

Offshore-windpark GWS Offshore NL1

Kabelverbindingen van de offshore windparken BARD Offshore NL1, EP offshore NL1 en GWS Offshore NL1

Elektromagnetische en thermische effecten



GLOBAL
WIND • SUPPORT

Januari 2009

	<p>Kabelverbindingen van de offshore windparken BARD Offshore NL1, EP offshore NL1 en GWS Offshore NL1</p> <p>project: GWS Offshore NL1 Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH</p>	
---	---	--

INHOUDSOPGAVE

1	INHOUD EN DOEL VAN DE STUDIE	2
2	ACHTERGROND	3
2.1	KABELTRACÉ	3
2.2	VOORSTUDIES EN KABELKEUZE	3
2.2.1	Kabelleggen in de Noordzee en in het wad	4
3	FYSISCH GRONDSLAGEN	5
3.1	VERLIEZEN EN WARMTEONTWIKKELING BIJ KABELS	5
3.2	WARMTEGELEIDBAARHEID	5
3.3	THERMISCHE WEERSTAND (WARMTEWEERSTAND)	6
4	BODEMEIGENSCHAPPEN: ERVARINGSWAARDEN EN GEBRUIKTE REKENWAARDEN ...	7
5	BELASTINGSFACTOR	8
6	LUCHT-, ZEE- EN BODEMTEMPERATUUR	9
7	BODEMOPWARMING IN DE OMGEVING VAN DE INFRASTRUCTUREN 150 KV-KABEL	9
8	MAGNEETVELDEN IN DE OMGEVING VAN DE KABEL	12
8.1	MAGNEETVELDEN IN HET WADDENZEETRAJECT	12
8.2	MAGNEETVELDEN IN HET DIEPWATERTRAJECT	13
9	BRONNEN:	14

	<p>Kabelverbindingen van de offshore windparken BARD Offshore NL1, EP offshore NL1 en GWS Offshore NL1</p> <p>project: GWS Offshore NL1 Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH</p>	
---	--	--

1 Inhoud en doel van de studie

In opdracht van de bedrijven Eolic Power GmbH, Global Wind Support GmbH en BARD Engineering GmbH heeft BARD Engineering GmbH de voorliggende korte studie over thermische en elektromagnetische effecten van hoogspanningskabels voor de aansluiting van de OWPen (offshore windparken) op het openbare elektriciteitsnet samengevat.

Tabel 1 geeft de projectontwikkelaars, de bijbehorende projecten en de gebruikte afkorting weer:

Tabel 1 : Projectontwikkelaars, projectnamen en afkortingen

Projectontwikkelaar	project	Afkorting
BARD Engineering GmbH	BARD Offshore NL1	BARD
Eolic Power GmbH	EP offshore NL1	EP
Global Wind Support GmbH	GWS Offshore NL1	GWS

In de voorliggende studie worden de thermische omstandigheden en het elektromagnetisch veld om de geplande hoogspanningskabel in de Noordzee en in het gebied van het nationaal park "Waddenzee" onderzocht.

	<p style="text-align: center;">Kabelverbindingen van de offshore windparken BARD Offshore NL1, EP offshore NL1 en GWS Offshore NL1</p> <p style="text-align: center;">project: GWS Offshore NL1 Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH</p>	
---	---	--

2 Achtergrond

Binnen de EEZ in de Noordzee plannen de bedrijven BARD Engineering GmbH, Eolic Power GmbH en Global Wind Support GmbH de bouw en de exploitatie van offshore windparken met een aansluiting op het openbare elektriciteitsnet in het transformatorstation Eemshaven:

- BARD: Totaal vermogen 390 MW, afstand tot de eilanden Ameland en Schiermonnikoog ca. 60 km en tot de kust van het vasteland ca. 85 km. De totale tracélengte bedraagt ongeveer 94 km.
- EP: Totaal vermogen 390 MW, afstand tot de eilanden Ameland en Schiermonnikoog ca. 60 km en tot de kust van het vasteland ca. 85 km. De totale tracélengte bedraagt 98,7 km.
- GWS: Totaal vermogen 400 MW, afstand tot de eilanden Ameland en Schiermonnikoog ca. 60 km en tot de kust van het vasteland ca. 85 km. De totale tracélengte bedraagt 103,6 km.

2.1 Kabeltracé

De energie, die door het offshore windpark geproduceerd wordt, moet door de infrastructuur van kabels aan land gebracht worden, om daar aan het Nederlandse Energiedistributienet te kunnen worden toegevoerd.

Daarom zal een kabeltracé dat begint bij het offshore transformatorstation (OTS) van het windpark door het zuidelijke deel van de Noordzee lopen en door de Waddenzee aan land komen.

Het kabeltracé zal hierbij door het gebied van het Nationaal park "Waddenzee" lopen ter hoogte van het eiland Rottumerplaat bijna tot het aankomt op het vasteland bij Eemshaven. Op dit onderdeel moet het tracé voldoen aan de ecologische bepalingen en aanbevelingen van de beheerder van het nationale park.

2.2 Voorstudies en kabelkeuze

BARD heeft eigen vooronderzoeken uitgevoerd, om -rekening houdend met de aanwezige informatie uit de hoogspanningstechnologie en van de te verwachten verliezen- de voor alle drie windparken meest geschikte infrastructuur van kabels vast te stellen.

Voor elk offshore transformatorstation worden twee drie-fasen-hoogspanningszeekabels voor 150 kV van het OTS tot aan de kust gelegd.

Een drie-fasen-hoogspanningszeekabel voor 150 kV bestaat uit 3 aders, die door een ommanteling en een stalen wapening bij elkaar gehouden worden.

Het gewicht van de zeekabel is ongeveer 106 kg/m en de diameter 234 mm.

	<p style="text-align: center;">Kabelverbindingen van de offshore windparken BARD Offshore NL1, EP offshore NL1 en GWS Offshore NL1</p> <p style="text-align: center;">project: GWS Offshore NL1 Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH</p>	
---	---	--

2.2.1 Kabelleggen in de Noordzee en in het wad

In het Noordzee-deel worden per OWP twee drie-fasen-hoogspanningszeekabels voor 150 kV van het offshore transformatorstation van het windpark tot aan de Eemshaven gelegd. De zeekabel wordt aan de kust met behulp van een HDD-boring door het dijkgebied heen op het netaansluitpunt aangesloten.

Gepland wordt om in totaal voor alle drie OWPen 6 draaistroomkabelsystemen te leggen. Deze worden zowel in het diepwatertraject binnen en buiten de 12-mijls-zone als ook in het Waddenzeetraject gelegd met zulke grote onderlinge afstanden (in het diepwatertraject is de legafstand ongeveer gelijk aan de waterdiepte, in de Waddenzeezone 20 m), dat die kabels thermisch van elkaar ontkoppeld zijn.

Bij deze legafstanden zijn de emissies van de buursystemen in de buurt van de beschouwde kabel verwaarloosbaar klein. Daarom kan zowel de beschouwing van de thermische emissies in de omgeving van de kabel als ook van de magneetvelden van de kabel voor de enkele kabelsystemen apart worden gedaan.

De legtechnieken zijn in het kabellegontwerp beschreven.

	<p>Kabelverbindingen van de offshore windparken BARD Offshore NL1, EP offshore NL1 en GWS Offshore NL1</p> <p>project: GWS Offshore NL1 Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH</p>	
---	--	--

3 Fysische grondslagen

3.1 Verliezen en warmteontwikkeling bij kabels

Als in een kabel elektrische stroom loopt, genereert hij vanwege de elektrische weerstand van de geleiders en van de kabelafscherming warmte. De warmtestroom vormt voor de kabelexploitant een verlies aan overgebracht vermogen en wordt daarom in het vervolg ook als "verlies" aangeduid. Het verlies wordt opgegeven in de eenheid Watt per Meter (W/m).

De warmte, die door het genoemde verlies in zeekabel- en grondkabeladers gegenereerd wordt, loopt van de kabel naar het oppervlak van de bovenste aardlaag of van de zeebodem. De warmte veroorzaakt een temperatuurverhoging in de materialen die de kabel omgeven (temperatuurgradiënt). De grootste opwarming van de bodem treedt op in de onmiddellijke omgeving van de kabel.

De temperatuurgradiënt rondom de kabel wordt door veel verschillende factoren beïnvloed, bijv. door de thermische weerstand van de omgevende bodem, de soort kabel, adergrootte en -materiaal, verliezen (W/m), legdiepte, omgevingstemperatuur, warmte die door andere dichtbijliggende kabels gegenereerd wordt, en door de belastingsfactor. De belastingsfactor is een uitdrukking voor het etmaalgemiddelde van de windparkproductie, waarbij de productie de grootte van de vloeiende stroom en daarmee ook van de optredende verliezen bepaalt.

3.2 Warmtegeleidbaarheid

De "warmtegeleidbaarheid" is het vermogen van een vaste stof, vloeistof of gas om thermische energie in de vorm van warmte te transporteren. De snelheid, waarmee bij het opwarmen van een stof de warmte van het ene deeltje naar het volgende doorgegeven wordt, bepaalt de warmtegeleidbaarheid.

Bij vaste stoffen is de warmtestroom resp. warmtestroming in eerste benadering direct evenredig met het temperatuurverschil tussen twee beschouwde plaatsen in een vaste stof, die in Kelvin of graden Celsius gemeten wordt. De warmtestroom zelf wordt in Joule per seconde (of Watt) opgegeven, zo dat de eenheid van warmtegeleidbaarheid J/(Ks) resp. W/K is.

Voor vaste materialen is het ook mogelijk, de "specifieke warmtegeleidbaarheid" te vermelden. Deze kan het eenvoudigst inzichtelijk worden gemaakt met behulp van een blok met dikte x en wandoppervlakte A . Hiervan wordt één kant met het koude medium, en de tegenoverliggende kant met het warme medium verbonden. De anderen kanten worden zo goed mogelijk thermisch geïsoleerd. De specifieke warmtegeleidbaarheid volgt dan uit de gemeten warmtegeleidbaarheid, doordat men deze deelt door de oppervlakte van de kant van het blok die met het warme resp. koude medium is verbonden, en vermenigvuldigt met de afstand van die twee blokkanten.

De eenheid van de specifieke warmtegeleidbaarheid λ (Lambda) is zodoende $[J/(K \cdot s \cdot m)]$ resp. $[W / (m \cdot K)]$. Het specifieke "Warmtegeleidingsgetal" (eenheid: $W/(m \cdot K)$) geeft het vermogen aan van een stof om warmte-energie / thermische energie te transporteren.

	<p>Kabelverbindingen van de offshore windparken BARD Offshore NL1, EP offshore NL1 en GWS Offshore NL1</p> <p>project: GWS Offshore NL1 Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH</p>	
---	--	--

3.3 Thermische weerstand (Warmteweerstand)

De reciproke waarde van de warmtegeleidbaarheid is de thermische weerstand (warmte(geleidings)weerstand) gemeten in K/W (Kelvin per Watt).

$$\text{Warmtegeleidingsweerstand} = 1/\text{warmtegeleidbaarheid} = 1/\lambda \text{ [K}\cdot\text{m / W]}$$

Als vuistregel geldt: wat elektrische stroom goed leidt (zilver, koper), geleidt ook warmte goed (geringe thermische weerstand). Materialen die warmte slecht geleiden (papier, wol), geleiden ook elektrische stroom slecht (hoge thermische weerstand).

	<p>Kabelverbindingen van de offshore windparken BARD Offshore NL1, EP offshore NL1 en GWS Offshore NL1</p> <p>project: GWS Offshore NL1 Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH</p>	
---	---	--

4 Bodemeigenschappen: Ervaringswaarden en gebruikte rekenwaarden

De zeebodem wordt hierna homogene eigenschappen in de vorm van een homogene warmtegeleidbaarheid toegeschreven; Er wordt dus niet uitgegaan van een gedeeltelijke bodemuitdroging in de nabije omgeving van de kabel, zoals bij landtracés vereist en gebruikelijk, maar van een voortdurende bevochtiging van de bodemporiën. Deze parameter komt dus overeen met de feitelijke omstandigheid bij de met water verzadigde zeebodems.

De langs het zeekabel- en Waddenzeetracé optredende afzettingen kunnen vooral als zanden resp. zand/kiezel-mengsels of als sloef/zand resp. slikzand worden geclassificeerd. Hiervoor kunnen volgens [5] de warmtegeleidbaarheden volgens tabel 2 worden gebruikt.

Uit tabel 2 kan voor de in aanmerking komende tracégebieden een maximum specifieke warmte-weerstand van de zeebodem van 0,7 K m/W worden afgeleid.

Thermische eigenschappen van met water verzadigde bodems (volgens [8])	Warmtegeleidbaarheid minimaal	Warmtegeleidbaarheid maximaal	specifieke W.-weerstand maximaal	specifieke W.-weerstand minimaal
	W/(K m)	W/(K m)	K m/W	K m/W
kiezel	2,00	3,30	0,50	0,30
zand	1,50	2,50	0,67	0,40
klei	0,90	1,80	1,11	0,56
keileem	2,60	3,10	0,38	0,32
sloef	1,4	2,00	0,71	0,50

Tabel 2: Thermische eigenschappen van met water verzadigde bodems volgens [5]

In [5] worden als gebruikte planningsgrootten bij gerealiseerde aanleg van zeekabels de volgende specifieke warmteweerstanden van de zeebodem genoemd:

- Engeland-Frankrijk $\rho = 0,7 \text{ K m/W}$
- Denemarken-Zweden $\rho = 0,9 \text{ K m/W}$
- Br. Columbia-Vancouver Island $\rho = 0,7 \text{ K m/W}$
- Long Island Sound $\rho = 0,7 \text{ K m/W}$

Als specifieke warmteweerstand van de zeebodem wordt daarom hierna een conservatief gekozen standaardwaarde van

- $\rho = 0,7 \text{ K m/W}$

en, voor vergelijkingsdoeleinden –en om niet of zelden onder water komende bodems in de oeverzone of in het wad af te dekken– een rekenkundig maximum van

- $\rho = 1,0 \text{ K m/W}$

als uiterste rekenwaarde in aanmerking genomen.

De temperatuur van de zeebodem op de diepte waar de kabel ligt resp. op de beschouwde diepte zal volgens [13] variëren met de tijd van het jaar. Als conservatieve rekenwaarde wordt voor de omgeving van de kabel een ongestoorde omgevingstemperatuur van 15° C gekozen.

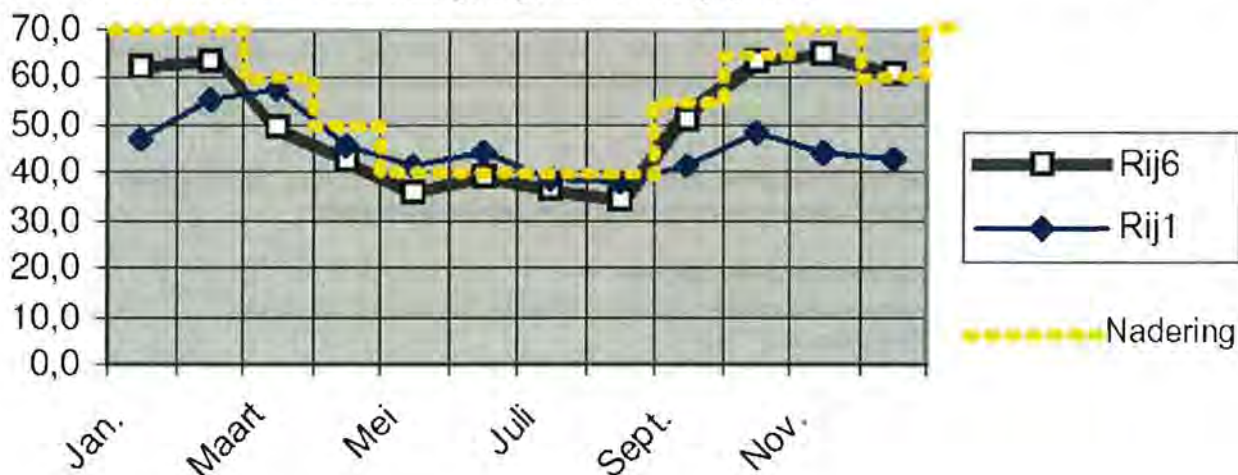
	<p align="center">Kabelverbindingen van de offshore windparken BARD Offshore NL1, EP offshore NL1 en GWS Offshore NL1</p> <p align="center">project: GWS Offshore NL1 Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH</p>	
---	--	--

5 Belastingsfactor

De belastingsfactor geeft aan, hoe sterk een kabel gemiddeld wordt "belast", d.w.z. hoeveel stroom gemiddeld over een bepaalde periode door de kabel loopt.

Op basis van evaluatie van meerjarige windgegevens uit de Noordzee en Oostzee [6] is het grootste aantal op elkaar volgende dagen met ononderbroken volle belasting van het windpark (d.w.z. met windsnelheden van meer dan 13...14 m/s en minder dan 25 m/s op ashoogte) normaliter niet groter dan drie dagen, - op zeer zelden voorkomende statistische uitschieters na, vergelijk hiervoor tabel 3. Daarom is speciaal het opwarmgedrag binnen dit tijdsbestek interessant.

Uit deze gegevens kunnen maandgemiddelden van het windparkvermogen afgeleid worden, zoals in tabel 3 is vermeld en in afb. 1 als gele grafiek is weergegeven.



1995 tot 2004: Reihe 6) en GEO/Sylt (1994 tot 2003: Reihe 1, zie [14]); Meetresultaten omgerekend naar omstandigheden in het Noordzee offshore windpark

Maand	rel. maandgemiddelde	<p>Tabel 3: Basiswaarden van de betrokken maandgemiddelden van het windparkvermogen (resp. kabelbelasting) voor de opwarmingsberekening in verhouding tot het maximum vermogen</p>
Januari	70 %	
Februari	70 %	
Maart	60 %	
April	50 %	
Mei	40 %	
Juni	40 %	
Juli	40 %	
Augustus	40 %	
September	55 %	
Oktober	65 %	
November	70 %	
December	65 %	

	<p>Kabelverbindingen van de offshore windparken BARD Offshore NL1, EP offshore NL1 en GWS Offshore NL1</p> <p>project: GWS Offshore NL1 Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH</p>	
---	--	--

6 Lucht-, zee- en bodemtemperatuur

Lucht, water- en bodemtemperatuur hebben rechtstreeks invloed op de thermische verhoudingen, die zich om zeekabels instellen, en daarmee ook op de temperatuurverdeling tussen het kabeloppervlak en het zeebodemoppervlak.

Op basis van de al uitgevoerde onderzoeken en bekende studies is het mogelijk de correlatiebetrekkingen (samenhang tussen lucht-, water-, en bodemtemperatuur) te taxeren. Deze inschattingen werden bij de kabeldimensionering als basis gebruikt.

7 Bodemopwarming in de omgeving van de infrastructuur 150 kV-HDÜ-kabel

Het nominaal vermogen van de 150kV kabel bedraagt 200 MW, de hiermee overeenkomende nominale stroomsterkte derhalve ca. 770 A. Het wordt in de koperen 150 kV-hoogspanningskabelader met doorsnede 1200 mm² geleid. Als de maximale toegestane geleidertemperatuur van 90°C in de hoogspanningskabeladers wordt bereikt, bedragen de warmteontwikkelingsverliezen van alle kabeladers ca. 100 W/m.

Om het stationaire en het transiente opwarmingsgedrag van de bodem en de kabel te onderzoeken komen verschillende methodes in aanmerking. Dat zijn bijvoorbeeld:

1. Spiegelingsmethode met twee lijnbronnen
2. Methode met vervangende bronnen (CSM = Charge Simulation Method)
3. Eindige-verschillen-methode (FDM)
4. Eindige-verschillen-Time-Domain-methode (FDTD)
5. Eindige-Elementen-methode (FEM)
6. Warmtebronnen-netwerk-methode
7. Transiente lijnbronnen-methode

Terwijl de eerste twee methoden voor stationaire beschouwingen ingezet worden, kunnen alle overige methoden ook op niet-stationaire warmtegeleidingsproblemen gebruikt worden.

	<p>Kabelverbindingen van de offshore windparken BARD Offshore NL1, EP offshore NL1 en GWS Offshore NL1</p> <p>project: GWS Offshore NL1 Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH</p>	
---	---	--

Voor de kabelberekeningen werd het in afbeelding 2 weergegeven model gebruikt.

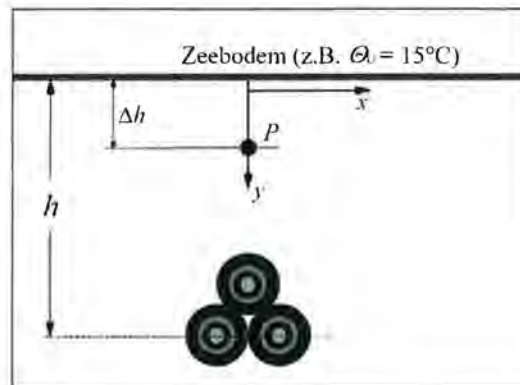


ABB. 2: Over de opwarming van het beschouwde punt P door een éénader-draaistroomkabel infrastructuur

Dit model werd in de FEM (Eindige-elementenmethode) overgebracht en de berekeningen werden uitgevoerd. Afbeelding 3 toont een weergave in het FEM model.

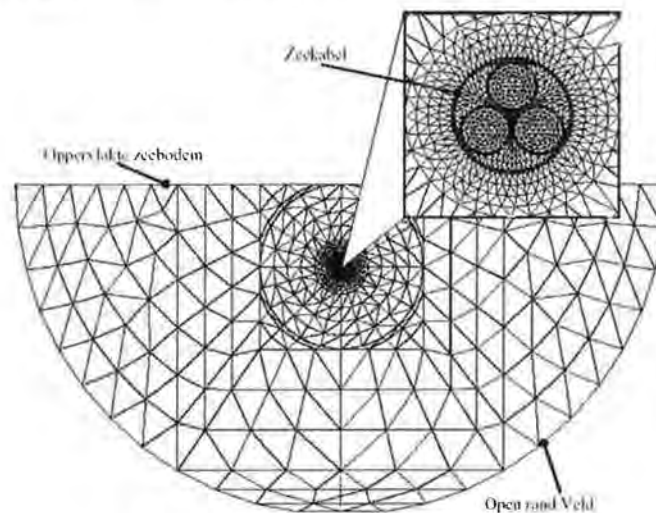
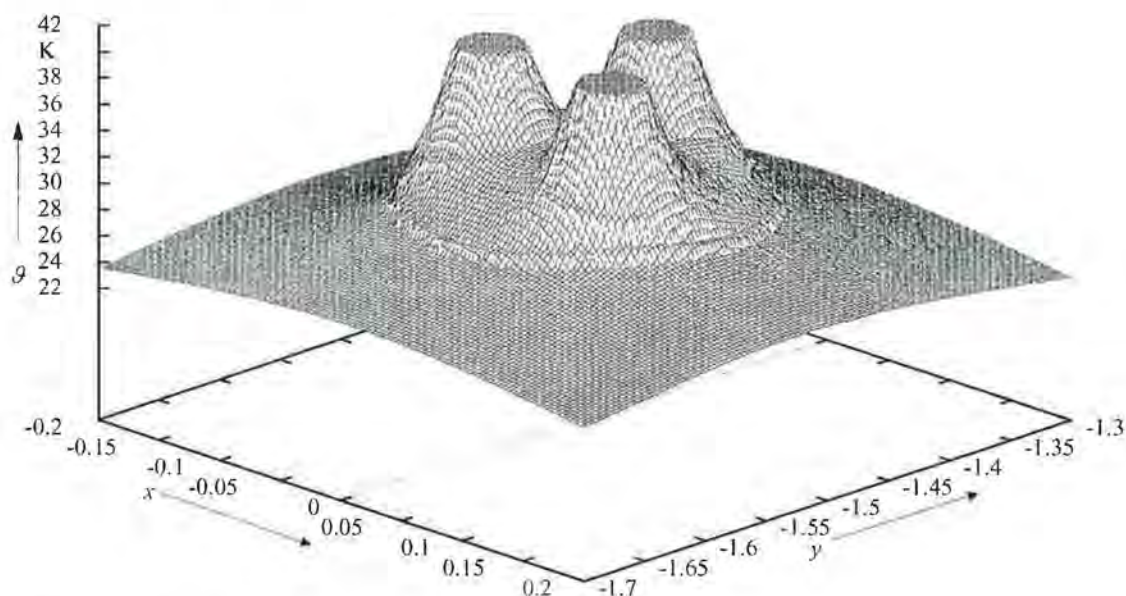


ABB. 3: Eindige-Elementen-model van de in de zeebodem gelegde zeekabel


	<p style="text-align: center;">Kabelverbindingen van de offshore windparken BARD Offshore NL1, EP offshore NL1 en GWS Offshore NL1</p> <p style="text-align: center;">project: GWS Offshore NL1 Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH</p>	
---	---	--

Afb. 4 toont hierbij de met FEM berekende temperatuurverdeling binnen in de kabel in stationaire toestand. De adertemperaturen liggen bij een gemiddeld vermogensverlies van $\bar{P} = 50 \text{ W/m}$ bij $\varphi_C = 40,02 \text{ }^\circ\text{C}$. Tijdens de belastingssprongen volgens afb. 1 bedraagt de hoogste adertemperatuur $\varphi_{C,\max} = 59,21 \text{ }^\circ\text{C}$, zodat met andere woorden de maximaal toegestane adertemperatuur van 90°C bij lange na niet wordt bereikt.



Afb. 4: Temperatuurverdeling binnen in de kabel




Het resultaat de berekeningen wordt in tabel 4 samengevat.

	Θ_L	h_v	Stroom	Vermogen	Verlies	Θ_C	Θ_S
	$^\circ\text{C}$	m	A	MVA	W/m	$^\circ\text{C}$	$^\circ\text{C}$
$\rho = 0,7 \text{ K m/W}$	15	1,0	770	200	73,7	53,7	38,3
$\rho = 1,0 \text{ K m/W}$	15	1,0	770	200	76,7	65,6	49,6
$\rho = 1,5 \text{ K m/W}$	15	1,0	770	200	82,3	87,4	70,5
$\rho = 0,7 \text{ K m/W}$	15	2,0	770	200	75,4	60,3	44,6
$\rho = 1,0 \text{ K m/W}$	15	2,0	770	200	79,4	76,0	59,6
$\rho = 1,5 \text{ K m/W}$	15	2,0	770	200	87,2	105,9	88,1

Tabel 3: Kengetallen van de 150-kV-draaistroom-zeekabels (3*1200 mm²) bij langdurende belasting ($\Theta_U = 15^\circ\text{C}$)

	<p align="center">Kabelverbindingen van de offshore windparken BARD Offshore NL1, EP offshore NL1 en GWS Offshore NL1</p> <p align="center">project: GWS Offshore NL1 Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH</p>	
---	--	--

Tabel 4 maakt duidelijk, dat zelfs bij een legdiepte van 3m (3 km kustzone) de temperatuur aan het kabeloppervlak niet hoger dan ca. 72° wordt.

Samenstelling	Specifieke weerstand	Stroom	Vermogen	Verlies	θ_c	θ_s
	K m/W	A	MVA	W/m	°C	°C
$h = 1,0 \text{ m}$ 	0.7	1012	262,9	142	90	60,8
	1.0	899	233,5	112	90	66,9
	1.5	773	200,9	84	90	72,8
$h = 2,0 \text{ m}$ 	0.7	944	245,3	124	90	64,6
	1.0	831	215,9	96	90	70,2
	1.5	709	184,2	71	90	75,5
$h = 3,0 \text{ m}$ 	0.7	910	236,5	115	90	66,3
	1.0	798	207,9	89	90	71,7
	1.5	678	176,2	65	90	76,7

**Tabel 4: Temperatuurontwikkeling bij langdurige belasting / variabele legdiepten
($\theta_U = 15^\circ\text{C}$)**

8 Magneetvelden in de omgeving van de kabel

In het voorliggende hoofdstuk wordt onderzocht, welke magneetvelden door de beschouwde infrastructuur van de HDÜ-kabel, uitgaande van hun hoogste bedrijfsstromen, worden opgeroepen.

Hiervoor moet allereerst worden vastgesteld, dat in de Bondsrepubliek Duitsland de wettelijk overeengekomen grenswaarde van de magnetische inductie voor de **langdurige** blootstelling van mensen bij 50-Hz-wisselende velden op 100 μT ligt. Dit is in overeenstemming met de aanbevelingen van de internationale Stralingsbeschermingcommissie IRPA [7].

Het magnetische veld om een draaistroomkabel wordt veroorzaakt door de, op een bepaald ogenblik, actuele stroomsterkte in de kabel. Zoals eerder al bij de thermische berekeningen, is ook deze berekening gebaseerd op de aanname van een windparkproductie van 70%.

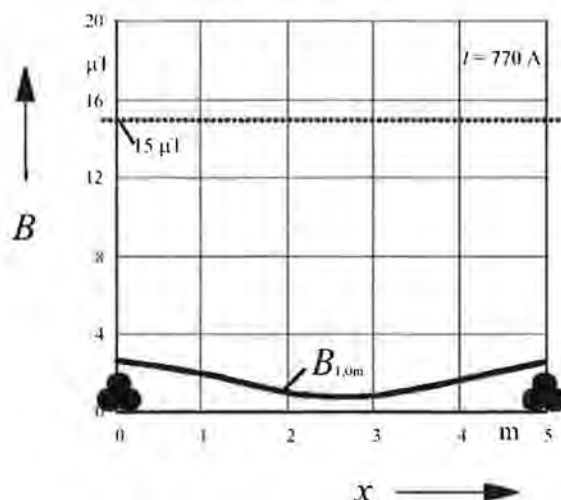
8.1 Magneetvelden in het Waddenzee traject

In de Waddenzee zal de afstand van de éénader-kabelsysteem tenminste 20 m zijn. In het geval van 5m afstand, toont afb. 5 de verdeling van de magnetische inductie op een hoogte van 1,0 m boven het kabeltracé voor de situatie dat alle infrastructuur van de kabels met hun maximale stroomsterkte van 770 A zijn belast.

Duidelijk wordt dat de magnetische inducties in de kabeltracézone tussen 0,5 μT en maximaal rd. 2,5 μT liggen en daarmee duidelijk onder de genoemde grenswaarde blijven.

	<p>Kabelverbindingen van de offshore windparken BARD Offshore NL1, EP offshore NL1 en GWS Offshore NL1</p> <p>project: GWS Offshore NL1 Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH</p>	
---	---	--

afb. 5: Verdeling van de magnetische inductie op 1,0 m hoogte boven de Waddenzeekabels. Alle systemen zijn belast met hun maximale stroomsterkte van 770 A.



8.2 Magneetvelden in het diepwatertraject

In het diepwatertraject zullen de zeekabels ten opzichte van elkaar een minimale afstand vertonen, die ongeveer overeenkomt met de waterdiepte en dus ongeveer 20 tot 50m zal bedragen. Het resultaat daarvan zijn verdelingen van de magnetische inductie, die nog onder de waarden van afbeelding 5 liggen.

Men bedenke, dat het magneetveld van een met symmetrische draaistroom bedreven infrastructuur van de kabels, waarvan de aders in een driehoek gerangschikt zijn, afneemt met het kwadraat van de afstand. Voor de zeescheepvaart is het gevolg, met afstanden tot de kabels van 5 m en meer, dat de magnetische inducties ver onder 1 μT zullen liggen.

Daarmee liggen de magnetische inducties aanmerkelijke onder de genoemde grenswaarden; als snel variërende waarden (50 Hz) zijn ze voor de zeescheepvaart (kompasafwijking; elektronische apparatuur, computers etc.) niet van betekenis.

	<p>Kabelverbindingen van de offshore windparken BARD Offshore NL1, EP offshore NL1 en GWS Offshore NL1</p> <p>project: GWS Offshore NL1 Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH</p>	
---	---	--

9 Bronnen:

- [1] H. Brakelmann
F. Richert Bemessung der Energiekabel zur Netzanbindung von Offshore Windfarmen
ew 2004
- [2] L. Heinhold
R. Stubbe Kabel und Leitungen für Starkstrom
Pirelli, Berlin/München, 1969
- [3] H. Brakelmann Opwarmingsberekeningen voor zeekabeltracés: CSM, FEM of andere?
- [4] CIGRE Computer method for the calculation of the response of single-core cables to a step function thermal transient
Elektra (1983), pp. 41-58
- [5] Brakelmann, H Gutachten „Kabelverbindungen der Offshore Windparks BARD
Offshore 1, Hochsee Windpark HeDreht und GlobalTech I zum Netzanschlußpunkt“
- [6] Richert, F./GEO Auswertung langjähriger Windmessungen für die Nord- Und Ostsee
Interne rapportage, GEO mbH, Enge-Sande, 2003
- [7] BimSchV Sechszwanzigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes
(Verordnung über elektromagnetische Felder - 26. BImSchV); 1996

Offshore-windpark GWS Offshore NL1

Ontwerp voor aansluiting op het openbare elektriciteitsnet

met in totaal 400 MW



G L O B A L
WIND • SUPPORT

Januari 2009

	<p align="center">Ontwerp voor aansluiting op het openbare elektriciteitsnet</p> <p align="center">project: GWS Offshore NL1</p> <p align="center">Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH</p>	
---	---	--

Inhoudsopgave:

1	Samenvatting	2
2	Algemene omschrijving van het voorgenomen project	3
2.1	Omschrijving van het projectgebied GWS offshore NL1	3
3	De aansluiting op het net	5
3.1	Technische beschrijving van de geplande verbinding met het net.....	5
3.1.1	Interne parkbekabeling	5
3.1.2	Offshore transformatorstation	7
3.1.3	Verbinding met het net buiten het park	8
3.1.4	Kabelroute: GWS Offshore NL1 - Eemshaven	10
3.2	Tijdschema	15

	<p>Ontwerp voor aansluiting op het openbare elektriciteitsnet</p> <p>project: GWS Offshore NL1</p> <p>Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH</p>	
---	--	--

1 Samenvatting

Aanleiding en probleemstelling	Global Wind Support GmbH heeft het voornemen, in de Nederlandse EEZ een offshore windpark te bouwen. Het voorliggende document geeft informatie over conceptuele (technische, bouwkundige, preventieve) aspecten van het geplande windpark GWS Offshore NL1 en over het geplande kabeltracé in de EEZ en de 12-mijlszone voor de verbinding van het windpark.
Ligging en omvang van het projectgebied	Het geplande windpark GWS offshore NL1 ligt in de Nederlandse Exclusieve Economische Zone, EEZ, op een locatie, die meer dan 60 Kilometer ten noorden van de eilanden Ameland en Schiermonnikoog ligt.
Interne parkbekabeling	De bundeling van het elektrisch vermogen binnen het windpark wordt voor zover nu bekend uitgevoerd met een drieadelige draaistroombekabeling. Vermoedelijk zullen kabels van vernet polyetheen gebruikt worden.
Transformatorstation	Het optransformeren van de in het windpark opgewekte elektriciteit naar de transportspanning gebeurt in een transformatorstation, dat in het windpark wordt gebouwd op een eigen platform.
Bekabeling buiten het park in de EEZ	Voor het kabeltracé binnen de EEZ en 12-mijlszone worden voor zover nu bekend twee hoogspannings-draaistroomkabelsystemen gelegd, van het transformatorstation binnen het park tot aan het aanlandingspunt in de Eemshaven.

	<p>Ontwerp voor aansluiting op het openbare elektriciteitsnet</p> <p>project: GWS Offshore NL1</p> <p>Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH</p>	
---	--	--

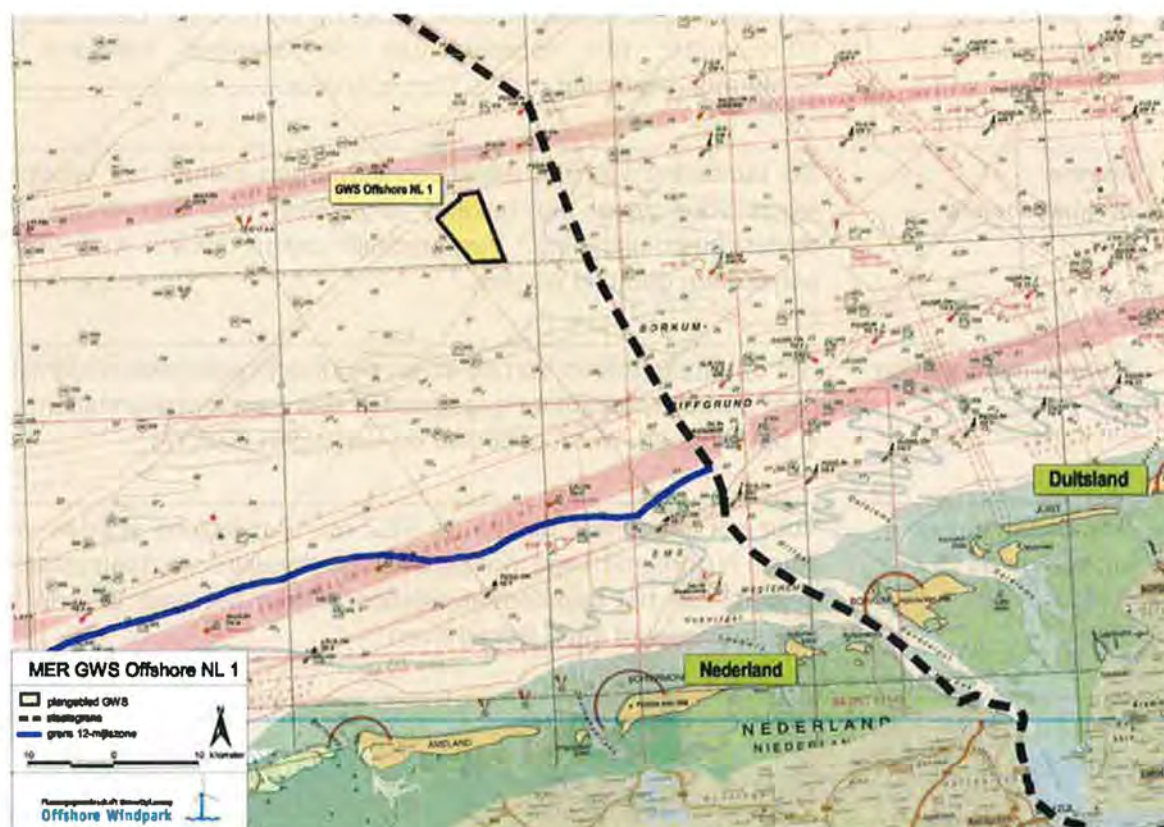
2 Algemene omschrijving van het voorgenomen project

2.1 Omschrijving van het projectgebied GWS offshore NL1

Het geplande windpark GWS offshore NL1 ligt in de Nederlandse Exclusieve Economische Zone, EEZ, op een locatie, die meer dan 60 kilometer ten noorden van de eilanden Ameland en Schiermonnikoog ligt.

De waterdiepte ligt volgens de zeekaarten tussen 32 m en 35 m. De totale met het plan gemoeide oppervlakte is ca. 43 km².

Afbeelding 1 geeft een overzicht van de locaties van het totale projectplan en van de kabelaansluiting. Tabel 1 toont de hoekcoördinaten van het totale projectplan GWS Offshore NL1.



Afbeelding 1: de bedoelde locatie van het GWS Offshore NL1 windpark (geel gemarkeerd).

	<p>Ontwerp voor aansluiting op het openbare elektriciteitsnet</p> <p>project: GWS Offshore NL1</p> <p>Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH</p>	
---	--	--

Tab. 1: ligging en omvang van het Projectgebied GWS offshore NL1

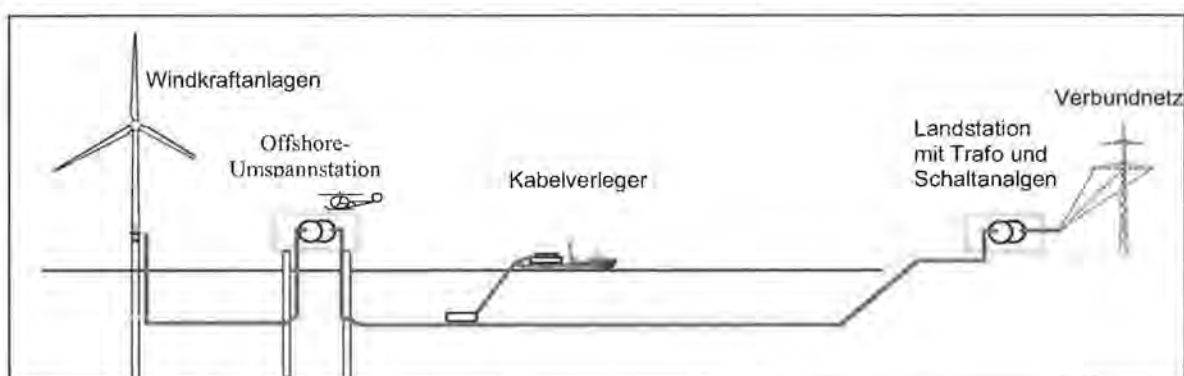
	UTM zone 31 (ED50)	
	Nooderbreedte	Oosterlengte
N(I)	687196,0877	5996661,3778
N(II)	687203,0000	596218,0000
NW	684265,0000	5993693,0000
ZW	688668,0000	5988105,000
ZO	692837,0000	5988250,0000
NO	689492,5710	5997049,7696

	<p>Ontwerp voor aansluiting op het openbare elektriciteitsnet</p> <p>project: GWS Offshore NL1</p> <p>Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH</p>	
--	--	--

3 De aansluiting op het elektriciteitsnet

3.1 Technische beschrijving van de geplande verbinding met het elektriciteitsnet

De verbinding met het elektriciteitsnet voor offshore windkrachtcentrales onderscheidt zich van onshore windparken door het substantieel hogere geïnstalleerde vermogen en een grotere te overbruggen afstand tot het punt van aansluiting op het elektriciteitsnet. Het grotere vermogen maakt hogere spanningen offshore nodig, de grotere afstand een eigen overbrengingssysteem.



Afb. 3: Schematische weergave van de verbinding met het elektriciteitsnet van een windpark.

Afbeelding 3 toont schematisch de componenten van de verbinding met het elektriciteitsnet: intern netwerk van het park, offshore transformatorstation bij het park en de eigenlijke langeafstandstransportleiding naar een transformatorstation aan de wal, van waaruit de energie in het hoogspanningsnet aan land wordt geleid.

Het hoogspanningstransport gebeurt met drieraderige, met kunststof geïsoleerde zeekabels (driefasenkabel). Door de bundeling van de fasen heffen de elektromagnetische velden elkaar verregaand op. Deze techniek blijkt door zijn gemakkelijke toepassing zeer betrouwbaar.

3.1.1 Interne parkbekabeling

Het elektrische net binnen het windpark wordt net zo opgebouwd als bij windparken aan land. De in de afzonderlijke windenergieinstallaties opgewekte elektrische energie wordt binnen de installaties door een transformator van de generatorspanning naar de vereiste interne windparknet-spanning van 33 kV opgetransformeerd. Het interne parkbekabelingsnet verbindt de afzonderlijke installaties van het windpark „GWS Offshore NL1” en leidt de elektrische energie naar het offshore transformatorstation. Het kabelnet binnen het park wordt als draaistroombekabeling uitgevoerd. De kabels binnen het park worden op ongeveer

	<p align="center">Ontwerp voor aansluiting op het openbare elektriciteitsnet</p> <p align="center">project: GWS Offshore NL1</p> <p align="center">Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH</p>	
---	---	--

1 m diepte in de zeebodem gelegd. De doorsnede van de koperen aders ligt voor de interne parkbekabeling op 185 resp. 400 mm² al naar gelang van het gebruiksdoel.

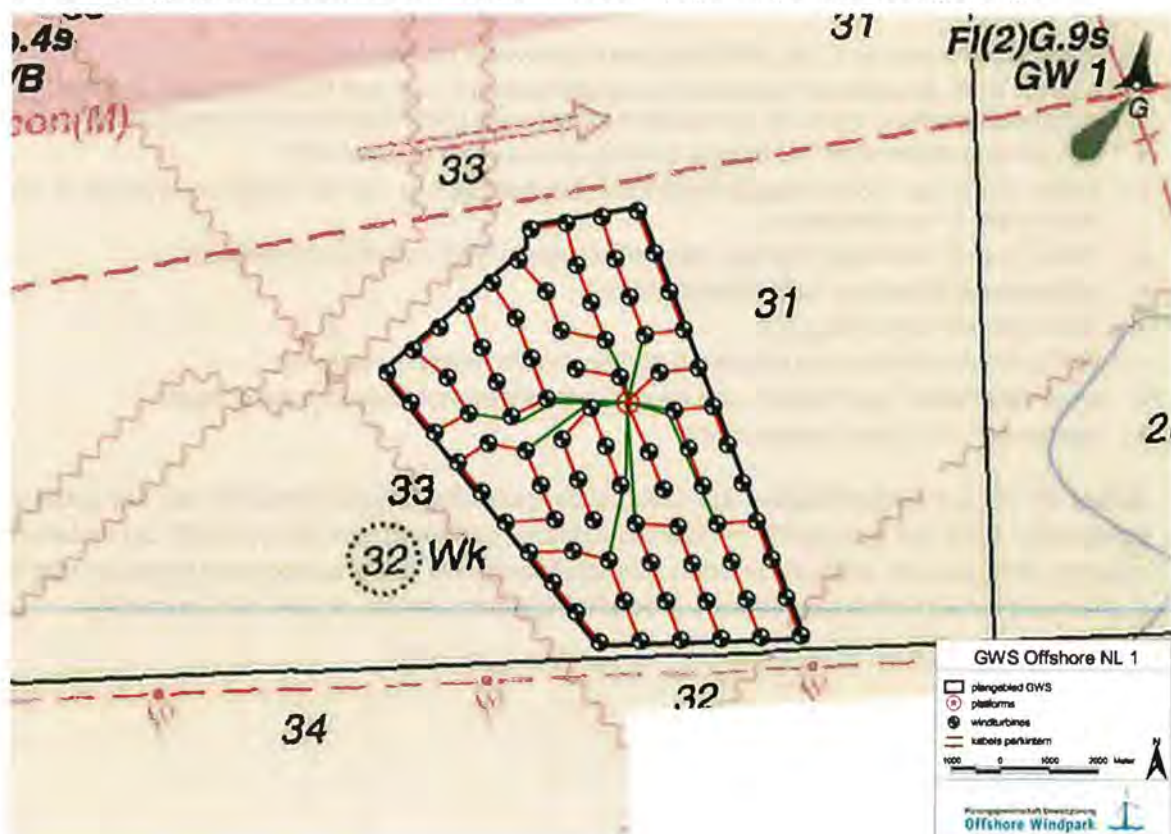
Door de uitvoering als driefasenkabel heffen de door de stroom opgewekte elektromagnetische velden elkaar verregaand op.

De windenergieinstallaties worden in clusters gegroepeerd, waarbij elke cluster installaties omvat met een totaal nominaal vermogen tot 40 MW, voornamelijk begrensd door de kabeldoorsneden.

De schakeling is uitgevoerd in de vorm van een radiaal netwerk. Hierin worden tot vier installaties telkens met een kabel verbonden. Twee stralen samen worden dan via een kabel met meer vermogen naar het offshoreplatform geleid.

Aan het einde van elke cluster worden de draaistroomkabels die het park verbinden naar de centrale schakelinstallatie van het offshore transformatorstation geleid en daar onder de zeebodem in de fundering ingevoerd. In het transformatorstation kan elke cluster afzonderlijk worden uitgeschakeld.

In afbeelding 4 is de interne parkbekabeling voor GWS Offshore NL1 afgebeeld. Een omschrijving van de kabels binnen het park is als Bijlage 1 bij dit ontwerp gevoegd.



Afb. 4: Interne parkbekabeling voor windpark „GWS Offshore NL1,, (met 78 windturbines)

	<p style="text-align: center;">Ontwerp voor aansluiting op het openbare elektriciteitsnet</p> <p style="text-align: center;">project: GWS Offshore NL1</p> <p style="text-align: center;">Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH</p>	
---	--	--

3.1.2 Offshore transformatorstation

De grote afstand van het windpark „GWS Offshore NL1“ tot het vasteland zou bij een transport van de geproduceerde elektriciteit op het spanningsniveau van het interne parknet (middenspanning) vanwege de hoge stroomsterkten tot hoge transportverliezen leiden. Daarom wordt in het offshore transformatorstation nog opgetransformeerd naar hoogspanningsniveau (ca. 150 kV).

Bij het Offshore transformatorstation gaat het om een zeeplatform met meerdere verdiepingen. Het staat op een geschikte fundering op de zeebodem binnen het Pilotgebied. Om zeker te zijn dat een hoge golf, die eens in de honderd jaar verwacht kan worden, nog onder het platform door kan, moet het met de onderkant ongeveer 20 m boven normaal peil staan, de planning van de aanvrager ligt bij ca. 30 m. De exploitatie van het offshore transformatorstation kan op het station of vanaf een station op de wal worden bewaakt en geregeld.

Het offshore transformatorstation zal samenhangend met het soort transport naar het vasteland als draaistroomuitvoering ontworpen worden. Onderdelen van het offshore transformatorstation zijn:

- schakelinstallatie voor het middenspanningsniveau binnen het park
- een tot twee draaistroomvermogenstransformatoren voor het transformeren van het middenspannings- naar het hoogspanningsniveau (plus reservetransformatoren),
- schakelinstallatie voor het hoogspanningsniveau aan de landzijde
- indien nodig een compensatie-installatie, om het gedrag van de draaistroomkabel in de exploitatie te compenseren
- diesel-noodstroomaggregaten, noodstroombatterijen, brandblussystemen
- botenaanlegplaats en helikopterplatform
- reserveonderdelenmagazijn
- veiligheidstechnische installaties (reddingsboten, kranen, radar etc.)
- accommodaties voor technische en evt. natuurwetenschappelijk personeel
- systemen voor gegevenstransport

Zowel bij de schakelinstallaties als ook bij de gebruikte transformatoren zal het gaan om producten, zoals die gewoonlijk in de elektriciteitsvoorziening worden gebruikt. De installaties moeten voor gebruik offshore worden gespecificeerd. Dit komt verregaand overeen met het huidige gebruik op offshoreplatforms (oliewinning), kustlocaties of (ten dele) schepen.

3.1.3 Verbinding met het net buiten het park

De in het windpark opgewekte elektrische energie wordt vanaf het offshore transformatorstation door een hoogspanningskabel getransporteerd naar het koppelpunt met het openbare elektriciteitsnet. vanuit het offshore transformatorstation worden twee draaistroomsystemen (HDÜ) gelegd naar het dichtstbijgelegen, voor de aansluiting geschikte transformatorstation aan land (waarschijnlijk in Eemshaven).

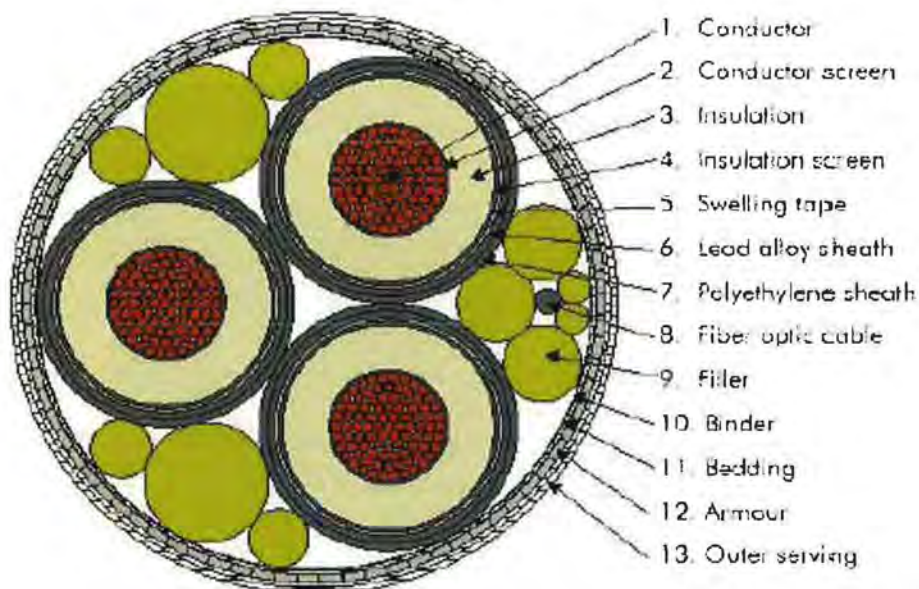
Naar het zich laat aanzien zal de aansluiting van het windpark op het openbare distributienet gebeuren met zeekabels naar het aansluitpunt Eemshaven. Het is de bedoeling om hier de duurzaam opgewekte elektrische energie in het net van TenneT in te voeren.

In afbeelding 5 zijn het TenneT-net en het waarschijnlijke netaansluitpunt in de Eemshaven weergegeven.



Afb. 6: Net van TenneT. Het geel gemarkeerde punt is de plaats van de verbinding met het elektriciteitsnet

Om de in windpark opgewekte elektrische energie te kunnen transporteren naar het net van TenneT, worden van het offshoreplatform in het windpark tot Eemshaven twee hoogspannings-draaistroomsystemen gelegd. Elk draaistroom-zeekabel bestaat uit een driefasenkabel Type TKRA 3*1200 mm² KQ, 150 kV. De relevante kabelgegevens zijn hieronder weergegeven. Alle constructiegegevens bevinden zich in Bijlage 2.


TKFA 170 kV 3x1x1200 mm² KQ


No.	Constituents	Nominal thickness mm	Nominal diameter mm
1	Conductor, stranded copper wires, watertight		42.7
2	Conductor screen, semiconducting XLPE		
3	Insulation, XLPE	18.0	81.7
4	Insulation screen, semiconducting XLPE		
5	Semiconducting swellable tape		
6	Lead alloy sheath	2.8	93.3
7	Inner sheath, semiconducting polyethylene	2.6	
8	Fiber optic cable		10
9	Polypropylene yarn fillers		
10	Binder tape		
11	Bedding, polypropylene yarn and bitumen		
12	Armour, galvanized flat steel wires	8.5x3.5	
13	Outer serving, polypropylene yarn and bitumen		234

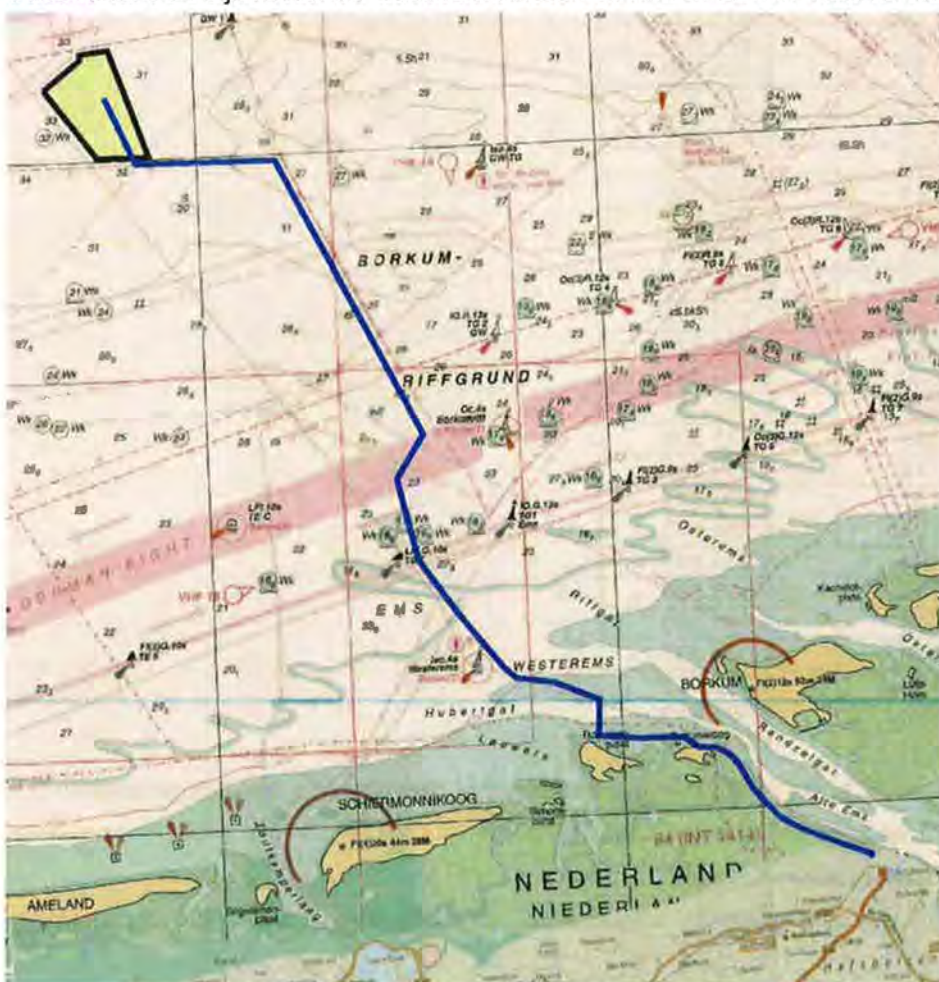
Afb. 6: Gegevens 170kV-kabel.

De doorsnede van de koperen aders zal voor de externe bekabeling 1200 mm² zijn. De diameter van een dergelijke kabel is ca. 230 mm. Het gewicht is 106 kg/m. De kabels worden als zeekabels (driefasenkabel) uitgevoerd en met sterke bepantsering tegen beschadigingen van buiten (ankers, vistuig etc.) beschermd. In de kabel worden glasvezeladers opgenomen, die de communicatie van het windpark en het offshore transformatorplatform met de wal veiligstellen. Daarnaast kunnen over glasvezelkabel ook bedrijfsgegevens van de kabel, zoals, bijv. temperaturen, overdragen worden.

Voor het voorgenomen project van Global Wind Support GmbH is een zeer grondige planning van de kabelroute vereist. In de volgende hoofdstukken staat de uitgekozen route beschreven.

3.1.4 Kabelroute: GWS Offshore NL1 - Eemshaven

De totale lengte van het kabeltracé over zee is ca. 94 km. Het geplande verloop van de tracévariant en bijbehorende tracécoördinaten bevinden zich in Tabel 2 en Afbeelding 7.



Afb. 7: Geplande kabelroute.

	<p align="center">Ontwerp voor aansluiting op het openbare elektriciteitsnet</p> <p align="center">project: GWS Offshore NL1</p> <p align="center">Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH</p>	
---	---	--

Tab. 2: Coördinaten van de geplande kabelroute GWS Offshore NL1.

UTM zone 31 (ED50)		
	X	Y
	[m]	[m]
1	752.679	5.930.410
2	752.554	5.930.715
3	749.987	5.931.542
4	749.814	5.931.594
5	748.418	5.932.102
6	746.945	5.932.671
7	746.006	5.933.128
8	745.049	5.933.714
9	744.894	5.933.834
10	743.455	5.935.265
11	742.783	5.936.049
12	742.335	5.936.738
13	741.732	5.937.807
14	741.197	5.938.530
15	740.577	5.939.013
16	739.913	5.939.358
17	739.595	5.939.461
18	738.274	5.939.376
19	736.984	5.940.357
20	733.511	5.940.228
21	730.047	5.940.383
22	730.064	5.943.425
23	726.375	5.944.826
24	723.330	5.945.166
25	723.248	5.945.187
26	723.166	5.945.238
27	722.178	5.946.098
28	718.457	5.950.544
29	715.234	5.954.883
30	715.198	5.954.947
31	713.401	5.961.566
32	713.424	5.961.680
33	715.546	5.965.387
34	703.255	5.987.968
35	691.796	5.987.613
36	689.234	5.993.092

Bij het uitzetten van de route is rekening gehouden met de volgende randvoorwaarden:

- Afstand tot de zandwinningsgebieden 1000 m
- Afstand tot de platforms 500 m
- Afstand tot de al bestaande elektriciteit- en datakabels, gas- en oliepijpleidingen 500m
- Veiligheidsafstanden tot de bestaande wrakken
- De veiligheidsstrook voor gas- en oliepijpleidingen bedraagt 100m
- Kruising van de al bestaande leidingen onder een hoek tussen 60 en 90°



Afb. 10: Routesectie III



Afb. 11: Tracéverloop in de kustzone



Een gedetailleerde weergave van het aanlandingspunt in de Eemshaven is in afbeelding 12 te zien.



Afb. 12: Aanlandingspunt Eemshaven

	<p align="center">Ontwerp voor aansluiting op het openbare elektriciteitsnet</p> <p align="center">project: GWS Offshore NL1 Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH</p>	
---	---	--

3.2 Tijdschema

Het tijdschema van het totaalproject voor GWS Offshore NL1 wordt onderverdeeld in de projectfasen basisverkenning, bouwphase en exploitatiefase.

Tab. 3: Tijdschema voor GWS Offshore NL1.

Projectfase	Activiteiten	Periode
1. Basisverkenning	Onderzoek sedimentstructuur Ecologisch onderzoek beschermde gebieden Bouwgrondonderzoek Vergunningsprocedure voor windenergiecentrale en kabeltracé	2007 - 2009
2. Bouwphase	Bouw van de funderingen Bouw van de windturbines Maken van de aansluiting op het net	Voorjaar 2014- - Eind 2015
3. Exploitatiefase	Exploitatie van de windenergiecentrale (390 MW)	vanaf 2015

Opmerking:

Op het moment van de uitvoering van GWS offshore NL1 (2013 / 14) kan de technische voorwaarden (tweede kraan) zijn veranderd, dus kan het eventueel mogelijk zijn om het windpark GWS offshore NL1 binnen een jaar op te bouwen.

Offshore windpark GWS Offshore NL1

Ontwerp voor het kabelleggen



GLOBAL
WIND • SUPPORT

Januari 2009

	<p align="center">Ontwerp voor het kabelleggen project: GWS Offshore NL1 Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH</p>	
---	---	--

Inhoudsopgave

	Bladzijde
1. De bekabeling.....	3
1.1. Inleiding.....	3
1.2. Invoeren in de fundering.....	5
1.3. Intern.....	8
1.3.1. Verloop van het kabelleggen	9
1.4. Extern	13
1.4.1. Verloop van het kabelleggen	15
1.4.1.1.Kabelleggen in de Waddenzee.....	16
1.4.1.2.Aanlanding in de Eemshaven.....	22
1.4.1.3.Kabelleggen offshore	28
2. Algemene bouwplaatsbeschrijving en bouwplanning.....	30
2.1 Maatregelen voor het voorkomen en minimaliseren van milieueffecten...	30
2.1.1 Ecologisch bouwtoezicht.....	30
2.1.2 Beperking van de bouwtijd.....	30
2.1.3 Opwerveling van afzettingen door inspoelen.....	30
2.1.4 Verwerking van afval	31
2.1.5 Immissie van schadelijke stoffen door uitlaatgassen, smeermiddelen en andere stoffen	31
2.1.6 Beperking van elektrische en elektromagnetische velden	31
2.1.7 Gebruik van stoffen met risico's voor het aquatisch milieu	32
2.2 Tijdsvenster voor de bouw	32
2.3 Bekisting / uitgegraven aarde.....	32
2.4 Kabelverbindingen	33
2.5 Inrichtingen van derden.....	33
2.6 Reparatie en demontage.....	34
2.6.1 Potentiële storingen en risico's.....	34
2.6.2 Reparatie.....	36
2.6.3 Demontage.....	36

Bijlagen

- 1 Kabel bescherming
- 2 Tekening kabel bescherming
- 3 ABB High voltage cable
- 4 Lay out wind farm
- 6 Nexans kabel
- 7 Tekening kabel leggen 1
- 8 Tekening kabel leggen 2
- 9 Tekening boring
- 10 Tekening kabel kruising

	<p align="center">Ontwerp voor het kabelleggen project: GWS Offshore NL1 Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH</p>	
---	---	--

1. De bekabeling

1.1. Inleiding

De in het windpark opgewekte elektrische energie wordt over een intern 33 kV middenspanningsnetwerk van het park naar het offshore energie-platform getransporteerd. Hiervandaan wordt een draaistroomkabel (HDÜ) naar het transformatorstation in de vestiging Eemshaven gelegd, om de gehele offshore opgewekte windenergie in het elektriciteitsnet van het energiebedrijf (hier TenneT) te kunnen invoeren. De totale kabelroute bestaat uitsluitend uit het offshore aandeel van ca. 89 km tussen het offshore energieplatform en het aanlandingspunt Eemshaven.

Het complete offshore tracéverloop is in afbeelding 1 weergegeven



Afbeelding 01 Overzichtskaart met het geplande tracé

	<p align="center">Ontwerp voor het kabelleggen</p> <p align="center">project: GWS Offshore NL1</p> <p align="center">Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH</p>	
---	---	--

Het complete Offshore kabellegproject bestaat uit de volgende onderdelen:

- ❖ Invoeren van de interne middenspanningszeekabels in de funderingen van de windenergie-installatie resp. van het offshore-platform en overeenkomende kabelbescherming,
- ❖ Kabelleggen en kabelbescherming binnen het windpark,
- ❖ Kabelleggen en kabelbescherming buiten het windpark,
- ❖ Verbindingen met de kust,
- ❖ Aan land brengen.

In alle onderdelen worden de volgende randvoorwaarden aangehouden:

- ❖ de belasting voor natuur en milieu als gevolg van het kabelleggen moet zo gering mogelijk gehouden worden;
- ❖ de onderlinge afstanden van de kabels moeten zo klein mogelijk zijn, echter bij beschadiging moet reparatie van de kabels mogelijk blijven;
- ❖ de werkzaamheden gebeuren in zo kort mogelijke periodes;
- ❖ uit kostenoverweging moeten de kabeltrajecten zo kort mogelijk zijn en
- ❖ de voorwaarden voor het leggen moeten economisch zo veel mogelijk haalbaar zijn.

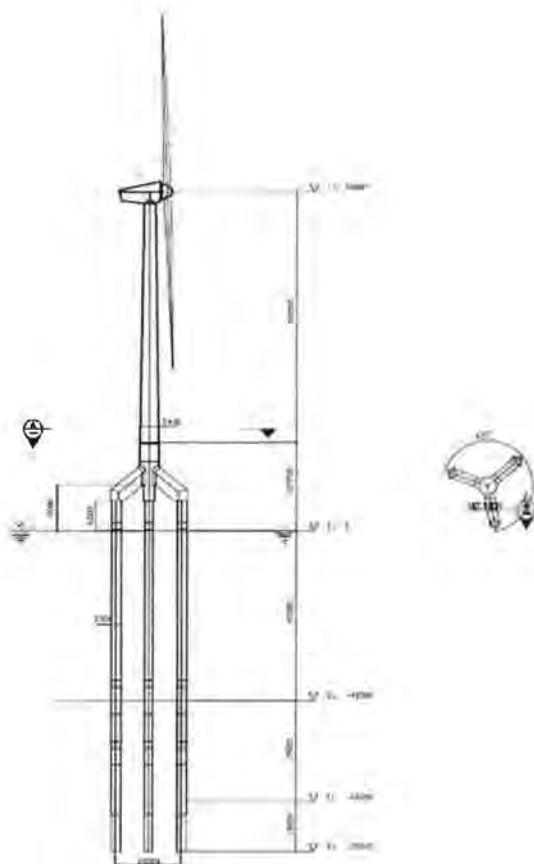
	<p align="center">Ontwerp voor het kabelleggen project: GWS Offshore NL1 Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH</p>	
---	---	--

1.2. Invoeren in de fundering

De fundering is al in het installatieontwerp beschreven.

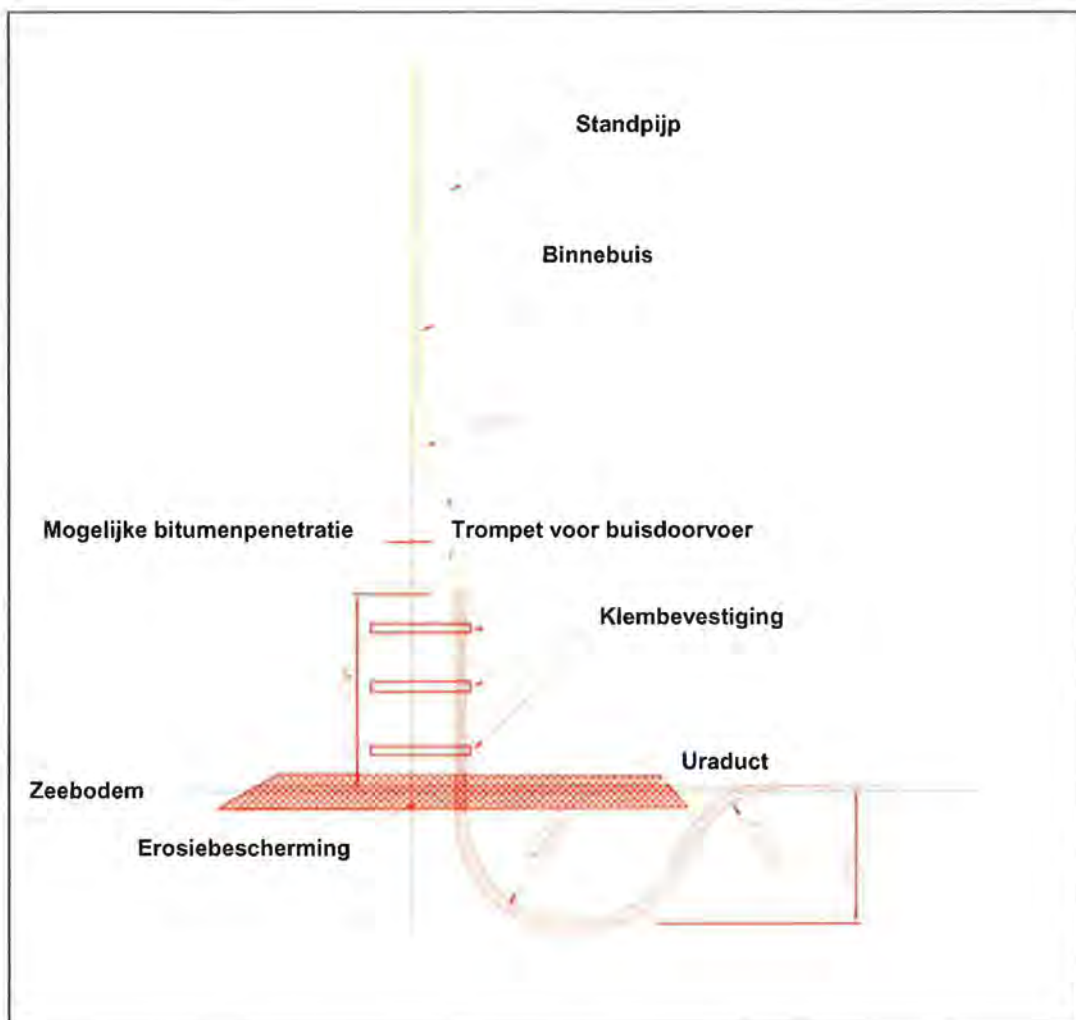
De uitvoering hiervan is in afbeelding 2 weergegeven.

Afbeelding 02 Uitvoering van de fundering



Momenteel worden twee varianten van de kabelinvoering gedetailleerd onderzocht:

- invoer van de kabel in de fundering gebeurt op een hoogte van ca. 5 m boven de zeebodem,
- invoer van de kabel gebeurt op zeebodem-niveau.



Afbeelding 03 Invoer / variant 1

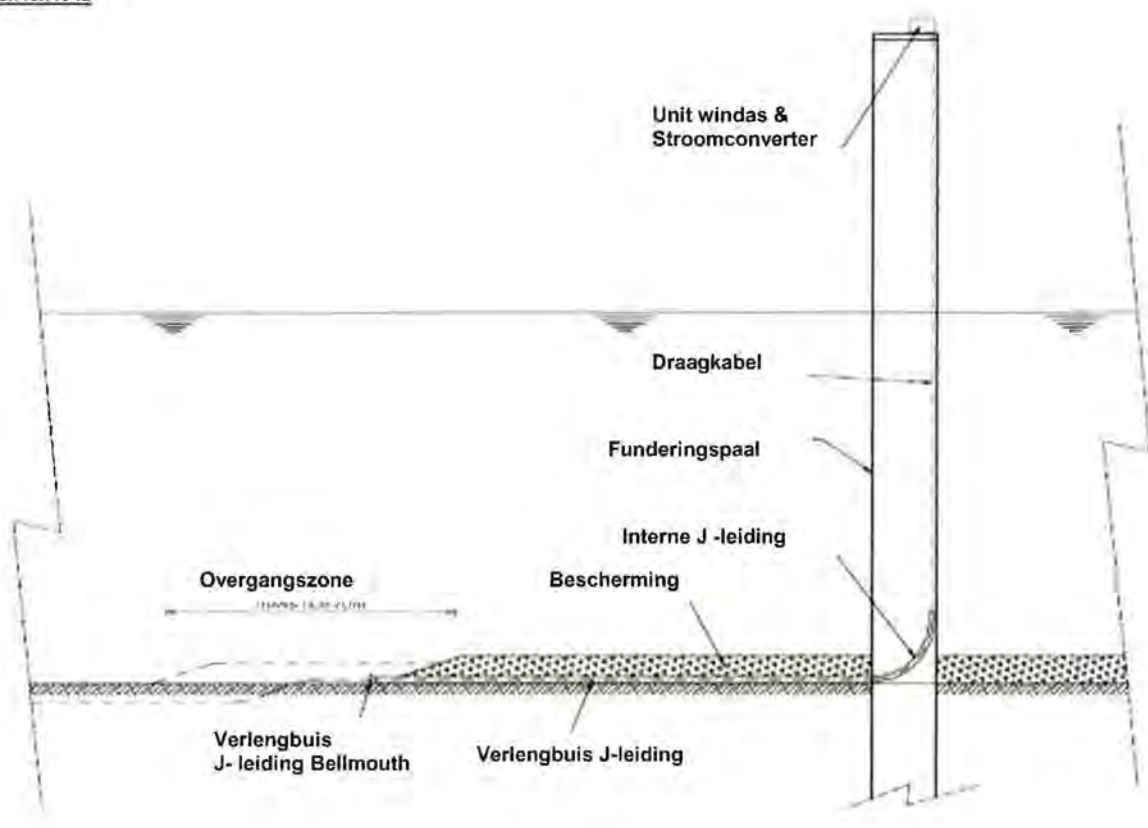
Variant 1

Bij deze variant wordt een binnenbuis met een diameter van 250 tot 300 mm tot aan de opening in de Monopile geleid. De buis maakt gemakkelijkere en snellere kabelinvoer mogelijk na de installatie van de fundamente.

De afzonderlijke kabels worden daarbij op hun route naar de invoeropening behoorlijk beschermd (zie bijlage 1).

	<p align="center">Ontwerp voor het kabelleggen</p> <p align="center">project: GWS Offshore NL1</p> <p align="center">Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH</p>	
---	---	--

Variant 2



Afbeelding 03 Invoer / variant 2

Bij deze variant wordt net zoals bij variant 1 van tevoren een binnenbuis geïnstalleerd (afmetingen: zie variant 1).

Ook hierbij moet een flexibele buis (Uraduct) worden gebruikt.

Derhalve zal de te leggen kabel op een vastgelegde inspoeldiepte kunnen worden gebracht.

De details van elke variant worden op dit moment gedetailleerd onderzocht en economisch beschouwd.

Later worden door de principaal alle technische details, informatie over de hoeveelheden materiaal etc. ingediend.

	<p align="center">Ontwerp voor het kabelleggen</p> <p align="center">project: GWS Offshore NL1</p> <p align="center">Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH</p>	
---	---	--

1.3. Intern

De interne bekabeling van het windpark op zee is soortgelijk van structuur als het elektrische net van een onshore-windpark. Het kabelnet binnen het park wordt als draaistroomsysteem (AC) uitgevoerd en de kabels binnen het park worden op 1 m diepte in de zeebodem gelegd. De keuze en de dimensionering (belastbaarheid) van de kabeltypen is uitgevoerd in overeenstemming met de desbetreffende richtlijnen en normen. Voor zover nu bekend vormen zg. VPE-kabels (van "vernet" polyetheen) een voor het zeemilieu gunstige vorm van bekabeling. Door de uitvoering als driefasenkabel heffen de door de stroom opgewekte elektromagnetische velden elkaar verregaand op. De windturbines worden telkens in aantallen tot acht stuks gegroepeerd (clusters). Zodoende vertegenwoordigt een cluster windenergieturbines met een totaal nominaal vermogen van tot 40 MW (turbines van 5-MW). Grotere clusters zijn vanwege de beschikbare kabels nauwelijks te realiseren. De technische informatiebladen van de kabels die voor de interne parkbekabeling in aanmerking komen zijn bij dit stuk gevoegd (Bijlage 2).

De schakeling van de afzonderlijke windenergie-installaties is in de vorm van een radiaal netwerk. Drie installaties worden telkens met een kabel verbonden. Twee stralen samen worden dan via een kabel met meer vermogen naar het offshore-platform geleid. De bijgevoegde tekening geeft de parkbekabeling weer (zie bijlage 3).

Kabelgegevens van de interne bekabeling in het park:

KABELTYPE	FXCTV 3x1x400mm ² 19/33 kV	FXCTV 3x1x95mm ² 19/33 kV
Diameter	136 mm	110 mm
Gewicht		
- lucht	33,7 kg / m	18,2 kg / m
Buigstraal	2100 mm (bij het leggen)	1700 mm (bij het leggen)
Trekkrachten aan de bepantsering	84 kN	20 kN

	<p align="center">Ontwerp voor het kabelleggen</p> <p align="center">project: GWS Offshore NL1</p> <p align="center">Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH</p>	
---	---	--

De zeekabels worden in Karlskrona vervaardigd en in Emden op geschikte kabellegschepen overgeladen. Voor het leggen van de kabels worden een kabel-survey en schoonmaak van de route (route clearance) uitgevoerd.

De schoonmaak van de route gebeurt met een speciaal anker (Grapnel), dat langs de geplande route gesleept wordt. Alle daarbij ontdekte hindernissen worden daarbij verwijderd.

De randvoorwaarden voor de route Clearance zijn:

Snelheid 0,5 knopen, maximale golfhoogte 1,5 m.

1.3.1. Verloop van het kabelleggen

Het intrekken van de kabels in de fundering wordt na het kabelleggen (kabel bevindt zich op de grond) als volgt uitgevoerd:

- ❖ Het kabelschip gaat het werkgebied in (DP gestuurd)
- ❖ Oppakken van de energiezeekabel met een Remote Operated Vehicle (ROV), rekening houdend met de kleinste buigstraal per kabel
- ❖ Montage van het Lay-Down-Head aan boord, installatie van eventueel nodige beschermingssystemen (Split-Pipes, Sealings, Centralizer, etc.)
- ❖ Openen van de buis met het ROV (indien afgesloten)
- ❖ Grijpen en aan boord brengen van de trekkabel, deze door middel van het ROV verbinden met de energie-zeekabel (gebruik een wartel om ervoor te zorgen dat de kabel niet gedwongen draait)
- ❖ Begin van het naar binnen trekken met een kabellier / trekinrichting - bewaking van de activiteiten met het ROV (indien noodzakelijk)
- ❖ Stoppen met intrekken, zodra de kabel resp. eventueel aanwezige afdichtingen hun uitgangssituatie bereikt hebben
- ❖ Positioneren en installeren van de buisafdichting met het ROV
- ❖ Borgen van de kabel door installatie van een Hang-Off-Head in de fundering. Hierbij moet de installatie-instructie van de Hang-Off-Head in acht genomen worden

Alternatief wordt een invoer van de zeekabel in de buis met behulp van duikers in aanmerking genomen.

	<p align="center">Ontwerp voor het kabelleggen</p> <p align="center">project: GWS Offshore NL1</p> <p align="center">Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH</p>	
---	---	--

Gebruikte technische apparatuur:

- ❖ hydraulische kabellier met tenminste 10,0 t trekkracht
- ❖ zeekabel-trekkop of trekkous
- ❖ "Chinese-Fingers"
- ❖ hydraulisch aggregaat
- ❖ kabelschip met ROV

Het gebruik van duikers moet voor de hele installatie zo veel mogelijk beperkt worden. Eventueel echter moet voor onvoorziene gebeurtenissen onder sommige omstandigheden adequate capaciteit (duikpersoneel, decompressiekamers, etc.) beschikbaar worden gehouden de gebruikte Lay-Down-Heads en Hang Off-Heads moeten voor de te leggen energie-zeekabel voldoende gedimensioneerd zijn (goede passing, breukbelasting etc.)

Tijdens het intrekken moeten de op de kabellier werkende trekkrachten vastgelegd worden met een schrijvende dynamometer, indien de maximale trekkracht van de kabellier groter is dan de toegestane trekbelasting van de kabel.

De wettelijke ongevalpreventie- en milieuvoorschriften worden in acht genomen.

Al naar gelang de opstelling van de windenergie-installaties kunnen alle drie gebruikte pijlers van de fundering voor de invoer van de middenspanningskabel in aanmerking komen.

Premisse voor het kabelleggen tussen de afzonderlijke windturbines is de juiste funderingen met daarvoor bedoelde kabeltoevoerbuizen. In deze zogenoemde „Tubes“ is telkens een staalkabel voor de invoer van de kabel voorzien. De staalkabel wordt vóór het overeind zetten van de funderingen geïnstalleerd.

De afzonderlijke stukken kabel worden bij de productie al op lengte gefabriceerd. Daarna volgen de levering en het leggen. Daarbij worden de kabels van drijvers voorzien en langzaam op de bodem afgezonken.



Afbeelding 04 Kabellier (bron: Van Oord)



Afbeelding 05 ROV (bron: ABB)

In de afbeeldingen 5 en 6 zijn de hulpcomponenten voor het leggen van de kabels in het windpark weergegeven.

In bijlage 4 zijn de eigenschappen van de te gebruiken ROV opgesomd.

	<p align="center">Ontwerp voor het kabelleggen project: GWS Offshore NL1 Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH</p>	
---	---	--

Randvoorwaarden voor het leggen:

Snelheid bij het leggen 8 knopen, maximale golfhoogte is 1 m bij legdiepte 1 m (inbedding).

Het inspoelen van de gelegde kabel gebeurt in een tweede werkgang, zo mogelijk direct in aansluiting op het leggen, met hetzelfde schip en hetzelfde ROV. Dit opereert, ondersteund door een bevoorradingsschip, als zelfrijdende eenheid. Met de spoellans worden de afzettingen onder de neergelegde kabel door het injecteren van omgevingswater met lage druk gefluidiseerd. De kabel zinkt onder de zelfrijdende eenheid door zijn eigen gewicht weg, nog voor direct achter het apparaat de sleuf zich weer vult door het bezinken van het gefluidiseerde materiaal.



Afbeelding 06 Typische tuigage voor het kabelleggen in het offshore gebied (bron: ABB)

	<p align="center">Ontwerp voor het kabelleggen project: GWS Offshore NL1 Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH</p>	
---	---	--

1.4. Extern

Het leggen van de hoogspanningskabel tussen het energie-platform en het vasteland kan bijna tot de aanlanding worden uitgevoerd met geschikte kabelschepen en in ondiep water met zeewaardige pontons met weinig diepgang. Deze vaartuigen zijn met draaitafel uitgerust, waarop de kabel opgewonden wordt. De kabel wordt tijdens de vaart op de zeebodem neergelegd en onmiddellijk bij het leggen, of in een opvolgende werkgang, in de zeebodem ingebracht.

Bij grotere legdiepten dan 3 m wordt een combinatie van baggeren en een speciaal apparaat, de „Jettrencher“, gebruikt. Bij het „Jettrench“-proces wordt met hoge druk water in de bodem gespoten en de vooraf door het schip gelegde kabel zinkt door zijn eigen gewicht in de zo gefluidiseerde ondergrond.

Als alternatief voor de ROV-Jettrencher kan ook een spoelslee (JETSLET) met spoelinjector gebruikt worden.

Al naargelang van ondergrond en waterdiepte worden verschillende baggermethodes gebruikt, bijv. met hopperzuigers, snijkopzuigers etc. Bij oneffenheden van de zeebodem, bijvoorbeeld zandribbels, moet de bodem eerst met een sleephopperzuiger vlak gemaakt worden.

Vlak onder de kust moeten vanwege de geringe waterdiepte schepen met kleine diepgang en zodoende minder laadvermogen worden gebruikt. Door het daarmee verbonden vaker aanmaken van kabelverbindingen (verbindingsmoffen) en de geringere legsnelheid moet rekening worden gehouden met verhoogd tijdgebruik.

Bij het leggen van kabels door scheepvaartroutes moeten strengere veiligheidsmaatregelen worden getroffen. Een kabelschip is tijdens het kabelleggen weinig flexibel. Het kan nauwelijks uitwijken voor schepen in geval van dreigende aanvaring. Daarom zijn beveiligingsmaatregelen door andere schepen vereist (Guard-Boat).

Er wordt een hoogspannings-draaistroomkabelsysteem gebruikt.

Het leggen moet in 2009 helemaal afgerond worden worden. De planning is, tegelijkertijd meerdere tracésecties te leggen (secties in diep water en in de Waddenzee etc.).

	<p align="center">Ontwerp voor het kabelleggen project: GWS Offshore NL1 Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH</p>	
---	---	--

Kabelgegevens offshore energie-platform – aanlandingspunt Eemshaven:

KABELTYPE	HV Submarine Cable 150kV 1x3x1200mm² Cu	Optic Submarine Cable with 24 Fibers
Diameter	234 mm	12 mm
Gewicht		
- lucht	106 kg/m	0,38 kg/m
Buigstraal	3600 mm	800 mm
	(bij het leggen)	(bij het leggen)

De zeekabels worden in Halden (Noorwegen) bij de firma Nexans vervaardigd en daar op een kabelschip overgebracht. De technische gegevens van de te leggen kabels zijn als bijlage 5 bijgevoegd.

Bij de keuze van de legdiepte zijn kosten en invloed op het milieu doorslaggevend.

De volgende factoren hebben invloed op de keuze van de legdiepte:

- ❖ technische beschikbaarheid van de gelegde kabel,
- ❖ in bepaalde zones bescherming tegen vallende of getrokken ankers,
- ❖ in visserijzones bescherming tegen sleepnetten van de visserij schepen,
- ❖ voorkomen van vrijspoelen van de kabel,
- ❖ milieueffecten bij leggen, exploitatie, onderhoud en verwijdering.

	<p align="center">Ontwerp voor het kabelleggen project: GWS Offshore NL1 Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH</p>	
---	---	--

1.4.1. Verloop van het kabelleggen

In principe worden 2 secties voor het kabelleggen onderscheiden:

- ❖ Kabelleggen in de Waddenzee
- ❖ Kabelleggen offshore

De ordening, afstanden en minimum dekking van de afzonderlijke kabels/kabelsystemen ten opzichte van elkaar zijn in de planning vastgelegd, rekening houdend met bouwtechnische en elektrotechnische factoren en met dien verstande dat de kabels zo dicht mogelijk parallel naast elkaar dienen te worden gelegd. Ook is met evt. nodig onderhoud resp. reparatie rekening gehouden (kabellossen).

Randvoorwaarden voor het leggen:

	<u>Zijdelingse afstand</u>	<u>Dekking</u>
Kabelploeg wadzone:	20 m	2 m
Spoelslee / ROV offshore tot windpark	50 m	1 m

De legafstand van 20 m in het wad komt voornamelijk voort uit bouw- en onderhoudstechnische overwegingen, om te zorgen dat bij werkzaamheden parallel aan een al aanwezige kabel deze niet door bouwwerkzaamheden of kabellegmachines (bijv. steltenpontons) beschadigd wordt (Bijlage 6).

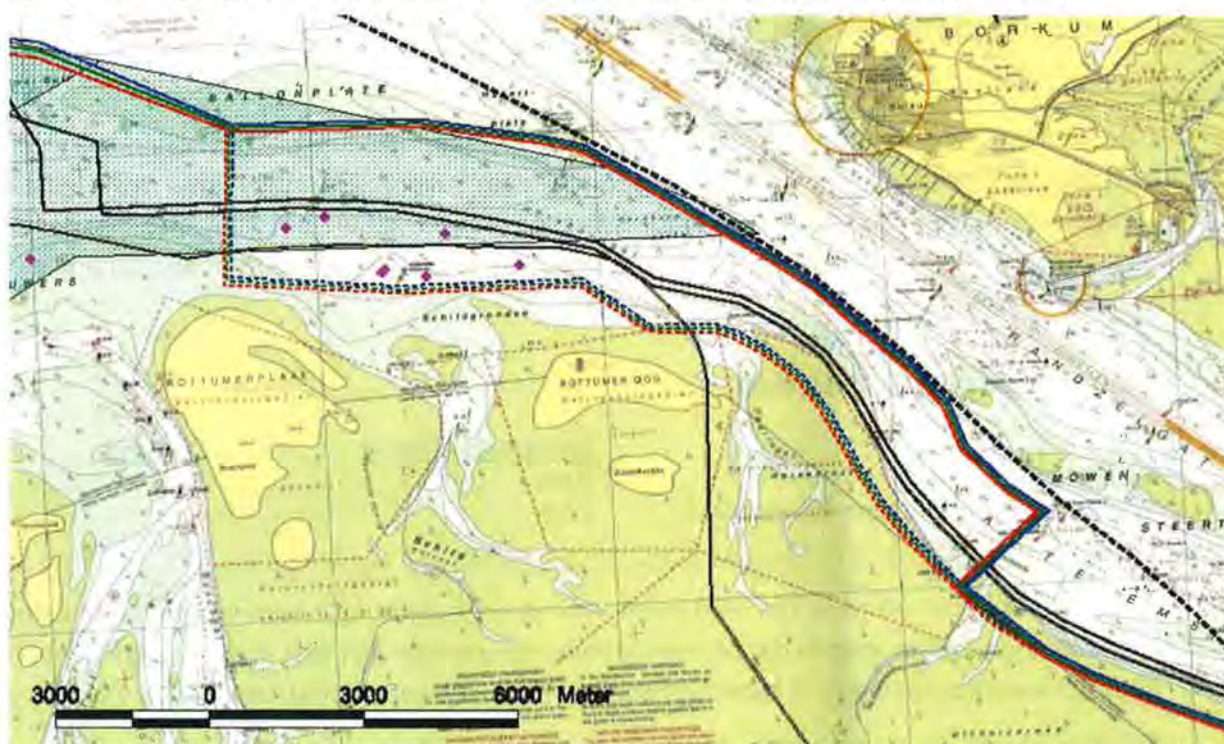
De afstand van 50 m in de offshore range moet bij gebruik van de gehele ter beschikking staande tracéstrook (bijv. tussen bestaande vreemde installaties) - zoals eerder beschreven - vanwege grotere machinerieën en moeilijker werkwijze (permanent waterniveau) als minimum worden beschouwd.

De legdiepte van 2 m in het wad garandeert ook onder ongunstige omstandigheden, zoals eventuele puinerosie of vorming van kleine prielen, een afdoende dekking.

	<p align="center">Ontwerp voor het kabelleggen project: EP Offshore NL1 Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH</p>	
---	--	--

1.4.1.1. Kabelleggen in de Waddenzee

Deze sectie omvat de wadzone ten noorden van de met de HDD-techniek gemaakte dijkonderdoorgang voor Eemshaven tot net boven het eiland Rottumerplaat (afb. 08).



Afbeelding 07 Tracéverloop in het wad

Bij de keuze van de bouwtechniek voor deze sectie moest rekening worden gehouden met een groot aantal omstandigheden zoals de lengte van 4000 m, de vereiste legdiepte, het flexibele gedrag van de te leggen kabel en tenslotte, de speciale omstandigheden in de wadzone. Het keuzeresultaat in de planning voor deze sectie is de halfgesloten manier van aanleggen. Deze maakt het mogelijk om in één werkgang de sleuf maken, de kabel in te brengen en de sleuf te sluiten. Dat heeft het voordeel, dat anders nodige werkzaamheden zoals grondontgraving, sleufbekisting en tussenopslag, overslag of –verplaatsing van de grond niet nodig zijn.

De bodem wordt door middel van een ploegschaar in een smalle sleuf (ca. 0,4 m breed) opengebroken (zie afbeelding. 9, 10 en bijlage 7). De kabel wordt in de sleuf neergelegd en de sleuf weer gesloten.

Door deze werkwijze ontstaat, vergeleken met de open-sleufmethode, een veel geringere verstoring van de bodemstructuur, omdat geen open sleuf vervaardigd hoeft te worden. Door het ontbreken van ontgraven materiaal zijn de ontstaande opwervelingen duidelijk minder dan bij baggerwerkzaamheden. Dit geldt in zeer sterke mate bij gebruik van een ploeg.

**Ontwerp voor het kabelleggen**

project: EP Offshore NL1

Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH

Doel is, zoveel mogelijk uitsluitend met mechanische ploegen te werken, die met behulp van spoelen of trillen de ploegschaar op de vereiste diepte door de bodem trekken.



Afbeelding 08 Zelfrijdende spoelploeg (bron: Bohlen & Doyen)



Afbeelding 09 Spoelploeg met Kabeltransportmachine in het wad (bron: Moll prd)

	<p align="center">Ontwerp voor het kabelleggen project: EP Offshore NL1 Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH</p>	
---	--	--

Een ander voordeel van deze werkwijze is de hoge bereikbare kabellegcapaciteit van ca. 1 km/dag. In samenhang met de geringe invloed op het milieu (geen tijdelijk hulpconstructies etc. in de wadbodem, geen grondverplaatsingen) heeft deze op verschillende manieren gemodificeerde werkwijze speciaal in de Waddenzee zijn waarde bewezen.

Tot aan het vaarwater (met enige beperking) kan het leggen in het gehele wad met behulp van verrijdbare trek machines worden uitgevoerd. Voor het minimaliseren van de bodemdruk wordt in het wad de ploeg gebruikt met glij schoenen in plaats van banden.

Voor het begin van het eigenlijke kabelleggen wordt in de zone van het kabeltracé vlak bij de kust een ploeg tot een diepte van ca. 1,5 m onder het maaiveld door het tracé getrokken, om eventuele hindernissen (visnetten, ankerkettingen enz.) te verkennen, zodat tijdens de latere werkzaamheden geen extra ingrepen (extra graafwerk enz.) nodig worden.

Het inspoelen/inploegen begint in een startkuil, waarin de ploeg op de vereiste diepte gebracht wordt. Analoog daaraan wordt de ploeg aan het einde van het inspoeltraject in een kuil opgevangen en geborgen.

De sleuf die in de beschreven modificaties van de werkwijze in de waterbodem wordt gemaakt stort direct achter de kabelploeg weer in en bedekt de kabel met grond. Door trillen van de ploeg wordt dit effect nog versterkt. Grondontgraving, tussenopslag, overslag, sleufbekisting etc. vervallen. Dit en de relatief korte bouw tijd door de hoge kabellegcapaciteit en de geringe bodemschade zijn de voornaamste voordelen van deze werkwijze bij gebruik in het wad of in beschermingswaardige gebieden.



Afbeelding 010 Zeekabelploeg (bron: Submarine Cable & Pipe)

De zeekabel wordt vlak voor kabelleg-eenheid uit op de wadbodem uitgelegd. De bepalende factor bij het vaststellen van de wisselposities is het verloop van het terrein (wadbodem). In principe wordt de kabelploeg net zo ver gebruikt als de wisselende waterstand dat toelaat.

	<p align="center">Ontwerp voor het kabelleggen</p> <p align="center">project: EP Offshore NL1</p> <p align="center">Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH</p>	
---	--	--

Om beschadiging van naastliggende kabels uit te sluiten moet in deze zone om technische redenen (d.w.z. verwerking met vaartuigen, het kabelleggen niet in het zicht, legnauwkeurigheid) verplicht een afstand van ten minste 20 m worden aangehouden.

Voor het leggen in de wadzone is bij de geplande kabellegtechniek per kabel een werkstrook van ca. 10,0 m breedte nodig, die door het rijspoor van de ploeg en de breedte van de parallel meerijdende machines wordt bepaald.

In de zone Waddenzee zijn geen opslagplaatsen (behalve op de drijvende machine) gepland.

De voor uitvoering van het werk, inrichting van de bouwwerf de opslag van stoffen en componenten beschikbaar gestelde terreinen moeten daarom worden gezien als maximaal in beslag genomen gebied.

	Ontwerp voor het kabelleggen project: EP Offshore NL1 Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH	
---	--	--



Afbeelding 011: Werkschepen en kabelschepen op de Noordzee dicht bij de kust (bron: Bohlen & Doyen)





Ontwerp voor het kabelleggen

project: EP Offshore NL1

Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH



Afbeelding 012: Kabelleg- en werkpontons voor werkzaamheden in de wadzone en bij de overgang naar kabelleggen op zee onder de kust. Gebruik ook als vaststaand werkplatform voor boorapparatuur in de Waddenzee.



	<p align="center">Ontwerp voor het kabelleggen project: EP Offshore NL1 Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH</p>	
---	--	--

1.4.1.2. Aanlanding in de Eemshaven

De aanlanding in de Eemshaven gebeurt in gesloten bouwwijze.

Beschrijving werkwijze Horizontal Directional Drilling – HDD:

Het normale verloop van een gestuurde horizontale boring kan worden onderverdeeld in drie hoofdstappen:

- *Pilotboring*
- *Verwijdingsboring (ruimen)*
- *Intrekproces*

Zie ook bijlage 8.

Pilotboring

De pilotboring gebeurt met een dunne stalen buis (ongeveer DN 80) langs een twee- of driedimensionaal gekromde ontworpen boorlijn (planningslijn) tussen een intredepunt (vóór de boormachine) en een uittredepunt aan de tegenoverliggende kant van de onderdoor te passeren hindernis.

Het losmaken van de bodem aan het boorfront gebeurt door een boorkop aan de voorkant van de boorstreng. Al naar gelang de bodemsoort wordt hetzij een straalbeitel (Jet-Bit) gebruikt voor voornamelijk hydraulisch losmaken of een steenbeitel met boorgatbodemmotor (rock-bit met mud-motor) voor gecombineerd hydraulisch-mechanisch of volledig mechanisch losmaken.

De besturing van de pilotboring langs de vooraf berekende geplande as gebeurt door hetzij een asymmetrische uitvoering van de boorkop of door gebruik van een enigszinsgehoekt boorstangelement achter de boorkop.

Bij een aanzetbeweging zonder draaiing bepaalt de momentane richting van het gehoekte stuk of het stuurvlak (afschuining) het verdere verloop van de boring, bij tegelijkertijd draaien van de boorstreng neutraliseren de ingebouwde asymmetrieën elkaar, en de boorrichting verloopt in rechte lijn.

Om met het boorapparaat een vooraf ingestelde as te kunnen volgen, is het nodig, te allen tijde de exacte positie van de boorkop in de ondergrond te kennen. Daarom zijn in de boorstreng achter de boorkop speciale meetsondes geïnstalleerd. Al naar gelang van toepassingsgebied en in gebruik zijnde techniek gebeurt het transport van de positiegegevens draadloos naar een bovengrondse ontvanger boven de boorkop (Walk Over systeem) of over een in de boorstreng opgenomen kabel (Down Hole systeem) naar de aanwijs- en dataverwerkingssystemen aan de oppervlakte.

	<p align="center">Ontwerp voor het kabelleggen project: EP Offshore NL1 Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH</p>	
---	--	--

De diepte van de horizontale boring wordt in eerste instantie bepaald door de ondergrond, en bovendien ook door geometrische aspecten, zoals lengte, in- en uittredehoek en toegelaten krommingsstraal. Hoe langer de boring, des te groter is de technische speling voor de mogelijke diepte van de te leggen leiding of kabel.

Verwijdingsboring

De tweede stap bij de uitvoering van een gestuurde horizontale boring is het verwijderen van de pilotboring (ruimen, Engl. reaming) tot een grotere diameter. Hiervoor wordt aan de nog in de boorgat zittende boorstreng aan de uittredzijde van de boring een aan de heersende bodemomstandigheden aangepast boorgereedschap (ruimer of Reamer) gemonteerd.

De strak met de boorstreng verbonden ruimer wordt draaiend door de bodem naar de boorinstallatie getrokken en verwijdt hierbij door zijn grotere buitendiameter het boorgat tot de nieuwe diameter.

Voor elke bij boorinstallatie afgeschroefde boorstang wordt aan het uittredepunt direct een nieuwe boorstang aangeschroefd. Daardoor bevindt zich te allen tijde een volledige boorstreng in het boorgat, onafhankelijk van de positie van de ruimer.

Met het aan het daglicht komen van de ruimer bij de boorinstallatie is de eerste stap afgesloten. Al naar gelang van de diameter van de in te trekken leiding volgen nu verdere verwijdingsstappen met grotere ruimers tot de vereiste einddiameter van het boorgat is bereikt.

Als gevolg van de lengte van de boring en van de ondergrond zijn voor de boringen van het geplande kabeltracé 2 verwijdingsstappen nodig.

In normale gevallen wordt de boorgatdiameter ongeveer een factor 1,3 tot 1,5 groter gekozen dan de diameter van de in te trekken leiding. Er blijven echter geen holle ruimten of lekken over in het boorgat, omdat de uitgeboorde diameter met een uithardende bentonietsuspensie volgeperst wordt.

De grond die tijdens deze stappen wordt losgemaakt wordt met behulp van de boorspoeling, die voortdurend door de boorstreng naar het boorapparaat wordt gepompt, naar buiten getransporteerd. Bij terugstroming in de annulaire ruimte tussen streng en boorgatwand in dit geval voor het grootste deel in de waterzijdige damwandbak aan de doelkant van de boringen.

De stabiliteit van het boorkanaal zonder buis wordt in principe gegarandeerd door de hydrostatische druk van de boorvloeistof die op de boorgatwand werkt.

	<p align="center">Ontwerp voor het kabelleggen</p> <p align="center">project: EP Offshore NL1</p> <p align="center">Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH</p>	
---	--	--

Intrekproces

Als laatste stap bij de uitvoering van een stuurbare horizontale boring wordt de aan de uittredezijde van de horizontale boring voorbereide productbuis in het gereede verwijde boorgat getrokken (Pull-back).

Om intrekken van de pijpleiding zonder beschadiging en met weinig wrijving te garanderen wordt deze in de regel op rollenlagers gelegd en met een hoge boog in de vereiste intrederichting in het boorkanaal gebracht. Om uitleggen van de gehele buislengte in het wad te voorkomen moet in dit geval een schroefmoffenbuis worden gebruikt, die tijdens het intrekken vanaf een ponton met afzonderlijke lengtes verlengd wordt.

Voor het intrekken van de buisstreng in het voorbereide boorgat wordt de boorstreng draaiend naar de boorinstallatie teruggetrokken en daar segment voor segment gedemonteerd. Door de tussengeschakelde draaiwartel wordt voorkomen, dat de in te trekken beschermbuis meedraait met de boorstreng.

Tijdens het hele boorproces wordt de boorvloeistof van het uittredepunt naar de boormachine teruggepompt, omdat hier de installaties voor opwerking staan. Dit gebeurt bij meerdere parallel verlopende boringen door de eerst geïnstalleerde buis resp. door een tijdelijk bovengronds aangelegde leiding. Waar geen leiding gelegd kan worden, moet de boorspoeling met tankvoertuigen en/of tankvaartuigen teruggebracht worden. De negatieve effecten hiervan moeten hoger worden ingeschat dan het leggen van welke tijdelijke retourleiding dan ook.

De na het intrekken van de leiding in de damwandbak bij het eindpunt vergaarde boorspoeling wordt opgezogen en op het vasteland volgens de voorschriften verwijderd.

Bijzonderheden bij horizontale boring op het kabeltracé

- 1) Voor de hier voorziene boringen voor het verbinden van land- en zee en het kabelleggen in het wad wordt in elk geval een kabelgebonden meetsysteem gebruikt. Hiervoor moeten op het terreinoppervlak (wad, kwelder, strand) boven de booras tijdelijk meetveldkabels uitgelegd worden. Door de relatief hoge nauwkeurigheid is het leggen van meerdere beschermbuizen naast elkaar evt. speciale meettechniek voor parallelboringen vereist.
- 2) Anders dan bij de standaardinzet van de HDD bevindt het doel zich bij alle boortrajecten in het water resp. in het onder getijdeïnvloed staande gebied. Voor de bescherming tegen uitstroming van boorvloeistof in het water en voor het optimaliseren van de overgang op een andere legmethode zijn daarom relatief grote en dure damwandbakken vereist. Door de benodigde afstand van de kabels (20 m) zijn voor alle exploitanten separate constructies nodig.
- 3) Bij de boringen voor het kabeltracé is gepland om stalen beschermbuizen met chloorverbindingen te gebruiken (DN 400; 406,4 x 10,0mm), zo dat voormontage en het uitleggen van de volledige streng in het wad kunnen vervallen. De buizen worden tijdens

	<p style="text-align: center;">Ontwerp voor het kabelleggen project: EP Offshore NL1 Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH</p>	
---	---	--

het terugtrekken van de boorstreng een voor een aangeschroefd en ingetrokken. Hiervoor bevindt zich direct achter de doelbak een ponton met de nodige schroefeenheid.

De boorlengten zijn zo gekozen, dat ze met middelzware apparatuur kunnen worden uitgevoerd en het bouwtechnische en tijdsrisico calculeerbaar blijft. Er zijn boorinstallaties van ongeveer 75 tot 100 t trekkracht vereist.



Afbeelding 013 Beginpunt horizontale boring op het land (bron: Moll prd)



Afbeelding 014 Eindpunt horizontale boring in het water, hier slechts gedeeltelijke damwandbekisting (bron: Moll prd)

	<p align="center">Ontwerp voor het kabelleggen project: EP Offshore NL1 Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH</p>	
---	--	--



Afbeelding 015 Boorinstallatie met 75 t (94 t) trekkracht (bron: Prime Drilling)

Technische gegevens:

Aandrijving:	6-Cilinder turbodiesel supergeluidgedempt 228 - 273 kW
Rijwerk:	Rupsonderstel, rijwerkbreedte 2,45 m
Terugtrekkracht:	940 kN max.
Draaimoment:	50 kNm
Boorhoek:	9° - 22°
Lengte:	10 m
Breedte:	3 m
Hoogte:	2,80 m
Gewicht:	25 t

De evaluatie van alle voorliggende informatie over de ondergrond, de getij-omstandigheden en de lokale randvoorwaarden bevestigen in principe de technische bruikbaarheid van deze werkwijze.

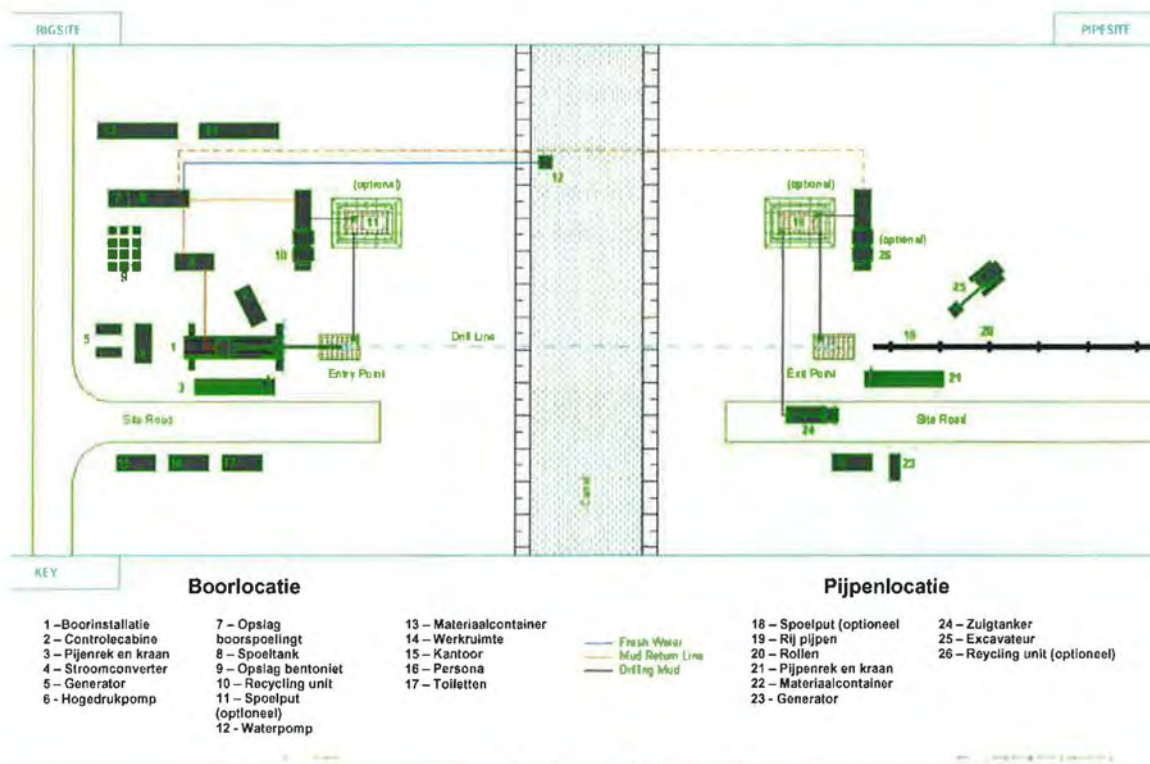
Door de toepassing van de gesloten bouwwijze ondervindt de strandzone aan de noordzijde zodoende zeer weinig invloed van de bouwwerkzaamheden. De dijk wordt met de boringen op zeer grote diepte (min. 10 m) gepasseerd.

In de volgende afbeeldingen is de werkomgeving en de in beslag genomen oppervlakte voor de gesloten bouwwijze in de Eemshaven weergegeven (passage van de dijk).



Afbeelding 016 Werkgebied / dijk Eemshaven (bron: eigen)

Fig. 2: Schematic of Showing Site Equipment



Afbeelding 017 werkgebied

	<p style="text-align: center;">Ontwerp voor het kabelleggen project: GWS Offshore NL1 Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH</p>	
---	--	--

Totaal is 1 bouwplaatsinrichting voor de horizontale boringen nodig

Naast de bovengenoemde gezichtspunten is het vaststellen van deze locatie en daarmee van de boorlengtes ook bepaald door de ligging van het tracé met als randvoorwaarde, de inbreuk op het milieu te minimaliseren.

Beide boringen liggen met hun uittredepunt in de ondiep-waterzone binnen de damwandbak die is gepland voor de systeemovergang van HDD-boring naar spoelploeg voor het kabelleggen in het wad, en die na van het intrekken van de kabel wordt afgebroken.

De onderlinge afstand van de boringen bedraagt bij het beginpunt 5 m en neemt naar de uittredepunten toe tot 20 m. Het de bedoeling, de aanwezige weg als bouwweg te gebruiken voor de bevoorrading van de boringen.

1.4.1.3. Kabelleggen offshore

Voor het leggen van kabels op zee bestaat er een groot aantal verschillende kabelschepen, van die worden gebruikt voor het kabels leggen op open zee bv dwars over de Atlantische oceaan, tot aan de relatief kleine schepen voor het leggen onder de kust. Zeekabels voor energietransport zijn in tegenstelling tot telecommunicatiekabels vanwege hun grote diameter zeer stijf en zeer zwaar. Kabelschepen moeten daarom relatief grote draaitrommels en veel laadvermogen hebben.

Hoogspanningszeekabels worden op kabelschepen getransporteerd op horizontale draaitrommels, waarop de kabel is opgewikkeld (zie afb. 17). Bij het leggen laat men de kabel over een geleiding aan de achtersteven in zee zakken en hierbij afwikkelen. Achter het schip hangt de kabel in een lange boog tot op de zeebodem naar beneden.

De capaciteit van een kabelschip speelt een rol bij de vordering van het leggen. Hoe groter de capaciteit, des te minder onderbrekingen bij het leggen zijn er nodig. Dit omdat minder splices voor het verbinden van kabeleinden nodig zijn. Het verbinden van twee kabeleinden duurt ongeveer een dag.

Randvoorwaarden voor het leggen:

Snelheid 12 knopen, maximale golfhoogte 1,5 m, legdiepte 1 tot 2 m.



Afbeelding 018 Kabelschip Bourbon Skagerrak (bron: Nexans)

	<p style="text-align: center;">Ontwerp voor het kabelleggen project: GWS Offshore NL1 Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH</p>	
---	--	--

Vóór het kabelleggen wordt een verkenning van de route uitgevoerd.

Randvoorwaarden voor de "route Clearance":

Snelheid 0,5 knopen, maximale golfhoogte 1,5 m, aantal vaarten max. 3 (centraal + links en rechts).

Het leggen van de kabels ten noorden van het eiland Rottumerplaat tot de locatie van de offshore windparken is in principe gepland met de inspoelmethode.

Op basis van specifieke gebruiksgrenzen van voor offshore bruikbaar materieel (minimum waterdiepte van 3 m bij laagwater) is achter Rottumerplaat het gebruik met een kabelinspoelslee voor de sector ondiep water en offshore vereist. Bij voldoende waterdiepte in de offshore sector (ca. 3m bij laagwater) wordt de kabel uitsluitend ingespoeld met behulp van een offshore kabelploeg of ROV en passende scheepsuitrusting. Alternatief kan ook een zeekabel-inspoelslee gebruikt worden.

De legdiepten zijn ten noorden van Rottumerplaat 1 tot 3 m, tussen de verkeersscheidingsstelsels 1 m. tot aan de locatie van het geplande windpark (transformatorstation) wordt gelegd met een dekking van 1,5 m.

Het tracé loopt door de Noordzee en kruist hierbij enkele inrichtingen van derden. De waterdiepte wordt naar het OWP toe voortdurend groter en is aan het einde van het tracé ongeveer 35m.

In het verloop van het tracé worden onder andere de scheepvaartroute "Terschelling - Duitse Bocht", de 12 mijlszone en de grens van het Nationaal Park "Waddenzee" gekruist.

	<p align="center">Ontwerp voor het kabelleggen project: GWS Offshore NL1 Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH</p>	
---	---	--

2. Algemene bouwplaatsbeschrijving en bouwplanning

2.1 Maatregelen voor het voorkomen en minimaliseren van milieueffecten

2.1.1 Ecologisch bouwtoezicht

Om de naleving van de wettelijke bepalingen en voorschriften voor natuurbescherming tijdens de gehele bouwtijd te bewaken en de effecten op natuur en milieu zo gering mogelijk te houden, worden de bouwactiviteiten begeleid door een ecologisch bouwtoezicht.

2.1.2 Beperking van de bouwtijd

Doel is, het bouwproces zo te kiezen, dat de bouwwerkzaamheden in zo kort mogelijke tijd worden uitgevoerd, om effecten op natuur en milieu te voorkomen.

De in gebruik zijnde horizontaal-boorinstallaties voldoen aan de desbetreffende geluidsdempingsvoorschriften voor gebruik in stedelijke omgeving.

Er zullen geluidgedempte aggregaten gebruikt worden. Dit is voor het maken van de damwandbakken in het wad slechts beperkt mogelijk.

De dagelijkse werktijden zijn volgens de voorschriften van de bevoegde instanties, waarbij er echter rekening mee moet worden gehouden dat het leggen afhankelijk is van het tij. In de offshore-sector wordt op zondagen gewerkt, het materieel ligt 24 h/dag bij het werk.

2.1.3 Opwerveling van afzettingen door inspoelen

Het inspoelen van kabels onder water (d.w.z. in de offshore range) leidt tijdelijk tot verandering van de bodemstructuur dicht bij het oppervlak. Hierbij horen het ontstaan van troebelheidsvlaggen, het vrijmaken van aanwezige voedingsstoffen en schadelijke stoffen, de verhoging of vermindering van de sedimentatie en gedeeltelijk de verandering van de morfologie.

Deze veranderingen in de biotoop van de flora- en fauna- leefgemeenschappen kunnen verstoringen op de zeebodem veroorzaken en moeten daarom tijdens de bouwfase, gecontroleerd door het ecologisch bouwtoezicht, tot het hoognodige worden beperkt.

De ontstaande effecten op de bovenste bodemlagen zijn echter in vergelijking met de effecten van bijv. de sleepnetvisserij of van de zand- en grindwinning veel geringer. De ervaring is, dat de voortdurende wind en golfslag wervelingen veroorzaken waardoor de natuurlijke zetting zich na ongeveer 1 jaar weer herstelt.

	<p style="text-align: center;">Ontwerp voor het kabelleggen project: GWS Offshore NL1 Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH</p>	
---	--	--

2.1.4 Verwerking van afval

De verwerking van afval gebeurt volgens de desbetreffende voorschriften en wetten. Zo wordt afval op de bouwplaats in daarvoor bedoelde bakken verzameld en aantoonbaar verwerkt op de vaste wal.

Verontreiniging door het storten van afval is onder geen enkele omstandigheid toegestaan en dit wordt door het ecologisch bouwtoezicht gecontroleerd.

Als onverwacht een verontreiniging optreedt, dan wordt onmiddellijk het ecologisch bouwtoezicht en de juiste instanties geïnformeerd en er wordt begonnen met opruimen.

Na afloop van de werkzaamheden zal de ondernemer tegenover de bevoegde instanties aantonen dat afval volgens de regels is verwerkt en dat de toestand van de natuurlijke omgeving volgens de regels is hersteld (bijv. door videodocumentatie, chemische wateranalyses, afvalverwerkingsdocumenten enz.)

2.1.5 Immissie van schadelijke stoffen door uitlaatgassen, smeermiddelen en andere stoffen

Tijdens de bouwfase treden door vermeerderd gebruik van bouwmachines en vaartuigen verhoogde emissies van uitlaatgas op. Alle op de bouwplaats in gebruik zijnde voertuigen en machines moeten in principe zijn uitgerust met biologisch afbreekbare hydraulische olie.

Voor de doelputten op het eindpunt van de boringen in het wad geldt de lozingsvrije werkwijze, d.w.z. ondanks evt. aanwezige verklaringen van geen bezwaar zal in het geheel geen boorspoeling en geen met boorspoeling gecontamineerd boorgruis in het wad resp. in de Noordzee terecht komen. Deze stoffen worden in de bouwput opgevangen en naar de wal getransporteerd.

In geval van incidenten met gevaarlijke stoffen tijdens de bouwwerkzaamheden worden de bevoegde instanties geïnformeerd conform het alarmplan van het uitvoerende bouwbedrijf.

2.1.6 Beperking van elektrische en elektromagnetische velden

Negatieve effecten op natuur en milieu door elektrische en elektromagnetische velden worden reeds door de constructie van de te leggen kabel tot het minimum beperkt.

	<p align="center">Ontwerp voor het kabelleggen project: GWS Offshore NL1 Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH</p>	
---	---	--

2.1.7 Gebruik van stoffen met risico's voor het aquatisch milieu

Het gebruik van stoffen met risico's voor het aquatisch milieu wordt in principe tot het minimum beperkt. Vooral voor alle bestanddelen van de boorspoeling en de in gebruik zijnde additieven moet een overeenkomend certificaat van geen bezwaar voorhanden zijn. Alle hydraulisch werkende aggregaten en machines mogen alleen met biologisch afbreekbare hydraulische olie gevuld worden.

Stoffen met risico's voor het aquatisch milieu waarvan gebruik niet te voorkomen is (brandstof, motorolie) worden overeenkomstig de van toepassing zijnde voorschriften opgeslagen. Speciale voorzorgsmaatregelen worden ook genomen voor het tanken van apparaten en machines (opvangbakken).

2.2 Tijdsvenster voor de bouw

De momenteel geldende projectplanning is als voorbeeld weergegeven en gaat uit van een bouwperiode van maart 2009 tot september 2009 afhankelijk van de verdere vergunningsprocedure. Hierbij bestaat het voornemen, de activiteiten rekening houdend met ecologische en economische belangen (uitgesloten- resp. gesloten perioden) zo veel mogelijk continu uit te voeren en binnen een zo kort mogelijke tijd af te sluiten.

Voor het plannen en vaststellen van ecologisch gevoelige periodes en het tijdsverloop van de bouwactiviteiten zijn de volgende zwaartepunten vastgesteld:

- ❖ Minimale bouwactiviteit tijdens het hoofdbroedseizoen (avifauna)
- ❖ Uitvoering van het kabelleggen in de wadzone buiten de periode (mei tot juli) dat de zeehonden jongen werpen
- ❖ Afronden van de geboorde dijk kruisingen vóór eind september (gesloten seizoen dijkwerken)

De damwandbakken (doelputten) voor de horizontale boring vanaf het land in het wad moeten telkens vóór het boren klaargemaakt worden. Bij het plannen in tijd dient echter ook rekening te worden gehouden met de ingreep-luwe perioden met betrekking tot broedvogels en zeehonden. De bijzonder kritische maand mei wordt in de gehele wadzone vrijgehouden van bouwactiviteiten.

Afbreken van de damwandbakken is pas mogelijk na het leggen van de kabels in de betreffende zone en dit gebeurt daarom niet voor alle damwandbakken in dezelfde of aansluitende periode

2.3 Bekisting / uitgegraven aarde

Het aantal en omvang van de nodige bouwputten is in het kader van het minimaliseren van de ingreep zo klein mogelijk gehouden. De doelputten in het wad worden als damwandbakken uitgevoerd in het formaat ca. 35 x 4 m. De sponningplanken zijn van waterdichte afdichtingen



Ontwerp voor het kabelleggen

project: GWS Offshore NL1

Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH

voorzien, zo dat uitstromen van boorspoeling in de Waddenzee uitgesloten is. De overeenkomstige bewijzen en de nodige berekeningen worden door de onderneming voor uitvoering van de bouw overgelegd.

Na beëindiging van de werkzaamheden worden de damwanden volledig gedemonteerd. Eventueel aanwezige uitgegraven aarde van deze bouwput is alleen korte tijd aanwezig ten tijde van het verbinden van de kabel. Deze wordt in opslag gehouden in, naast de put geplaatste, bakken.

2.4 Kabelverbindingen

Het aantal kabelmoffen wordt zo klein mogelijk gehouden. Het wordt vóór alles bepaald door het verloop van het werk, de leverlengtes in samenhang met de trommelgrootten en het trommelgewicht en door het aantal overgangen in de werkwijze. Noodzakelijke kabelverbindingen worden in principe gemaakt in de voor de procesovergang nodige bouwputten.

In het offshore gebied wordt bijv. bij de inspoelmethode de spoelploeg opgetild en het kabeleinde boven het wateroppervlak op het werkponton gelegd.

Als de verbinding klaar is wordt de kabel in een "lus" weer op de waterbodem gelegd en overeenkomstig de richtlijn van de vergunningverlenende instanties afgedekt.

2.5 Inrichtingen van derden

Bij het kruisen van leidingen van derden offshore wordt in de buurt van te kruisen, dicht onder de bodem gelegde inrichtingen van derden de te leggen kabel dicht aan de oppervlakte neergelegd. De vereiste minimum dekking wordt vervolgens tot stand gebracht door het aanbrengen van een stortsteenmengsel van TLW Klasse 0-I of van matrassen. De tussenafstand tussen inrichtingen van derden en nieuw te leggen kabels bedraagt in deze sector ten minste 0,5 m.

Als de dekking van de te kruisen leiding groter is dan 5 m dan wordt de nieuwe kabel over een lengte van ongeveer 200,0 m met een diepte van slechts ca. 1,0 m ingespoeld. Tenzij de exploitanten van deze derden- inrichtingen andersluidende voorschriften voor de kruising hebben hebben: De tussenafstand tussen inrichtingen van derden en te leggen kabel bedraagt op deze plaatsen dan ten minste 4,0 m.

In principe wordt een kabelkruising uitgevoerd overeenkomstig de afspraken tussen de exploitanten.

De planningsafdeling wint in het kader van de uitvoeringsplanning nadere inlichtingen in voor het vaststellen van de exacte positie van eventueel toch aanwezige inrichtingen van derden in het gebied van het tracé.

Voor de uitvoering van het eigenlijke leggen wordt vooraf in relevante sectoren een lege trek met de leegheid uitgevoerd, om eventueel onbekende hindernissen (kabels, ankerkettingen, netten,

	<p align="center">Ontwerp voor het kabelleggen project: GWS Offshore NL1 Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH</p>	
---	---	--

plantaardige resten enz.) vast te stellen en eventueel te verwijderen, of onjuist in kaart gebrachte leidingen van derden binnen het kabeltracé vast te leggen. De opdrachtnemer moet zich ongeacht dit alles vóór de inrichting van de bouwplaats over de genoemde ligging van de inrichtingen van derden informeren en deze indien nodig overeenkomstig de voorschriften van de exploitant beschermen (voorbeeld Bijlage 9).

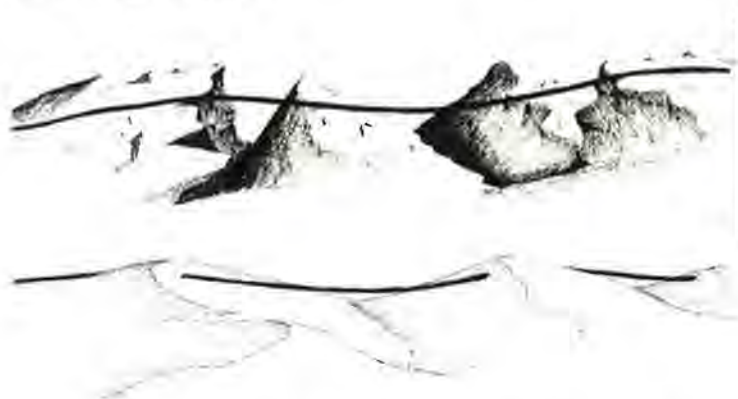
2.6 Reparatie en demontage

De in technisch opzicht mogelijke gebruiksduur van de kabels komt ongeveer overeen met twee maal de levensduur van de offshore windparken. Dat betekent dat men bij de kabels uitgaat van een levensduur van 2 x 20-25 jaar, totaal 50 jaar.

2.6.1 Potentiële storingen en risico's

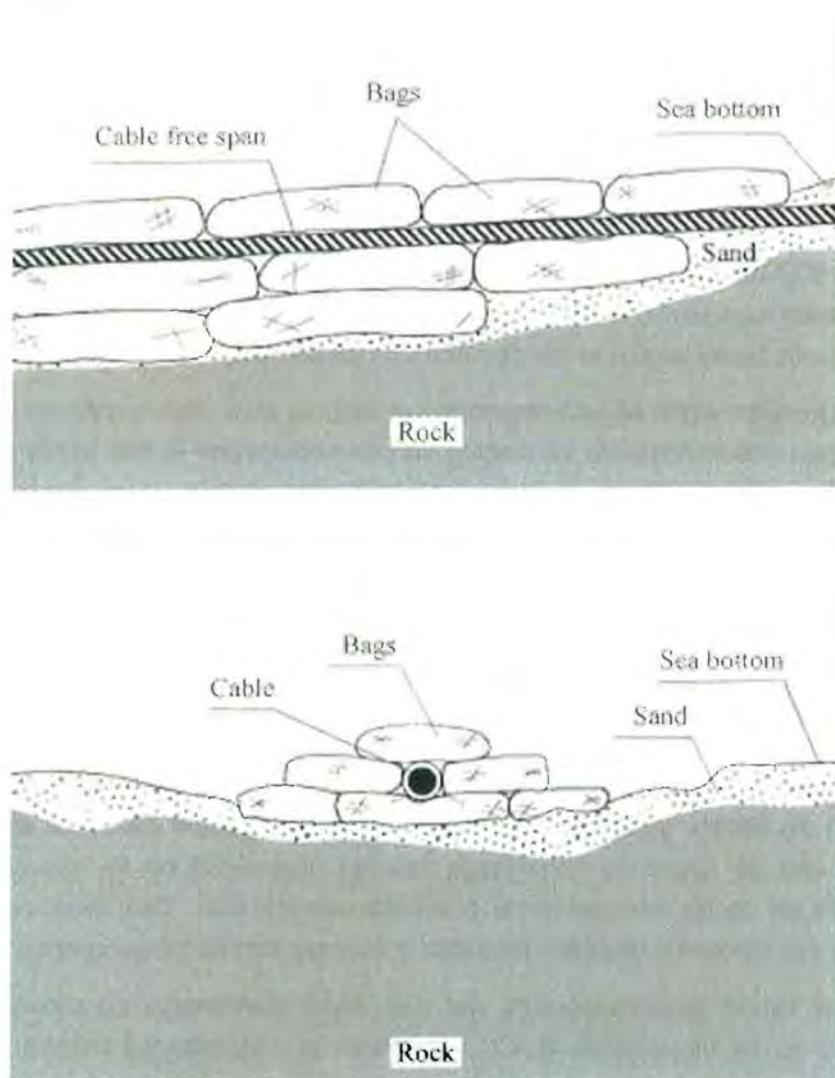
In principe bestaat in scheepvaartgebieden het gevaar, dat een kabel door een vallend anker of door een gesleeptanker beschadigd wordt of breekt.

Het vrijspoelen van kabels kan vooral in gebieden met zandige ondergrond optreden. Bij variërende bodemomstandigheden, bijv. klei en zand, kan uitspoelen van zandlenzen bijvoorbeeld het vrijhangen van een kabel veroorzaken. Een zodanig vrijgespoelde kabel kan door stromingen of door diepgaande golfbewegingen aan het zwaaien worden gebracht, waardoor een sterke belasting van de kabel kan ontstaan. Vrijgespoelde kabels zijn verder blootgesteld aan het gevaar van zinkende stukken zoals lading, zinkende schepen of ankers, ofschoon dit gevaar vanwege het beperkte traject door scheepvaartroutes en de relatief geringe door de kabel afgedekte oppervlak laag is. In visserijzones kan een vrijgespoelde kabel al eerder door het systematische bevissen met sleepnetten beschadigd worden.



Afbeelding 019 Risicofactoren (stenen en zandgolven)

In principe bestaat de mogelijkheid, kabels door "Jettrenchen" op een later tijdstip alsnog dieper te leggen of vrijgespoelde kabels weer te begraven. In gevallen waarin een kabel voor opnieuw dieper leggen te kort is en/of opnieuw vrijspoelen dreigt, kan door een grindstorting een stabiele begraving bereikt worden.



Afbeelding 020 kabelbescherming in geval van vrijspoeling



	<p style="text-align: center;">Ontwerp voor het kabelleggen project: GWS Offshore NL1 Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH</p>	
---	--	--

2.6.2 Reparatie

De gelegde kabels zijn in principe onderhoudsvrij. Reparatiewerkzaamheden zouden echter door interne en externe invloeden nodig kunnen worden. Hierbij horen bijvoorbeeld beschadiging door uitgeworpen ankers, sleepnetten of materiaalfouten. Door de gekozen legdiepte van groter dan 2 m kunnen deze risico's evenwel bijna worden uitgesloten. Mochten toch ooit reparaties nodig worden, dan moet in de regel dezelfde bouwtechnische inspanning worden geleverd als bij de eerste keer leggen.

De ligging en de dekking van de kabel moet periodiek worden gecontroleerd, om afwijkingen vroegtijdig te onderkennen en tegenmaatregelen in gang te kunnen zetten.

Bij de HDD-boring kan een defecte kabel uit de beschermhuis worden getrokken en een nieuwe kabel weer ingebouwd worden. Hierbij wordt geen opgraving langs het tracé verricht, maar alleen puntsgewijs bij de begin- en eindpunten van de kabelbeschermingshuizen.

In alle gevallen wordt bij een reparatie het defecte stuk uitgenomen en door een langer stuk kabel vervangen. De ontstaande verlenging van de kabel wordt in een bocht resp. een "lus" gelegd, om de nodige plaatsruimte te realiseren. Na het laten zakken op de zeebodem wordt dit pakket met dezelfde technische middelen als bij het leggen in de zeebodem ondergewerkt.

De duur van de reparatie hangt in eerste instantie af van de nodig maatregelen, de tijd die het kost om de vereiste uitrusting te mobiliseren en de externe randvoorwaarden zoals bijv. het weer.

2.6.3 Demontage

Na uit bedrijf nemen van het windpark in naar het zich laat aanzien twee maal 20 tot 25 jaar moeten de kabels gedemonteerd worden. De technologie daarvoor en de uitvoering zal op het tijdstip van de geplande demontage worden afgestemd op de overeenkomstige stand van de techniek en op de dan geldende overheidsvoorschriften. Ook moet rekening worden gehouden met de dan geldende gesloten periodes in overleg met de vergunningverlenende instanties.

Er moet vanuit gegaan worden, dat een latere demontage op dezelfde of soortgelijke manier gebeurt als de nieuwbouw, d.w.z. vrijspoelen of uitgraven en bergen. Ingespoelde kabels laten zich door middel van een zware lier en een beetje hulp van spoelen weer naar boven trekken. Dit vertegenwoordigt de geringste inbreuk en heeft iets minder apparatuur nodig dan de bouw. Een opgraving kan vermeden worden. Na een paar getijden is de opengebroken kabelsleuf weer gesedimenteerd.

In de afweging van het voor de milieutechnische verwerking van het project ingeschakelde planningsbureau wordt rekening gehouden met overeenstemmende verevenings- en compensatiemaatregelen

Bij alle met HDD-boring binnen beschermhuizen gelegde kabels is de later bruikbare technologie helder gedefinieerd. De bij de boring ontstaande annulaire ruimte is ter voorkoming van lekkages



Ontwerp voor het kabelleggen

project: GWS Offshore NL1

Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH

afgedicht, en de buizen liggen op relatief grote diepte. Daarom kunnen de beschermbuizen vrijwel niet meer verwijderd worden.

Daarom kan de kabel alleen maar uit de beschermbuis worden getrokken en de beschermbuis vervolgens met isolatiemiddel gevuld. Hiervoor moeten de einden van de beschermbuizen in tot twee meter diepe putten worden uitgegraven en de kabel doorgesneden. Door het isoleren van de beschermbuis wordt verhinderd dat holle ruimtes of lekkageroutes in de bodem achterblijven.

Bijlagen

- 1 Kabel bescherming
- 2 Tekening kabel bescherming
- 3 ABB High voltage cable
- 4 Lay out wind farm
- 5 ROV
- 6 Nexans kabel
- 7 Tekening kabel leggen 1
- 8 Tekening kabel leggen 2
- 9 Tekening boring
- 10 Tekening kabel kruising

	<p>Ontwerp voor het kabelleggen project: GWS Offshore NL1 Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH</p>	
---	--	--

Bijlagen

1 Kabel bescherming

Engineering excellence
in a global market



CRP GROUP LTD

Engineered products
Cable and Flowline Protection



Company Profile

INTRODUCTION

CRP was established in 1970 in the new town of Skelmersdale in Lancashire producing a range of marine products such as lifebuoys and lifejackets manufactured primarily from polyurethane foam and elastomers. This proved to be an extremely successful venture and subsequently surface buoys and small boat fendering systems were added to an ever growing product range.

In 1980 the company initiated a major diversification into the manufacture of syntactic foam. This material, used in the construction of subsurface buoys, ROV buoyancy and flexible riser buoys, precipitated the company's entry into the offshore oil and gas market.

EXPANSION

CRP continued to expand throughout the 1980's establishing a reputation for engineering excellence and high quality products and on the 1st January 1990 moved to a new purpose built factory, also located in Skelmersdale. Shortly after this the company received BS 5750, Part 1/ISO 9001 certification. The relocation allowed further developments into polyurethane moulding and expansion of it's Project Management and Engineering capabilities, thus allowing the company to undertake an increasing number of turnkey engineering contracts.

By 1998 CRP was an internationally recognised leader in its field and in order to meet current and future demands for its products and services, extended the facility to approximately 8 acres more than doubling the factory floor space. The extension incorporated full span overhead cranes, dedicated product testing areas as well as one of Europe's largest hyperbaric pressure vessels for the testing and development of deepwater buoyancy modules.

ACQUISITION

During 1999, CRP embarked on the acquisition trail. In addition to acquiring seismic equipment specialist Orcina Cable Protection (OCP) based in Ulverston, UK and Tyco based in the Isle of Man, 1999 saw the acquisition of Wood Corporation, the former US agency representing CRP's interest in North America and the creation of CRP Group Inc in Houston providing Sales, Engineering & Project Management services to the important Gulf of Mexico market. In 2000 Emerson & Cuming Composite Materials, Inc. (ECCM) was to join the CRP group of companies. ECCM are considered to be the originator of syntactic foam as we know it today. With factories in the Boston area, USA, producing large volumes of syntactic foam and specialist industrial materials, ECCM added dramatically to the growth of the CRP Group. By the end of 2000, CRP had expanded its overseas operations and opened new sales offices in two strategic locations, Stavanger, Norway and Paris, France. Each office serves the local and growing needs of their respective markets.

Description	Page No.
Company Profile	3
Uraduct®	5
Uraduct®+	6
Uraduct® Lite	7
Uraduct® Retrofit Riser System	8
VIV Suppression Systems	9
Polyspace™	10
Polymat™	11
Spirawrap	11
Materials	12-13
Banding	14



Further expansion of the group occurred at the beginning of 2003 with the merger of Balmoral Group International, Inc. based in Houston. Subsequently renamed CRP Balmoral Inc., this 'state of the art' facility is the largest and most advanced syntactic foam manufacturing facility in the world. CRP Balmoral Inc.'s prime location close to the Gulf of Mexico afforded CRP opportunities to enhance and diversify this facility enabling it to produce a wider range of the group's products.

In 2003, with continued growth in home and overseas interests, CRP further increased the size of the Skelmersdale facility by approximately 50%. This expansion allowed CRP to incorporate new and larger production equipment and undertake a major expansion of CRP headquarters.

Operating under the CRP Holdings Ltd banner, the whole group employs circa 500 people operating from 4 main manufacturing locations in the UK and USA and from strategically located regional sales offices.

Each of the companies within CRP Holdings operates autonomously, responsible for their own day to day management and activities - and, in turn, report to CRP Holdings Ltd. The companies forming CRP Holdings operate in ten major markets, these being:

- Seismic
- Marine
- Subsea
- Cable & Flowline Protection
- Engineered Products
- Drilling
- Thermal Insulation
- Advanced Materials
- Glass Microsphere Production
- Renewable Energy



GROUP STRUCTURE AND MARKETS

CRP Holdings Ltd is the holding company responsible for the overall management of the companies within the group, namely:

CRP Group Ltd, Skelmersdale, UK

CRP Group Inc., Houston, USA

CRP Balmoral Inc., Houston, USA

Emerson & Cuming Composite Materials, Inc., Boston, USA

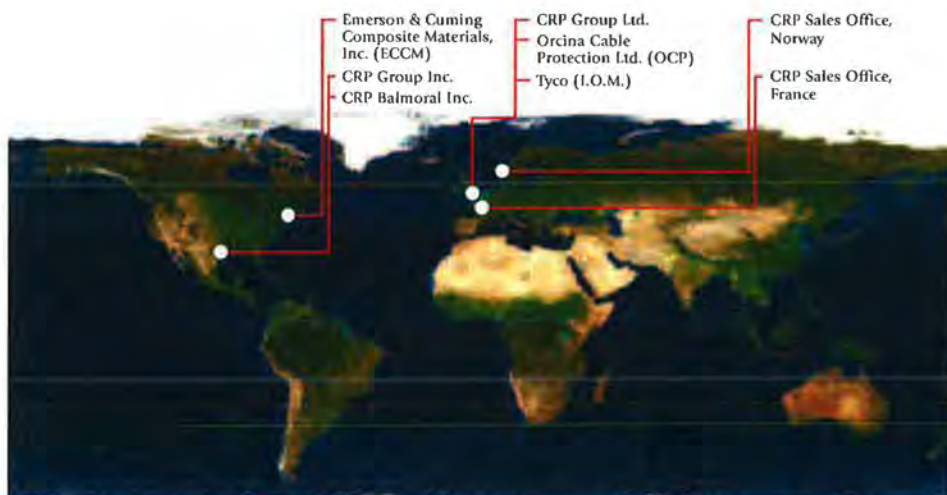
Orcina Cable Protection Ltd, Ulverston, UK

Tyco, Isle of Man, British Isles

CRP Group Ltd, France

CRP Group Ltd, Norway

The CRP Holdings board executive directors cover Operations, Project Management & Engineering, Sales & Marketing, Technical and Finance functions and are assisted by a number of non-executive directors representing the interests of the company's investors and shareholders.



Uraduct® – the universal protector for impact and abrasion resistance

Uraduct®, a patented product designed and developed by CRP, has established an enviable reputation as an industry standard for cable and pipeline protection. An intensive investment programme has resulted in Uraduct® becoming the universal protection system for fibre optic cables, power cables, umbilicals, flexible flowlines, rigid flowlines, hoses and bundled products.

In areas where additional protection is required, e.g. rocky seabed, touch down locations, shore landings or cable/pipeline crossings, Uraduct® provides an extremely good technical and cost effective protection solution in comparison to alternative methods such as rock dumping or concrete mattresses.

Uraduct® comprises cylindrical half shells moulded from a range of marine grade polyurethanes (see page 12 for material specifications). The half shells overlap and interlock to form close fitting protection around the core product. For ease of handling and transportation, Uraduct® is manufactured in lengths of up to 2.0 metres with flexing characteristics to suit the required minimum bend radius of the product or ancillary shipboard lay equipment. Uraduct®, a custom made system, is manufactured to suit the core product with internal diameters ranging from 15mm up to 650mm.

The half shells are secured in place using pre-cut corrosion resistant banding typically manufactured from titanium or alloy 625 (see page 14). The banding is located in recessed grooves that not only ensure a smooth external profile allowing passage through cable engines etc, but also eliminate the need to measure the band spacing. The assembly of the system is quick and efficient being applied simultaneously with product installation; a major benefit to weather dependent industries such as the Oil & Gas and Submarine Telecommunications industries. Uraduct® also differs from many alternative protection methods in that it becomes an integral part of the cable or pipeline and is a fully tested system with a proven track record, details of which can be supplied on request.

Its extensive use in the Oil & Gas Industry by most leading oil companies has made Uraduct® an automatic choice for aiding crossing agreement acceptance where Submarine Telecommunication Cables or Power Cables cross existing pipelines or cables. Uraduct® has been specified on an ever-increasing range of projects, from flexible riser touchdown over coral seabed to protection of small fibre optic cables where burial cannot be achieved. Although Uraduct® was primarily designed for harsh offshore conditions, many of our customers now appreciate how the protection properties of Uraduct® can also meet the needs of land based projects where operating conditions can be just as onerous.

The versatility, material variety, and bespoke manufacture ensures Uraduct® assists customers to technically fulfil their operational cable & pipeline protection requirements. No other protection method can deliver the level of all round protection combined with the economic benefits associated with a Uraduct® installation.



Uraduct®+ – the ultimate abrasion protector

For applications where pipelines or cables are to be subject to high levels of abrasion and in response to requests by existing customers, CRP have developed Uraduct®+, which is considered to be the ultimate in protection.

Flexible pipes, Power Cables and Fibre Optic Cables can be protected in any area where abrasion is considered to be a problem and stabilisation cannot be achieved. This includes pipeline touch down locations (for example abrasion from Coral), rocky areas and shore landings.

Uraduct®+ is moulded in CRP's high abrasion resistant elastomer – PU11893 (see page 12 for material specification) and offers all the characteristics of standard Uraduct® with the added benefit of encapsulating the securing bands to prevent premature wear or abrasion of the banding itself.

The polyurethane half shell mouldings are supplied in loose pre-assembled pairs, with the securing bands fully encapsulated within the body of the polyurethane protection system, with the exception of the seal arrangement. Uraduct®+ is installed onto the pipeline/cable in pairs, with the socket and spigot overlapping and interlocking each pair of mouldings in the assembly. The socket and spigots are designed with a new 'dove tail' arrangement, ensuring full system integrity when subject to bending, during either installation or service.

Uraduct®+ is secured in place by the same 32mm wide x 0.8mm thick Alloy 625 banding as used on standard Uraduct®,. Again, the same pneumatic band tools as used for standard Uraduct® are employed to tension, crimp and cut the bands, allowing for a quick and simple installation.

The protection system is also designed to allow for the removal of the securing bands and replacement with new securing bands in the event that the protection system is to be removed and reinstalled on to a new riser system.

Whilst utilising materials that have been field proven over a number of years, this innovative new design has now taken cable and pipeline protection to new levels. No other product on the market can match CRP's Uraduct®+.

Uraduct®+ has undergone full factory testing to ensure that it is fully qualified to meet the stringent requirements laid down by its customers.



Uraduct® Lite – the lightweight protection solution



The development of Uraduct® Lite was primarily driven by the worldwide move towards 'Renewable Energy' sources. Here Offshore Windfarms and other Offshore Power Generators are linked together by subsea Power Cables that are then routed back to shore. It is therefore necessary to provide protection to these power cables usually at their exit from the Bell-mouth down to the seabed and along to the point where the main burial starts.

Offshore Windfarms and other Power Generators are protected against fishing activity and have exclusion zones prohibiting encroachment by pleasure craft. Therefore, as they are not subject to the sort of high-level work activity that can take place on Oil & Gas Platforms (where protection levels to NORSOK Standards are usually required) a much-reduced level of protection is acceptable.

For these types of applications CRP offer Uraduct® Lite. As the name suggests this product is a lightweight version of standard Uraduct® and therefore benefits from having all the same features and being available in the same range of materials.

As per the standard product, Uraduct® Lite is manufactured as half shells in lengths of up to 2.0 meters. A reduced wall thickness (typically 15mm to 20mm) reflects the reduced level of protection and weight. The mouldings are assembled with the usual 50% overlap, ensuring system integrity during installation and in service.

The mouldings are held in place by either Alloy 625 or Titanium banding (depending on the size of the Uraduct®) both of which are highly corrosion resistant in seawater. Semi-automatic pneumatic band tools can be supplied for top side installation or alternatively Uraduct® Lite can be installed sub-sea by divers using manual hand banding tools.

Not just exclusively for use on Renewable Energy projects, Uraduct® Lite may also be considered for applications within other offshore industries (Oil & Gas as well as Telecoms) where lower levels of protection are acceptable.

Uraduct® Lite completes the line-up along with standard Uraduct® and Uraduct®+, ensuring that protection to pipelines and cables can be offered by the most cost-effective method to suit each application and budget.



Uraduct® – retrofit riser system

In response to the increasing number of cables requiring access to offshore platforms, CRP developed the Uraduct® Retrofit Riser System, which comprises of Uraduct® and dedicated locating clamps. This system provides a very cost-effective solution where access to a platform is not possible via existing 'J' or 'I' tubes. Prior to CRP's Uraduct® Retrofit Riser System the only alternative was to install new steel 'J' or 'I' tubes at great expense, compounded with time consuming and problematic installation. In the past this has prevented marginal installations proceeding. With the introduction of the Uraduct® Retrofit Riser System, substantial cost savings along with improved installation times have resulted in a number of projects coming to fruition which previously would not have been the case.

The securing clamps for this system are designed to withstand the extreme conditions experienced on offshore installations, and can be configured to suit multiple cables.



Under normal circumstances the clamps are pre-installed on to a suitable existing jacket leg at regular intervals, the spacing being dependent on environmental data. Alternative designs are available for single or twin clamps where multiple cables are to be installed.

The clamp bodies are manufactured from a high performance, rigid, marine grade polyurethane elastomer. No special hyperbaric welding equipment is required as the clamp bases are secured by means of a Polyloop™ high strength Kevlar/PEVA coated strap and a highly corrosion resistant metallic tensioning assembly, typically manufactured in Zeron 100 or titanium.

CRP's Uraduct® Retrofit Riser System has been successfully installed on platforms off the coast of Trinidad, in the Gulf of Arabia, and in the North Sea. This trend is set to grow with particular relevance to submarine fibre optic cables and interplatform power cables.



VIV Suppression – Optimum performance through design technology

In deepwater riser applications, the use of steel catenary risers (SCR's) is increasingly being considered. Such risers can be subject to Vortex Induced Vibration (VIV), a complex phenomenon which can cause accelerated fatigue damage leading to problems such as failure of the pipe girth welds or premature pipe failure.

To reduce the effects of VIV CRP have developed a range of cost effective VIV Suppression systems to suit various installation and pipeline scenarios including pipeline free-spans, top tensioned risers (TTR's) and tendons.

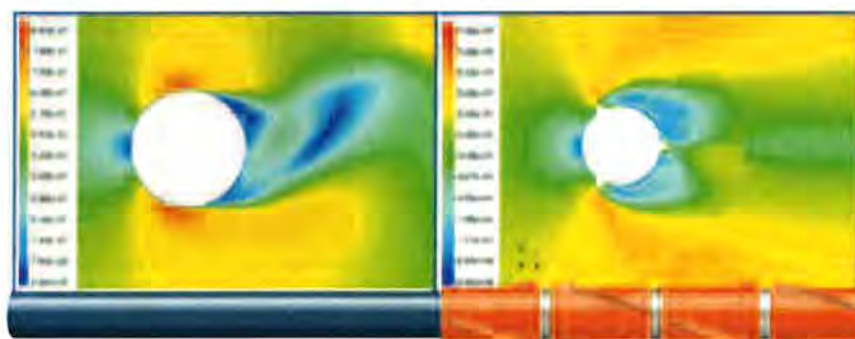
CRP's VIV Suppression Strakes combine the benefits of Uraduct® with an effective helical strake profile. The system consists of interlocking mouldings typically 1.5m to 2.0m long and incorporates 3-start helical strakes with either a triangular or trapezoidal profile. The mouldings are manufactured in a range of polyurethanes including options for stinger installation and marine growth inhibition. The mouldings are secured in place using the same banding material and technique as used with the Uraduct® product. The system can be installed simultaneously with the pipe lay or alternatively, should the need arise, CRP have also developed an ROV retrofit system.

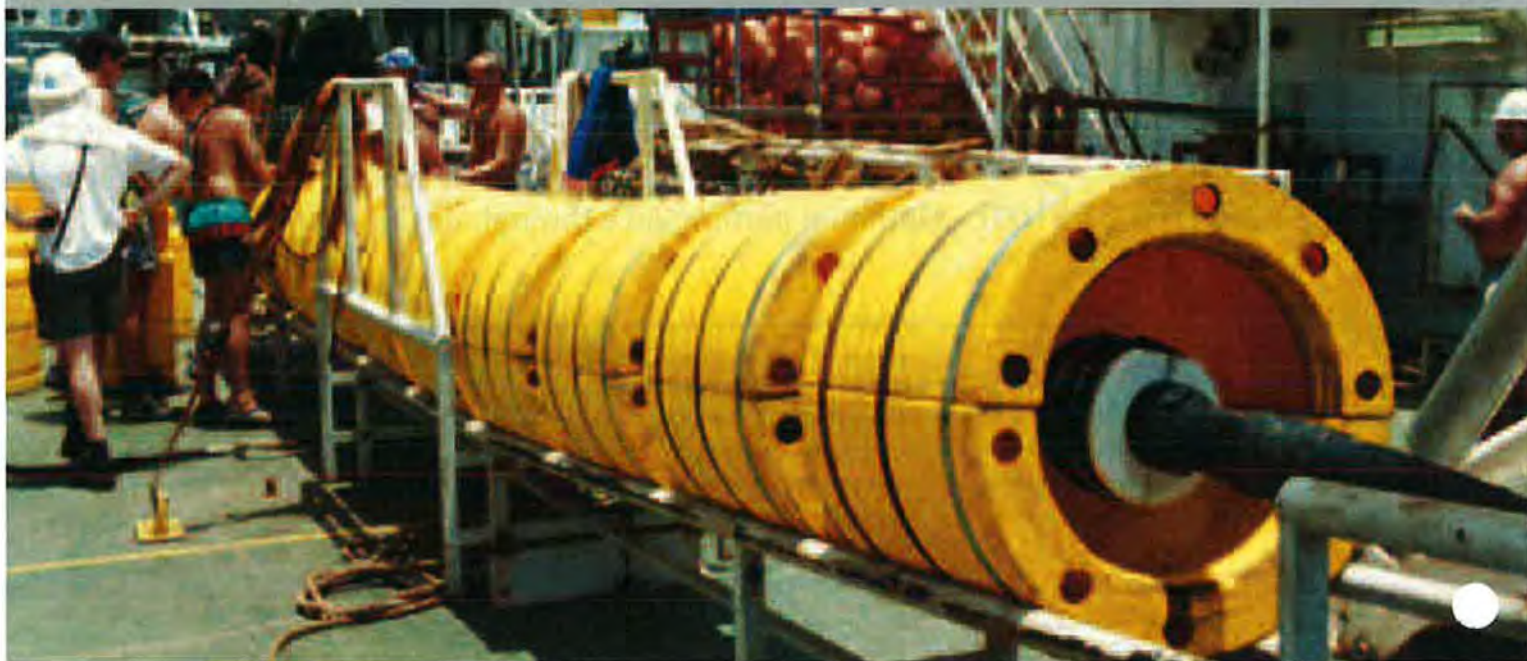
ROV installable strakes consist of cylindrical half shells with a hinged arrangement to one-side and ratchet closers to the other. The assemblies are designed to suit the payload of the ROV. This system is also available in a range of polyurethane/CRP materials with antifouling options where required.

For applications where it is necessary to both suppress VIV and reduce drag, CRP have developed a system of fairings. Fairings consist of a 'teardrop' shaped moulding that is fixed to prevent axial movement but is free to rotate or 'weathervane' around the riser/pipe. Fairings are available in a range of materials with antifouling options to suit varying operational and installation (including stinger) conditions.

CRP's VIV Suppression systems are designed with the aid of Computational Fluid Dynamic (CFD) analysis software. The software calculates the best geometry for each system and is a valuable tool for fine tuning the design to ensure optimum performance in any given set of environmental conditions. The CFD analysis, supported by wet tank/ model testing, forms part of a continuous programme of product development. The Group also utilises its extensive moulding and material experience to provide systems manufactured to customer specification.

Where applicable installation testing for systems to be deployed over a stinger is available. CRP has designed and engineered an in-house test rig to simulate stinger installations, used for both product development and client witness testing. The rig has a 12m long bed complete with roller box, offering a 50 tonne capacity suitable for testing strakes on pipes up to and including 36" diameter.





Polyspace™ – 350mm clearance at crossings

When laying subsea cables there may be a requirement to maintain a positive clearance between cables and existing pipelines at crossing points. Methods such as pre-lay rock dumping, concrete mattresses and steel structures are expensive, time consuming and difficult to place accurately. These options may also be unacceptable to the pipeline owner.

As a solution, CRP has developed Polyspace™, a product that generates a 350mm clearance between the cable and pipeline. This system is flexible and comprises interlocking hollow half-shells fastened around the cable by a combination of corrosion resistant metallic banding and sacrificial banding. The half-shells are manufactured from a tough marine grade High Density Polyethylene which has good impact strength and abrasion resistance whilst offering UV stability. Each moulding is free flooding and can be supplied with a ballast system to provide up to 90kg/m of additional submerged weight to suit the situation. Internal cable clamps are used to lock the Polyspace™ mouldings onto the cable

at regular intervals and specific leading and trailing bending stiffeners can also be included with the system to prevent the cable exceeding the recommended minimum bend radius at any time during the installation. This installation method also allows the cable to be retrieved if required.

Polyspace™ is installed on to the cable as it is deployed from the cablesheet at the crossing location. The interlocking shells can achieve a bend radius of 1.5m to suit most cablesheet sheaves. Polyspace™ therefore provides a cost-effective one-hit solution at pipeline crossings where this kind of clearance is a requirement. As this system becomes an integral part of the cable, additional problems associated with installing over a pre-laid 'bridge or separator' are negated. This is in addition to the obvious benefits of no pre-lay operations and the associated costs this would entail.



Polymat™ – blanket protection

Polymat™ is a useful ROV installable mat that provides good general protection to cables and pipelines. The mat is sized and weighted to suit current ROV capabilities and payloads and is moulded from CRP's standard grade polyurethane material (see page 12).

Polymat™ incorporates a barytes infill that provides additional weight to aid product stability on the seabed.

Polymat™ is moulded with grooves on one side to allow the mat to flex and closely fit the profile of the cable or pipeline. For ease of handling, holes are moulded along the edges of each Polymat™ to allow attachment for pickup ropes etc.

Depending on the size of the object to be covered, the grooves can run along the length or across the width of the Polymat™. The standard heavy duty, high density Polymat™ is circa 2.3m long x 1.5m wide x 25mm thick and is particularly suited to deepwater applications. This low cost product can be used to stabilise cables and cable bights on the seabed and to provide protection at cable crossing locations.

Larger mats are available according to the payload of the ROV.



Spirawrap – wind on abrasion protection

Spirawrap consists of discrete cylindrical sections formed from a continuously wound helix. The product is moulded in the same polyurethane material as Standard Density Uraduct® and is fitted by simply opening the structure and winding it around the cable to be protected. This can be done on site without the need for specialist tools. Applying tape, bands or fitting end clamps prevents subsequent movement. Due to the ease of installation, Spirawrap is particularly suited to installation by diver and is also suited to providing temporary protection; for example, preventing abrasion at the cablesheep sheave during a cable repair.

Used on short runs of cable liable to abrasion e.g. ROV or plough control umbilicals where impact or abrasion can occur. Mostly considered for small diameter cables up to 40mm OD where a tight bend radius of 0.5m can be expected.



Materials – compounds fit for purpose

The Uraduct® range inclusive of VIV, Polymat™ and Spirawrap is manufactured using a wide range of polyurethane elastomer compounds with a variety of mechanical and physical properties to suit different field applications. These compounds have a proven track record in a marine environment and have been arrived at after extensive research, testing and trials to provide the optimum performance.

Standard grade polyurethane

This is the industry standard material for Uraduct® offering excellent abrasion and mechanical protection for a wide range of applications in a cost-effective manner. This material has a specific gravity of 1.12g/cm³ and therefore does not add any significant seabed weight to the full installation.

High density polyurethane

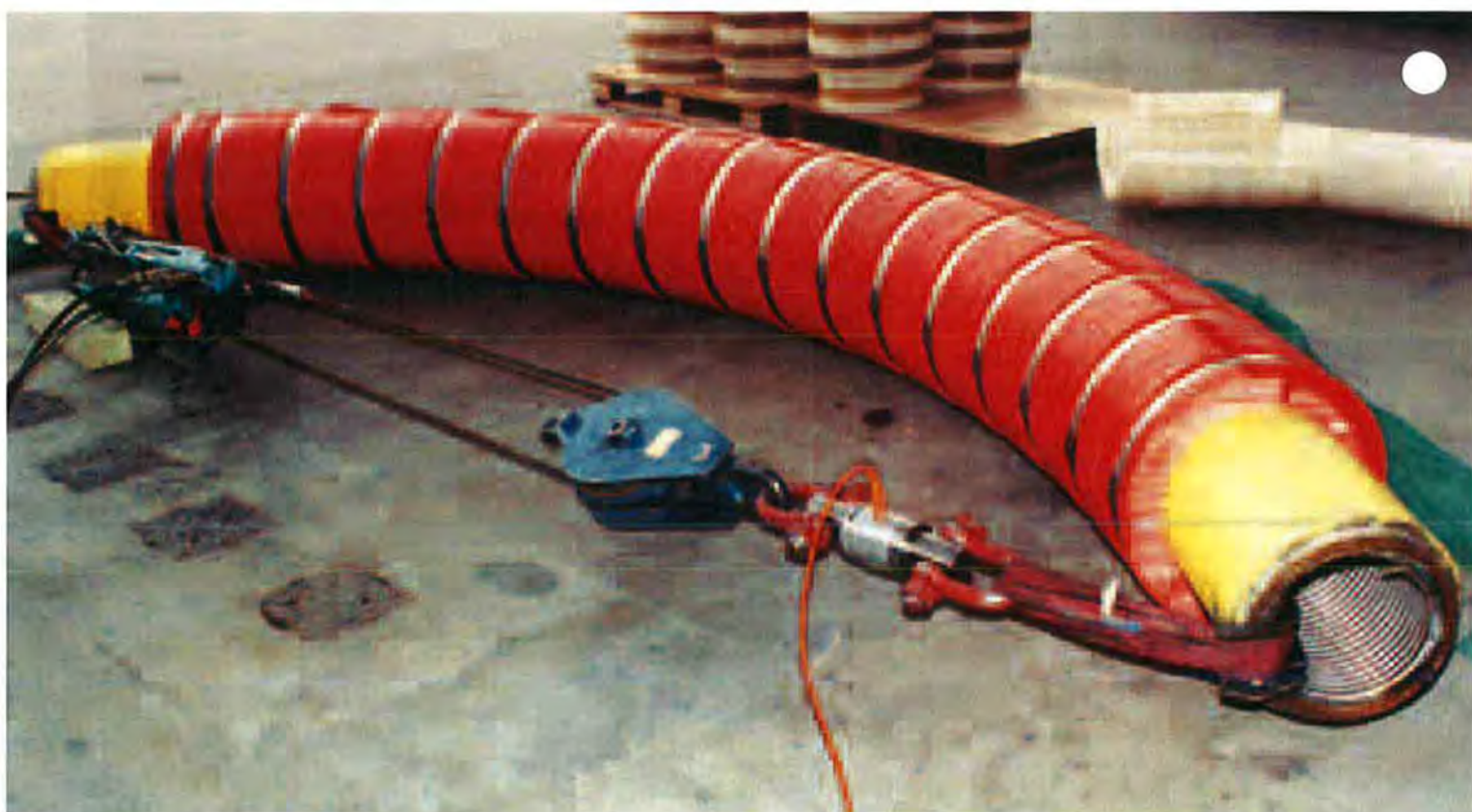
Where additional on bottom stability is required, a specifically formulated high density polyurethane is available. This material has a specific gravity of 2.3g/cm³ and offers an equivalent in-water weight to concrete. Uraduct® manufactured in this grade of polyurethane can be applied where installed cables will be exposed to high seabed currents and additional weight will be beneficial.

MATERIAL SPECIFICATION (typical material properties)

	Standard density	High density	Super heavy weight	Super abrasion resistant	Buoyant/Thermal
Tensile strength	11 MN/m ² (*BS 903 pt A2)	18 MN/m ² (*BS 903 pt A2)	26 MN/m ² (*BS 903 pt A2)	26 MN/m ² (*BS 903 pt A2)	6.5 MN/m ² (*BS 903 pt A2)
Elongation @break	275%(*BS 903 pt A2)	500%(*BS 903 pt A2)	430%(*BS 903 pt A2)	430%(*BS 903 pt A2)	60%(*BS 903 pt A2)
Split tear strength	35 KN/m (*ASTM C518-85)	28 KN/m (*BS 903 pt A3)	84.7 KN/m (*BS 903 pt A3)	84.7 KN/m (*BS 903 pt A3)	40 KN/m (*ASTM D624-73)
Shore hardness	80 - 85 A*	80 A*	83 - 88 A*	83 - 88 A*	88 - 93 A*
Specific gravity	1.12 g/cm ³	2.3 g/cm ³	3 g/cm ³	1.15 g/cm ³	0.7 g/cm ³
Max operating temp (wet)	60°C	60°C	60°C	60°C	85°C

*Test method

**materials suitable for high temp operating conditions are also available





Super heavy weight Uraduct®

In addition to the individual polyurethane compounds mentioned, CRP has developed a super heavyweight Uraduct® that combines the excellent abrasion resistant qualities of the high abrasion resistant polyurethane with the added weight of lead. Lead inserts are encapsulated in each Uraduct® half-shell during the moulding process. This is done in such a way as to maintain the flexibility of standard Uraduct®. The ratio of lead to polyurethane can be varied to give an average SG of 3g/cm³ and above. This product is ideal for stabilising submarine fibre optic cables at crossings, for shore landings, and for touch down ballast of umbilicals or flexible risers, and in general for areas where high seabed currents are expected. The added stability due to the weight and high abrasion characteristics of the polyurethane delivers a Uraduct® system that can be applied at the most demanding locations.

Special grades and colours

Generally, standard grade is supplied in orange, high density in mustard, super heavyweight in black and buoyant/thermal grade in yellow. CRP are also constantly researching and developing special polyurethanes to satisfy the evolving requirements of our customers. For specific projects, Uraduct® can be manufactured using a variety of harder or softer grades of polyurethane.

Super abrasion resistant polyurethane

Where the installation requirements call for a very high level of abrasion resistance, dynamic contact with coral or rocky outcrops for example, very high abrasion resistant polyurethane is available. With a similar SG to standard grade material of 1.15g/cm³, this polyurethane can be utilised, not only to provide excellent impact protection, but also to extend the life of the core product in areas where specific abrasion problems have been recognised.

Buoyant/Thermal grade

For applications where additional buoyancy is required, a buoyant grade of polyurethane is available with a SG of approximately 0.7g/cm³. Uraduct® manufactured from this material has been used to provide impact and abrasion protection on cable pull-in operations to reduce the pulling forces required by providing a reduced combined Uraduct® and cable weight per metre. This elastomer also exhibits thermal insulation properties where hydrocarbon temperatures need to be maintained on rigid and flexible pipelines.



Banding – and band installation tools

The demand for CRP products which utilise metallic installation straps has placed CRP in the enviable position of being one of the world's largest consumers, stockists and suppliers of high grade metallic banding systems such as Alloy 625 and Titanium.

CRP can supply installation banding as either pre-cut individual bands or for bulk quantities and larger installation projects in 25kg coils. When supplied pre-cut, each band incorporates radius ends and a pre-installed seal to improve installation tool operation.

To simplify installation and to provide the installation contractor with greater flexibility, CRP has refined the band cross section to two preferred dimensions, 32mm x 0.8mm and 19mm x 0.6mm, alternative cross sections however can be supplied at client request. These common dimensions limit the installation tensioning and sealing tool requirements to just two.

ALLOY 625

Alloy 625 is a high strength nickel-chromium alloy containing molybdenum. It exhibits excellent corrosion resistant properties and is especially resistant to crevice corrosion.

The tensile properties of Alloy 625 enable it to be used in high load applications and in Marine environments for periods in excess of 25 years without degradation.

TITANIUM

Titanium has excellent corrosion resistant properties and is not affected by crevice corrosion. Due to the high strength to weight ratio offered by Titanium it is ideally suited to smaller diameter applications.

STAINLESS STEEL

Grade 316 stainless steel banding is suitable for medium duty installations typically for short term temporary installations in seawater.



CARBON STEEL

Carbon steel is a cost effective alternative due to the materials high tensile strength. It is especially well suited for temporary applications such as additional clamping capacity during overboarding /installation operations. Carbon steel banding is often used as a sacrificial installation aid.

SEALS

Crimp type seals are available to suit all of the above banding options.

As part of the rigorous testing that Uraduct® has undergone, CRP has from time to time commissioned independent tests to confirm that the materials selected for CRP banding offer optimum corrosion resistance, tensile strength, and ease of application. This is why CRP has well founded confidence in the whole range of banding supplied and is able to suggest which banding material will be best suited to a given situation.

CRP has continually invested in manual and semi-automatic banding tools to support banding application. These are maintained and serviced in-house to ensure each tool will function reliably in the most difficult offshore conditions around the world. To aid fast servicing turn around, banding tool spares are kept on the shelf on site. This is backed up by a detailed database that tracks the current location of each tool and allows current tool stocks to be monitored globally.

An additional service is offered whereby CRP personnel travel to a customer's premises or to the point of installation to provide on site training in the use of the tooling and can recommend methods of maximising the efficiency of a given banding task. Alternatively a detailed instruction manual and training video is available.

Grade	Alloy 625	Titanium	Stainless Steel	Carbon Steel
Section (Standard)	32mm x 0.8mm	19mm x 0.6mm	32mm x 0.8mm	32mm x 0.8mm
(Special)	-	-	19mm x 0.6mm	19mm x 0.6mm
Supply Condition	Pre-cut/coil	Pre-cut/coil	Pre-cut/coil	Pre-cut/coil
Installation Tooling	Pneumatic semi auto	Pneumatic semi auto	Pneumatic semi auto	Pneumatic semi auto



Head Office

CRP Group Limited
Stanley Way, Skelmersdale,
Lancashire WN8 8EA, England
Telephone: +44 (0)1695 712000
Facsimile: +44 (0)1695 712111
E-mail: sales@crpgroup.com
Website: www.crpgroup.com

Orcina Cable Protection Ltd (OCP)
North Lonsdale Road, Ulverston,
Cumbria LA12 9DL, UK
Telephone: +44 (0)1229 583914
Facsimile: +44 (0)1229 581695
E-mail: sales@ocpltd.com
Website: www.ocpltd.com

USA Office

CRP Group Inc.
2901 Wilcrest, Suite 285,
Houston, TX 77042, USA
Tel: +1 (713)780 0600
Fax: +1 (713)780 0681
E-mail: sales@crpgroup.com
Website: www.crpgroup.com

CRP Balmoral Inc.
1902 Rankin Road
Houston, TX 77073, USA
Tel: +1 (281)774 2600
Fax: +1 (281)774 2627
E-mail: sales@crpbalmoral.com
Website: www.crpbalmoral.com

Emerson & Cuming Composite
Materials, Inc. (ECCM)
59 Walpole Street, Canton,
MA 02021 - 1838, USA
Tel: +1 (781)821 4250
Fax: +1 (781)821 0737
E-mail: sales@emerson.com
Website: www.emerson.com

CRP Sales Offices

France
114 rue Saint Lazare - BP20609,
60476 - Compiègne cedex 2, France
Tel: +33 (0)3 44 23 03 50
Fax: +33 (0)3 44 23 03 49
E-mail: elair@crpgroup.com
Website: www.crpgroup.com

Norway
Norsea Dusavik, Bygg 1,
PO Box 138, 4001 Stavanger,
Norway
Tel: +47 51 54 38 00
Fax: +47 51 54 35 00
E-mail: khausken@crpgroup.com



CRP GROUP LTD

The information contained in this publication is for guidance only and does not constitute a specification. All figures are nominal. This document discloses subject matter in which CRP Group Limited has proprietary rights. Neither receipt nor possession thereof confers or transfers any right to reproduce or disclose the documents, any information contained therein, or any physical article or device, or to practice any method or process except by written agreement with CRP Group Limited. CRP Group Limited is committed to further development of all its products. The right is reserved to alter this specification without prior notice.

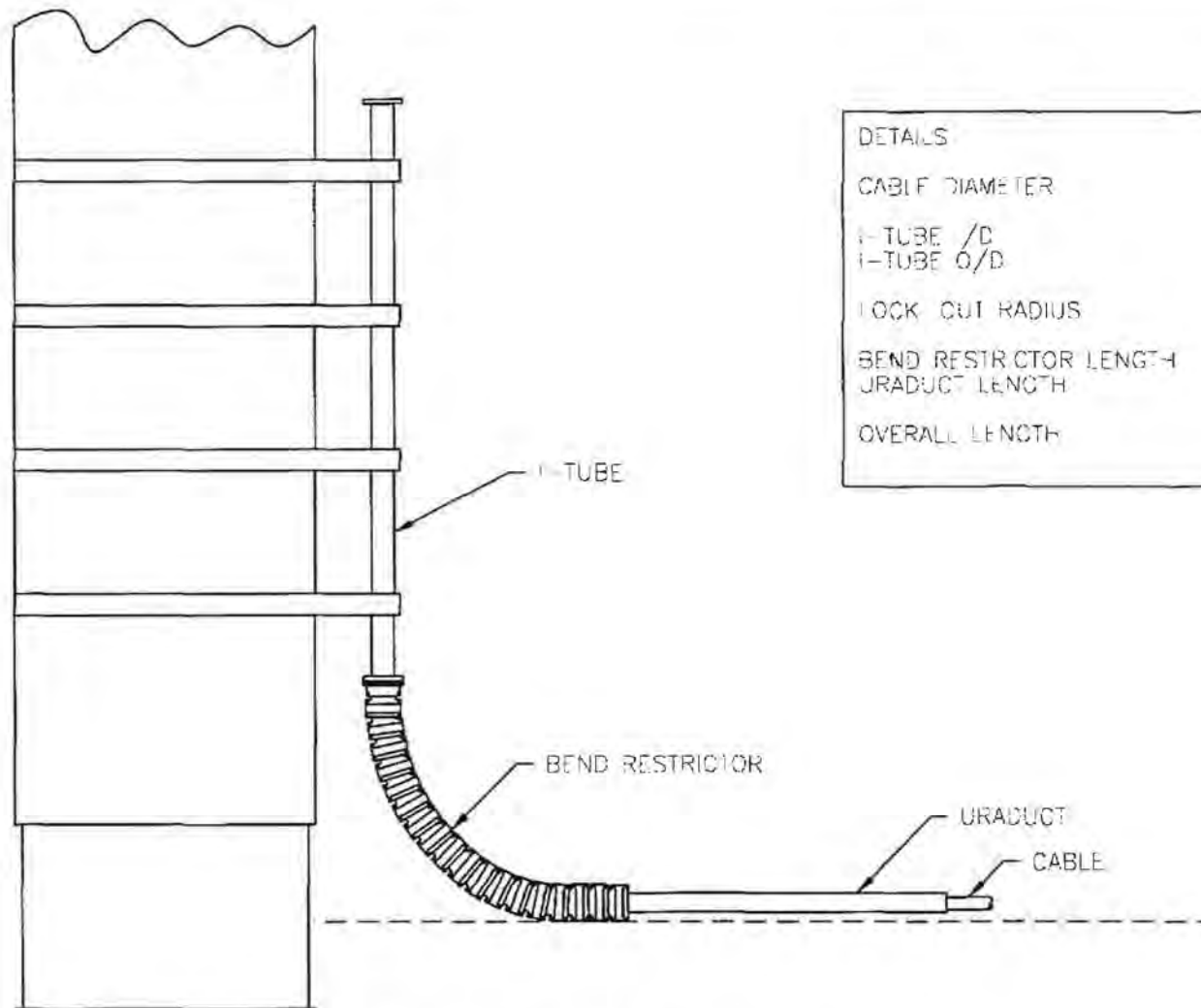
Uraduct® is a Registered Trade mark of CRP Group Limited
Polyspace® and Polymat® are Trade Marks of CRP Group Limited

REF: CF 08/03

	<p>Ontwerp voor het kabelleggen project: GWS Offshore NL1 Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH</p>	
---	--	--

Bijlagen

2 Tekening kabel bescherming

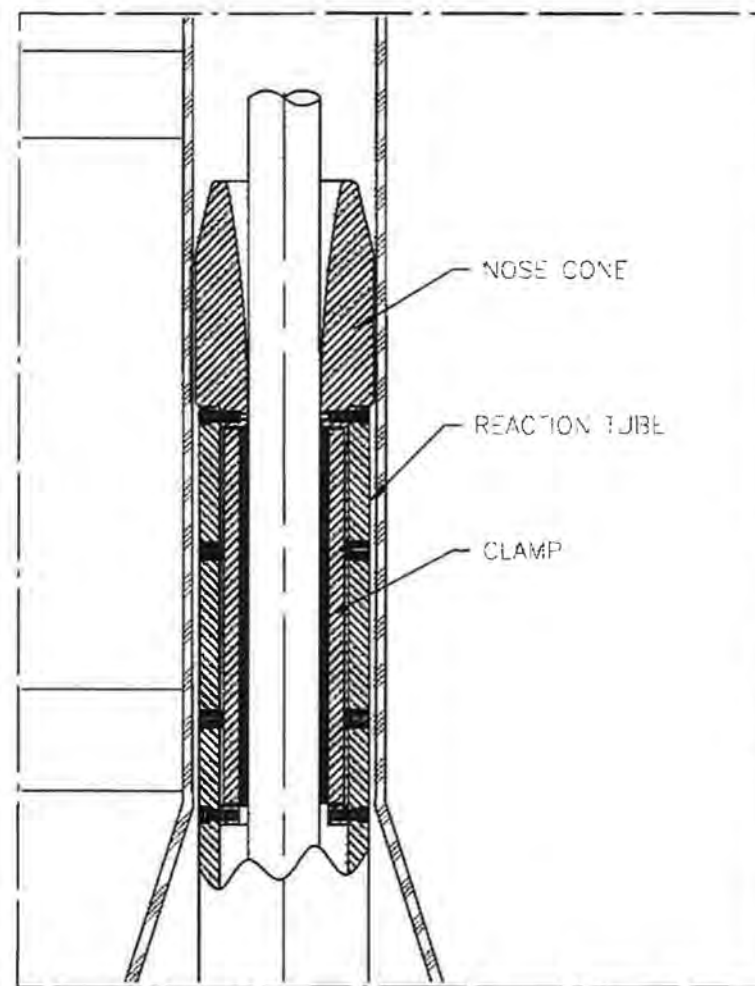
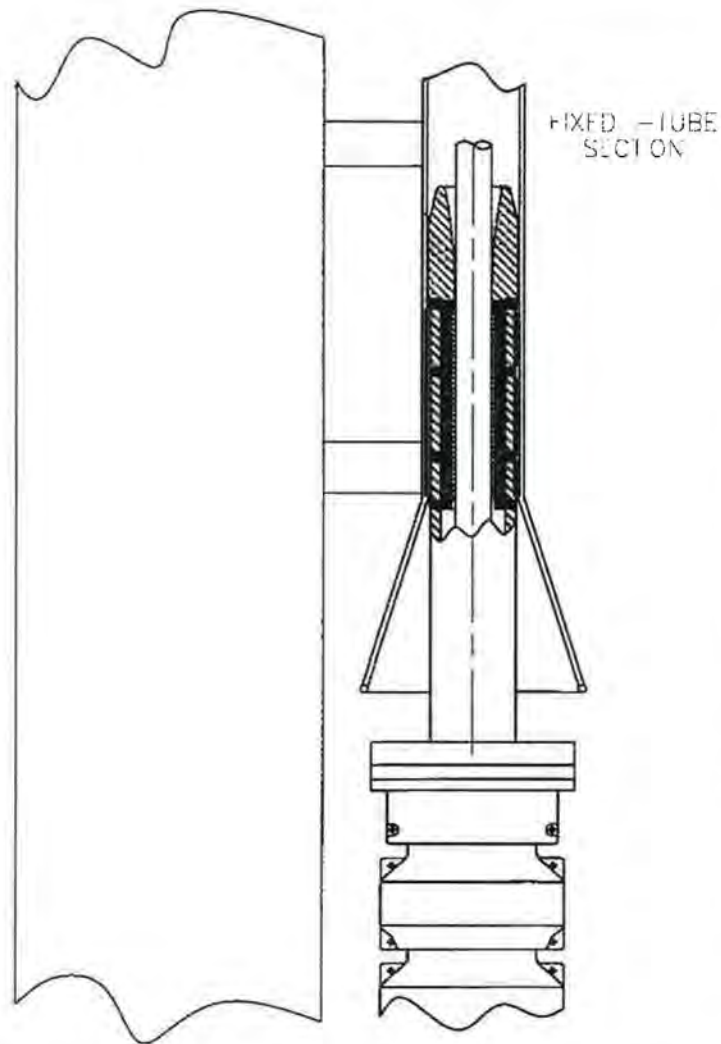


DETAILS

CABLE DIAMETER	Approx 104 & 140 MM
I-TUBE /D	Not stated
I-TUBE O/D	Not stated
LOCK OUT RADIUS	Assumed Approx 2.5 M
BEND RESTRICTOR LENGTH	5 M
URADUCT LENGTH	15 M
OVERALL LENGTH	20 M

NOTE: ALL DIMENSIONS ARE PROVISIONAL AND ARE SUBJECT TO CHANGE DURING DETAIL DESIGN

OCP Cable Protection Ltd 3 Peter Green Way, Barrow-in-Furness, Cumbria, LA14 2PE, UK Tel: +44 (0)1229 842070 Fax: +44 (0)1229 842071 COMPANY REG. No 2391144	SCALE 1:90 A4 A4	THIS DRAWING AND THE INFORMATION AND DESIGNS ON IT ARE THE COPYRIGHT AND PROPERTY OF OCP CABLE PROTECTION LTD, AND MUST NOT BE COPIED IN WHOLE OR IN PART OR CONVEYED TO ANY THIRD PARTY WITHOUT THE WRITTEN CONSENT OF OCP CABLE PROTECTION LTD		TITLE PROPOSED GENERAL ARRANGEMENT I-TUBE ASSEMBLY - PULL-IN BEND RESTRICTOR	
	PROJECTION 	DRAWN <i>R. Baines</i>	DATE 2/11/05	ENQUIRY No. E3236/FIG/001	SHEET 1 OF 2
A MEMBER OF THE CRP GROUP OF COMPANIES	UNITS M/M	RELEASED BY <i>S. J. H.</i>	DATE 2-11-05		



SCRAP VIEW SCALE 1:9
SHOWING CENTRALISER CLAMP ASSEMBLY

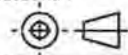
NOTE: ALL DIMENSIONS ARE PROVISIONAL AND ARE SUBJECT TO CHANGE DURING DETAIL DESIGN

OCP Cable Protection Ltd
3 Peter Green Way, Barrow-in-Furness, Cumbria,
LA14 2PE, UK
Tel +44 (0)1229 842070
Fax +44 (0)1229 842071
COMPANY REG. No. 2391144

SCALE

1:18 UOS

PROJECTION



UNITS MM

THIS DRAWING AND THE INFORMATION AND DESIGNS ON IT ARE THE COPYRIGHT AND PROPERTY OF OCP CABLE PROTECTION LTD, AND MUST NOT BE COPIED IN WHOLE OR IN PART OR CONVEYED TO ANY THIRD PARTY WITHOUT THE WRITTEN CONSENT OF OCP CABLE PROTECTION LTD

DRAWN

R. B. B. B.

DATE

2/11/05

RELEASED BY

S. J. B.

DATE

2-11-05

TITLE

PROPOSED GENERAL ARRANGEMENT

- PULL-IN BEND RESTRICTOR

-

-

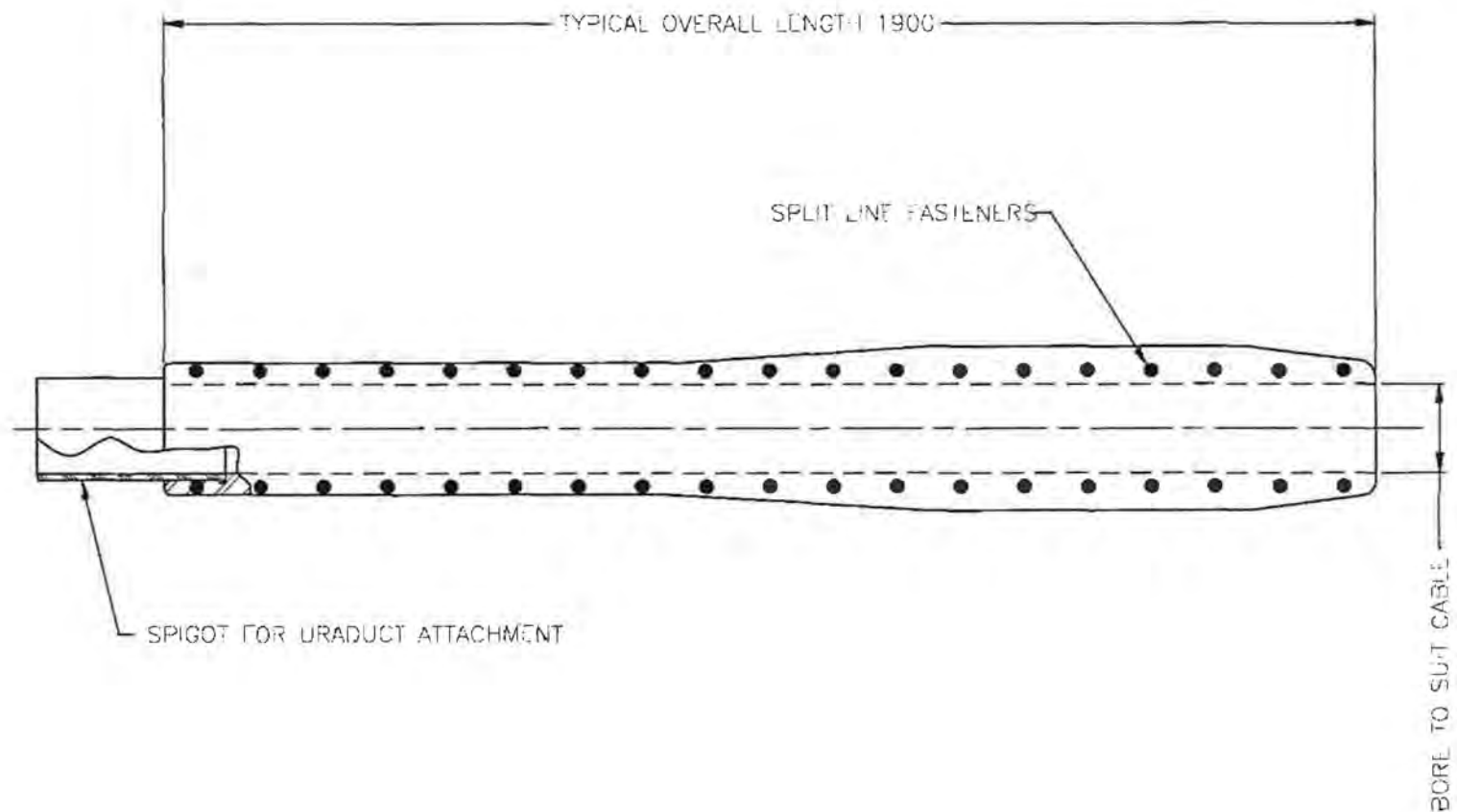
ENQUIRY No.

E3236/FIG/001

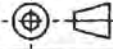
SHEET 2

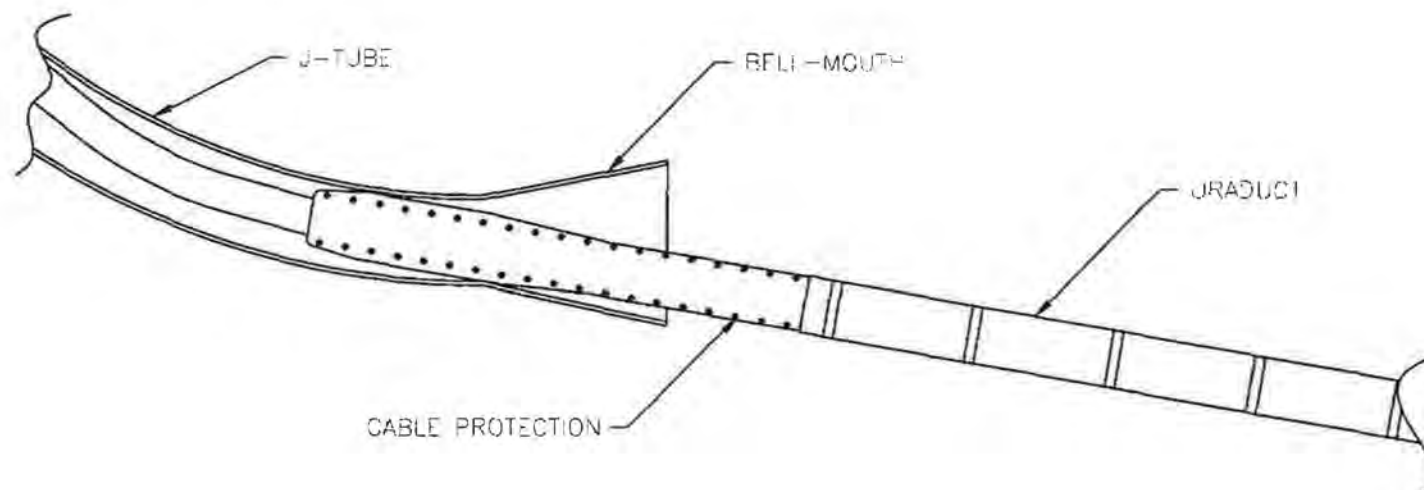
OF 2

A MEMBER OF THE CRP GROUP OF COMPANIES

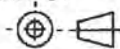


NOTE: ALL DIMENSIONS ARE PROVISIONAL AND ARE SUBJECT TO CHANGE DURING DETAIL DESIGN

OCP Cable Protection Ltd 3 Peter Green Way, Barrow-in-Furness, Cumbria, LA14 2PE, UK Tel +44 (0)1229 583914 Fax +44 (0)1229 581695 COMPANY REG. No. 2391144	SCALE 1:10 A3 A4	THIS DRAWING AND THE INFORMATION AND DESIGNS ON IT ARE THE COPYRIGHT AND PROPERTY OF OCP CABLE PROTECTION LTD, AND MUST NOT BE COPIED IN WHOLE OR IN PART OR CONVEYED TO ANY THIRD PARTY WITHOUT THE WRITTEN CONSENT OF OCP CABLE PROTECTION LTD		TITLE GENERAL ARRANGEMENT	
A MEMBER OF THE CRP GROUP OF COMPANIES	PROJECTION 	DRAWN <i>R. Balfour</i>	DATE <i>2/11/05</i>	- CABLE PROTECTION - OCP ENQUIRY No. E3236	
	UNITS MM	RELEASED BY <i>S/L</i>	DATE <i>2-11-05</i>	ENQUIRY NO. E3236/FIG/002	SHEET 1 OF 2



NOTE: ALL DIMENSIONS ARE PROVISIONAL AND ARE SUBJECT TO CHANGE DURING DETAIL DESIGN

OCP Cable Protection Ltd 3 Peter Green Way, Barrow-in-Furness, Cumbria, LA14 2PE, UK Tel +44 (0)1229 842070 Fax +44 (0)1229 842071 COMPANY REG. No. 3391144	SCALE 1:25 AT A4	THIS DRAWING AND THE INFORMATION AND DESIGNS ON IT ARE THE COPYRIGHT AND PROPERTY OF OCP CABLE PROTECTION LTD. AND MUST NOT BE COPIED IN WHOLE OR IN PART OR CONVEYED TO ANY THIRD PARTY WITHOUT THE WRITTEN CONSENT OF OCP CABLE PROTECTION LTD.		TITLE GENERAL ARRANGEMENT	
A MEMBER OF THE CRP GROUP OF COMPANIES	PROJECTION 	DRAWN <i>R. B. [signature]</i>	DATE 2/11/05	- CABLE PROTECTION - OCP ENQUIRY No. E3236	
	UNITS MM	RELEASED BY <i>[signature]</i>	DATE 2-11-05	ENQUIRY NO. E3236/FIG/002	SHEET 2 OF 2

	<p>Ontwerp voor het kabelleggen project: GWS Offshore NL1 Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH</p>	
---	--	--

Bijlagen

3 ABB High voltage cable



Tender _____
Our ref _____
Page 1 of 1
Rev. 0
2006-04-10

Offshore Windfarm ABB Power Technologies AB High Voltage Cables



Designation
Rated voltage
Impulse level

FXCTV 3 x xxx mm²
20/34 kV U_{max} 36kV
170 kV

Conductor

type
material
longitudinal water seal (if compact)

round, compact or solid
copper
compound &
conductive swelling tape

Conductor screen

material

conductive PE

Insulation

type
material
thickness

dry cured, triple extruded
XLPE
8,0 mm

Insulation screen

material

conductive PE

Longitudinal water seal 1

material

conductive swelling tape

Metallic screen

material

copper wires mm

Longitudinal water seal 2

material

conductive swelling tape

Inner sheath

material

PE

Fillers

material
material

polymeric profiles
fiber optic cable

Cable core binder

material
thickness

nylon
0,15 mm

Bedding

material

bitumen impregnated tape

Armour

type
material alt.1
material alt.2

wires, single layer
galv. steel wires
stainless steel wires

Outer cover

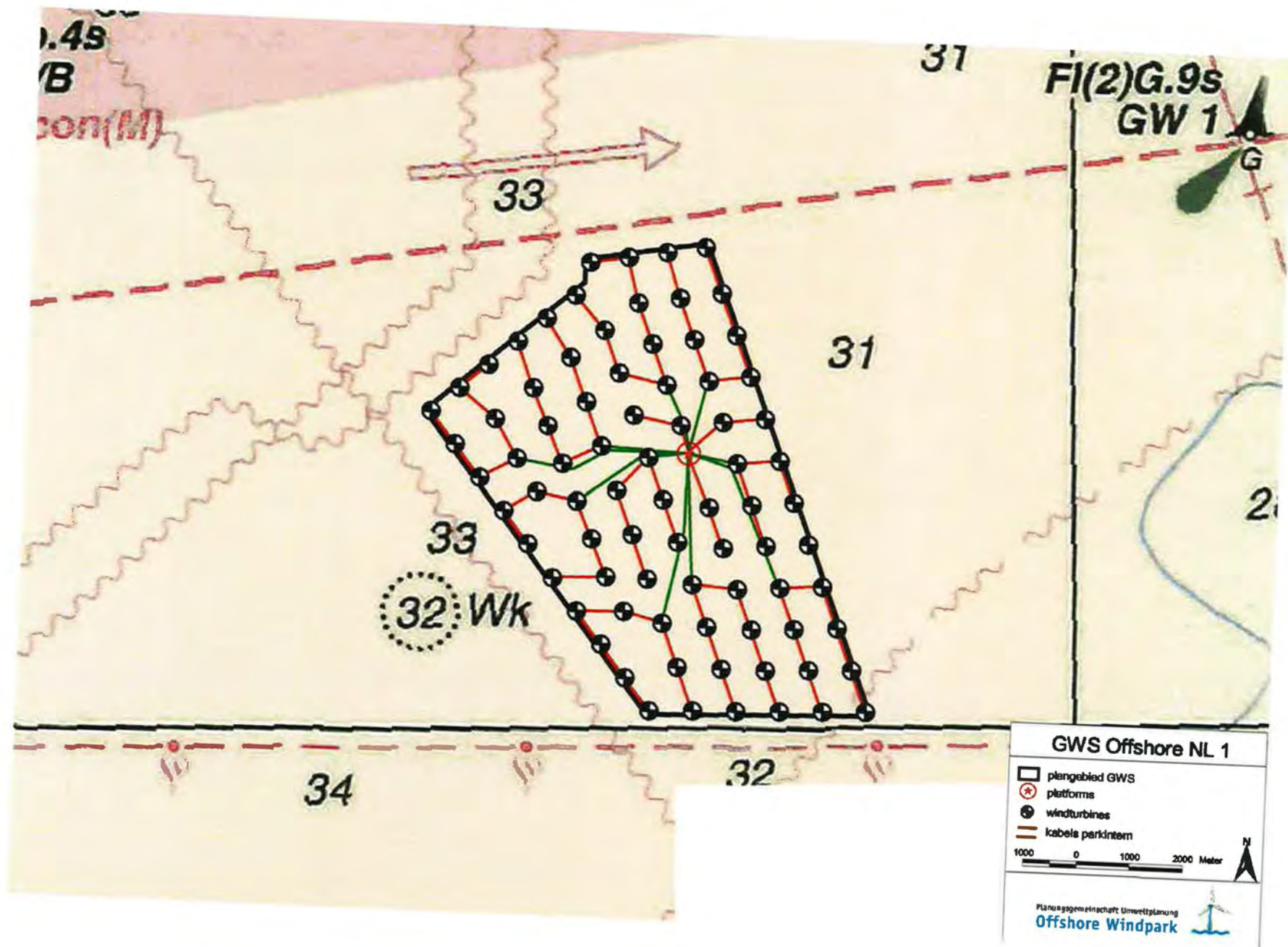
material
thickness

polypropylene yarn
4 mm

	<p>Ontwerp voor het kabelleggen project: GWS Offshore NL1 Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH</p>	
---	--	--

Bijlagen

3 Lay out wind farm





Bijlagen

5 ROV

INNOVATOR™

PROJECT
MANAGEMENT
SERVICES

REMOTE SYSTEMS
ENGINEERING

REMOTELY
OPERATED VEHICLES
SERVICES

UMBILICAL, CABLE &
PIPELINE INSTALLATION
& TRENCHING

SUBSEA
PRODUCTION
SYSTEMS

ENVIRONMENTAL
SERVICES



The Innovator™ is Sonsub's new in-house manufactured, high-specification, high reliability, 3500 meter depth-rated, 150 HP ROV, capable of performing demanding deepwater construction and drill support tasks. The Innovator™ has many ground-breaking features which serve to minimise the amount of optical and electrical subsea equipment necessary for operations, while improving performance, flexibility, and reliability of the key components. The versatility of the Innovator™ allows it to perform a variety of functions as well as act as a platform for the operation of a suite of task specific, Sonsub built tools and equipment.

KEY FEATURES

150 HP

High Voltage Power Drive System

Single Titanium Control Canister

Increased Power & Thrust: 1,000Kg horizontal / 650Kg vertical

Top Hat Drum TMS (Tether Management System)

Schilling Titan III 7-function Manipulator

Schilling Rigmaster 5-function Manipulator

Dynamic Positioning (Estimated Accuracy ± 10 cm)

Standardisation of Control System Components

Ring Laser Gyro

Enhanced Control, Diagnostics, System Monitoring

(Option for Zone II certification)

Sonsub



Saipem

INNOVATOR™

VEHICLE

Dimensions:
Height: 195cm
Width: 152cm
Length: 297cm
Vehicle weight in air: 3,700Kg

DEPTH RATING

Depth 3,500m

THRUST PERFORMANCE

Forward: 1000Kg
Astern: 1000Kg
Vertical: 480Kg
Lateral: 1000Kg
Turning rate: 40° per second minimum

POWER PACK

200HP electric motor, 150 Total Shaft
Output Dual Motor

POWER REQUIREMENT

500Kva, 440V, 60Hz

MOVABLE LIFT POINT PROPULSION SYSTEM

(7) RHL fixed displacement hydraulic
thrusters 38cm thruster Nozzels.
Power Source: 4500VAC, 3-phase, 60 Hz
supply.

CONTROL CANISTER

Single Titanium Control Canister containing
Subsea Computer and Control System on a
slide in tray, Fiber Optic Gyroscope
(±0.7° accuracy), Fiber Optic Multiplexer.

SEVEN FUNCTION MANIPULATOR

Schilling Titan III 7-function Master/Slave
manipulator with Cartesian control.

FIVE FUNCTION GRABBER

Schilling RIGMASTER Grabber or
TA16 Slingsby.

TETHER MANAGEMENT SYSTEM (TMS)

Tophat drum type
Diameter: 216cm
Height: 193cm
Tether Capacity:
Standard: Up to 350m
Optional: 850m or 1000m
Through-frame Lift:
System rated for Vehicle weight plus
2000Kg Winch wire rated for vehicle plus
10,000Kg Soft Dock System

LAUNCH & RECOVERY SYSTEM

Winch Height: 404cm
Winch Width: 290cm
Winch Length: 356cm
Winch Weight (without umbilical):
11,800Kg
Winch Line Pull: 15 Te
A-Frame Width: 316cm
A-Frame Length (inboard): 606cm
A-Frame Length (outboard): 1010cm
A-Frame Height: (operating max): 880cm

Weight: 23 Te
Rating and Capacity:
SWL operating w/ boom extended:
15 Te
SWL operating w/ boom retracted:
25 Te

Umbilical:
Diameter: 33 mm
SWL: 28.8 Te
Breaking Strength:
70 Te
Weight in air: 4120Kg/Km
Weight in water:
3220 Kg/Km
Bend Diameter: 107 cm

CONTROL CABIN

Dimensions:
Height: 2.6m
Width: 2.44m
Length: 6.1m
A60 Rated

WORKSHOP

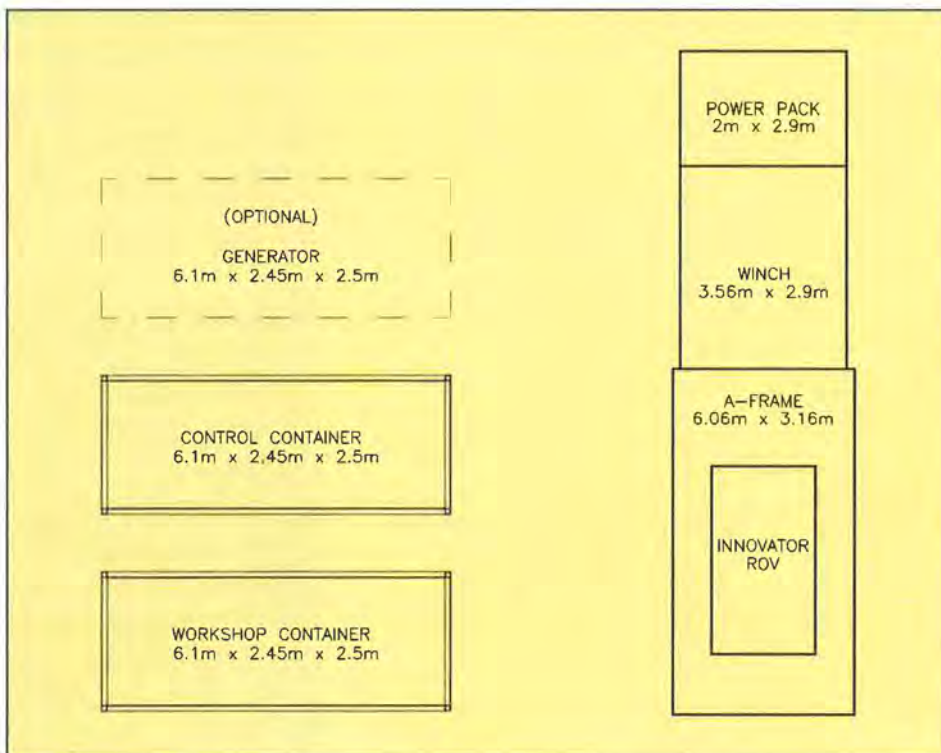
Dimensions:
Height: 2.5m
Width: 2.44m
Length: 6.1m

TOOL OPTIONS

- (a) Cable cutter including intensifier
- (b) Disc cutting wheel
- (c) Impact wrench
- (d) Low profile ratchet wrench
- (e) Dredge unit (hydraulic)
- (f) Soft line cutter
- (g) AAD arm
- (h) Various inspection package

MANIPULATOR OPTIONS

- (a) Slingsby TA40 7 function
- (b) Slingsby TA16 grabber
- (c) Schilling Rigmate grabber
- (d) Schilling Titan III



SPECIFICATION SUBJECT TO CHANGE WITHOUT NOTICE

"Whilst every effort is made to ensure all information in this document is accurate no responsibility will be accepted by Sonsub for inaccuracies of any kind."

Sonsub Ltd.

Tern Place, Denmore Road, Bridge of Don
Aberdeen AB23 8JX United Kingdom
Tel: +44 1224 843434 Fax: +44 1224 843435

Sonsub International Pty. Ltd.

35 Loyang Crescent, 4th Floor
Singapore, 509012
Tel: +65 6545 0477 Fax: +65 6545 0377

Sonsub S.p.A.

Via Galileo Ferraris, 14, 30175 Marghera
Venezia, Italy
Tel: +39 041 2916 311 Fax: +39 041 5321 194

Sonsub A/S

Tangen 10, N-4070 Randaberg, Stavanger, Norway
Tel: +47 51 41 43 00 Fax: +47 51 41 43 39

Sonsub Inc.

15950 Park Row, Houston, Texas, 77084 USA
Tel: +281 552 5600 Fax: +281 552 5910

www.sonsub.com

	<p>Ontwerp voor het kabelleggen project: GWS Offshore NL1 Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH</p>	
---	--	--

Bijlagen

6 Nexans kabel

**Design data for TKFA 170 kV 3x1x1200 mm² KQ****240 MW**

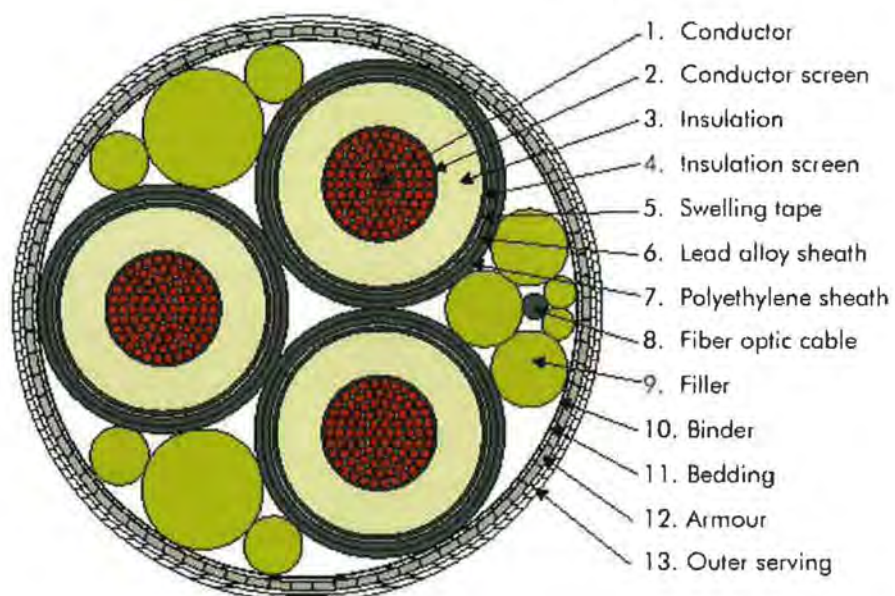
Conductor	Diameter of conductor Round stranded compressed copper conductor of 91 wires filled with a semiconducting compound	42.7 mm
Conductor screen	Extruded layer of semiconducting crosslinked polyethylene	
Insulation	Nominal thickness Diameter over insulation Extruded layer of insulating crosslinked polyethylene (XLPE)	18.0 mm 81.7 mm
Insulation screen	Extruded layer of semiconducting crosslinked polyethylene	
Longitudinal water-block	Semiconducting water-swellaable tape	
Lead sheath	Nominal thickness The sheathing material is lead alloy	2.8 mm
Inner sheath	Nominal thickness Extruded sheath of semiconducting polyethylene	2.6 mm
Laying up	The cores are laid up. Polypropylene yarn fillers and one fibre optic cable are located in the interstices between the cores.	
Armour bedding	Polypropylene yarn and bitumen	
Armour	Shape of armour wires Dimension of armour wires Number of armour wires Galvanised steel wires	flat 8.5x3.5 mm 79
Outer serving	Two layers of polypropylene yarn and bitumen	
Diameter	Diameter of cable, approx.	234 mm
Weight	Total weight of cable, approx.	106 kg/m

Mechanical data for TKFA 170 kV 3x1x1200 mm² KQ**240 MW**

Bending radius	Minimum permissible bending radius during laying	3.6 m
Pulling tension	Maximum permissible pulling tension	≈ 100 kN

**Electrical data for TKFA 170 kV 3x1x1200 mm² KQ****240 MW**

Current rating	Current rating in seabed	925 A	
Conductor temperature	Max. permissible conductor temperature	90 °C	
Ambient conditions	Max. burial depth in seabed	1.0 m	2.5 m
	Max. ambient temperature for the cable in seabed at burial depth	15 °C	10 °C
	Max. thermal resistivity of seabed	0.90 K.m/W	0.75 K.m/W
Frequency	Frequency	50 Hz	
Short circuit current	Permissible thermal short circuit current for 1 second: - in the conductor - in the lead sheaths	170 kA 3x19 kA	
Rated voltage	Rated RMS system voltage (U)	150 kV	
	Rated RMS voltage between conductor and screen (U ₀)	87 kV	
Highest voltage	Highest continuous RMS system voltage (U _m)	170 kV	
Basic insulation level	Lightning impulse withstand voltage (1.2/50 µsec.)	750 kV	
Electrical stress	Maximum electrical stress in insulation at rated voltage U ₀	6.5 kV/mm	
Conductor resistance	Max. d.c. resistance at 20 °C	0.0151 Ω/km	
	Max. a.c. resistance at 90 °C	0.0247 Ω/km	
Cable impedance	Cable impedance at 925 A	0.047 + j0.11 Ω/km	
Capacitance	Capacitance between conductor and screen	0.24 µF/km	
Charging current	Charging current at 150 kV	6.5 A/km	
Loss angle	Maximum value at ambient temperature and rated voltage	0.001	
Losses	Losses at 150 kV and 925 A:		
	- conductor losses	3x21.1 W/m	
	- dielectric losses	3x0.6 W/m	
	- sheath losses	3x10.7 W/m	
	- armour loss	24.1 W/m	
	Total losses per cable	121.3 W/m	
Voltage drop	Voltage drop at 240 MW (925 A) and 36 km	1.8 %	


TKFA 170 kV 3x1x1200 mm² KQ


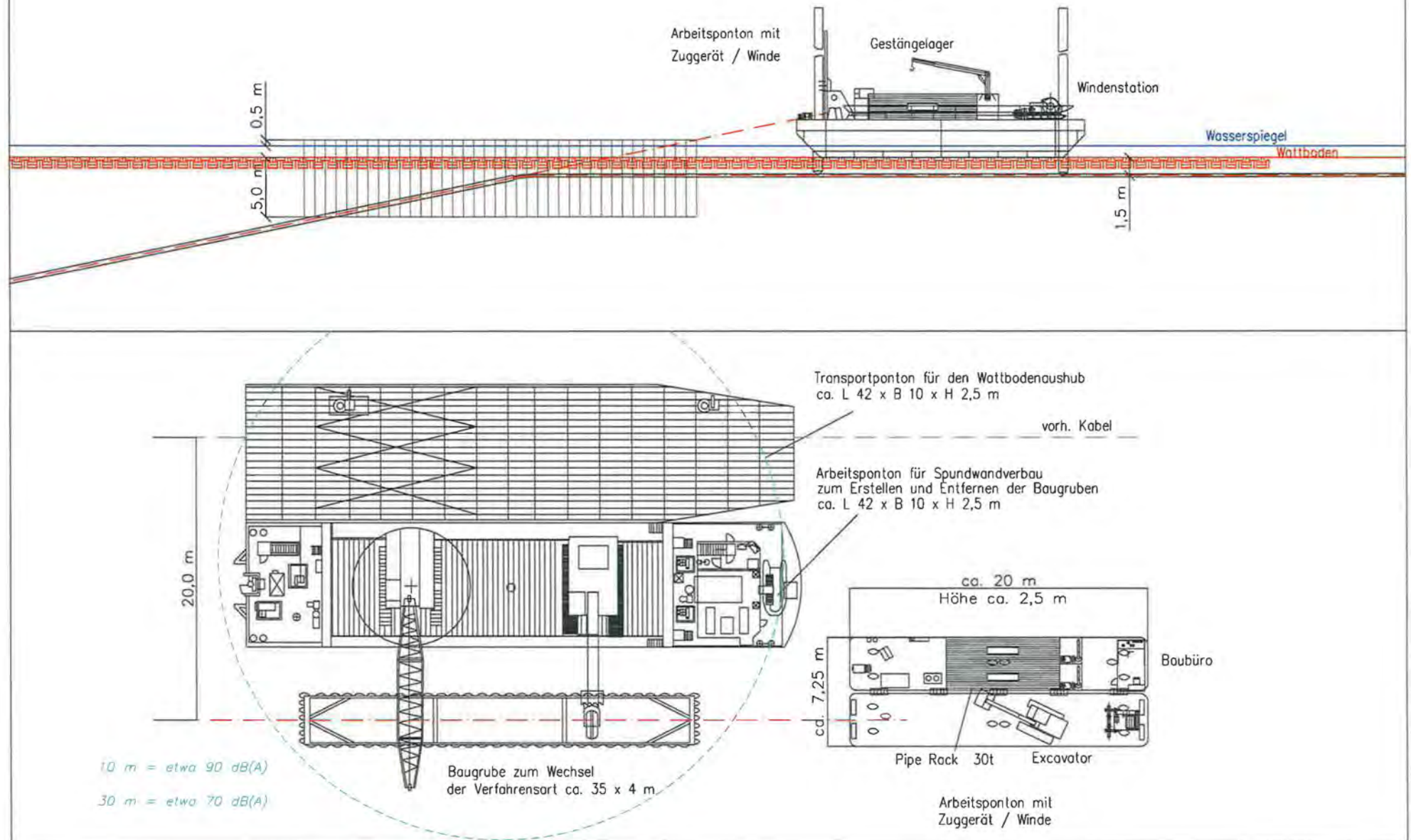
No.	Constituents	Nominal thickness mm	Nominal diameter mm
1	Conductor, stranded copper wires, watertight		42.7
2	Conductor screen, semiconducting XLPE		
3	Insulation, XLPE	18.0	81.7
4	Insulation screen, semiconducting XLPE		
5	Semiconducting swellable tape		
6	Lead alloy sheath	2.8	93.3
7	Inner sheath, semiconducting polyethylene	2.6	
8	Fiber optic cable		10
9	Polypropylene yarn fillers		
10	Binder tape		
11	Bedding, polypropylene yarn and bitumen		
12	Armour, galvanized flat steel wires	8.5x3.5	
13	Outer serving, polypropylene yarn and bitumen		234

	<p>Ontwerp voor het kabelleggen project: GWS Offshore NL1 Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH</p>	
---	--	--

Bijlagen

7 Tekening kabel leggen 1

Systemskizze am HDD – Austrittspunkt im Watt

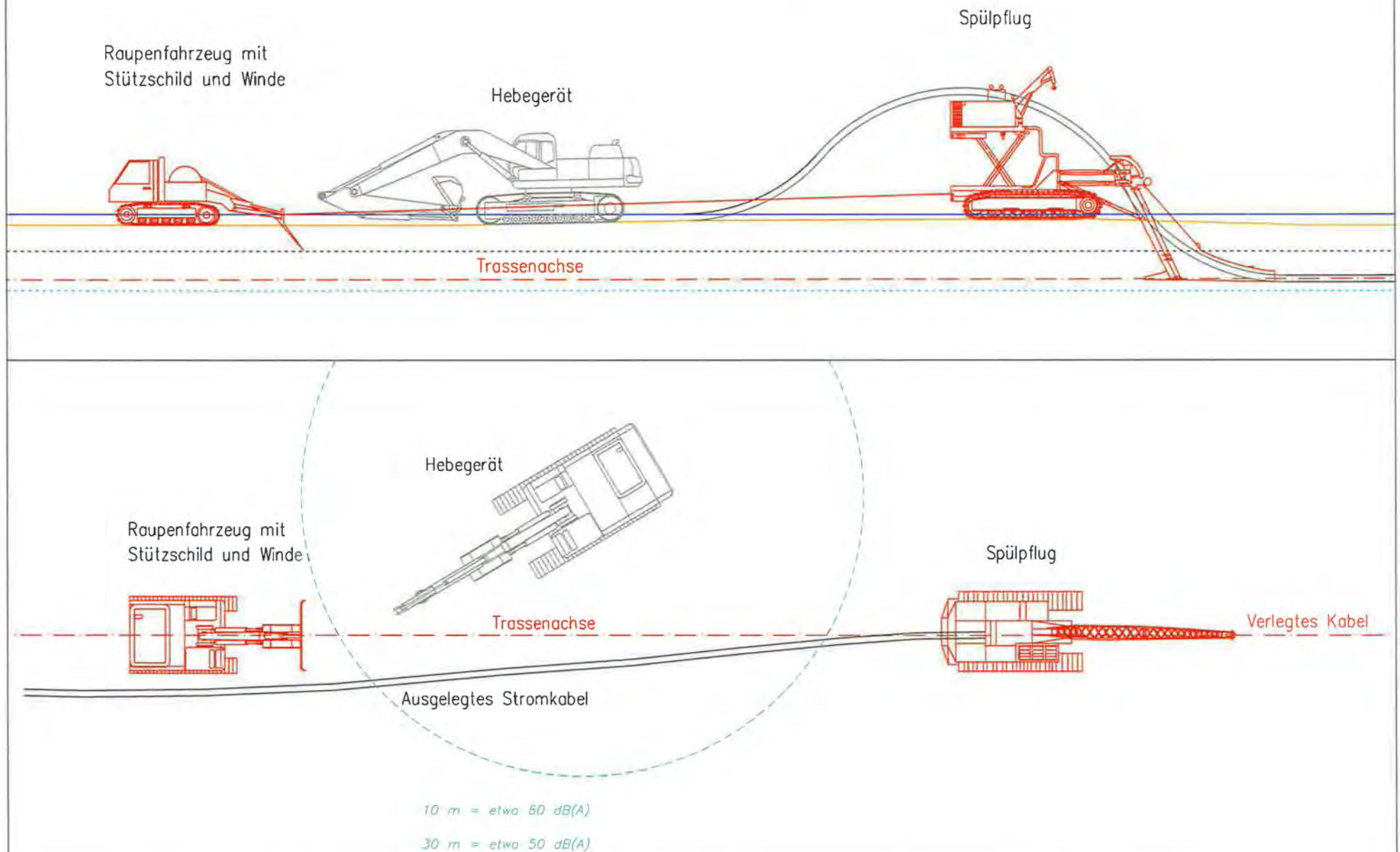


 GLOBAL	Ontwerp voor het kabelleggen project: GWS Offshore NL1 Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH	
---	---	--

Bijlagen

8 Tekening kabel leggen 2

Systemskizze für Arbeiten im Wattenmeer mittels Kabelverlegepflug

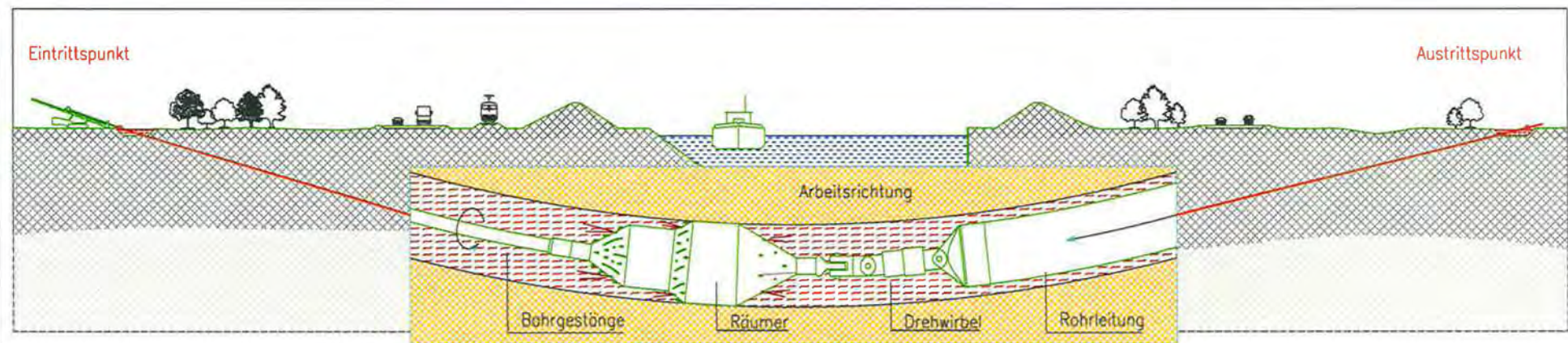
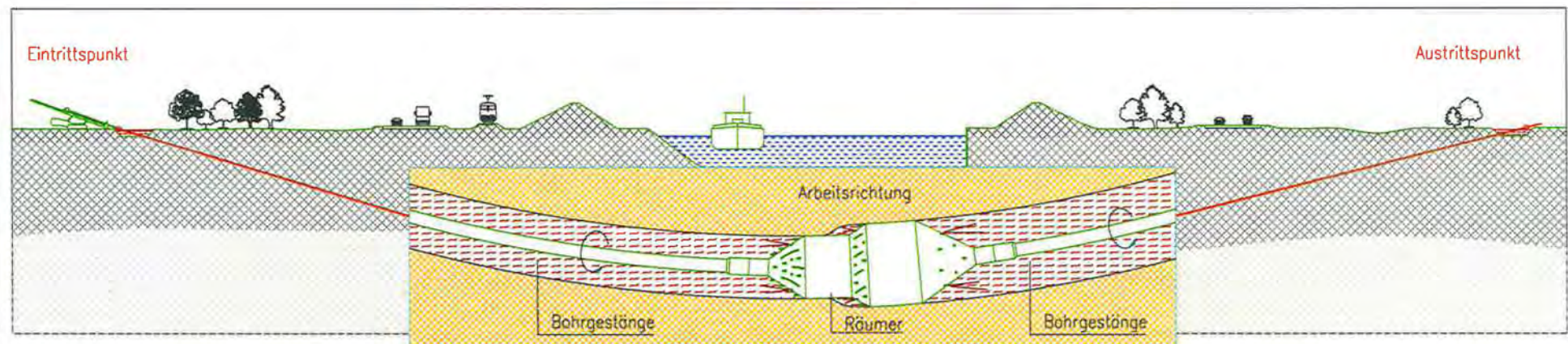
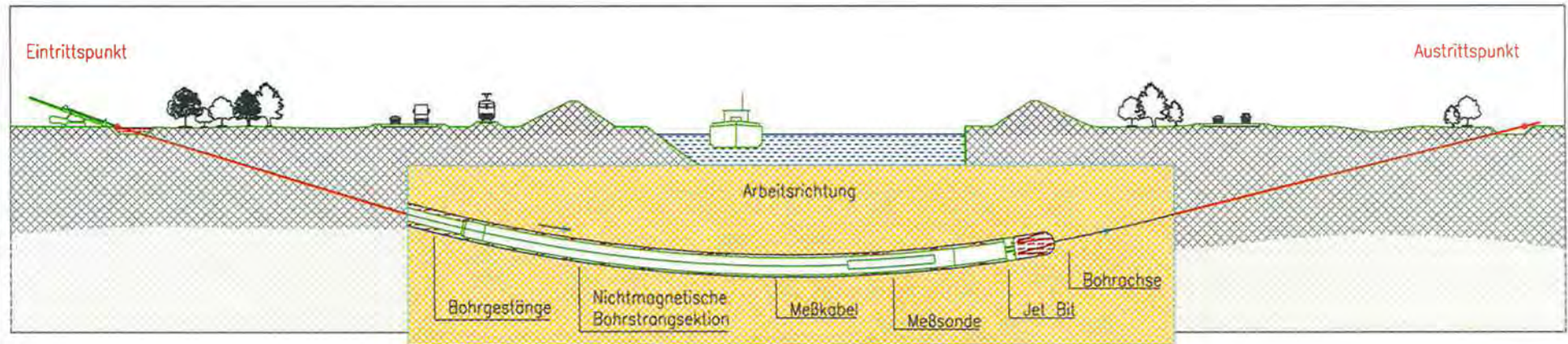


	Ontwerp voor het kabelleggen project: GWS Offshore NL1 Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH	
---	---	--

Bijlagen

9 Tekening boring

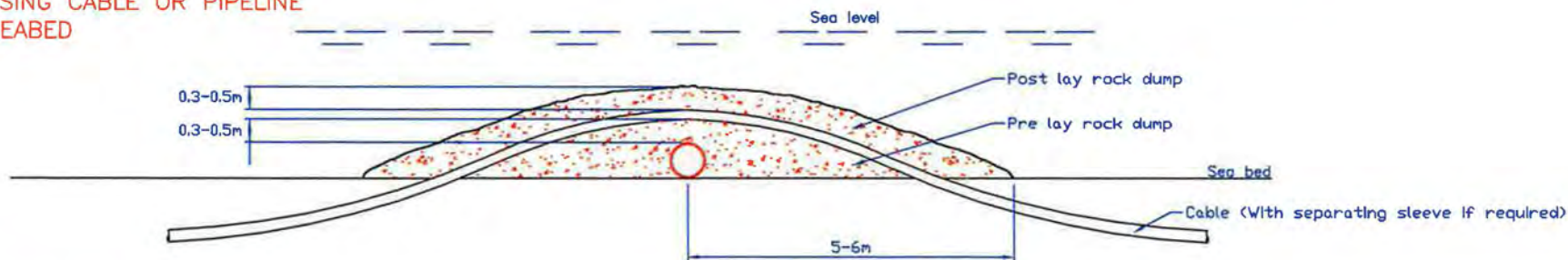
Systemskizze der Arbeitsschritte bei HDD – Bohrungen



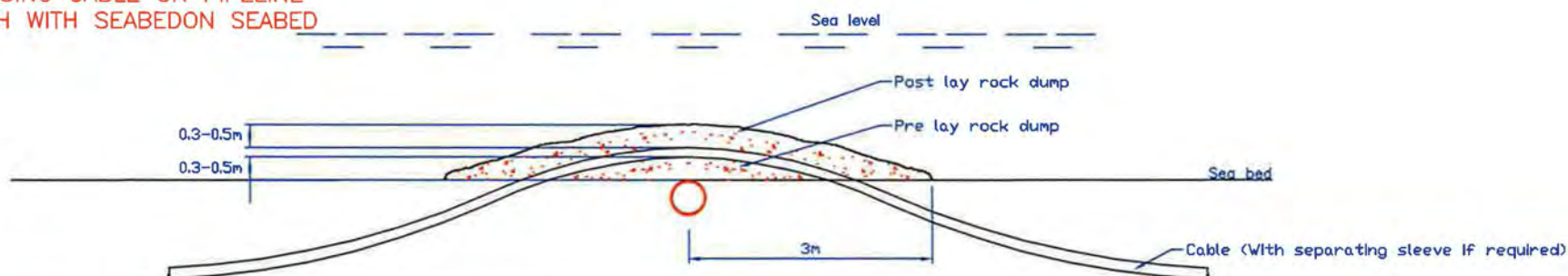
	<p>Ontwerp voor het kabelleggen project: GWS Offshore NL1 Project-uitvoerende organisatie: Global Wind Support GmbH</p>	
---	--	--

Bijlagen
10 Tekening kabel kruising

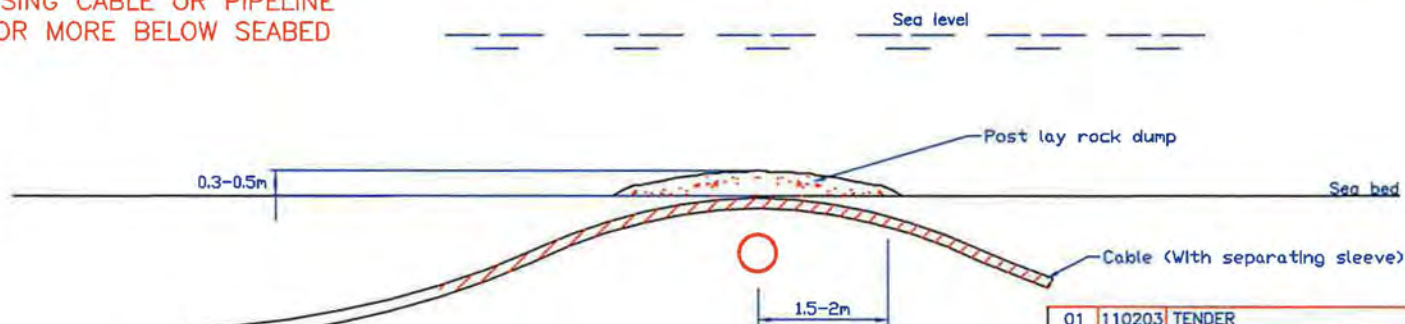
CROSSING CABLE OR PIPELINE ON SEABED




CROSSING CABLE OR PIPELINE FLUSH WITH SEABED ON SEABED



CROSSING CABLE OR PIPELINE 2ft. OR MORE BELOW SEABED



01	110203	TENDER							
ISSUE	DATE	REASON FOR ISSUE	DRAWN BY	PREPARED	CHECKED	APPROVED	CHECKED	APPROVED	
SCALE	FRAME :	PROJECTION	NEXANS NORWAY AS				CLIENT		
CLIENT:			DRAWING TITLE:						
CLIENT'S DRAWING NO.:			TYPICAL CROSSING OF BURIED PIPELINE ROCK DUMPING						
CONTRACT NO.:		DOCUMENT CATEGORY:							
			NEXANS DRAWING NO.:				SHEET		
			125494				1		