

# SEATWIRL – DEMONSTRASJONSANLEGG I BOKN

NETTILKOBLING – KONSEPTDESIGN –  
MILJØPÅVIRKNING



ADRESSE COWI AS

Richard Johnsens gate 12

4021 Stavanger

Postboks 8034

4068 Stavanger

Norway

TLF +47 02694

WWW cowi.com

# SEATWIRL – DEMONSTRASJONSANLEGG I BOKN

NETTILKOBLING – KONSEPTDESIGN –  
MILJØPÅVIRKNING

PROJEKTNR.

A224934

DOKUMENTNR.

0003

VERSION

1

UDGIVELSESDATO

21.04.16

BESKRIVELSE

Final

UDARBEJDET

KELA

KONTROLLERET

JOCN/NRRU

GODKENDT

EDJN

# INNHOOLD

1	Oppsummering	7
2	Bakgrunn	8
3	Nettilkobling – Konseptdesign	9
3.1	Generelt	9
3.2	Elektrisk hoved diagram	10
3.3	Sjøkabelen	10
3.4	Landinntak	15
3.5	Landanlegget	16
4	Miljøpåvirkninger	18
4.1	Sjøkabelen	18
4.2	Landinntak	23
4.3	Landanlegget	24
5	Referanser	26

Forkortelse	Definisjon
KUF	Kabelutlegningsfartøy
CPS	Cable Protection System (Mekanisk beskyttelse av kabler)
MBR	Minimum Bøyningradius (Av kabler)
HO	Hangoff – Festeklemme hvor sjøkabelens stålarmering tas ut og festes til vindturbinenes konstruksjons for å sikre at kabelen ikke trekkes til havbunnen.
VAWT	Vertikalakset flytende vindturbin
PLGR	Pre lay Grapnel Run (Removal of debris from seabed)

# 1 Oppsummering

Dette notat adressere et overordnet konseptdesign av den elektriske infrastruktur for nettilkobling av en flytende 1 MW demonstrasjonsvindturbin samt en vurdering av miljøpåvirkningene under installasjon, drift og avvikling.

Vindturbinens operasjonelle levetid er planlagt til 5 år før den avvikles.

Det elektriske anlegg vil bestå av ca. 900m sjøkabel enten lagt på sjøbunnen med beskyttelses ved betongmadrasser, plastrør eller stone back, alternativt nedgravd ca. 1.5 m i havbunnen. Kabelen vil være fritt hengende mellom vindturbinen og sjøbunnen hvor flyteelementer vil sikre at kabelen ikke blir overbelastet.

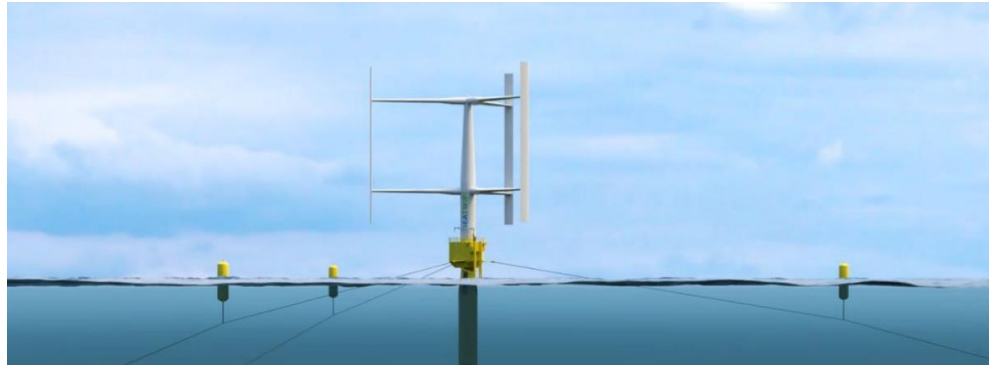
Sjøkabelen føres til land via et ca. 20-40 m nedgravet PE eller stålrør i ca. 1,5 m dybde ved kysten. Deretter installeres sjøkabelen i en alminnelig kabelgrøft frem til en eksisterende 22 kV nettstasjon hvor den kobles til enten en reserve eller ny bryter.

De permanente miljøpåvirkningene vil være begrenset til eventuelle etterlate betong eller stone-backs på havbunnen. Kabelen vil bli fjernet etter demonstrasjonsperioden er utløpt.

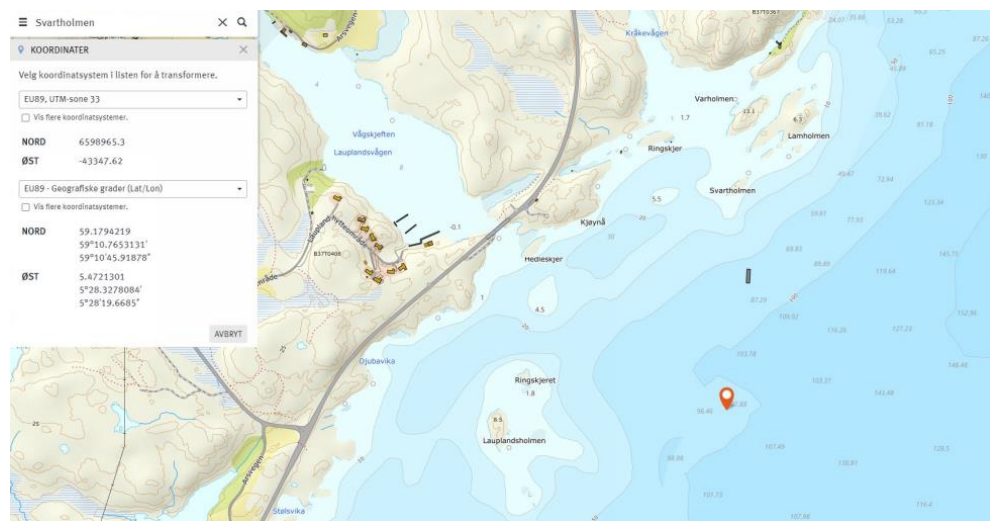
Miljøpåvirkningene under installeringen vil være begrenset til nedgravningen av kablene i sjøbunnen, samt utlegningen av eventuelle betongmadrasser eller stone backs over sjøkabelen.

## 2 Bakgrunn

Det planlegges et demonstrasjonsanlegg for offshore vindkraft i Bokn kommune i Rogaland. Det omsøkte anlegget vil bestå av 1 stk. vertikalakset flytende vindturbin (VAWT) med en effekt på 1 MW, utviklet av selskapet SeaTwirl. COWI har i denne forbindelse utført støyberegninger i prosjektet samt utarbeidet nærværende konseptdesign for den elektriske tilkoblingen av VAWT og en kortfattet beskrivelse av miljøpåvirkningene ved installasjon og drift.



Figur 1. Figur av vertikalakset vindturbin [1]



Figur 2. Angitt VAWT plassering i Bokn kommune [1]

Der er ikke utført tilstrekkelige geotekniske/fysiske undersøkelser av sjøbunnen ved VAWT, langs kabelkorridoren eller ved landinntaket. Konseptdesignet beskriver derfor forskjellige installasjonsmetoder, som kan fastlegges i en senere detaljerte prosjektering av sjøkabelanlegget.

## 3 Nettilkobling – Konseptdesign

### 3.1 Generelt

Vindturbinen er planlagt ca. 600-650 m fra kystlinjen og tilkoblet det elektriske fordelingsnett i en eksisterende 22 kV nettstasjon med en sjøkabel. Sjøkabelen forventes å bli fremført helt til koblingsstasjonen og har en ca. trace lengde på 980 m fordelt på

- 270 m fleksibel kabel ved vindturbinen
- 650 m kabel på/i sjøbunn<sup>1</sup>
- 60 m på land til nettstasjonen

Kabelanlegget er planlagt for en 5 års demonstrasjonsperiode, hvoretter anlegget tas ut av drift og materialene fjernes.

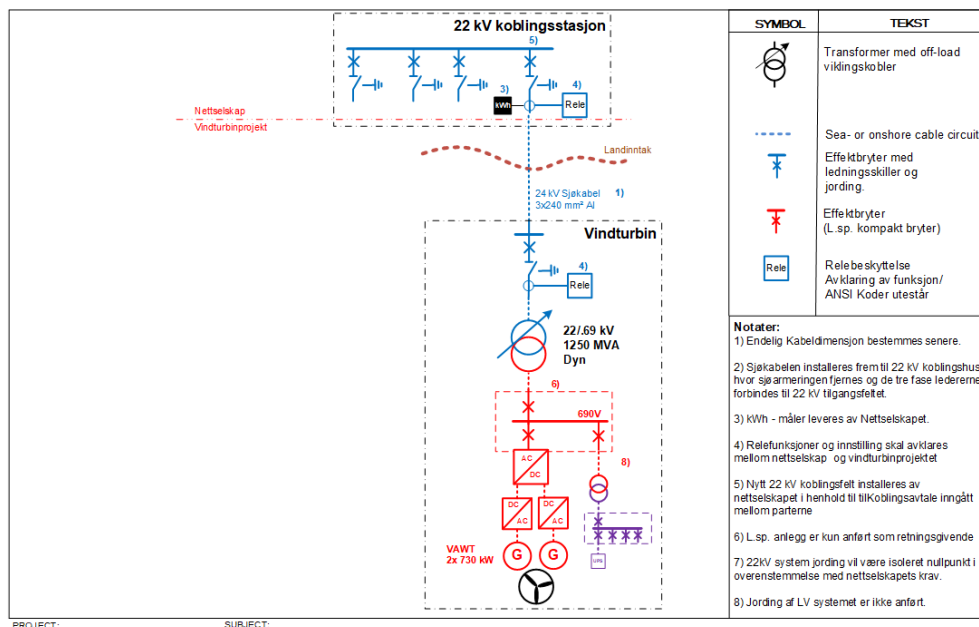


Figur 3 - Demonstrasjon site plan

<sup>1</sup> Samme kabeltype anvendes for den fleksible og fikserte lengde da samlet rute er mindre enn 1 km.

### 3.2 Elektrisk hoved diagram

Nettilkoblingen av den 1 MW vindturbinen planlegges utført i henhold til det elektriske enlinjeskjema under. Den endelige utforming og detaljer vil bli avklart i prosjekteringsfasen, hvor også det lokale nettselskap vil bli rådført.



Figur 4 – Enlinjeskjema

### 3.3 Sjøkabelen

Vindturbinens maksimale produksjon er 1 MW, svarende til en strøm ≈26 A ved effektfaktor cosΦ= 0,95..1.0 og 22 kV driftsspennning.

Grunnet den beskjedne strømmen er kabelens lederdimensjon ikke bestemt av den maksimale overføringsevnen. Det skal sikres at lederne har tilstrekkelig stor kortslutningsholdbarhet. Kortslutningsnivået på den eksisterende nettstasjonen er ikke oppgitt, men utfra en antagelse om at 22 kV koblingsanlegget er konstruert for 20 kV, 1s kortslutningsnivå<sup>2</sup> kan ledertverrsnittet antas i størrelsesorden 240 mm<sup>2</sup> Al eller 150 mm<sup>2</sup> Cu jf. tabell til høyre.

En mulig konstruksjon av 22 kV sjøkabelen er oppgitt i tabellen under. Den endelige utforming vil bli fastlagt når leverandøren av kabelanlegget er valgt.

**Table 15**

**Max. short-circuit current on the conductor during 1 s, kA**

Cross section	Conductor temperature before the short-circuit			
	Aluminium conductor		Copper conductor	
mm <sup>2</sup>	65°C	90°C	65°C	90°C
25	2.6	2.4	3.9	3.6
35	3.6	3.3	5.5	5.0
50	5.2	4.7	7.8	7.2
70	7.2	6.6	11.0	10.0
95	9.8	9.0	14.9	13.6
120	12.4	11.3	18.8	17.2
150	15.5	14.2	23.5	21.5
185	19.2	17.5	29.0	26.5
240	24.8	22.7	37.6	34.5
300	31.1	28.3	47.0	42.9
400	41.4	37.8	62.7	57.2

Figur 5 ABB Cable - Tillatt kortslutningsstrøm

<sup>2</sup> Et bedste bud. Dette skal afklares nærmere med el-selskabet



<b>Kabeltyper</b>	
<p>22 kV kabelen vil være et 3-lederkabel med stålarmering som gir mekanisk beskyttelse samt sikre tilstrekkelig mekanisk styrke i forbindelse med utlegningen av kabelen.</p>	
<b>Fleksibel</b>	<b>Fikserte</b>
<p>Example of 46 kV submarine dynamic cable</p> 	
<p>Fritt hengende mellom den flytende vindturbinen og sjøbunnen prosjektert for vedvarende dynamisk stresspåvirkninger i driftsperioden.</p>	<p>Utlagt på havbunden enten nedspylt i ca. 1-2 m dybde eller beskyttet med rør, sten eller betongmadrasser for å fikse kabelens plassering.</p>
<p>Leder isolasjon: XLPE eller EPR (bedre egenskaper mht. vannisolasjon, men tyngre og prismessig dyrere.</p>	<p>Leder isolasjon: XLPE</p>
<p>Cu leder: Større utmattelses holdbarhet i forhold til dynamiske påvirkninger. Høyere pris.</p>	<p>AL ledere: Al er oftest mest økonomisk attraktivt.</p>
<p>To lag galvaniserte stålarmering.</p>	<p>Et lag galvaniserte stålarmering</p>
<p>Omtrentlige dimensjoner: Ø115-130 mm, 22-30 kg/m.</p>	<p>Omtrentlige dimensjoner: Ø115-120 mm, 17-22 kg/m</p>

Figur 6 - Kabel typer

Bilag A Kabelspesifikasjon Unitech viser en mulig konstruksjon av de dynamiske kabel som eventuelt kan anvendes for det fleksible og fikserte kabelanlegg. Et tverrsnitt av kabelen er også illustrerte ved figur til høyre.

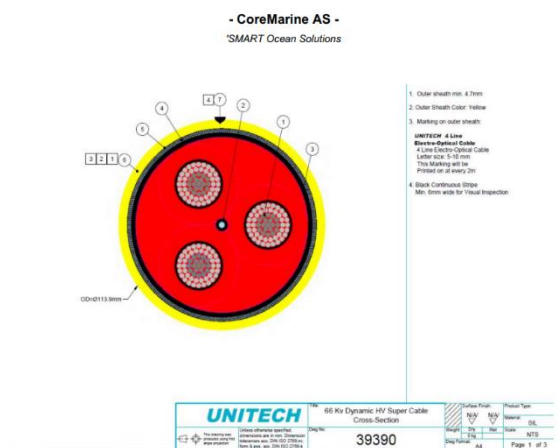
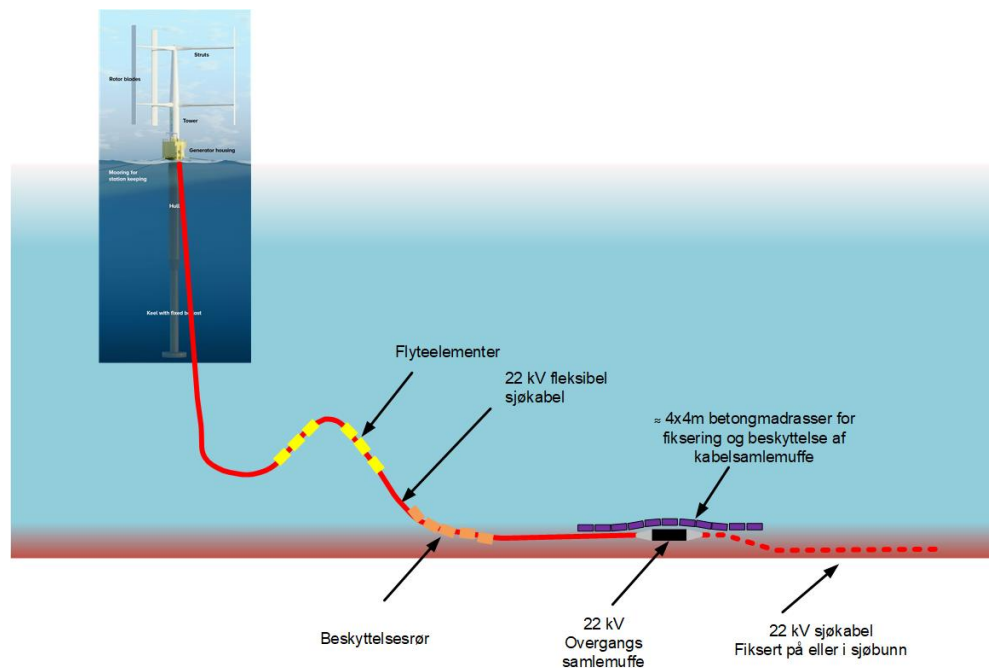


Figure 5.2 Cable Cross Section

Det overordnede prinsippet for kabelinstallasjonen ved VAWT er illustrerte nedenstående.

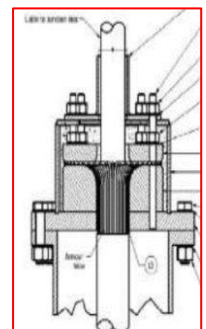


Figur 7 – Fleksibelt kabelarrangement ved VAWT

Det fleksible sjøkabelen vil være fritthengende mellom vindturbinen og sjøbunnen. Spesielt prosjekterte flyteelementer installeres midtveis for å sikre at kabelen ikke overbelastes ved overbøyning. Det fleksible kabelen vil ha supplerende mekanisk beskyttelsesrør installerte på den lengde hvor kabelen vil være i bevegelse når vindturbinen flytter seg vertikalt eller horisontalt. Prinsippene for et eventuelt frakoblingsarrangement av sjøkabelen i tilfelle av en av forankringsankerne svikter vil bli fastlagt i den detaljerte prosjektering av anleggets utforming.

Overgangen mellom den fleksible og fikserte sjøkabelen sikres ved en samlemuffe hvor lederne, den fiberoptiske kabelen og armeringen sammenkobles. Sjøkabelmuffen kan enten utføres som en fabrikk muffe eller som en samlemuffe som skal etableres offshore på et skip og nedlegges på havebunden.

Fabrikk muffen kan utføres med stort sett samme diameter som kabelene og med samme trekkstyrke.



Figur 8 Hang-off for fiksering av sjøkabel i VAWG

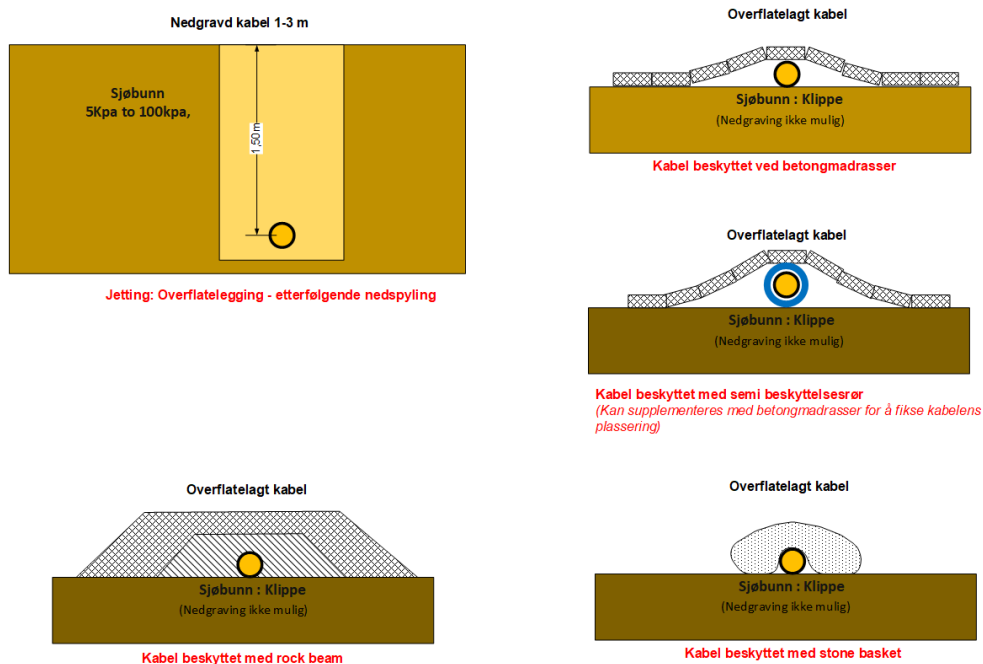
Omkostningene til type og utviklingstest av de to kabel typer samt en spesielt designet samlemuffe vil være betydelige. Videre vil produksjonsomkostningene for de relative korte lengdene være uforholdsmessige høye (da startomkostninger og rutine i fabrikken er stort sett uavhengig av kabellengden).

Dette kan føre til, at det pga. den korte kabellengde er økonomisk attraktivt at den fikserte kabel seksjon også utføres med det fleksible kabeldesign.

Etterfølgende antagelser, at sjøkabelen produseres og levers i en samlet lengde bestående av en fleksibel kabelseksjon, fabrikkss samle muffe, fikserte kabel seksjon. (Eller i en samlet lengde med en fleksibel kabel konstruksjon)

Utlegningsoperasjonen og den endelige plassering/beskyttelse av kabelanlegget vil stort sett være uendret så lenge den fleksible kabelkonstruksjon brukes for hele sjøkabel anlegget.

Den fikserte sjøkabelen installeres i eller på havbunnen vil enten bli nedgravet (nedspylt) eller beskyttet med betongmadrasser, beskyttelsesrør eller stonebacks plassert over det overflatelaget kabel. I spesielle tilfeller kan et supplerende beskyttelsesrør bli anført. Prinsippene og et foreløpig arrangement er vist under. Valget av installasjonsmetode skal også tilgodese at dette er et demonstrasjonsprosjekt med en begrenset varighet. En enkel fjerning og bortskaffelse av anlegget bør derfor påtenkes. Krav fra fiskerierogisasjoner bør likeledes overveies.



Figur 10 Mulige kabelinstalleringsmetoder



CapJet owned by Nexans

Figur 11 Nedspyling ROW



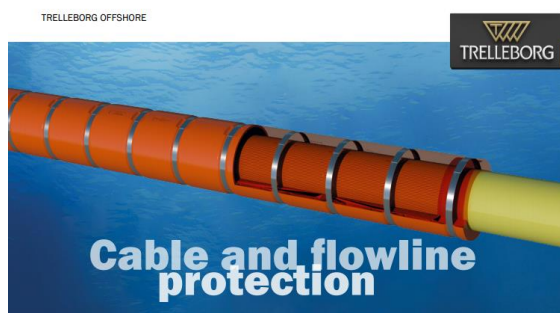
Figur 9 Stonebacks



Figur 13 Utlegging av betongmadrasser



Figur 12 Beskyttelsesrør, kabel med betongmadrass



Figur 14 Beskyttelsesrør (monterte på KUF før utlegging)



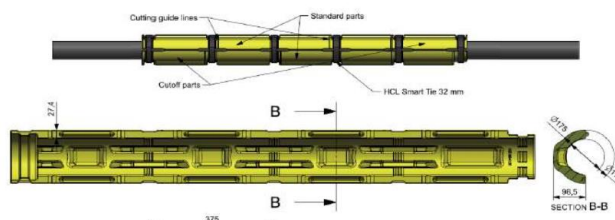
Figur 15 Nedspyling av kabel- prinsipp

### 5.6 TDP CABLE PROTECTION COVERS.

Plastic ballasted Protection covers are proposed for the TDP section, to avoid degradation of cable cover by soil friction.

Table 5.6-1 Protection Covers Characteristics

Technical Data:	
Length of half shell:	1580 mm +/-12
Build length of half shell:	1500 mm +/- 12
Weight of half shell in air:	10,5 kg
Band weight in air:	0,1 kg
Band length:	850 mm
No. of bands:	2,72 per meter + 15 % spare (3,13 per meter)
Max recommended input torque:	10 Nm (See tables below)
Weight of protection per meter:	14 kg
Submerged weight per meter:	1,5 kg (in sea water with density 1,025 kg/dm3)
Min/max cable OD:	95-115 mm
Tensile strength:	20 MPa
100% Modulus:	6,8 MPa
Elongation at Break:	380 %
Tear Strength:	65 N/mm
Hardness:	85 Shore A +/-5

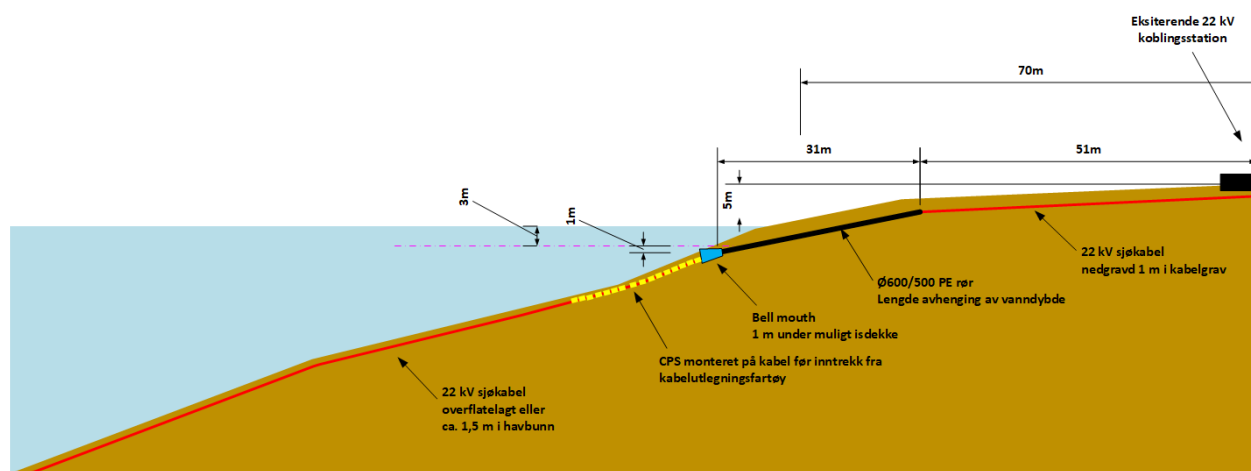


Figur 16 Kabel beskyttelsesrør ved sjøbunn/fleksibelt kabel seksjon

## 3.4 Landinntak

Landinntaket tenkes utført ved et PE-rør nedgravet og sikret i god tid før sjøkabelen installeres. PE-røret vil gi et sikkert inntrekk og bør nedgraves til en vanddybde ca. 1 m under det maksimale isdekke<sup>3</sup> hvor PE røret er det montert en bell-mouth for at kunne motta sjøkabelen under inntrekningen.

Det overordnede prinsipp er illustrerte nedenstående:



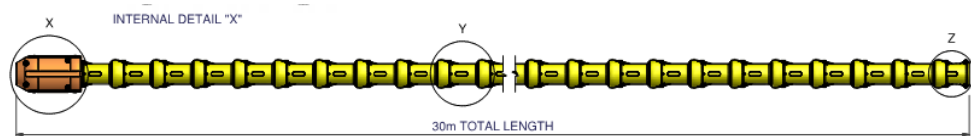
Figur 17 - Landinntak

I forbindelse med kabelinntrekket vil sjøkabelen bli montert et CPS (Plast eller metal) ca. 10-20 m for beskyttelse mot overbøyning og supplerende mekanisk beskyttelse av kabelen i dens levetid. Ytterligere fiksering av CPS og kabel ved

<sup>3</sup> Dette for at sikre at større is formasjoner ikke kan komme i kontakt og beskadige sjøkabelen.

stonebacks eller betongmadrasser kan eventuelt utføres i ettertid og skal vurderes i forhold til vannstrømmen i området.

Ferdigstilling av røret og bellmouth gjøres i god tid før sjøkabelen installeres er anbefalt.



Figur 18 – Cable Protection System (Mekanisk beskyttelse mod overbøjning)

Sjøkabelen kan forankres ved en landfast ankerklemme installerte umiddelbart før PE røret. Nødvendigheten og detaljene for et slikt arrangement vil bli avklart i prosjekteringsfasen. Ankerklemmen vil bli overdekket som det resterende landkabel.



Figur 19 – Forankring av søkablet på land

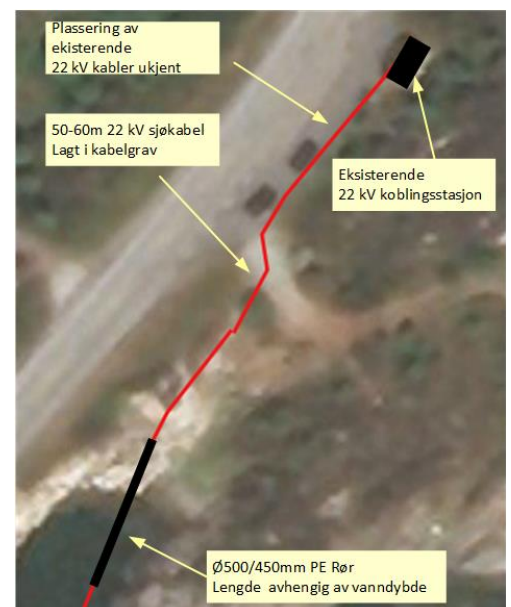
### 3.5 Landanlegget

Kabelanlegget på land vil bli etablerte i en åpen kabelgrav med tilstrekkelig nedgravningsdybde for at gi tilstrekkelig beskyttelse. En foreløpig korridor er skisserte i figuren til høyre. Der er ikke tatt hensyn til eventuelle eksisterende kabler i området.

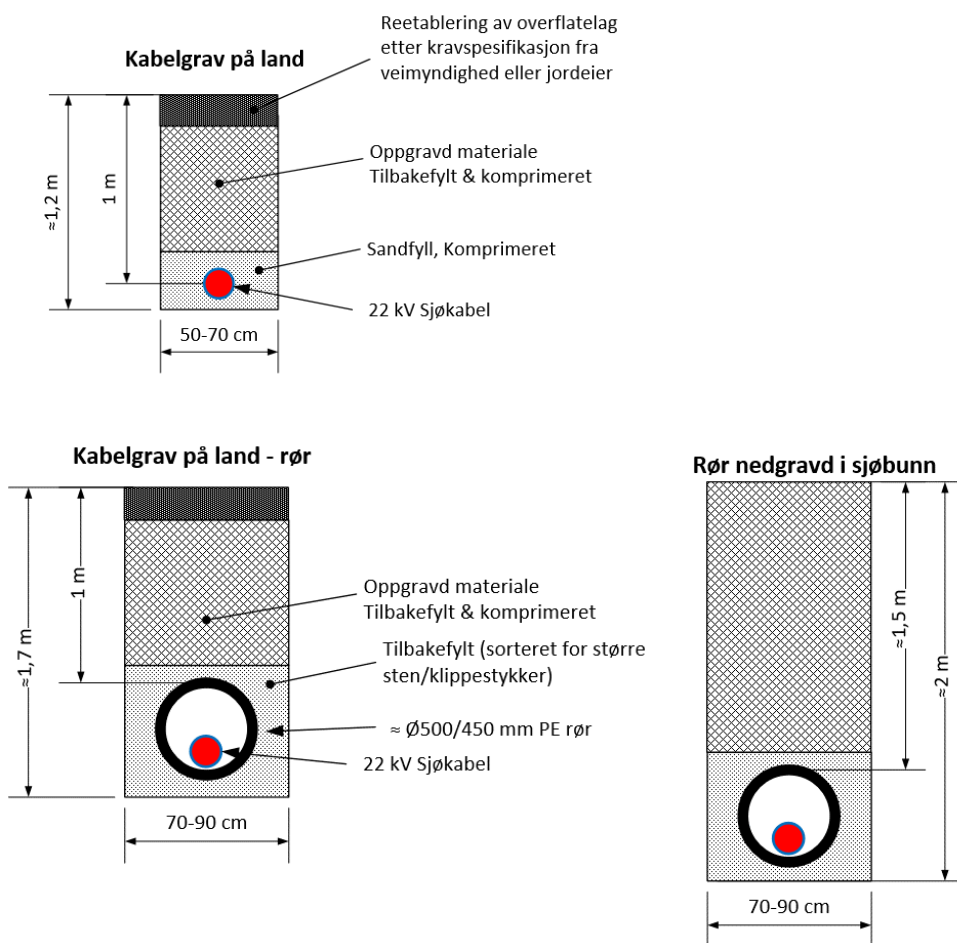
Kabelen vil bli uttrukket på kabelruller og tildekket med sandfyll for de første ca. 40-50 m, hvoretter kabelen vil bli trukket gjennom et PE-rør som påbegynnes ca. 5 m fra vannkanten. PE-røret installeres og tildekkes i god tid før kabelen skal installeres. Lengden av PE-røret er omtrent 50 m, men vil være bestemt av havbunnens dybde.

Nedenstående tverrsnitt illustrere utformingen av gravene for kabel og PE-rør.

Der henvises videre til Bilag B Landkabel Rute.



Figur 20 Land kabel korridor



Figur 21 - Kabelgrøft – eksempler

## 4 Miljøpåvirkninger

### 4.1 Sjøkabelen

#### 4.1.1 Installering og tidsperiode

Geotekniske/fysiske undersøkelser av sjøbunnen skal gjennomføres før utleggesmetoder og den permanente installasjon/beskyttelse av sjøkabler bestemmes. Undersøkelsene vil bestå av CPT og uttakelse av boreprøver ca. for hver 100-200 m, hvor eget fokus/detaljeringsgrad skal ligge ved landinntaket. Vann- dybden og beskaffenheten av sjøbunnen i 1-2 m dybde bør bli fastlagt. Eventuelle UXOer og større stein/klippe formasjoner vil bli identifiserte.

Miljøpåvirkningen vil være begrenset til takning av boreprøvene (1-3 m) for kablene som formodes at vil bli utført sammen med undersøkelsene som er nødvendige for prosjekteringen av forankingsarrangementet for VAWTens anker.

Sjøkabelen kan installeres med to mulige metoder

- A. Installeres fra kabeltrommel/karusell på kabelutlegningsfartøyet "KUF"
- B. Installeres fra kabeltrommel plassert på land

De to metoder er nærmere beskrevet under. Den operasjonelle installasjonsperiode vil være den samme og kan utføres innenfor tidsrammen under.<sup>4</sup>

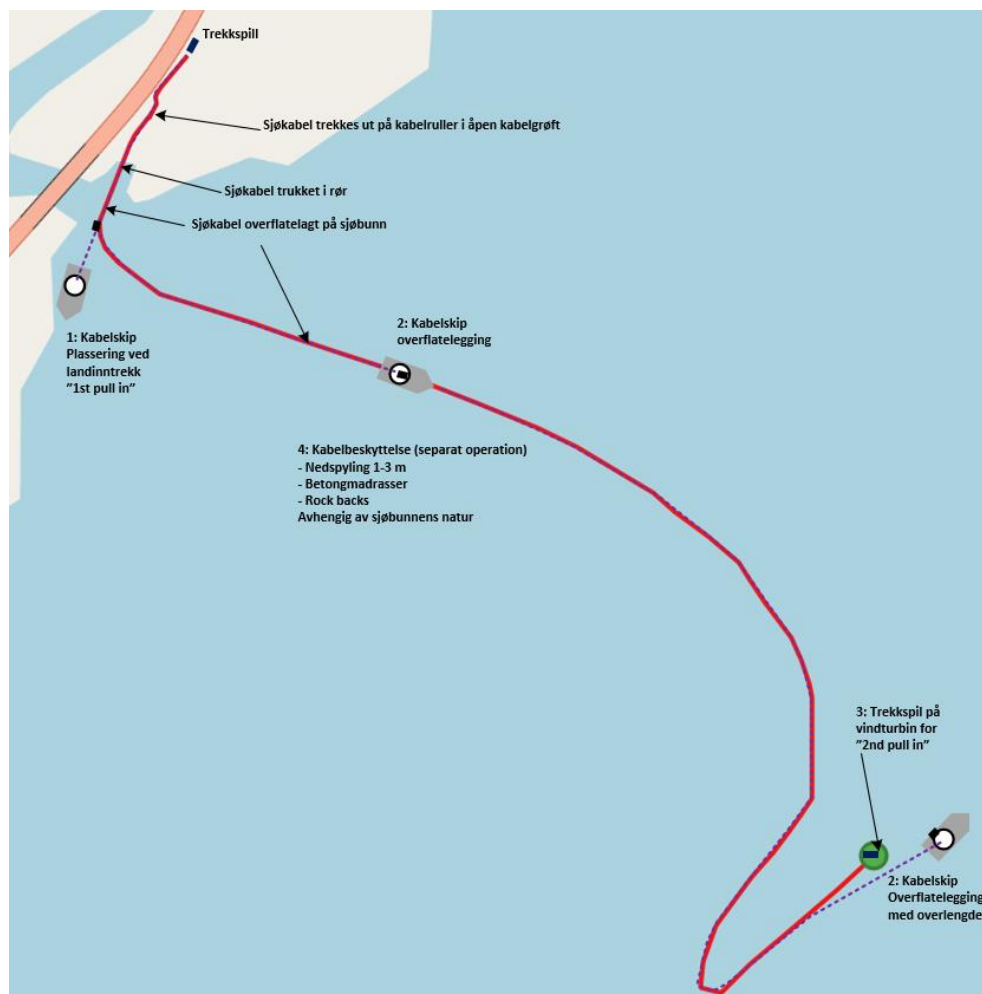
- Mobilisering, 1 dag
- Opprensning av havbunden på langs av korridoren (PLGR), 1 dag
- Utrekning/overflatelegning, 1 dag
- Kabelinntrekk til vindturbinen, 1 dag
- Nedgravning/kabelbeskyttelse, 2-10 dager

---

<sup>4</sup> Væravhengig – installasjonen med flytere vil kreve mindre vind/bølger og strøm.



## A. Installerte fra kabeltrommel/karusell på KUF



Figur 22 – Kabel utlegning fra skip

Operasjonssekvensen kan være følgende (vil bli bestemt av kabel leverandøren/installatøren)

- Forberedelse
  - a: Sjøkabelen lastes til KUF på fabrikken enten i en kabeltrommel eller en kabelkarusell.
  - b: Kabelgrøft på land og kabelrør i landinntaket er utført innen KUF ankommer.
  - c: Kabel trekkspillet ved 22 kV landstasjonen oppstilles
  - d: Sjøkabelkorridoren renses for objekter på sjøbunnen ved en PLGR-operasjon, hvor et mindre fartøy trekker en liten anordning for oppsamling/opprensing av havbunnen i ca. 10-30 cm dybde.
- 1: Landinntak
  - a: KUF anlegger ca. 75-100 m fra kabelrørets utmunning. En mindre trekkwire føres fra trekkspillet via kabelrøret til HUF hvor denne forbindes med sjøkabelen enten med en kabelstrømpe eller et pulling-head.
  - b: Kabelen påføres beskyttelsessystem (CPS) for sikring mot mekanisk skade på seksjonen før røret hvor kabelen er i berøring med sjøbunnen

samt mod overtredelsen av MBR.

c: Kabelen trekkes inn til trekkspillet. Det sikres at kabel og CPS er installerte korrekt i kabelrørets bellmouth under vannoverflaten.

d: Landkabelen kan tildekkes

➤ 2: Overflatelegning

KUF påbegynner seiling og overflatelegger kabelen på havbunnen med en passende overlengde (og slack) i forhold til vindturbinens plassering. *(Det sikres, at kabellengden er passende. Hvis ikke er det nødvendig å avkorte kabellengden og installerer vanntett krympemuffe og kabelstrømpe/cable pulling head på HUF før kabel enden legges på havbunnen).*

➤ 3: Kabelinntekk til vindturbinen

a) Trekkspill mobiliseres på vindturbinen

b) Trekkwire forbindes til sjøkabelen

c) Sjøkabelen trekkes opp til vindturbinen

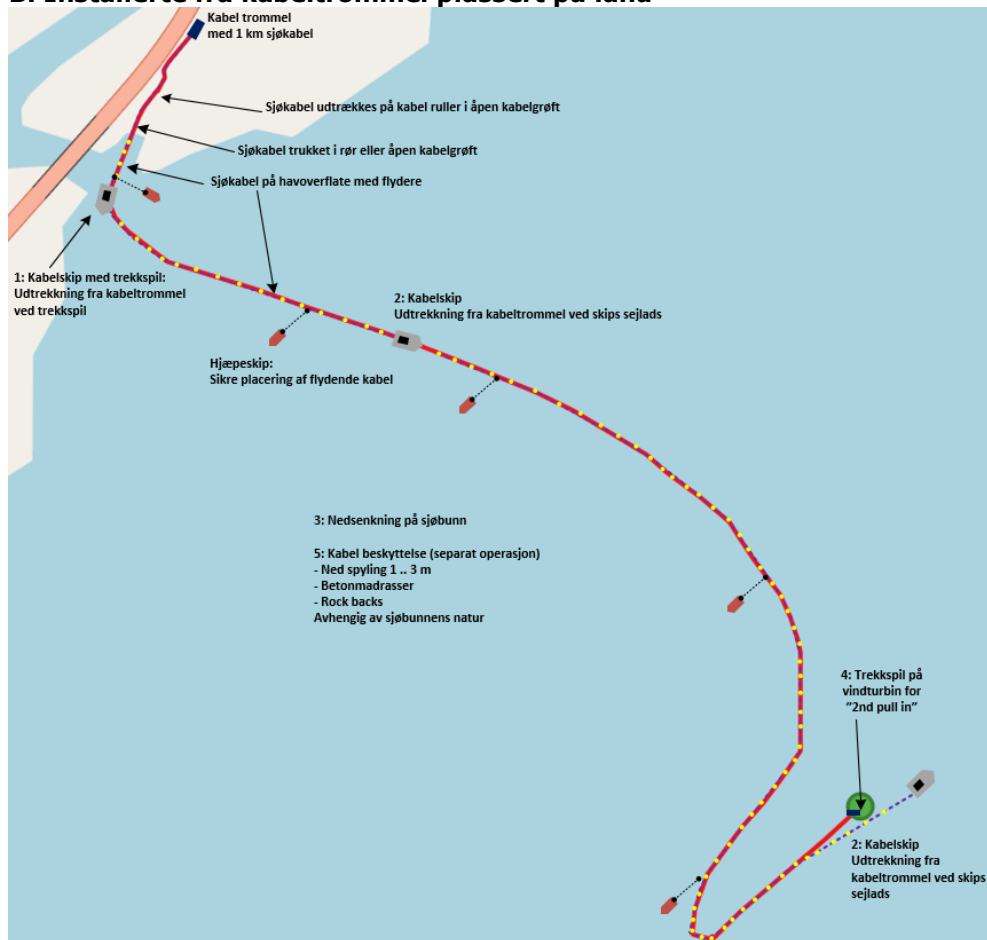
d) Sjøkabelen fastgjøres med HO

e) Sjøkabelens faseledere og optiske fibre forbindes til 22 kV koblingsanlegg og splice box.

➤ 4: Nedgravning/Kabelbeskyttelse

Sjøkabelen nedspyles eller beskyttes med ekstern mekanisk beskyttelse (beton madrasser eller rock backs) avhengig av sjøbunnens beskaffenhet og det krevde beskyttelsesnivåa iht. potensielle skipsankerskader, fiskeriaktiviteter og kabelens forskyvning på sjøbunnen som følge av strømforholdene.

## B. Installerte fra kabeltrommel plassert på land



Figur 23 - Kabel utlegning fra kabel trommel på land

Operasjonssekvens kan være som følgende:

- Forberedelse
  - a: Sjøkabelen lastes på en kabeltrommel som transporteres via land til en plassering bag 22 kV koblingsstasjonen.
  - b: Kabelgrøft på land (og et eventuelt kabelrør er utført) før kabeltromlen ankommer.
  - c: Kabelruller oppstilles i kabelgrøften frem til landinntaket. PE-røret renses og kontrolleres for inntreng sten eller andre fremmed legemer
  - d: På PE-røret monteres et CPS hvor sjøkabelen skal trekkes gjennom (for å forhindre overbøyning av kabelen under uttrekningen).
- 1: Landinntak
  - a: KUF anlegger ca. 75-100 m fra kabelrørets utmunning. En mindre trekkwire føres fra trekkspillet på HUF via kabelrøret til kabeltromlen hvor denne forbindes med sjøkabelen enten med en kabelstrømpe eller et pulling-head.
  - b: Trekkspillet på HUF startes og sjø-kabelens trekkes gjennom land kabelgrøften, PE røret og CPS.
  - c: Sjø-kabelen monteres fyldeelementer ca. hver 5 m for at sikre at kabelen ikke blir trukket over havbunden og bli beskadiget (pga.

uakseptable trekkrefter og beskadigelse av kabelens overflate/armering påført av evt. Sten/klipper på havbunden)

➤ 2: Overflatelegging

a: Et fartøy eller en mindre plattform plasseres ca. 20-30 m fra kabelørets utmunning, hvorfra flyteelementer påmonteres sjøkabelen ettersom den trekkes ut fra kabeltromlen.

b: KUF påbegynner seiling og trekker kabelen ut fra tromlen. Plasseringen av den flytende sjøkabelen blir opprettholdt ved et passende antall fartøyer.

c: Sjøkabelen uttrekkes/flytes ut til vindturbinen på langs av den planlagte kabel rute

d: Sjøkabelens endelige plassering sikres av hjelpe fartøyene og flyteelementene demonteres fra landinntaket mot vindturbinen

➤ 3: Kabelinntrekk til vindturbinen

Se ovenstående

4: Nedgravning/Kabel beskyttelse

Se ovenstående

Sjøkabler kan utlegges ved av spesielt mobiliserte fartøy. Foto under viser en pram med kabelkarusell. Et mindre fartøy (som skal være flatbunnet for at kunne komme tett til kysten) kan forventes ettersom kun 1 km sjøkabel skal installeres.



Hvis sjøkabler uttrekkes fra land (betinget av der kan transporters en kabelrommel med 1 km armerte sjøkabel) kan et enda mindre fartøy kun mobiliserte med et kabeltrekkspill benyttes. Dette fartøy skal supporteres med 2-5 mindre fartøyer som skal sikre at de flytende kabler ikke blir overbelastet og forblir på den planlagte plassering inntil det senkes på havbunnen. Videre skal det mobiliseres et fartøy eller plattform for montering av flyteelementene på sjøkabelen.

#### 4.1.2 Drift

Sjøkabler vil ikke kreve noe vedlikehold i den planlagte driftsperiode.

Den fleksible kabelen og tilhørende flytere kan være utsatt for algevekst. Disse kan på sikt gi uønskede belastninger på kabel opphenget og gjøre at algene må fjernes og/eller flytearrangementet må modifiseres/justeres.

Den fleksible, fritthengende kabelen mellom vindturbinen og sjøbunnen vil påvirke det maritime liv på samme måte som ankerkjedene som holder fast vindturbinen. En årlig inspeksjon av den dynamiske kabelen er anbefalt.

### 4.1.3 Avvikling

Sjøkabelen, flyterne og betongmadrassene kan alle samles opp og fjernes etter kabelen er tatt ut av drift.

Eventuelle stonebacks må formodes at forbli på havbunden- men vil selvfølgelig ha en positiv effekt på det maritime liv.

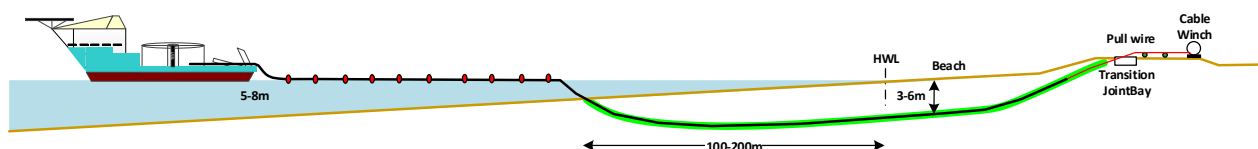
## 4.2 Landinntak

### 4.2.1 Installasjon

Nedgravningen av PE-røret på den ca. 10-20 m strekningen kan utføres med tradisjonelt entreprenørmaskineri fra land eller en gravemaskin mobilisert på en pram. Nedgravningsmetoden vil avhenge av sjøbunnens natur. Forekomsten av fjell kan kreve at PE røret skal fastgjøres direkte på fjellet med spesielt tilpassede forankringsbolter og eventuelt utføres med et stålrør for å sikre tilstrekkelig mekanisk stryke som kan motstå bølge- og ispåvirkning.



Prinsippskisse for kabelinntrekket er illustrert under.



Det nødvendige arealbehovet er i størrelsesorden 5 m x 15 m for oppstillingen av enten kabel trekkspillet eller kabeltromlen ved 22 kV koblingsstasjonen. En delvis avsperring av den ene veibanen må forventes i 1-3 dager under kabelinstallasjonen.

Utførelsen av kabelinntrekket skal imøtekomme eventuelle krav fra sesongmessige begrensninger forårsaket av maritimt liv i området.

Et landinntrekk med åpen kabelgrøft og bruk av flytere for er vist i foto nedenfor.



Figur 24 -Kabelinntrekk med flytere

#### 4.2.2 Drift

Hverken sjøkabler eller beskyttelsesrøret vil kreve vedlikehold eller påvirke miljøet i driftsfasen. Årlige inspeksjon ved kabelinnføringen til rør og CPS systemet kan utføres etter behov.

#### 4.2.3 Avvikling

Komponentene kan graves opp og fjernes uten miljøpåvirkninger. PE-røret bør deponeres/avleveres til en miljøgodkjent virksomhet.

### 4.3 Landanlegget

#### 4.3.1 Installering

Etablering av kabelgrøften og installasjonen av kablen vil bli utført iht. til gjeldende forskrifter for kabelanlegg og være i overensstemmelse med normal praksis anvendt av det lokale el-selskap.

Miljøpåvirkningen vil derfor være begrenset til det trafikale under arbeidets utførelse.

Det antas, at den eksisterende 22 kV nettstasjon har tilstrekkelig plass for et ekstra 22 kV bryterfelt. Hvis dette ikke er tilfelle skal nettstasjonen utskiftes med en større eller en ny nettstasjon bli oppstillet i umiddelbar nærhet.

### 4.3.2 Drift

Anlegget vil ikke kreve vedlikehold eller inspeksjon. Installasjonen vil være miljønøytral i anleggets levetid.

### 4.3.3 Avvikling

Kabelanlegget kan graves opp og bortskaffes jf. Vanlig praksis for el-forsyningskabler.

## 5 Referanser

### **Prosjektreferanser**

Ref. /1/ XLPE Cable Systems – User guide rev 2 – ABB Cables (Now NKT Cables)

Ref. /2/ IEC 60287 Electric cables Calculation of the current rating  
Part 1-1: Current rating equations (100 % load factor and calculation of losses)

### **Eksterne Referanser**

Ref. /3/ 201202 DEMONSTRASJONSANLEGG søknad SeaTwirl



# Bilag A    Kabelanalys



**REPORT**  
**SEATWIRL POWER CABLE ANALYSIS**  
**DOCUMENT NO: CMA-20-011-RT-003**

B2	Draft for internal	CLO	OJO	CLO	Initials
		02/03/2021	03/03/2021	23/03/2021	Date
					Signature
<b>Revision Number</b>	<b>Description</b>	<b>Prepared</b>	<b>Checked</b>	<b>Approved</b>	<b>Approved</b>

## Revision History

Revision Number	Date	Section(s)	Page(s)	Brief Description of Change	Author of Change
B2	19/03/2021	several		According to revision sheet: Comment_on_CMA-20-011-RT-003_Seatwirl_cable_Analysis_rev0 (004)_CM1.xlsx	CLO





# TABLE OF CONTENTS

<b>1</b>	<b>Introduction.....</b>	<b>4</b>
1.1	Project Description.....	4
1.2	Purpose of Document.....	5
1.3	Definitions and Abbreviations .....	5
2.1	Client Documentation .....	7
2.2	Codes and Standards.....	8
<b>3</b>	<b>Executive summary .....</b>	<b>9</b>
<b>4</b>	<b>cable system overview.....</b>	<b>10</b>
4.1	Overview of the concept .....	10
<b>5</b>	<b>Global Design .....</b>	<b>11</b>
5.1	Introduction.....	11
5.2	Methodology.....	11
5.3	Static Configuration .....	11
5.4	Power Cable .....	12
5.6	TDP cable protection covers.....	14
5.7	JTube Bellmouth.....	15
5.8	Computer Model.....	15
5.9	Load Case Selection.....	17
5.10	Analysis process.....	18
<b>6</b>	<b>Dynamic Analysis.....</b>	<b>19</b>
6.1	Normal Operation Condition .....	19
6.1.1	Abnormal Condition.....	21
<b>7</b>	<b>Sensitivities.....</b>	<b>23</b>
7.1	Simulation duration.....	23
7.2	Wave Seeds .....	23
7.3	Power cable lay tolerance.....	23
<b>8</b>	<b>Fatigue Analysis .....</b>	<b>24</b>
8.1	General.....	24
8.2	Metocean Data .....	24
8.3	Product Modelling.....	24
8.4	Results .....	25



<b>9</b>	<b>Appendix: Load Cases DLC1.6 .....</b>	<b>27</b>
<b>10</b>	<b>Appendix: Load Cases DLC6.1 .....</b>	<b>32</b>
<b>11</b>	<b>Appendix: Load Cases DLC6.1 &amp; 1.6 Omnidirectional.....</b>	<b>34</b>
<b>12</b>	<b>Appendix: Cable Time series DLC6.1 &amp; 1.6 results.....</b>	<b>36</b>



# 1 INTRODUCTION

## 1.1 PROJECT DESCRIPTION

SeaTwirl AB plan to install a Vertical Axis Wind Turbine (Figure 1.1) near Boknasundet, close to Stavanger in Norway (Figure 1.2)

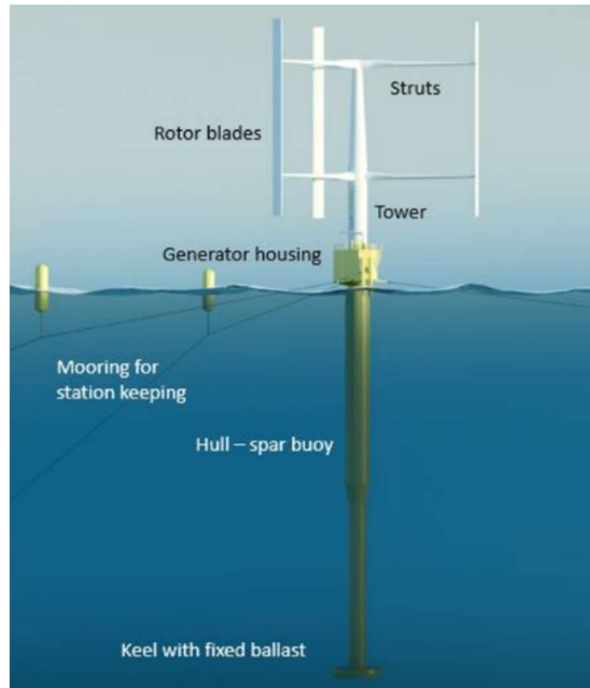
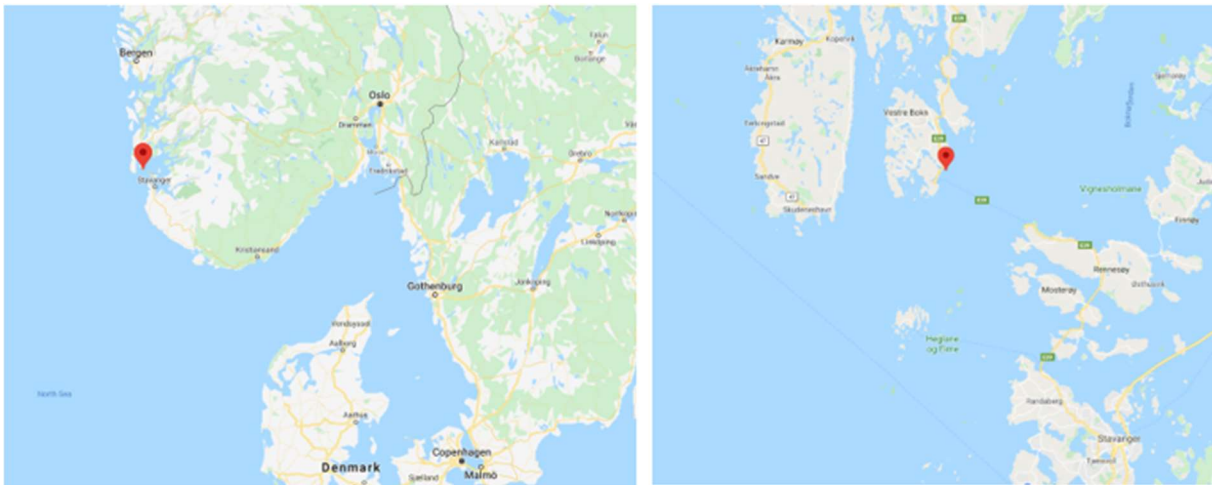


Figure 1.1 Initial design of SeaTwirl VAWT

The water depth at the location is ca. 100m.



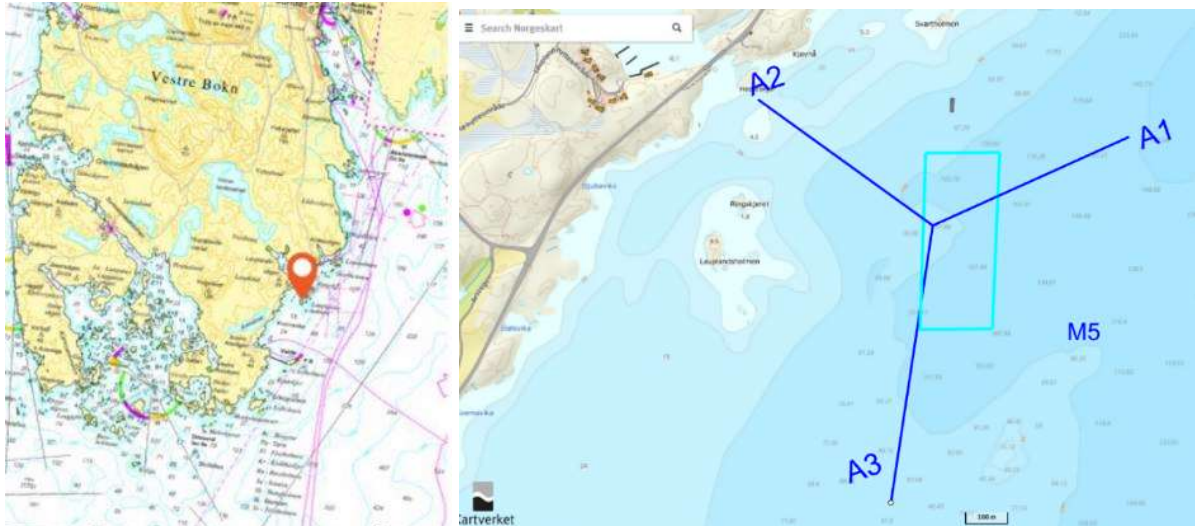


Figure 1.2 Location and mooring configuration of the SeaTwirl installation

## 1.2 PURPOSE OF DOCUMENT

The design life of the SeaTwirl is given as 5 years. The objective of this document is to present a power cable configuration that achieves this design life including ultimate state, accidental state, and fatigue life.

The cable concept is based on a free hanging solution.

This report outlines the design methodology and clarifies any assumptions used for the power cable analysis, to show that the system is fit for purpose.

Umbilical Component Capacity have been assessed in accordance with DNVGL-OS-E301.

The report is created both for internal project engineering, and for submission to project stakeholders and any third party required for the purposes of the project.

The report presents the input data, the selected design load cases, and the assessment of the Ultimate Limit State and Accidental Limit State.

## 1.3 DEFINITIONS AND ABBREVIATIONS

ALS	Accidental Limit State
BL	Baseline
CC1	Consequence Class 1
CC2	Consequence Class 2
CL	Centreline
COG	Centre of Gravity
DLC	Design Load Cases



EOL	End of Life
FLS	Fatigue Limit State
FO	Fibre Optic
g	Gravity constant=9.81 m/s <sup>2</sup>
hrs	Hours
Hs	Significant wave height
<b>JTBM</b>	JTube BellMouth
ID	Inner Diameter
MBL	Minimum Breaking Load
MBR	Minimum Bending Radius
MSL	Mean Sea Level
OD	Outer Diameter
RAO	Response Amplitude Operator
RP	Return Period
SOL	Start of Life
TDP	Touch Down Point
Tp	Peak Period
Tz	Zero up-crossing period
ULS	Ultimate Limit State
UTM	Universal Transverse Mercator





## 2 REFERENCES

### 2.1 CLIENT DOCUMENTATION

Ref.	Document	Title	Rev
1.	S2-00208_Input_CoreMarine_rev01.pdf	Inputs to the project description (WIP)	
2.	Bathymetry Files (xyz_0.xyz eksport_8977_20200710.zip)	Bathymetry	
3.	130684-MR-0001-rev01 Combined.pdf	Sigma mooring report 2018-06-19 Rev 01	
4.	130684-MR-0002-rev00.pdf	Sigma mooring report additional Operational loadcases at 20 m/s 2018-07-03 Rev 00	
5.	S2-00105 Mooring - Gen house pos.pdf	Sigma Mooring report Study of Generator Height Positions 2019-09-12 Rev 01	
6.	S2-00157 Mooring analysis - sling concept.pdf	Sigma slides on SeaTwirl S2. Mooring with Slings 2020-03-23	
7.	S2-10-000032 VAWT SeaTwirl S2 Tank Test SSPA OESA REV A09.pdf	SSPA CAD 06/11/2019	
8.	S2-10-000036 VAWT SeaTwirl S2 Principia A02.pdf	Principia CAD 29/04/2020	
9.	S2-00077 SPAR Bouy Concept rev02.pdf	SeaTwirl, structural scantling Report 15-Apr-2019	
10.	SeaTwirl_METreport.pdf	Metocean Report June 5, 2020	
11.	Master_s_Thesis_Marcus_Budesinsky_190606 JB.pdf	CFD simulation of hydrodynamic loads on a floating vertical axis wind turbine 2019-06-06	
12.	S2-00125 Heave Plate Coefficient - CFD Analysis Of Drag Plate.pdf	Sigma CFD drag on Heave Plates 2019-11-22	
13.	Charts-Lauplandsholmen-SeaTwirlS2-2019-11-04.pdf	Position of the device	
14.	S2-00222_DLC62DirectionalHsTp.xlsx	Selection of DLC 6.2 (Parked condition)	
15.	S2-00222_DLC11.xlsx	Selection of DLC 1.1/6.1 (production/fatigue)	
16.	CMA-20-011-RT-001_Seawirl_Design_Basis	Mooring and cable Design Basis	
17.	CMA-20-011-RT-002_Seawirl_Mooring_Analysis	Mooring Proposal	
18.	39390-0.pdf	Cable Cross Section UNITECH	
19.	NA	Properties of Aluminium Alloys: Fatigue Data and the Effects of Temperature, Product Form and Processing	



## 2.2 CODES AND STANDARDS

Ref.	Document	Title	Rev
20.	DNVGL-ST-0119	Floating wind turbine structures	
21.	DNVGL-ST-0437	Loads and site conditions for Wind Turbines	
22.	DNVGL-OS-E301	DNVGL Offshore Standard, Position mooring	
23.	DNVGL-OS-F201	Dynamic Risers	
24.	DNVGL-ST-N001	General Requirements for marine operations	
25.	DNVGL-ST-0359	General Requirements for subsea power cable installations	
26.	DNVGL-RP-C203	Fatigue design of offshore steel structures	
27.	DNVGL-RP-C205	Environmental conditions and environmental loads	
28.	DNVGL-RP-F204	Riser Fatigue	
29.	DNVGL-RP-F401	Electrical power cables in subsea applications	
30.	API SPEC. 17J	Specification for Unbonded Flexible Pipe	
31.	DNVGL-RP-0286	Coupled analysis of floating wind turbines	



### 3 EXECUTIVE SUMMARY

Client: SEATWIRL

Client Project No: 20-011

SeaTwirl has requested CoreMarine AS to perform a mooring system and power cable basic design for an offshore wind vertical axis floating platform. The scope of work includes:

- Mooring design
- Power cable design

This report covers cable design proposal and the main conclusion for the cable assessment are:

- A suitable free hanging cable is feasible for the selected floater and site.
- Environmental condition provided has been used to check capacity of the mooring for a design life of 5 years. For both Start of Life (SOL) condition and End Of Life (EOL)
- The reduced excursion of the floater due to its high mooring pretension make feasible a solution without intermediate wave configuration.
- Cable is not overloaded on any condition due to its high capacity and reduced floater dynamics.
- Small compression is experienced by the cable at TDP. <1.3kN, to be confirmed with cable supplier.
- Ballasted protection covers are suggested for the TDP section.
- Defined design ULS cases (DLC 1.6 and DLC 6.1) are supported with very small load and bending on the cable. Only small compression <1.3kN is observed in one of the EOL production cases, been a particular event during layback dynamics, not a continuous compression force.
- A single ALS cases has been checked and no significant different is found compared to the intact same cases. The ALS condition (one suspension buoy loos) is providing small dynamic influence on the floater (Air gap reduction) but not significantly affecting the cable dynamics.
- Omnidirectional extreme cases (considered very conservative) have been checked for 7s and 14s wave period. These cases support the highest current loads (1.2m/s) and for one of them the normal condition MBR provided by cable supplier is exceeded, but in any case, MBR is below the abnormal condition. Been this case so conservative and only been exceeded once in a 1h simulation it is considered acceptable for the design.
- Fatigue life is >1e5 years (unlimited) not affecting the cable due to the extremely small dynamic stress range on the cable.
- A proposed JTube bellmouth location/orientation is provided. SeaTwirl can modify (+-2m) the vertical or planar location (X/Y/Z) of such element to fit it design into the generator house detailed structural model.
- JTube bellmouth end diameter (root diameter) can be modified accordingly to final cable pull head diameter and clearance, keeping the curvature of the rest of the JTube bellmouth similar to the provided one.



## 4 CABLE SYSTEM OVERVIEW

### 4.1 OVERVIEW OF THE CONCEPT

The mooring concept (Figure 4.1) has been adapted from SeaTwirl original concept to the actual complex bathymetry see ref /17/. The Bathymetry used in this analysis provide from Client input and public information. A detailed bathymetry confirmation and bottom survey are recommended for the proposed cable lay route during detailed installation engineering scope.

The cable is defined a free hanging catenary installed in a water deep of approx. 100m at floater connection point. The touchdown point is at approx. 89m Water deep. The cable route from TDP to shore is not part of the scope of this study and is only proposed for reference, the final cable lay to shore will depend on the installation method and on bottom stability calculation. It is recommended to keep some margin on the total length of cable to account for different installation strategy. The actual cable length calculate till shoreline is 777m from Hang off point. The Layout orientation at cable departure point from JTube bellmouth is  $337.33^\circ$  Relative to N.

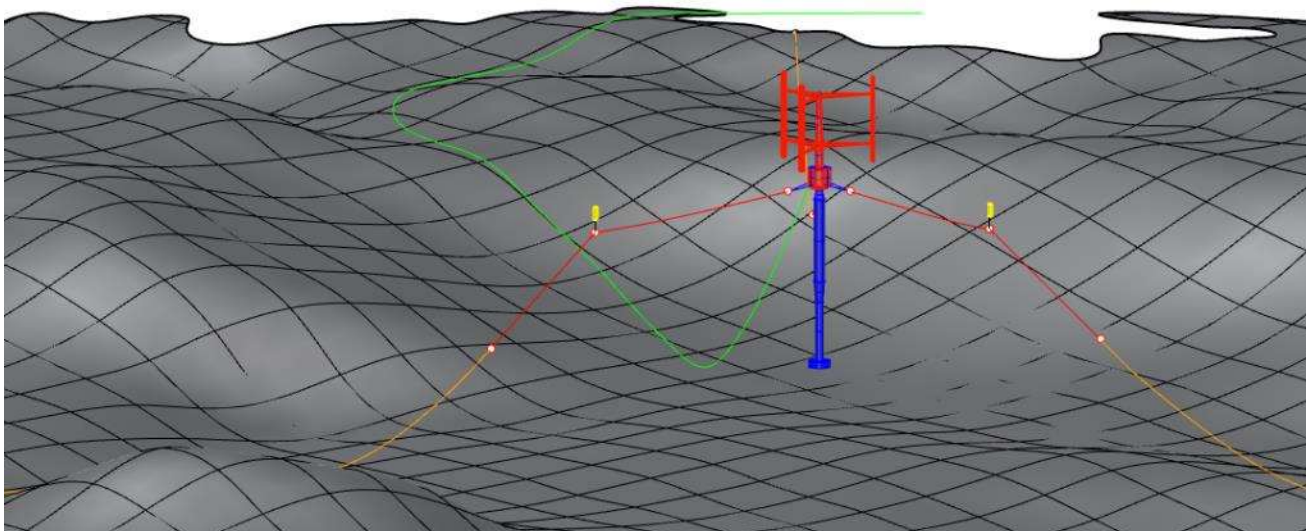
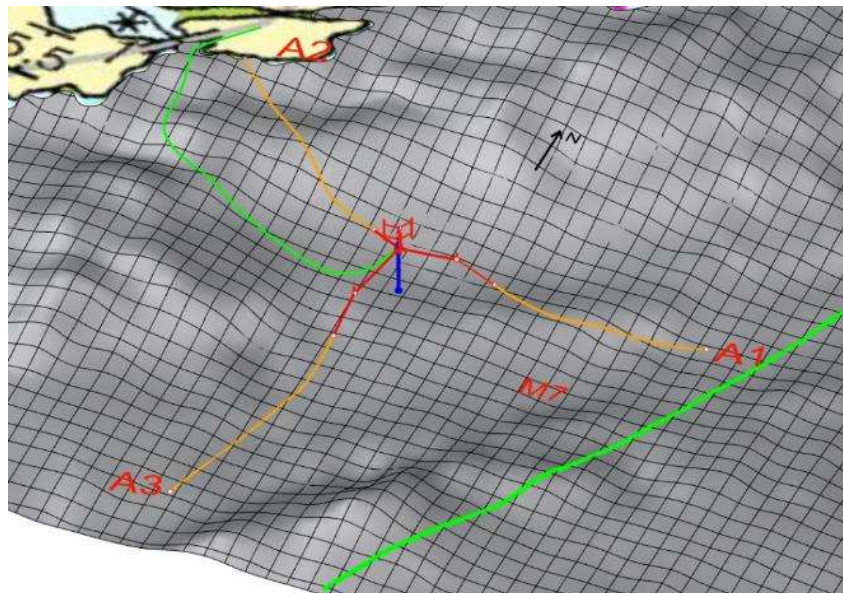


Figure 4.1 cable route, Line N° and relative orientation



## 5 GLOBAL DESIGN

### 5.1 INTRODUCTION

Global cable design is derived from extreme analyses have been performed based on load cases outlined in Appendix 10; 11; 0

### 5.2 METHODOLOGY

Global non-linear dynamic analyses have been performed to analyse the behaviour of the power cable based on the load case provided. All analyses have been performed in Orcaflex. An cable supplier cross section has been provided by SeaTwirl Ref/18/. Local cross section characteristics such as axial, bending, and torsional stiffness as defined in Ref/18/ has been applied. The response of the product is computed in global deformation and stresses. Hence, local strains across different cross section layers are not considered.

### 5.3 STATIC CONFIGURATION

The cable configuration has been designed as a free hanging departing from the JTube bellmouth. The configuration presented here is based on multiple design iterations to achieve a robust technically feasible configuration.

The cable has the following features:

- Free hanging configuration with a suspended length of 166m on Start of Life Condition,

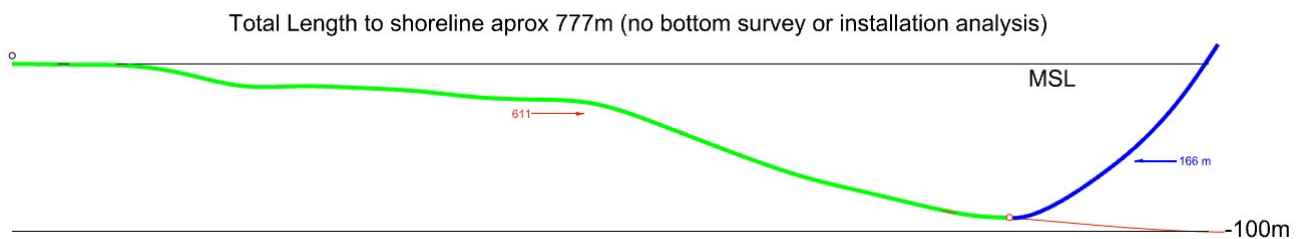


Figure 5.1 SOL Configuration Schematic (planar view of the route)

Table 5.3-1 Cable Section Lengths

Section/Length	unit	Configuration Length
Water Depth at Hang-Off	[m]	100
JTube bellmouth Length (analysis)	[m]	4.42
Segment from J-tube exit to TDP	[m]	166-4.42

Table 5.3-2 Static Configuration SOL and EOL

Section/Length	unit	SOL	EOL
Cable Length from Hang-off point to TDP	[m]	166	169



	<b>MBR JTBM</b>	<b>MBR MSL</b>	<b>MBR TDP</b>	<b>Tension JTBM</b>	<b>Tension MSL</b>	<b>Tension TDP</b>	<b>Arc Length Min</b>
	<b>m</b>	<b>m</b>	<b>m</b>	<b>kN</b>	<b>kN</b>	<b>kN</b>	<b>m</b>
SOL	95	155	165	13	12	5	166
EOL	45	156	169	19	18	7	169

The static TDP co-ordinates given in global co-ordinate system are outlined in following table.

*Table 5.3-3 Geographical coordinates for Floater Mooring and cable*

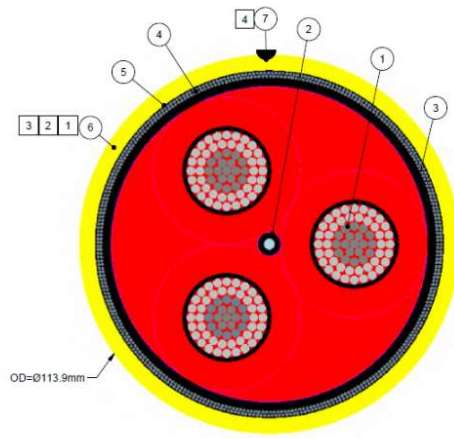
<b>Point</b>	<b>UTM Zone 32V</b>		<b>Deep (m)</b>
	<b>E</b>	<b>N</b>	
Onshore Grid Connection	297973	6565787	Above MSL
Cable Entry Point	297934	6565729	Above MSL
Anchor 1	298896	6565562	152.1
Anchor 2	297999	6565713	Above MSL
Anchor 3	298348	6564781	87.5
Device Centre	298444	6565383	100.5
TDP SOL	298322	6565401	92.58

## **5.4 POWER CABLE**

The power cable is modelled with the properties as outlined in Ref. /18/. The marine growth at EOL is accounted for with an increase in the product weight and OD.



**- CoreMarine AS -**  
'SMART Ocean Solutions



1. Outer sheath min. 4.7mm
2. Outer Sheath Color: Yellow
3. Marking on outer sheath:  
**UNITECH 4 Line**  
**Electro-Optical Cable**  
4 Line Electro-Optical Cable  
Letter size: 5-10 mm  
This Marking will be  
Printed on at every 2m
4. Black Continuous Stripe  
Min. 6mm wide for Visual Inspection

	<b>66 Kv Dynamic HV Super Cable</b> Cross-Section	Title:	Surface Finish:	Product Type:
		Dwg No:	Material:	
Unless otherwise specified, Dimensions are in mm. Dimension tolerances acc. DIN ISO 2768-mS form & pos. acc. DIN ISO 2768-k	<b>39390</b>	Weight:	Scale:	NTS
		Dwg Format:	A4	Page 1 of 3

Figure 5.2 Cable Cross Section

Table 5.4-1 Cross Section mechanical properties

Parameter	Value	Unit
Outer Diameter	113.9	[mm]
Mass Empty	14.3	[kg/m]
Mass Filled	14.3	[kg/m]
Mass Filled And Flooded	16.8	[kg/m]
Submerged Weight Empty	3.8	[kgf/m]
Submerged Weight Filled	3.9	[kgf/m]
Submerged Weight Filled And Flooded	6.3	[kgf/m]
Specific Weight Ratio	1.6	[-]
Subm. Weight. Dia. Ratio	55.6	[kgf/m <sup>2</sup> ]
Axial Stiffness	196.6	[MN]
Bending Stiffness	3.9	[kNm <sup>2</sup> ]
Bending Stiffness (friction free)	0.8	[kNm <sup>2</sup> ]
Torsion Stiffness	28.3	[kNm <sup>2</sup> ]
Tension/Torsion Factor	-0.04	[deg/m/kN]

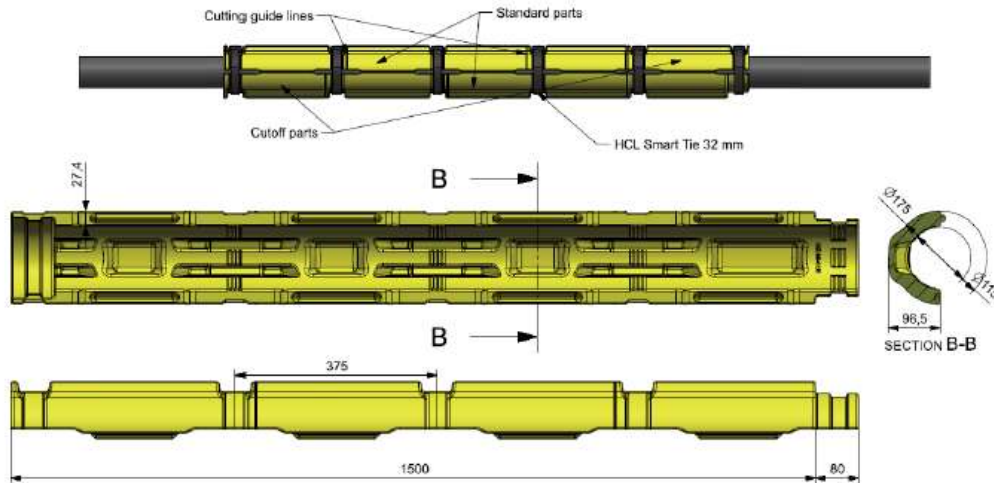


## 5.6 TDP CABLE PROTECTION COVERS.

Plastic ballasted Protection covers are proposed for the TDP section, to avoid degradation of cable cover by soil friction.

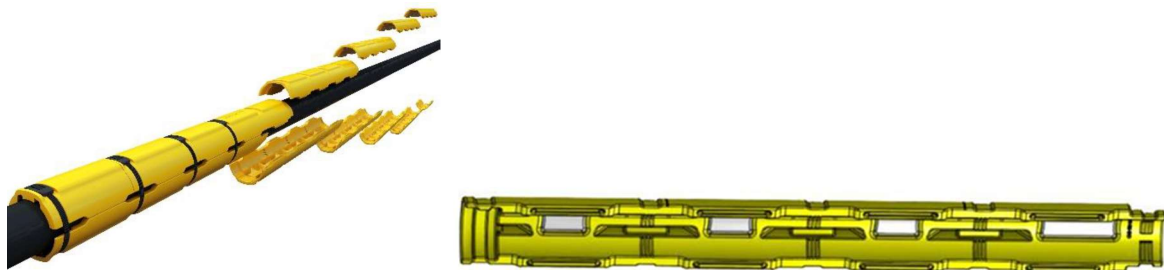
*Table 5.6-1 Protection Covers Characteristics*

Technical Data:	
Length of half shell:	1580 mm +/-12
Build length of half shell:	1500 mm +/- 12
Weight of half shell in air:	10,5 kg
Band weight in air:	0,1 kg
Band length:	850 mm
No. of bands:	2,72 per meter + 15 % spare (3,13 per meter)
Max recommended input torque:	10 Nm (See tables below)
Weight of protection per meter:	14 kg
Submerged weight per meter:	1,5 kg (in sea water with density 1,025 kg/dm3)
Min/max cable OD:	95-115 mm
Tensile strength:	20 MPa
100% Modulus:	6,8 MPa
Elongation at Break:	380 %
Tear Strength:	65 N/mm
Hardness:	85 Shore A +/-5



*Figure 5.3 Cable Protection Covers From PP*

The ballasted configuration will provide an extra weight in water of 7.6kg/m by the insert of zinc or steel ballast elements fitted to its inside (Inserts seen in grey below:)



*Figure 5.4 Ballasted Cable Protection Covers From PP*

The total amount of protection covers is calculated to be 58m (from 137m to 195m arc length measured from Hang-off point)





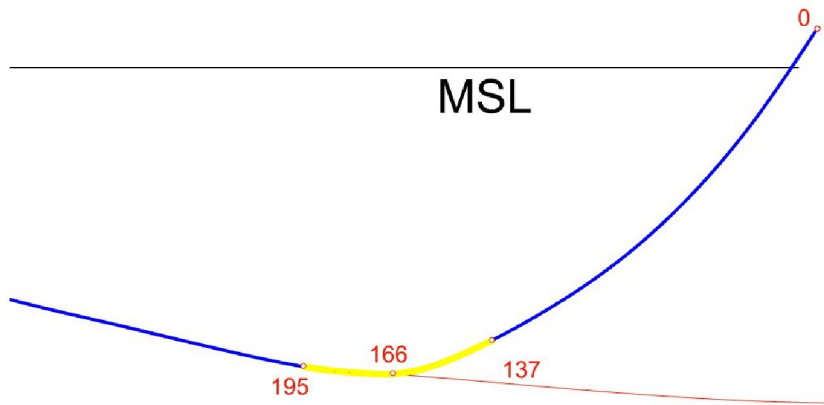


Figure 5.5 Cable Protection Covers Extension (yellow)

### 5.7 JTUBE BELLMOUTH.

The proposed JTube bellmouth shape properties are summarized in Table 5.7-1

Table 5.7-1 JTube Bellmouth profile

	Axial Distance	Radius
	m	m
Cilindrical Body	0.00	0.18
	2.91	0.18
	3.01	0.18
Bell Mouth	3.37	0.20
	3.72	0.24
	4.08	0.32
	4.42	0.43

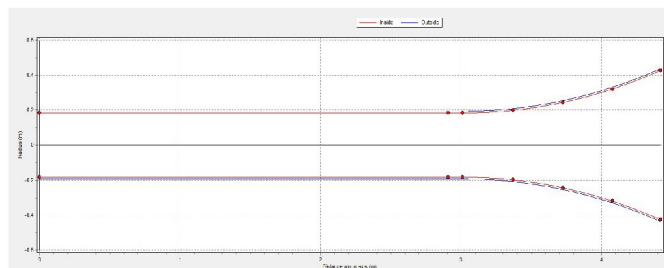


Figure 5.6 JTube Bellmouth profile

### 5.8 COMPUTER MODEL.

The catenary is modelled with global X-axis positive pointing West and Y-axis positive pointing North. The datum is at the centreline of the J-tube which is side position at the generator house see Figure 5.8 & Figure 5.9



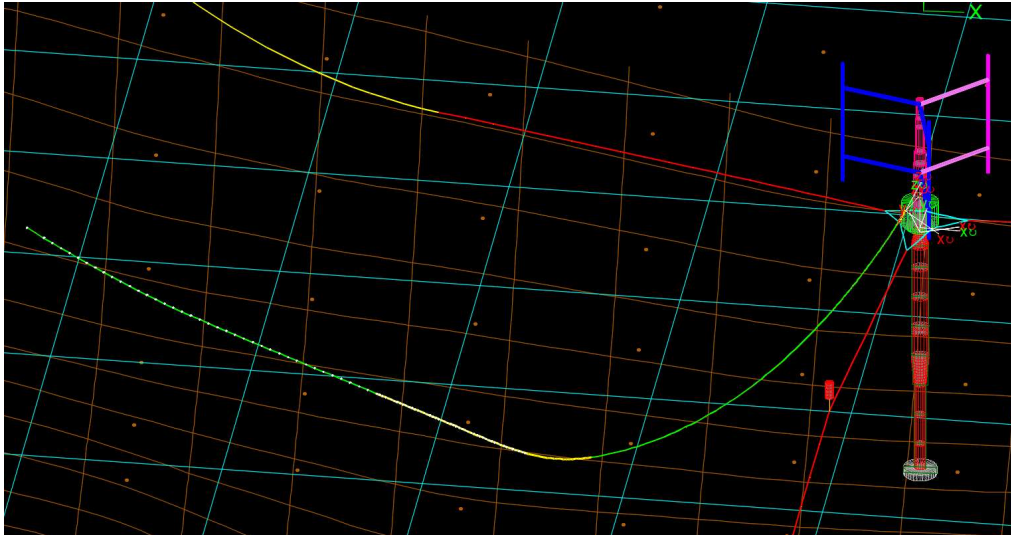


Figure 5.7 global Cable Model (Orcaflex)

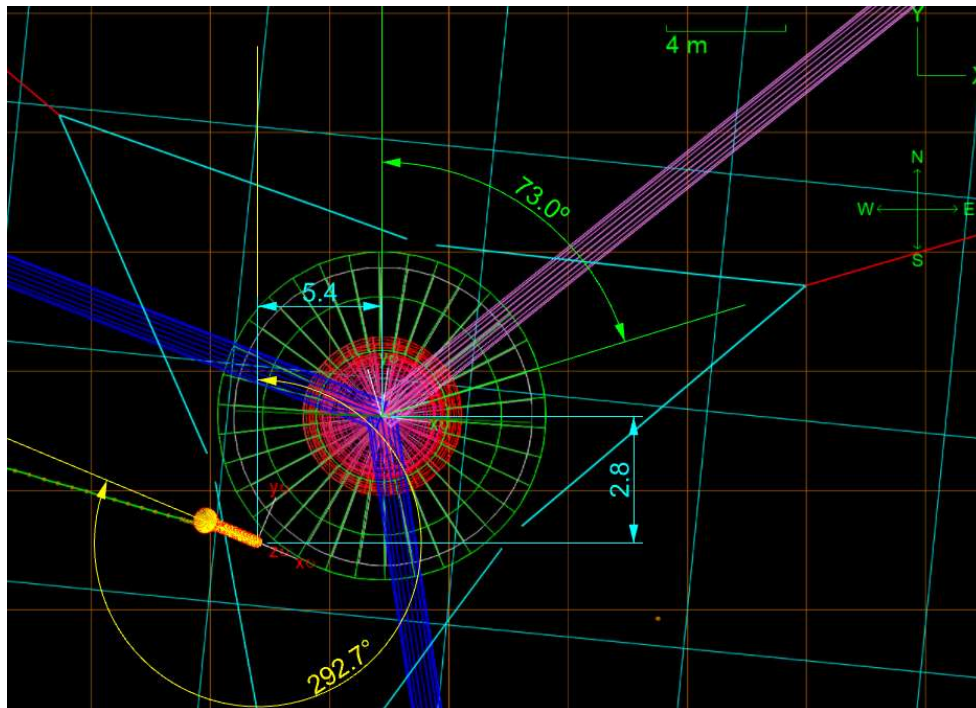


Figure 5.8 JTube bellmouth azimuth respect to North (yellow) and generator house azimuth respect to North (green)



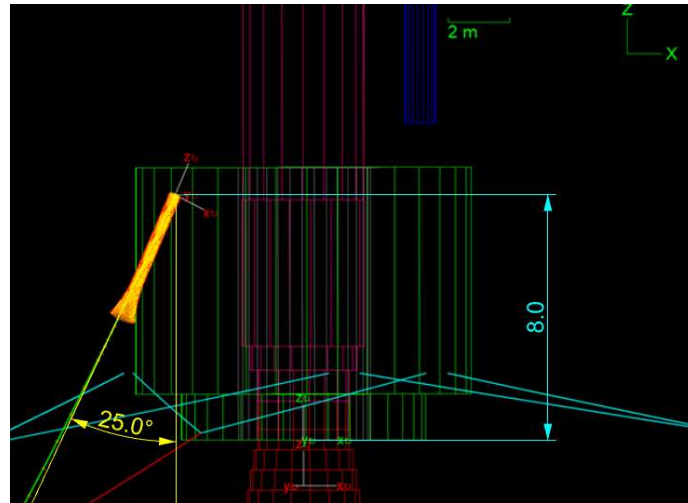


Figure 5.9 Global orientation and Location of JTube bellmouth

In simulation coordinates system, the JTube bellmouth orientation has an azimuth of  $-22.7^{\circ 1}$  and declination<sup>2</sup> angle of  $24.96^{\circ}$  degrees. The cable hang-off point is modelled as a hinged connection at the top of the JTube. JTube bellmouth include a contact model between cable and JTube bellmouth inner walls.

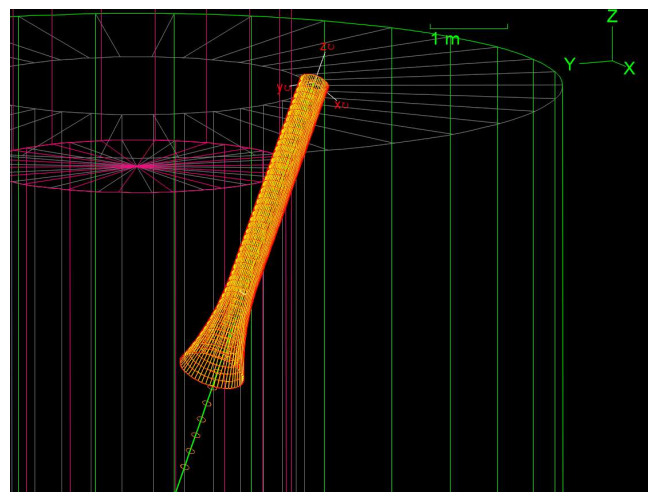


Figure 5.10 Contact surface Cable-Jtube bellmouth

## 5.9 LOAD CASE SELECTION.

The project has provided meteo combinations DLC 1.6 & 6.1 corresponding to the extreme operating condition and extreme parked condition. The Selection has been based on existing Hindcast meteo time series /10/

Input data are provided as table of combined wind, waves, current intensity, and direction /14/ & /15/.

---

<sup>1</sup> Azimuth 0°: Toward East (X axis)

<sup>2</sup> Declination 0°: Downwards. (Z axis)



## 5.10 ANALYSIS PROCESS

Following derivation of wave, wind and current coefficients, the mooring and cable system was modelled and solved in Orcaflex and results post processed to create characteristic statistics corresponding to a 1-hour storm. (sensitivity to simulation duration and waves seeds has been performed for selected load cases) The following steps were followed for cable design load case selection:

- Calculate full DLC 1.6 (operating conditions 192 cases) and DLC 6.1 (Parked storm condition 64 cases) 30min simulation.
- Determine the most severe DLC for 1.6 and 6.1 according to the extreme response on previous simulation and selected limited criteria (minimum MBR at JTBM, min TDP tension).
- Run the Critical DLC selected in previous step 1h 1 seed each DLC.
- Obtain absolute Max values from simulation.

Several sensitivity analysis (Section 6 ) have been performed on DLC 1.6\_N\_48<sup>3</sup> (SOL) for 5 different seed and different time duration demonstrating the residual influence of seed on Cable performances. Sensitivity on cable installation length error has also been performed in such case.

---

<sup>3</sup> This case has been selected as the most demanding in terms of TDP compression values.



## 6 DYNAMIC ANALYSIS

### 6.1 NORMAL OPERATION CONDITION

For all load cases 1.6 and 6.1 defined in Appendix 9 and Appendix 10 full time domain simulations have been run with the corresponding environmental conditions. The overall maximum/minimum results are extracted and presented in Table 6.1-1. The governing factor for the global design is limiting the dynamic effect on the minimum tension at TDP along with minimising the departure angle at JTube bellmouth exit.

The power cable departure angle and JTube bellmouth exist angle has been designed to minimize the cable curvature on static condition.

*Table 6.1-1 Primary Results- SOL*

	<b>Tension</b>	<b>Tension</b>	<b>MBR</b>
	<b>Min</b>	<b>Max</b>	<b>Min</b>
	<b>[kN]</b>	<b>[kN]</b>	<b>[kN]</b>
Allowable Limits	0 <sup>4</sup>	200	1.7m
JTube bellmouth	7.3	19.9	4.4
TDP	0.5	13.2	11.4

*Table 6.1-2 Primary Results- EOL*

	<b>Tension</b>	<b>Tension</b>	<b>MBR</b>
	<b>Min</b>	<b>Max</b>	<b>Min</b>
	<b>[kN]</b>	<b>[kN]</b>	<b>[m]</b>
Allowable Limits	0	200	1.7m
JTube bellmouth	10.0	29.0	2.7
TDP	-1.3*	17.8	8.2

Note: \*There is minor compression seen at the TDP. This is minor and in an extreme offset condition.

---

<sup>4</sup> Final Compression limit to be agreed with supplier



Table 6.1-3 Detailed Results- SOL/EOL

		MBR top	MBR MSL	MBR TDP	Min tension top	Max tension top	Min tension MSL	Max tension MSL	Min tension TDP	Max tension TDP	Arc Length Min	Arc Length Max
		m	m	m	kN	kN	kN	kN	kN	kN	m	m
<b>DLC 1.6 &amp; 6.1 SOL</b>	STR_M7_B2_C5_ULS_SOL_1.6_N_6_Bell1_1h_Seed1	7	25	41	12	20	11	19	5.8	13	171	191
	STR_M7_B2_C5_ULS_SOL_1.6_N_4_Bell1_1h_Seed1	7	21	31	11	16	9	15	4.2	9	163	175
	STR_M7_B2_C5_ULS_SOL_1.6_N_24_Bell1_1h_Seed1	10	32	43	13	17	11	16	6.0	11	169	185
	STR_M7_B2_C5_ULS_SOL_1.6_N_48_Bell1_1h_Seed1	20	28	13	8	14	6	12	0.5	6	148	162
	STR_M7_B2_C5_ULS_SOL_1.6_N_47_Bell1_1h_Seed1	25	66	16	7	15	6	13	0.5	7	146	163
	STR_M7_B2_C5_ULS_SOL_1.6_N_46_Bell1_1h_Seed1	24	56	18	8	14	7	13	1.6	7	148	165
	STR_M7_B2_C5_ULS_SOL_6.1_N_17_Bell1_1h_Seed1	5	19	27	10	15	9	14	3.6	8	159	169
	STR_M7_B2_C5_ULS_SOL_6.1_N_49_Bell1_1h_Seed1	5	15	30	10	16	9	15	3.7	9	161	173
	STR_M7_B2_C5_ULS_SOL_6.1_N_1_Bell1_1h_Seed1	7	20	39	12	20	11	18	5.5	13	170	192
	STR_M7_B2_C5_ULS_SOL_6.1_N_24_Bell1_1h_Seed1	11	21	11	8	14	6	13	1.0	6	151	163
<b>DLC 1.6 &amp; 6.1 EOL</b>	STR_M7_B2_C5_ULS_SOL_6.1_N_40_Bell1_1h_Seed1	12	27	12	8	15	6	13	1.1	7	152	164
	STR_M7_B2_C5_ULS_SOL_6.1_N_56_Bell1_1h_Seed1	7	21	15	9	15	7	13	1.6	7	155	167
	STR_M7_B2_C5_ULS_EOL_1.6_N_6_Bell1_1h_Seed1	6	17	47	17	29	14	27	6.9	18	173	195
	STR_M7_B2_C5_ULS_EOL_1.6_N_4_Bell1_1h_Seed1	5	12	29	15	24	12	21	4.2	12	164	179
	STR_M7_B2_C5_ULS_EOL_1.6_N_24_Bell1_1h_Seed1	9	23	49	18	25	15	22	7.4	13	172	188
	STR_M7_B2_C5_ULS_EOL_1.6_N_48_Bell1_1h_Seed1	10	21	11	11	21	8	19	-0.5	9	148	164
	STR_M7_B2_C5_ULS_EOL_1.6_N_47_Bell1_1h_Seed1	12	43	12	10	22	7	20	-1.3	10	145	165
	STR_M7_B2_C5_ULS_EOL_1.6_N_46_Bell1_1h_Seed1	10	33	18	13	21	10	19	1.8	9	150	168
	STR_M7_B2_C5_ULS_EOL_6.1_N_17_Bell1_1h_Seed1	4	11	23	13	23	11	21	3.2	11	159	173
	STR_M7_B2_C5_ULS_EOL_6.1_N_49_Bell1_1h_Seed1	4	10	26	14	25	11	23	3.7	12	163	176
<b>Summary</b>	<b>DLC 1.6 &amp; 6.1 SOL</b>	5	15	11	7	20	6	19	0.5	13	146	192
	<b>DLC 1.6 &amp; 6.1 EOL</b>	4	10	8	10	29	7	27	-1.3	18	145	195

*Capacity curve (installation - load controlled bending)*

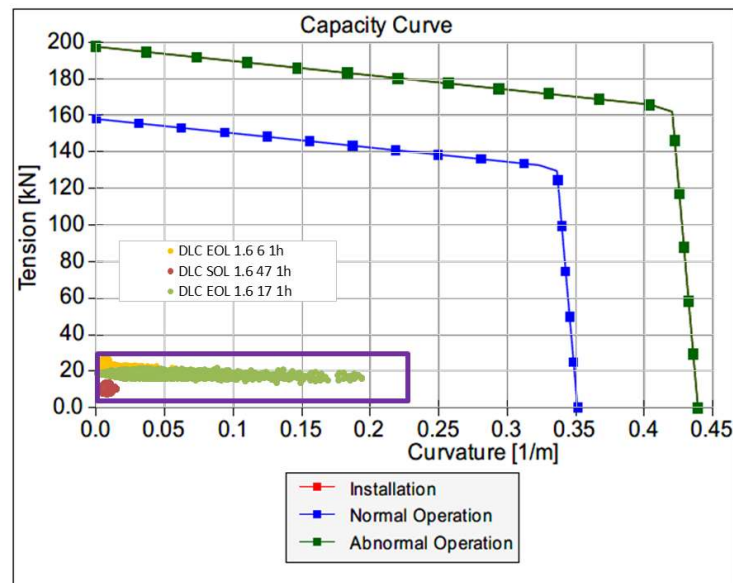


Figure 6.1 Relevant Load Cases Capacity Plot at JTube bellmouth.

With reference to Figure 5.8 it is seen that the tension / curvature combinations for all load cases are well below the normal operation curve defined by supplier



### 6.1.1 ABNORMAL CONDITION

Several ALS load cases has been assessed.

The ALS condition covers the loss of one of the mooring line suspension Buoys. (Buoy 1 or Buoy 3)

The Omnidirectional cases (all Extreme Meteo condition coming from south) is also considered in this Abnormal condition, due to it conservatism. It is not an accidental load case but due to is unlikely probability it is considered in this section.

Table 6.1-4 Detailed Results Abnormal Condition- SOL/EOL

		MBR top	MBR MSL	MBR TDP	Min tension top	Max tension top	Min tension MSL	Max tension MSL	Min tension TDP	Max tension TDP	Arc Length Min	Arc Length Max
		m	m	m	kN	kN	kN	kN	kN	kN	m	m
ALS 6.1_17	STR_M7_B2_C5_ULS_SOL_6.1_N_17_Bell1_1h_Seed1	5.4	19	27	10	15	9	14	3.6	8	159	169
	STR_M7_B2_C5_ALS_SOL_6.1_N_17_Bell1_1h_Seed1_B1	4.7	14	23	9	14	8	13	2.1	6	154	160
	STR_M7_B2_C5_ALS_SOL_6.1_N_17_Bell1_1h_Seed1_B3	5.2	16	28	10	15	8	14	3.3	7	158	167
ALS 1.6_47	STR_M7_B2_C5_ULS_SOL_1.6_N_47_Bell1_1h_Seed	24.5	66	16	7	15	6	13	0.4	7	146	163
	STR_M7_B2_C5_ALS_SOL_1.6_N_47_Bell1_1h_Seed1_B1	18.5	68	21	7	14	5	13	0.0	7	143	158
	STR_M7_B2_C5_ALS_SOL_1.6_N_47_Bell1_1h_Seed1_B3	23.0	64	17	7	14	6	13	0.3	7	146	162
Omni SOL	STR_M7_B2_C5_ULS_SOL_1.6_N_Omni_1_Bell1_1h_Seed1	4.8	17	15	9	17	8	16	2.0	10	154	175
	STR_M7_B2_C5_ULS_SOL_1.6_N_Omni_2_Bell1_1h_Seed1	6.4	23	16	9	17	8	15	2.1	10	155	176
	STR_M7_B2_C5_ULS_SOL_6.1_N_Omni_1_Bell1_1h_Seed1	4.4	12	16	8	15	7	13	1.7	7	150	163
	STR_M7_B2_C5_ULS_SOL_6.1_N_Omni_2_Bell1_1h_Seed1	5.2	19	20	9	15	8	13	2.2	7	151	164
Omni EOL	STR_M7_B2_C5_ULS_EOL_1.6_N_Omni_1_Bell1_1h_Seed1	4.7	10	14	12	25	10	23	1.5	13	155	177
	STR_M7_B2_C5_ULS_EOL_1.6_N_Omni_2_Bell1_1h_Seed1	5.0	17	16	13	25	10	22	1.6	13	155	180
	STR_M7_B2_C5_ULS_EOL_6.1_N_Omni_1_Bell1_1h_Seed1	2.7	7	13	12	23	10	21	1.1	10	151	169
	STR_M7_B2_C5_ULS_EOL_6.1_N_Omni_2_Bell1_1h_Seed1	3.5	14	13	12	22	10	20	1.3	10	152	169
Summary	Omni SOL	4.4	12	15	8	17	7	16	1.7	10	150	176
	Omni EOL	2.7	7	13	12	25	10	23	1.1	13	151	180

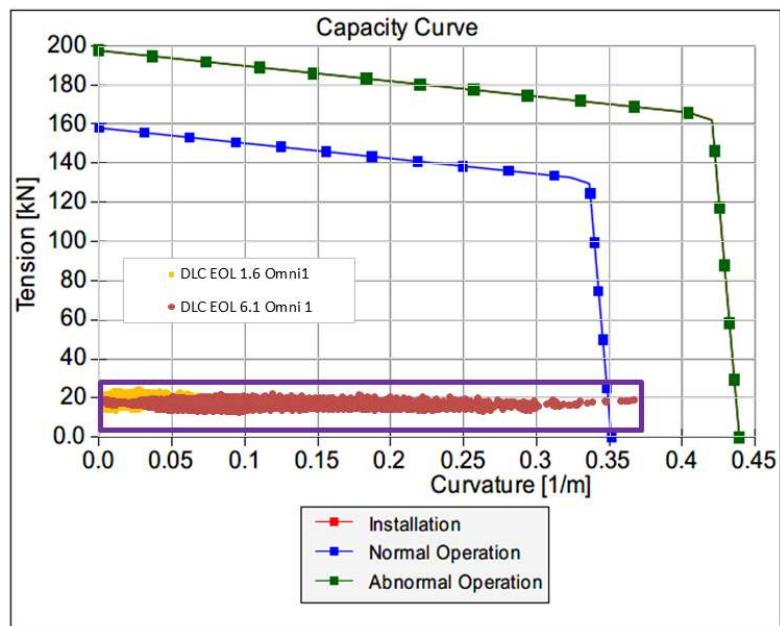


Figure 6.2 Relevant Load Cases Capacity Plot at Bell Mouth.

It is observed that the loss of one single buoy produce minimal effect on the full dynamics of the floater and hence very limited effect on the cable dynamics.

The omnidirectional case produces the Minimum Bending Radius at the exist of the JTube bellmouth, exciding the supplier normal operation limits. This effect can be reduced with a redesign



of the last section of the JTube bellmouth. Considering the unlikely existence of such omnidirectional case it is not recommended to do any redesign at this stage.





## 7 SENSITIVITIES

The following sensitivities have been run and shown to not adversely impact the overall global design of the system.

### 7.1 SIMULATION DURATION

4 different simulation are tested for DLC 1.6 47. The results (Table 7.3-1) show veery small dependency on simulation time duration. For 1h and 3h. The cable results are not dependent on extreme motions and mooring tension. Due to the lack of slow drift motion of this floater (high pretension and low excursion) this effect is expected.

### 7.2 WAVE SEEDS

5 different seed are calculated for 1h simulation at DLC 1.6 47. (Table 7.3-1) The sensitivity to this parameter is minimum, Different waves seeds make negligible effect on cable efforts due to the small excursion of the floater. Due to the lack of slow drift motion of this floater (high pretension and low excursion) this effect is expected.

### 7.3 POWER CABLE LAY TOLERANCE

The seabed section line length has been assessed (Table 7.3-1) for over/under lay of the power cable. A tolerance of +/-5m and +/-10m of cable has been assessed for the DLC 1.6 47.

When the cable is laid long, IE. More product on the free hanging section there will be compression at the TDP.

Therefore, the installation tolerance of the cable shall be +5/-5m.

Table 7.3-1 Sensitivity results

		MBR top	MBR MSL	MBR TDP	Min tension top	Max tension top	Min tension MSL	Max tension MSL	Min tension TDP	Max tension TDP	Arc Length Min	Arc Length Max
		m	m	m	kN	kN	kN	kN	kN	kN	m	m
ULS 1.6 47 simulation duration Sensitivity	STR_M7_B2_C5_ULS_SOL_1.6_N_47_Bell1_10min_Seed1	31	104	19	9	14	7.5	12	1.7	6	151	162
	STR_M7_B2_C5_ULS_SOL_1.6_N_47_Bell1_30min_Seed1	25	66	17	7	14	6.0	12	0.4	7	146	163
	STR_M7_B2_C5_ULS_SOL_1.6_N_47_Bell1_1h_Seed1	25	66	16	7	15	6.0	13	0.4	7	146	163
	STR_M7_B2_C5_ULS_SOL_1.6_N_47_Bell1_3h_Seed1	21	66	15	7	15	6.0	13	0.4	7	146	164
ULS 1.6 47 seed Sensitivity	STR_M7_B2_C5_ULS_SOL_1.6_N_47_Bell1_1h_Seed1	25	66	16	7	15	6.0	13	0.4	7	146	163
	STR_M7_B2_C5_ULS_SOL_1.6_N_47_Bell1_1h_Seed2	21	82	14	7	14	5.4	13	-0.2	7	146	164
	STR_M7_B2_C5_ULS_SOL_1.6_N_47_Bell1_1h_Seed3	23	86	14	7	14	6.1	13	0.6	7	146	163
	STR_M7_B2_C5_ULS_SOL_1.6_N_47_Bell1_1h_Seed4	23	85	16	9	14	7.1	13	1.6	7	148	164
	STR_M7_B2_C5_ULS_SOL_1.6_N_47_Bell1_1h_Seed5	21	72	13	7	14	5.5	13	0.1	7	146	163
ULS 1.6 47 Installation sensitivity	STR_M7_B2_C5_ULS_SOL_1.6_N_47_Bell1_1h_Seed1_plus10	11	70	34	8	12	6.3	10	-0.1	4	137	149
	STR_M7_B2_C5_ULS_SOL_1.6_N_47_Bell1_1h_Seed1_plus5	15	77	25	7	13	6.1	12	0.2	5	143	155
	STR_M7_B2_C5_ULS_SOL_1.6_N_47_Bell1_1h_Seed1	25	66	16	7	15	6.0	13	0.4	7	146	163
	STR_M7_B2_C5_ULS_SOL_1.6_N_47_Bell1_1h_Seed1_minus5	14	70	12	8	17	6.7	15	1.0	10	151	173
	STR_M7_B2_C5_ULS_SOL_1.6_N_47_Bell1_1h_Seed1_minus10	8	87	14	9	19	7.4	18	1.7	13	158	185
	STR_M7_B2_C5_ULS_EOL_6.1_N_17_Bell1_1h_Seed1_plus5	4.284	10.6	18	13	21	10.1	19	2.3	9	152	164
	STR_M7_B2_C5_ULS_EOL_6.1_N_17_Bell1_1h_Seed1	4.344	10.8	23	13	23	10.9	21	3.2	11	159	173
STR_M7_B2_C5_ULS_EOL_6.1_N_17_Bell1_1h_Seed1_minus5	4.343	11.5	28	14	25	11.8	23	4.1	14	168	184	



## 8 FATIGUE ANALYSIS

### 8.1 GENERAL

For the defined configuration, the main sections of concern with respect to fatigue damage are at JTube bellmouth section in contact with the cable and the touch down area.

### 8.2 METOCEAN DATA

The fatigue analysis is based on Probability provided for Production Load Cases 1.6. Appendix 9

Umbilical fatigue damage is calculated from wave wind and current action. The fatigue analyses are performed using the same models as the global design analysis, using the same lengths, number of elements, weights and stiffness.

### 8.3 PRODUCT MODELLING

Based on the cross section outlined in, Ref/18/, A simplified but conservative approach modelling a global cross section design has been used.

The component governing for fatigue is stated to be the conductor aluminium wires (less fatigue life than steel cable). The associated Bending stress and Tension stress are assumed to be concentrated in a full aluminium section (considering all axial and bending tension is supported by Aluminium, conservative):

The aluminium conductors Fatigue SN curve are based on Fig. 6201.RB02 in Ref. /19/ see Figure 8.1

208 / Properties of Aluminum Alloys: Fatigue Data and the Effects of Temperature, Product Form, and Processing

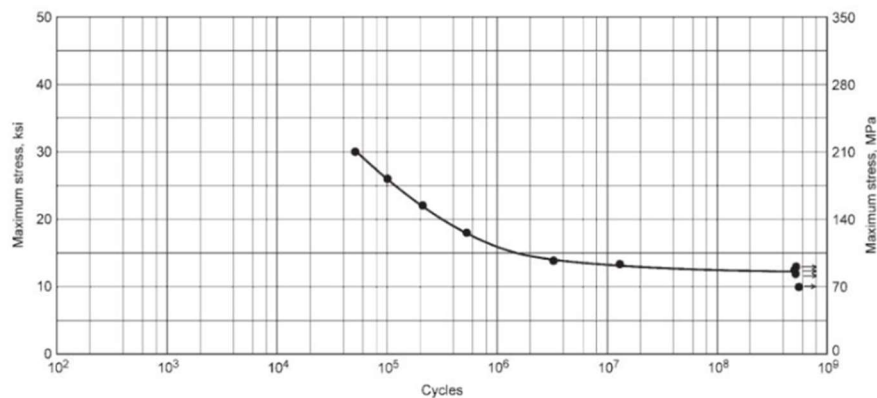


Fig. 6201.RB02 Rotating-beam ( $R = -1.0$ ) fatigue curves for 0.149 in. diam 6201-T81 wire, smooth specimens

Figure 8.1 Aluminium SN Curve

In the following sections the term fatigue life always refers to the un-factored fatigue result. I.E. the design fatigue factor (DFF=10) is NOT included.

Orcaflex has been used to define the long-term distribution of fatigue loads.



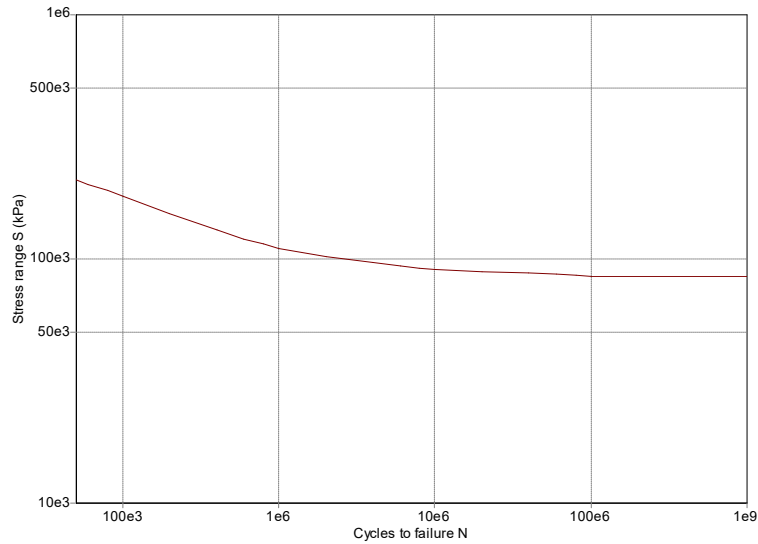


Figure 8.2 Aluminium SN Curve Orcaflex Model

## 8.4 RESULTS

The dynamic tension and bending behaviour of the cable is assessed for 2 critical areas:

- 1- JTube bellmouth
- 2- touch down point.

The tension and bending behaviour have been converted into stress at the diameter outlined for the product. The maximum stress range and total fatigue damage over the 5-year life for the different cable sections is summarised in the following table.



Table 8.4-1 Stress and Fatigue Damage Summary

Location	Max Tensile Stress [MPa]	Min compressive Stress [Mpa]	Fatigue damage 1 year	Fatigue Life [years]
Hang off	2.8	-0.4	$<1.0 \times 10^{-12}$	>10000
TDP	0.87	-2.7	$<1.0 \times 10^{-12}$	>10000

The Max and min Stress value are below the minimum damage for the SN curve defined. It can be considered that the product has unlimited Fatigue life.

The total fatigue damage over the 5-year lifetime of the product gives a total fatigue life more than the 50-year limit with a DFF=10 applied.



## 9 APPENDIX: LOAD CASES DLC1.6

File: File: S2-00222_DLC11_Probability_HH35m_SimplifiedList.xlsx								
SEATWIRL DATA (Wave, Wind Coming From. Current Going to) 0°North. 90°East.								
DLC 1.6	Vhub	Hs	Tp	C_1m	Wind dir	Wave dir	Cdir	Probability
N°	[m/s]	[m]	[s]	[m/s]	[deg]	[deg]	[deg]	[%]
1	20.00	3.10	12.61	0.22	165	171	21	0.13
2	20.00	3.10	6.32	0.22	165	171	21	0.13
3	20.00	3.10	12.61	0.22	195	177	38	0.07
4	20.00	3.10	6.32	0.22	195	177	38	0.07
5	20.00	3.10	12.61	0.22	225	186	85	0.04
6	20.00	3.10	6.32	0.22	225	186	85	0.04
7	20.00	3.10	12.61	0.22	285	197	143	0.03
8	20.00	3.10	6.32	0.22	285	197	143	0.03
9	20.00	3.10	12.61	0.22	315	232	175	0.02
10	20.00	3.10	6.32	0.22	315	232	175	0.02
11	20.00	3.10	12.61	0.22	255	192	120	0.01
12	20.00	3.10	6.32	0.22	255	192	120	0.01
13	20.00	3.10	12.61	0.22	345	192	192	0.02
14	20.00	3.10	6.32	0.22	345	192	192	0.02
15	18.00	2.36	11.51	0.25	165	165	21	0.10
16	18.00	2.36	5.63	0.25	165	165	21	0.10
17	18.00	2.36	11.51	0.25	195	180	38	0.11
18	18.00	2.36	5.63	0.25	195	180	38	0.11
19	18.00	2.36	11.51	0.25	285	197	143	0.06
20	18.00	2.36	5.63	0.25	285	197	143	0.06
21	18.00	2.36	11.51	0.25	345	192	192	0.06
22	18.00	2.36	5.63	0.25	345	192	192	0.06
23	18.00	2.36	11.51	0.25	225	191	85	0.05
24	18.00	2.36	5.63	0.25	225	191	85	0.05
25	18.00	2.36	11.51	0.25	315	232	175	0.05
26	18.00	2.36	5.63	0.25	315	232	175	0.05
27	18.00	2.36	11.51	0.25	135	150	180	0.02
28	18.00	2.36	5.63	0.25	135	150	180	0.02
29	18.00	2.36	11.51	0.25	255	192	120	0.06
30	18.00	2.36	5.63	0.25	255	192	120	0.06
31	16.00	2.10	11.09	0.27	195	180	39	0.27
32	16.00	2.10	5.36	0.27	195	180	39	0.27
33	16.00	2.10	11.09	0.27	165	167	13	0.22
34	16.00	2.10	5.36	0.27	165	167	13	0.22
35	16.00	2.10	11.09	0.27	345	192	192	0.09
36	16.00	2.10	5.36	0.27	345	192	192	0.09
37	16.00	2.10	11.09	0.27	285	197	143	0.13
38	16.00	2.10	5.36	0.27	285	197	143	0.13



**- CoreMarine AS -**  
*'SMART Ocean Solutions*

39	16.00	2.10	11.09	0.27	255	192	120	0.09
40	16.00	2.10	5.36	0.27	255	192	120	0.09
41	16.00	2.10	11.09	0.27	225	189	88	0.09
42	16.00	2.10	5.36	0.27	225	189	88	0.09
43	16.00	2.10	11.09	0.27	315	232	175	0.06
44	16.00	2.10	5.36	0.27	315	232	175	0.06
45	16.00	2.10	11.09	0.27	135	150	180	0.13
46	16.00	2.10	5.36	0.27	135	150	180	0.13
47	16.00	2.10	11.09	0.27	105	105	279	0.03
48	16.00	2.10	5.36	0.27	105	105	279	0.03
49	16.00	2.10	11.09	0.27	75	87	219	0.01
50	16.00	2.10	5.36	0.27	75	87	219	0.01
51	14.00	1.70	10.34	0.22	195	181	42	0.41
52	14.00	1.70	4.89	0.22	195	181	42	0.41
53	14.00	1.70	10.34	0.22	165	168	19	0.42
54	14.00	1.70	4.89	0.22	165	168	19	0.42
55	14.00	1.70	10.34	0.22	135	150	176	0.22
56	14.00	1.70	4.89	0.22	135	150	176	0.22
57	14.00	1.70	10.34	0.22	285	204	161	0.21
58	14.00	1.70	4.89	0.22	285	204	161	0.21
59	14.00	1.70	10.34	0.22	255	198	147	0.21
60	14.00	1.70	4.89	0.22	255	198	147	0.21
61	14.00	1.70	10.34	0.22	225	190	104	0.15
62	14.00	1.70	4.89	0.22	225	190	104	0.15
63	14.00	1.70	10.34	0.22	345	192	198	0.24
64	14.00	1.70	4.89	0.22	345	192	198	0.24
65	14.00	1.70	10.34	0.22	315	232	188	0.12
66	14.00	1.70	4.89	0.22	315	232	188	0.12
67	14.00	1.70	10.34	0.22	105	105	279	0.10
68	14.00	1.70	4.89	0.22	105	105	279	0.10
69	14.00	1.70	10.34	0.22	75	87	219	0.01
70	14.00	1.70	4.89	0.22	75	87	219	0.01
71	14.00	1.70	10.34	0.22	15	91	230	0.02
72	14.00	1.70	4.89	0.22	15	91	230	0.02
73	12.00	1.35	9.60	0.21	165	166	19	0.77
74	12.00	1.35	4.44	0.21	165	166	19	0.77
75	12.00	1.35	9.60	0.21	195	181	37	0.59
76	12.00	1.35	4.44	0.21	195	181	37	0.59
77	12.00	1.35	9.60	0.21	345	192	202	0.72
78	12.00	1.35	4.44	0.21	345	192	202	0.72
79	12.00	1.35	9.60	0.21	135	134	132	0.44
80	12.00	1.35	4.44	0.21	135	134	132	0.44
81	12.00	1.35	9.60	0.21	285	208	166	0.26
82	12.00	1.35	4.44	0.21	285	208	166	0.26



**- CoreMarine AS -**  
*'SMART Ocean Solutions*

83	12.00	1.35	9.60	0.21	255	200	128	0.21
84	12.00	1.35	4.44	0.21	255	200	128	0.21
85	12.00	1.35	9.60	0.21	225	190	69	0.37
86	12.00	1.35	4.44	0.21	225	190	69	0.37
87	12.00	1.35	9.60	0.21	105	95	239	0.21
88	12.00	1.35	4.44	0.21	105	95	239	0.21
89	12.00	1.35	9.60	0.21	315	232	183	0.17
90	12.00	1.35	4.44	0.21	315	232	183	0.17
91	12.00	1.35	9.60	0.21	75	87	219	0.10
92	12.00	1.35	4.44	0.21	75	87	219	0.10
93	12.00	1.35	9.60	0.21	15	91	230	0.05
94	12.00	1.35	4.44	0.21	15	91	230	0.05
95	12.00	1.35	9.60	0.21	45	94	224	0.00
96	12.00	1.35	4.44	0.21	45	94	224	0.00
97	10.00	1.03	8.83	0.19	345	192	202	1.37
98	10.00	1.03	3.96	0.19	345	192	202	1.37
99	10.00	1.03	8.83	0.19	165	167	20	1.26
100	10.00	1.03	3.96	0.19	165	167	20	1.26
101	10.00	1.03	8.83	0.19	195	181	50	1.00
102	10.00	1.03	3.96	0.19	195	181	50	1.00
103	10.00	1.03	8.83	0.19	135	133	153	0.60
104	10.00	1.03	3.96	0.19	135	133	153	0.60
105	10.00	1.03	8.83	0.19	225	190	77	0.59
106	10.00	1.03	3.96	0.19	225	190	77	0.59
107	10.00	1.03	8.83	0.19	285	211	178	0.39
108	10.00	1.03	3.96	0.19	285	211	178	0.39
109	10.00	1.03	8.83	0.19	105	95	262	0.42
110	10.00	1.03	3.96	0.19	105	95	262	0.42
111	10.00	1.03	8.83	0.19	315	236	192	0.38
112	10.00	1.03	3.96	0.19	315	236	192	0.38
113	10.00	1.03	8.83	0.19	255	200	132	0.32
114	10.00	1.03	3.96	0.19	255	200	132	0.32
115	10.00	1.03	8.83	0.19	75	77	222	0.23
116	10.00	1.03	3.96	0.19	75	77	222	0.23
117	10.00	1.03	8.83	0.19	15	91	230	0.11
118	10.00	1.03	3.96	0.19	15	91	230	0.11
119	10.00	1.03	8.83	0.19	45	126	224	0.02
120	10.00	1.03	3.96	0.19	45	126	224	0.02
121	8.00	0.81	8.18	0.19	345	143	209	1.79
122	8.00	0.81	3.57	0.19	345	143	209	1.79
123	8.00	0.81	8.18	0.19	165	169	183	1.36
124	8.00	0.81	3.57	0.19	165	169	183	1.36
125	8.00	0.81	8.18	0.19	195	182	56	0.96
126	8.00	0.81	3.57	0.19	195	182	56	0.96
127	8.00	0.81	8.18	0.19	225	190	104	0.77



**- CoreMarine AS -**  
*'SMART Ocean Solutions*

128	8.00	0.81	3.57	0.19	225	190	104	0.77
129	8.00	0.81	8.18	0.19	135	138	321	0.79
130	8.00	0.81	3.57	0.19	135	138	321	0.79
131	8.00	0.81	8.18	0.19	315	235	194	0.69
132	8.00	0.81	3.57	0.19	315	235	194	0.69
133	8.00	0.81	8.18	0.19	105	97	264	0.54
134	8.00	0.81	3.57	0.19	105	97	264	0.54
135	8.00	0.81	8.18	0.19	285	209	176	0.55
136	8.00	0.81	3.57	0.19	285	209	176	0.55
137	8.00	0.81	8.18	0.19	255	200	149	0.51
138	8.00	0.81	3.57	0.19	255	200	149	0.51
139	8.00	0.81	8.18	0.19	75	78	218	0.50
140	8.00	0.81	3.57	0.19	75	78	218	0.50
141	8.00	0.81	8.18	0.19	15	91	230	0.25
142	8.00	0.81	3.57	0.19	15	91	230	0.25
143	8.00	0.81	8.18	0.19	45	106	222	0.09
144	8.00	0.81	3.57	0.19	45	106	222	0.09
145	6.00	0.59	7.43	0.16	345	154	213	2.00
146	6.00	0.59	3.13	0.16	345	154	213	2.00
147	6.00	0.59	7.43	0.16	165	170	147	1.12
148	6.00	0.59	3.13	0.16	165	170	147	1.12
149	6.00	0.59	7.43	0.16	315	241	204	1.13
150	6.00	0.59	3.13	0.16	315	241	204	1.13
151	6.00	0.59	7.43	0.16	195	183	75	1.08
152	6.00	0.59	3.13	0.16	195	183	75	1.08
153	6.00	0.59	7.43	0.16	225	191	147	1.04
154	6.00	0.59	3.13	0.16	225	191	147	1.04
155	6.00	0.59	7.43	0.16	135	144	266	0.92
156	6.00	0.59	3.13	0.16	135	144	266	0.92
157	6.00	0.59	7.43	0.16	285	207	191	0.82
158	6.00	0.59	3.13	0.16	285	207	191	0.82
159	6.00	0.59	7.43	0.16	255	199	180	0.85
160	6.00	0.59	3.13	0.16	255	199	180	0.85
161	6.00	0.59	7.43	0.16	105	105	249	0.83
162	6.00	0.59	3.13	0.16	105	105	249	0.83
163	6.00	0.59	7.43	0.16	75	81	227	0.79
164	6.00	0.59	3.13	0.16	75	81	227	0.79
165	6.00	0.59	7.43	0.16	15	91	230	0.55
166	6.00	0.59	3.13	0.16	15	91	230	0.55
167	6.00	0.59	7.43	0.16	45	95	227	0.26
168	6.00	0.59	3.13	0.16	45	95	227	0.26
169	4.00	0.38	6.49	0.14	345	194	217	2.14
170	4.00	0.38	2.59	0.14	345	194	217	2.14
171	4.00	0.38	6.49	0.14	315	270	212	1.62
172	4.00	0.38	2.59	0.14	315	270	212	1.62





**- CoreMarine AS -**  
*'SMART Ocean Solutions*

173	4.00	0.38	6.49	0.14	225	195	198	1.39
174	4.00	0.38	2.59	0.14	225	195	198	1.39
175	4.00	0.38	6.49	0.14	285	207	204	1.35
176	4.00	0.38	2.59	0.14	285	207	204	1.35
177	4.00	0.38	6.49	0.14	105	124	236	1.18
178	4.00	0.38	2.59	0.14	105	124	236	1.18
179	4.00	0.38	6.49	0.14	195	187	210	1.13
180	4.00	0.38	2.59	0.14	195	187	210	1.13
181	4.00	0.38	6.49	0.14	255	201	197	1.14
182	4.00	0.38	2.59	0.14	255	201	197	1.14
183	4.00	0.38	6.49	0.14	75	103	224	1.16
184	4.00	0.38	2.59	0.14	75	103	224	1.16
185	4.00	0.38	6.49	0.14	15	91	230	1.17
186	4.00	0.38	2.59	0.14	15	91	230	1.17
187	4.00	0.38	6.49	0.14	135	153	237	1.07
188	4.00	0.38	2.59	0.14	135	153	237	1.07
189	4.00	0.38	6.49	0.14	165	174	224	1.00
190	4.00	0.38	2.59	0.14	165	174	224	1.00
191	4.00	0.38	6.49	0.14	45	113	225	0.83
192	4.00	0.38	2.59	0.14	45	113	225	0.83



# 10 APPENDIX: LOAD CASES DLC6.1

File: S2-00222_DLC62DirectionalHsTp.xlsx							
SEATWIRL DATA (Wave, Wind Coming From. Current Going to) 0°North. 90°East.							
DLC 1.6	Vhub	Hs	Tp	C_1m	Wind dir	Wave dir	Cdir
N°	[m/s]	[m]	[s]	[m/s]	[deg]	[deg]	[deg]
1	31.16	3.45	7.05	0.59	285	195	15
2	31.16	3.45	7.05	0.59	285	195	105
3	31.16	3.45	7.05	0.59	285	195	195
4	31.16	3.45	7.05	0.59	285	195	285
5	31.16	2.2	5.3	0.59	285	105	15
6	31.16	2.2	5.3	0.59	285	105	105
7	31.16	2.2	5.3	0.59	285	105	195
8	31.16	2.2	5.3	0.59	285	105	285
9	31.16	1.55	3.35	0.59	285	285	15
10	31.16	1.55	3.35	0.59	285	285	105
11	31.16	1.55	3.35	0.59	285	285	195
12	31.16	1.55	3.35	0.59	285	285	285
13	31.16	1.3	4.25	0.59	285	15	15
14	31.16	1.3	4.25	0.59	285	15	105
15	31.16	1.3	4.25	0.59	285	15	195
16	31.16	1.3	4.25	0.59	285	15	285
17	30.08	3.45	7.05	0.83	195	195	15
18	30.08	3.45	7.05	0.83	195	195	105
19	30.08	3.45	7.05	0.83	195	195	195
20	30.08	3.45	7.05	0.83	195	195	285
21	30.08	2.2	5.3	0.83	195	105	15
22	30.08	2.2	5.3	0.83	195	105	105
23	30.08	2.2	5.3	0.83	195	105	195
24	30.08	2.2	5.3	0.83	195	105	285
25	30.08	1.55	3.35	0.83	195	285	15
26	30.08	1.55	3.35	0.83	195	285	105
27	30.08	1.55	3.35	0.83	195	285	195
28	30.08	1.55	3.35	0.83	195	285	285
29	30.08	1.3	4.25	0.83	195	15	15
30	30.08	1.3	4.25	0.83	195	15	105
31	30.08	1.3	4.25	0.83	195	15	195
32	30.08	1.3	4.25	0.83	195	15	285
33	22.88	3.45	7.05	0.36	105	195	15
34	22.88	3.45	7.05	0.36	105	195	105
35	22.88	3.45	7.05	0.36	105	195	195
36	22.88	3.45	7.05	0.36	105	195	285
37	22.88	2.2	5.3	0.36	105	105	15



**- CoreMarine AS -**  
*'SMART Ocean Solutions*

38	22.88	2.2	5.3	0.36	105	105	105
39	22.88	2.2	5.3	0.36	105	105	195
40	22.88	2.2	5.3	0.36	105	105	285
41	22.88	1.55	3.35	0.36	105	285	15
42	22.88	1.55	3.35	0.36	105	285	105
43	22.88	1.55	3.35	0.36	105	285	195
44	22.88	1.55	3.35	0.36	105	285	285
45	22.88	1.3	4.25	0.36	105	15	15
46	22.88	1.3	4.25	0.36	105	15	105
47	22.88	1.3	4.25	0.36	105	15	195
48	22.88	1.3	4.25	0.36	105	15	285
49	20.83	3.45	7.05	0.89	15	195	15
50	20.83	3.45	7.05	0.89	15	195	105
51	20.83	3.45	7.05	0.89	15	195	195
52	20.83	3.45	7.05	0.89	15	195	285
53	20.83	2.2	5.3	0.89	15	105	15
54	20.83	2.2	5.3	0.89	15	105	105
55	20.83	2.2	5.3	0.89	15	105	195
56	20.83	2.2	5.3	0.89	15	105	285
57	20.83	1.55	3.35	0.89	15	285	15
58	20.83	1.55	3.35	0.89	15	285	105
59	20.83	1.55	3.35	0.89	15	285	195
60	20.83	1.55	3.35	0.89	15	285	285
61	20.83	1.3	4.25	0.89	15	15	15
62	20.83	1.3	4.25	0.89	15	15	105
63	20.83	1.3	4.25	0.89	15	15	195
64	20.83	1.3	4.25	0.89	15	15	285



# 11 APPENDIX: LOAD CASES DLC6.1 & 1.6 OMNIDIRECTIONAL

Tested Extreme unidirectional cases							
Wave, Wind Coming From. Current Going to) 0°North. 90°East.							
DLC 1.6 & 6.1	Vhub	Hs	Tp	C_1m	Wind dir	Wave dir	Cdir
N°	[m/s]	[m]	[s]	[m/s]	[deg]	[deg]	[deg]
DLC 1.6 Omni1	21.60	4.30	7.30	0.55	180	180	0
DLC 1.6 Omni2	21.60	4.30	14.30	0.55	180	180	0
DLC 6.1 Omni1	33.30	4.30	7.30	1.20	180	180	0
DLC 6.1 Omni2	33.30	4.30	14.30	1.20	180	180	0



## APPENDIX: LOAD CASES DLC6.1 & 1.6 RESULTS



Adobe Acrobat  
Document

Same information (from excel sheet) contained in the above incruated file are pasted bellow in the PDF version of this document.



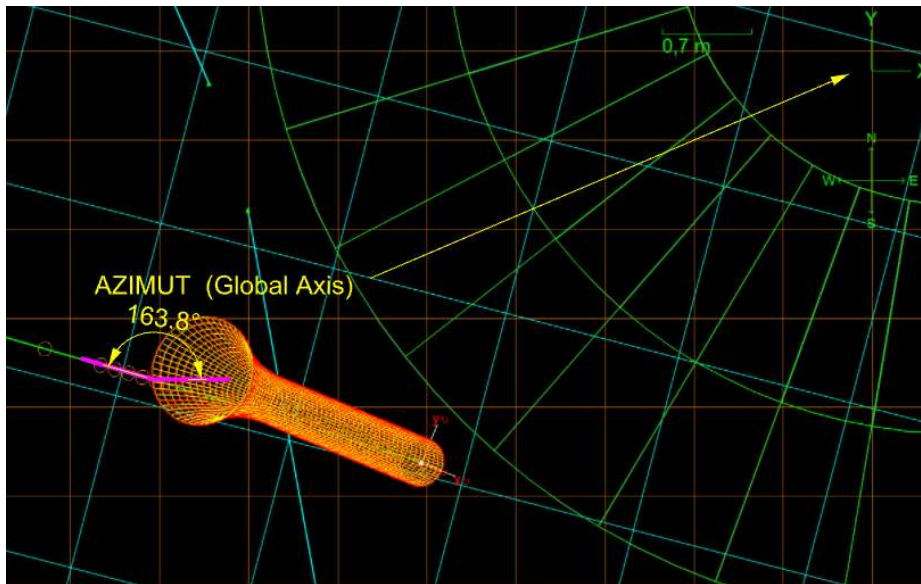
## 12 APPENDIX: CABLE TIME SERIES DLC6.1 & 1.6 RESULTS

Time series of cable motion for all tested DLC in this document is provided in separated file <sup>5</sup>:

The main output selected are:

*Table 8.4-1 cable Output selected variables*

Nº	Position	Variable	Units
1		Time	s
2	Generator House	Airgap	m
3	Origin	Wave elevation	m
4	Origin	Current speed	m/s
5	Origin	Current direction	deg
6	35m Height	Wind speed	m/s
7	35m Height	Wind direction	deg
8	cable Hang off	End force	kN
9	Cable at JTBM	azimuth	deg
10	Cable at JTBM	declination	deg
11	Cable at JTBM	Effective tension	kN
12	Cable at JTBM	Bend radius	m
13	Touchdown	Effective tension	kN
14	Touchdown	Arc length	m
15	Touchdown	Bend radius	m



*Figure 12.1 Azimut Angle Cable exit at JTBM (static calm condition)*

<sup>5</sup> 210319\_cable\_time\_Series.zip



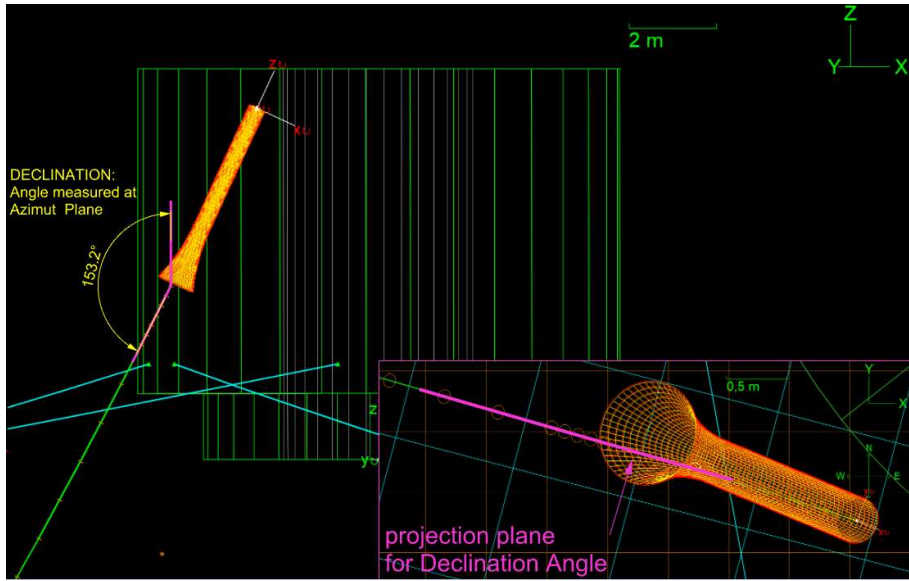


Figure 12.2 Declination Angle Cable exit at JTBM (static calm condition)



**- CoreMarine AS -**

'SMART Ocean Solutions

*Table 8.4-2 Example of time series Columns (header not included on time series)*

Time	Air gap	Elevation	Current speed	Current direction	Wind speed	Wind direction	End force	Azimuth	Declination	Effective tension	Bend radius	Effective tension	Arc length	Bend radius
	Generator House	Origin	Origin	Origin	35m Height	35m Height	cable Hang off	Cable at JTBM	Cable at JTBM	Cable at JTBM	Cable at JTBM	Touchdown	Touchdown	Touchdown
s	m	m	m/s	deg	m/s	deg	kN	deg	deg	kN	m	kN	m	m
-200	3.7	0	0	180	0	165	13.7	163.8	153.2	13.0	168.4	5.9	166	62.3
-199.85	3.7	0	0	180	0	165	13.7	163.8	153.2	13.0	168.4	5.9	166	62.3
-199.7	3.7	0	0	180	0	165	13.7	163.8	153.2	13.0	168.4	5.9	166	62.3
-199.55	3.7	0	0	180	0	165	13.7	163.8	153.2	13.0	168.4	5.9	166	62.3
-199.4	3.7	0	0	180	0	165	13.7	163.8	153.2	13.0	168.4	5.9	166	62.3
-199.25	3.7	0	0	180	0	165	13.7	163.8	153.2	13.0	168.4	5.9	166	62.3
-199.1	3.7	0	0	180	0	165	13.7	163.8	153.2	13.0	168.4	5.9	166	62.3
-198.95	3.7	0	0	180	0	165	13.7	163.8	153.2	13.0	168.4	5.9	166	62.3
-198.8	3.7	0	0	180	0	165	13.7	163.8	153.2	13.0	168.4	5.9	166	62.3
-198.65	3.7	0	0	180	0	165	13.7	163.8	153.2	13.0	168.4	5.9	166	62.3
-198.5	3.7	0	0	180	0	165	13.7	163.8	153.2	13.0	168.4	5.9	166	62.3
-198.35	3.7	0	0	180	0	165	13.7	163.8	153.2	13.0	168.4	5.9	166	62.3







## Bilag B Landkabel Rute

