

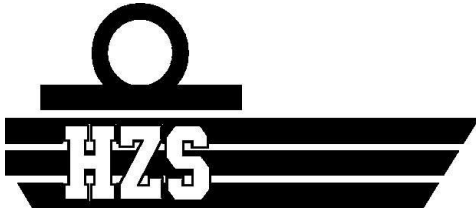
HOGERE ZEEVAARTSCHOOL ANTWERPEN

OE 2: EXPLOITATIE- EN SCHEEPSTECHNIEK

# **Het ontwerp en de constructie van offshore windmolenparken**

*Asha Michaux*





HOGERE ZEEVAARTSCHOOL ANTWERPEN

OE 2: EXPLOITATIE- EN SCHEEPSTECHNIEK

# **Het ontwerp en de constructie van offshore windmolenparken**

*Asha Michaux*

## Woord vooraf

In deze scriptie behandel ik het ontwerp en de constructie van offshore windmolenparken. Aangezien de energieproblematiek een belangrijke factor is in onze huidige maatschappij, heb ik altijd interesse gehad voor de zoektocht naar alternatieve energiebronnen en voor de vraag in hoeverre deze haalbaar zijn. Als introductie tot deze thesis wijdde ik mijn bachelorscriptie aan de kenmerken van onze huidige energiemarkt en de positie van windenergie in het geheel aan alternatieve energiebronnen.

Bij verschillende bezoeken aan mijn grootmoeder op de Zeedijk in Oostende volgde ik de opbouw van de graviteitsfunderingen voor het offshore windmolenpark op de Thorntonbank. De vragen die ik mijzelf stelde over de constructie van het windmolenpark, leidden tot de keuze van dit onderwerp.

Mijn interesse ging hierbij niet alleen uit naar het voorafgaande onderzoek en de constructie van het windmolenpark zelf, maar eveneens naar diens invloed op het maritieme milieu en de scheepvaart. Onderzoek naar deze invloed is echter nog steeds in volle gang waardoor definitieve conclusies nog niet gemaakt kunnen worden.

Ik vind het belangrijk dat zeevarenden zich bewust worden van de gevaren die de offshore windmolenparken kunnen opleveren voor de scheepvaart en het milieu, wat leidde tot mijn voornemen dit onderzoek in de toekomst te blijven volgen.

In deze sector is er eveneens vraag naar personen met een maritieme achtergrond. Daarom denk ik dat het onderzoek dat ik heb uitgevoerd bij het schrijven van mijn thesis, eveneens nuttig kan zijn bij de zoektocht naar een job aan de wal na mijn carrière op zee.

Tijdens mijn onderzoek nam ik contact op met verschillende bedrijven die actief zijn in de windenergiesector. Graag zou ik onderstaande personen willen bedanken voor hun tijd en geduld bij het beantwoorden van mijn vragen en hun bereidwilligheid grote hoeveelheden informatie met mij te delen:

Brouns Gert en Cuppens Jo (Project & Survey Co-ordinator en Project manager bij Tideway Offshore Contractor), De Poorter Bart (Business Unit manager bij GeoSea nv), Goossens Wendy en Sas Marc (Engineer-Advisor en Manager Coastal and Estuarine Systems bij IMDC nv), Moerland Pieter J. (General Manager bij MME Group), Van Baarle Bob (Project Engineer bij SCALDIS nv), Vanhessche Ulrike (Secretaris Kustwacht), Vansteenkiste Stefaan (Operation manager bij C-Power).



Ook zou ik mijn promotor, Kapitein Kris De Baere, willen bedanken voor zijn kritische opmerkingen en zijn inspanningen en advies om deze scriptie tot een goed einde te brengen.

Als laatste wil ik dhr. Wuyts, germanist en leraar Nederlands aan het Sint-Jan Berchmanscollege te Westmalle, bedanken voor zijn ijver bij het verwijderen van de spelling- en grammaticafouten uit deze thesis.

# INHOUDSTAFEL

<b>Woord vooraf</b> .....	<b>i</b>
<b>Inhoudstafel</b> .....	<b>iii</b>
<b>Lijst met figuren, tabellen en grafieken</b> .....	<b>vi</b>
Figuren .....	vi
Tabellen .....	x
Grafieken .....	x
<b>Inleiding</b> .....	<b>1</b>
<b>Hoofdstuk 1: Theoretische basis windenergiesystemen</b> .....	<b>3</b>
1.1 Oorsprong windenergie .....	3
1.2 Energiegehalte van de wind .....	6
1.3 Aërodynamisch principe windturbine .....	9
1.4 Opbouw turbine.....	14
1.4.1 Toren Turbine.....	14
1.4.2 Types van funderingen .....	15
1.4.2.1 Gravity-type foundation with caissons .....	16
1.4.2.2 Monopile foundation of Monopods .....	17
1.4.2.3 Tripod en Tripile fundering .....	18
1.4.2.4 Lattice tower of Jacket.....	19
1.4.2.5 Drijvende platformen.....	20
1.4.2.6 Suction Buckets .....	29
1.4.3 Design rotor.....	30
1.4.3.1 Werkingskarakteristieken van de rotor.....	34
1.4.3.2 Connectie rotorbladen aan naaf .....	36
1.4.4 Energietransmissiesysteem en Versnellingsbak .....	37
1.4.5 Generator .....	39
1.4.6 Outputregeling en controlesystemen .....	40
1.4.6.1 Outputregeling .....	40
1.4.6.2 Controlesystemen .....	41
1.4.7 Veiligheidssystemen .....	49
<b>Hoofdstuk 2: Het offshore windmolenpark op de Thorntonbank</b> .....	<b>51</b>
2.1 Overzicht project .....	51
2.2 Vooronderzoek .....	54
2.2.1 Geotechnisch onderzoek .....	55
2.2.2 Geofysisch onderzoek.....	57
2.2.2.1 Aard van het onderzoek.....	57
2.2.2.2 Geofysisch onderzoek op de Thorntonbank.....	61
2.2.3 Hydrodynamische Condities op de Thorntonbank .....	62
2.2.3.1 Windregime.....	62
2.2.3.2 Getijdenregime .....	65
2.2.3.3 Golfregime .....	67
2.2.4 Algemene morfologie van de Thorntonbank.....	67
2.2.4.1 Duinevolutie.....	67
2.2.4.2 Evolutie van de diepte .....	70
2.2.4.3 Minimum funderingsniveau .....	71
2.3 Design van de WTG .....	71
2.3.1 Lay-out van de <i>Gravity Based Foundation</i> .....	71
2.3.1.1 Ontwerp van de GBF .....	71
2.3.1.2 Constructie van de GBF .....	73

2.3.2	Erosiebescherming van de <i>Gravity Based Foundation</i> .....	73
2.3.3	Algemene lay-out van de Wind Turbine Generator.....	83
2.4	Offshore Werkzaamheden .....	84
2.4.1	Installatie van de fundering.....	84
2.4.1.1	Baggeren van de funderingsput .....	84
2.4.1.2	Aanleggen van het grindbed.....	86
2.4.1.3	Installatie van de GBF's .....	94
2.4.2	Erosiebescherming .....	106
2.4.3	Kabelaansluiting .....	108
2.4.3.1	Vorbereidende werkzaamheden .....	109
2.4.3.2	Gestuurde boring en landverbinding .....	111
2.4.3.3	Beschrijving van het kabeltracé .....	115
2.4.3.4	Landtracé .....	118
2.4.3.5	Methoden voor de aanleg van zeekabels .....	118
2.4.3.6	Aanleg van de stoomkabel .....	120
2.4.3.7	<i>Pull-in</i> van de kabels in de turbines .....	124
2.4.3.8	Maximale weerscriteria voor de werken .....	125
2.4.3.9	Controle, exploitatie en onderhoud van de offshore-kabels... ..	126
2.4.3.10	Buitengebruikstelling van offshore kabels.....	127
2.4.3.11	Opbouw van de energiekabels .....	127
2.4.4	Oprichting van de windturbine .....	128
2.4.4.1	Type windturbine .....	128
2.4.4.2	Constructie op de site.....	132
2.5	Aanpassing van de turbine aan offshore condities .....	135
2.5.1	Corrosiebescherming in de offshore windindustrie .....	135
2.5.1.1	Gebruikte beschermingsmethodes.....	136
2.5.1.2	Onderverdeling van structuur en beschermingsmethoden.....	139
2.5.1.3	Dimensioneren van de bescherming .....	142
2.5.1.4	Bacteriële corrosie in de offshore windindustrie.....	143
2.5.2	Signalisatie van de windturbine .....	144
2.5.3	Monitoring turbines .....	146
2.5.3.1	Spanningen in het hoogspanningsnetwerk.....	147
2.5.3.2	Stand en bediening van de hoogspanningsschakelaars.....	147
2.5.3.3	Operationele gegevens van het windmolenpark .....	147
2.5.3.4	Groenestroomtellers.....	148
2.5.3.5	Cameramonitoring .....	148
2.5.3.6	AIS-systeem .....	149
2.6	Toekomstperspectieven .....	149
2.6.1	Toekomst van het Thornton offshore windmolenpark.....	149
2.6.2	Groei offshore windenergie in België.....	153
2.6.3	Groei offshore windenergie in Europa .....	154

### **Hoofdstuk 3: Invloed van offshore windmolenparken op de maritieme wereld ..... 157**

3.1	Impact van offshore windmolenparken op de scheepvaart .....	157
3.1.1	Offshore windmolenparken in de Noordzee.....	157
3.1.2	Proces tot het vastleggen van Belgische concessiegebieden .....	161
3.1.3	Invloed offshore windmolenparken op radarsystemen .....	165
3.1.3.1	Effect op de radarinstallaties aan boord van schepen.....	165
3.1.3.2	Effect op de walradarinstallaties.....	173
3.1.3.3	Effect op andere navigatie- en communicatiemiddelen.....	176
3.2	Ecologische effecten van offshore windmolenparken op het maritieme milieu .....	177
3.2.1	Habitatverandering .....	178
3.2.1.1	Constructiefase.....	178
3.2.1.1	Exploitatiefase .....	178

3.2.2	Barrière-effect .....	180
3.2.2.1	Constructiefase .....	181
3.2.2.2	Exploitatiefase .....	181
3.2.3	Aanvaringsricico .....	182
3.2.4	Onderwatergeluid .....	184
3.2.4.1	Constructiefase .....	185
3.2.4.2	Exploitatiefase .....	188
3.2.5	Verstoring door onderzeese kabels .....	189
3.2.6	Vermindering van de water- en bodemkwaliteit .....	190
3.2.7	Veranderingen in menselijke activiteit .....	191
3.2.8	Besluit .....	191
3.2.8.1	Monitoring .....	192
3.2.8.2	Toekomst .....	193
<b>Besluit</b>	<b>.....</b>	<b>194</b>
<b>Bibliografie</b>	<b>.....</b>	<b>195</b>
	Geschreven bronnen .....	195
	Interviews .....	200
	Online bronnen .....	200
<b>Lijst van bijlagen</b>	<b>.....</b>	<b>202</b>
	ANNEX 1 Offshore Windenergieprojecten in Europa .....	203
	ANNEX 2 .....	205
	2.1 Fractie van de resultaten uit boorstalen op turbinelocatie D2 .....	205
	2.2 Resultaten van de CPT-metingen op turbinelocatie D2 .....	206
	ANNEX 3 Toekomstperspectieven fase 2&3 Thorntonproject .....	208
	ANNEX 4 Offshore windenergie installaties 2000-2030 .....	209
	ANNEX 5 Europees Offshore Elektriciteitsnet .....	210
	ANNEX 6 Scheepvaartroutes van en naar de Scheldemonding .....	211

## LIJST MET FIGUREN, TABELLEN EN GRAFIEKEN

### Figuren

figuur 1	Windrichting beïnvloed door Corioliskracht [1].....	4
figuur 2	Atmosferische luchtcirculatie [5].....	5
figuur 3	Volume lucht bewegend in de richting van een turbine [1] .....	6
figuur 4	Beweging van de luchtstroom over een blad [2] .....	9
figuur 5	Draag- en sleepkracht op een vleugel/blad [1] .....	10
figuur 6	Belangrijkste parameters van een aerofoil [1] .....	10
figuur 7	Verstoorde luchtstroom rond een vleugel [3].....	11
figuur 8	Relatie tussen de draag- en sleepcoëfficiënten afhankelijk van de invalshoek $\alpha$ bij verschillende vleugelontwerpen [3].....	12
figuur 9	Coëfficiënt $C_A$ van de draagkracht ( $F_A$ ) en coëfficiënt $C_W$ van de sleepkracht ( $F_W$ ) afhankelijk van de invalshoek $\alpha$ [6] .....	12
figuur 10	Vleugel onder constante invalshoek ( $\alpha$ ), maar variërende pitch ( $\theta$ ) in omhoog getilde, horizontale en omlaag getilde positie [83] .....	13
figuur 11	Onderdelen van een windturbinesysteem [1].....	14
figuur 12	Overgang funderingstypes van ondiepe naar diepe wateren [85].....	15
figuur 13	Gravity-type fundering met betonnen behuizing [7] .....	17
figuur 14	Monopile foundation [7].....	18
figuur 15	Tripod en Tripile foundation [7], [84] .....	19
figuur 16	Lattice tower constructies met gravity base en pile fundering [1], [85] 20	
figuur 17	Drijvende platformen voor offshore windturbines [15] .....	21
figuur 18	Barge-concept [13] en Triple floater [8] .....	22
figuur 19	Spar Buoy-concept: het Nederlandse Hywind concept [13] .....	23
figuur 20	Tension Leg Platform-concept [13].....	25
figuur 21	Multi rotor, triple floater [13] .....	26
figuur 22	Two turbines on one floater [13].....	26
figuur 23	Verschil tussen tension/taut (A) semi-taut (B) en catenary (C) mooring lines [87] .....	28
figuur 24	a) Drijvend platform concept;Massachusetts Technological Institute [11] b) Semisubmersible platform and anchor foundation system; Concept Marine Ass. [12].....	28
figuur 25	MIT-concept: Tension Leg Spar Buoy [85] .....	29
figuur 26	Verschillende configuraties voor SPT-toepassingen [16].....	30
figuur 27	Profiel van een vleugelontwerp [1] .....	33
figuur 28	Een windtunnel aan lage snelheid [1] .....	34
figuur 29	Turbine-as en eerste lager tijdens constructie [3] .....	36
figuur 30	As, versnellingsbak en generatoruitrusting van een turbine [2].....	37
figuur 31	Versnellingsbakuitrusting (vereenvoudigde weergave) [1] .....	37
figuur 32	Zicht op de uitrusting binnen de nacelle [14].....	38
figuur 33	Relatie tussen de absolute wind, omtreksnelheid en schijnbare wind [17] .....	43
figuur 34	Principe van pitch controle [1].....	43
figuur 35	Pitch systeem [3] .....	44
figuur 36	Feedback circuit voor een controlesysteem op de pitch hoek [2] .....	45
figuur 37	Principe van de passive stall control [1].....	46
figuur 38	Aërodynamische beperkingen van de mechanische kracht [9] .....	47
figuur 39	Kracht naargelang windsnelheid van de controlesystemen met verschillende beperkingsstrategieën [9].....	47
figuur 40	Controlesystemen van een conventionele windturbine [10] .....	49
figuur 41	Snelheidssensor op de lage snelheidsas [3].....	50
figuur 42	De internationale grenzen en begrenzing van het Belgisch Continentaal Plat (BCP) [88].....	51
figuur 43	Zone voor offshore windturbines [88].....	52

figuur 44	Ligging van de Thorntonbank ten opzichte van de verschillende mijlszones [88] .....	52
figuur 45	De ligging van de zandwinningsgebieden (paars), natuurgebieden (groen), militaire oefengebieden, gasleidingen en telecomkabels binnen het BCP [88] .....	53
figuur 46	Deelgebied A en deelgebied B van het Thorntonproject [19] .....	53
figuur 47	De oorspronkelijke, verschillende bouwfasen van het Thorntonproject [88] .....	54
figuur 48	Overzicht van de verschillende onderdelen van een penetrometer [27]	56
figuur 49	Gebruik van multi-beam sonar om de zeebodem in kaart te brengen [26] .....	58
figuur 50	Diagram van een side scan sonar in het schip en in een towfish [89]...	59
figuur 51	Schematische voorstelling van seismisch onderzoek [90] .....	60
figuur 52	Opstelling voor metingen van een object m.b.v. een magnetometer [26] .....	60
figuur 53	Locatie van de vijf meetstations voor de Belgische kust [21] .....	62
figuur 54	Jaargemiddelden van de meetresultaten op de verschillende locaties [21] .....	62
figuur 55	Gemiddelde windsnelheid per hoogte berekend voor een afstand van >10 km uit de kust [21] .....	63
figuur 56	Cumulatief effect van verschillende windmolens op één rij achter elkaar met een windrichting parallel aan de windturbines [21] .....	64
figuur 57	Gemiddelde getijdencurven voor de Thorntonbank [19] .....	66
figuur 58	Frequentiedistributie van de ebstroomrichting op verschillende punten rond het concessiegebied [21] .....	66
figuur 59	Algemene oriëntatie van de zandduinen in deelgebied A en B [19] .....	68
figuur 60	Sedimenttransport zoals afgeleid uit de asymmetrie van de duinen, resultaat van een multi-beam survey over het gehele concessiegebied [23] .....	68
figuur 61	Bathymetrie van een van de SW-NE dwarse secties van deelgebied A (boven) en B (onder) gebruikt in het onderzoek [19] .....	69
figuur 62	Evolutie van de duinruggen in deelgebied A [19] .....	69
figuur 63	Detailweergave van de kaart met het natuurlijke zandtransport op het BCP van de Thorntonbank met de resulterende vectoren van het zandtransportmodel [21] .....	70
figuur 64	Details Gravity Based Foundation voor fase 1 van de Thorntonbank (turbine D6) [18] .....	73
figuur 65	Stromingspatroon rond een cilinderstructuur [21] .....	75
figuur 66	Resultaten erosiesnelheid voor test 12 [19] .....	78
figuur 67	Resultaten van test 12: GBF vóór en na de test [19] .....	78
figuur 68	Resultaten van test 10: GBF vóór en na de test [19] .....	79
figuur 69	Resultaten van test 4 en test 13: GBF vóór en na de test [19] .....	79
figuur 70	Resultaten van test 2: GBF vóór en na de test [19] .....	80
figuur 71	Karakteristieken van de erosiebescherming [19] .....	81
figuur 72	Algemene lay-out van een WTG voor de Thorntonbank [18] .....	83
figuur 73	Sleephopperzuiger bij het baggeren van de losse zandlaag [18] .....	85
figuur 74	Detail van de ROV rond het verbrede uiteinde van de valpijp [36] .....	88
figuur 75	Lay-out valpijpschip Rolling Stone [39] .....	90
figuur 76	Valpijpschip Seahorse gebruikt bij het Thorntonproject [40] .....	90
figuur 77	Visualisatie van de opeenvolgende tracks [42] .....	92
figuur 78	Visualisatie van de funderingsput D1 van het Thorntonproject [18] .....	94
figuur 79	Gravity Based Foundations van fase 1 in constructie op de 'Halve Maan'-site [18], [44] .....	95
figuur 80	Ophijsen GBF van de SPMT-configuratie [18] .....	95
figuur 81	Heavy Lift Vessel Rambiz bij het ophijsen van de GBF [77] .....	96
figuur 82	Hydraulische sluiting gekoppeld aan de lifting lug op de basis van de GBF [80] .....	96

figuur 83	Hijskader met hydraulische poort en positie van de GBF in het centrum, aan de beide zijden zijn de hijskabels aangekoppeld [43].....	97
figuur 84	Schematisch overzicht: connectie GBF aan kabels onder het hefschip en ophanging [43], [46] .....	98
figuur 85	Afzinken van de GBF voor de kademuur [18] .....	98
figuur 86	Flipper Delta Anker [92] .....	99
figuur 87	GBF nummer D1 na installatie op de Thorntonbank [44], [18] .....	100
figuur 88	Schematische voorstelling: opvullen van de funderingsput [44] .....	102
figuur 89	Ponton 'Thornton 1' brengt het opvulmateriaal aan de bodem van de GBF aan via het valpijpsysteem, het materiaal voor het hydraulische ballasten van de GBF via de torenverbinding [18] ...	103
figuur 90	Schematische voorstelling en foto: opvullen van de GBF [44], [107].	104
figuur 91	Opbouw van het nivelleringssysteem voor de installatie op de site [18] .....	105
figuur 92	Algemene lay-out van de erosiebescherming [18] .....	106
figuur 93	Details van de erosiebescherming per GBF [18] .....	106
figuur 94	Lay-out van de erosiebescherming op de positie van de kabelverbinding [18] .....	106
figuur 95	Schematische voorstelling: aanleggen van de erosiebescherming [44] .....	107
figuur 96	Flatfish Grapnel [28] .....	110
figuur 97	ROV ingezet bij de detectie van de PEC-Telecomkabel [29] .....	111
figuur 98	Overzicht van de gestuurde boring en detail van de boorinstallatie [77] .....	111
figuur 99	Boorwerken op 01/08/07 [77] .....	112
figuur 100	Schets van de ruimininstallatie tijdens het vergroten van de gang [45]	113
figuur 101	Schets van de doortrekoperatie van de productpijp [45] .....	113
figuur 102	Links: beeld van de pulling head van de HDPE-buis Rechts: overzicht van de doortrekwerken aan de zeezijde [77] .....	114
figuur 103	Gestuurde boring onder de duinrug (30 meter diepte) [44] .....	114
figuur 104	Overzicht kabeltracé van de zeekabel (150kV) [18] .....	115
figuur 105	Ligging van de verschillende concessiegebieden en beschermde gebieden op het Belgisch continentaal plateau [22] .....	116
figuur 106	Bovenaanzicht HLV Norma op de kruising van de kabels [34] .....	117
figuur 107	Geplande bekabeling binnen het windturbinepark [21] .....	118
figuur 108	Ondergronds traject van de landkabel (paars) [88] .....	118
figuur 109	Globaal overzicht van de uitrusting van de kabellegger 'Eider 28', met centraal de trommel voor de opslag van de kabel en achteraan de gesleepte zeeploeg [30] .....	120
figuur 110	De zeeploeg, gebruikt bij het ingraven van de energiekabels [30] .....	121
figuur 111	Detail van een skid, gebruikt om de ploeg omhoog en omlaag te tillen [38] .....	121
figuur 112	Bevestiging van de kabel aan de zeeploeg door middel van een depressor [31] .....	122
figuur 113	Zeeploeg klaar voor gelijktijdig leggen en ingraven van de zeekabel [30] .....	123
figuur 114	'Atlas 2' ROV met afmetingen 3,8m op 3,8m en 2,5m hoogte [41] .....	123
figuur 115	Uitrusting bovenop de GBF voor het doortrekken van de kabel [31] ..	124
figuur 116	Overzicht van de doortrekwerkzaamheden in GBF D1 [31] .....	124
figuur 117	Situatie na het doortrekken van de 33kV-kabel in externe J-tube [32] .....	125
figuur 118	Gespecialiseerde ROV gebruikt bij het opsporen van de gemagnetiseerde kabels en Trenching ROV gebruikt bij het corrigeren van de kabeldieptes [33], [91] .....	126
figuur 119	Opbouw van een 33 kV- en een 150 kV-zeekabel [35] .....	127
figuur 120	Krachtcurve 5MW-turbine [47] .....	128
figuur 121	Intern bovenaanzicht rotor en gondel 5 MW-turbine [47] .....	129

figuur 122	Detail van figuur 121 [47] .....	130
figuur 123	Aanpassing lay-out 'Buzzard' te Zeebrugge [82] .....	132
figuur 124	Logistieke uitdaging: transport van de onderdelen naar Zeebrugge en Oostende [44] .....	133
figuur 125	Oprichting van de windturbines op de Thorntonbank [101], [82] .....	134
figuur 126	Schematisch overzicht van de constructie van de windturbines [44]..	134
figuur 127	Principe van corrosiebescherming met behulp van een opofferingsanode [93] .....	137
figuur 128	Principe van corrosiebescherming met behulp van opgedrukte stroom [93] .....	138
figuur 129	De GBF's voor de Thorntonbank zijn opgebouwd met een grote hoeveelheid staal [54] .....	141
figuur 130	Grafische voorstelling van de signalisatie op windturbines [21] .....	145
figuur 131	Heiframe voor de pijlers van de jacket-structuur [51] .....	150
figuur 132	Schets van een jacket-constructie en de installatie op de pijlers [52], [106] .....	151
figuur 133	Overzicht reeds geïnstalleerde en geplande offshore windmolenparken in België [98] .....	153
figuur 134	Locatie van de offshore windmolenparken t.o.v. verkeersscheidingsstelsels in Nederlandse wateren [103] .....	159
figuur 135	Oplooptmanoeuver van een uitwijkplichtig vaartuig in nauw vaarwater gecreëerd door windmolenpark zonder en met 2-mijls-veiligheidszone [58] .....	160
figuur 136	Minimum breedte van de corridor, met veiligheidszones van 2 mijl tussen de vaarrichtingen onderling en de grens van het windmolenpark [58] .....	160
figuur 137	Afbakening van de concessiezones voor de Belgische kust [57] .....	161
figuur 138	Scheepvaartroutes van en naar de Scheldemonding, vastgelegd op basis van AIS-gegevens [57] .....	162
figuur 139	Aanpassing van concessiezone 7 ten voordele van de scheepvaart [57] .....	163
figuur 140	Voorstel tot creatie van een corridor in zone 3, in tegenspraak met Nederlandse concessiezone (roze) [57] .....	164
figuur 141	Aanpassing concessiezone ten voordele van de scheepvaart [57] .....	164
figuur 142	Typische horizontale en verticale stralingsbundel van een radar scanner [63] .....	166
figuur 143	Afwezigheid van een echo door het schaduweffect van de voorliggende turbines [59] .....	167
figuur 144	Principe van zijbundel-echo's en weergave op het radarscherm [65] .	168
figuur 145	Principe van indirecte echo's en observatie bij een windmolenpark [59], [65] .....	168
figuur 146	Principe van veelvuldige echo's en weergave op het radarscherm [65] .....	169
figuur 147	Traject afgelegd door de onderzoeksschepen en radar van schip 1 op 0,75nm en korte pulslengte [63] .....	170
figuur 148	Reductie in zijbundel-echo's door aanpassing van de gain naar 70%, 50% en 10% [63] .....	171
figuur 149	Radarbeelden van de installatie op 6m hoogte: radar ingesteld op gemiddelde en lange pulslengte [63] .....	173
figuur 150	Radarbeeld van de installatie op 200m hoogte: gewone radarinstallatie en installatie met hoge persistentie [63] .....	174
figuur 151	Radarbeelden op de walradar bij het voorbijvaren van de 'Norbay' [63] .....	175



## Tabellen

tabel 1	Relatie tussen windsnelheid en vermogen van de wind per oppervlakte (maxima voor de Duitse kust) [4] .....	8
tabel 2	Effect van de invalshoek op de draagkracht [1] .....	11
tabel 3	Relatie tussen het aantal bladen en de snelheid van de vleugeltip [1] ..	31
tabel 4	Relatie tussen $C_D$ en $C_L$ [1] .....	32
tabel 5	Resultaten van een windtunneltest [1] .....	35
tabel 6	Kracht-snelheidscurven van de rotor [1] .....	35
tabel 7	Krachtcurve van een standaard windturbine [1] .....	40
tabel 8	Typische kracht-windsnelheidscurve van windturbines [2] .....	40
tabel 9	Effect van de pitch van het blad op de rotofficiëntie [1] .....	44
tabel 10	Dieptes van de verschillende GBF's uit fase 1 van het Thorntonproject [88] .....	72
tabel 11	Testcondities voor test 12 [19] .....	77
tabel 12	Testcondities voor test 10 [19] .....	78
tabel 13	Testcondities voor testen 4 en 13 [19] .....	79
tabel 14	Testcondities voor test 2 [19] .....	80
tabel 15	Specificaties van de twee grindlagen voor de funderingsputten [18] .....	86
tabel 16	Vereisten voor het opvulmateriaal van de funderingsput [18] .....	101
tabel 17	Details van de gebruikte materialen voor de erosiebescherming [18] ..	107
tabel 18	Maximale weerscondities uitgedrukt in significante golfhoogte $H_s$ en percentage van de tijd waarbij deze ingelost zijn [30] .....	125
tabel 19	Corrosieklassen volgens de Deense DS/R454-norm [21] .....	135
tabel 20	Toekomstperspectieven windenergie in Europa tegen 2020 [55] .....	156
tabel 21	Berekend aanvaringsrisico van negen vogelsoorten op de Thorntonbank die het hoogste risico vertonen [60] .....	182

## Grafieken

grafiek 1	Effect van een windturbine op de lokale windsnelheid erachter [21] ....	64
grafiek 2	Erosieverschijnselen in de funderingsput van GBF D2: algemeen (links) en detail van de groene arcering (rechts) [20] .....	82
grafiek 3	Blootstelling van de filterlaag van GBF D2 aan erosie [20] .....	83
grafiek 4	Trekkracht versus ingraafdiepte aan een ploegsnelheid van 100m/h [30] .....	122
grafiek 5	Jaarlijkse en cumulatieve groei van offshore windenergie in Europa [56] .....	154
grafiek 6	Nationaal einddoel voor het aandeel van hernieuwbare energie in de totale consumptie tegen 2020 ten opzichte van 2005 [55] .....	155

## Inleiding

De offshore windindustrie is een jonge markt met grote groeicapaciteiten.

De Europese vooruitzichten voor de installatie van offshore windmolenparken kennen een explosieve ontwikkeling.

Momenteel is er sprake van 160 offshore windmolenparken in Europese wateren, hetzij reeds werkzaam, onder constructie of gepland. (Zie Annex 1.)

De geïnstalleerde capaciteit van 2.000MW in 2009, wordt verondersteld te groeien tot 35.000MW tegen 2020.

Ook in de Verenigde Staten en China worden steeds meer offshore windmolenparken gepland.

Aangezien de opbouw van een windmolenpark op zee niet geanalyseerd kan worden zonder een introductie in de huidige windenergie industrie, start deze scriptie met een overzicht van de toegepaste technieken in de conversietechnologie van windenergie.

In hoofdstuk 1 proberen we inzicht te verwerven in de opbouw van windturbines: hoe gebeurt de omzetting van windenergie naar elektrische energie; uit welke onderdelen zijn windturbines opgebouwd; hoe worden de turbines verankerd in de zeebodem; hoe wordt de goede werking van de installaties verzekerd?

Aansluitend wordt in hoofdstuk 2 de opbouw van een offshore windmolenpark stap voor stap geanalyseerd aan de hand van één specifiek project:

het 'Far Shore Windmolenpark' op de Thorntonbank.

Dit park is niet alleen het eerste in Belgische wateren, maar geldt eveneens als een testproject voor de offshore windindustrie wereldwijd. Nergens in de wereld werd een offshore windmolenpark reeds opgericht met windturbines van deze omvang in dergelijke diepe wateren.

Hoewel de omvangrijke, beschikbare oppervlakte en de hogere capaciteit van windenergie op zee aantrekkelijk is, brengen dergelijke projecten grote hindernissen met zich mee.

In dit hoofdstuk proberen we een beeld te vormen van de verschillende, vereiste stappen in de ontwikkeling van een offshore windmolenpark:

wat is de informatie die verzameld dient te worden voor men tot de opbouw van het windmolenpark kan overgaan; wat is de invloed van de heersende maritieme omstandigheden op het ontwerp van het windmolenpark; hoe worden de

verschillende fases van het project gerealiseerd; hoe wordt de monitoring van de turbines tot stand gebracht; wat zijn de toekomstperspectieven voor de industrie?

Naast de uitdagingen bij de constructie van een windmolenpark op zee, moet bovendien rekening worden gehouden met de impact van de inplanting op zowel de scheepvaart als het maritieme milieu.

Op dit onderwerp wordt dieper ingegaan in het laatste deel van deze scriptie.

In hoofdstuk 3 evalueren we de reeds gekende invloeden van het offshore windmolenpark op diens omgeving:

wat is het effect van offshore windmolenparken op de scheepvaart in Belgische wateren; wat zijn de gevaren die windmolenparken op zee met zich meebrengen; welke mariene organismen worden beïnvloed door de plaatsing van offshore windmolenparken; wat is het effect van de parken op de ecologie in het gebied?

## Hoofdstuk 1: Theoretische basis windenergiesystemen

### 1.1 Oorsprong windenergie [1]

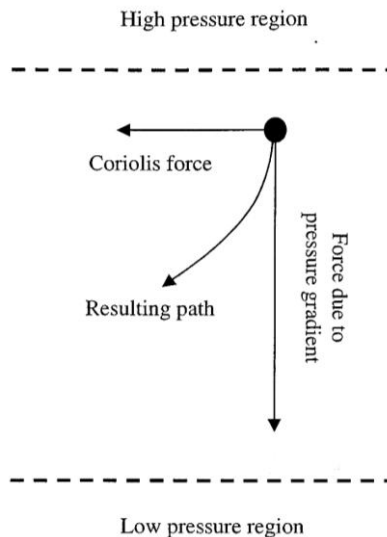
Aan de basis van het fysisch element, de wind, ligt de zon.

Grote verschillen in stralingsintensiteit, afkomstig van de zon en inwerkend op het aardoppervlak, leiden tot verschillen in luchttemperatuur over de hele wereld. In gebieden met een hoog gehalte aan zonnestraling, verkrijgt het aardoppervlak meer energie dan het door uitstraling kan verliezen. Dit heeft tot gevolg dat de lucht opwarmt, waardoor ze uitzet en opstijgt, wat een lagedrukgebied veroorzaakt aan het oppervlak. Omgekeerd, op plaatsen met weinig straling door de zon, blijft de lucht kouder en veroorzaakt zo een hogedrukgebied. Deze verschillen in luchtdruk veroorzaken een beweging van de luchtdeeltjes en dit van een hoge- naar een lagedrukgebied. Deze beweging geven we een naam: wind.

Bijgevolg wordt de wind gecreëerd door drukgradiënten afkomstig van een ongelijke opwarming van het aardoppervlak door de zon. Daarom kunnen we zeggen dat de wind principieel een vorm is van zonne-energie. Ongeveer 2% van de totale zonne-energie die de aarde bereikt, wordt op deze manier omgezet in windenergie.

Bij de voorstelling van de luchtbeweging over het aardoppervlak, maken we gebruik van vectoren. (Zie figuur 1.)

Een tweede kracht bepaalt de richting van de wind en is het gevolg van de aardrotatie. Haar vector wordt bovenop de vector van de luchtdrukgradiënten geplaatst, die hierboven beschreven werd. Deze tweede kracht is de Corioliskracht. In het Noordelijk Halfrond veroorzaakt ze een afwijking van een bewegend object (in dit geval de luchtmassa) naar rechts of met de wijzers van de klok, in het Zuidelijk Halfrond naar links of tegen de wijzers van de klok in, dit relatief gezien t.o.v. haar oorspronkelijke richting.

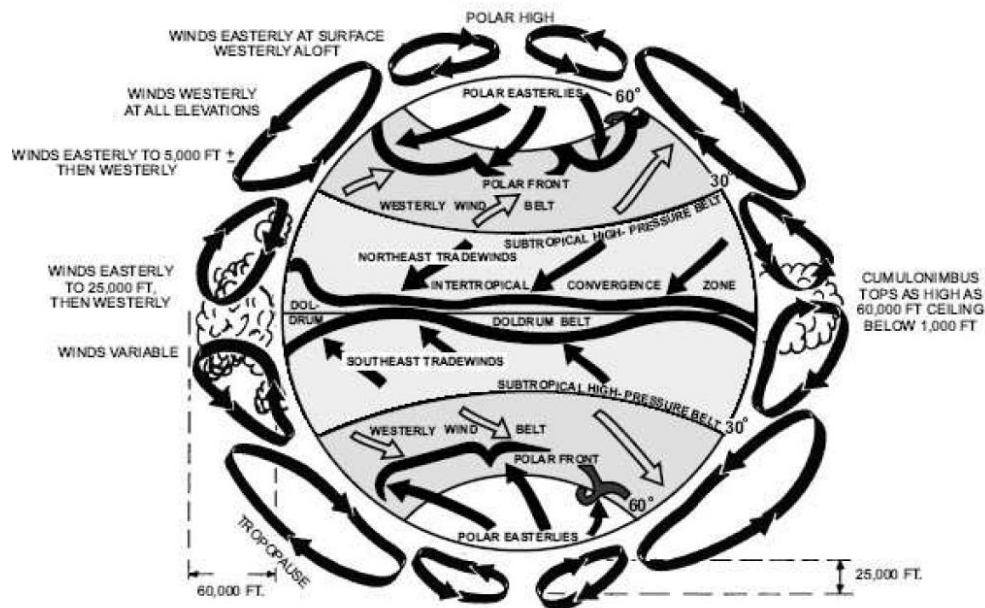


figuur 1 Windrichting beïnvloed door Corioliskracht [1]

Dit afbuigen van de massa bewegende luchtdeeltjes, wordt voortgezet totdat er een evenwicht bestaat tussen de twee krachten, enerzijds de kracht veroorzaakt door het drukverschil en anderzijds de Corioliskracht. Op dit moment bewegen de luchtdeeltjes praktisch evenwijdig aan de isobaren.

De luchtlagen die zich het dichtst bij het aardoppervlak bevinden, worden vertraagd door wrijving met het oneffen aardoppervlak. Een gevolg hiervan is dat de windsnelheid zal stijgen in relatie tot de hoogte boven het aardoppervlak. Op een hoogte van ongeveer duizend meter treden winden op die vrij zijn van wrijving, de zogenaamde geostrofische winden.

De algemene luchtcirculatie van de evenaar naar de polen wordt gedefinieerd door zogenaamde Hadley-cellen. Hieronder verstaan we dat de lucht in de tropische gebieden door de impact van de zonnestrallen wordt opgewarmd, waardoor ze uitzet en stijgt, aan het aardoppervlak een lagedrukgebied creërend. Vervolgens buigt ze af naar de polen, waardoor ze in koudere streken terechtkomt. Door deze koude temperaturen krimpt de luchtmassa in en daalt, dit ter hoogte van 30° Noord en Zuid. Hier veroorzaakt ze vervolgens een hogedrukgebied. Aan het aardoppervlak vinden we bijgevolg een omgekeerde luchtverplaatsing terug, van hoge- naar lagedrukgebied. Door de Corioliskracht wordt deze naar het westen afgebogen. In de hogere breedtes vinden we een gelijkaardig systeem terug, Rossby-circulatie genoemd, die een zone van westelijke winden creëert tussen 30° en 70° breedte.



figuur 2 Atmosferische luchtcirculatie [5]

De algemene circulatie in onze atmosfeer, die hierboven werd beschreven op een korte en vereenvoudigde manier, is vaak verstoord door atmosferische turbulenties. Bovendien wordt de beweging in de bovenstaande cellen ook sterk beïnvloed door het patroon van landmassa's en oceanen over het aardoppervlak, de topografie van de landoppervlakte en het verschil in temperatuur boven land en boven zee. Het resultaat is een min of meer chaotische som van invloeden die nabij het aardoppervlak tot een hoogte van om en bij de honderd meter een windveld creëert, sterk verschillend naargelang de plaats en het tijdstip.

De ruwheid van het aardoppervlak bepaalt de afname van de windsnelheid nabij het oppervlak. Bij aanwezigheid van dichte vegetatie zal de windsnelheid sterk verminderd worden. Wanneer het oppervlak echter vlak en glad is, zal dat weinig effect hebben op de windsterkte.

De ruwheid van het oppervlak wordt gekenmerkt door de ruwheidsklasse of ruwheidhoogte. De ruwheidhoogte varieert van praktisch nul (0.001), in het geval van een zeeoppervlakte, tot factor 2 voor stadscentra. Dit wijst op een belangrijk voordeel van offshore windenergie, waarbij de windsnelheid niet wordt gehinderd door het aardoppervlak en bijgevolg meer energie kan ontgonnen worden bij eenzelfde windsnelheid.

Bovendien heeft dit ook een belangrijk gevolg voor de belastingen waaraan de rotor onderhevig is. Wanneer de windsnelheid sterk varieert naargelang de hoogte, komen de tippen van de bladen achtereenvolgens in gebieden van lagere belasting (op hun laagste positie) en hogere belasting (in de hoogste positie). Dit verschil creëert een

bijkomende belasting op de bladen en de rotor.

In het geval van offshore windturbines is dit effect minimaal.

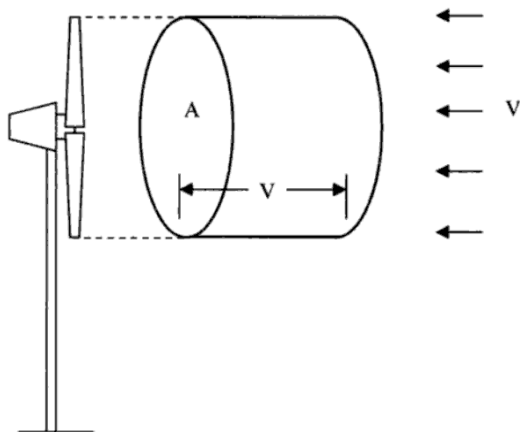
Gezien de beschikbare windenergie verloopt volgens het kwadraat van de windsterkte, is een totaalbeeld van de windkarakteristiek op een site onmisbaar in het ontwerp van een windmolenpark.

## 1.2 Energiegehalte van de wind [1],[2]

De wet van Newton leert ons dat een massa in beweging een hoeveelheid energie bevat. Met andere woorden: een bepaalde luchtmassa, die per tijdseenheid een turbine passeert, bevat een hoeveelheid energie die de wieken van turbine zal aandrijven en op die manier zal zorgen voor de productie van elektriciteit.

Beschouwen we een oppervlakte  $A$  en passen we hierop een windsnelheid  $v$  toe, dan kan de verandering in volume  $V$  over een lengte  $l$  bepaald worden door:

$$\Delta V = A \cdot \Delta l \quad v = \Delta l / \Delta t \quad \Rightarrow \quad \Delta V = A \cdot v \cdot \Delta t$$



figuur 3 Volume lucht bewegend in de richting van een turbine [1]

De windenergie is een kinetische energie, gekenmerkt door de formule<sup>1</sup>:

$$E = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2$$

De massa van de lucht die door de rotor passeert per seconde, wordt gegeven door<sup>2</sup>:

$$m = A \cdot v \cdot \rho_a$$

<sup>1</sup> Hierbij is  $m$  de luchtmassa in kg en  $v$  de windsnelheid in m/s. De eenheid van kinetische energie is de Joule (Newton x meter)

<sup>2</sup> Hierbij is  $A$  de rotoroppervlakte in  $m^2$  en  $\rho_a$  de specifieke dichtheid van lucht in  $kg/m^3$ .

De verandering in energie is evenredig met de verandering in massa:

$$\Delta m = \Delta V \cdot \rho_a$$

Vervangen we  $\Delta V$  en  $\Delta m$  dan zien we per tijdseenheid  $t$  :

$$\begin{array}{l} E = \frac{1}{2} \cdot m \cdot v^2 \\ \Delta m = \Delta V \cdot \rho_a \end{array} \quad \Longrightarrow \quad E = \frac{1}{2} \cdot \Delta V \cdot \rho_a \cdot v^2$$

$$\begin{array}{l} E = \frac{1}{2} \cdot \Delta V \cdot \rho_a \cdot v^2 \\ \Delta V = A \cdot v \cdot \Delta t \end{array} \quad \Longrightarrow \quad E = \frac{1}{2} \cdot A \cdot \rho_a \cdot v^3 \cdot t$$

Uit deze vergelijking volgt dat de windenergie evenredig is met  $v^3$

Het vermogen van de wind<sup>3</sup>  $P$  wordt gedefinieerd door:

$$P = E/t = \frac{1}{2} \cdot A \cdot \rho_a \cdot v^3$$

Hieruit volgt dat deze eveneens evenredig is met  $v^3$ .

Zetten we deze vergelijking uit in een tabel, dan blijkt dat de energie output per  $m^2$  van het rotorblad niet recht evenredig is met de windsnelheid.

Een voorbeeld: een toename van de windsnelheid met 10% kan de productiviteit van een turbine met 33% doen stijgen.

Bijgevolg is het rendabeler een windenergie-conversiesysteem te plaatsen op een locatie met occasioneel sterke winden, dan daar waar constant een lage windsnelheid aanwezig is. Aangezien de gemiddelde windsnelheid op de eerste locatie hoger is, hoewel op de tweede locatie een permanente wind aanwezig is.

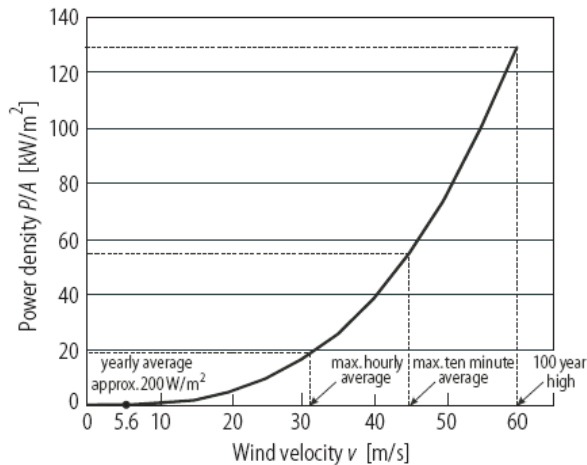
Het merendeel van de geproduceerde elektriciteit wordt bekomen tijdens het hoogste spectrum van de windsnelheid.

Onderstaande tabel toont aan dat voor de Duitse kust minstens 2/3 van de geproduceerde elektriciteit wordt bekomen tijdens het hoogste 1/3 van de windsnelheid.

---

<sup>3</sup> in Nm/s of Watt





tabel 1 Relatie tussen windsnelheid en vermogen van de wind per oppervlakte (maxima voor de Duitse kust) [4]

Daarom worden windenergieconversiesystemen ontworpen om vooral de kracht uit de hogere regio's van windsnelheden te winnen.

Concrete waarden van de optimale ontwerpsnelheid zijn niet algemeen vast te leggen, gezien zij volledig afhankelijk zijn van het windregime en vooral van de spreiding van de windsnelheden op de gekozen locatie.

Eenzijds moet men ervoor zorgen dat de turbine zo vaak mogelijk draait in het lokale windregime. Bijgevolg is het niet rendabel een turbine met een hoge ontwerpsnelheid te plaatsen op een locatie met een lage gemiddelde windsnelheid, vermits de extra energie die geproduceerd wordt tijdens de occasionele sterke winden, niet opweegt tegen de hogere kosten van de installatie.

Anderzijds zal een te lage ontwerpsnelheid van de turbine tot gevolg hebben dat deze, hoewel zij onafgebroken draait, een lagere energieproductie vertoont dan een turbine die afgesteld is op een hogere ontwerpsnelheid en niet permanent draait.

Bijgevolg moet een gulden middenweg gezocht worden tussen de voor- en nadelen van een bepaalde ontwerpsnelheid.

Een uitgebreide analyse van het windregime op de geselecteerde site is dus onmisbaar om de windturbine zo rendabel mogelijk te maken op zijn specifieke locatie.

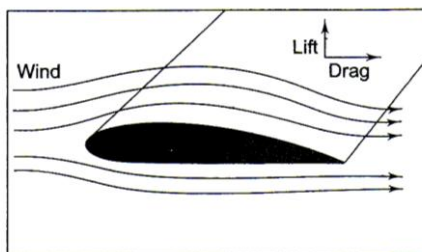
### 1.3 Aërodynamisch principe windturbine [4],[6]

In deze scriptie beperk ik mij tot de turbines bestemd voor elektriciteitsproductie en bespreek ik de windturbines met horizontale as<sup>4</sup>. De as ligt hier parallel met de windrichting.

Aërodynamica houdt zich bezig met de krachten die door een bewegende gasstroom worden uitgeoefend op een lichaam dat zich hierin bevindt.

De aërodynamica van windturbines werd oorspronkelijk ontwikkeld, gebaseerd op die van de luchtvaartindustrie.

Om optimaal energie te ontginnen uit een luchtstroom worden de bladen van een moderne windturbine gemaakt met vleugelsecties<sup>5</sup>.



figuur 4 Beweging van de luchtstroom over een blad [2]

Veronderstel een vleugel (bijvoorbeeld van een vliegtuig, windturbine...) die beweegt in een luchtstroom.

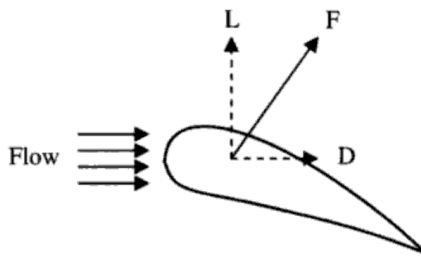
Dankzij de typische ronding van het blad moet de luchtstroom aan de bovenkant van de *aerofoil* een langere weg afleggen dan die aan de onderkant, wat een verschil in snelheid van de stroom veroorzaakt. De luchtdeeltjes aan de bovenkant van de *aerofoil* bewegen sneller dan die aan de onderkant. Hieruit volgt dat de druk aan de bovenkant lager is dan die aan de onderkant van de *aerofoil* (Bernoulli's principe), wat resulteert in een kracht  $F$ , door de wind uitgeoefend op de *aerofoil*.

Deze kracht  $F$  is de resultante van twee loodrecht op elkaar werkende krachten. De tillende kracht, de zogenaamde *lift force* of draagkracht ( $L$ ), werkt loodrecht op de richting van de oorspronkelijke, onverstoorte windstroom.

<sup>4</sup> Windturbines met verticale as worden eveneens gebruikt, maar in mindere mate vermits zij een lager productiecapaciteit hebben.

<sup>5</sup> In de aërodynamica verstaan we onder een vleugelsectie de zogenaamde *aerofoil* (Engels: airfoil) sectie. Dit is de vorm van een vleugel of blad (van een schroef, rotor, turbine, zeil) gezien in dwarsdoorsnede, zie figuur 4)

Vanzelfsprekend bestaat er ook een tweede kracht, die probeert de *aerofoil* terug in de richting van de wind te brengen. Deze wordt de *drag force* of sleepkracht (D) genoemd en werkt bijgevolg evenwijdig aan de oorspronkelijke windstroom.



figuur 5 Draag- en sleepkracht op een vleugel/blad [1]

De draag- en sleepkracht worden weergegeven door de formules<sup>6</sup>:

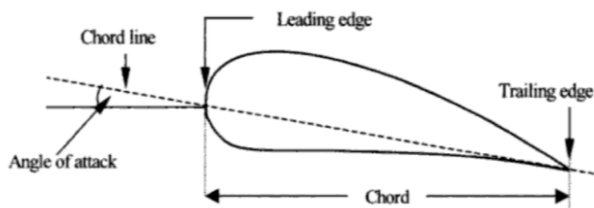
$$L = \frac{1}{2} \cdot C_L \cdot \rho_a \cdot A \cdot v^2$$

en

$$D = \frac{1}{2} \cdot C_D \cdot \rho_a \cdot A \cdot v^2$$

Vergelijkingen tussen de twee parameters bij het ontwerp van een vleugel, worden uitgevoerd door middel van de draag- en sleepcoëfficiënten  $C_L$  en  $C_D$ .

De hoek tussen de onverstoorte windstroom, wanneer deze nog niet beïnvloed is door de beweging van de vleugel, en de koorde<sup>7</sup> van de *aerofoil*, wordt de *angle of attack*<sup>8</sup>  $\alpha$  genoemd.



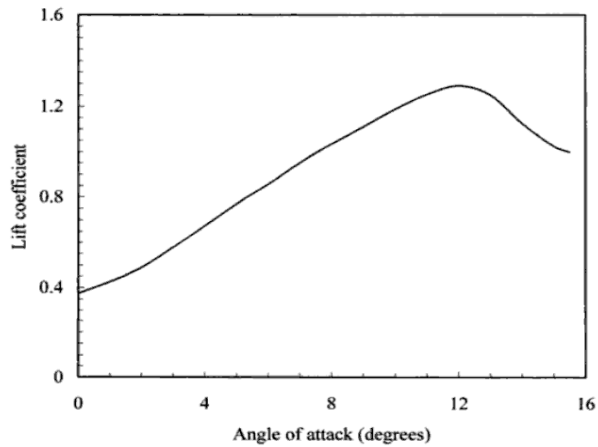
figuur 6 Belangrijkste parameters van een aerofoil [1]

De grootte van de draag- en sleepkracht uitgeoefend op een *aerofoil*, wordt eveneens beïnvloed door  $\alpha$ .

<sup>6</sup> Hierbij is A de rotoroppervlakte in  $m^2$ , v de windsnelheid in m/s en  $\rho_a$  de specifieke dichtheid van lucht in  $kg/m^3$ .

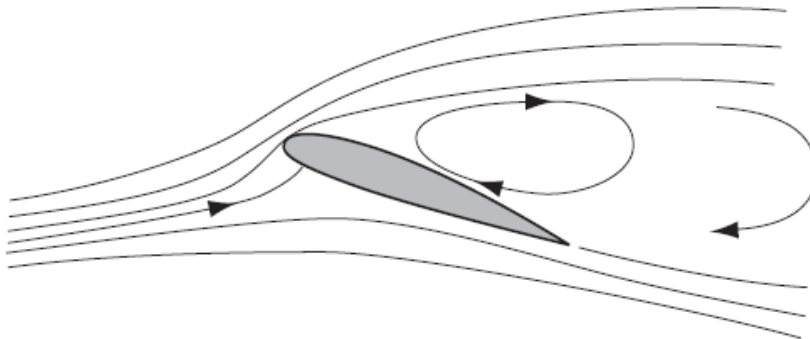
<sup>7</sup> Onder de vleugelkoorde van een vleugelprofiel verstaan we de grootste afstand tussen de voorste en de achterste rand van het profiel.

<sup>8</sup> Invalshoek of aanstroomhoek



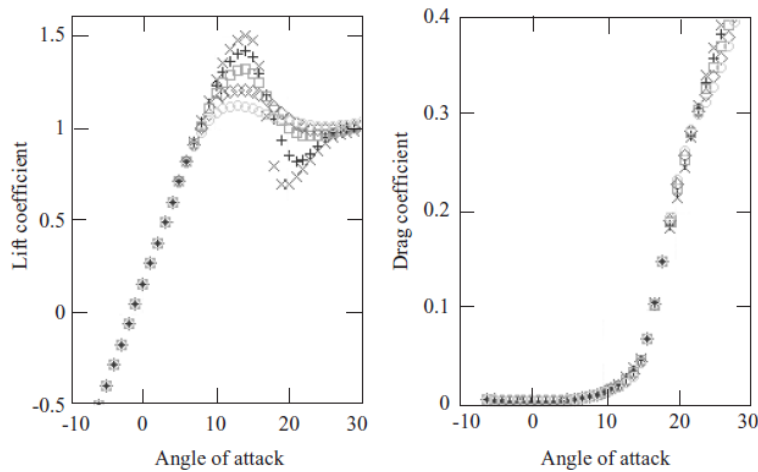
tabel 2 Effect van de invalshoek op de draagkracht [1]

Tabel 2 toont het effect van de invalshoek op de draagcoëfficiënt van de vleugel. Bij kleinere hoeken  $\alpha$  neemt de draagkracht toe met  $\alpha$ . De draagkracht bereikt een maximum bij een bepaalde waarde van  $\alpha$ , afhankelijk van het type vleugel, en daalt daarna snel. Dit gebeurt omdat bij een schuiner invallen van de wind op het rotorblad de luchtstroom heel turbulent wordt en de luchtstroom aan de bovenkant van de *aerofoil* loskomt van het oppervlak van het blad. Hierdoor valt het drukverschil tussen de boven- en onderkant weg en gaat de draagkracht verloren.

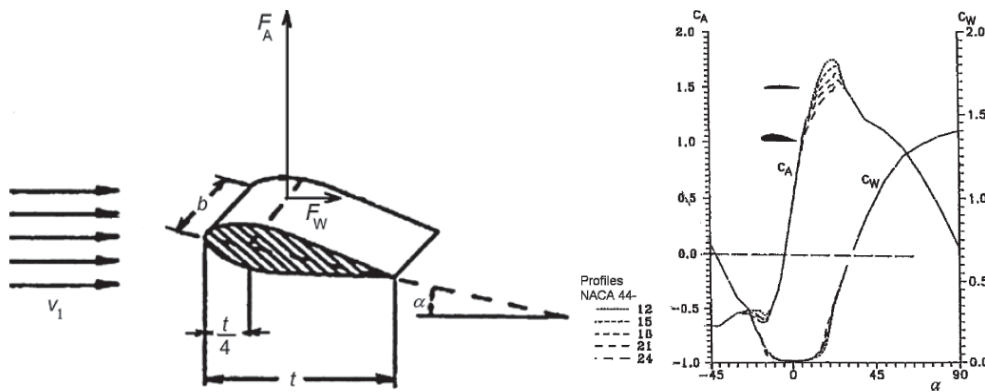


figuur 7 Verstoorde luchtstroom rond een vleugel [3]

Bij grotere hoeken  $\alpha$  neemt de draagkracht bijgevolg af en verhoogt de sleepkracht, zodat het rotorblad stilvalt.



figuur 8 Relatie tussen de draag- en sleepcoëfficiënten afhankelijk van de invalshoek  $\alpha$  bij verschillende vleugelontwerpen [3]



figuur 9 Coëfficiënt  $C_A$  van de draagkracht ( $F_A$ ) en coëfficiënt  $C_W$  van de sleepkracht ( $F_W$ ) afhankelijk van de invalshoek  $\alpha$  [6]

De draag- en sleepcoëfficiënten worden door middel van windtunnelexperimenten bepaald. Hierbij wordt de *aerofoil* onder verschillende hoeken in een windstroom geplaatst en worden de draag- en sleepkrachten op de vleugel gemeten door middel van *transducers*<sup>9</sup> die in de horizontale en verticale vlakken geplaatst worden. Bij windturbineontwerpen streeft men op die manier naar een zo klein mogelijke sleepkracht en zo groot mogelijke draagkracht. Gedurende de tests worden tezelfdertijd de optimale invalshoeken afgeleid.

Met al deze gegevens, bepaald in de testen, wordt een optimaal design van het rotorblad vastgelegd. Het doel van het ontwerp is het minimaliseren van de sleepkracht.

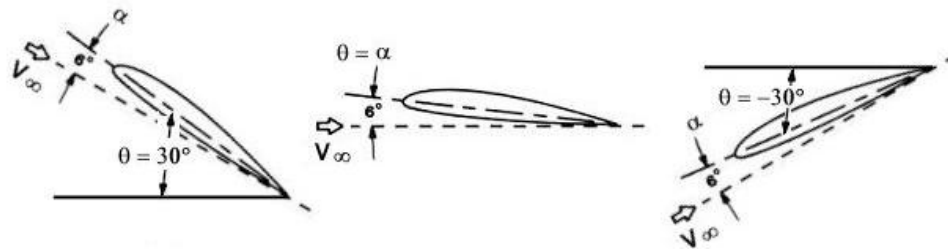
<sup>9</sup> Een transducer zet een bepaalde vorm van energie om in een andere. In het geval van windtunnelexperimenten wordt meestal gebruik gemaakt van transducers die statische druk omzetten in elektrische spanning.

De snelheid van de wind is constant over het hele rotor gebied, maar de snelheid van het blad neemt toe vanaf de basis tot de tip. In theorie is de snelheid van het blad aan de basis 0m/s en neemt deze snelheid toe tot een maximum aan de tip van de vleugel. Bijgevolg is noch de grootte, noch de hoek van de relatieve wind een constante over het gehele rotorblad<sup>10</sup>. Deze vaststellingen leidden tot enkele conclusies, die het huidige design van de turbinebladen tot gevolg hadden:

1. Gezien de wind op elk punt van de *aerofoil* onder een optimale invalshoek  $\alpha$  moet invallen, moet het blad een variërende *pitch*<sup>11</sup>-hoek hebben langsheen zijn lengte.

M.a.w. het blad moet een twist vertonen langsheen zijn totale lengte, zodat de invalshoek van de wind op elk punt dezelfde is.

Er is een belangrijk verschil tussen de invalshoek en de *pitch*-hoek, geïllustreerd door figuur 10:



figuur 10 Vleugel onder constante invalshoek ( $\alpha$ ), maar variërende *pitch* ( $\theta$ ) in omhoog getilde, horizontale en omlaag getilde positie [83]

2. De draagkracht, uitgeoefend op de tip van het rotorblad, is groter dan die uitgeoefend op de binnenste rand van het blad. Dit wordt veroorzaakt door een verschil in grootte van de relatieve windrichting (het rotorblad is immers gekromd). Door dit verschil in grootte van de draagkracht, probeert de tip sneller te draaien dan de binnenste rand van het rotorblad. Dit veroorzaakt een belasting op het blad die tot een breuk kan leiden.
3. De spanning veroorzaakt op de binnenkant van het blad door de centrifugaal kracht is groter dan die op de tip.

Deze twee laatste vaststellingen hebben geleid tot het huidige design van het rotorblad, waarbij het bladoppervlak aan de tip kleiner is dan dat aan de basis.

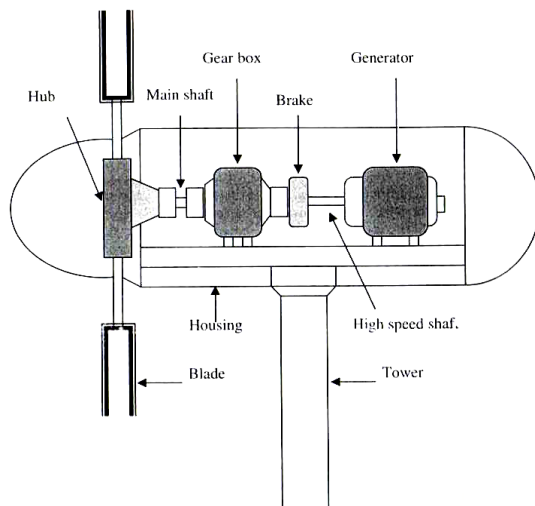
<sup>10</sup> Voor meer uitleg aangaande de variërende hoek en grootte van de relatieve wind met de snelheid van het blad, zie figuur 33: Relatie tussen de absolute wind, omtreksnelheid en schijnbare wind.

<sup>11</sup> De *pitch* hoek van een vleugel is de hoek tussen de koorde van de vleugel en een referentie-as, meestal de horizontale.

## 1.4 Opbouw turbine [3],[4]

De belangrijkste onderdelen van een moderne windturbine, bestemd voor de productie van elektriciteit, zijn de volgende:

1. toren
2. fundering
3. rotor<sup>12</sup>
4. hogesnelheids- en lagesnelheidsas
5. versnellingsbak
6. generator
7. sensors en giermechanisme<sup>13</sup>
8. outputregeling en controlesystemen
9. veiligheidssystemen



figuur 11 Onderdelen van een windturbinesysteem [1]

### 1.4.1 Toren Turbine

Bij een windturbine met horizontale as, gebruikt voor de productie van elektriciteit, draagt de toren de volledige installatie, zoals de bladen, de versnellingsbak, de generator, de controle-uitrusting, enz.

Daarom wordt speciale aandacht voor vibraties gevraagd. Men moet vermijden dat de trillingen in de structuur, veroorzaakt door fluctuaties in windfrequentie, worden

<sup>12</sup> Het onderdeel van de turbine waar de bladen aan bevestigd zijn. Deze benaming wordt soms gebruikt om de bladen en hun connectie als één geheel aan te duiden.

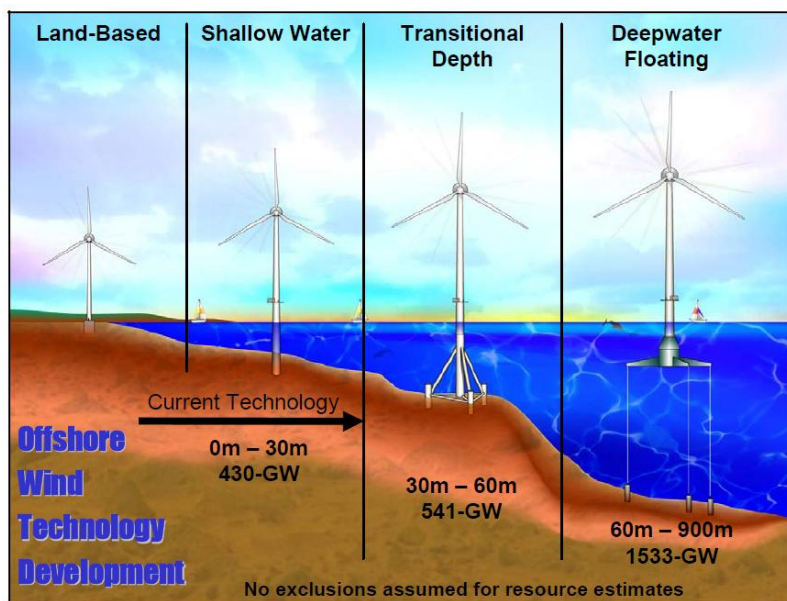
<sup>13</sup> *Yaw mechanism*

versterkt. Dit kan men bereiken door een zorgvuldig design van de resonantiefrequenties van de toren, de bladen, de rotor, enz.

Te allen tijde moet men vermijden dat trillingen (opgewekt door de werking van de turbine) de eigentrilling van de structuur benaderen, om resonantie te vermijden.

Voor middelgrote en grote turbines, wordt een torenhoogte van iets meer dan de diameter van de rotor gekozen. Turbines van 300kW-500kW beschikken over torens van 35m-40m.

#### 1.4.2 Types van funderingen [7], [8], [85]



figuur 12 Overgang funderingstypes van ondiepe naar diepe wateren [85]

Een van de grootste aanpassingen uit te voeren bij het installeren van windturbines op zee, is hun verankering in de zeebodem. Deze structuur, algemeen een fundering genoemd, is veel meer dan een standaard fundering zoals die op land wordt toegepast. Op grotere waterdieptes, levert de fundering een significante bijdrage in het totale kostenplaatje van de installatie. Verder heeft ze een grote invloed op de trillingskarakteristieken van de gehele constructie.

Het basisprincipe in de keuze van het type fundering, is de vraag of de gekozen fundering voldoende stabiliteit levert, afhankelijk van zijn gewicht (van toepassing op een graviteitfundering) of afhankelijk van zijn verankering in de zeebodem (van toepassing op andere types die op de zeebodem gevestigd zijn, de zogenaamde *deep foundations*).

De keuze van het type gebeurt veelal op basis van de afstand tussen de kustlijn en het windpark of wordt m.a.w. gebaseerd op de huidige waterdiepte.



Algemeen onderscheiden we de volgende types van funderingen:

#### 1.4.2.1 Gravity-type foundation with caissons

Dit type is al gedurende lange tijd in gebruik voor ondiepe wateren. Een betonnen behuizing, geconstrueerd op land, wordt vervoerd tot op de site en afgezonken op de zeebodem. Vervolgens wordt ze tot op het gewenste gewicht gebracht door middel van een vulling (zand, kiezels...).

(De massa van de behuizing nodig voor een 2MW-turbine is ongeveer 1500 ton, dit zonder de massa van de vulling. Gezien het grote gewicht van de betonnen structuren, wordt het gebruik van stalen dozen wel eens overwogen. In maritieme gebieden met veel ijsvorming (bv. Baltische Zee), moet het deel van de behuizing boven het wateroppervlak een kegelvorm hebben, die een betere weerstand biedt tegen de druk van het pakij.)

Het gebruik van funderingen met een betonnen behuizing, is de meest rendabele oplossing in ondiepe wateren van slechts enkele meter diepte.

De constructie is zwaar en dus zeer stevig, met een grote voetafdruk. Bijgevolg is haar grootste voordeel een goede stabiliteit.

Een duimregel stelt dat de massa van de fundering, en dus haar kostprijs, bijna gradueel toeneemt met het kwadraat van de waterdiepte. Dit maakt dat dergelijke funderingen niet toegepast worden voor waterdieptes boven de 15 meter, vermits ze boven deze limiet te duur worden.

Een bijkomend nadeel is dat de zeebodem moet afgevlakt worden en mogelijks versterkt, wat intensievere werkzaamheden onder water vereist.

Op het vlak van de trillingskarakteristieken, worden *gravity-type* foundations als 'stijf'<sup>14</sup> aanzien. Trillingen die in de rotor en turbine optreden door de inwerking van de wind worden bijgevolg enkel door de gondel geabsorbeerd<sup>15</sup>. De rest van de structuur absorbeert geen trillingen. Deze stijfheid van de structuur heeft tot gevolg dat structurele vermoeiing kan optreden in de verschillende onderdelen van de constructie.

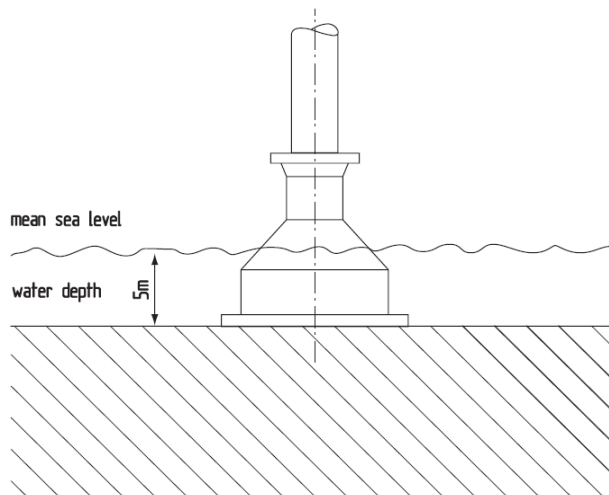
Een ecologisch voordeel van de installatie is dat de fundering zonder veel moeite kan worden verwijderd, dit in tegenstelling tot de *deep foundations*.

Deze constructie werd al veelvuldig toegepast in offshore windparken, bijvoorbeeld in de Deense wateren.

---

<sup>14</sup> Onder een stijve constructie, verstaan we een systeem dat niet over de nodige elasticiteit beschikt om de krachten, inwerkend op de constructie, te absorberen. Bijgevolg worden de krachten overgezet op alle onderdelen van de structuur.

<sup>15</sup> Onder absorberen van trillingen wordt trillingsdemping verstaan of het reduceren van de trilling door installatie van actieve of passieve trillingsdempers in de rotor of gondel van de turbine.



figuur 13 Gravity-type fundering met betonnen behuizing [7]

#### 1.4.2.2 Monopile foundation of Monopods [14]

Deze bestaat uit een fundering met een vrijstaande stalen pijp. De pijp wordt in de zeebodem gehamerd of door middel van vibraties in de bodem gedreven (*vibro-piling*). In vergelijking met de voorgaande constructie is deze eenvoudig en wordt ze toegepast van zodra de externe omstandigheden gunstig zijn, dit vooral omwille van de lagere kostprijs.

Een *monopile* fundering vraagt praktisch geen voorbereiding van de zeebodem. Een vereiste is echter wel dat deze moet bestaan uit zand of kiezel (*gravel*) om intensieve drillwerken te voorkomen.

Afhankelijk van het bodemgesteente, wordt de stalen pijp in de zeebodem gehamerd tot een diepte van 30 meter, dit om het scheefvallen van de installatie door erosie van de zeebodem te voorkomen. Het inbedden van de installatie wordt gerealiseerd door middel van een hydraulische hamer van op een drijvend ponton.

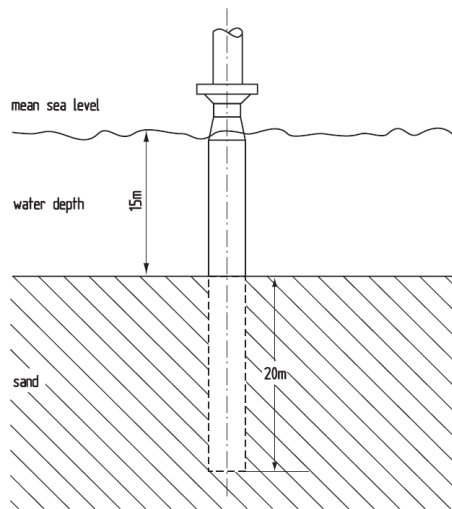
De installatie vereist bijgevolg de beschikbaarheid van zware uitrustingen.

Gezien vanuit het standpunt van de vibratiekarakteristieken, wordt een *monopile* fundering als 'zacht' omschreven. De natuurlijke frequentie van de toren van de windturbine wordt gekenmerkt door een zachte reactie op trillingen, wat de vermoeidheid van de structuur door belasting vermindert.

Aangezien het optreden van, door resonantie veroorzaakte, dynamische oscillaties bij dit design echter mogelijk is, moet de hoogte (en dus ook de toepasbaarheid) beperkt worden. Huidige technologieën hebben het gebruik van het design tot een waterdiepte van 40m mogelijk gemaakt, een diepte die vooral beperkt wordt door stabiliteitsproblemen.

Bovendien is bij dit ontwerp een accurate kennis van de zeebodem belangrijk om zo nauwkeurig mogelijk de frequentie van de ontworpen structuur te kunnen bepalen. Dit design wordt tot dusver als het meest kosteffectieve beschouwd.

Voor zeer grote turbines zijn *monopiles* echter niet toepasbaar vermits ze te groot worden om nog met gewone offshore uitrustingen gehanteerd te worden. Een nieuwe ontwikkeling is omwille van deze beperking de betonnen *monopile*. Deze kan geïnstalleerd worden zonder hameren, maar vereist een complexe drilinstallatie.



figuur 14 Monopile foundation [7]

#### 1.4.2.3 Tripod en Tripile fundering [14]

Om de nadelen van grote turbines op het dimensioneren van de *monopiles* weg te werken kan men gebruik maken van een constructie die opgebouwd wordt door middel van meerdere kleinere palen.

Deze installatie bestaat uit een stalen *tube*<sup>16</sup> die gedragen wordt door drie benen. De connectie tussen de *piles* en de *tube* wordt gerealiseerd door middel van een overgangsstuk boven de waterlijn (*tripile*) of onder de waterlijn bij de zeebodem (*tripod*).

Dit design kan ontworpen worden met een, in tegenstelling tot de bovenstaande, licht gewicht en een stijve structuur. Dit heeft tot gevolg dat het kan gebruikt worden bij waterdieptes die oplopen tot 50 meter, afhankelijk van het bodemgesteente.

De drie steunpilaren worden in de zeebodem verankerd door middel van dunnere stalen pijpen met een diameter van om en bij de 0,9 meter.

---

<sup>16</sup> buis

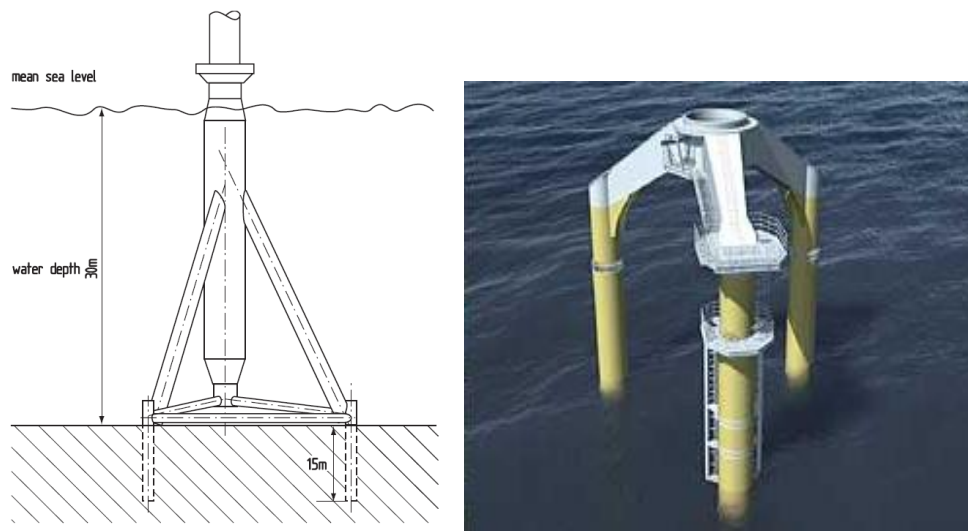
Een belangrijke troef van deze installatie is dat het gewicht van de fundering, in tegenstelling tot bij een *monopile*, wordt verdeeld over een grotere oppervlakte. Hierdoor verkrijgt ze een grote stabiliteit, zelfs op een oneffen zeebodem.

De *tripile* en *tripod* vereisen minder voorbereidend werk op de zeebodem, dat vooral bestaat uit het realiseren van een verticale uitlijning.

Het grote voordeel is de ruime marge aan waterdieptes waarbij de structuur kan toegepast worden.

Reeds vele jaren wordt deze fundering toegepast in de olie - en gasindustrie, dit tot op waterdieptes van 450 meter.

In de sector van de offshore windenergie, staat het type echter nog in zijn kinderschoenen. De voornaamste nadelen van de installatie zijn namelijk de hoge productiekost en de moeilijkheden bij het transport naar de site.



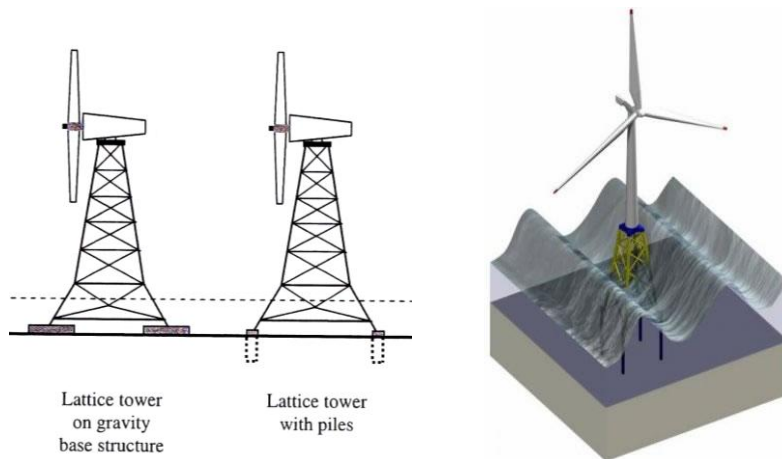
figuur 15 Tripod en Tripile foundation [7], [84]

#### 1.4.2.4 Lattice tower of Jacket

Onder een *lattice tower* verstaan we een structuur zoals deze reeds in de olie- en gasindustrie werd toegepast. In het geval van windturbines wordt het ontwerp echter onder water geplaatst.

Een groot voordeel van deze installatie is dat ze op grote waterdieptes kan gebruikt worden. Ze werd al in twee offshore windmolenparken toegepast, namelijk het 'Beatrice offshore windpark' in Schotland en het toekomstige 'Ormonde offshore project' in Ierland.

De fundering kan door middel van pijlers in de bodem worden bevestigd. Een andere mogelijkheid is gebruik te maken van kleinere *Gravity Based Foundations*.



figuur 16 Lattice tower constructies met gravity base en pile fundering [1], [85]

#### 1.4.2.5 Drijvende platformen [11], [12]

In Noord-Europa, waar hoge windsnelheden worden bereikt in relatief ondiepe wateren, leveren de bovenstaande funderingstypes een ruime keuze aan ontwerpen. Langs vele andere kusten in de wereld, zijn de regio's van sterke winden echter enkel terug te vinden in diepe wateren<sup>17</sup>.

Bovendien stijgen de installatie-, onderhouds- en afbraakkosten sterk naarmate de windturbineparken grotere dimensies aannemen. In het geval van funderingen die in de bodem bevestigd zijn, betekent dit een samenvoeging en later ontmanteling van de verschillende elementen op de site. Deze werkzaamheden nemen een groot deel van het totale kostenplaatje in beslag.

Een oplossing voor deze twee problemen zou een type fundering kunnen zijn, dat reeds jaren wordt toegepast in de offshore olie-industrie, namelijk de drijvende fundering. Het gebruik van dit concept laat toe de windturbines en hun fundering op het land samen te stellen en ze vervolgens te verslepen naar hun locatie offshore. De verankering in de zeebodem kan men door middel van kabels realiseren.

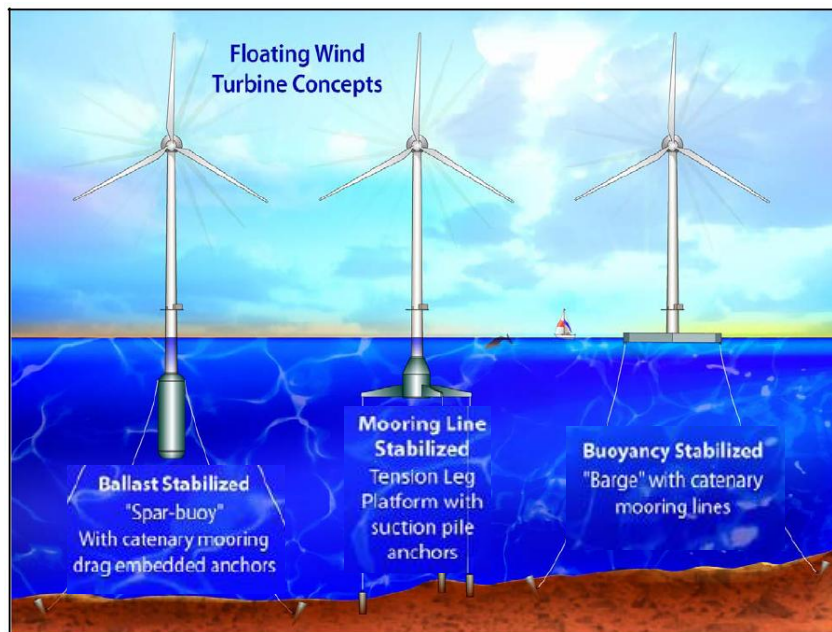
(Door de grote onderhoudswerken<sup>18</sup> aan de wal uit te voeren i.p.v. op de site, kan tot 30.000€ per jaar bespaard worden.)

Deze installaties werden tot nog toe echter, afgezien van onderzoeksprojecten, nog niet in de praktijk omgezet, omwille van de veel hogere installatiekost in vergelijking met de bovenstaande structuren. Tot vandaag is het concept nog niet in staat economisch te wedijveren met de andere types, maar met de groeiende toepassing van offshore windmolenparken, waarbij men ook in grotere waterdieptes terechtkomt, wordt dit ontwerp steeds aantrekkelijker.

<sup>17</sup> Onder diepe wateren verstaan we waterdieptes vanaf 50 meter.

<sup>18</sup> Onder grote onderhoudswerken verstaan we bijvoorbeeld de vervanging van een rotorblad bij beschadiging.

Een bijkomend voordeel van de installaties is de lage ecologische impact.



figuur 17 Drijvende platformen voor offshore windturbines [15]

Universiteiten wereldwijd leveren onderzoek naar dit type fundering en meer bepaald naar welke configuratie het meest economisch rendabel is.

Zo werd in 2001 een tweejarig onderzoek gestart door het ECN, in samenwerking met het Departement Wind Energie van de TU-Delft, het MARIN en het TNO<sup>19</sup>.

De studie kreeg de naam 'Floating Offshore Wind Turbines for Shallow Waters'<sup>20</sup> en stelde dat nieuwe ontwerpen nodig zijn ter vervanging van op de zeebodem gemonteerde installaties, die gelimiteerd zijn tot ondiepe wateren.

Andere onderzoeken werden eveneens uitgevoerd door het Department of Mechanical Engineering aan het Massachusetts Institute of Technology (2004 en 2006), het National Renewable Energy Laboratory, Concept Marine Associates (2006) en het Technische Instituut van Denemarken (2009).

In deze projecten ging men op zoek naar technisch en economisch uitvoerbare concepten met drijvende windenergiesystemen in wateren vanaf 50 meter diepte.

Hierbij moeten echter enkele struikelblokken op technisch vlak overwonnen worden, zoals daar zijn:

<sup>19</sup> Energy Research Centre of the Netherlands, Section Wind Energy Delft University of Technology; Maritime Research Institute Netherlands, Marine Structure Organisation for Applied Scientific Research; Centre for Maritime Construction.

<sup>20</sup> Floating Off Shore Wind Turbines for Shallow waters.

ir. B.H. Bulder, Dr. A. Henderson, R.H.M. Huijsmans, ir. J.M. Peeringa, ir. J.T.G. Pierik, E.J.B. Snijders, Dr. ir. M.Th. van Hees, ing. G.H. Wijnants, ir. M.J. Wolf

1. de dynamische wisselwerking tussen vlotter en turbine,
2. het design van de installatie en diens verankering met aandacht voor de beperkingen opgelegd door stabiliteit van de vlotter en turbine, minimaliseren van de beweging door golfslag, waterdiepte, enz.

Gedurende het onderzoek, werden verschillende configuraties voorgesteld en verworpen hetzij omdat ze economisch niet haalbaar waren, te grote afmetingen hadden, de domp (*heave*) en rolperiode binnen de golfperiode lag, enz.

Algemeen werden in de onderzoeken volgende funderingstypes geanalyseerd:

1. *Barge*-concept
2. *Spar Buoy*-concept
3. *Tension Leg Platform*-concept
4. *Multiple Turbine Floating Platform*-concept

#### Barge-concept [13]

Het *Barge*-concept bestaat ruwweg uit een platform (een platte 'boot'), uitgerust met een tank voor de drijfkracht, die zich aan het wateroppervlak bevindt. In het ideale geval is dit platform gewichtloos en gezien de oppervlakte van het platform voldoende is om de constructie stabiel te houden, dient het enkel verankerd te worden in de bodem om drift te voorkomen.

Een voorbeeld van dit concept is de Tri-Floater, van Nederlands ontwerp. Deze bestaat uit drie cilindrische, drijvende kolommen die de turbine dragen door middel van een *tripod* structuur.



figuur 18 *Barge-concept [13] en Triple floater (gekozen concept in Nederlands onderzoek) [8]*

Voordelen van dit ontwerp zijn de lage kost per eenheid van displacement. Door zijn eenvoudige vorm, fabricatietechnieken en ankersysteem, wordt het design gekenmerkt door een lage materiaalkost en weinig complexiteit. Bovendien kan de

installatie aan de wal geassembleerd worden, waarna het door middel van sleepers naar zijn locatie kan gesleept worden en op dezelfde manier verwijderd worden na het beëindigen van het project.

Gezien het *Barge*-concept zijn stabiliteit dankt aan zijn oppervlakte, kan het zowel in ondiepe als in diepe wateren worden toegepast.

Nadelen van het ontwerp zijn dan weer dat diens grote massa, die zich aan het zeeoppervlak bevindt, een grote rol-, domp- en stampperiode tot gevolg heeft indien het onderhevig is aan golfslag. Bijgevolg zal de dynamische belasting op de toren, turbine en de bladen toenemen, zodat een aangepast ontwerp van de turbine nodig is. Bovendien zal de structuur, door zijn plaatsing aan het oppervlak, onderhevig zijn aan belastingen door ijsaccumulatie, hogere corrosiesnelheden en algengroei.

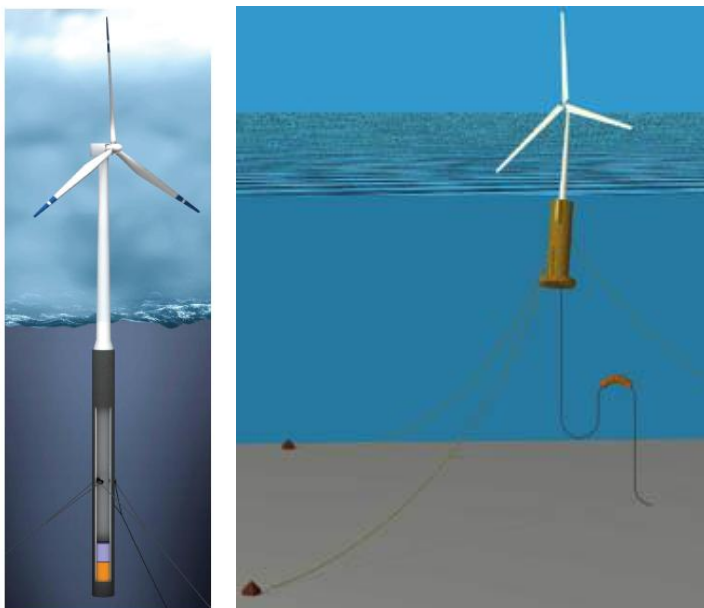
Bij de toepassing op grotere waterdieptes worden de ankerlijnen een dure investering, vermits ze lang genoeg moeten zijn om verticale belasting op de ankers te vermijden.

#### Spar Buoy [13]

Het *Spar Buoy*-concept is afgeleid van de bekende navigatieboei in de scheepvaart. Het bestaat uit een buisvormig lichaam, dat verankerd is aan de zeebodem.

(Een dergelijk concept werd ondermeer getest in het Nederlandse Hywind-project (2009) in Noorwegen.)

De constructie bestaat uit een 200 meter lang lichaam, waarvan 80 meter zich boven het zeeoppervlak bevindt. Het wordt gestabiliseerd door middel van ballast en aan de bodem bevestigd met behulp van drie ankers.



figuur 19 Spar Buoy-concept: het Nederlandse Hywind concept [13]



Een voordeel van dit ontwerp is dat het toepasbaar is op verschillende types van zeebodem.

Bovendien bevindt het grootste deel van de constructie zich onder water, wat een minimale golfbelasting op het ontwerp veroorzaakt. Vermits de stabiliteit van het systeem grotendeels door diens gewicht wordt gewaarborgd, wordt in het ontwerp enkel een eenvoudig ankersysteem toegepast, met als doel de drift te voorkomen. Een lagere kostprijs van het ankersysteem en de installatie op de site is het gevolg. Het grote nadeel van de installatie is de enorme omvang, waardoor het concept niet kan toegepast worden in ondiepe wateren. Bovendien ligt de materiaalkost veel hoger dan bij andere toepassingen. Door deze hogere constructiekost vervalt bijgevolg het voordeel van de lagere anker- en installatiekost.

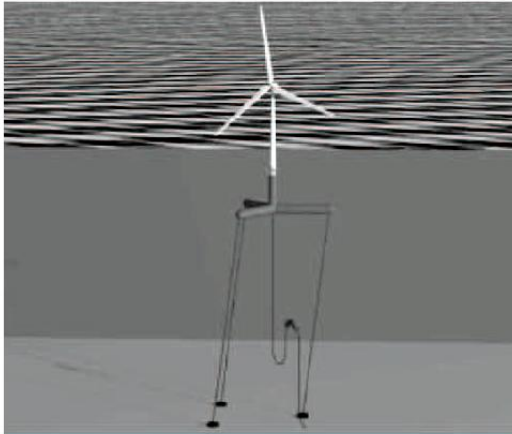
Als laatste is het ontwerp van nature minder stabiel zodat in extreme condities een stampamplitude van meer dan 2 graden overschreden kan worden.

Een eventuele oplossing zou, naar mijn mening, zijn gebruik te maken van een ankersysteem onder spanning. Deze zou echter de constructiekost opnieuw doen stijgen, wat de economische aantrekkelijkheid van het concept nog meer zou verminderen.

#### Tension Leg Platform (TLP) [13]

Deze constructie bestaat uit een verticaal afgemeerde, drijvende structuur die al in gebruik is in de olie- en gasindustrie sinds het begin van de jaren '80. Ze is uitermate geschikt voor grote waterdieptes.

Recentelijk werd het ontwerp door verschillende bedrijven uitgetest. De fundering bestaat ruwweg uit een half ondergedompeld lichaam, dat minder onderhevig is aan golfbeweging vermits het verticaal aan de bodem bevestigd is met stijve staalkabels onder spanning. De spanning wordt te allen tijde behouden door het grote positieve drijfvermogen van de installatie. De staalkabels worden aan het onderwatergedeelte van de constructie vastgemaakt.



figuur 20 Tension Leg Platform-concept [13]

Het grote voordeel van de TLP is diens stabiliteit. Vermits het merendeel van de structuur zich onder water bevindt, is ze praktisch niet onderhevig aan golfbeweging. Bovendien vergroot het verschil tussen de eigenfrequentie van de installatie en de golfwerking nog meer door het gebruik van het ankersysteem onder spanning. Door deze stijve verankering, is de dompperiode<sup>21</sup> van de installatie praktisch nul en wordt eveneens een horizontale beweging onderdrukt.

Het nadeel van het concept is onvermijdelijk de grote kost van het ankersysteem, zowel qua design als op het vlak van de transportkosten door het massieve gewicht en de grootte. Bovendien is hun plaatsing erg complex en bijgevolg gelimiteerd qua bodemcondities.

In kleinere waterdieptes zorgt de korte lengte van de kabels dan weer voor een hogere energieopname van de golfbeweging, waardoor er grotere krachten op de structuur inwerken.

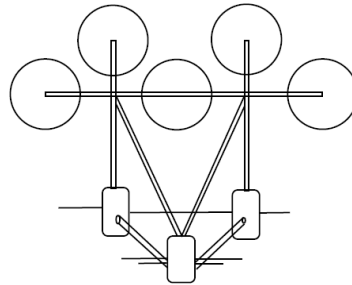
Dit concept wordt reeds toegepast in het 'Arcadis project': een offshore windmolenpark bestaande uit 80 drijvende funderingen in de Duitse Oostzee.

#### Multiple Turbine Floating Platform [13]

Dit design is eveneens bekend uit de olie- en gasindustrie. De grootste drijvende units bestaan uit semiondergedompelde structuren die drijven op grote funderingen onder het wateroppervlak.

---

<sup>21</sup> *Heave period*: Onder het dompen van een drijvende fundering, wordt verstaan het op en neer bewegen van de structuur langs de verticale as. Deze beweging wordt veroorzaakt door de golfwerking. Indien de structuur bevestigd is aan stijve ankerkettingen, kan ze praktisch niet op en neer bewegen met de golfwerking en is bijgevolg de dompperiode praktisch nul.

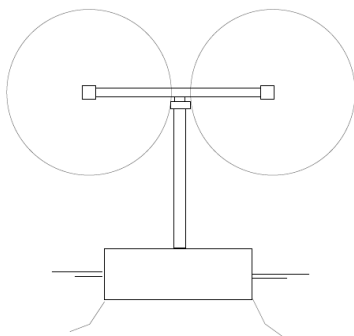


figuur 21 Multi rotor

triple floater<sup>22</sup> [13]

Het voordeel van meerdere turbines op één fundering te installeren, vertaalt zich in de grotere stabiliteit tegenover de golfslag. Verschillende turbines per structuur verminderen bovendien de verankeringkost.

Nadelig is dat huidige moderne windturbines een hoogte van de toren vereisen van in extreme gevallen 200 meter. Hierbij is dit concept niet toepasbaar, vermits de massa van de installatie de drijfkracht van het systeem overschrijdt. Een enorme fundering zou nodig zijn om meer dan één turbine per vlotter te kunnen dragen. Een oplossing hiervoor is het installeren van een turbinesysteem waarbij twee rotors op een T-connectie worden bevestigd.



figuur 22 Two turbines on one floater [13]

Deze constructie is in de praktijk echter moeilijk toe te passen, vermits het een verdriedubbeling van de massa aan de top van de toren tot gevolg heeft. Dit leidt opnieuw tot een hoge funderingskost.

<sup>22</sup> ontwikkeld door Lagerweij/Heerema

Tot slot zal, naar mijn mening, het voordeel van het uitvoeren van onderhoud aan de wal in dit geval wegvallen. Aangezien de volledige constructie moet verslept worden van zodra één van de turbines moet hersteld worden.

Uit de resultaten van het onderzoek kwam naar voren dat het *tri-floater*-concept<sup>23</sup> het meest haalbare is, zowel op technische als economische gronden.

De kosten voor de installatie van dit design werd geschat op 5 miljoen €.

De voordelen van het design kunnen we, naar mijn mening, vergroten door het te combineren met het *Tension Leg Platform*<sup>24</sup>-concept. In plaats van de stabiliteit van het *tri-floater*-ontwerp te bewaren met behulp van een boeiensysteem met enorme afmetingen, zou het gebruik van een ankersysteem onder spanning volgens mij voordeliger zijn.

Man kan besluiten dat de beste en meest stabiele constructie die van het *Tension Leg Platform* is, waarbij verschillende kabels de installatie stabiel houden en deze bijgevolg een minder groot boeiensysteem vereist.

Een vermindering in de kostprijs van deze kabels zou kunnen gerealiseerd worden via diepgaander onderzoek in de vereiste materialen.

Het Department of Mechanical Engineering aan het Massachusetts Institute of Technology (MIT), stelt een aangepast design van het TLP-concept voor, waarbij de technologie van de *Spar Buoy* wordt geïntegreerd in het ontwerp.

Soortgelijke besluiten kwamen voort uit het onderzoek van de VS Concept Marine Associates naar de uitvoerbaarheid van een *semisubmersible* platform en anker funderingssysteem die een 5MW-windturbine kan ondersteunen.

De fundering bestaat uit een drijvend betonnen platform dat gemeerd wordt in diepe wateren en onder het wateroppervlak gehouden wordt om de grootste golfwerking te voorkomen. Het platform draagt de toren die door de golfzone<sup>25</sup> passeert en hoog genoeg is om een windturbine op te monteren. Twee meertechnieken werden onderzocht: *tension legs* bevestigd aan een groot betonnen anker op de zeebodem en een conventioneel design met *catenary*<sup>26</sup> ankerkettingen.

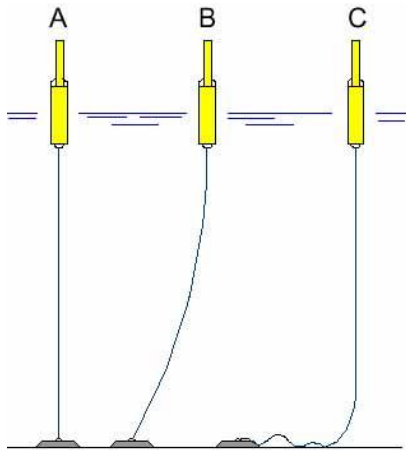
---

<sup>23</sup> Zie figuur 21.

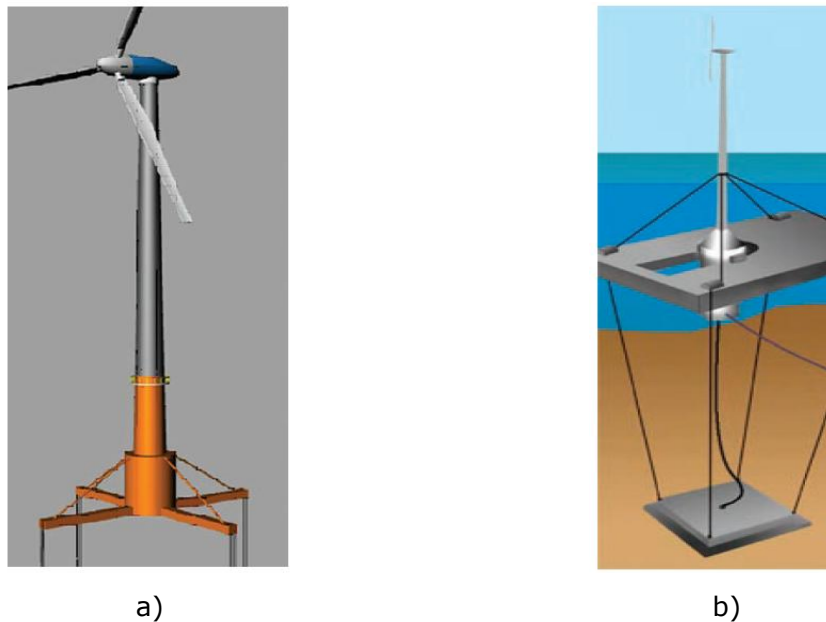
<sup>24</sup> Onder een *tension leg platform* verstaan we een platform dat op zijn positie wordt gehouden door middel van spanningskabels die verticaal omlaag lopen naar het ankersysteem. (Zie figuur 20.)

<sup>25</sup> Dit is de zone die onderhevig is aan de golfwerking.

<sup>26</sup> Een catenary ankersysteem is een systeem waarbij het laatste deel van de ankerketting rust op de zeebodem en het gewicht van de ketting bijdraagt tot de verankering van de structuur.



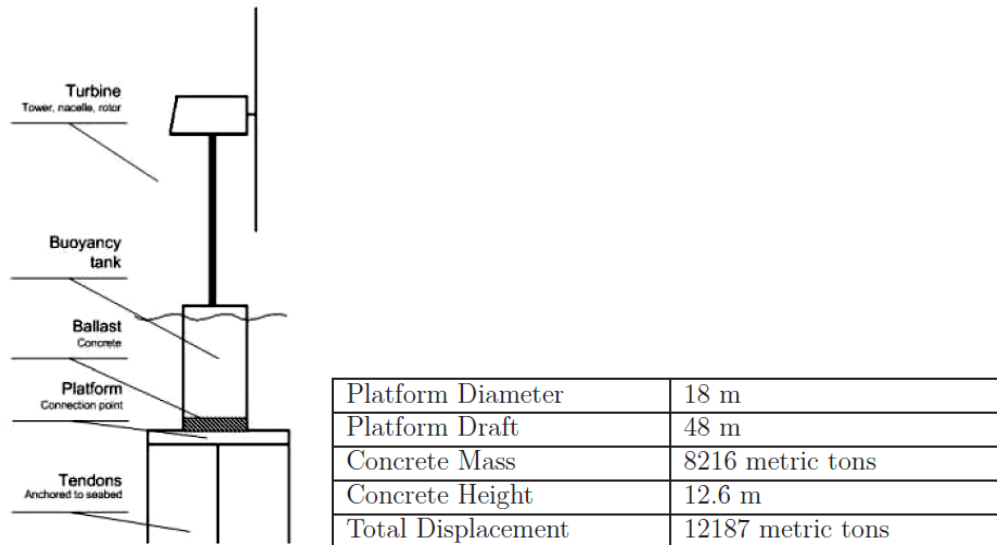
figuur 23 Verschil tussen tension/taut (A) semi-taut (B) en catenary (C) mooring lines [87]



figuur 24 a) Drijvend platform concept; Massachusetts Technological Institute [11]  
 b) Semisubmersible platform and anchor foundation system; Concept Marine Ass. [12]

De *tension legs* of spanningskabels in het verticale ankersysteem zorgen voor een grotere stabiliteit van de constructie, die bovendien nog verbeterd kan worden door gebruik te maken van een bijkomend gewicht aan de onderkant van het platform<sup>27</sup>. Dit toegevoegde gewicht zal een vermindering in de beweging van het platform tot gevolg hebben, aangezien het de structuur verzwaart. Op die manier zal de inwerking van de golfslag verminderen.

<sup>27</sup> Het platform zoals het voorgesteld word in figuur 24 b).



figuur 25 MIT-concept: Tension Leg Spar Buoy [85]

Het concept van MIT is één van de meest recent voorgestelde designs en ontworpen uit een studie van 5.436 verschillende TLP-concepten bij waterdieptes tot 200 meter. Om de economische aantrekkelijkheid van het design te vergroten, is het belangrijk de kosten van het onderhoud<sup>28</sup> te verminderen. Dit kan door eenvoudige technieken te installeren, die een loskoppeling en herbevestiging van de ankers en stroomkabels toelaat. Op deze manier zal zowel de installatie als het onverwachte onderhoud<sup>29</sup> minder kosten met zich meebrengen vermits het aan de wal kan uitgevoerd worden. Indien dit gerealiseerd wordt, kunnen *Tension Leg Spar Buoys* zelfs economischer zijn dan op de bodem gevestigde funderingen, door de mogelijkheid tot installatie in ruwere zeecondities, hardere winden en met minder gespecialiseerde schepen vermits het volledig opgebouwd verslept kan worden.

#### 1.4.2.6 Suction Buckets [14]

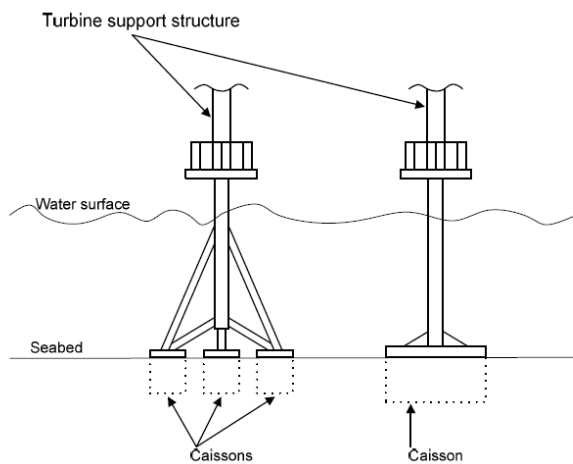
Een laatste innovatie, die momenteel nog in de ontwerpfase zit, is de *suction pile technology* (SPT).

Het bestaat uit een ronde stalen cilinder, die langs de bovenzijde gesloten en langs de onderzijde open is. De cilinder wordt met zijn open uiteinde op de zeebodem

<sup>28</sup> Het onderhoud vormt één van de grootste investeringsonderdelen van een offshore windturbine.

<sup>29</sup> Onder het onverwachte onderhoud worden grote onderhoudswerkzaamheden verstaan zoals bijvoorbeeld het vervangen van een rotorblad, een defect aan de naafconnectie of aan de ankerconnectie van het turbineplatform. Deze werkzaamheden op de site uitvoeren is erg kostelijk, vermits gebruik moet gemaakt worden van duikers, speciale kraaninstallaties voor offshore gebruik, enz.

geplaatst. Vervolgens pompt men het water uit de cilinder langs de gesloten bovenzijde zodat de cilinder in de bodem wordt gedreven door het vacuüm. Een nadeel is echter dat de *suction buckets* niet heel diep in de bodem kunnen afgezonken worden. Door hun verminderde stabiliteit moeten ze bijgevolg een veel grotere diameter hebben dan een *monopile* voor eenzelfde turbine. De toepasbaarheid van de *suction pile* hangt sterk af van het type zeebodem. Indien het ontwerp de onderzoeksfase doorstaat, zou het in de praktijk kunnen gebruikt worden voor de verankering van vele andere funderingstypes: de *tripile*, *tripod*, *jackets*..., in waterdieptes van 5 tot 20 meter.



figuur 26 Verschillende configuraties voor SPT-toepassingen [16]

### 1.4.3 Design rotor [14]

Een windenergie-conversiesysteem ontwikkelen is een complex proces. De lokale omstandigheden, waaraan de turbine zal onderworpen zijn, kunnen zwaar en onvoorspelbaar zijn. Aërodynamische principes, structurele dynamica, de wetenschap van materialen en economische beperkingen moeten mee in rekening gebracht worden om betrouwbare, efficiënte en kosteneffectieve ontwerpen op te stellen.

De volgende parameters moeten bepaald worden bij het ontwerp van een windturbine:

1. straal van de rotor ( $R$ ),
2. aantal bladen ( $B$ ),
3. designsnelheid van de tip van de rotor ( $\lambda_D$ ),
4. draag- en sleepcoëfficiënt waarop de *airfoil* ontworpen is ( $C_L, C_D$ ),
5. invalshoek van de *airfoils* draagkracht ( $\alpha$ ).

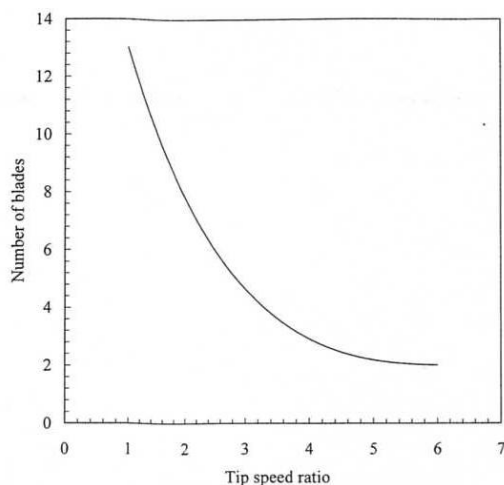
De rotor is een zeer belangrijk onderdeel van de turbine, vermits deze de kinetische energie van de wind omzet in draaikracht of torsie.

De straal van de rotor hangt vooral af van de gewenste elektriciteit die de turbine moet opwekken en van de kracht van het windregime waaraan de installatie onderworpen is. Verliezen die optreden in het energieconversieproces, moeten ook mee in rekening gebracht worden.

De designsnelheid van de tip van de rotorbladen is afhankelijk van de toepassing waarvoor de turbine gebruikt zal worden. In dit geval is dat de productie van elektriciteit. Omdat het opwekken van stroom wordt gerealiseerd uit de rotatie van de turbine-as, moet een zo groot mogelijke rotatiesnelheid van de as nagestreefd worden<sup>30</sup>.

Het aantal bladen dat de rotor nodig heeft, is rechtstreeks gekoppeld aan de snelheid van de rotorbladen. Hoe hoger deze snelheid, hoe lager het aantal bladen dat nodig is voor de productie van eenzelfde hoeveelheid energie.

Bovendien zal een groter aantal bladen bij eenzelfde rotatiesnelheid enkel tot gevolg hebben dat elk blad in de turbulente luchtstroom van het voorgaande terechtkomt.



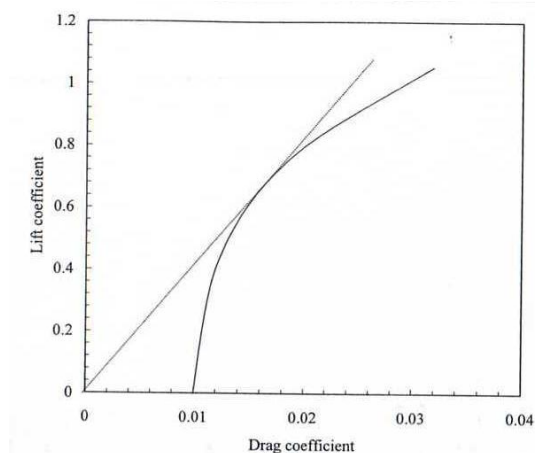
tabel 3 Relatie tussen het aantal bladen en de snelheid van de vleugeltip [1]

<sup>30</sup> Naarmate de rotatiesnelheid van de turbine-as hoger ligt, is een kleinere omzetting (en bijgevolg versnellingsbak) nodig om deze snelheid naar de optimale rotatiesnelheid van de generator om te vormen.



Omgekeerd zal door een te klein aantal bladen ten opzichte van de rotatiesnelheid ervan, het grootste deel van de luchtstroom, waaraan de turbine onderhevig is, ongehinderd door de turbine stromen zonder te interfereren met de bladen. Ook zal een dergelijke rotor sneller draaien, zodat hij meer trillingen in de structuur veroorzaakt<sup>31</sup>.

Aangezien we de sleepkracht willen minimaliseren tegenover een maximale draagkracht, moet bij een minimum  $C_D/C_L$ <sup>32</sup>-verhouding de overeenstemmende invalshoek worden bepaald. Deze kunnen we afleiden uit een  $C_D$ - $C_L$  curve.



tabel 4 Relatie tussen  $C_D$  en  $C_L$  [1]

De minimale verhouding  $C_D/C_L$  wordt gevonden door, vanuit het nulpunt, de raaklijn te trekken aan de curve.

Deze en soortgelijke grafieken, zijn opgesteld voor standaard *aerofoil*-designs. Zouden de gegevens niet beschikbaar zijn, dan moeten de invalshoek en de overeenstemmende draag- en sleepcoëfficiënten worden afgeleid door middel van windtunnelexperimenten op de gebruikte *aerofoil*.

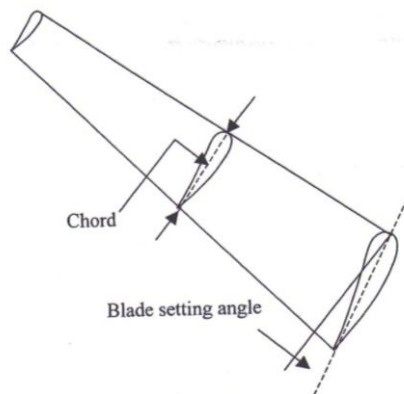
Eens al deze parameters bepaald zijn, is de volgende stap in het design van de gewenste rotor, het vastleggen van de koorde<sup>33</sup> van het blad (*chord C*) en de *setting angle* ( $\beta$ ).

<sup>31</sup> Omwille van de grote afmetingen en het gewicht van de bladen en rotor zullen een kleine afwijking in symmetrie van de gondel of minieme verschillen in de grootte en het gewicht van de bladen tijdens de constructie onvermijdelijk zijn. Door deze kleine verschillen zal per rotatie van de rotor een slag in de vlotte rotatie van de as worden veroorzaakt. Dit veroorzaakt trillingen in de installatie met een frequentie die gelijk is aan het toerental van de rotor.

Een bijkomende oorzaak van trillingen is het verschijnsel waarbij, in het geval van naar de wind gerichte rotors, de passage van elk blad voorbij de toren van de turbine het wegvallen van de wind veroorzaakt. Hierdoor worden opnieuw trillingen gecreëerd in de constructie met een frequentie van driemaal de omwentelingsnelheid (in het geval van een drie-blads design).

<sup>32</sup> Onder  $C_L$  en  $C_D$  verstaan we respectievelijk de lift coefficient of draagcoëfficiënt en de drag coefficient of sleepcoëfficiënt.

Onder de *setting angle* van het rotorblad, verstaan we de hoek die de koorde van de doorsnede van het rotorblad op elke positie langsheen diens lengte maakt met de koorde van de doorsnede in het centrum van het blad.



figuur 27 Profiel van een vleugelontwerp [1]

Om een constante invalshoek over de gehele lengte van het blad te behouden (Zie 1.3 Aërodynamisch principe windturbine.) en dus een constante draagkracht te creëren, moet de *setting angle* variëren langsheen de lengte van het blad.

Gezien de toepassing van de turbine het genereren van elektriciteit is, verkiezen we een rotor met een minimum aantal bladen en een hoge snelheid van de bladtip. Standaard wordt bij dit soort turbines gekozen voor twee of drie bladen. Het twee-blads-design heeft als voordeel dat de *nacelle*<sup>34</sup> weinig weegt en bijgevolg makkelijk te plaatsen is.

Een drie-blads-design weegt en kost ongeveer 33% meer, tegenover een winst in krachtcoëfficiënt van 5-10%. Het voordeel is dan weer dat dit design zorgt voor een vloeiende rotatie van de as, vermits de as bij een twee-blads-design meer in stoten wordt aangedreven.

Bovendien bekomt men op deze manier een evenwichtigere krachtverdeling op de *hub*<sup>35</sup> en de bladen, aangezien de verschillende bladen niet in elkaars verlengde liggen. Zou dit wel het geval zijn (bijvoorbeeld in het geval van een twee-blads-design) dan is het ene blad, in zijn bovenste positie, onderworpen aan een maximale belasting. Tegelijkertijd bevindt het andere blad zich net in de minimale belasting, namelijk de onderste positie. Daardoor werkt een wisselende belasting in op de naaf. Door toepassing van het drie-blads-design wordt dit effect voorkomen, treedt er

<sup>33</sup> Zie figuur 6: Belangrijkste parameters van een *aerofoil*

<sup>34</sup> De *nacelle* of gondel is het belangrijkste deel van de turbine: hierin bevinden zich de generator, de versnellingskast en andere elementen nodig voor de productie van energie.

<sup>35</sup> Naaf

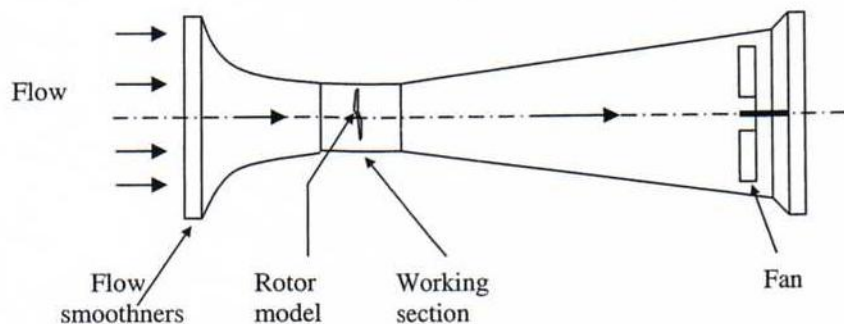
minder vermoeidheid van de bladen en de naaf op en bestaat er bijgevolg minder kans op falen van de installatie.

Van alle bestanddelen van een windturbine hebben de bladen de grootste kans op falen door de mechanische krachten waaraan ze worden onderworpen. Daarom is het belangrijk deze krachten binnen vastgelegde limieten te houden.

Dit gebeurt door de rotorsnelheid tot een, tijdens het design opgesteld, maximum te beperken. Bij hoge windsnelheid worden verschillende technieken toegepast om de krachten veroorzaakt door het plots versnellen of vertragen van de rotorbladen te beperken. Deze controlesystemen zullen verder worden besproken. (Zie 1.4.6.2 Controlesystemen.)

#### 1.4.3.1 Werkingskarakteristieken van de rotor

Zodra het gewenste rotordesign vastgelegd is, worden de werkingskarakteristieken opgesteld alvorens men tot de bouw van het prototype kan overgaan. De rotor wordt op schaal gebouwd en onderworpen aan testen in een windtunnel.



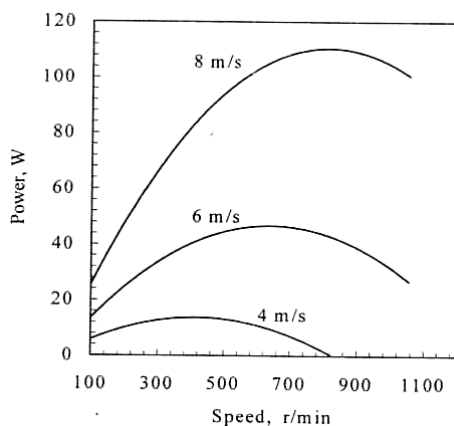
figuur 28 Een windtunnel aan lage snelheid [1]

Het interval van condities waarin de turbine werkzaam zal zijn, wordt hier gesimuleerd. De op schaal nagebouwde windturbine wordt geplaatst in het smalste deel van de windtunnel, de zogenaamde *working section* of werkgedeelte. Het wordt onderworpen aan verschillende windsnelheden en daaruit voortvloeiende belastingen op de rotoras. Door middel van een volledige set instrumenten, bestaande uit *transducers* en data loggers, worden de windsnelheden, de torsie op de rotor en de snelheid van de rotatie gemeten.

4 m/s		6 m/s		8 m/s	
Rotor speed (r/min)	Power (W)	Rotor speed (r/min)	Power (W)	Rotor speed (r/min)	Power (W)
306	12.30	482	42.55	673	104.54
352	13.37	550	45.66	764	109.46
397	13.68	619	47.73	856	113.15
443	14.33	688	48.46	948	110.69
489	13.53	757	44.62	1039	100.85
535	11.99	768	43.58	1055	98.39

tabel 5 Resultaten van een windtunneltest [1]

Met behulp van deze gegevens stelt men de werkingskarakteristieken van de rotor op, zoals de torsie versus snelheid-karakteristiek en de kracht-snelheidskarakteristiek bij verschillende windsnelheden.



tabel 6 Kracht-snelheidscurven van de rotor [1]

Naast het patroon van de rotorbelasting bij variërende condities moeten ook vermoeiingsverschijnselen in de gebruikte materialen mee in rekening worden gebracht tijdens de ontwerpfase.

Bij de ontwikkeling van een windturbinepark moet men bovendien aandacht besteden aan de interactie die kan optreden tussen de turbines onderling en die onvoorspelbare en buitensporige belastingen kan veroorzaken op de turbinebladen. De luchtstroom heeft na elke wisselwerking met een turbine een bepaalde afstand nodig vóór de turbulentie verdwenen is. Indien een turbine opereert in de turbulentie van de voorgaande, veroorzaakt dit grote belastingen op de structuur van de turbine.

Tijdens de ontwerpfase moet men zowel de periodieke belastingen als de extreme windcondities in beschouwing nemen. Hiervoor analyseert men de structurele stabiliteit van het systeem onder de maximum verwachte windcondities. Op die manier krijgt men een beeld van eventuele buitensporige belastingen waaraan de turbine kan onderworpen zijn.

Meestal wordt de maximale weerstand van een turbine tegen een bepaalde, excessieve belasting uitgedrukt in een aantal minuten. Zo kan men bijvoorbeeld stellen dat de turbine bestand is tegen een extreme windbelasting die gedurende maximaal 10 minuten voorkomt met een frequentie van eens om de 20 jaar. Extreme belastingen treden op bij sterk variërende windsnelheden of wanneer de turbine een noodstop maakt.

#### 1.4.3.2 Connectie rotorbladen aan naaf

De bladen van de rotor worden bevestigd aan de *hub assembly*. Deze bestaat uit bouten, bladlagers, een *pitch* systeem en interne elementen. De naaf is één van de meest kritische componenten van de installatie. Het element moet een hoge structurele sterkte bezitten, omdat het is onderworpen aan periodieke belastingen, veroorzaakt door de buigmomenten aan de basis van de bladen.

De rotor wordt bevestigd aan de hoofdas van de turbine door middel van twee lagers. De eerste lager wordt zo dicht mogelijk bij het zwaartepunt van de rotor geplaatst en draagt het grootste deel van de belastingen. De tweede wordt juist voor de versnellingskast gepositioneerd.



figuur 29 Turbine-as en eerste lager tijdens constructie [3]

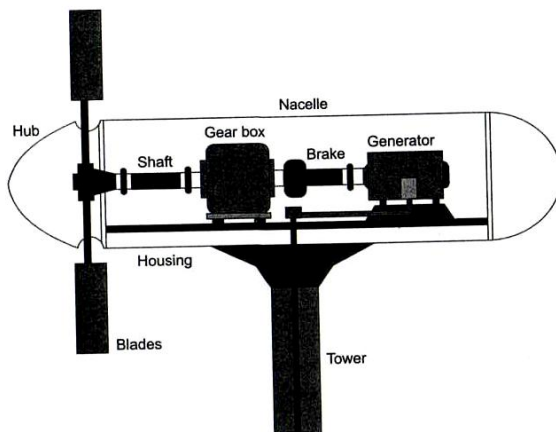
Rollerlagers worden vaak gebruikt voor windturbines. Deze kunnen kleine fouten in uitlijning van de hoofdas verdragen en zo de kans op buitensporige belastingen aan het uiteinde van de as voorkomen. De lagers worden gesmeerd met een product (*high quality grease*), bestand tegen de klimatologische condities. Om de intrede van water en vuil in de lagers te voorkomen, worden ze vaak beschermd door middel van een *labyrinth packing*<sup>36</sup>.

---

<sup>36</sup> Een labyrintafdichting is een afdichting van een as, waarbij de dichting tussen het bewegende gedeelte (rotor) en het vaste gedeelte (stator) wordt gevormd door een labyrint dat de uitstroom van vloeistof langs de as verhindert. Het labyrint wordt samengesteld uit een grote hoeveelheid 'draden' op het buitenste deel van de rotor en het binnengedeelte van de stator. Zo wordt een

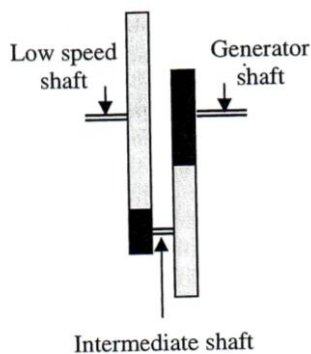
#### 1.4.4 Energietransmissiesysteem en Versnellingsbak [14]

In het algemeen ligt de optimale rotatiesnelheid van een elektrische generator veel hoger dan de optimale snelheid van een windturbine. De snelheid van een typische windturbinerotor kan tussen de 30 en 50 rotaties per minuut liggen. De optimale snelheid van een generator daarentegen ligt rond de 1000 tot 1500 rotaties per minuut. Om ervoor te zorgen dat een lage snelheid van de turbine een hoge rotatiesnelheid van de generator veroorzaakt, wordt een versnellingsbak geïntroduceerd in de constructie. De versnellingskast zet de kracht van de trage rotatie-as over op de snelle rotatie-as van de turbine.



figuur 30 As, versnellingsbak en generatoruitrusting van een turbine [2]

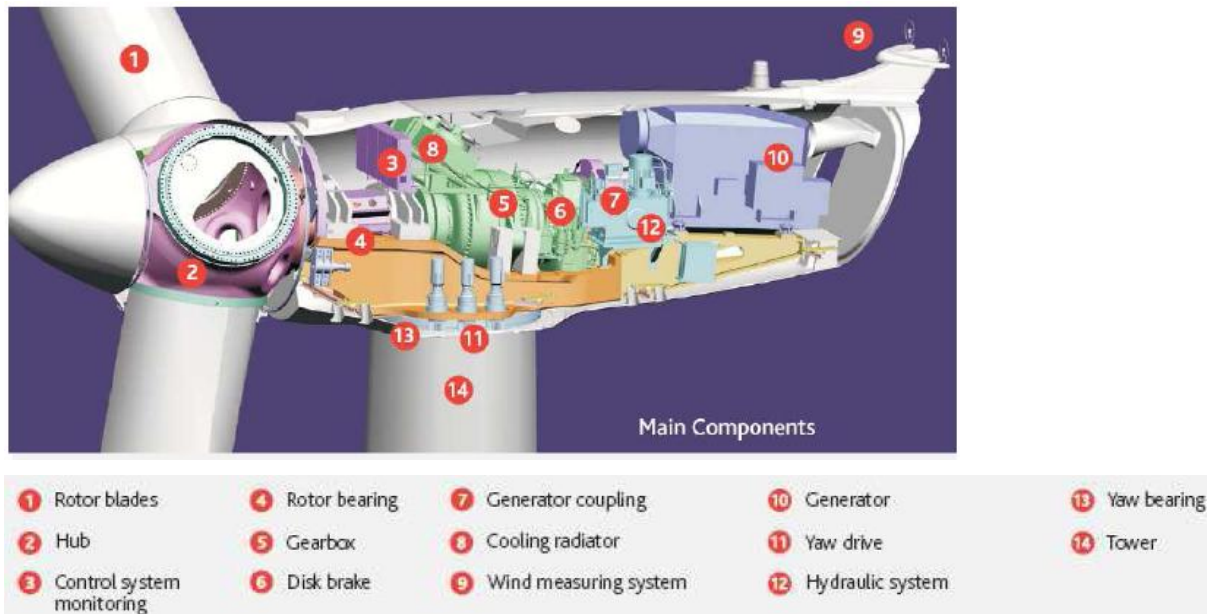
De versnellingskast manipuleert als het ware de rotatiesnelheid en past ze op die manier aan de optimale generatorsnelheid aan.



figuur 31 Versnellingsbakuitrusting (vereenvoudigde weergave) [1]

---

veel langere weg gevormd voor de vloeistoffen voordat ze kunnen ontsnappen, waardoor de kans op lekkage daalt.



figuur 32 Zicht op de uitrusting binnen de nacelle<sup>37</sup> [14]

Door de grootte van de tandwielen aan elkaar aan te passen, worden de juiste verhoudingen gecreëerd, die ervoor zorgen dat de rotatiesnelheid van de turbine-as met de gewenste factor wordt vermenigvuldigd.

Als de versnellingsbak een vaste versnellingswaarde heeft, is het transmissiesysteem relatief eenvoudig en goedkoop. Dit gaat echter ten koste van de efficiëntie bij hoge of lage windsnelheden. Onderzoek heeft aangetoond dat de keuze van een bepaalde versnellingswaarde, de hoogste efficiëntie geeft bij die bepaalde omwentelingssnelheid. Ligt de omwentelingssnelheid van de turbine-as echter hoger of lager dan de optimale snelheid, dan vermindert de efficiëntie van de installatie sterk. Aangezien de generator, indien de ontwerpsnelheid van de generator-as niet wordt behaald, niet optimaal functioneert.

Om die reden is een nauwkeurige vaststelling van de versnellingswaarde heel belangrijk.

Een windturbine met variabele versnelling geeft daarentegen een goede algemene efficiëntie. Vaak bestaat deze uit een versnellingsbak op twee snelheden. Bij hoge windsnelheden wordt de lage versnelling ingeschakeld en bij lage windsnelheden de hoge, zodat de snelheidsvariëaties van de generator-as laag blijven.

Een bemerking die hierbij kan gemaakt worden is de volgende:

waarom werkt men in de windindustrie niet met een variabele versnellingsbak, bestaande uit een voldoende aantal versnellingen zodat de optimale snelheid van de generator te allen tijde behaald wordt?

<sup>37</sup> Gondel

Dit wordt, naar mijn mening, tenietgedaan door het feit dat de bijkomende kost van de installatie niet opweegt tegen de kleine marge aan extra output die op die manier kan behaald worden.

Bijgevolg werkt men in de windindustrie steeds met een vaste versnellingswaarde, vermits men van mening is dat een voldoende energieproductie behaald wordt ook al draait de generator niet op zijn optimale toerental.

Wel bestaat er een volledig elektrisch systeem, opgebouwd uit een grote ringgenerator waarbij een tandwielkast overbodig wordt. Deze installatie voorkomt de hoge kosten voor reparatie van de versnellingsbak en de kans op olieklekken. Het bedrijf Enercom bezit het patent op dit systeem, maar het werd tot nog toe enkel toegepast voor turbines op land.

#### 1.4.5 Generator

De generator is een van de belangrijkste componenten van een windenergie-conversiesysteem.

In zijn meest elementaire vorm zet een generator mechanische energie<sup>38</sup> om in elektriciteit.

Het systeem berust op het principe waarbij door middel van een elektrische geleider, bewegend in een magnetisch veld, elektrische spanning wordt opgewekt in de geleider en dus in een gesloten kring stroom gaat vloeien<sup>39</sup>.

In een generator wordt dit principe toegepast door een elektromagneet te laten bewegen in een spoel.

In tegenstelling tot generatoren voor andere toepassingen moeten deze in windturbines in staat zijn te werken onder wisselende krachtniveaus, evenredig met de veranderingen in windsnelheid en dus rotatiesnelheid van de turbine-as.

De meeste generatoren die worden toegepast in windturbines, zijn enkelfasig. Op die manier worden ze gekenmerkt door een optimale rotatiesnelheid van de turbine-as. Wijkt de rotatiesnelheid, door een lagere windsnelheid, af van deze waarde, dan zal de overbrenging niet optimaal verlopen. De verliezen zijn echter beperkt.

Verschillende types generatoren worden toegepast in windturbines, variërende van DC-generatoren tot driefasige AC-generatoren.

Bovendien moet men ook rekening houden met de frequentie van het elektriciteitsnet waaraan de turbine gekoppeld zal worden. Deze factor is eveneens bepalend voor het type generator<sup>40</sup>.

---

<sup>38</sup> in de vorm van een roterende as

<sup>39</sup> Inductiewet van Faraday

<sup>40</sup> Het Europese elektriciteitsnet werkt bijvoorbeeld op een frequentie van 50Hz.

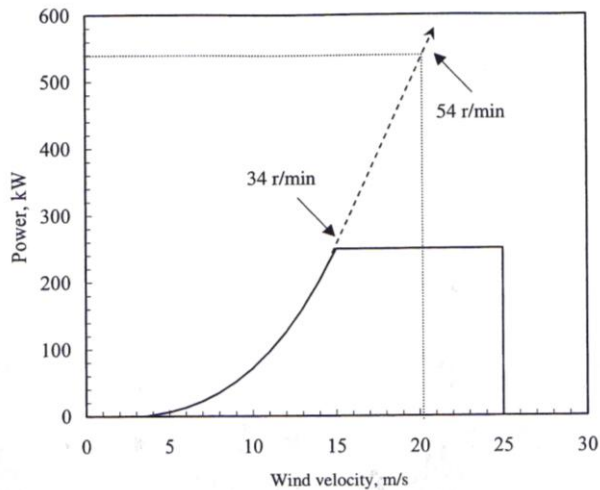


Vermits dit onderwerp buiten het bestek van deze verhandeling valt, wordt hier niet verder op ingegaan.

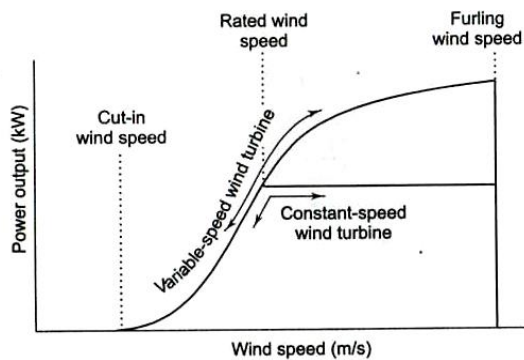
## 1.4.6 Outputregeling en controlesystemen

### 1.4.6.1 Outputregeling

De krachtcurve van een typische windturbine wordt gegeven door tabel 7:



tabel 7 Krachtcurve van een standaard windturbine [1]



tabel 8 Typische kracht-windsnelheidscurve van windturbines [2]

De turbine vangt met het opwekken van energie aan zodra zijn startsnelheid overschreden wordt. In dit geval is dat een windsnelheid van 3,5 m/s. De opgewekte kracht neemt toe met de windsnelheid tot het de ontwerpsnelheid bereikt. In tabel 7 is dit een windsnelheid van 15 m/s waarbij 250kW energie wordt gegenereerd. Tussen deze ontwerpsnelheid en de *cut-out* windsnelheid, in dit geval 25 m/s, blijft de productie van energie stabiel op 250kW. Ze stijgt dus niet meer

met de toenemende windsnelheid. Van zodra de windsnelheid de *cut-out* windsnelheid bereikt, wordt de turbine stilgelegd om de veiligheid van de installatie te garanderen.

De krachtopwekking van de turbine van de ontwerpsnelheid tot de *cut-out* windsnelheid wordt op een constante snelheid geregeld. Indien dit niet het geval was, zou de kracht toenemen met de windsnelheid (zoals de stippellijn in tabel 7 aantoont). Een toename van de windsnelheid tot 20 m/s zou op die manier een verdubbeling van de opgewekte energie betekenen, t.o.v. de ontwerpkracht. Indien we deze toename aan energie zouden toelaten, moet het design van de turbine echter aangepast zijn aan deze extra krachtgeneratie. Dit betekent een sterker transmissiesysteem en een grotere generator.

Het nadeel is dat, in de meeste windregimes, de hoogste windsnelheden het minst vaak voorkomen. Bijgevolg is het niet rendabel de turbine te ontwerpen met een overcapaciteit, die enkel zal benut worden tijdens korte tijdspannes.

Ook de snelheid van de rotor neemt toe met de windsnelheid. In bovenstaand voorbeeld neemt de rotorsnelheid toe van 34 naar 54 r/min, bij een toename van de windsnelheid van 15 naar 20 m/s. Indien de windsnelheid nog toeneemt, zal de rotor uiteindelijk beschadigd raken, vooral indien deze snelheidstoenames in korte tijdsintervallen plaatsvinden.

Om die reden is het van vitaal belang dat de krachtopwekking door de turbine op een constant niveau geregeld wordt bij toenames van de windsnelheid boven de ontwerpsnelheid.

#### 1.4.6.2 Controlesystemen [9]

Windturbines vereisen bepaalde controlesystemen op hun rotatiesnelheid om een maximale energieproductie te garanderen<sup>41</sup> en om de installatie te beschermen.

---

<sup>41</sup> Dit bereikt men door een ideale rotatiesnelheid van de turbine-as na te streven zodat de generator optimaal functioneert. De maximale energieproductie wordt immers bereikt bij de optimale generatorsnelheid.

1. De turbines moeten georiënteerd kunnen worden zodat ze naar de wind gedraaid zijn.
2. Bij hoge windsnelheden moet de rotatie van de bladen verminderd worden om grote krachten op de bladen te voorkomen en erop toe te zien dat de generator en elektrische uitrusting niet te zwaar belast worden.
3. Bij sterke windvlagen moet de turbine worden stilgelegd (*stalled*).
4. Bij lage en gemiddelde windsnelheden, moet zo veel mogelijk energie geproduceerd worden door de bladen optimaal te positioneren t.o.v. de windrichting.

Om dit te bereiken kunnen windturbines beschikken over vier verschillende controlemechanismen:

1. *Pitch angle control*
2. *Stall control*
3. *Yaw control*
4. Remmen

#### *Pitch angle control*<sup>42</sup>

Algemeen heeft het controlesysteem voor de spoed van de rotorbladen een dubbele functie:

1. Bij normale windsnelheden wordt de hoek van de bladen automatisch zo aangepast dat de output van de installatie gelijk is aan de bij het ontwerp ingevoerde ideale output bij die windsnelheid.
2. Bij windsnelheden boven de ontwerpsnelheid van de turbine voorkomt het controlesysteem dat de rotor steeds sneller draait bij toenemende windsnelheden en schade optreedt aan de inwendige installatie<sup>43</sup>.

Zoals bij de aërodynamische analyse van windenergie werd aangetoond, leveren de bladen een maximale output bij een optimale invalshoek van de wind.

Het *pitch angle*-controlesysteem past de hoek aan van de bladen langsheen hun longitudinale as in functie van de variaties in windsnelheid.

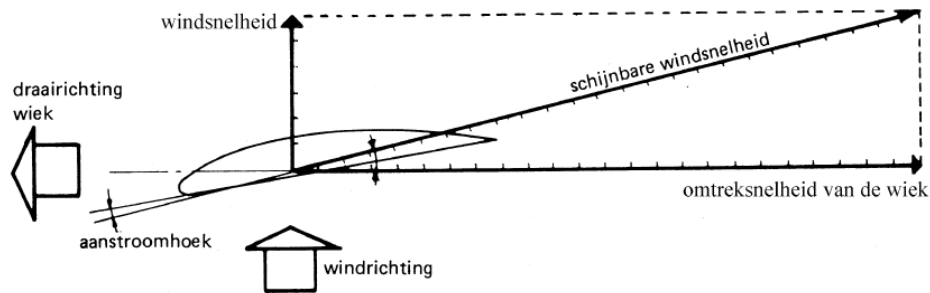
Hierbij wordt een hoge efficiëntie nagestreefd door de bladen constant uit te lijnen met de relatieve windrichting op het blad. Dit is nodig aangezien de invalshoek van de wind op het bladprofiel verandert met de wind- en/of rotorsnelheid.

Dit principe wordt verklaard door figuur 33:

---

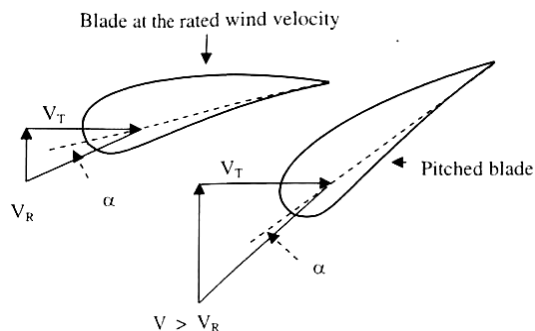
<sup>42</sup> Controlesysteem op de spoed van de rotorbladen

<sup>43</sup> Generator, tandwielkast, ...



figuur 33 Relatie tussen de absolute wind, omtreksnelheid en schijnbare wind [17]

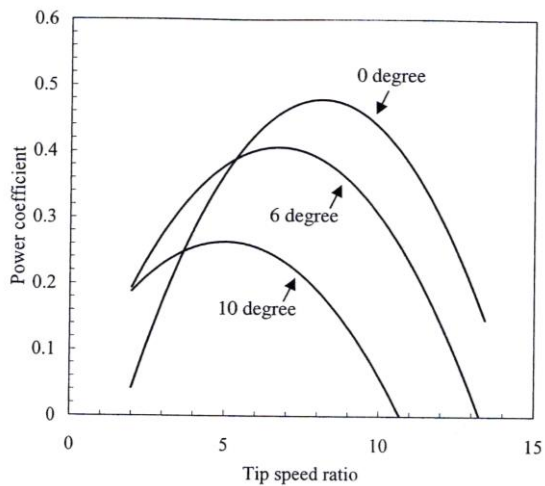
De relatieve of schijnbare wind, waargenomen op het rotorblad, is de som van twee vectoren: enerzijds de vector van de absolute windrichting en anderzijds de vector van de beweging van het blad of de draairichting. Een verandering in de bewegingssnelheid van het blad veroorzaakt bijgevolg een verandering in de relatieve windrichting die op het blad wordt waargenomen en onvermijdelijk ook een verandering in invalshoek van deze wind op het blad, de zogenaamde invalshoek of aanstroomhoek. Hetzelfde gebeurt indien de snelheid van de absolute wind verandert, door een verandering in diens vector.



figuur 34 Principe van pitch controle [1]

Figuur 34 toont het principe van de *pitch* controle. Hierin is  $V_R$  de ontwerpsnelheid van de wind,  $V_T$  is de snelheid van de bladen door hun rotatie en  $\alpha$  de invalshoek. Tussen de startsnelheid en de ontwerpsnelheid wordt een optimale output van de turbine gegarandeerd door de hoek van de bladen aan te passen aan de optimale invalshoek.

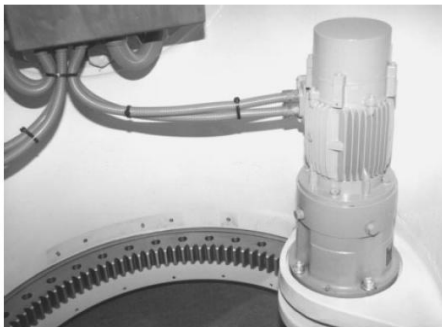
Wanneer de output van de installatie echter het maximum, in het ontwerp vastgelegd bij de bepaalde windsnelheid  $V_R$ , overschrijdt, zal het controlesysteem de bladen verder roteren langsheen hun as om hun *pitch*-hoek te vergroten. Op die manier wordt de invalshoek van de wind verkleind en daalt de aërodynamische efficiëntie van de rotor. De output van de installatie wordt op die manier verminderd en beschermt het systeem tegen overbelasting.



tabel 9 Effect van de pitch van het blad op de rotoefficiëntie [1]

Indien de windsnelheid de limiet voor het systeem overschrijdt, wordt de hoek van de bladen zodanig veranderd, dat de output nul wordt en de installatie in de 'stall mode'<sup>44</sup> terechtkomt. Wanneer de windstoot voorbij is, wordt de hoek van het blad terug op normaal geplaatst en de turbine opnieuw opgestart.

Het controlesysteem voor de spoed van de turbinebladen bestaat uit een elektromotor gemonteerd op de connectie van elk blad aan de naaf. Deze drijft een klein tandwiel aan dat in het aan de vleugel bevestigde tandwielprofiel past. Op die manier beschikt elk blad over een spoedcontrole.



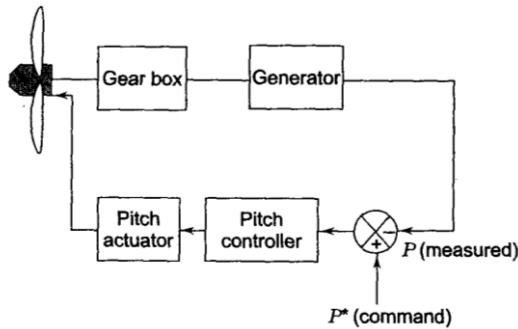
figuur 35 Pitch systeem (werkend met een elektrische motor voor elk blad). Met behulp van tandwielen wordt de positie van de bladen aangepast. [3]

Het controlesysteem moet in staat zijn onmiddellijk te reageren op variaties in de windsnelheid en dus de output van de turbine. Het moet dus erg gevoelig zijn.

<sup>44</sup> Vaanstand: De beweging van het blad stopt, hetzij doordat het parallel ligt met de windsnelheid, hetzij doordat de luchtstroom langsheen het blad turbulent wordt, zodat het loskomt van het bladoppervlak. Algemeen verstaat men onder *stall* het wegvallen van de draagkracht door een te grote hoek met de windrichting, waardoor de lage druk aan de bovenkant van het blad wegvalt.

Door middel van elektrische sensors worden de variaties in energieproductie van het systeem constant geanalyseerd. De output wordt meerdere malen per seconde gecontroleerd.

*Pitch control* is een dure installatie bij het ontwerp van windturbines, maar het systeem bewijst zijn nut bij de bescherming van de turbine in turbulente weersomstandigheden.



figuur 36 Feedback circuit voor een controlesysteem op de pitch hoek [2]

### Stall control

*Stall control*<sup>45</sup> kan op twee manieren bereikt worden.

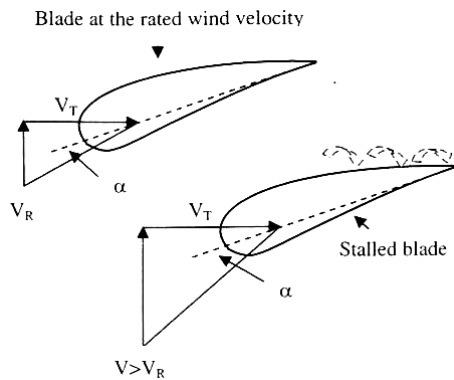
#### *Passive stall control*

De eenvoudigste en goedkoopste methode is een aangepast design van het rotorblad. Het controlesysteem bestaat hier uit een speciaal ontwerp van het blad. Het blad is zodanig ontworpen dat bij een stijgende windsnelheid een toename in rotatiesnelheid van het blad eenvoudig een verandering in de relatieve windrichting creëert. Deze verandering in relatieve windrichting zorgt op zijn beurt voor een verandering in invalshoek en een toename van de sleepkracht, waardoor de rotatiesnelheid constant blijft of verminderd wordt en dus de rotofficiëntie daalt. Zodra de maximum windsnelheid van de installatie bereikt wordt, zal turbulentie door de vorm van de wieken veroorzaakt worden.

Eens de bladen gemonteerd zijn, is er bijgevolg geen overtrekregeling van de installatie meer nodig.

---

<sup>45</sup> overtrekregeling



figuur 37 Principe van de passive stall control [1]

Figuur 37 toont dit principe, waarbij een toename in de windsnelheid  $V$  boven de ontwerpsnelheid  $V_R$  een verandering in invalshoek tot gevolg heeft. Hierdoor zal de luchtstroom aan de bovenzijde van het blad loskomen van het bladoppervlak. Dit leidt tot onregelmatige luchtstromingen op het blad, waardoor turbulentie wordt gecreëerd. Deze vernietigt de draagkracht van het blad, waardoor het blad stilvalt.

#### Active stall control

De actieve *stall control* is een systeem dat vergelijkbaar is met de *pitch control*.

Beide systemen kunnen gecombineerd gebruikt worden in een windturbine.

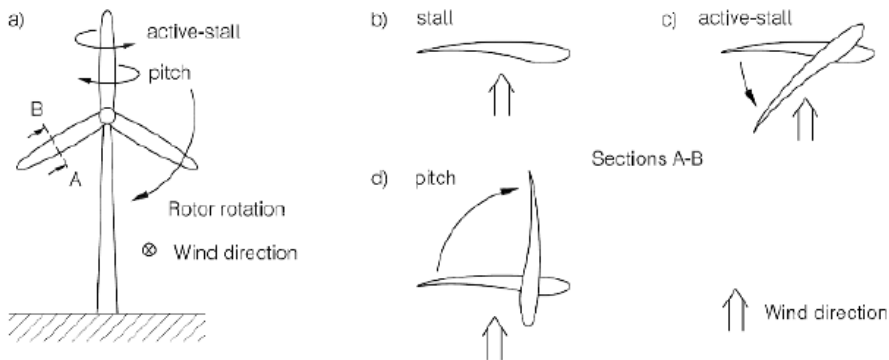
Op die manier worden de voordelen van *pitch* en *stall* samengebracht in de installatie om de energieoutput van de turbine te regelen.

Bij lage windsnelheden worden de bladen door het *pitch* mechanisme gedraaid zodat ze een optimale aërodynamische efficiëntie verkrijgen door hun invalshoek.

In het geval van hoge windsnelheden daarentegen, wordt het blad een aantal graden gedraaid, ditmaal in de tegenovergestelde richting van de *pitch control*.

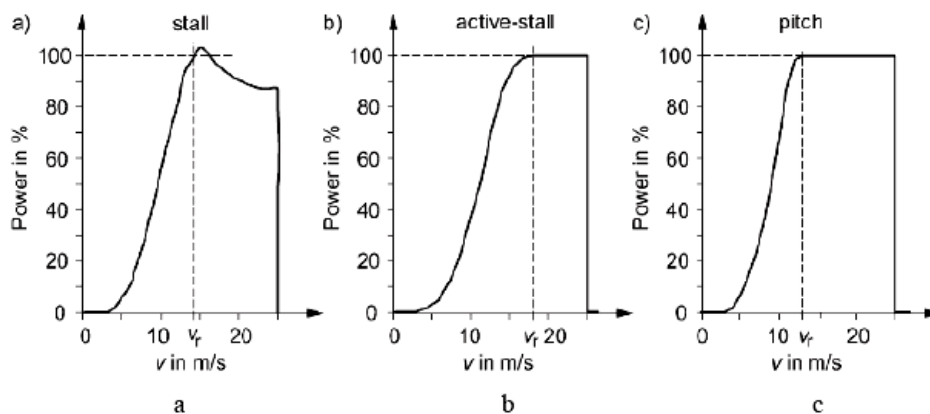
Zo vergroot men de invalshoek, waardoor de output van de installatie kan beperkt worden tot het ontwerpmaximum. Door de verminderde output, wordt de installatie beschermd tegen overbelasting.

Omwille van economische redenen wordt dit controlesysteem enkel toegepast bij installaties met een hoge capaciteit.



figuur 38 Aërodynamische beperkingen van de mechanische kracht: a) overzicht van de controlesystemen; b) stall control; c) actieve stall control; d) pitch control [9]

Naargelang het systeem van krachtbeperking kunnen verschillende kracht- versus windsnelheidscurven worden opgesteld.



figuur 39 Kracht naargelang windsnelheid van de controlesystemen met verschillende beperkingsstrategieën: a)stall control; b)actieve stall control; c)pitch control [9]

Figuur 39 toont een vergelijking van de drie systemen bij een turbine met design output van 1.5MW. Bij passieve *stall control* zien we een kleine overschrijding van de maximale kracht, waarbij deze vervolgens daalt. Actieve *stall control* overschrijdt noch het maximum, noch vertoont het een daling in output.

Hetzelfde vertoont zich bij *pitch control*, maar hier bemerken we een snellere reactie van het controlesysteem bij variërende windsnelheden. De bladen moeten hierbij nochtans over een grotere hoek draaien dan bij *stall control*.

*Pitch control* wordt bijgevolg gekenmerkt door een beter reactiecapaciteit en een sneller bereik van de optimale rotatiesnelheid.



Het gebruik van passieve en actieve *stall control*, is beperkt tot turbines met een maximum van 2 MW. Omdat ze de grootste belasting creëren op de mechanische onderdelen en gekenmerkt worden door een hogere geluidsproductie.

In de hogere vermogensklassen zijn alle installaties uitgerust met *pitch control*, wat een snelle reactie bij hoge windpieken toelaat en een nauwkeurig mechanisch dimensioneren mogelijk maakt.

### Yaw control<sup>46</sup>

Dit controlesysteem oriënteert de gondel onafgebroken langsheen de richting van de wind. In windmolenparken gebeurt deze controle aan de hand van gegevens over de windrichting afkomstig van een meetinstrument dat deze doorstuurt naar alle turbines.

Ook het kruien van de gondel gebeurt door middel van een elektromotor die via een tandwieloverbrenging de rotatie realiseert. Ditmaal bevindt het systeem zich echter aan de connectie tussen gondel en turbinetoren.

Bij sommige turbines wordt het systeem eveneens gebruikt als beveiliging. De rotor draait op deze manier weg van de windrichting bij sterke winden. Hierdoor wordt de mechanische kracht op het systeem verminderd. Indien de windsnelheid de *cut-out* windsnelheid overschrijdt, zal de as van de windturbine hier bijna loodrecht op de windsnelheid staan, waardoor de energieproductie zal stoppen. Een nadeel van dit controlesysteem is dat, indien de turbines deels weggedraaid zijn van de wind, ze onderworpen zijn aan cyclische belastingen. Het systeem is om deze reden nadelig voor grote windturbines en wordt hier niet vaak toegepast.

### Remmen

Tijdens periodes van extreem sterke winden kan, bij een accidentele afkoppeling van de elektrische spanning of een loskoppeling van de generator, de snelheid van de rotor gevaarlijk toenemen. Dit kan in extreme gevallen zelfs leiden tot mechanische vernietiging van de rotor.

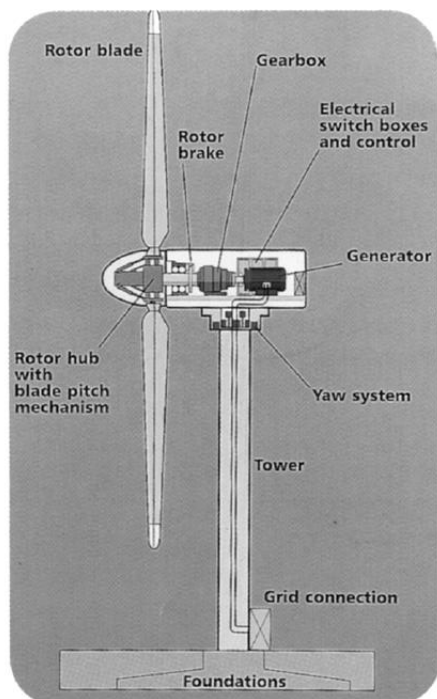
Bij hoge windsnelheden moet bovendien de elektrische output binnen bepaalde limieten gehouden worden om de generator en de elektrische omvormer te beschermen.

Beide beschermingen kan men bekomen door de rotatiesnelheid van de rotor te verminderen met behulp van remmen. Bovenstaande controlesystemen zijn hier

---

<sup>46</sup> controlesysteem voor het kruien van de gondel

immers niet meer bruikbaar, aangezien een elektrische productie nodig is om te meten of er gevaar is voor de installatie. In het geval van een accidentele afkoppeling is van een productie door de turbine echter geen sprake meer. Een remsysteem is ook nodig om de rotors te stoppen bij hoge windsnelheden. De meeste windturbines beschikken over een dubbel remsysteem. Zowel een aërodynamisch<sup>47</sup> als een mechanisch remsysteem wordt gebruikt. Het secundaire systeem dient als de back-up voor het geval het primaire systeem, het aërodynamisch remsysteem, faalt.



figuur 40 Controlesystemen van een conventionele windturbine [10]

#### 1.4.7 Veiligheidssystemen

Het veiligheidssysteem van een windturbine moet als losstaand beschouwd worden van de normale controlesystemen. De functie van het veiligheidssysteem is de turbine in een veilige stand te brengen in geval van een potentieel gevaar voor de installatie. Onder deze veilige stand wordt meestal verstaan het stilleggen van de rotatie door middel van de remmen op de turbine-as.

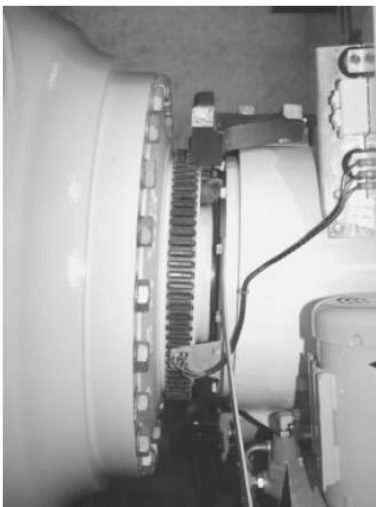
Het systeem dient als back-up voor de normale controlesystemen. Het kan ook geactiveerd worden met behulp van een noodstop.

<sup>47</sup> Onder het aërodynamisch remsysteem wordt het verdraaien van de turbinebladen om hun lengte-as verstaan bij hoge windsnelheden. Dit is met andere woorden een pitch of stall controlesysteem.

Om dit mogelijk te maken moet het veiligheidssysteem onafhankelijk van de controlesystemen werken.

Het veiligheidssysteem kan bijvoorbeeld ingeschakeld worden bij:

- Een te hoge snelheid van de rotor, die de hardware limiet bereikt zonder dat het controlesysteem reageert; (De software limiet staat iets lager ingesteld en activeert het controlesysteem zodat de remmen worden ingeschakeld, vóór er een kans bestaat op mechanische schade aan de installatie.)
- Een te hoge trilling in de bladen, die een indicatie kan zijn van een structureel falen in één van de wieken;
- Het indrukken van de noodstop door een operator.



*figuur 41 Snelheidssensor op de lage snelheidsas (vóór de versnellingskast). Deze registreert het aantal tanden dat per tijdseenheid passeert en geeft dit door aan de controle- en veiligheidssystemen. [3]*

*"Dit is een testproject op mondiaal niveau voor de bouw van windmolenparken op zee. Bovendien hebben we drie wereldprimeurs in één. Het zijn niet alleen de grootste turbines op zee, maar nergens in de wereld staan windmolens zo ver in zee die hun funderingen zo diep in de zeebodem hebben."*  
(C-Power topman Filip Martens [62])

## **Hoofdstuk 2: Het offshore windmolenpark op de Thorntonbank**

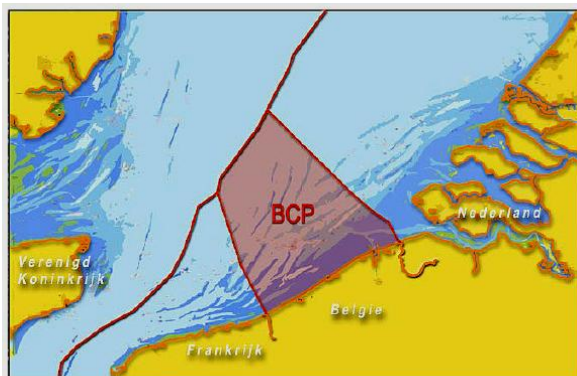
### 2.1 Overzicht project [18], [21]

Het offshore windmolenpark op de Thorntonbank is het eerste offshore windturbinepark in Belgische wateren.

Het project werd ontwikkeld door C-Power, een coalitie bestaande uit verschillende partners<sup>48</sup> en omvat een concessie voor een minimale capaciteit van 300MW en een levensduur van minimum twintig jaar.

De energieproductie per jaar zal ongeveer 1.000 GWh<sup>49</sup> bedragen, wat ongeveer overeenkomt met het gemiddelde energieverbruik van 255.000 gezinnen.

Door de relatief beperkte oppervlakte van het Belgische Continentaal Plateau en vooral de opdeling ervan in gebieden voor verschillende andere gebruiksdoeleinden, is de beschikbare oppervlakte voor de ontwikkeling van offshore windmolenparken beperkt.



figuur 42 De internationale grenzen en begrenzing van het Belgisch Continentaal Plat (BCP) [88]

<sup>48</sup> Interelectra (intercommunale voor de verdeling van elektriciteit, aardgas en kabel-TV, Turbowinds N.V. (bedrijf actief op het domein van windenergie), DEME (gespecialiseerd in baggerwerken en maritieme constructies), SRIW Ecotech Finance (Environmental Holding Company of Walloon Investment Company), SOCOFE (Investment Company of the public administrations of the Walloon Region), NUHMA (Investment vehicle for the participation in electricity and utility ventures), EDF Energies Nouvelles (privé investeringsbedrijf waarvan EDF voor 50% aandeelhouder is)

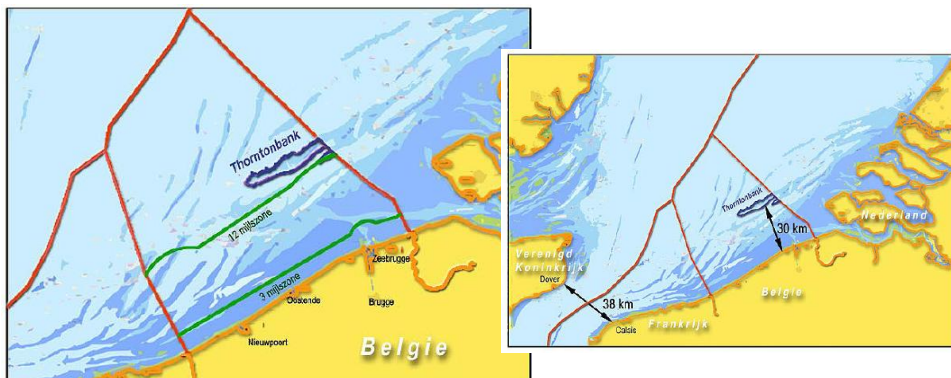
<sup>49</sup> Gigawattuur is een eenheid van energie overeenkomend met  $3,6 \times 10^{12}$  joule

In 2004 werd een zone afgebakend voor de Belgische kust. Deze is bestemd voor de oprichting van groene stroominstallaties, gebaseerd op wind-, water- of stroming-conversiesystemen. Deze zone is in figuur 43 in het groen weergegeven.



figuur 43 Zone voor offshore windturbines [88]

Binnen deze zone, ging de voorkeur van C-Power uit naar de Thorntonbank, een locatie buiten de 12-mijl-zone.



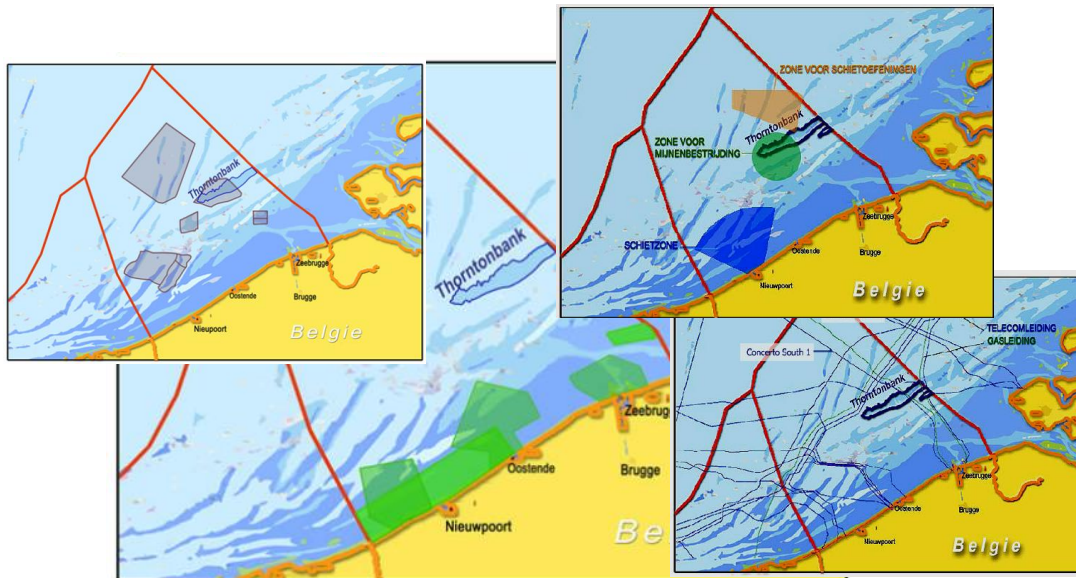
figuur 44 Ligging van de Thorntonbank ten opzichte van de verschillende mijlszones [88]

De Thorntonbank bevindt zich op ongeveer dertig kilometer van Zeebrugge. C-Power opteerde voor een opdeling van zijn concessiezone in twee delen, bestaande uit *sub-area's*<sup>50</sup> A en B. Door deze verdeling in twee deelgebieden<sup>51</sup>, interfereert het gebied niet met het militaire oefengebied en behoudt het een minimale afstand van vijfhonderd meter tot de dichtstbijzijnde telecomkabels<sup>52</sup>, gebieden voor zandontginning en gasleidingen en een minimale afstand van twee kilometer tot de Nederlandse grens.

<sup>50</sup> deelgebieden

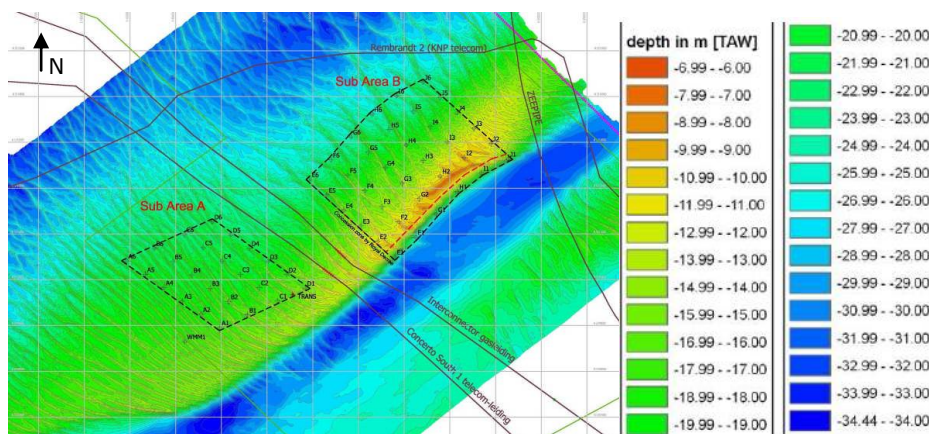
<sup>51</sup> Zie figuur 46.

<sup>52</sup> Door de aanwezigheid van de Concerto South 1-telecommunicatiekabel en de Interconnector-Gaspipeline, die de Thorntonbank dwars kruisen, werd het concessiegebied opgedeeld in twee delen.



figuur 45 De ligging van de zandwinningsgebieden (paars), natuurgebieden (groen), militaire oefengebieden, gasleidingen en telecomkabels binnen het BCP [88]

In totaal zouden zestig Wind Turbine Generatoren (WTG's) worden geplaatst, waarvan vierentwintig in deelgebied A en zesendertig in deelgebied B<sup>53</sup>. Alle rijen zijn WNW-OZO georiënteerd, loodrecht op de meest voorkomende stromingsrichtingen.



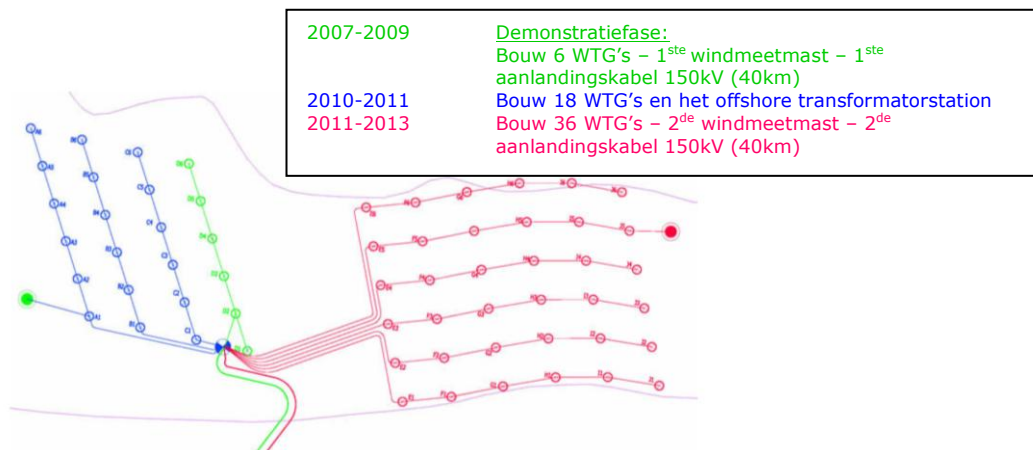
figuur 46 Deelgebied A (links) en deelgebied B (rechts) van het Thorntonproject [19]

Gedurende de eerste fase van het project (tussen 2007 en 2008) werden zes WTG's<sup>54</sup> geplaatst op rij D van deelgebied A. De onderlinge afstand tussen de turbines bedraagt vijfhonderd meter, zodat de windturbines niet met elkaar kunnen interfereren, wat de energieopbrengst zou verminderen.

<sup>53</sup> Deelgebied A besloeg in het oorspronkelijke ontwerp 5 km<sup>2</sup> en zou bestaan uit 4 rijen van 6 turbines. Deelgebied B, met een oppervlakte van 8,8 km<sup>2</sup> uit 6 rijen van 6 windturbines.

<sup>54</sup> Wind Turbine Generator





figuur 47 De oorspronkelijke, verschillende bouwfases van het Thorntonproject [88]

De WTG's van fase 1 hebben een capaciteit van vijf megawatt en beschikken over een rotordiameter van 126 meter. Ze behoren tot de grootste windturbines ter wereld en zijn speciaal ontwikkeld voor offshore gebruik.

Het ontwerpvermogen van de turbines (5MW) wordt bekomen bij een windsnelheid van 13 m/s. De startsnelheid bedraagt 3,5 m/s (factor 3 op de Beaufortschaal) en de afbraaksnelheid ligt op 30 m/s (factor 11 op de Beaufortschaal).

De energieproductie wordt geregeld door middel van een elektrische positionering van de bladen, met andere woorden via een *pitch*- en snelheidscontrolesysteem. De rotor bestaat uit drie bladen, elk met een lengte van 61,5 meter. Deze roteren aan een snelheid van 6,9 tot 12,1 rpm.

De connectie tussen de turbines wordt verzekerd via onderzeese kabels van 33kV. Na de afwerking van het windturbinepark zou het bestaan uit de beide deelgebieden, twee aanlandingskabels, één transformatorplatform en twee windmeetmasten buiten het afgebakende gebied.

## 2.2 Vooronderzoek [18], [25], [78]

Een geologische identificatie van de site is een eerste voorwaarde voor men met het project kan starten. Naargelang de resultaten van het vooronderzoek wordt het concessiegebied als geschikt beschouwd voor de aanleg van het gekozen design van het windmolenpark.

De identificatie bestaat uit kennis van het type bodem (de verschillende sedimenten die hierin aanwezig zijn), een beschrijving van de eigenschappen hiervan en de geschiktheid als constructieondergrond.

Door de beperkte toegankelijkheid van de zeebodem, zijn hydro-akoestische technieken een goed hulpmiddel in het creëren van een algemeen overzicht van de

bodemcondities op een bepaalde site.

De geologische onderzoeken bestaan uit twee stappen:

1. Geologische identificatie van de bodem om de geschiktheid van het gebied te evalueren. Hiervoor is het belangrijk de bodemcondities te analyseren. Op elke geplande locatie van een onderdeel van het windmolenpark wordt om die reden geologisch onderzoek uitgevoerd.
2. Het monitoren van de geplaatste onderdelen om erosieverschijnselen te detecteren en te evalueren of de diepte van stroomkabels behouden blijft. Hierbij worden vooral geofysische methoden toegepast.

De onderzoeken kunnen het best uitgevoerd worden in de lentemaanden, vlak na het stormachtige winterseizoen.

Naast een geologisch onderzoek is ook een uitgebreide evaluatie van de meteorologische condities op de site onontbeerlijk. Dit is nodig vermits de golven, stromingen en windcondities ter plaatse veranderingen aanbrengen in de bodemspanningen. Deze veranderingen worden veroorzaakt door directe golfwerking op de bodem zelf of door indirecte belastingen via inwerking van de golven op de funderingsstructuren.

Op die manier hebben de meteorologische condities een grote invloed op de stabiliteit van de funderingen. De invloeden zijn meestal cyclisch.

Een diepgaand onderzoek van de site werd uitgevoerd in 2004 en bestond uit een geotechnische en geofysische studie. Het onderzoek bestreek de zone van de zes eerste WTG's, de positie van het offshore transformatorplatform, het traject van de zeekabels en de locatie van de windmeetmast.

### 2.2.1 Geotechnisch onderzoek

Onder geotechnisch onderzoek worden veld- en laboratoriumtesten verstaan. De veldonderzoeken bestaan uit directe exploratiemethoden (zoals boringen om bodemstalen te verkrijgen) en indirecte meetmethodes (zoals *Cone Penetration Tests*<sup>55</sup>, drukmetingen in boorgaten, enz.).

De boringen worden uitgevoerd via de *moonpool*<sup>56</sup> van een boorplatform.

In dit project bestaat het geotechnische onderzoek uit verschillende boringen:

---

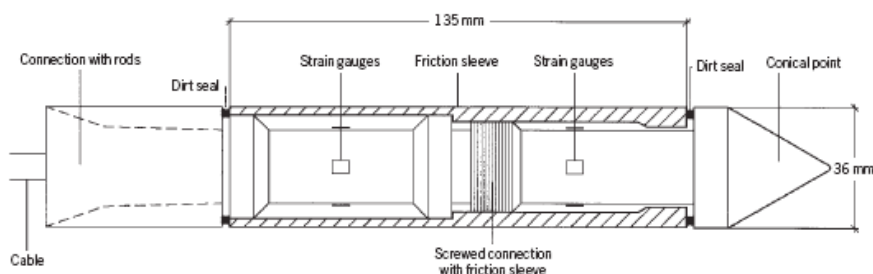
<sup>55</sup> CPT, zie volgende pagina.

<sup>56</sup> Dit is een opening in de onderzijde van de romp van het platform, die een toegang geeft tot het water zodat een instrument (in dit geval de boorpijp) in het water kan neergelaten worden.



1. boringen met staalnamen,
2. boringen met drukmetingen,
3. boringen met *Cone Penetration Tests*.

1. Bij deze test wordt een instrument voor staalnames in een boorgat geplaatst. Op een bepaalde diepte opent het uiteinde zich en wordt de stang verder in de bodem gedreven zodat een staal van de ondergrond in het reservoir terechtkomt.
2. In plaats van staalnamen worden bij deze testen op bepaalde gedefinieerde dieptes drukmetingen uitgevoerd. Beide boringen kunnen gecombineerd worden.
3. *Cone Penetration Tests* worden toegepast om de geotechnische parameters van de bodem in kaart te brengen, zoals de wrijving<sup>57</sup>, dichtheid, elasticiteit en de mate van verharding van de zeebodem. Het instrument bestaat uit een cilindrische paal met een kegelvormige tip. De standaard afmeting van het grondvlak van de kegel bedraagt  $10\text{cm}^2$  met een helling van de kegel van  $60^\circ$ . Het geheel wordt aan een constante snelheid in de bodem gedreven. Tijdens deze verplaatsing worden de krachten op de kegel en de wrijving tussen de bodem en de paal gemeten. Deze metingen gebeuren via een elektrisch meetsysteem net achter het basisvlak van de kegel.



figuur 48 Overzicht van de verschillende onderdelen van een penetrometer [27]

Wanneer de kegel op deze manier in de bodem wordt gedreven (aan een snelheid van bijvoorbeeld  $2\text{cm/s}$ ), is de druk die wordt uitgeoefend op het uiteinde van de kegel ( $q_c$ ) een onmiddellijke indicatie van de kracht en stijfheid van de bodem en bijgevolg van het type bodemmateriaal<sup>58</sup>.

Deze metingen worden uitgevoerd aan boord van een *jack-up platform*. Hierop volgt een intensief onderzoek van de resultaten in het laboratorium.

<sup>57</sup> *shear stress*

<sup>58</sup> Het is bijvoorbeeld veel moeilijker een kegel in dicht zand dan in zachte klei te drijven.

Enkele resultaten van de onderzoeken zijn terug te vinden in Annex 2.

In deze metingen staat:

- $q_c$  voor *cone resistance* of weerstand van de kegel tegen het inboren,
- $R_f$  voor *friction ratio* of wrijvingswaarde,
- $u$  voor de *pore pressure* of druk van het water in de boorholte, (Deze waarde is een indicatie voor de permeabiliteit van het bodemtype.)
- $C_u$  voor de *undrained shear strength* of de schuifsterkte van de bodem in de aanwezigheid van water,
- $D_r$  voor de relatieve dichtheid<sup>59</sup> van het materiaal,
- $\Phi$  voor de hoek van de interne wrijving<sup>60</sup>.

Indien we bijvoorbeeld te maken krijgen met een zandbodem, zal deze gekenmerkt worden door een hoge weerstand, lage wrijvingswaarde en een lage druk in de boorholte, door de hoge permeabiliteit.

Een kleilaag daarentegen zal een resultaat in de metingen vertonen met een lage weerstand, hoge wrijvingsfactor en hoge druk in de boorholte door een lage permeabiliteit.

Door een combinatie van deze meetresultaten, eventueel aangevuld door staalnames, krijgt men een beeld van de volledige opbouw van de ondergrond tot de gewenste diepte.

## 2.2.2 Geofysisch onderzoek

### 2.2.2.1 Aard van het onderzoek

Geofysisch onderzoek bestaat uit indirecte meetmethodes, zoals het gebruik van sonar, seismische toestellen, echosounders, enz.

Het geofysisch onderzoek bestaat uit bathymetrische onderzoeken van de zeebodem door gebruik te maken van:

---

<sup>59</sup> Soortelijk gewicht van het materiaal of de hoeveelheid massa van een stof per eenheid van volume.

<sup>60</sup> *Angle of internal friction* is een maat voor de mogelijkheid van een materiaal (rots/bodem/...) om weerstand te bieden aan afschuifkrachten (*shear stress*). Een grondmonster wordt bij deze test in een toestel geplaatst en belast tot het bezwijkt. De hoek waaronder dit monster bezwijkt (m.a.w. in twee delen scheurt) is een maat voor de hoek van inwendige wrijving. Deze hoek is van belang om de afschuiving, gronddruk en het draagvermogen van de grond voor funderingen te bepalen.

1. *Multi Beam Echosounders en Side Scan Sonar Surveys:*  
Hieruit verkrijgt men een morfologisch beeld van de zeebodem en detecteert men de aanwezigheid van obstakels.
2. Seismische onderzoeken:  
Deze geven een beeld van de verschillende lagen in de ondergrond.
3. Magnetometrische onderzoeken:  
Hierbij detecteert men de aanwezigheid van metalen objecten<sup>61</sup> op of in de zeebodem.

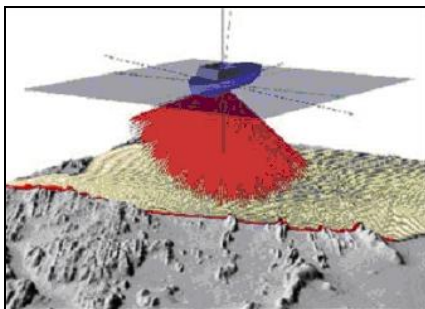
1. Een *swath multibeam* echosounder is een toestel dat geïntegreerd wordt in de kiel van het schip of in een gesleept object achter het schip, de zogenaamde *towing fish*.

Het principe van een echosounder bestaat erin een akoestische puls uit te zenden naar de zeebodem, die daarop wordt teruggekaatst. Uit het tijdsinterval tussen het zenden en ontvangen van de puls en de geluidssnelheid<sup>62</sup> van de golven in het water kan de afstand tot de zeebodem bepaald worden.

De multi-beam echosounder stuurt, in tegenstelling tot de *single-beam*, een veelvoud van individuele pulsen of geluidsbundels uit in dwarsscheepse richting. Op die manier verkrijgt men een brede, dwarsscheepse afdruk van de zeebodem, met een beperkte langsscheepse lengte (ellipsvormig).

De mate van detail die op die manier verkregen wordt, is afhankelijk van de frequentie van de golven en de hoek waaronder de pulsen worden uitgezonden.

Een voordeel van de multi-beam echosounder is de volledige dekking van de zeebodem na opeenvolgende tracks.



figuur 49 Gebruik van multi-beam sonar om de zeebodem in kaart te brengen [26]

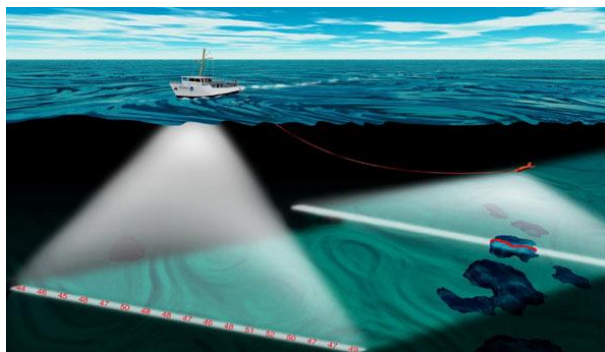
<sup>61</sup> wrakken, ankers...

<sup>62</sup> Om de geluidssnelheid van de golven in het water te bepalen wordt minimum tweemaal per dag een geluidspol profiel opgemaakt over de volledige waterdiepte. Dit gebeurt via een toestel, uitgerust met een transducer en een reflector op een gekende afstand van elkaar. Uit de tijd tussen het zenden en ontvangen van de puls en uit de afstand tussen transducer en reflector kan de snelheid van de geluidsgolven in het water afgeleid worden.

Een *side scan* sonar wordt meestal gemonteerd in een sonarvis, die aan een sleepkabel achter het onderzoekschip getrokken wordt. Twee transducers<sup>63</sup>, aan elke zijde van de sonarvis, zenden een akoestische bundel uit dwars op de richting waarin de vis door het water wordt gesleept. Op die manier vormt zich een beeld van de zeebodem, doordat de akoestische bundels worden weerkaatst door de aanwezige objecten op de zeebodem. Deze zijn met behulp van de *side scan sonar* bovendien duidelijker te detecteren door de afwezigheid van echo's achter de obstructie. De schaduw van het object geeft op deze manier informatie over de afmetingen en de specifieke locatie van de obstructie.

De hoek waaronder de pulsen worden uitgezonden en de gebruikte frequentie zijn afhankelijk van de mate van detail die men wil bereiken en de diepte van de zeewaterkolom<sup>64</sup>.

Het voordeel van dit systeem is een duidelijkere bepaling van de afmetingen van de obstructies op de zeebodem.



figuur 50 Diagram van een *side scan sonar* in het schip en in een towfish [89]

2. Seismisch bodemonderzoek maakt gebruik van een zender die bestaat uit een *airgun*. Deze laat samengeperste lucht onder het wateroppervlak ontsnappen, waardoor schokgolven gecreëerd worden. Deze trillingen worden door de gesteenten in de ondergrond teruggekaatst en door hydrofoons, die achter het onderzoeksschip worden gesleept, opgevangen. Door deze informatie te analyseren verkrijgt men een beeld van de diepte, dikte en vorm van de gesteenten in de bodem.

---

<sup>63</sup> Een transducer is het element binnen een echosounder-installatie dat zorgt voor de omzetting van elektrische signalen in akoestische geluidsgolven en omgekeerd. De omzetting van elektrische naar akoestische signalen vindt plaats vóór het uitzenden. Bij het ontvangen van akoestische pulsen verloopt de omzetting omgekeerd.

<sup>64</sup> Hoge frequenties (bv 600kHz) geven een gedetailleerder beeld van de zeebodem, maar deze pulsen reiken veel minder ver dan lage frequenties (bv 150kHz) en zijn bijgevolg minder geschikt voor grote dieptes.



figuur 51 Schematische voorstelling van seismisch onderzoek [90]

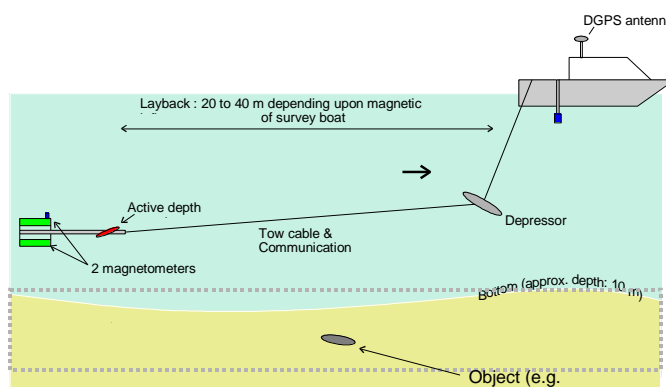
3. Een magnetometer is gebaseerd op het principe waarbij een ijzeren voorwerp dat in een magnetisch veld wordt gebracht, een verstoring van de normale sterkte zal veroorzaken, met andere woorden een anomalie.

Bijgevolg zullen ijzeren voorwerpen op de zeebodem geïnduceerd worden door het aardmagnetisch veld en een anomalie vormen ten opzichte van hun omgeving.

De magnetometer zal deze anomalie in het aardmagnetisch veld detecteren. Magnetometers worden gebruikt om de aard van de obstructies op de zeebodem te bepalen. Indien deze van metaal zijn, zullen ze gedetecteerd worden door de magnetometer.

Moeilijkheden kunnen zich echter voordoen vermits de magnetische stralen, die door de obstakels worden uitgestuurd, in alle richtingen verspreid zijn. Op deze manier gaat de vorm verloren of lijken de voorwerpen groter of kleiner dan ze in werkelijkheid zijn. De specifieke locatie van de obstructies is bijgevolg moeilijker te bepalen.

Een bijkomend nadeel van de installatie is dat enkel metalen die magnetische eigenschappen bezitten, zoals ijzer, zullen opgespoord worden. De detectie van objecten uit roestvrij staal zal bijvoorbeeld al minder gemakkelijk zijn.



figuur 52 Opstelling voor metingen van een object m.b.v. een magnetometer [26]

#### 2.2.2.2 Geofysisch onderzoek op de Thorntonbank

Het doel van het geofysische onderzoek is een profiel opstellen van de zeebodemcondities op elke locatie van een component van het windmolenpark en bovendien de aanwezigheid van wrakken, oorlogsammunitie en onderzeese kabels te detecteren.

Op deze manier kan men bepalen tot welke diepte de zeebodem moet afgegraven worden om een stabiele ondergrond te bekomen en welke obstructies moeten verwijderd worden om het project te kunnen realiseren.

Via de seismische onderzoeken werd een geologisch model in 3D opgesteld, dat werd aangevuld door de gegevens uit het geotechnische onderzoek.

Op die manier vond men vijf verschillende bodemlagen. Deze varieerden van grof en mediumdicht zand tussen de oppervlakte en 10m diepte tot stijve klei beneden de 31m diepte.

In de opeenvolgende bouwfases van dit project kreeg men dus hoofdzakelijk te maken met verschillende types zand, hoewel lokaal ook een kleilaag op beperktere diepte werd teruggevonden.

Het bathymetrisch onderzoek bestond vooral uit *multi beam* bathymetrie. De pulsen werden uitgezonden onder een hoek van 120° tot 150° met het wateroppervlak. In sommige gevallen gaf de *multi beam* echter een onvoldoende duidelijk beeld. Zo ontdekte men bijvoorbeeld een ondiepte op de zeebodem, maar kon men geen specifieke informatie over de aard<sup>65</sup> ervan afleiden. In deze gevallen werd de *multi beam* ondersteund met een *side scan sonar*. Uit de schaduw die zichtbaar is op de monitor van de *side scan sonar* verkreeg men bijkomende informatie voor de identificatie van de obstructie.

Beide instrumenten werden achter het schip gesleept in een *towfish*.

Tijdens de magnetometrische onderzoeken van het Thorntonproject werd de magnetometer op 5 tot 10 meter boven de zeebodem gesleept en verkreeg men gegevens van 4 tot 5 meter diep in de zeebodem. Ongeveer 180 voorwerpen werden gelokaliseerd, zowel op de site als langs het kabeltraject.

Ongeveer 60 objecten werden vervolgens verder onderzocht met behulp van duikers. Deze gebruikten manuele magnetometers en verwijderden de bovenste zandlaag om de voorwerpen te identificeren.

De ontdekte voorwerpen<sup>66</sup> die zich dieper dan 2,5 meter in de zeebodem bevonden, vormden geen probleem voor het kabeltracé, vermits de kabel zich op een maximum diepte van 2 meter bevindt. (Zie verder 2.4.3 Kabelaansluiting.)

---

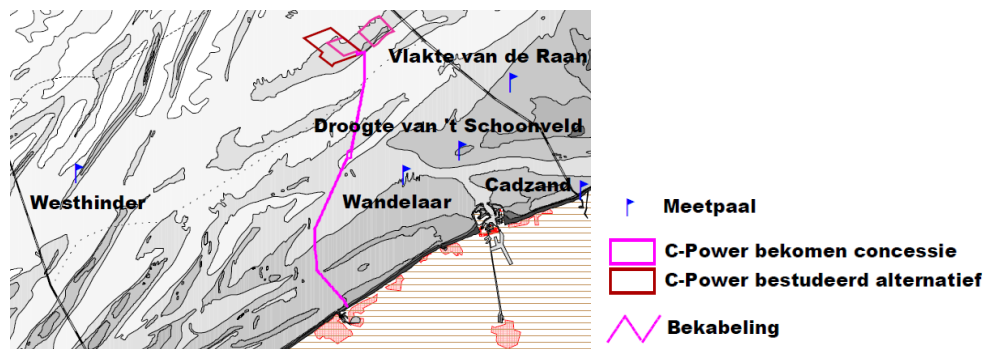
<sup>65</sup> Had men te maken met een zandophoping, een betonblok... ?

<sup>66</sup> Deze bestonden uit kettingen, pijpen, staalplaten, enz...

## 2.2.3 Hydrodynamische Conditie op de Thorntonbank [21],[23]

### 2.2.3.1 Windregime

Om een beeld te krijgen van het windregime voor de Belgische kust, werd een analyse uitgevoerd door 3E<sup>67</sup> in opdracht van C-Power. Dit bedrijf analyseerde de windgegevens van vijf meetpalen voor de Belgische kust en op offshore locaties. Op basis van de aldus bekomen windrozen wordt de overheersende windrichting voor de Belgische kust afgeleid als ZW tot WZW.



figuur 53 Locatie van de vijf meetstations voor de Belgische kust [21]

De jaargemiddelden van de windsnelheid voor de vijf meetstations wordt gegeven door onderstaande tabel. De gemiddelde waarde bedraagt 7,7m/s en het gemiddelde van de hoogste windsnelheden bedraagt 8,5m/s.

Locatie	Meethoogte (m)	gemiddelde windsnelheid	Meetperiode
Westhinder	25,25	8,46	Maa '94 – sept '01
Cadzand	16,5	6,39	Maa '91 – dec '00
Wandelaar	19,2	7,84	Juni '86 – sept '01
Vlakte van de Raan	16,5	7,65	Nov '88 – dec '00
Droogte van 't Schoonveld	19,01	8,18	Maa '91 – dec '00

figuur 54 Jaargemiddelden van de meetresultaten op de verschillende locaties [21]

Vermits de windsnelheid volgens een logaritmische functie toeneemt met de hoogte boven de waterspiegel, werd een gemiddelde windsnelheid op verschillende hoogtes voor het Belgisch continentaal plateau geëxtrapoleerd.

<sup>67</sup> 3E is een kennisbedrijf dat bedrijven bijstaat in hun realisatie van projecten, strategieën en concepten. Het heeft een diepgaand inzicht in toekomstige trends voor hernieuwbare energie.

Hoogte	Windsnelheid (m/s)
10 m	7,0 – 8,0
25 m	7,5 – 8,5
50 m	8,0 – 9,0
100 m	8,5 – 10,0
200 m	9,5 – 11,0

figuur 55 Gemiddelde windsnelheid per hoogte berekend voor een afstand van >10 km uit de kust [21]

De gemiddelde maandelijkse windsnelheid ligt iets hoger in de wintermaanden dan in de zomermaanden. De maximale windsnelheid kan op die manier oplopen tot 25m/s tijdens de wintermaanden.

Een bijkomende belangrijke factor waar men tijdens het ontwerp van het windmolenpark rekening mee moet houden, is de invloed van de turbines onderling. Om de opbrengst van de individuele windmolens maximaal te houden, dienen deze op een zekere afstand van elkaar geplaatst te worden. Aangezien er achter elke rotor een turbulente zogstroming ontstaat, met lagere windsnelheden.

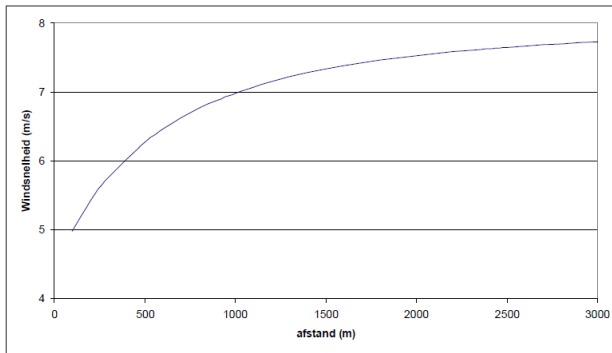
Door vermenging met de onverstoorde windstroom neemt het snelheidsverlies achter de windturbine geleidelijk af met toenemende afstand tot de turbine.

Algemeen wordt om deze reden een tussenafstand van 5 tot 9 rotordiameters gerespecteerd in de overheersende windrichting.

Vermits deze afstand echter ook beïnvloed wordt door de beschikbare ruimte binnen het concessiegebied, zijn verliezen in het huidige design van het project onvermijdelijk.

Berekeningen werden uitgevoerd om een schatting te kunnen maken van deze verliezen. De afname van de windsnelheid achter de windturbine wordt gegeven door grafiek 1. Dit werd berekend aan de hand van een oorspronkelijke windsnelheid van 8m/s en een naafhoogte van 75m.

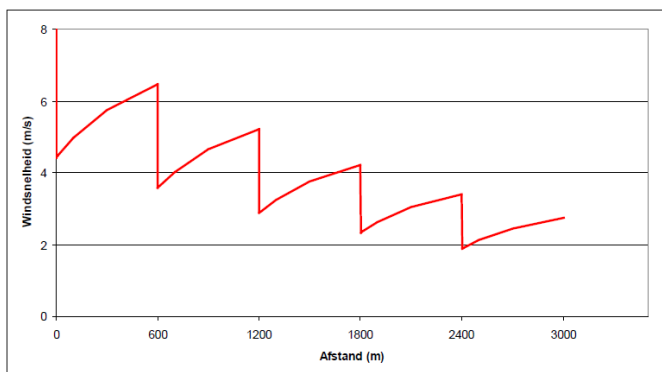




grafiek 1 Effect van een windturbine op de lokale windsnelheid erachter [21]

Uit grafiek 1 blijkt dat op een afstand van 6 rotordiameters of 600 meter, wat ongeveer de afstand is tussen twee rijen, een gemiddelde windsnelheid van 6,5m/s overgehouden wordt. Het gemiddelde verlies op deze afstand bedraagt 19,2%. Algemeen blijft de invloed van de windturbine op de windsnelheid ongeveer voelbaar tot 2,5 kilometer achter de windturbine.

Om de invloed van de zes rijen onderling weer te geven, werd eveneens een analyse gemaakt van het cumulatieve effect van zes windturbines die achter elkaar geplaatst worden.



figuur 56 Cumulatief effect van verschillende windmolens op één rij achter elkaar met een windrichting parallel aan de windturbines<sup>68</sup> [21]

Net achter de eerste windturbine, heeft de wind 44% van zijn oorspronkelijke snelheid verloren. Juist voor de tweede turbine, bedraagt de windsnelheid opnieuw 80,8% van zijn oorspronkelijke waarde. Na de tweede windturbine neemt de windsnelheid terug af met 55% ten opzichte van de oorspronkelijke windsnelheid. Deze theoretische verliezen worden echter deels gerelativeerd door het feit dat:

<sup>68</sup> In deze berekening werd geen rekening gehouden met de startsnelheid van de windturbines, maar veronderstelt men dat deze draaien zodra er wind aanwezig is. Neemt men de startsnelheid (3,5 m/s) echter wel in beschouwing, dan zullen de laatste twee turbines niet meer opstarten.

- de windturbines zich niet perfect achter elkaar bevinden zodat het effect van de eerste rij windturbines op de volgende rij kleiner zal zijn;
- de opsplitsing van het park in twee delen de onderlinge invloed zal verkleinen gezien er een afstand van ongeveer 1,7 kilometer bestaat tussen de twee delen in de overheersende windrichting.

Het lokale windklimaat zal ook deels beïnvloed worden door de turbulentieverschijnselen achter elke turbine.

Deze zullen, naast een beperkte invloed op de energiewinst van de turbines, vooral een belangrijke factor zijn voor de stressgevoeligheid van de installaties.

Hoe dichter twee turbines bij elkaar staan, hoe hoger de invloed van de turbulentie.

### 2.2.3.2 Getijdenregime

De Thorntonbank bevindt zich in een regio met vijandige hydrodynamische condities, die lokaal sterk variëren. Gedurende gematigde weersomstandigheden zijn getijstromen de voornaamste krachten die inwerken op de turbinefunderingen. In geval van stormweer echter, treden bijkomende krachten op de funderingen op door *storm surges*<sup>69</sup>, hoge golven en bijkomende stromingen die door de wind geïnduceerd worden.

De getijdeninformatie voor de locatie van de Thorntonbank werd afgeleid uit de getijdencurve van Zeebrugge door gebruik te maken van de M2-methode<sup>70</sup>.

Bovenop de evolutie van het waterniveau onder invloed van de getijden moeten ook de fluctuaties van de extreme waterstanden<sup>71</sup> mee in rekening worden gebracht.

Zo wordt het extreme waterniveau op de Thorntonbank geschat op zes meter TAW<sup>72</sup>

---

<sup>69</sup> Een stormvloed is het opstuwen van zeewater door hoge windsnelheden van een storm, wat een hoger zeeniveau veroorzaakt. Wanneer deze storm de kust bereikt, kan het effect nog toenemen door de stijging van het zeebodenniveau.

<sup>70</sup> De M2-methode is een methode gebruikt in de hydrografie. Op elke locatie op aarde kan de getijdencyclus voor die specifieke positie worden weergegeven door een complexe cosinuscurve of harmonische curve. Deze complexe curve kan ontbonden worden in verschillende eenvoudige cosinuscurven (constituenten genoemd). Elke constituent vertegenwoordigt de evolutie van die bepaalde getijden creërende kracht.

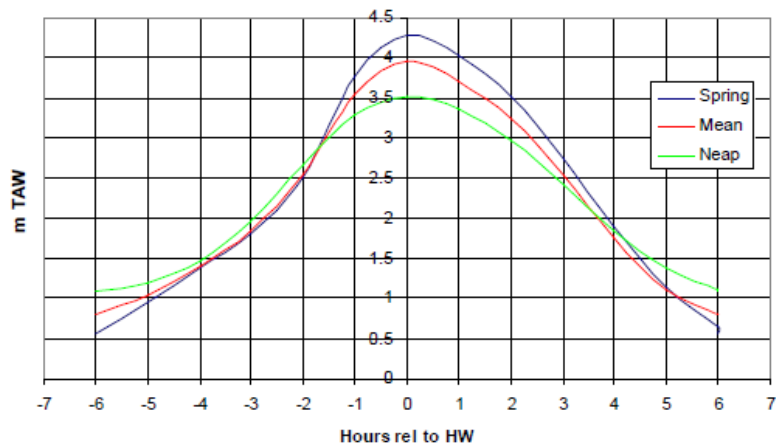
M2 staat voor de Primaire Semi-diurnale constituent van de maan. (Onder semi-diurnaal verstaan we een getijdencyclus bestaande uit tweemaal hoog en tweemaal laag water per 24 uur.) Gezien de maan de grootste invloed heeft als getijdenkracht en bovendien het getij in de Atlantische Oceaan een semi-diurnaal karakter heeft, werkt men met de M2-constituent om de evolutie van het getij op een bepaalde locatie (in dit geval de Thorntonbank) te extrapoleren uit de positie van een haven (in dit geval Zeebrugge) waarvoor de harmonische getijdencurve gekend is.

<sup>71</sup> Deze extreme waterstanden zijn een combinatie van de getiddenniveaus en *storm surges*.

<sup>72</sup> TAW staat voor Tweede Algemene Waterpassing, een nationaal referentieniveau voor verticale metingen in België, waarnaar dieptebepalingen op land en op zee worden gerefereerd en die ruwweg overeenkomt met MLLWS (mean lowest low water spring).

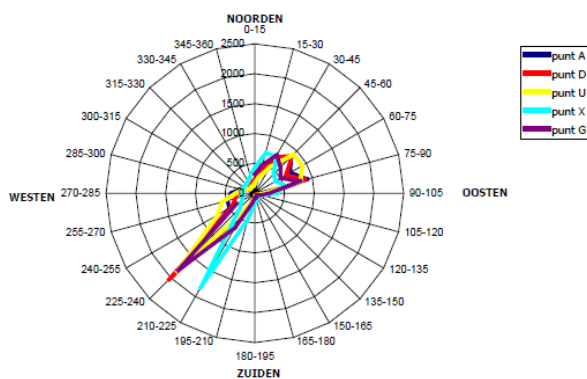
met een terugkeerperiode van 50 jaar.

Het project werd bijgevolg gebaseerd op een zogenaamde 50-jarige storm<sup>73</sup>.



figuur 57 Gemiddelde getijdencurven voor de Thorntonbank [19]

Om een volledige analyse te kunnen maken van de voornaamste stromingen op de Thorntonbank werden verschillende bronnen geanalyseerd. Deze bestaan uit oppervlaktemetingen van de Vlaamse Regering gedurende een typisch *spring* en *neap*<sup>74</sup> getijde, de resultaten van het hydrodynamisch model van de Noordzee, dat werd uitgegeven door MUMM<sup>75</sup>, en metingen van de stroomsnelheid op de site in 2005 en 2008 door IMDC. Uit deze vier onderzoeken, blijkt dat de maximale gemiddelde getijdstroom bij springtij kan geschat worden op 1,2 m/s en de voornaamste stroming een oriëntatie heeft die loodrecht staat op de duinrichting van de Thorntonbank. Deze stroming varieert weinig naargelang de waterdiepte. Men onderscheidt de ZW-ebstroom en de NO-vloedstroom.



figuur 58 Frequentiedistributie van de ebstroomrichting op verschillende punten rond het concessiegebied [21]

<sup>73</sup> Het design werd zodanig opgesteld dat elk onderdeel van de volledige constructie bestand zou zijn tegen een extreme storm met een terugkeerperiode van 50 jaar of met andere woorden één extreme storm tijdens de volledige levensduur, met inbegrip van een extra veiligheidsmarge.

<sup>74</sup> Springtij en doortij

<sup>75</sup> BMM of UGMM: Beheerseenheid van het Mathematisch Model van de Noordzee

### 2.2.3.3 Golfregime

De golfanalyse op de Thorntonbank is gebaseerd op een onderzoek van golfgegevens uit 2005 en 2006, afkomstig van metingen op de site. Deze gegevens werden vergeleken met de beschikbare golfgegevens van het Akkaert<sup>76</sup>-station dat golfmetingen uitvoert.

De analyse resulteerde in een design golfhoogte<sup>77</sup> van zes meter, waarop men zich kon baseren om de gewenste funderingen te ontwerpen.

Een maximale golfhoogte van elf meter werd berekend, met een terugkeerperiode van vijftig jaar.

### 2.2.4 Algemene morfologie van de Thorntonbank

#### 2.2.4.1 Duinevolutie

De Thornton zandbank strekt zich uit over meer dan 35 kilometer en is NE-SW georiënteerd. De algemene bathymetrie<sup>78</sup> van de bank beslaat waterdieptes tussen -7m en -30m TAW.

De concessiezone is gelegen op de NW flank van de Thorntonbank.

De ruggen van de zandduinen op de bank zijn NW-SE georiënteerd, loodrecht op de lokale eb- en vloedstromen.

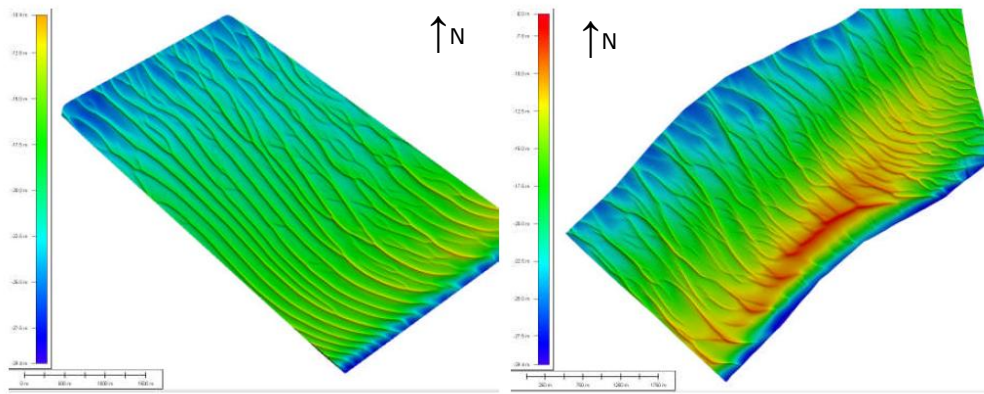
---

<sup>76</sup> Het Akkaert station wordt beheerd door de Afdeling Kust van de Vlaamse Gemeenschap en beschikt over golfmetingen van meer dan 20 jaar.

Het bevindt zich voor de Belgische kust (51.41°N ; 2.77°E)

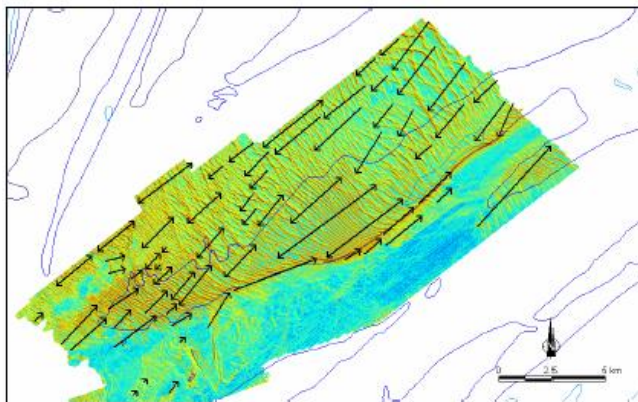
<sup>77</sup> De golfhoogte is het verschil in hoogte tussen een golfkam en het daaropvolgende golfdal. De design golfhoogte is een schatting van de golfhoogte die het vaakst voorkomt op de site. Andere bronnen vermelden echter een gemiddelde golfhoogte van 3 tot 4 meter als vaakst optredend. Om over een veiligheidsmarge te beschikken voor de sterkte van de structuur werd een design golfhoogte van 6 meter vastgelegd.

<sup>78</sup> Onder bathymetrie wordt het totaalbeeld van waterdieptes op een site verstaan. Bathymetrie zijn metingen bestaande uit driedimensionale coördinaten van punten of hindernissen op de zeebodem. Deze metingen zijn afhankelijk van de getijden, dus een opmeting in functie van het tijdstip is erg belangrijk.



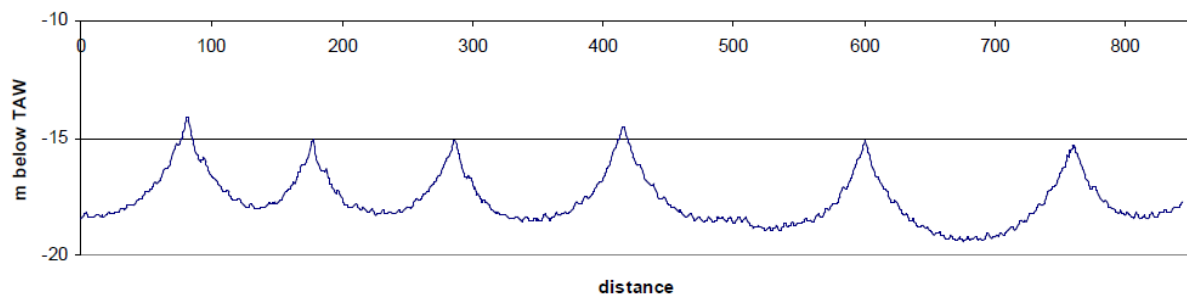
figuur 59 Algemene oriëntatie van de zandduinen in deelgebied A en B [19]

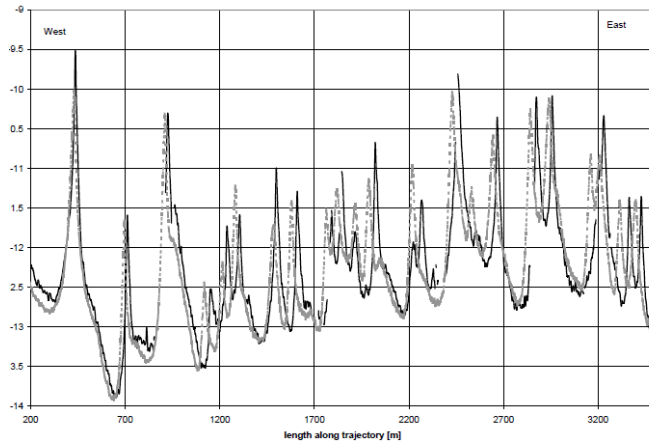
Door de verschillen in morfologische karakteristieken van de zeebodem in deelgebieden A en B werd de mobiliteit van de zandduinen afzonderlijk onderzocht. Een diepgaande analyse werd uitgevoerd voor de mobiliteit van de duinen op de bank. Hierin kwam een uitgebreide wisselwerking tussen de verschillende kleine en grote duinen tot uiting, waarbij sedimenten in suspensie worden gebracht en onderling worden uitgewisseld bij elke eb- en vloedcyclus.



figuur 60 Sedimenttransport zoals afgeleid uit de asymmetrie van de duinen. Resultaat van een multi-beam survey over het gehele concessiegebied [23]

De grote duinen bevinden zich op een gemiddelde afstand van 100 tot 200 meter van elkaar en worden gevoed door een grote hoeveelheid kleine duinen.



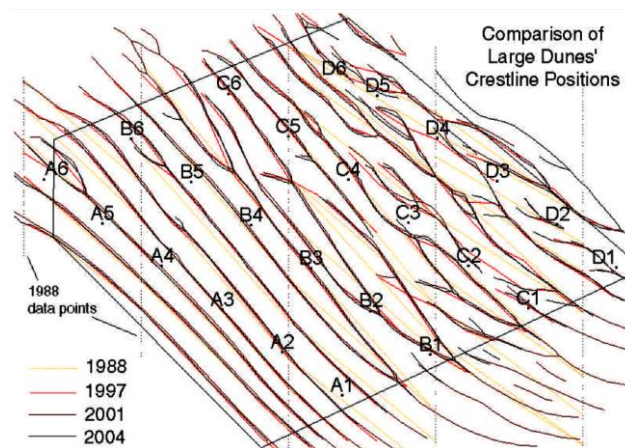


figuur 61 Bathymetrie van een van de SW-NE dwarse secties van deelgebied A (boven) en B (onder) gebruikt in het onderzoek [19]

Het symmetrische profiel van de grote duinen is een indicatie van een min of meer gelijk zandtransport tijdens de vloed- en ebstromen.

De tijdelijke veranderingen in deze transportrichting worden veroorzaakt door variaties in de getijstromen door wind- of golfwerking.

Eveneens werd de positie van de duinruggen doorheen de jaren geanalyseerd om een idee te krijgen van de beweging van de duinen in deelgebied A en B.

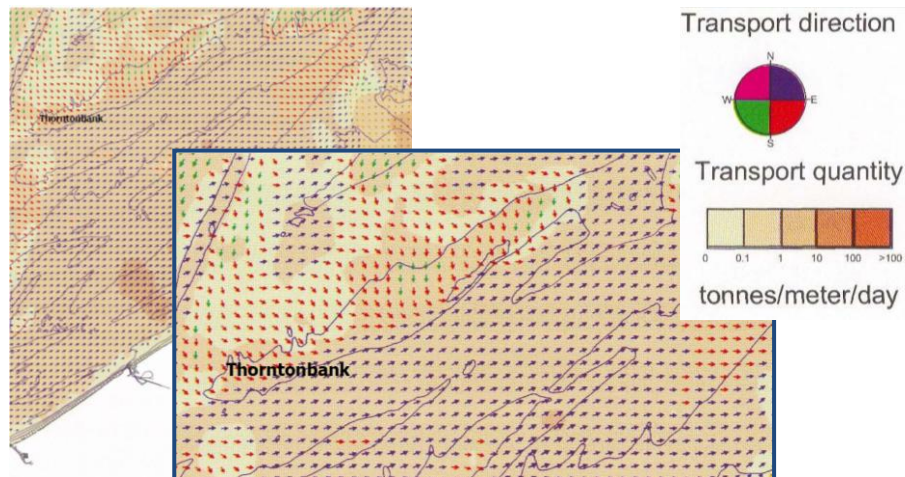


figuur 62 Evolutie van de duinruggen in deelgebied A [19]

In deze analyse kwam onder meer tot uiting dat de grootste duinen in deelgebied A een oscillatie in hun positie ondergingen tot 30 meter over een tijdsspanne van 17 jaar.

Bovendien worden deze grote duinen afgeschuurd bij zware golfwerking en wijst de aanwezigheid van smalle richels van 15 tot 30 centimeter hoog en met scherpe randen bovenop de duinen op een dagelijks zandtransport over de bank.

Gemiddeld verplaatsen de grote duinen op de bank zich met een snelheid van 1m/jaar (grootste duinen) tot 3m/jaar (voor de smalste en meest mobiele duinen). De conclusie is dat de migratie van grote duinen voor de Belgische kust algemeen echter niet significant is en eerder gekenmerkt wordt door een oscillerende beweging die kleine netto migraties tot gevolg heeft.



figuur 63 Detailweergave van de kaart met het natuurlijke zandtransport op het BCP van de Thorntonbank met de resulterende vectoren van het zandtransportmodel [21]

#### 2.2.4.2 Evolutie van de diepte

De evolutie van de zeebodem wordt bestudeerd door middel van differentiële diepte-kaarten, die een beter overzicht kunnen geven van de morfologische veranderingen op de bank dan door bodemprofielen te vergelijken.

Beide deelgebieden werden afzonderlijk geanalyseerd en gemiddelde verschillen in diepte werden opgetekend doorheen de jaren ten opzichte van een referentieonderzoek<sup>79</sup>.

Door zich te baseren op vijf verschillende punten, waar informatie over beschikbaar was, ontdekte men een trend in toename van de algemene diepte met minder dan vijf centimeter per jaar.

Deze informatie lijkt echter voor interpretatie vatbaar, gezien ze gebaseerd is op enkele datasets die slechts gedurende de laatste twintig jaar werden opgemeten. Hiervan is het oudste onderzoek één uit 1988 waarin een aantal geselecteerde punten werden opgemeten en men de voorkeur gaf aan duintoppen en de dalen niet werden onderzocht. Bovendien moet men ook de oude meettechnieken mee in

<sup>79</sup> De studie die als referentie diende in het onderzoek werd voor deelgebied A in 2004 en voor deelgebied B in 1997 uitgevoerd.

rekening brengen, die uiteindelijk zorgen voor een fout in de metingen van om en bij de 0,2 tot 0,3 meter.

De conclusie van het onderzoek naar de diepte-evolutie is bijgevolg vaag en stelt dat de Thorntonbank naar alle waarschijnlijkheid enkel algemene, cyclische veranderingen ondergaat in diepte.

#### 2.2.4.3 Minimum funderingsniveau

Gebaseerd op al deze analyses, legde men een minimum funderingsniveau van elke windturbine op zijn specifieke positie vast<sup>80</sup>. Deze bedraagt een diepte van 3,5 meter beneden het referentieniveau van de zeebodem<sup>81</sup>, maar mag lager zijn voor geotechnische overwegingen, zoals de stabiliteit van de installatie.

Gezien er kleine verschillen zijn in de mobiliteit van de duinen tussen deelgebieden A en B, werden deze twee zones bovendien afzonderlijk onderzocht. Op die manier werkte men met een verschillende bepaling van het referentieniveau per zone.

### 2.3 Design van de WTG [18]

#### 2.3.1 Lay-out van de *Gravity Based Foundation*

##### 2.3.1.1 Ontwerp van de GBF

In tegenstelling tot een *monopile* fundering, die veelvuldig wordt gebruikt bij offshore windmolenparken, werd in dit stadium gekozen voor een *Gravity Based Foundation*. De keuze voor dit ontwerp, volgde uit een technische evaluatie en risicoanalyse. Baggertechnologieën spelen een cruciale rol in de installatie van deze funderingen. Betonnen funderingen voor offshore windturbines werden alsnog enkel toegepast in windparken dichtbij de kust in relatief ondiepe en beschutte wateren. Men was immers van mening dat ze onrendabel en vooral technisch te ingewikkeld werden met toenemende waterdieptes.

In dit geval bleek echter de GBF<sup>82</sup> de meest rendabele oplossing, gezien de projectontwikkelaar opteerde voor de laatste generatie van 5MW-turbinegeneratoren. Dit betekende de eerste offshore toepassing van dergelijke turbines, wat bijgevolg een andere benadering van de funderingsstructuur vereiste.

---

<sup>80</sup> Dit minimum funderingsniveau wordt eveneens beïnvloed door de testen op erosie en erosiebescherming. (Zie 2.3.2 Erosiebescherming van de *Gravity Based Foundation*.)

<sup>81</sup> Het referentieniveau van de zeebodem op een bepaalde positie van de fundering wordt beschouwd als het minimum niveau dat tijdens de levensduur van de fundering kan gegarandeerd worden. Hierbij neemt men de mobiliteit van de zandduinen, natuurlijke erosie en aanslibbing in beschouwing.

<sup>82</sup> *Gravity Based Foundation*



Op de locatie van de Thorntonbank kreeg men immers te maken met waterdieptes tot 28m, de zware maritieme weersomstandigheden van de Noordzee en complexe bodemcondities. Zou men alsnog gebruik willen maken van *monopile* funderingen, dan zouden deze moeten beschikken over een excessieve diameter en wanddikte, om het grote gewicht van de 5MW-turbines te kunnen dragen en tegen de condities op de Thorntonbank bestand te zijn.

Bovendien krijgt men op de Thorntonbank te maken met stijve kleilagen op bepaalde plaatsen in de bodem. Dit is een erg veerkrachtige ondergrond en bijgevolg is het zeer moeilijk in een dergelijke zeebodem *monopiles* te hameren.

De algemene stijging van de metaalprijs in de wereldmarkt en de complexe technologie van de inhamering van *monopiles*, leidde tot de keuze van GBF's. Het design van deze GBF's resulteerde in een ontwerp dat het best kan vergeleken worden met een 'Erlenmeyerstructuur'<sup>83</sup>.

De ontwerpleeftijd van de GBF's werd ingesteld op 30 jaar en die van de WTG-componenten<sup>84</sup> op 20 jaar.

Concreet bestaan de *Gravity Based Foundations* uit een betonnen behuizing, die vervolgens geballast wordt met opvulmateriaal.

Het niveau van de fundering verschilt van locatie tot locatie op de Thorntonbank.

Onderstaande tabel toont de respectievelijke dieptes van de verschillende funderingen ten opzichte van het Belgische referentiesysteem TAW<sup>85</sup>.

De getijdenvariëaties op de Thorntonbank bedragen ongeveer 4 meter bij springtij.

GBF #	Foundation level (m TAW)	Reference Seabed Level (m TAW)	GBF Height (m)
D1	-21.50	-18.00	38.50
D2	-23.50	-20.00	40.50
D3	-26.00	-22.50	43.00
D4	-26.00	-22.50	43.00
D5	-27.00	-23.50	44.00
D6	-27.00	-23.50	44.00

tabel 10 Dieptes<sup>86</sup> van de verschillende GBF's uit fase 1 van het Thorntonproject [88]

Bijgevolg variëren de funderingen van de eerste 6 turbines in afmetingen en gewicht<sup>87</sup>.

<sup>83</sup> Een erlenmeyer is een glaswerk, gebruikt in laboratoria en dan vooral in de scheikunde, dat bestaat uit een kegelvormige fles met een cilindrische hals.

<sup>84</sup> toren, rotor en generatorsysteem van de turbine

<sup>85</sup> TAW staat voor Tweede Algemene Waterpassing, een referentieniveau voor hoogte en dieptemetingen in België, waarnaar dieptebepalingen op zee worden gerefereerd en die ruwweg overeenkomt met MLLWS (*mean lowest low water spring*).

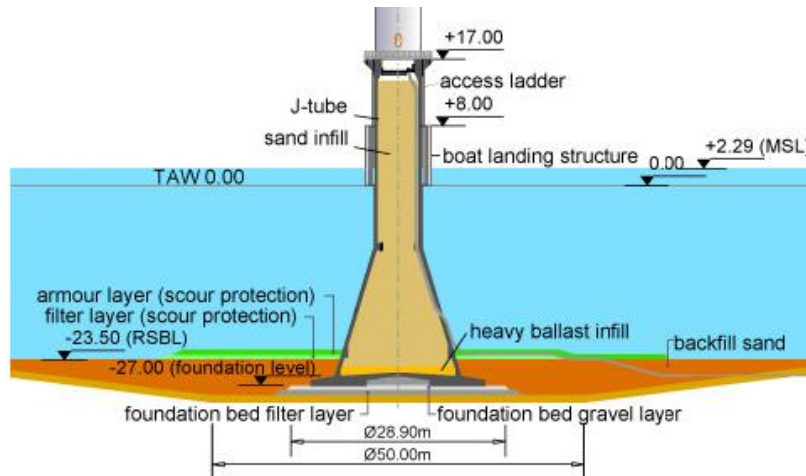
(in *sub-area A* ligt TAW 0,18m onder MLLWS en 2,29m onder MSL)

<sup>86</sup> Voor een verklaring van de *Reference Seabed Level* en *Foundation Level*, zie onderdeel 2.3.3 Algemene lay-out van de Wind Turbine Generator.

### 2.3.1.2 Constructie van de GBF

Elke GBF bestaat uit een basisplaat, waarboven een kegelvormige sectie wordt geplaatst. Hierboven bevindt zich een cilindrische sectie en vervolgens een topplatform.

Figuur 64 geeft een impressie van de afmetingen van de fundering.



figuur 64 Details Gravity Based Foundation voor fase 1 van de Thorntonbank (turbine D6) [18]

De ringvormige basisplaat (donkergrijs in figuur 64) heeft een buitenste diameter van 23,5 m en een binnendiameter van 8,5 m.

Het kegelvormige deel van de turbine strekt zich uit over een afstand van 17 meter.

Het cilindrische deel, dat de overgang vormt tussen de GBF en de toren van de windturbine, beschikt dan weer over een buitendiameter van 6,5 m en een wanddikte van 0,5m.

De GBF mag te allen tijde een maximale afwijking uit het verticale vlak vertonen van  $1^{\circ}$ <sup>88</sup>.

### 2.3.2 Erosiebescherming van de Gravity Based Foundation [19], [21]

De installatie van offshore windturbines op een evoluerende zeebodem vereist een diepgaande analyse van de dynamische bodemmorfologie en de lokale fenomenen op de site, zoals erosie.

<sup>87</sup> Het gewicht van de GBF's varieert van 2.800 tot 3.000 ton.

<sup>88</sup> Deze wordt bekomen uit een installatietolerantie van  $0,75^{\circ}$  uit het verticale vlak en een berekende maximale afwijking van  $0,25^{\circ}$  veroorzaakt door de kruip- en verzakkingeffecten van de zeebodem tijdens de levensduur van de installatie.

Vooral het effect van lokale erosie op een geïnstalleerde *Gravity Base Foundation* moet in detail bestudeerd worden.

Op die manier bepaalt men een minimaal funderingsniveau van de windturbine.

Voor de installatie van funderingen in gebieden met sterke stromingen en dan vooral deze die optreden in ondiepe wateren met een bijkomend risico op golfbreking, is het noodzakelijk de kwaliteit van de erosiebescherming<sup>89</sup> te evalueren met behulp van laboratoriumtesten.

In het project voor de Thorntonbank werd door middel van laboratoriumonderzoek de invloed van het maritieme milieu op de funderingen geanalyseerd voor sterke stromingen en golven die de site kruisen onder een schuine hoek.

Via deze analyses verzamelde men informatie aangaande de nodige dikte van de erosiebescherming, de bewegingen van de stenen en de nodige oppervlakte en kwaliteit van de erosiebescherming.

Na de installatie van de eerste zes WTG's worden deze factoren ook op de site zelf geanalyseerd. Zo kan men een beeld krijgen van de overeenkomsten tussen de laboratoriumproeven en de realiteit. Deze gegevens worden vervolgens gebruikt om de funderingen voor de volgende constructiefase te kunnen optimaliseren.

Door de plaatsing van een GBF op de zeebodem, worden de stroomsnelheden van de lokale stromingen verstoord. De aanwezigheid van grote obstructies in de stroming zorgt voor een sterke stijging in de stroomsnelheid rondom de funderingen, lokaal resulterend in een grote kans op erosie van de natuurlijke zeebodem.

Deze erosie wordt veroorzaakt door drie effecten:

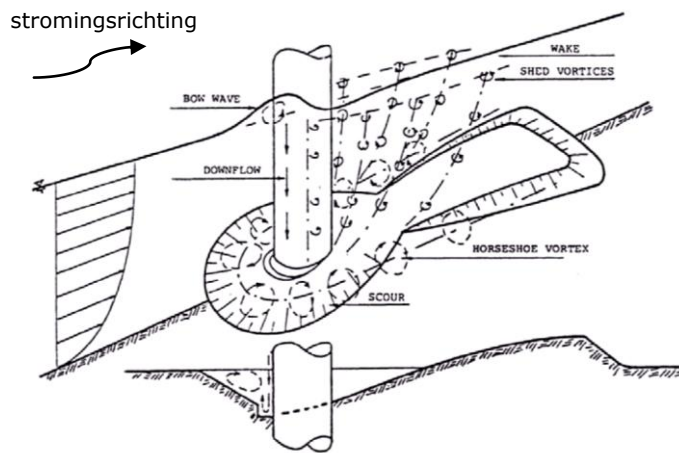
1. hoefijzervormige<sup>90</sup> draaikolken aan de zijde stroomopwaarts van de fundering, gecombineerd met een terugvloeiing van zeewater stroomopwaarts,
2. het opwerpen van sedimenten aan de achterkant van de fundering door draaikolken,
3. samentrekken van de stroomlijnen aan de zijkanten van de fundering<sup>91</sup>.

---

<sup>89</sup> Een erosiebescherming kan tot nut hebben een onderzeese kabel te beschermen. In dat geval kan men zowel gebruik maken van kunststofmatten als van gestorte stenen. In dit geval dient de erosiebescherming echter voor de bescherming van de GBF, waarbij stenen worden gebruikt.

<sup>90</sup> De specifieke vorm van de wervelingen wordt veroorzaakt door het splitsen van de stroming bij het begin van de erosieput en is dus het gevolg van de erosie aan de voorkant van de fundering. De wervelingen strekken zich uit over een afstand van een aantal keer de diameter van de obstructie en versnellen het erosieproces.

<sup>91</sup> Deze samentrekking van stroomlijnen wordt veroorzaakt door een stijging van het waterniveau voor de paal, het dalen ervan naast de paal (meer snelheid/kinetische energie en dus minder potentiële energie) en tenslotte weer een toename van het waterniveau achter de paal.



figuur 65 Stromingspatroon rond een cilinderstructuur [21]

Een uitgebreid onderzoek werd gevoerd naar de diepte, grootte en het randprofiel van de erosiebescherming, om een lange levensduur van de funderingen te garanderen.

Voorafgaande studies en soortgelijke projecten wezen uit dat er geen uniformiteit bestaat in de voorspelling van de grootte en diepte van de erosieput rond een obstructie op de zeebodem. Bijgevolg is er geen vaste regel voor de oppervlakte van de erosiebescherming die effectief nodig is rond de structuur.

De algemene diameter van de erosieput varieert tussen anderhalf en zesmaal de obstructiediameter voor *monopile* funderingen. Indien men ervoor opteert de absolute veiligheid van het systeem als prioriteit te stellen, moet een erosieput van zesmaal de diameter als minimum dimensie genomen worden. Het meest waarschijnlijke is echter deze dimensies te verkleinen tot een diameter van 3,5 maal de diameter van de GBF<sup>92</sup>, wat gebruikt werd in dit project.

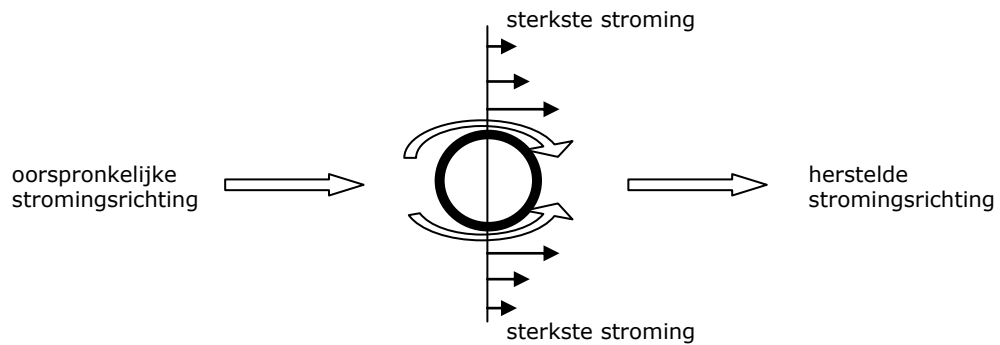
Een tweede strategie voor het dimensioneren van de erosiebescherming is het bepalen van de zones rond de structuur die onderworpen zullen zijn aan toegenomen spanningen.

De sterkste stromingen komen voor langs de zijden van de structuur die loodrecht staan op de onverstoorde stromingsrichting<sup>93</sup>. In de onmiddellijke omgeving van de constructie kan de stroomsnelheid lokaal tot tweemaal de oorspronkelijke snelheid bedragen. Van zodra men zich echter van de constructie verwijderd, daalt deze

<sup>92</sup> Een erosieput van zesmaal de diameter is een extreem *worst case scenario*. Met een erosiebescherming van 3,5 maal de diameter wordt een voldoende veilig systeem geïnstalleerd en houdt men bovendien de erosiebescherming binnen economische grenzen.

<sup>93</sup> Aangezien de waterstroom rond de fundering een langere weg moet afleggen dan de onverstoorde stroming op andere plaatsen in de watermassa, zal de snelheid van de stroming in de directe omgeving van de fundering stijgen. Deze stroming is het sterkste op de plaatsen waar de grootste obstructie zich bevindt en waar de stroom bijgevolg de langste weg moet afleggen. In het geval van een cirkelvormig ondervlak van een fundering is dit dus langs de punten van de fundering die loodrecht staan op de onverstoorde stromingsrichting.

factor tot een toename met 6% ten opzichte van de oorspronkelijke stroomsnelheid op een afstand van viermaal de diameter van de structuur.



Bij het ontwerp van de optimale erosiebescherming is het belangrijk ook rekening te houden met het feit dat de aanwezigheid van de erosiebescherming zelf eveneens een invloed zal hebben op het patroon van de spanningen. Observaties in constante en in oscillerende stromingen<sup>94</sup> toonden aan dat de spanningen op de overgang tussen het natuurlijke zeebed en de erosiebescherming sterk zullen stijgen. Dit gebeurt door de plotse ruwheid van de erosiebescherming ten opzichte van het omringende zeebed, wat eveneens een invloed zal hebben op de snelheid van de stroming en zal resulteren in spanningen op deze overgang.

Een andere belangrijke factor die mee in beschouwing moet genomen worden is de erosie aan de buitenzijde van de erosiebescherming. Indien de erosiebescherming zich niet ver genoeg uitstrekt van de GBF, kan de invloed van de constructie op de stromingen nog voelbaar zijn aan de randen van de beschermingslaag. Dit kan resulteren in lokale erosie aan de randen van de bescherming, wat randerosie<sup>95</sup> wordt genoemd. Indien lokale erosieputten worden gevormd aan de rand van de bescherming, kunnen stenen van de beschermingslaag in deze gaten glijden, wat de stabiliteit van de erosiebescherming ondermijnt. Om die reden moet de bescherming van de bodem zich ver genoeg uitstrekken om de invloed van de randeffecten te verminderen. Bovendien mag de beschermingslaag niet te dik zijn om verstoringen in de stroming te voorkomen en versnelde randerosie op die manier te vermijden.

Door de grote verschillen in literaire modellen en theoretische minimale afmetingen van de erosiebescherming worden fysische testen uitgevoerd voor een groot interval aan stroomsnelheden en extreme golfcondities.

Voor de testen wordt gebruik gemaakt van een lineair schaalmodel met afmetingen

---

<sup>94</sup> Golfwerking is een voorbeeld van een oscillerende stroom.

<sup>95</sup> *Edge scour*

van 1:52. Door middel van deze equatie kunnen parameters zoals massa, kracht, snelheid en tijd onmiddellijk afgeleid worden voor de reële constructie.

Er werd gewerkt met een conceptueel design van de erosiebescherming.

Deze bestaat uit een filterlaag van fijn gesteente met een diameter tussen de 50 en 60 meter. Het doel van deze eerste laag is te voorkomen dat het zand van onderaan wegspoelt doorheen de grovere pantserlaag en op die manier erosie onder de structuur zou veroorzaken.

De pantserlaag met een diameter tussen de 40 en 50 meter<sup>96</sup> wordt vervolgens bovenop de filterlaag aangebracht en bestaat uit grover gesteente. De pantserlaag heeft tot doel de stabiliteit van de GBF te garanderen<sup>97</sup>.

Het doel van deze testen is de stabiliteit van de erosiebescherming rond de GBF te onderzoeken, de invloed en het nut van de verschillende lagen en hun diameters te evalueren en eveneens een zicht te krijgen op de mogelijkheid tot erosie van de verschillende beschermingslagen tijdens de constructie van de erosiemantel.

In totaal werden op die manier dertien testen uitgevoerd waarvan er hieronder enkele worden toegelicht:

- test 12 illustreert het nut van de erosiebescherming;
- test 10 wijst uit dat een gereduceerde diameter van de erosiebescherming niet veel invloed heeft op de stabiliteit van de erosiebescherming;
- testen 4 en 13 illustreren het nut van een bescherming, bestaande uit twee lagen (filterlaag en pantserlaag);
- test 2 toont de stabiliteit van het gekozen concept.

## Test 12

Test ID	H <sub>m0</sub> (m)	T <sub>p</sub> (s)	Current speed (m/s)	Water depth (m)	Scour protection
12	3.6	8	2.1	17.18	Backfill material only
	3.6	8	2.1	17.18	Backfill material only
	1.86	8	2.1	17.18	Backfill material only
	-	-	2.5	17.18	Backfill material only
	-	-	2.5	17.18	Backfill material only
	-	-	2.5	17.18	Backfill material only
	-	-	2.5	17.18	Backfill material only

tabel 11 Testcondities<sup>98</sup> voor test 12 [19]

<sup>96</sup> De diameters van de verschillende lagen zijn afhankelijk van de bodemcondities op elke specifieke positie van de fundering.

<sup>97</sup> De stenen van de filterlaag beschikken over een gemiddelde diameter tussen de 50 en 63 mm, die van de pantserlaag tussen de 0,20 en 0,70 m.

<sup>98</sup> Hierbij wordt onder H<sub>m0</sub> de significante golfhoogte en onder T<sub>p</sub> de golfperiode verstaan. De significante golfhoogte wordt als volgt bepaald: gedurende een bepaald tijdsinterval bepaalt men de hoogtes van de voorkomende golven. Deze rangschikt men van groot naar klein en vervolgens bepaalt men de gemiddelde golfhoogte van het hoogste 1/3de deel van deze resultaten. Dit is de significante golfhoogte.

In de loop van deze test werd de invloed duidelijk van de erosieverschijnselen op de ondergrond van de GBF. In deze simulatie is enkel de GBF geballast<sup>99</sup> en is een erosiebescherming afwezig.

Op deze resultaten is de vijf meter brede erosieput duidelijk zichtbaar, met een erosiediepte van één tot drie meter, de grootste diepte stroomopwaarts van de fundering.

Deze simulatie was nodig om het effect te kunnen inschatten van de stroming en golfwerking op de turbineondergrond in de periode tussen het ballasten van de fundering en het aanleggen van de erosiebescherming.

Onderstaande tabel geeft een overzicht van de erosiesnelheid van de funderingsput per dag zonder en met golfwerking.

Maximum current speed	Wave height, Hm0		
	0	1.5m	3.0m
1.2m/s	0.081	0.285	0.81
0.8m/s	0.011	0.105	0.81

figuur 66 Resultaten erosiesnelheid voor test 12 [19]



figuur 67 Resultaten van test 12: GBF vóór en na de test [19]

### Test 10

Test ID	H <sub>m0</sub> (m)	T <sub>p</sub> (s)	Current speed (m/s)	Water depth (m)	Scour protection
10	6.9	12.3	1.2	17.18	Reduced armour diameter (30m) and Crest armour at -16m

tabel 12 Testcondities voor test 10 [19]

Tijdens deze test blijkt dat de reductie in diameter van de erosiebescherming enkel leidt tot een bepaalde mate randerosie.

De filterlaag wordt hier gesimuleerd in het grijs, de pantserlaag in het rood. De gele contour is de basis van de Gravity Base Foundation.

<sup>99</sup> Om de stabiliteit van de fundering zelf te waarborgen, wordt de GBF aan de binnenzijde opgevuld met behulp van zand of zware mineralen.



figuur 68 Resultaten van test 10: GBF vóór en na de test [19]

### Testen 4 en 13

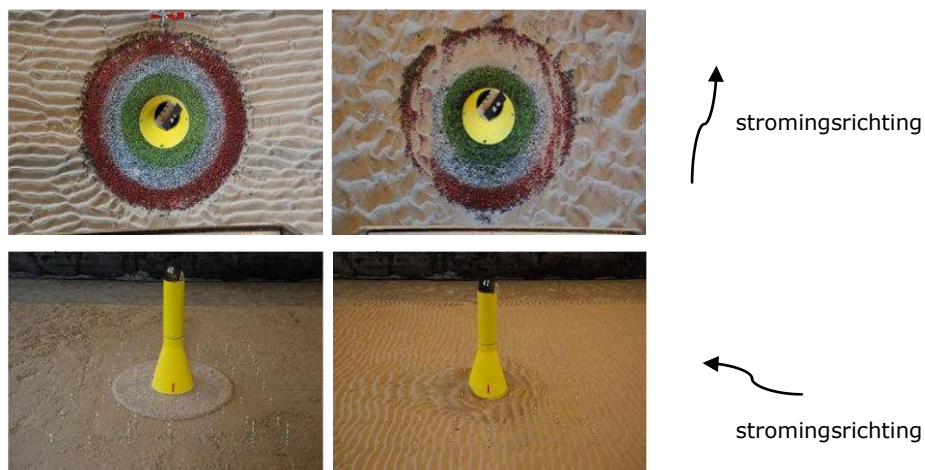
Test ID	$H_{m0}$ (m)	$T_p$ (s)	Current speed (m/s)	Water depth (m)	Scour protection
4	-	-	3.1	17.18	Filter layer removed
13	2.75	8	1.2	17.18	Filter material alone
	3.25	9	1.2	17.18	Filter material alone
	3.78	8	2.1	17.18	Filter material alone

tabel 13 Testcondities voor testen 4 en 13 [19]

Deze testen tonen dat, indien men enkel gebruik maakt van een filterlaag of enkel een pantserlaag aanbrengt, deze in beide gevallen worden weggespoeld.

Het wijst eveneens op de noodzaak een korte tijdsperiode aan te houden tussen het plaatsen van de filterlaag en de pantserlaag tijdens de constructiefase.

Uit de resultaten bleek dat slechts enkele uren van extremere weerscondities<sup>100</sup> het verlies van de filterlaag rondom de GBF kunnen veroorzaken.



figuur 69 Resultaten van test 4 (bescherming bestaande uit pantserlaag: boven) en test 13 (bescherming bestaande uit filterlaag: onder) : GBF vóór en na de test [19]

<sup>100</sup> met een significante golfhoogte ( $H_{m0}$ ) van 3,5 meter, een golfperiode ( $T_p$ ) van 9 seconden en een stromingsnelheid van 1,2 meter per seconde



## Test 2: Het concept

Test ID	H <sub>m0</sub> (m)	T <sub>p</sub> (s)	Current speed (m/s)	Water depth (m)	Scour protection
2	6.32	11.1	1.2	17.18	Conceptual design

tabel 14 Testcondities voor test 2 [19]



figuur 70 Resultaten van test 2: GBF vóór en na de test [19]

Men bekam volgende resultaten uit de testen op dit conceptueel schaalmodel:

1. Aangaande de diameter van de erosiebescherming:  
De oppervlakte van de pantserlaag in de nabijheid van de GBF is stabiel in de testen en rotsen worden niet verplaatst door de golfwerking. De enige stenen die verplaatst zijn, bevonden zich in de rand van de erosiebescherming. Deze rand is eveneens wat vermengd met zand na afloop van de testen. Deze verschijnselen doen zich vooral voor aan de zijde stroomopwaarts van de structuur, waar randerosie van één meter werd waargenomen.
2. Aangaande de hoogte van de erosiebescherming:  
Een toename in niveauverschil tussen de pantserlaag en de omringende zeebodem, veroorzaakt geen snellere afbraak aan de rand van de bescherming. De verplaatste rotsen bevinden zich enkel verder weg van de pantserlaag ten opzichte van testen met een lagere elevatie.
3. Aangaande de evolutie van de randerosie:  
De testen tonen aan dat de erosie van de zeebodem zich eerst in de diepte en vervolgens horizontaal verspreidt. De diepste erosie treedt op aan de rand van de erosiebescherming. Verder weg van de erosiebescherming verkleint deze erosie tot ze bijna verdwenen is op een afstand van 55 meter verwijderd van het centrum van de GBF.

Aangezien de Thorntonbank gekenmerkt wordt door een migrerend zeebed, kan destabilisatie van de structuren optreden door verplaatsing van de zandrichels. Bijgevolg wordt het referentiezeeniveau voor de aanleg van de erosiebescherming beïnvloed door twee factoren:

Eenzijds moet men de grootste geobserveerde diepte tussen de zandrichels op de funderingspositie in beschouwing nemen. Dit is belangrijk om te vermijden dat, tijdens de natuurlijke verplaatsing van de zandrichels, dergelijke dalen aan de buitenzijde van de erosiebescherming worden gevormd en vervolgens zand kan eroderen van onder de erosiebescherming indien deze niet diep genoeg reikt. Anderzijds moet eveneens de randerosie onder invloed van de stroming mee in beschouwing worden gebracht, aan de hand van de geobserveerde dieptes tijdens de testen in de meest kritische secties waar erosie optreedt<sup>101</sup>.

Na bovenstaande vaststellingen moest men een uitgebreide analyse maken van de verschillende posities van de funderingen. Aangezien er steeds lokale verschillen optreden in topografie en bijgevolg in stromingsrichting of snelheid, kwam men tot de conclusie dat het bovenstaande, opgestelde design op elke locatie kleine aanpassingen vereist qua diameter en dikte van de twee erosielagen<sup>102</sup>.

De afmetingen zijn afhankelijk van de klasse windturbine:

- Klasse 1: Ondiepe locaties (-12,0m TAW<sup>103</sup> tot -16,3m TAW)
- Klasse 2: Intermediaire locaties (-16,3m TAW tot -21,5m TAW)
- Klasse 3: Diepe locaties (> -21,5m TAW)

Voor het bepalen van de overeenkomstige afmetingen van de beschermingslagen werd gebruik gemaakt van de hoogste significante golfhoogte en overeenstemmende golfperiode met een terugkeerperiode van 50 jaar, die werd teruggevonden binnen elke klasse<sup>104</sup>.

Uiteindelijk kwam men tot het ontwerp van onderstaande erosiebescherming voor de verschillende turbineklassen:

Class	Armour layer			Filter layer		
	Stone size d <sub>50</sub> [m]	Diameter Ø <sub>armour</sub> [m]	Minimal Thickness [m]	Stone Size d <sub>50</sub> [mm]	Diameter Ø <sub>filter</sub> [m]	Minimal Thickness [m]
1	0.70	48	1.40	63	62	0.60
2	0.35	40	0.70	50	47	0.60
3	0.20	40	0.60	50	45	0.60

figuur 71 Karakteristieken van de erosiebescherming [19]

<sup>101</sup> Dit zijn bijvoorbeeld de oostelijke en westelijke gebieden rond de fundering indien de stroming van het noorden of het zuiden komt.

<sup>102</sup> Men zou eveneens een stabiele erosiebescherming per locatie kunnen opstellen met dezelfde afmetingen (diameter en dikte van de lagen), maar met andere types gesteenten per fundering. Het gebruik van eenzelfde type gesteente voor alle funderingskuilen was echter nodig om de logistieke, materiaal- en installatiekosten te beperken.

<sup>103</sup> Tweede Algemene Waterpassing

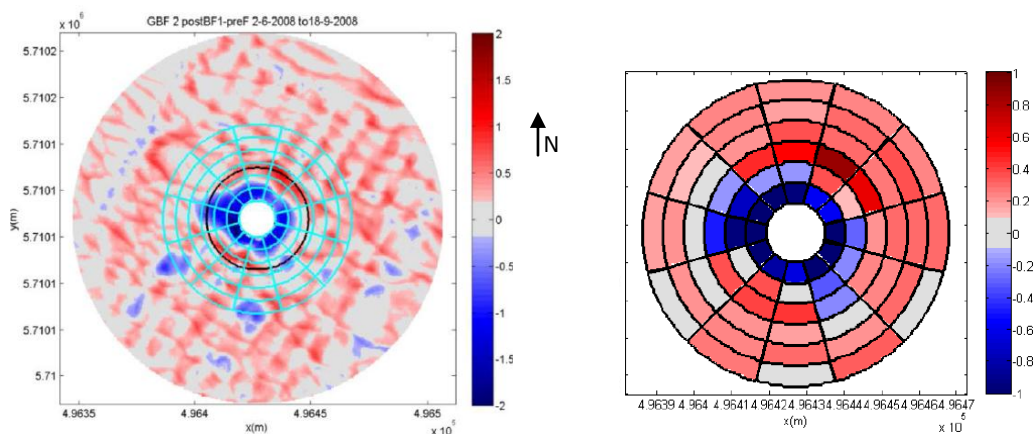
<sup>104</sup> De algemene, gemiddelde ontwerpcondities voor de drie klassen zijn een significante golfhoogte (H<sub>m0</sub>) van 6,32 meter, een piekperiode (T<sub>p</sub>) van 11,06 seconden, een gemiddelde stroming van 1,2 m/s en een waterniveau van één meter boven TAW. Er is geen golfbreking aanwezig.

De zeebodem rond de funderingen werd extensief opgevolgd tijdens de werken, door middel van *multi-beam* onderzoeken. Dit gebeurde zowel vóór de start van de werken, als tijdens de verschillende constructiefases<sup>105</sup> en na het afwerken van de pantserlaag in januari 2009.

De nadruk lag op het opvolgen van de funderingsputten, de stevigheid van de erosiebescherming en dan vooral de evolutie van de erosierand.

Zo bepaalde men bijvoorbeeld de evolutie van de erosie in de funderingsput in de periode tussen de afwerking van het ballasten van de GBF's op 16 juni 2008 en de start van de werken aan de filterlaag op 7 augustus 2008. Gedurende een periode van bijna twee maanden was de put onderhevig aan stroming en golfwerking<sup>106</sup>.

Deze omstandigheden hadden een algemene erosie tot gevolg in alle funderingsputten. Eerst werden twee dalen gevormd in het oppervlak van de funderingsput, gesitueerd NW en SE van de GBF<sup>107</sup>. Na een tijd werden deze groter en dieper. Uiteindelijk trad een algemene verlaging van het niveau op rondom de volledige fundering. De diepte en breedte van deze erosieputten vertoonden goede overeenkomsten met de testen op het schaalmodel.



grafiek 2 Erosieverschijnselen in de funderingsput van GBF D2: algemeen (links) en detail van de groene arcering (rechts) [20]

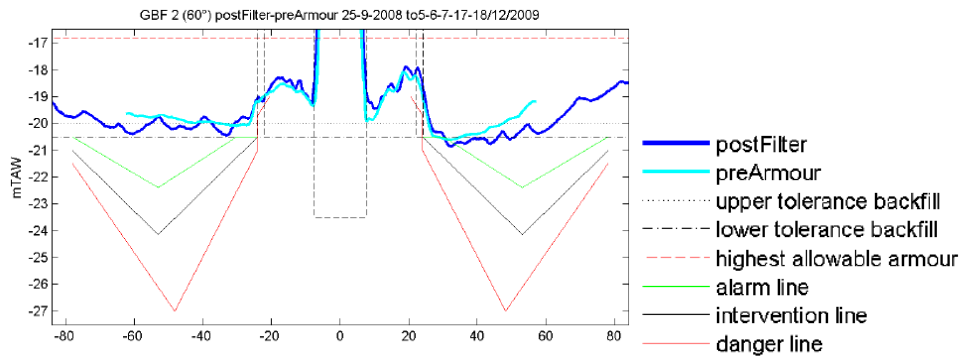
Soortgelijke resultaten werden bekomen uit het onderzoek van de erosieverschijnselen in de periode tussen de aanleg van de filterlaag en de pantserlaag, die varieerde tussen de 1 tot 2,5 maanden naargelang de turbine.

<sup>105</sup> zoals het baggeren van de funderingsputten (begin april 2008), het plaatsen van het filterbed, het grintbed, de GBF's, het opvullen van de putten en het plaatsen van de filter en pansterlagen

<sup>106</sup> Een significante golfhoogte van 1,5 meter werd gedurende 200 uur overschreden in deze periode, die van 3 meter gedurende meerdere uren. De golfrichting was vooral SW en de periodes van de golfpieken varieerden tussen de 4 en 8 seconden. De gemiddelde stromingsnelheid bedroeg 1,2 m/s.

<sup>107</sup> Dit komt overeen met de zones loodrecht op de overheersende eb- en vloedstromen op de Thorntonbank.

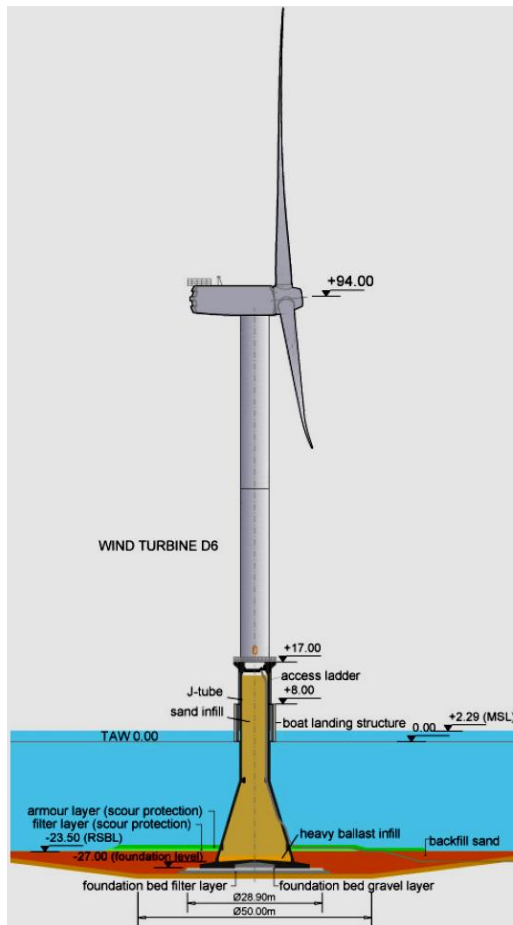
Voor GBF D2 werd de filterlaag bijvoorbeeld geplaatst aan het einde van september 2008 en de aanleg van de pantserlaag startte half december 2008.



grafiek 3 Blootstelling van de filterlaag van GBF D2 aan erosie [20]

Ook in dit geval kwamen de resultaten van het onderzoek overeen met de fysische testen op de schaalmodellen.

### 2.3.3 Algemene lay-out van de Wind Turbine Generator



figuur 72 Algemene lay-out van een WTG voor de Thorntonbank [18]

Het platform van elke GBF bevindt zich op een hoogte van TAW + 17 meter.

De naafhoogte van elke WTG werd vastgelegd op TAW + 94 meter.

Het referentieniveau van de zeebodem<sup>108</sup> op elke funderingslocatie wordt bepaald als het minimumniveau<sup>109</sup> dat gegarandeerd kan worden tijdens de dertigjarige levensduur van de fundering. Bij het bepalen van dit minimumniveau worden de invloed van de migrerende zandbanken, het sedimenttransport door natuurlijke erosie en de golfbeweging in rekening gebracht.

In dit project, werden de GBF's geplaatst op een funderingsniveau<sup>110</sup> van 3,5 meter beneden het referentieniveau van de zeebodem.

Met andere woorden, een referentieniveau werd bij het ontwerp opgesteld zodanig dat de bodemplaat van de fundering op elk tijdstip tijdens zijn totale levensduur bedekt zou blijven door een minimale bodembedekking van 3,5 meter.

Op deze manier werden bijvoorbeeld de GBF's D5 en D6 tijdens de eerste fase geplaatst op een diepte van 27 meter beneden TAW en hun RSBL opgesteld op 23,5 meter diepte. (Zie figuur 72.)

## 2.4 Offshore Werkzaamheden

### 2.4.1 Installatie van de fundering

#### 2.4.1.1 Baggeren van de funderingsput

De werkzaamheden op zee starten met het uitbaggeren van de funderingsputten. Op deze manier creëert men een funderingsniveau dat niet beïnvloed wordt door de bewegingen van de naburige zandduinen.

De funderingsputten worden tot ongeveer 7 meter onder het omringende zeebed uitgebaggerd en beslaan een oppervlakte van 50 bij 80 meter.

De hellingsgraad<sup>111</sup> van hun wanden wordt aangepast aan de overheersende stromingsrichting, door de minst steile hellingen van de rechthoekige put evenwijdig te plaatsen met de voornaamste stromingsrichting. Versnelde erosie kan hierbij niet optreden, vermits de watermassa, door de zachte glooiing van de hellingen, langs de helling stroomt zonder erop in te werken.

---

<sup>108</sup> *Reference seabed level (RSBL)*

<sup>109</sup> *Minimumniveau of design seabed level (SBL)*

<sup>110</sup> *Foundation Level*

<sup>111</sup> De hellingsgraad bedroeg 1:8 langs de hoofdas, overeenstemmend met de overheersende stromingsrichting en 1:5 over de zijden langs de breedte van de funderingsputten. Dit wil zeggen dat voor elke 8, respectievelijk 5 meter het oppervlak met 1 meter stijgt of daalt.

De baggerwerken worden in twee stadia uitgevoerd met behulp van een *Trailing Suction Hopper Dredger*<sup>112</sup>:

1. Bulk-baggeren:

Dit bestaat uit het verwijderen van de zandduinen en de bovenste laag van de funderingsput.

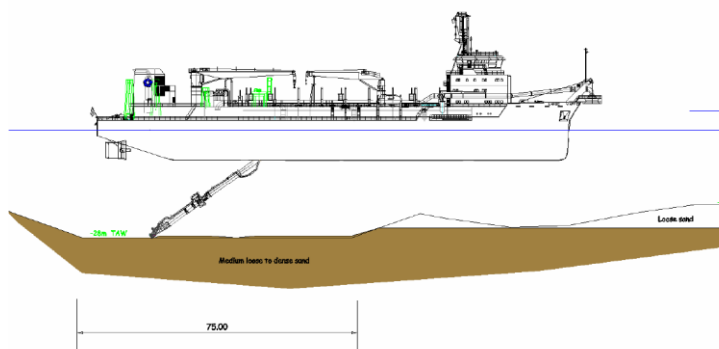
2. Precisie-baggeren:

Hierbij wordt de onderste laag van de funderingsput, met een dikte van ongeveer één meter, verwijderd. Op die manier bekomt men een oppervlakte binnen de specifieke verticale toleranties.

Het bulk-baggeren kan in zwaardere weerscondities plaatsvinden.

Het precisie-baggeren wordt enkel uitgevoerd in gunstige weersomstandigheden zodat de verticale beweging van de sleepkop<sup>113</sup> gelimiteerd blijft. De ondergrond wordt op deze manier, met een opgelegde specificatie<sup>114</sup> van dertig centimeter, verwijderd.

Multi-beam echosounder surveys worden minstens éénmaal per dag uitgevoerd in de funderingsput om de vordering en nauwkeurigheid van de baggerwerken op te volgen.



figuur 73 *Sleephopperzuiger bij het baggeren van de losse zandlaag [18]*

Het weggebaggerde materiaal bestaat uit medium dicht en dicht zand, dat gedumpt wordt op drie dumpplaatsen binnen de concessiezone van C-Power. Deze dumpgronden zijn nauwkeurig gepositioneerd tussen de verschillende zandduinen in het gebied zodat het sedimenttransport van de gestorte materialen beperkt blijft.

<sup>112</sup> Een sleephopperzuiger sleept zijn zuigbuis en sleepkop achter zich aan tijdens de werkzaamheden. De gebaggerde sedimenten worden overgebracht naar één of meerdere hoppers (open laadruimtes of beun) in het schip.

<sup>113</sup> Via deze kop wordt het bodemsediment losgewoeld en overgepompt naar de beun tijdens het baggerproces.

<sup>114</sup> Bij de baggerwerken moest men een nauwkeurigheid van +/- 30cm behalen op het opgelegde niveau.

Een deel van deze gedumpte materialen wordt in een later stadium opnieuw gebruikt voor het opvullen van de funderingsputten na de installatie van de GBF's of als ballastmateriaal voor de GBF's zelf.

#### 2.4.1.2 Aanleggen van het grindbed [36], [76], [75]

Na het nauwkeurig uitbaggeren van de funderingsput legt men een grindbed aan. Het grindbed vormt een cruciaal onderdeel in de constructie. Op deze manier verzekert men er zich van dat de spanningen in de basisplaat van de GBF binnen aanvaardbare limieten blijven. Het grindbed zorgt er immers voor dat het gewicht van elke GBF goed verdeeld wordt over de zeebodem.

Bovendien vormen de grindlagen een eerste belangrijke stap in het bereiken van de verticaliteit van de turbine. Om de verticaliteit van de GBF op de zeebodem te garanderen, moet het grindbed worden aangebracht met zeer kleine toleranties in horizontaliteit.

Het funderingsbed bestaat uit twee lagen:

1. een cirkelvormige filterlaag die de funderingsput opvult tot 0,55 meter beneden het funderingsniveau<sup>115</sup>;
2. een tweede cirkelvormige grindlaag tot het funderingsniveau.

Details van de funderingslagen zijn te vinden in tabel 15.

<b>Filter layer</b>	
Material	: Crushed gravel 0/63mm
Layer thickness	: Min. 0.40 m
Diameter of layer	: Min 32.10 m
<b>Gravel layer</b>	
Material	: Crushed gravel 10/80mm
Layer thickness	: Min. 0.40 m
Diameter of layer	: Min 28.90 m
Max. inclination of gravel bed layer surface	: <0.75°

tabel 15 Specificaties van de twee grindlagen voor de funderingsputten [18]

Belangrijk is hierbij de keuze van inerte materialen<sup>116</sup>. Deze worden immers niet beïnvloed door chemische reacties met hun omgeving, waardoor de stabiliteit van de installatie na verloop van tijd niet ondermijnd wordt.

Uit milieuoverwegingen verkiest men bovendien granietachtige gesteenten vermits deze geen invloed hebben op het maritieme milieu.

Bijgevolg gaat de keuze naar granietachtige materialen afkomstig uit Noorwegen.

---

<sup>115</sup> Foundation Level

<sup>116</sup> Zou men bijvoorbeeld gebruik maken van kalksteen (niet-inert materiaal) als funderingsmateriaal, dan zal dit geleidelijk worden afgebroken door het maritieme milieu.

Om de nauwkeurige plaatsing van het grindbed te verzekeren wordt gebruik gemaakt van een *Dynamically Positioned Fallpipe Vessel*<sup>117</sup>.

Deze beschikt over een laadcapaciteit van 18.000 ton materiaal, afkomstig van de Norstone's Dirdal steengroeve in Noorwegen.

Het plaatsen van de grindlagen via een DPFV wordt gerealiseerd door overbrenging van het grind uit de twee laadruimtes van het schip in een valpijpsysteem.

Deze bestaat uit een lange pijp, bevestigd in een *moonpool*<sup>118</sup> op het schip en opgebouwd uit ijzeren en HDPE<sup>119</sup>-onderdelen. Door het opdelen van deze pijp in verschillende onderdelen wordt een bepaalde flexibiliteit van de pijp behaald.

Het schip wordt op zijn positie gehouden door middel van RTK<sup>120</sup>-positiebepalingen, die als input dienen voor het dynamische positioneringssysteem. Men bevindt zich hier echter op de grens van het bereik van dit systeem. Indien men verder offshore was gegaan, had men gebruik moeten maken van DGPS<sup>121</sup>-positionering.

De *moonpool* van het schip dient als het setpunt van het systeem. Het voortstuwingsysteem bestaat uit twee schroeven met verstelbare spoed, twee roeren, twee boegschroeven en twee intrekbare roerpropellers<sup>122</sup>.

De positie van het uiteinde van de valpijp boven de zeebodem wordt gecorrigeerd door middel van een *Remotely Operated Vehicle*<sup>123</sup>, dat aan de valpijp bevestigd wordt. Het beschikt over vier schroeven voor nauwkeurige manoeuvres en een goede positionering van het uiteinde van de valpijp boven de stortpositie. De ROV

---

<sup>117</sup> DPFV: een steenstorter of valpijpschip dat zijn positie bepaalt door middel van dynamische positionering: het systeem houdt automatisch de koers en/of positie van een schip constant door gebruik te maken van de eigen schroeven. De horizontale positie van het schip wordt met behulp van DP gecontroleerd, de positie van het uiteinde van de valpijp door middel van de ROV.

<sup>118</sup> Dit is een opening in de onderzijde van de romp van het schip, die een toegang geeft tot het water, zodat een instrument (in dit geval de valpijp) in het water kan neergelaten worden.

<sup>119</sup> High Density Polyethylene

<sup>120</sup> Real Time Kinematics en Long Range Kinematics zijn uiterst nauwkeurige positioneringssystemen, gebaseerd op satellieten. De systemen maken gebruik van GPS op twee frequenties en behalen een accuraatheid in positionering van minder dan 1 cm op een afstand tot 40 kilometer. De draagbare ontvanger (in dit geval het schip) bevat een directe communicatielink met het referentiestation aan de wal. Op die manier kunnen de correctiewaarden voor de positiebepaling van het schip onmiddellijk doorgestuurd worden door het referentiestation en is het schip zeker over de correctheid van zijn positiebepaling. Door de directe verbinding tussen referentiestation en ontvanger voorkomt het systeem fouten in de positionering door vertragingen op het signaal. Deze fouten komen wel voor bij DGPS-systemen. Het bereik van RTK-systemen is beperkt tot 40 km buiten de kust, dat van LRK kan op 50 km van het referentiestation nog nauwkeurig opereren.

<sup>121</sup> Differential Global Positioning System. Dit bestaat uit een basisontvanger op een gekende positie, die de coördinaten van zijn, via GPS bekomen, locatie, vergelijkt met de werkelijke locatie. Vervolgens zal het basisstation de fout op de positiebepaling met GPS doorzenden aan de ontvangers binnen het bereik van het DGPS-gebied. Hierdoor verhoogt de nauwkeurigheid van de GPS tot binnen de één meter.

<sup>122</sup> Een azimuth thruster is een speciaal soort schroef die 360° rond zijn eigen as kan roteren en op die manier tegelijkertijd dient als schroef en roer. Een hoge nauwkeurigheid van de manoeuvres kan op die manier bekomen worden.

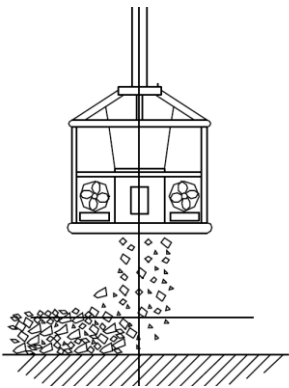
<sup>123</sup> ROV: een onbemand toestel dat in het water wordt gebracht en bestuurd wordt van op afstand (van op het schip). Dergelijke toestellen worden in vele onderwaterwerkzaamheden toegepast en zijn als het ware op afstand bestuurd kleine onderzeeërs.



van de steenstorter is bovendien uitgerust met onderzoeksapparatuur, waaronder *Multi Beam Echosounders*, een doppler systeem, een bathymetrische<sup>124</sup> eenheid, camera's, enz. Op die manier is men in staat de vordering en nauwkeurigheid van de werken te controleren en op te volgen.

De ROV is opgehangen aan drie staalkabels via een lier die gecompenseerd wordt voor het dompen<sup>125</sup> van het schip. De valpijp zelf is gekoppeld aan twee kabels. De valpijp wordt bij aankomst op de site geïnstalleerd en de verschillende onderdelen laten een aanpassing aan de gewenste waterdiepte toe.

Zodra de valpijp tot de gewenste lengte is gebracht, wordt de ROV naar beneden gelaten. De ROV bevindt zich op een kader dat rond de valpijp gemonteerd is. Onderaan beschikt de valpijp over een verbreding, die ervoor zorgt dat het kader van de ROV niet van de pijp kan glijden.



figuur 74 Detail van de ROV rond het verbrede uiteinde van de valpijp (de kabels zijn niet weergegeven) [36]

Vermits het geheel zeer zwaar weegt - de ROV op zichzelf weegt al 12 ton - hangt het stabiel in het water en is het slechts aan kleine traagheidskrachten door de bewegingen van het schip onderhevig.

De positie van de ROV wordt gecontroleerd via:

1. een LRK-antenne die vlakbij de *moonpool* wordt opgezet<sup>126</sup>. Deze bepaalt de coördinaten van de positie van de valpijp in het horizontale vlak<sup>127</sup>.
2. een verticaal referentiesysteem, bestaande uit een meting van de positie van de ROV onder het schip.

Een eenvoudig systeem voor de dieptebepaling is een dieptesensor op de ROV. In ondiep water (zoals bij het project op de Thorntonbank) kan deze echter niet worden gebruikt vermits de druk hier sterk varieert met de

<sup>124</sup> dieptebepalingseenheid

<sup>125</sup> *Heaving* of het op en neer bewegen langs de verticale as van het schip.

<sup>126</sup> Vermits men zich op de grens van het RTK-systeem bevindt, waarmee de steenstorter is uitgerust, neemt men geen risico's op fouten van het systeem en installeert men een bijkomende LRK-antenne om de nauwkeurige positionering van de ROV te verzekeren.

<sup>127</sup> X en Y coördinaten. De verticale coördinaat wordt uitgedrukt in de Z-waarde.

golven. Door de beperkte hoogte van de waterkolom wordt de golfwerking immers niet uitgemiddeld in de drukk bepaling.

Bijgevolg moest een oplossing gezocht worden om de diepte van de ROV te kunnen controleren. Deze werd speciaal voor het Thorntonproject ontwikkeld en is intussen geïnstalleerd op twee valpijpschepen van Tideway: de 'Seahorse' en 'Rollingstone' die actief zijn in de windmolensector.

Het ontwerp bestaat uit een draadmating. Vermits de ROV permanent aan de valpijp bevestigd is, komt diens diepte overeen met het uiteinde van de valpijp. Door de rotaties van de lier bij te houden tijdens het neerlaten van de ROV langs de valpijp, kan de diepte worden afgeleid.

De hoogte van de LRK-antenne boven het verticale referentievlak (TAW) kan uit de positiebepaling van het LRK-systeem worden afgeleid. Doordat de hoogte van deze antenne boven het dek kan gemeten worden, kan de diepte van de ROV onder het dek, bepaald via de draadmating, eveneens direct gekoppeld worden aan TAW.

Hoewel het geheel, bestaande uit de ROV en de valpijp, zeer zwaar weegt, kan het toch een afwijking uit de verticale vertonen door inwerking van de stroming en de bewegingen van het schip. De afwijking beperkt zich echter tot enkele centimeters, waardoor deze fout in de berekeningen verwaarloosd wordt.

Men kan zich hierbij afvragen waarom er eenvoudigweg geen gebruik werd gemaakt van de metingen van een getijdenboei ter plaatse voor de bepaling van de waterhoogte boven TAW. De diepte van de ROV onder het dek zou op die manier eenvoudig te koppelen zijn aan de hoogte van het getij boven het verticale referentievlak.

Dit was echter niet mogelijk tijdens de werkzaamheden vermits de getijdenboei in het concessiegebied al tweemaal verloren was gegaan<sup>128</sup>. De volgende boei was nog niet afgewerkt bij het begin van de werkzaamheden.

3. De oriëntatie van de ROV wordt gecontroleerd met behulp van een *fibre optic gyro*<sup>129</sup> in de ROV en diens snelheid wordt bepaald via een *Doppler Velocity Log*<sup>130</sup>.

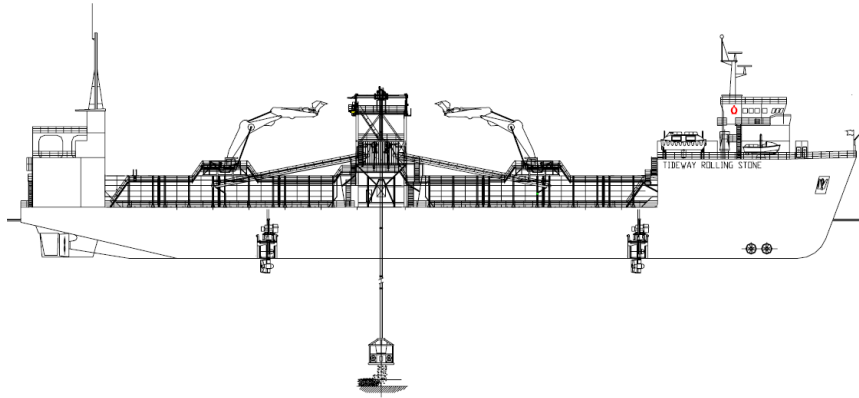
---

<sup>128</sup> De eerste getijdenboei verdween tijdens een storm en de tweede werd, naar men vermoedt, opgevisst door vissers die het visverbod negeerden binnen het concessiegebied.

<sup>129</sup> Een fibre optic gyrokompass is een kompas dat de faseverschuiving meet van twee tegen elkaar in roterende lichtstralen in een draaiende glasvezelspoel.

<sup>130</sup> De DVL is een toestel dat nauwkeurige snelheids- en dieptemetingen verschaft. Het meet de snelheid van het toestel driedimensionaal. Deze metingen worden uitgevoerd door middel van

Vóór de start van de werken wordt vervolgens met behulp van de onderzoeksapparatuur in de ROV een *pre-dump survey* uitgevoerd, waarbij de topografie van de zeebodem wordt gecontroleerd.



figuur 75 Lay-out valpijpschip Rolling Stone [39]

Figuur 75 geeft de uitrusting van het valpijpschip weer. De twee laadkranen brengen het dumpmateriaal over van de laadruimen naar twee hooptanks (in hetzelfde dwarsscheepse vlak als de laadkranen). Vanuit deze twee hooptanks worden de stenen gedumpt op een transportband die het materiaal transporteert naar de centrale *feeder*<sup>131</sup> boven de valpijp.



figuur 76 Valpijpschip Seahorse gebruikt bij het Thorntonproject : detail van de laadkraan die het materiaal overbrengt in de hopper (links) waarna de stenen op de transportband worden gestort (links) [40]

Het grind wordt gestort langs vooraf opgestelde routes<sup>132</sup> met een snelheid van het schip tussen de 0,05 en 0,5m/s.

Het is zeer belangrijk dat deze snelheid constant blijft, om een pendelbeweging in de valpijp te voorkomen door de traagheidskrachten op de valpijp.

---

akoestische golven. Het werkt op dezelfde manier als de Acoustic Doppler Current Profiler. (Zie verder 2.4.2 Erosiebescherming.)

<sup>131</sup> Een feeder is een trogvormige constructie boven de valpijp die een regelmatige aanstroom van het dumpmateriaal naar de valpijp verzekert. Door diens opening meer of minder te sluiten kan het debiet van materiaal door de valpijp geregeld worden.

<sup>132</sup> tracks

De hoeveelheid gestort materiaal per lopende meter is afhankelijk van het stortdebiet van de valpijp en de snelheid van het schip. Vermits de snelheid van de transportband niet kan aangepast worden, wordt de stortsnelheid gecontroleerd met behulp van de centrale hopper *feeder*. Deze kan ingesteld worden tussen 0 en 1200ton/h.

De stand van de *feeder* wordt aangepast met behulp van metingen van de hoeveelheid materiaal, bepaald via het weegsysteem op de transportband. De snelheid van het schip wordt aangepast met behulp van het DP-systeem.

De *multi beam* echosounder wordt gebruikt als controle op de ROV-positie ten opzichte van de zeebodem. Op het MBE<sup>133</sup>-uitleesscherm wordt eveneens het gemeten bodemniveau vergeleken met het gewenste theoretisch niveau van het grintbed om de steenstortsnelheid per laag aan te passen aan de reeds gestorte hoeveelheid materiaal. Dit gebeurt door het koppelen van de gegevens uit de MBE-metingen aan de gegevens van de *pre-survey* in 3D.

Bovendien kan men, met behulp van *real-time monitoring* via camerasystemen aan de ROV, de richting van de stroom en diens invloed op de plaatsing van de stenen controleren. Tijdens het storten wordt namelijk turbulentie gecreëerd, waardoor de stofwolken zichtbaar zijn op de monitor.

De valpijp wordt op een hoogte van drie tot acht meter boven de zeebodem gehouden. Het overgrote deel van de tijd werkte men echter op een hoogte van 7 meter. Niet alleen om te voorkomen dat de valpijp en de ROV de bodem zouden raken bij het deinen van het schip, maar ook om een voldoende uitspreiding van de steenlaag te bekomen. Indien de valpijp te hoog wordt gepositioneerd, dan wordt de laag te veel uitgespreid. Bevindt ze zich daarentegen te laag, dan creëert men enkel een grote berg stenen, die moeilijk uit te spreiden is.

Bij aanwezigheid van stroming kan, afhankelijk van de grootte van de stenen, een horizontaal verzet tot één meter optreden bij het storten vanaf zeven meter hoog. Dit verklaart het nut van het monitoren met behulp van de camera.

Aan boord beschikt men eveneens over tabellen om een inschatting van het verzet te maken aan de hand van de storthoogte, de stroming en de grofheid van het gesteente.

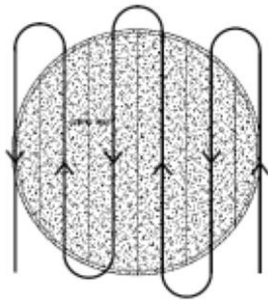
---

<sup>133</sup> multi beam echosounder

Tijdens de werken wordt geregeld gebruik gemaakt van *intermediate surveys* om de voortgang van het storten te controleren en de stabiliteit en de zetting<sup>134</sup> van de steenlaag te beoordelen.

Per funderingsput wordt gemiddeld 2.500 ton filtermateriaal en 1.200 ton grindlaagmateriaal aangebracht over een oppervlakte van 700 m<sup>2</sup>.

Vermits de bovenplaat van de GBF's een vaste, absolute hoogte boven TAW moet behalen, zijn de stortlimieten voor de funderingslaag heel strak. De opgelegde tolerantie van het grindbed bedraagt een afwijking van +/- 5 cm ten opzichte van de ontwerphoogte van de funderingslaag per oppervlakte van 4m<sup>2</sup>.



figuur 77 Visualisatie van de opeenvolgende tracks [42]

Een eerste methode voor het bereiken van een horizontale grindlaag bestaat erin een veelvoud aan opeenvolgende lagen over eenzelfde gebied te realiseren in plaats van de volledige steenlaag in één traject aan te leggen. Elke laag bestaat uit een gemiddelde dikte van 30cm en een breedte van 2 tot 2,5m, afhankelijk van de stroming, de hoogte van de valpijp en het stortdebiet.

Op die manier wordt elke volgende laag in het dal van de twee vorige tracks aangelegd zodat een eerste nivellering van het oppervlak wordt bekomen.

Met een valpijpsysteem op een bewegend schip is het echter onmogelijk de opgelegde toleranties van 5cm te behalen. Wanneer men de vooraf berekende hoeveelheid materiaal voor het funderingsbed gestort heeft, zal het grindbed immers nooit volledig horizontaal zijn aangebracht, maar bestaan uit greppels, ruggen en tussenliggende oneffenheden.

Om die reden wordt de vlakheid van het bed gecorrigeerd door gebruik te maken van trimapparatuur.

Een eerste optie voor dit trimmen was gebruik te maken van een balk<sup>135</sup> die aan de valpijp wordt gespannen met behulp van kettingen. Hierbij ontstonden echter

---

<sup>134</sup> Settlement of inklinking is de neerwaartse beweging van een bodemlaag onder zijn eigen gewicht en de omstandigheden in zijn omgeving, zoals druk...

<sup>135</sup> *Scraper Beam*

problemen vermits de balk, zodra deze teveel weerstand ondervond, over de oneffenheden rolde en dus niet voor een goede spreiding zorgde.

Tijdens het project kwam men op het idee een systeem in te voeren dat al lang in gebruik is in de landbouw, namelijk een 'kilverbak'. Het systeem bestaat uit een gebogen blad, vergelijkbaar met dat van een bulldozer. Dit blad wordt echter achter het schip gespannen en afgezonken. Het wordt bevestigd aan de valpijp en vervolgens wordt het zo voortgetrokken over het grindbed. Door de grote starheid van de valpijp is dit niet gevaarlijk voor de installatie.

Het systeem werd door Tideway eveneens geïnstalleerd op het andere valpijpschip, de 'Rollingstone' en gepatenteerd.

Door gebruik te maken van de 'kilverbak' werden de opgelegde toleranties behaald<sup>136</sup>.

Na afwerking van elk grindbed wordt een *post-dump survey* uitgevoerd om te controleren of de opgelegde specificaties behaald zijn.

Op deze manier wordt een praktisch horizontale grindlaag bekomen in alle funderingsputten, met een kanteltolerantie<sup>137</sup> van 0,75°.

Lokale verheffingen en greppels van beperkte omvang<sup>138</sup> zijn echter mogelijk en vormen geen probleem voor de constructie, vermits het grindbed door het grote gewicht en de oppervlakte van de GBF automatisch geëgaliseerd zal worden.

Gemiddeld heeft men drie tot vier dagen nodig per funderingsbed. Dit is inclusief enkele startproblemen (zoals de afwezigheid van een meetboei voor de stroming) en het weersverlet.

Algemeen kan men steeds storten in vrij slechte weerscondities. Dit is mogelijk vermits het valpijpschip grote dimensies bezit, waardoor er nog kan gewerkt worden bij een significante golfhoogte van 3,5m. Bovendien kan het schip vrij georiënteerd worden naar de heersende wind of golfrichting om de werkzaamheden zo lang mogelijk te laten doorgaan.

Het afvlakken is echter veel meer onderworpen aan de weersomstandigheden.

Hoewel men werkt met een hefboomsysteem, waardoor de deining van het schip aan de oppervlakte met een factor zes wordt verminderd ter hoogte van de 'kilverbak' aan de valpijp, betekent dit nog steeds een significante beweging van de installatie waardoor de kans op beschadiging groot wordt.

---

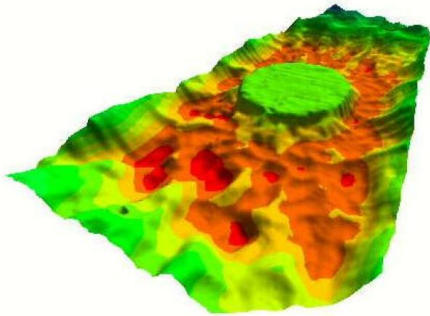
<sup>136</sup> 5 cm lijkt in eerste instantie een onmogelijke tolerantie voor offshore werkzaamheden, maar men moet in gedachten houden dat men hier spreekt over een gemiddelde per oppervlak van 4m<sup>2</sup>. Wanneer men op één bepaalde positie bijvoorbeeld een afwijking van 30cm boven het funderingsniveau en aan de andere zijde 30cm onder het funderingsniveau terugvindt, middelen deze twee elkaar uit. Bijgevolg wordt deze grote mate aan nauwkeurigheid gerelativeerd.

<sup>137</sup> *tilt allowance*

<sup>138</sup> met een gemiddelde van enkele tientallen centimeters

Bijgevolg stort men zo veel mogelijk in slechtere weersomstandigheden en gebruikt men het goede weer voor de afvlakwerken.

De *surveys*, uitgevoerd door het valpijpschip, dienen enkel ter controle voor het schip zelf en hebben geen contractuele waarde. Officiële *pre- en post-gravel bed placement surveys* worden uitgevoerd door THV Seawind, een dochteronderneming van Dredging International.



figuur 78 Visualisatie van de funderingsput D1 van het Thorntonproject. Het grindbed verheft zich 1,30 meter boven het omringende niveau (4x vergrote verticale schaal) [18]

#### 2.4.1.3 Installatie van de GBF's [43], [80]

De installatie- en positioneringwerken worden uitgevoerd door een *twin shear leg crane heavy lift vessel*<sup>139</sup>. Deze laadt de GBF's en transporteert ze van de constructiesite op land naar de installatiesite op zee.

##### Heavy Lift operatie

De GBF's worden geconstrueerd op een aangepaste site in de haven van Oostende: de 'Halve Maan'. Om het gewicht van de constructies te kunnen dragen werden meer dan 800 betonnen palen in de bodem gedreven zodat de site een gewicht van 10 ton per m<sup>2</sup> kan dragen.

De benodigde tijd voor de oprichting van één graviteitsfundering bedraagt negen tot tien maanden.

Ook de kademuur werd verstevigd en laat het veilig afmeren van het *Heavy Lift* schip 'Rambiz' toe, eigendom van Scaldis N.V., die de funderingen naar de Thorntonbank transporteert.

---

<sup>139</sup> Dit is een schip, uitgerust met twee kranen en bestemd voor het laden van zeer zware installaties.



figuur 79 Gravity Based Foundations van fase 1 in constructie op de 'Halve Maan'-site [18], [44]

Onder de basisplaat van de GBF's worden, tijdens hun constructie op de site, betonnen balken geplaatst. Tussen deze balken kan men, na afwerking van de funderingen, *Self Propelled Modular Trailers*<sup>140</sup> plaatsen. Door middel van deze computergestuurde *trailers*, worden de GBF's van hun constructiepositie naar de kade gereden.



figuur 80 Ophijsen GBF van de SPMT-configuratie [18]

Van zodra de SPMT's de kademuur bereiken, worden de funderingen opgetild door het *Heavy Lift* schip 'Rambiz'.

De 'Rambiz' bestaat uit twee aan elkaar gekoppelde pontons en heeft een lengte tussen de loodlijnen van 85 meter en een breedte van 44 meter. Het schip beschikt over twee kranen met een boomlengte van 82 meter die over een laadcapaciteit beschikken van 3.300 ton en samen of afzonderlijk kunnen bewegen.

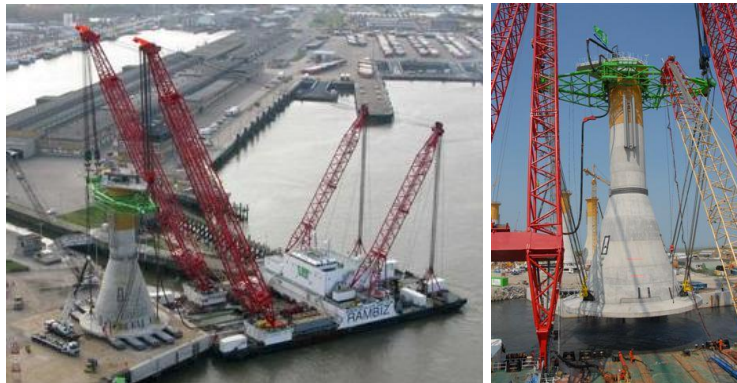
De 'Rambiz' wordt in positie gebracht voor de kademuur met behulp van meertrossen en ankers.

Om een evenwichtige verdeling van de belasting tussen de GBF en het hefschip 'Rambiz' toe te laten, wordt gebruik gemaakt van een speciaal ontworpen

<sup>140</sup> Een SPMT bestaat uit een relatief klein, balkvormig voertuig dat bestaat uit verschillende computergestuurde wielen. Deze verdelen het gewicht van de fundering evenredig en laten een nauwkeurige besturing toe. Op deze manier kan men de GBF draaien, zijwaarts verplaatsen of zelfs roteren ter plaatse. Per GBF wordt gebruik gemaakt van 3 treinen van 24 wielen en 2 treinen van 20 wielen, elk wiel is in staat 30 ton te dragen. De SPMTs tillen de GBF's op van hun positie met behulp van hun hydraulische ophanging.



hijskader<sup>141</sup> met een SWL<sup>142</sup> van 3.000 ton. Dit kader laat bovendien een bevestiging van de GBF aan beide kranen toe.



figuur 81 Heavy Lift Vessel Rambiz bij het ophijzen van de GBF [77]

Aan het hijskader (groen in figuur 81) zijn twee hijsstropen<sup>143</sup> bevestigd aan elke zijde, die aan de GBF worden vastgemaakt. Om de hijskabels te kunnen aankoppelen, worden *lifting lugs*<sup>144</sup> geïntegreerd in de structuur van de GBF. De connectie tussen de hijskabels en de beugels wordt bekomen via *pin release*<sup>145</sup>-mechanismen.

Van zodra de fundering op de zeebodem geplaatst zal zijn, kunnen de kabels hydraulisch ontkoppeld worden via het losmechanisme. Een voordeel hiervan is dat duikerassistentie niet vereist is bij de installatieprocedure.



figuur 82 Hydraulische sluiting gekoppeld aan de lifting lug op de basis van de GBF [80]

<sup>141</sup> *Lifting frame*

<sup>142</sup> Safe Working Load is het maximale gewicht dat aan het kader mag bevestigd worden om veilige werkomstandigheden te garanderen.

<sup>143</sup> *Sling*: hijsstrop of draagriem

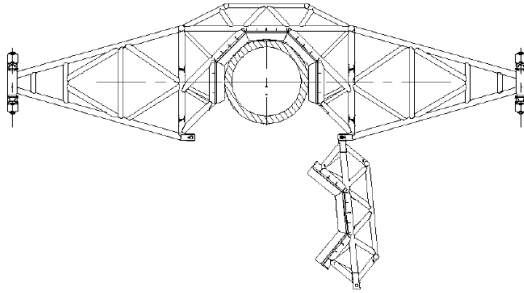
<sup>144</sup> Een hijsbeugel is een verstevigde constructie met een oog voor de connectie van in dit geval de hijskabels.

<sup>145</sup> Een hydraulische sluiting is een mechanisme waarbij de connectie van de hijskabel op een eenvoudige manier van op afstand kan verbroken worden door middel van een pin.

Het ontwerp van een hijskader was noodzakelijk voor de werkzaamheden. Zonder dit kader zou men niet in staat zijn de beugels, voor het bevestigen van de hijsstroppen, aan de basis van de GBF te installeren. Op die positie bevinden ze zich immers onder het zwaartepunt van de fundering.

Het optillen van de fundering via beugels, die zich hoger in de structuur bevinden, zou grote krachten in de betonnen structuur veroorzaakt hebben.

Het hijskader beschikt over een poort in het centrum, die hydraulisch kan geopend worden voor het omsluiten van de GBF.

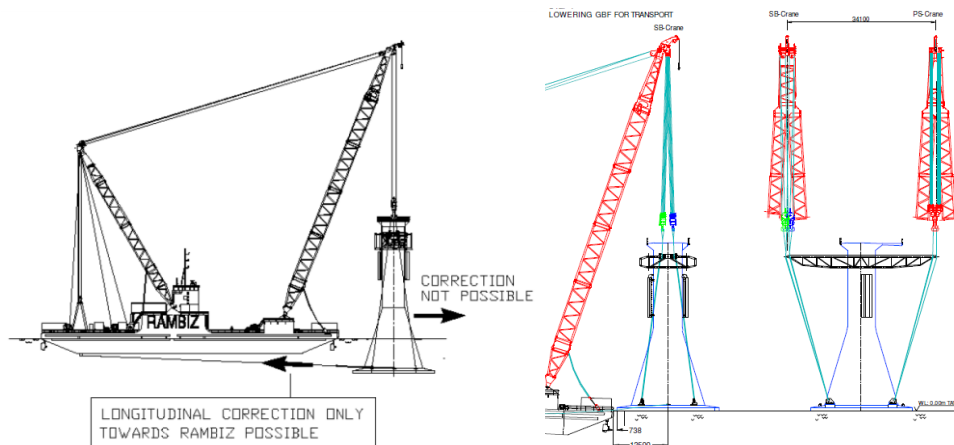


*figuur 83* Hijskader met hydraulische poort en positie van de GBF in het centrum, aan de beide zijden zijn de hijskabels aangekoppeld [43]

Het gewicht van de funderingen past net binnen het bereik van het *Heavy Lift* schip. Eens getild en vrij van de kademuur, wordt de GBF afgezonken tot 5 meter onder het waterniveau vóór men met het transport aanvangt. Dit vermindert het gewicht van de structuur door de opwaartse druk van het water.

Het afzinken van de GBF bleek noodzakelijk tijdens de voorbereiding van het project vermits de 'Rambiz' anders een vrijboord van 15 cm zou gehad hebben.

Vervolgens worden aan de stuurboord- en bakboordzijde van de basis van de GBF eveneens kabels bevestigd, die onder de 'Rambiz' doorlopen en schommelingen van de GBF verhinderen. Ze worden op het hek met behulp van lieren vastgezet.

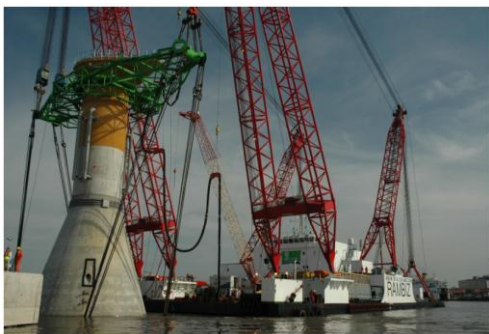


figuur 84 Schematisch overzicht: connectie GBF aan kabels onder het hefschip en ophanging [43], [46]

Deze beide maatregelen verminderen niet enkel de kracht op de kranen van de 'Rambiz', maar verhogen ook de stabiliteit van de installatie en beperken de bewegingen van de GBF tijdens het transport.

Zodra de resterende belasting op de kranen 2.000 ton bedraagt en de verticaliteit van de GBF gecontroleerd is, kan men met het transport aanvangen.

De stabiliteit van de 'Rambiz' wordt binnen de vereiste waarden gehouden door middel van 14 ballasttanks per ponton.



figuur 85 Afzinken van de GBF voor de kademuur [18]

De sleper, die de 'Rambiz' naar de site zal brengen, wordt aan het hek van het hefschip bevestigd. Het voortstuwingsysteem van de 'Rambiz' zal gebruikt worden om het sturen te vergemakkelijken en te assisteren tijdens de manoeuvres.

Eens het geheel diepere wateren bereikt - dit is voorbij de golfbreker van de Oostendse haveningang - wordt de GBF nog verder afgezonken tot op het transportniveau, namelijk 10 meter beneden het waterniveau. De belasting op de kranen van de 'Rambiz' bedraagt dan nog gemiddeld 1.500 ton.

Het transport van de GBF's naar de site op de Thorntonbank beslaat een afstand van 24 mijl in NW-richting en kan afgelegd worden in 7 tot 8 uur met een gemiddelde snelheid van 3 knopen.

Indien men de haven van Oostende uitvaart tegen de kentering van het tij, wat het eenvoudigste ogenblik is om de GBF van de kade te tillen, bereikt men de site tegen de volgende kentering van het tij, in dit geval opnieuw ideaal voor de afzinking van de fundering.

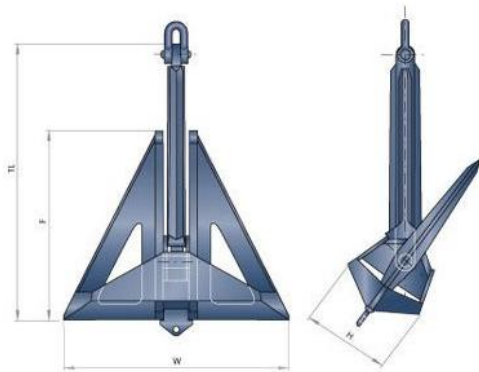
#### Positionering GBF op de Thorntonbank

Op de locatie van de Thorntonbank wordt de 'Rambiz' in positie gebracht met behulp van vier 'flipper delta' ankers, elk met een houdkracht van 7 ton.

De ankerconfiguratie bestaat uit een vierpuntensysteem, namelijk één anker bevestigd aan elke hoek van het hefschip. De achterste ankers worden door het schip zelf geplaatst. De voorste moeten echter over een lengte van 75 tot 100m beschikken en worden met behulp van *anchor handling tugs* geplaatst. Als extra veiligheid op deze twee ankers worden nog twee kleinere ankers door het hefschip neergelaten.

Zodra de ankers geplaatst zijn, verplaatst de 'Rambiz' zich naar de specifieke positie voor het neerlaten van de GBF door middel van de ankerlieren en vier schroeven die zich op de hoekpunten van het hefschip bevinden.

De positie van het hefschip wordt met behulp van DGPS<sup>146</sup> vastgelegd.



figuur 86 Flipper Delta Anker [92]

Vervolgens wordt de GBF geballast met water. Dit doet men om een voldoende en gelijk verdeelde ophanging aan de kraanhaken te bekommen, zodat de stabiliteit van de GBF tijdens het afzinken verhoogd wordt.

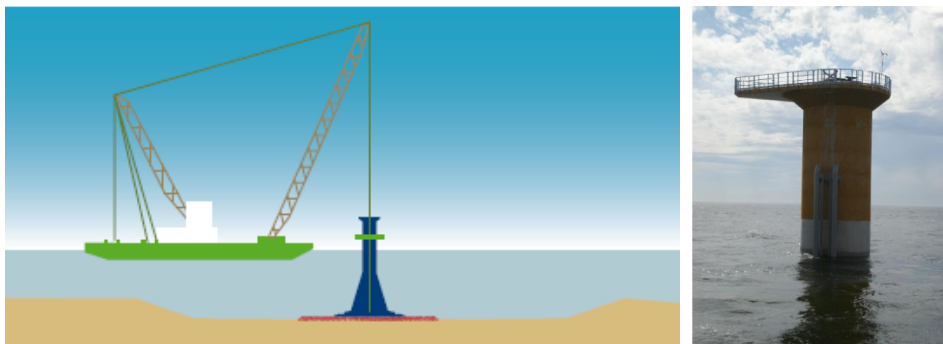
De funderingen worden opgevuld via een buisconstructie, die voor het laden van de GBF door de 'Rambiz' aangebracht werd aan de bovenkant van de GBF. Het langste

<sup>146</sup> Differential Global Positioning System

eind van deze buisconstructie wordt in de fundering gehangen en het andere open uiteinde beschikt over een darmconnectie voor het aansluiten van de waterslang. Het pompen van het water gebeurt via een pomp in de *moonpool* van de 'Rambiz'. De werkzaamheden voor het positioneren van de fundering kunnen enkel plaatsvinden bij doodtij, vermits er dan geen stromingsinvloeden optreden die de nauwkeurige positionering van de structuren verhinderen.

Bovendien zou de stroming turbulentie creëren onder de fundering wanneer de GBF zich op een afstand van ongeveer één meter boven het grindbed bevindt. Deze wervelingen kunnen het grindbed aantasten en een inclinatie van de fundering tot gevolg hebben.

Als controle op de positionering van de funderingen worden zeer nauwkeurige LRK-positioneringssystemen<sup>147</sup> in de beide kraanbomen van de Rambiz geïnstalleerd. Ook wordt de bovenkant van de GBF uitgerust met een elektronische inclinatiemeter. Het opvolgen van de positie van de fundering ten opzichte van het grindbed tijdens de afzinkoperatie gebeurt via vier echosounders, die aan de uiteinden van de hydraulische sluitingen ter hoogte van de basisplaat van de GBF, bevestigd zijn.



figuur 87 GBF nummer D1 na installatie op de Thorntonbank [44], [18]

Het bijhouden van de omwentelingen van de lieren aan de top van de kranen wordt als een extra controle op de diepte van de GBF gebruikt.

De funderingen staan gemiddeld gepositioneerd binnen één meter van het ontwerpcentrum voor het grindbed. De bovenkant van de GBF's heeft een gemiddelde inclinatie van minder dan  $0,10^\circ$  uit het horizontale vlak.

De weersomstandigheden zijn bij deze werkzaamheden aan strikte normen onderworpen. Algemeen mag de positionering van de funderingen niet meer worden uitgevoerd van zodra:

---

<sup>147</sup> Long Range Kinematics is een uiterst nauwkeurig positioneringssysteem, gebaseerd op satellieten. Het maakt gebruik van GPS op twee frequenties en behaalt een accuraatheid in positionering van minder dan 1cm op een afstand tot 50 kilometer. Het reikt verder dan het RTK-systeem.

1. de significante golfhoogte 0,75 m bedraagt met een periode  $\leq 5$  seconden.
2. de windkracht toeneemt boven de zes beaufort.

### Opvullen van de funderingsput

Om een goede geotechnische stabiliteit te behouden gedurende de totale levensduur, zijn de vereisten voor de opvulprocedure zeer strikt.

Het opvullen van de funderingsput rond de GBF-structuur tot aan de RSBL<sup>148</sup>, gebeurt met zand uit de nabijgelegen dumpgebieden.

De volgende vereisten worden opgelegd aan het opvulmateriaal:

Material characteristics	:	Sand from the Thornton Bank, $D_{50} > 200\mu\text{m}$ , silt content $< 2\%$
Top level of the backfill	:	Up to Reference Seabed Level (RSBL)
Extent of the backfill	:	Covering the full surface of the dredged foundation pits.

tabel 16 Vereisten voor het opvulmateriaal van de funderingsput [18]

Voor het storten van het opvulmateriaal wordt de conformiteit aan deze regels gecontroleerd via een staalname. Hierbij worden de korrelgrootte<sup>149</sup> en het siltgehalte<sup>150</sup> van de sedimenten geanalyseerd.

Het opvullen van de funderingsput gebeurt door middel van de TSHD<sup>151</sup> 'Jade River', die het opvulmateriaal opbaggelt. Vervolgens wordt het materiaal getransporteerd naar de *barge* 'Thornton 1'<sup>152</sup>. De overdracht van het materiaal tussen *barge* en baggerschip gebeurt via een drijvende pijpleiding van ongeveer 300 meter lengte, gekoppeld aan het baggerschip via een boegconnectie<sup>153</sup>.

De 'Thornton 1' is uitgerust met een 12 meter brede sproeipijp, om het zand evenwichtig te verspreiden over de funderingsput in verschillende lagen. De uitlaat van deze pijp wordt op een vaste hoogte van één tot twee meter boven de bodem gehouden en wordt automatisch aangepast voor getijdenvariaties.

<sup>148</sup> Reference Seabed Level

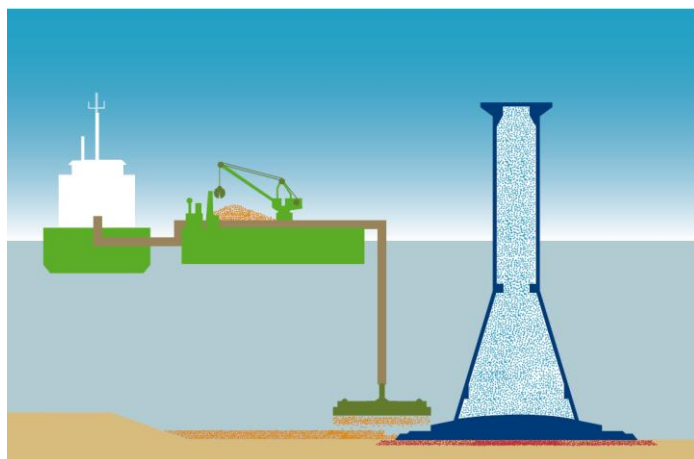
<sup>149</sup> De korrelgrootte wordt uitgedrukt in de mediane korrelgrootte ( $D_{50}$ ). Dit is de waarde waarbij 50% van de korrels in de zandfractie grover zijn dan  $D_{50}$  en 50% fijner. De mediaan is de waarde van de variabele die de bepaalde onderzochte hoeveelheid in twee gelijke delen verdeelt.

<sup>150</sup> In een zandbodem worden verschillende types materialen teruggevonden, zoals klei, grind, silt... Silt is een sediment waarvan de korrels kleiner zijn dan 63 micrometer en bestaat uit minerale korrels (kwarts, veldspaat, glimmer) en organische substanties.

<sup>151</sup> *Trailing Suction Hopper Dredger*

<sup>152</sup> De Thornton 1 is een multifunctioneel platform vermits het eveneens werd gebruikt voor de aanleg van de erosiebescherming en het ballasten van de GBF's.

<sup>153</sup> *common bow connection system*



figuur 88 Schematische voorstelling: opvullen van de funderingsput [44]

Het traject van de 'Thornton 1' werd op voorhand vastgelegd. De positionering van de 'Thornton 1' gebeurt via zes hydraulische lieren die gekoppeld zijn aan twee stalen en vier synthetische ankerkabels. Deze ankers worden vóór de werkzaamheden op specifieke posities neergelaten.

De sleepsnelheid wordt echter ter plaatse aangepast. Hiervoor wordt zowel gebruik gemaakt van de onderzoeksresultaten van de *multi-beam* van de 'Thornton 1' als van de concentratiebepaling van het mengsel dat door het baggerschip wordt overgepompt.

De aanpassing van deze sleepsnelheid gebeurt door middel van een computersysteem dat de lieren<sup>154</sup> van de *barge* controleert.

Het systeem is in staat de *barge* in een zeer stabiele positie te houden onafhankelijk van de deining en stroming op de site.

De nodige hoeveelheid opvulmateriaal bedraagt per funderingsput ongeveer 60.000m<sup>3</sup>, wat overeenstemt met een twintigtal keer de laadcapaciteit van de sleephopperzuiger 'Jade River'.

#### Opvullen van de GBF

De vereisten voor de opvulling van de funderingen komen eveneens voort uit het geotechnische ontwerp. De vereiste hoeveelheid ballastmateriaal aan de binnenkant van de funderingen hangt samen met het type materiaal dat hiervoor gebruikt wordt, het materiaal dat in de funderingsput gestort wordt en bovendien ook met de erosiebescherming die de funderingsput afsluit.

Vereisten voor het zand binnen de funderingen werden tijdens het ontwerp vastgelegd en verschillen boven en onder het waterniveau<sup>155</sup>.

<sup>154</sup> winches



Het naleven van deze vereisten wordt gecontroleerd via laboratoriumonderzoek op gebaggerde zandstalen.

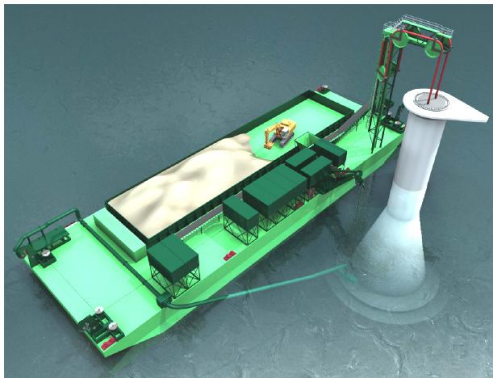
Het opvullen van de GBFs vindt plaats in twee stappen:

1. Hydraulische opvulling:

De door een sleephopperzuiger gebaggerde materialen op de dumpgronden worden via de drijvende pijpleiding overgebracht naar het 'Thornton 1'-platform en vervolgens via een toreninstallatie overgepompt in de GBF.

2. Droge opvulling:

Na het hydraulisch opvullen van de GBF en het laten bezinken van de materialen wordt een droge opvulling uitgevoerd met zand of zware mineralen<sup>156</sup> afkomstig van een *jack-up*-platform<sup>157</sup>.



figuur 89 Ponton 'Thornton 1' brengt het opvulmateriaal aan de bodem van de GBF aan via het (groene) valpijpsysteem, het materiaal voor het hydraulische ballasten van de GBF via de (rode) torenverbinding. [18]

Het pompen van het zand uit de *barge* 'Thornton 1' naar de GBF gebeurt op een gecontroleerde manier, waarbij de pompsnelheid wordt gereguleerd.

Om het verschil in hoogte tussen de *barge* en de bovenkant van de GBF te overbruggen werd een torenstructuur ontworpen. Deze beschikt over een dusdanige hoogte dat de top van de toren te allen tijde enkele meters boven de top van de GBF blijft om fluctuaties door het getij te kunnen doorstaan en bijgevolg de werkzaamheden permanent te kunnen uitvoeren.

---

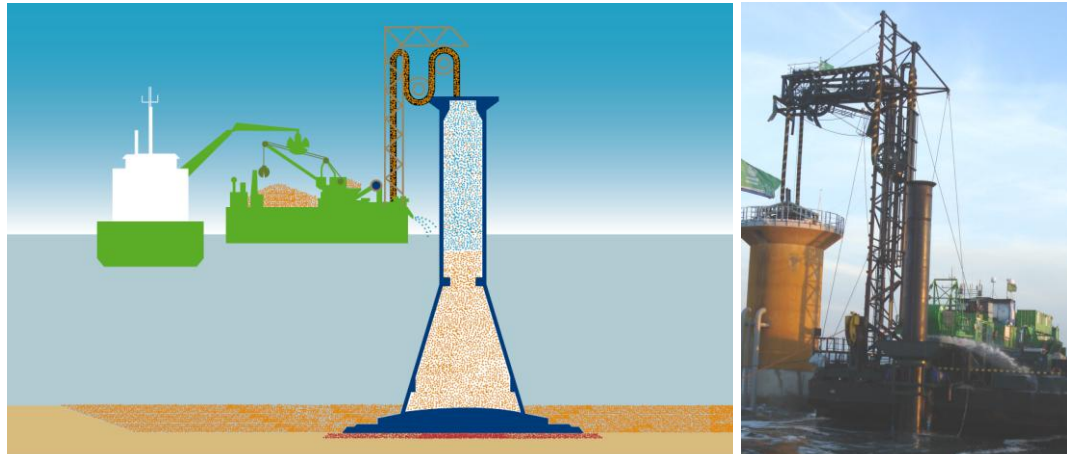
<sup>155</sup> De vereisten werden vastgelegd op een eenheidsgewicht van 19,24 kN/m<sup>3</sup> onder het waterniveau en 15,80 kN/ m<sup>3</sup> boven het waterniveau van de GBF.

<sup>156</sup> Deze droge opvulling met zware mineralen, was enkel vereist bij fundering nummer D6, vermits op deze positie de bodemcondities minder gunstig waren. Een groter ballastgewicht was bijgevolg vereist. Zowel de hydraulische als de droge opvulling gebeurden hier via een *jack-up*-platform. Het materiaal dat hiervoor gebruikt werd was Magna Dense 30.

<sup>157</sup> Een *jack-up*-platform is een driehoekig of vierhoekig drijvend platform dat 3 of 4 beweegbare stalen poten bezit. Wanneer de poten op de bodem gepositioneerd zijn (ze worden afgezonken door middel van een elektrisch tandwielsysteem), kan het platform zich stabiel boven het wateroppervlak verheffen zodat het vrij is van golfwerking.



De GBF's worden hydraulisch gevuld tot 14,5 meter boven TAW. Na het bezinken van de materialen in de GBF wordt de opvulmassa gedraineerd tot op MSL<sup>158</sup>. Het draineren van de structuur gebeurt via een soortgelijke buisconstructie als die voor de opvulwerken bovenaan de GBF.



figuur 90 Schematische voorstelling en foto ter plaatse: opvullen van de GBF [44], [107]

Vervolgens wordt de droge opvulling gerealiseerd (eveneens door middel van gebaggerde materialen) ter vervanging van de gedraineerde hoeveelheid water, opnieuw tot op 14,5m boven TAW.

Per GBF is een gemiddeld volume van 2.000m<sup>3</sup> ballastmateriaal nodig, wat overeenstemt met anderhalf keer de laadcapaciteit van de sleehopperzuiger 'Vlaanderen XXI'.

#### Afwerken van de GBF

Het overgangsdeel tussen de GBF en de turbine mag slechts over een maximale afwijking in horizontaliteit beschikken van 0,25°, om een verticale uitlijning van de windturbine te garanderen.

De eerste horizontale uitlijning van de turbine wordt bekomen door het nauwkeurig storten van het grindbed als funderingbodem voor de GBF. Dit geeft een vrij correcte uitlijning van de fundering.

Indien de horizontaliteit echter nog niet binnen de specificaties is, wordt deze als volgt aangepast:

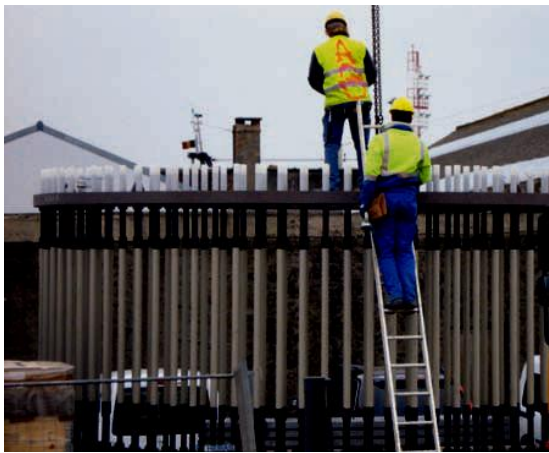
---

<sup>158</sup> Mean Sea Level

In het bovenste, cilindervormige deel van de betonnen GBF bevindt zich een zogenaamde onderflens. Hieraan bevestigd bevinden zich aanspangrendels<sup>159</sup> van 2,6 meter lengte. Deze grendels worden van de omringende, betonnen structuur afgescheiden door een plastic behuizing.

Bovenaan de grendels bevinden zich plastieken moeren. De inclinatie van de bovenplaat van de GBF wordt gemeten met behulp van een lasergestuurd nivelleertoestel. Dit toestel bepaalt het niveau waarop de moeren moeten worden ingesteld.

Vervolgens wordt een flens<sup>160</sup> op deze moeren gemonteerd.



*figuur 91 De grijze verticale structuren zijn de aanspangrendels; de flens (donkergrijs en cirkelvormig) rust op de zwarte moeren aan de bovenkant van deze grendels (opbouw van het nivelleringsstelsel voor de installatie op de site). [18]*

Tot slot wordt het volume tussen de flens en de betonnen bovenplaat van GBF volgegooten met grout<sup>161</sup>.

De flens wordt niet vooraf geplaatst vermits de kans op schade tijdens het transport van de GBF reëel is. Aangezien de flens de kritieke verbinding vormt tussen turbine en fundering, waarlangs alle krachten worden overgedragen, wordt deze ter plaatse geïnstalleerd na de positionering van de fundering.

De correctiewerken worden uitgevoerd van op een jack-up-platform.

Na het corrigeren van de horizontaliteit, worden de GBF's uitgerust met de overige installaties: toegangsladders, afmeersystemen, enz.

---

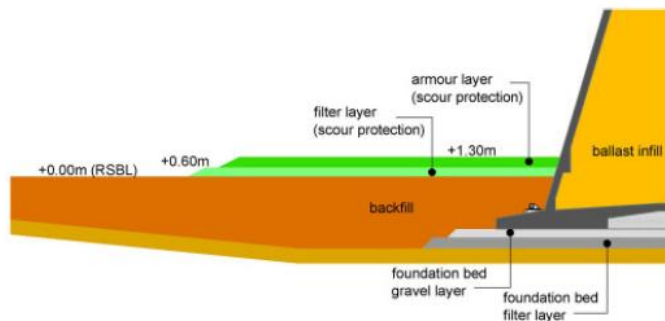
<sup>159</sup> *tensioning bolts* of stelbouten

<sup>160</sup> *Levelling Flange* is een overgangsstuk dat de overgang vormt tussen de fundering en de mast van de windturbine. Het wordt geplaatst op het bovenste gedeelte van de GBF dat boven het wateroppervlak uitsteekt en geel geleverd is.

<sup>161</sup> Grout of mortel bestaat uit een mengsel van cement, water, toeslagmateriaal en hulpstoffen (die gekozen worden naar de gewenste eigenschappen van de grout).

## 2.4.2 Erosiebescherming

Vervolgens worden de filterlaag en pantserlaag van de erosiebescherming aangelegd.



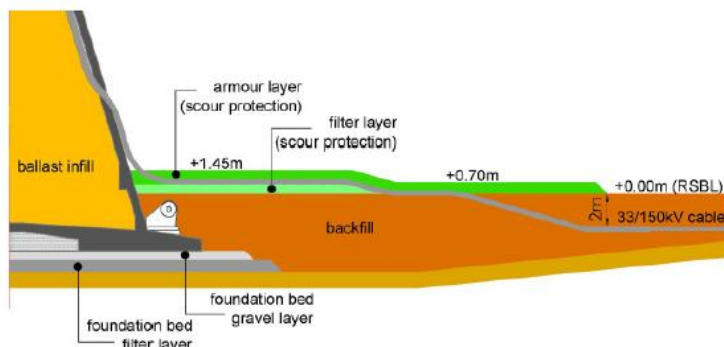
figuur 92 Algemene lay-out van de erosiebescherming [18]

De vereiste oppervlakte van deze bescherming per locatie van de GBF wordt in onderstaande tabel weergegeven.

GBF #	RSBL (top of backfill) (m TAW)	Crest diameter for the armour layer	Crest diameter for the filter layer
D1	-18.00	44.0m	48.5m
D2	-20.00	44.0m	48.5m
D3	-22.50	44.0m	48.5m
D4	-22.50	50.0m	54.5m
D5	-23.50	51.0m	55.5m
D6	-23.50	58.0m	62.5m

figuur 93 Details van de erosiebescherming per GBF [18]

Op de plaats waar de J-tube<sup>162</sup> zich bevindt, wordt de pantserlaag aangebracht na het installeren van de kabels. De pantserlaag is hier bovendien uitgebreider en strekt zich uit tot voorbij de rand van de filterlaag. Op die manier wordt de kabel extra beschermd aan de overgang van de filterlaag naar diens greppel.



figuur 94 Lay-out van de erosiebescherming op de positie van de kabelverbinding [18]

<sup>162</sup> De J-tube is de buis, deel uitmakende van de GBF, die de kabel bevat voor de overdracht van de opgewekte stroom naar het transformatorplatform.

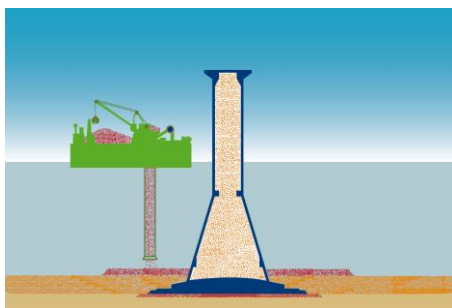
Voor de erosiebescherming wordt gebruik gemaakt van grint. Deze is, in tegenstelling tot de Noorse materialen voor het grindbed van de GBF, afkomstig van de Steengroeven Lemay. De materialen worden door de 'Vlaanderen XXI' overgebracht van Zeebrugge naar de 'Thornton 1'.

Deze *barge* wordt, om de erosiebescherming te kunnen uitvoeren, aan een zijde uitgerust met een moonpool, waaraan een valpijp wordt gekoppeld. De stenen worden door een kraan in het laadruim overgebracht naar een transportband, die ze vervolgens naar de valpijp transporteert. Een weegsysteem is gekoppeld aan de transportband en laat een onafgebroken controle op de hoeveelheid geïnstalleerd materiaal toe. Deze gegevens dienen als input voor de computer, die de bewegingssnelheid van de 'Thornton 1' langs diens dumproute controleert.

<b>Filter layer (installed on top of the sand backfill)</b>	
Material	: Crushed gravel 10/80mm D <sub>50</sub> = 50 mm; wide gradation D <sub>85</sub> /D <sub>15</sub> > 5
Layer thickness	: min. 0.60 m
<b>Armour layer (installed on top of the filter layer)</b>	
Material	: Stones class 10/200kg D <sub>50</sub> = 350 mm; wide gradation D <sub>85</sub> /D <sub>15</sub> > 5
Layer thickness	: min. 0.70 m
Top level	: Reference Seabed Level + 1.30 m / + 1.45 m

tabel 17 Details van de gebruikte materialen voor de erosiebescherming [18]

Het stroomprofiel en diens invloed op het verzet van de gesteenten, worden hier niet gecontroleerd met behulp van een ROV aan de valpijp, maar wel met een ADCP<sup>163</sup>. Door dit profiel op te stellen kan men het verzet van de materialen inschatten. De ADCP wordt bevestigd aan de onderzijde van de *barge*.



figuur 95 Schematische voorstelling: aanleggen van de erosiebescherming [44]

<sup>163</sup> Een Acoustic Doppler Current Profiler gaat op elke diepte in de waterkolom een meting uitvoeren door middel van akoestische golven. Het instrument zendt een puls uit met een vaste, gekende frequentie. Deze wordt gereflecteerd door de deeltjes in het water en door de beweging van deze deeltjes ten opzichte van de ADCP wordt de puls onderworpen aan een frequentieverandering. De mate van frequentieverandering is een maat voor de snelheid van het water. Met behulp van vier geluidsbundels is het systeem in staat de stroomsnelheid en diens richting te bepalen.

### 2.4.3 Kabelaansluiting [28], [29], [77]

In het project worden twee soorten offshore kabels voorzien:

- twee 150kV-aanlandingskabels tussen het offshore transformatorplatform (*Substation OHVS*) en het hoogspanningsstation Sas Slijkens te Oostende. Beide kabels lopen parallel met elkaar in een zogenaamd kabeltracé. Tot nog toe is slechts één van de twee 150kV-kabels aangelegd tussen de connectie aan de wal en GBF D1 op de site. Wanneer men met de volgende fase aanvangt, zal de tweede kabel moeten aangelegd worden. De beide kabels van 300kV samen, staan in voor het transport van de totale energie van het windmolenpark en zijn net voldoende voor deze toepassing.
- Een 33 kV-kabelnetwerk tussen de turbines onderling, die in clusters van 6 turbines verbonden zijn met het offshore transformatorplatform.

Het offshore transformatorplatform bestaat uit twee transformatoren, de 150kV-schakelinstallatie en de 33kV-schakelinstallatie. Het vormt de verbinding tussen de 33kV-kabels van het windmolenpark en de 150kV-kabels naar de wal.

Hier worden de verschillende elektrische netwerkkabels van 33kV aangesloten en opgevoerd tot de aansluitspanning van het Belgische elektriciteitsnet (150kV).

De actieve delen zijn ondergebracht in hermetisch afgesloten compartimenten, gevuld met SF<sub>6</sub>-gas<sup>164</sup>, waardoor een inerte atmosfeer gecreëerd wordt.

Bovendien bestaat het platform nog uit de nodige utiliteiten en beveiligingssystemen, noodstroomvoorziening, noodverblijf, brandbestrijdingssystemen...

Het transformatorstation wordt pas in fase 2 van het project aangelegd. Momenteel bestaat de verbinding tussen de twee soorten kabels uit een koppelstuk in turbine D1.

De keuze van twee kabels met beperkte capaciteit, namelijk 150kV, ten opzichte van één kabel voor het transport van 300kV heeft verschillende oorzaken:

- In theorie is het mogelijk het volledige vermogen over één kabel aan land te brengen. Deze kabel zou echter dergelijke dimensies hebben dat het technisch en economisch niet haalbaar is.
- Om een verzekering voor het project te krijgen, eisen de verzekeringsmaatschappijen een noodoplossing voor het aan land brengen van de elektriciteit. In het geval dat één van de kabels beschadigd raakt, kan een gedeelte van de elektriciteit nog overgebracht worden met behulp van de

---

<sup>164</sup> Sulfer Hexafluoride is een inert, niet toxisch gas.

tweede kabel.

Vermits het windpark niet steeds op volle capaciteit elektriciteit genereert, kan ongeveer 80% van de jaarlijkse productie aan land worden gebracht met behulp van één enkele kabel. Dit percentage is groot genoeg om een verzekering te kunnen aanbieden in het geval een kabel beschadigd raakt.

- Uit veiligheidsoverwegingen komt het er op neer dat de kans dat twee kabels beschadigd raken of falen, zeer beperkt is. Het voornaamste risico voor de kabels is beschadiging door de scheepvaart, voornamelijk bij het gebruik van slepende ankers. Om die reden plaatst C-Power de beide kabels op een grotere afstand uit elkaar dan de wettelijk vereiste vijftig meter, namelijk op honderd meter onderlinge afstand in gebieden buiten de vaargeulen en vijfhonderd meter binnen de vaargeulen.

#### 2.4.3.1 Voorbereidende werkzaamheden

##### Pre-Lay Grapnel Run

Om alle hindernissen op de zeebodem te detecteren en, indien mogelijk, te verwijderen, wordt gebruik gemaakt van een *grapnel*<sup>165</sup>.

De hindernissen kunnen bestaan uit afgedankte visnetten, oude staalkabels, meertrossen en andere, gedeeltelijk ondergegraven objecten die zouden kunnen verstrikt raken in de kabelploeg tijdens de aanleg van de stroomkabels.

Om die reden voert men eerst een zogenaamde *Pre-Lay Grapnel Run* (PLGR) uit. Dit bestaat uit het slepen van een soort grote haak over de zeebodem. Het dreganker wordt via een kabel over een lier van een sleper bevestigd en wordt over het gehele traject van de te leggen stroomkabels gesleept. Op die manier worden losse elementen op de zeebodem en tot een halve meter diepte uit de weg geschoven of opgehaald.

De gewenste lengte van de sleepkabel tot het dreganker is ongeveer twee tot driemaal de waterdiepte en de sleper verplaatst zich aan een gemiddelde snelheid van één knoop.

De spanning op de kabel wordt te allen tijde gecontroleerd en ongeveer elke vijf zeemijl wordt de haak naar boven gehaald om eventuele aanhangsels te verwijderen. Loopt de spanning in tussentijd te hoog op, dan wordt het dreganker vroegtijdig opgehaald.

Verhogingen van de spanning op de kabel doen logischerwijs de aanwezigheid van obstructies vermoeden. Op dat moment vaart de sleper terug tot een positie

---

<sup>165</sup> dreganker

verticaal boven het dreganker en wordt de haak opgehaald. Het afval wordt op het dek van de sleper overgebracht en later volgens de lokale reglementeringen aan de wal afgeleverd.



figuur 96 Flatfish Grapnel: één van de mogelijke haak/ankerconfiguraties [28]

Het doel is een corridor van 25 meter vrij te maken aan elke zijde van de te leggen kabel. Door verscheidene tracks uit te voeren over het traject.

De posities van zeekabels en pijpleidingen die nog in gebruik zijn, moeten zorgvuldig worden bepaald voor de start van de werken en een veiligheidsmarge van 500 meter aan elke zijde van hun positie moet te allen tijde worden nageleefd.

Objecten die zich in dat gebied bevinden, worden later verwijderd met behulp van de ROV van het kabellegschip.

De werkzaamheden vinden bij voorkeur plaats net voor de aanleg van de kabels, om de kans op het dumpen van dergelijke hindernissen in de periode tussen de beide werkzaamheden tot een minimum te beperken.

#### Pre-Lay survey

Vervolgens wordt een *survey* uitgevoerd over het volledige traject van de kabels, om nog overblijvende hindernissen te detecteren en de oude route-informatie aan te vullen of, indien nodig, te corrigeren. Afhankelijk van de uitkomst van dit onderzoek kan het traject van de kabels worden aangepast om de veiligheid van de installatie te garanderen.

Het trajectonderzoek bestaat uit metingen met een *Multi Beam echosounder*, met een nauwkeurigheid tot één meter en een magnetometrische *survey*, met een detectielimiet van objecten tot 20 kg. Vooral het magnetometrisch onderzoek is erg belangrijk, gezien de zware bombardementen tijdens de wereldoorlogen voor de Belgische kust en de aanwezigheid van grote aantallen zeemijnen.

Men vaart volgens verschillende lijnen om een volledig overzicht van de bodem tot 25 meter aan elke zijde van het kabeltraject te krijgen.

### ROV werkzaamheden

De *Remotely Operated Vehicle* wordt ingeschakeld voor de detectie van het specifieke traject van de PEC-Telecomkabel<sup>166</sup>. Deze ligt dwars op het traject van de geplande zeekabels en moet bijgevolg gekruist worden.

Het telecombedrijf stuurt hiervoor een signaal op de kabel, dat men via de ROV kan ontvangen. Op die manier kan het traject van de telecomkabel gecontroleerd worden. (Zie 2.4.3.9 Controle, exploitatie en onderhoud van de offshore kabels.)



figuur 97 ROV ingezet bij de detectie van de PEC-Telecomkabel [29]

### 2.4.3.2 Gesteurde boring en landverbinding

De kabel wordt vanaf de laagwaterlijn<sup>167</sup> aan land gebracht met behulp van een gestuurde boring onder de duinen over een afstand van ongeveer 355 meter.

Vervolgens wordt de kabel verbonden met de landkabel.



figuur 98 Overzicht van de gestuurde boring en detail van de boorinstallatie (onder rechts) [77]  
(De HDPE-buis bevindt zich hier nog op het strand.)

<sup>166</sup> De Pan European Crossing is een kabelnetwerk dat vele landen in West-Europa met elkaar verbindt. Het bestaat uit een systeem van meerdere onderzeese telecommunicatiekabels die ondermeer Groot-Brittannië, België en Frankrijk met elkaar verbinden. Eén van deze kabels komt in Bredene, bij Oostende, aan de wal.

<sup>167</sup>Mean Lowest Low Water Spring



Allereerst richt men een kofferdam van 33 bij 6 meter op aan de zeezijde van de duinrug. Deze dient voor de opvang van de boorvloeistof (bentuniet) en om pollutie van het maritieme milieu bij een ongeval tijdens de werken te voorkomen.

Vervolgens werkt men van de landzijde van de duinrug naar de zee.

De boorinstallatie wordt opgesteld in de 'Godtschalckstraat' aan de landzijde van de duinen. Tijdens de boring maakt men gebruik van stangen die achter elkaar worden gekoppeld en men houdt de aldus gevormde gang vrij met behulp van bentuniet<sup>168</sup>. Dit product moet bijgevolg worden opgevangen in de bouwput en dit gebeurt in de kofferdam. De toevoer van bentuniet in de gegraven gang, wordt geregeld via het systeem van communicerende vaten tussen het reservoir aan de landzijde en de kofferdam.



*figuur 99 Boorwerken op 01/08/07: de juiste helling van de boorinstallatie (blauw) wordt bekomen door diens platform te hellen [77]*

Het boren gebeurt in twee stappen:

1. boren van een gang met een kleine diameter langsheen het traject.  
Dit gebeurt met een stang van 12cm diameter.
2. vergroten van deze gang tot een diameter voldoende voor de HDPE<sup>169</sup>-pijp.  
Dit wordt uitgevoerd door een ruiminstallatie<sup>170</sup> te bevestigen aan de

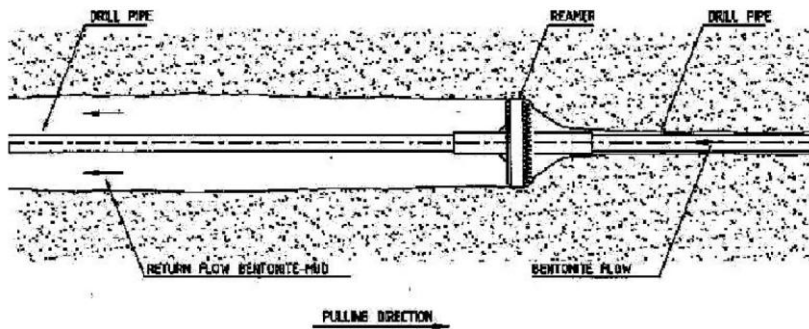
---

<sup>168</sup> Bentuniet is een kleiproduct met een hogere densiteit dan water, dat voorkomt dat de gegraven gang instort.

<sup>169</sup> High Density Polyethylene pijp of de holle buis voor het doortrekken van de stroomkabel.

<sup>170</sup> *Reaming tool* : de ruiminstallatie bestaat uit cutters en jets voor de drilvloeistof. De drilvloeistof wordt onder hoge druk door de cutters gepompt met behulp van een pistonpomp om te helpen tijdens het snijden, het zand af te voeren, de gang open te houden en de stangen te smeren.

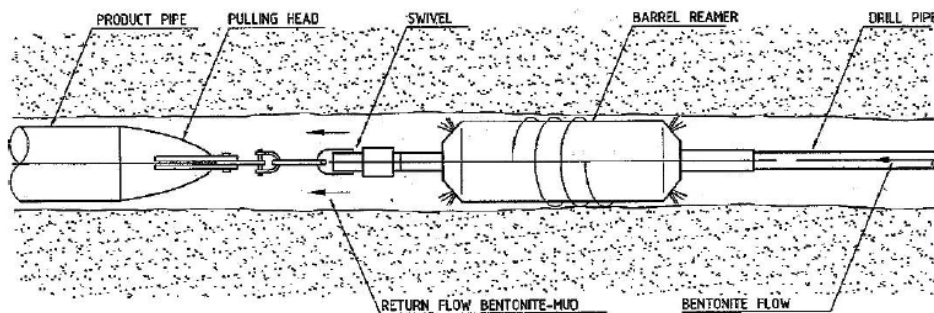
12cm stang die aan de zeezijde is bovengekomen. Terwijl de stangen worden teruggetrokken, roteert de installatie waardoor de gang vergroot wordt. Achter deze ruimininstallatie worden opnieuw stangen bevestigd, zodat de gang zich niet kan sluiten.



figuur 100 Schets van de ruimininstallatie tijdens het vergroten van de gang [45]

Zodra de gang gegraven is, wordt een holle buis<sup>171</sup> bevestigd aan de laatste boorstang aan de zeezijde. De buis is voor- en achteraan afgesloten tegen de intrede van zand, water en vuil. Op het strand zijn rollers aangebracht, om de holle buis te beschermen en het doortrekken van deze buis in de gang te vergemakkelijken.

Een wartel<sup>172</sup> tussen de HDPE-pijp en de laatste boorstang vermijdt rotatie van de pijp tijdens het doortrekken.

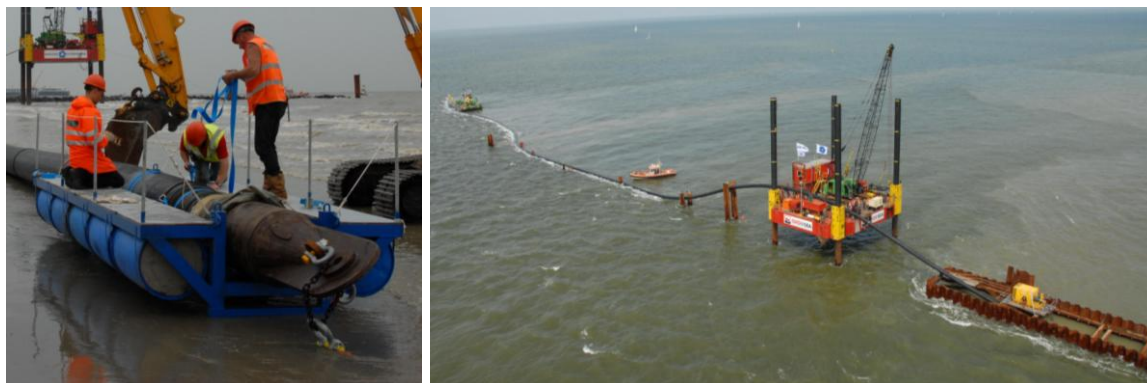


figuur 101 Schets van de doortrekoperatie van de productpijp [45]

Aan de zeezijde wordt de HDPE-buis over het platform 'Tijl II' gelegd, om beschadigingen door de rand van de kofferdam te voorkomen. Een sleper positioneert de pijp recht voor de tunnelingang in de kofferdam.

<sup>171</sup> Cable duct: Dit is de HDPE-pijp.

<sup>172</sup> swivel. Dit is een connectie tussen twee objecten die het vrij ronddraaien van het ene ten opzichte van het andere toelaat.



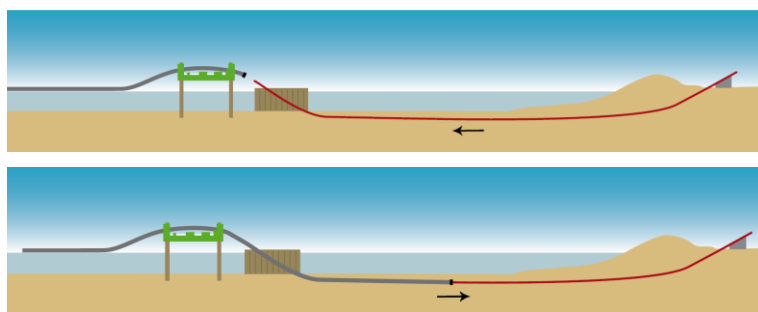
figuur 102 Links: beeld van de pulling head van de HDPE-buis  
 Rechts: overzicht van de doortrekwerken aan de zeezijde [77]

Vervolgens trekt men, door het verwijderen van de verschillende stangen aan de landzijde, de buis door de gegraven gang.

In een later stadium worden de afsluitflenzen van de holle pijp verwijderd en de stroomkabel aan een stalen kabel die zich in de holle pijp bevindt, bevestigd. Vervolgens wordt de stroomkabel door middel van een lier aan de landzijde door de buis getrokken.

Zodra de kabel doorheen de gestuurde boring is getrokken, start men met het leggen ervan zeewaarts.

Voor de werken aan de gestuurde boring is 12 uur goed weer nodig.



figuur 103 Gestuurde boring onder de duinrug (30 meter diepte) [44]

In fase 2 van het project zal opnieuw een gestuurde boring uitgevoerd worden voor de tweede 150kV-kabel.

### 2.4.3.3 Beschrijving van het kabeltracé [30], [78]

#### 150 kV stroomkabels



figuur 104 Overzicht kabeltracé van de zee kabel (150kV) [18]

In principe zou de kabel een zo kort mogelijke verbinding moeten vormen tussen de transformator en de plaats van de gestuurde boring. Concreet is dit echter niet mogelijk gezien het tracé op zijn weg ook enkele andere gebruikers kruist. Daarom wordt er op sommige plaatsen afgeweken van de kortste verbinding.

Zo wordt het kortste traject bijvoorbeeld verhinderd door de aanwezigheid van:

1. Zandwinningsgebieden:

Vermits de kabel op een afstand van 250 meter verwijderd blijft van de individuele zandconcessiegebieden, neemt zijn lengte toe met 1.105 meter.

2. vaargeulen:

Twee vaargeulen dienen op het traject gekruist te worden.

'Vaargeul 1': in deze zone van 1.000 meter worden de twee zee kabels op een onderlinge afstand van 500 meter gelegd en ingegraven tot een diepte van -4 meter, om de kans op beschadiging door ankers te voorkomen. Indien beschadiging toch zou optreden, zal het, door de grote afstand tussen de kabels, enkel gaan over één van beide.

Het ingraven van de kabels tot deze diepte, wordt bereikt door een uitbaggering van het traject van de zee kabel in de vaargeul tot twee meter beneden het omliggende niveau. Vervolgens wordt de kabel door de zeeploeg

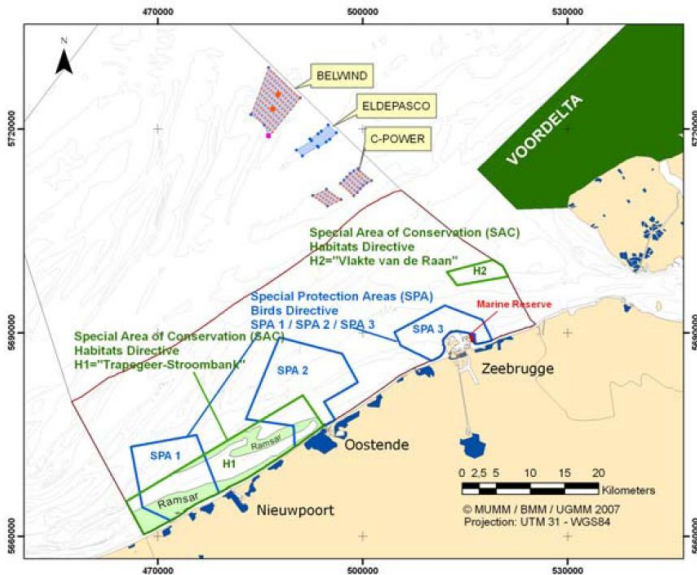
aangelegd, waardoor de kabel opnieuw twee meter dieper in de zeebodem wordt gegraven.

'Aanloop tot het Scheur': deze geul wordt gebruikt door kleinere schepen met een beperkte diepgang. Gezien in deze vaargeul geen toekomstige uitbreiding- of verdieplingsplannen bestaan, is een diepte van twee meter voldoende voor de zeekebls.

### 3. *Special Protection Area (SPA)*:

In de Belgische wateren werden in 2002 drie Speciale Beschermingszones voorgesteld. Deze gebieden werden aangeduid vanwege hun grote concentratie aan zeevogels.

Hoewel het aanleggen van de zeekebls een verstoring betekent voor de activiteit van de zeevogels, blijft deze invloed beperkt tot de passage van het kabelschip en wordt het aanleggen van een kebl door deze gebieden toegelaten. Toch koos C-Power ervoor dit gebied niet te doorkruisen.



figuur 105 Ligging van de verschillende concessiegebieden en beschermde gebieden op het Belgisch continentaal plateau [22]

### 4. Invloed op de visserij:

Om een minimale hinder te betekenen voor de visserij en om de veiligheid van de kebl te garanderen, opteerde C-Power voor een aanleg van de kebl langsheen een twee kilometer langere route zodat de doorkruising van de Wenduinebank, een veel gebruikt visgebied, vermeden werd.

### 5. Oefenzone mijnneveggers:

Gezien het kebltracé een minimale veiligheidszone moet behouden van 500 meter tot deze oefenzone, was een omweg opnieuw nodig.

## 6. Kruising van kabels en pijpleidingen:

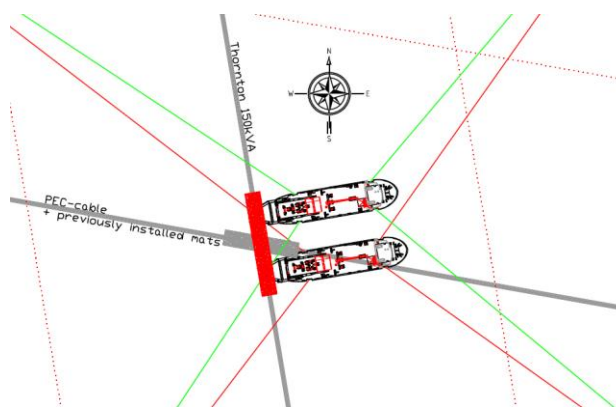
Tijdens de voorbereidende werkzaamheden werd het traject van de PEC-Telecomkabel gecontroleerd.

Eens de ligging gekend, wordt de telecomkabel op de locatie van de kruising<sup>173</sup> beschermd over een lengte van 50 meter. Hiervoor worden, op de posities waar de beide 150kV-kabels de PEC-kabel kruisen, zeven 10 bij 8 meter asfaltmatten<sup>174</sup> aangelegd.

Vervolgens wordt de C-Power-kabel ter hoogte van de kruising gewoon over de beschermingsmat gelegd. De C-Power-kabel wordt op zijn beurt beschermd door middel van asfaltmatten.

De matten worden geplaatst met behulp van het *heavy-lift* ponton 'Norma' van Scaldis nv.

Daarboven wordt opnieuw een laag stenen gestort, bestaande uit een filterlaag en een pantserlaag.



figuur 106 Bovenaanzicht HL V Norma (bestaande uit twee pontons en bevestigd met 8 flipper delta ankers, ankerkettingen weergegeven in rood en groen) op de kruising van de kabels [34]

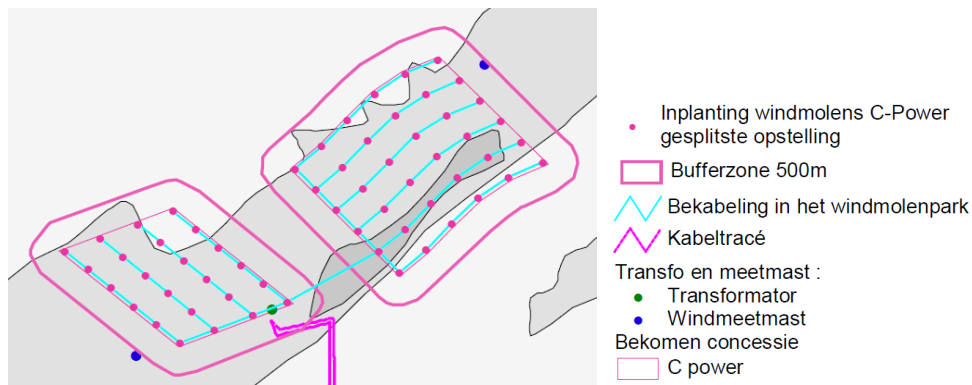
### 33 kV stroomkabels

De windturbines worden per zes in clusters verdeeld (elke rij bestaat uit een cluster). Kabelverbindingen lopen tussen de zes turbines van elke cluster en vervolgens van elke cluster naar het transformatorstation.

<sup>173</sup> Zo'n 9 tot 10 kilometer uit de kust.

<sup>174</sup> Deze asfaltmatten zijn zogenaamde GOSA (Gevezeld Open Steen Asfalt)-matten.





figuur 107 Geplande bekabeling binnen het windturbinepark [21]

Het kruisen van de gasleiding Interconnector en de telecomkabel Concerto South 1, geschiedt op dezelfde manier als bij de 150kV-kabels. Beiden worden op de kruising beschermd met rubberen matten van 8 op 10 meter.

#### 2.4.3.4 Landtracé

Na de gestuurde boring onder de duinkruin op het grondgebied van de stad Oostende loopt het kabeltracé langs de Gewestweg richting spuikom, waar hij boven de grond komt in het hoogspanningsstation 'Sas Slijkens'.



figuur 108 Ondergronds traject van de landkabel (paars) [88]

#### 2.4.3.5 Methoden voor de aanleg van zee kabels

Algemeen zijn er verschillende technologieën beschikbaar voor de aanleg van een zee kabel:

##### Hydrojetting

Bij *hydrojetting* spuit men een waterstraal onder hoge druk op de zeebodem, waardoor de bodem op die specifieke plaats vloeibaar gemaakt wordt. Naargelang de bodemkenmerken werkt men met verschillende drukken.

De vooraf geplaatste kabel, zakt door zijn eigen gewicht tot op de vereiste diepte in de sleuf van vloeibaarder materiaal.

De sleuf sluit zich op heel korte tijd na het leggen door de natuurlijke stroming, de getijdenwerking en turbulentieverschijnselen van het water aan de sleufranden.

De techniek is toepasbaar tot een diepte van maximaal drie meter, afhankelijk van de bodemgesteldheid. Een nadeel is dat de kabel vóór het *hydrojetten* al een tijdje op de zeebodem ligt en daardoor kwetsbaar is voor beschadigingen.

### Ploegen

De techniek bestaat uit het gebruik maken van een gespecialiseerde ploeg.

Dit systeem wordt in het Thorntonproject toegepast. (Zie 2.4.3.6 Aanleg van de stroomkabel.)

### Injectoren

Deze techniek bestaat uit een combinatie van *jetting* en ploegen.

Een zeeploeg wordt uitgerust met spuitkoppen onder hoge druk die zowel voor de ploeg als eronder de bodem loswoelt. Dit maakt het dieper ingraven van de kabel door de zeeploeg mogelijk. Afhankelijk van de bodemcondities, laat het werken met injectoren een diepte van de kabel toe van soms wel acht meter. Het nadeel is de verhoogde kostprijs van de installatie.

### Baggeren en *hydrojetting* of ploegen:

Door de voordelen van baggeren en *hydrojetten* of ploegen te combineren kan het concept als alternatief gelden voor de injectoren. Met *hydrojetting* of ploegen alleen behaalt men immers een maximum diepte van drie meter.

De combinatie van baggeren en ploegen wordt bij het Thorntonproject toegepast, om de gewenste diepte van vier meter in de vaargeulen te bereiken.

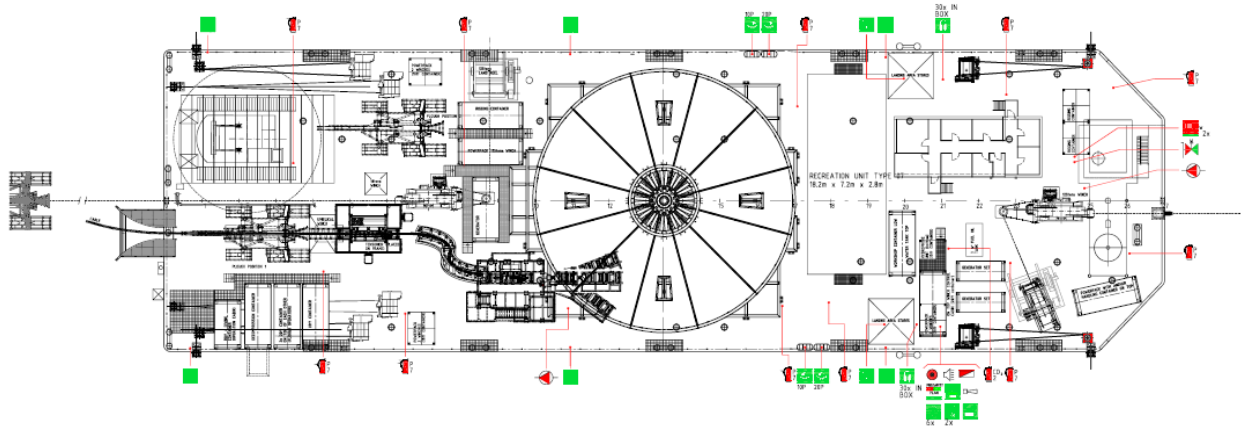
Eerst wordt een vijf meter brede en twee meter diepe geul uitgebaggerd. Vervolgens wordt de kabel twee meter dieper ingegraven met behulp van de zeeploeg. Het weggebaggerde zand wordt na het ploegen hergebruikt voor het opvullen van de geul.



#### 2.4.3.6 Aanleg van de stroomkabel

##### 150kV-stroomkabel

Voor de aanleg van de stroomkabels bij het Thorntonproject wordt gebruik gemaakt van een gespecialiseerde ploeg<sup>175</sup>, bevestigd achter het kabellegschip.



figuur 109 Globaal overzicht van de uitrusting van de kabellegger 'Eider 28', met centraal de trommel voor de opslag van de kabel en achteraan de gesleepte zeeploeg [30]

Het kabellegschip beschikt niet over een eigen voortstuwingssysteem, maar verlegt zichzelf via zijn ankerkettingen die op lieren gekoppeld zijn. De ankers worden telkens door *anchor handling tugs* verplaatst<sup>176</sup>.

Door de zeeploeg te slepen over de zeebodem wordt de bodem opengeploegd en de kabel gelijktijdig ingegraven. De sleuf sluit zich op een natuurlijke manier. Voordelen van het systeem zijn dat stenen en eventuele resterende obstakels door middel van de ploeg uit de weg worden geduwd, wat de werkzaamheden vergemakkelijkt. Bovendien wordt de kabel onmiddellijk ingegraven, wat de kans op beschadiging minimaliseert.

<sup>175</sup> Sea Stallion IV Plough met 12m lengte, 4,3m hoogte en 5,2m breedte.

<sup>176</sup> Indien het kabellegschip niet over een eigen propulsiesysteem beschikt, spreekt men eerder over een 'cable laying barge'.



figuur 110 De zeeploeg, gebruikt bij het ingraven van de energiekabels [30]

De diepte waarop de ploeg de kabel ingraaft, is afhankelijk van de hardheid van de bodem. Bij de ontmoeting met hardere bodemlagen zal de zeeploeg trager vorderen, waardoor de trekkracht op de sleepkabel stijgt. Telkens de trekkracht de opgestelde limiet overschrijdt, zal de ploeg meer getild worden door middel van zijn twee *skids*<sup>177</sup>. De aanpassing van de stand van de ski's zal ervoor zorgen dat de staart van de ploeg minder diep in de bodem komt te liggen, waardoor de weerstand van de bodem op de ploeg daalt en de trekkracht op de sleepkabel vermindert. Op die manier zal men de ingraafdiepte van de kabel met stapjes van 10cm verminderen in hardere zeebodems.



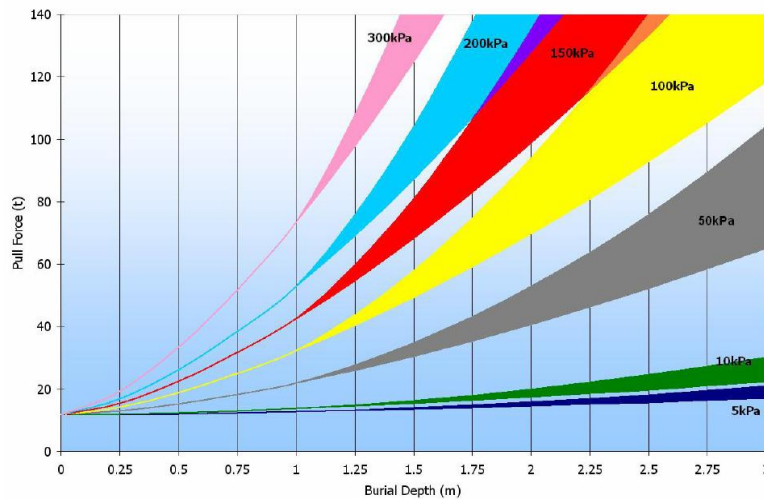
figuur 111 Detail van een skid, gebruikt om de ploeg omhoog en omlaag te tillen [38]

De veiligheid van de kabel is onmiddellijk gekoppeld aan diens ingraafdiepte. Toch is het geen probleem dat de stroomkabel in hardere bodems minder diep dan de opgelegde twee meter wordt ingegraven. De bodem zal dan immers eveneens harder zijn voor de materialen die de kabel zouden kunnen beschadigen, zoals ankers of visnetten. Deze zullen zich bijgevolg niet diep genoeg in de bodem kunnen verankeren om een gevaar te vormen voor de zee kabel.

De ingraafdiepte wordt bepaald aan de hand van de relatie tussen de trekkracht op de sleepkabel en de snelheid van de zeeploeg.

---

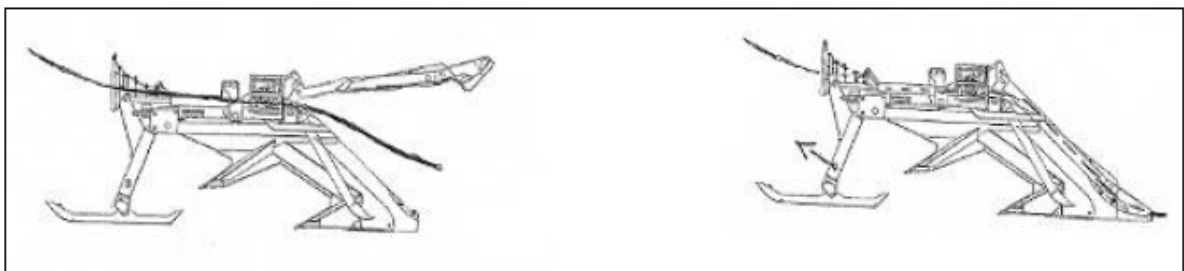
<sup>177</sup> De diepte van de ploeg in de zeebodem wordt aangepast door middel van twee ski's aan de onderkant van de ploeg.



grafiek 4 Trekkracht versus ingraafdiepte aan een ploegsnelheid van 100m/h [30]

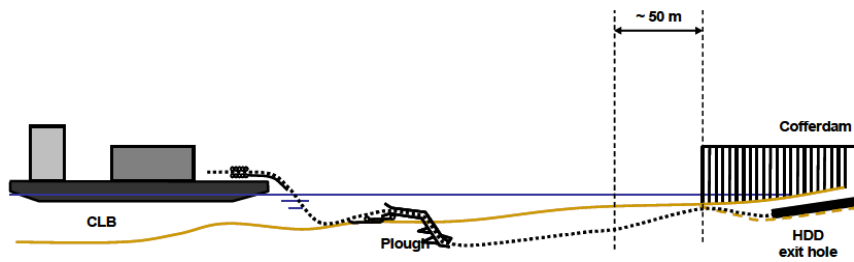
In zandlagen zal een gemiddelde ingraafdiepte van twee meter worden nagevolgd. Indien men terecht komt in kleilagen zal deze diepte verminderd worden tot één meter beneden de zeebodem. Dit is de minimum diepte waarop de kabel mag ingegraven zijn.

Na de gestuurde boring wordt de zeeploeg geplaatst aan de zeewaartse ingang van de kofferdam. Van zodra de kabel bevestigd is aan de landzijde, wordt de stroomkabel bevestigd aan de zeeploeg en de trekkabel onder spanning gezet aan boord van het kabellegschip.



figuur 112 Bevestiging van de kabel aan de zeeploeg door middel van een depressor [31]

Na een afstand van ongeveer 50 meter afgelegd te hebben, is de zeeploeg van zijn oppervlaktepositie tot de opgelegde twee meter ingegraven en kan men met het kabelleggen beginnen.



figuur 113 Zeeploeg klaar voor gelijktijdig leggen en ingraven van de zee kabel [30]

Het deel van de kabel tussen de kofferdam en de plaats waar de twee meter diepte bereikt is, wordt na de aanleg van het kabeltracé door middel van *hydrojetting* dieper ingegraven.

Tijdens het inploegen van de kabel bij het Thorntonproject werd de stroomkabel op een afstand van 20 kilometer uit de kust doorgesneden door de eigen zeeploeg. Een interventie was bijgevolg nodig om de twee uiteinden terug met elkaar te verbinden en een extra bescherming aan te brengen op het verzwakte punt.

Na de installatie van de zee kabels, wordt de 'Atlas 2' ROV ingeschakeld voor de inspectie en, indien mogelijk, interventie op de ingegraven kabels.



figuur 114 'Atlas 2' ROV met afmetingen 3,8m op 3,8m en 2,5m hoogte [41]

### 33 kV-kabels

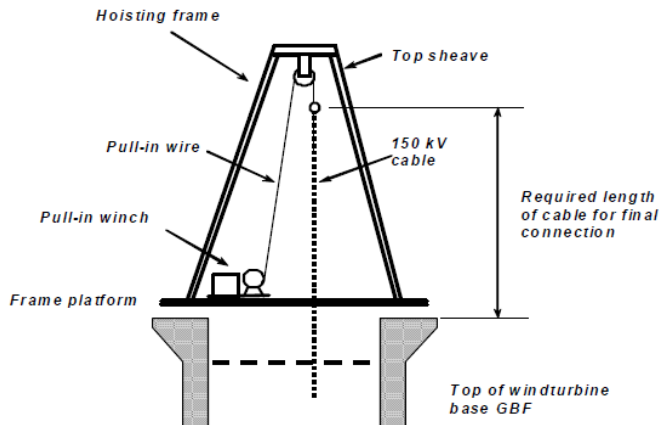
Gezien de zone binnen het windmolenpark niet meer toegankelijk is voor andere gebruiksdoeleinden, is het inbedden van de kabels in de zeebodem tot een diepte van één meter voldoende.

Voor de werken wordt eveneens gebruik gemaakt van een kabelschip.

Het ingraven van de 33 kV-kabels wordt echter uitgevoerd door middel van *hydrojetting*. Hierbij worden de stroomkabels los op de zeebodem gelegd en vervolgens door de ROV van het kabelschip ingegraven.

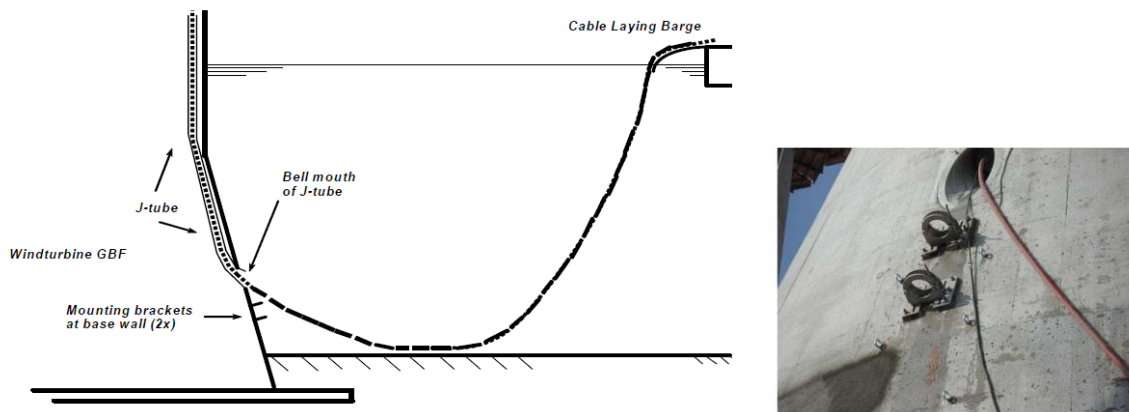
### 2.4.3.7 Pull-in van de kabels in de turbines

Het doortrekken van de kabels door de J-tube<sup>178</sup> van de WTG's<sup>179</sup> wordt in de meeste gevallen<sup>180</sup> uitgevoerd wanneer de turbine nog niet geplaatst is bovenop de GBF. Er moet namelijk voldoende ruimte beschikbaar zijn bovenop de fundering voor de plaatsing van de lier.



figuur 115 Uitrusting bovenop de GBF voor het doortrekken van de kabel [31]

Bij de aankomst aan de turbine, wordt de kabel op de geschikte lengte afgesneden en vervolgens bevestigd aan de intrek kabel<sup>181</sup> van de GBF. Vervolgens wordt de intrek kabel binnen de turbine ingehaald door middel van de lier en wordt de kabel door de J-tube<sup>182</sup> getrokken.



figuur 116 Overzicht van de doortrekwerkzaamheden in GBF D1 en detail van de bell mouth en de twee veiligheidshaken voor de kabel eronder [31]

<sup>178</sup> De J-tube bestaat uit een buis aan de binnen- of buitenzijde van de fundering die omhoog loopt in de turbine en met een bocht op de bodem ligt.

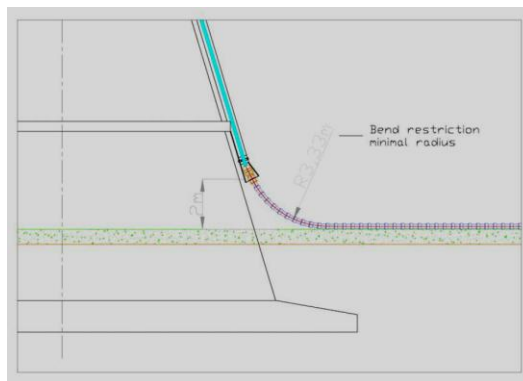
<sup>179</sup> Wind Turbine Generator

<sup>180</sup> Een alternatief voor dit systeem is gebruik te maken van een verstevigde koker binnen de turbinestructuur. Na de installatie van de turbine, wordt de kabel via deze koker doorgetrokken. Deze methode wordt echter zelden toegepast.

<sup>181</sup> Pull-in wire

<sup>182</sup> Het uiteinde van de J-tube wordt de *bell mouth* genoemd.

Door te werken met een inwendige J-tube zou de kabel te allen tijde beschermd zijn tegen de maritieme omstandigheden en de kans op beschadiging verlaagd worden. Tijdens het ballasten van de GBF's in fase 1 van het Thorntonproject, bleek het materiaal van de J-tubes echter niet stijf genoeg. De pijpen aan de binnenzijde van de funderingen werden door het gewicht van het zand platgedrukt. Men ontdekte dit pas bij het begin van de werken, toen men probeerde de kabels in de turbines te trekken, maar deze niet door de pijpen raakten. Noodgedwongen moest men bijgevolg externe stalen J-tubes plaatsen.



figuur 117 Situatie na het doortrekken van de 33kV-kabel in externe J-tube [32]

#### 2.4.3.8 Maximale weerscriteria voor de werken

De werken worden uitgevoerd in de zomermaanden, van juni tot augustus. In deze maanden moeten de weersomstandigheden binnen onderstaande maxima vallen.

Operation	criteria	value	Time Window	Workability - Q50 for stand-alone operations					
				Apr	May	June	July	Aug.	Sept.
Cable Simultaneous Lay & Burial 150kV	Max. Hs	1,20 m	12h	71%	74%	75%	74%	76%	64%
Cable laying 150kV	Max. Hs	1,50 m	36h	77%	81%	86%	84%	84%	73%
Cable Burial 150kV	Max. Hs	1,20 m	12h	71%	74%	75%	74%	76%	64%
Cable laying 33kV	Max. Hs	1,50 m	12h	84%	86%	90%	88%	88%	78%
Pulling cables into GBF	Max. Hs	1,20 m	12h	71%	74%	75%	74%	76%	64%
Cable Burial 33kV	Max. Hs	1,20 m	12h	71%	74%	75%	74%	76%	64%

tabel 18 Maximale weerscondities uitgedrukt in significante golfhoogte  $H_s$  en percentage van de tijd waarbij deze ingelost zijn [30]

Tijdens de werkzaamheden wordt gebruik gemaakt van interventies met behulp van duikers. Deze zijn bijvoorbeeld nodig voor het bevestigen van de stroomkabel aan de veiligheidshaken. (Zie figuur 116.)

Dit is een grote beperking voor de toegelaten weersomstandigheden.

#### 2.4.3.9 Controle, exploitatie en onderhoud van de offshore-kabels

Na de installatie van de kabels wordt een controle uitgevoerd over het volledige traject. Deze begint met een bathymetrisch onderzoek<sup>183</sup> en een *Side Scan Survey*. Door gebruik te maken van het bathymetrisch onderzoek hoopt men oneffenheden op de zeebodem te ontdekken. Op plaatsen waar de zee kabel werd aangelegd door middel van de zeeploeg verwacht men geen veranderingen in diepte van de bodem. Geulen kunnen echter gevormd worden bij het gebruik van *hydrojetting*. De *Side Scan Sonar* geeft bijkomende informatie over de afmetingen van de geulen of eventuele objecten langs het traject van de kabel. Vervolgens wordt een *cable track survey* uitgevoerd. Tijdens het laden van de kabel op het kabelschip werd de stroomkabel gemagnetiseerd. Dit maakt het mogelijk de kabel te detecteren door gebruik te maken van aangepaste apparatuur. Hiermee kan men het traject en de ingraafdiepte van de kabel controleren.



*figuur 118 Gespecialiseerde ROV gebruikt bij het opsporen van de gemagnetiseerde kabels en Trenching ROV gebruikt bij het corrigeren van de kabeldieptes [33], [91]*

Tijdens deze controles kwam men tot de ontdekking dat de 150 kV-zee kabel niet voldoende was ingegraven op bepaalde locaties langs het kabeltraject en aan de kruising met de PEC-telecomkabel. Ook de 33kV-kabels voldeden op enkele posities tussen de turbines niet aan de ingraafspecificaties.

Bijgevolg werden de kabeldieptes verbeterd met behulp van een gespecialiseerde ROV<sup>184</sup>.

De zee kabels zijn zodanig ontworpen dat de nood aan offshore interventies tot een minimum beperkt wordt.

Toch moet men de ligging van de kabels op het tracé regelmatig controleren. De

<sup>183</sup> Door middel van een multi beam echo sounder.

<sup>184</sup> ROV T600 geleverd door Canyon Offshore



monitoring is bedoeld om de staat van de grondbedekking te evalueren. Vooral ter hoogte van de kruising met andere leidingen is dit noodzakelijk.

De controle wordt uitgevoerd met behulp van *side scan sonar* metingen om objecten (in dit geval blootliggende kabels) te ontdekken op de zeebodem, via de klassieke bathymetrie met behulp van dieptebepalingen, of via magnetometrie met dezelfde functie als de *side scan sonar*.

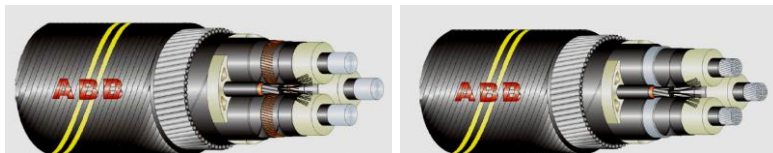
#### 2.4.3.10 Buitengebruikstelling van offshore kabels

Vermits de concessie van C-Power niet alleen de installatie en exploitatie, maar ook de opruiming van het offshore windmolenpark aan het einde van de levensduur verplicht, moeten voor de verwijdering van de kabels eveneens plannen worden opgesteld.

Naar alle waarschijnlijkheid zal C-Power opteren voor het gebruik van *Jet*-technologie, waarbij de grond rond de ingegraven kabels met behulp van een waterstraal onder druk gesuspenseerd<sup>185</sup> wordt. Hierdoor zal de vereiste kracht voor het uit de grond trekken van de kabels sterk worden verminderd, waardoor grote lengtes kabel tegelijkertijd kunnen verwijderd worden en de noodzaak tot graven vermeden wordt.

#### 2.4.3.11 Opbouw van de energiekabels [82]

De kabels bestaan uit XLPE<sup>186</sup>, wat gekenmerkt wordt door goede elektrotechnische eigenschappen. Figuur 119 toont de opbouw van de twee types kabels.



figuur 119 Opbouw van een 33 kV- en een 150 kV-zeekabel [35]

Beide kabels bestaan uit drie energiekabels of aders, wat het geheel een 3-fasige energiekabel maakt. Elke 33kV-kabel, respectievelijk 150kV-kabel bestaat op die manier uit drie aders van 33kV, respectievelijk 150kV.

Elke ader is omgeven door een elektrisch isolerende mantel. In de holle ruimte die hiernaast nog beschikbaar is, wordt een telecommunicatiekabel geïntegreerd, de zogenaamde optische vezel. Deze staat in voor het transport van alle sensor- en

<sup>185</sup> In suspensie wordt gebracht of meer wordt vermengd met water zodat de bodem vloeibaarder wordt.

<sup>186</sup> cross linked polyethylene



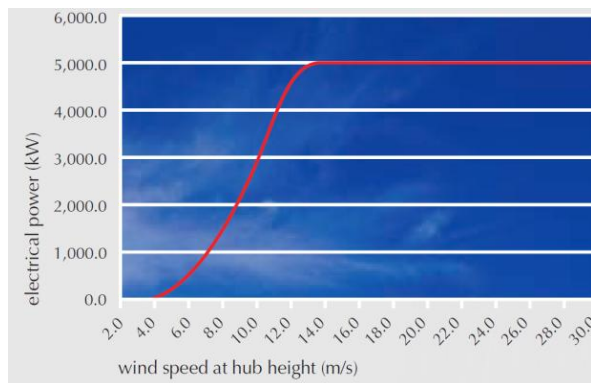
operatiegegevens van het windmolenpark. Deze informatie bestaat bijvoorbeeld uit de draaisnelheid van de wieken, stand van de turbines, bewakingscamera's, output per turbine, temperatuur van de turbineonderdelen, enz.

#### 2.4.4 Oprichting van de windturbine

##### 2.4.4.1 Type windturbine [47], [82]

Met een ontwerpvermogen van 5 megawatt, is de 5MW-turbine, ontwikkeld door RE Power, één van de grootste en krachtigste windturbines ter wereld. Bovendien is het offshore project op de Thorntonbank wereldwijd het eerste project waarbij turbines van deze schaal worden toegepast.

De turbine is aangepast aan de extreme maritieme condities door een corrosiebescherming en permanent monitoringsysteem, dat 24/24h werkzaam is, om een maximale levensduur te garanderen.



figuur 120 Krachtcurve 5MW-turbine [47]

Op de verticale as van de krachtcurve wordt het vermogen (P) weergegeven van de turbine. Horizontaal leest men de windsnelheid in m/s, gemeten ter hoogte van de naaf.

Zoals vroeger reeds vermeld, bedraagt de minimale windsterkte waarbij de 5MW WTG energie kan produceren 3,5 m/s. De design windsnelheid ligt op 13 m/s en de *cut-out* windsnelheid bedraagt 30 m/s.

Deze snelheden worden berekend over een interval van tien minuten.

De maximale windpiek waarbij de *cut-out* onmiddellijk wordt geactiveerd, bedraagt 35 m/s<sup>187</sup>.

In de praktijk<sup>188</sup> merkt men echter een kleine afwijking op deze theoretische waarden.

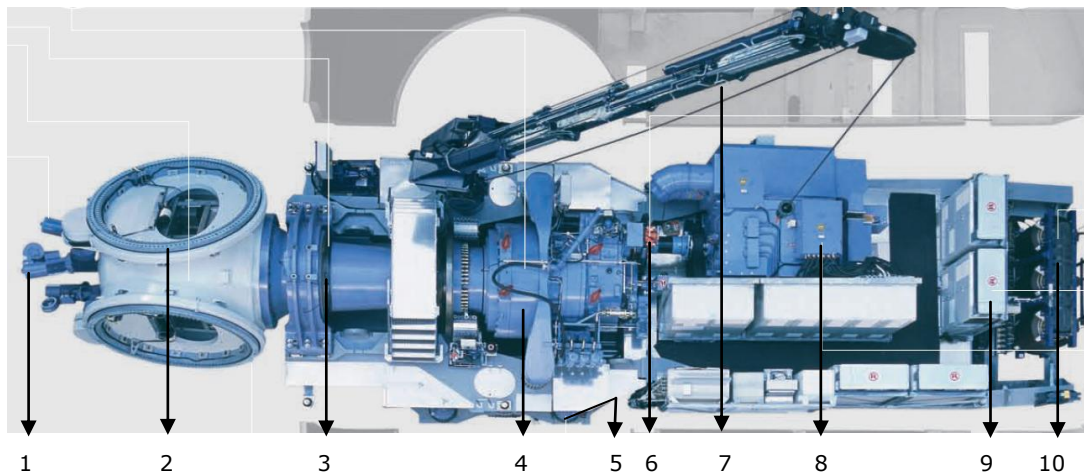
<sup>187</sup> 11 tot 12 beaufort

Deze worden veroorzaakt door het feit dat de windmeters zich op het dak van de gondels bevinden, achter de rotor van de windturbine. Telkens er een wiek voor de windmeter passeert, creëert deze een turbulente wind, die de windmeter beïnvloedt. Hierdoor krijgen we bij een lagere werkelijke windsnelheid een hogere uitlezing. Om die reden zou de krachtcurve iets meer naar links moeten liggen, waardoor het maximale vermogen wordt behaald bij een werkelijke windsnelheid van 12,5 en een gemeten windsnelheid van 13 m/s.

Het geproduceerde vermogen zal eveneens variëren met de luchttemperatuur. Hoe kouder de lucht, hoe hoger de luchtdichtheid. Bijgevolg verkrijgt men meer kracht bij eenzelfde windsnelheid en kan men meer energie produceren. Deze verschuivingen van de krachtcurve zijn niet spectaculair, met een gemiddelde van 0,5 m/s. De krachtcurve wordt meestal opgesteld voor een luchttemperatuur van 20°C.

De rotor draait aan een snelheid van 6,9 tot 12,1 rpm<sup>189</sup> en beschikt over een diameter van 126 meter.

De generator heeft een design vermogen van 5 MW en een snelheid van 670 tot 1.170 rpm. De turbine beschikt over een tandwielkast die de rotatiesnelheid van de as verveelvoudigt met een factor honderd.



figuur 121 Intern bovenaanzicht rotor en gondel 5 MW-turbine [47]

1. *pitch* controlesysteem met één regelsysteem en controle per rotorblad  
Het *pitch angle*-controlesysteem is in staat elke wiek te verdraaien over een hoek van 0 tot 90°. Bij het opstarten gaat dit geleidelijk, om het blad optimaal uit te lijnen ten opzichte van de relatieve windrichting. Zodra men

<sup>188</sup> Deze gegevens bekomt men via het *real-time* monitoringsysteem. (Zie 2.5.3 Monitoring turbines.)

<sup>189</sup> Rotaties per minuut of een het aantal volledige omwentelingen van de turbine-as per minuut.

in het gebied van het maximale vermogen komt, staat de *pitch angle* op  $0^\circ$ . Wanneer de rotorsnelheid vervolgens toeneemt met een stijgende windsterkte worden de bladen door het systeem teruggedraaid, zodat de krachtcurve niet naar boven blijft doorlopen en de generator beschadigd wordt<sup>190</sup>.

Indien de *cut-out* windsnelheid bereikt wordt, staan de wieken geroteerd over een hoek van  $90^\circ$  langs hun lengte-as.

2. connectie voor de rotorbladen



figuur 122 Detail van figuur 121: aan de binnenkant van de cirkelvormige uitsparing is het tandwielprofiel voor het draaien van de bladen met behulp van het pitch-systeem zichtbaar [47]

3. lager van de rotor en de turbine-as
4. versnellingsbak, gekoeld met behulp van olie via een warmtewisselaar die de warmte van de olie afstaat aan de lucht

Deze koeling start automatisch bij een stijging van de temperatuur in de versnellingskast boven de  $60^\circ\text{C}$ .

De tandwielkast vermenigvuldigt de rotaties van de rotor met een factor honderd.

5. kruisysteem bestuurd via motoren en gecontroleerd via hydraulische remmen  
Het kruisysteem bestaat uit 8 kruimotoren die zorgen voor een verdraaiing van de gondel. Het systeem wordt gebruikt om de turbine steeds naar de wind gericht te houden. De besturing van het kruisysteem is gekoppeld aan een windrichtingindicator. Indien de windrichting met meer dan  $5^\circ$  verandert, worden de hydraulische remmen geopend en kruit de gondel  $5^\circ$ .  
Het nut van de hydraulische remmen is te vermijden dat de gondel, door de middelpuntvliegende kracht opgewekt door de rotatie van de wieken, steeds zou wegdraaien. Bijgevolg zijn de remmen te allen tijden gesloten, uitgenomen tijdens het kruien.

Het kruisysteem is eveneens gekoppeld aan een *cable unwinding system*. Dit

---

<sup>190</sup> Men gebruikt hier bijgevolg een *pitch control* in combinatie met een actieve *stall control*. (Zie 1.4.6.2 Controlesystemen.)

mechanisme beperkt het aantal volledige rotaties van de gondel om beschadigingen aan de grote hoeveelheid kabels, die van de gondel naar de turbinetoren lopen, te voorkomen. Op die manier zal de gondel maximaal twee toeren naar elke kant maken en automatisch zijn rotatierichting aanpassen.

6. dubbel remsysteem op de as voor het stilleggen van de rotor  
Met behulp van een hydraulisch remsysteem met vertraging worden de tandwielen van de versnellingskast beschermd. Het remsysteem zal bijgevolg geleidelijk de rotatie van de as vertragen tot deze tenslotte volledig stilvalt.
7. hydraulische kraan, gebruikt bij herstelwerken of onderhoud  
Via luiken aan de bovenkant van de gondel kan men, indien nodig, onderdelen met behulp van deze kraan naar binnen of buiten tillen.
8. generator met warmtewisselaar gebaseerd op lucht  
Dit is het hart van de windturbine en zet de rotatie van de turbine-as om in elektrische energie.
9. convertor  
Deze elektrische omvormer herleidt de frequentie van de geproduceerde elektriciteit tot 50Hz om onmiddellijk te kunnen injecteren in het Belgische net.  
De omvormer zorgt er dus steeds voor dat deze norm gehaald wordt, ook al varieert de snelheid van de turbine-as met de windsnelheid.
10. transformator die de outputspanning, die varieert tussen 20 en 33kV, aanpast naar 33kV.

De andere elementen in figuur 121 vormen de sensoren, elektriciteitskasten en de bewaking.

Daarnaast beschikt de turbine eveneens over een bliksemafleider. Deze bestaat uit een koperen strip die in elke wijk wordt gelamineerd en verbonden is aan de rotor via een overbrenging.

De energie die inslaat op een rotorblad, wordt via de strip en de overbrenging op de rotor afgevoerd naar de lager. Deze is eveneens tegen beschadiging beschermd met behulp van een specifieke geleider voor het transport van de energie. Via deze geleider wordt de energie vervolgens afgeleid via de turbine-as en verder langs de ijzeren constructie van gondel en toren naar de aarde.

De analyse van het aantal blikseminslagen op de windturbine gebeurt via een sensorkaart aan de voet van elke wijk. Deze registreert het aantal stroomstoten op

de rotorbladen en door deze gegevens in te voegen in een softwareprogramma kan men het aantal blikseminslagen afleiden.

De inwendige uitrusting van de gondel wordt eveneens beschermd via een rookdetectiesysteem. Indien er rook gedetecteerd wordt, wordt de windturbine stilgelegd. Vindt er alsnog een rookaccumulatie plaats, dat wordt stikstof in de gondel gespoten om de brand te blussen.

#### 2.4.4.2 Constructie op de site [44], [82]

De werken voor de offshore constructie van de Wind Turbine Generatoren worden uitgevoerd door GeoSea, eveneens een dochteronderneming van DEME, in samenwerking met Sarens.

De onderdelen van de windturbines worden vervoerd door het hefeiland 'Vagant'. Ter plaatse worden de verschillende onderdelen geïnstalleerd door het constructieplatform 'Buzzard'. Dit jack-up-platform bleef de twee zomermaanden, juli en augustus 2008, op de site van de Thorntonbank, om de zes eerste windturbines te installeren.

#### Vorbereidingen offshore werken

Het jack-up-platform 'Buzzard' werd speciaal voor het Thorntonproject gemodificeerd. Om de rotor tot op de hoogte van de gondel te kunnen hijsen (gemiddeld honderd meter boven het zeeniveau), werd een kraan met capaciteit van 750 ton op de 40 meter hoge *multi lift*-toren van de 'Buzzard' geplaatst. De kraan beschikt over een boomlengte van 63 meter, wat het mogelijk maakt de rotor te installeren. Het zwaarste onderdeel dat door deze kraan gelift wordt, is de gondel met een gewicht van 325 ton. De gondel is 20m lang, 6m breed en 9m hoog. Drie kranen waren nodig om de 'Buzzard' aan te passen.



figuur 123 Aanpassing lay-out 'Buzzard' te Zeebrugge [82]

Elke WTG bestaat uit zeven onderdelen<sup>191</sup>. Deze componenten worden afgeleverd in Zeebrugge en van daaruit naar de Thorntonbank getransporteerd.

De rotors van de zes eerste 5MW-turbines werden door Sarens geassembleerd te Zeebrugge in juni 2008.

Dezelfde drie kranen, gebruikt voor de transformatie van de 'Buzzard', worden ingezet om deze rotors samen te stellen. De drie, 61,5 meter lange wieken worden op een jack-up-platform bevestigd aan de rotor. Dit brengt de totale rotordiameter op 126 meter.



figuur 124 Logistieke uitdaging: transport van de onderdelen naar Zeebrugge en Oostende [44]

De kraan op de 'Buzzard' beschikt over een tegengewicht van 150 ton. Tijdens het transport moeten deze ballastblokken echter van de kraan verwijderd worden om het zwaartepunt van het platform voldoende te verlagen en de stabiliteit te garanderen. De ballastblokken moeten eveneens van de kraan verwijderd worden voordat het platform naar de volgende turbine kan verplaatst worden.

Ook de kraanarm wordt normaal uitgerust met een tegengewicht, om de vereiste optilkracht te verkrijgen.

Door de installatie van dit bijkomende tegengewicht, in combinatie met de reeds geïnstalleerde ballastblokken voor de kraan zelf, zou het platform echter over onvoldoende vrijboord beschikken tijdens het transport. Daarom wordt het tegengewicht voor de kraanarm gecreëerd met behulp van twee staalkabels. De kabels worden bevestigd van de top van de kraanarm en lopen over de steunarm naar het dek van de 'Buzzard'. (Zie figuur 125.)

### Offshore werkzaamheden

De oprichting van de windturbines op de GBF's bestaat uit vier stadia:

Eerst worden de twee torenonderdelen op de GBF gepositioneerd. Deze worden aangevoerd door het gesleepte jack-up-platform 'Paulien', dat over en weer vaart tussen de Thorntonbank en Oostende en over aangepaste steunkaders beschikt.

---

<sup>191</sup> Onderste en bovenste torensectie, gondel, naaf, 3 wieken

Vervolgens volgt het moeilijkste onderdeel: de installatie van de gondel op een hoogte van 120 meter.

De rotors worden in horizontale positie naar de Thorntonbank getransporteerd door het gesleepte jack-up-platform 'Vagant'.

Vervolgens wordt de rotor, met de reeds op voorhand geassembleerde wieken, opgehesen vanuit horizontale positie en vertikaal gepositioneerd voor de vasthechting aan de gondel.

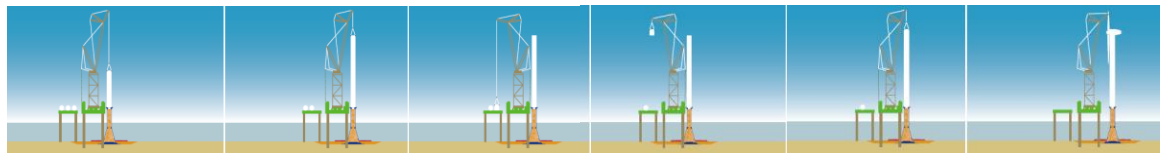


figuur 125 Oprichting van de windturbines op de Thorntonbank [101], [82]

Voor de werken is vooral de wind een limiterende factor. De significante golfhoogte is enkel belangrijk voor het transport van de onderdelen.

Tijdens de oprichting van de turbines zijn de omstandigheden immers vergelijkbaar met constructiewerken op land, namelijk een constructie op een vaste ondergrond. Men werkt met kranen op platformen, die met behulp van poten op de bodem bevestigd zijn, en plaatst de turbine op een ondergrond die eveneens stabiel op de bodem bevestigd is: de *Gravity Based Foundation*.

Bijgevolg kan men tijdens de constructiewerken geen hinder ondervinden van de golfwerking aan het zeeoppervlak.



figuur 126 Schematisch overzicht van de constructie van de windturbines [44]



## 2.5 Aanpassing van de turbine aan offshore condities

### 2.5.1 Corrosiebescherming in de offshore windindustrie [82], [79], [49]

Turbines die in maritieme milieus opereren, moeten beschermd worden tegen de negatieve effecten van dit milieu op hun structuur.

Corrosieklasse	Agressiviteit van de omgeving	Voorbeelden van omgeving
1	verwaarloosbaar	Binnen in niet verwarmde maar goed geventileerde ruimte
2	gemiddeld	Binnen bij wisselende luchtvochtigheid
3	hoog	Buiten, dichtbij industriële en dicht bebouwde gebieden
4	zeer hoog	In een permanente vochtige omgeving, in water en grond. In de nabijheid van chemische bedrijven.
4.a	zeer hoog	Marine milieu in en onder de spatzone
4.b	zeer hoog	Marine milieu boven de spatzone

tabel 19 Corrosieklassen volgens de Deense DS/R454-norm [21]

Een opdeling van corrosieklassen volgens de Deense norm<sup>192</sup>, wordt gegeven door bovenstaande tabel. De mate van blootstelling aan corrosie<sup>193</sup> is afhankelijk van het milieu waarin de structuur zich bevindt. Uit tabel 19 blijkt dat offshore windturbines zich bevinden in de meest agressieve milieus.

Om deze reden dient de volledige installatie tegen corrosie beschermd te zijn:

- de fundering,
- de buitenwand van toren en naaf ,
- de binnenwand van toren en naaf,
- alle elektrische en mechanische onderdelen die door corrosie kunnen beschadigd worden.

Deze bevinden zich in de toren, de naaf, de gondel of in een externe container buiten de gondel. Belangrijk hierbij is dat er geen contact bestaat met de buitenlucht, om de installaties te beschermen.

Zo wordt bijvoorbeeld de warmte, gegenereerd door de tandwielkasten of generator, via warmtewisselaars afgevoerd.

<sup>192</sup> Soortgelijke normen met eenzelfde onderverdeling, maar mogelijks andere benamingen, zijn in vele landen terug te vinden. Ze worden opgesteld volgens de ISO-normen (International Organization for Standardization).

<sup>193</sup> Onder corrosie wordt de aantasting van materialen onder invloed van hun omgeving verstaan. Bij de corrosiebescherming van offshore windmolenparken, beperken we ons tot de corrosie van metalen onder invloed van het maritieme milieu. Corrosie van een metaal treedt op wanneer aan de anode metaalionen uit hun metaalrooster loskomen en zich binden aan negatieve ionen in het elektrolyt (de geleidende stof), de elektronen die achterblijven in het metaal gaan zich vanuit dit negatiever geworden deel in het metaal verplaatsen en reageren aan de positieve kant, de kathode met oxiderende deeltjes uit het elektrolyt. Vier elementen zijn dus nodig om corrosieverschijnselen te verkrijgen: een anode, een kathode, een elektrisch contact tussen deze twee en een elektrolyt.



- De elektriciteitskasten aan de binnenzijde van de gondel, waarin gevoelige elektronische apparatuur is geplaatst<sup>194</sup>, worden gecontroleerd door temperatuur- en vochtigheidssensoren om condensatie te voorkomen.
- De inwendige structuur van de gondel en container moet luchtdicht gemaakt worden om de blootstelling van de gevoelige elementen aan zout te voorkomen. De ventilatie-ingang voor de luchttoevoer van alle installaties binnen de gondel, is uitgerust met een ontzilter.

#### 2.5.1.1 Gebruikte beschermingsmethodes

Bij de bescherming van offshore windmolenparken tegen corrosie worden drie methodes toegepast:

1. kathodische bescherming<sup>195</sup>,
2. coatings,
3. overdimensioneren.

Naargelang het onderdeel van de structuur dat beschermd dient te worden, wordt één of een combinatie van dergelijke methodes gebruikt.

#### Kathodische bescherming

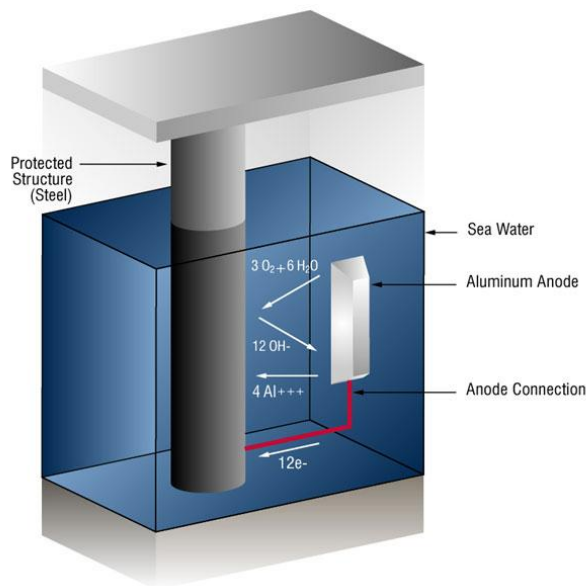
De systemen die het meest worden toegepast, zijn opofferingsanodes, opgedrukte stroom en eventueel hybride systemen die een combinatie zijn van de voorgaande. De kathodische beschermingsystemen leveren een hoeveelheid stroom die wordt uitgedrukt in milliampère per vierkante meter (mAmp/m<sup>2</sup>).

Het principe van een opofferingsanode bestaat uit het plaatsen van een metaal (de anode) op het te beschermen oppervlak, met een elektrochemische potentiaal dat veel lager ligt dan dat van het te beschermen materiaal (de kathode). Vermits de anode veel onedeler is dan het te beschermen materiaal, zal het sneller zijn metaalionen verliezen, met andere woorden oxideren en zo in oplossing gaan. Bij dit proces blijven de elektronen achter in de anode en verplaatsen ze zich naar het positievere, te beschermen materiaal.

---

<sup>194</sup> zoals de omvormer die de opgewekte spanning aanpast aan de netspanning (50 Hz)

<sup>195</sup> Een kathodische bescherming berust op het principe waarbij een zodanig negatieve potentiaal wordt aangelegd op het te beschermen metaal, dat de metaalionen het metaalrooster niet kunnen verlaten. Op die manier wordt de anodereactie van ijzer tot ijzerionen voorkomen en wordt het te beschermen object de kathode. Het potentiaal dat hiervoor nodig is, wordt geleverd door een galvanisch element of een systeem met opgedrukte stroom.



figuur 127 Principe van corrosiebescherming met behulp van een opofferingsanode<sup>196</sup> [93]

Op deze manier kan men spreken over een stroom tussen beide metalen. Deze zal het te beschermen materiaal zodanig negatief maken, dat in dit materiaal de ijzerionen niet kunnen ontsnappen uit het rooster en corrosie bijgevolg niet kan optreden.

Opperingsanodes kunnen bestaan uit magnesium, aluminium en zink:

Magnesium beschikt over een hogere potentiaal dan de andere twee en kan bijgevolg meer stroom produceren. Het wordt echter nagenoeg niet toegepast in de offshore industrie, vermits de anodes veel sneller uitgeput raken.

In de scheepvaartindustrie wordt zink vaker gebruikt dan aluminium in kathodische beschermingsystemen. Dit vermits zink reeds veel langer in gebruik is als oppofferingsanode en wordt beschouwd als de traditionele anode.

Aluminiumanodes zijn echter uitermate geschikt voor toepassingen in zeewater en kennen recent een grote opmars in gebruik. Het materiaal beschikt over betere technische eigenschappen<sup>197</sup> vermits zink een lagere elektrochemische capaciteit

<sup>196</sup> In dit geval wordt de installatie beschermd met een aluminiumanode. Aan het oppervlak van deze anode gaan de aluminiumionen loskomen uit hun rooster en de elektronen achterblijven in de anode ( $4\text{Al} \Rightarrow 4\text{Al}^{3+} + 12e^-$ ). De elektronen verplaatsen zich naar het te beschermen oppervlak en zorgen daar voor de omzetting van zuurstofgas tot hydroxide-ionen ( $3\text{O}_2 + 12e^- + 6\text{H}_2\text{O} \Rightarrow 12\text{OH}^-$ )

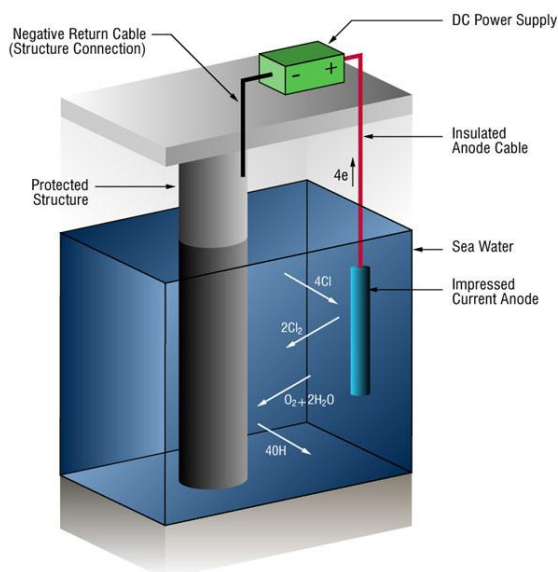
<sup>197</sup> Een toepassing waarbij zinkanodes echter wel moeten gebruikt worden is in gesloten ruimtes, zoals ballasttanks: Op het te beschermen oppervlak wordt bij de kathodische reactie van de aangevoerde elektronen met  $\text{H}^+$  ionen,  $\text{H}_2$  gevormd. Dit waterstofgas is explosief. Indien er aluminiumbrokken naar beneden vallen van de oppofferingsanodes, kan dit bijgevolg leiden tot de vorming van een vonk en dus een explosie. Zink is veel minder gevoelig aan het creëren van vonken na beschadiging.

heeft dan aluminium<sup>198</sup>.

Zink is eveneens kostelijker en is een zwaarder metaal, wat het schadelijker maakt voor het milieu.

Dit leidt bij 99% van de toepassingen tot een keuze van aluminium<sup>199</sup> als opofferingsanode in de offshore windindustrie.

Opgedrukte stroomsystemen worden minder toegepast in de offshore windindustrie. Een corrosiebescherming gebaseerd op opgedrukte stroom bestaat uit een inerte anode, die bijgevolg niet kan corroderen. Deze wordt op het te beschermen materiaal aangebracht en de twee metaaltypes worden volledig van elkaar geïsoleerd. De anode wordt verbonden met de positieve pool en de te beschermen wand met de negatieve pool van een gelijkstroom bron. Vervolgens wordt met behulp van de gelijkstroom een spanningsverschil gecreëerd tussen beide materialen. Opnieuw wordt het te beschermen oppervlak zodanig negatief gemaakt dat het oxidatieproces wordt voorkomen. De gelijkstroom kan bovendien door de turbine zelf geleverd worden.



figuur 128 Principe van corrosiebescherming met behulp van opgedrukte stroom<sup>200</sup> [93]

<sup>198</sup> Zink : 780 Amph/kg versus Aluminium: 2500 Amph/kg. De elektrochemische capaciteit van een materiaal wordt weergegeven in ampère uur per kilogram. Dit betekent concreet dat een groter gewicht aan zink nodig is voor de levering van eenzelfde hoeveelheid stroom.

<sup>199</sup> Dit is echter geen zuivere aluminium, vermits zuivere aluminium in water een corrosiehuide vormt en stopt met oplossen. Daarom worden activators toegevoegd die zorgen voor de afbraak van deze oxidehuide zodat de aluminiumanode het materiaal blijft beschermen. Dergelijke activators zijn zink en indium. Aluminiumanodes bestaan voor ongeveer 94,9% tot 99,2% uit aluminium.

## Coatings

De beschermende verflagen of *coatings* die toegepast worden in de offshore windindustrie, bestaan uit epoxy of polyurethaan.

De *coatings* worden zodanig ontwikkeld dat ze gedurende de volledige levensduur van de turbine (gemiddeld 25 jaar) kunnen standhouden.

## Overdimensioneren

Een beperkte overdimensionering van de dikte van de staalplaten in de turbinestructuur kan enkel gebruikt worden als extra veiligheid. Het geldt niet als een volwaardige bescherming voor de constructie.

### 2.5.1.2 Onderverdeling van structuur en beschermingsmethoden

De volledige structuur van een WTG, bestaande uit de fundering en de turbine, wordt onderverdeeld in verschillende zones, naargelang hun blootstelling aan corrosie.

#### Atmosferische zone, spatwaterzone en getijdenzone

De atmosferische zone is de zone die niet in rechtstreeks contact komt met het zeewater. De zone is noch onderhevig aan direct contact met het zeewater, noch komt ze in aanraking met spatwater van de golfwerking. Ze loopt van de rotor tot het begin van de spatwaterzone.

De atmosferische zone is, in het geval van offshore constructies, aan atmosferische corrosie onderhevig. De mate waarin corrosie optreedt, is afhankelijk van de condities op de site, zoals temperatuur, vochtgehalte, concentratie zout in de lucht, enz.

De *splash zone* of spatwaterzone loopt van de atmosferische zone tot de hoogste hoogwaterlijn. In deze zone is spatwater van de golfwerking waarneembaar.

Deze zone is een zeer agressieve omgeving, vermits men een combinatie krijgt van een zuurstofrijke atmosfeer met een onafgebroken aanwezigheid van een elektrolyt (het opspattende zeewater).

---

<sup>200</sup> Hierbij lost de anode niet op in het zeewater, maar houdt ze een alternatieve reactie in stand, namelijk de oxidatie van opgeloste chloridenionen ( $2\text{Cl}^- \Rightarrow \text{Cl}_2 + 2\text{e}^-$ ). De stroom wordt geleverd door een externe stroombron. Aan het te beschermen oppervlak gebeurt opnieuw een omzetting van zuurstofgas tot hydroxide-ionen ( $3\text{O}_2 + 12\text{e}^- + 6\text{H}_2\text{O} \Rightarrow 12\text{OH}^-$ ) onder invloed van de geleverde elektronen.

De *tidal zone* of zone die onderworpen is aan de werking van de getijden, loopt van het laagste laagwater tot het hoogste hoogwater<sup>201</sup>.

De agressiviteit van het corrosieproces is vergelijkbaar met de spatwaterzone, vermits deze zone ook wisselend wordt blootgesteld aan een elektrolyt (het zeewater) en een zuurstofrijke atmosfeer.

Deze drie zones worden allen beschermd door middel van een *coating*.

De contactpunten tussen de verschillende onderdelen<sup>202</sup> van de turbine, worden na de aankoppeling bespoten met een zink- of zinkaluminiummengsel om de plaatsen, waar de oorspronkelijke *coating* kan beschadigd zijn door de werkzaamheden, te beschermen.

In deze zones kunnen anodes niet worden toegepast door de afwezigheid van een elektrolyt.

#### Ondergedompelde zone

De *submerged zone* of ondergedompelde zone loopt van de LLW-lijn tot de zeebodem.

De mate van corrosie in deze zone is afhankelijk van de combinatie van temperatuur, zoutgehalte, pH en de hoeveelheid opgeloste gassen in het water, waarbij vooral zuurstof van belang is.

Bijgevolg is het optreden van corrosieverschijnselen gebonden aan de specifieke locatie en de afstand tot de zeebodem.

De aanwezigheid van opgeloste zouten in het zeewater en dan vooral natriumchloride, versnelt de corrosie.

Deze zone wordt uitgerust met een kathodisch beschermingsysteem.

In de offshore windindustrie maakt men geen gebruik van *coatings* onder de LLW-lijn. De reden hiervoor is dat de kans op beschadiging van de *coating* tijdens de installatie van de fundering te groot is<sup>203</sup>. Ook zal de *coating* in de ondergedompelde delen sneller beschadigd worden door de aangroei van organismen<sup>204</sup>.

---

<sup>201</sup> van de LLW-lijn tot de HHW-lijn

<sup>202</sup> torenonderdelen, gondel, naaf, bladen en het overgangsdeel (*transition piece*) tussen fundering en turbine

<sup>203</sup> Beschadigingen kunnen optreden bij het ophijsen van funderingen, tijdens het transport, bij het heien van de pijlers met behulp van een heikader (*frame*), enz.

<sup>204</sup> Biofouling. Een oplossing hiervoor is het gebruik van anti-fouling verven. In de praktijk worden deze echter niet vaak aangebracht op structuren in de offshore windindustrie.

Zodra schade aan de verflaag voorkomt, zal een versnelde corrosie op die plaats optreden.

Regelmatig onderhoud van de *coating*, zoals dit bij een schip gebeurt in het droogdok, is niet mogelijk bij een windturbine.

In enkele gevallen kan een *coating* toch worden gebruikt op de fundering van een offshore windturbine. Het nut van de *coating* is hier dan vooral de vereiste hoeveelheid anodes te beperken.

Bij de ondergedompelde zone moet eveneens de erosiezone gerekend worden. Deze behoort immers initieel tot de ingebedde zone, maar door erosie zal de zone na verloop van tijd deel uitmaken van de ondergedompelde zone.

Bij fase 1 van het project op de Thorntonbank, krijgt men te maken met graviteitfunderingen. Het staal, dat gebruikt wordt in het gewapend beton van de graviteitfundering, is eveneens onderhevig aan corrosie.

Dergelijke constructies uit gewapend beton vereisen een nauwkeurige selectie van materialen en hun samenstelling, om de intrede van het zeewater en de hierin opgeloste zouten zo veel mogelijk te voorkomen.



figuur 129 De GBF's voor de Thorntonbank zijn opgebouwd met een grote hoeveelheid staal [54]

### Ingebedde zone

De *embedded zone* of ingebedde zone loopt vanaf de zeebodem naar beneden.

De zeebodem kan ook beschouwd worden als een elektrolyt, waardoor de ingebedde zone eveneens beschermd moet worden tegen corrosie met behulp van het kathodisch beschermingsysteem. Het optreden van corrosie in de ingebedde zone is afhankelijk van het type bodemmateriaal, de vochtigheidsgraad, pH-waarde,

aanwezige bacteriën, zoutconcentratie en het zuurstofgehalte.

De ingebedde zone kan, zoals in het geval van *monopile* funderingen, erg groot worden. Vermits de volledige paal uit staal bestaat, zal een groot deel van de stroom, door de kathodische bescherming aangelegd op de ondergedompelde zone, doorstromen in de ingebedde zone. Deze zone kan dus niet verwaarloosd worden bij het bepalen van de nodige kathodische bescherming op de fundering.

### 2.5.1.3 Dimensioneren van de bescherming

Het ontwerp van de kathodische bescherming bepaalt de hoeveelheid stroom die het systeem zal leveren en is afhankelijk van de kenmerken van de installatie die ze zal beschermen.

Opofferingsanodes moeten groot genoeg zijn om de structuur tijdens de volledige levensduur van de installatie, zo'n 20 tot 30 jaar, te beschermen.

De berekening van de benodigde stroomdichtheid is complex en moet rekening houden met de verschillende zones.

Het gecoate deel van de structuur, dat zich in de getijdenzone bevindt, is vooral een hindernis in de berekeningen. De kwaliteit van de coating zal immers na verloop van tijd dalen en de zone zal dan meer stroom nodig hebben om beschermd te blijven. In de ingebedde zone blijft de benodigde hoeveelheid stroom nagenoeg constant over de volledige levensduur.

In de ondergedompelde zone echter worden de verschillende benodigde stroomdichtheden aangeduid door drie waarden:

1. *initial value* of initiële waarde
2. *maintenance value* of onderhoudswaarde
3. *final value* of finale waarde

Wanneer de turbine geplaatst wordt, bestaat deze uit een structuur van naakt staal. In het begin moet er door de kathodische bescherming een laag van *calcareous deposits*<sup>205</sup> worden opgebouwd, wat we polarisatie van het metaal noemen en wat gezien kan worden als het creëren van een kunstmatige isolatielaag.

De opbouw van deze laag gebeurt vanzelf, maar de vorming ervan vereist wel een iets hogere stroom dan tijdens de verdere levensduur van de structuur nodig is<sup>206</sup>.

---

<sup>205</sup> Dit is een laag, bestaande uit kalkachtige afzettingen.

<sup>206</sup> De stroomafgifte is immers afhankelijk van het potentiaalverschil. Wanneer blank staal in het water wordt geplaatst, bezit dit in het begin een potentiaal van ongeveer -600mV. De anode

Daarom spreken we van een initiële stroomwaarde en is deze stroomwaarde de hoogste.

Onder de onderhoudswaarde of *maintenance current density* verstaan we de stroomdichtheid, die gemiddeld nodig is tijdens de levensduur van de installatie, voor het in stand houden van de beschermende laag *calcareous deposits*.

De finale waarde is afhankelijk van de verwachte levensduur van de installatie en bedraagt de hoeveelheid stroom die nog geproduceerd dient te worden tegen het einde van de levensduur. Bij de berekening van de levensduur van de anodes moet ook het herstel van de kalkachtige beschermingslaag na beschadigingen door aangroei, stormen of aanvaringen in rekening gebracht worden.

Bij een kathodische bescherming op basis van opofferingsanodes, zal de stroomdichtheid geleverd voor de initiële fase afhankelijk zijn van de oppervlakte en dus de vorm van de anodes.

De onderhoudswaarde is de stroomdichtheid die onafgebroken moet geleverd worden, wat te berekenen is in een bepaalde hoeveelheid stroom per jaar. Deze waarde bepaalt bijgevolg het gewicht<sup>207</sup> van de anodes en is afhankelijk van de levensduur van de turbinestructuur.

Bij een opgedrukt stroomsysteem moet de extra capaciteit in het begin geregeld en achteraf verminderd worden. Dit gebeurt via referentiecellen op de structuur die het systeem controleren. De cellen meten de waarde van de stroomdichtheid en het systeem regelt zichzelf bij<sup>208</sup> naargelang deze resultaten.

#### 2.5.1.4 Bacteriële corrosie in de offshore windindustrie

Een probleem dat recent onder de aandacht is gekomen in de offshore windindustrie, is het optreden van bacteriële aantasting op de metalen onderdelen<sup>209</sup>.

De kans op deze corrosievorm wordt geëxtrapoleerd uit vergelijkbare problemen in de offshore industrie.

---

daarentegen heeft een potentiaal van ongeveer -1100mV. Geleidelijk zal het potentiaal van staal dalen door de invloed van de anode tot -800 of -900mV en zal het potentiaalverschil en bijgevolg ook de stroomafgifte door de corrosiebescherming dalen tijdens de levensduur van de installatie.

<sup>207</sup> Voor een *monopile* fundering van een 3MW-turbine, is een gemiddeld gewicht van de anodes van 4.220kg nodig, voor een 5MW-turbinefundering zo'n 5.400kg. Het benodigde gewicht van de anodes wordt bepaald aan de hand van de vereiste stroomdichtheid per eenheid van oppervlakte, de totale oppervlakte van de structuur en de verwachte levensduur van de installatie.

<sup>208</sup> Een ideale waarde die door het systeem geplaatst wordt op de structuur is -850mV.

<sup>209</sup> *Microbial induced corrosion (MIC)* is corrosie die veroorzaakt of bevordert wordt door micro-organismen.



Vele types funderingen<sup>210</sup> in de offshore windindustrie worden met behulp van buisvormige constructies in de zeebodem bevestigd. Deze onderdelen zijn meestal onderaan niet afgesloten, waardoor eveneens zeewater aanwezig is aan de binnenkant van de constructie.

Dit water wordt vaak gebruikt als reservoir voor de koeling van de inwendige turbineonderdelen. Dit is bijvoorbeeld het geval bij *monopiles*, *tripods* en *tripiles*. Het grote gevaar hierbij is dat MIC aan de binnenzijde van de pijlers optreedt zonder dat dit opgemerkt wordt.

Men is zich reeds bewust van de mogelijkheid tot bacteriële corrosie in de offshore windindustrie, maar vermits deze industrie nog erg jong is, zijn dergelijke problemen nog niet voorgekomen. Daarom wordt er bij de constructie van de funderingen vaak nog geen rekening mee gehouden.

De risico's door het verwaarlozen van dit probleem zijn bijgevolg reëel.

#### 2.5.2 Signalisatie van de windturbine [21], [24]

Tijdens de constructie- en afbraakfase, dient de site te voldoen aan de richtlijnen van het IALA<sup>211</sup>. Dit bestaat uit een verlichting en markering van de werkzone volgens het IALA Maritieme Betonningsstelsel.

Vóór de start van de werken en tijdens de verschillende bouwfasen, moeten de zeevarenden op de hoogte worden gebracht van de te verwachten schepen in en rond de site. Dit gebeurt via de lokale radionavigatieberichten<sup>212</sup>, die op hun beurt geïnformeerd dienen te worden door C-Power.

Ook de betrokken administraties moeten geïnformeerd worden, zoals de scheepsbegeleidingsystemen<sup>213</sup> voor de Belgische kust, de Schelderadarketen, en andere. Maritieme publicaties en instanties, zoals de Berichten aan Zeevarenden, de visserijautoriteiten, organisaties die zich bezig houden met de pleziervaart, enz. mogen eveneens niet vergeten worden.

Tijdens de constructiefase wordt de site gemarkeerd op alle hoeken van het concessiegebied door middel van de overeenstemmende kardinaalboeien<sup>214</sup>.

---

<sup>210</sup> *Monopiles, tripiles en tripods, jackets*

<sup>211</sup> IALA staat voor de *International Association of Marine Aids to Navigation and Lighthouse Authorities* en is een internationale organisatie die streeft naar de wereldwijde harmonisering van maritieme navigatiemiddelen.

<sup>212</sup> *Local Radio Navigational Warnings*

<sup>213</sup> *Vessel Traffic Systems (VTS)*

<sup>214</sup> kardinaalboeien oost, zuid, west en noord

Wat de markering en belichting van het windmolenpark tijdens de exploitatiefase betreft, bestaan er geen wettelijke vereisten.

Naar alle waarschijnlijkheid zullen echter volgende markeringen ingezet worden:

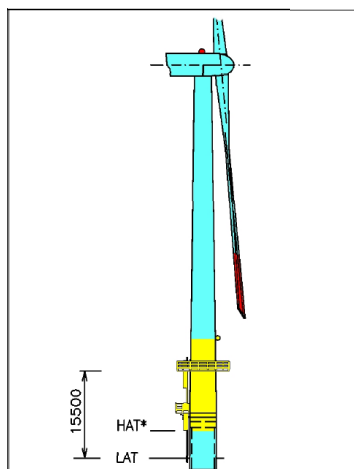
- een overeenstemmende kardinaalboei op elke noordelijke, oostelijke, zuidelijke en westelijke zijde van het concessiegebied,
- op elke buitenste hoekpaal van de twee deelgebieden een geel licht met een schitterfrequentie van 5 seconden en een reikwijdte van 5 zeemijl,
- op elke middelste paal van elke zijde van de twee deelgebieden een geel licht met een schitterfrequentie van 5 seconden en een dracht van 3 zeemijl.

Bovendien zal elke turbine op een hoekpunt van het concessiegebied uitgerust worden met een AIS-installatie. Op die manier zullen schepen de aanwezigheid van het windturbinepark onmiskenbaar op hun radar afgebeeld krijgen.

Daarnaast zal op elke hoekturbine van een deelgebied een misthoorn geplaatst worden. Deze dient automatisch ingeschakeld te worden bij een meteorologische zichtbaarheid van minder dan 2 zeemijl.

In overeenstemming met de aanbevelingen van het IALA worden de delen van de turbines, tussen HAT<sup>215</sup> en de positie van het gele bakelicht, geel geverfd. De rest van de turbinemast wordt geverfd in een milieuvriendelijke kleur, in dit geval grijs, zodat de visuele verstoring geminimaliseerd wordt.

Daarnaast worden de turbines ook uitgerust met signalisatiemerken voor de luchtvaart.



figuur 130 Grafische voorstelling van de signalisatie op windturbines [21]

<sup>215</sup> Highest Astronomical Tide

### 2.5.3 Monitoring turbines [82]

Door het ruwe milieu op zee is het moeilijk en bovendien kostelijk de turbines op regelmatige basis te bereiken voor onderhoud en controles. Om die reden moeten de turbines zo veel mogelijk uitgerust zijn met controlesystemen die gegevens doorsturen naar de wal.

Er wordt tijdens de constructie van de turbine heel wat belang gehecht aan de maximale bedrijfszekerheid. Hieronder worden de *online* technische opvolging, monitoren op afstand<sup>216</sup> en permanente hijskranen op de turbines en het aanlandingsplatform verstaan.

De begeleiding van het windmolenpark wordt via een controlecentrum aan de wal gerealiseerd. Door bediening en controle op afstand en het aanbrengen van back-up systemen worden tijdrovende routinecontroles van de installaties beperkt.

Om de goede werking van het windmolenpark te allen tijde te controleren, werd een *real-time* monitoringsysteem opgesteld door C-Power in samenwerking met RE Power. Het monitoringstation bevindt zich bij de site van de 'Halve Maan' in Oostende.

Via een computercentrale kan men op elk ogenblik van de dag de werking van de turbines controleren en gegevens opvragen aangaande de productie, de stand van de wieken, de windsterkte, enz.

De gegevens van dit monitoringsysteem worden eveneens opgeslagen in de database van het windmolenpark. Zo is men in staat alle gegevens op te vragen die werden gemeten over de volledige periode dat het park reeds actief is.

Deze bestaan uit de totale productie per maand en op jaarbasis, de samenhang ervan met de windsterkte, de meteorologische condities, het aantal rotaties uitgevoerd via het kruisysteem, enz.

Met behulp van het *real-time* monitoringsysteem kunnen ondermeer volgende ingrepen worden uitgevoerd of gegevens worden opgevraagd:

1. spanningen in het hoogspanningsnetwerk,
2. stand en bediening van de hoogspanningsschakelaars,
3. operationele gegevens van het windmolenpark,
4. groenestroomtellers,
5. cameramonitoring,
6. AIS-systeem.

---

<sup>216</sup> *remote monitoring*

### 2.5.3.1 Spanningen in het hoogspanningsnetwerk

Het hoogspanningsnetwerk van het offshore windmolenpark beslaat het netwerk van de huidige zes WTG's en de transportkabels tot de netbeheerder Elia.

De overgang tussen het land- en het zeenetwerk wordt gevormd door een transformator. Deze past de spanningen van beide zijden aan elkaar aan.

Bij afwezigheid van wind wordt stroom getransporteerd van het landnet naar het hoogspanningsnetwerk van het windmolenpark. Op deze manier wordt energie geleverd voor de werking van de controlesystemen en de inwendige installaties in de turbines.

Is er echter wel een minimum wind aanwezig, dan is deze consumptie<sup>217</sup> van stroom niet nodig en wordt de vereiste stroom voor de interne apparatuur door de turbine zelf opgewekt.

### 2.5.3.2 Stand en bediening van de hoogspanningsschakelaars

Elke turbine beschikt over twee<sup>218</sup> interne switches. Het nut van deze koppelingen is de turbines in of uit te schakelen naargelang problemen optreden of onderhoudswerken nodig zijn.

Vermits de turbines in elke rij onderling met elkaar verbonden zijn, kan het afkoppelen op twee manieren gebeuren:

1. een koppeling die enkel de desbetreffende turbine van het net schakelt en de overige aangekoppeld laat,
2. een koppeling waarmee alle turbines die aan de desbetreffende turbine gekoppeld zijn, van het net worden geschakeld en enkel de turbine zelf blijft aangekoppeld.

### 2.5.3.3 Operationele gegevens van het windmolenpark

Zoals reeds vermeld, worden alle sensor- en operatiegegevens van het windmolenpark doorgestuurd via de optische vezel. Al deze elementen zijn eveneens op het *real-time* monitorscherm zichtbaar.

In totaal zijn ongeveer 50 parameters opvraagbaar.

---

<sup>217</sup> Consumptie staat voor het transport van energie van het landnet naar het zeenet. Levert het park stroom aan het landnet, dan spreken we van de injectie van stroom.

<sup>218</sup> Momenteel beschikt turbine D1 eveneens over een derde interne hoogspanningskoppeling, waarmee alle zes WTG's van het net kunnen afgekoppeld worden. Deze functie zal echter bij het plaatsen van het transformatorplatform in fase 2 van het project worden uitgeschakeld en overgenomen worden door het transformatorplatform.

De optische vezel is zelfs in staat de temperatuur van de transportkabel te bepalen en dit per secties van 10 meter. Dit dient als controlesysteem op de kabel.

Indien de temperatuur hier plots 10 tot 15°C hoger ligt, rijzen er vragen over de conditie van de zeekabel of de staat van de connecties tussen de verschillende kabels. De nood aan onderhoud of reparatie van de stroomkabel wordt op deze manier vroeg gedetecteerd.

#### 2.5.3.4 Groenestroomtellers

Het Vlaamse Gewest nam in het Elektriciteitsdecreet van 17 juli 2000 een systeem van groenestroom-certificaten op. Dit systeem ging van start op 1 januari 2002. Het decreet verplicht de leveranciers van elektriciteit om een gedeelte van de geleverde stroom in te vullen met groene stroom. Dit percentage stijgt jaarlijks en zal in 2011 6% bedragen.

Een leverancier kan aan de verplichting voldoen op twee manieren:

1. hij kan zelf groene stroom produceren;
2. hij kan groenestroom-certificaten aankopen op de markt.

Jaarlijks zullen bedrijven hun groenestroom-certificaten moeten voorleggen als bewijs voor het behalen van dit opgelegde minimum percentage.

De meters voor de groene stroom bevinden zich op de klemmen van de generator in elke windturbine. Voor C-Power is dit het belangrijkste onderdeel van het *real-time* monitoringsysteem. De gemeten stroom is immers gelijk aan de netto geproduceerde hoeveelheid<sup>219</sup> in tegenstelling tot de stroommeters aan de connectie van de netbeheerder Elia, waar de verliezen over het gehele traject zijn afgetrokken. Deze verliezen bedragen gemiddeld 5,5% van de volledige energie die geproduceerd wordt door het windmolenpark.

De groene-stroomcertificaten worden opgesteld naargelang de hoeveelheid geproduceerde groene stroom en gekocht door Elia. De geproduceerde stroom wordt door Elia verkocht aan Eneco, een Nederlandse elektriciteitsleverancier.

#### 2.5.3.5 Cameramonitoring

In zijn concessie kreeg C-Power de verplichting twee camera's te plaatsen op de bootlanding van elke windturbine in het volledige park.

---

<sup>219</sup> zonder verliezen

Deze camera's moeten 24/24h operatief zijn. De beelden worden rechtstreeks doorgestuurd naar de scheepvaartpolitie en zijn een controle op terrorisme en drugspraktijken.

Wanneer het volledige park operatief is, komt dit neer op meer dan honderd camera's die permanent opgevolgd worden.

Bovendien kunnen de camerabeelden eveneens als bewijs gelden bij overtredingen van het scheepvaartverbod in het concessiegebied. De huidige zes windturbines (en later ook het volledige park) worden omgeven door kardinaalboeien. Een minimale veiligheidsmarge van 500 meter moet door alle scheepvaartverkeer worden nageleefd, tenzij men specifieke toelating heeft van C-Power.

Deze maatregel is niet internationaal aanvaard. Elk land beschikt zo over de vrijheid een nationale veiligheidsmarge op te leggen.

Groot-Brittannië bijvoorbeeld legt geen restricties op aan het verkeer in de buurt van een offshore windmolenpark.

#### 2.5.3.6 AIS-systeem

Momenteel is het systeem reeds geïnstalleerd op de turbines D1 en D6.

Via de controlepost aan de wal kan de goede werking van het AIS-systeem gecontroleerd worden.

### 2.6 Toekomstperspectieven

#### 2.6.1 Toekomst van het Thornton offshore windmolenpark [82], [50], [75]

Op 24 juni 2009 werd de eerste fase van het offshore windmolenproject, dat door C-Power opgericht wordt op de Thorntonbank, officieel ingehuldigd.

De zes reeds geïnstalleerde WTG's uit fase 1 van het project leveren energie sinds het einde van 2008.

Na het afwerken van de eerste fase volgde een evaluatieperiode om de werken bij te sturen aan de hand van de monitoring van de reeds geïnstalleerde turbines.

Momenteel is het geotechnisch en geofysisch onderzoek van de zeebodem op de locaties van de toekomstige installaties in deelgebieden A en B, in uitvoering.

Onderzoek wordt eveneens uitgevoerd naar het nut van een dubbele funderingslaag, bestaande uit een fijne filterlaag en grove pantserlaag. Deze werkzaamheden zijn immers, mede door hun zeer beperkte tolerantielimieten, heel tijdrovend. Een

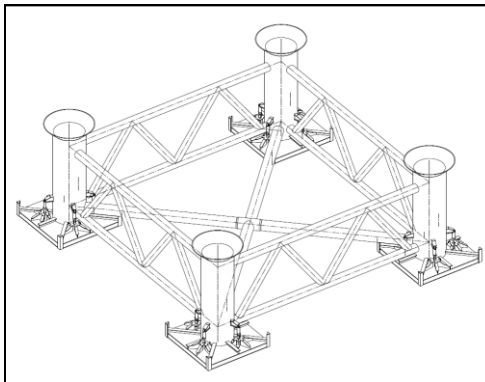
alternatief zou kunnen bestaan uit een ander type stenenmengeling, dat voldoende stabiliteit biedt na in één laag gestort te zijn. Het twee-lagen-concept is oorspronkelijk afkomstig uit de wegenbouw, maar bezit te strikte toleranties voor offshore toepassingen. Een groot deel van de oneffenheden wordt immers uitgevlakt door het gewicht van de geplaatste funderingen.

Tijdens de aanleg van fase 1 besliste men eveneens geen windmeetmasten te construeren op de site, maar deze te vervangen door windmeters bovenop de windturbines.

Door de beschikbaarheid van nieuwe modellen in het aanbod van Repower en meer bepaald de 6MW-windturbine, kon C-Power de geplande hoeveelheid windturbines terugschroeven van 60 naar 54 turbines. De keuze van een groter type windturbine en bijgevolg minder turbines, leidt ook tot een aanpassing in positionering van de turbines. Voor fase 2 en 3 besloot men deelgebied A uit te breiden met 6 windturbines en deelgebied B in te perken met 12 windturbines. (Een overzicht van de nieuwe lay-out van het concessiegebied, is te vinden in Annex 3.)

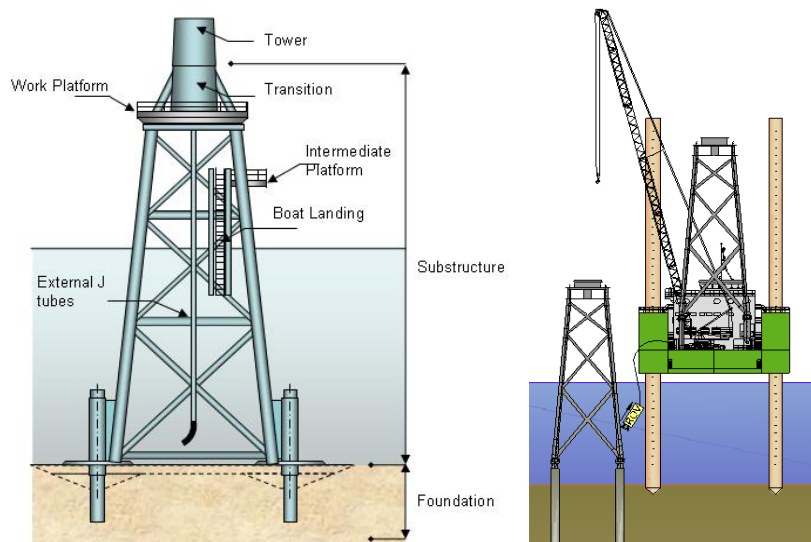
Een laatste aanpassing die men doorvoert voor de volgende projectfases is het gebruik van een nieuw type fundering, de *jacket*-structuur.

De volgende 48 windturbines zullen geplaatst worden op dit stalen gestoelte. Hierbij worden eerst vier kleine, stalen *monopiles* in de bodem geheid met behulp van een frame om hun exacte positionering te garanderen.



figuur 131 Heiframe voor de pijlers van de *jacket*-structuur [51]

De pijlers blijven boven de zeebodem uitsteken met een resterende lengte van ongeveer vijf meter. Met behulp van ROV's worden daarover nadien de vier poten van de *jacket*-constructie geschoven.



figuur 132 Schets van een jacket-constructie en de installatie op de pijlers [52], [106]

De keuze van *jacket*-structuren ter vervanging van de oorspronkelijke graviteitfunderingen, wordt veroorzaakt door drie factoren:

1. De oppervlakte<sup>220</sup> die beschikbaar moet worden gesteld voor de constructie van 48 nieuwe graviteitfunderingen is veel groter dan deze die nodig is voor *jacket*-structuren. Bovendien wegen de GBF's veel meer, wat een aanpassing van de sterkte van de ondergrond op de constructiesite vereist.
2. De constructie van *jacket*-funderingen is veel minder tijdrovend.
3. De staalpijzen liggen op dit moment lager dan bij de start van de eerste fase, wat de keuze voor stalen structuren voordeliger maakt.

De toekomstige planning voor de afwerking van het offshore windmolenpark ziet er uit als volgt:

- 2010-2011: start installatie van de 24 eerste *jacket*-funderingen in deelgebied B en aanleg van de 33kV-zeekabels
- 2011-2012: start constructie 24 turbines op de site, oprichting volgende 24 *jacket*-funderingen in deelgebied A en bouw van het transformatorstation
- 2012-2013: start plaatsing 24 resterende turbines en aanleg van de tweede 150kV-zeekabel

Dit brengt het totaal op 54 windturbines, waaronder 6 van 5MW en 48 van 6MW. Deze termijnen zijn weliswaar opnieuw aan voorwaarden onderworpen.

<sup>220</sup> De *jacket*-funderingen zullen echter niet meer op de site van de 'Halve Maan' worden gebouwd, maar in het buitenland worden gefabriceerd en later via Oostende of Zeebrugge worden aangevoerd naar de Thorntonbank.



Zo kunnen de werken vertraging oplopen door de weersomstandigheden, aandeelhoudersvergaderingen, enz.

Men zou kunnen argumenteren dat C-Power door te opteren voor het nieuwe type 6MW windturbine grote risico's neemt. Een dergelijke installatie is immers nog nooit toegepast op land of op zee.

Naarmate de offshore windindustrie echter groeit, wordt ze steeds betrouwbaarder. Bovendien vormt dergelijke grootte van windturbines eveneens een voordeel:

De grootste hap in het budget van een offshore project is immers de installaties van de onderdelen op de site. Indien men bijgevolg het aantal offshore installaties kan beperken, zal men meer kosten besparen.

De constructiekost van één entiteit offshore verschilt niet veel met de grootte of het gewicht van het onderdeel. Dit leidt tot de vaststelling dat het economischer is een beperkter aantal grote installaties op te richten dan een groot aantal kleine entiteiten, of met andere woorden: de installatie van één WTG met een capaciteit van 6MW zal goedkoper zijn dan twee WTG's van 3MW elk.

De aanleg van fase 1 van het Thorntonproject kostte 150 miljoen euro. Mede door het herfinancieringsplan, goedgekeurd door de aandeelhouders van C-Power, zal het kostenplaatje voor de afwerking van het volledige windmolenpark 1,2 miljard euro bedragen.

De terugverdientijd van het project wordt geschat op 12 tot 13 jaar. Dit is natuurlijk steeds afhankelijk van de gemiddelde meteorologische condities over deze jaren en de jaarlijkse draaiuren van de windturbines.

De levensduur van het project wordt geschat op 20 jaar, maar kan, mits onderhoudswerken, ook oplopen tot 25 jaar.

Het offshore windmolenpark op de Thorntonbank is een belangrijke stap in het behalen van de Belgische doelstelling om tegen 2020 een substantieel deel van zijn energie op een hernieuwbare manier op te wekken.

De verwachte capaciteit van het park bedraagt ongeveer 6% van het jaarlijkse energieverbruik van de Belgische huishoudens. Hiervoor zal het volledige windmolenpark minimum 300MW stroom leveren. Dit komt overeen met een jaarlijkse productie van duizend GWh<sup>221</sup>, wat het jaarlijkse verbruik van 600.000 inwoners garandeert.

Het Thorntonbank project geldt als toonaangevend offshore project in Europa, door de grote afstand tot de kust, de gemiddelde waterdiepte en het geïnstalleerde vermogen.

---

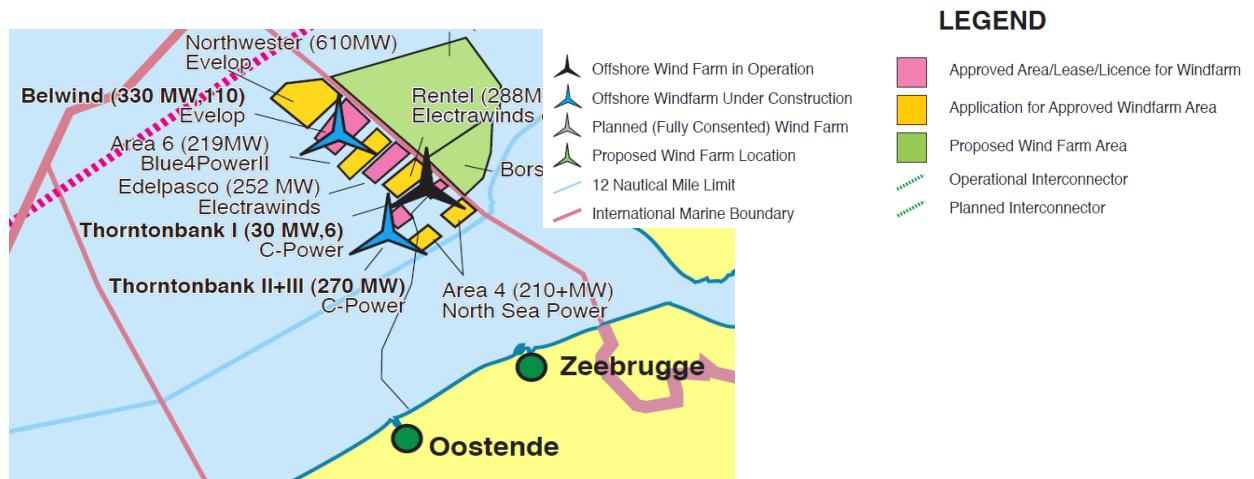
<sup>221</sup> Gigawatt uur

## 2.6.2 Groei offshore windenergie in België [94], [95]

De zesde noodzakelijke vergunning voor de bouw van een windmolenpark in het Belgische deel van de Noordzee werd ondertussen overhandigd aan Power@Sea en Electrawinds. Dit project, Seastar genaamd, is het voorlaatste project dat nodig is voor het vervullen van de uitgestippelde concessiezones voor windenergie op het Belgische continentaal plateau. Het park wordt op 38 km van de kust opgericht tussen de 'Bank Zonder Naam' en de 'Bligh Bank' en zal over een totaalvermogen beschikken van 246MW.

De laatste concessie voor deelgebied zeven is nog niet ingevuld, na het recente afwijzen van de voorgestelde consortia.

De concessies worden per oppervlakte uitgereikt en bevatten een verplichting tot de installatie van een welbepaalde capaciteit aan windturbinegeneratoren.



figuur 133 Overzicht reeds geïnstalleerde en geplande offshore windmolenparken in België [98]

Desondanks loopt België steeds verder achterop in de opwekking van windenergie en dit zowel op land als op zee.

Gegevens van de *Global Wind Energie Council* wijzen uit dat België in 2009 eindigde op de vijftiende plaats in de Europese rangschikking qua windmolencapaciteit.

In het afgelopen jaar steeg het vermogen wel met 35%, maar zelfs dit was minder dan andere achterblijvers in Europa zoals Polen en Turkije.

Vlaams minister van Energie, Freya Van den Bossche, verzekert dat het vermogen aan windenergie van 130MW in 2006 tot 240 MW is gegroeid en dat dit aantal nog met minstens 100MW zal toenemen tegen het einde van 2011.

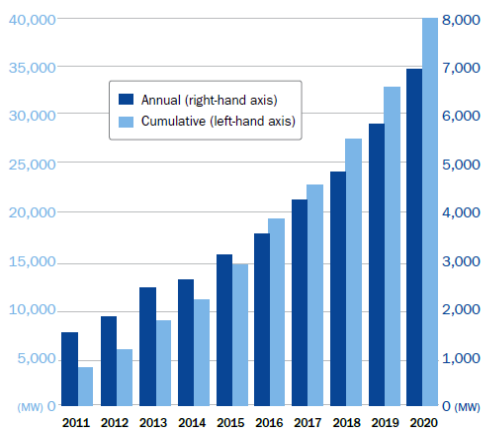
Toch bestaat de kans dat België, net als enkele andere lidstaten (zoals Italië, Denemarken, Luxemburg en Malta), niet voldoende hernieuwbare energie zal kunnen produceren om de Europese doelstelling te halen. De Europese richtlijn verplicht

België om tegen 2020 13% van de nationale energie uit hernieuwbare bronnen te produceren.

Tegen de zomer van 2010 moeten gedetailleerde actieplannen opgesteld zijn door de verschillende lidstaten om de nationale doelstellingen te halen. Dergelijk actieplan kan ondermeer bestaan uit de import van hernieuwbare energie uit de buurlanden.

### 2.6.3 Groei offshore windenergie in Europa [56], [96], [97]

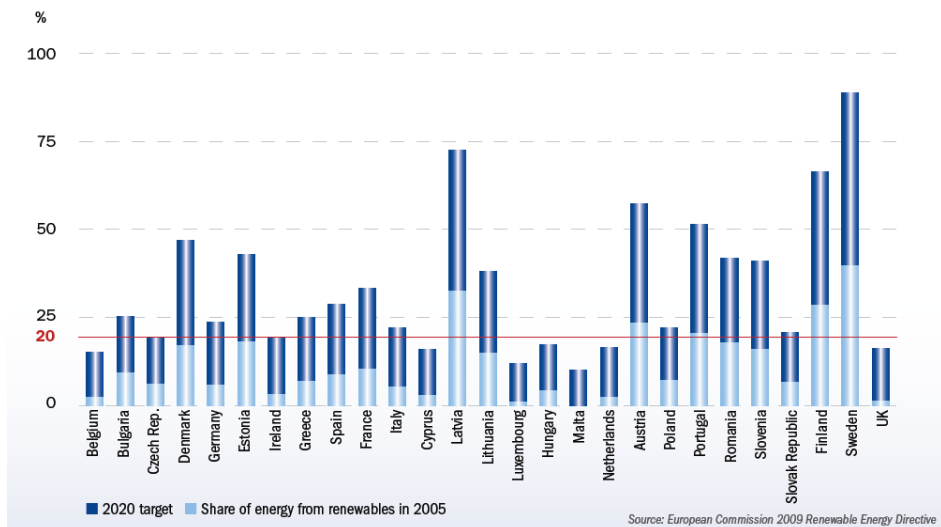
De Europese Commissie heeft als doel tegen 2020 20% van de totale energieproductie uit hernieuwbare bronnen te produceren. Hiervoor zal de bijdrage van hernieuwbare bronnen in de elektriciteitsproductie 34% moeten bedragen. Verwacht wordt dat tegen die tijd minstens 12% van dit aandeel zal ingelost worden met behulp van windenergie. Dit komt overeen met een windenergie capaciteit van om en bij de 230GW. Ongeveer 1/4de hiervan zal geleverd worden door offshore windenergie, namelijk 40GW.



grafiek 5 Jaarlijkse en cumulatieve groei van offshore windenergie in Europa [56]

De Europese Commissie is ervan overtuigd dat deze capaciteit behaald zal worden, niet alleen aangezien windenergie één van de voordeligste technologieën is voor de lidstaten, maar ook gezien de capaciteit in 2008 reeds met 8,5GW toenam en vele nieuwe projecten ondertussen gepland zijn.

Voor een evolutie van de offshore windenergie capaciteit in Europa tussen 2000 en 2030, zie Annex 4.



grafiek 6 Nationaal einddoel voor het aandeel van hernieuwbare energie in de totale consumptie tegen 2020 ten opzichte van 2005 [55]

Windenergie is geen stabiele energiebron. De productie van elektriciteit door windturbines is onvermijdelijk aan de heersende meteorologische condities onderworpen.

Recent werden studies opgestart naar de haalbaarheid van een onderling verbonden stroomnet in de Noordzee.

Om de nationale schommelingen in de energietoevoer uit bronnen in de Noordzee (getijdencentrales, windenergie...) tegen te gaan, wordt een gemeenschappelijk offshore elektriciteitsnet tussen de verschillende Europese landen voorgesteld. Een stroomnet van 6200 kilometer aan onderzeese kabels kan de verbinding maken tussen de zeven Noordzeelanden (België, GB, Frankrijk, Duitsland, Nederland, Denemarken en Noorwegen) en bijkomend Ierland en Zweden. De locaties van de hierbij gebruikte windmolenparken werden afgeleid uit reeds bestaande of geplande windmolenprojecten.

Via dit verbonden stroomnet zou een variabele stroomproductie in een Belgisch windmolenpark gecompenseerd kunnen worden door de aanvoer van energie uit een Nederlands, Frans of Brits park.

Bovendien biedt dergelijk offshore elektriciteitsnet de mogelijkheid om de offshore windenergieproductie te verbinden met andere hernieuwbare bronnen op zee of op het vasteland (bijvoorbeeld waterkrachtcentrales).

Een verklaring tot het aanleggen van een netwerk van windmolenparken in de Noordzee werd bij de start van de klimaatsconferentie in Kopenhagen op 7 december 2009 ondertekend door België, Groot-Brittannië, Nederland, Luxemburg, Ierland, Zweden, Duitsland, Frankrijk en Denemarken.

Experts in de verschillende Europese Noordzeelanden buigen zich momenteel over de haalbaarheid, de kosten, de beschikbare bronnen en de alternatieven van een offshore elektriciteitsnet. (Zie Annex 5.)

Deze ontwikkeling zou een belangrijke hulp kunnen zijn bij het behalen van de Europese richtlijn om 20% van de Europese energie uit hernieuwbare bronnen te produceren tegen 2020.

Momenteel bedraagt het aandeel van hernieuwbare energie in Europa 10% van de totale energieproductie.

<b>BASELINE SCENARIO FOR WIND POWER IN EUROPE IN 2020</b>	
INSTALLED CAPACITY:	230,000 MW 190,000 MW onshore + 40,000 MW offshore
POWER PRODUCED ANNUALLY:	582 TWh 433 TWh onshore + 148 TWh offshore
WIND'S SHARE OF EU ELECTRICITY CONSUMPTION:	14.3%-16.6% 10.7%-12.4% onshore + 3.6%-4.2% offshore
CO <sub>2</sub> AVOIDED BY WIND:	333 Mt annually 248 Mt onshore + 85 Mt offshore
ANNUAL INVESTMENT IN WIND IN 2020:	€23.5 billion €14.7 billion onshore + €8.8 billion offshore

*tabel 20 Toekomstperspectieven windenergie in Europa tegen 2020 [55]*

## Hoofdstuk 3: Invloed van offshore windmolenparken op de maritieme wereld

### 3.1 Impact van offshore windmolenparken op de scheepvaart [99]

Bij de uitreiking van vergunningen voor offshore windconcessiegebieden moet veel aandacht gegeven worden aan de invloed van de windmolenparken op het scheepvaartverkeer en het ecologisch evenwicht in de maritieme wateren.

Door de huidige afbakening van de concessiegebieden in Belgische wateren moeten de schepen immers een omweg van 55 nautische mijl maken. Dit zorgt voor een extra CO<sub>2</sub>-uitstoot van ongeveer 350.000 ton per jaar. Deze hoeveelheid moet worden afgewogen tegen de uitstoot die de windmolenparken per jaar zullen voorkomen, om de positieve invloed van de projecten op het milieu te garanderen. Door de aanleg van offshore windmolenparken, als hulpmiddel om de richtlijn van 13% hernieuwbare energie te behalen tegen 2020, ondermijnt België immers gedeeltelijk haar eigen inspanningen tot het verminderen van de CO<sub>2</sub>-uitstoot met 15% tegen 2020.

#### 3.1.1 Offshore windmolenparken in de Noordzee [57], [58], [81]

Met de stijgende offshore windindustrie in Europa groeit eveneens de aandacht aangaande de invloed daarvan op de scheepvaart in één van de drukste vaargebieden ter wereld, de Noordzee.

Windmolenparken in de Noordzee kennen een explosieve groei. Om de opgelegde milieunormen tegen 2020 te halen richten meer en meer Noordzeelanden hun aandacht op de offshore windindustrie.

Bovendien zal, als gevolg van de toenemende olie- en gasexport uit Rusland en de te verwachten 'poolroutes' naar China, wanneer de poolkap voldoende is afgesmolten, de intensiteit van het scheepvaartverkeer in de Noordzee nog toenemen.

De keuze van de meest economische routes voor dit scheepvaartverkeer, bestaande uit de kortste afstand met het laagste brandstofverbruik, moet mogelijk blijven. De versperring van deze routes door offshore windmolenparken heeft immers een directe invloed op de GHG-emissies<sup>222</sup>.

---

<sup>222</sup> *Greenhouse Gas emissions* of de uitstoot van broeikasgassen door schepen.

Naast deze economische factor speelt eveneens de veiligheid van de scheepvaart en de bescherming van het milieu mee in de keuze van een doelgebied.

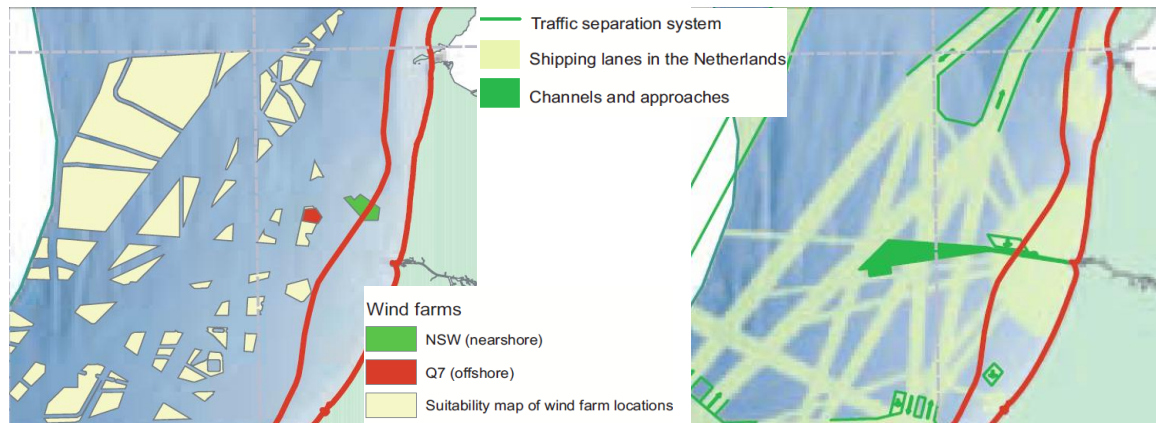
Deze energieparken liggen immers in vele gevallen in de druk bevaren havenaanlopen. Bovendien bevinden de parken zich vaak buiten de 12-mijlszone voor de kusten, waar de snelheid van de zeeschepen nog steeds aanzienlijk is (soms zelfs tot 20 knopen).

Het vaargebied van de Noordzee wordt gekenmerkt door slechte zichtbaarheden en regelmatig krachtige winden.

Het zeeverkeer is vaak bestemd voor de grote zeehavens in dit gebied, namelijk Rotterdam, Amsterdam of Antwerpen. Een verhoogde werkdruk op de bemanning van zeeschepen wordt gecreëerd door de aanwezigheid van kruisend verkeer tussen de kuststaten in het Kanaal, de ankergebieden en andere afgebakende zones. Vissersvaartuigen en een intense pleziervaart verscherpen het navigatieprobleem.

De lokale VTS in het Nederlandse IJmuiden, observeert reeds enkele jaren de invloed van het 'Prinses Amalia windmolenpark' en het windmolenpark 'Egmond aan Zee' op de aanlooproutes tot de havens van de stad. De vaststellingen die hierbij gemaakt zijn, kunnen getransponeerd worden naar andere, soortgelijke locaties:

- Schepen passen hun koers pas aan op een afstand van 500 meter van het windturbinepark.
- Diverse overmachtsituaties zijn geregistreerd waar schepen (als gevolg van een motorstoring, krabbend anker of gebroken ankerketting) tot op een afstand van 300 meter naderden van het windmolenpark.
- Schepen die op de hoogte zijn van de aanwezigheid van het windmolenpark mijden de dichtstbijzijnde route, wat tot verhoogde verkeersconcentraties leidt op de andere toegangsroutes.



figuur 134 Locatie van de offshore windmolenparken<sup>223</sup> t.o.v. verkeersscheidingsstelsels in Nederlandse wateren [103]

Nederlands overleg, uitgevoerd met verschillende nautische instanties<sup>224</sup> in 2008, leidde tot volgende conclusies:

- Windmolenparken kunnen best verder op zee geplaatst worden. Dichter onder de kust krijgt men te maken met aanlooproutes naar de havens, verbindingroutes met naburige havens en visuele vervuiling vanaf de kust. Een ideale locatie voor een windmolenpark is een ondiepte of een zandbank, waar een ruimere veiligheidsmarge door de scheepvaart automatisch wordt toegepast.
- De minimum veiligheidsafstand tussen een windturbineparken en het zeeverkeer is twee nautische mijl.  
De gebruikelijke vergelijking van een windmolenpark met een olieplatform gaat niet op vermits olieplatformen op zichzelf staan en een veel beperkter gebied afdekken dan een offshore windmolenpark. De huidig toegepaste veiligheidsafstand van vijfhonderd meter is bijgevolg niet voldoende.
- Experts in navigatie wijzen erop dat bovenstaande minimumafstand geen garantie is voor de veiligheid van zowel de scheepvaart als de offshore constructies. Voor schepen met een lengte van 300 meter (die eerder gebruikelijk dan uitzondering zijn in Europese wateren), varende aan een snelheid van 20 knopen, is een reactietijd van 6 minuten<sup>225</sup> bijzonder weinig.
- De verhoogde verkeersdichtheid tussen de parken zal een bijkomend risico met zich meebrengen. Elk schip zal zo veel mogelijk de bakboordzijde van het vaarwater opzoeken om manoeuvreerruimte aan stuurboord vrij te

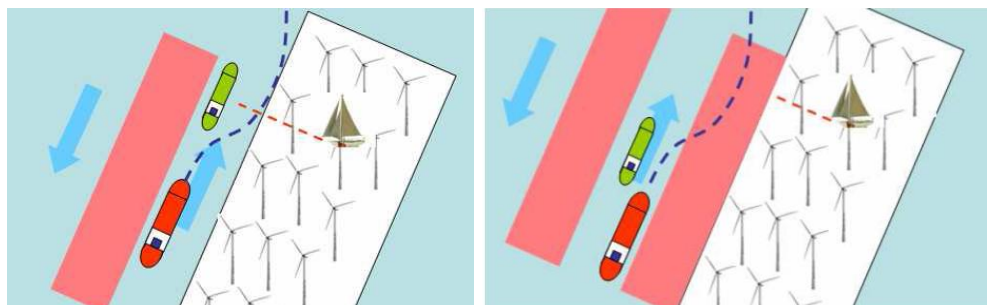
<sup>223</sup> Near Shore Windfarm: Egmond aan Zee en Q7: Prinses Amalia Windfarm

<sup>224</sup> Nederlandse Vereniging van Kapiteins ter Koopvaardij, Dirkzwager's Coastal & Deep Sea Pilotage B.V., Kustwacht, Nederlands Loodswezen B.V., Haven Amsterdam, Productschap Visserij, Koninklijke Vereniging van Nederlandse Reders, Havenbedrijf Rotterdam N.V.

<sup>225</sup> tijd nodig om 2 zeemijl af te leggen aan 20 knopen



houden. Omdat alle schepen geneigd zullen zijn dit te doen, blijft er, bij afwezigheid van een 2-mijls veiligheidszone, maar weinig ruimte over voor veilige ophoopmanoeuvres.



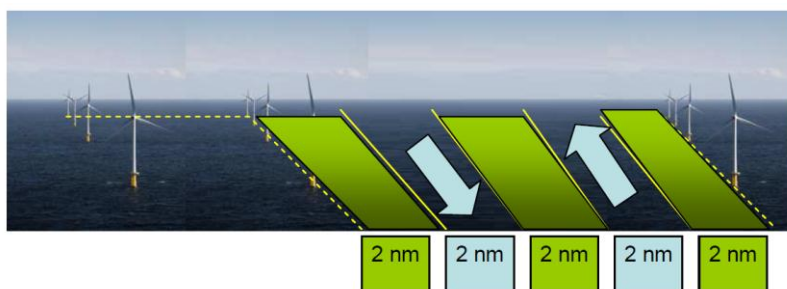
figuur 135 Ophoopmanoeuver van een uitwijkplichtig vaartuig in nauw vaarwater gecreëerd door windmolenpark zonder en met 2-mijls-veiligheidszone [58]

Een toename van de verkeersdichtheid kan verwacht worden in het begin en aan het einde van de corridor, waar divergerende en convergerende scheepvaartroutes ontstaan.

Om die reden wordt door het MCA<sup>226</sup> een afstand van vijf zeemijl aangevoerd als veiligheidsmarge bij de in- en uitgang van een verkeersscheidingsstelsel. Alle schepen mikken hier immers in één trechtersoorttoegang en deze koersen brengen bijgevolg uitwijkmanoeuvres met zich mee.

- De afstand tussen opeenvolgende windmolenparken mag niet minder dan 10 zeemijl bedragen. Dit laat immers de doorgang toe van tweerichtingsverkeer aan volle zeesnelheid.

Het optimale scenario is een gebied creëren waar verschillende parken verzameld worden in plaats van deze op verspreide locaties voor de kust op te richten.

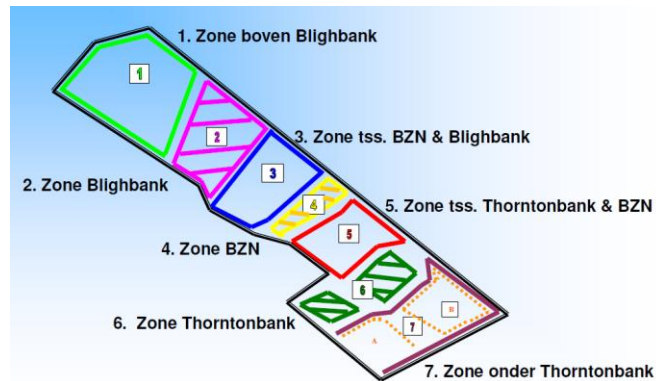


figuur 136 Minimum breedte van de corridor, met veiligheidszones van 2 mijl tussen de vaarrichtingen onderling en de grens van het windmolenpark [58]

<sup>226</sup> Maritime and Coastguard Agency (Groot-Brittanië)

### 3.1.2 Proces tot het vastleggen van Belgische concessiegebieden [81]

Bij de afbakening van de Belgische concessiegebieden krijgt men te maken met tegenstrijdige belangen van de offshore windindustrie en de scheepvaart van en naar de haven van Antwerpen en de Westerschelde.



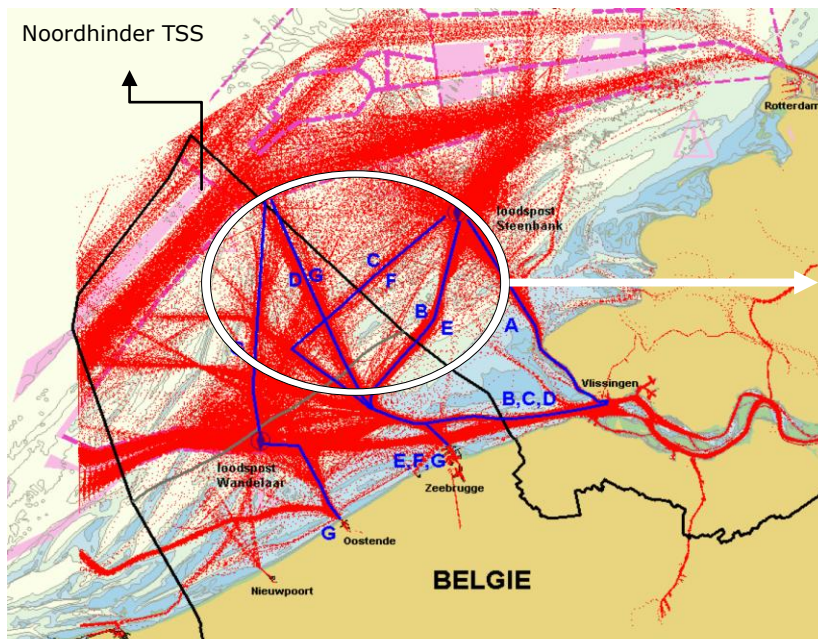
figuur 137 Afbakening van de concessiezones voor de Belgische kust [57]

Twee verkeersstromen (noord- en zuidgaand kustverkeer en het verkeer van en naar de Westerschelde) kruisen in het gebied van de concessiezones.

De aanwezige windturbineparken vormen een gevaar voor de scheepvaart aangezien ze de manoeuvreerbaarheid van de schepen tussen de zandbanken en de goede uitkijk hinderen. Bovendien worden bepaalde scheepvaartroutes volledig versperd door de aanleg van de offshore windmolenparken.

Om de impact van de concessiegebieden op de scheepvaart te verminderen, werden aanpassingen voorgesteld door het Agentschap Maritieme Dienstverlening en Kust<sup>227</sup>. In 2008 en 2009 werd een analyse gemaakt van het scheepvaartverkeer in het desbetreffende gebied aan de hand van *AIS-tracks* van de schepen.

<sup>227</sup> Binnen de structuur van de kustwacht werd met de BMM (Beheerseenheid Mathematisch Model van de Noordzee en het Schelde-estuarium, onderdeel van het Koninklijk Belgisch Instituut voor Natuurwetenschappen) en andere kustwachtpartners naar een oplossing gezocht.



Voor een detailweergave van de scheepvaartroutes ten opzichte van de windmolenconcessiegebieden, zie Annex 6.

figuur 138 Scheepvaartroutes van en naar de Scheldemonding, vastgelegd op basis van AIS-gegevens [57]

De inplanting van de concessiegebieden zou de scheepvaart op de volgende manier beïnvloeden: (Zie Annex 6 voor een detailweergave van de scheepvaartroutes ten opzichte van de concessiegebieden.)

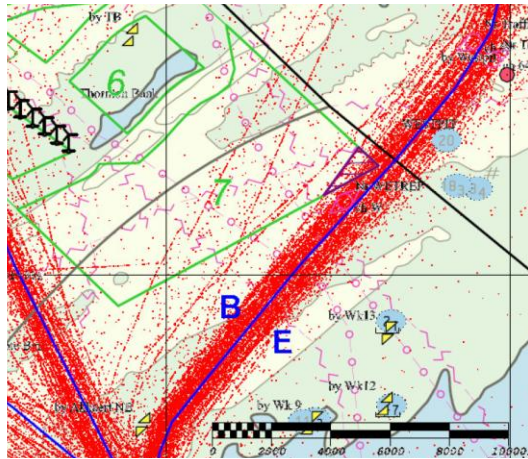
- Route A : Deze zal geen directe invloed ondervinden van de windmolenparken. Mogelijks zal de intensiteit van het verkeer op deze route echter wel toenemen.
- Routes B en E: Beide routes kruisen zone 7 van het concessiegebied, de oostelijke punt met een oppervlakte van ongeveer 1km<sup>2</sup>. Het betreft hier voornamelijk beloodste vaart (ongeveer 3/4de).
- Routes C en F: Deze routes worden volledig afgesloten voor de scheepvaart door de oprichting van concessiegebied 5. Het omleiden van de schepen op deze route via de route G en het verkeersscheidingsstelsel, betekent een omweg van ongeveer 50 zeemijl voor de scheepvaart van en naar Rotterdam.
- Routes D en G: Deze routes worden eveneens afgesloten door de aanleg van de offshore windmolenparken, wat opnieuw een omleiding impliceert van de schepen naar de Scheldemonden en de kusthavens.

Deze vaststellingen leidden tot protest van de internationale scheepvaartorganisaties en de binnen- en buitenlandse havens. De bereikbaarheid van de havens en de vaarschema's van de vaste lijnen werden bedreigd met een belangrijk economisch nadeel als gevolg.

Daarom werden volgende compromissen voorgesteld in het voorjaar van 2009:

Ten eerste: In het nieuwe voorstel door de MDK<sup>228</sup> wordt de oostelijke punt van het gebied buiten concessiezone 7 gelaten. (Zie figuur 139.) Op deze manier kunnen routes B en E behouden blijven.

Indien dit echter niet goedgekeurd wordt door de federale overheid, zullen de grote schepen verplicht worden de route via het Noordhinder verkeersscheidingsstelsel<sup>229</sup> te gebruiken, wat een omweg van 45 tot 55 nautische mijl betekent.



figuur 139 Aanpassing van concessiezone 7 ten voordele van de scheepvaart [57]

Ten tweede: Het inperken van zone 1 ten voordele van de routes D en G.

Ten derde: De creatie van een corridor in zone 3 met een breedte van 1,83 zeemijl. (Een grotere breedte was niet mogelijk vermits de concessiezone reeds was toebedeeld aan Blue 4 Power.) Dit zou een alternatief vormen op de routes C en F.

De corridor moest echter al snel worden verworpen omwille van twee redenen:

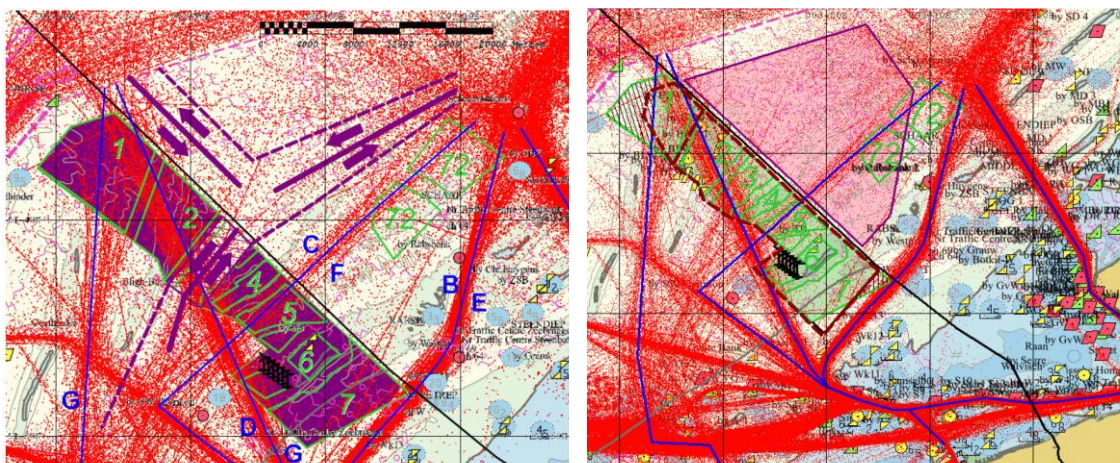
Ten eerste zouden de offshore windturbineparken een grote invloed hebben op de radarsystemen van schepen binnen de corridor.

Ten tweede had de Nederlandse overheid al een ontwerp voor een offshore windmolenconcessiegebied opgesteld voor de zone, grenzend aan het Belgisch Continentaal Plateau.

<sup>228</sup> Maritieme Dienstverlening en Kust

<sup>229</sup> Het verkeersscheidingsstelsel bevindt zich in de meest Noordelijke zone van het BCP, zie figuur 138.

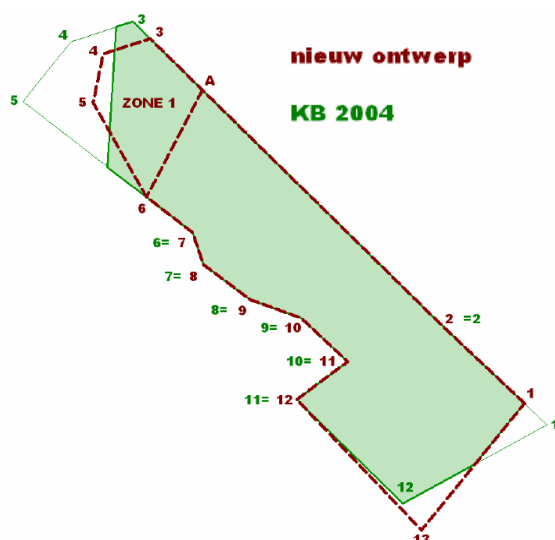




figuur 140 Voorstel tot creatie van een corridor in zone 3, in tegenspraak met Nederlandse concessiezone (roze) [57]

Dit leidde tot een uiteindelijke inperking van het Belgische windmolenconcessiegebied zoals dit in figuur 141 is weergegeven. Het voorstel werd ingediend begin 2010 en wacht nog op goedkeuring door de federale overheid.

Een veiligheidsmarge van 500 meter wordt in dit ontwerp als voldoende geacht om de veiligheid van de scheepvaart te garanderen en verontreiniging van het maritieme milieu te voorkomen.



figuur 141 Aanpassing concessiezone ten voordele van de scheepvaart [57]

De grootste gevaren voor de veiligheid van de scheepvaart in het concessiegebied zullen aanwezig zijn tijdens de bouw van de verschillende parken. De scheepvaart zal in deze periode immers nog over voldoende ruimte beschikken om tussen de afzonderlijke concessiegebieden te varen, wat de kans op ongevallen verhoogt.

Na afwerking van alle windmolenparken zal dit risico verminderen door een verbod op doorvaart binnen het volledige concessiegebied.

### 3.1.3 Invloed offshore windmolenparken op radarsystemen [58], [59], [63]

Een vals gevoel van veiligheid kan bij zeevarenden gecreëerd worden door de goede detectiekwaliteiten van offshore windturbineparken.

Windturbines zijn zichtbaar als een duidelijke groep echo's op het radarscherm, maar veroorzaken ook nadelige effecten op de radardetectie. Dit kan een onwetende observator ernstig in verwarring brengen.

Verschillende studies<sup>230</sup> werden reeds uitgevoerd om de invloed van een offshore windmolenpark op de radardetectie te analyseren.

Hierbij probeerde men een beeld te krijgen van de verminderde detectie van grote en/of kleine schepen binnen en/of in de buurt van het park.

Ook de impact op de walradarketens van *Vessel Traffic Services* (VTS) en havendiensten werd onderzocht.

Offshore windturbines creëren mogelijk interferentie met andere navigatie- en communicatiemiddelen, zoals VHF communicaties, AIS systemen en GPS installaties<sup>231</sup>.

#### 3.1.3.1 Effect op de radarinstallaties aan boord van schepen

Windturbines beschikken over een groot reflectieoppervlak voor radargolven. Hoewel een turbinestructuur vooral een cilindrische vorm heeft, kan de installatie door de grote *radar cross-section*<sup>232</sup> interfereren met radarsystemen.

---

<sup>230</sup> Zo werd onderzoek uitgevoerd door de Marine and Risk Consultants Ltd op het Kentish Flats windmolenpark ten zuiden van de 'Princes Channel' in het estuarium van de Thames in 2006. Dit onderzoek verzamelde informatie over de effecten van het park op de navigatie-instrumenten aan boord van 53 schepen.

Een ander onderzoek werd uitgevoerd in 2008 door een consortium van Nederlandse belanghebbenden in de nautische wereld. (Zie bronverwijzing [59].)

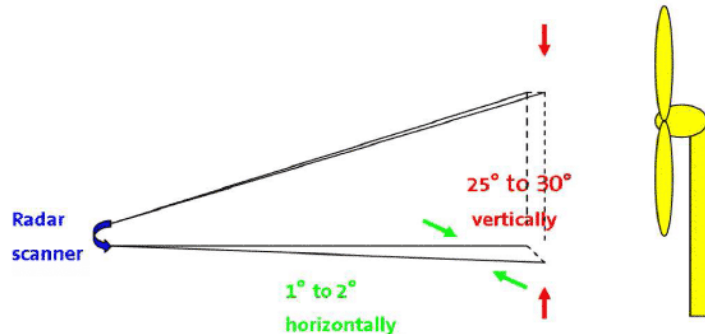
Ook het Engelse offshore windmolenpark North Hoyle, werd in 2004 onderzocht door QinetiQ en de Maritime en Coastguard Agency. (Zie bronverwijzing [63].)

<sup>231</sup> Very High Frequency radiocommunicatie, Automatic Identification System, Global Positioning System

<sup>232</sup> RCS: de mogelijkheid om een grote hoeveelheid elektromagnetische energie te weerkaatsen.

Een windturbine met een diameter van 5m en een hoogte boven het wateroppervlak van 70m, beschikt, met inbegrip van de reflecterende oppervlakken zoals platformen, ladders en kranen, gondel... over een reflectieoppervlak van ongeveer 80m<sup>2</sup>. Telt men hierbij de drie-blads rotor met een totale reflectieoppervlakte van 200m<sup>2</sup> (als de rotor loodrecht staat op de richting van de radargolven) of 100m<sup>2</sup> (indien deze evenwijdig staat aan de radargolven) dan bekomen we een totaal vertikaal reflectieoppervlak van maximum 300m<sup>2</sup>. De onderdelen van de turbine die niet onder een rechte hoek staan ten opzichte van de radargolven, kunnen valse echo's creëren. (type turbine gebruikt in het North Hoyle windmolenpark)

Figuur 142 toont de verticale en horizontale grootte van de stralingsbundel van een traditionele radarscanner. Het potentieel van windturbines, om radarecho's te creëren over een grote verticale afstand, is hier zichtbaar.



figuur 142 Typische horizontale en verticale stralingsbundel van een radar scanner [63]

De verschijning van valse echo's en blinde vlekken op radarschermen, bij het naderen van een olieplatform of ander vast object op zee, is reeds lang bekend. Het verschil is echter dat de effecten bij een offshore windmolenpark groter zijn, vermits men te maken krijgt met een omvangrijke hoeveelheid echo's, zij het beperkter in afmetingen.

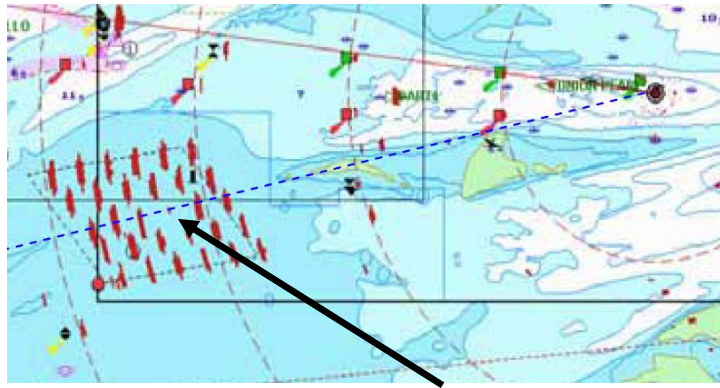
#### Schaduweffecten en blinde sectoren

Radarsystemen werken met elektromagnetische pulsen. Om detecteerbaar te zijn, moet een object zich dus in een *'line in sight'*<sup>233</sup> bevinden tot de radarscanner. Indien een hindernis aanwezig is tussen het object en de radarscanner, kan het object zich in de schaduw van deze hindernis bevinden en hierdoor mogelijks niet waargenomen worden door de radarinstallatie.

De schaduwvorming of blinde sectoren achter een hindernis variëren met de afmetingen van de hindernis (in dit geval een turbine), de dimensies van het achterliggende object (een schip of andere turbine), het type radar en de oriëntatie van de turbine ten opzichte van de radar.

De studies op de 'North Hoyle' en 'Kentish Flats' windmolenparken wijzen uit dat windturbines effectief blinde sectoren creëren.

<sup>233</sup> Om de detectie van een object toe te laten, mag het pad van de radarpulsen tussen scanner en object niet versperd worden door tussenliggende hindernissen.



figuur 143 Afwezigheid van een echo door het schaduweffect van de voorliggende turbines [59]

### Valse echo's: indirecte, veelvuldige en zijbundel-echo's

Deze effecten kunnen gecreëerd worden door hindernissen op of buiten het schip. Het is belangrijk dat de zeevarende zich bewust is van de hindernissen aan boord, die valse echo's op het radarscherm kunnen creëren, zoals masten, pijpen, schouwen, enz. Vaak zijn niet alle hindernissen gekend.

In het geval van windturbines spreken we van een grote hoeveelheid duidelijk detecteerbare objecten met een goed reflectieoppervlak. Bijkomende, ongekende obstructies aan boord kunnen, indien de waarnemer vertrouwd is met de effecten die turbines op het scherm creëren, worden opgespoord aan de hand van de duidelijke verstoringen op het radarscherm.

In wat volgt wordt dieper ingegaan op de valse echo's die door obstructies buiten het schip worden veroorzaakt.

### *Zijbundel-echo's*

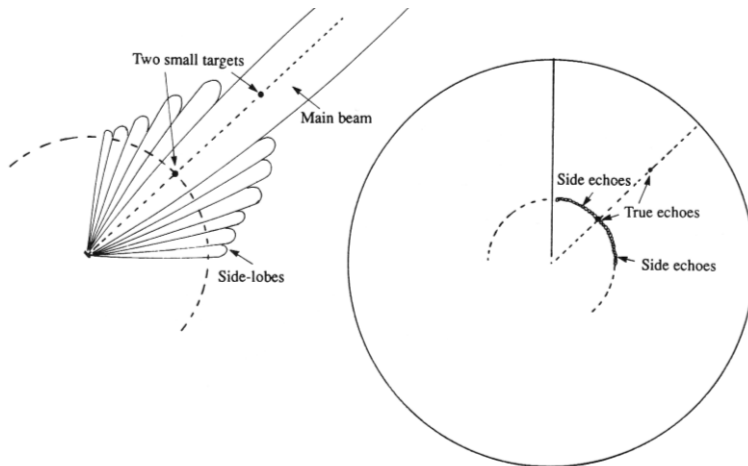
De elektromagnetische straling van een radarinstallatie wordt in een stralingsbundel (lobe) uitgezonden en weerkaatst door objecten in de buurt van de installatie. De gereflecteerde straling wordt vervolgens door de installatie terug opgevangen. Kleine onnauwkeurigheden in de radarinstallatie kunnen er voor zorgen dat, naast de hoofd-stralingsbundel, enkele kleinere stralingsbundels, zogenaamde zijbundels, worden uitgestuurd in een richting die afwijkt van de richting van de hoofd-stralingsbundel.

Indien sterk reflecterende oppervlaktes zich in de nabijheid van de radarinstallatie bevinden, kunnen stralen van de zijbundels hierop weerkaatst worden.

De zijbundels zijn minder krachtig dan de hoofdbundel. Als hun echo's echter sterk genoeg zijn, zullen ze worden ontvangen en verwerkt door de installatie, samen met de echo's uit de hoofdbundel. De echo's uit de zijbundels worden vervolgens in



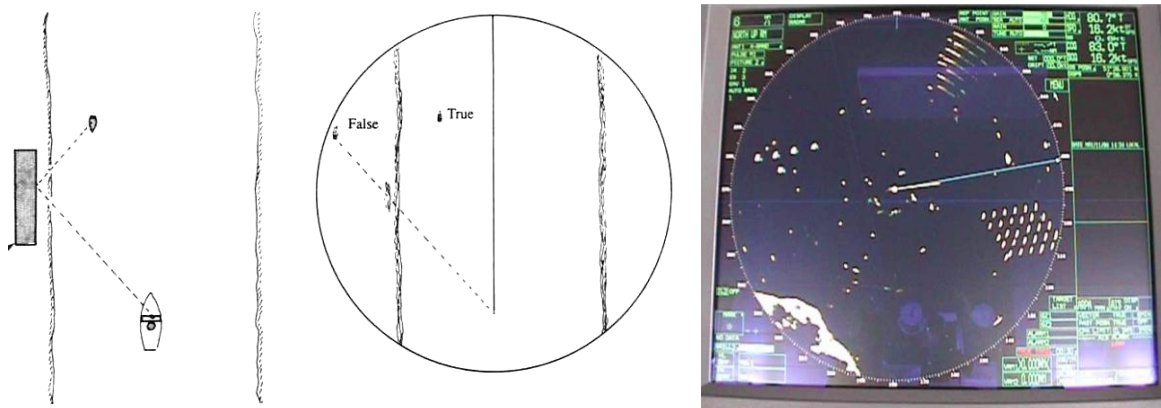
dezelfde richting afgebeeld als de echo's uit de hoofdbundel, wat zorgt voor valse echo's op het radarscherm. Kenmerkend aan dit verschijnsel is dat de echte en valse echo's zich op het radarbeeld op eenzelfde afstand bevinden van het eigen schip, maar in een verschillende richting. De zijbundel-echo's zijn normaal gezien duidelijk zwakker.



figuur 144 Principe van zijbundel-echo's en weergave op het radarscherm [65]

#### Indirecte echo's

Dit effect treedt op wanneer radarsignalen gereflecteerd worden door een eerste object naar een tweede object in plaats van onmiddellijk terug te keren naar de radarscanner. Het tweede object reflecteert de golven opnieuw naar het eerste object en op die manier keren ze terug naar de radarinstallatie. Hierdoor zal een object, dat zich niet noodzakelijk in rechte lijn achter het eerste object bevindt, in dezelfde lijn afgebeeld worden.

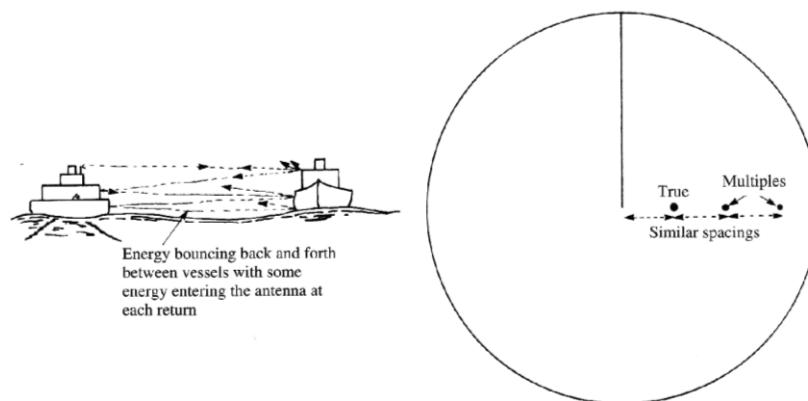


figuur 145 Principe van indirecte echo's en observatie bij een windmolenpark<sup>234</sup> [59], [65]

<sup>234</sup> De figuur toont een indirecte echo : Een deel van de echo's, die op het windmolenpark (aan stuurboordzijde van het schip) teruggekaatst zijn, worden indirect door een schip aan bakboord

## Veelvuldige echo's

Dit verschijnsel doet zich voor wanneer radarsignalen meerdere keren tussen twee sterk reflecterende oppervlaktes worden weerkaatst vóór ze worden opgevangen door de radarinstallatie. Op deze manier worden meerdere valse echo's weergegeven op het radarscherm, met een onderliggende afstand die gelijk is aan de afstand tussen beide objecten.



figuur 146 Principe van veelvoudige echo's en weergave op het radarscherm [65]

### Valse echo's op radarinstallaties aan boord

Valse echo's werden tijdens de verschillende studies op de radarsystemen van schepen waargenomen. Ze kwamen niet voor op een afstand van meer dan anderhalve mijl tot het offshore windmolenpark.

Het effect kan de detectie van andere vaartuigen of boeien in het gebied bemoeilijken of verhinderen, zowel op kleine als op grote schepen.

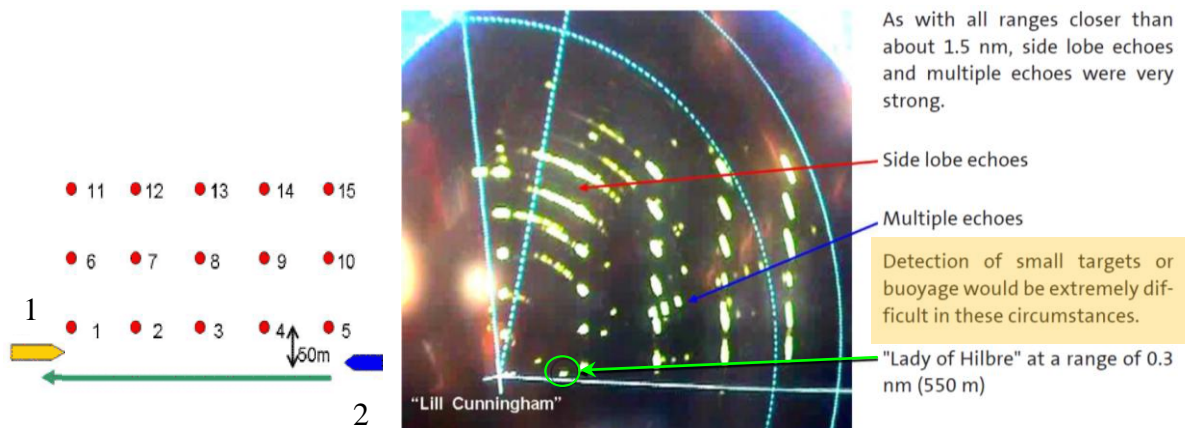
#### *Effecten aan boord van kleine schepen*

Tijdens het onderzoek binnen het Engelse North Hoyle offshore windmolenpark, werd gebruik gemaakt van twee reddingsboten. Een eerste werd buiten het park gehouden en gebruikt om een tweede reddingsboot, die een traject aflegde tussen de windturbines, te monitoren op het radarscherm.

Een grote hoeveelheid valse echo's maakte de detectie van het schip binnen het park moeilijk.

---

van het observatieschip weerkaatst en leiden tot een lijn van bewegende doelen (bovenaan radarscherm), die roteren rond het observatieschip door de beweging van het andere schip.



figuur 147 Traject afgelegd door de onderzoeksschepen<sup>235</sup> en radar van schip 1 op 0,75nm en korte pulslengte [63]

De invloed van bovenstaande valse echo's op de veiligheid van de navigatie kan nog verergeren in slechte weersomstandigheden. *Sea* en *rain clutter*<sup>236</sup> kunnen de detectie van objecten negatief beïnvloeden. Bovendien zal golfwerking rond de turbinestructuren de *sea clutter* nog versterken.

#### Effecten aan boord van grote schepen

Bij het onderzoek in het offshore windmolenpark 'North Hoyle', werd een ferry ingezet: de MV 'Norbay' (lengte 166,7m, breedte 23,4m, Gross Tonnage 17.464). Op 29 juli 2004 week deze van zijn koers naar Dublin af, om een traject rond en binnen het windmolenpark af te leggen.

De bemanning rapporteerde hun bevindingen, waaruit bleek dat:

- bij lange pulslengtes<sup>237</sup> nabijgelegen turbines niet afzonderlijk geïdentificeerd kunnen worden,
- identificatie op de 3cm radar beter is dan op de 10cm radar<sup>238</sup>,
- moeilijkheden opduiken wanneer objecten geplot<sup>239</sup> worden dichtbij een windturbine, vermits *target swap*<sup>240</sup> optreedt met de turbine,

<sup>235</sup> Reddingsboot 1: 'Lill Cunningham' stationair op 50m WSW van turbine 1; Reddingsboot 2: 'Lady of Hilbre' navigerend op 50m ten zuiden van het windmolenpark

<sup>236</sup> Versluiering van echo's op het radarscherm door weerkaatsing van radarpulsen op regen of golven.

<sup>237</sup> Een radarinstallatie zendt met regelmatige tussenposen pulsen uit. De lengte van elke puls wordt bepaald door het tijdsinterval waarin de radar per puls stralen uitzendt. De zendtijd  $\Delta t$  geeft op die manier een pulslengte  $\Delta t \times c$  (met  $c$  de voortplantingssnelheid van de puls in meter per seconde).

<sup>238</sup> Twee groepen van radiofrequenties werden toegewezen voor het gebruik door burgerlijke maritieme radars. Een groep ligt binnen de X-band (frequenties tussen de 9.320 en 9.500MHz) en komt overeen met een golflengte van 3cm. De andere valt binnen de S-band (2.900-3.100MHz) en golflengte 10cm. De golflengte wordt bepaald als de afstand tussen twee opeenvolgende pieken of dalen van een elektromagnetische golf. (Golflengte = snelheid golf x frequentie)

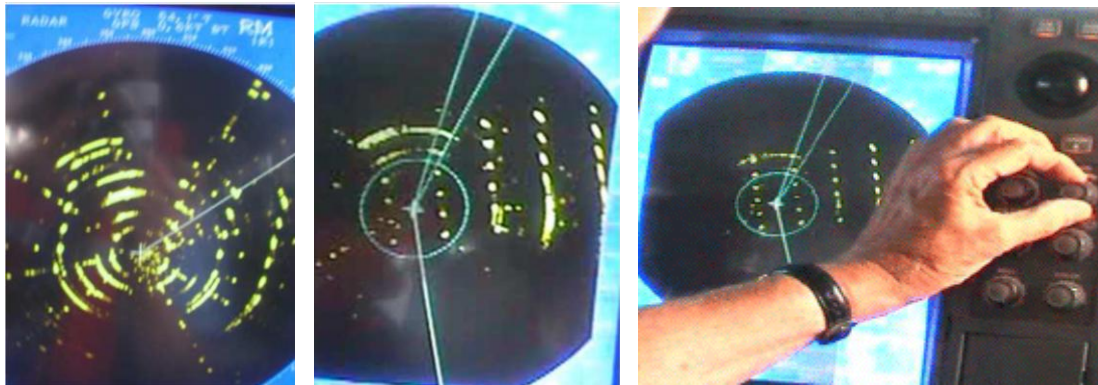
- kleine objecten enkel geïdentificeerd kunnen worden wanneer ze zich op een afstand van meer dan 300 meter van de turbines bevinden,
- grote aantallen valse echo's voorkomen op een afstand van maximum 1,5 nautische mijl van de turbines.

### *Oplossing*

Om de weergave van valse echo's op het radarscherm te verminderen, kan een zeevarende de *gain level*<sup>241</sup> van de installatie verminderen.

Dit zal echter ook de detectie van kleine objecten in het gebied, zoals boeien of kleine schepen, moeilijk maken.

Tijdens de studie in het North Hoyle windmolenpark verdwenen bij een gain setting van minder dan 34% sommige turbines in de schaduw van anderen.



figuur 148 Reductie in zijbundel-echo's door aanpassing van de gain naar 70%, 50% en 10% [63]

### Besluit [49], [64]

Grote en kleine schepen binnen of in de buurt van een offshore windmolenpark krijgen te maken met een grote hoeveelheid valse echo's. Dit kan de navigatie bemoeilijken.

De versterking verminderen is een oplossing, maar men moet in gedachten houden

<sup>239</sup> Wanneer de koers van het schip in kaart wordt gebracht door de radarinstallatie.

<sup>240</sup> Wanneer twee echo's van schepen/objecten zich dicht bij elkaar bevinden, kan het gebeuren dat de radarinstallatie tijdens de opvolging van de route van object 1 overschakelt op een opvolging van object 2.

<sup>241</sup> Versterking van de ontvangen signalen. Om de detectiecapaciteiten van een radarinstallatie te verbeteren, worden de ingangsignalen met een bepaalde factor verhoogd. Naast de automatische versterking, kan de operator van de installatie manueel deze versterking binnen bepaalde marges aanpassen. Een vermindering van deze versterking, zal ervoor zorgen dat een groot deel van de valse echo's te zwak wordt om verwerkt te kunnen worden door de radarinstallatie.

dat dit eveneens de detectie van kleinere objecten kan verhinderen.

Schepen buiten het windmolenpark hebben geen problemen bij het detecteren van andere schepen buiten het windmolenpark.

Schepen die zich in het windmolenpark bevinden, worden niet geconfronteerd met extra moeilijkheden bij het detecteren van schepen buiten het windmolenpark.

Schepen binnen of buiten het windmolenpark zullen echter wel problemen ondervinden om andere schepen binnen of aan de rand van het windmolenpark te ontdekken.

Kleine schepen binnen of rond het windmolenpark kunnen onopgemerkt blijven, doordat ze zich in de schaduw van windturbines bevinden.

Ook het gebruik van de ARPA<sup>242</sup> binnen of aan de rand van het windmolenpark, zal moeilijk verlopen.

De invloed van deze effecten op de veilige navigatie, hangt vooral af van de menselijke factor:

- Is de zeevarende vertrouwd met de radarinstallatie en de beperkingen ervan? Zeevarenden die geen ervaring hebben met de effecten die windmolenparken op hun radarscherm veroorzaken, kunnen ernstig verward worden door de echo's die ze gepresenteerd krijgen.
- Leeft de zeevarende te allen tijde de COLREGS<sup>243</sup> na?

Indien dit het geval is, zo besluiten de onderzoeken, dan is het effect van een offshore windmolenpark op de veiligheid van de scheepvaart beperkt.

Belangrijk is dat men in de drie onderzoeken te maken kreeg met windmolenparken van beperkte omvang in ondiepe wateren.

Bijgevolg was het scheepvaartverkeer in de omgeving van de parken gelimiteerd.

Indien men deze effecten extrapoleert naar een vaarwater verder uit de kust in de Noordzee, waar drukker scheepvaartverkeer heerst en schepen aan hogere snelheid varen, kan dit ernstige veiligheidsrisico's met zich meebrengen.

Het kanaal, waar meer dan vierhonderd schepen dagelijks de doorgang Calais-Dover passeren en bijkomend nog eens zeshonderd schepen dagelijks de verkeersscheidingsstelsels kruisen, voldoet zonder de minste twijfel aan de criteria van een 'druk vaarwater'.

Wanneer men grotere offshore windmolenparken of clusters van parken (zoals voor

---

<sup>242</sup> *Automatic Radar Plotting Aid*

<sup>243</sup> *International Regulations for Preventing Collisions at Sea*

de Belgische kust) aanlegt in diepere wateren, kunnen de effecten leiden tot fouten in interpretatie en bijgevolg tot een vermindering van de veiligheid van de scheepvaart.

Het is vooral belangrijk dat zeevarenden de effecten kennen en op de hoogte zijn van de locaties waar ze deze mogen verwachten, zodat rekening kan gehouden worden met de verminderde detectiemogelijkheden.

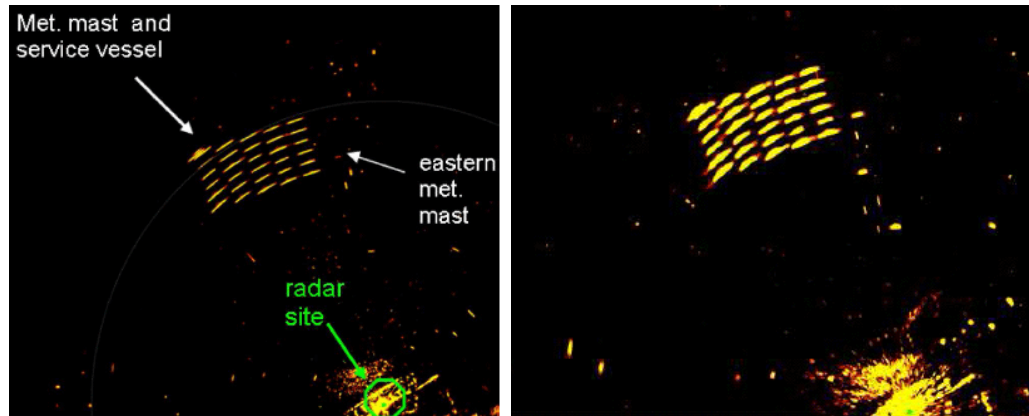
### 3.1.3.2 Effect op de walradarinstallaties

#### Detectie van kleine schepen

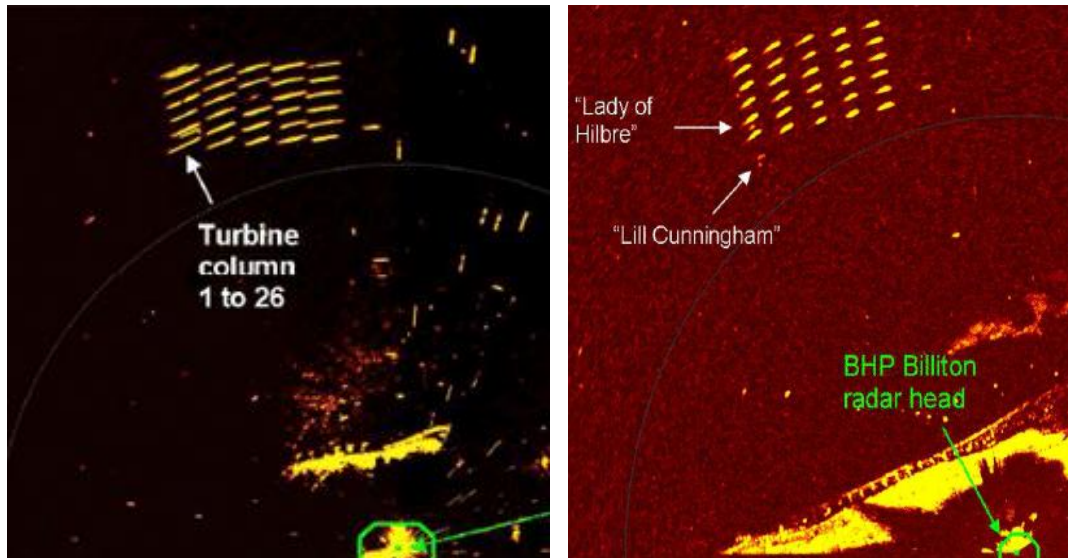
Tijdens het onderzoek in het North Hoyle windmolenpark, werden de gebruikte onderzoeksschepen gemonitord door twee radarstations aan de wal.

Het doel van deze monitoring was het effect te bepalen dat offshore windmolenparken hebben op de radars van VTS stations en controleposten aan haveningangen.

De twee radars bevonden zich op 4 en 5 nautische mijl van het windmolenpark, de eerste op een hoogte van 6 meter en de tweede op een hoogte van 200 meter.



figuur 149 Radarbeelden van de installatie op 6m hoogte: radar ingesteld op gemiddelde en lange pulslengte [63]



figuur 150 Radarbeeld van de installatie op 200m hoogte: gewone radarinstallatie en installatie met hoge persistentie<sup>244</sup> [63]

Tijdens de waarnemingen door de radarinstallatie op 6 meter hoogte, waren de verschillende turbines duidelijk te zien en de meteomast net zichtbaar.

Het verhogen van de radarinstallatie tot 200 meter heeft geen positief effect op de detectie. In beide gevallen konden de twee reddingsboten niet gedetecteerd worden door de walradars.

Het gebruik van een radarinstallatie met hoge persistentie<sup>244</sup> kan de detectiecapaciteiten van de stations aan de wal wel verhogen.

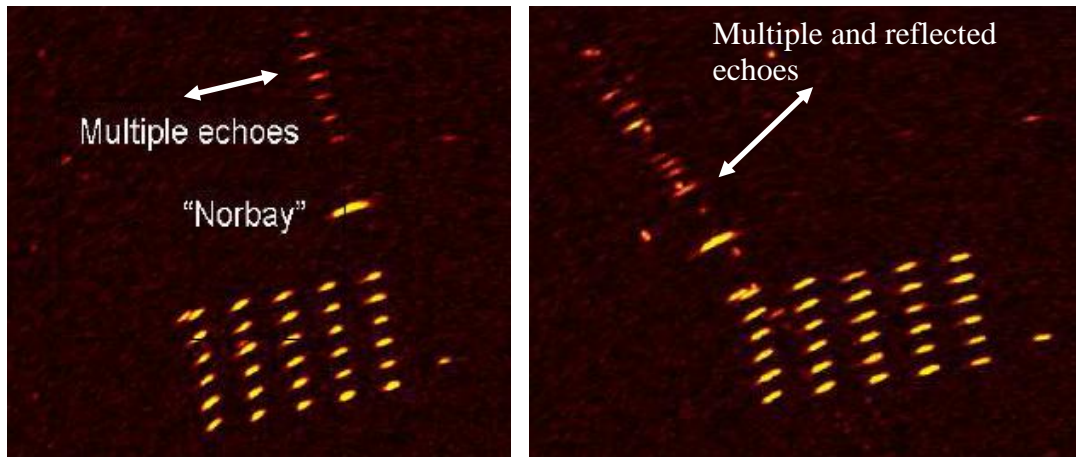
#### Detectie van grote schepen

Tijdens de studie in het offshore windmolenpark van North Hoyle, werd de detectie van de ferry MV 'Norbay' gemonitord door de walinstallaties.

De ferry week af van zijn koers om op een afstand van 800 meter ten noorden van het windmolenpark te passeren.

<sup>244</sup> Een radarinstallatie met hoge persistentie beschikt over een beter detectiecapaciteit vermits het systeem een langere fluorescentie heeft. Dit wil zeggen dat de echo's langer oplichten op het radarscherm. Dergelijke installaties beschikken vaak eveneens over een sterkere radarpulsen en een smallere stralingsbundel. Dit zal de detectie van objecten verbeteren.





figuur 151 Radarbeelden op de walradar bij het voorbijvaren van de 'Norbay' [63]

Veelvuldige echo's zijn zichtbaar wanneer de 'Norbay' het windmolenpark passeert. Op het ogenblik dat het schip de NW hoek van het windmolenpark voorbijvaart, zijn opnieuw veelvuldige en indirecte echo's zichtbaar.

De indirecte echo's worden veroorzaakt doordat de bakboord scheepzijde van de 'Norbay' niet loodrecht georiënteerd is ten opzichte van de walradar. Dit werkt het afkaatsen van radarpulsen naar de windturbines en terug in de hand.

### Besluit

Uit de onderzoeken blijkt dat het opvolgen van kleine schepen binnen en in de buurt van een offshore windmolenpark moeilijk is.

*Target swap* kan optreden wanneer men de ARPA gebruikt om de schepen te volgen. De walradars zijn perfect in staat grotere schepen, zoals de 'Norbay' op te volgen tijdens hun traject rond het windmolenpark.

Een tweede probleem voor de walinstallaties is het ontstaan van valse echo's door de weerkaatsing van radarpulsen tussen het schip en de turbines of de windturbines onderling.

Dergelijke effecten zijn vooral gevaarlijk in de beperkte vaarwateren van havenaanlopen. Hier kunnen VTS stations, SAR operaties en controleposten, bij grote verkeersdichtheid gehinderd worden door valse radarwaarnemingen.

Zoals op scheepsradars kan het effect van de valse echo's beperkt worden door de versterking<sup>245</sup> van de installatie te verminderen. Dit zal echter opnieuw leiden tot een verminderde detectie van kleinere vaartuigen of boeien.

<sup>245</sup> gain



De productie van valse echo's op VTS-radars kan eveneens vermeden worden door een (in de mate van het mogelijke) goede plaatsing van de walradars ten opzichte van het offshore windmolenpark en de scheepvaartroutes.

Indien nodig kunnen verschillende radars op diverse locaties samen gebruikt worden om verwarring te voorkomen.

In Belgische wateren zal een extra radar geplaatst worden op het westelijke uiteinde van de Bligh Bank. De radar zal gebruikt worden om het gebied aan de zeezijde van de toekomstige windmolenparken te dekken en zo het bereik van de Schelderadarketen uitbreiden.

Via deze radar zullen kleinere schepen zichtbaar zijn in het gebied. Dit zal het effect van de blinde- en schaduwzones voor het voorbijgaande scheepvaartverkeer aanzienlijk verminderen, waardoor de scheepvaart veiliger en efficiënter kan verlopen in Nederlandse en Belgische *Traffic Separation Schemes*.

Vooraf het scheepvaartverkeer tussen de Bank zonder Naam en de Thorntonbank zal hierdoor veiliger worden.

De studie benadrukt dat het belangrijk is voldoende afstand te bewaren tussen de grenzen van offshore windmolenparken en de navigatieroutes om de veiligheid van de scheepvaart te garanderen.

De meeste waargenomen effecten verdwenen op een afstand van meer dan anderhalve mijl van het offshore windmolenpark.

### 3.1.3.3 Effect op andere navigatie- en communicatiemiddelen

Tijdens de studies op de offshore windmolenparken, werd eveneens de invloed van de windturbines op andere maritieme instrumentaria geanalyseerd.

De conclusie is dat een negatief effect niet werd waargenomen op GPS systemen, VHF communicatie, mobiele telecommunicaties, DSC<sup>246</sup> installaties, AIS systemen, magnetisch kompas en LORAN C<sup>247</sup>.

Het AIS-systeem dat reeds op de windturbines van de Thorntonbank werd geïnstalleerd, vergroot het bereik van de controleorganismen aan land, wat een positief element kan zijn van offshore windmolenparken.

---

<sup>246</sup> *Digital Selective Calling*: radiocommunicatie door middel van digitale uitwisseling van informatie op gemiddelde en hoge frequenties.

<sup>247</sup> *Long Range Navigation System* is een radio-plaatsbepalingsstelsel gebaseerd op laagfrequente signalen

De vraag kan echter gesteld worden of een AIS-systeem of RACON<sup>248</sup> op de windturbines een effectieve bijdrage is tot de veiligheid van de scheepvaart. Het beeld van een windmolenpark op het radarscherm is zondanig herkenbaar, dat het systeem waarschijnlijk een kleine toegevoegde waarde heeft. In het geval van een windmolenpark onder constructie echter (zoals tijdens fase 1 van het Thorntonproject), kan een AIS-systeem wel een grote hulp zijn bij de identificatie van de obstructies, vermits de configuratie van een offshore windmolenpark dan nog niet kenmerkend is.

### 3.2 Ecologische effecten van offshore windmolenparken op het maritieme milieu [22], [24], [66]–[73]

Studies op bestaande windmolenparken brengen naar voren dat deze een impact hebben op het leven in zee.

Het overzicht van onderstaande invloeden wordt afgeleid uit onderzoeken op twee windmolenparken in Denemarken: Horns Rev en Nysted.

Deze parken werden respectievelijk afgewerkt in 2002 en 2003 en blijven tot vandaag de grootste offshore windprojecten in de wereld. Gedurende zes jaar werd de milieu-impact van de parken bestudeerd.

Dit onderzoek bestond uit drie studies:

Een achtergrondstudie werd uitgevoerd (1999-2001), waarbij het volledige ecosysteem op de locaties in kaart werd gebracht. Hierop volgden metingen tijdens de constructieperiode (2001-2003). Tenslotte werden de operationele parken gedurende verschillende jaren (2002-2006) opgevolgd.

Vermits deze windmolenparken de eerste grote offshore projecten zijn, geldt het onderzoek als de basis voor huidige studies.

Ook onderzoeken van het Koninklijk Belgisch Instituut voor Natuurwetenschappen, uitgevoerd bij de beoordeling van de aanvaardbaarheid van offshore windmolenparken voor de Belgische kust, geven informatie over de ecologische invloed.

Verder wordt eveneens verwezen naar Duitse, Nederlandse en Engelse publicaties.

---

<sup>248</sup> *Radar Beacon*: Indien het radarbaken een radarpuls ontvangt van een schip, stuurt het een puls uit op dezelfde frequentie. Op die manier wordt het bereik van radarpulsen vergroot en detecteert het schip obstructies op grotere afstand. Vaak bestaat het antwoordsignaal uit een specifieke morsecode, wat een hulp is bij de identificatie van het object.

### 3.2.1 Habitatverandering

De aanleg van een offshore windmolenpark kan leiden tot een verlies of verandering in habitat van de lokale organismen.

Zo kunnen de natuurlijke bodemsedimenten aangetast worden door baggerwerken, de installatie van funderingen en erosiebescherming, veranderde stromingspatronen in het gebied, de kabelaanleg, enz.

De introductie van harde substraten door de erosiebescherming en de funderingstructuren, kan zorgen voor de creatie van een nieuwe habitat.

Nieuwe soorten kunnen hun intrede maken in het gebied en de bestaande habitat beïnvloeden.

Foerageergebieden<sup>249</sup> kunnen verloren gaan of nieuwe gecreëerd worden door een verhoging van de biodiversiteit op de locatie van het windmolenpark.

#### 3.2.1.1 Constructiefase

De organismen die het meest lijden aan habitatverlies tijdens de constructie en afbraak, zijn de lokale benthos<sup>250</sup>. Tijdens de baggerwerkzaamheden, de aanleg van de funderingen en de storting van de erosiebescherming, zal onvermijdelijk een deel van de benthische soorten verstoord of vernietigd worden.

De kleine hoeveelheid bodemorganismen die hierbij verloren gaat, is verwaarloosbaar ten opzichte van de onverstoorde habitat van de organismen in het omringende zeebed. Deze tijdelijke vernietiging zou dus geen negatieve invloed hebben op het plaatselijke ecosysteem, vermits de populatie zich binnen het jaar zal herstellen tijdens de exploitatiefase.

#### 3.2.1.1 Exploitatiefase

##### Zachte sedimenten

In de oorspronkelijke, zachte sedimenten van het concessiegebied zal het evenwicht van de benthos zich herstellen na afwerking van het offshore windmolenpark.

Het Deense onderzoek naar de biodiversiteit van de benthos in het windmolenpark van Horns Rev wijst uit dat het park een positief effect heeft op de lokale organismen.

---

<sup>249</sup> gebieden voor voedselvoorziening

<sup>250</sup> mariene bodemdieren: Deze leven in of op de bodemsedimenten. Zij spelen een belangrijke rol in de voedselketen vermits ze als prooi dienen voor talrijke organismen en vissen. Bovendien zijn zij de eerste indicatoren voor wijzigingen in een marien systeem.

De elf meest voorkomende, traditionele benthische soorten werden in hogere aantallen teruggevonden in de zachte sedimenten binnen het windmolenpark dan in het referentiegebied erbuiten.

Ook verschillen de aanwezige benthos-gemeenschappen in het windmolenpark niet van deze die teruggevonden werden in het referentiegebied. Dit wijst er op dat exoten<sup>251</sup> hun introductie (nog) niet gemaakt hebben in de benthische gemeenschappen.

### Harde substraten

De harde bodem die geïntroduceerd wordt bij de aanleg van de funderingen en de erosiebescherming heeft een invloed op de biodiversiteit binnen het windmolenpark. Door het invoeren van harde substraten worden leefgebieden die van nature niet in de lokale wateren voorkomen, gecreëerd. De biodiversiteit van mariene fauna en flora kan hierdoor toenemen.

Uit het Deense onderzoek blijkt dat soorten die oorspronkelijk niet in de zandbodem voorkomen, hun introductie gemaakt hebben op de funderingen en de erosiebescherming. Deze mariene organismen kunnen bijvoorbeeld afkomstig zijn van de rotsachtige kusten in Zuid-Europa.

Over een periode van vijf jaar (2001-2005) zorgde de installatie van een harde bodem op de verschillende posities van de windmolens voor een vermenigvuldiging van het voedselaanbod aan mariene fauna en flora met een factor 150.

De introductie van harde substraten kan vissoorten aantrekken tot het gebied. Enerzijds omdat de nieuwe fysische structuur van de bodem hen beschermt tegen roofdieren of beschutting biedt tegen zeestromen. Anderzijds omdat de verhoogde mariene fauna en flora het voedselaanbod vergroot.

In het windmolenpark van Horns Rev evalueerde men de aantrekkingskracht van de erosiebescherming en de funderingen op vissen. Uit deze studie blijkt dat op slechts één van de vier onderzochte locaties een verhoogde vispopulatie werd teruggevonden.

Invasieve exoten, die door de scheepvaart worden aangevoerd naar Noord-Europa, kunnen zich ook vestigen op de harde, rifachtige bodems van de funderingen en erosiebescherming.

---

<sup>251</sup> Een exoot is een organisme dat door de mens wordt geïmporteerd in een land waar het oorspronkelijk niet van afkomstig is. Soorten die op eigen kracht vanuit hun oorspronkelijke gebied in een nieuw leefgebied terechtkomen, worden niet als invasieve exoten beschouwd.

In het windmolenpark van Horns Rev werden reeds twee exoten geïntroduceerd, waaronder de 'Caprella mutica', een uit de Japanse Zee afkomstige kreeftsoort. Op de huidige zes windmolens van de Thorntonbank zijn ondertussen in totaal al 49 soorten aangetroffen, waarvan enkele niet-inheemse, zoals de Nieuw-Zeelandse zeepok en de Australische dansmug.

### Vogelhabitat

Bepaalde vogelsoorten zouden aangetrokken kunnen worden tot een offshore windmolenpark, door een verhoogde aanwezigheid van prooien of de mogelijkheid uit te rusten op de structuren. Dergelijk gedrag kan resulteren in het behoud van de volledige habitat van de soort.

De meeste vogelsoorten vertonen zich echter niet binnen offshore windmolenparken. (Zie 3.2.2 Barrière-effect.)

Dit vermijdingsgedrag resulteert in het verlies van een deel van de habitat, dat dienst doet als overwinterings-, voedselvoorziening- of trekgebied. Het verminderde voedselaanbod en het extra energieverbruik kan negatieve effecten hebben op de populatie.

Het is belangrijk de proportie van dit habitatverlies af te wegen tegen de nog beschikbare gebieden buiten het park.

Bij het Deense onderzoek kwam het totale verlies aan habitat door de constructie van de parken neer op minder dan 1% voor de lokale vogelsoorten.

De afwerking van alle windmolenparken binnen het Belgische concessiegebied zal een vermindering in de habitat van de meest gevoelige soorten betekenen van maximum 7,3% van het Belgisch Continentaal Plateau.

Men besluit dat deze cijfers klein zijn ten opzichte van het volledige, beschikbare gebied en daarom een minieme biologische invloed zullen hebben op de populaties van de vogelsoorten.

### 3.2.2 Barrière-effect

Windmolenparken kunnen een fysieke versperring vormen voor mariene organismen, waardoor dieren moeten afwijken van hun normale migratiepatroon.

Hierdoor zullen de organismen meer energie verbruiken, wat een negatief effect kan hebben op de populatie.

Indien het geluid van operationele windturbines sterk genoeg is om verstorend te werken op zeezoogdieren en vissen, kan een windmolenpark een barrière vormen

voor de verplaatsing van deze dieren.

Dergelijke effecten werden tot nog toe niet waargenomen bij bestaande windmolenparken. Een verklaring hiervoor is dat de huidige windmolenparken beperkt zijn in oppervlakte. In de toekomst zou het cumulatieve effect van dicht bij elkaar gelegen parken wel een invloed kunnen hebben op de migratie van zeezoogdieren en vissen.

Het barrière-effect is vooral van toepassing op vogels.

Onderzoek naar de invloed van de twee offshore windmolenparken in Denemarken, heeft uitgewezen dat vogels over het algemeen hun vliegrichting aanpassen bij het naderen van de parken. Dit heeft een negatieve invloed op de vogels, vermits ze een langere afstand moeten afleggen en bijgevolg een verhoogde energieconsumptie zullen ondergaan.

Een voordeel is weliswaar dat hierdoor minder vogels in aanraking zullen komen met de offshore windturbines.

Het ontwijkingsgedrag is echter soortgebonden. De meeste soorten worden nooit waargenomen tussen de turbines. Slechts enkele vogelsoorten (zoals aalscholvers en meeuwen) vertonen weinig mijdend gedrag.

Het bepalen van de concrete invloed van het verhoogde energiegebruik op de lokale en migrerende vogelpopulaties is moeilijk en moet verder onderzocht worden.

#### 3.2.2.1 Constructiefase

Tijdens het Deense onderzoek werd een verhoogde aanwezigheid van meeuwen in het gebied waargenomen. In deze periode worden de dieren aangetrokken door de toegenomen scheepvaart in het gebied.

Tijdens de exploitatiefase werd een even groot aantal meeuwen aangetroffen in de windmolenparken als in de gebieden erbuiten.

#### 3.2.2.2 Exploitatiefase

Algemeen wijken 71 tot 86% van de vogels af op een afstand van 1,5 tot 2km van een windturbinepark. Dit geldt zowel voor zee- als voor trekvogels.

De veranderingen in vliegrichting vinden 's nachts dichterbij het windmolenpark plaats, namelijk op gemiddeld 0,5km afstand, omdat de windmolens moeilijker te detecteren zijn.

Geen enkele vogelsoort vertoont een verhoogd gebruik van het windmolenpark tijdens de exploitatiefase.

### 3.2.3 Aanvaringsrisico

Het risico dat vogels lopen om in aanvaring te komen met offshore windturbines wordt beïnvloed door verschillende factoren. De kans op aanvaring is soortgebonden, afhankelijk van de vlieghoogte en snelheid van de vogels en hangt eveneens af van de weersomstandigheden.

Zeemeeuwen en sternen worden regelmatig waargenomen binnen een offshore windmolenpark. Dit verhoogt hun risico op aanvaringen.

Aangezien zeevogels K-geselecteerde<sup>252</sup> soorten zijn, kan een lichte verhoging in de mortaliteit van de vogels door de offshore windturbines een groot effect hebben op de populatie.

Tijdens de Deense studies merkte men dat de vogelsoorten die het park doorkruisen, de neiging vertonen hun vlieghoogte aan te passen tot beneden de rotoren. Het verhoogde risico op aanvaring wordt hierdoor verminderd.

Aan de hand van bovenstaande factoren werd een inschatting gemaakt van het aanvaringsrisico op de Thorntonbank. Tabel 21 geeft een overzicht van de negen lokale vogelsoorten in het Belgische zeegebied die het grootste risico vertonen. Hieruit blijkt dat de grote meeuwsoorten het meeste kans lopen in aanvaring te komen met een offshore windturbine.

Species	Collisison risk (%)	Collision risk
auk sp.	0.0000	-
Sandwich tern*	0.0010	1 / 100,000
Common tern*	0.0010	1 / 100,000
Little gull*	0.0141	1 / 7,000
Black-legged kittiwake	0.0511	1 / 2,000
Northern Gannet	0.0668	1 / 1,500
Great skua	0.0717	1 / 1,400
Common gull	0.0883	1 / 1,100
large gull sp.	0.2153	1 / 500

*tabel 21 Berekend aanvaringsrisico van negen vogelsoorten<sup>253</sup> op de Thorntonbank die het hoogste risico vertonen [60]*

Nederlandse berekeningen<sup>254</sup> wijzen uit dat de jan van gent en de drieteenmeeuw het grootste risico op aanvaring lopen, respectievelijk 0,37 en 1,2% van de totale populatie.

<sup>252</sup> Dit zijn soorten waarbij een stop in de groei van de populatie optreedt wanneer de draagkracht van de habitat bereikt is. Ze worden ondermeer gekenmerkt als soorten die minder nageslacht voortbrengen, dat bovendien meer zorg nodig heeft voor het de volwassen leeftijd bereikt.

<sup>253</sup> Alksoorten (auk species); Sandwich tern (grote stern); Common tern (visdief); Little gull (dwergmeeuw); Black-legged kittiwake (drieteenmeeuw); Northern gannet (jan van gent); Great skua (grote jager); Common gull (stormmeeuw); grote meeuwsoorten (large gull species: Herring gull (zilvermeeuw); Great black-backed gull (grote mantelmeeuw); ...)

Voor het Deense windmolenpark Nysted werd een model opgesteld om de kans op botsing van de meest voorkomende vogelsoort in het gebied, de Eidereend, in kaart te brengen. Hieruit blijkt met 95% zekerheid dat, van de 235.000 eenden die door het gebied van de Deense parken vliegen in de herfst, 0,018 tot 0,020% in botsing zal komen met een turbine, wat neerkomt op 41 tot 48 vogels. Ter vergelijking: in Denemarken worden jaarlijks 70.000 Eidereenden gedood tijdens de jacht.

Offshore windmolenparken zijn vooral gevaarlijk voor migrerende zee- en landvogels. De doortrek op zee vindt immers verder van de kust plaats, waar de concessiegebieden voor offshore windmolenparken zich vaak bevinden.

Onderzoek heeft uitgewezen dat het vooral de niet-zeevogels zijn die aangetrokken worden door obstakels op zee. Dit gebeurt in het merendeel van de gevallen 's nachts en in slechte weersomstandigheden, wanneer de vogels snel gedesoriënteerd raken door verlichte objecten op zee en hierop willen neerstrijken<sup>255</sup>.

Een dergelijk verschijnsel werd reeds waargenomen bij offshore boorplatformen. Of het eveneens voorkomt bij windmolenparken is nog onduidelijk. Mogelijks kan dit effect, door de oprichting van offshore windmolenparken in het trekgebied, optreden tijdens de voor- en najaarstrek.

In de literatuur worden vaak *falls* beschreven. Dit is het plots neerstrijken van een groot aantal - soms zelfs enkele duizenden - migrerende vogels op een constructie op zee, bijvoorbeeld een schip of boorplatform. De kans dat dergelijke *falls* plaatsvinden in offshore windmolenparken is afhankelijk van de vraag of grote groepen vogels op die positie passeren. Indien dit het geval is, zou het verschijnsel een groot aantal aanvaringsslachtoffers kunnen eisen.

Tot nog toe werden *falls* nooit waargenomen in bestaande offshore windmolenparken.

Het Deense onderzoek besluit dat geen enkele vogelsoort een stijging in het jaarlijks sterftcijfer met 1% ondergaat ten gevolge van aanvaringen met windturbines.

---

<sup>254</sup> Bij de aanleg van het offshore windmolenpark Breeveertien II in Nederland (2006) werd een schatting gemaakt van de verwachte aanvaringsslachtoffers per soort.

<sup>255</sup> Zo vielen er tussen oktober 2003 en december 2004 442 slachtoffers onder trekvogels die in aanvaring kwamen met een offshore onderzoeksplatform in Duitsland (FINO 1). Meer dan 50% van deze aanvaringen vonden plaatst tijdens 2 nachten met erg slechte zichtbaarheid door mist en motregen. Vermoed wordt dat de vogels aangetrokken werden door het verlichte platform nadat ze gedesoriënteerd raakten door de slechte weerscondities.



### 3.2.4 Onderwatergeluid

Tijdens de werkzaamheden aan een offshore windmolenpark, worden onvermijdelijk geluiden geproduceerd. Deze kunnen voortkomen uit seismische onderzoeken of de werken bij de constructie, de exploitatie en de afbraak van het windmolenpark. De geluiden kunnen leiden tot een verstoring van de mariene fauna, voornamelijk vissen en zeezoogdieren.

De verstoring kan bestaan uit:

- permanente of tijdelijke fysieke schade op korte afstand van de bron,
- ontwijkinggedrag op gemiddelde afstand,
- effecten op de communicatie en geluidswaarneming op grote afstand.

De geluiden die geproduceerd worden tijdens de werkzaamheden moeten worden afgewogen tegenover het achtergrondgeluid<sup>256</sup> om de impact ervan op de organismen in het water te bepalen. Ook moet de frequentie van het geproduceerde geluid in rekening gebracht worden<sup>257</sup>.

De bepaling van de onschadelijke geluidsmarges voor mariene organismen is aan vele controversen onderhevig. Vaststaande waardes konden nog niet bepaald worden, aangezien het brongeluid vaak verschillende eigenschappen bezit, de omgevingsfactoren de voortplanting van het geluid beïnvloeden en de verschillende organismen anders op geluiden reageren.

Bijgevolg zijn voor vele projecten wel geluidsbronnen opgemeten, maar zijn studies over de acute en chronische effecten hiervan op mariene organismen veel zeldzamer.

Algemeen schat men dat een geluidsniveau beneden de 160dB re 1  $\mu$  Pa<sup>258</sup> geen gevaar oplevert voor zeezoogdieren.

---

<sup>256</sup> Onder water is er steeds achtergrondgeluid aanwezig. Dit wordt veroorzaakt door de waterdiepte, golfslag en golfhoogte, weersomstandigheden, stroming, bodemsamenstelling en door geluiden die door dieren worden geproduceerd. Ook geluiden die geproduceerd worden door de scheepvaart en onderzeese leidingen in het gebied kunnen deel uitmaken van het achtergrondgeluid.

<sup>257</sup> Een onderzoek dat in 2005 in Nederland werd uitgevoerd, wees uit dat het effect van een geluidsbron op het visgedrag niet enkel werd bepaald door de vergelijking met het achtergrondgeluid, maar eveneens beïnvloed wordt door de frequentie van het signaal.

<sup>258</sup> Geluidsniveaus worden weergegeven in decibel. De waarde wordt gemeten onder water en is verschillend van de decibel boven water. Dit aangezien er een verschil is tussen het referentieniveau boven en onder water. Geluid wordt weergegeven als een druk die door een geluidsgolf op een oppervlakte (bijvoorbeeld een trommelvlies) wordt veroorzaakt. Om het geluid op een eenvoudigere manier uit te drukken, wordt het weergegeven in een logaritmische schaal, de decibel. Hierbij wordt elke druk van het geluid  $P$  afgewogen tegenover een referentiedruk  $P_{ref}$ . Dit resulteert in een dB-waarde volgens de vergelijking  $SL$  (sound level) =  $\log(P/P_{ref})$ . Als referentiedruk boven water wordt de drempel van het menselijk gehoor bij 1kHz genomen, namelijk  $20 \times 10^{-6}$  Pascal. Onder water neemt men echter als referentiedruk  $1 \times 10^{-6}$  Pa en weegt men

Geluidsniveaus boven de 180dB re 1  $\mu$  Pa voor bruinvissen en 190 dB re 1  $\mu$  Pa voor zeehonden kunnen een risico inhouden voor het gehoor van de dieren.

#### 3.2.4.1 Constructiefase

De werkzaamheden tijdens de constructie veroorzaken de grootste invloed op zeezoogdieren en vissen. De hoogste geluidsniveaus worden geproduceerd tijdens het heien van de *monopiles*, de pijlers van vakwerkstructuren<sup>259</sup> en de meteomasten.

##### Geproduceerde geluidsniveaus

Uit het Deense onderzoek blijkt dat bij het heien van een *monopile* voor een 2MW-turbine geluiden worden geproduceerd van 235dB re 1  $\mu$  Pa op één meter van de bron.

Afhankelijk van de huidige types van windturbines varieert dit geluidsniveau tussen de 200 en 250dB re 1  $\mu$  Pa op één meter van de bron.

Op enkele honderden meters tot maximaal één kilometer afstand van de constructiewerken, bedraagt dit niveau nog 190dB re 1  $\mu$  Pa.

##### Invloed van het geluid op mariene fauna

Op korte afstand, zijnde enkele honderden meters tot maximaal één kilometer, kan het geproduceerde geluid sterfte of permanente fysieke schade veroorzaken bij mariene fauna. Men schat dat gehoorsverlies kan optreden tot op een afstand van 1,8 km van de geluidsbron voor bruinvissen en tot op 400m voor zeehonden. Tijdelijke gehoorschade kan optreden tot maximaal enkele kilometers afstand van de geluidsbron.

De lage frequenties van de geproduceerde geluidsgolven kunnen over afstanden van tientallen kilometers nog boven het achtergrondgeluid uitkomen. Hierdoor kan het gehoor van zeezoogdieren en vissen, de communicatie en het geluid geproduceerd tijdens de jacht verstoord worden.

Men is bijna zeker dat bruinvissen en zeehonden de heiwerkzaamheden kunnen waarnemen over afstanden tot 80km en mogelijks nog verder.

Verstoringen in het gedrag van de dieren zijn mogelijk tot op een afstand van ongeveer 20km.

---

de gecreëerde druk af tegenover deze  $P_{ref}$  op 1meter van de bron. Bijgevolg zal het geluidsniveau in dB boven water lager liggen bij eenzelfde geluidsdruk P.

<sup>259</sup> Jacket-structuren

Tijdens het Deense onderzoek werden reacties bij bruinvissen waargenomen op afstanden van 25km van de geluidsbron.

Voor tuimelaars werd vastgelegd dat de geluiden van heiwerkzaamheden op een afstand van 10 tot 40km nog interferentie creëren met de geluiden die ze zelf produceren bij de communicatie, jacht en oriëntatie.

Deze vaststellingen werden afgeleid uit de beperkte kennis over het gehoor van mariene fauna en een schatting van de verplaatsing van het heigeluid in de Noordzee.

Vaststaande conclusies over het effect van de constructiewerken op de perceptie door vissen, kunnen niet worden getrokken vermits de beschikbare informatie alsnog te beperkt is.

Wel werden reeds reacties van vissoorten op geluiden bij seismisch onderzoek waargenomen op afstanden tot 20km van de geluidsbron.

Een rapport, uitgebracht eind maart 2010 door het Engelse studiebureau *Collaborative Offshore Wind Research Into the Environment (COWIE)*, brengt naar voren dat kabeljauw en tong reacties vertonen op het geluid van heiwerkzaamheden. Tijdens simulaties werd in deze studie aangetoond dat de vissen een schrikreactie en afwijkingsgedrag vertonen op een afstand<sup>260</sup> van 7,5 tot 70km van de geluidsbron. De reacties verminderden na veelvuldige blootstelling aan het geluid.

Heiwerkzaamheden kunnen eveneens ecologische invloeden op de populatie van mariene fauna veroorzaken. Vislarven worden in de periode van januari tot juni getransporteerd van de paaigronden naar de kinderkamergebieden<sup>261</sup>. Viseieren en vislarven die tijdens studies aan geluidspulsen werden blootgesteld, vertoonden een vermindering in groei of een lagere kans op overleving.

Dit kan leiden tot een afname van 5 tot 10% in de aanvoer van vislarven op de locatie van de werkzaamheden.

Voor het overleven van de vissoorten, zoals schol, tong en haring, in de Noordzee is de invloed van de lokale heiwerkzaamheden miniem.

De effecten van heiwerkzaamheden in offshore windmolenparken worden als tijdelijk beschouwd. De werken zijn beperkt in tijd en ruimte en het beïnvloedde gebied is zeer klein ten opzichte van de volledige habitat van de lokale fauna.

---

<sup>260</sup> Op deze afstand bedroeg het waargenomen geluid nog 140 tot 161dB re 1 µPa.

<sup>261</sup> Kinderkamergebieden zijn zeegebieden waarnaar vislarven verplaatst worden door de stroming en die beschikken over een grote voedselrijkdom.

Wanneer een herstel van de populaties in het gebied zal optreden en in welke mate, blijft echter onbekend.

Het Deense onderzoek besluit dat de heiwerkzaamheden bruinvissen en zeehonden verdrijven uit het gebied gedurende de tijdsduur van de werken. Indien men stopt met heien, dan keren de dieren na verloop van tijd (6 tot 8 uur) terug.

Het windmolenpark van Nysted ligt op 4km afstand van een wildreservaat waar ook zeehonden verblijven.

Tijdens de heiwerkzaamheden werden minder zeehonden geobserveerd in het reservaat.

Gedurende de andere constructiewerken werd geen verminderde aanwezigheid van de dieren waargenomen.

### Beschermingsmaatregelen

De laatste tijd is er een wereldwijde tendens om het geproduceerde geluid bij menselijke activiteiten zoals scheepvaart, baggerwerken, zandwinning en onderzoek te verminderen.

Mitigerende maatregelen kunnen genomen worden om tijdelijke en fysieke gehoorschade bij mariene organismen te vermijden. Deze hebben als doel het verjagen van de dieren uit het gebied vóór gehoorschade kan optreden of het verminderen van de geluidsproductie tijdens de werkzaamheden.

Voor het verjagen van zeezoogdieren en vissen kunnen twee methodes gebruikt worden:

Een eerste methode bestaat uit een graduele toename in het geproduceerde geluidsniveau tijdens de werkzaamheden.

In het geval van seismisch onderzoek, dat gebruikt wordt tijdens de studies voor de aanleg van een offshore windmolenpark, bereikt men dit door het geleidelijk opstarten van de meetapparatuur.

Bij de heiwerkzaamheden aan een *monopile* kan men de kracht van de hamerslagen langzaam laten toenemen.

De tweede methode bestaat uit een akoestisch afschrikmiddel. Dit systeem wordt gebruikt een tweetal uur vóór de start van de werkzaamheden en blijkt erg efficiënt te zijn.

Bruinvissen zijn veel gevoeliger voor geluid dan de andere soorten<sup>262</sup>. Lagere

---

<sup>262</sup> Uitgenomen op lage frequenties (zie 3.2.4.2 Exploitatiefase)

geluidsbronnen veroorzaken al tijdelijke gehoorschade.

Daarom start men best met een akoestisch afschrikmiddel<sup>263</sup> dat een geluid van 133dB re 1  $\mu$  Pa produceert op één meter van de bron. Na enige tijd kan men het schrikmiddel voor zeehonden<sup>264</sup> gebruiken, dat de zeehonden en bruinvissen verder verjaagt tot op afstanden van minimum enkele honderden meters.

Deze afschrikmiddelen moeten zorgvuldig ontworpen worden, zowel qua frequentie als qua intensiteit van het geproduceerde geluid, om gehoorschade bij zeezoogdieren te voorkomen.

Verschillende andere maatregelen werden ontwikkeld met als doel de geluidsproductie tijdens de werkzaamheden te verminderen. Men kan bijvoorbeeld de palen intrillen met behulp van een systeem dat *vibro-piling* genoemd wordt of een luchtbellengordijn rond de paal aanbrengen tijdens de heiwerkzaamheden.

Dergelijke systemen zijn nuttig vermits een reductie van het geluidsniveau met 5 tot 10dB de afstand, tot waar verstoring en permanente of tijdelijke fysieke schade bij zeezoogdieren optreedt, met de helft vermindert<sup>265</sup>.

#### 3.2.4.2 Exploitatiefase

Er is weinig informatie beschikbaar over de geproduceerde geluidsniveaus door operationele windturbines en hun invloed op vissen en zeezoogdieren.

De geluiden tijdens de exploitatiefase worden veroorzaakt door de werking van de turbines<sup>266</sup> en de golfslag en stroming tegen de palen en funderingen.

In het Deense onderzoek wijst men er op dat bruinvissen een zwak gehoor hebben voor lage frequenties, zwakker dan bijvoorbeeld zeehonden en veel lager dan de meeste vissoorten<sup>267</sup>.

---

<sup>263</sup> Acoustic Deterrent Device (ADD) Dit systeem produceert geluidsgolven onder water met een maximale sterkte van < 185dB re 1  $\mu$ Pa op 1 meter van de bron. Dit maximale geluidsniveau wordt echter nooit gehaald.

<sup>264</sup> Acoustic Harassment Device (AHD) of seal scarer. Deze systemen zijn eveneens onderworpen aan het maximale geluidsniveau van < 185dB re 1  $\mu$ Pa op 1 meter van de bron, maar produceren hogere geluidsniveaus dan ADD systemen.

<sup>265</sup> Dit is mogelijk aangezien de decibelschaal een logaritmische schaal is. Dit betekent dat een reductie van het brongeluid met 10dB een daling in vermogen van het geluid met een factor 10 betekent. Het effect van deze logaritmische schaal kan aangetoond worden met een voorbeeld van de impact van geluid op de mens. Het menselijk oor ondergaat schade bij een geluidsniveau van 90dB na een periode van 2 uur. Een geluidsniveau van 100dB veroorzaakt reeds schade na 15 minuten.

<sup>266</sup> geluiden afhankelijk van de rotatiefrequentie van de turbines of de geluiden door de werking van de tandwielkast

<sup>267</sup> Het gehoor van bruinvissen is over het grootste deel van het gehoorspectrum scherper dan dat van zeehonden. Enkel bij lage frequenties hoort een bruinvis minder goed. Hij zal een geluid met

Dit maakt het onwaarschijnlijk dat bruinvissen operationele windturbines, die een beperkt geluidsniveau produceren, kunnen horen op meer dan enkele honderden meters afstand.

Het is eveneens mogelijk dat gewenning optreedt.

In de windmolenparken voor de Nederlandse kust<sup>268</sup> werden reeds zeehonden en bruinvissen waargenomen.

Ook in het windmolenpark van Horns Rev werd een vermindering in de aanwezigheid van bruinvissen en zeehonden niet opgemerkt.

In het windmolenpark van Nysted, keerden de bruinvissen pas na twee jaar terug naar het gebied. Een verklaring voor deze afwezigheid is nog niet gevonden, maar onderzoekers vermoeden dat het gebied van het windmolenpark minder belangrijk is voor de bruinvissen, wat hun vertraagde terugkeer kan uitleggen.

Men besluit dat een operationeel windmolenpark geen impact heeft op de zeezoogdieren, vermits de bijdrage van een windturbine in het totale onderwatergeluid verwaarloosbaar is.

In het windmolenpark van Horns Rev vergeleek men de visfauna met deze teruggevonden op scheepswrakken in andere delen van de Noordzee.

Hieruit blijkt dat de geluiden en vibraties van de turbinegeneratoren geen invloed hebben op de visgemeenschappen in het windmolenpark.

### 3.2.5 Verstoring door onderzeese kabels

Onderzeese kabels produceren een magnetisch veld tot op een bepaalde afstand van de stroomkabel. Dit veld verhoogt het lokale aardmagnetisch veld en kan om die reden een invloed uitoefenen op organismen die hiervoor gevoelig zijn, zoals haaien, roggen, haringachtigen en platvissen. Ze beschikken immers over receptoren voor het waarnemen van zwakke spanningsgradiënten, die hen in staat stellen te navigeren of prooien te detecteren.

Ook andere soorten<sup>269</sup> maken gebruik van het geomagnetisch veld voor hun oriëntatie.

---

een frequentie van 10Hz pas detecteren bij een intensiteit van 140dB, dit is 20dB hoger dan bij een zeehond.

<sup>268</sup> Near Shore Windfarm: Egmond aan Zee en Q7: Prinses Amalia Windfarm

<sup>269</sup> bruinvissen, witsnuitdolfijnen, atlantische zalmen, pladijs, kraakbeenvissen, kaakloze vissen en de grijze garnaal

Het magnetisch veld van de onderzeese stroomkabel in het windmolenpark van Nysted bedraagt ongeveer  $5 \mu\text{T}$ <sup>270</sup> op één meter afstand van de stroomkabel, wanneer het park draait op volle capaciteit.

Het natuurlijke aardmagnetisch veld op die positie bedraagt  $45 \mu\text{T}$ .

Volgens de constructeur van de zeekabels<sup>271</sup> voor het Thorntonproject ligt het magnetisch veld van de kabels 25 keer lager dan het aardmagnetisch veld in de Noordzee<sup>272</sup>.

Deze beperkte verhoging in magnetische veldsterkte heeft bijgevolg een zeer kleine invloed op de mariene organismen, vooral aangezien het om extreem lokale fenomenen gaat (binnen enkele meters tot de stroomkabel).

Ook de temperatuur kan in de sedimenten rond de stroomkabel verhoogd worden. Dit heeft mogelijks een effect op de benthos in de onmiddellijke omgeving van de onderzeese kabel.

De beschikbare gegevens aangaande de invloed van elektromagnetische velden op mariene fauna zijn nog erg beperkt.

### 3.2.6 Vermindering van de water- en bodemkwaliteit

Vervuiling kan zowel plaatsvinden via lozingen door schepen als via schadelijke stoffen die in de windturbines zelf aanwezig zijn.

Stoffen, gebruikt op en binnen de offshore windturbines, kunnen in het water of de bodem terechtkomen. Dergelijke producten zijn bijvoorbeeld *anti-fouling*<sup>273</sup> bestanddelen, smeeroliën en vetten, SF<sub>6</sub>-gas<sup>274</sup> en stoffen die afgegeven worden in het water door de corrosiebescherming<sup>275</sup>, zoals aluminium.

De samenstelling en toepassing van deze producten is aan internationale normen onderworpen, zoals het verbod op het gebruik van TBT<sup>276</sup> in aangroeiwerende verven.

Dit vermindert de kans op schade en de impact hiervan op het maritieme milieu.

---

<sup>270</sup> De microtesla is een maat voor de magnetische fluxdichtheid.

<sup>271</sup> ABB Power Technology

<sup>272</sup> Op 1 meter van de zeekabel bedraagt het magnetisch veld 1,8 microtesla, tegenover het aardmagnetisch veld in de Noordzee met een waarde van 48 tot 50 microtesla.

<sup>273</sup> Aangroeiwerende producten

<sup>274</sup> Zie 2.4.3 Kabelaanluiting.

<sup>275</sup> *coatings* en anodes

<sup>276</sup> Tributyltin

### 3.2.7 Veranderingen in menselijke activiteit

De aanwezige bodemgemeenschappen in de Noordzee zijn sterk aangetast door allerlei menselijke invloeden zoals zandontginning, visserij, enz. Dit heeft tot gevolg dat de biodiversiteit in het gebied niet in een natuurlijke toestand verkeert.

Een verbod op scheepvaart en visserij in het windmolenpark zal een herstel van de bodemfauna tot gevolg hebben. Dit zou kunnen betekenen dat offshore windmolenparken zorgen voor de creatie van een waardevolle, nieuwe habitat. Ook vissoorten kunnen wegvluchten uit de beviste gebieden naar het windmolenpark, met een verandering van de voedselketen tot gevolg. Dit kan een positief effect hebben op de biodiversiteit in het gebied.

Het Deense onderzoek stelt dat het verbod op visserij binnen het windmolenpark een positieve invloed kan hebben op de bruinvissen, vermits het de *bycatch*<sup>277</sup> kan verminderen in de Noordzee. Door de beperkte grootte van het windmolenpark zal deze reductie in bycatch echter heel miniem zijn. Indien men meerdere windmolenparken in eenzelfde gebied aanlegt, kunnen de cumulatieve effecten mogelijks wel een verschil maken.

### 3.2.8 Besluit

Bij de evaluatie van de effecten wordt het belang van het concessiegebied voor de verschillende organismen, zoals vogels, vissen, zeezoogdieren en benthos, in rekening gebracht.

Het grootste effect van de parken op mariene fauna en flora zal plaatsvinden tijdens de constructiewerken, zoals de bagger- en heiwerkzaamheden. Hiervan zullen de benthos, zeezoogdieren en vissen de meeste hinder ondervinden.

Tijdens de exploitatiefase blijken de offshore windmolenparken vooral een invloed te hebben op de avifauna, door de versperring op hun vliegroutes.

De informatie over de effecten van offshore windmolenparken op het maritieme milieu is erg beperkt. Uit de beschikbare gegevens wordt op dit moment besloten dat de impact gelimiteerd is. De oppervlakte van de beïnvloede gebieden is immers verwaarloosbaar ten opzichte van het verspreidingsgebied van de aangetroffen soorten.

Het is belangrijk in gedachten te houden dat deze impact, bepaald na onderzoek in de bestaande windmolenparken, zeer plaatsgebonden is.

---

<sup>277</sup> Bijvangst: Dit is het ongewenst vangen van vissoorten of zeezoogdieren die niet nuttig zijn voor de verkoop en op deze manier nodeloos gedood worden. Bijvangst is de grootste, door menselijke inwerking veroorzaakte doodsoorzaak van bruinvissen.



De effecten worden beïnvloed door verschillende factoren.

Zo is de inschatting van de geluidsimpact tijdens de constructiefase afhankelijk van de aanwezige scheepvaart in het gebied, de toegepaste heitechnieken bij de installatie van de turbines en de diameter van de heipalen. Verwacht wordt dat de effecten tijdens de constructiewerken van offshore windmolenparken in de toekomst zullen stijgen, doordat men steeds grotere installaties gebruikt.

Ook verschillen de resultaten van onderzoeken tijdens de exploitatiefase door het wisselende vermogen van de windturbines en de variabelen in funderingstypes, weersomstandigheden, diepte van het water op de locatie, aanwezige mariene fauna en flora, enz.

Er bestaan nog grote vraagtekens naar de invloed van de parken op het totale populatieniveau van de mariene fauna en flora, zowel op korte als op lange termijn. Intensieve monitoringprogramma's op de offshore windmolenparken, die in de laatste jaren werden of in de nabije toekomst worden opgericht, zijn nodig om de kennis over dit probleem te vergroten.

Het is hierbij vooral van belang de cumulatieve effecten van nabijgelegen windmolenparken op het maritieme milieu te analyseren.

#### 3.2.8.1 Monitoring

Onderzoek naar de invloed van offshore windmolenparken moet over de volledige levensduur van de installaties worden uitgevoerd.

Een onderzoeksfrequentie van één tot meerdere malen per jaar wordt opgelegd.

Deze opvolging bestaat uit:

- metingen van het geluid onder water bij de verschillende werkzaamheden in verschillende weerscondities,
- sterfte van organismen in of nabij het windmolenpark,
- terugkeer van organismen na de werkzaamheden,
- onderzoek naar de vestiging, ontwikkeling en aard van de organismen op de nieuwe, harde ondergrond,
- studies van de visfauna in het concessiegebied,
- metingen van de elektromagnetische velden rond de stroomkabels.

De monitoring kan uitgevoerd worden met behulp van:

- visuele waarnemingen door schepen of duikers,
- het vangen van mariene fauna door middel van fuiken of netten,
- staalnamen van de erosiebescherming,

- sedimentstalen door middel van een grijper,
- verankering van T-PoD's<sup>278</sup> binnen of in de buurt van het concessiegebied,
- *Thermal Animal Detection Systemen*<sup>279</sup>,
- radarsystemen voor de detectie van vogels. (Zie 3.2.8.2 Toekomst.)

### 3.2.8.2 Toekomst

De resultaten die bij onderzoeken op bestaande offshore windmolenparken worden bekomen, kunnen gebruikt worden in de ontwikkeling en situering van toekomstige parken, zodat hun invloed op de mariene fauna en flora minimaal blijft.

Ook kan men bestaande offshore windmolenparken uitrusten met installaties om een negatieve invloed in de mate van het mogelijke te beperken.

(Een dergelijke maatregel kan bijvoorbeeld bestaan uit het stilleggen van de rotoren bij bepaalde weersomstandigheden in periodes van intensieve vogelmigratie.

Ook kan de signalisatie van offshore windmolenparken in de toekomst worden aangepast, wanneer meer informatie beschikbaar is over de invloed van verlichting op vogels<sup>280</sup>.

Radarsystemen kunnen geïnstalleerd worden in bestaande (en toekomstige) offshore windmolenparken voor de detectie van vogels. In februari 2010 sloot het Koninklijk Belgisch Instituut voor Natuurwetenschappen een contract af met het Amerikaanse bedrijf DeTect voor de levering van een *MERLIN Avian Radar System*. Deze radarinstallatie zal opgesteld worden binnen het Belgische windconcessiegebied.

Het radarsysteem heeft een dubbele functie. Enerzijds kan men op deze manier een beeld krijgen van het migratiepatroon van vogels door het concessiegebied vóór en na de aanleg van een offshore windmolenpark. Anderzijds kan de radarinstallatie een bescherming bieden bij aanvaringsgevaar van vogels. De installatie zal, na de detectie van de dieren, automatisch het traject van de vogels door het park opvolgen en respectievelijk de verschillende windturbines stilleggen tot het gevaar geweken is. Het voordeel is dat dit monitoringsysteem zowel overdag als 's nacht en in slechte weersomstandigheden werkzaam is.)

<sup>278</sup> Een T-Pod (Porpoise Detector) is een autonoom monitoringsysteem voor ultrasoon geluid, dat gebruikt wordt om de aanwezigheid van bruinvissen en dolfinen te detecteren.

<sup>279</sup> TADS zijn infrarode monitoringssystemen die gebruikt worden om de aanwezigheid van vogels rond een turbine te detecteren.

<sup>280</sup> Het kleur en de flitsperiode van verlichting heeft een invloed op het gedrag van vogels. Bij een grotere tijdsspanne tussen de flitsen worden minder vogels aangetrokken tot de verlichting. Wit licht trekt de meeste vogels aan, terwijl groen en blauw licht weinig aantrekkingskracht uitoefenen. Het rode licht, dat wereldwijd gebruikt wordt voor de veiligheid van de luchtvaart, veroorzaakt desoriëntatie bij vogels. Door deze lichten te dempen, vermindert de invloed op vogels. [68]

## Besluit

In de verschillende hoofdstukken verkregen we een beeld van de omvangrijke technologieën die de constructie van offshore windmolenparken met zich meebrengt. Het oprichten van een windmolenpark op zee vereist een samenspel van verschillende industriële afdelingen, gaande van geologisch en geofysisch onderzoek tot *heavy lift* installaties en corrosiebescherming.

Uitgebreide studies naar de geschiktheid van de locatie, onderzoeken naar de ideale fundering en turbine en ingewikkelde logistieke organisaties moeten worden opgesteld bij de planning van een offshore windmolenpark.

Tot nog toe steunt de industrie op investeringen door de overheid, gezien de opbrengst aan energieproductie niet opweegt tegen de hoge installatiekosten.

Na verloop van tijd zal de ontwikkeling van nieuwe technieken er echter voor zorgen dat het oprichten van offshore windmolenparken economischer wordt, waardoor het mogelijk zal zijn de injectie van overheidskapitaal te verminderen.

Lokale overheden moeten, bij het toekennen van concessiegebieden, aandacht besteden aan de hinder die deze zullen veroorzaken voor de scheepvaart en aan de gevoeligheid van de maritieme populaties in het gebied.

Zowel bestaande scheepvaartroutes, als trek-, paai- en foerageergebieden van vogels, de aanwezigheid van zeezoogdieren en vissen en de talrijke organismen in de zeebodem waarop de volledige habitat op de locatie gebaseerd is, moeten in beschouwing worden genomen bij de evaluatie van een doelgebied.

Het is bijgevolg niet verwonderlijk dat de offshore windtechnologie niet stilstaat.

Uit elke constructie van een windmolenpark worden lessen getrokken voor de optimalisering van de industrie en dit niet enkel op economisch vlak.

Wetenschappelijk onderzoek naar de invloed van bestaande windmolenparken op het maritieme milieu en de scheepvaart is onontbeerlijk voor de toekomst.

Deze studies zullen leiden tot nieuwe inzichten bij de zoektocht naar optimale locaties voor offshore windmolenparken.

Ook bestaande parken kunnen, afhankelijk van deze resultaten, worden uitgerust met mitigerende maatregelen om hun invloed te beperken.

## BIBLIOGRAFIE

### Geschreven bronnen

- [1] Sathyajith, M. (2006), *Wind Energy, Fundamentals, Resource analysis and economics*, Springer.
- [2] Bhadra, S.N. e.a. (2005), *Wind Electrical Systems*, Oxford University Press.
- [3] Burton, T. e.a. (2001), *Wind Energy Handbook*, Chichester West Sussex England, John Wiley & Sons LTD.
- [4] Wagner, H.J. e.a. (2006), *Energy Technologies subvolume C: Renewable Energy (Chapter 3 Wind Energy Conversion)*, Berlin Heidelberg Germany, Springer-Verlag.
- [5] Kapt. Jacobs W. (2008) *Cursus Meteorologie en Oceanografie*, Antwerpen, Hogere Zeevaartschool, niet gepubliceerde cursus.
- [6] Stiebler, M. (2008), *Green Energy and Technology: Wind Energy Systems for Electric Power Generation*, Berlijn Heidelberg, Springer-Verlag.
- [7] Hau, E. (2006), *Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics*, Berlin Heidelberg, Springer.
- [8] Bulder, B.H. e.a. (2003), *Floating Offshore Wind Turbines for Shallow Waters*, ECN Windenergie, Nederland.
- [9] Benysek, G., Strzelecki, R. (2008), *Power Electronics in Smart Electrical Energy Networks*, London, Springer.
- [10] Mukund, R., Pathel, Ph.D. (1999), *Wind and Solar Power Systems*, Merchant Marine Academy Kings Point New York, New York, CRC Press.
- [11] Massachusetts Institute of Technology (2006), *Low Wind Speed Technology Phase II: Offshore Floating Wind Turbine Concepts: Fully Coupled Dynamic Response Simulations*, Massachusetts, National Renewable Energy Laboratory.
- [12] Concept Marine Associates, Inc. (2006), *Wind Speed Technology Phase II : Semisubmersible Platform and Anchor Foundation Systems for Wind Turbine Support*, California, National Renewable Energy Laboratory.
- [13] DTU Mekanik, Department of Mechanical Engineering (2009), *Increasing the Feasibility of Floating Foundations for Offshore Wind Turbines*, Denmark, Technical University of Denmark.
- [14] Engels, W.P. e.a. (2010), *Current developments in wind-2009*, Nederland, Energy Research Centre of the Netherlands (ECN Windenergie).
- [15] Buhl, M.L. Jr. and Jonkman, J.M. (2007), *Loads Analysis of a Floating Offshore Wind Turbine Using Fully Coupled Simulation*, Los Angeles California, National Renewable Energy Laboratory, U.S. Department of Energy.

- [16] Villalobos, F.A. e.a. (2004), *Suction Caisson Foundations for Offshore Wind Turbines*, Oxford, Oxford University.
- [17] Vrije Universiteit Brussel, Dienst Stromingsmechanica en ODE-Vlaanderen (1998), *Duurzame Energiebronnen: Windenergie winstgevend*, Enschedé-Van Muysewinkel.
- [18] Bosschem, E. e.a. (2009), Gravity Base Foundations for the Thornton Bank Offshore Wind Farm, *Terra et Aqua: Maritime Solutions for a Changing World*, nr. 115, pp 20-29.
- [19] Haerens, P. e.a. (2008), *C-Power-Offshore Wind Turbine Farm- Bank Morphology and Scour Protection*, IMDC.
- [20] Bolle, A. e.a. (2009), *Scour around gravity-based wind turbine foundations – prototype measurements*, Antwerpen, IMDC en C-Power.
- [21] C-Power N.V. (2003), *Milieueffectenrapport voor Offshore Windturbinepark op de Thorntonbank - deel 2: Hoofddocument MER*, Antwerpen, Ecolas N.V.
- [22] Brabant, R. e.a., Koninklijk Belgisch Instituut voor Natuurwetenschappen (2007), *Milieueffectenbeoordeling van het Belwind offshore windmolenpark op de Bligh Bank*, Brussel, Beheerseenheid Mathematisch Model van de Noordzee.
- [23] Koninklijk Belgisch Instituut voor Natuurwetenschappen (2006), *Aanvraag van de n.v. C-Power tot wijziging van de vergunning en machtiging voor het bouwen, inclusief de aanleg van kabels, en het exploiteren van een min 216-max 300 MW farshore windenergiepark op de Thorntonbank*, Brussel, Beheerseenheid Mathematisch Model van de Noordzee.
- [24] Koninklijk Belgisch Instituut voor Natuurwetenschappen (2004), *Bouw en exploitatie van een windmolenpark op de Thorntonbank in de Noordzee: Milieueffectenbeoordeling van het project ingediend door de n.v. –Power*, Brussel, Beheerseenheid Mathematisch Model van de Noordzee.
- [25] Atzier, R. e.a. (2008), *Ground Investigations for Offshore Wind Farms*, Hamburg, Germany, Federal Maritime and Hydrographic Agency (BSH).
- [26] Renardy, F. (2008), *Thornton Bank windmill Farm Phase 2- Offshore Geophysical Surveys, Method Statement*, Blegny, België, G-tec.
- [27] Brouwer, H. (2007), *In situ Soil Testing*, East Sussex, Lankelma.
- [28] Dredging International (2008), *Method Statement Pre-Lay Grapnel Run, Wind Farm Thornton Bank-Cable Works Offshore-Phase 1*, Breda, The Netherlands, Tideway bv.
- [29] THV Seawind and/or Dredging International (2008), *Survey & Route Preparation Work Instruction, Wind Farm Thornton Bank-Cable Works Offshore-Phase 1*, Breda, The Netherlands, Tideway bv.
- [30] THV Seawind and/or Dredging International (2008), *Method Statement: Cable Installation 150kV, Wind Farm Thornton Bank-Cable Works Offshore-Phase 1*, Breda, The Netherlands, Tideway bv.

- [31] THV Seawind and/or Dredging International (2008), *Method statement Shore End Landing and Pull In of 150kVA cable, Wind Farm Thornton Bank-Cable Works Offshore-Phase 1*, Breda, The Netherlands, Tideway bv.
- [32] Dredging International (2009), *Method statement J Tubes Pull-in 33kV Cable, Wind Farm Thornton Bank-Cable Works Offshore-Phase 1*, Breda, The Netherlands, Tideway bv.
- [33] Dredging International (2008), *Post-Lay Survey 150kV Export Cable, Wind Farm Thornton Bank-Cable Works Offshore-Phase 1*, Breda, The Netherlands, Tideway bv.
- [34] Dredging International (2009), *Wind Farm Thornton Bank Phase 1: Marine and Electrical Works Contract, PEC Cable Crossing- Installation of additional asphalt mattresses*, , Zwijndrecht, België, Tijdelijk Handelsvenootschap THV Seawind.
- [35] ABB (2007), *Thornton Bank Wind Farm, Cable Subcontract Phase 1*, The Netherlands, ABB bv.
- [36] Tideway B.V., Marine and Offshore Contractors (2005), *Vessel Technical Manual-DPPPV 'Tideway Rollingstone'*, Breda, The Netherlands, Tideway bv.
- [37] Tideway B.V. (2008), *Activity-specific Method Statement for the Gravel Bed Installation, Thornton Bank Wind Farm-Phase 1*, Breda, The Netherlands, Tideway bv.
- [38] Volker Stevin Marine Contracting (2004), *New powercable burial system delivered, Sea Stallion 4 plough*, Papendrecht, The Netherlands, Volker Wessels company.
- [39] Tideway Offshore Contractors (2008), *D.P. Fall Pipe Vessel 'Rollingstone'*, Breda, The Netherlands, Tideway bv.
- [40] Tideway Offshore Contractors (2008), *D.P. Fall Pipe Vessel 'Seahorse'*, Breda, The Netherlands, Tideway bv.
- [41] Tideway B.V. (2008), *Trenching of Exposed Cable at PEC crossing, Wind Farm Thornton Bank- Cable Works Offshore-Phase 1*, Breda, The Netherlands, Tideway bv.
- [42] Tideway Offshore Contractors (2008), *Activity-Specific Method Statement for the Gravel Bed Installation, Thornton Bank Wind Farm-Phase 1*, Breda, The Netherlands, Tideway bv.
- [43] Scaldis Salvage & Marine Contractors N.V. (2009), *Thorntonbank Wind Farm Lifting, Transport and Placing Procedure*, Antwerpen, België, Scaldis.
- [44] DEME, Dredging, Environmental & Marine Engineering (2008), *Far Shore Windmolenpark Thorntonban, België*, Zwijndrecht, Antwerpen, D.E.M.E. nv.
- [45] Dredging International, Seawind, Fabricom GTI (2007), *Thornton Bank Wind Farm-Phase 1- Marine and Electrical Contract, Method Statement HDD Landfall- Dune Crossing*, Zwijndrecht, Antwerpen, C-Power.
- [46] Dredging International, Seawind, Fabricom GTI (2009), *Wind Farm Thornton Bank-Phase 2- Method Statement/Sequence Drawings Marine Infrastructure-GBF's*, Zwijndrecht, België, THV Seawind.

- [47] RE Power Systems AG (2009), *The 5-megawatt power plant with 126 metre rotor diameter*, RE Power, Hamburg, Germany.
- [48] Libert, P. (2009), *First 5 MW-turbines Offshore Wind Park at Thornton Bank*, Wolvertem, België, Sarens nv.
- [49] Di Marcantonio, M. e.a. (2007), *Milieueffectenbeoordeling van het Belwind Offshore Windmolenpark op de Bligh Bank*, Brussel, België, Koninklijk Belgisch instituut voor Natuurwetenschappen, Beheerseenheid Mathematisch Model van de Noordzee.
- [50] *Windenergie: Crisis dwingt C-Power tot nieuwe aanpak op Thorntonbank: Dredging zet krachtiger windmolens in Noordzee*, Gazet van Antwerpen, 25 maart 2010.
- [51] GeoSea Geotechnical Offshore Contractor (2009), *Thorntonbank-Phase 2, Method statement: Installation of Piles for Jackets (pre-drilling)*, Zwijndrecht, België, GeoSea.
- [52] GeoSea Geotechnical Offshore Contractor (2009), *Thorntonbank-Phase 2, Method statement: Installation and grouting of jackets*, Zwijndrecht, België, GeoSea.
- [53] GeoSea Geotechnical Offshore Contractor (2009), *Thorntonbank-Phase 2, Method statement: Transport of piles and jackets*, Zwijndrecht, België, GeoSea.
- [54] COWI Group: Bridge, Tunnel and Marine Structures (2008), *COWI offshore wind*, Lyngby, Denemarken, COWI.
- [55] The European Wind Energy Association (2009), *Wind Directions: Wind Statistics: Powering Ahead*, EWEA.
- [56] The European Wind Energy Association (2009), *Oceans of Opportunity: Harnessing Europe's largest domestic energy resource*, EWEA.
- [57] Agentschap voor Maritieme Dienstverlening en Kust (2009), *Onderzoek naar de relatie tussen de inplanting van windmolenparken in de Belgische Exclusieve Economische Zone en de gevolgen voor de scheepvaart*, België, Vlaamse Overheid: Beleidsdomein mobiliteit & Openbare werken.
- [58] Verkiel, J.W. (2008), *Nautische visie op windturbineparken op zee*, Nederland, organisaties van belanghebbenden in scheepvaart (Nederlandse Vereniging van Kapiteins ter Koopvaardij, Dirkzwager's Coastal & Deep Sea Pilotage B.V., Kustwacht, Nederlands Loodswezen B.V., Haven Amsterdam, Productschap Visserij, Koninklijke Vereniging van Nederlandse Reders, Havenbedrijf Rotterdam N.V.).
- [59] Marico Marine (2007), *Investigation of Technical and Operational Effects on Marine Radar Close to Kentish Flats Offshore Wind Farm*, England, British Wind Energy Association (BWEA).
- [60] Vanermen, N en Stienen, W.M. (2009), *Seabirds & Offshore Wind Farms: Monitoring Results 2008*, Brussel, België, Research Institute for Nature and Forest (inbo).
- [61] European Environment Agency (2009), *Europe's onshore and offshore wind energy potential, An assessment of environmental and economic constraints*, Luxemburg, Office for Official Publications of the European Communities.

- [62] Eerste zes windmolens van C-Power op zee officieel in gebruik genomen (2009), *Bouwchroniek*, pp 6-7.
- [63] Brown, C., en M. Howard (2004), *Results of the Electromagnetic Investigations and Assessments of Marine Radar, Communications, and Positioning Systems Undertaken at the North Hoyle Wind Farm by QinetiQ and the Maritime and Coastguard Agency*, Hampshire, Groot Brittanië, MCA Report MNA, United Kingdom Maritime and Coastguard Agency.
- [64] United States Coast Guard (2009), *Assessment of Potential impacts to marine radar as it relates to marine navigation safety from the Nantucket Sound wind farm as proposed by Cape Wind*, Verenigde Staten, U.S. Coast Guard, U.S. Department of Homeland Security.
- [65] Bole, A., e.a. (2005), *RADAR and ARPA Manual*, Oxford, Groot Brittanië, Elsevier Butterworth-Heinemann.
- [66] Calderan, S., e.a. (2007), *Assessment of the potential for acoustic deterrents to mitigate the impact on marine mammals of underwater noise arising from the construction of offshore windfarms*, Groot-Brittanië, COWRIE Ltd.
- [67] Andersson, M.H., e.a. (2010), *Effects of Pile-Driving Noise on the Behaviour of Marine Fish*, Groot-Brittanië, COWRIE Ltd.
- [68] Manville, A.M. II. (2000), *The ABCs of Avoiding Bird Collisions at Communication Towers: The Next Steps*, Charleston, VSA, U.S. Fish & Wildlife Service: Division of Migratory Bird Management, SC. Electric Power Research Institute.
- [69] Christensen, T.K., e.a. (2006), *Final results of bird studies at the offshore wind farms at Nysted and Horns Rev*, Denemarken, National Environmental Research Institute (ministry of the environment).
- [70] Prins, T.C. (2008), *Een quickscan van de mogelijkheden voor windmolenparken vanuit ecologisch perspectief*, Nederland, Rijkswaterstaat Waterdienst.
- [71] Carstensen, J., e.a. (2006), *Harbour Porpoises on Horns Reef: Effects of the Horns Reef Wind Farm*, Roskilde, Denemarken, National Environmental Research Institute and DHI Water and Environment.
- [72] DONG Energy (2006), *Review report 2005, The Danish Offshore Wind Farm Demonstration Project: Horns Rev and Nysted Offshore Wind Farms, environmental impact assessment and monitoring*, Teglhølm, Denemarken, DONG Energy.
- [73] Kafemann, R., e.a. (2006), *Effects of offshore wind farm noise on marine mammals and fish*, Hamburg, Germany, COWRIE Ltd.
- [74] C-Power, IMDC en TECHNUM (2010), *C-Power Wind Farm Thornton Bank: Wind Farm Thorntonbank Project- Phase 2 and Phase 3*, Zwijndrecht, Belgium, C-Power.



## Interviews

- [75] Brouns Gert, Project & Survey Co-ordinator, Tideway Offshore Contractor, Zwijndrecht, eigen interview, 23 maart 2010.
- [76] Cuppens Jo, Project manager, Tideway Offshore Contractor, Breda, eigen interview, 4 november 2009.
- [77] De Poorter Bart, Business Unit manager, GEOSEA nv, Zwijndrecht, eigen interview, 18 november 2009.
- [78] Goossens Wendy, Engineer-Advisor, IMDC nv, Oostende, eigen interview, 26 maart 2009.
- [79] Moerland Pieter J., General Manager, MME Group, Ridderkerk Nederland, eigen interview, 2 december 2009.
- [80] Van Baarle Bob, Project Engineer, SCALDIS nv, Antwerpen, eigen interview, 27 maart 2009.
- [81] Vanhessche Ulrike, Secretaris Kustwacht, Oostende, eigen interview, 8 maart 2009.
- [82] Vansteenkiste Stefaan, Operation manager, C-Power nv, Oostende, eigen interview, 8 maart 2010.

## Online bronnen

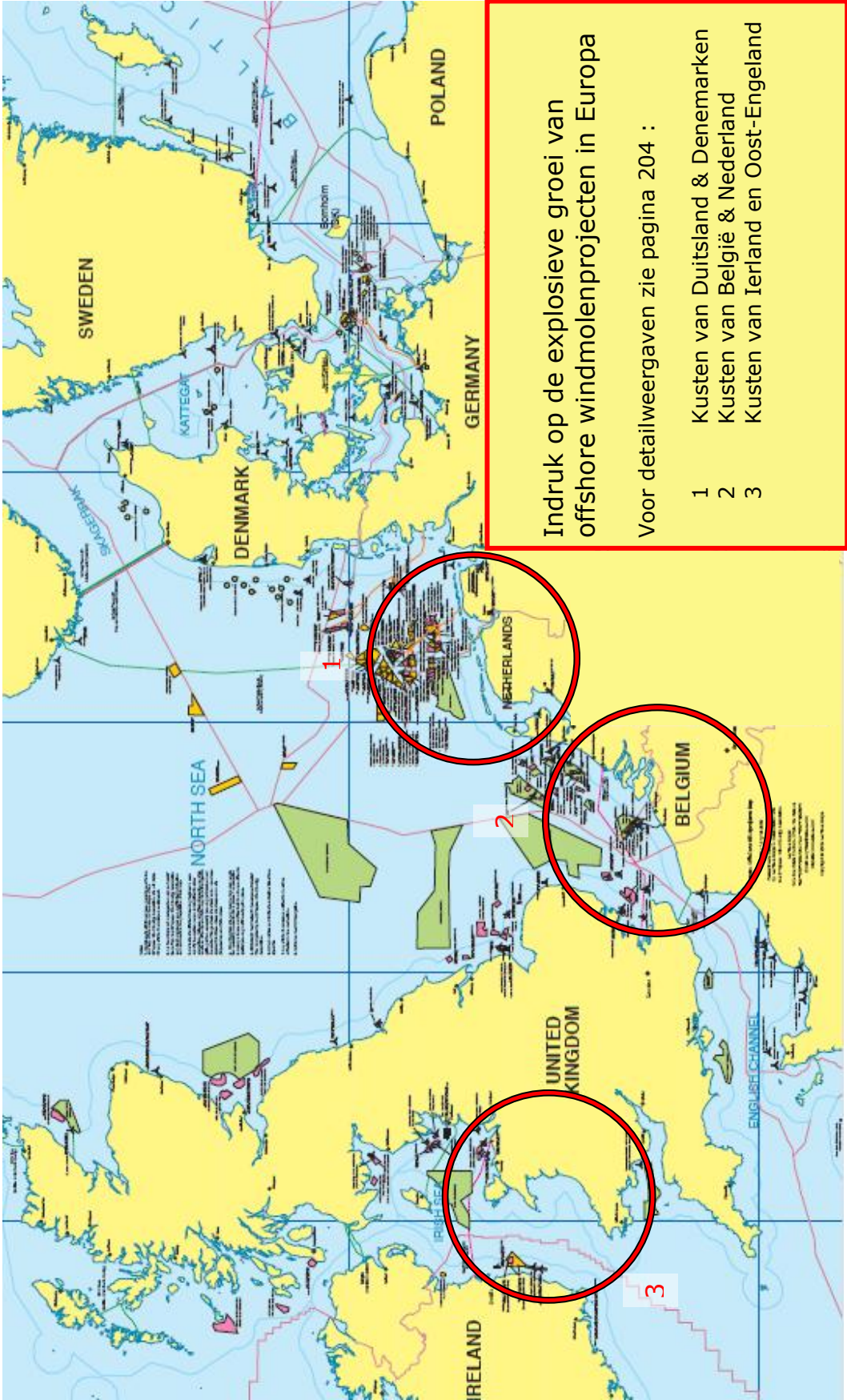
- [83] Organisation of Engineers from Aviation and Space Industries (2000), *Angle of attack and pitch angle*, <http://www.aerospaceweb.org> 15 februari 2010.
- [84] Bard Engineering GmbH, *Products: Competence and Expertise*, <http://www.bard-offshore.de> 22 februari 2010.
- [85] Offshore Wind.Net North America Offshore Wind Project Information, *Offshore Wind Turbine Foundations- Current & Future Prototypes*, [http://offshorewind.net/Other\\_Pages/Turbine-Foundations.html](http://offshorewind.net/Other_Pages/Turbine-Foundations.html) 22 februari 2010.
- [86] Renewable Energy Sources, *Latest trends in research and development of renewable energy sources: Alpha Ventus Offshore Project*, <http://www.renewable-energy-sources.com> 22 februari 2010.
- [87] Canadian Coast Guard, *An Owner's Guide to Private Aids to Navigation 2001 Edition*, [www.ccg-gcc.gc.ca](http://www.ccg-gcc.gc.ca) 19 maart 2010.
- [88] Vlaams instituut voor de zee (VLIZ), marien en kustgebonden onderzoek en beleid in Vlaanderen, *Thorntonbank farshore windturbinepark*, [http://www.vliz.be/cijfers\\_beleid/zeecijfers/main.php?id=1&sid=19](http://www.vliz.be/cijfers_beleid/zeecijfers/main.php?id=1&sid=19) 15 oktober 2009.
- [89] National Oceanic and Atmospheric Administration, Office of Ocean Exploration and Research, U.S. Department of Commerce, *Ocean Explorer*, <http://oceanexplorer.noaa.gov/explorations> 24 maart 2010.

- [90] Ecomare, Centrum voor Wadden en Noordzee, *Seismisch onderzoek*, [www.natuurinformatie.nl/ecomare.devleet/natuurdatabase.nl](http://www.natuurinformatie.nl/ecomare.devleet/natuurdatabase.nl) 24 maart 2010.
- [91] Helix Energy Solutions Group, *T 600*, [www.helixesg.com](http://www.helixesg.com) 28 maart 2010.
- [92] G.J. Wortelboer Jr. B.V., *Products: Anchors: Flipper Delta*, [www.wortelboer.nl](http://www.wortelboer.nl) 28 maart 2010.
- [93] Baxter, R., Britton, J (2008), *Offshore Cathodic Protection 101 What it is and how it works*, Deepwater: Offshore Corrosion Prevention and Cathodic Protection Systems, [www.stoprust.com](http://www.stoprust.com) 3 april 2010.
- [94] Knack 4 februari 2010, *België krijgt slecht rapport windenergie*, [www.knack.rnews.be](http://www.knack.rnews.be) 3 april 2010.
- [95] Knack 11 maart 2010, *België overweegt import hernieuwbare energie*, [www.knack.rnews.be](http://www.knack.rnews.be) 3 april 2010.
- [96] Greenpeace Belgium, *Windmolenparken in de Noordzee zijn cruciaal in strijd tegen klimaatverandering*, (2008), [www.greenpeace.org](http://www.greenpeace.org) 3 april 2010.
- [97] Knack 7 december 2009, *Europees netwerk van windmolenparken op Noordzee*, [www.knack.rnews.be](http://www.knack.rnews.be) 3 april 2010.
- [98] The European Wind Energy Association, *European Offshore Wind Map: Europe Offshore Wind Farm Projects* , [www.ewea.org](http://www.ewea.org) 3 april 2010.
- [99] Knack 15 december 2009, *Weg vrij voor nieuw windmolenpark op zee*, [www.knack.rnews.be](http://www.knack.rnews.be) 3 april 2010.
- [100] Koninklijk Belgisch Instituut voor Natuurwetenschappen, *Biodiversiteit op windmolenparken*, [www.natuurwetenschappen.be](http://www.natuurwetenschappen.be) 3 april 2010.
- [101] Onafhankelijk Radionieuws Oostkust, *Europa wil investeren in Thorntonbank*, <https://twitter.com/oronieuws> 8 april 2010.
- [102] European Wind Energy Association, *European Offshore Wind Map 2009*, [www.ewea.org](http://www.ewea.org) 3 april 2010.
- [103] Alterra Wageningen UR, Rijkswaterstraat: Ministerie van Verkeer en Waterstaat, *Areas with special ecological values on the Dutch Continental Shelf* (2005), [www.verkeerenwaterstaat.nl](http://www.verkeerenwaterstaat.nl) 21 april 2010.
- [104] Danish Energy Authority (2006), *Offshore Wind Farms and the Environment: Marine Mammals: Seals react differently*, [www.ens.dk](http://www.ens.dk) 24 april 2010.
- [105] Danish Energy Authority (2006), *Offshore Wind Farms and the Environment: Benthic communities: In Bottom Flora and Fauna*, [www.ens.dk](http://www.ens.dk) 24 april 2010.
- [106] European Wind Energy Association and Intelligent Energy Europe, *Wind Energy: the Facts, Offshore Support Structures*, [www.wind-energy-the-facts.org](http://www.wind-energy-the-facts.org) 5 mei 2010.
- [107] C-Power, *Fotogalerij*, [www.c-power.be](http://www.c-power.be) 5 mei 2010.

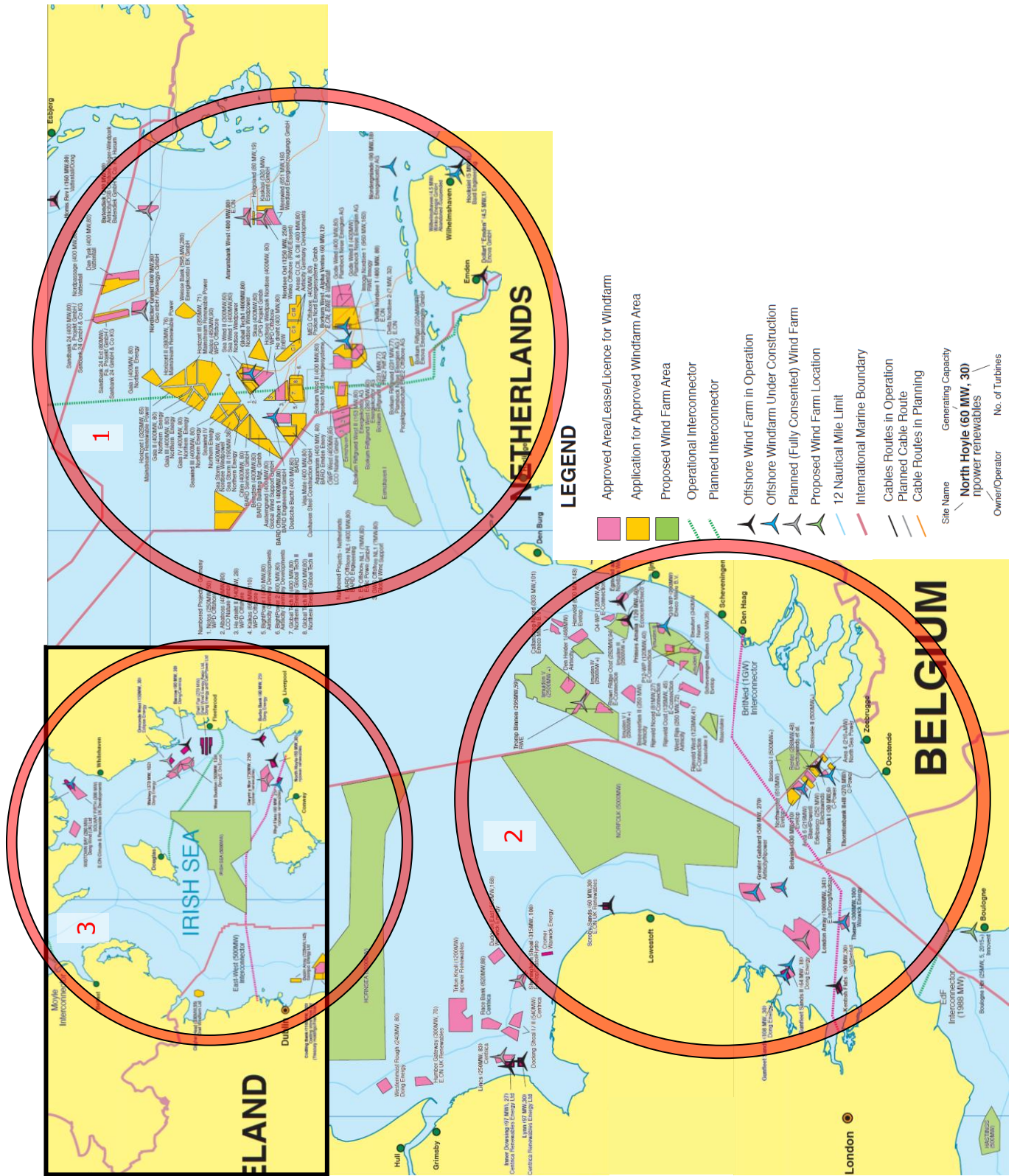
## **LIJST VAN BIJLAGEN**

ANNEX 1 Offshore Windenergieprojecten in Europa .....	203
ANNEX 2 .....	205
2.1 Fractie van de resultaten uit boorstalen op turbinelocatie D2.....	205
2.2 Resultaten van de CPT-metingen op turbinelocatie D2.....	206
ANNEX 3 Toekomstperspectieven fase 2&3 Thorntonproject.....	208
ANNEX 4 Offshore windenergie installaties 2000-2030 .....	209
ANNEX 5 Europees Offshore Elektriciteitsnet .....	210
ANNEX 6 Scheepvaartroutes van en naar de Scheldemonding .....	211

**ANNEX 1 Offshore Windenergieprojecten in Europa [102]**







# ANNEX 2

## 2.1 Fractie van de resultaten uit boorstalen op turbinelocatie D2 [28]

GEOLOGICAL SUMMARY LOG											
Soil Investigation Thorntonbank			Casing diameter		Easting:		496033.42		Hole n°: D2		
DI order n°: 3539 GR			10" to 20 m bsf		Northing:		5710395.61		Start date: 11/05/2004		
Client: C-power			08" to 33 m bsf		Deck height (m T.A.W.):		12.70		End date: 15/05/2004		
Compiled by B. Coenen / Rev. By Technum			06" to 45 m bsf		Seabed level below deck:		29.50		Page 1 of 3		
Level (m)	Legend	Description	Samples	Geol. Int.	Vol. Mass $\rho_d$	$\rho_n$	D. M.	P. L.: ●	$w_n$ : ▲	L. L.: x	Remarks
BSF	TAW							50	100	150	
0.00	-16.80	Yellowish grey, medium SAND with some shell debris	D2-G-01	Quaternary							
1.00	-17.80		D2-G-02								
2.00	-18.80		D2-G-03								
3.00	-19.80		D2-G-04								
4.00	-20.80		D2-G-05								
5.00	-21.80	D2-G-06									
6.00	-22.80	D2-G-07									
7.00	-23.80	D2-G-08									
8.00	-24.80	D2-G-09									
9.00	-25.80	Lower boundary: 9,0m Grey, medium SAND with gravel (flint) and few large shell debris Lower boundary: 9,25m	D2-G-10								
		Grey, medium SAND with many shell debris and few fine gravel	D2-G-11								
10.00	-26.80	Grey, medium SAND with some fine shell debris	D2-G-12								
11.00	-27.80	D2-G-13									
		Lower boundary: 12,0m									
12.00	-28.80	Grey-green, stiff CLAY with some grey calcareous fine sand	D2-G-14								
		D2-G-15									
13.00	-29.80	Grey, stiff CLAY with sporadic shell debris	D2-G-16								
			D2-G-17								
14.00	-30.80		D2-O-G-01								

**Legend:**

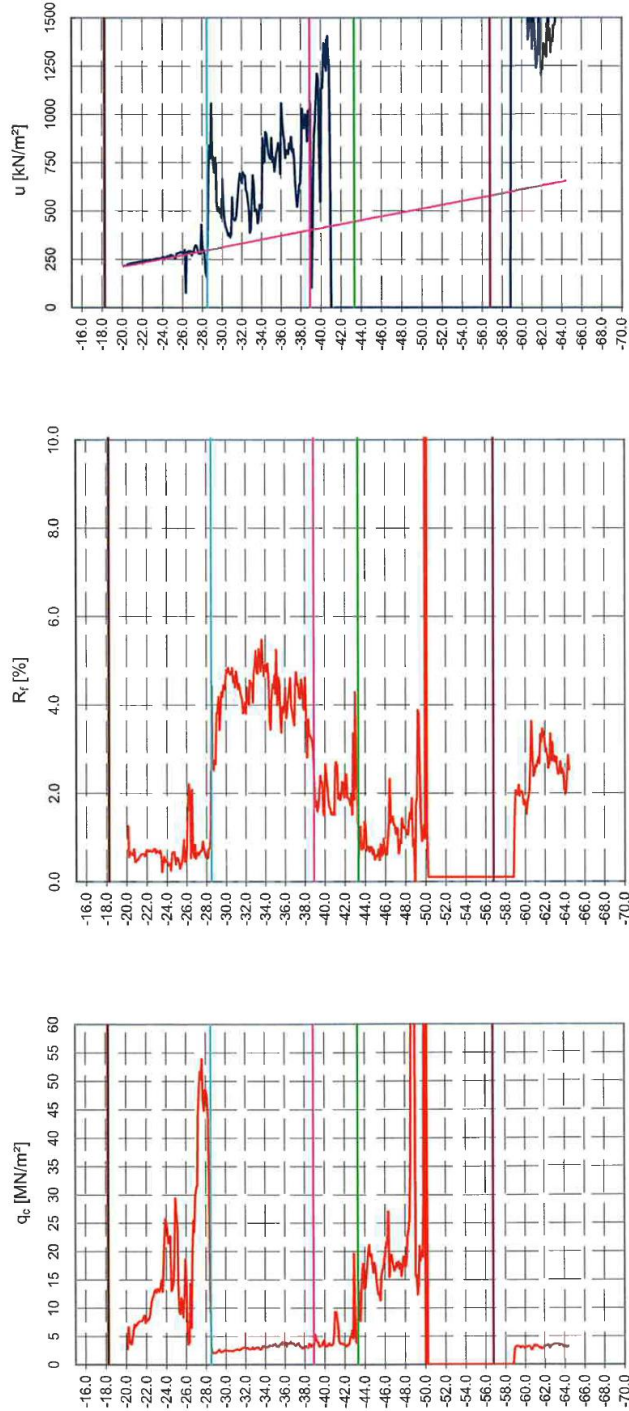
	coarse sand		clayey-silty sand	bsf:	below seafloor	P.L.:	Plastic Limit	D.M.:	Drilling method
	fine to medium sand		silty-sandy clay	PPT:	Pocket penetrometer	L.L.:	Liquid Limit	B:	Baller
	clay		clay	HVST:	Handvane shear	$w_n$ :	Natural water content	C:	Chape
								R:	Rotary chape

## 2.2 Resultaten van de CPT-metingen op turbinelocatie D2 [28]

CPTU boring D2

Layer no	Description	type of soil [-]	level top [m]	level bottom [m]	$\gamma_d$ [kN/m <sup>3</sup> ]	$\gamma_n$ [kN/m <sup>3</sup> ]	Dr [%]	$\varphi$ [°]	c [kPa]	$K_0$ [-]	$c_u$ [kPa]
1	Medium SAND	granular	-18.24	-28.5	18	20		35	0	0.43	0
2	CLAY (Urse)	cohesive	-28.5	-38.9	18.5	18.5		20	8	0.66	120
3	Sandy CLAY (Ass)	cohesive	-38.9	-43.3	19.5	19.5		22	2	0.63	200
4	Slightly silty fine S	granular	-43.3	-56.8	17	19		32.5	0	0.46	0
5	Stiff CLAY	cohesive	-56.8	-64.44	19	19		20	10	0.66	250

K:\HKO\BAC-POWER26-40371-201(grondonderzoek)\4\5TU\data\Geotechnical Investigations\D2\interpretation\CPT-interpretation\_D2\_060915.xls



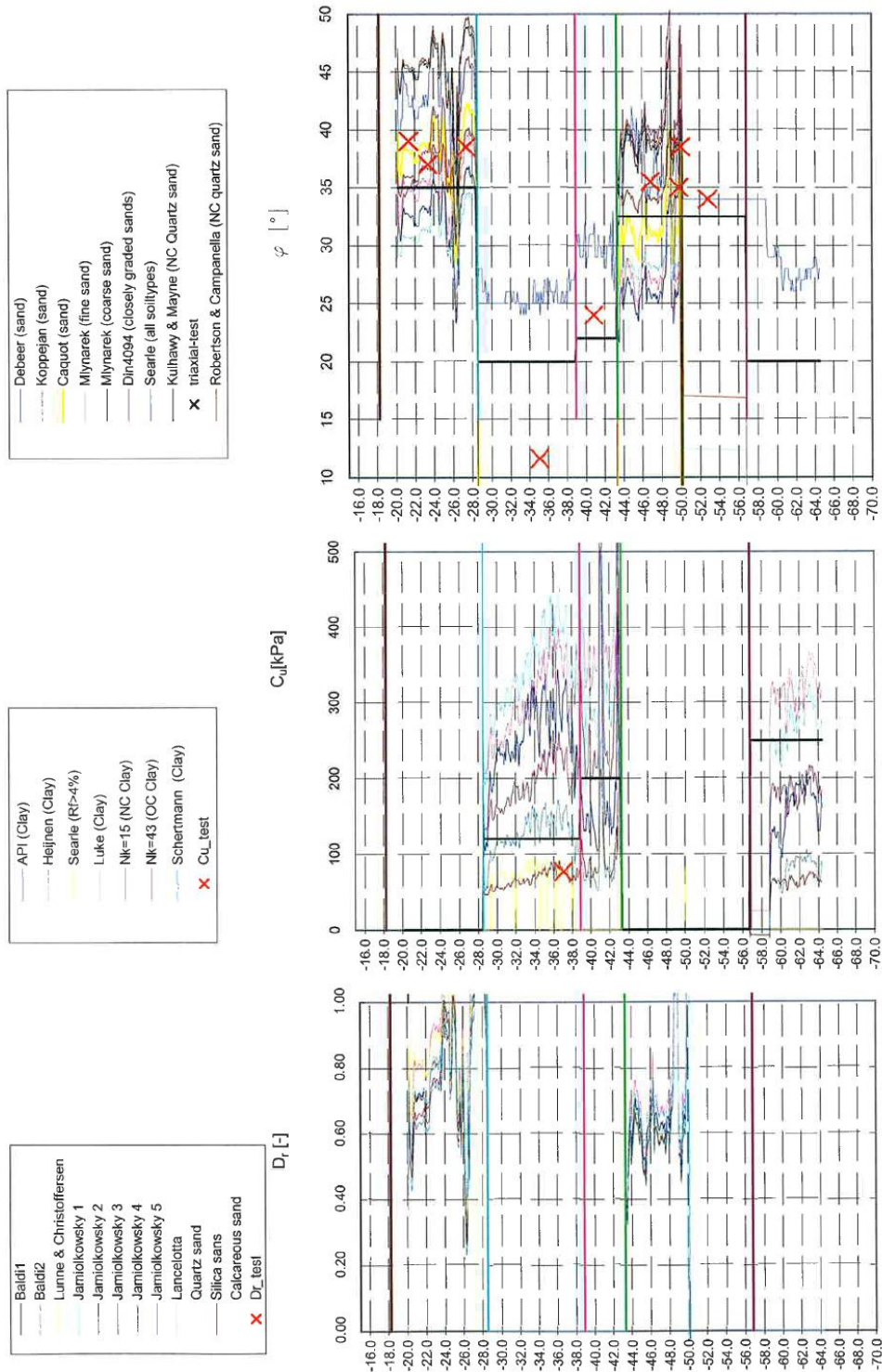
In deze resultaten staat:

- $q_c$  voor *cone resistance* of weerstand van de kegel,
- $R_f$  voor *friction ratio* of wrijvingswaarde,
- $u$  voor de *pore pressure* of de druk van water in de boorholte.

18/09/2006

created by SHU



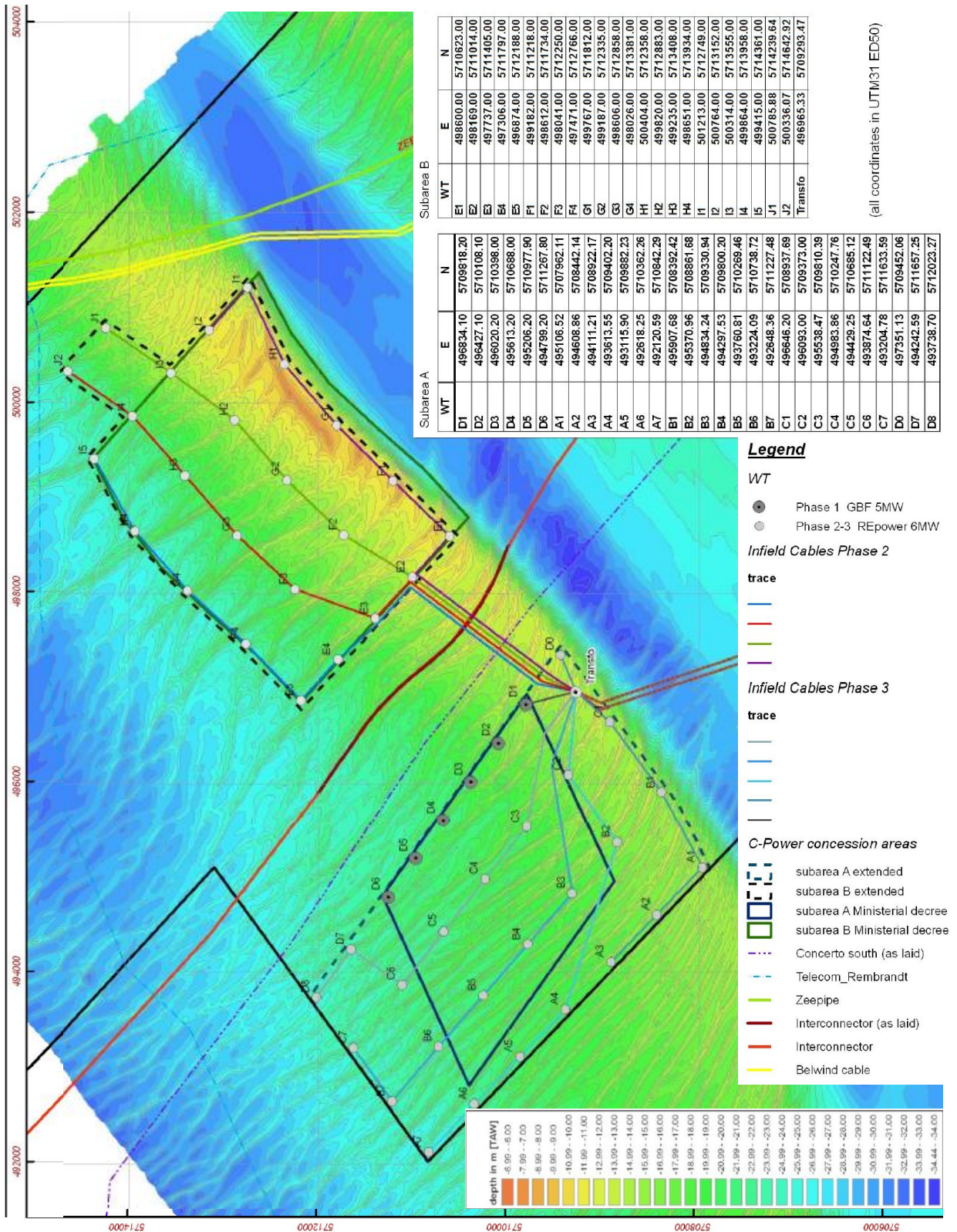


In deze resultaten staat:

- $C_u$  voor de *undrained shear strength* of de schuifsterkte van de bodem in de aanwezigheid van water,
- $D_r$  voor de relatieve dichtheid van het materiaal,
- $\Phi$  voor de hoek van de interne wrijving.



# ANNEX 3 Toekomstperspectieven fase 2&3 Thorntonproject [74]



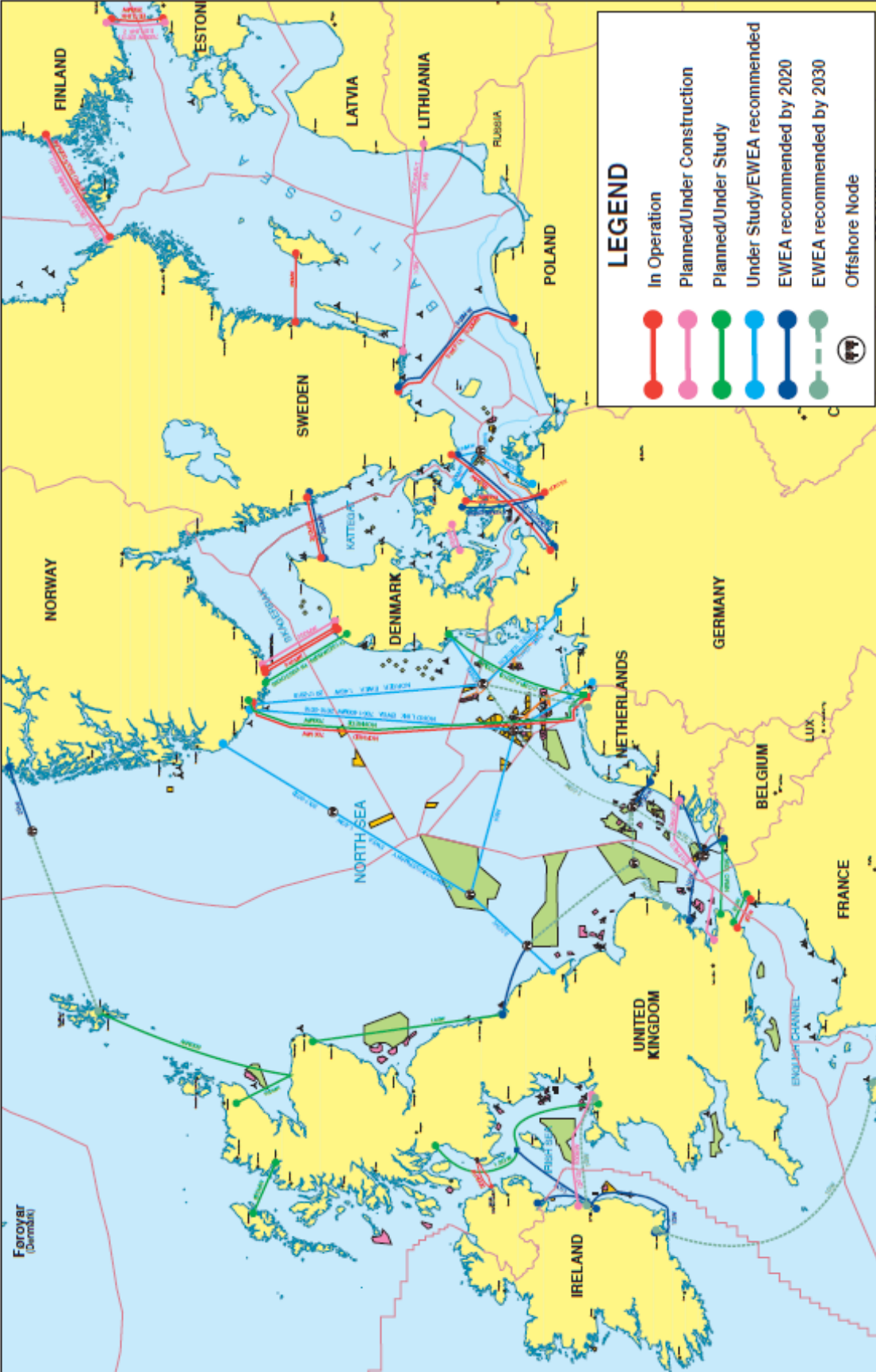
## ANNEX 4 Offshore windenergie installaties 2000-2030 [56]

Year	Cumulative capacity (MW)	Annual installations (MW)	Wind energy production (TWh)	Wind energy's share of electricity demand (EC ref. scenario)	Wind energy's share of electricity demand (EC New Energy Policy)	Annual offshore wind power investments (€ billion)	CO <sub>2</sub> avoided annually (Mt)
2000	35.35	3.8	0	0.0%	0.0%	0.007	0
2001	85.85	50.5	0	0.0%	0.0%	0.089	0
2002	255.85	170	1	0.0%	0.0%	0.306	1
2003	515.05	259.2	2	0.1%	0.1%	0.480	1
2004	604.75	89.7	2	0.1%	0.1%	0.175	2
2005	694.75	90	3	0.1%	0.1%	0.185	2
2006	895.25	200.5	3	0.1%	0.1%	0.431	2
2007	1,105.25	210	4	0.1%	0.1%	0.483	3
2008	1,471.33	366.08	5	0.2%	0.2%	0.879	4
2009	1,901	430	7	0.2%	0.2%	1.032	4
2010	3,001	1,099	11	0.3%	0.3%	2.529	7
2011	4,501	1,500	16	0.5%	0.5%	3.300	10
2012	6,459	1,958	24	0.6%	0.7%	3.916	15
2013	8,859	2,400	32	0.9%	0.9%	4.320	20
2014	11,559	2,700	42	1.1%	1.2%	4.320	26
2015	14,659	3,100	54	1.4%	1.6%	4.573	33
2016	18,259	3,605	67	1.7%	2.0%	5.047	40
2017	22,375	4,116	82	2.1%	2.4%	5.557	49
2018	27,240	4,865	101	2.5%	2.9%	6.315	59
2019	33,090	5,852	122	3.0%	3.6%	7.526	71
2020	40,000	6,915	148	3.6%	4.3%	8.810	85
2021	47,700	7,717	177	4.3%	5.2%	9.779	100
2022	56,200	8,500	209	5.0%	6.1%	10.713	117
2023	65,500	9,303	244	5.8%	7.1%	11.662	135
2024	75,600	10,100	282	6.6%	8.2%	12.593	155
2025	86,500	10,904	323	7.5%	9.5%	13.521	176
2026	98,100	11,650	366	8.5%	10.8%	14.367	198
2027	110,400	12,470	413	9.5%	12.2%	15.293	221
2028	123,200	13,059	461	10.6%	13.6%	15.927	244
2029	136,400	13,290	511	11.7%	15.1%	16.118	268
2030	150,000	13,690	563	12.8%	16.7%	16.510	292

Toekomstscenario van de EWEA aangaande de groei van offshore windenergie tegen 2030.

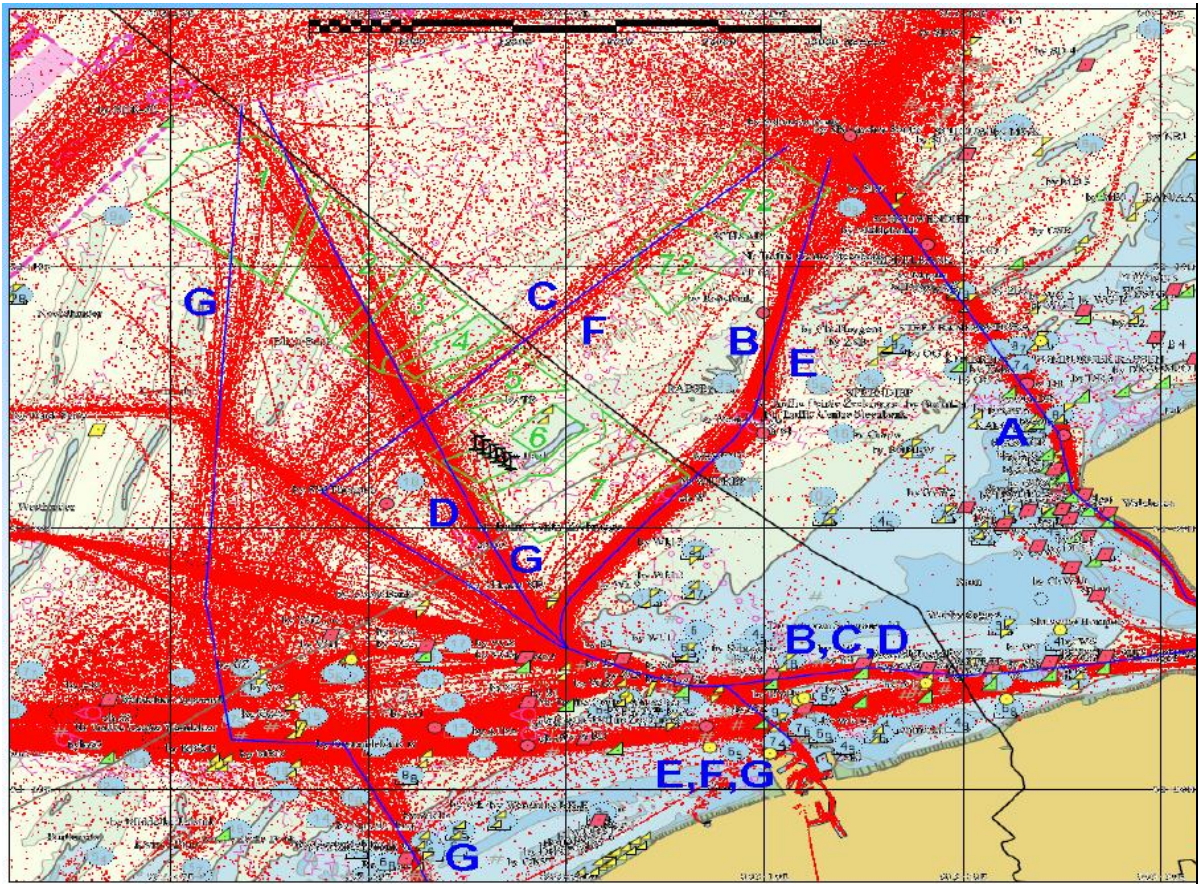
**ANNEX 5 Europees Offshore Elektriciteitsnet [102]**

**EWEA 20 Year Offshore Network Development Master Plan**





## ANNEX 6 Scheepvaartroutes van en naar de Scheldemonding [57]



Belangrijkste scheepvaartroutes voor de Scheldemonding, opgesteld op basis van de AIS-gegevens van voorbijvarende schepen.

De windconcessiegebieden worden in het lichtgroen voorgesteld.

Route A: Deze route is beperkt tot schepen met een maximum diepgang van 7,6m en zonder gevaarlijke lading.

Route B: Deze route vormt de verbinding voor schepen van en naar de Schelde die niet via route A mogen en/of kunnen varen.

Route C: Dit is de aangewezen route voor schepen met een diepgang van meer dan 14 meter en een alternatief voor de schepen die niet via route A mogen en/of kunnen varen.

Route D: Deze route betreft de onbeloodste vaart naar Groot Brittannië.

Route E: Deze vormt de verbinding met de Belgische kusthavens en wordt jaarlijks door meer dan 4.000 schepen gevolgd. Bovendien vormt deze route een besparing van 55 zeemijl voor de containervaart naar Rotterdam.

Route F: Deze vormt de doorgang voor noord-zuidgaand verkeer van meer dan 14m diepgang en is cruciaal voor de *short sea shipping*.

Route G: Deze betreft eveneens de doorgang voor onbeloodste vaart naar Engeland en is cruciaal voor de kusthavens.

