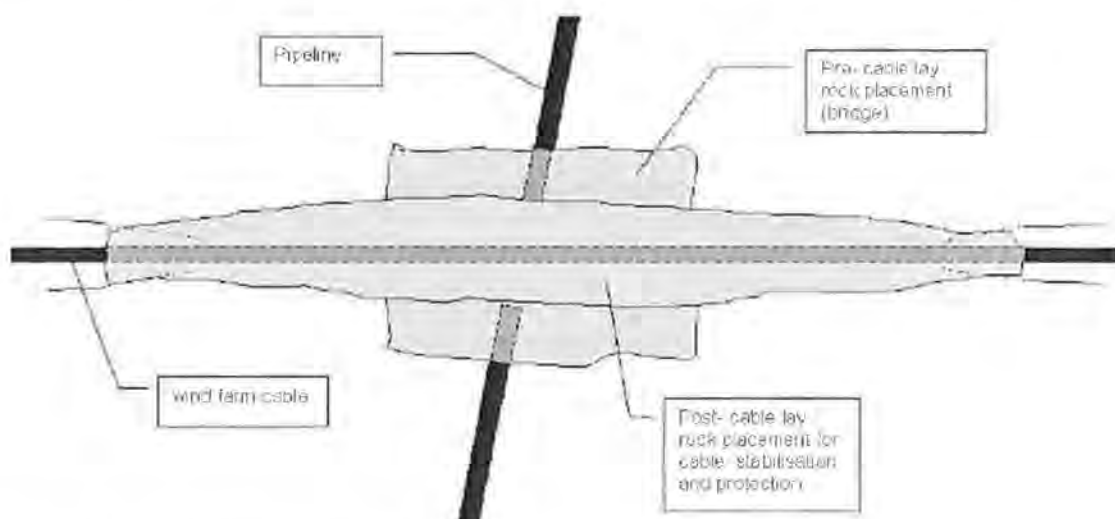
Bij het vaststellen van de kabeltracés zijn de richtlijnen die Rijkswaterstaat Noordzee heeft verstrekt voor het ontwikkelen van een vergunbare kabelroute maatgevend geweest. De kabeltracés zijn zo gekozen om zoveel mogelijk liggende infrastructuur, zoals andere kabels, leidingen en vaargeulen te vermijden en actieve zandwingebieden en ankergebieden te vermijden waarbij een marge van 1.000 meter is aangehouden. Offshore-installaties dienen vermeden te worden met inachtneming van een veiligheidszone van 500 meter. Alleen in overeenstemming met de operator mag binnen deze afstand een kabel worden gelegd.

Indien kruising met bestaande infrastructuur noodzakelijk is, dan wordt dit bij voorkeur haaks gedaan. De kabels worden op een diepte van minimaal 1 meter beneden zeebedniveau gelegd, waarbij de bodemdekking te allen tijde gewaarborgd wordt. Indien er zandgolven voorkomen, dan wordt het zeeboderniveau opgevat als het diepste niveau tussen deze zandgolven. In de brandingszone worden de kabels op 3 meter beneden zeeboderniveau gelegd, vanwege het feit dat hier waterbewegingen meer effect sorteren op de zeebodem. Bij de kruising van vaargeulen dienen de kabels dieper dan 1 meter te worden gelegd, om baggerwerkzaamheden mogelijk te houden. Om het onderhoud aan de kabels te vergemakkelijken wordt een onderhoudszone ingesteld van 500 tot 1.000 meter aan beide zijden van de kabels.

Bij kabelkruisingen dient idealiter een verticaal verschil van 300 millimeter aangehouden te worden tussen de windparkkabels en de te kruisen kabel of pijpleiding. Wanneer dit verschil van 300 millimeter niet mogelijk is, omdat de te kruisen kabel of pijpleiding niet diep genoeg ligt, dan kunnen de windparkkabels met andere maatregelen op voldoende afstand worden gelegd. Te denken valt dan aan een brug over de te kruisen kabel of pijpleiding, bestaande uit stortsteen of het afdekken van de bestaande kabel met een isolerende mat ("blokkenmat") (zie figuren 3.7 en 3.8). Wanneer de vereiste diepte niet kan worden verkregen door ingraven, dan zullen de kabels door middel van stortsteen beschermd dienen te worden. Als een te kruisen kabel buiten dienst is, dan kan overwogen worden om in overeenstemming met de kabeleigenaar de te kruisen kabel door te snijden voor een doorgang voor de kabels van het windpark.



Figuur 3.7: Kabel- of pijpleidingkruising (Svasek, 2005)

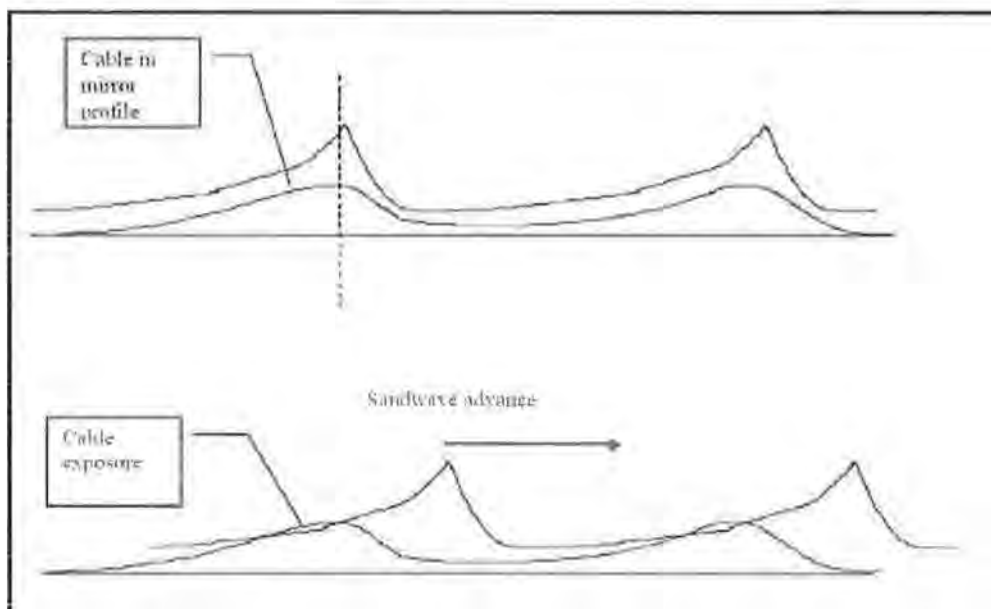


Figuur 3.8: Kabel- of pijpleidingkruising (Svasek, 2005)

De kabels zullen bij aankomst op de bouwplaats direct met een schip richting Breeveertien II worden gevaren. De eerste kabels die zullen worden gelegd zullen de exportkabels zijn. Wanneer de turbines aan het einde van de exportkabels zijn geïnstalleerd, worden de kabels richting kust gelegd en daar door de zeewering gelegd en veilig vastgemaakt. De kabels worden vervolgens neergelaten en ingegraven in de richting van het windpark volgens de overeengekomen kabelrouten en aangesloten op de geplande plaats. Hier worden de kabels door de J-tube getrokken en aangesloten op het transformatorstation. Voor het ingraven van de kabels wordt hetzelfde type schip gebruikt als bij de aanleg van de elektrische infrastructuur (zie paragraaf 2.3.4).

De kabeltracés vanuit Breeveertien II kruisen een zandduinengebied. Dit kan voor conventionele schepen moeilijkheden veroorzaken bij het ingraven van de kabels. Zandduinen die zich bevinden op de kabeltracés worden dan ook eerst afgevlakt, zodat de kabels alsnog kunnen worden ingegraven. Wel dient rekening te worden gehouden met de natuurlijke verplaatsing van deze zandduinen. Deze verplaatsing is de belangrijkste oorzaak dat kabels die zijn ingegraven bloot komen te liggen (zie figuur

3.9). Om dit te voorkomen zullen regelmatig inspecties worden uitgevoerd aan de kabeltracés, om te waarborgen dat de kabels op de gewenste diepten blijven liggen.



Figuur 3.9: Visuele weergave van de verplaatsing van zandduinen en het effect op een kabeltracé (Svasek, 2005)

Op basis van het totale vermogen van het windpark, de maximale capaciteit die per kabel getransporteerd alsmede het spreiden van risico's op kabelbreuk is gekozen voor twee kabels van het windpark naar de kust. Een kabel kan namelijk maar een deel van het vermogen verwerken en ook bestaat er een risico van totale uitval van het park, indien er maar één kabel wordt gelegd vanuit het windpark. De kabels vanuit het park worden 50 meter uit elkaar gelegd. In het geval dat aan één van de kabels reparatiewerkzaamheden moeten plaatsvinden, waarbij de andere kabel ongemoeid moet worden gelaten, is deze afstand voldoende (mondelinge informatie energieconsultant METOC).

3.5 Ingebruikname

Nadat de eerdergenoemde oprichtingsactiviteiten voltooid zijn, de kabels zijn gelegd en het park aangesloten is op het energienetwerk op land, kan het windpark in bedrijf worden gesteld en is hiermee opgeleverd.

4 ONDERHOUDSPLAN

4.1 Inleiding

Om inzicht te verschaffen in het onderhoud van het windpark Breeveertien II wordt in dit onderhoudsplan ingegaan op de manier waarop het onderhoud wordt uitgevoerd. In het navolgende komt eerst regulier onderhoud aan bod, waarin de verschillende onderdelen van het park de revue passeren. Daarna wordt inzicht geboden in de manier waarop reparaties worden uitgevoerd en welke type onderhoudsschepen kunnen worden ingezet.

4.2 Doel

De wijze waarop onderhoud gepleegd wordt aan het gehele werk, dus van fundering tot en met transformatiestation, dient in de vergunningaanvraag inzichtelijk te worden gemaakt. Voorliggend onderhoudsplan heeft tot doel deze inzichtelijkheid te verschaffen. Het plan maakt onderscheid tussen regulier onderhoud en reparaties. Regulier onderhoud betekent hier onderhoud dat van tijd tot tijd terugkomt, zoals de verwijdering van aangroei op de funderingspalen. Ook inspecties vallen onder regulier onderhoud. Reparaties zijn acties die vooraf niet bekend zijn.

4.3 Regulier onderhoud

Om de continuïteit van stroomleverantie door een windturbine zoveel mogelijk te garanderen, is regulier onderhoud noodzakelijk. Dit behelst onderhoud aan de fundering, aan de kabels, aan het transformatorstation en aan de windturbines. Van belang is ook inzicht te verkrijgen in de wijze van rapporteren over de onderhoudswerkzaamheden. Ook komen HSE (Health, Safety and Environment) aspecten tijdens het onderhoud aan bod. Aan de hand van de inspectierapporten die opgemaakt worden na iedere uitgevoerde inspectieronde, wordt het uit te voeren onderhoud in kaart gebracht. Hier wordt dan een serviceplan van gemaakt met daarin een checklist waarmee het onderhoudsteam haar taken kan uitvoeren. De inspectieronde en de onderhoudswerkzaamheden zullen eens per jaar plaatsvinden.

De beoogde uitvoerder van het onderhoud is de fabrikant van de turbines voor de eerste 5 jaar vanaf de oplevering van het windpark. Daarna wordt een contract opgesteld voor de rest van de levensduur van het windpark (nog zo'n resterende 15 jaar), waarbij het contract met de fabrikant verlengd kan worden of met een andere uitvoerder voor het onderhoud in zee kan worden gegaan.

Voor alle inspectiewerkzaamheden is een geschikte boot beschikbaar. Hierop kunnen in ieder geval twee of drie personen met de benodigde gereedschappen en onderdelen mee naar de locatie worden gebracht. Voor de onderhoudswerkzaamheden is een andere boot vereist. Deze boot moet in ieder geval twee serviceteams en de bemanning van de boot kunnen vervoeren, evenals plek bieden aan alle benodigdheden om te kunnen overnachten. Een werkplaats en een magazijn met onderdelen is aanwezig. Tevens is deze boot uitgerust met een kraan om onderdelen naar het werkbord op de turbine te kunnen hijsen. Voor een aantal onderhoudswerkzaamheden worden andere schepen gebruikt, zoals een jack-up schip om grotere onderdelen te kunnen hijsen.

Het is belangrijk om snel toegang te hebben tot het windpark. Daarvoor wordt een werkplaats ingericht bij de haven, van waaruit inspectie- en onderhoudswerkzaamheden worden verricht. Deze werkplaats bestaat uit kantoorruimte, kantine, slaappleatsen, sanitair, werkplaats en een magazijn met onderdelen. Ook kan gekozen worden voor een permanente verblijfplaats in het transformatorstation in het windpark, zodat reistijden aanzienlijk korter worden. In het detailontwerp wordt de keuze tussen het wel of niet realiseren van een dergelijke verblijfplaats op zee gemaakt.

Om het functioneren van het windpark te kunnen controleren vanuit de kust, zijn een aantal controlesystemen aanwezig. Deze systemen geven informatie over het functioneren van de turbines en het transformatiestation. Een gegevensnetwerk wordt gebruikt om een aantal technische parameters te kunnen monitoren. Airtricity maakt gebruik van SCADA, oftewel Supervisory Control and Data Acquisition. Dit systeem maakt veel inzichtelijk, zoals de productietijd van een turbine en het al dan niet goed functioneren van controlesystemen. Ook komen automatisch meldingen binnen als de verlichting defect is of andere defecten zijn geconstateerd. Zo kan men snel reageren op defecten en krijgt men inzicht in welke onderhouds- of reparatiewerkzaamheden moeten worden uitgevoerd. Inspecties blijven natuurlijk noodzakelijk, het systeem helpt alleen bij het zo goed mogelijk functioneren van het windpark. SCADA is wereldwijd een geaccepteerd systeem dat wordt gebruikt in alle huidige offshore windparken, waaronder Arklow Bank.

4.3.1 Onderhoud aan de fundering

De fundering bevindt zich gedeeltelijk onder en boven de waterspiegel. De inspecties die boven en onder de waterspiegel worden uitgevoerd, zijn:

Onder de waterspiegel:

- Inspectie van de funderingspaal vanaf de zeebodem tot zeeniveau;
- Inspectie van de J-tube;
- Inspectie van de verbindingen;
- Inspectie van de aangroei op de paal;
- Inspectie van de (eventuele) bodembescherming;
- Inspectie van mogelijk optredende ontgroning langs de paal of langs de bodembescherming;
- Inspectie van de kabels;
- Inspectie van het corrosie beschermingssysteem.

Boven de waterspiegel:

- Inspectie van het coatingsysteem op het transitiestuk (indien van toepassing);
- Inspectie van de verbindingen van het stootkussen;
- Inspectie van de verbindingen van de J-tube aan het transitiestuk;
- Inspectie van de ladder;
- Inspectie van het platform;
- Inspectie van de funderingspaal tot 7 meter boven LAT-niveau.

Mocht uit inspecties blijken dat reparatie nodig is, dan dient dit mogelijk meteen te worden uitgevoerd. Dus blijkt bijvoorbeeld dat verbindingen niet goed vast zitten, dan kunnen deze ter plekke worden vastgemaakt. Typisch onderhoudswerk is het verwijderen van aangroei op de paal. Dit gebeurt waarschijnlijk elke twee à drie jaar.

4.3.2 Onderhoud aan kabels

Voor het onderhoud aan de zee kabels wordt een specifiek onderhoudsprogramma ontwikkeld. Dit onderhoudsprogramma zal minimaal aan de volgende eisen voldoen:

- Borgen dat de kabels beschikbaar zijn gedurende de levensduur van het windpark (20 jaar);
- Indien één van de hoofdonderdelen uitvalt, moeten er procedures en middelen beschikbaar zijn om dit te verhelpen;
- Regulier onderhoud zal tijdens de lage productieperiode worden uitgevoerd.

In het onderhoudsprogramma zullen voorzieningen worden opgenomen om de gevolgen van uitval te beperken en eventuele schade zo snel mogelijk te herstellen. Slepende ankers of visnetten vormen de belangrijkste oorzaken van kabelbreuk (53 procent van de kabelbreuken is veroorzaakt door visnetten of slepende ankers volgens CIGRÉ, 1985).

De kabels in het windpark, dus tussen de windturbines en van de windturbines naar het transformatorstation, lopen een minder groot risico voor kabelbreuk dan de kabels die vanaf het park richting kust lopen. In het park geldt namelijk een vaarverbod. Alleen schepen van de overheid en onderhoudsschepen kunnen toegang krijgen tot het windpark. Omdat het fysiek toch mogelijk is het windpark in te varen, zullen de kabels ook in het park gewapend zijn met staal draad en ook worden ingegraven net als bij de kabels die naar de kust lopen. Hierdoor worden de risico's aanzienlijk beperkt. Omdat er wel schepen varen over de kabels vanaf het windpark naar de kust, zullen twee aparte kabels, met een onderlinge afstand van 50 meter, van het windpark naar de kust worden aangelegd. Bij één kabelbreuk zullen de gevolgen minder drastisch zijn indien er nog een kabel intact is. Het risico van kabelbreuk in relatie tot scheepvaartbewegingen is dat er in geval van ankeren een kabel geraakt kan worden. Breeveertien II ligt echter op circa 9,2 kilometer van de dichtstbijzijnde ankerplaats. In noodgevallen kan echter ankeren van schepen plaatsvinden. Bij ankeren in noodsituaties (zwaar weer) geldt dat het anker geen "slepende beweging" maar een "stuiterende beweging" over de zeebodem maakt. Door enerzijds een geringe kans van ankeren als ook de "stuiterende beweging" in geval van ankeren maakt de kans zeer gering dat beide kabels zullen worden beïnvloed. (mondelinge informatie energieconsultant METOC).

Als onderdeel van het onderhoudsprogramma zullen geregeld metingen worden uitgevoerd om de diepteligging van de kabels te bepalen. Indien noodzakelijk dienen de kabels weer op diepte te worden gebracht. Hiertoe zal gelijkwaardig materieel worden gemobiliseerd waarmee de kabels worden geïnstalleerd.

4.3.3 Onderhoud aan windturbines

Het reguliere onderhoud aan de windturbines wordt uitgevoerd door een serviceteam, bestaande uit twee monteurs. Drie maanden na installatie is er een eerste onderhoudsronde. Vervolgens zal ieder jaar een dergelijke ronde plaatsvinden. Het onderhoud kan opgedeeld worden in:

- inspecteren;
- natrekken van boutverbindingen;
- testen;
- smeren van lagers;

- vervangen van filters;
- nemen van monsters (olie in tandwielkast en hydraulische olie).

In het serviceplan met bijbehorende checklist wordt vermeld wanneer welke activiteiten worden uitgevoerd. Ook wordt vermeld welke gereedschappen, smeermiddelen etc. dienen te worden gebruikt.

Voor het onderhoud, maar ook voor reparaties, zal men de windturbines moeten kunnen bereiken. Dit kan op verschillende manieren: per helikopter en per boot. Gemiddeld zal men de turbines bereiken per boot, maar mocht haast geboden zijn en de weersomstandigheden het toelaten, dan kan ook gebruik van de helikopter worden gemaakt. Indien voor vervoer per helikopter wordt gekozen, dan zullen de onderhoudsmonteurs met een lier afgehesen worden naar het hijsplatform bovenop de motorgondel (zie figuur 4.1). Vanaf dit hijsplatform kan het personeel de gondel in. Bij vervoer per boot wordt naast de turbine aangemeerd en per ladder kunnen de onderhoudsmonteurs het platform op de turbine bereiken (zie figuur 4.2). Op dit platform bevindt zich de toegang tot de binnenzijde van de toren en via een ladder aan de binnenzijde van de toren kan de gondel worden bereikt.



Figuur 4.1: Boven op de turbine, op de motorgondel, is een hijsplatform aanwezig



Figuur 4.2: Toegang turbine per boot (BWEA, 2005)

De windturbines bestaan uit verschillende onderdelen. Per onderdeel zal worden aangegeven hoe het onderhoud ervan eruit ziet.

Rotor en lager

Nagegaan moet worden of de lager nog goed gesmeerd loopt. Waarschijnlijk wordt dit automatisch gedaan. Eens per jaar vindt de inspectie plaats. Vanwege de veiligheid worden bij de inspectie van de rotor en de lagers de bladen mechanisch stilgezet.

Motorgondel

De motorgondel wordt zo ontworpen dat onderhoud veilig kan plaatsvinden en dat eventuele lekkage van olie beperkt wordt en wordt opgevangen. De olie wordt dan verwijderd en naar de kust gebracht om daar verwerkt te worden.

Versnellingsbak

De versnellingsbak wordt zo ontworpen dat onderhoud zo gemakkelijk mogelijk kan worden uitgevoerd, zonder dat de versnellingsbak hoeft te worden gedemonteerd. Lagers kunnen worden vervangen met behulp van de interne kraan.

Oliesysteem

Uit inspecties, die minimaal eens per jaar worden uitgevoerd, zal blijken hoe vaak de olie moet worden ververs. Verversen wordt altijd op een veilige manier uitgevoerd, doordat met kleine vaten wordt gewerkt en dat mogelijke lekkage wordt opgevangen.

Generator

De generator wordt eens per jaar geïnspecteerd. De lagers in de generator worden automatisch gesmeerd en de generator kan indien nodig met behulp van de interne kraan worden vervangen.

Koppeling

Als er een koppeling aanwezig is tussen generator en versnellingsbak, dan is deze 'onderhoudsvrij' ontwikkeld. Bij verwijdering van de koppeling hoeven geen andere onderdelen te worden verwijderd.

Hydraulisch systeem

Het is noodzakelijk om de olie in het hydraulische systeem vrij te houden van welke vervuiling dan ook. Speciale procedures zullen worden ontwikkeld om met het hydraulische systeem te werken.

Giering-systeem

Inspectie wordt eens per jaar uitgevoerd. Bewegende delen worden automatisch gesmeerd. Wanneer aan het systeem wordt gewerkt, kan het systeem worden vergrendeld.

Schakelaar

Minimaal eens per jaar worden de schakelaars geïnspecteerd. Hoog voltage schakelaars zijn simpel te onderhouden, vanwege het beperkte aantal onderdelen. Laag voltage schakelaars zijn echter moeilijker te onderhouden, vanwege het groter aantal onderdelen. Beide schakelaars zijn voorzien van controlemechanismen.

Hijskraan

De hijskraan die aanwezig is in elke turbine kan onderdelen vanaf het werkbord naar de motorgondel tillen. Ook kan deze kraan worden uitgevoerd met een extra kraan, om grote onderdelen te hijsen. Een extra kraan kan worden aangeleverd vanuit de werkplaats aan de kust en kan worden geïnstalleerd op de motorgondel.

4.3.4 Onderhoud aan transformatorstation

In de constructie- en startfase, dus gedurende de bouwphase en de eerste 5 jaar vanaf de oplevering van het windpark, zal men vaker dan 1 maal per jaar onderhoud verrichten aan het transformatorstation. Na deze fase kan worden volstaan met een onderhoudsinterval van een jaar. Concrete activiteiten die worden uitgevoerd tijdens een dergelijke onderhoudsbeurt zijn onder andere:

- infraroodinspectie van verbindingen;
- temperatuurmetingen rond kabels;
- metingen van oliepeilen.

De onderhoudswerkzaamheden zullen worden uitgevoerd door 3 of 4 onderhoudsmonteurs. Zij zullen 3 maal 8 werkuren op het station zijn. Overnachting is mogelijk op het transformatorstation.

4.3.5 HSE-aspecten

In deze paragraaf wordt gekeken naar health, safety en environment (HSE) aspecten, oftewel naar gezondheids-, veiligheids- en milieuaspecten. HSE-aspecten spelen in verschillende fases van het windpark. Bij het onderhoud van het windpark zijn ook HSE-aspecten aan de orde.

In de detailfase zal een uitgebreid HSE plan worden opgesteld door de initiatiefnemer. Er dient dan een veiligheidssysteem te worden ontworpen, HSE-aspecten dienen uitvoerig beschreven te worden en activiteiten met een groot risico voor gezondheid, veiligheid en/of milieu krijgen extra aandacht. De volgende onderwerpen zijn bij een dergelijk HSE plan van belang.

Designfase en uitgangspunten

- Het is de verantwoordelijkheid van de fabrikant van de verschillende onderdelen van het windpark dat deze onderdelen zo weinig mogelijk risico's veroorzaken;
- Onderhoudsmonteurs worden liefst al bij de constructiefase betrokken;
- In het detailontwerp dient rekening te worden gehouden met HSE aspecten gedurende oprichting- en constructiefase, onderhoudsfase en verwijderingsfase. Het gaat hierbij om HSE aspecten bij normale operaties en bij voorziene abnormale situaties en restrisico's;
- Werken op zee dient beperkt te worden, dus zoveel als mogelijk wordt op land gewerkt;
- Personeel moet op de hoogte zijn van de HSE-aspecten.

Procedures

Voor een aantal zaken dienen procedures te worden opgesteld:

- Alle voorziene calamiteiten wat betreft windturbines en scheepvaart (met evacuatie en vluchtrouten voor scheepvaart);
- Veilig transport en opslag (in werkplaats) van milieuvervuilende stoffen, zoals smeerolie;
- Veilig vervoer van personeel van en naar werken en veilige toegang tot werken;
- Risicovolle activiteiten als het aansluiten van kabels en werken op grote hoogte;

- Monitoring van werkgebieden (bijvoorbeeld platform) voor het garanderen van een goede standaard;
- Abnormale weercondities;
- Abnormale zeecondities.

Voorzieningen

Voorzieningen die in de installaties worden aangebracht zijn:

- Voorzieningen vanwege brandveiligheid wat betreft:
 - alarm slaan;
 - vluchtrouten;
 - draagbare blusapparatuur;
 - opslag van afval;
 - branddetectie en blussysteem.
- Veilige toegangsmogelijkheden;
- Eerste hulp faciliteiten als reddingsboeien;
- Communicatieverbindingen van het windpark naar land als radio's en telefoons;
- Voorzieningen voor veilige opslag van materialen;
- Reddingsprogramma's voor het redden van personen die te water zijn geraakt;
- Veiligheidsvoorzieningen wat betreft elektriciteit.

Weerscondities

Er dient een beleid ontwikkeld te worden waarin het volgende wordt opgenomen:

- Effecten van windsnelheden op werkzaamheden;
- Slecht zicht;
- Werken met of op metalen delen tijdens onweer;
- Duidelijke definitie wanneer wel en wanneer geen activiteiten bij verschillende weercondities;
- Bestendigheid hijskranen (op schepen en windturbines) tegen verschillende weerscondities.

Communicatie

- Er dient regelmatig overleg te zijn tussen de operationele staf en management;
- Individueel werken moet zoveel mogelijk worden voorkomen. Er moet uitgegaan worden van teams van minimaal twee personen;
- Iedereen dient instructies en informatie te kunnen begrijpen ongeacht hun moedertaal;
- Er dient een passend communicatiesysteem te worden ontwikkeld tussen enerzijds het windpark en boten en anderzijds het kantoor aan de kust en het Kustwachtcentrum in geval van nood. Te denken valt aan een telefoon in de turbine en een radio die is afgestemd op dezelfde frequentie die aan boord van de boot of helikopter wordt gebruikt;
- Indien meerdere nationaliteiten zijn betrokken is Engels de voertaal;
- Ongelukken dienen te worden genoteerd in een ongelukkenboek;
- Bijna ongelukken dienen ook vermeld te worden en altijd dient onderzocht te worden wat de oorzaak was.

Training personeel

- Vanwege veiligheidsredenen is het belangrijk dat alleen getraind, opgeleid en ervaren personeel wordt ingezet;
- Al het personeel dat offshore wordt ingezet, wordt getraind in het geven van eerste hulp, inclusief beademing, hartmassage, evacuatie met boot en helikopter, alsmede het gebruik van de veiligheidsuitrusting;
- De veiligheidsuitrusting behelst de zekeringen tijdens werken op hoogte, brandblussers en evacuatie-uitrusting (zie ook hierna bij 'Persoonlijke uitrusting');
- Ieder jaar wordt het personeel getraind op de windturbines en transformatorstations. Ervaren en gekwalificeerde mensen zullen deze trainingen verzorgen.

Persoonlijke uitrusting

De persoonlijke uitrusting van personeel offshore bestaat uit:

- Ter bescherming van het personeel dienen tijdens bouwactiviteiten veiligheidshelmen gedragen te worden ter voorkoming van hoofdletsel;
- Werkkleden die worden gedragen dienen te allen tijde geschikt te zijn voor de uit te voeren werkzaamheden;
- Als tijdens de bouw een geluidsniveau van boven de 85 dB(A) wordt bereikt, zal ter voorkoming van hoorschade oorbescherming gedragen moeten worden;
- Handschoenen en stevige schoenen beschermen handen en voeten tijdens de werkzaamheden;
- Een veiligheidsbril moet worden gedragen indien er gevaar bestaat voor ogen;
- Indien er gevaar bestaat voor het naar beneden vallen, dient een veiligheidsuitrusting gedragen te worden, waarmee men zich zekert en het naar beneden vallen voorkomt.

Daarnaast zijn de volgende (veiligheids-)middelen aanwezig:

- Een EHBO-kist voor bij persoonlijke ongevallen;
- Reddingsvesten en -boeien om mensen te kunnen redden indien deze in zee terechtkomen;
- Wanneer personeel wordt vervoerd per helikopter of per boot, dan zullen reddingsvesten worden gedragen. Deze mogen alleen uit worden gedaan als men zich in de turbine begeeft. Ook voor de overstap van windturbine naar boot of andersom dient een reddingsvest gedragen te worden;
- Indien om wat voor reden dan ook personeel langer in de turbine moet blijven, kan gebruik worden gemaakt van een overlevingspakket. Dit pakket behelst medische middelen, slaapzak, eten, water, benodigdheden om te kunnen koken en speciale kleding.

Zijn er aanvullende eisen wat betreft veiligheid voor personeel opgesteld door onderaannemers, dan dienen deze strengere gerespecteerd te worden.

Bovenstaande HSE-aspecten beslaan alle fases van het windpark, dus zowel oprichtings-, onderhouds- als verwijderingsfase. Specifiek voor het onderhoud kan nog het volgende worden gezegd.

Het personeel dat betrokken wordt bij het reguliere onderhoud bestaat uit de volgende functies:

Service Area Manager	1 persoon
Site Manager	1 persoon
Schipper	1 persoon
Technische ondersteuning	4 personen (2 mecaniciens and 2 elektriciens)
Technische dienst	6-12 personen, afhankelijk van de omvang van het onderhoudswerk
Opslag	1 persoon
Administratie	1 persoon

Onderhoudsmonteurs functioneren normaal gesproken in teams van twee personen, waarbij één getraind is in mechanisch onderhoud en de ander in elektrisch onderhoud. Een supervisor zorgt voor de eindverantwoordelijkheid en heeft een training genoten als supervisor en heeft een technische achtergrond. Aanvullend kunnen nog mecaniciens en elektriciens worden ingehuurd, om het team te complementeren. Ze zijn VCA gecertificeerd en getraind in het omgaan met noodgevallen op zee.

De onderhoudsteams voldoen minimaal aan de kwalificaties gesteld in onderstaand kader.

- Elektrisch onderhoud: het vinden van fouten en repareren bij hoge en lage voltageniveaus, inclusief LV-schakelkasten, generators, transformatorstations, hoofd schakelaar, aarden etc.
- Communicatie materiaal: installatie, het vinden van fouten en aanpassing van het datanetwerk.
- Hydraulische installatie: service, het vinden van fouten en reparatie.
- Mechanische materiaal: service, het vinden van fouten and reparatie van delen van hoofdcomponenten.
- Certificaten voor het hijsen met kranen en ander hijsmateriaal.
- Versterkt glasvezel: inspectie, het vinden van fouten en reparatie.
- Oppervlaktebehandeling en corrosiebescherming: schilderen, inspectie en reparatie
- Veiligheid: geïntegreerde veiligheidsuitrusting van de turbine, eerste hulp en beademing, hartmassage, noodreddingen, brandbestrijding etc.
- Milieuvoorzorgsmaatregelen: het omgaan met materiaal van de turbines (voornamelijk olieproducten, gebruikte olie en vetproducten).
- Het omgaan, gebruiken en begrijpen van handboeken en documentatie.

Omdat het werken op zee extra risico's met zich meebrengt, is het van belang veiligheidseisen te stellen. Voor het voorkomen van ongevallen of de beperking van de gevolgen hiervan voor personeel zijn allerlei procedures en voorzieningen getroffen. Deze zijn in paragraaf 2.5.1 weergegeven.

De milieuaspecten betreffen het gebruik van gevaarlijke stoffen ten behoeve van onderhoud of reparatie. Het transport en het gebruik van deze stoffen zal geschieden volgens de geldende regelgeving en interne richtlijnen. Dit geldt tevens voor de behandeling en verwijdering van afval als gevolg van onderhoud of reparatie.

Een voorbeeld van hoe men omgaat met een milieubelastende stof is het volgende. Na ongeveer 5 jaar zal de olie in de tandwielkast vervangen moeten worden tijdens een reguliere onderhoudsbeurt. Om te voorkomen dat olie in zee terecht komt:

- Wordt gewerkt met vaten van 20 liter die goed hanteerbaar zijn;
- Wordt gewerkt met een kraan die op het bordes staat, waarmee olievaten met behulp van een hijsnet vanuit het schip op het bordes worden gehesen;
- Worden de olievaten met de lift inwendig in de turbinetoren naar de gondel gehesen;
- Wordt de olie overgepompt vanuit het vat in de betreffende machine.

Andere milieuaspecten zijn het (beperkte) verlies van afval van personeel op boten, het terugvinden van verloren items (zoals gereedschappen) en de beheersing van geluid.

Voor uitgebreide informatie over milieuaspecten wordt verwezen naar het MER.

4.3.6 Wijze van rapportage van uitgevoerde onderhoudswerkzaamheden

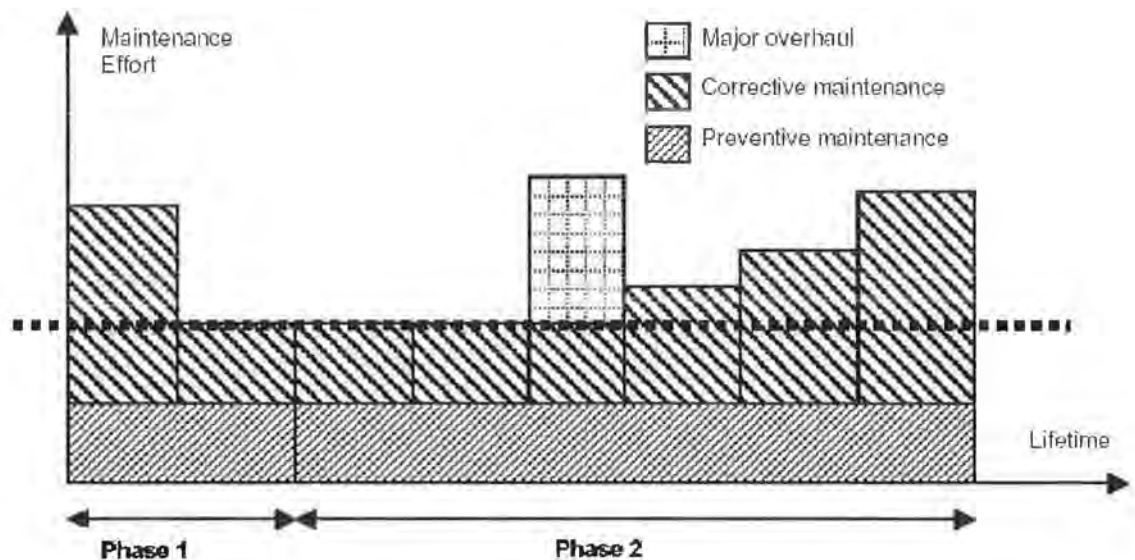
Rapportage van uitgevoerde onderhoudswerkzaamheden gebeurt als volgt:

- Aftekenen van de onderhoudschecklist;
- Rapporteren van eventuele grote afwijkingen door middel van het schrijven van een afwijkingsrapport;
- Opstellen van een serviceraapport per bezoek, waarin staat wat er is gedaan en welke onderdelen zijn gebruikt;
- Vermelden van onderhoudsbezoek met reden van bezoek in het logboek van de turbine/transformatorstation.

Defecte onderdelen worden teruggenomen naar het servicecenter (werkplaats op land) en worden voorzien van een defectlabel, waarop staat aangegeven wat er kapot is.

4.4 Reparaties

In figuur 4.3 is te zien dat in de eerste fase, de constructiefase, meer dan gemiddeld (over de gehele levensduur van de windturbine) reparatiewerkzaamheden nodig zijn aan de turbines (de geïndiceerde tijdsblokken hebben een tijdsduur van circa 2,5 jaar). Te denken valt aan kleine productiefouten of software-instellingen. Het is aannemelijk dat na ongeveer 10 jaar een grote revisie nodig is. Preventief onderhoud is gedurende de gehele levensduur van de windturbine nodig.



Figuur 4.3: Schematisch overzicht van de onderhoudswerkzaamheden gedurende de levensduur van een windturbine. (Curvers en Rademakers, 2004) De geblokte arcering geeft de belangrijke revisie weer (major overhaul). Corrective maintenance betekent reparatie, preventive maintenance betekent onderhoud.

Uit inspectie, regulier onderhoud en ad hoc bezoek kan blijken dat reparatie noodzakelijk is. Het kan gaan om kleine reparaties bij inspectie in de turbine en aan de buitenzijde van de turbine, vervanging van kleine (< 1000 kilogram) onderdelen en grote (>1000 kg) onderdelen. Hieronder zullen de betreffende categorieën, vervanging kleine en grote onderdelen, worden beschreven.

In het algemeen gelden de volgende zaken voor onderhouds- of reparatiewerkzaamheden (zie O&M):

1. Vanuit de bouwplaats op land worden onderhoudsteams uitgezonden naar het windpark. De bouwplaats zal van alle faciliteiten zijn voorzien die noodzakelijk zijn voor de serviceteams. Zo zullen kantoren, kantine, slaapruiden, sanitaire voorzieningen, magazijn en werkplaats aanwezig zijn. De monitoring, supervisie en planning van het dagelijkse onderhoud zal worden uitgevoerd vanuit een gebouw bij de bouwplaats/haven. Indien permanent monteurs aanwezig zijn in het park is een boot met onderdelen en 8 onderhoudsmonteurs permanent aanwezig in het windpark. De monteurs zijn dan gevestigd op een verblijfplaats in het transformatorstation. Reistijd van en naar een windturbine is dan gelimiteerd tot ongeveer een half uur.
2. Een helikopterplatform is beschikbaar op het transformatorstation. Zo kan snel worden ingegrepen bij storingen in het station. Zulke storingen leiden doorgaans tot uitval van meerdere turbines.
3. Turbines kunnen worden uitgerust met mobiele kranen voor het hijsen van grote onderdelen, zoals een versnellingsbak.
4. Turbines zijn altijd uitgerust met een interne kraan voor het hijsen van kleine onderdelen (< 1000 kilogram).
5. Turbines zijn uitgerust met een platform op een hoogte van 15 boven HAT-niveau, waarop reserveonderdelen kunnen worden gelegd.

6. Een externe kraan is noodzakelijk om een gehele motor of gondel te vervangen. Waarschijnlijk is een jack-up platform hiervoor het meest geschikt.

4.4.1 Reparatie bij inspectie

Bij inspectie kan men gelijk een reparatie uitvoeren. In deze categorie gaat het om onderdelen die door monteurs gedragen kunnen worden. Een team van tenminste twee onderhoudsmonteurs zullen de reparaties uitvoeren met behulp van gereedschap in een kist. Het kan hierbij gaan om reparaties aan de binnenkant of aan de buitenkant van de turbine.

Het transport van de monteurs kan op verschillende manieren geschieden.

- Supplier met OAS (offshore access system)
 - 2 monteurs worden met de boot naar de turbine gebracht;
 - Uitvoeren van reparaties;
 - Personeel van turbine terug naar de boot via de daarvoor bestemde uitgang;
 - Aan boord gaan;
 - Vervoer van personen kan met een maximale windsnelheid van 12 meter per seconde en golfhoogte van 2,0 meter
- Vervoer door middel van helikopter indien er hoge prioriteit is en slechte weersomstandigheden
 - 2 monteurs worden vanaf de kust naar de turbine gebracht (50 kilometer is ongeveer 1 uur reistijd);
 - Ze worden op de turbine gehesen;
 - Helikopter landt op het helikopterplatform van het transformatiestation;
 - Uitvoeren van reparaties;
 - Helikopter haalt monteurs op;
 - Helikopter vliegt terug naar de kust;
 - Vervoer van personen kan met een maximale windsnelheid van 15 meter per seconde.
- Supplier met een Catamaran type boot (zie Arklow Bank)
 - 2 monteurs worden vanuit de supplier naar de turbine gebracht met de catamaran;
 - Onderhoud wordt uitgevoerd;
 - Personeel gaat van de turbine af en met de catamaran terug naar de supplier;
 - Aan boord van supplier;
 - Vervoer van personen kan met een maximale windsnelheid van 10 meter per seconde en een golfhoogte van 0,5 tot 1,0 meter.

4.4.2 Vervanging van kleine onderdelen (<1000 kg)

Deze categorie beslaat alle onderhoud en reparatie van onderdelen die niet door personeel gedragen kan worden en zodoende een permanente interne kraan vereist is. Een kenmerkende onderhoudsactie kan er als volgt uitzien:

1. 2 monteurs worden met een supplier met OAS naar turbine gebracht en voeren inspectie uit en keren terug naar de basis;
2. 2 monteurs keren terug met de benodigde onderdelen met de supplier met OAS;

3. Het defecte onderdeel wordt gedemonteerd;
4. Defect onderdeel wordt naar een lager platform gehesen;
5. Defect onderdeel wordt naar supplier gehesen (wellicht kan dit later als er meerdere onderdelen eerst op het platform kunnen blijven liggen);
6. Reserveonderdelen worden van supplier naar platform gehesen;
7. Onderdelen worden in de motorgondel gehesen;
8. Onderdelen worden gemonteerd;
9. Personeel gaat vanuit de turbine via de uitgang aan boord van de supplier.

Vervoer van personeel kan geschieden met een maximale windsnelheid van 12 meter per seconde en een golfhoogte van maximaal 2,0 meter. Het overbrengen van onderdelen van supplier naar platform en vice versa kan tot een windsnelheid van 15 meter per seconde en een golfhoogte van 2,0 meter. Het hijsen van onderdelen van het platform naar de motorgondel kan tot een windsnelheid van maximaal 6 meter per seconde. Aangenomen wordt dat deze gehele operatie ongeveer 10 uur in beslag zal nemen. De defecte onderdelen worden voorzien van een defectlabel en teruggestuurd naar de serviceafdeling.

4.4.3 Vervanging van grote onderdelen (> 1000 kg)

Deze categorie behelst de vervanging van grote onderdelen, zoals een generator of blad. Blikseminslag kan de oorzaak zijn van een defecte windturbine (zie figuur 4.4). De windturbines worden dan ook uitgerust met een protectiesysteem, dat ervoor zorgt dat het elektrische systeem, het controlesysteem, sensoren en de bladen worden beschermd tegen blikseminslag. Ongeveer 10 procent van de blikseminslag zal dan nog leiden tot schade (ECN, 2002).



Figuur 4.4: Schade door blikseminslag bij Blyth Harbour (UK) (ECN, 2002)

Twee scenario's zijn denkbaar om grote onderdelen te vervangen:

1. Een interne kraan zal moeten worden opgebouwd;
2. Een externe kraan moet worden gebruikt.

Ad 1. Een kenmerkende onderhoudsactie met interne kraan ziet er als volgt uit (bijvoorbeeld vervanging generator, blad):

1. 2 monteurs worden met een supplier met OAS naar turbine gebracht en voeren inspectie uit en keren terug naar de basis;
2. 2 monteurs en een expert gaan naar de turbine met een supplier met OAS, voeren een inspectie uit en keren terug naar de haven;

3. Onderdelen, personeel, tussenhijskraan, 50 MT kraan en kraanschip moeten geregeld worden. Dit duurt minimaal een week;
4. 4 monteurs worden met een supplier met OAS naar turbine gebracht om defecte onderdelen te demonteren;
5. Het kraanschip vervoert de onderdelen naar de turbine;
6. De tussenkraan, 50 MT kraan en onderdelen worden op het platform gehesen;
7. Kraanschip gaat terug naar haven;
8. De tussenkraan wordt naar de motorgondel gehesen en erbovenop gemonteerd;
9. De 50 MT kraan wordt naar de motorgondel gehesen en erbovenop gemonteerd;
10. Defecte onderdeel wordt op platform gezet;
11. Reserveonderdelen worden omhoog gehesen en gemonteerd;
12. De 50 MT kraan wordt gedemonteerd en op platform gezet;
13. De tussenkraan wordt gedemonteerd en op platform gezet;
14. Tussenkraan, 50 MT kraan en defecte onderdelen worden op een kraanschip gehesen;
15. Kraanschip vaart terug naar haven;
16. Gerepareerde turbine kan weer in bedrijf worden gezet.

Bij stap 9 tot en met 14 zullen de weersomstandigheden gunstig moeten zijn. De windsnelheid mag maximaal 6 meter per seconde zijn bij het hijsen en 10 meter per seconde s bij het werken in de motorgondel. Gedurende stap 6 tot en met 16 zal de supplier stand-by zijn.

Ad 2. Een kenmerkende onderhoudsactie met externe kraan (bijvoorbeeld de "Jumping Jack" of gelijkwaardig) ziet er als volgt uit (bijvoorbeeld vervanging motorgondel of rotor):

1. 2 monteurs worden met een supplier met OAS naar turbine gebracht en voeren inspectie uit en keren terug naar de basis;
2. 2 monteurs en een expert gaan naar de turbine met een supplier met OAS, voeren een inspectie uit en keren terug naar de haven;
3. Onderdelen, personeel, tussenhijskraan, 50 MT kraan en kraanschip moeten geregeld worden. Dit duurt minimaal 3 weken;
4. 4 monteurs worden met een supplier met OAS naar turbine gebracht om defecte onderdelen te demonteren;
5. Reserveonderdelen worden met een jack-up van haven naar turbine getransporteerd;
6. Jack-up wordt gepositioneerd (3 uur);
7. Defect onderdeel wordt op Jack-up gehesen;
8. Onderdelen worden naar turbine gehesen en op basispunten gemonteerd, jack-up kan terug naar haven;
9. Montage wordt afgerond, onvoorziene activiteiten uitgevoerd en turbine wordt weer in werking gezet;
10. Jack-up wordt gemobiliseerd;
11. Terugvaren naar haven.

Groot onderhoud wordt altijd in overleg met het Kustwachtcentrum uitgevoerd. Voor de vervanging van grote onderdelen dient een aparte handleiding met instructies en randvoorwaarden te worden opgesteld.

4.5 Onderhoudsschepen

In deze paragraaf worden verschillende typen onderhoudsschepen toegelicht die kunnen worden ingezet. Achtereenvolgens komen onderzoeksschepen, installatieschepen, kabellegschepen en boor- en graafinstallaties aan bod (naar de indeling van Garrad Hassan and Partners Limited, 2003). Deze schepen worden gebruikt bij de installaties van het windpark, maar kunnen ook worden ingezet bij onderhoud en/of reparatie en daarom worden ze in dit onderhoudsplan beschreven.

Onderzoeksschepen

Geofysische en geotechnische onderzoeken worden uitgevoerd om te beoordelen waar de fundaties en kabelrouten het best kunnen worden gesitueerd. Speciaal hiervoor bestemde vaartuigen zijn onder andere "Merijn", "Sea Explorer", "De Zeebouwer" en de "M/V Bucentaur". Deze onderzoeksschepen kunnen ook worden gebruikt om te inspecteren of de kabels die zijn ingegraven in het zeebed nog op diepte liggen.

Installatieschepen

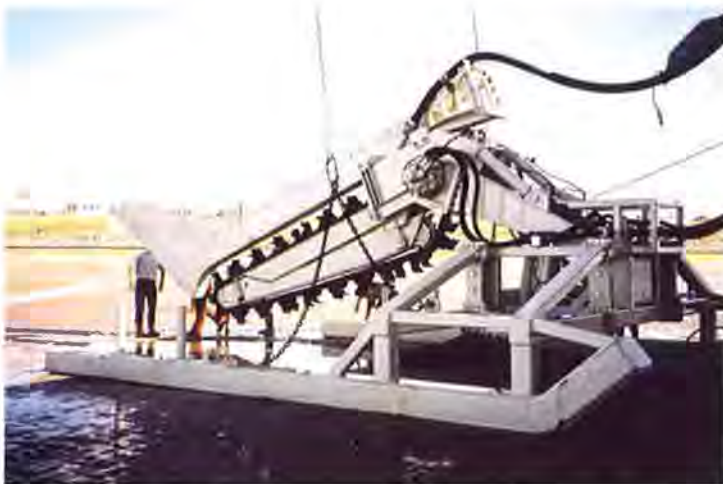
De installatieschepen worden gebruikt om fundaties en turbines te installeren. Oudere typen installatieschepen kunnen worden gebruikt, zoals de "Muhibbah MEB-JB1", maar ook nieuwe typen die speciaal voor de installatie van windturbines zijn ontwikkeld, zoals "Jumping Jack", "Resolution", "A2SEA". Indien er grote reparaties moeten worden uitgevoerd, zoals de vervanging van de rotorbladen, dan zullen soortgelijke installatieschepen worden ingezet.



Figuur 4.5: Als indicatie van een installatieschip de "Jumping Jack" bij Arklow Bank

Kabellegschepen

De kabels tussen de turbines en van de turbines naar het transformatorstation worden ingegraven, evenals de kabels die van het park richting kust lopen. Voor het ingraven van de kabels zijn speciaal ontwikkelde schepen beschikbaar. Indien uit inspecties blijkt dat kabels niet meer op (voldoende) diepte liggen, dan worden deze opnieuw ingegraven. Voorbeelden van deze schepen zijn "Coastal Spider" en "Coastal Bigfoot". Door deze schepen wordt de kabelingraver over de zeebodem gesleept (zie figuur 4.6).



Figuur 4.6: Kabelgraver (Smarttrencher – Dutch Sea Cable)

Boor- en hei-installaties

Om fundaties de zeebodem in te krijgen zijn installaties ontwikkeld om te boren en te heien. IHC of Menck bezitten hei-installaties, Seacore Ltd. boorinstallaties.

Tot slot is het van belang nog een type boot te noemen en dit is het type dat wordt ingezet bij het vervoeren van personeel naar de turbines, de zogenaamde supplier. Hier zijn vele varianten van, maar gedacht wordt aan een catamaran die snel is te verplaatsen en die zich dicht tegen de turbines kan zetten, zodat het voor het personeel veilig is van en aan boord te gaan.

5 VERLICHTINGSPLAN

5.1 Inleiding

In dit verlichtingsplan wordt ingegaan op welke verlichting wordt gebruikt voor het windpark, maar ook markeringen en geluidssignalen zullen aandacht krijgen. Achtereenvolgens komen navigatieverlichting, luchtvaartverlichting, markering, geluidssignalen en radarreflectoren en obstakelmarkering tijdens de bouw van het windpark aan bod.

5.2 IALA richtlijn

In het verlichtingsplan dient de wijze van verlichting, markering, gebruik van lichtsignalen, kleurstelling etc. beschreven te worden. De *International Association of Marine Aids to Navigation and Lighthouse Authorities* (IALA) heeft in juli 2000 richtlijnen voor markering en verlichting van windparken vastgesteld en deze richtlijnen in december 2004 gereviseerd (IALA Recommendation O-117). Deze richtlijn is bedoeld ter vergroting van de zichtbaarheid van windparken voor de scheepvaart. Dit verlichtingsplan is gebaseerd op deze gereviseerde IALA richtlijn.

5.3 Navigatie verlichting

Voor de scheepvaart is het van belang dat het windpark duidelijk zichtbaar is. Iedere windturbine die zich op een hoekpunt van het park bevindt of waar de vorm van de omtrek van het park verandert, wordt voorzien van een flitsend geel licht (Orga type FML 155SA of gelijkwaardig) met een zichtbaarheid van 5 zeemijl. Voor het gemak worden deze turbines nu aangeduid met de letter "A". Indien meer dan drie zeemijlen tussen twee turbines A liggen, dan worden aanvullend turbines met dit licht uitgevoerd. Het gaat hierbij dan uitsluitend om turbines die zich aan de buitenkant van het windpark bevinden.

Het gele flitslicht wordt bevestigd aan de buitenzijde van het werkbordes, op 15 meter boven HAT-niveau, dat gericht is naar de buitenzijde van het park. De toren van de turbine kan zo het licht voor de scheepvaart niet tegenhouden. Ook de rotorbladen komen niet voor de verlichting.

Turbines die zich bevinden aan de buitenranden van het park en niet al zijn uitgerust met eerdergenoemde lichten en zich op twee zeemijlen afstand van "A"-turbines bevinden, worden eveneens voorzien van gele flitsverlichting, alleen dan met een zichtbaarheid van slechts twee zeemijl en met een ander flitsfrequentie dan de lichten op de "A"-turbines. Turbines met deze uitrusting worden gemakshalve aangeduid met de letter "B".

Omdat het voor de scheepvaart niet wenselijk is om allerlei verschillende verlichting aan te brengen (het zogenaamde kerstboomeffect), bestaat de scheepvaartverlichting dus uitsluitend uit geel flitslicht op diverse turbines aan de buitenrand van het windpark. Uit de wijziging van de Wbr-vergunning van het windpark Q7 blijkt dat rode obstakelverlichting op de turbines ter hoogte van het werkbordes aan de randen van het park niet uitgevoerd mogen worden. Dit is dan ook de reden dat alleen voor geel flitslicht wordt gekozen.

Uit de IALA-richtlijn blijkt dat de scheepvaart- of navigatieverlichting als een belangrijk hulpmiddel wordt beschouwd en zodoende minimaal 99 procent beschikbaar moet zijn. Dit wil zeggen dat de verlichting in totaal ten hoogste 87,5 uur per jaar in storing mag zijn. Om deze reden wordt de navigatieverlichting (en de misthoorns die later worden besproken) aangesloten op een oplaadbare accubatterij die een periode van 36 uur kan overbruggen. De scheepvaartverlichting, de misthoorns en de accubatterijen worden preventief onderhouden en middels een monitoringsysteem op afstand bewaakt. Storingen worden direct gesignaleerd en kunnen vervolgens verholpen worden door monteurs heen te zenden. 36 uur is voldoende om de reparaties uit te voeren, dan wel bij stroomuitval een kleine generator op te starten of een vervangende accubatterij te brengen.

In de figuur van bijlage 4 worden de onderscheiden windturbine-typen "A" en "B" weergegeven.

5.4 Luchtvaartverlichting

De luchtvaart in dit deel van de Noordzee is gewend aan de verlichting zoals die wordt toegepast op de olie- en gasplatforms op het Nederlands Continentaal Plat. Dit is dan ook de reden dat deze luchtvaartverlichting zoals voorgeschreven volgens het Mijnreglement continentaal plat (Mrp) als uitgangspunt wordt genomen bij dit offshore windpark.

Een offshore windpark wordt volgens de IALA-richtlijn opgevat als één offshore installatie. De buitencontouren en de hoekpunten worden geaccentueerd, zodat de luchtvaart de vorm en omvang van het windpark kan herkennen.

Op het dak van iedere windturbine wordt een rood obstakellicht geïnstalleerd. Ook op het dak van het transformatorstation wordt een dergelijk licht geïnstalleerd. Het obstakellicht heeft een sterkte van 50 candela (type Orga L55SA). Het windpark is vanuit de lucht dus te herkennen aan de rode obstakellichten aan de bovenkant op iedere turbine.

De rode obstakelverlichting brandt continue, in verband met eisen van het Directoraat-Generaal Transport en Luchtvaart (DGTL) en het is dus niet geoorloofd om knipperende verlichting te gebruiken.

5.5 Markering

De buitenzijde van de fundatiepaal en de toren van de turbine tussen HAT-zeeniveau (HAT = Highest Astronomical Tide) en 15 meter boven HAT-zeeniveau wordt geel geverfd, zoals aanbevolen in de IALA-richtlijn. Indien het werkbordes met verlichting boven deze 15 meter is bevestigd, dan wordt de toren tot aan dit werkbordes geel geverfd. Reflecterende gele verf kan ook een optie zijn, maar er dient dan eerst duidelijkheid verschaft te worden over de levensduur, onderhoudsgevoeligheid, kosten en milieuaspecten van deze verf.

5.6 Geluidssignalen en radarreflectoren

Op elke turbine die op een hoekpunt in het park staat of op een punt waar de omtrek van het park verandert, de zogenoemde turbine A, wordt een misthoorn geplaatst (type ORGA FH800/5/SA of gelijkwaardig). Het bereik bedraagt 2 zeemijl (= 3,7 kilometer).

Voor de bepaling van overige turbines met een misthoorn, zal worden uitgegaan van een denkbeeldige afstand van 2 zeemijl rondom het windpark, zoals de afstandseis inhoudt.

De misthoorns kunnen handmatig en automatisch worden bediend. Door middel van een mistdetector (ORGA type VF500) zullen de misthoorns automatisch worden ingeschakeld. De mistdetector zal op een zichtbaarheid van 2 NM worden ingesteld. De misthoorns zullen voldoen aan de eisen van Rijkswaterstaat Noordzee.

Enkele windturbines aan de buitenrand van het windpark zullen worden voorzien van een radarreflector (ORGA type SSRR500) op het bordes op ongeveer 15 meter boven HAT-zeeniveau. De radarreflector voldoet aan de IALA-richtlijnen.

In de figuur in bijlage 4 is weergegeven welke turbines een misthoorn en/of een radarreflector hebben.

5.7 **Obstakelmarkering tijdens bouw**

De obstakelmarkering tijdens de bouwperiode dient goedgekeurd te worden door het Kustwachtcentrum.

Tijdens de constructie van het windpark zullen de gebieden waar constructiewerkzaamheden plaatsvinden moeten worden gemarkeerd conform de IALA richtlijn voor maritieme navigatiesystemen (IALA Maritime Buoyage System (MBS)).

Zodra een funderingspaal is geïnstalleerd, wordt op deze paal een tijdelijk platform geplaatst met een wit flitslicht (ORGA type L303SA-M of gelijkwaardig) met een accubatterij. Omdat bij de installatie van de funderingspaal nog geen 30 meter hoogte wordt bereikt, is luchtvaartverlichting niet nodig. Indien deze 30 meter wel wordt overschreden dient een rood obstakellicht te worden gemonteerd met een lichtsterkte van 50 candela (ORGA type L55SA).

Gedurende de installatieperiode vindt mistwaarschuwing plaats door de op dat moment toch al aanwezige wacht- en installatieschepen. Als deze schepen een schip op hun radar zien naderen, dan wordt dit schip opgeroepen en gewaarschuwd.

Na de installatie van de complete windturbines op de hoekpunten, worden de scheepvaartverlichting, luchtvaartverlichting en misthoorn plus de oplaadbare accubatterij aangesloten op de kleine dieselgenerator die zich standaard in elke windturbine bevindt. Nadat de netaansluiting is gerealiseerd blijft deze generator in de turbine voor gebruik bij noodgevallen, zoals kabelbeschadigingen.

6 CALAMITEITENPLAN

6.1 Inleiding

In Artikel 4.1 van de 'Beleidsregels inzake toepassing Wet beheer rijkswaterstaatswerken op installaties in de exclusieve economische zone' staat beschreven dat een calamiteitenplan een vereist onderdeel is van de vergunningaanvraag. Dit calamiteitenplan heeft tot doel betrokkenen voor te lichten, teneinde snel en efficiënt te kunnen reageren bij calamiteiten. Het plan geeft maatregelen aan die in deze voorkomende gevallen genomen moeten worden. Die voorvallen worden bedoeld die een ernstige bedreiging vormen voor de veiligheid van de op het werk aanwezige personen, van de scheepvaart of visserij, voor de verontreiniging van de zee, danwel voor de bescherming van de natuur en milieu. Niet alleen zal ingegaan worden op de bestrijding van dergelijke voorvallen, maar ook op de beperking van de gevolgen van deze voorvallen. Vooruitlopend op de uiteindelijke bouw- en aanleg van het windpark Breeveertien II zal Airtricity met andere initiatiefnemers verschillende calamiteitenplannen met elkaar vergelijken met het oog op gelijkgeschakeling.

In dit calamiteitenplan wordt aangegeven hoe bij verschillende calamiteiten zal worden gehandeld. Een onderscheid wordt gemaakt tussen calamiteiten met personeel (tijdens bouw en operatie), met scheepvaart en visserij en met milieucalamiteiten. Tot slot wordt een bereikbaarheidsschema weergegeven dat als hulpmiddel dient indien zich een calamiteit voordoet.

6.2 Personeel tijdens bouw en operatie

De site-manager is het eerste aanspreekpunt indien zich een calamiteit voordoet. De coördinatie in geval van een calamiteit zal vanuit het projectkantoor op de wal plaatsvinden. Er zal een lijst met contactpersonen en telefoonnummers worden opgesteld die belangrijk kunnen zijn bij een calamiteit. Al het personeel dat offshore tewerkgesteld zal worden dient in het bezit te zijn van de benodigde (gezondheids-)certificaten, zodat bijvoorbeeld eerste hulp kan worden toegepast indien nodig.

Er zijn diverse calamiteitsscenario's denkbaar en het is daarom verstandig vooraf te bepalen wat men moet doen indien een voorval plaatsvindt. Denkbare scenario's voor personeel tijdens de bouw en tijdens operatie komen nu aan de orde.

6.2.1 Man overboord

Indien een persoon in het water valt tijdens het aan boord gaan of verlaten van een schip in een haven, dan moet degene die het voorval waarneemt de kapitein van het schip waarschuwen en een reddingsprocedure inzetten om de persoon in kwestie te redden. Denk hierbij aan het toegooien van een reddingsboei, touwladder etc. Indien een persoon overboord valt tijdens de reis vanuit de haven naar het turbinepark, dan dient de kapitein van het betreffende schip direct gealarmeerd te worden door middel van het roepen van 'man over boord'. Op hetzelfde moment zal een reddingsboei of een ander drijvend hulpmiddel in het water gegooid worden. Degene die het voorval waarneemt moet continue de te water geraakte persoon in de gaten houden en zo dicht mogelijk in de richting van de betreffende persoon gaan staan, zodat de kapitein weet waar iemand in het water ligt. De hoorn van het schip moet geblazen worden, zodat andere schepen worden gealarmeerd. Externe assistentie wordt gezocht. De kapitein

zal Man Over Board (MOB) alarm slaan en de service-manager informeren en het Kustwachtcentrum alarmeren, in verband met het eventueel opstarten van een Search and Rescue (SAR) actie. De reddingsoperatie moet uitgevoerd worden in overeenstemming met de interne procedure van het betreffende schip. Wanneer de te water geraakte persoon weer aan boord is, zal iemand eerste hulp moeten geven. De kapitein moet dan naar land varen, zodat de persoon naar een ziekenhuis kan worden gebracht. De site-manager moet worden geïnformeerd als de reddingsoperatie voorbij is.

Als een persoon te water raakt vanaf een installatie op zee, zoals een turbine, dan zal het overige personeel schepen in de omgeving moeten alarmeren. Ook zal contact moeten worden gezocht met het Kustwachtcentrum, die dan actie zal gaan ondernemen. Het overige personeel zal een reddingsboei moeten gooien en het slachtoffer moeten assisteren, zonder zelf gevaarlijke manoeuvres uit te halen. Een schip is altijd in de buurt als er turbines bemand zijn, zodat binnen 10 minuten geassisteerd kan worden bij man over boord.

6.2.2 Brand

De procedure tijdens brand is als volgt: breng mensen in veiligheid, geef alarm, bestrijd het vuur en minimaliseer schade.

De noodstop zal ingedrukt moeten worden en geprobeerd moet worden of de hoofdschakelaar kan worden uitgezet. Als personeel naar beneden moet worden gehaald, dan moet men oppassen voor de risico's van vallende onderdelen en dient men een veilige plaats te zoeken. Indien mogelijk zullen brandgevaarlijke materialen en vloeistoffen verwijderd worden. Als het vuur niet te blussen is, dan moet men de installatie verlaten.

Indien er brand op een schip is, dan zal de kapitein het Kustwachtcentrum en schepen in de buurt moeten alarmeren. Geprobeerd moet worden het vuur te bestrijden in overeenstemming met de voorschriften van het schip. Alle passagiers moeten de instructies volgen van de kapitein.

Is er brand in een turbine of substation, dan moet het stand-by schip gealarmeerd worden. Het vuur zal bestreden worden met de handblusser, voor zover hierbij de persoonlijke veiligheid niet te zeer in het geding komt. Iedereen dient zich te realiseren dat schadelijke stoffen bij een brand kunnen vrijkomen.

6.2.3 (bijna) Ongeval

Als zich een ongeval voordoet, dan moet een hulpdienst worden ingeschakeld door 112 te bellen, zodat de betreffende persoon naar het vasteland kan worden vervoerd. Als dit niet veilig kan gebeuren, dan zal het Kustwachtcentrum moeten worden ingeschakeld. Zij schakelen indien nodig de Radio Medische Dienst in van de Koninklijke Nederlandse Redding Maatschappij. Zij kunnen medische adviezen (Radio Medisch Advies: RMA) geven en indien blijkt dat het slachtoffer zo ernstig ziek of gewond blijkt dat hij of zij van boord moet worden gehaald, coördineert het Kustwachtcentrum in samenspraak met de Radio Medische Dienst de evacuatie (Medevac). De site-manager moet van ieder ongeluk op de hoogte worden gebracht. Hij moet de oorzaak van het ongeluk wegnemen en de autoriteiten op de hoogte brengen in overeenstemming met het HSE-plan. Slachtoffers dienen naar een ziekenhuis gebracht te worden voor onderzoek.

Windturbines kunnen worden verlaten door de ladder naar beneden te nemen vanaf het platform. Een schip kan onderaan de personen opvangen. Al het personeel in de turbine heeft een training gehad om henzelf of collega's te redden met behulp van de veiligheidsuitrusting die aanwezig is in elke turbine. Het milieu- en kwaliteitszorgsysteem van Airtricity dient te worden nageleefd. Indien een persoon geëvacueerd moet worden met een helikopter, dan zal de evacuatie-uitrusting gebruikt dienen te worden. In alle gevallen dienen de aanwijzingen van het helikopterpersoneel opgevolgd te worden. Evacuatie vanaf het transformatorstation kan met behulp van een helikopter, een catamaran, een noodvlot of via een ladder naar het water. De vluchtrouten en vluchtprocedures zullen in overleg met de ontwikkelaar van het transformatorstation nader worden vastgesteld.

Evacuatie uit schepen, installaties etc. is geïnitieerd via het Kustwachtcentrum in overeenstemming met de normale procedures op een schip. Evacuatie per helikopter wordt uitgevoerd in overeenstemming met de normale procedures van het Kustwachtcentrum. De site-manager wordt bij alle evacuaties geïnformeerd.

6.2.4 Acute ziekte

Als er sprake is van acute ziekte, dan zal het stand-by schip opgeroepen worden om de patiënt te evacueren. Indien de evacuatie niet veilig kan worden uitgevoerd met behulp van een schip, dan zal de kapitein het Kustwachtcentrum om assistentie vragen. Medisch advies kan men vragen aan het Kustwachtcentrum. Zij schakelen indien nodig de Radio Medische Dienst in van de Koninklijke Nederlandse Redding Maatschappij. Zij kunnen medische adviezen (Radio Medisch Advies: RMA) geven en indien blijkt dat het slachtoffer zo ernstig ziek of gewond blijkt dat hij of zij van boord moet worden gehaald, dan coördineert het Kustwachtcentrum in samenspraak met de Radio Medische Dienst de evacuatie (Medevac).

De site-manager regelt verdere medische behandeling met een dokter of ziekenhuis indien nodig en rapporteert hierover in een 'ziekerapport'.

6.2.5 Onweersbuien

Onweer en bliksem zijn extreem gevaarlijk op zee. Tijdens onweer zal niet gevaren of gevlogen worden tussen of naar/van turbines. Indien er een risico bestaat voor opkomende storm, dan zal het windpark worden verlaten. De risico's op letsel tijdens bliksem zijn groot, dus de volgende voorschriften dienen te worden nageleefd. Het werk op het windpark zal gestopt worden indien bliksem wordt gezien, maar nog geen donder wordt gehoord. De afstand van het onweer is dan ongeveer 10 tot 30 kilometer. Het windpark kan verlaten worden. Indien er donder wordt gehoord, dan zal meteen gestopt moeten worden met het werk. Het onweer zit binnen 15 kilometer. Personen zullen naar veilige havens moeten gaan en daar blijven totdat het onweer voorbij is. Dit is op het moment dat geen flitsen meer worden gezien en een uur verstreken is sinds de laatste donder.

Sommige plekken zijn veilig tijdens storm en andere niet. Het is dan goed om aan te geven welke. Platforms binnen windturbines en transformatorstations zijn veilig indien men meer dan een 0,5 meter van de wanden en metalen delen is verwijderd. Platforms met aparte ruimten voor installatie en transformatoren etc. zijn veilig indien deze

gesloten zijn en alles naar behoren functioneert. Als een windturbine niet tijdig verlaten kan worden, dan zal het personeel naar de bodem van de turbine moeten gaan zonder iets aan te raken. Deze locatie wordt aangegeven. De site-manager wordt geïnformeerd en zijn instructies dienen te worden opgevolgd.

6.2.6 Opkomend slecht weer

Kapitein en site-manager moeten continue het weer monitoren. Als de kapitein stelt dat het onveilig is, dan wordt personeel niet afgezet of opgehaald. Tijdens extreme weerscondities als sterke wind en ruwe zee kan het nodig zijn evacuatie uit te stellen. Personeel dient in de turbine te blijven en naar beneden te komen. De site-manager wordt geïnformeerd en zijn instructies dienen te worden opgevolgd.

6.2.7 Bommelding, gijzeling of sabotage

Indien het windpark onderwerp is van een vorm van terrorisme, de volgende handelingen dienen te worden verricht. Hierbij is het van enorm belang om notities te maken.

Bommelding en gijzeling: te allen tijde dient 112 te worden gebeld. De volgende aanwijzingen zullen gevolgd worden:

- Blijf kalm en beleefd;
- Onderbreek de persoon die belt niet;
- Hou het gesprek gaande door vragen te stellen;
- Herhaal de bedreiging, mogelijk woord voor woord;
- Maak notities.

Bij sabotage dient 112 gebeld te worden.

Vandalisme aan turbines, schepen of uitrusting wordt gerapporteerd aan de politie en aan de verzekering.

6.3 Scheepvaart en visserij

6.3.1 Schip op drift

Er bestaat een risico dat schepen in de regio op drift raken vanwege motorproblemen, stuurproblemen of vanwege gebrek aan brandstof. Zo'n schip op drift is dan een risico vanwege botsingsgevaar met turbines, transformatorstation of andere schepen. Het Kustwachtcentrum wordt geïnformeerd bij dergelijke schepen op drift en zendt waarschuwingen uit naar de scheepvaart. Als de situatie daarom vraagt, zullen personen van de turbines worden geëvacueerd. Indien schepen op drift worden waargenomen, dient contact met het Kustwachtcentrum te worden opgenomen.

Als het Kustwachtcentrum wordt geïnformeerd over drijvende objecten in de regio, dan zullen zij de site-manager informeren. De site-manager neemt dan de nodige voorzorgsmaatregelen ter protectie van het personeel en de installaties. Indien scheepspersoneel tijdens het werk in het turbinepark drijvende objecten waarneemt, zal de site-manager geïnformeerd worden. Deze neemt dan contact op met het Kustwachtcentrum en zal verdere actie ondernemen in samenwerking met deze kustwacht.

6.3.2 Aanvaring

Indien er een aanvaring plaatsvindt, moet het Kustwachtcentrum worden gealarmeerd. Iedereen in het gebied is verplicht te helpen bij het vinden van mogelijke slachtoffers, die naar de dichtstbijzijnde haven gebracht dienen te worden. In het geval van aanvaring kan olie lekkage voorkomen. Maatregelen ter bestrijding van de lekkage en ter bescherming van milieu en veiligheid dienen dan, indien mogelijk, meteen te worden genomen. Ook zal hierover meteen gerapporteerd worden.

6.4 Milieu

Het risico op milieucalamiteiten is laag. Olielekkage kan voorkomen indien materiaal het begeeft, zoals gebroken hydraulische slangen. Indien er olie wordt gelekt, dan dient dit direct gestopt dan wel geminimaliseerd te worden en dient het incident gerapporteerd te worden in overeenstemming met de Nederlandse procedures voor milieubescherming. In de turbines worden maatregelen genomen om te voorkomen dat olie in het milieu terecht komt. Onder de belangrijkste plaatsen waar olie kan lekken worden voorzieningen getroffen om olie op te vangen (zogenaamde oil collection systems). De gelekte olie wordt zo opgevangen en verzameld in een centraal opvangsysteem.

Lekkage van ontvlambare vloeistoffen kan in het ergste geval leiden tot brand. Actie zal snel plaats moeten vinden en er dient over gerapporteerd te worden. Voorkomen moet worden dat de lekkende stof zich verspreidt, door absorberend materiaal te gebruiken of de stof in te dammen. Aangestast materiaal dient geïsoleerd te worden van de omgeving en veilig afgevoerd te worden. Bij een milieucalamiteit zijn alle personen in de regio verplicht te helpen. Rijkswaterstaat Noordzee en het Kustwachtcentrum worden geïnformeerd. Verontreiniging wordt gerapporteerd middels het standaard meldingsformulier (11 punten formulier).

Al het afval dient te worden verzameld en naar de kust te worden gebracht. Grote drijvende objecten of andere gevaarlijke objecten voor schepen en milieu worden gerapporteerd aan de site-manager en zo snel mogelijk verzameld. Ook het Kustwachtcentrum wordt hierover geïnformeerd. Het is niet toegestaan afval te laten accumuleren. Afvalverwijderingsprocedures zullen worden opgevolgd.

6.5 Bereikbaarheidsschema

Uit de reeds genoemde calamiteiten uit de vorige paragrafen valt te herleiden wie bij welke calamiteit benaderd dient te worden. Om dit overzichtelijk weer te geven wordt in tabel 6.1 een lijst van calamiteiten genoemd met daarachter wie wordt benaderd.

Tabel 6.1: Bereikbaarheidsschema calamiteiten

Calamiteit	Wie wordt benaderd?
Man over boord	Waarnemer informeert kapitein Kapitein informeert Kustwachtcentrum, service manager en omliggende schepen
Brand	Waarnemer informeert kapitein Kapitein informeert Kustwachtcentrum en omliggende schepen
Ongeval	Waarnemer schakelt hulpdiensten in via 112 Indien vervoer naar land probleem is, dan ook contact met Kustwachtcentrum (en Radio Medische Dienst) voor radio medisch advies (RMA) en mogelijk medische evacuatie (Medevac).
Acute ziekte	Standby schip informeren voor evacuatie Indien vervoer naar land probleem is, dan ook contact met Kustwachtcentrum (en Radio Medische Dienst) voor radio medisch advies (RMA) en mogelijk medische evacuatie (Medevac).
Onweer	Kapitein/waarnemer informeert site-manager
Opkomend slecht weer	Kapitein/waarnemer informeert site-manager
Bommelding, gijzeling of sabotage	Waarnemer schakelt hulpdiensten in via het Kustwachtcentrum. Zij schakelen politie en justitie in.
Schip op drift	Waarnemer informeert site-manager Site-manager alarmeert Kustwachtcentrum Indien anderen een schip op drift waarnemen, dan wordt via het Kustwachtcentrum de site-manager gealarmeerd en kunnen maatregelen getroffen worden.
Aanvaring	Waarnemer informeert site-manager Site-manager alarmeert Kustwachtcentrum Indien anderen een aanvaring waarnemen, dan wordt via het Kustwachtcentrum de site-manager gealarmeerd en kunnen maatregelen getroffen worden.
Milieu	Waarnemer alarmeert Kustwachtcentrum, Rijkswaterstaat Noordzee en site-manager

7 VERWIJDERINGSPLAN

7.1 Inleiding

In dit verwijderingsplan staat beschreven op welke manier de verschillende onderdelen van het windpark worden ontmanteld. Nadat aangegeven wordt welke onderdelen worden verwijderd en welke voorbereidingen nodig zijn, komen achtereenvolgens turbines, fundaties, transformatorstation, bekabeling, erosiebescherming en tot slot de opleveringscontrole aan bod.

7.2 Te verwijderen onderdelen

Het windpark heeft een levensduur van 20 jaar. Nadat deze levensduur is beëindigd zal het park moeten worden ontmanteld conform resolutie 1989 van de Internationale Maritime Organisation (IMO). In dit verwijderingsplan staat beschreven op welke wijze het werk verwijderd zal worden. Tegen het einde van de levensduur van het werk zal het verwijderingsplan gedetailleerd worden uitgewerkt en worden aangepast aan de stand der techniek van dat moment. Hierin worden ook de HSE-aspecten bekeken en aangepast aan de inzichten van die tijd.

In het kort wordt het volgende verwijderd of achtergelaten, rekening houdend met zowel korte als langetermijneffecten voor het milieu:

- Wind turbines – geheel verwijderd;
- Funderingen – verwijderd tot 6 meter onder zeebedniveau;
- Bekabeling tussen turbines – veilig achterlaten door ingraven;
- Bekabeling van turbinepark naar kust - veilig achterlaten door ingraven;
- Aanlanding kabels – veilig verwijderen of veilig achterlaten met inachtneming van natuurlijke processen van kustverplaatsing;
- Erosiebescherming – intact laten;
- Bekabeling op land – laten liggen indien deze zijn ingegraven;
- Grid connectie op land – materiaal veilig verwijderen;
- Gebouwen op land – ombouwen voor ander doel of verwijderen.

7.3 Voorbereiding

Bij de aanvang van de ontmanteling zal een projectteam worden samengesteld. Dit team zal bestaan uit Airtricity, een uitvoerende aannemer die ervaring heeft met ontmanteling van offshore-installaties, Rijkswaterstaat Noordzee en het Kustwachtcentrum. Tijdens de voorbereiding zal dit projectteam plannen gedetailleerd uitwerken voor de verwijdering van de verschillende nog te bespreken componenten van het windpark. De verwijdering van de verschillende elementen zullen op een veilige en milieuvriendelijke wijze plaatsvinden. Dezelfde HSE-aspecten gelden hier als bij de oprichting en onderhoud van het windpark. Er zal een planning worden gemaakt van de uit te voeren werkzaamheden, rekening houdend met het in te zetten materiaal en omgevingsfactoren. De planning komt er globaal als volgt uit te zien:

Periode 1	Periode 2	Periode 3	Periode 4	Periode 5	Periode 6
Inleidend overleg met Rijkswaterstaat Noordzee (minimaal 4 jaar voor daadwerkelijke verwijdering)	Gedetailleerde besprekingen, voorlegging en overweging van een ontwerp-programma	Overleg met belanghebbende partijen	Formele indiening van een programma en een goedkeuring in het kader van de beleidsregels inzake toepassing Wbr op installaties in de Exclusief Economische Zone	Begin van feitelijke verwijdering en monitoren van de locatie	Monitoren van de locatie
Duur	Einde jaar 1	Einde jaar 2	Einde jaar 3	Verwijdering voltooid bij einde jaar 4	In akkoord met Rijkswaterstaat Noordzee

In eerste fase wordt overleg gevoerd tussen de operator en het projectteam over de planning en het ontmantelingsproces. In de tweede periode wordt gedetailleerder overleg gevoerd en wordt een eerste ontwerp van een ontmantelingsprogramma gemaakt. Aan het einde van periode 2 dient dit ontmantelingsprogramma overlegd te worden aan Rijkswaterstaat Noordzee. In periode 3 zal in het kader van een transparant en open proces overleg met belanghebbenden worden gevoerd. In periode 4 wordt een definitief programma vastgesteld, waarna in periode 5 met de feitelijke ontmanteling wordt gestart. De feitelijke verwijdering zal in de zomermaanden geschieden, wanneer de windsnelheden het laagst zijn. De duur van de monitoring van de betreffende locatie in periode 5 en 6 wordt nader vastgesteld in overleg met Rijkswaterstaat Noordzee.

7.4 Verwijdering turbines

De verwijdering van de turbines is nagenoeg het omgekeerde proces van installatie. Eén hijsschip is nodig gedurende een winter- of zomerseizoen. De verwijdering van de turbines ziet er als volgt uit:

- Verwijdering van alle giftige stoffen in de turbines (zoals oliereserves) voor verwerking op land;
- Aftappen leidingen;
- Mobilisering van een drijvende bok met voldoende hijscapaciteit, een transportponton met sleepboot en een werkschip naar het windpark;
- Maken van verbindingen tussen haak en turbine, met gebruikmaking van de hijspunten welke zijn gebruikt bij de installatie;
- Zetten van spanning op het systeem;
- Doorbranding van bouten boven het transitiestuk (indien aanwezig);
- Doorsnijden van kabels tussen turbine en fundatie;
- Afhijzen van de turbine;
- Neerleggen van turbine op ponton en vastzetten;
- Transporteren naar kust, waar verdere ontmanteling plaatsvindt.

Indien de turbine niet in zijn geheel kan worden afgevoerd, dan dienen eerst de rotorbladen en motorgondel verwijderd te worden. Meerdere turbines worden op een dergelijke manier ontmanteld en afgevoerd naar de kust. Eenmaal aan wal worden de volgende stappen gezet:

- Alle staalonderdelen worden verkocht voor recycling. Dit is het grootste gedeelte van de turbine;
- De rotors (fiberglas) worden verwerkt in overeenstemming met de dan bij de verwijdering geldende regels. Een mogelijkheid is het te verwerken tot pulp voor holte isolatie in gebouwen;
- Alle zware metalen en toxische stoffen worden verwijderd in overeenstemming met dan geldende relevante regels.

7.5 Verwijdering fundaties

De verwijdering van de fundatie is afhankelijk van het gekozen fundatietype. Monopile fundaties worden op de volgende manier verwijderd:

- Een jack-up, een transportponton met sleepboot en een werkschip positioneren zich bij de te verwijderen fundering;
- De hyshaak van de bok wordt aan het transitiestuk vastgemaakt;
- Het transitiestuk wordt boven zeebedniveau doorgesneden, evenals de J-tube en de kabels, en vervolgens omhoog gehesen en op het transportponton neergelaten;
- Met behulp van een airlift systeem wordt de grond in de funderingspaal verwijderd tot een diepte van circa 6 meter onder zeebodem niveau;
- Vervolgens wordt een snijmachine in de paal afgelaten;
- De snijmachine snijdt de paal op een diepte van 6 meter onder de zeebodem door;
- De bok hijst de paal omhoog en maakt een tweede verbinding aan de onderzijde van de paal;
- De bok legt de paal op een transportponton die inclusief het transitiestuk naar een zeehaven wordt gesleept.

Het is onwaarschijnlijk dat de fundering in zijn geheel kan worden verwijderd wegens de overweldigende kracht die ervoor nodig is.

Tripod fundaties worden als volgt verwijderd:

- Een jack-up, een transportponton met sleepboot en een werkschip positioneren zich bij de te verwijderen fundering;
- Met behulp van een airlift systeem wordt de grond in de palen verwijderd tot een diepte van circa 6 meter onder zeebedniveau;
- De palen worden afgezaagd circa 6 meter onder zeebedniveau met behulp van een snijmachine;
- Het jacket wordt met een stuk van de funderingspalen met behulp van de drijvende bok op het transportponton gehesen en kan worden naar de kust.

Gravity bases worden op de volgende manier verwijderd:

- Een jack-up, een transportponton met sleepboot en een kraanschip positioneren zich bij de te verwijderen fundering;
- De vulling van de beton- of staalconstructie wordt verwijderd met behulp van een kraanschip;
- De beton- of staalconstructie kan in zijn geheel verwijderd worden, door deze op te tillen boven zeeniveau en het water er uit te pompen. De constructie kan vervolgens worden afgevoerd naar de kust met het transportponton;
- Indien de beton- of staalconstructie te groot is om in zijn geheel te worden afgevoerd, dan kan de constructie in kleinere delen worden gezaagd en met behulp van een transportponton naar de kust worden getransporteerd.

7.6 Verwijdering transformatiestation

Het transformatorstation zal op de volgende wijze worden verwijderd:

- Een jack-up, een transportponton met sleepboot en een werkschip positioneren zich bij het transformatorstation;
- Alle installaties aan boord van het platform zullen worden uitgeschakeld, leidingen worden afgetapt, kabels die naar het zeebed lopen worden doorgesneden, tijdelijke stellingen worden om de poten van het transformatorstation gebouwd, de poten worden grotendeels doorgezaagd vlak boven de geleidingen en alle losse onderdelen worden verwijderd of vastgemaakt op het dek van het station;
- Een jack-up zal de hijsstroppen aan de bestaande hijspunten vastmaken en voorspanning op het systeem zetten;
- De poten van het transformatorstation worden boven het jacket geheel doorgezaagd;
- Het dek van het transformatorstation zal worden afgehesen en op de drijvende bok worden geplaatst. Het dek wordt vervolgens vastgemaakt;
- Met behulp van een airlift systeem wordt de grond in de poten van het transformatorstation verwijderd tot een diepte van circa 6 meter onder zeebodembodem niveau;
- Vervolgens wordt een snijmachine in de paal afgelaten;
- De hijsstroppen van een jack-up zullen worden vastgemaakt aan de top van het jacket;
- Het jack-up schip zet voorspanning op het systeem;
- De jacketpoten zullen op meer dan 6 meter onder zeebedniveau worden afgezaagd;
- Het jacket wordt omhoog gehesen, gekanteld en op het transportponton gehesen en vastgemaakt;
- Transport naar eindbestemming voor verdere ontmanteling op land.

7.7 Verwijdering bekabeling

Conform IMO resolutie 1989 mag de elektrische bekabeling in het windpark en van het park naar de kust achterblijven in het zeebed. Bij de aanleg van de kabels zijn deze in de bodem gegraven en blijven daar dan achter. Mochten er redenen zijn om de kabels toch te verwijderen, dan zal dit op de volgende manier gebeuren:

- Een werkschip, met onderwaterrobot en een kabellegschip worden gemobiliseerd;
- De elektrische infrastructuur is reeds uitgeschakeld en doorgesneden bij de voet van de fundering van de windturbine;
- De kabel zal met behulp van de onderwaterrobot naar de oppervlakte worden gebracht;
- De kabel zal vervolgens door het kabellegschip uit de grond worden getrokken en worden opgewonden op de kabeltrommel;
- De kabel zal bij het landingspunt worden doorgesneden en zover nodig richting zee worden uitgegraven en worden afgevoerd;
- De landkabel wordt ontkoppeld bij het transformatorstation en doorgesneden circa 20m aan de oostzijde van de duinen ter plaatse van de start van de duinpassage.
- De landkabel wordt uitgegraven;
- Het transformatorgebouw wordt gesloopt of krijgt een andere bestemming.

7.8 Erosiebescherming

Eventueel aanwezige bodemerosie bescherming zal niet worden verwijderd. Een en ander conform IMO resolutie 1989. De intentie is om zo weinig mogelijk de zeebodem te verstoren, omdat tijdens het in bedrijf zijn van het park, de fundaties en erosiebescherming opnieuw gekoloniseerd zullen zijn. Bij de ontmanteling zullen nieuwe regelgeving of richtlijnen worden nageleefd.

7.9 Opleveringscontrole

Na de verwijderingwerkzaamheden zal een survey worden uitgevoerd van het zeebed om te verifiëren of alle verwijderbare onderdelen conform afspraak verwijderd zijn. Indien dit niet het geval blijkt te zijn, worden deze alsnog op deugdelijke wijze verwijderd.

Bijlage 1

MER
(zie separaat aangeleverd rapport)

Bijlage 2

Schetsontwerp (rapportage) Rambøll

Dutch Offshore Wind Farm Development

Conceptual Foundation Design

July 14th 2005

Ref	553414
Edition	0
Date	July 14th 2005
Appd.	JOM
Checked	KXA
Prepd.	LAJ

Table of contents

1.	Introduction	1
2.	Summary and Conclusions	2
3.	Design basis	3
3.1	Tower Structure	6
3.2	Secondary Steel	6
3.3	Corrosion Protection	7
4.	Monopile concept	8
4.1	General	8
4.2	Design Results	10
4.3	Discussion	13
5.	Tripod Concept	14
5.1	General	14
5.2	Design Results	16
5.3	Discussion	19
6.	Gravity Based Concept	21
6.1	General	21
6.2	Design Results	21
6.3	Discussion	23
7.	References	25

APPENDICES

- A – Drawings**
- B – Scatter Diagram**
- C – Driveability**

1. Introduction

The present document contains the conceptual foundation design suitable for the wind turbines proposed to be installed in the Dutch part of the north sea.

The design assessment contains extreme event analysis as well as natural frequency and fatigue analysis. The basis for design as well as the obtained results are summarized in the following chapters.

Three types of foundation, namely monopile, gravity based and tripod have been investigated in accordance with the scope of work ref./1/.

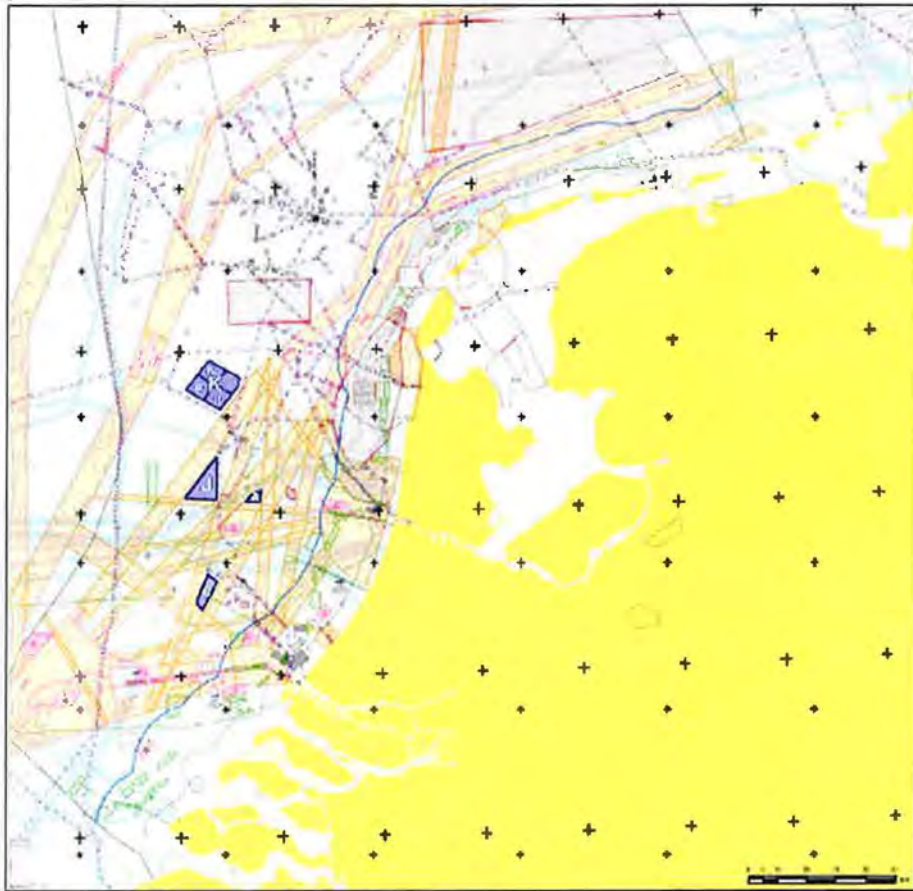


Figure 1-1 Map of Dutch Offshore Wind Farm Development location

2. Summary and Conclusions

The overall design summaries of the three investigated foundation concepts are stated below:

Pile Outer Diameter / max thickness (in soil)	7500 mm / 60 mm
Pile Outer Diameter / max thickness (at top of pile)	7461 mm / 50 mm
Weight of pile	452 t
Pile penetration	32 m
Transition Piece Outer Diameter Top / Bottom	4800 mm/7700 mm
Transition Piece Length/ max thickness	37.1 m
Weight of transition piece	288 t

Table 2-1 Design summary - Monopile

Base Width	Pile Diameter	Pile Penetration	Weight (excl. piles)	Piles (total)
30 m	84" (2.134m)	39 m	725 tonnes	244 tonnes

Table 2-2 Design Summary - Tripod

Bottom plate OD	Bottom plate height	Shaft OD	Cone height/Bottom Width	Skirt penetration
35 m	1 m	5500 mm	21 m/23 m	1 m
Concrete volume	Concrete mass	Sand volume	Sand mass	Skirt mass
1586 m ³	3886 tonnes	3519 m ³	6686 tonnes	13 tonnes

Table 2-3 Design summary - GBS

Typical armouring of the concrete structure is:

- Shaft: 250-300 kg/m³
- Cone: 100-300 kg/m³
- Bottom plate: 200 kg/m³

Total upper estimate of reinforcement steel is 400 tonnes.

The stated results are all based on the preliminary loads from the GE36sl turbine as well as wave load and one soil profile taken from /2/. The dimensions, weights etc are strictly intended for cost comparison purposes between the three concepts, and not for actual cost estimation of the project.

3. Design basis

General

The following section contains the design parameters used for conceptual design. The design is generally performed in accordance with ref. /4/. Primarily environmental design parameters are taken from /2/.

Interface Elevation

The interface elevation between foundation and tower is chosen sufficiently high to avoid the extreme wave reaching the interface platform and lower part of the tower.

As the extreme wave crest is assumed to reach elevation 12.6 m rt. NAP, the interface elevation is chosen to 14.1 m. This allows for an airgap of 1.5 m to the interface platform.

Wind Turbine

The foundation design is performed based on preliminary data for the GE3.6SL turbine. The following data are applied:

Hub and Nacelle Mass	Hub Height
290 Tonnes	74.6 m rt. NAP

Table 3-1 Wind Turbine Data

The hub height is based on an assumed minimum clearance of 5 m from the tip of the blade to the interface elevation. As the diameter of the rotor of the GE3.6SL turbine is 111 m, the hub height is located 60.5 m from interface elevation.

Water Depth and Marine Growth

The water depth on the location of the wind turbine is taken as 25 m relative to NAP. The following tide levels are applied:

LAT	MWL	HAT	EWL
-1.090 m	0.045 m	1.180 m	2.180 m

3-2 Water levels relative to NAP

Note: LAT = Lowest Astronomical Tide
MWL = Mean Water Level
HAT = Highest Astronomical Tide
EWL = Extreme Water Level (including storm surge)

As no information about the storm surge has been available a value of 1.000 m has been used.

Marine growth of 100 mm is applied from seabed to HAT. The thickness of the layer is added to the member radius.

Soil Conditions

The foundation design is performed for one representative soil profile.

Corrosion Allowance

A corrosion allowance of 8 mm is applied in the splash zone and 4 mm in a zone around mudline.

Extreme Wave and Current Loads

The extreme wave height is taken as 1.86 times the significant wave height for position H in /3/ and the associated period is taken as

$$T_{50} = \sqrt{103 \cdot H_{\max,50} / g}$$

The values used are given in Table 3-3.

50 Year Wave Height [m]	Associated Period [s]	Current Velocity [m/s]
15.60 m	12.80 s	0.89 m/s

Table 3-3 Wave and Current properties

Conservatively the wave and current directions are assumed fully aligned.

Hydrodynamic coefficients are applied as stated in Table 3-4. Rough values are applied in the marine growth zone, and smooth values are applied above this zone.

Coefficient	Smooth	Rough
C_D	0.65	1.05
C_M	1.60	1.20

Table 3-4 Hydrodynamic coefficients for extreme event analysis

Extreme Wind Loads

The load from the turbine is applied as nodal forces at the top of the foundation structure (interface elevation).

In the absence of detailed wind load information the generic from GE Wind are used, i.e.

Scenario	Horizontal force	Moment
Extreme load	1842 kN	112342kNm

3-5 Preliminary wind loads at the interface elevation

Load Combination and Partial Load Factors

The following basic loads are to be combined:

- Gravity loads
- Wind loads
- Wave and current loads
- Hydrostatic buoyancy loads

	Gravity, Hydro-static	Wave and Cur-rent	Wind
Partial Load Factors	1.00	1.35	1.35

Table 3-6 Partial Load Factors used in the extreme event analysis

The safety factors in Table 3-7 are applied. The natural frequency analysis is based on characteristic soil properties, whereas the extreme event analysis is based on the characteristic as well as the plastic soil conditions (the characteristic soil properties are used for steel stress analysis and plastic soil properties used for soil capacity evaluation).

Material Parameters	Characteristic Soil	Plastic Soil
Angle of internal friction ϕ	1.00	1.20
Cohesion c	1.00	1.30
Axial load-carrying capacity of piles	1.00	1.30

Table 3-7 Safety factors for soil capacity

Fatigue Loads

Probabilities of the wind speeds in ranges of 2 m/s are given for 8 directions in /2/. Likewise probabilities of wave heights in ranges of 0.5m for the same 8 directions are given. However no combined probability for wind and waves are given. In the current work the wave height is combined with a wind speed according to the total probability of non-exceedance (see Figure 3-1).

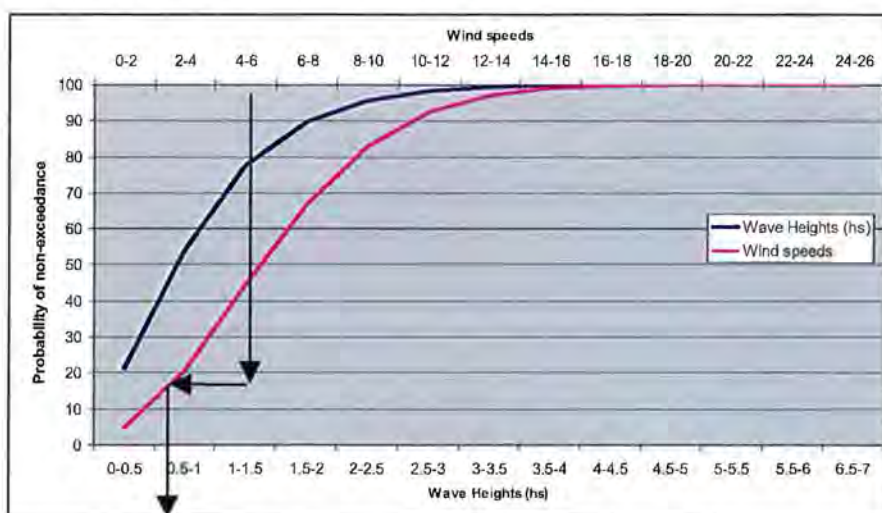


Figure 3-1 Total probability of non-exceedance for both wind speeds and Wave heights, taken from /2/.

This has lead to the following combination of wind and wave, where conservatively maximum values within the range are used for both wind speed and wave height (see Table 3-8)

Wind speed [m/s]	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26
Significant Wave height [m]	0.5	0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	4.0	4.5	4,5	5.0

Table 3-8 Combination of Wind speed and significant wave height.

The combined probability of both the wind and wave could be taken as either the probability of the wind (table 7.7 in /2/), the wave (table 7.2 in /2/), or a mixture. Test runs have been performed using both the probability of the wind and the wave separately. Slightly lower fatigue lives were calculated when using the scatter diagram from the wind compared to the scatter diagram of the wave.

Conservatively the probabilities of the wave scatter diagram are used.

3.1 Tower Structure

Only limited information regarding the layout of the turbine tower has been available during this study. Consequently, a representative tower has been used in the analyses. Tower height, tower sections and wall thicknesses have been kept constant for all three analysed concepts. However, the bottom diameter of the tower has been adjusted slightly for fitting the substructure.

3.2 Secondary Steel

Secondary steel on the foundation structures are in general included in the analyses by applying appropriate wave areas and masses, i.e. the additional loading from these structures are included. The following items are considered:

- One boat landing from elev. (-)1.5 m to (+)8.0 m rt. LAT
- One access ladder from elev. (-)1.5 m to interface
- Sacrificial anodes included by experience
- External platform as lumped mass at interface
- Minor secondary masses such as grout, internal platform etc.

3.3 Corrosion Protection

The corrosion protection of the structure must be obtained by a combination of coating, corrosion allowance and cathodic protection. The acceptable corrosion protection for each zone in the structure is summarized below:

- Atmospheric zone, where a high quality, multilayer coating shall protect the structure.
- Splash zone, where the protection consists of a combination of coating and corrosion allowance.
- Submerged zone, where cathodic protection shall be established, preferably in combination with coating.

The cathodic protection system (CPS) is based on sacrificial indium-activated aluminium anodes. The anodes are mounted externally on the structure.

4. Monopile concept

4.1 General

A monopile structure absorbs the applied overturning moment by rotation of the pile in the soil. This provides lateral resistance on each side of the pile shifting at the point of rotation.

The monopile is driven to its target penetration by a large hydraulic hammer and subsequently a transition piece is installed on top of the pile. The annulus between pile and transition piece is grouted with high performance grout. All secondary structures, such as boat landing, access ladder etc. is pre-mounted on the transition piece hence offshore installation time is minimised.

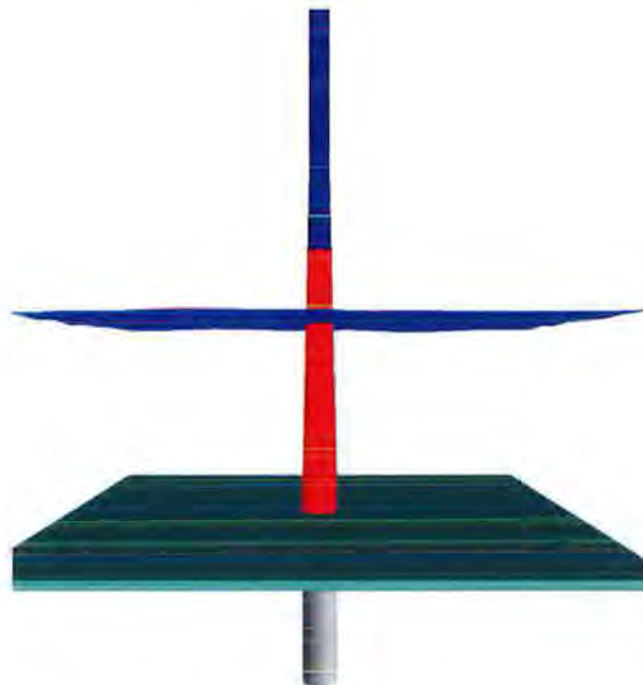


Figure 4-1 Monopile – foundation and tower

The following soil profile is applied for the monopile:

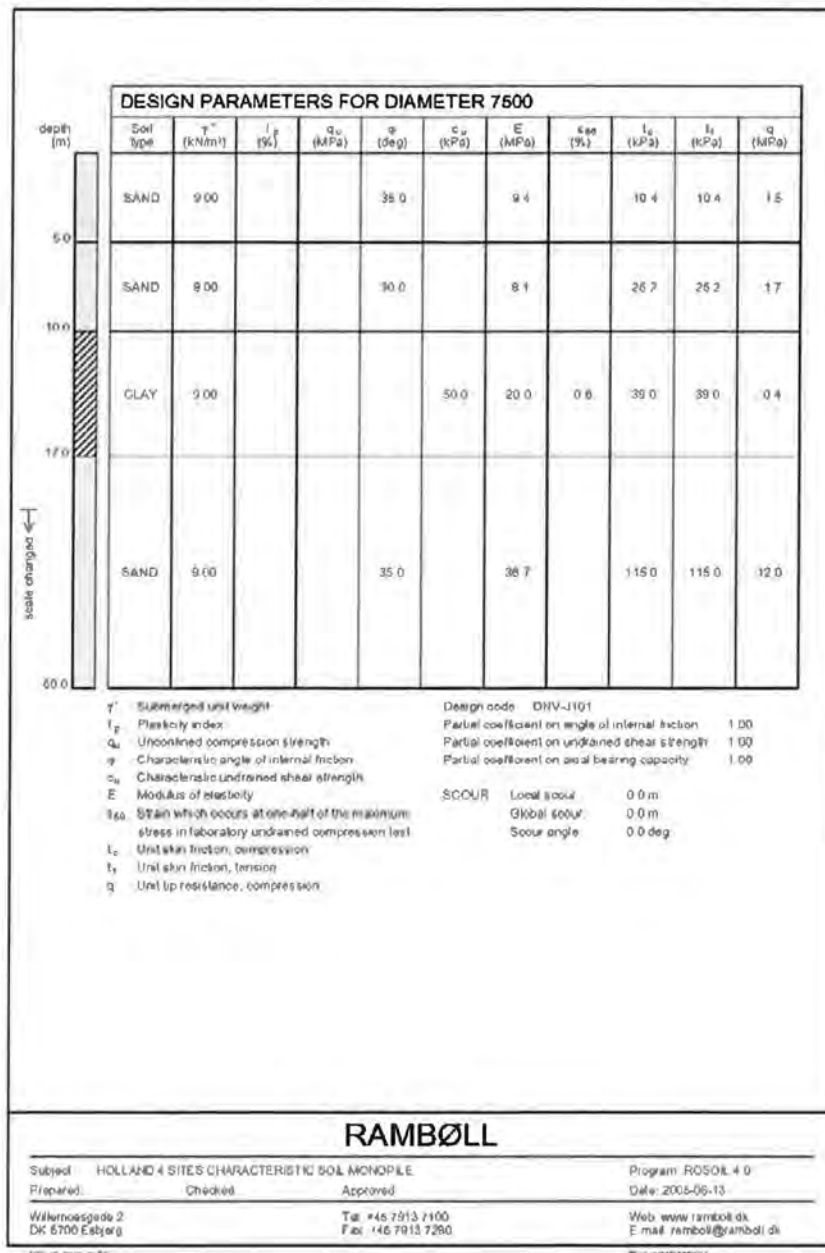


Table 4-1 Soil Profile

No scour in the vicinity of the pile has been included in the analyses, therefore an appropriate scour protection needs to be included in detailed design.

4.2 Design Results

The wave loading on the foundation structure is found to be the dominant load component compared to the wind load. A conical transition piece is used to maximise the benefit of a diameter increase on the effective moment capacity of the pile and decrease in the drag force due to a small diameter in the part penetrating the sea-surface.

The diameter of the pile and the overlap length should be based on detailed design of the grouted connection and has been chosen solely on experienced appropriate grout thicknesses. The upper pile diameter may be subject to change due to installation issues e.g. hammer size.

The geometrical properties retained for the mono pile concept are given in Table 4-2.

Pile Outer Diameter / max thickness (in soil)	7500 mm / 60 mm
Pile Outer Diameter / max thickness (at top of pile)	7461 mm / 50 mm
Weight of pile	452 t
Pile penetration	32 m
Transition Piece Outer Diameter Top / Bottom	4800 mm/7700 mm
Transition Piece Length/ max thickness	37.1 m
Weight of transition piece	288 t

Table 4-2 Design summary - Monopile

The natural frequency has been determined for the integrated monopile and tower structure. The fundamental natural frequency for the configuration selected for conceptual design has been determined to 0.32 Hz corresponding to a natural period of 3.1 s. In Figure 4-2 the 1. natural mode shape is shown.



Figure 4-2 First natural mode shape

An upper bound on the diameter of the pile of 7500 mm has been chosen.

It has been part of the design philosophy when possible to make the mass of the pile as close to the mass of the transition piece, hereby reducing the necessary lifting capacity for installation. Hence the top of the pile is placed in elevation (-) 11.250 m placing the bottom of the transition piece 2 m above seabed.

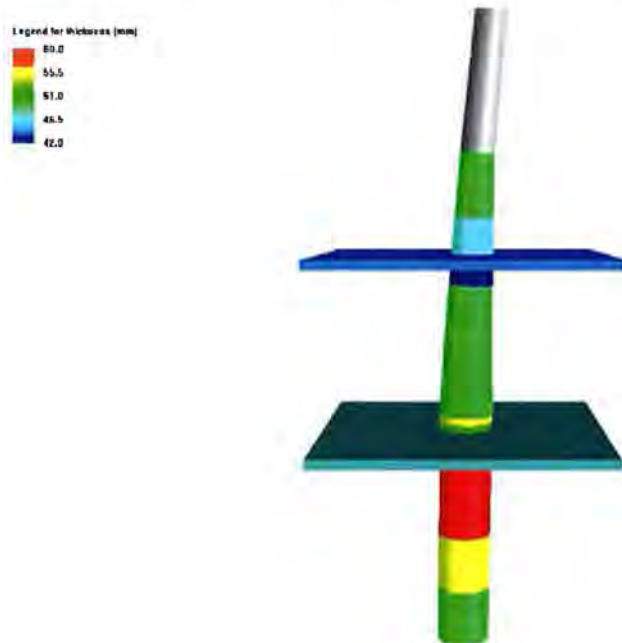


Figure 4-3 Thicknesses of the cross sections

The pile and the transition piece have been divided into 7 sections allowing for 7 transitions in thickness for each. The thickness of each section has been varied in steps of 5mm so as to "optimize" the amount of material still keeping the utilization/fatigue damage below the allowed. However, manufacturing restrictions on the length of each section should be considered in the final design. Utilizations ratios for the ULS conditions are shown in Figure 4-4.

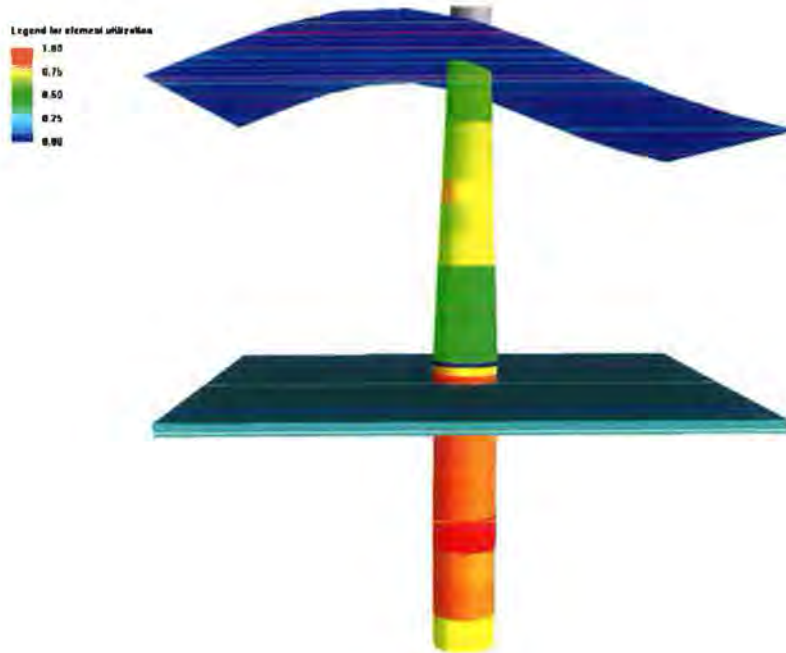


Figure 4-4 Maximum utilization ratios.

A maximum utilization ratio of 0.97 has been obtained.

Fatigue damage has been the designing factor for the monopile structure, determining the diameter of the pile as well as the thickness of many sections. In Table 4-3 minimum fatigue lives are given.

	Circumferential Welds (D SN-Curve)	Attachment (F1 SN-Curve)
Transition Piece	46	27
Pile	20	n/a

Table 4-3 Minimum fatigue lives for transition piece and pile.

Grinding could potential be necessary of the to increase the fatigue life.

The capacity of the pile in the soil is checked using design soil conditions. In Figure 4-5 the soil reactions as well as utilizations are shown.

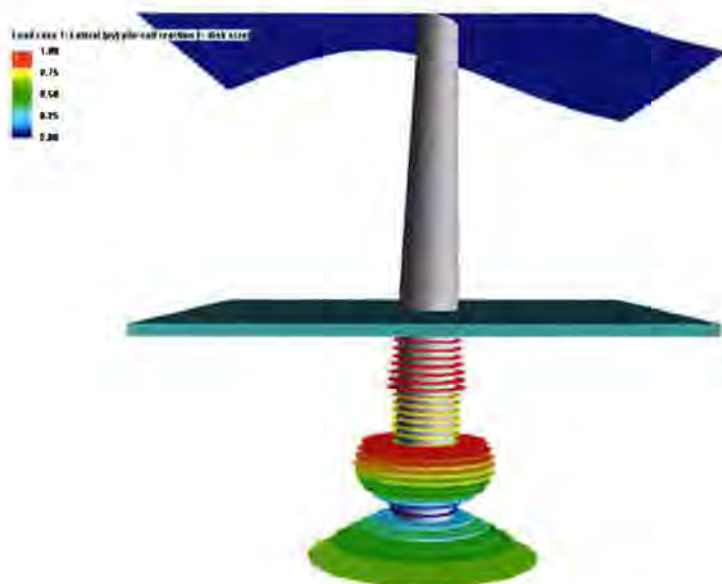


Figure 4-5 Soil reactions and utilizations

Driveability analysis of the pile structure has indicated that the use of an IHC S-900 hammer or similar would be sufficient to drive the pile to its target depth, see Appendix C.

4.3 Discussion

Fatigue damage was the designing factor for the entire monopile structure. Diameters and thicknesses have for a large part of the structure been determined based on fatigue lives alone. However part of the pile structures have utilizations ratios in excess of 0.9 for the ULS load.

The wave force is the dimensioning force for the pile structure, hence it was intended to keep the minimum diameter at the interface level giving the smallest drag forces on the structure. A parameter study including the following parameters were conducted:

- Pile diameter
- Section thicknesses
- Penetration
- Transition piece diameter at interface level

Using the conical design of the transition piece allows for a large diameter of the pile while keeping the transition piece and especially the section penetrating the sea-surface at a minimum. However increasing the diameter could from an installation and manufacturing perspective be troublesome.

The monopile foundation concept is designed for two external j-tubes. These could however be located inside the pile and transition piece, thus reducing the wave load and protecting the cables from external damages. On the other hand holes would have to be cut out in the pile just above mudline, thus reducing the capacity of the steel section and probably causing fatigue problems.

5. Tripod Concept

5.1 General

The tripod foundation concept is characterised by a rather large centre column supported by three piles. Two braces for each pile sleeve are used to transfer the loads from the centre column to the pile sleeves. The forces in the pile sleeves are transferred to the piles through a grouted connection and further into the soil primarily by tension and compression in the piles.



Figure 5-1 General Layout

Between the pile sleeves mudbraces are introduced.

The soil profile used in the calculations is similar to the monopile:

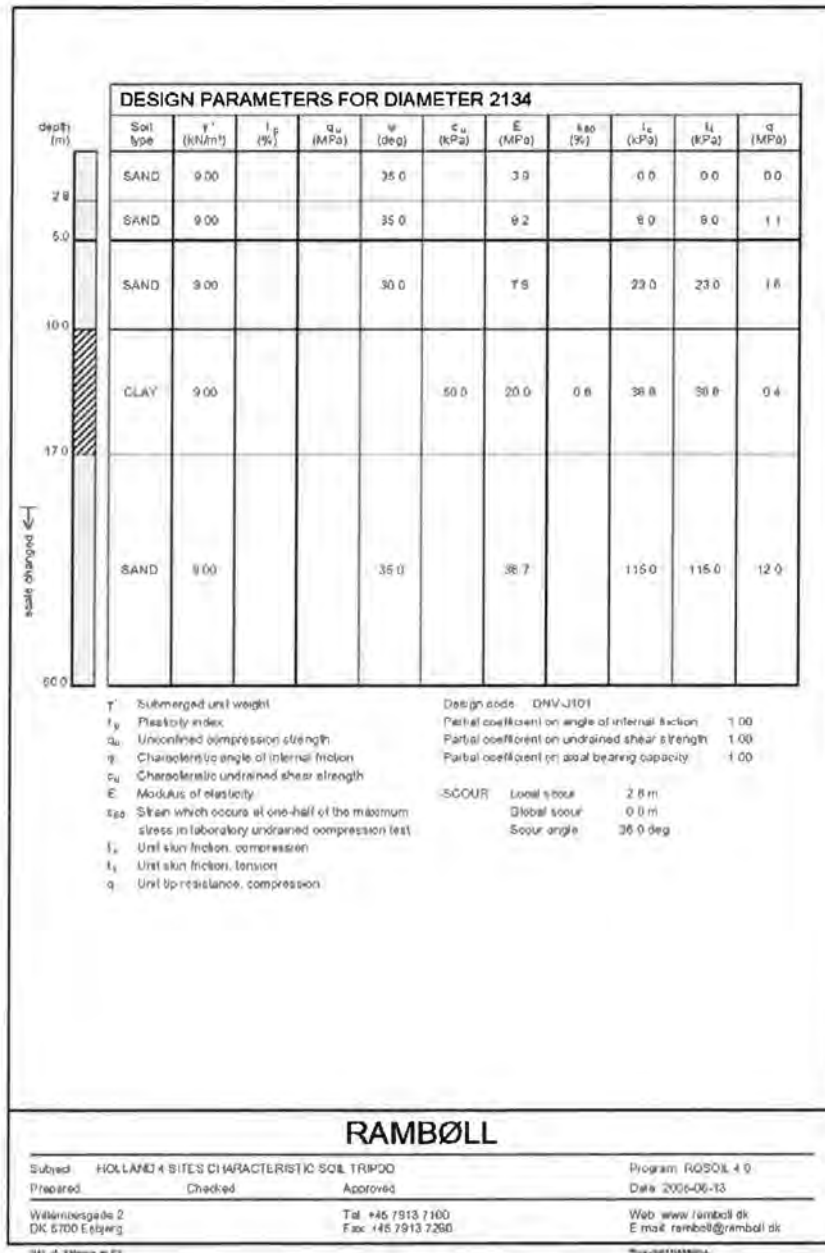


Figure 5-2 Soil profile for 84" (2.134 m) pile

Local scour in the vicinity of the piles are included in the design by removing the upper soil layer to a depth of 1.3 times the pile diameter. This is assumed to be the equilibrium scour depth and consequently scour protection is not necessary.

5.2 Design Results

The wave loading on the foundation structure is found to be the dominant load component compared to the wind load. Consequently, the design philosophy for the tripod structure has been to minimise the wave loading as much as possible.

In order to reduce the overall wave loading on the structure, the diameter of the centre column is reduced by the use of two conical sections.

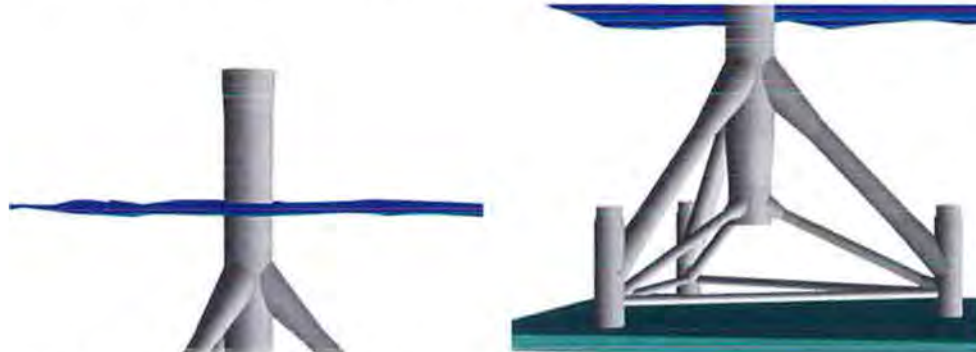


Figure 5-3 Conical sections in centre column

Wall thicknesses in the structure are to a large extent based on the fatigue load scenario.

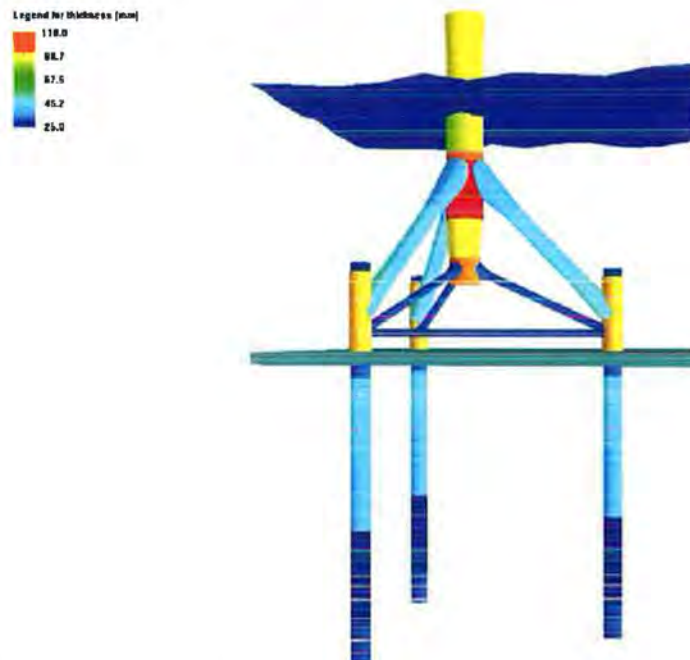


Figure 5-4 Tripod with wall thicknesses

At the upper and lower rigel joints in the centre column as well as in the pile sleeves, larger wall thicknesses are introduced to avoid fatigue problems in

these areas. In addition the conical sections of pile sleeve braces have been made as large as is geometrically possible without overlap.

The overall design summary of the tripod foundation structure is presented in Table 5-1.

Base Width	Pile Diameter	Pile Penetration	Weight (excl. piles)	Piles (total)
30 m	84" (2.134m)	39 m	725 tonnes	244 tonnes

Table 5-1 Design Summary - Tripod

A structural drawing showing outer diameters, wall thicknesses etc. is attached in Appendix A.

The fundamental structural frequency has been verified to be outside the operating frequencies of the turbine.



Figure 5-5 Integrated structure in 1. bending mode

A tripod structure absorbs the applied overturning moment by transferring the loads to the pile sleeves and further into the soil by tension and compression in the piles. The capacities of the piles in the soil are checked using design soil conditions.

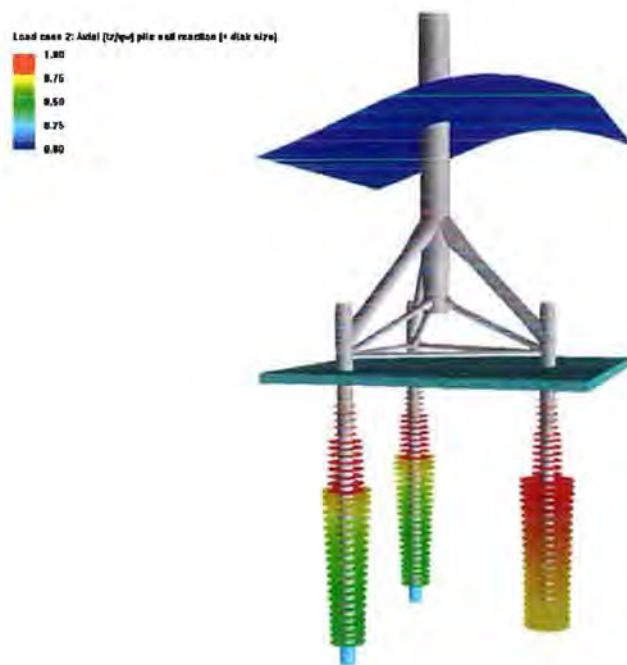


Figure 5-6 Soil utilisation

In Figure 5-6 the extreme load scenario providing maximum tension in a single pile is shown. This has been the design driver for the pile penetration.

Steel stresses in the tripod structure are checked using characteristic soil conditions. Furthermore punching shear stresses are checked for all tubular joints.

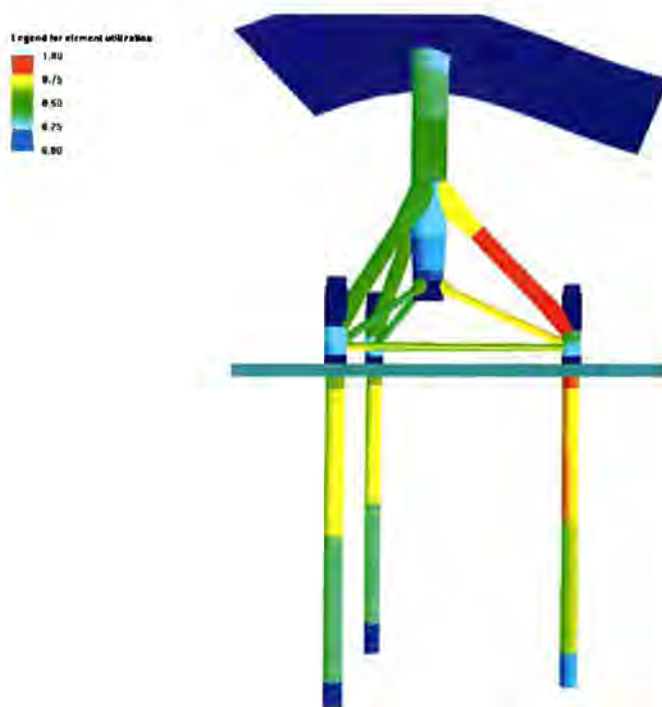


Figure 5-7 Steel stresses

Fatigue damage has been the designing factor for the tripod structure, determining the diameter of the centre column as well as the thickness of many sections. In Table 5-2 minimum fatigue lives are given.

	Circumferential Welds (D SN-Curve)	Tubular Joints (T SN-Curve)
Tripod	52	23

Table 5-2 Fatigue lives for the tripod.

5.3 Discussion

As stated previously, the overall design philosophy for the tripod structure has been to minimise the wave loading on the structure.

During the design procedure a large number of variations to the final concept were performed in order to choose the optimum basic dimensions. The variations performed primarily focused on:

- Base width, i.e. the distance between pile sleeves
- Pile diameter (and consequently the diameter of the pile sleeves)
- Pile penetration

Variation to the above stated parameters always leads to a design based on compromises. When varying the base width of the structure it was found that for smaller base widths the forces from the centre column transferred through the pile sleeve braces were transferred through an increasing degree of bending in the piles. This would have to increase the wall thickness in the piles making an increase in the overall pile weight. As this is in conflict with the purpose of the tripod structure (transfer of forces primarily through

tension and compression in the piles) this was not found to be an optimal solution.

If the base width was increased (above 30 m) the tension and compression forces in the piles were reduced, leading to smaller penetrations of the piles. However, the reduction in steel weight from this approach was more or less consumed by the additional length of the pile sleeve braces. Additionally, the design has been performed under the assumption that pile steel is cheaper than tripod steel due to the high degree of manual welding in the tripod structure.

A significant advantage of the tripod structure is the possibility of pre-mounting all secondary steel, i.e. boat landing, access ladder etc. Furthermore, the j-tubes can easily be installed inside the centre column through the bottom. This provides the advantage of internal j-tubes (less maintenance, reduced wave load) without compromising the structure by cutting holes in the structure.

Furthermore the very limited need for seabed preparation and no need for scour protection is a great advantage of the tripod structure.

6. Gravity Based Concept

6.1 General

The gravity based foundation concept (GBS) consists of a concrete hollow shaft, a concrete hollow conical section, a concrete bottom plate and a steel skirt penetrating the seabed. The volume inside the structure is assumed filled with sand.

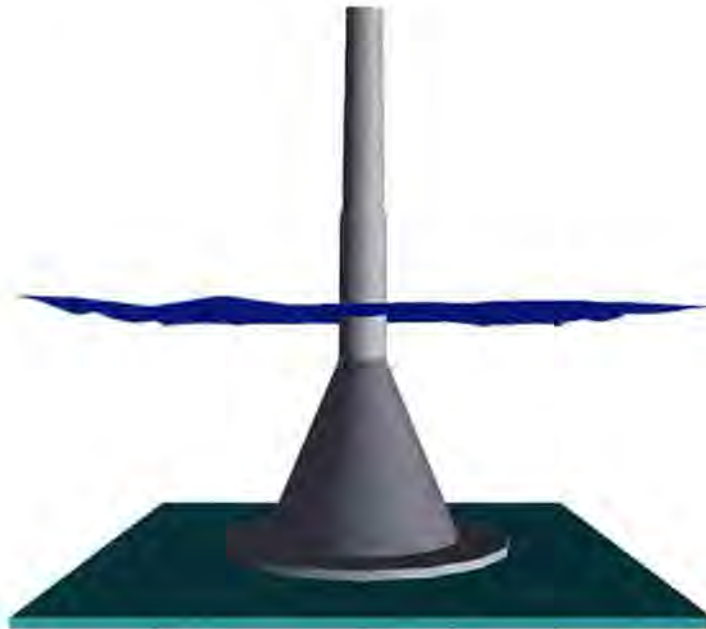


Figure 6-1 GBS - Layout

6.2 Design Results

The foundation is designed for a characteristic angle of internal friction of 35° , ref. *Table 4-1*.

Inside the foundation, sand is used as ballast material. Dry density is assumed to be 1900 kg/m^3 . The upper 4 metres of the shaft is not filled with ballast in order to allow for equipment etc. in this zone. An alternative could be a high-density material such as olivine or iron ore if found feasible leading to a reduced diameter of the foundation. Preliminary computations using olivine as ballast material have shown that a decrease of approximately 5m in the diameter is obtained for this specific soil type, however it should be noted that this figure is site specific.

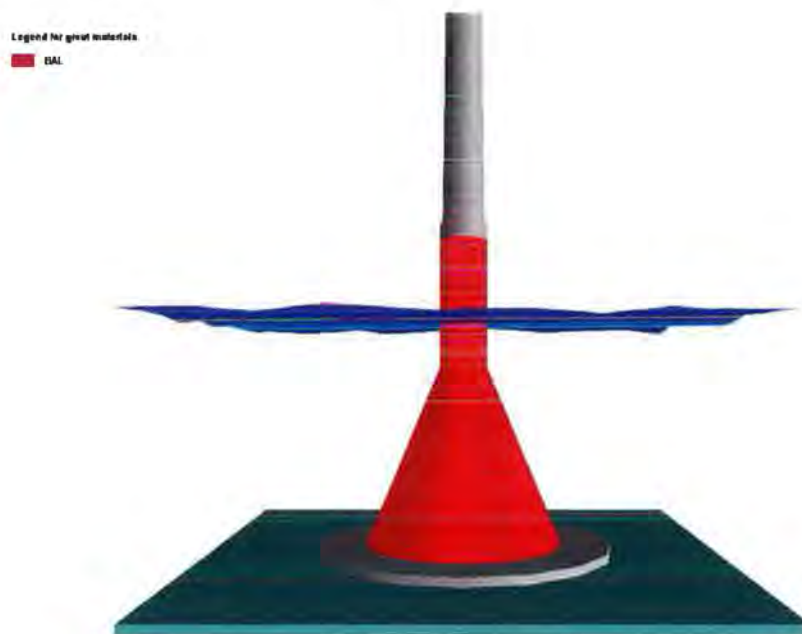


Figure 6-2 Sand Ballast

The overall dimensions and approximate weights of the foundation are stated in Table 6-1.

Bottom plate OD	Bottom plate height	Shaft OD	Cone height/Bottom Width	Skirt penetration
35 m	1 m	5500 mm	21 m/23 m	1 m
Concrete volume	Concrete mass	Sand volume	Sand mass	Skirt mass
1586 m ³	3886 tonnes	3519 m ³	6686 tonnes	13 tonnes

Table 6-1 Design summary - GBS

Typical armouring of the concrete structure is:

- Shaft: 250-300 kg/m³
- Cone: 100-300 kg/m³
- Bottom plate: 200 kg/m³

Total upper estimate of reinforcement steel is 400 tonnes.

The natural frequency is determined for the integrated foundation and tower structure. The 1st natural frequency is determined to 0.42 Hz corresponding to a natural period of 2.38 s. This is slightly above the required upper bound on the frequency of 0.40 Hz. The natural frequency is predominately caused by the stiffness of the tower. By changing the layout of the tower the natural frequency could be reduced.

Both vertical as well as horizontal capacity (sliding) is sufficient for the applied load scenarios.

6.3 Discussion

The designing parameter of the GBS foundation is the diameter of the plate more than the total mass of the structure, in fact an increase in the bottom cone diameter would not reduce the diameter of the bottom plate but certainly increase the amount of ballast needed. In this respect the total height and the bottom diameter of the cone section should be determined based on manufacturing cost and detailed design of the rebars of the concrete section.

The diameter of the top of the shaft has based on experience been chosen approximately 0.5 m larger than the corresponding shaft for the monopile concept.

The skirt penetrating the seabed reduces the amount of seabed preparation to a minimum. The foundation is simply placed on the seabed and the skirt will penetrate down into the soil. Any voids between the foundation and the mudline as a result of small sand ripples etc. is subsequently grouted providing a smooth contact to the mudline.

In addition the skirt effectively increase the total mass of the structure by the encasing soil. Hence the larger the skirt the larger the total mass of the bottom plate leading to a decrease in the necessary bottom plate diameter. On the other hand the skirt should be able to penetrate the seabed by gravity alone, which sets an upper bound on the height of the skirt.



Figure 6-3 Skirt penetrating the seabed

Generally sand deposits exists in most of the soil profiles, as reflected in the selected design soil profile.

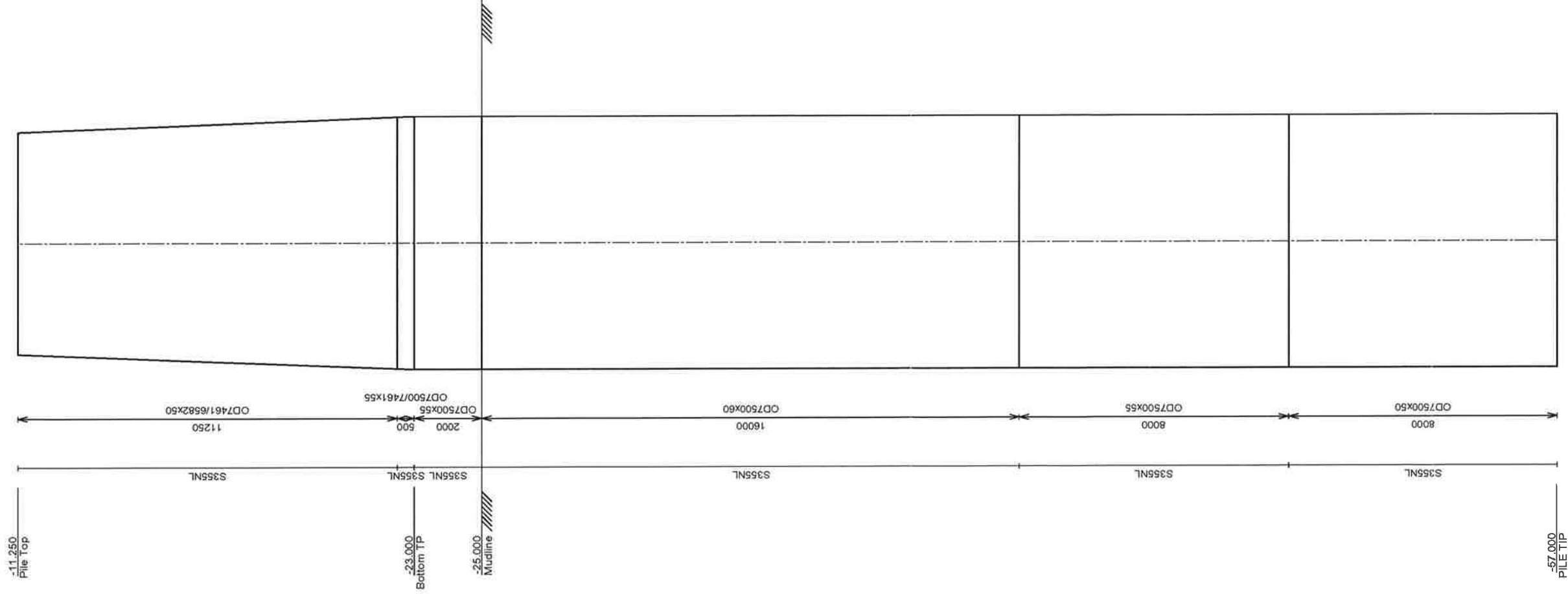
At one of the sites 'Breeveertien II', the Brown Bank Formation may be found in a thickness mostly between 5 and 10 m. The formation is underlaying a 1-5 m deposit of sand at seabed. The formation is characterized as silty clay with thin interbeds of sands. Undrained shear strength of the clay is around 50 kPa, but varies.

For this type of soil profile the designing condition would be horizontal sliding and focus should be on minimization of the total wave load rather than applying the largest vertical load. Preliminary computations indicate that an increase of approximately 5m of the bottom plate is necessary while at the same time decreasing the position of the top of the cone.

7. References

- /1/ Four Offshore Wind Farms Holland, Conceptual Design for Foundations, CTR, 2005.05.19
- /2/ Wind Farm Development North Sea, Civil aspects, Final Report – Rev. 1, Svasek Hydraulics, May 13th, 2005, BE/05037/1332
- /3/ Note: Extreme Wave Height, Royal Haskoning, 12 May 2005, /N/HA/Rott2a
- /4/ DNV Offshore Standard: DNV-OS-J101 - "Design of Offshore Wind Turbine Structures". June 2004

Appendix A: Drawings



NOTES

1. All dimensions in millimeters.
2. All levels in meters.
3. Nominal weight of steel on this drawing:
S355NL
452.43 tonnes

Client
AIRTRICITY

Willemsøsgade 2
DK 6700 Esbjerg

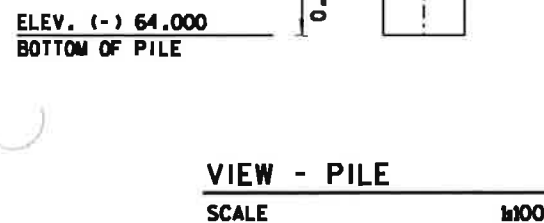
Dutch Offshore Wind Farm Development

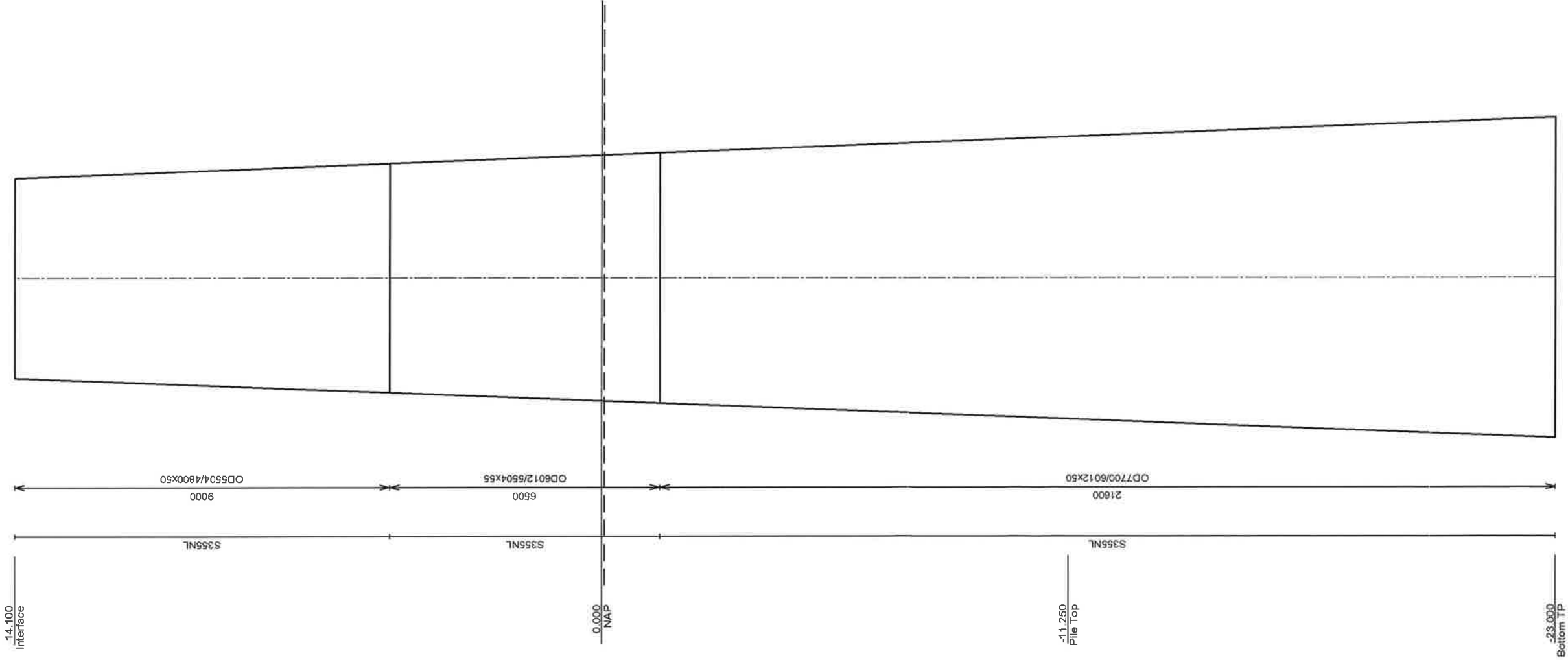
Title
MONOPILE - PRIMARY STEEL DRAWING

Scale
1:145

Size
A3

Rev.
REV_0_CHAR_si03-0001

[illegible]



NOTES

1. All dimensions in millimeters.
2. All levels in meters.
3. Nominal weight of steel on this drawing:
S355NL
288.38 tonnes
4. 150 mm must be subtracted from Top
Section due to presence of Flange

0	2005.07.14	LAJ	KXA	JOM	Issued for concert				
A	2005.07.07	LAJ	KXA	JOM	Issued for Information				
Rev.	Date	Dwg.	Chkd.	Appr.	Description				
Client									
AIRTRICITY									
RAMBØLL									
Willeroesgade 2 DK 6700 Esbjerg									
Dutch Offshore Wind Farm Development									
Title									
TRANSITION PIECE - PRIMARY STEEL DRAWING									
Scale	Size	Drawing No.			Rev.				
1:118	A3	REV_0_CHAR_si03-0002			0				

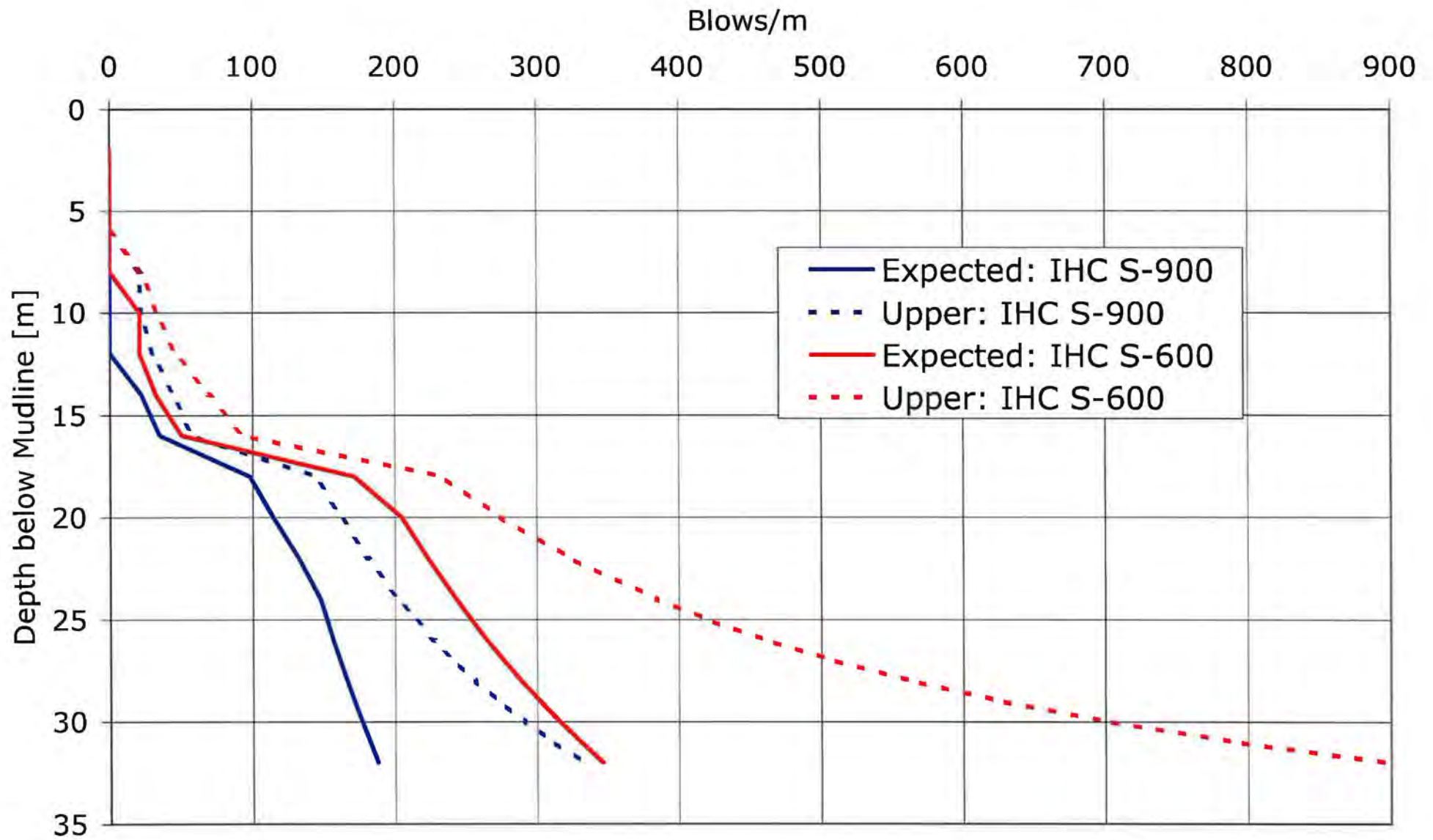
Appendix B: Scatter Diagram

Winsp	0-44	45-89	90-134	135-179	180-224	225-269	270-314	315-360	Wave h
0-2	0.63	0.63	0.58	0.65	0.71	0.69	0.66	0.5	0.5
2-4	1.8	1.92	1.86	1.74	2.02	2.25	1.95	1.83	0.5
4-6	2.63	2.97	2.59	2.43	3.58	4.27	2.84	2.54	1
6-8	2.14	2.54	1.94	1.84	4.21	4.61	2.81	2.33	1.5
8-10	1.09	1.37	0.98	1.18	4.3	3.77	1.9	1.57	2
10-12	0.34	0.62	0.41	0.57	2.96	2.58	1.14	0.88	2.5
12-14	0.09	0.1	0.12	0.21	1.63	1.55	0.66	0.4	3
14-16	0.03	0	0.01	0.08	0.72	0.69	0.35	0.11	3.5
16-18	0	0	0	0.01	0.22	0.24	0.1	0.04	4
18-20	0	0	0	0	0.05	0.09	0.04	0	4
20-22	0	0	0	0	0.03	0.02	0	0	4.5
22-24	0	0	0	0	0	0	0	0	4.5
24-26	0	0	0	0	0	0.01	0	0	5
Eindtotaal	8.77	10.16	8.49	8.71	20.42	20.77	12.47	10.2	

Table 7.7 SVASEK: Wind speed(m/s) versus wind direction(° coming from), location 52°N 3.75° E, data February 1997-January 2004, source NOAA global model

Total states	875	1015	849	871	2043	2077	1245	1020	9995
Calm sea	9120	8980	9146	9124	7952	7918	8750	8975	0

Appendix C : Driveability



Bijlage 3

Certificaat DNV



DET NORSKE VERITAS

CONCEPTUAL DESIGN CERTIFICATE

Number **643200-CC01-REV01**

Name/Designation/Description of the Object:

4 OFFSHORE WIND SITES IN THE NETHERLANDS

Owner(s):

AIRTRICITY

THIS IS TO VERIFY *that the above mentioned object has been appraised and/or surveyed during the*

CONCEPTUAL DESIGN PHASE

According to Contract no. 643200 and after DNV's best knowledge and understanding found to comply with:

List of relevant standards, rules and national requirements

Reference documents (reports etc.):

DNV Technical Report 643200-REP01-REV01, dated 2006-04-14

Validity:

This certificate remains valid for the permitting phase

Issued at Det Norske Veritas (DNV)

Date 2006-04-14

for Det Norske Veritas

Tove Feld
Head of Project Certification

DET NORSKE VERITAS, DANMARK A/S



TECHNICAL REPORT

CLIENT

Airtricity

PROJECT

Conceptual Certification for Permitting

Offshore Wind Farms in the Netherlands

REPORT NO.

643200-REP01-REV01

DET NORSKE VERITAS, DANMARK A/S



Type of report Technical Report		Date 2006-04-14	
DNV Report No.: 643200-REP01-REV01	Subject Group	Dept. TWTDK633	Order no. 643200
Title of Report Conceptual Certification for Permitting Offshore Wind Farms in the Netherlands		Approved by Tove Feld Head of Project Certification	
Client/Sponsor of project Airtricity.		Client/Sponsor ref. Arno Verbeek	
Work carried out by Tove Feld /KBNI		Sign.	
Work verified by Kristian Bendix Nielsen		Verifier's sign.	
Summary Airtricity is currently preparing Environmental Impact Assessment, EIA, for 4 possible Dutch offshore wind farm sites. Airtricity has requested DNV to carry out a conceptual certification/ verification of the applicability of the information included in the EIA e.g. including the GE 3.6 MW turbine and three generic foundation designs; monopile, tripod and gravity foundation for offshore wind turbines applicable for 4 potential offshore sites. DNV has reviewed that information and found that the referenced foundation designs and the used site conditions are relevant and applicable for permitting purpose for the relevant locations. The design information in the EIA is however at a concept level (drawings without wall thickness), and does purely reflect conceptual designs suitable for the suggested sites. The corresponding certificate is only applicable for permitting purposes.			

4 indexing terms

Distribution statement:

OFFSHORE WIND TURBINES		☐ No distribution without permission from the responsible department. ☒ Limited distribution within Det Norske Veritas. ☐ Free distribution.
CONCEPTUAL DESIGN		
Date of previous revision	Rev. no.	Number of pages 7

Reference to part of this report which may lead to misinterpretation is not permissible.



TABLE OF CONTENT

1. SUMMARY AND CONCLUSION	3
2. INTRODUCTION	3
3. DOCUMENTATION	4
4. REVIEW AND COMMENTS TO CONCEPTUAL DESIGN.....	5
5. REFERENCES	7



1. SUMMARY AND CONCLUSION

Airtricity is currently preparing Environmental Impact Assessment, EIA, for 4 possible Dutch offshore wind farm sites.

Airtricity has requested DNV to carry out a conceptual certification/ verification of the applicability of the information included in the EIA e.g. including the GE 3.6 MW turbine and three generic foundation designs; monopile, tripod and gravity foundation for offshore wind turbines applicable for 4 potential offshore sites.

DNV has reviewed that information and found that the referenced foundation designs and the used site conditions are relevant and applicable for permitting purpose.

Some assumptions seem to be conservative for the foundation designs, however the amount of information is limited, and for the given purpose the information seems relevant.

The design information in the EIA is however at a concept level (drawings without wall thickness), and does purely reflect conceptual designs suitable for the suggested sites.

The corresponding certificate is therefore only applicable for permitting purposes.

2. INTRODUCTION

DNV has reviewed the documentation stated in Chapter 3, related to the conceptual foundation design suitable for the wind turbines proposed to be installed in the Dutch part of the North Sea.

Three types of foundation, namely monopile, gravity based and tripod were investigated and presented in ref /a/.

The external site conditions (wind, waves and soil) used in /a/ are taken from ref /b/ and /b/.

Figure 2.1 illustrates the locations of all 11 potential offshore sites, Airtricity are applying for consent for 4 of the 11 sites

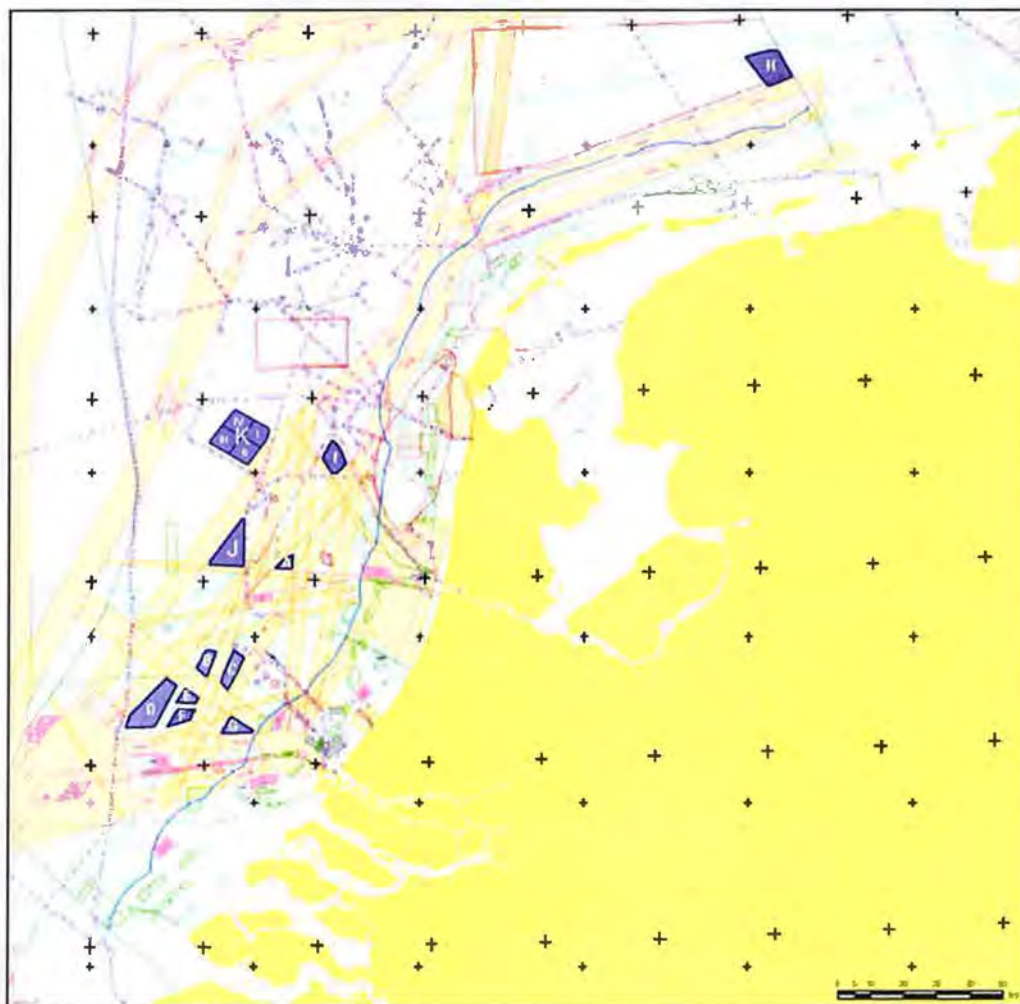


Figure 2.1 Location overview of potential wind farm locations.

3. DOCUMENTATION

- /a/ Dutch Offshore Wind Farm development. Conceptual Foundation Design. Dated July 14th 2005. Ref 553414 Ed. 0.
- /b/ Wind Farm Development North Sea, Civil aspects, Final Report –Rev. 1, Svasek Hydraulics, May 13th, 2005, BE/05037/1332
- /c/ Note: Extreme Wave Height, Royal Haskoning, 12 May 2005,/N/HA/Rott2a



4. REVIEW AND COMMENTS TO CONCEPTUAL DESIGN

The DNV review has taken the following activities where relevant into account:

Design Basis

Activity 1): Verification of the Design Basis

The Design Basis has been reviewed with the aim to verify that the below items are properly and correctly addressed.

The Design Basis includes all relevant overall design aspects and parameters to be applied in the conceptual calculations regarding the wind and wave conditions, loads, load combinations, partial safety factors applied on loads and materials, water depth and tide, scour protection design, corrosion allowance, marine growth etc.

Environmental data for soil, wave, current, tide and wind are for the permitting phase only available as desk study data for the 4 locations/sites. A summary of these are included, or minimum referenced in the Design Basis.

A choice of a worst case (soft soil conditions) valid across all of the 4 locations/sites has been determined mainly based on the desk study data. The worst case has been included in the Design Basis.

DNV-OS-J101 is stated as design standard for the foundation design. Generally conservative assumptions are made, and only overall dimensions are conceptually determined at this stage.

Foundation Design:

Activity 2): Verification of conceptual design of foundations

Conceptual design of 3 generic foundation designs, monopile, tripod and gravity foundations are presented.

The foundations are conceptually designed for a worst case set of conditions as described above. DNV has reviewed the available background documentation and generally the assumptions are considered to be conservative, however during the design phase more comprehensive site conditions shall be available for design purpose. External site conditions such as geotechnical site investigations for each wind farm locations.

The GE 3.6 MW wind turbine and corresponding preliminary extreme wind turbine loads has been considered. Different combinations of Turbine and Foundation Concepts are made, resulting in 3 different possible foundation designs.

The following verification activity has been carried out:



Review of conceptual foundation design reports and drawings for conceptual structural design of offshore foundation.

Only the main structure as well as geotechnical design has been considered in the review. Hence, the verification only covers items such as the overall dimensions of the foundation structure and geotechnical design.

Wind Turbine Loads:

Activity 3): Verification of Wind Turbine/Wind Turbine Loads:

The conceptual design loads is based on load calculations carried out by the wind turbine manufacturer based on the information on site conditions given in the Design Basis or similar values. These loads are not covered by this review.

For final approval of the turbine and turbine loads, reference shall be made to the applicable type approval, with an assumption that the final design is fit for offshore purpose and that the site specific loads are covered by the respective type approvals.

Comment/Suggestions:

In general there seem to be a conservative approach to the foundation design, and the below questions/comments are only considered for clarification and for consideration in the further process.

- The map (Fig 2.1) showing locations only sites A, C, J and K. The extreme waves are chosen from location H which is somewhat higher than predicted at the A, C, J and K sites. Thus it is assumed that the waves from the H site (schiermonnikoog noord) are chosen in order to be conservative. The IJmuiden data would probably be applicable for the A, C, J and K sites. This should be considered in the detailed design after permitting has been obtained.
- In the design of the foundation a set of extreme loads from a GE3.6 sl turbine has been assumed. These loads are preliminary and as part of the detailed design it shall be stated which IEC wind turbine class these loads correspond to (e.g. IEC I A). It could also be stated whether this wind class is considered acceptable considering the wind conditions on the site? (I A or I B class would probably be sufficient for the current sites).
- Based on the information available (i.e. the report from SVASEK Hydraulics) it is difficult to assess the validity of wind and wave climate. However, the suggested average wind speed of 6.86 m/s (10 minute mean at 10 m) does seem slightly low. Especially considering that the wind speed at location H, which seem to be at the same location from land, is 8.1 m/s. However, the design still seems to be conservative, especially if the assumed wind loads are for a I A/B class turbine. Thus as a conceptual design purely for permitting use, the data are acceptable.



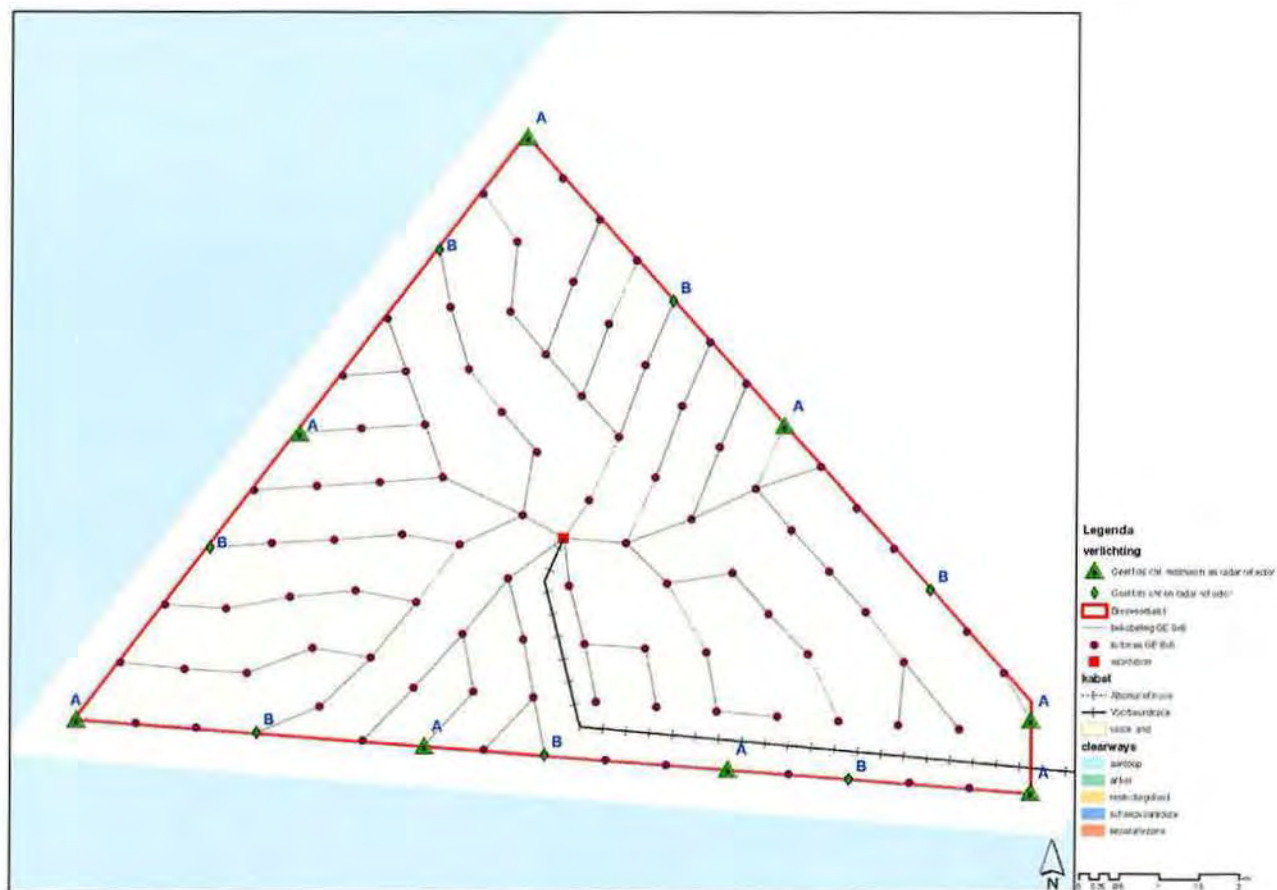
- It is assumed that the extreme wind and wave loads have been superposed linearly.
- Upon content “more detailed site conditions, e.g. not only based on desk studies need to be applied. – Minimum requirements to soil investigations are given in DNV-OS-J101 /1/.
- The conceptual design only states the overall dimensions. Only worst case scenarios are considered, and the design basis and the detailed design shall upon consent include more site specific information and more information regarding design methodologies.
- The detailed design should be performed in accordance with DNV-OS-J101 /1/ or similar codes, and include amongst others the following issues :
 - All relevant load combinations and limit states.
 - Considerations regarding ship impact.
 - Installation and manufacturing methods, however only with respect to the structural integrity of the final installed (permanent) support structure and foundation
 - Corrosion protection system(s) (drawings) against the design criteria (required design life, standard/codes, maintenance etc.).
 - Stability and failure modes for all relevant situations.
 - Information regarding seabed preparation, tolerances and scour protection (drawings)
 - Secondary structures may be considered to be subject to certification.

5. REFERENCES

- /1/ Det Norske Veritas, *Design of Offshore Wind Turbine Structures*, DNV Offshore Standard, DNV-OS-J101, June, 2004.

Bijlage 4

Tekening



Bijlage 5

Coördinaten windpark en kabels

COÖRDINATEN

In deze bijlage worden de coördinaten gegeven van:

1. de omtrek van het windpark Breeveertien II;
2. de knikpunten van de twee kabels van Breeveertien II naar het aanlandingspunt op land;
3. de turbines met het transformatorstation.

De coördinaten worden weergegeven in het ED50 stelsel (Europese datum 1950), UTM zone 31 en in het WGS84 stelsel (World Geodetic System 1984), UTM zone 31. Het is van belang aan te geven welk stelsel leidend is geweest. Bij de conversie van gegevens kan namelijk een afwijking optreden.

1. Omtrek van het windpark Breeveertien II

De begrenzing van het windpark Breeveertien II is exclusief veiligheidszone van 500 meter. De hoekpunten van het windpark van Breeveertien II zijn weergegeven in meters en graden in onderstaande tabel en zijn berekend in het ED50-stelsel. Daarna is dit geconverteerd naar het WGS84-stelsel.

Begrenzing offshore windpark "Breeveertien II"			
ED50-stelsel (in meters)		WGS84-stelsel (in graden)	
<i>X</i>	<i>Y</i>	<i>E</i>	<i>N</i>
540080	5828923	3,59048165	52,60695414
540677	5829702	3,59939313	52,61391189
547000	5822615	3,69177316	52,54968775
547002	5821602	3,69166133	52,54058671
547000	5821472	3,69161169	52,53941877
535057	5822378	3,51562120	52,54846140

2. Knikpunten van de kabels

De knikpunten van de twee kabels van Breeveertien II naar het aanlandingspunt op land zijn weergegeven in onderstaande tabellen en zijn berekend in het ED50-stelsel. Daarna is dit geconverteerd naar het WGS84-stelsel.

Knikpunten kabel 1 "Breeveertien II"			
ED50-stelsel (in meters)		WGS84-stelsel (in graden)	
X	Y	E	N
541138	5824626	3,6055824	52,5682398
541029	5823696	3,6038549	52,5598948
541465	5821545	3,6100128	52,5405220
546973	5821174	3,6911761	52,5367411
549334	5821579	3,7260400	52,5401688
550221	5822104	3,7391921	52,5448101
552771	5820518	3,7765378	52,5303167
554861	5821504	3,8075069	52,5389726
578474	5819059	4,1550254	52,5141104
581428	5823207	4,1995599	52,5509590
590547	5821877	4,3336558	52,5375674
591799	5823719	4,3526107	52,5539093
591958	5823939	4,3550194	52,5558642
592101	5824073	4,3571664	52,5570444
593784	5825515	4,3823985	52,5697156
594646	5824513	4,3948264	52,5605588
594767	5824413	4,3965715	52,5596371
594977	5824312	4,3996466	52,5586997
595288	5824232	4,4042053	52,5579248
595669	5824182	4,4098070	52,5574077
596210	5824182	4,4177877	52,5573124
596208	5822171	4,4171722	52,5392364
596182	5822043	4,4167589	52,5380879
595855	5820603	4,4115220	52,5252048
603810	5818636	4,5281231	52,5060777
604505	5816579	4,5377155	52,4874588
604764	5816488	4,5414919	52,4865901
607148	5815810	4,5763712	52,4800292

Knikpunten kabel 2 "Breeveertien II"			
ED50-stelsel (in meters)		WGS84-stelsel (in graden)	
X	Y	E	N
541138	5824626	3,6055824	52,5682398
540979	5823700	3,6031194	52,5599279
541432	5821507	3,6095221	52,5401866
546970	5821124	3,6911196	52,5362929
549347	5821530	3,7262236	52,5397335
550220	5822045	3,7391740	52,5442844
552774	5820468	3,7765781	52,5298679
554869	5821453	3,8076270	52,5385118
578490	5819012	4,1552510	52,5136825
581451	5823153	4,1998860	52,5504712
590575	5821836	4,3340540	52,5371891
591996	5823906	4,3555662	52,5555595
593779	5825445	4,3822993	52,5690835
594244	5824906	4,3890060	52,5641581
594614	5824474	4,3943434	52,5602191
594742	5824369	4,3961904	52,5592523
594956	5824267	4,3993167	52,5582977
595275	5824184	4,4040071	52,5574919
595662	5824133	4,4096965	52,5569633
596160	5824132	4,4170351	52,5568719
596158	5822176	4,4164367	52,5392897
595809	5820584	4,4108359	52,5250410
603772	5818594	4,5275415	52,5057079
604472	5816542	4,5372184	52,4871273
607148	5815810	4,5763712	52,4800292

3. Turbines en transformatorstation

De coördinaten van de turbines en transformatorstation in Breeveertien II zijn weergegeven in onderstaande tabel en zijn berekend in het WGS84-stelsel. Daarna is dit geconverteerd naar het ED50-stelsel.

Turbines offshore windpark "Breeveertien II"			
ED50-stelsel (in meters)		WGS84-stelsel (in graden)	
X	Y	E	N
535079	5822381	3,51594842	52,54848471
535637	5823095	3,52425358	52,55486719
536195	5823814	3,53256170	52,56129403
536751	5824531	3,54084253	52,56770242
537302	5825244	3,54905155	52,57407461
537854	5825969	3,55727907	52,58055402
538405	5826683	3,56549300	52,58693403
538957	5827396	3,57372395	52,59330439
539605	5828256	3,58339217	52,60098865
540146	5828959	3,59146473	52,60726866
540692	5829673	3,59961478	52,61364661
541141	5829154	3,60618137	52,60894733
541595	5828640	3,61282099	52,60429225
542060	5828126	3,61962162	52,59963596
542520	5827618	3,62634776	52,59503359
542979	5827104	3,63305695	52,59037699
543433	5826585	3,63969027	52,58567547
543904	5826066	3,64657305	52,58097220
544358	5825553	3,65320432	52,57632385
544812	5825028	3,65983256	52,57156726
545277	5824520	3,66662396	52,56696221
545737	5824006	3,67333936	52,56230325
546196	5823487	3,68003789	52,55759905
546656	5822974	3,68675058	52,55294832
546986	5821492	3,69140796	52,53959769
546986	5822390	3,69153482	52,54767018
546234	5821546	3,68032849	52,54014735
545488	5821606	3,66933801	52,54074942
546104	5822271	3,67851232	52,54667569
544731	5821649	3,65818275	52,54119855
543985	5821708	3,64719156	52,54178957
543217	5821773	3,63587647	52,54243526
542455	5821822	3,62464746	52,54293556
541703	5821887	3,61356764	52,54357787
540946	5821946	3,60241303	52,54416558
540189	5822006	3,59125823	52,54476123
539432	5822060	3,58010241	52,54530189

Turbines offshore windpark "Breeveertien II"				
ED50-stelsel (in meters)		WGS84-stelsel (in graden)		
X	Y	E	N	
538675	5822119	3,56894689	52,54588645	
538135	5822546	3,56103312	52,54976302	
537345	5822217	3,54934599	52,54686006	
536594	5822282	3,53827879	52,54749526	
535837	5822336	3,52712159	52,54803093	
536448	5823006	3,53620514	52,55401355	
536961	5823768	3,54385584	52,56082914	
537221	5822963	3,54760094	52,55357481	
537529	5824585	3,55232655	52,56813488	
537756	5823914	3,55559931	52,56208718	
538081	5825298	3,56055206	52,57450620	
538638	5826023	3,56885515	52,58098444	
539189	5826737	3,57707082	52,58736364	
539746	5827542	3,58538836	52,59455987	
540573	5828359	3,59769650	52,60184332	
540492	5827488	3,59639424	52,59401949	
541271	5827861	3,60794009	52,59731411	
545342	5822319	3,66728261	52,54717105	
544596	5822373	3,65628939	52,54771798	
543839	5822428	3,64513381	52,54827376	
543082	5822487	3,63397845	52,54886444	
542330	5822546	3,62289652	52,54945369	
541573	5822606	3,61174067	52,55005127	
540806	5822665	3,60043692	52,55063956	
540054	5822730	3,58935479	52,55127961	
539308	5822779	3,57835893	52,55177436	
538773	5823157	3,57051297	52,55521071	
538043	5823276	3,55975990	52,55633187	
545407	5823103	3,66834816	52,55421337	
541714	5827337	3,61441416	52,59256988	
542174	5826823	3,62113901	52,58791387	
542633	5826304	3,62784703	52,58321261	
543103	5825796	3,63471737	52,57860899	
543558	5825271	3,64136272	52,57385335	
544006	5824752	3,64790415	52,56915184	
544471	5824239	3,65469577	52,56450252	
544931	5823731	3,66141288	52,55989817	
544212	5823206	3,65073764	52,55523747	
538308	5824628	3,56382427	52,56846727	
538578	5823995	3,56773419	52,56275782	
539919	5823455	3,58745092	52,55780695	
539330	5823849	3,57880995	52,56139163	
540670	5823384	3,59851923	52,55711321	

Turbines offshore windpark "Breeveertien II"			
ED50-stelsel (in meters)		WGS84-stelsel (in graden)	
<i>X</i>	<i>Y</i>	<i>E</i>	<i>N</i>
541427	5823325	3,60967719	52,55652586
542190	5823276	3,62092459	52,55602689
542952	5823222	3,63215634	52,55548198
543725	5823703	3,64362041	52,55974450
543271	5824217	3,63699075	52,56440131
538875	5825347	3,57227354	52,57489065
539432	5826072	3,58057842	52,58136807
539978	5826764	3,58871942	52,58754905
540935	5826953	3,60286771	52,58917700
541384	5826429	3,60942968	52,58443259
541849	5825920	3,61622824	52,57982143
542303	5825412	3,62286319	52,57521972
542757	5824893	3,62949533	52,57051875
542460	5824082	3,62500979	52,56325148
541941	5824590	3,61741792	52,56785832
541481	5825125	3,61069835	52,57270290
540833	5825731	3,60121184	52,57819948
540389	5826228	3,59472041	52,58270035
539659	5825412	3,58384957	52,57541850
539151	5824698	3,57626956	52,56903666
539876	5824574	3,58695094	52,56786942
540481	5824147	3,59582452	52,56398630
541238	5824055	3,60698015	52,56310255
540660	5824936	3,59856164	52,57106573

Transformatorstation offshore windpark "Breeveertien II"			
ED50-stelsel (in meters)		WGS84-stelsel (in graden)	
<i>X</i>	<i>Y</i>	<i>E</i>	<i>N</i>
541138	5824626	3,60558237	52,56823980

Bijlage 6

Voorontwerp transformatorstation

Airtricity
Airtricity House,
Ravenscourt Office Park,
Sandyford,
Dublin 18
Ireland
Attn. Arno Verbeek

Rambøll Danmark A/S
Teknikerbyen 31
DK-2830 Virum
Danmark

Phone +45 4598 6000
Direct +45 4598 8750
Fax +45 4598 6700
jom@ramboll.com
www.ramboll-wind.com

Conceptual Design for Transformer Platform Breeveertien II

In accordance to the permit application rules of the Public Works and Water Management Act (Wet beheer rijkswaterstaatwerken - Wbr) it is necessary to include a conceptual design for the transformation platform of the wind farm initiative. This is laid down in the Policy rules with regard to the application of the Public Works and Water Management Act to installations in the exclusive economic zone.

Date 2006-11-03
Ref 6534

The Conceptual design of the transformer platform of location West Rijn¹ will be used in this permit application. The two locations (West Rijn and Breeveertien II) have no note-worthy fundamental differences from each other and the conceptual design of West Rijn can therefore be used as reference for Breeveertien II.

The present document of West Rijn contains the overall structural layout of the jacket support structure and top side layout sketches of the transformer platform to be installed at the West Rijn location. These can also be used for the Breeveertien II location. The assessments performed as conceptual design, used preliminary environmental parameters for the West Rijn site taken from the Ramboll report 'Conceptual Foundation Design'².

Ramboll has made a conceptual foundation design for all Airtricity's Dutch offshore wind farm initiatives, including Breeveertien II. This foundation de-

¹ Ramboll, West Rijn Conceptual Design for Trafo Platform, July 2006

² Ramboll, Dutch Offshore Wind Farm Development. Conceptual Foundation Design. 14 July 2005

sign is performed for only one representative soil profile. There are no fundamental differences in soil layers at the two locations. There is only a small differences present in the top layer of the soil.

Page 2/2
Ref 6534

The assumptions made for West Rijn substation foundation are as follows:

- Topside structure: 600 t (20x20x15m)
- Water depth: 25 meter relative to NAP
- 50 year wave: 15.6 meter
- Extreme water level: 2,18 meter
- Soil:
 - 0-10 meter SAND $\phi=35/30$ deg
 - 10-17 meter CLAY $c_u=50$ kPa
 - 17-60 meter SAND $\phi=35$ deg

The soil conditions at Breeveertien II location are slightly different for the top 15 meter, mainly with a different distribution of the sand and clay. However the main contribution to capacity of the piles are mostly related to the deeper sand strata, which is the same in both cases. Therefore the piles are expected very much to be of the same size and length.

Furthermore, in this stage of the permit application an indication as made in the conceptual design of West Rijn should be sufficient to be able to assess the construction initiative of wind farm Breeveertien II.

Yours faithfully



Jørgen Boe Mikkelsen (JOM)
M.Sc. (Civ.Eng.), B.Com.
Project Director

West Rijn

Conceptual Design for Trafo Platform

July 2006

Ref	653416
Edition	0
Date	2006-07-03
Appd.	JOM
Checked	KXA
Prepd.	CK

Table of contents

1.	Introduction	1
2.	Summary and Conclusions	2
2.1	Summary	2
2.2	Discussion of Results	3
3.	Design basis	4
3.1	General	4
3.2	Water Depth and Marine Growth	4
3.3	Soil Conditions	4
3.4	Corrosion Allowance	6
3.5	Extreme Wave and Current Loads	6
3.6	Topside Mass and Area	6
3.7	Wind Loads	7
3.8	Load Combination and Partial Load Factors	7
3.9	Secondary Steel	7
4.	Substructure Description and Design Procedure	8
4.1	General	8
4.2	Model	8
4.3	Natural Frequency Analysis	9
4.4	Extreme Event Analysis	10
4.5	Corrosion Protection	12
4.6	Scour Protection	12
4.7	Reservations	12
5.	Topside Layout	13
5.1	General	13
6.	References	15

APPENDICES

A – Jacket Dimensions

1. Introduction

The present document contains the overall structural layout of the jacket support structure and top side layout sketches of the transformer platform to be installed at the West Rijn location. Environmental data are taken from ref. /1/.

The design verification of the support structure contains extreme event analysis and natural frequency analysis. The top side layout is based on ref. /2/. The basis for design as well as the obtained results are summarized in the following chapters.

2. Summary and Conclusions

2.1 Summary

The assessments performed as conceptual design, using preliminary environmental parameters for the West Rijn site, led to the following layout and weights of the support structure.

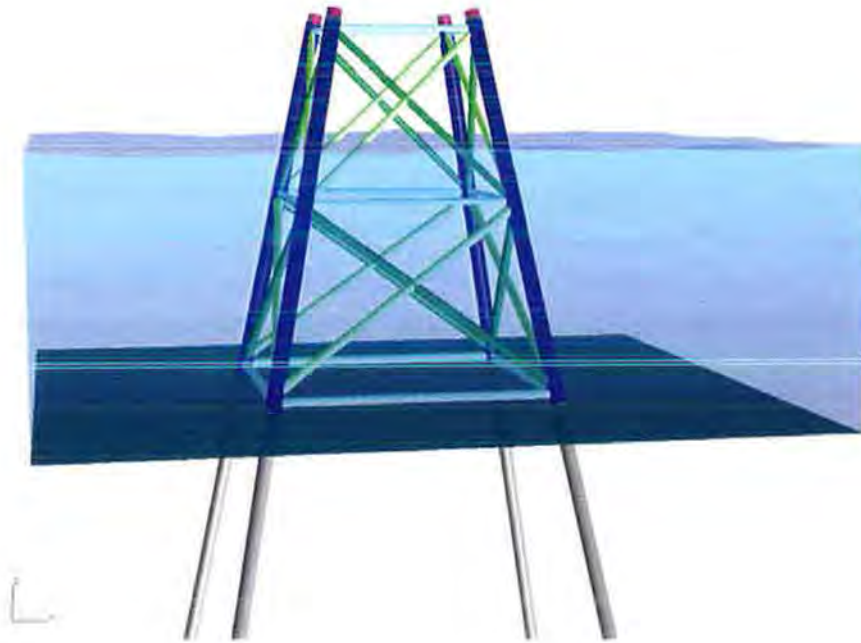


Figure 2-1. Four legged jacket layout

The support structure is a four-legged jacket structure founded on 60" main piles with a total penetration of 58 m. The jacket is approximately 15 x 15 m at interface and 30 x 30 m at mud line.

Base Width	Pile Diameter	Pile Penetration	Weight (excl. piles)	Piles (4 off)
30 m	60" (1524 mm)	58 m	730 ton.	600 ton.

Table 2-1. Design Summary Jacket

A possible appearance of the top side is visualized in Figure 2-2.

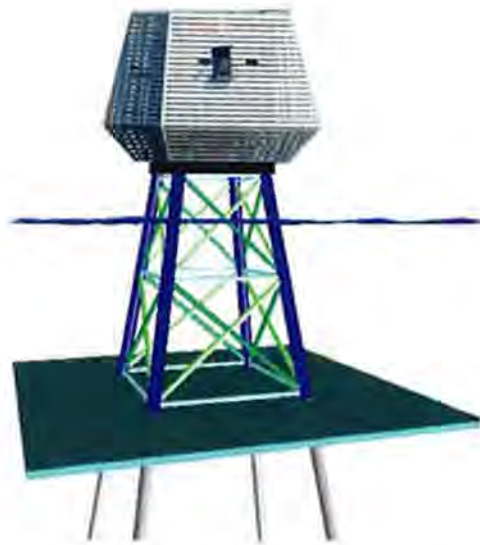


Figure 2-2. Possible appearance of top side

The approximate dimensions are listed in Table 2-2.

Length	Width	Height	Weight
20 m	20 m	15 m	600 tonnes

Table 2-2. Top side dimensions

2.2 Discussion of Results

A large number of individual designs of the substructure have been analysed in order to arrive at an optimal design. The main parameters that were investigated are:

- Base width
- Pile diameter
- Pile penetration

The current configuration of the substructure was chosen from more than 600 alternatives. The base width and pile diameter was kept at a minimum in order to lower the weight of the main structure and the pile penetration was taken as the maximum anticipated to be feasible in order to maintain a lower diameter of the pile.

3. Design basis

3.1 General

The following section contains the design parameters used for the conceptual design. The design is generally performed in accordance with ref. /3/. Primarily environmental design parameters are taken from ref. /1/ and the top-side layout is taken from ref. /2/.

3.2 Water Depth and Marine Growth

The water depth on the location of the wind turbine is taken as 25 m relative to NAP. The following tide levels are applied:

LAT	MWL	HAT	EWL
-1.090 m	0.045 m	1.180 m	2.180 m

Table 3-1. Water levels relative to NAP

Note: LAT = Lowest Astronomical Tide
MWL = Mean Water Level
HAT = Highest Astronomical Tide
EWL = Extreme Water Level (including storm surge)

As no information about the storm surge has been available a value of 1.0 m has been used.

Marine growth of 100 mm is applied from seabed to HAT. The thickness of the layer is added to the member radius.

3.3 Soil Conditions

The soil profile shown in Figure 3-1 is used in the design assessment and is given for a 60" pile. Soil parameters are taken from ref. /1/.

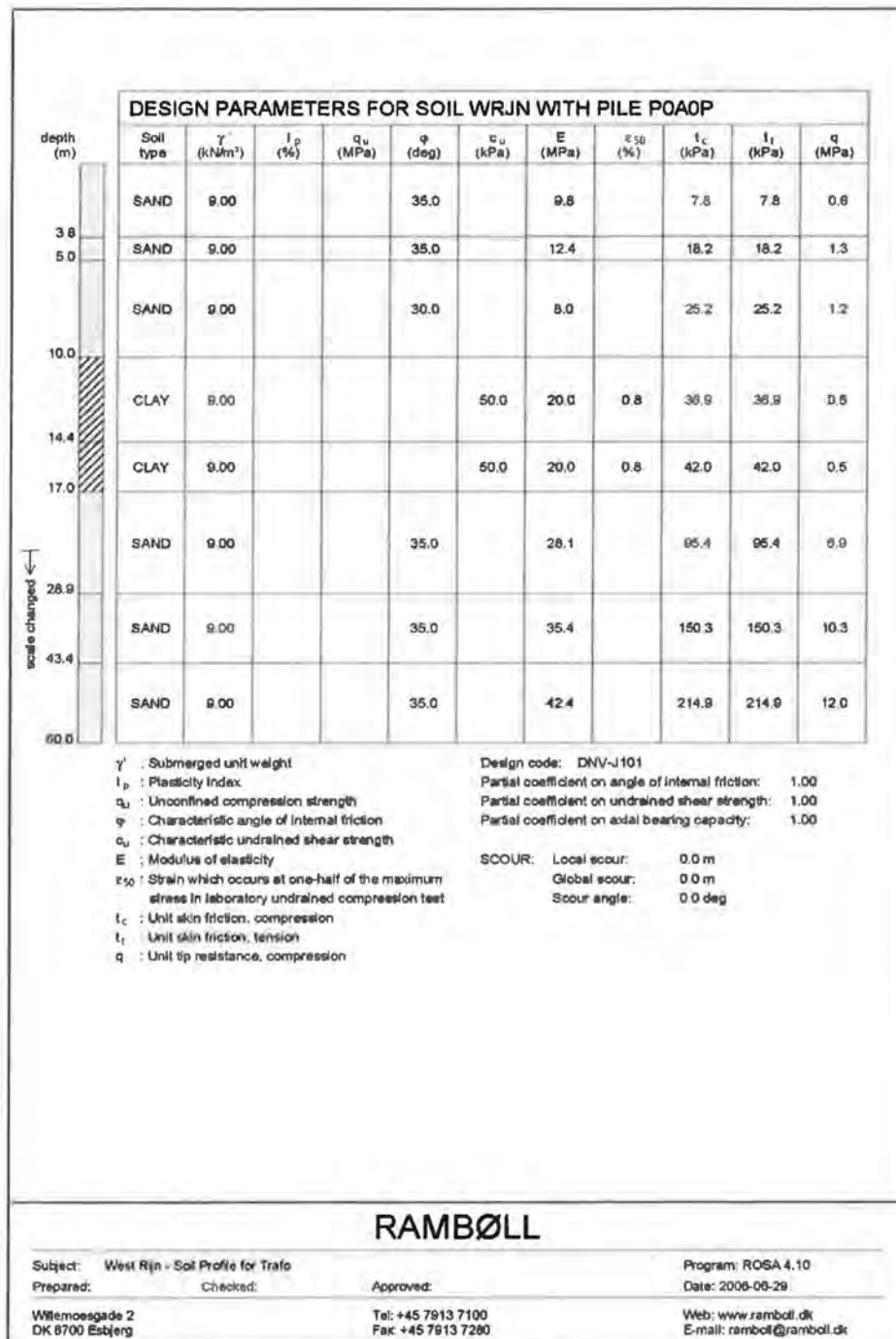


Figure 3-1. Soil profile for 60" pile

No global or local scour has been included in the design. It is judged that a local scour hole of max. 1.5 times the diameter of the pile will not change the overall dimensions of the structure and is further judged unlikely to occur due to the presence of mudmats.

3.4 Corrosion Allowance

A corrosion allowance of 8 mm is applied in the splash zone and 3 mm in a zone around mudline is also applied.

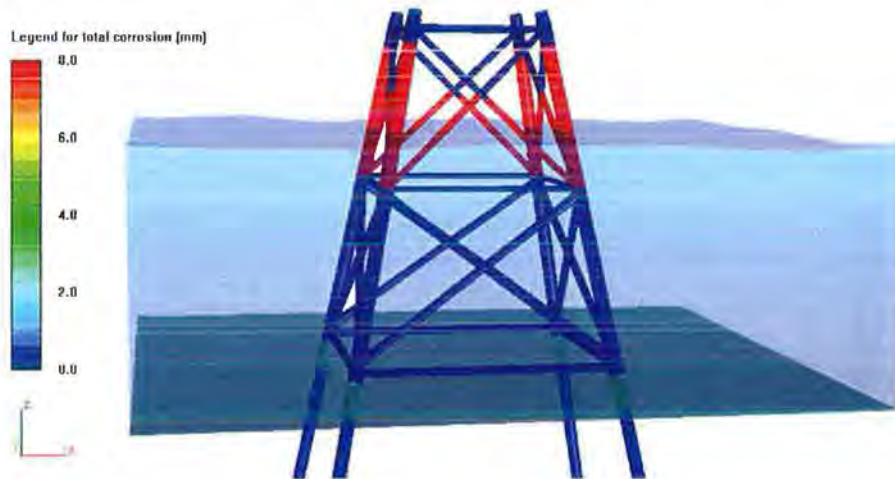


Figure 3-2. Computer model showing corroded elements

3.5 Extreme Wave and Current Loads

The values used are given in Table 3-2 and are taken from ref. /1/.

50 Year Wave Height [m]	Associated Period [s]	Current Velocity [m/s]
15.60 m	12.80 s	0.89 m/s

Table 3-2. Wave loading

Conservatively the wave and current directions are assumed fully aligned.

The dynamic amplification of the extreme wave is determined based on a single degree of freedom dynamic system. The dynamic amplification factor is determined to 1.01.

Hydrodynamic coefficients are applied as stated in Table 3-3. Rough values are applied in the marine growth zone, and smooth values are applied under and above this zone.

Coefficient	Smooth	Rough
C_D	0.65	1.05
C_M	2.00	2.00

Table 3-3. Hydrodynamic coefficients for extreme event analysis

3.6 Topside Mass and Area

The topside configuration is taken from ref. /2/. This gives a three-storey design which corresponds to a 20 x 20 x 15 (W x L x H) meter block. This gives an overall mass of the topside structure of 600 tonnes including accommodation module etc. and a wind area as stated in Table 3-4.

x-area	y-area
300 m ²	300 m ²

Table 3-4 Topside wind areas

3.7 Wind Loads

The extreme wind load on the structure is based on the 50 year wind speed which is assumed to be 35 m/s at interface elevation.

3.8 Load Combination and Partial Load Factors

The following basic loads are to be combined:

- Gravity loads
- Wind loads
- Wave and current loads
- Hydrostatic buoyancy loads

Load combinations for combined wind and wave action are based on a conservative estimate with 50 year return periods for both wind and waves.

	Gravity, Hydro-static	Wave and Cur-rent	Wind
Partial Load Factors	1.00	1.35	1.35

Table 3-5. Partial Load Factors used in the extreme event analysis

According to /3/ the safety factors in Table 3-6 are applied. The natural frequency analysis is based on characteristic soil properties, whereas the extreme event analysis is based on the characteristic as well as the plastic soil conditions (the characteristic soil properties are used for steel stress analysis and plastic soil properties used for soil capacity evaluation).

Material Parameters	Characteristic Soil	Plastic Soil
Angle of internal friction ϕ	1.00	1.20
Cohesion c	1.00	1.30
Axial load-carrying capacity of piles	1.00	1.30

Table 3-6. Safety factors for soil capacity

3.9 Secondary Steel

Secondary steel on the foundation structure is in general included in the analyses by applying appropriate wave areas and masses, i.e. the additional loading from these structures are included. The following items are considered:

- Two boat landings from elev. (-)2.0 m to (+)6.0 m wrt. NAP
- Two access ladders from elev. (-)2.0 m to interface
- Sacrificial anodes included by experience
- 16 J-tubes distributed evenly throughout the structure from mud line to interface

4. Substructure Description and Design Procedure

4.1 General

The chosen foundation concept is a four-legged jacket structure with four main piles located inside each leg. Horizontal bracing is present at elevation (+)13.5 m, (-)4.0 m and (-)24.0 m. Between elevations x-bracing is introduced. The main piles end at elevation (+)16.0 m and are mated with the topside structure. The jacket is approximately 15 x 15 m at interface and 30 x 30 m at mud line.

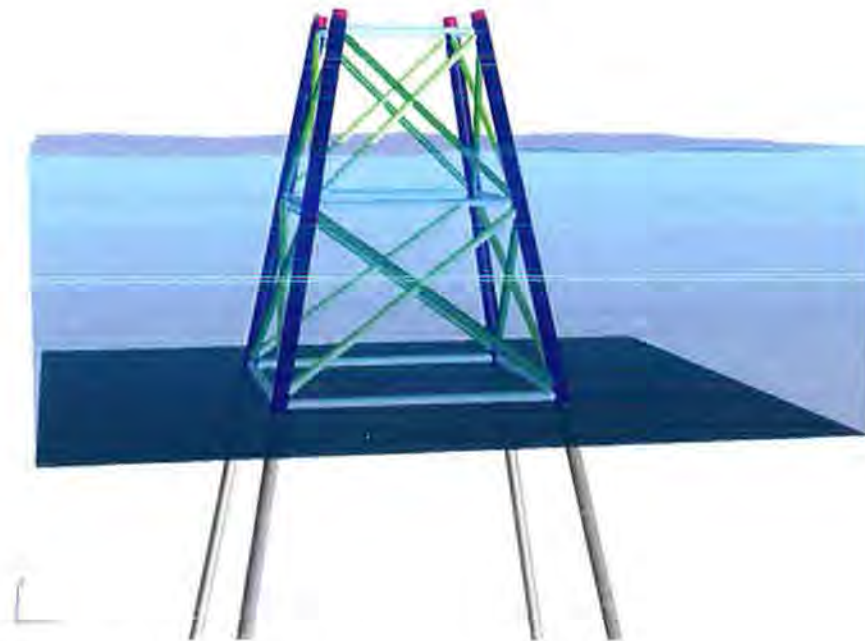


Figure 4-1. Trafo platform layout

For installation purposes the jacket is mounted with mudmats at the bottom of each leg, not shown in figure. These ensure bottom stability during pile installation. Each of these mudmats are approximately 8-12 m in diameter.

4.2 Model

The structure is modelled as beam elements for the unburied part and specific pile elements for the buried part.

The pile elements are composite structural elements, which incorporate a model of the surrounding soil. The stiffness of the soil is defined as a set of piecewise linear curves in accordance with Figure 3-1.

Secondary steel that does not contribute to the structural resistance of the structure but may however influence the total mass, thus the natural frequency, as well as the load resulting from wave actions. The corresponding equipments are modelled as appurtenances with mass and wave area.

Two boat landings and access ladders are included in the model. Furthermore a total of 16 J-tubes are included. Representative wave areas are included to simulate the presence of sacrificial anodes as corrosion protection.

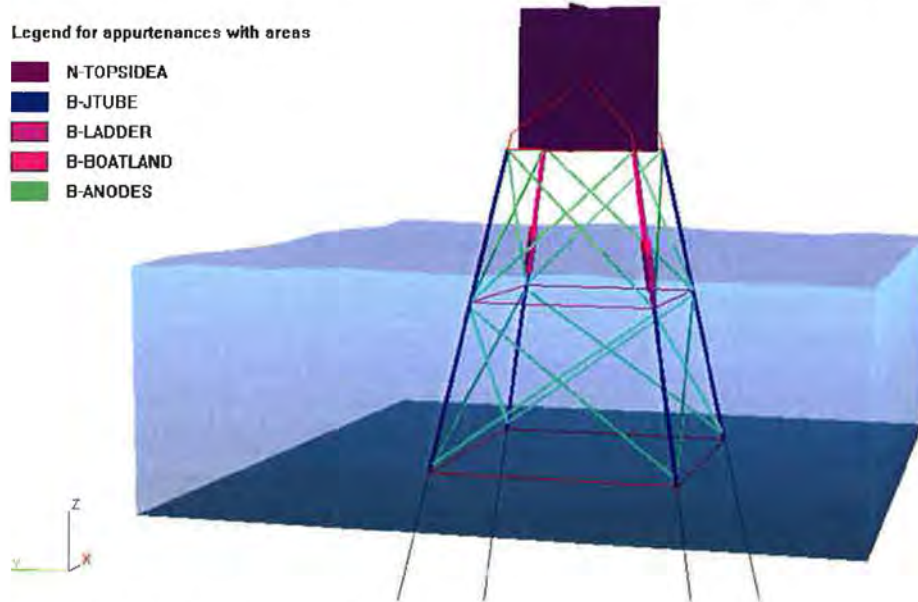


Figure 4-2. Appurtenance areas in the model

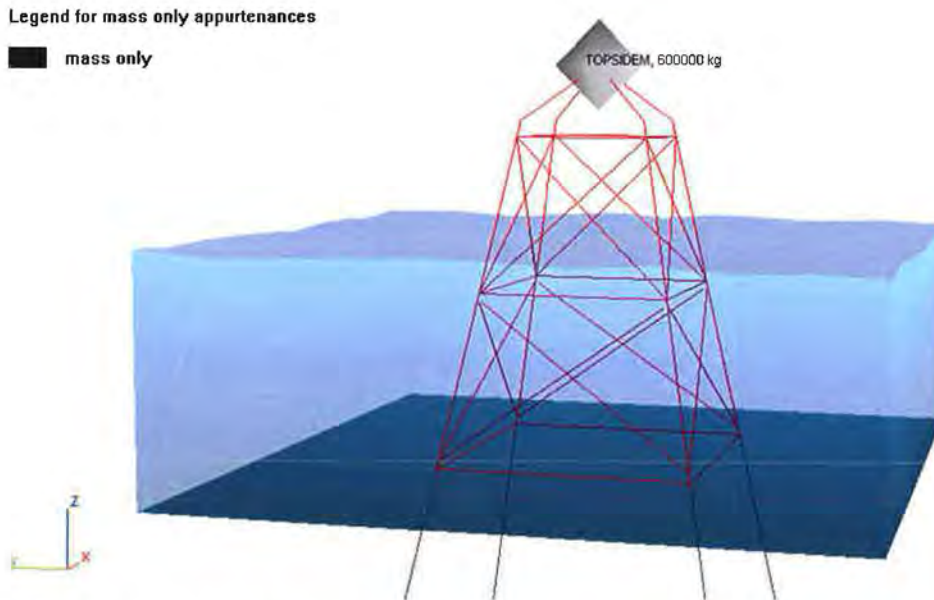


Figure 4-3. Appurtenance mass in the model

4.3 Natural Frequency Analysis

The fundamental natural frequency for the configuration selected for conceptual design has been determined to 1.96 Hz corresponding to a natural period of 0.51 s.

4.4 Extreme Event Analysis

The extreme event analysis is basically two different analyses:

- 1) Analysis of pile in interaction with the surrounding soil using plastic soil conditions. This analysis determines the capacity of the soil
- 2) Analysis of the steel structure using characteristic soil conditions. This analysis determines the capacity of the steel structure

Taken these analyses into account a large number of individual designs have been analysed in order to arrive at an optimal design. The main parameters that were investigated are:

- Base width
- Pile diameter
- Pile penetration

The current configuration of the platform was chosen from more than 600 alternatives. The base width and pile diameter was kept at a minimum in order to lower the weight of the main structure and the pile penetration was taken as the maximum anticipated to be feasible in order to maintain a lower diameter of the pile.

The pile-soil interaction is shown in Figure 4-4 for the chosen configuration. The colour indicates the pile-soil utilization and the disk size the pile-soil reaction.

All elements and tubular joints in the structure are checked and all utilizations are found to be below 1.0.

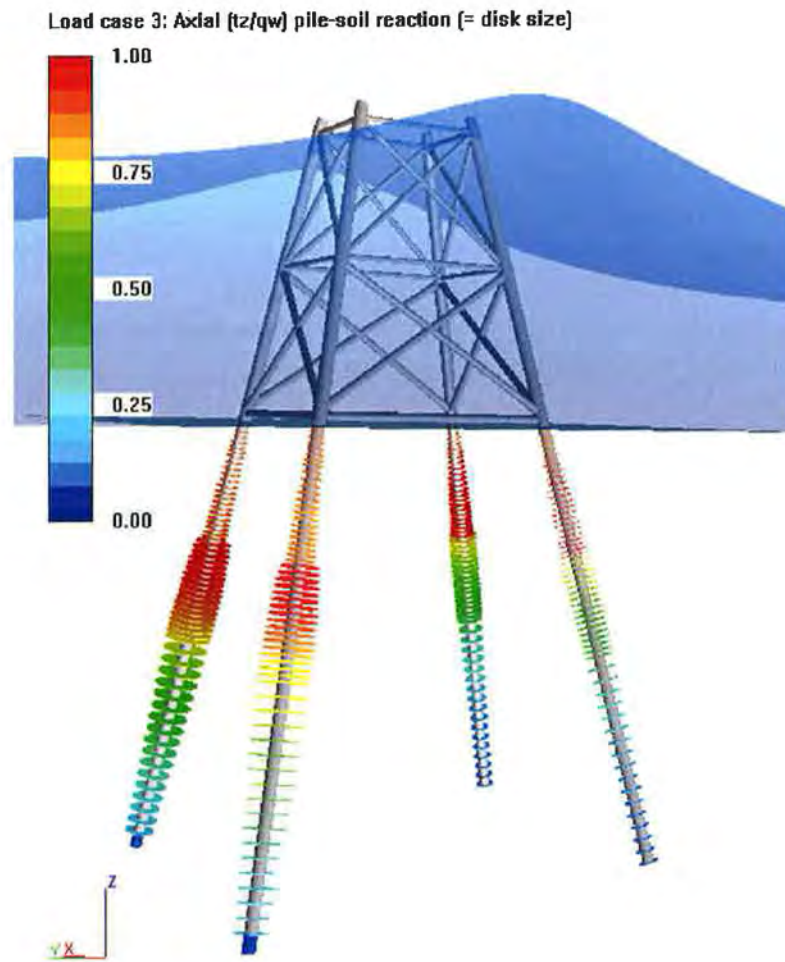


Figure 4-4. Axial pile/soil utilisation

4.5 Corrosion Protection

The corrosion protection of the structure must be obtained by a combination of coating, corrosion allowance and cathodic protection. The acceptable corrosion protection for each zone in the structure is summarized below:

- Atmospheric zone, where a high quality, multilayer coating shall protect the structure.
- Splash zone, where the protection consists of a combination of coating, cathodic protection and corrosion allowance.
- Submerged zone, where cathodic protection shall be established, preferably in combination with coating.

The cathodic protection system (CPS) is based on sacrificial indium-activated aluminium anodes. The anodes are mounted externally on the structure.

4.6 Scour Protection

Due to the presence of mudmats at each jacket leg scour protection is assumed unnecessary. Each mudmat is estimated to be approximately 8-12 m in diameter.

4.7 Reservations

The current jacket design does not include potential problems such as fatigue and ship impact. Such analyses might alter the stated dimensions and weights. Further the design is based under the assumption that only minor boats land at the jacket legs. A boat landing for large vessels might also alter the design.

5. Topside Layout

5.1 General

The topside configuration is taken from ref. /2/. This gives a three-storey design which corresponds to a 20 x 20 x 15 (W x L x H) meter block with an overall mass of the topside structure of 600 tonnes including accommodation module.

A possible appearance of the topside is visualized in Figure 5-1.

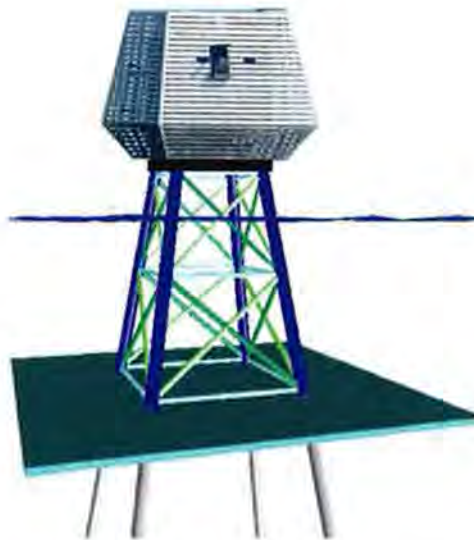


Figure 5-1. Possible appearance of topside

The arrangement of the topside may be organized as shown in Figure 5-2.

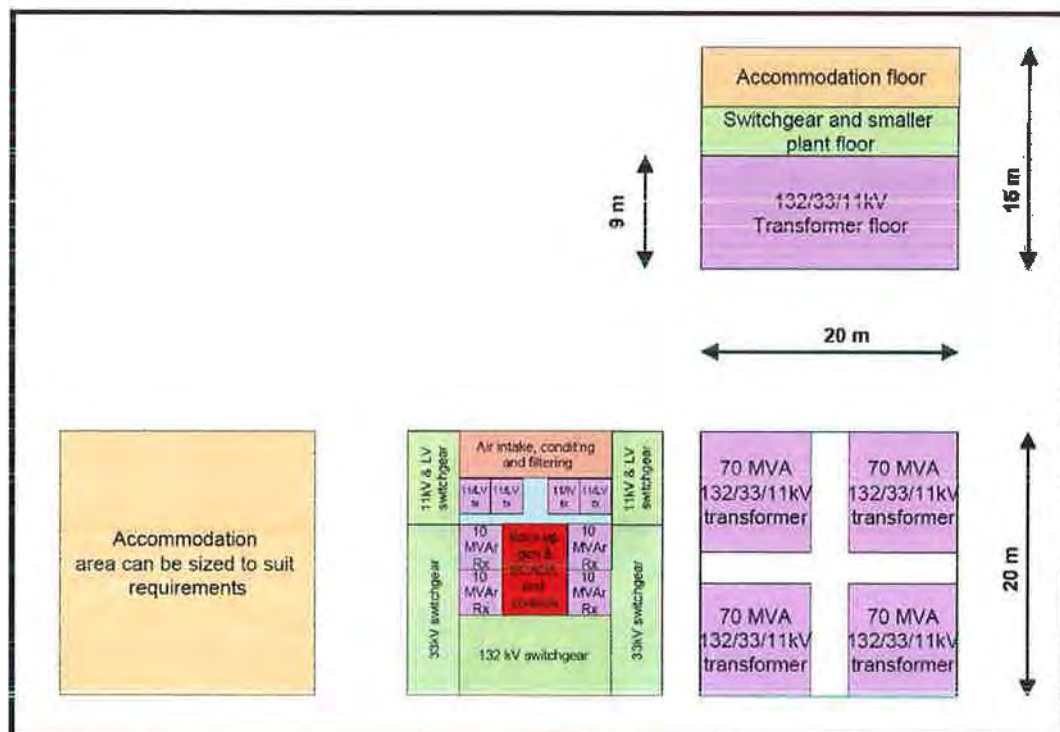
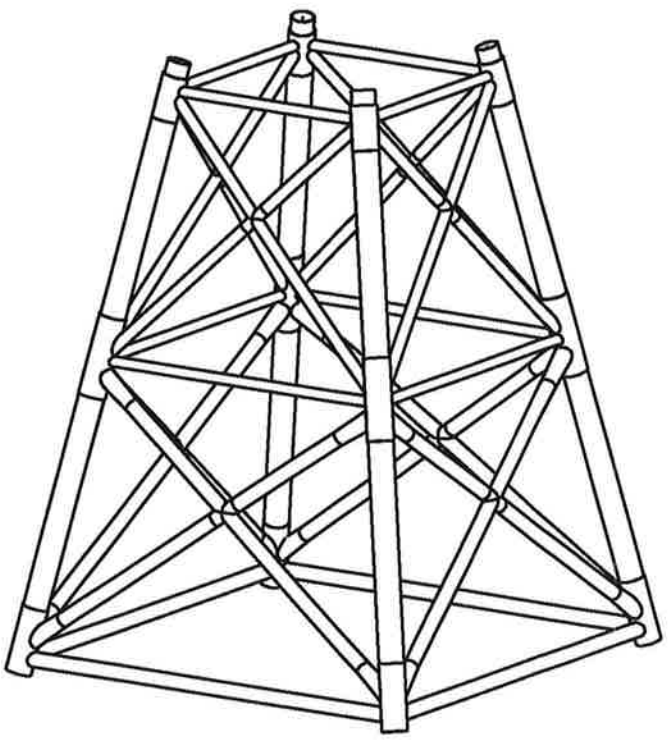
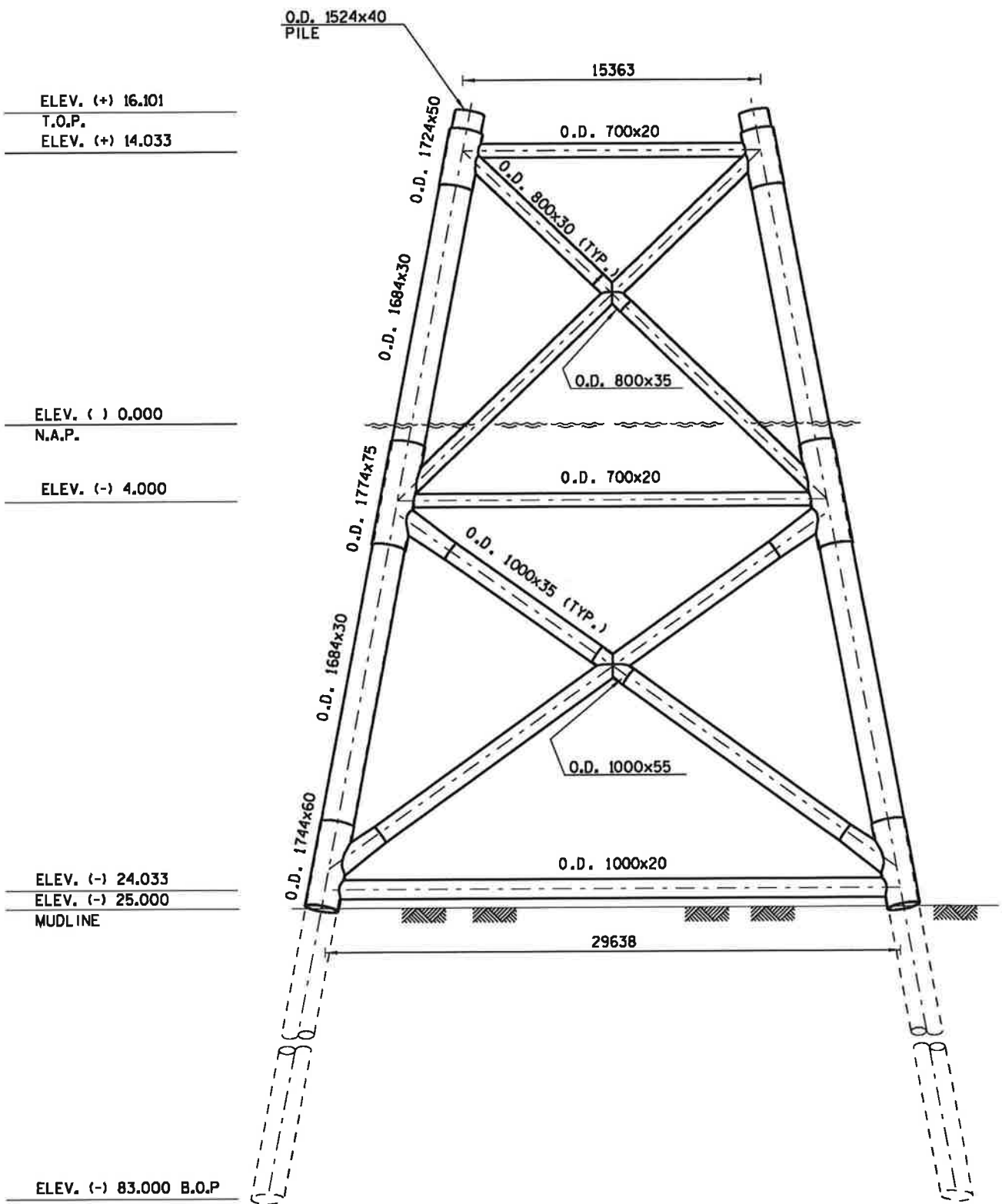


Figure 5-2. Arrangement of topside

6. References

- /1/ Dutch Offshore Wind Farm Development. Conceptual Foundation Design. July 14th 2005
- /2/ Greater Gabbard. Inter-Array Cable Design. Report 577000 403 CTR030 ENR 108 3, 2005.07.08
- /3/ DNV Offshore Standard: DNV-OS-J101 - "Design of Offshore Wind Turbine Structures", June 2004

Appendix A: Jacket Dimensions



ISO - TRAFO PLATFORM
SCALE NONE

VIEW - TRAFO PLATFORM
SCALE 1:150

Drawing no.		Reference chgs.	
A		ISSUED FOR INFORMATION	
Rev	Date	Drawn	Appr
NOTED		A1	
Scale		Size	Rev.
NOTED		A1	A
Drawing no.		WR-PS-00-0000	
Job no.		653416	
Title		TRAFO PLATFORM	
WEST RIJN		CONCEPTUAL FOUNDATION DESIGN	