

UTVIKLING AV INSTALLASJON- OG  
FORANKRINGSKONSEPT FOR FLYTENDE  
OFFSHORE VINDTURBIN

DEVELOPMENT OF INSTALLATION AND MOORINGSYSTEM  
FOR FLOATING OFFSHORE WINDTURBINE

EIRIK HALVORSEN HENANGER

UNIVERSITETET FOR MILJØ- OG BIOVITTENSKAP  
INSTITUTT FOR MATEMATISKE REALFAG OG TEKNOLOGI  
MASTEROPPGAVE 30 STP. 2011

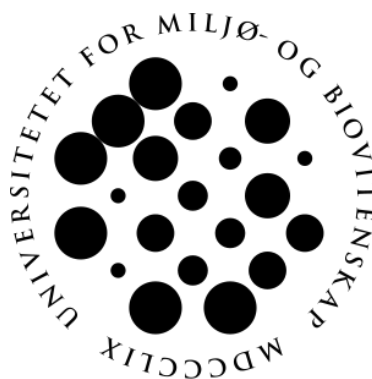
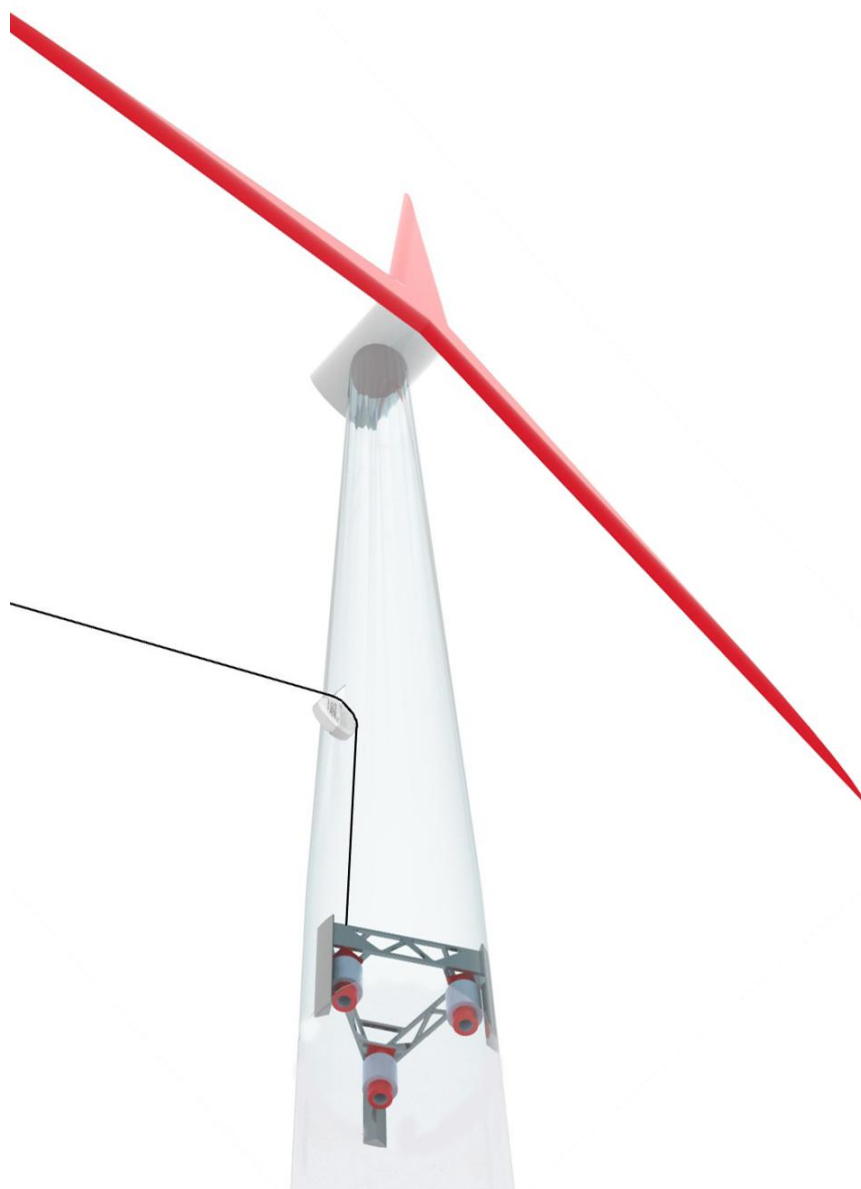




# MASTEROPPGAVE IMT/UMB 2011

av

Eirik Halvorsen Henanger



# FORORD

---

Denne oppgaven er gjennomført som siste del av masterprogrammet i Maskin, Prosess og Produktutvikling ved Institutt for matematiske realfag ved Universitetet for Miljø- og Biovitenskap (UMB). Oppgaven bygger på den lærdom jeg har tilegnet meg gjennom min tid ved universitetet. Arbeidet utgjør et omfang på 30 studiepoeng tilsvarende 900 arbeidstimer.

Oppgaven inngår som en del av arbeidet med utvikling og realisering av nye energikilder for fremtiden. Offshore flytende vindturbiner er teknologi for fremtiden, og det har vært en ekstra motivasjon gjennom dette halvåret å vite at resultatet kan føre teknologien et nytt steg mot realisering. Oppgaven har involvert aspekter ved ingeniørarbeid jeg finner svært interessant. Prosessene ved utvikling av nye løsninger og konsepter er både spennende og inspirerende, samt relevant for det jeg ser for meg å jobbe med når jeg skal inn i arbeidslivet.

Jeg vil benytte anledningen til å takke de personer som har bidratt til at konseptene har kunne utvikles i den grad de har blitt. Mike Wade og Chris Wilkinson ved Dorman Long Technologies har bidratt stort med teknisk informasjon, råd og tips for anvendelse av strandjekk. Steinar Ekrem ved Viking Mooring for gode råd ved konseptering av forankringsløsning og reguleringsystem. I tillegg vil jeg takke alle andre som har besvart mine henvendelser om små og store ting.

Gjennom prosessen vil jeg også takke for oppfølgingen fra maskinseksjonen gjennom mine fem år ved universitetet. Det rettes en naturlig takk til førsteamanuensis Jan Kåre Bøe, overingeniør Tore Ensby, overingeniør Bjørn Brenna og senioringeniør Egil Stemsrud.

En særlig stor takk rettes til mine to veiledere, professor Tor Anders Nygaard og doktorgradsstipendiat Anders Myhr for god hjelp, solide tilbakemeldinger og rettleiding underveis.



Jeg ønsker i tillegg å takke Inghild Lysne Sanden for korrekturlesing i innspurten av oppgaven. Til slutt vil jeg takke mine gode venner og det gode studentmiljøet ved UMB for at tiden her på Ås har vært den beste. Det gode miljøet på lesesalen for godt humør samt gode tips og råd underveis.

Ås den, 15. mai 2011

Eirik Halvorsen Henanger

*“A good scientist is a person with original ideas. A good engineer is a person who makes a design that works with as few original ideas as possible”*

*- Freeman Dyson*

# SAMMENDRAG

---

Denne masteroppgaven er en del av utviklingen av det flytende vindturbinkonseptet Njord. Det blir i denne oppgaven fokusert på utvikling av løsninger i tilknytning til en mulig nært forestående Njord-pilot. Det har vært et delt fokus i oppgaven, der første del omhandler mulige installasjonsmetoder for pilotturbinen, og andre del tar for seg utviklingen av et reguleringsystem for forankringslinen. Hovedfokus i utviklingsprosessene har for begge delene vært gjennomførbarhet og bruk av eksisterende teknologi og løsninger.

Oppgaven har evaluert aktuelle installasjonsmetoder for en Njord-pilot. Under analysen ble Hywind, som er et konkurrerende flytende vindturbinkonsept utviklet av tidligere StatoilHydro, benyttet som sammenligningsgrunnlag. Analysen har vurdert de tre best egnede alternativene mot hverandre etter en utfyllende redegjøring for hver av dem. Hvilke av metodene som vurderes som den best egnede, vil måtte avgjøres basert på videre analyser og med hensyn på plasseringspunkt og kostnadsrammer for pilot-prosjekt.

Reguleringsystemet skal betjene et behov for endring av forankringslinenes lengde. På grunnlag av en grundig konseptutvikling og konseptscreening ble anvendelse av såkalt strandjekk ansett som den beste løsningen. Videre ble konseptet implementert i Njord og satt i sammenheng med andre momenter ved forankringssystemet. En løsning for reguleringsystemets innfesting til vindturbinen er utviklet og kontrollert mot dynamisk og statisk belastning. Alle beregninger er utført i henhold til relevant standardverk og rutiner ved offshore dimensjonering.

En forenklet økonomisk analyse av reguleringsystemet er også gjennomført. Det er innhentet kostnadsoverslag for strandjekk og utstyr tilknyttet strandjekk. Produksjons-, utviklings- og innkjøringskostnader inngår også som en del av kostnadsanalysen.

# ABSTRACT

---

This master thesis is a part of the development of Njord B, a floating wind turbine concept at The University of Life Sciences (UMB). The focus has been on the development of solutions in connection with a possible imminent Njord pilot. It has been a shared focus between the possible installation methods for the pilot wind turbine and the development of a length adjustment system for the mooring lines. The main focus in the development processes for both parts have been feasibility and to a large extent the use of existing technology and solutions.

The thesis has evaluated possible installation methods for a Njord B pilot. During the analysis were, Hywind which is a competing floating wind turbine concept, used as a reference point in the development process. The analysis has considered the three most suitable options against each other after an exhaustive research on each of them. The analysis concluded that towing of fully mounted wind turbine in a vertical position will be one of the most appropriate solutions. In this way issues regarding onsite lifting and pivoting will be avoided, but will require a more complex installation process.

Length adjustment system will serve a need for changing mooring line length. On the basis of a thorough concept development process and concept screening, so-called strandjacks were regarded as the most favorable solution. Furthermore, the concept was implemented in Njord and seen in context with other elements of the length adjustment system. A solution for fixing the length adjustment system in the wind turbine tower was also developed, and checked with regard on dynamic and static load. All calculations are performed in accordance with relevant standard work and routines in offshore design.

An economic analysis of length adjustment system is implemented. The analysis obtained cost estimates for strandjack and equipment associated with the jack. Production and commissioning costs are also included as part of the cost analysis.

# INNHALDSFORTEGNELSE

---

<b>1</b>	<b>INNLEDNING .....</b>	<b>1</b>
1.1	<b>BAKGRUNN .....</b>	<b>1</b>
1.2	<b>PROBLEMSTILLING.....</b>	<b>4</b>
1.3	<b>MÅLSETNINGER OG BEGRENSNINGER.....</b>	<b>4</b>
1.3.1	Hovedmål .....	4
1.3.2	Delmål.....	4
1.3.3	Begrensninger og forutsetninger .....	5
1.4	<b>ANALYSEVERKTØY .....</b>	<b>6</b>
1.5	<b>Symboler og terminologi.....</b>	<b>7</b>
1.5.1	Generell terminologi.....	7
1.5.2	Offshore .....	9
1.5.3	Elementmetode og analyser.....	11
<b>2</b>	<b>RAMMEBETINGELSER.....</b>	<b>15</b>
2.1	<b>Behovsbeskrivelse reguleringsystem .....</b>	<b>15</b>
2.1.1	Montering/installasjon .....	15
2.1.2	Avvikstilfeller .....	16
2.1.3	Kontinuerlig regulering.....	17
2.2	<b>Kravspesifikasjoner .....</b>	<b>18</b>
2.2.1	Last .....	18
2.2.2	Antall reguleringspunkter.....	19
2.2.3	Operasjonshastighet.....	19
2.2.4	Slitasje .....	20
2.2.5	Justeringslengde.....	21
2.2.6	Drift .....	22
2.2.7	Generelle krav.....	22
2.3	<b>OFFSHORE FLYTENDE VINDTURBINER.....</b>	<b>23</b>
2.3.1	Hywind .....	24
2.3.2	Sway .....	25
2.3.3	Windsea .....	26
2.3.4	Windfloat.....	27
2.3.5	BLUE H .....	28
2.3.6	Njord .....	29
<b>3</b>	<b>INSTALLASJONSFORLØP FOR NJORD-PILOT .....</b>	<b>31</b>
3.1	<b>FREMGANGSMÅTE .....</b>	<b>31</b>
3.2	<b>INSTALLASJON AV HYWIND-PILOT.....</b>	<b>33</b>
3.3	<b>OVERORDNET VALG AV MONTERINGMETODER.....</b>	<b>34</b>
3.4	<b>INSTALLASJONSMETODER FOR NJORD-PILOT .....</b>	<b>35</b>
3.4.1	Metode 1 – Tauing av flyter og tårn i vertikal stilling.....	35
3.4.2	Evaluering av metode 1.....	48
3.4.3	Metode 2 – tauing av komplett vindturbin i vertikal posisjon.....	49
3.4.4	Evaluering av metode 2.....	53
3.4.5	Metode 3 - transport av komplett vindturbin ved hjelp av spesialfartøy .....	54
3.4.6	Evaluering av metode 3.....	59
3.5	<b>EVALUERING AV INSTALLASJONSMETODER .....</b>	<b>59</b>
<b>4</b>	<b>KONSEPTUTVIKLING FOR REGULERINGSMEKANSIME.....</b>	<b>61</b>
4.1	<b>FREMGANGSMÅTE KONSEPTUTVIKLING .....</b>	<b>61</b>
4.2	<b>FORANKRINGSANALYSE .....</b>	<b>62</b>
4.2.1	Forankring Njord B.....	64

<b>4.3</b>	<b>KONSEPTGENERERING</b> .....	<b>65</b>
4.3.1	Kommentar til konseptgenerering.....	82
<b>4.4</b>	<b>Konseptscreening</b> .....	<b>83</b>
4.4.1	Nivå 1.....	84
4.4.2	Begrunnelse av valgte konsepter.....	85
4.4.3	Nivå 2.....	88
<b>5</b>	<b>VIDEREUTVIKLING AV KONSEPT</b> .....	<b>89</b>
<b>5.1</b>	<b>FREMGANGSMÅTE</b> .....	<b>89</b>
<b>5.2</b>	<b>INNDELING</b> .....	<b>90</b>
<b>5.3</b>	<b>SPESIFISERING AV KOMPONENTER</b> .....	<b>91</b>
<b>5.4</b>	<b>VIDEREUTVIKLING AV KOMPONENTER</b> .....	<b>95</b>
5.4.1	Innføring av forankringsline.....	95
5.4.2	Strandjekk.....	97
<b>5.5</b>	<b>INNFESTING I TÅRN</b> .....	<b>99</b>
5.5.1	Løsninger for innfesting i tårn.....	100
5.5.2	Evaluering av løsningene.....	101
<b>5.6</b>	<b>VIDEREUTVIKLING AV INNFESTINGSLØSNING</b> .....	<b>101</b>
5.6.1	Design av bjelkekryss.....	102
<b>5.7</b>	<b>EVALUERING</b> .....	<b>103</b>
<b>6</b>	<b>GRUNNLAGSBEREGNINGER</b> .....	<b>105</b>
<b>6.1</b>	<b>FREMGANGSMÅTE</b> .....	<b>105</b>
<b>6.2</b>	<b>MATERIALDATA</b> .....	<b>107</b>
<b>6.3</b>	<b>LASTER</b> .....	<b>107</b>
<b>6.4</b>	<b>STATISKE BELASTNINGER OG SIKKERHET MOT FLYT</b> .....	<b>109</b>
<b>6.5</b>	<b>DYNAMISK BELASTNING OG SIKKERHET MOT UTMATTING</b> .....	<b>118</b>
<b>6.6</b>	<b>EVALUERING</b> .....	<b>124</b>
<b>7</b>	<b>STATISK VERIFISERING MED FEA</b> .....	<b>125</b>
<b>7.1</b>	<b>FREMGANGSMÅTE</b> .....	<b>125</b>
<b>7.2</b>	<b>VERIFISERING</b> .....	<b>126</b>
<b>7.3</b>	<b>OPTIMERING AV RAMMESYSTEM</b> .....	<b>130</b>
<b>7.4</b>	<b>KONTROLL</b> .....	<b>131</b>
<b>7.5</b>	<b>EVALUERING</b> .....	<b>134</b>
<b>8</b>	<b>KONSEPTEVALUERING</b> .....	<b>135</b>
<b>8.1</b>	<b>TILVIRKNING</b> .....	<b>135</b>
8.1.1	Rammesystem.....	135
<b>8.2</b>	<b>DRIFT OG VEDLIKEHOLD</b> .....	<b>137</b>
8.2.1	Drift.....	137
8.2.2	Vedlikehold.....	137
<b>8.3</b>	<b>VISUALISERING</b> .....	<b>139</b>
<b>8.4</b>	<b>ØKONOMISK ANALYSE</b> .....	<b>142</b>
8.4.1	Kostnadsestimering.....	143
8.4.2	Evaluering.....	146
<b>9</b>	<b>KONKLUSJON</b> .....	<b>147</b>
<b>9.1</b>	<b>VURDERING</b> .....	<b>147</b>
<b>9.2</b>	<b>VIDERE ARBEID</b> .....	<b>148</b>
<b>10</b>	<b>KILDEHENVISNINGER</b> .....	<b>149</b>
<b>11</b>	<b>VEDLEGG</b> .....	<b>155</b>
<b>11.1</b>	<b>SKRIFTLIGE VEDLEGG</b> .....	<b>155</b>
<b>11.2</b>	<b>ELEKTRONISKE VEDLEGG</b> .....	<b>156</b>

# 1 INNLEDNING

---

## 1.1 BAKGRUNN

### *Vindkraftens historie*

Utnyttelse av vindens kraft har gjennom historien vært en av menneskets store enigma. Man vet at egypterne seilte motstrøms opp Nilen rundt 3200 f. Kr, og i Kina ble vind brukt til på drive kunstige vanningsanlegg (Darnell, 2006). Til Europa kom vindmøllene sent i tidlig middelalder. I Europa gjorde de store flate slettene i Nederland og Danmark de til ideelle foregangsland. Vindenergien ble i hovedsak brukt til å drive møller for maling av korn, noe navnsettingen bar preg av.

I Norge hadde vi vannkraft til å drive møllene, derfor ble vindmøllene naturlig nok ikke veldig utbredt her til lands. Denne utviklingen har vi sett siden den gang. Datidens etterspørsel etter korn, kan i dagens samfunn på mange måter sidestilles med elektrisitet. Der vi tidligere hadde møller, har vi i dag vannkraftverk som produserer elektrisitet. Det samme har skjedd i Europa. Vindmølleteknologien som ble utviklet gjennom generasjoner ble raskt konvertert til å drive generatorer og produsere elektrisitet.

### *Klimamål*

EU har bestemt at innen 2020 skal 20 % av energiforbruket i Europa bestå av fornybar energi (ECON, 2007). EU ønsker også å øke prosentmålet for reduksjon av klimagasser fra 20 til 30 % dersom det internasjonale samfunnet blir enige om en global klimaavtale (ECON, 2007). Dette betyr at vi må arbeide mot løsninger som gjør det mulig å utnytte det enorme potensialet naturen kan tilby. I følge *Potensialstudie av havenergi* utført for ENOVA, anslås det at offshore vindkraft i Norge kan ha et potensiale på nesten 14 000 TWh (Sweco Grøner, 2007).

### *Offshore flytende vindkraft*

Som nevnt innledningsvis har landfaste vindturbiner på land eksistert lenge. Etter hvert som teknologien ble utviklet så man muligheten i å flytte vindparkene til havs, der vinden er mer stabil og konfliktnivået lavere. Europeiske land som Storbritannia, Tyskland og Danmark har gått inn for en storskala utbygging av bunnfaste offshore vindturbiner i grunne havområder (Köppe & Schulze, 2010).

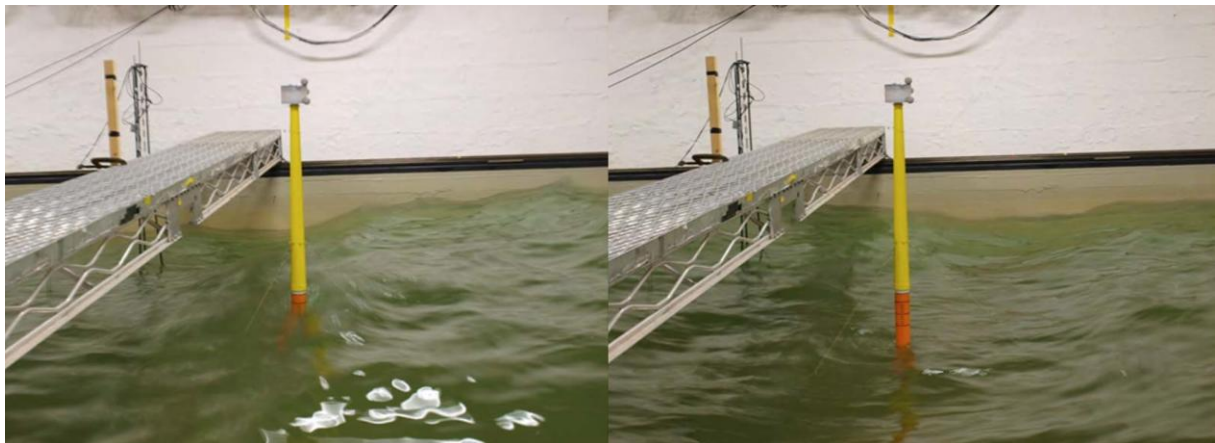
Som for utbygging av offshore oljeinstallasjoner dominerte først bunnfaste løsninger i form av betong og stålfundamenter, for senere å bli avløst av flytere og strekkstagsplattformer. Den samme utviklingen vil vi potensielt se innen offshore vindkraft. Flytende vindturbiner kan plasseres lenger til havs der vinden er sterkere og mer stabil. Verden går mot en tid med stort energiunderskudd som antagelig vil føre med seg en større satsing på nye energikilder enn det vi har sett så langt (ECON, 2007). I store land som USA og Japan befinner største delen av vindressursene seg på dyp som regnes utilgjengelig for bunnfaste løsninger (Musial W. , 2005). Teknologien for flytende offshore vindkraft er under utvikling der flere norske selskaper med sin offshore kompetanse har ledet utviklingen med spennende konsepter. Det foreløpige høydepunktet ble markert sensommeren 2009 med åpningen av Hywind, verdens første storskala flytende vindturbin (Statoil, 2009).



**Figur 1 - Viser Hywind, verdens første fullskala sparbøye offshore flytende vindturbin (Foto: Fredrik Refvem)**

### **Bakgrunn Njord**

Njord er et norsk vindturbinkonsept i hovedsak utviklet av professor Tor Anders Nygaard og ingeniør Christian Grorud. For å kunne levere et kommersielt salgbart produkt må kostnadene knyttet til produksjon og montering av selve vindturbinen holdes på lavest mulig nivå. Det var med bakgrunn i dette standpunkt at Njord ble unnfanget. Målet er å minimalisere konstruksjonens stålförbruk og samtidig oppnå et så realiserbart produkt som mulig fra et teknisk og økonomisk standpunkt. Siden den gang har Njord vært gjenstand for et 20-talls studentoppgaver med bakgrunn i ulike aspekter ved vindturbinen. Dette inkluderer utvikling og testing av skalamodell i bølgetank ved SINTEF i Trondheim, økonomiske analyser, innovative installasjonskonsepter og nye forankringsløsninger. Det er også per dags dato ansatt to doktorgradsstipendiater som arbeider på prosjektet.



**Figur 2 - Skalamodell av Njord B under testing i bølgetank (Hansen & Møller, 2010).**



## 1.2 PROBLEMSTILLING

*Konseptuell utvikling av reguleringsystem til forankringsliner for Njord B flytende offshore vindturbin.*

## 1.3 MÅLSETNINGER OG BEGRENSNINGER

### 1.3.1 Hovedmål

1. Utvikle et reguleringsystem til forankringsliner for Njord B
2. Utvikle en løsning som er gjennomførbar for en pilotturbin
3. Utrede mulig installasjonsforløp for Njord B-pilot

### 1.3.2 Delmål

1. Generere egnede konsepter for bestemmelse av best egnede løsning. Det legges vekt på at løsningen skal kunne benyttes uten ekstensivt utviklingsarbeid på en nært forestående fullskala pilotturbin.
2. Analysere installasjonsprosess for pilotturbin med hensyn på kostnader og gjennomførbarhet
3. Utrede bruk av konseptet og aspekter rundt gjennomføring.
4. Utføre relevante grunnlagsberegninger tilknyttet reguleringsystemet og kostnadsestimering
5. Kontakte aktuelle produsenter for kostnadsestimering og rådgivning

### **1.3.3 Begrensninger og forutsetninger**

Problemstillingens omfang tatt i betraktning samt oppgavens tidsaspekt har ført til enkelte forenklinger og begrensninger i oppgavens omfang. Avhandlingen er rettet mot reguleringsinnretningen, noe som har medført at andre deler av reguleringsystemet av tidshensyn ikke har blitt viet den samme grad av oppmerksomhet.

Detaljdimensjonering av forsterkningsstruktur i tårnet er ikke utført da det vil kreve et betydelig og grundig arbeid, noe oppgaven ikke har hatt ressurser til å gjennomføre. Dette inkluderer også forsterkning og forbedring av området rundt øvre lineinnfestingspunkt der forankringslinen føres inn i tårn. Det er ikke utført analyser av endring av egenfrekvenser som følge av installasjon av reguleringsystem i tårn.

Det forutsettes at valgt bjelke dimensjon kan fabrikeres på bestilling med egnede toleranser.

I forhold til montering er elektriske og mekaniske komponenter i turbinhodet potensielt ikke designet for lagring og transport i vertikal posisjon. Det forutsettes derfor for denne oppgaven at utfordringer tilknyttet dette utbedres.

Det utføres ikke økonomisk analyse av installasjonsmetoder da innhenting av relevant data er omfattende og tidkrevende og faller til dels utenfor oppgavens omfang. Der kostnader inngår er dette basert på antagelser fra andre tilfeller.

Det benyttes en forenklet modell for beregning av stabilitet ved ballastering og tauing av vindturbin.

## 1.4 ANALYSEVERKTØY

Det er benyttet følgende dataverktøy under arbeidet med oppgaven:

- SolidWorks © 2010
- MDSolids © 3.5
- 3Dfloat ©
- ANSYS © Workbench, release 12.1, ANSYS Inc.

### ***SolidWorks***

SolidWorks er et CAD program som gir bruker stor frihet til å modellere nøyaktige komponenter i 3D. Det er i tillegg et godt visualiseringsverktøy med stort utvalg av muligheter.

### ***MDSolids***

MDSolids er et gratisprogram som lar brukeren visualisere ulike belastninger. Programmet har i denne oppgaven utlukkende vært nytt til å visualisere momenter og skjærkrefter i form av diagrammer.

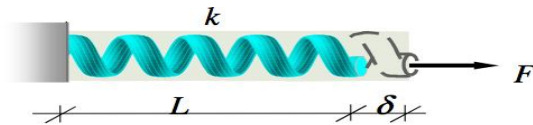
### ***3Dfloat***

3Dfloat er en beregningsmodell utviklet av professor Tor Anders Nygaard ved UMB. Modellen er utviklet spesielt med tanke på simulering av offshore konstruksjoner med mange ulike variabler. 3Dfloat er i denne modellen nytt til å kjøre simuleringer som har lagt grunnlaget for laster benyttet i oppgaven.

### ***ANSYS Workbench***

ANSYS Workbench er basert på elementmetoden (Finite Element Analysis) som er en numerisk metode for å tilnærme fysiske problemer gjennom et sett av forenklete matematiske algoritmer. Komplekse former beskrives med relativt enkle matematiske uttrykk ved å dele de inn i underdomener (finite elementer) med mindre komplisert geometri. Programmet løser elementene matematisk ved å bygge opp stivhetsmatriser basert på Hooks lov, se Figur 3. Hvert element bygges opp av noder med et gitt antall frihetsgrader. For strukturanalyse er frihetsgradene for hver node dens deformasjon i x, z, y retning og rotasjon i x, z, y retning om de respektive aksene. Nodene kan ses på som koordinater i forhold til løsningssystemet som styrer hvordan elementene forholder seg til geometrien. Distribusjonen av elementene i geometrien styres av mesh. Generelt sett vil ett stort antall elementer gi en bedre tilnærmelse av løsningen. Noen ganger kan

derimot for mange elementer gi avrundingsfeil og føre til fiktive spenningskonsentrasjoner ofte kalt singulariteter. Mesh har mye å si for analysens resultat, fint mesh gir teoretisk sett et mer nøyaktig resultat ettersom et større antall elementer og noder inkluderes i matrisen, men krever mye av maskinvaren og løsningene tar gjerne lang tid.



$$F = k * \delta$$

$$\begin{bmatrix} F_1 \\ F_2 = F \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} k & -k \\ -k & k \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} u_1 = 0 \\ u_2 = \delta \end{bmatrix}$$

Figur 3 - Viser oppbygging av stivhetsmatrise (EDR, 2010).

## 1.5 Symboler og terminologi

For at leseren skal oppnå tilfredsstillende forståelse av besvarelsen forutsettes forståelse av generell fagterminologi benyttet innenfor konstruksjonsteknikk. Fagspesifikk terminologi og symboler benyttet i besvarelsen er beskrevet i dette delkapittelet.

### 1.5.1 Generell terminologi

**Amorft** – Betyr ubestemt form. Fast stoff uten en definert molekylstruktur

**A-mål** – Den minste høyde som kan måles i en sveisefuge

**Avstumpet kjegle** – Sylinderisk kjegle med endring av diameter fra bunn til topp

**Bending bending fatigue (BBF)** – Bøyeutmattning som følge av gjentatt bøying av for eksempel tau

**Design** – Skapelsesprosess av gjenstand med tanke på formgivning og funksjon

**Dimensjonerende** – Lastkombinasjon som gir størst belastning på en komponent/konstruksjon

**Driftstid** – Den tid en komponent eller maskin utfører arbeid

**Døgnleie** – Gitt kostnad som løper per døgn i avtaletidsrom

**ENOVA** – Er et norsk statsforetak eid av Olje og Energidepartementet og har til formål å fremme en miljøvennlig omlegging av energibruk og energiproduksjon i Norge.

**E-modul** – Også kjent som Youngs modul, forholdet mellom fasthet og deformasjon. Mål på et materials motstand mot deformasjon

**Fasthet** – Materialets indre spenningsgrense

**HAZ** – "Heat Affected Zone" – Varmepåvirket sone i metall som oppstår ved for eksempel sveising

**HMS** – "Helse, Miljø og Sikkerhet"

**Horisontal posisjon** – Vindturbinenes lengdeakse parallell med havoverflaten

**Håndberegning** – Utregninger utført ved hjelp av lommeregner

**Kapasitet** – Fysisk egenskap for komponent/konstruksjon

**Konservativ** – En vurdering på sikker side som dermed burde gi tilstrekkelig sikkerhet

**Last** – Konsentrert eller fordelt belastning (krefter) på konstruksjonen

**Likebeint trekant** – Betegnelse på trekanter der vinkelen mellom hvert vinkelbein er 60°

**MBL** – "Minimum Breaking Load"- Maksimal belastning løfteutstyr dimensjoneres for, SWL er typisk en prosentandel av MLB

**NATO** – "North Atlantic Treaty Organization" – Internasjonal forsvarsallianse

**Naturlaster** – Belastning påført av klimatiske forhold

**NOK** – Norske Kroner

**Olivin** – Bergart med høy tetthet som gjerne benyttes som ballast

**Onsite** – Ved gitt lokalitet gjerne i forbindelse med at noe skal utføres og/eller installeres

**Opprettingssekvens** – Når en konstruksjon løftes fra horisontal posisjon til vertikal posisjon ved hjelp av ballastering

**Pivoting** – Se opprettingssekvens

**SAW** – "Submerged-Arc Welding" – Lysbuesveising med neddykket elektrode

**Skvettzone** – Område utsatt for bølger og sjøsprut

**Stabil** – Defineres som positiv metasentrisk høyde

**Stivhet** – Bøymotstand definert som E-modul multiplisert med bøyetregningsmoment

**Strekkestag** – Konstruksjonsdel som hovedsakelig er tiltenkt å oppta strekk

**Storskala** – Om utbygging av vindparker i størrelsesorden 1000 vindturbiner (Vold & Sanden, 2010).

**SWL** – "Safe Working Load" – Betegnelse for den last kraner og generelt løfteutstyr sikkert kan håndtere. Gjerne også kalt WLL (**W**orking **L**oad **L**imit)

**Trykkstag** – Konstruksjonsdel som hovedsakelig er tiltenkt å oppta trykk

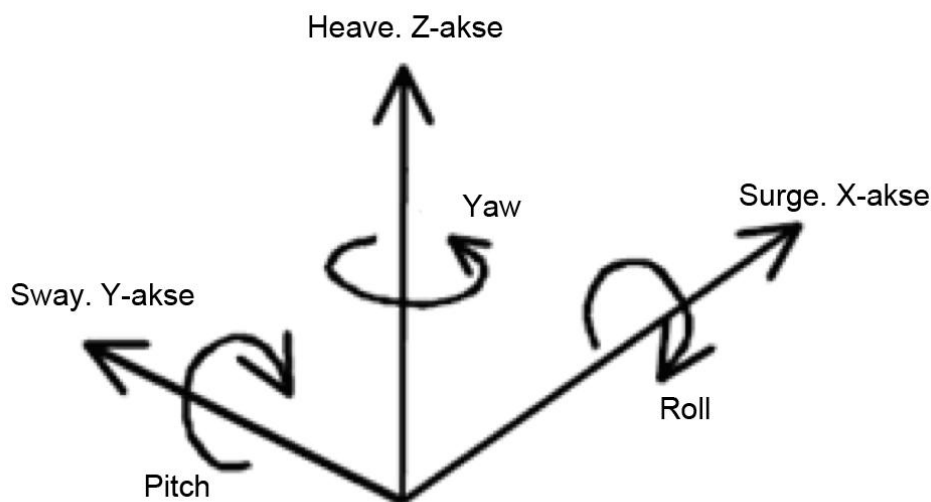
**ULS** – "Ultimate Limit State" – Største belastning en konstruksjonsdel kan utsettes for

**UMB** – "Universitetet for Miljø og Biovitenskap"

**USD** – Amerikansk dollar

**Vertikalposisjon** – Vindturbinens lengdeakse vinkelrett på havoverflaten

**Vindpark** – Defineres som en samling vindturbiner som inngår som en helhetlig infrastruktur



Figur 4 - Viser definert aksessystem med translasjoner og rotasjoner.

### 1.5.2 Offshore

**AHTS** – "Anchor Handling Tug and Supply" – Fartøy utviklet og utrustet for ankerhåndteringsoperasjoner i offshoreindustrien

**Aquilo** – Monteringskonsept for singelbøye offshore vindturbiner utviklet ved UMB

**CIF** – "Cost, Insurance and Freight"- Brukt innen shipping, inkluderer kostnad, last forsikring og transport

**Creep** – Forlengelse av fibertau ved belastning

**Fairled** – Er en innretning ofte brukt ved fortøyning for å endre kraftvektor i tauet og hindre at tauet beveger seg sidelengs

**Fibertau** – Forankringsliner laget av syntetiske fiber typisk polyester og høy modul polyetylen

**Flyter** – Oppdriftselement på singelbøye flytende offshore vindturbin

**FPS** – “**F**loating **P**roduction **S**ystem” – Flytende plattform eller skip med kapasitet for leting etter, produksjon, lagring og lossing av olje og gass

**Float-out** – Operasjon der spesialfartøy ballasters ned og oversvømmer lastedekk for lossing av last

**Jack-up** – Fartøyer enten i form av lektere eller båter med nedsenkbare stabiliserende bein som gjør fartøyet nærmest er å betrakte som bunnfast

**Lekterkran** – Lekter med krankapasitet, normalt benyttet i skjermet farvann

**Nacelle** – Maskinhuset i vindturbin som inneholder gir, generator og transformator

**Nautisk mil** – Målenhet for lengde til sjøs

**Metasenter** – Metasenter defineres som det punkt oppdriften alltid vil virke gjennom. Dette punktet avhenger av metasentrisk høyde, som defineres som avstanden fra samlet massesenter til metasenter

**Monopælfundament** - Består av et stålrør som pæles 32-36 meter ned i havbunnen, og som veier fra 400 til 600 tonn og danner fundament for montering av bunnfaste offshore vindturbiner (Økland , 2010)

**Offshore** – Aktivitet til havs

**Onshore** – Aktivitet på land

**PSV** – “**P**lattform **S**upply **V**essel” – Fartøy brukt for frakt til offshoreinstallasjoner.

**Reguleringssystem** – Innretting som regulerer lengde på forankringsline i et forankringssystem

**Rotor** – Samlebetegnelse på rotorhub og rotorblader

**Rotorblad** – Vindturbinens vinger som gjør vind om til bevegelsesenergi

**Rotorhub** – Elementet rotorbladene festes til, overfører krefter til en aksling som driver generator

**Roll-on** – Se skidding

**ROV** – “**R**emotely **O**perated **V**ehicle” – I offshoresammenhenger fjernstyrt undervannsfarkost

**Skidding** – Metode for transport av meget tung og uhåndterlig last

**Sparbøye** – Flyterkonsept med stor dypgang der stabilitet oppnås ved hjelp av ballast

**Stram forankring** – Forankringsprinsipp der forankringslinens strekk/elasticitet benyttes for å oppnå demping (på engelsk kalt taut leg mooring (TL))

**Syntetisk forankringsline** – Se fibertau

**Slakk forankring** – Forankringssystem der forankringslinenes store vekt inngår som en viktig del av systemet. Dette medfører at deler av linen blir liggende på havbunnen som igjen vil gi gunstig belastningsretning for ankere (på engelsk kalt catenary mooring)

**Signifikant bølgehøyde** – Defineres som gjennomsnittshøyden av 1/3 høyeste bølger i et utvalg, innenfor et tidsrom på 20 minutter

**SSCV** – "Semi Submerged Crane Vessel" – Betegnelse på halvt nedsenkbare plattformer med svært kraftig kranutrustning

**TL** – "Taut Leg" - Se stram forankring

**TLB** – "Taut Leg Buoy" – Flyterløsning basert på TLP

**TLP** – "Tension Leg Platform" – Plattformkonsept basert på at overskuddsopprift fra oppdriftselementer benyttes til forspenning av forankringslinjer

**Tårn** – Konstruksjonselementene mellom flyter og nacelle i en vindturbin

**Vindturbin** – Består av følgende konstruksjonsdeler; flyter, tårn, nacelle og rotor

**WL** – "Water Line" – Betegnelse på havoverflate

### 1.5.3 Elementmetode og analyser

**Analyse** – Beregning av lastpåvirkning i konstruksjon

**DOF** – "Degrees Of Freedom" – Frihetsgrader

**Dragkrefter** – Motstandskraft generert av friksjon mellom en struktur og et fluid

**Element** – Teoretisk definert del av konstruksjonsdel, oppbygd av noder som et definert antall frihetsgrader

**FEA** – "Finite Element Analysis" – Analysemetode hvor en del eller element deles opp i mindre deler for å beskrive en helhet. Se avsnitt 1.4

**Frihetsgrad** – Variabler i elementanalyse

**Mesh** – Betegnelse av en konstruksjons oppbygging av elementer og noder. Distribusjon av elementene i geometrien styres av mesh

**Node** – Kan ses på som koordinater i forhold til løsningssystemet, som styrer hvordan elementene forholder seg til geometrien

**Plott** – Diagram som skjematisk visualiserer resultater fra FEA, gjerne i 3D



**Singularitet** – Er teoretiske spenningskonsentrasjoner i konstruksjonen ved bruk av FEA. Faktorer som kan føre til singulariteter er skarpe hjørner og laster påført små flater

**Statisk analyse** – Lasttilfelle der alle laster betraktes som konstante

Tabell 1 - Enheter

Navn	Symbol	Størrelse
Meter	<i>m</i>	Lengde
Kilogram	<i>kg</i>	Masse
Sekund	<i>s</i>	Tid
Grader celsius	°C	Temperatur
Hertz	Hz	Frekvens
Newton	<i>N</i>	Kraft
Pascal	<i>Pa</i>	Trykk
Knop	<i>knop</i>	0,5144 m/s 1 nm/t
Nautisk mil	<i>nm</i>	1852 m

Tabell 2 - Generell symbolliste.

Symbol	Størrelse	Benevning
<b><i>G<sub>t</sub></i></b>	Samlet massesenter	-
<b><i>M</i></b>	Metasenter	-
<b><i>G<sub>t</sub>M</i></b>	Metasentrisk høyde	<i>m</i>
<b><i>C</i></b>	Oppdriftspunkt	-
<b><i>C<sub>D</sub></i></b>	Friksjonskoeffisient	-
<b><i>V</i></b>	Fortrengt volum	-
<b><i>I</i></b>	Annet arealmoment	<i>m<sup>4</sup></i>
<b><i>F<sub>env</sub></i></b>	Dragkrefter	<i>N</i>
<b><i>h</i></b>	Høyde	<i>m</i>
<b><i>b</i></b>	Bredde	<i>m</i>
<b><i>y</i></b>	Avstand fra tyngdepunktakse	<i>m</i>

<b><i>A</i></b>	<i>Areal</i>	$m^2$
<b><i>v</i></b>	<i>Hastighet</i>	$m/s$
<b><math>\rho</math></b>	<i>Generell densitet</i>	$kg/m^3$
<b><i>M</i></b>	<i>Moment</i>	$Nm$
<b><math>K_{pitch}</math></b>	<i>Gjenopprettingsstivhet</i>	$Nm/rad$
<b><math>\Theta_{env}</math></b>	<i>Krengningsvinkel</i>	<i>Radianer</i>
<b><math>f_y</math></b>	<i>Karakteristisk flytegrense</i>	$MPa$
<b><math>f_u</math></b>	<i>Bruddfasthet</i>	$MPa$
<b><math>\varepsilon</math></b>	<i>E-modul</i>	$MPa$
<b><math>B_w</math></b>	<i>Korrelasjonsfaktor</i>	-
<b><math>L (l)</math></b>	<i>Lengde</i>	$m$
<b><math>Y_M</math></b>	<i>Material lastfaktor</i>	-
<b><math>Y_{M2}</math></b>	<i>Materialfaktor i bruddgrensetilstanden</i>	
<b><i>W</i></b>	<i>Motstandsmoment</i>	$m^3$
<b><math>\sigma</math></b>	<i>Spenning</i>	$MPa$
<b><math>\sigma_b</math></b>	<i>Bøyespennning</i>	$MPa$
<b><math>\tau</math></b>	<i>Skjærspenning</i>	$MPa$
<b><i>F</i></b>	<i>Generell kraft</i>	$N$
<b><math>F_a</math></b>	<i>Kraft fra strandjekk</i>	$N$
<b><math>F_1</math></b>	<i>Punktlast fra strandjekk</i>	$N$
<b><i>D</i></b>	<i>Diameter</i>	$m$
<b><i>r</i></b>	<i>Radius</i>	$m$

Tabell 3 - Symboler relatert til DNV standard.

Symbol	Størrelse	Benevning
$\bar{a}$	Skjæringspunkt for S-N kurve og log N akse	-
$n_i$	Antall spenningscykler for spenningsvariasjon k	-
$N_i$	Antall spenningscykler før utmattingsbrudd	-
$D$	Akkumulert utmattingskade	-
$k_1$	Gitt spenningsvariasjon	MPa
$\Delta\sigma_i$	Konstant spenningsvariasjon	MPa
$m$	Negativt invers stigningstall for S-N kurve	
$t$	Tykkelse aktuell bjelke	m
$t_{ref}$	Tykkelse referansebjelke	m
$k_2$	Tykkelseseksponent	-
$\eta$	Utnyttelsesgrad	-

## 2 RAMMEBETINGELSER

---

### 2.1 Behovsbeskrivelse reguleringsystem

Det skal i oppgaven utvikles et forankringsystem for det flytende vindturbinkonseptet Njord B, med hovedfokus på reguleringsmekanisme for forankringslinene. Det er flere faktorer som gir grunnlag for at linene må kunne justeres. Nødvendigheten av en slik innretning kan begrunnes basert på hovedsakelig tre faktorer:

1. *Montering/Installasjon*
2. *Avvikstilfeller*
3. *Kontinuerlig regulering*

#### 2.1.1 *Montering/installasjon*

Installasjon av konstruksjoner offshore er kostbart og krevende arbeid. Ofte må spesialisert personell og utstyr leies inn for å utføre arbeidet. Store krav til sikkerhet og presisjon kombinert med klimatiske utfordringer kan gjøre arbeidet vanskelig. Det er derfor ønskelig å se på måter for å redusere installasjonstiden per vindturbine til et minimum.

Spesielt i forhold til storskala vindturbineinstallasjon er det nødvendig å optimere prosessene med hensyn til tidsbesparelse ved installasjon. En måte å oppnå dette på er å ta hensyn til installasjon allerede ved design av vindturbinen der funksjonalitet for effektiv installasjon inngår som en del av konstruksjonen. Det vil være naturlig å anta at det for et slikt antall installasjonssykluser vil lønne seg å benytte spesialbygde fartøy som vil kunne montere vindturbiner kostnadseffektivt.

Sammenføyning med forankringslinene, ankerhåndtering og innstilling av tårn er aspekt som vil være mulig å optimere. Den vanlige måten å håndtere ankere og fortøyning på er ved hjelp ankerhåndteringsfartøy, AHTS. Det vil, for å oppnå en høyere grad av effektivitet, være naturlig å se på løsninger der vindturbinen vil kunne inneha en aktiv rolle i installasjonsprosessen. Endring av lengde på forankringslinene vil være et nyttig hjelpemiddel for å oppnå en mer effektiv installasjonsprosess. En løsning kan være at vindturbinen "overtar" i det øyeblikk den siste forankringslinen er festet og stiller seg automatisk inn til rett posisjon.

### **2.1.2 Avvikstilfeller**

Ved drift av en vindpark i størrelsesorden 1000 vindturbiner er det viktig å være forberedt på alle tenkelige scenario. For å opprettholde lønnsomheten over parkens levetid vil det være en prioritet å minimalisere kostnader tilknyttet drift og vedlikehold. Det er her viktig å skille mellom planlagt og ikke planlagt vedlikehold. For å holde vedlikeholdskostnadene nede er det viktig å oppnå struktur som igjen fører til minst mulig bevegelse i nacelle, og mekanikken den inneholder. Kraftproduksjon bør foregå med nacelle i den posisjon den er konstruert for å operere i. Produksjon i avvikssituasjoner kan påføre nacelle og rotor skader og i verste fall havari. Njord vil være utstyrt med drift- og styringssystemer som i avvikstilfeller parkerer turbinen og på den måten unngår skader på materiell. Det vil innenfor gitte avvik være mulig å holde vindturbinen operativ, men det vil i utgangspunktet være en uønsket situasjon. Kraftfordelingen i forankringslinene vil ved en slik situasjon ikke være optimal og det kan oppstå unødvendig slitasje på komponenter.

Flytende vindkraft tenkes å bygges ut blant annet i Nordsjøen, et område som er kjent for vanskelige værforhold og tett skipstrafikk. Ulykker i forbindelse med nevnte faktorer er årsaker som vil kunne tenkes å påføre vindturbiner utilsiktet produksjonstans og ekstra vedlikeholdskostnader. Omfattende kartlegging av risikoelementer kombinert med god planlegging vil kunne tenkes å redusere sannsynligheten for avvikstilfeller. Historien viser dessverre, nå sist bevist ved Deepwater Horizon ulykken i Mexico Gulven sommeren 2010, at ulykker skjer og vil fortsette å skje så lenge vi forsøker oss mot naturelementene (British Petroleum, 2010).

Det er en rekke faktorer som kan sette en vindturbin ut av drift. Det vil være rimelig å anta man i løpet av en vindturbins levetid vil kunne oppleve avvikssituasjoner som for eksempel kollisjoner med skip, 1000 års stormer, jordskjelv, osv. Dette er faktorer som vil ha potensiale til å havarere en vindturbin, og i mildere tilfeller, føre til produksjonstans som følge av at tårnet kan bli "slått" ut av posisjon og pådrar seg helning. Ved å utruste vindturbinen med mulighet for og selv kunne "rette seg opp" vil det være sannsynlig at et antall produksjonstans vil kunne unngås i løpet av en vindparks levetid.

### 2.1.3 Kontinuerlig regulering

Av de eksisterende vindturbinkonseptene som finnes i dag skiller Njord B seg ut ved at den har en TLB (taut leg buoy) flyterkonstruksjon. Stram forankring vil stille store krav til korrekt lengde på forankringslinene for å opprettholde optimal posisjon på tårnet, ettersom små endringer i linelengde vil potensielt føre til relativt store endringer i vindturbinens posisjon. Njord designes for bruk av syntetiske forankringslinere, såkalt fibertau. Under lastpåvirkning oppstår en permanent forlengelse i tauet på grunn av fibrenes veving, fenomenet er på engelsk kalt "creep". Denne forlengelsen vil være spesielt synlig etter kraftig uvær når belastningene i forankringslinene har vært høy. Fenomenet har også gjerne en tendens til å forverres over tauets levetid. Disse faktorer danner grunnlag for en reguleringsinnretning på forankringslinene.



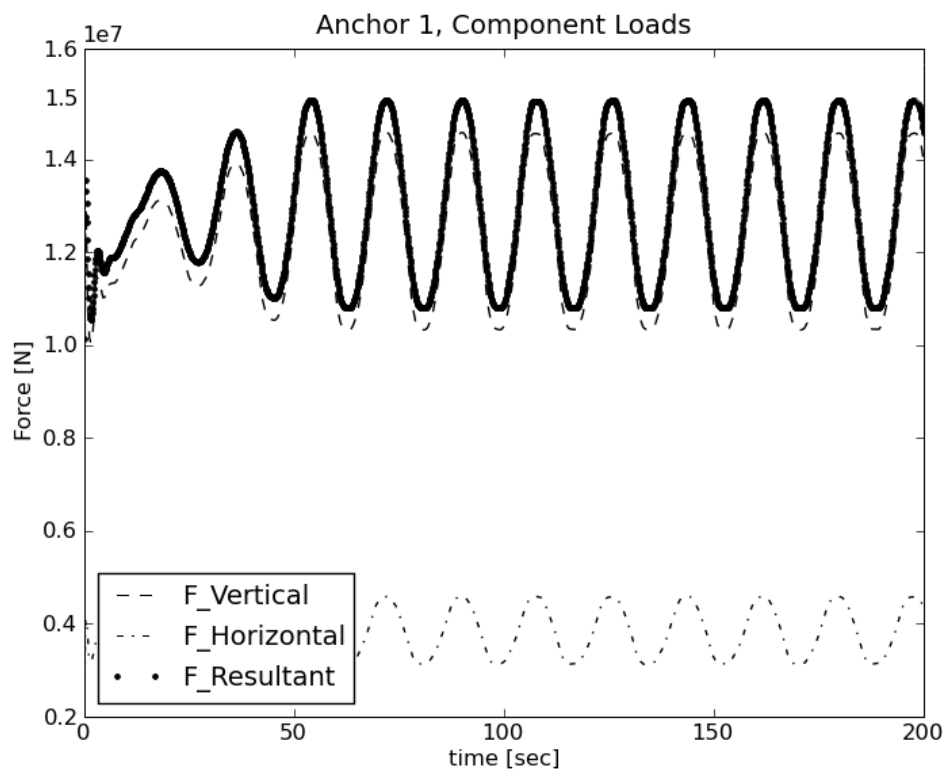
Figur 5 – Håndtering av fibertau (Lankhorst Ropes, 2011)

## 2.2 Kravspesifikasjoner

Det vil være en rekke viktige krav knyttet til utvikling og utførelse av et fortøyningsystem for en vindturbin. Montering i Nordsjøen fører med seg en rekke utfordringer som må overkommes. Reguleringsystemet vil store deler av levetiden være passivt. Likeså er viktigheten av et operativt system kritisk for å holde en vindmøllepark lønnsom. Under følger generelle spesifikasjoner for reguleringsmekanismen tilpasset Njord B.

### 2.2.1 Last

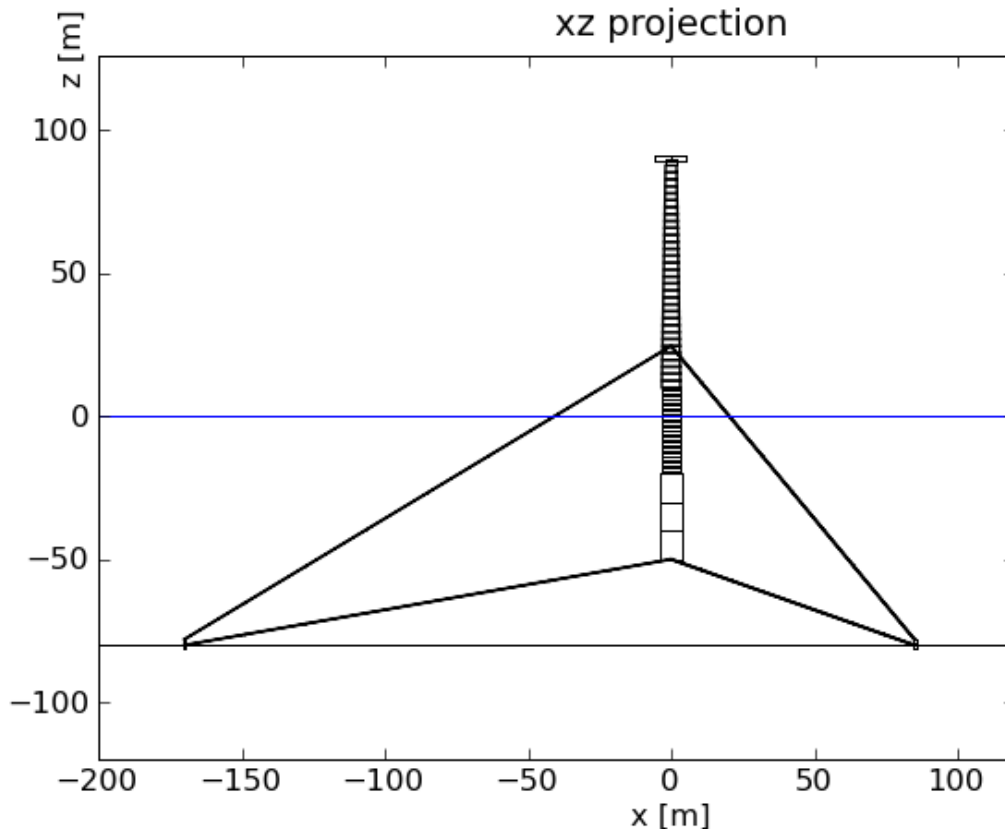
Beregning av last ved regulering er for oppgaven antatt til å være  $2000\text{ kN}$  (Myhr, 2011). Dette oppnås ved å de-ballastere flyteren for å redusere forankringslinenes forspenning fra opprinnelige  $12000\text{ kN}$  når reguleringsystemet jobber. Når regulering er utført pumpes så vannet ut og korrekt forspenning gjenoppnås. Ved hjelp av simuleringer fra 3Dfloat, er ekstrembelastningene i hvert forankringspunkt anslått til å være i størrelsesorden  $15000\text{ kN}$  (Myhr, 2010). Dette vil fungere som ekstrembelastning i utførte grunnlagsberegninger. Lastvariasjoner fra kjøring i 3Dfloat vil danne grunnlag for dynamiske beregninger, vist i elektroniske vedlegg.



Figur 6 - Viser resultat ved simulering av 1000 års bølger, fra 3Dfloat.

### 2.2.2 Antall reguleringspunkter

Ideelt sett ville reguleringspunkter på alle forankringslinjer vært det optimale. Det ansees derimot tilstrekkelig med regulering ved ett av de to punktene så lenge det andre punktet holdes stasjonert. Regulering anses som mest hensiktsmessig å implementere i øvre lineinnfesting på grunn av tårnets tilgjengelighet og forhold rundt ballastering.



Figur 7 - Viser Njord B i xz projeksjon.

### 2.2.3 Reguleringshastighet

Operasjonshastigheten anses som lite vesentlig ettersom det ikke vil påvirke vindturbinens produksjonstid i særlig grad. Det vil i så måte være å fortrekke et sakte arbeidende system ettersom dette stiller lavere krav til reguleringsmekanismen og energiforbruk. Det er i utgangspunktet for vindturbinen uvesentlig om den må vente på rolig vær før forankringslinene kan justeres.



## **2.2.4 Slitasje**

### **Korrosjon**

Korrosjon er et problem man konstant må bekjempe i offshore miljøer. For å holde kontroll over problemet er det nødvendig med regelmessig tilsyn og vedlikehold av kritiske komponenter. Standardverk regulerer antatt korrosjon for kjetting i ulike deler av forankringssystemet. Tilgjengelighet for tilsyn er også en faktor det tas betydelig høyde for i standardverket. Av denne grunn er skvettsonen underlagt spesielle bestemmelser. Skvettsonen er definert som 5 m over, og 4 m under havoverflaten ved stille vann (NORSOK, 2004).

### **UV-stråling**

De fleste typer fibertau svekkes når det blir utsatt for UV-stråling. Graden av svekkelse bestemmes av variabler som styrken på strålingen, eksponeringstid og tauets kjemiske egenskaper. Det er derfor viktig å benytte beskyttelse spesielt ved transport og installasjon. Spesielt sveiseflammer har potensiale til å påføre tauet stor skade, det skal derfor ikke under noen omstendigheter sveises i nærheten av eksponert fibertau (Noble Denton Europe Limited, 2005). Deler av tauet som er eksponert for sollys etter installasjon må være beskyttet med overdekning for å unngå skader.

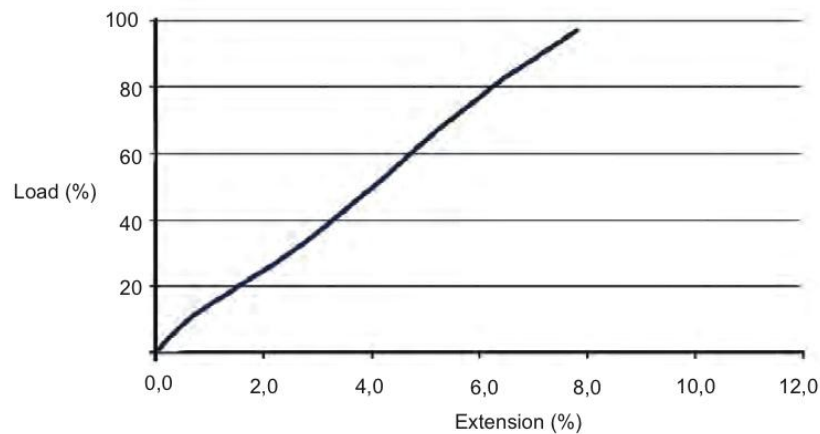
### **Skader**

Et forankringssystem inneholder mange komponenter som alle har potensiale til å skade forankringslinen enten linen er laget av stålwire, kjetting eller polyester. Årsakene kan være mange, men ofte er det feil begått i utformingsprosessen eller under montering som er de bakenforliggende årsakene. Defekte komponenter ved forankringssystemet og/eller installasjonsfeil er vanlige årsaker til skader. Eksempler på vanlige skader er kjervdannelse, deformasjon av kjettingledd og avriving av fibre i wire- eller polyestertau. Slike skader har, om de ikke blir oppdaget og utbedret, potensiale til å utvikle seg videre og føre til svekkelse av bruddstyrke og med tiden utmattingsbrudd.

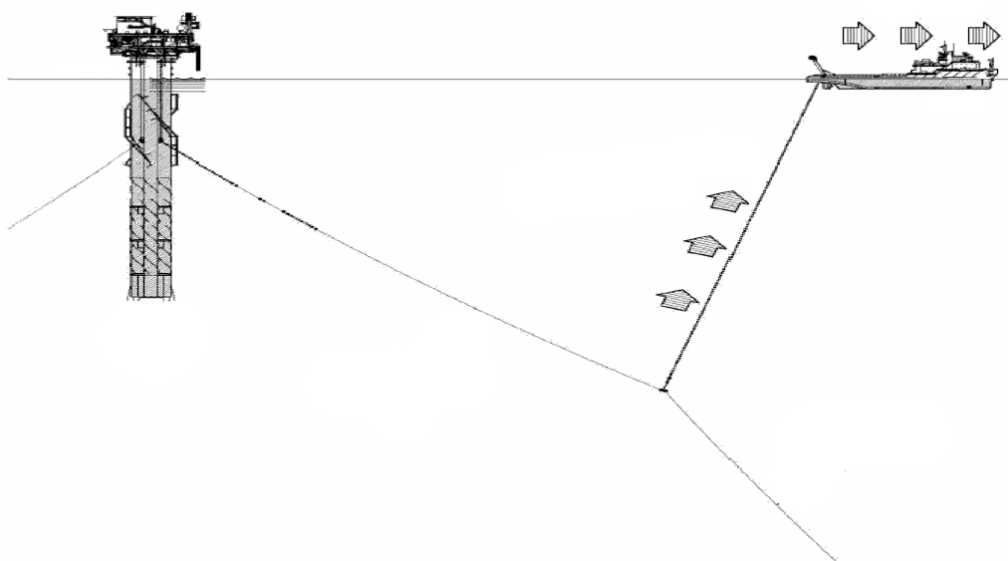
Reguleringssystemet vil være en viktig komponent dersom en forankringsline vil måtte skiftes ut. Reguleringssystemet vil da tilte vindturbinen slik at all belastning overføres til de andre linene i systemet, og den skadede forankringslinen kan frikobles.

### 2.2.5 Justeringslengde

Det antas for denne oppgaven at minimum innhentet line er 15 m (Myhr, 2011). Dette er basert på antagelser rundt forlengelse av forankringsliner (creep), ankerposisjonering og avvikstilfeller. Fibertau er hovedsakelig amorft materialet noe som fører til forlengelse av tauet over tid. Første gang tauet utsettes for stor belastning vil det oppstå en viss plastisk forlengelse av tauet. Ved installasjon av fibertau er det nødvendig å utsette tauet for belastning i nærheten av ekstrembelastning, dette for å hente inn forlengelsen (Noble Denton Europe Limited, 2005). Dersom dette gjøres vil øvrig forlengelse i løpe av levetiden anslagsvis ligge på 1,5 % av total lengde (Chakrabarti, 2005).



Figur 8 - Viser last-forlengelse kurve for fibertau ved "break-test" (Viking Mooring, 2010).



Figur 9 - Forstramming av forankringsliner til SPAR plattform (Noble Denton Europe Limited, 2005).

### **2.2.6 Drift**

Reguleringssystemet skal benyttes i vindturbiner som skal monteres langt til havs og operere under tøffe værforhold. Vindturbiner er ubemannede og vil i utgangspunktet motta vedlikehold sjeldent, det vil imidlertid for pilotturbin være naturlig å beregne høyere serviceintervall. Offshore vedlikehold er som nevnt kostbart og man bør forsøke å begrense det til et minimum. Mannskap og utstyr må fraktes til felt og fysisk overføres fra vedlikeholds fartøy til vindturbin, noe som ikke kan sies å være risikofritt. Alt utstyr som monteres på vindturbinen må av denne grunn være konstruert for å operere fjernstyrt og tilnærmet vedlikeholdsritt over lengre perioder. Vindturbinen vil utstyres med driftssystemer som konstant vil overvåke alle variabler tilknyttet sikkerhet og produksjon. Avvik vil fortløpende bli rapportert til land. Det tenkes at systemet programmeres til selv å regulere lengde på fortøyningslinene uten menneskelig påvirkning.

Reguleringssystemet er ment for bruk i avvikssituasjoner som i teorien skal oppstå sjelden. Årlig driftstid er en faktor som indirekte påvirker vedlikeholdsintervaller og slitasje på komponentene. Det vil naturlig nok være vanskelig å anslå driftstid på dette stadiet i utviklingen, det antas derfor for denne oppgaven en driftstid på omlag 200 timer/år.

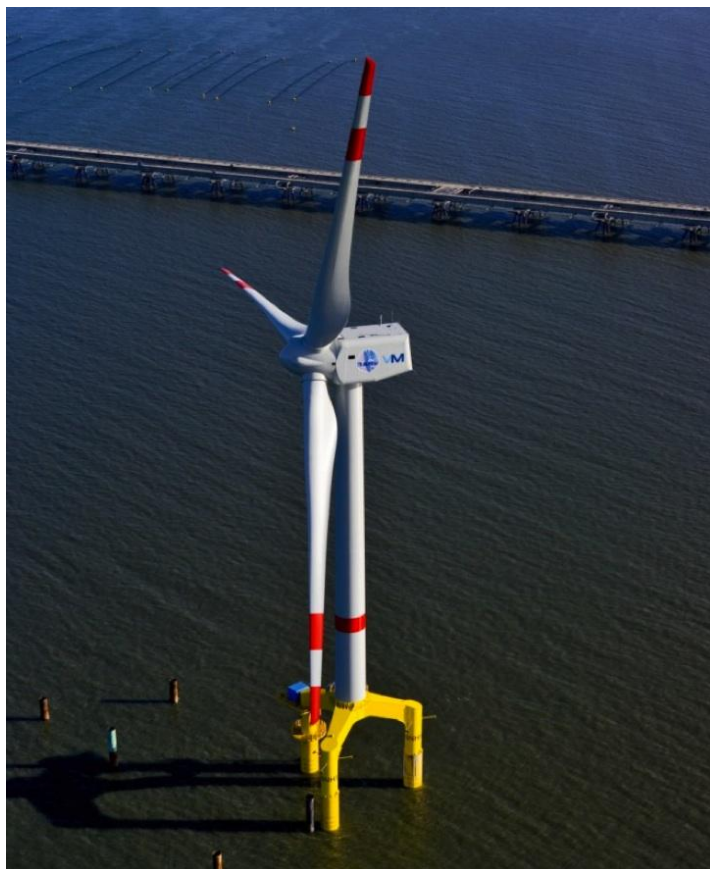
### **2.2.7 Generelle krav**

Njord B er et konsept som ønsker å bli markedsført som det flytende vindturbinkonseptet med de laveste total kostnader. Det er i så måte viktig å holde et bevisst kostnadsfokus. I tillegg følger generelle krav til vedlikeholdsplan og kostnader. En av de viktigste offshorenormene er å velge enkle og robuste løsninger som i de fleste tilfeller vil gi et pålitelig og vedlikeholdsritt system, noe som er en prioritet i en kontekst som dette. Denne filosofien er også i tråd med offshorenormens norm om mest mulig anerkjent og enkel teknologi.

## 2.3 OFFSHORE FLYTENDE VINDTURBINER

Offshore vindparker er i utgangspunktet ingen ny innovasjon. Det finnes i dag tusenvis av vindturbiner som er i drift offshore. Danmark og Storbritannia kan sies å være ledende på denne fronten, med til sammen rundt 900 offshore vindturbiner i drift (Köppe & Schulze, 2010).

Alle utbygde vindparker til dags dato er montert bunnfast. Med bunnfast menes det at vindturbinen er fysisk montert i havbunnen. Dette medfører at havdybde og bunnforhold i stor grad er styrende faktorer for plassering av vindparkene. Størstedelen av offshore vindparker befinner seg i en dybde på under 15 *m*. Kostnadene ved denne type montering stiger tilnærmet proporsjonalt med vanddybden, og det antas at dybder rundt 50 *m* er ytterpunktet for hva som kan nå kostnadseffektivt med dagens teknologi (Sweco Grøner, 2007). Bakdelen med bunnfast er at de grunneste havområdene ofte ligger i nærheten av land og derfor ikke besitter vindressurser tilsvarende det som finnes lenger til havs. Det er også i enkelte områder knyttet stor motstand ved det estetiske aspektet ved å ha vindparker synlige fra land (Musial & Butterfield, 2006).



Figur 10 - Bunnfast vindturbin (Smulders Group).

Flytende innretninger vil by på enorme muligheter når det kommer til plassering. Det vil gjøre det mulig å bygge lenger ute til havs med bedre vindressurser og lavere konfliktnivå. Dette vil gjøre det mulig å dekke inn økte installasjons- og utviklingskostnader med økt produksjon. Ulempen med kraftproduksjon langt fra sluttbruker er store overføringskostnader. I første omgang er teknologien tenkt brukt for å levere energi til energikrevende offshore installasjoner som oljeplattformer (Sweco Grøner, 2007).

Det er i dag flere spennende konsepter under utvikling. Dette er på mange måter ny teknologi som krever sin utviklingstid. Det er mye som tyder på at flere av konseptene vil nå langt i utviklingsprosessen, noe som øker sannsynligheten for kommersialisering av teknologien en gang i fremtiden. Til syvende og sist er det kraftmarkedets etterspørsel etter energi som styrer investeringsgrunnlaget til aktuelle utbyggere. De viktigste konseptene for flytende offshore vindkraft under utvikling per mars 2011, er beskrevet i kommende avsnitt.

### **2.3.1 Hywind**

Statoil har benyttet seg av ekspertisen tilegnet gjennom 30 år med utbygging på norsk sokkel og har utviklet en flytende vindturbin. Dette er det norske konseptet som har kommet lengst i utviklingen. En fullskala pilot ble 8. september 2009 plassert ut i havet 10 km sørvest for Karmøy i Rogaland. Piloten er på 2,3 MW og skal testes ut over en periode på 2 år. Målet er primært å teste ut bølgepåvirkning, identifisere teknologi-gap og optimere driftssystemene (Norsk Hydro, 2007).

Tårnkonstruksjonen til Hywind er relativt lik som Njord, forskjellen ligger i hovedsak på valg av flyter og forankringsløsning. Hywind baserer seg i hovedsak på stabilisering ved hjelp av ballast. Flyteren er en stålkappe med en betydelig mengde ballast i bunnen, som strekker seg 100 m under vannoverflaten. Den er forankret med tre liner festet omtrent midt på flyteren. Stort stålforbruk betyr at vekten blir stor og dertil stålkostnadene sammenlignet med andre aktuelle konsepter. Hywind benytter en stabil sparbøeyflyter som i stor grad er basert på eksisterende teknologi fra Nordsjøen. Flyteren har mye til felles med lignende elementer fra produksjonsplattformer og lastebøyer. Hywind benytter trepunktsforankring med sugeankre uten mulighet for regulering av linelengde. Monteringsdybde er oppgitt til opptil 700 m. Den produserer elektrisitet ved

hjelp av en oppvindsturbin med tre blader. Ettersom dette er det konseptet som har kommet lengst i utviklingen vil det være naturlig å sammenligne Hywind med Njord for å se på likheter og ulikheter.

### 2.3.2 Sway

Sway er et annet norsk konsept under utvikling. Sway skiller seg på mange måter fra Hywind og Njord. Sway kan ses på som ett rør på i underkant av 200 m, der omtrent halvparten av lengden befinner seg under havoverflaten. Røret er forankret med ett sugeanker montert rett under vindturbinen koblet sammen med et rotasjonsledd. Sway stabiliseres ved hjelp av overskuddsoppdrift, ballast og strekkstagsforankring. For hele tiden å kunne utnytte vindturbinens sterkeste side vil hele konstruksjonen rotere med vindretningen. Som man kan se av Figur 11 er dette noe vindturbinens design bærer preg av. Sway benytter en nedvindsturbin og kan monteres på havdyp fra 80-400 m. I februar 2010 fikk Sway bevilget NOK 137 millioner av ENOVA for å utrede bruk av en stor 10 MW nedvindsturbin (ENOVA, 2010). Per mai 2011 er Sway i gang med testingen av en 1:6 modell i skjærgården utenfor Øygarden i Hordaland. Sway har også fått konsesjon til testing av en 2,6 MW fullskalapilot som skal være klar for testing i løpet av 2013 (Teknisk Ukeblad, 2011) .



Figur 11 - Illustrasjon Sway (SWAY , 2011).

### 2.3.3 Windsea

Windsea er et norsk konsept under utvikling av selskapene FORCE Technology, NLI og Statkraft. Dette konseptet har gått i en litt annen retning enn de øvrige omtalte konsepter. Windsea har tre vindturbiner montert på en flyter. Turbinene er montert i hvert hjørne på flyteren som har form som en likebeint trekant der lengden av hvert bein er 75 m, og har en dypgang på 45 m. Windsea benytter to oppvinds- og en nedvindsturbin. Turbinene er i størrelsesorden 3,2 MW som gir et samlet effektuttak på rundt 10 MW for hver plattform. Windsea vil være forankret på en dreieskive som vil gjøre hele plattformen i stand til å rotere med vindretningen (Windsea, 2011).



Figur 12 - Illustrasjon Windsea (Windsea, 2011).



### 2.3.4 *Windfloat*

Teknologien bak Windfloat er utviklet av selskapet Windplus som er et joint venture-selskap ledet av EDP Group. Windfloat benytter samme prinsipp som Windsea der en plattform benyttes som flyterelement. Dette er i utgangspunktet velkjent teknologi fra petroleumsindustrien. Windfloat er en halvt nedsenkbar flyter med én turbin og tre bein som holder balansen ved hjelp av ballastvann. Turbinen står på en av de sylinderrformede ballasttankene. Når vinden snur holder plattformen balansen ved å fordele ballastvann over i de andre tankene. Windfloat planlegger å teste teknologien utenfor kysten av Portugal i løpet av 2011. Mye tyder på at dette vil være et kostbart alternativ sammenlignet med de andre konseptene (Windplus, 2011).



Figur 13 - Illustrasjon Windfloat (Windplus, 2011).



### 2.3.5 BLUE H

Blue H er et italiensk/nederlandsk konsept som i 2008 ble installert 21 km utenfor kysten av Puglia, sørøst i Italia. Dette var da verdens første storskala offshore flytende vindturbin. Piloten var utstyrt med en 80 kW turbin. Blue H benytter en strekkstagskonstruksjon for å holde vindturbinen flytende. (Blue H Group, 2010).



Figur 14 Blue H under testing i Middelhavet, (Blue H Group, 2010).

### **2.3.6 Njord**

Filosofien bak Njords design er å håndtere kreftene der de oppstår. For vindturbiner er det gjerne slik at de horisontale kreftene i de fleste tilfeller er dimensjonerende. Det er derfor jobbet målrettet for å lede horisontalkreftene som oppstår i toppen ned til havbunnen. Slik vil man få en vindturbin som er meget stabil i toppen, noe som blant annet er viktig for å redusere vedlikeholdskostnadene. Dette arbeidet har blant annet ført til at forankringslinene er montert så høyt oppe på tårnet som mulig. På denne måten blir de opptredende kreftene ledet effektivt fra der de oppstår til forankringspunktene på havbunnen. Denne forankringsstrategien gir også rom for et noe utradisjonelt flyterdesign. Njord er i utgangspunktet tenkt til å benytte en 350 *tonns*, 5 MW nedvindsturbin ettersom det gir større rom for oppskalering ved senere tidspunkt. Større turbiner har gjerne lengre blader, som i tilfelle oppvindsturbin ville stille store stivhetskrav ettersom bladene vil bøye seg mot tårnet. Annet enn det er det lite som skal til for å tilpasse tårnet for oppvindsturbin. Det er utviklet to konsepter av Njord, originalt kalt A og B. Mye vil være likt, under er forskjellene beskrevet nærmere.

#### **Njord A**

For å introdusere Njord på markedet ble det først designet en vindturbin som lignet på mye av det man hadde sett før. Denne fikk navnet "Njord A – Semi Stable (SS) Floating Concept" (NSS). Njord A har en marginal stabilitet som gjør den i stand til å overleve kabelbrudd og medfører enklere montering. Forankringslinene er festet i flyterens bunn og midtveis på flyteren. Njord A er relativt lik Hywind i oppbygging, med stor dypgang på flyter.

#### **Njord B**

Neste steg i utviklingsprosessen av Njord er kalt "Njord B – Unstable Floating Concept" (NUS). Største forskjell fra Njord A er flyterens design. Flyterens lengde er redusert fra 100 m til 62 m på Njord B. Dette medfører store materialbesparelser som dermed gir lavere prosjekt- og utbyggingskostnader. Flyteren er en såkalt TLB flyter som fører til, sammenlignet med Njord A og Hywind, en mer krevende installasjon ettersom vindturbinen i teorien vil være ustabil inntil alle forankringsliner er montert. Njord B er forankret med seks liner, tre festet i flyterens bunn, og tre festet så høyt over vannlinjen det er mulig uten å komme i konflikt med rotor. Linene holdes stramme av flyterens

overskuddsoppdrift. Forspenningen er av denne grunn meget høy og bidrar til å kontrollere alle frihetsgrader. Illustrasjon av Njord B er vist i vedlegg 10.

**Tabell 4 - Tekniske data fra aktuelle flytende vindturbinkonsepter, informasjonen er skaffet via artikler, datablader og samtaler.**

	<b>Hywind (pilot)</b>	<b>Windsea</b>	<b>Windfloat</b>	<b>Sway</b>	<b>Njord B</b>
<b>Effekt</b>	2,3 MW	3x3,6 MW	3,6-10 MW	10 MW	5-10 MW
<b>Rotor diamanter</b>	82,4 m	104 m	120-150 m	145 m	
<b>Turbin nav høyde<sup>(1)</sup></b>	65 m	71 m	80-90 m	-	87 m
<b>Nacelle vekt</b>	138 t	-	225-315 t	-	350 t
<b>Tårnvekt</b>	-	-	180-315 t	-	250 t
<b>Flytervekt</b>	-	4600 t	1080-1600 t	-	300-450 t
<b>Fortrengt volum</b>	5300 t	9200 t	< 5500 t	-	1500 t
<b>Operasjonell dybde</b>	150-700 m	45-120 m	> 50 m	80-400 m	> 80 m
<b>Dypgang</b>	100 m	6-8 m	20 m	-	52 m
<b>Forankringsliner</b>	3 lines	6 lines	4 lines	1 line	6 lines

<sup>(1)</sup> Over havoverflate  
- Data ikke tilgjengelig

## 3 INSTALLASJONSFORLØP FOR NJORD-PILOT

---

### 3.1 FREMGANGSMÅTE

Dette kapittelet vil ta for seg aktuelle installasjonsforløp for Njord B pilotturbin. For å teste teknologien bak Njord i et realistisk miljø er en fullskala test nødvendig. En testmodell, heretter kalt pilot, vil måtte bygges og plasseres offshore der miljøet kan simuleres realistisk. Testen vil være viktig for å verifisere teknologien bak konseptet og identifisere svakheter.

På bakgrunn av oppgavens problemstilling legges det i analysen særlig vekt på gjennomførbarhet innenfor et relativt kort tidsperspektiv. Dette medfører at kjente og helst tidligere benyttede metoder for installasjon, er brukt som grunnlag for ytterligere tilpassing. Njord B skiller seg fra tidligere installerte flytende vindturbiner ved at den i utgangspunktet ikke innehar noen grad av stabilitet noe som vil by på nye utfordringer rundt installasjon.

Det må nevnes at installasjonsforløpet behandles på et overfladisk nivå gitt undertegnedes bakgrunn og forutsetninger. Offshoreinstallasjon er et håndverk, og en endelig installasjonsplanlegging bør foregå i samråd med erfarne aktører i bransjen.



Figur 15 - Hywind flyter under tauing til sammenstillingsplass (Statoil, 2009).

Det vil i oppgaven være viktig å skille mellom storskala utbygging, og montering av *en* pilotturbin. Storskala utbygging vil gi helt andre muligheter enn for pilotprosjekt. Spesialtilpassing av fartøy og utstyr vil være mulig, da storskala utbygging vil ha et langt større økonomisk omfang.

Norske og internasjonale virksomheter har lang og bred kompetanse innen montering av flytende konstruksjoner på norsk sokkel og verden generelt. Denne kunnskapsbasen vil være nyttig når nye monteringsmetoder skal utvikles og gjennomføres. Nye konsepter for effektivisering av vindturbininstallasjon er på tegnebrettet, men er foreløpig ikke kommet forbi konseptstadiet. Konsepter for storskala installasjon omhandles mer detaljert i vedlegg 1.

Montering av pilotturbin må, i motsetning til montering i storskala, i stor grad baseres på kjente metoder, tilgjengelig kompetanse og materiell. Tilpassing av eksisterende metoder vil være hovedfokus for denne analysen. Analysen vil i stor grad basere seg på analyse av tidligere benyttede metoder, samt innførsel av nye egnede momenter.

Et viktig moment ved all offshore installasjon er værforhold. Ute til havs er man i naturens hender, med den respekt det bør innebære. Ved montering av installasjoner til havs er det i alle tilfeller nødvendig med relativt rolig vær. Små toleranser og høy presisjon krever at involverte fartøy må ligge relativt rolig i sjøen. Det er vanlig å benytte romslige værvindu ved installasjon i Nordsjøen. Dette innebærer at anleggsmidlene leies for en lengre periode enn nødvendig for å sikre at installasjonen kan gjennomføres i det aktuelle tidsrom. Dette er viktige moment å ta hensyn til ettersom det kan være at en installasjon vil måtte avbrytes og utsettes dersom beregnet værvindu er for lite.

### 3.2 INSTALLASJON AV HYWIND-PILOT

Per mars 2011 har to fullskala flytende vindturbiner blitt montert. Den som ble først montert het Blue H og er relativt ulik Hywind og Njord. Den som ligner mest på Njord er Hywind som ble montert på sensommeren 2009 (Statoil, 2009). De deler, i tillegg til sparbøyedesignet, mange av de samme løsningene. Av denne grunn møtte teamet som monterte Hywind-piloten mange av de samme utfordringene som Njord vil møte dersom den blir realisert. Den største ulikheten mellom de to konseptene vil ligge rundt flyterkonstruksjonen. For å oppnå en stabil sparbøyeflyter, ble Hywind designet med en stor avstand fra tyngdepunkt til oppdriftspunkt. For Hywind medførte dette at flyteren fikk en dypgang på rundt 100 m (Norsk Hydro, 2007). Hywind ble montert i skjermet farvann og tauet fullt sammensatt i vertikal posisjon til felt. Tauingen ble foretatt av en AHTS og to havnetaubåter i godt vær. Statoil har tidligere erfaring med denne type taueoperasjoner eksempelvis ved montering av lastebøyer til oljefeltet Gullfaks i Nordsjøen. Lastebøyer har lignende flyter- og forankringssystem som Hywind. Erfaring fra disse tidligere operasjonene ble i stor grad benyttet ved installasjonen av Hywind (Statoil, 2009). Tre sugeankere med forankringslinjer var forhåndsinstallert onsite før Hywind ankom. Korrekt forspenning på forankringslinene samt posisjon ble så oppnådd ved å legge klumpvekter på forankringslinene. Grundig fremgangsmåte for installasjonen er vist i vedlegg 2.



Figur 16 - Hywind og lastebøyer, (Statoil, 2009)

### 3.3 OVERORDNET VALG AV MONTERINGMETODER

Ved installasjon av sparbøyeflytere er det hovedsakelig en metode som vanligvis benyttes. Fremgangsmåten, beskrevet i vedlegg 2, ble som nevnt benyttet ved Hywind-pilot, og er å anse som et relativt sikkert og gjennomførbart alternativ. Som følge av Njords tekniske spesifikasjoner er en eksakt kopi av denne metoden ikke mulig. Deler av installasjonsforløpet kan likevel gjennomføres forutsatt enkelte nye momenter og tilpasninger. Denne metoden deles videre i to metoder, henholdsvis tauing i vertikal posisjon, med og uten nacelle montert på tårnet.

Vindturbiner er store konstruksjoner og transport fra tilvirkningsplass til installasjonsplass kan være kostbart. For å se installasjon fra en annen vinkel har det blitt sett nærmere på mulig bruk av float-out spesialfartøy, for transport av vindturbin. Undersøkelsene av det som finnes av tilgjengelige fartøy har vist at dette vil kunne innebære en ny tilnærming til installasjonsproblematikken. Det viste seg at nevnte spesialfartøy vil ha kapasitet for transport og sjøsetting av fullt sammensatt vindturbin. Dette la grunnlaget for en tredje metode som går ut på å montere vindturbinen onshore, der denne prosessen kan gjøres billigere og mer effektivt enn til havs, for så å transportere og sjøsette vindturbinen ved hjelp av spesialfartøy.

De nevnte metodene er per dags dato de tre mest sannsynlige alternativene for installasjon av Njord-pilot. Konseptene vil utredes og vurderes mot hverandre i de påfølgende avsnitt. Metodene benevnes som:

- *Metode 1 - Tauing av flyter og tårn i vertikal stilling*
- *Metode 2 - Tauing av komplett vindturbin i vertikal stilling*
- *Metode 3 - Transport av komplett vindturbin ved hjelp av spesialfartøy*

For å skape et relevant sammenligningsgrunnlag mellom de tre metodene antas det for analysen at Njord produseres og testes ved samme lokasjoner som Hywind. Hywind vil på mange måter fungere som en håndfast referanse i henhold til gjennomførbarhet.

Njord vil i motsetning til Hywind utrustes med fjernstyrte ballast-ventiler og pumper for å kunne endre ballastnivå i flyteren. Dette vil være nyttig både for installasjon og videre drift av vindturbinen.

## 3.4 INSTALLASJONSMETODER FOR NJORD-PILOT

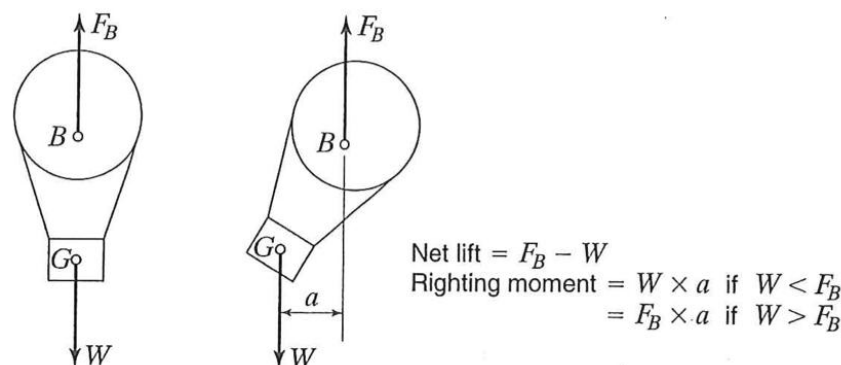
### 3.4.1 Metode 1 – Tauing av flyter og tårn i vertikal stilling

Denne metoden ble til dels benyttet da Hywind ble installert sensommeren 2009. Komplette installasjonsmetode for Hywind er beskrevet i avsnitt 3.2. Metoden beskrives ved å kartlegge alle overordnede aspekter ved installasjon og utføre relevante beregninger for å underbygge metoden.

#### **Ballastering og transport**

Denne analysen vil ta utgangspunkt i at flyter er tauet i vannrett posisjon til sammenstillingspunkt og det vil utredes for hvilke tiltak som vil måtte gjøres for oppnå en stabil flyter ved hjelp av tilgjengelige midler. Herunder menes ballasteringsmidler som sjøvann og eventuelt eksterne ballastelementer som klumpvekter og lignende.

Stabilitet kan defineres som et systems evne til å returnere til opprinnelig posisjon når en påført kraft tas vekk (Chakrabarti, 2005). Når et flytende objekt er i statisk likevekt er det under påvirkning av to hovedkrefter; tyngdekraft og oppdrift. Vindturbinenes oppdriftssenter er punktet der all bevegelse i sway (y) og pitch (x) utføres om. Enkel momentbetraktning viser at ved å plassere en stor masse med en lang arm fra dette punktet, vil momentet virke motsatt rettet av moment i den andre enden av armen (nacelle og tårn). Dette momentet omtales gjerne som opprettingsmoment og er definert som avstanden fra oppdriftssenter til massesenter multiplisert med oppdriftskraft, vist på Figur 17 (Finnemore & Franzini, 2002). Strukturen vil alltid søke mot statisk likevekt, noe som oppnås når strukturen står vertikalt i vannet. Forutsatt riktig ballast og tilstrekkelig lengde på arm, vil vindturbinen oppføre seg stabilt i vann (DNV, 2001).



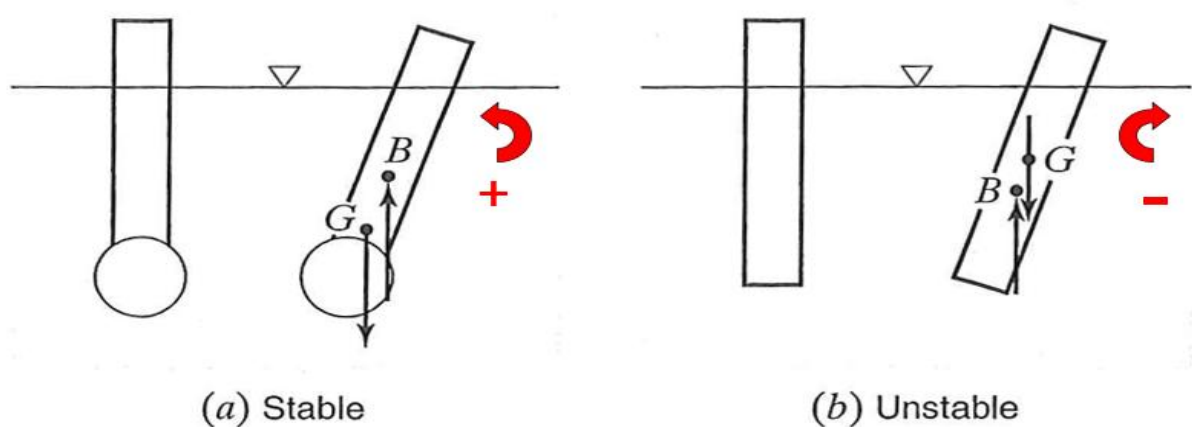
Figur 17 - Viser opprettingsmoment på varmluftsballong (Finnemore & Franzini, 2002).



Den viktigste prosessen ved installasjonen vil være å gjøre vindturbinen stabil. Problemet kan i hovedsak deles i tre deler. Den første delen går ut på å gjøre flyteren stabil, og den andre delen vil være å få strukturen stabil etter tårnet er løftet på plass og klar til tauing. Den tredje og siste delen vil være montering av nacelle og rotor onsite.

### **Stabilitetsbetraktninger ved ballastering**

Det første punktet i en installasjon vil være å gjøre flyteren stabil. Som for Hywind vil flyteren ankomme sammenstillingsplassen i horisontal posisjon. For å ballastere opp flyteren til vertikal posisjon slippes sjøvann inn i flyteren. Nøyaktig beregning av ballastmengde er omfattende, håndberegning vil av den grunn være uegnet som følge av mengden variabler som avhenger av hverandre. Databehandlingsverktøyet MS Excel ble derfor benyttet til å håndtere beregningene. Reell Njord B flyter består av to rette sylindere med diameter på henholdsvis 7,4 m og 6,5 m. Sylindrene forbindes med en tverrsnittsendring lokalisert omtrent midt på flyteren. Denne utformingen gjør stabilitetsberegningene krevende ettersom det ikke vil være en lineær sammenheng langs flyterens lengde. Det er derfor valgt å gjøre strukturen mer håndterlig for beregning ved å forenkle strukturen til en sirkulær avstumpet. På denne måten skapes et lineært forhold ved ballastvolum og vektberegning. Forenklingen som er vist på Figur 19, vil i utgangspunktet gi et misvisende bilde av flyteren, men beholdes ettersom den vil ha tilsvarende tyngdepunkt og oppdriftssenter som virkelig flyter. Figur 18 viser grunnprinsippene ved stabilitetsberegning.



**Figur 18 - Viser en stabil og ustabil flyter. Flyter (a) er ballastert og oppnår positivt opprettingsmoment ved at tyngdepunktet (G) er under oppdriftssenter (B). Flyter (b) har tyngdepunktsenter over oppdriftssenter og får derfor et negativt opprettingsmoment som gjør den ustabil (Finnemore & Franzini, 2002).**

Det undersøkes først hvor dypt flyteren må ballasteres for å kunne regnes som stabil. En metode for beregning av stabilitet er å finne legemets metasenter. Metasenter defineres som det punkt oppdriften alltid vil virke gjennom. Dette punktet beregnes gjerne ved hjelp av metasentrisk høyde, som defineres som avstanden fra samlet massesenter til metasenter. Formel for metasentrisk høyde gitt ved Formel 1, der bokstavene angir avstand mellom seg.

$$G_t M = CM - CG_t = \frac{I}{V} - (OG_t - OC)$$

**Formel 1**

(Chakrabarti, 2005)

*Hvor:*

*G<sub>t</sub> = Samlet massesenter*

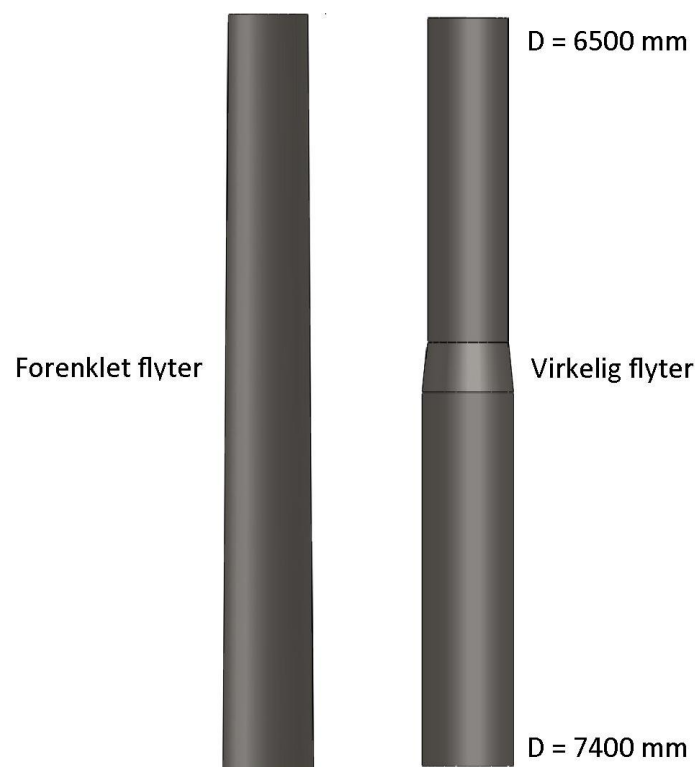
*M = Metasenter*

*C = Oppdriftssenter*

*O = Strukturens bunnseksjon*

*I = Annet arealmoment om WL*

*V = Fortrengt volum*



**Figur 19 - Viser forenkling av flyter.**

Det generelle krav for stabilitet er at flyterens metasentriske høyde må være positivt. Det kreves en annen tilnærming for å regne på stabilitet for flytende vindturbiner, enn for båter og skip. Des større areal et flytende legeme har mot vannflaten, des høyere kan dets massesenter plasseres over oppdriftssenter. Denne effektens bidrag til metasentrisk høyde regnes ut ved  $\frac{I}{V}$ , som vist over. En slank struktur som flyteren har et meget lite areal i WL noe som gir at denne effekten, for Njord, blir omlag 29 cm, vedlegg 1. Dette medfører at for at en slank nedsenket konstruksjon skal være stabil, må dens oppdriftssenter opptre under massesenter. Følgende krav settes for stabilitet:

$$G_t M > 0$$

Formel 2

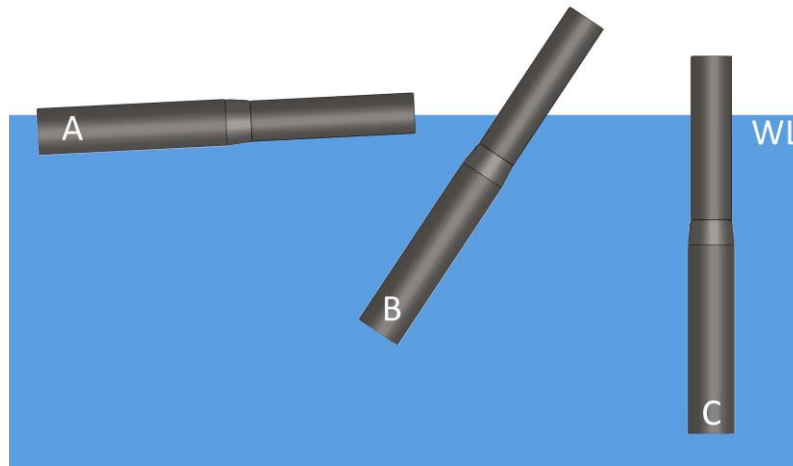
Grad av stabilitet vil øke med økende positiv verdi gitt av Formel 2. Opprettingssekvensen vil være et resultat av ballastering og flyteren vil nå stabil vertikal posisjon når metasentrisk høyde er mer enn 0. Ved hjelp av Excel beregnes ballasteringsnivå i flyteren der metasentrisk høyde når positiv verdi. Med ballasteringsnivå menes mengde ballast pumpet inn i flyter, målt i meter fra flyterens bunn mens den holdes i vertikal posisjon.

Tabell 5 - Viser resultat fra stabilitetsanalyse av flyter ved vannballast, Excel vedlegg 1.

Ballastnivå i flyter	Metasentrisk høyde	Roll periode	Flyters høyde over WL
10 m	-5,07 m	-	43 m
20 m	-0,10 m	-	33 m
21 m	0,22 m	15,8 s	32 m
30 m	2,38 m	4,8 s	23 m
35 m	3,22 m	4,1 s	18 m
40 m	3,90 m	3,7 s	13 m
45 m	4,46 m	3,5 s	8 m

Som resultatene av analysen viser vil graden av stabilitet øke med økende ballastvolum. Flyteren vil oppnå positiv metasentrisk høyde når nivå av ballastvann i flyteren når 21 m. Flyteren vil måtte inneha stor grad av stabilitet for at det skal være forsvarlig å løfte tårnet på plass. Dette kan oppnås enten ved å ballastere ytterligere med sjøvann

og/eller solid ballast som metall, betong eller lignede. Det er i utgangspunktet ønskelig å unngå ballastering med solid ballast på grunn av kostnadshensyn.



Figur 20 - Viser ballasteringssekvensen.

Det antas for løft av tårn at kranen har en vertikal rekkevidde på anslagsvis 90 m, basert på tilgjengelig utstyr, vedlegg 8. Flyterens høyde over WL må derfor tas med i betraktningen. Det regnes vanligvis med en klaring på rundt 2,0 m for løft som dette (Sverdrup-Thygeson, 2010). Flyteren må derfor ballasteres dypt nok til at tilstrekkelig klaring oppnås. Ved ballastnivå 45 m oppnås egenskaper som vist på Tabell 6.

Tabell 6 - Viser data for flyter ved ballastnivå 45 m, Excel vedlegg 1.

Ballastnivå i flyter	Dypgang	Fortrengt volum	Roll periode	Flyters høyde over WL	Metasentrisk høyde
45 m	54,1 m	2106 tonn	3,5 s	8 m	4,46 m

Flyter ballasteres ytterligere til den når en dypgang på 54,1 m før installasjon av tårn skal foretas. Metasentrisk høyde på 4,46 m gir en meget stabil plattform for montering av tårn og tilstrekkelig klaring for at kran kan utføre løft, illustrasjon av løft vises i vedlegg 7.

#### **Stabilitet ved montering av tårn**

Når tårnet løftes på plass vil dens egenvekt bidra til å heve konstruksjonens massesenter, noe som vil redusere stabiliteten betydelig. En ny modell som inkluderer tårn utarbeides i Excel og benevnes som analyse 2. Resultatene presentert i Tabell 7

viser at strukturens metasentrisk høyde blir negativ i det øyeblikk tårnet plasseres på flyter. Vekten av tårnet fører til at flyteren vil få en dyppgang 7 m lavere enn før montering. For å oppnå stabilitet i dette lasttilfellet må flyteren ballasteres ytterligere. Tabell 7 viser strukturens bevegelser under ballastering.

Tabell 7 - Viser resultat stabilitetsanalyse av flyter og tårn, Excel vedlegg 2.

Ballastnivå i flyter	Dyppgang	Fortrengt volum	Roll periode	Flyters høyde over WL	Metasentrisk høyde
<b>FLYTER</b>					
45 m	54,1 m	2106 tonn	3,5 s	8 m	4,46 m
<b>TÅRN LØFTES PÅ FLYTER</b>					
45 m	61,2 m	2381 tonn	-	0,8 m	-1,07 m
50 m	66,1 m	2576 tonn	13,4 s	-4,2 m	0,31 m
55 m	71,2 m	2770 tonn	6,0 s	-9,2 m	1,50 m
60 m	76,1 m	2847 tonn	4,6 s	-14,2 m	2,55 m
62 m	78,2 m	3043 tonn	4,3 s	-16,2 m	2,93 m

Som Tabell 7 viser, vil overgangen tårn-flyter passere WL når ballastnivå overstiger 46 m. Etter sammenkoblingen er utført og manuelt arbeid avsluttet vil kranen gradvis overføre belastningen av tårnet til flyter, samtidig som flyteren ballasteres ytterligere og stabilitet gjenvinnes. Maksimal ballastmengde vil være 62 m, noe som medfører at hele flyterens volum fylles. Beregningene viser at maksimal stabilitet oppnås ved dette ballastnivå. Ved tauing er det vanlig å beregne metasentrisk høyde lik 1-2 m som tilstrekkelig stabilitet av hensyn strukturens engenperiode (Myhr, 2011).

### **Risikovurdering kranløft**

Ettersom både kran og flyter vil være flytende vil det være mest hensiktsmessig å utføre denne løfteoperasjonen i skjermet farvann under gode værforhold. Skjermet farvann er også vil betydelig sikrere med tanke på værromslag og bølger. Sammenstilling vil i så måte være mindre komplisert og utsatt for mindre risiko enn til sjøs. Det vil være mulig å benytte rimelige lekterkraner til montering av tårn, som i de fleste tilfeller vil være uegnet for bruk i mer åpent farvann. Risikovurderingen bør bygge spesielt på aspekter rundt installasjon av tårn. Erfaringen fra Hywind viste at spesielt denne operasjonen var

risikofull. En rimelig antagelse basert på egen erfaring som kranfører, er at lokale utfordringer vil øke proporsjonalt med bevegelse i strukturen og ergo øke faren for uhell og ulykker. Montering av Hywind bød på utfordringer av denne art og ble en betydelig utfordring for operatørene (Sverdrup-Thygeson, 2010). Løft som dette setter store krav til kranfører og operatører ettersom toleransene er svært små og både kranen og vindturbinen beveger seg i sjøen. Vind har potensiale til å ytterligere forverre situasjonen. Montering av bolteforbindelser og lignende er manuelt arbeid og faren for klemskader er potensielt svært stor. Det vil derfor være kritisk med vært gode vær - og bølgeforhold på installasjonstidspunktet.

Et fartøy som kan tenkes å redusere risiko ved løft, er jack-up fartøyet L205 utviklet av det norske selskapet Master Marines (Master Marine, 2011). Jack-up føttene på L205 har en lengde på 130 m og vil være i stand til å jobbe på dyp der Njord kan monteres. Fartøy som dette vil naturlig nok ha en betydelig høyere døgngleie enn lekterkraner. Dette alternativet bør også vurderes dersom Njord installeres på havdyp under 130 m. Hele installasjonsprosessen kan da potensielt utføres onsite. L205 har krankapasitet på 80 m med SWL opptil 750 tonn (Aalandslid, 2011).



**Figur 21 – illustrerer ballastering av tårn og flyter. A: Stabil flyter. B: Tårn løftes på flyter. C: Vekt av tårn overføres til flyter i lag med ytterligere ballasteres og gjenvinning av stabilitet. D: Flyter ballasteres ytterligere ned til stabilitet gjenvinnes og strukturen kan taues.**



Figur 22 - Jack-up fartøyet L205 har en arbeidsdybde på opptil 130 m (Aalandslid, 2011).

### ***Stabilitetsbetraktning under tauing***

Et viktig moment under tauing er strukturens egenperiode. Dersom den skulle sammenfalle med havbølgenes periode kan utfallet bli ukontrollerte svingninger. For å unngå dette antas det på generelt grunnlag at engenperioden bør være mindre enn 5 s (Nygaard T. A., 2011). Resultatene fra foreløpig analyse viser at nevnte krav er innfridd.

For Njord regnes det, som vist, at en ballasteringsdybde på 62 m vil gi tilfredsstillende stabilitet for å kunne utføre sikker forflytning av vindturbinen i vertikal posisjon. Denne ballasteringsdybden medfører at flyteren har en dypgang på 78 m. Som følge av dette bør havdybden til enhver tid overstige minst 80 m ved tauing. Under tauing vil vindturbinen måtte tåle ulike naturlaster, selv i godt vær. Motstand i vannet vil i hovedsak virke under oppdriftssenter og vil derfor ikke være et problem så lenge hastigheten holdes på et fornuftig nivå. Bølgelaster ses bort fra ettersom tauing bør foregå i godt vær der opptredende bølgelaster antas å være små.

Laster påført av vind kan imidlertid være utslagsgivende ettersom det vil virke på tårnet, over oppdriftssenter. For å se på hvor stor mye vindbelastning turbinen vil være i stand til å tåle under tauing ser vi på dragkrefter i tårn. For å beregne konservativt antas det at

hele tårnet vil være eksponert under tauing. Det sees i beregningene bort fra krefter som virker fra linene til taubåtene.

Formel for dragkrefter er gitt ved:

$$F_{env} = \frac{1}{2} * C_D * \rho * A * v^2$$

**Formel 3**

(Serway & Jewett, 2004)

*Hvor:*

$C_D$  = Friksjonskoeffisient

$\rho$  = Fluidets tetthet

$A$  = Areal

$v$  = Fluidets hastighet

$F_{env}$  = Dragkraft

Tårnet forenkles til en sylinder med konstant diameter, noe som gir et areal på  $A = 6,5 \text{ m} * 77,6 \text{ m} = 504,4 \text{ m}^2$ . Tettheten til luft settes lik  $1,2 \text{ kg/m}^3$  (Cengel, 2006), og det benyttes konservativ dragkoeffisient på  $C_D = 1,5$ . Maks vindhastighet under tauing settes til  $12 \text{ m/s}$  (Myhr, Samtale om stabilitet Njord B, 2011). Dette gir:

$$F_{env} = 65,4 \text{ kN}$$

**Formel 3**

Beregner så moment om flyterens oppdriftsenter. Vindbelastningen vil i virkeligheten virke som en logaritmisk fordelt last langs hele det eksponerte arealet. Det forenkles og antas at vinden vil virke som en punktlast midt på tårnets lengde over WL. Beregner momentarm fra oppdriftsenter, gitt som avstand fra punktlast til oppdriftsenter:

$$CF_{env} = \frac{77,6}{2} \text{ m} + 62 \text{ m} - 39,1 \text{ m} = 61,7 \text{ m}$$

**Formel 4**

Dette gir et opptredende moment om oppdriftsenter som følge av vindbelastning:

$$M_{env} = F_{env} * CF_{env} = 4,034 \text{ kNm}$$

**Formel 5**

(Chakrabarti, 2005)



Krengningsvinkel som følge av vind med hastighet på 12m/s finnes ved å beregne systemets opprettingsmoment-stivhet som er gitt av:

$$K_{pitch} = GM * V$$

Formel 6

(Chakrabarti, 2005)

Hvor:

$K_{pitch}$  = Opprettingsmoment-stivhet

$GM$  = Metasentrisk høyde

$V$  = Fortrengt volum

Fra Tabell 7 finner man at metasentrisk høyde med maksimalt ballasteringsnivå er 2,93 m. Excel-modellen beregner totalt fortrengt volum ved maksimalt ballasteringsnivå til 3043 tonn, se vedlegg 3. Dette gir:

$$K_{pitch} = 87\,424 \frac{kNm}{rad}$$

Formel 6

Krengningsvinkel som følge av vindlast kan nå beregnes ut fra forholdet mellom systemets opprettingsmoment-stivhet og moment skapt av vindlast.

$$\theta_{env} = \frac{M_{env}}{K_{pitch}}$$

Formel 7

(Chakrabarti, 2005)

Dette gir:

$$\theta_{env} = 0,0461 \text{ rad} \approx 2,63^\circ$$

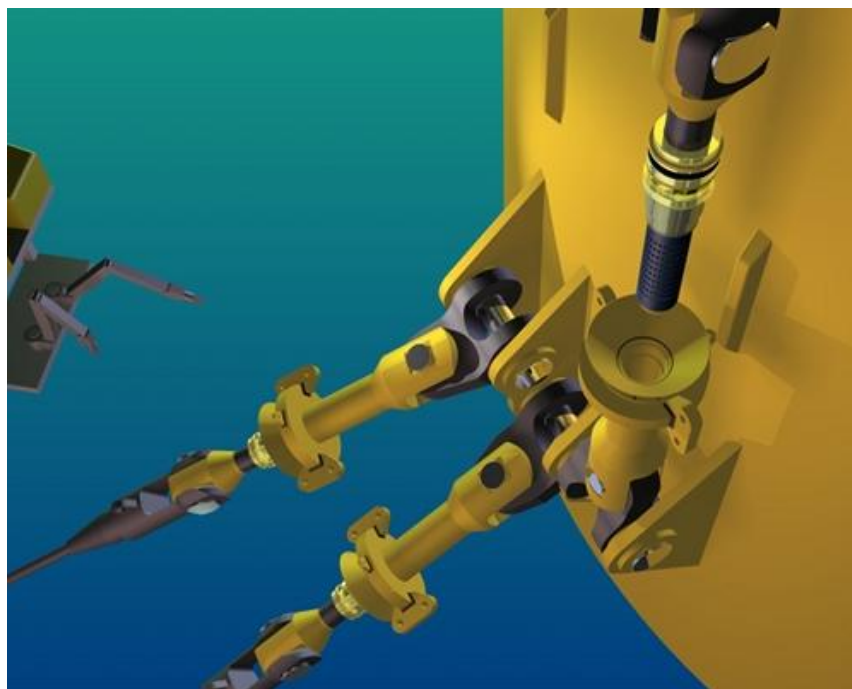
Formel 7

Vindturbinen vil krenge 2,6° som følge av vindbelastning. Maksimalt tillatt krenkning bør under tauing ikke overstige 5° (Myhr, Samtale om stabilitet Njord B, 2011). Det forutsettes linearitet mellom vindhastighet og belastning. Ved hjelp av modellen i Excel beregnes nødvendig vindhastighet for å oppnå denne vinkelen til å være 16,5 m/s, noe som tilsvarer stiv kuling. Dette anses som tilstrekkelig sikkerhet mot værromslag under tauing.

### **Tilkobling til forankringslinjer**

Ankre og liner vil være pre-installert onsite før Njord ankommer. Ettersom Njord er ballastert ned 26,3 m dypere enn den normalt vil stå vil det være mulig å koble til nedre forankringslinjer ved hjelp av kraner og undervannsroboter (ROV). AHTS er normalt utstyrt med teknisk utstyr nødvendig for denne type operasjoner. Det eksisterer et utvalg systemer for sikker og effektiv sammenføring av forankringslinjer. Eksempel på slike systemer er illustrert på Figur 23. Forankringsfestene vil mest sannsynlig også benyttes ved tauing og det er mulig sammenføring kan utnytte dette. Det vil være lite gunstig å utføre detaljplanlegging av sammenføring på dette stadiet, og dette arbeidet vil bli overført til ekspertise når den tid kommer.

Fibertau må, som nevnt innledningsvis, forstrammes for å hente inn den permanente forlengelsen som oppstår i fiberne ved stor belastning. Normalt benyttes AHTS til denne type operasjoner. Ettersom nacelle og rotor ikke er installert vil det være mulig å benytte flyterens overskuddsoppdrift til denne operasjonen ved å de-ballastere flyteren til gitt belastning oppstår i linene. Beregninger fra (Henanger & Lovas, 2010) viste at flyterens overskuddsoppdrift uten rotor og nacelle er omkring 13 070 kN.



**Figur 23 - First Subsea Mooring Connection System, metode for å koble forankringslinjer til flytende konstruksjoner, alt arbeid under vann utføres av ROV (First Subsea, 2011).**

Det vil være naturlig å anta at vindturbinen er tilkoblet strømmettet på dette tidspunkt og ballastpumper kan dermed drives fra det. De-ballasteringen vil forspenne forankringslinene og gjøre tårnet stabilt. Denne delen av installasjonen vil være den mest kompliserte og antagelig mest tidkrevende ettersom det, ved pilotinstallasjon, vil være et begrenset erfaringsgrunnlag å basere arbeidet på. Reguleringsystemet vil kunne være en aktiv komponent i denne prosessen i den grad det vil være nødvendig.

### ***Installasjon onsite av turbinkomponenter***

Siste del av installasjonen vil være installasjon av rotor og nacelle. Konstruksjonen vil på dette stadie være fortøyd og de-ballastert, noe som gir en svært stabil struktur. Det finnes flere smarte løsninger for turbiner tilrettelagt for enkel installasjon av nacelle. Et eksempel er vist på Figur 24, der en innretning i tårnet heiser turbinen på plass etter at tårnet er satt opp (Vergnet, 2011). Mye tyder på at flere løsninger som ligner på denne vil komme i tiden fremover etter hvert som offshore blir en større del av markedet for turbinprodusentene. Offshore installasjon er kostbart og ofte forbundet med risiko spesielt i forhold til vær. Løftemetoder som nevnt ovenfor kan i prinsippet utføres fra dekket til AHTS eller PSV, uten bruk av spesialfartøy. Dette vil gjøre installasjon betydelig billigere, mindre risikofull og mer effektiv.



**Figur 24 - Viser montering av Vergnet 1 MW vindturbin (Vergnet, 2011).**

Et lignende løftesystem som vil kunne være aktuelt, er bruk av COC-kraner. Disse heises opp til nacelle og låser seg fast i tårnet ved hjelp av klemmer, vist på Figur 25. Det foreløpige markedet av denne typen kraner er dimensjonert til vedlikeholdsoperasjoner og ikke løft av hele naceller eller lignende.



Figur 25 - Viser Vestas COC kraner for vedlikeholdsoperasjoner (Vestas, 2011).

Det siste mulige alternativet for installasjon av turbinkomponentene vil være anvendelse av kranfartøy. Kranfartøy kommer i mange varianter tilpasset bruksområdet. Lekterkraner vil være det rimeligste og mest tilgjengelige alternativet. Et usikkerhetsmoment er sjøegenskaper ettersom montering skal potensielt foregå langt til havs. Som nevnt tidligere eksisterer det i dag jack-up fartøy tilstrekkelig med dybde- og krankapasitet for å kunne operere på havdyp opp til 130 m. Dette vil derfor være et meget interessant alternativ. Bruk av jack-up må sees i sammenheng med aktuelle bunnforhold.

Det tredje alternativet vil være spesialkranfartøy (SSCV). De har bedre sjøegenskaper enn lekterkraner og vil derfor kunne operere i større bølgehøyder lenger til havs. Jack-up og SSCV vil innebære betydelig høyere døgnleie enn lekterkraner og har gjerne mye større løftekapasitet enn nødvendig.



Figur 26 - Viser installasjon av bunnfast vindturbin med jack-up fartøy (GustoMSC).

### 3.4.2 Evaluering av metode 1

Denne metoden er i utgangspunktet den metoden som trolig vil være lettest gjennomførbar siden flere av stegene den beskriver har vært gjennomført tidligere. Metoden krever imidlertid mye utstyr samt personell.

Stabilitetsbetraktningene viser at flyter og tårn kan taues i vertikal posisjon uten bruk av tilleggsballast. Forenklete beregninger av vindlast viser at tårnet tåler vindhastighet på 16 m/s før kravene til helning overstiges.

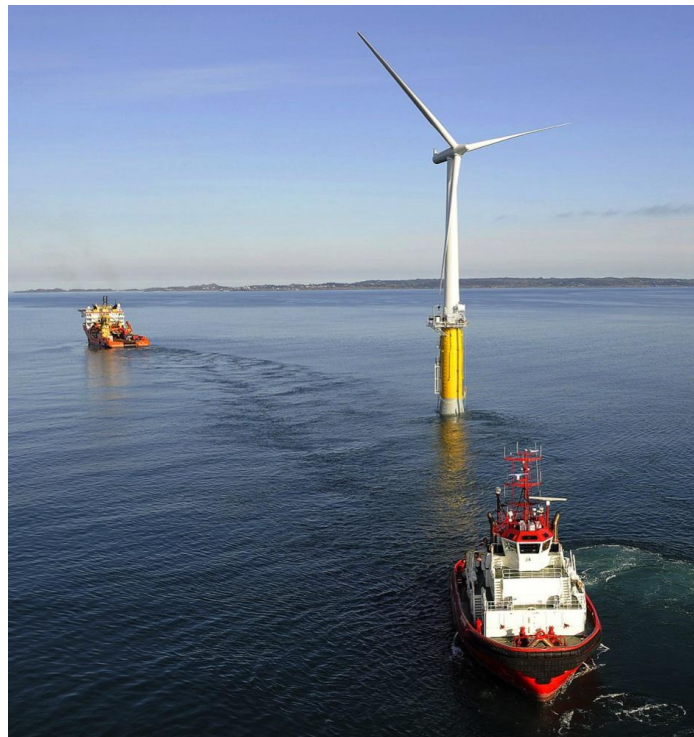
Installasjonsmetoden bygger på at komponenter må sammenstilles onsite. Dette er i utgangspunktet ugunstig på bakgrunn av kostnader og risiko, spesielt i forhold til vær. Anvendelse av nye metoder for løfting av turbinkomponentene ansees derfor som en mer fornuftig vei å gå, sammenlignet med anvendelse av kranfartøy.

### 3.4.3 Metode 2 – tauing av komplett vindturbin i vertikal posisjon

Denne metoden ser på muligheter for tauing av vindturbin inklusiv turbinkomponenter. Metoden vil på mange måter være en kopi av installasjonsforløpet som Hywind benyttet.

Stabilitetsberegningene så langt baserer seg i hovedsak på at rotor og nacelle installeres onsite. Arbeid utført offshore er imidlertid svært kostbart. Begrensede værwindu vil tilføre ytterligere usikkerhet rundt gjennomføring og tidsplaner. Det er i utgangspunktet derfor ønskelig at arbeidsmengden onsite gjøres minimal.

Under installasjonen av Hywind ble alle komponentene sammenstilt *før* tauing, dette gjorde at arbeidet utført onsite i stor grad dreide seg om forankring. På grunn av manglende stabilitet kan ikke dette uten videre utføres med Njord B. Det ville ført til en betydelig heving av vindturbinens massesenter og kraftig reduksjon i metasentrisk høyde. Som for metode 1, vil montering og sammenstilling for denne metoden foregå i umiddelbar nærhet til land. Flyter ballasteres til vertikal posisjon og tårn monteres i henhold til fremgangsmåte beskrevet tidligere. Det kritiske moment ved denne metoden er stabilitetsbetraktningene. De vil i stor grad avgjøre metodens levedyktighet. De fleste praktiske utfordringer ble i stor grad belyst under installasjonen av Hywind, noe Njord vil kunne dra nytte av.



Figur 27 - Viser Hywind under tauing (Statoil, 2009).

### **Stabilitetsbetraktninger ved tauing av komplett vindturbin**

Det viktigste momentet med denne metoden vil være utføring av sikker tauing. Som tidligere utregninger viste, oppnår flyter og tårn en metasentrisk høyde på 2,9 m når flyter ballasteres fullt ut. Ved montering av nacelle vil strukturens metasentriske høyde reduseres til negativ verdi, noe som betyr ustabilitet. For å kompensere for dette kan følgende ballasteringsmetoder vurderes: tilleggsballast i form av solid ballast påført i bunnen av flyter eller ytterligere nedballastering av vindturbinen ved å pumpe sjøvann inn i tårnet.

I tillegg til nevnte faktorer vil nacellens størrelse være utslagsgivende. En lettere turbin vil være mindre utslagsgivende for vindturbinens stabilitet, noe den kommende analysen vil belyse. Det å ballastere tårnet er å anse som svært lite gunstig. Tårnet inneholder mye teknisk utstyr som trolig ikke kan utsettes for sjøvann. En slik løsning vil også legge kraftige føringer for utviklingen av reguleringsystem, som omhandles senere i oppgaven.

Ved hjelp av Excel lages en modell for stabilitetsberegning ved tauing av komplett vindturbin, vedlegg 3. Modellen beregner nødvendig tilleggsballast for at strukturen skal oppnå stabilitet med hensyn på tilleggsballast.

Det tas utgangspunkt i analysen fra forrige avsnitt der flyter og tårn ble gjort stabil med ballastnivå på 62 m. For denne analysen benyttes en 200- og 350 tonns nacelle som beregningsgrunnlag. Rotordiameter settes til  $D_{rotor} = 90 \text{ m}$ . Resultatene fra analysen er vist i Tabell 8.

Rotorbladene må ikke berøre vann under transport. Under transport parkeres rotoren med ett rotorblad stående vertikalt mens de to andre har en vinkel nedover. Dette gir at minste avstand fra nav til WL kan beregnes ved:

$$\frac{D_{rotor}}{2} * \cos 60^\circ = 22,5 \text{ m}$$

**Formel 8**

Det bør i tillegg benyttes en sikkerhetsavstand mellom WL og rotorblad på anslagsvis 10 m. Eventuelt kan en to- blads rotor benyttes, som vil muliggjøre ytterligere ballastering.



Tabell 8 - Resultat fra stabilitetsbetraktning med 200 tonns nacelle, Excel vedlegg 3.

Dypgang (m)	Nacellens høyde over WL (m)	Tilleggsballast (tonn)	Roll periode	Metasentrisk høyde (m)
83,3	56,3	0	-	-1,20
83,8	55,8	20	-	-0,64
84,3	55,3	40	-	-0,13
84,8	54,8	60	12,2 s	0,37
85,3	54,3	80	7,9 s	0,88
85,9	53,7	100	6,3 s	1,38
86,4	53,2	120	5,4 s	1,88
86,9	52,7	140	4,8 s	2,10

Som nevnt tidligere settes kravet til metasentrisk høyde til 2 m. Resultatene viser at tauing av vindturbin inklusive turbinkomponenter vil være mulig. Som man ser vil klaringen mellom vannflaten og rotorblader være OK. Metoden innebærer at om lag 140 tonn solid ballast må påføres i flyterens bunn før tauingen tar til. For å sammenligne mot en 350 tonns turbin, beregnes nødvendig ballastmengde for å oppnå godkjent metasentrisk høyde på om lag 2 m.

Tabell 9 - Resultat fra stabilitetsbetraktning med 350 tonns nacelle, Excel vedlegg 3.

Dypgang (m)	Nacellens høyde over WL (m)	Tilleggsballast (tonn)	Roll periode	Metasentrisk høyde (m)
93	46,7	225	4,95 s	2,21

Som resultatene i Tabell 9 viser vil en 350 tonns nacelle kreve en tilleggsballast på omlag 225 tonn. Økt vekt vil gi vindturbinen en større dypgang uten at det har betydning for rotorbladenes sikkerhetsavstand mot WL. Egenperiodene ligger under kravet på 5 s for begge konfigurasjonene. Under tauing vil vindturbinen være sårbar for værromslag. Det vil derfor være viktig å ha oversikt over hva vindturbinen vil tåle av naturlaster under tauing. Det benyttes samme antagelse som tidligere, der vindlast blir sett på som den kritiske lastkomponent. Bølger og strøm vil virke under oppdriftsenter og anses derfor



som mindre utslagsgivende. For å beregne dragkrefter fra rotorblader benyttes en betydelig forenkling.

Rotorblader har en komplisert geometri som vanskelig lar seg håndregne. En tilnærming til rotorbladarealet er markert med sort på Figur 28, og danner utgangspunkt for beregning av dragkrefter.



Figur 28 - Viser tilnærming av rotorbladareal.

Beregner areal av rotorblad:

$$A_{\text{rotorblad}} = 100 \text{ m}^2$$

Formel 9

Beregner dragkrefter fra 3-blads turbin ved vindhastighet på 12 m/s. Setter tettheten til luft lik 1,2 kg/m<sup>3</sup> og benytter konservativ dragkoeffisient  $C_D = 1,5$ . Dette gir:

$$F_{\text{env}} = 38,8 \text{ kN}$$

Formel 3

Fra Excel beregnes helningsvinkel på vindturbinen som følge av vindlast Excel vedlegg 3. Vindens betydning for begge turbinkonfigurasjoner beregnes og resultatet vises i Tabell 10.

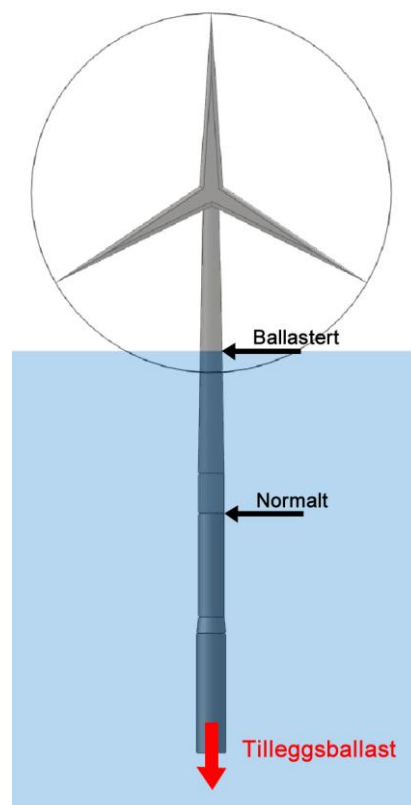
Tabell 10 - Viser helning på vindturbinen som følge av vindlast, Excel vedlegg 3.

Turbinstørrelse	Helning
350 tonn	6,12°
200 tonn	6,06°

Kravet for maksimal helning som følge av vind under tauing er, som nevnt tidligere, satt til maksimalt 5° (Myhr, 2011). Resultatene ligger meget nær det som er satt som krav. Ved ytterligere ballastering vil helningsvinkelen kunne reduseres ytterligere.

### 3.4.4 Evaluering av metode 2

Beregningene viser at sammensatt vindturbin kan gjøres stabil ved å legge til solid ballast. Modellene som er benyttet i beregningene har enkelte åpenbare svakheter. Modellen tar ikke hensyn til tårnets koniske form, noe som vil gi negative avvik ved beregning av oppdrift og dyppgang. Dette avviket tas hensyn til ved evalueringen av metoden. Forenklingen av flyterens form vil også ha noe å si for resultatet. Beregningene har imidlertid vist at dette er en metode som kan være levedyktig. Det oppnås metasentrisk høyde på 2 m, noe som ansees som tilstrekkelig for sikker tauing. Helningsvinkelen som følge av 12 m/s vindhastighet, ligger meget nær maksgrensen på 5°. Denne verdi kan oppnås ved å ballastere ytterligere. Analysen har sett bort fra aspekter rundt strøm og bølgelaster. Dette vil måtte utredes nærmere ved videre arbeid, samt utarbeidelse av mer nøyaktige stabilitetsmodeller. Diskusjon rundt løsninger for innfesting av tilleggsballasten utsettes til videre arbeid. Metoden har som utgangspunkt at tårnet må ballasteres betydelig ned under tauing. Dette vil medføre at tårnet vil utsettes for et betydelig hydrostatisk trykk. Virkningen av dette trykket på tårnstrukturen bør derfor være grunnlag for videre arbeid.



Figur 29 - Viser ballastering av vindturbin under tauing ved metode 2.

### 3.4.5 Metode 3 - transport av komplett vindturbin ved hjelp av spesialfartøy

Det eksisterer per i dag en hel del spesialfartøy for installasjon og transport av uhåndterlig last. Til installasjon av flytende vindturbiner i stor skala vil det i følge (Vold & Sanden, 2010) lønne seg å bygge fartøy spesielt utviklet til formålet. Storskala installasjon vil bli drøftet i vedlegg 1. For installasjon av pilotturbin vil dette av kostnadshensyn være en ugunstig løsning. Det eksisterer likevel fartøyer som kan benyttes til deler av installasjonsprosessen. Fordelene med slike transportløsninger vil være at vindturbinen kan fraktes sammenstilt til felt og mye tid spares.

Såkalte "roll on- float out"-fartøy opererer ved å ballastere seg ned til en dybde der lastedekket oversvømmes med stor nok dybde til at lasten kan flytes over dekket. Fartøyet blir så de-ballastert til lasten står tørt på fartøyets dekk. "Roll on", betyr at fartøyet kan lastes ved hjelp av skidding eller lignende systemer. Fartøy av denne typen finnes i flere størrelser og varianter, alt etter bruksområde. For transport av vindturbiner vil det i så måte være nødvendig å se på fartøyer med et relativt langt lastedekk. Bakgrunnen for denne metoden er å redusere installasjonstiden for å minimere kostnadene tilknyttet installasjon. Kostnadene for leie av installasjonsutstyr vil være anvendt tid, der døgnleier varierer med markedets etterspørsel. Dersom metoden viser seg levedyktig vil den sannsynligvis konkurrere ut metode 1 og 2 på pris, og være et betydelig konkurransefortrinn for Njord.



Figur 30 - Lasting av sparbøye ved Pori, Finland, (Dockwise, 2011).

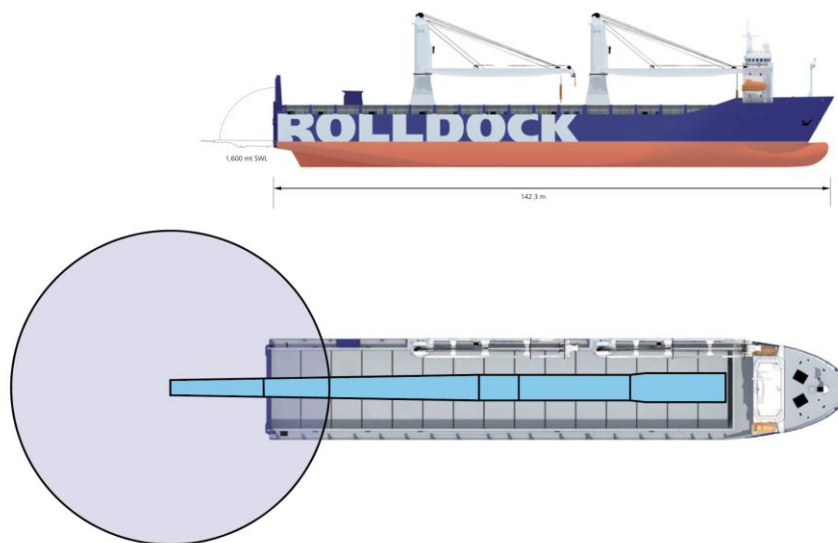
### ***Sammenstilling onshore og transport til felt***

Det lagt vekt på at installasjonsløsningene skal kunne være operative på relativt kort varsel samt være kostnadseffektive. Installasjonsforløpet vil starte med sammenstilling av vindturbin. Alle komponenter transporteres til verft som vil være utstyrt med tilstrekkelig løftefasiliteter og eventuelle skidding-systemer.

Flyter, tårn, nacelle og rotor sammenstilles på skidding-rampe for enkel transport til frakteskip. Vindturbinen vil nå være tilnærmet ferdigstilt og klar for transport ut til monteringspunkt. Transportskip vil legge til ved verftets kaianlegg og lasting vil foregå via hekkrampe, som vist på Figur 30. For at nacelle og andre følsomme elementer i tårnet skal holdes ute av vann må en flytekrage plasseres under tårnets øvre del.

Nødvendigheten av ekstern oppdrift blir synlig når man ser på forskjellen mellom fortrenkt volum av flyter og tårn. Uten tilført oppdrift vil nacellen ende opp under vann som følge av oppdrift fra flyter, og nacellens masse på om lag 350 *tonn*. Tilsvarende løsninger er benyttet for installasjon av sparbøyer, der ekstra oppdrift ofte er nødvendig for å holde strukturen flytende. Ulempen vil være at det vil oppstå nye strukturspenninger som følge av oppdriftspunkter i hver sin ende av det lange stålrøret som vindturbinen forenklet sett er.

Transport med denne typen skip foregår med en fart på rundt 15 knop. Avstanden fra Pori, Finland, til Stavanger, Norge, er via sjøveien rundt 900 *nm*. Transporten tar rundt 2 dager for et spesialskip. Med tauing i horisontal posisjon vil den samme distansen ta rundt 1 uke (Karmøy Kommune, 2009). Tauing vil også være betydelig mer væravhengig enn ved frakt om bord i skip. Figur 31 viser mulig transportmetode for montert vindturbin. Internasjonale retningslinjer regulerer den mengden last som kan oppbevares utenfor lastedekk under seilas, noe som det må tas hensyn til ved planlegging.



**Figur 31 - Transport som dette vil ikke la seg gjøre grunnet internasjonale retningslinjer som regulerer lastsikring og sikkerhet, (Beerendonk, 2011)**

### ***Float-out***

For å ta ut det fulle potensialet av denne metoden vil float-out på monteringspunktet være optimalt, spesielt med hensyn på kostnader. Float-out er i utgangspunktet en tidseffektiv prosess, som gjerne utføres i løpet av noen timer om forholdene ligger til rette (Beerendonk, 2011). Erfaring tilsier at forsinkelser snarere er regelen enn unntaket for denne typen pilotprosjekter. Det vil derfor være naturlig for denne operasjonen å operere med et værvindu som gir mulighet for å avbryte operasjonen dersom det skulle bli nødvendig. Det eksisterer i dag mange hjelpemidler for å forutse værforandringer. Ved hjelp av data fra værradar, satellitter og rapporter fra bemannede og ubemannede værstasjoner er meteorologer i stand til å lage værrapporter med relativt høy nøyaktighet. Usikkerheten øker tilnærmet eksponentielt med tidsaspektet på varselet. Et korrekt varsel vil være avgjørende for om en float-out vil være forsvarlig. De samme momentene gjelder forøvrig under tauing av pivotert vindturbin.

Rederiene har gjerne egne retningslinjer for vær og bølgeforhold ved operasjoner som dette. Det vil i så måte være naturlig å lytte til deres erfaring og kompetanse. Rolldock Shipping opererer med en maksimal signifikant bølgehøyde på 0,5 m med maksimale dønninger på 0,3 m (Beerendonk, 2011). Basert på sjøgangsdata fra Atlanterhavet og Rolldock Shippings begrensninger gir dette normalt sett rundt 30 dager årlig med optimale bølgeforhold, hovedsakelig konsentrert rundt sommerhalvåret (Faltinsen, 1990).

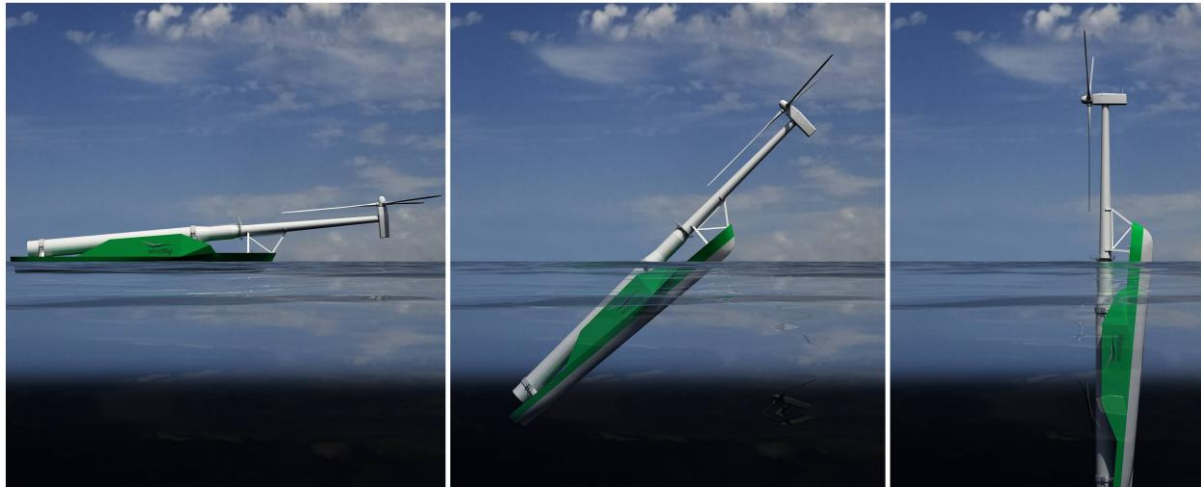
Fartøyet de-ballasterer ved å pumpe sjøvann inn i ballasttanker. Vindturbinen løftes sakte av støttene og inntar flytende stilling på skipets dekk. Ettersom dette vil være første gang vindturbinen er i kontakt med vann, vil det i så måte være naturlig å utføre en grundig inspeksjon på dette tidspunktet. Dette har flere årsaker. Først og fremst er vindturbinenes posisjon i horisontal posisjon gunstig for å undersøke komponenter som etter hvert vil bli gjort utilgjengelig under vann. Momenter ved inspeksjonen vil være sjekk for transportskader, ventiler, ballastpumper og generell flyteevne. Spesiell oppmerksomhet bør rettes mot flytekragen rundt nacelle og øvre del av tårnet for å kontrollere at dens posisjon er tilfredsstillende for float-out. Når alt er klart vil vindturbinen bli trukket av fartøyet ved hjelp av taubåt. Under denne operasjonen er vindturbinen svært sårbar. Det vil derfor være ønskelig å pivotere vindturbinen opp i trygg vertikal posisjon så fort som mulig.

Gjennomføring av en slik operasjon avhenger i stor grad av værforholdene. Det vil være kostbart å måtte vente på et værvindu om været skulle bli dårlig. En mulig plan B kan være float-out i skjermet farvann, for å så og taue vindturbinen til felt enten i vannrett eller vertikal posisjon.

Det vil være rimelig å anta at sjødyktigheten i vannrett stilling vil være lite god, ettersom flytekragen bare vil være dimensjonert for å holde nacelle og rotor flytende. En mulig løsning kan være å konstruere en flytekrage beregnet for tauing, selv om mye tyder på at tilleggskostnaden ved dette alternativet kan bli betydelig. En lignende løsning er utviklet av det norske firmaet Windflip, som baseres på tauing og pivotering av vindturbin med en spesialtilpasset flåte. Denne er vist på Figur 32.

### ***Pivotering og ankertilkobling***

Opprettingssekvensen er tenkt utført ved hjelp av ballastering med samme fremgangsmåte som for metode 1. Spesiell oppmerksomhet rettes mot installasjonsbelastningene når konstruksjonen pivoteres. Bøyespenninger fra nacelle og rotor vil virke om vindturbinens oppdriftspunkt og gi globale spenningsvirkninger i tårnet. En måte å redusere disse spenningene på er å redusere størrelse på nacelle.



Figur 32 - Norskutviklede Windflip, (Windflip AS, 2011).

Hywind benyttet en 2,3 MW turbin på 140 tonn for sin pilotturbin. Ved anvendelse av en tilsvarende turbin vil så belastningen sannsynligvis være overkommelig, men vil gi et redusert effektuttak.

Et annet relevant alternativ er bygging av en pivoteringsjigg som Aquilo utviklet av David Moss og Anders Myhr ved UMB (Moss & Myhr, 2009). Aquilo låser vindturbinen fast ved to punkter langs strukturen og gjør denne typen installasjon mulig. Kostnadene knyttet til utvikling og bygging av dette alternativet er ifølge (Moss & Myhr, 2009) anslått til om lag NOK 35 millioner.



Figur 33 - Illustrasjon av Aquilo (Moss & Myhr, 2009).

### **3.4.6 Evaluering av metode 3**

Metoden baserer seg i stor grad på bruk av spesialfartøy for transport av sammenstilt vindturbin til felt i horisontal posisjon. Analysen har i stor grad benyttet "float-off" fartøy som grunnlag. Skipene er å anse som svært egnende for transport og sjøsetting av flytende offshore vindturbiner. Utfordringen ved metoden er opprettingssekvens da installasjonsbelastningene antas å være kritiske for vindturbinen.

Det er utviklet flere lignende installasjonskonsepter som benytter lignende prinsipper. Et eksempel er norskutviklede Windflip som på mange måter er en ballasterbar flåte, vist på Figur 32. Ettersom installasjon av vindturbiner ikke tidligere er installert på denne måten, ansees denne metoden som mer risikofull enn de to øvrige.

På bakgrunn av pivoteringsproblematikken kan det fastslås at nye løsninger må utvikles videre fra konseptstadiet for at dette installasjonsalternativet skal være realiserbart.

## **3.5 EVALUERING AV INSTALLASJONSMETODER**

Analysen har utredet tre mulige alternativer for installasjon av en eventuell fremtidig Njord-pilot. Analysen har hovedsakelig sett på monteringsmetoder basert på realistiske installasjonsalternativer for en sparbøye vindturbin.

Metode 1 vil gi et bredt grunnlag for å utvikle installasjonen av Njord på. Erfaringer vunnet under installasjonen av Hywind i 2009, vil sannsynligvis kunne dras nytte av og optimaliseres med hensyn på Njord. Metoden er mer omfattende og sannsynligvis relativt dyr, basert på de nødvendige anleggsmidler som må leies inn for operasjonen. Løfteoperasjoner offshore er kostbart og i utgangspunktet lite gunstig. Videre undersøkelser rundt nye turbinkonsepter tilrettelagt for installasjon vil være å anbefale.

Metode 2 bygger i stor grad på Hywind. Tauing av sammensatt vindturbin i vertikal posisjon er en effektiv monteringsmetode. Sammenstilling av tårn og flyter vil måtte utføres tilnærmet likt som i metode 1. Før turbinkomponentene installeres må ballast hektes på for å sikre stabilitet. Analysen som er gjort bygger på flere forenklinger. For videre arbeid med installasjonsmetoden bør grundigere konsekvensutredninger utføres for å verifisere metoden.



Analysen har vist at det eksisterer langt flere utfordringer ved metode 3. Spesielt aspekter rundt installasjonsbelastninger gjør det vanskelig å forsvare denne metoden uten videre utredning. Kostnader rundt døgngleie på spesialfartøy vil være viktige aspekter å klarere. Mange av de aktuelle spesialfartøyene opererer i tilknytning til petroleumsindustrien og dagleie kan derfor i stor grad settes i sammenheng med oljepris som per dags dato er stigende (SSB, 2011).

Ettersom teknologien rundt Njord er ny og relativt lite utforsket ansees det som fordelaktig for prosjektet å støtte seg til mest mulig kjent teknologi ved installasjon av pilot. Hvilke av metodene som vurderes som den best egnede, vil måtte avgjøres basert på videre analyser og med hensyn på plasseringspunkt og kostnadsrammer for pilot-prosjekt.

# 4 KONSEPTUTVIKLING FOR REGULERINGSMEKANSIME

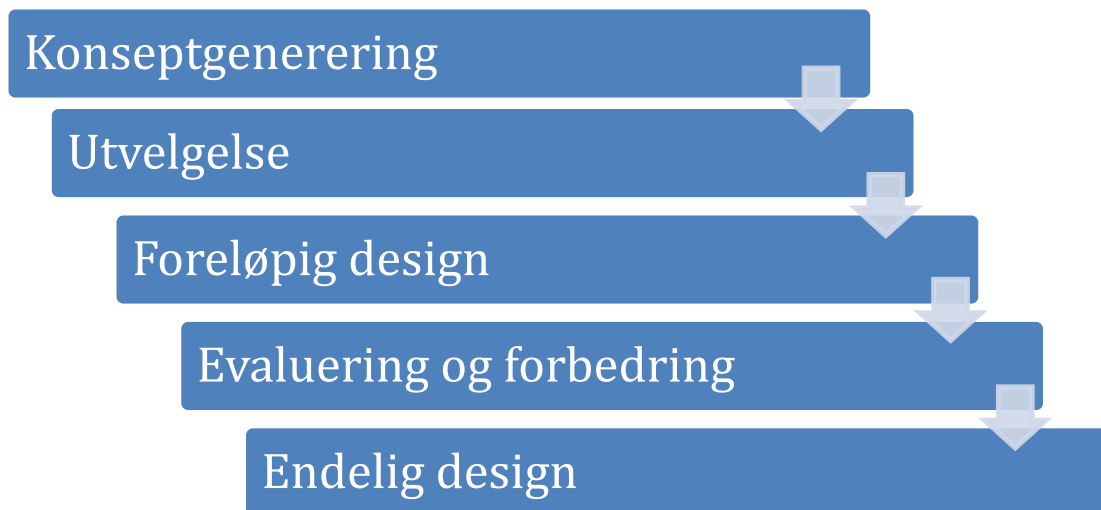
---

## 4.1 FREMGANGSMÅTE KONSEPTUTVIKLING

Opgaven har som målsetning å skape en løsning for et reguleringsystem som skal være levedyktig innen relativt kort tid, med hensyn for bruk i en fremtidig pilotturbin. Det skal også tas høyde for at reguleringsystemet kan utnyttes i storskala. Dette medfører at det må tas høyde for en levetid på 25 år, med de aspekter det vil medføre.

En høy grad av gjennomførbarhet vil være en rød tråd gjennom konseptutviklingen. Bruk av anerkjent eksisterende teknologi vil være en prioritet for alle konseptene.

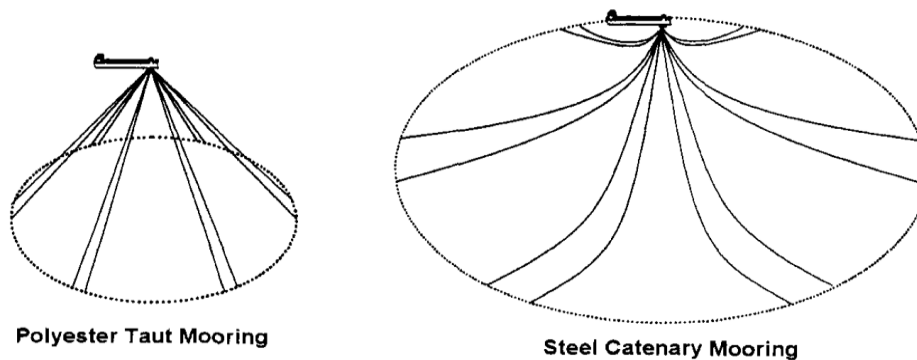
Når et utvalg konsepter representativt for alle realistiske løsningsalternativer er utarbeidet, vil en konseptscreening utføres. De mest egnede konseptene velges ut basert på viktige parametere for reguleringsystemer samt gjennomføringsgrad. Endelig utvelgelse gjøres i samråd med personer med kompetanse innenfor dette fagfeltet.



Figur 34 - Fremgangsmåte ved konseptutvikling.

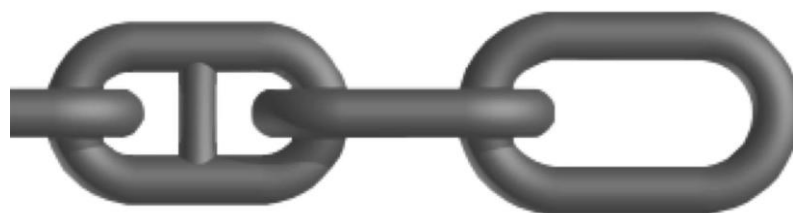
## 4.2 FORANKRINGSANALYSE

Reguleringsmekanismen skal betjene et behov for endring av lengde på forankringslinene til Njord B flytende vindturbin. Det eksisterer en rekke ulike prinsipper og metoder for fortøyning av flytende objekter. De to mest benyttet for offshorekonstruksjoner er stram og slakk forankring som vist på Figur 35.



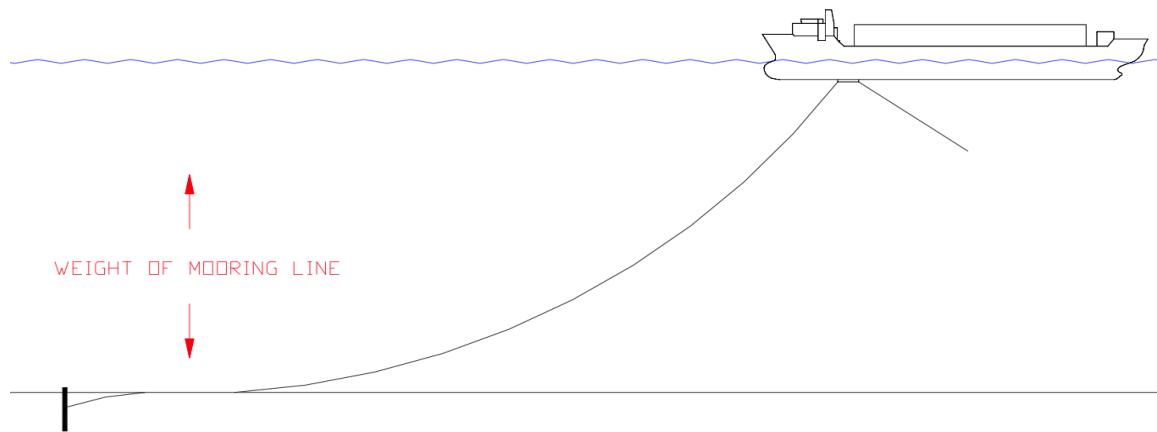
Figur 35 - Illustrasjon taut leg og catenary fortøyning (Chakrabarti, 2005).

Slakk fortøyning er et velbrukt fortøyningsprinsipp med lang fartstid. Som navnet sier er forankringslinene slakke, uten en gitt forspenning. Slakk forankring blir progressivt stivere med belastningen på systemet fordi forankringslinene løfter seg fra havbunnen. Systemet utnytter egenvekten til forankringslinene som forspenning ettersom deres masse er svært høy. Til slakk forankring benyttes enten kjetting eller stålwire (Chakrabarti, 2005). Kjetting er godt egnet for bruk i denne type systemer på grunn av dens styrke, høye egenvekt og lange levetid. Det benyttes to hovedtyper kjetting: studless og studlink, vist på Figur 36. For systemer som skal stå permanent over lang tid benyttes gjerne studless kjetting. Dersom den fortøyde enheten skal være flyttbar vil studlink være et bedre valg (Chakrabarti, 2005). For flytende vindturbiner vil derfor en studless kjetting være fortrukket.



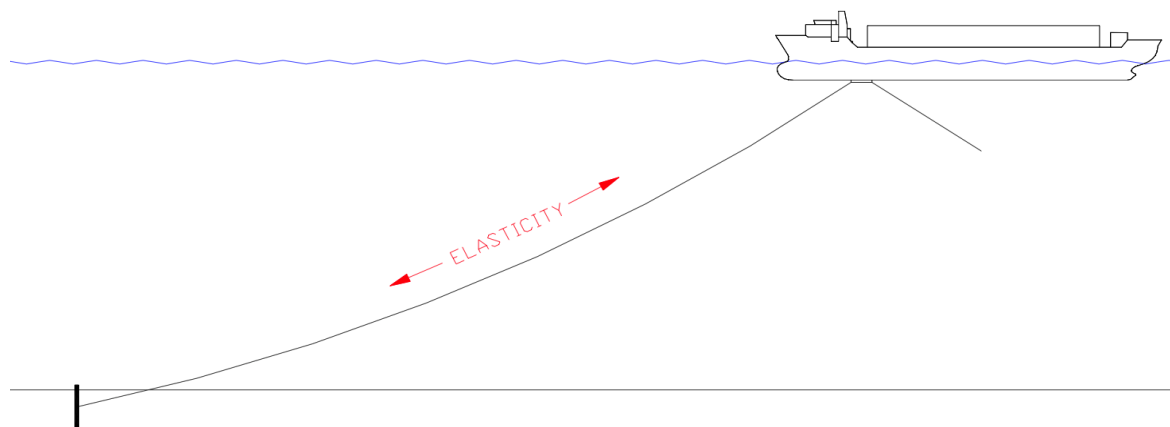
Figur 36 - Illustrerer studlink (venstre) og studless kjetting (høyre) (Viking Mooring, 2010).

Ulempen med slakk forankring er når havdybden øker. På store dyp vil denne metoden være uegnet da vekten av forankringslinene vil øke proporsjonalt, noe som til slutt vil gjøre belastningen på oppdriftselementet uhåndterbar.



Figur 37 - Illustrasjon catenary mooring (Noble Denton Europe Limited, 2005).

Taut leg (TL) er et forankringsprinsipp der forankringslinens strekk/elastisitet benyttes for å oppnå demping. TL er lineært stivt og det er dermed lettere å kontrollere offset posisjon av det man forankrer. Det vil også være lettere å fordele kreftene mellom de ulike forankringspunkter. Dette er i stor grad grunnen til at denne løsningen er valgt for Njord B. For denne type forankring er det med tiden blitt vesentlig vanligere å benytte fibertau. Fibertau består av polyester og høy-modul polyetylen, dette gir en tilnærmet nøytral vekt i vann ettersom oppdriften er tilsvarende som vann. Dette gjør det godt egnet sammen med TL forankring ettersom man effektivt kan redusere massen i oppdriftselementet. Dette vil være gunstig for konstruksjoner som vindturbiner som av kostnadshensyn bør være så lette som mulig.



Figur 38 - Illustrasjon taut leg mooring, (Noble Denton Europe Limited, 2005).

For applikasjoner på dypt vann har TL fortøyning med fibertau viktige fordeler over catenary, først og fremst på grunn av vekt, men også på grunn av fibertauets unike egenskaper. Den store elastisiteten i fiberne gjør tauet i stand til å ta opp dynamisk belastning gjennom forlengelse uten å føre til unødvendig dynamisk spenning. Ulempene ved bruk av fibertau er at materialegenskapene er mer komplekse og krever en større innsikt enn mer kjente løsninger. Dette fører gjerne til et over-konservativt design som gjerne utligner egenskapene mot kjetting og wire. Ettersom teknologien er relativt fersk er erfaringsgrunnlaget begrenset (Chakrabarti, 2005).

#### **4.2.1 Forankring Njord B**

Njord B's forankringssystem er et TL system med tre punkter på havbunnen, og seks i vindturbinen. Forankringspunktene på havbunnen plasseres med 120° mellomrom. Njord benytter i hovedsak fibertau til forankringslinene på grunn av vekt og gode egenskaper ved TL.

Vindturbinens flyter er konstruert vesentlig kraftigere enn tårnet, og vil dermed gi et bedre grunnlag for forankring. Tårnet er konstruert vesentlig svakere sammenlignet med flyteren, noe som kan gi utfordringer ved innfesting av forankringsliner. Som vist i (Henanger & Lovas, 2010), vil området rundt øvre lineinnfestning ved spesielle lastetilfeller oppleve et meget stort bøyemoment som følge av vind og bølgelaster. Det er derfor grunn til å være spesielt oppmerksom rundt øvre lineinnfesting i utviklingen av reguleringssystemet, i den grad den inkluderes i oppgaven.

### 4.3 KONSEPTGENERERING

Under følger de løsninger som vil kunne ha potensiale til å regulere forankringslinene på en Njord-pilot. Det er lagt stor vekt på tilgjengelig teknologi for å holde gjennomføringsevnen høy. Det er kort gjort rede for virkemåte, samt fordeler og ulemper med konseptet.

#### 1. Gripperjack

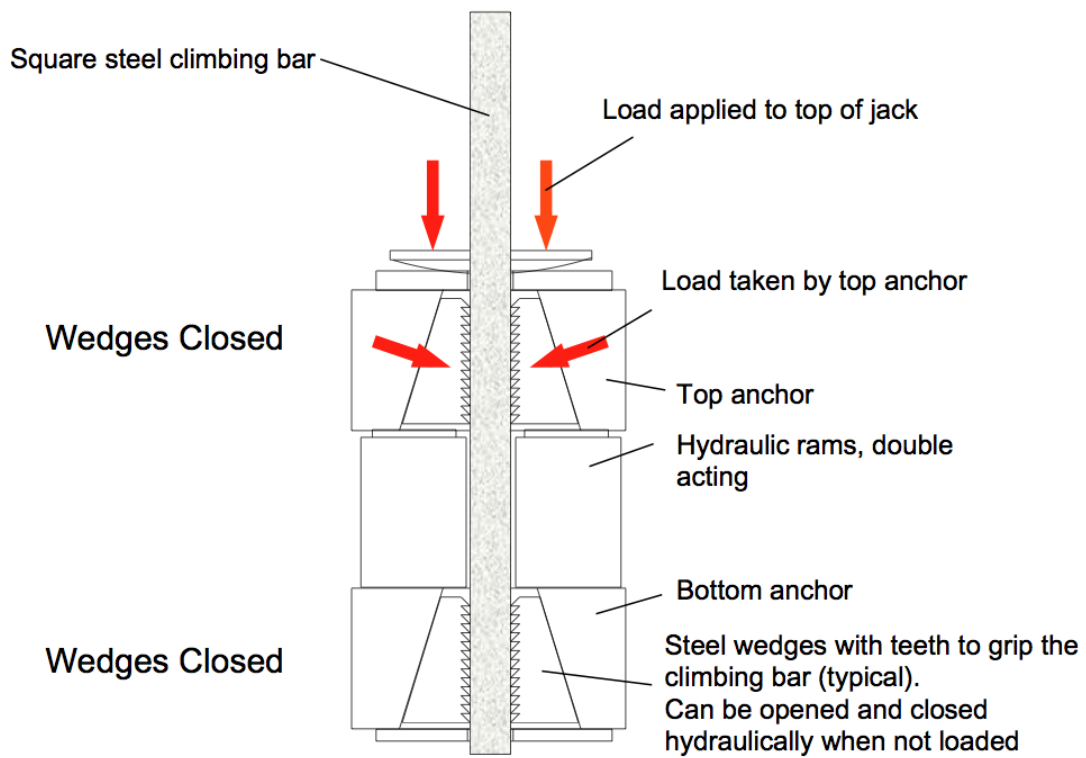
Dette konseptet bygger på produktet "gripperjack" eller klatre-jekk, som leveres av flere produsenter. Disse jekkene er i utgangspunktet utviklet for løfteapplikasjoner der bruk av kraner av ulike årsaker er uegnet. Skidding er et annet vanlig bruksområde. Kapasiteten er i de fleste tilfeller svært stor og baserer seg på et relativt enkelt prinsipp som vist på Figur 39. Det må påregnes enkelte modifikasjoner og tilpasninger for bruk i Njord B. Det eksisterer en viss usikkerhet rundt kritiske komponenter i selve jekken, spesielt ved dynamisk belastning over tid. Dette konseptet krever installasjon av en vertikal skinne montert inne i tåret som jekken vil arbeide langs. Litt avhengig av hvilke løsninger som velges er det i stor grad skinnen som vil bære mesteparten av belastningen.

Den overordnede ideen går ut på å feste forankringslinen til en slik type jekk, som så kan bevege seg vertikalt langs skinnen. Som vist på Figur 39 er klatre-jekkene designet for at låseanordningen strammer hardere proporsjonalt med påført belastning.

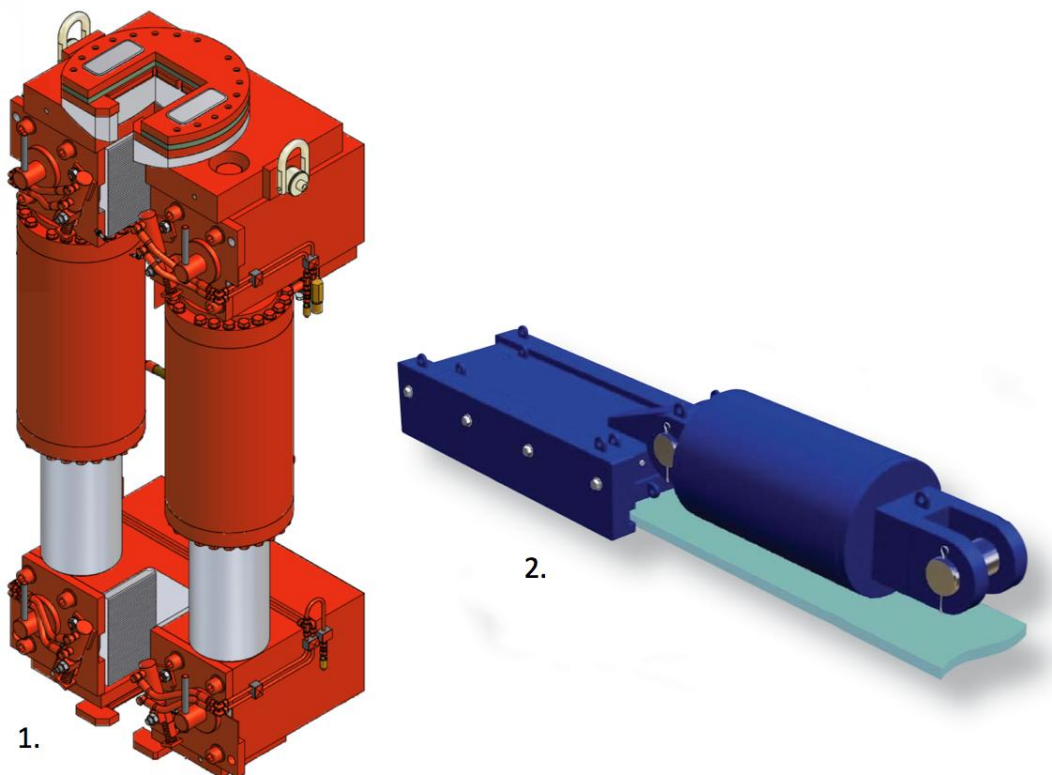
Kritiske problemstillinger vil være holdekraft over tid, ekstrempåkjenning, dynamisk belastning og forhold rundt hydraulikk.

Tabell 11 - Enkel analyse av gripper jack.

Pluss	Minus
<ul style="list-style-type: none"><li>• Stor kapasitet</li><li>• Fleksibel</li><li>• I stor grad basert på eksisterende teknologi</li><li>• Krever kraftig skinne for å holde last</li><li>• Presis regulering</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Krever lange og bevegelige hydraulikk slanger</li><li>• Spørsmål rundt maks lastekapasitet og dynamisk kapasitet</li><li>• Ikke mekanisk låsing</li><li>• Ikke tidligere brukt til lignende applikasjon</li></ul>



Figur 39 - Illustrasjon DLT climbing jack (Dorman Long Technology, 2011).



Figur 40 - Illustrasjon gripperjack fra ulike produsenter, 1. (Dorman Long Technology, 2011), 2. (BARDEX, 2011)

## 2. Kjettingjekk montert inne i tårn

Kjettingjekker er svært mye brukt ved alle typer fortøyningsapplikasjoner og har lang fartstid innen offshore fortøyning. Kjetting er spesielt mye brukt der regulering/forspenning er nødvendig. På flytende produksjonsenheter (FPS) er denne type regulering veldig vanlig. Grunnen til at kjetting er så utbredt er at dens utforming gjør det mulig å mekanisk låse kjettingen ved hjelp av klemmer. Ved å montere en hydraulisk sylinder mellom to slike klemmer har man en enkel kjettingjekk. Resultatet er et mekanisk enkelt, solid og pålitelig jekkedesign. Det har til offshoreindustrien blitt utviklet et utall patenter som alle gjør en tilsvarende jobb på ulike måter.

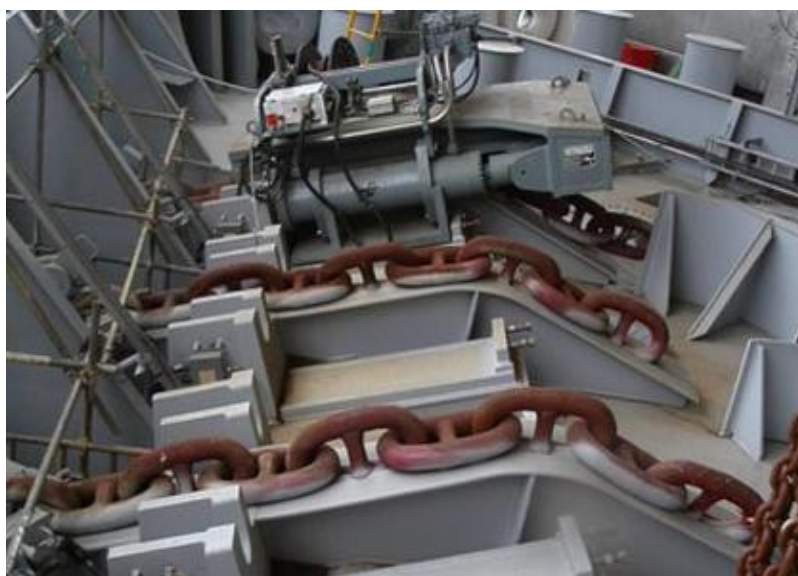
For å kunne benytte dette konseptet i Njord B må det monteres en kobling til kjetting. På denne måten kan konvensjonelt utstyr benyttes uten større modifikasjoner. Et slikt system må inneholde flere komponenter som kan settes sammen, dette må undersøkes nærmere videre i prosessen.

Det største ankepunktet mot denne løsningen er de store dimensjonene som kreves for å kunne håndtere ekstremlastning. Kjetting er laget av stål og dens belastningsevne er derfor tilnærmet proporsjonal med vekt ettersom større gods blir tilført. Dette fører derfor til at mye masse tilføres vindturbinen, noe som i utgangspunktet vil være ønskelig å minimere. Overskuddskjetting, det vil si kjetting som er hentet inn, vil måtte lagres innvendig i tårnet, noe som legger beslag på mye innvendig plass.

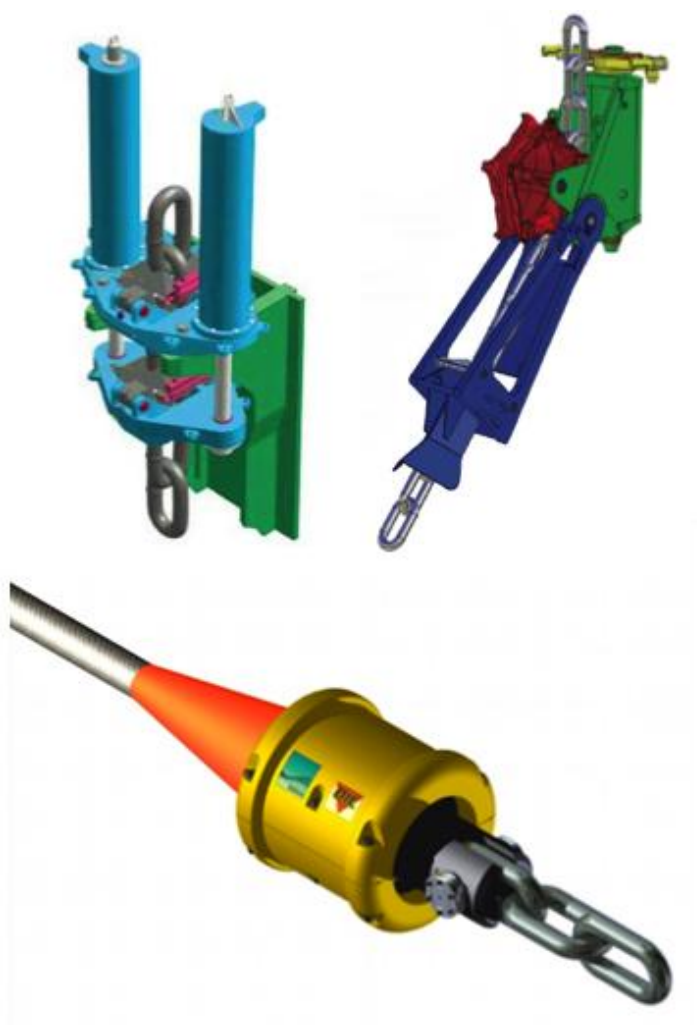
Tabell 12 - Enkel analyse av kjettingjekk montert inne i tårn.

Pluss	Minus
<ul style="list-style-type: none"><li>• Stor kapasitet</li><li>• Pålitelig og svært gjennomprøvd system</li><li>• Skjermet fra naturelementene</li><li>• Enkelt å føre tilsyn og vedlikehold</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Kostbart</li><li>• Grov dimensjon gir høy vekt</li><li>• Overskuddskjetting må lagres inne i konstruksjonen, dette tar mye plass og veier mye</li></ul>





Figur 41 - Timberland Equipment flyttbar kjettingjekk (Timberland Equipment Limited, 2011).



Figur 42 - Diverse komponenter til forankringssystem; kjettingjekk og fairled fra BARDEX, kobling fra Lankhorst Ropes (BARDEX, 2011), (Lankhorst Ropes, 2011).

### 3. Kjettingjekk montert utenfor tårn

En av de største bakdelene med bruk av kjetting vil som nevnt tidligere være begrensede plassforhold inne i vindturbinen. Kjetting dimensjonert for denne applikasjon vil være ekstremt plasskrevende. Dette harmonerer dårlig med forholdene inne i en vindturbin. En løsning for å komme rundt dette vil være å montere en utvendig kjettingjekk i bunnen av flyter. Man kan da se for seg en løsning basert på Figur 43 og Figur 44. Overskuddskjetting vil med dette konseptet henge fritt ned fra flyteren bare berørt av gravitasjon.

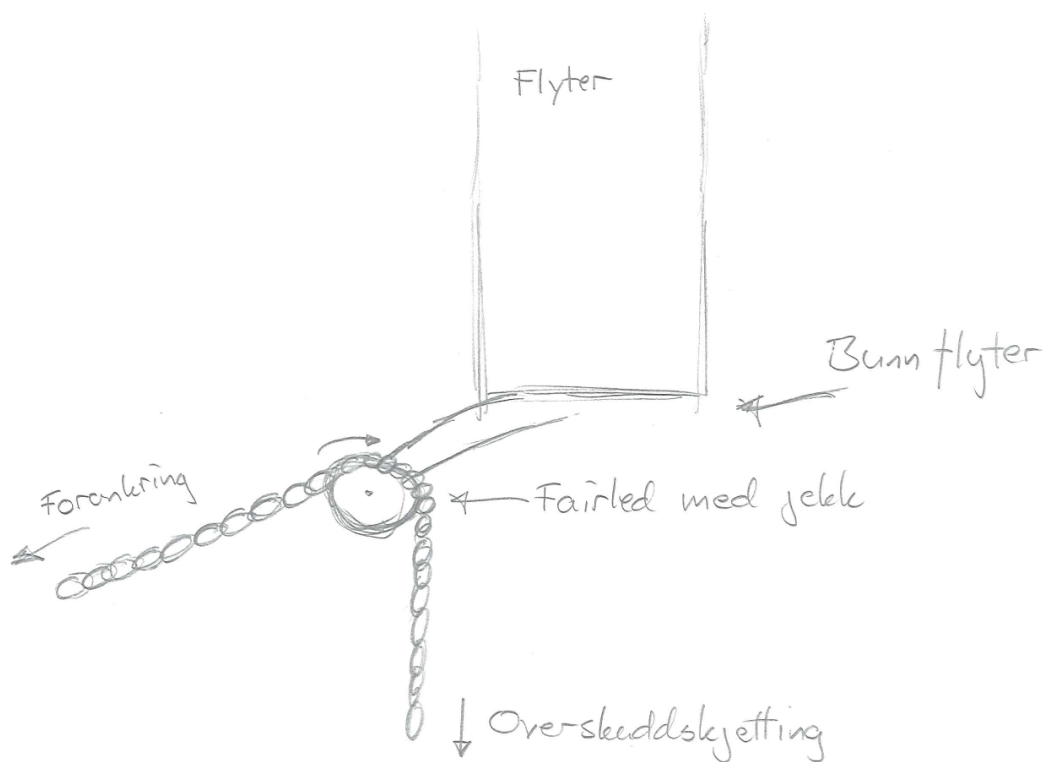
Flyteren er den delen av vindturbin som vil være best egnet for montering av slikt utstyr ettersom den av åpenbare årsaker er kraftigere bygd enn tårnet. Ved montering av vindturbinen vil flyteren fylles med ballast, noe som vil gjøre det umulig å unytte det innvendige volumet. Alt utstyr for regulering må derfor tilpasses montering og drift i sjøvann, 50 m under havoverflaten, med en forutsatt levetid på 25 år. Dette vil være den største utfordringen og antagelig det største ankepunktet mot denne løsningen. Det eksisterer en rekke løsninger for sjøvanninstallert hydraulikk, problemet er likevel at de krever hyppigere vedlikehold, noe som vil være kostbart i lengden. Reguleringsystemet må, som nevnt under kravspesifikasjoner, være tilnærmet vedlikeholdsritt.

Tabell 13 - Enkel analyse av kjettingjekk montert utenfor tårn.

Pluss	Minus
<ul style="list-style-type: none"><li>• Stor kapasitet</li><li>• Løser problemer med lagring av overskuddskjetting</li><li>• Reduserer vekt i tårn</li><li>• Flyter er godt egnet for montering av slikt utstyr da den er relativt kraftig sammenlignet med tårn</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Kostbart</li><li>• Grov dimensjon gir høy vekt</li><li>• Hydraulikk må installeres 50 m under havoverflaten</li><li>• Vanskelig og dyrt vedlikehold/inspeksjon</li><li>• Det vil være rimelig å anta at inspeksjonsintervallene er hyppigere enn ved innvendig montering</li></ul>



Figur 43 - Fairled for montering under vann (Timberland Equipment Limited, 2011).



Figur 44 - Skisse av konsept.

#### 4. Gjengeregulering

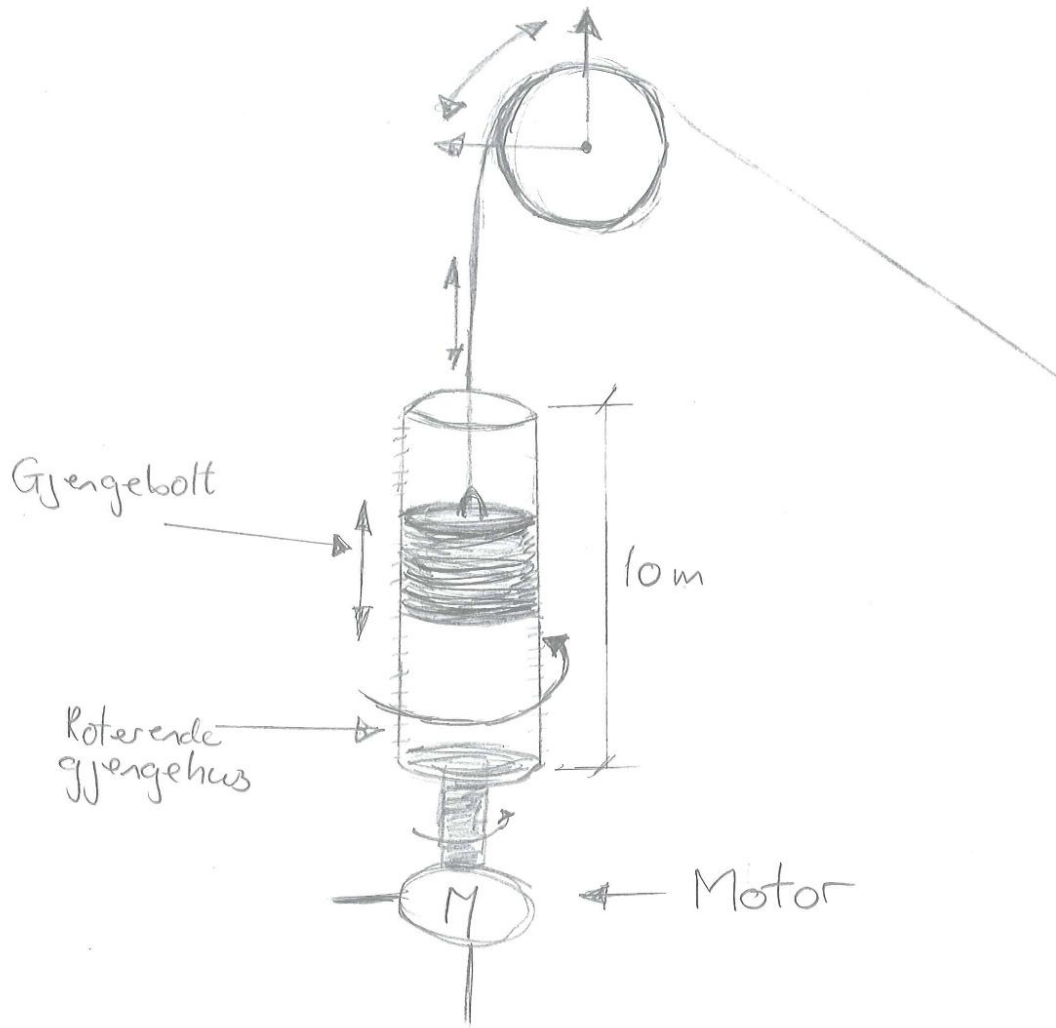
For å oppnå høy nøyaktighet på regulering er de nevnte alternativer uegnet ettersom de henter inn line med en bestemt lengde i hver syklus. Ved å benytte ett gjengeprinsipp vil man i teorien kunne oppnå trinnløs regulering av forankringslinene. Et slikt prinsipp må i utgangspunktet installeres innvendig i vindturbinen og det vil derfor være mest hensiktsmessig å foreta dette ved øvre lineinnfestning. Ideen her går ut på å feste forankringslinen direkte til gjengebolten som så vil kunne vandre horisontalt som vist på Figur 45. Gjengebolten vil vandre langs styreskinner for å ikke bli dratt rundt av bevegelsene i gjengehuset. Gjengehuset vil se ut som et vertikalt stålrør med gjenger. Man kan alternativt se for seg en motsatt virkning, men en roterende gjengebolt. Dette alternativet er valgt bort for å unngå tvinning av forankringslinen og for å unngå utfordringer rundt kraftoverføring fra motor.

Gjengeregulering har med forbehold, ikke blitt brukt i tilsvarende applikasjon tidligere. Dette medfører at det må påregnes utviklingskostnader i tillegg til testing, sertifisering og godkjenning. I så måte vil konseptet være uegnet for bruk inntil nevnte krav er innfridd.

Det er viktig å presisere at det antagelig finnes flere mulige måter å løse problemstillingen på ved hjelp av gjenger, dette er et foreløpig konsept som vil være åpent for endringer lengre ut i prosessen.

Tabell 14 - Enkel analyse av forankringsliner.

Pluss	Minus
<ul style="list-style-type: none"><li>• Trinnløs regulering av linelengde gir stor nøyaktighet</li><li>• Ingen låsing nødvendig</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Krever svært kraftige gjenger</li><li>• Mye tyder på en dyr løsning</li><li>• Mange bevegelige deler vil erfaringsmessig kunne øke faren for feil</li><li>• Har ikke kunne innhente informasjon om lignende eksisterende produkter, dette vil medføre utviklingskostnader og testing</li><li>• Reguleringslengde vil være begrenset av lengde på gjenger</li></ul>



Figur 45 - Skisse av konsept.

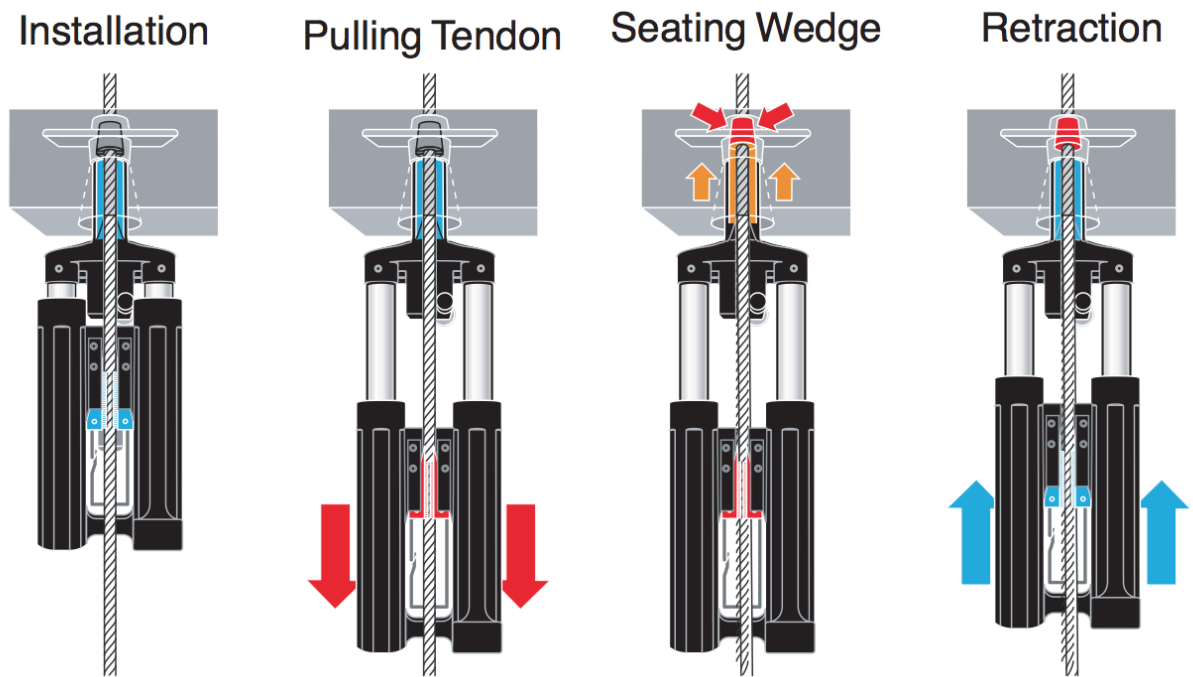
## 5. Fibertau-klemme

Det skal for Njord i hovedsak benyttes fibertau i forankringslinene. En god løsning vil derfor være å benytte en taujekk. Tauet vil låses i en klemme, under denne monteres en tilsvarende klemme montert på en hydraulisk sylinder. Man får på denne måten et enkelt system som vil kunne installeres i vindturbinen. Et tilsvarende konsept ble utredet av masteroppgaven Boreas (Brinck Hansen & Høstmark, 2008). Det ble der konkludert med at kritiske komponenter krever videre utvikling. Det eksisterer i dag ingen tauklemme som vil klare å holde tau med denne dimensjon og belastning. Det eksisterer utgaver utviklet for stålwire med kapasitet på rundt 30 tonn.

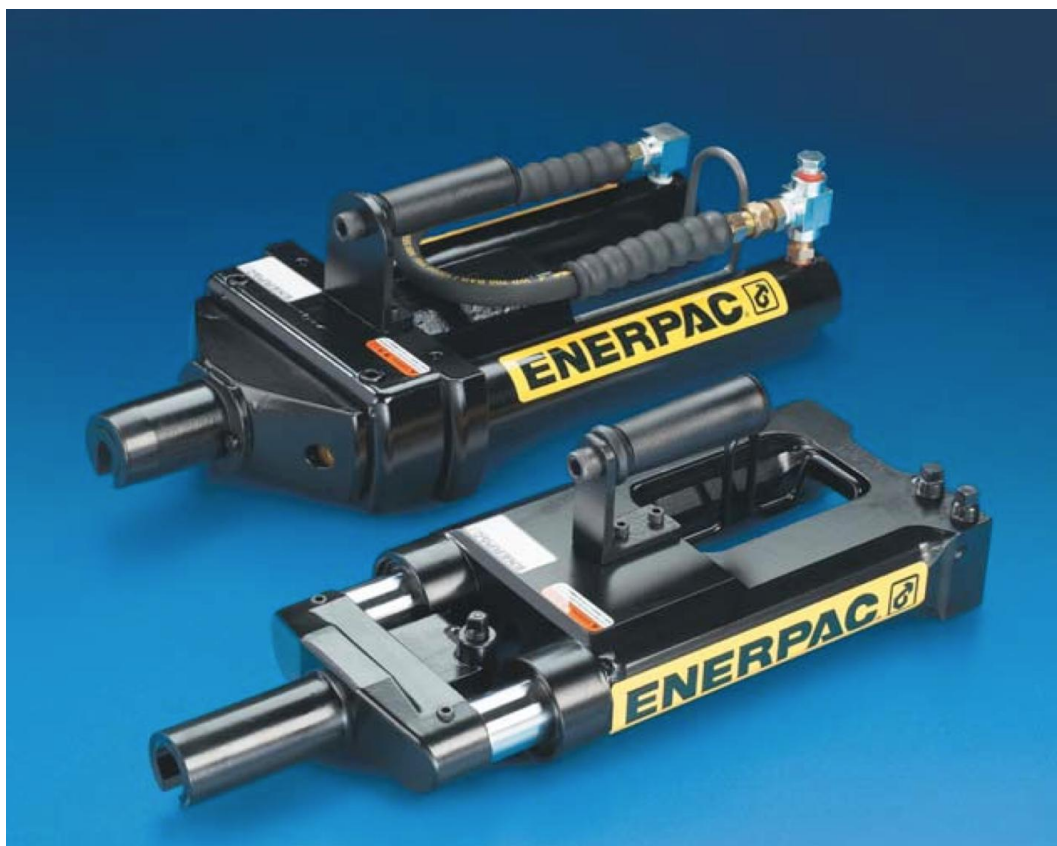
Gjennomførbarheten til dette konseptet vil i stor grad være avhengig av nye produkters tilkomst til markedet. Alternativt må det utvikles en tauklemme spesielt for denne applikasjon. Dette vil medføre at det må påregnes utviklingskostnader i tillegg til testing, sertifisering og godkjenninger. I så måte vil konseptet være uegnet for bruk inntil nevnte krav er innfridd.

Tabell 15 - Enkel analyse av fibertau-klemme.

Pluss	Minus
<ul style="list-style-type: none"><li>• Relativt enkelt reguleringsprinsipp</li><li>• Vil antagelig etter utvikling være det billigste og best egnede konseptet</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Det eksisterer (med forbehold) ingen produkter på markedet som er i stand til å gripe om fibertau</li><li>• Kapasiteten til lignende produkter er for dårlig</li><li>• Vil medføre stor usikkerhet rundt gjennomførbarhet</li><li>• Ny teknologi vil måtte utvikles, testes, ekstra kostnader</li><li>• Tau ødelegges av klemme, ingen reversering mulig</li></ul>



Figur 46 - Operasjons syklus (ENERPAC , 2011).



Figur 47 - ENERPAC 30t wirejekk, (ENERPAC , 2011).



## 6. Stige-regulering

Ettersom det er tre liner som skal kunne reguleres er det naturlig å se på en innretning som kan betjene alle tre linene. Dette vil potensielt kunne spare både vekt og kostnader. En måte å løse dette på vil være å montere reguleringsmekanismen på en flyttbar innretning. Dette kan være et skinnesystem eller lignende. Det vil være flere utfordringer med dette designet, blant annet vil linene måtte kunne frikobles og låses med fast montert lås.

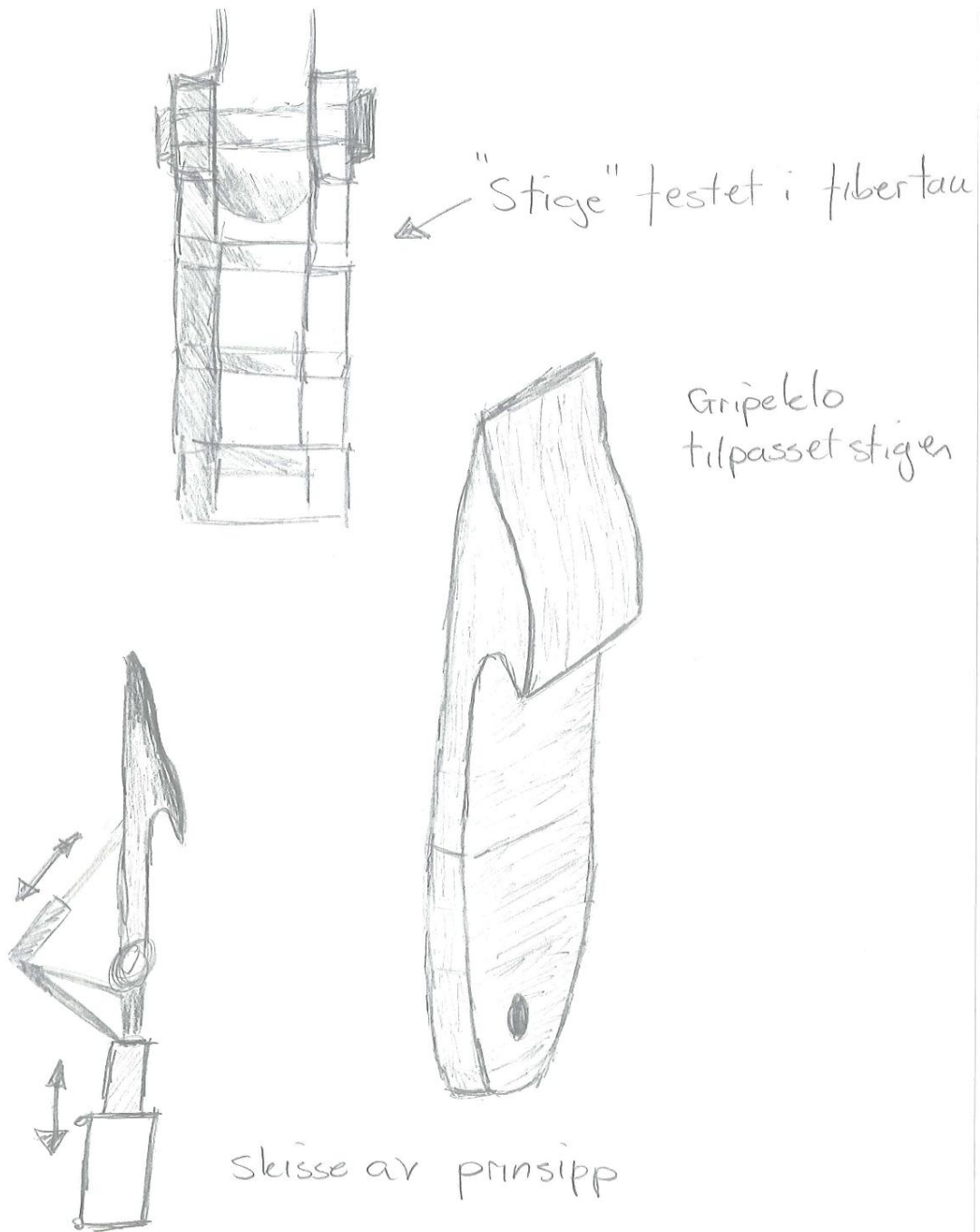
Det vil være mange alternativer for dette designet, ett av alternativene er som Figur 48 viser å benytte en slags gripeklo som vil kunne gripe om en tilpasset "stige" festet til forankringslinen. Det vil i tillegg være en mekanisk lås som holder stigen mens gripekloen henter neste steg.

Dette konseptet inneholder ingen form for ukjent teknologi, det må fortsatt påregnes kostnader for utvikling, produksjon, testing og sertifisering for å skape et reelt produkt.

Tabell 16 - Enkel analyse av stige-regulering.

Pluss	Minus
<ul style="list-style-type: none"><li>• Flyttbar innretning som vil kunne stramme alle linene</li><li>• Kostnadsbesparende</li><li>• Relativt enkelt design som benytter kjent teknologi</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Har ikke kunne skaffe informasjon om lignende eksisterende produkter, dette vil medføre utviklingskostnader og omfattende testing</li><li>• Mange bevegelige deler vil erfaringsmessig kunne øke faren for feil</li><li>• Meget grov dimensjon</li></ul>





Figur 48 - Skisse av konsept.

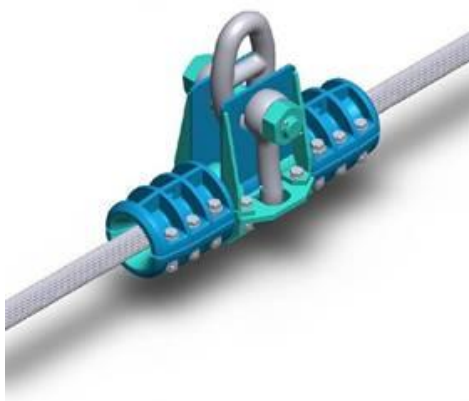
## 7. Line-strammer

Et alternativ til innvendige strammere av ulike slag er montering av en utvendig line-strammer. Vindturbinen Hywind strammer sine forankringslinjer ved å legge ballast på forankringslinene.

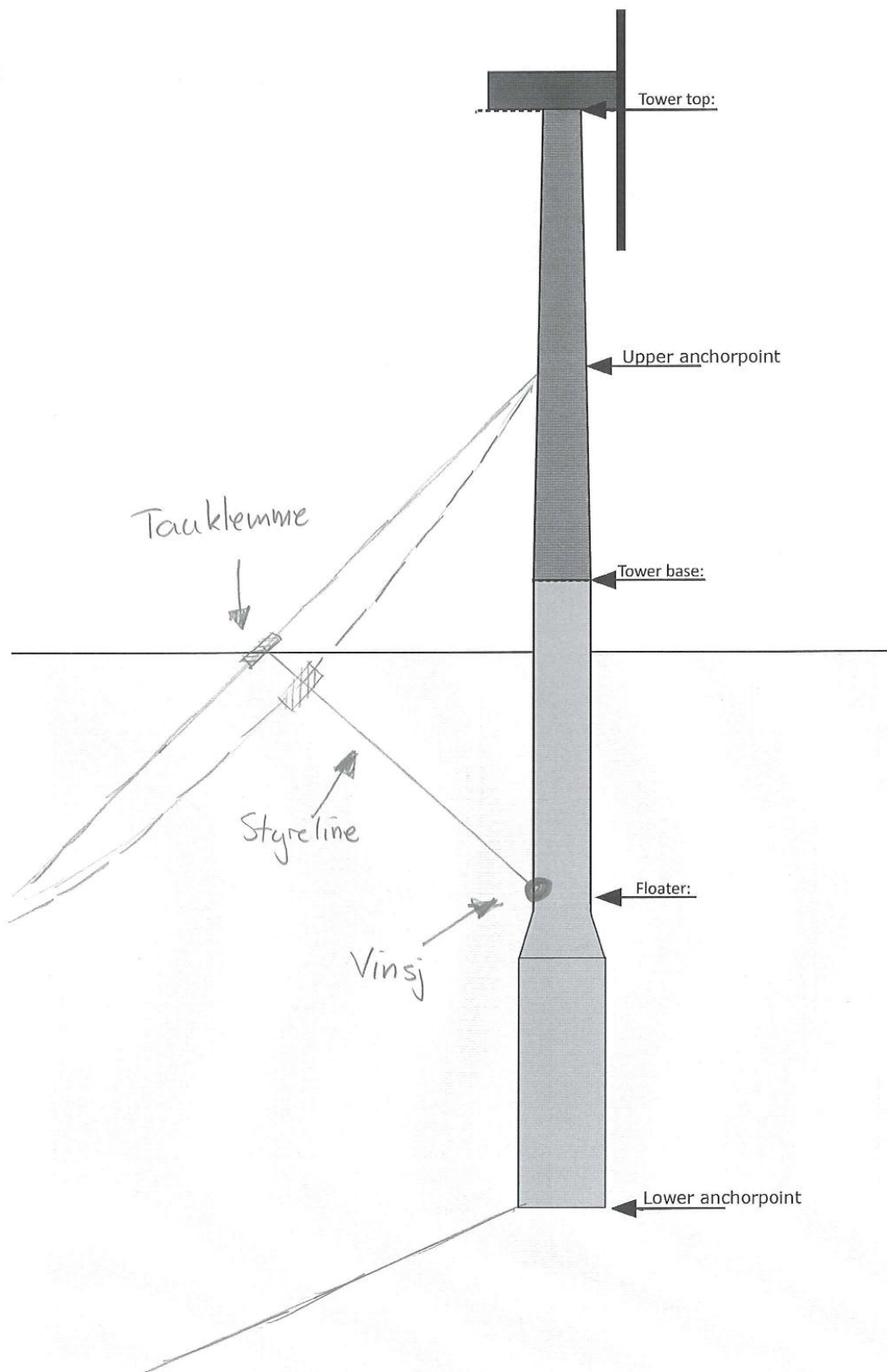
Njord har et annet forankringskonsept som krever andre tilnærminger og løsninger. Taulås blir koblet til forankringslinene ved enten øvre eller nedre forankringspunkt. I taulås vil det være festet en styreline som kan styres og låses med vinsj. Ved å endre lengden på styrelinen vil man kunne stramme opp forankringslinen. Valg av best egnede forankringspunkter og optimale vinkler for innfesting av styreline vil være gjenstand for videre utredning. Dette reguleringskonseptet vil påvirke konstruksjonen på en annen måte enn de overnevnte. Regulering med hensyn på linevinkel vil endre forutsetningene ved stabilitetsbetraktningene som Njord bygger på. Det vil også ha en dramatisk effekt på systemets egenfrekvenser.

Tabell 17 - Enkel analyse av linestrammer.

Pluss	Minus
<ul style="list-style-type: none"><li>• Oversiktlig og relativt enkelt system</li><li>• Stor nøyaktighet på regulering</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Vedlikehold av vinsj, eventuelt innvendig i flyter</li><li>• Usikkerhet ved ekstrembelastning og dynamisk belastning</li><li>• Usikkerhet rundt kapasiteten til taulås</li><li>• Egenfrekvenser</li></ul>



Figur 49 - Viking-Mooring taulås (Viking Mooring, 2010).



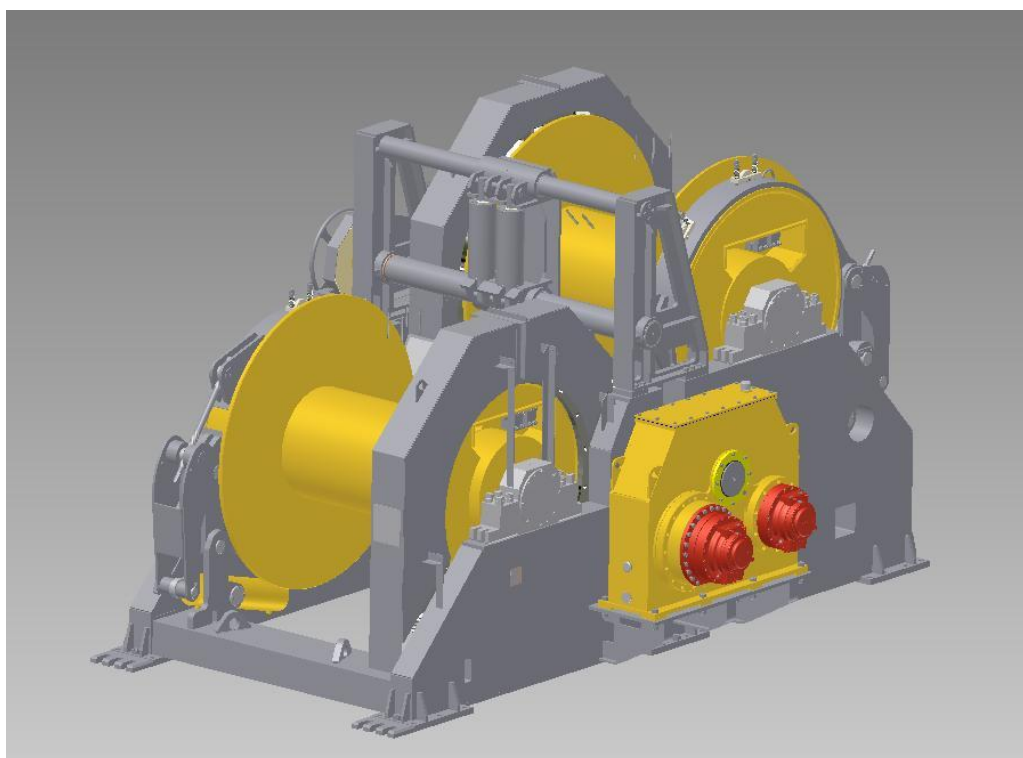
Figur 50 - Skisse av konsept.

## 8. Vinsjregulering

Et alternativ som må tas med benyttelse en kraftig hydraulisk eller elektrisk vinsj. Kapasiteten til dagens vinsjer vil være mer enn tilstrekkelig for bruk i denne applikasjon. Tatt fibertauets størrelse i betraktning vil det være nødvendig med en betydelig trommelstørrelse for å kunne ta inn nødvendig mengde fibertau. Ettersom det vil være nødvendig med en trommel for hver av forankringslinene vil dette ta beslag i et betydelig areal som antagelig er større enn det tilgjengelige areal i tårnet. Vinsjer av denne størrelsen er stort sett brukt av slepebåter, og kranfartøy.

Tabell 18 - Enkel analyse av vinsjregulering.

Pluss	Minus
<ul style="list-style-type: none"><li>• Velbrukt alternativ</li><li>• Mange produsenter i markedet, gir godt produktutvalg</li><li>• Fleksibel</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Trommelstørrelse vil overgå tilgjengelig plass</li><li>• Størrelse på vinsjmotor vil ta beslag i betydelig plass, antagelig større enn diameteren i tårnet</li><li>• Høyt energiforbruk</li></ul>



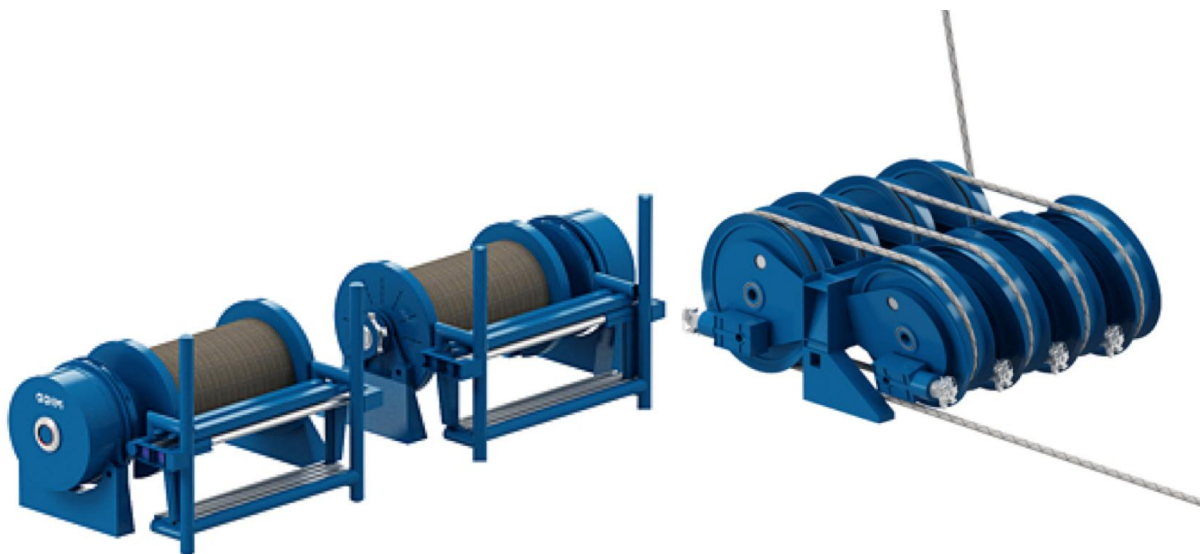
Figur 51 - Illustrasjon Mac-Gregor 400 t ankervinsj, (Mac Gregor Group, 2011).

## 9. Taljer og vinsj

For å redusere energiforbruk og nødvendig effekt i vinsj er bruk av taljer et alternativ. Dette prinsippet er velbrukt og kjent blant annet fra kransystemer og lignende der stor løfteevne er nødvendig. Taljer fungerer på mange måter som en girkasse der man endrer utvekslingen ved hjelp av trinser. Slik vil man kunne sterkt redusere nødvendig løftekapasitet. For denne applikasjonen vil en slik løsning være best egnet i bruk sammen med en vinsj. Fordelen med systemet at en mindre og svakere vinsj kan brukes til å operere regulere forankringslinene. Med tanke på forankringslinenes størrelse er det vanskelig å oppdrive taljesystemer som kan håndtere dimensjon og belastning i forankringslinene, og samtidig kunne få plass i tårnet.

Tabell 19 - Enkel analyse av talje.

Pluss	Minus
<ul style="list-style-type: none"><li>• Reduserer nødvendig løftekapasitet drastisk</li><li>• Mindre vinsj vil kunne benyttes</li><li>• Lavere energiforbruk</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Stort tau vil gi svært store trinser</li><li>• Vil ta beslag i betydelig innvendig plass</li></ul>



Figur 52 - Illustrasjon vinsjer og taljer fra ODIM utviklet for kraner, (ODIM ASA, 2011).

## 10. Strandjekk (kabeljekk)

Strandjekk er et prinsipp utviklet på 1970-tallet for løfteapplikasjoner der meget stor løftekraft er nødvendig. Strand, er engelsk og kan oversettes til norsk som til "flertrådet kabel". Systemet er mye brukt ved installasjon av brokomponenter, offshore og diverse andre applikasjoner der tunge og uhandterlige ting skal løftes, og der bruk av kraner er uegnet. Prinsippet er relativt likt "gripperjack" og har relativt like bruksområder. Virkemåten baserer seg på en rekke stålkabler som trekkes gjennom en hydraulisk jekk som jobber seg bortover stålkablene. For bruk i dette tilfellet må det installeres en kobling mellom fibertauet og stålkablene. Lengden på stålkablene trenger ikke være lengre enn ønsket reguleringslengde. Etersom hovedbruksområdet til denne teknologien har vært installasjon av komponenter som opererer med svært små toleranser er nøyaktigheten svært stor.

Tabell 20 - Enkel analyse av strandjekk.

Pluss	Minus
<ul style="list-style-type: none"><li>• Svært stor presisjon</li><li>• Sikker og gjennomprøvd teknologi</li><li>• Stor løftekapasitet</li><li>• God holdekraft over tid</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Usikkerhet rundt kostnader</li><li>• Ikke benyttet til denne type applikasjon tidligere</li><li>• Kobling nødvendig</li></ul>



Figur 53 - Illustrasjon strandjekk, (Dorman Long Technology, 2011).

#### **4.3.1 Kommentar til konseptgenerering**

I konseptgenereringen er det lagt stor vekt på gjennomførbarheten til de ulike konseptene. Njord B som vindturbinkonsept er nå i en fase der håndfaste løsninger verdsettes høyere enn nye konsepter og ideer. Utnyttelse av kjente konsepter og produkter har vært en prioritet for å redusere utviklingskostnader mot en eventuell storskala Njord B-pilot. Utvikling av nye produkter til offshore virksomhet er en kostbar og omfattende prosess. Høye krav til HMS er den viktigste grunnen til dette.

Norsk offshore petroleumsvirksomhet opererer i svært værutsatt farvann der små feil fort kan bli kritiske. Som en følge av høyt sikkerhetsfokus er ulykker i denne bransjen relativt sjeldent, men historien viser at når det først skjer er følgene katastrofale og ettervirkningene alvorlige.

Flytende offshore vindkraft er fortsatt en industri i startgropen, det vil derfor kunne tenkes at et havari på et ugunstig tidspunkt kan bli utslagsgivende for hele industrien. Det er derfor viktig å ikke benytte umoden teknologi, men i stedet satse på gjennomtestede løsninger og heller fase inn nye løsninger på sikt. Marginene for offshore vindkraft er betydelig lavere enn for petroleumssektoren, noe som vil øke usikkerheten og redusere investeringslysten ved ulykker.

Det eksisterer i dag en hel del forskrifter og standarder som regulerer og veileder offshoreindustrien. Blant de mest kjente aktørene er stiftelsen Det Norske Veritas (DNV) som utvikler markedsledende og anerkjente standarder for en rekke bransjer. Ved å basere ny teknologi på standardverk vil man antagelig redusere utviklingskostnader og skape en større bredde i markedet.

Flytende offshore vindkraft har et stort potensiale og dersom det skal det bli en lønnsom industri vil det være behov for storskala utbygging i størrelsesorden over 1000 vindturbiner per vindpark (Vold & Sanden, 2010). Utbygging i denne skalaen vil medføre store kontrakter på anbud, og skape gode vilkår for utvikling av ny forankringsteknologi. Produsentene vil forhåpentligvis se det som lønnsomt å utvikle utstyr til et marked med fremtiden foran seg.

## 4.4 Konseptscreening

Konseptscreening er en metode for å effektivt selektere ut uegnede løsninger fra et utvalg. Det er for reguleringssystemet laget en selekteringsmatrise der viktige suksessfaktorer er identifisert og gradert etter viktighet med tall fra 1 til 10, vist i elektronisk vedlegg 4. Tallet 10 er den beste karakteren i den forstand, eller gis når konseptet passer utmerket overens med påstanden i matrisen. Tallet 1 gis der påstanden passer svært dårlig overens med påstanden. Om det foreligger utsikkerhet rundt de aktuelle faktorer benyttes tallet 5 som nøytralt utgangspunkt.

Konseptscreeningen vil foregå over to nivåer. Det første nivå vil være en grovscreening der 2 til 3 av de best egnede alternativene vil bli plukket ut. De vil videre vil de bli sett nærmere på for å identifisere svakheter og utføre eventuelle konseptuelle endringer. Endelig seleksjon (nivå 2) vil bli utført i samråd med kompetansepersoner for velge ut det beste alternativ.

Njord er per dags dato på et stadie utviklingsprosessen der det i nær fremtid vil kunne bli aktuelt med bygging av fullskala pilot. Dette er blant annet for å teste bølgepåvirkning, identifisere teknologi-gap, optimere driftssystemene. En slik pilot vil kreve de samme mulighetene for regulering av forankringsliner som eventuelle kommersielle vindturbiner på senere stadium. For å oppnå dette må komponentene i stor grad baseres på dagens tilgjengelige løsninger. Dette har vært en gjennomgående rød tråd i konseptscreeningen. Screeningmatrisen nivå 1 i Tabell 21 er basert på de antatt viktigste suksessfaktorer for et slikt produkt.



#### 4.4.1 Nivå 1

Tabell 21 – Seleksjonsmatrise, Excel vedlegg 4.

	Krav	Viktighetsfaktor
<b>Funksjon</b>	Presisjon av regulering	8
	Fleksibel løsning	7
	Kapasitet	6
	Mekanisk låsing	7
	Holdekraft i låst stilling	10
	Hastighet	2
	Mulighet for reverserbar mekanisme	2
	Mulig å hente inn lengre enn 15 m tau	5
<b>Installasjon i vindturbin</b>	Lavt antall komponenter	8
	Grad av "keep it simple"	7
	Lav masse	8
	Fysisk størrelse	8
<b>Drift</b>	Lave vedlikeholdsintervaller	7
	Tilgjengelighet for vedlikehold	8
	Mulighet for automatisert operasjon	6
	Pålitelig, holdbar design	9
<b>Gjennomførbarhet</b>	Basert på eksisterende teknologi	10
	Gjennomførbarhet á mars 2011	10
	Lave utviklings/prosjekt kostnader	9
	Lav generell risiko rundt teknologi	8
<b>Kostnader</b>	Investeringskostnader	8
	Lave driftskostnader med løsningen	6
<b>Energi og miljø</b>	Lavt energiforbruk	4
	Karbonavtrykk for material	6
	Lav påvirkning i nærliggende økosystem	2
	Mulighet for resirkulering av materialer	5
<b>Installasjon av vindturbin</b>	Effektivt hjelpemiddel ved installasjon	7

## Resultat av screening nivå 1

Tabell 22 - Resultat seleksjonsmatrise, se Excel vedlegg 4.

Konsept	Sum
1	1187
2	1282
3	981
4	988
5	1045
6	1194
7	1199
8	1128
9	1095
10	1341

På bakgrunn av vurderingene gjort gjennom seleksjonsmatrisen er det valgt å gå videre med følgende konsepter:

- 2. Kjetting-jekk
- 7. Tau strammer
- 10. Strandjekk

### 4.4.2 Begrunnelse av valgte konsepter

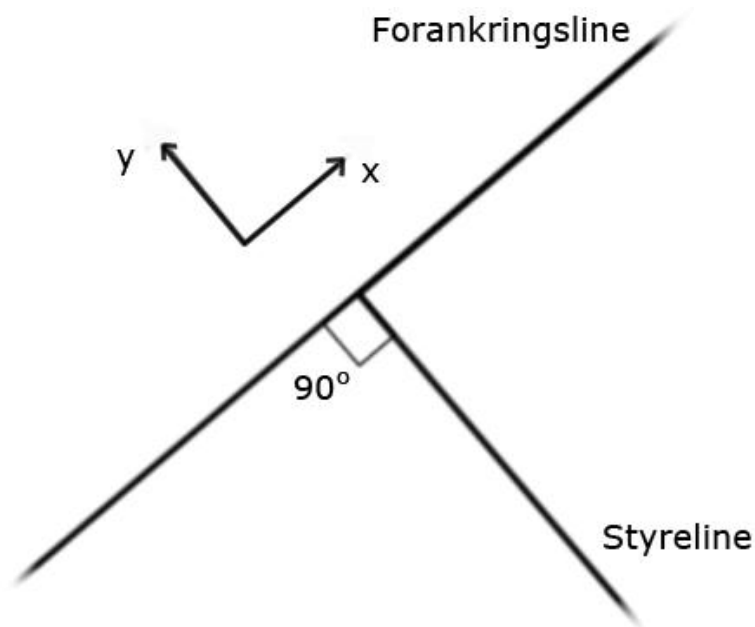
#### 2. Kjetting-jekk

Dette konseptet bygger i stor grad på eksisterende løsninger. Kjettingjekk er det vanligste ankerhåndteringssystemet for flytende offshore konstruksjoner og skip. Til bruk i vindturbiner er det flere faktorer som taler imot. Den viktigste er hensyn til vekt, kjetting godkjent for 15 000 kN har gjerne en egenvekt på rundt 500 kg/m (Viking Mooring, 2010). Kostnadene tilknyttet installasjon og innkjøp vil også være betydelig høyere ved bruk av kjetting. Fysisk størrelse vil bli en utfordring ettersom overskuddskjetting vil måtte lagres innvendig i vindturbinen. På bakgrunn av overnevnte årsaker forkastes ideen.

## 7. Taustrammer

Taustrammer er i utgangspunktet det minst teknisk kompliserte alternativet ettersom det krever færrest bevegelige deler. Lineinnfestingene på vindturbinen kan dimensjoneres uten bevegelige deler og det vil gi en mer ryddig struktur både utvendig og innvendig.

Det antas, basert på enkle betraktninger, at det vil være mest hensiktsmessig å utføre stramming på øvre forankringsliner, ettersom de vil gi størst arbeidsvinkel for styrelinen. Det vil være rimelig å anta at en optimal løsning vil være for styrelinen å arbeide  $90^\circ$  på forankringslinen ettersom det vil redusere belastningen i styrelinen til et minimum.



Figur 54 - Figur viser optimal arbeidsvinkel for styreline.

Dersom styrelinens arbeidsvinkel kommer over eller under  $90^\circ$  vil den bli belastet med x-komponent. Dette vil medføre at en del av kraften fra styrelinen vil jobbe mot systemet i den forstand at belastning på anker eller øvre lineinnfesting vil øke proporsjonalt med belastning fra styreline. Dette vil også sette høye krav til taulåsen som holder styrelinen ved et gitt punkt på forankringslinen. Det eksisterer også usikkerhetsmomenter rundt slitasje i forankringslinen som følge av taulås.

For at dette skal være mulig må reguleringsmekanismen monteres under vannlinjen med de utfordringer det vil medføre. Tilsvarende reguleringsmekanismer er tidligere montert under vann og det er derfor lite sannsynlig at dette vil skape store problemer.

Momenter ved vurdering av konseptet vil være konsekvenser av endringer i linevinkel. Optimal geometri for systemet vil være det viktigste arbeidet med konseptet dersom det blir vurdert som levedyktig. Kartlegging av effekten på systemets egenfrekvenser vil være et viktig bidrag her. Dette arbeidet må ligge til grunn for videre beregninger av dimensjonerende belastinger. Videre må innfestning av styreliner og dimensjonering vinsjesystemer utredes nærmere dersom konseptet videreutvikles.

En viktig problemstilling vil være hvilke tiltak som må gjøres dersom maksimal lengde er strammet inn. Dette vil kunne være en "show stopper" på lang sikt ettersom det ikke eksisterer en opplagt måte for å kunne regulere ytterligere når all styreline er hentet inn.

### **10. Strandjekk**

Strandjekk regnes som en svært interessant løsning hovedsakelig på bakgrunn av tilgjengeligheten av eksisterende teknologi. Strandjekker er en anerkjent teknologi som blir benyttet til et bredt spekter av applikasjoner. Vår applikasjon vil kreve høy driftssikkerhet samt god tilgjengelighet for vedlikehold under drift. Det vil være mange problemstillinger som vil måtte løses for at konseptet skal bli vellykket. Det er i utgangspunktet noe usikkerhet rundt holdekapasitet når jekkene er i hvilemodus, spesielt med hensyn på dynamisk belastning. Erfaring innhentet fra produsenter tilsier at holdekraft over tid vil kunne være tilstrekkelig. Til eksempel ble strand jekker benyttet under byggingen av nye Wembely Stadium i London (Wilkinson, 2011). Her ble strand jekker benyttet for å heise den karakteristiske buen på plass, vist på Figur 55. Dette medførte at vekten av buen ble hengende i jekkene i flere måneder under monteringen.

Hvordan dette skal løses for Njord vil være grunnlag for videre utredning og utvikling. Andre viktige problemstillinger vil være innfestning i tårn og dimensjonering av disse, overganger fra fibertau til strandkabel, avvikstilfeller som havari, og sikkerhetssystemer. Det må utvikles systemer og rutiner for scenario der fullstendig utskiftning av jekk vil kunne være nødvendig. Kransystemer må installeres for å kunne utføre vedlikehold innvendig i vindturbinen.



Figur 55 - Buen over nye Wembely Stadium ble løftet på plass med strand jekker, (Wembley Stadium, 2011)

#### 4.4.3 Nivå 2

Basert på konseptscreening og en objektiv teknisk vurdering av konseptene, er det i samråd med veiledere, valgt å gå videre med en løsning. Strandjekk skiller seg ut som den løsningen som har minst usikkerhetsmomenter rundt seg. Det ansees også som positivt at konseptet kan installeres i lukket miljø, innvendig i tårn, noe som gir reduserte utfordringer rundt korrosjon. Øvrige konsepter har åpenbare svakheter spesielt rundt egenfrekvenser og innvendige plassforhold.

Flere av de vurderte konseptene vil kunne ha fremtidig potensiale for videre utvikling og bør vurderes når endelig teknologi skal vurderes til storskala utbygging. Dette vil gi større muligheter for utvikling av nye løsninger, tatt tidsfaktoren i betraktning, ettersom en slik utbygging anslagsvis vil ligge minst et tiår frem i tid. Større antall vindturbiner vil gi større kontrakter som det vil være rimelig å anta at leverandører vil strekke seg etter. Dette vil føre til at større ressurser blir lagt i utvikling av spesialtilpassede løsninger. Intern konkurranse mellom produsenter vil forsterke denne effekten og normalt sett være til beste for utbygger.

# 5 VIDEREUTVIKLING AV KONSEPT

---

## 5.1 FREMGANGSMÅTE

Dette kapitlet omhandler videre aspekter ved et strandjekkbasert reguleringsystem. For å gjøre arbeidet mer oversiktlig deles reguleringsystemet opp i 4 hovedkomponenter. Hensikten med denne inndelingen er å isolere de ulike delene i reguleringsystemet og se på hver del som en enhet for så å identifisere styrker og svakheter som så kan utbedres. Som nevnt tidligere vil det prioriteres å benytte standardkomponenter i den grad det er mulig og hensiktsmessig. Dette vil holde gjennomføringsgraden høy og utviklingskostnadene relativt lave.

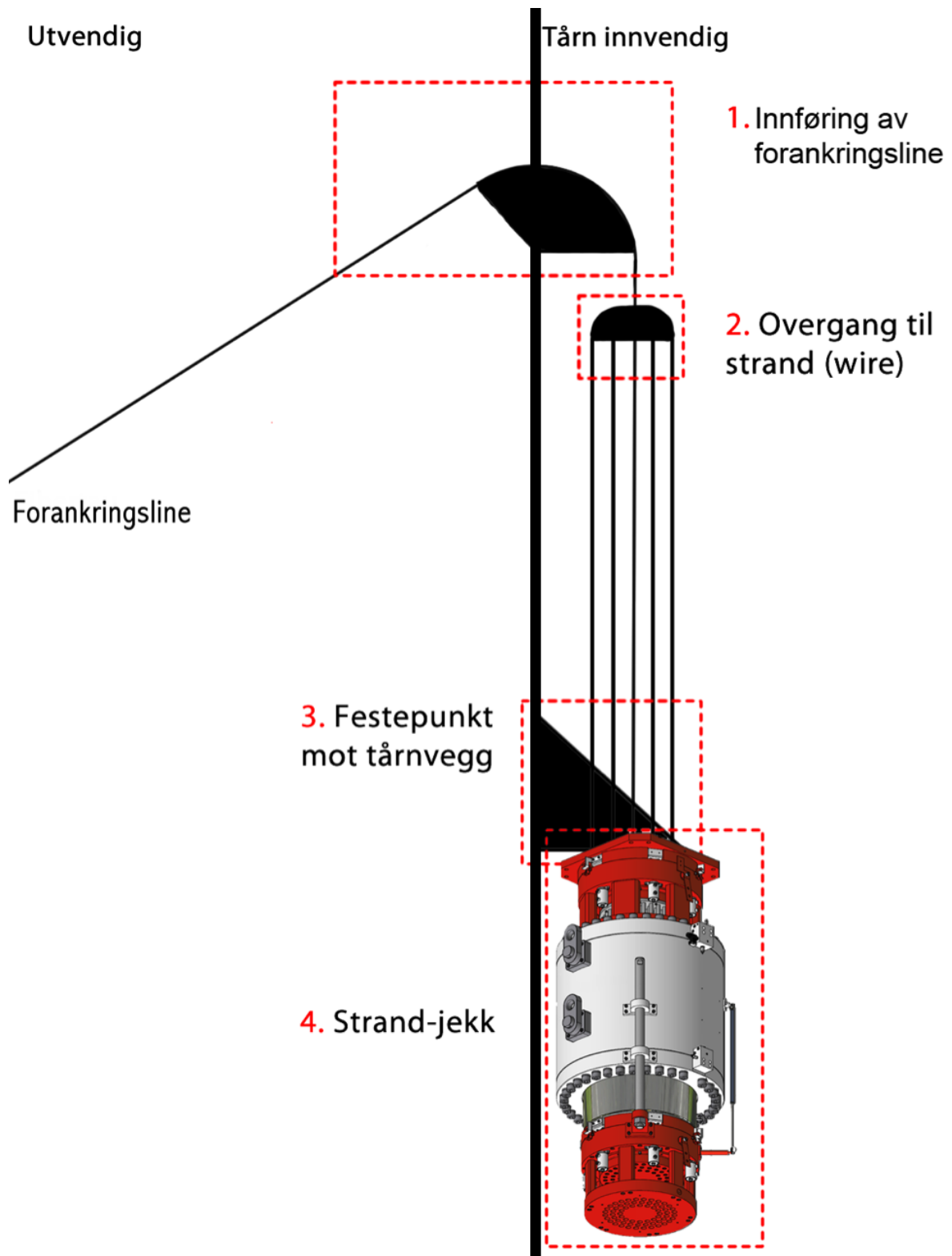
Komponentene vurderes videre med det formål å finne løsninger som kan implementeres i reguleringsystemet uten videre modifikasjon. Det vil videre ses på utfordringer ved systemet slik er foreligger nå. Dette gjøres ved rådførelse med personer med kompetanse på området.

Av hensyn til oppgavens tidsaspekt vil det ikke være anledning til å bevilge like omfattende utredning ved hver gruppe. Design av strandjekkens innfestingsløsning vil prioriteres da denne komponenten må konstrueres for Njord. Foreløpig skisse av reguleringsystems virkemåte er vist av Figur 56.

Inndeling av komponentene er gitt av Figur 56:

1. *Innføring av forankringsline i tårn*
2. *Kobling mellom fibertau og strands*
3. *Festepunkt mot tårn vegg*
4. *Strandjekk, hydraulikk og styring*

## 5.2 INNDELING

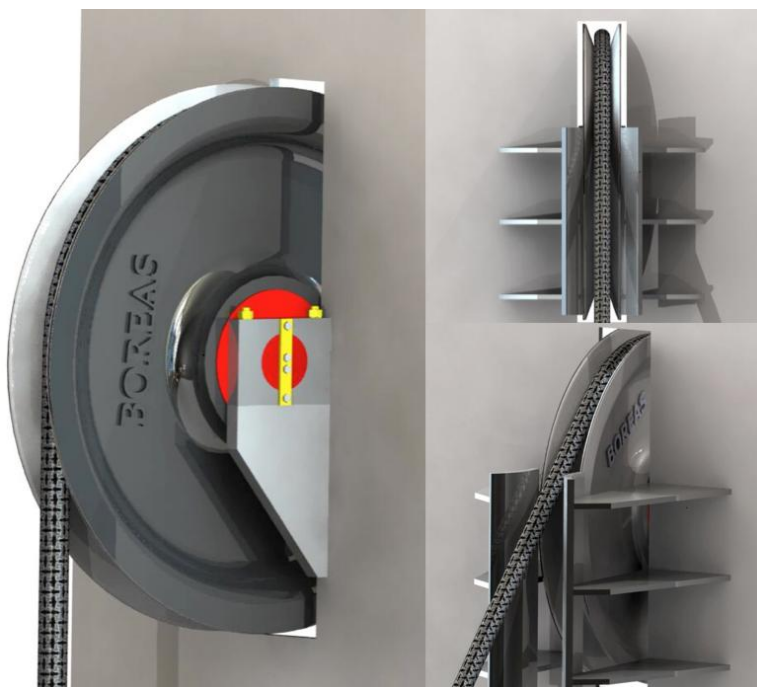


Figur 56 - Fire av komponenten illustrert i et utsnitt av tårnet. Foreløpig utforming av reguleringsystem.

### 5.3 SPESIFISERING AV KOMPONENTER

#### *Innføring av fibertau*

Som Figur 56 viser føres forankringslinen inn i tårnet og endres til vertikal kraftretning. En aktuell løsning kalt Boreas ble utviklet høsten 2008 av UMB studentene Rune Høstmark og Klaus Brinck Hansen. De så på en løsning som førte forankringslinen inn i tårnet og ved bruk av trinse endret kraftretningen, vist på Figur 57. Løsningen ble dimensjonert mot en tenkt ekstrembelastning på 300 *tonn* og fibertau med diameter  $D = 103 \text{ mm}$  (Brinck Hansen & Høstmark, 2008). Grunnet strukturelle endringer på vindturbinen er denne belastningen i dag betydelig høyere. Løsningen vil dermed ikke være anvendelig uten betydelig oppskalering. For å verifisere denne løsningen for bruk med fibertau, ble ulike leverandører kontaktet, deriblant Viking Mooring (VM) som har som hovedvirke å levere forankringsløsninger til offshoreinstallasjoner. Etter konsultasjon med Steinar Ekrem i VM, kom det frem at fibertau regnes for å være svært utsatt for bøyebøyeutmatting (bendingbending fatigue) (Ekrem, 2011). Bøyebøyeutmatting oppstår når tauet ender krefretning over en liten bøydiameter. Det eksisterer dessverre bare begrenset kunnskap om bøyebøyeutmatting ettersom det ikke er gjort tilstrekkelige forsøk om fenomenet. Undersøkelser av dette vil kreve fullskala testing, noe som er svært kostnadskrevende.



Figur 57 - Trinseløsningen Boreas (Brinck Hansen & Høstmark, 2008).



Av denne grunn kan ikke produsentene garantere for bruk av denne art på nåværende tidspunkt (Ekrem, 2011). Det må derfor for pilotturbin utelukkes å benytte denne løsningen. For senere utbygginger kan det dersom aspekter rundt bøyebøyeutmatting utredes videre ikke utelukkes at en løsning lignende Boreas kan benyttes.

Ettersom fibertau ikke kan føres direkte inn i tårnes må det sees på andre løsninger. For kjetting og stålwire er eksisterer det betydelig bredere kunnskap om effekter som dette. En naturlig løsning på problemet er å bytte ut av deler av forankringslinen med kjetting eller wire for å kunne føre den over en trinse (fairled).

### ***Koblinger***

For at en strandjekk skal kunne benyttes vil en kobling fra forankringsline til jekk være en nødvendighet. Koblingene må være dimensjonert mot svært store belastninger og lang levetid. Under installasjon vil koblingen være knutepunktene mellom forankringslinen og vindturbinen.

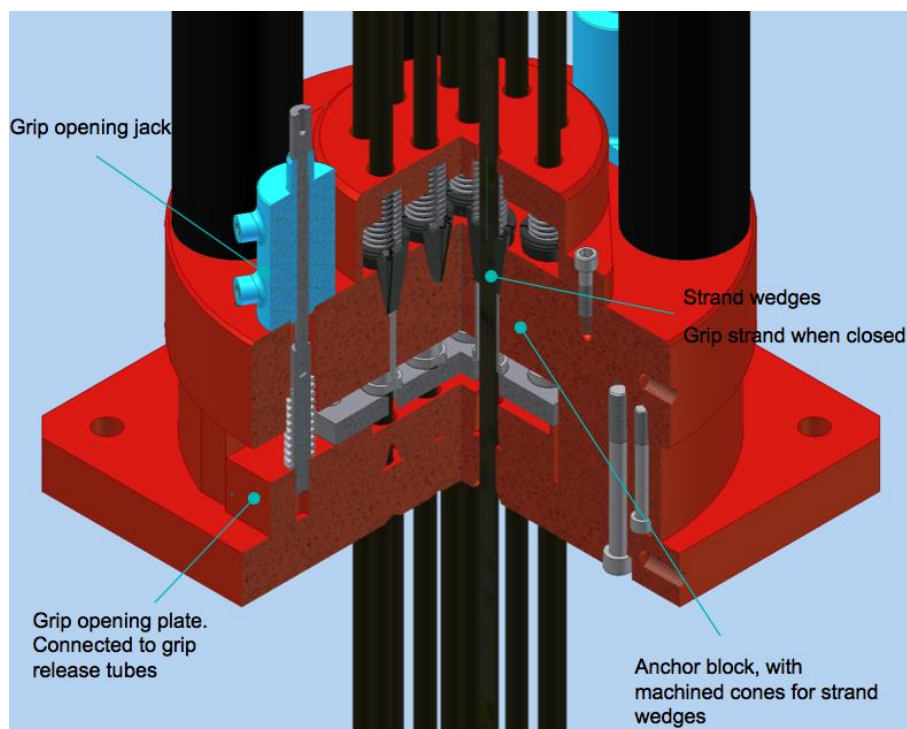


**Figur 58 - Viser koblinger der den røde biten er ankeret (Dorman Long Technology, 2011).**

## Strandjekk

Etter flere runder med ulike produsenter der ulike strandjekketechnologier er undersøkt har en produsent utmerket deg som særlig godt egnet. Spesielt var tilbakemeldingene når det kom til fleksibilitet og spesialtilpasning gode. Det forutsettes derfor for denne oppgaven bruk av strandjekk og utstyr levert av den engelske produsenten Dorman Long Technology (DLT). DLT er basert ut fra Northamptonshire, om lag en time øst for Birmingham. Det anses som en fordel for prosjektet at underleverandører kan nås med relativt kort reisetid.

Strandjekk er kort forklart to anker med en hydraulisk sylinder mellom seg, som jobber langs strandkabel. Strandkabel består av flere hundre små stålstenger med diameter  $D=18\text{ mm}$ , på denne måten splittes belastningen fra for eksempel forankringsline, til mange hundre små liner. Jekkens SWL bestemmes i hovedsak av antall strands og størrelsen på sylindere. Ankerene har evnen til å låses fast i stålwire, for så å kunne åpne grepet igjen. Låsmekanismen består av maskinerte koniske kiler som hver har en holdekraft på omtrent 15 tonn. Kilene presses mot strand-wire og låses hydraulisk. To sensorer på hver side av jekken måler låsing og åpning av ankrene. Sylindere er hul for å kunne la stålwire passere gjennom. Figur 59 viser utsnitt av nedre anker på strand jekk.



Figur 59 - Viser nedre anker (Dorman Long Technology, 2011).

### **Hydraulikk og styring**

Hydraulikk og styringssystemer leveres spesialtilpasset til applikasjon og strandjekk. Styringsalgoritmene vil måtte utvikles spesielt for Njord B. Man ser for seg at strandjekkene kan styre vindturbinen ved at en og en jekk kjøres om gangen. Dette medfører at pumpe kapasitet kan dimensjoneres for kjøring av en strandjekk.

Utfordringer rundt drift vil være driftstid for aggregat og dens effekt på vedlikeholdsintervallene. Det antas et årlig antall timer på rundt 200 timer, dette vil ifølge DLT kreve rundt to vedlikeholdsbesøk (Wade, 2011). For å holde systemet operativt vil det være viktig å identifisere og eliminere feil som kan skape nedetid, og holde vedlikehold innenfor planlagte intervaller. Vedlikeholdspersonell vil ikke kunne ankomme vindturbin annet enn når været gjør det forsvarlig. Aggregatet må kunne startes og fjernstyres fra land. DLT ser for seg å benytte en mekanisk strand-lås noe som medfører at aggregatet vil kunne settes i hvilemodus når regulering ikke er nødvendig. Et forenklet koblingsskjema for reguleringssystemet er vist i vedlegg 6.



**Figur 60 - DLT hydraulikk aggregat under testing av jekker (Dorman Long Technology, 2011).**

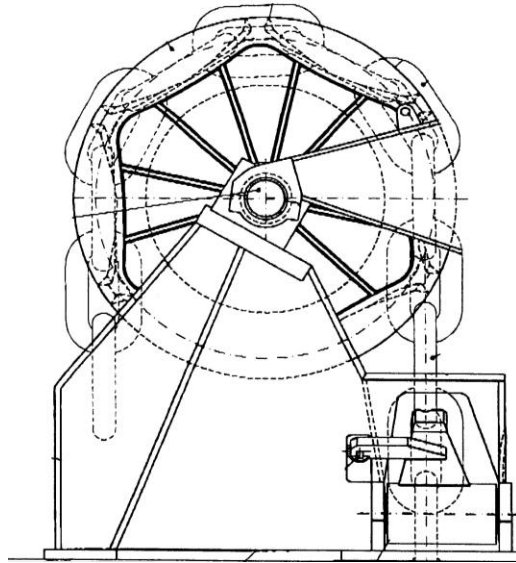
## 5.4 VIDEREUTVIKLING AV KOMPONENTER

### 5.4.1 Innføring av forankringsline

Utgangspunktet for Njord er kostnad- og vektbesparelse, det vil derfor være ønskelig å benytte de letteste og billigste løsningene såfremt det vil være mulig. En kreativ måte å føre inn forankringslinen på kan være å trekke strandkabel ut over et løpehjul, og sammenkobles med fibertau utenfor vindturbinen. Strandkabel med tilstrekkelig kapasitet har en egenvekt på  $180 \text{ kg/m}$  (Dorman Long Technology, 2011). Ifølge produsent er dette en løsning de ikke vil kunne godkjenne for, og må dermed forkastes basert på utgangspunktet om tilgjengelig teknologi (Wilkinson, 2011).

Av tidligere nevnte grunner ansees det som mest hensiktsmessig å bytte ut en del av forankringslinen med kjetting eller wire. Med hensyn til levetid vil kjetting kunne favoriseres, siden kjetting ikke påvirkes ikke av de samme bøyemattingsparametere som stålwire og fibertau (Ekrem, 2011). Etter konsultasjon og anbefaling fra VM velges det å benytte kjetting mellom fibertau og strand kabel (Ekrem, 2011). Valget bygger i hovedsak på det grunnlag at løsningen må være operativ innen nær fremtid. Kjetting vil også være et sikrere valg med hensyn på levetid og bøyemattning. Bruk av kjetting til dette formål har vært en foretrukket løsning i petroleumsindustrien i lengre tid, og er å anse som en gjennomtestet løsning. Utvalget av standardkomponenter som kjetting og fairled er stort, noe som i denne sammenheng er en fordel.

Det antas at nødvendig kjetting lengde per forankringsline er omlag  $15 \text{ m}$ . Studless kjetting med lastgodkjenning lik det som regnes som nødvendig har en egenvekt på omlag  $500 \text{ kg/m}$  (Viking Mooring, 2010). Dette medfører en vektøkning av vindturbinen, som følge av kjetting, på omlag  $22 \text{ tonn}$  i tillegg til vektbidrag fra fairled. Det utføres ingen konsekvensutredning av denne vektøkningen grunnet tidsaspektet for oppgaven. Sett i forhold til Njords filosofi om lav vekt og lave totalkostnader harmoniserer bruk av kjetting dårlig. Løsningen er fattet med tanke på pilotturbin og ikke med tanke på senere storskala installasjon. I det store bildet er dette en detalj ved reguleringsystemet som raskt vil kunne endres dersom nye løsninger kommer til.



Figur 61 - Illustrasjon viser kjetting fairled.

### ***Koblinger mellom forankringslinekomponenter***

Koblinger som dette vil normalt være en del av ordren fra strandjekk produsent. Koblingene består av et fast anker som ved hjelp av presspasninger rundt hver strand, låses fast i ankeret. Ankeret kan installeres i spesialdesignede koblinger tilpasset bruksområde. Eksempel på dette er vist på Figur 58.

Ettersom fibertauet ikke kan føres direkte inn i tårnet vil det være nødvendig med et mellomledd som kan føres over fairled. Fibertau bestilles med koblinger til andre forankringsmedier ettersom dette har til nå vært den vanligste anvendelsen for fibertau grunnet nevnte utfordringer rundt bøyemattelse. Sammenføring mellom delene består av standardiserte komponenter. Kobling fra fibertau til kjetting er vist på Figur 62.



Figur 62 - Kobling til kjetting (Lankhorst Ropes, 2011).

## 5.4.2 Strandjekk

### **Løftekapasitet**

Jekkens løftekapasitet vil være gjenstand for diskusjon. Ved hjelp av ballastering vil nødvendig løftekapasitet kunne reduseres betraktelig. Det var derfor først antatt at en mindre jekk ville være aktuelt, for så å benytte et kraftigere holdeanker for holdekraft. Regulering må være kontinuerlig tilgjengelig, spesielt i situasjoner med dårlig vær der ballastering ikke vil være forsvarlig. Det er derfor besluttet for pilotprosjektet i samråd med veileder å benytte jekk med kapasitet lik ekstrembelastning (Nygaard T. , Samtale om valg av strand-jekk, 2011). Piloten vil være med å avgjøre om denne kapasiteten vil være nødvendig å benytte videre.

I følge DLT har deres største strand jekk per dags dato løftekapasitet på 1022 tonn, om lag 500 tonn mindre enn nødvendig. Jekken er imidlertid konstruert med tanke på oppskalering etter behov. Dette medfører at 1500 tonns strandjekker kan tilvirkes på bestilling. DLT innehar spesialkompetanse på dette området og vil være godt egnet til å tilpasse jekkene til vår applikasjon. Driftskapasiteten oppgis i SWL, angitt MBL er 40 % høyere enn SWL. Det er vanlig praksis å benytte dette som sikkerhetsfaktor for løfteutstyr. I motsetning til løfteutstyr som jobber mot statisk belastning, vil en strand jekk montert i et forankringssystem måtte tåle konstant dynamisk belastning over lang tid. Anvendelse av jekk med SWL lik vindturbinens ekstrembelastning kan derfor sees på som sikkerhet mot dynamisk belastning, ergo utmatting. DLT som nevnt skissert at de har en ny type mekanisk lås under utvikling og at denne vil være bedre egnet for Njord B, der last vil måtte holdes over lengre tidsperioder (Wilkinson, 2011). Verifisering av dette må være gjenstand for videre utredning,

Jekkene vil måtte designes med tanke på reduserte vedlikeholdsintervaller i forhold til dagnes modeller som krever relativt hyppig tilsyn (Wade, 2011). Pilotturbin vil motta inspeksjon og vedlikehold betydelig oftere enn for senere modeller plassert i vindparker. For realistisk testing vil det likevel være ønskelig å planlegge for så lange vedlikeholdsintervaller som mulig for indentifisering av mangler og teknologigap. Strandjekkene fra DLT vil kunne demonteres fullstendig og settes sammen for reparasjon eller vedlikehold mens lasten blir holdt i nedre anker. Dette anses som en viktig detalj dersom problemer skulle oppstå med jekkene og utskifting skulle bli

nødvendig. Teknisk data på oppskalert modell er utilgjengelig ettersom ingen prosesser foreløpig er i gang. DLT har skissert følgende data på en eventuell 1500 tonn modell, kalt DL-S1500. Data er vist i Tabell 23.

Tabell 23 - Tekniske data for DLT strandjekker.

	<b>DL-S836</b>	<b>DL-S1022</b>	<b>DL-S1500</b>
<b>SWL</b>	836 tonn	1022 tonn	1500 tonn
<b>MBL (SWL * 1,4)</b>	1170 tonn	1431 tonn	2100 tonn
<b>Slaglengde</b>	500 mm	500mm	500 mm
<b>Hydraulisk trykk</b>	271 bar	300 bar	400 bar
<b>Høyde, lukket</b>	2240 mm	2291 mm	2500 mm
<b>Vekt jekk</b>	6350 kg	8274 kg	12 000 kg
<b>Vekt anker</b>	348 kg	508 kg	-
<b>Antall strand</b>	54	66	100
<b>Diameter strand kabel</b>	402 mm	466 mm	700 mm
<b>Strand kabel vekt, kg/m</b>	97,2	118,8	180 kg



## 5.5 INNFESTING I TÅRN

Forankringslinene bør forankres der vindturbinen er best egnet til å ta opp kreftene. Av kostnadshensyn vil det i pilotturbin benyttes standard vindturbintårn, som så forsterkes og tilpasses ytterligere for Njord. Tårn som dette vil i utgangspunktet ikke være dimensjonert for ytterligere strukturelle belastninger enn dimensjonerende aksialspenninger, horisontalkrefter og torsjon.

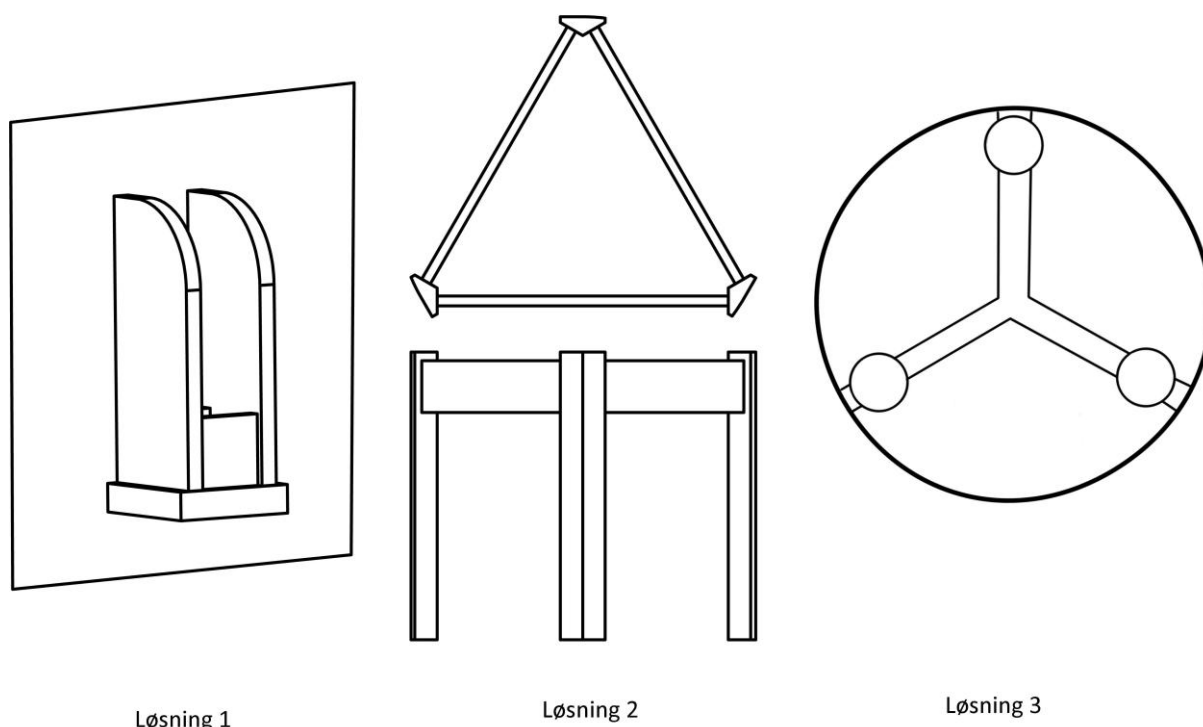
Reguleringsmekanismen vil monteres med gitt avstand mellom punkt der forankringsline tas inn i tårn og strand jekk. Denne avstanden vil avgjøre hva som kan regnes som maksimalt innhentet lengde. For å unngå overraskelser bør det være romslig avstand mellom punktene. Teoretisk sett kan det tenkes at strandjekkene kan trekkes helt ned til flyterens bunnplate, dette vil medføre store praktiske utfordringer spesielt med tanke på drift og korrosjon ettersom flyteren vil måtte kunne ballasters. Det ansees derfor som mest hensiktsmessig å holde reguleringsmekanismen i tårnet ettersom dette forblir tørt område. Tårnroten er det området på tårnet som vil være best egnet for å ta opp belastningene fra forankring. Tårnet har en konisk form som medfører at det er størst tverrsnittsareal i roten. Det vil være ønskelig å inneha størst mulig volum der jekkene skal installeres. Det velges derfor av nevnte grunner å montere strandjekkene ved tårnets rot. Ettersom dette ikke vil være en del av standardkomponenter vil innfestningen måtte utvikles, noe det resterende delkapittel omhandler.



Figur 63 – Viser innfesting av strandjekker (Dorman Long Technology, 2011).



### 5.5.1 Løsninger for innfesting i tårn



**Løsning 1:** Den første løsningen er en festebrakett som tenkes sveist direkte mot tårn vegg. Dette vil kreve betydelig økning av veggtykkelse i tårn for kunne sveises med nødvendige dimensjoner. Braketten består av to vertikale plater som vil oppta bøyespenning fra strandjekk. Sannsynligvis vil statiske laster være en overkommelig, større usikkerhet vil måtte beregnes for dynamiske laster som komponenten må ivareta tilstrekkelig sikkerhet mot.

**Løsning 2:** Som nevnt må tårnet forsterkes for å kunne ta opp belastning fra forankringslinene. Et alternativ vil være å bygge inn et rammeverk som en del av tårnets nedre del. Hensikten med rammen er å lede krefter fra strandjekken til den omkringliggende strukturen. Rammens tre bein festes mot innsiden av tårn veggen og boltes fast i flyteren. Strandjekkene installeres i hvert hjørne av den likesidede trekanten.

**Løsning 3:** Det siste alternativet benytter samme rammeløsning som løsning 2. Her er det valgt en løsning der strandjekkene plasseres midt på bjelkene. For å få dette til må det gjerne benyttes to parallelle bjelker på hvert kryss for å gjøre plass til wire som går gjennom jekkens senter.

### 5.5.2 Evaluering av løsningene

Løsning 1 vil på grunn av sveisedimensjonen, kreve at tykkelse i tårnvegg økes betydelig. Sveising med nødvendig sveisedimensjon vil kreve betydelig tykkelse i grunnmateriale. På grunnlag av dette ansees det ikke som et for mye av tårnvegg for å kunne ansees som et levedyktig konsept.

Løsning 2 og 3 har utgangspunkt i samme idé. Et rammeverk overfører kreftene til den omkringliggende strukturen. Dette reduserer behovet for forsterking av tårn i den grad som vil være nødvendig. Løsning 2 anses som det beste alternativet av de to, ettersom antall komponenter vil være halvparten av løsning 3, noe som vil gi en høyere egenvekt og større risiko. Produksjon og installasjon anses på grunn av utforming som mer tidkrevende og dermed dyrere. Løsning 2 velges derfor som innfestingsløsning for forankringslinene.

## 5.6 VIDEREUTVIKLING AV INNFESTINGSLØSNING

Rammeverket består av tre vertikale søyler som bjelke-rammen sveises mot. Hovedhensikten med rammen vil være å lede krefter fra forankringskryssene til andre deler av strukturen. Den vil også forsterke og stive opp tårnet. CAD modell av rammen er vist på Figur 64.

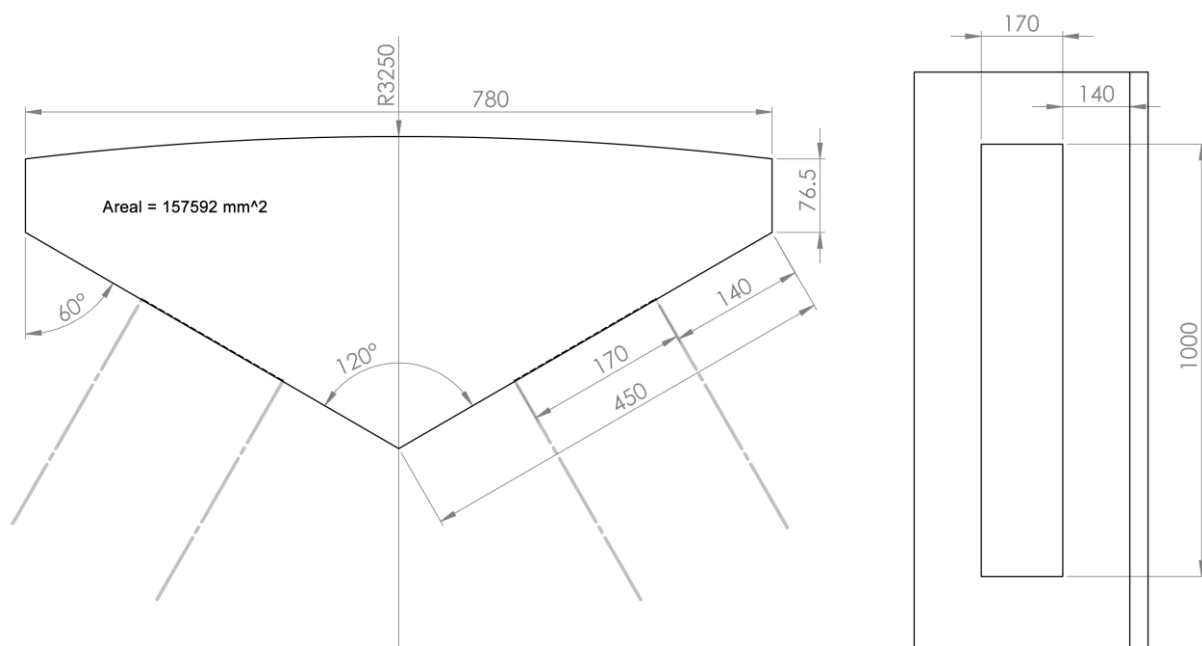


Figur 64 - Viser rammesystemet fremstilt ved hjelp av CAD.

Rammen er konstruert for å overføre kreftene fra bjelken til den omkringliggende struktur og flyter. Det er også nærliggende å tenke seg at rammeverket vil inngå som viktig del av forsterkningsstrukturen i tårnroten. Som følge av strand jekkens kraftretning, vil strekk være den dominerende kraftkomponent. Rette staver er således godt egnet for overføring av strekk, noe som utnyttes med dette designet. Alternativt kan kjetting eller wire benyttes for overføring av strekk, mot relativt enkle modifikasjoner i design.

Arbeidet rundt tilrettelegging av innfestingen av rammen vil være et betydelig arbeid, som denne oppgaven ikke vil ha ressurser til å utføre, detaljdimensjonering av søylene og innfesting overlates derfor til videre arbeid. Søylene kan festets mot tårnvegg med sveising eller eventuelt bolting. Søylene lengde gjør at sveisarealet blir meget stort og vil kunne overføre mye belastning. Det tenkes også at stølene kan boltes i flyteren når komponentene sammenføres.

### 5.6.1 Design av bjelkekruss



Figur 65 - Viser arbeidstegninger av bjelkekruss.

Figur 65 viser utkast til mål for bjelkekruss. Viktige moment for design har vært geometri og aspekt knyttet til sammenføyning. Enkel geometri forklarer at dersom en likesidet trekant skal monteres symmetrisk i en sirkulær profil må vinkel mellom hvert bein være 60°. Bjelkekrussets form bærer derfor betydelig preg av dette. Det antas at

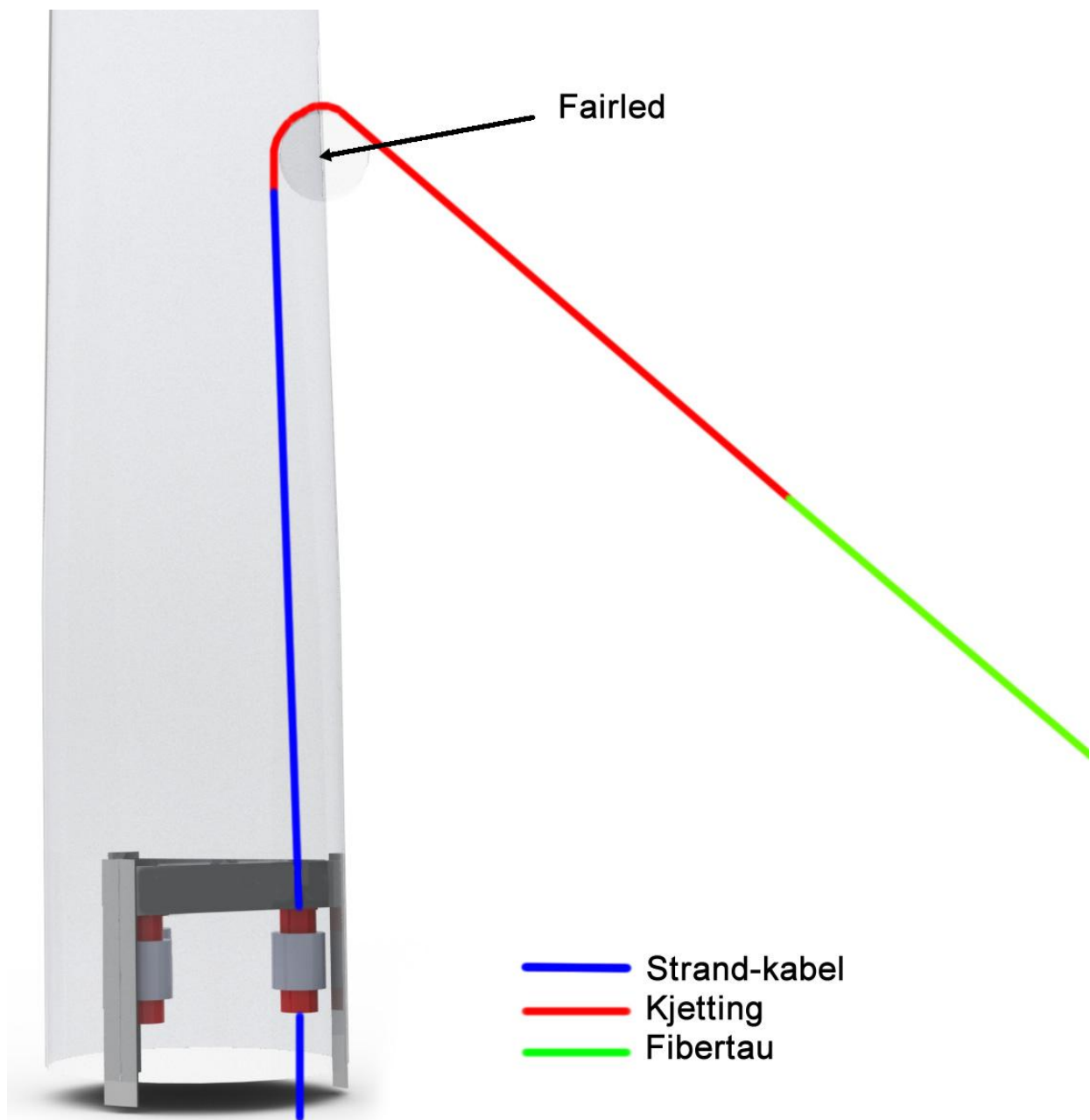
sveising vil kreve relativt grove a-mål. Dett stiller relativt høye krav til grunnmaterialet i søylene. Ved sveising varmes grunnmateriale i både søyle og bjelke opp til over smeltetemperatur. Oppvarmingen og den påfølgende nedkjølingen av stålet føre til en permanent endring av mikrostrukturene i materialet (Callister, Jr., 2007). Denne endringen i mikrostrukturen danner en tydelig sone som gjerne er best kjent under det engelske begrepet, heat affected zone (HAZ). Størrelsen på denne sonen varierer med a-mål, grunnmaterialet, sveiseteknikk (varmetilførsel) og sveisens posisjon. Følgene av denne sonen i grunnmaterialet er at stålet svekkes lokalt, og nye sveiser må ikke legges i umiddelbar nærhet av HAZ. Ettersom størrelse på HAZ varierer gjelder ingen generell regel. Det er derfor i samråd med verkstedsjef ved UMB, Bjørn Brenna, tatt høyde for HAZ og langt inn en avstand på 140 mm mellom hver kant (Brenna, 2011).

## 5.7 EVALUERING

Det har i denne analysen blitt vurdert aspekter rundt videre design av reguleringsystem. Det kom frem at føring at fiber tau over fairled ikke er ansett som en levedyktig ide. Kjetting er valgt som mellomledd mellom strandkabel og fibertau på bakgrunn gjennomføringsgrad komponenttilgang.

I samråd med veileder er det besluttet å anvende en strandjekk med SWL tilsvarende ekstrembelastning. Dette som et ledd av flere konservative antagelser for å skape et fail-safe system som trygt kan monteres i pilotturbin.

For innfesting i tårn er et enkelt rammesystem utviklet for formålet. Rammen benytter et bjelkesystem som monteres som en likesidet trekant innvendig i tårnet. Strandjekken monteres så i hvert hjørne av rammen. Kreftene overføres til den omkringliggende strukturen ved hjelp av sveiseforbindelser. Videre beregninger av rammesystemet utføres i kommende kapitler. Figur 66 viser skjematisk hvordan forankrings/reguleringsystemet planlegges.



Figur 66 - Viser fremstilling av reguleringsystemet i nedre del av tårnet.

## 6 GRUNNLAGSBEREGNINGER

---

### 6.1 FREMGANGSMÅTE

Komponentene i rammesystemet dimensjoneres med bakgrunn i relevant standardverk. Følgende standardverk benyttes for grunnlagsberegningene:

- DNV-OS-C101 (DNV, 2004)
- DNV-RP-C203 (DNV, 2008)
- Eurocode 3 (1-8) (European Committee For Standardization, 2003)

Beregningene omfatter i hovedsak beregninger av tilstrekkelig størrelse på bjelkeprofil i rammesystemet. Parametere her vil være sikkerhet mot flyt i grunnmaterialet og tilstrekkelig sveiseareal for overføring av krefter til bjelkekryss. Ettersom dynamisk belastning vil forekomme i stor grad, kontrolleres det mot denne type virkninger. Det følges generell ingeniørteknisk beregningsmetodikk.

Det utføres ikke beregninger av innfesting av fairled og forsterkning av tårnstruktur. Som nevnt i tidligere kapittel kan rammesystemets søyler vise seg å være en nyttig del av denne forsterkningen. Av hensyn til oppgavens tidsaspekt utføres ingen beregninger i henhold til rammens søyler.



Figur 67 - Viser arbeidsmetodikk.

Som følge av miljølaster vil det være en potensiell fare for at utmatting kan oppstå. All dynamisk belastning har potensial til å påføre en struktur utmattingsbrudd. Vi velges å dimensjonere i henhold til relevant standardverk (DNV-RP-C203) og benytter Miner-Palmgrens lineære delskadeteori for å beregne utmatting (DNV, 2008).

Miner-Palmgren delskadeteori er en forenkling som bør benyttes sammen med en lastfaktor som bl.a. tar hensyn til sekvenseffekter. Lignende standardverk eksisterer til dags dato ikke for flytende vindturbiner og må dermed dimensjoneres og sertifiseres etter gjeldende standarder. Flytende vindturbiner skiller seg betydelig fra de fleste av dagens offshore konstruksjoner. Mye av det eksisterende standardverket er utarbeidet med det grunnlag at havari vil medføre tap av liv og betydelig miljøforurensning. Dette vil ikke være tilfelle for vindturbiner. Det Norske Veritas har annonsert at de arbeider med standardverk tilpasset flytende offshore vindturbiner (Teknisk Ukeblad, 2010). Det er ventet at denne standarden vil gi flytende offshore vindkraft bedre design kriterier å forholde seg til. Denne oppgaven omhandler piloturbin og må derfor benytte gjeldende standardverk som grunnlag.



**Figur 68 - Utmattingsbrudd i stag D-6 førte til havariet av Aleksander Kielland plattformen og kostet 123 personer livet. Ulykken førte til en skjerping av dimensjoneringskriteriene mot utmatting for offshorekonstruksjoner (SNL, 2009).**

## 6.2 MATERIALDATA

Det benyttes i utgangspunktet konvensjonelt sveisbart offshore konstruksjonsstål (karbonstål). Dette gir et godt forhold mellom materialegenskaper og kostnader. Et viktig moment ved materialvalg vil være sveisbarhet av potensielt tykke profiler. Dagens standardverk som Eurocode 3 og NS, er kun gyldig for stålfasthet opp til 460 MPa (European Committee For Standardization, 2003). Materialet som velges bør kunne sveises med elektrisk lysbuesveising av typen SAW som er ideelt for buttsveiser og kilsveiser av store dimensjoner. For å holde rammens vekt så lav som mulig benyttes den stålkvalitet med høyest fasthet innenfor det standardverket tillater. Av denne grunn velges sveisbart S460, egenskaper er vist på Tabell 24 (NORSOK, 2004).

Tabell 24 - Materialdata S460 (NORSOK, 2004).

Egenskap	Verdi	Benevning
Karakteristisk flytegrense ( $f_y$ )	460	MPa
Bruddfasthet ( $f_u$ )	550	MPa
E-modul ( $\epsilon$ )	$2,1 \cdot 10^5$	MPa
Densitet ( $\rho$ )	8000	kg/m <sup>3</sup>
Korrelasjonsfaktor ( $\beta_w$ )	1,0	

## 6.3 LASTER

Strukturen dimensjoneres mot  $F_a = 15\,000$  kN på den hardest belastede forankringsline. De øvrige to forankringslinjer belastes med  $F_b = 12\,000$  kN. Belastningen er funnet som kritisk gjennom kjøring i 3Dfloat utført av professor Tor Anders Nygaard og doktorgradsstipendiat Anders Myhr ved UMB (Myhr, Utmattinganalyser, 2010). Kjøringene inkluderer vind og baserer seg på den såkalte 1000 års bølgen som ofte blir brukt for dimensjonering av offshorekonstruksjoner. Denne bølgen har en bølgehøyde på omlag 30 m og antas å oppstå med omlag 1000 års mellomrom basert på en statistisk antagelse om at fordeling av bølgehøyder følger Gaussisk-fordeling (Dysthe, 2001).

Senere forskning har vist at bølger av denne størrelse og karakteristikk oppstår oftere enn Gauss-teorien skulle forutsi (NGI, 2011). Basert på en hendelse på Draupner E plattformen i romjulen 1995, da plattformen ble truffet av en 26 m høy bølge, kunne



forskere si at teorien ikke var korrekt. Dette har ført til at det nå benyttes ikke-lineære modeller for simulering og beregning av bølgehøyder.

For å ta høyde for dette er det besluttet å benytte en lastfaktor på 15 % og beregne konservativt for denne type laster. 15 % er gitt i (DNV-OS-C101) som tilstrekkelig sikkerhetsfaktor dersom strukturen er ubemannet i ekstremvær og faren for miljøforurensning er liten (DNV, 2004). Lastfaktoren inkluderer også usikkerhetsmomenter rundt installasjon og innkjøring av systemene. Som nevnt tidligere vil et havari antagelig være utslagsgivende for vindindustrien og alle som jobber med realisering av flytende vindturbiner.

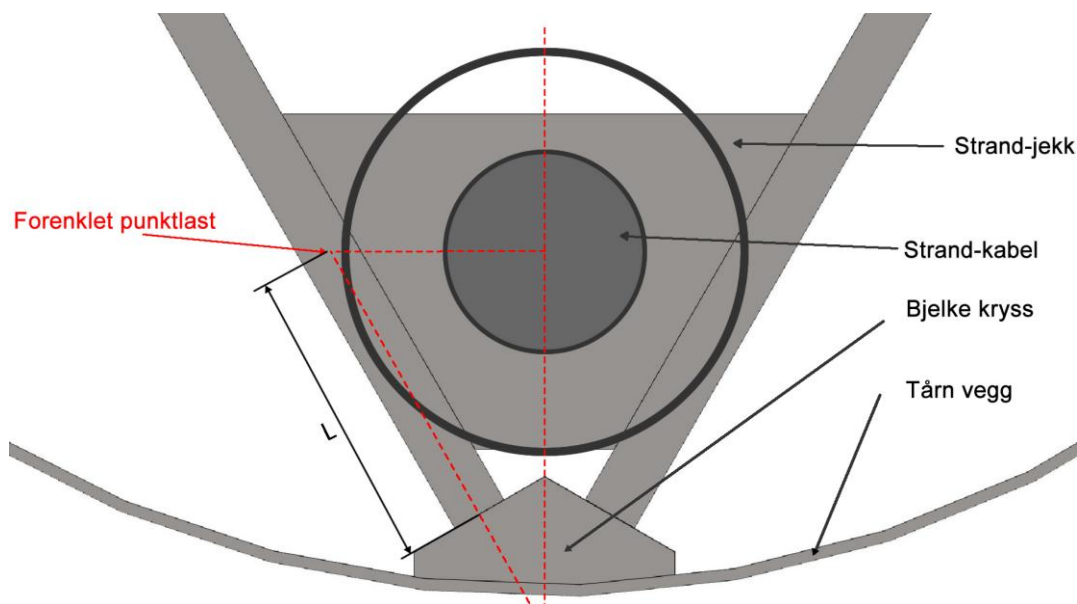


**Figur 69 - Illustrasjon av bølger og dens krefter (Foto: Ukjent).**

## 6.4 STATISKE BELASTNINGER OG SIKKERHET MOT FLYT

### Rammens geometri

Vi ser først på bjelkegeometrien. Figur 70 illustrerer hvordan strand jekk monteres i bjelkekryss. Den lille sirkelen angir arealet av strand-kabel som vil passere mellom bjelkene, og den store sirkelen angir arealet av en DL-S1500 strandjekk. Det er ønskelig å montere jekkesystemet så nære bjelkekrysset som mulig for å redusere momentarm. Lengden fra punktlast til sveis (benevnt i Figur 70 som  $L$ ) er funnet ved å modellere komponentene i 3D, for så å måle avstandene virtuelt. Lengden ble funnet til å være  $L = 800 \text{ mm}$ .

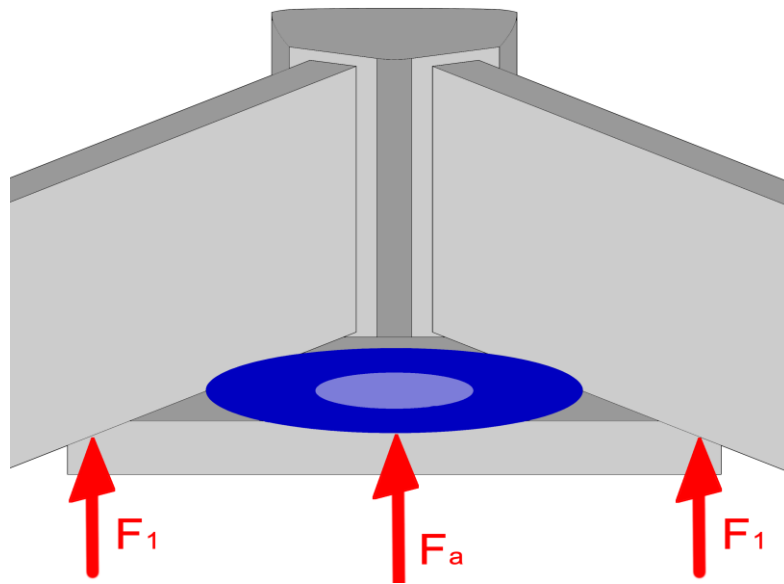


Figur 70 - Viser bjelkekryss sett ovenfra.

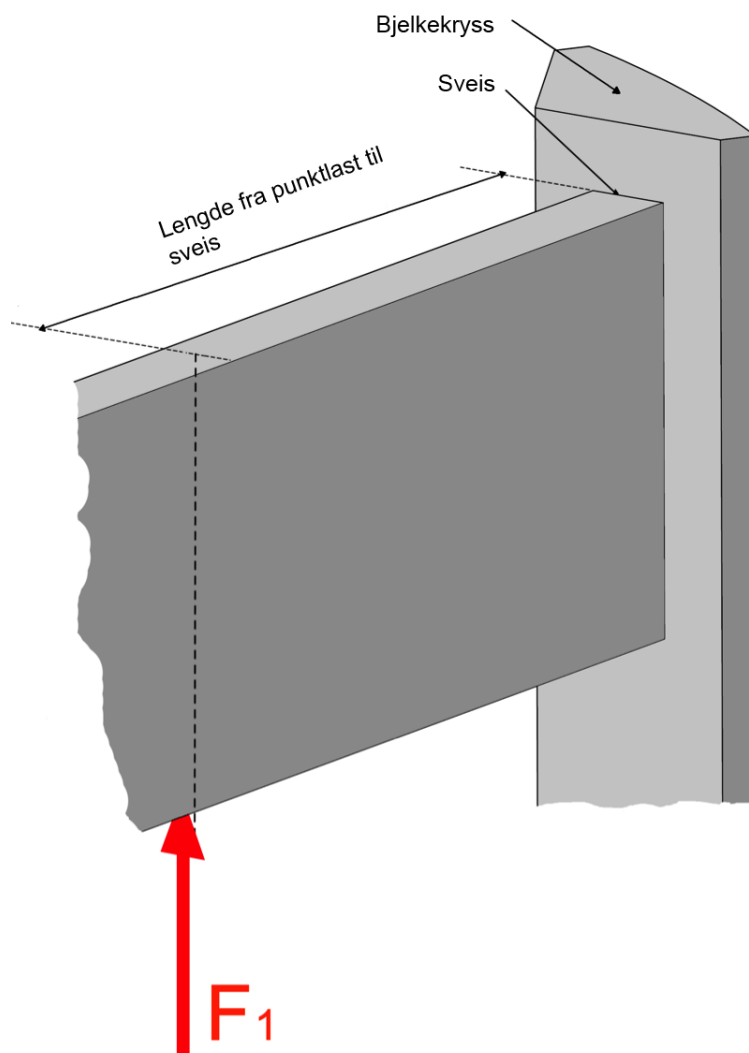
I virkeligheten vil belastningen fordele seg jevnt utover det bjelkearealet som er i kontakt med jekkesystemet. For å gjøre håndberegningene mer håndterlige, forenkles den jevnt fordelte lasten,  $F_a$ , til en punktlast,  $F_1$ , påført i senter av strand-kabel som illustrert på Figur 71. Den blå skiven illustrerer her strand jekk. Platen under bjelkene er monteringsbrakett for strandjekken. I virkeligheten kan illustrasjonen virke misvisende ettersom strandjekken monteres under denne. Beregner forenklet punktlast som virker i stede for jevnt fordelt last.

$$F_1 = \frac{F_a * \gamma_M}{\text{antall bjelker}} = \frac{15000 \text{ kN} * 1,15}{2} = 8625 \text{ kN}$$

Formel 10



Figur 71 - Viser kraftp f ring av bjelker.

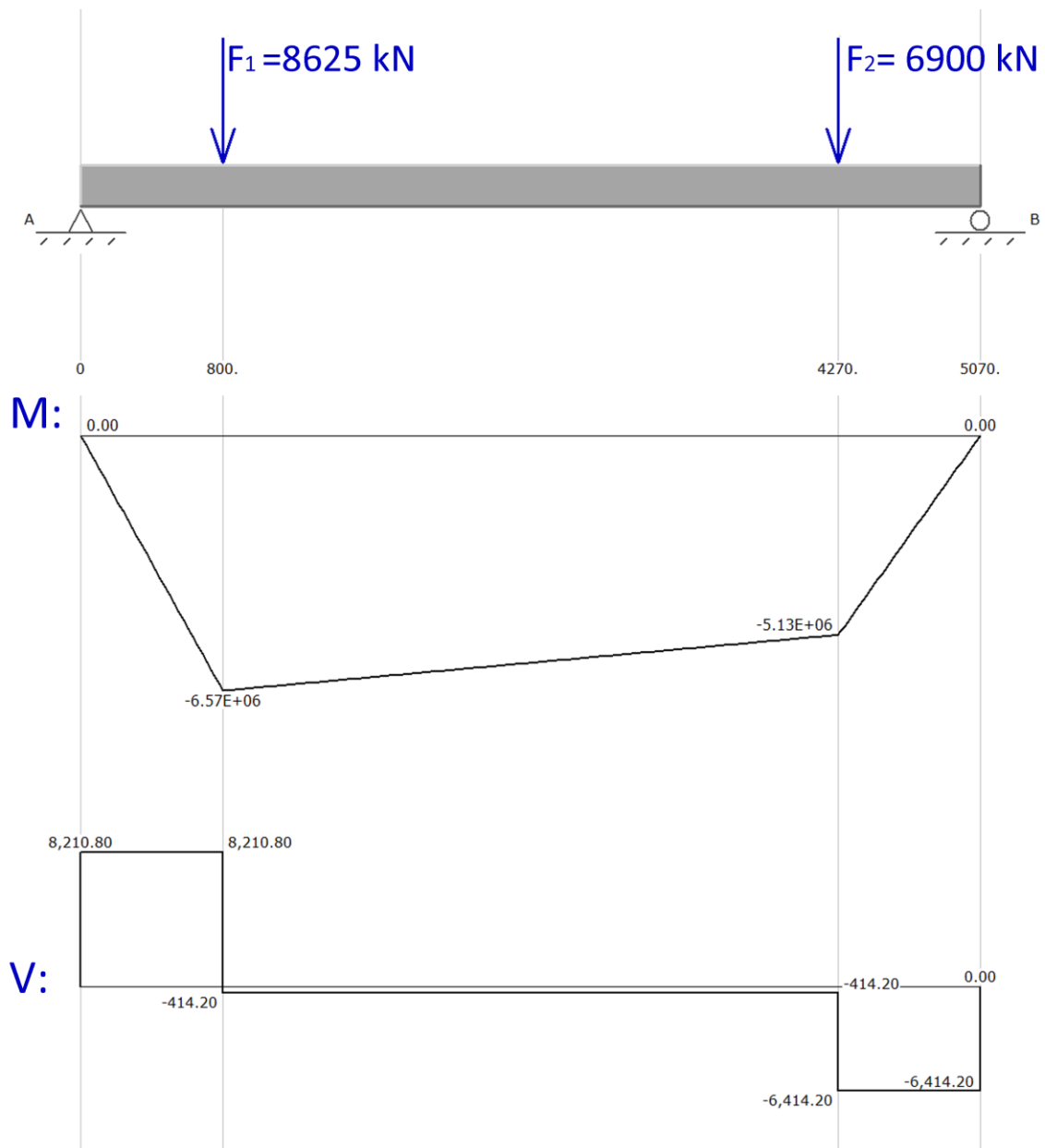


Figur 72 - Illustrerer forenklet kraftp f ring av bjelke.

Hver bjelkeprofil belastes med to punktlaster som følge av symmetrien i rammesystemet. Det benyttes samme forenkling som tidligere og beregner punktlast,  $F_2$ .

$$F_2 = \frac{F_b * \gamma_M}{\text{antall bjelker}} = \frac{12000 \text{ kN} * 1,15}{2} = 6900 \text{ kN}$$

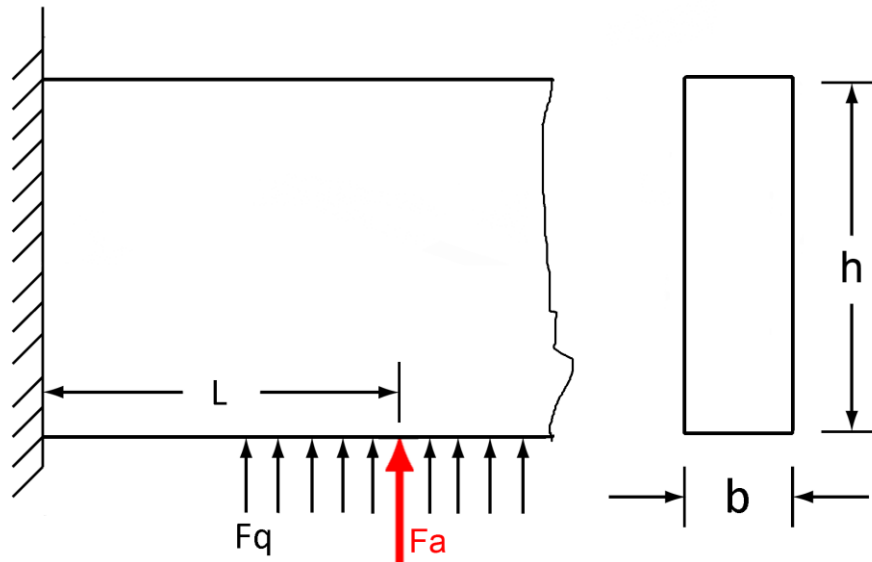
Formel 10



Figur 73 - Viser skjær- og momentdiagram for fritt opplagret bjelke. Bjelken kan ikke anses som fritt opplagret da sveiseforbindingene vil gjøre den statisk ubestemt.

### Bjelkens sikkerhet mot flyt

For å finne tilpasset bjelkeprofil til rammen vil bøyesspenning reelt være dimensjonerende. Forenklingen vil påføre svært store skjærspenninger i snittet der punktlasten påføres. Ettersom belastningen ikke vil være reell sees den bort fra ved dette lasttilfellet.



Figur 74 -  $Fq$  illustrerer virkelig belastning i form av jevnt fordelt last. Lengden  $L$  viser lengden til punktet der punktlasten påføres.  $Fa$  viser påført punktlast.

Bøyesspenning,  $\sigma_b$  beregnes som forholdet mellom opptredende bøyemoment,  $M_b$  og tverrsnittets motstandsmoment  $W_{x-x}$ , og angir den spenning som et tverrsnitt med gitt geometri kan dimensjoneres mot. Tverrsnittets motstandsmoment for bjelker er gitt ved:

$$W_{x-x} = \frac{b * h^2}{6}$$

Formel 11

(Gieck, 2006)

Bøyemoment i et punkt er gitt av opptredende kraft,  $F_1$ , multiplisert med avstand,  $L$ , fra beregningspunkt. Bøyemoment er gitt ved:

$$M_b = F_1 * l$$

Formel 12

(Gieck, 2006)

Bøyepening kan nå beskrives som:

$$\sigma_b = \frac{M_b}{W_{x-x}}$$

Formel 13

(Gieck, 2006)

Bjelken snittes i tverrsnittet punktlasten påføres, det antas derfor at påført last vil være lik bjelkens reaksjonskraft. Som utgangspunkt for beregningene settes bjelkens bredde  $b = 120 \text{ mm}$  for bjelken. Beregner nødvendig høyde ( $h$ ) i tverrsnittet for å tilfredsstille:

$$460 \text{ MPa} \leq \sigma_b$$

Formel 14

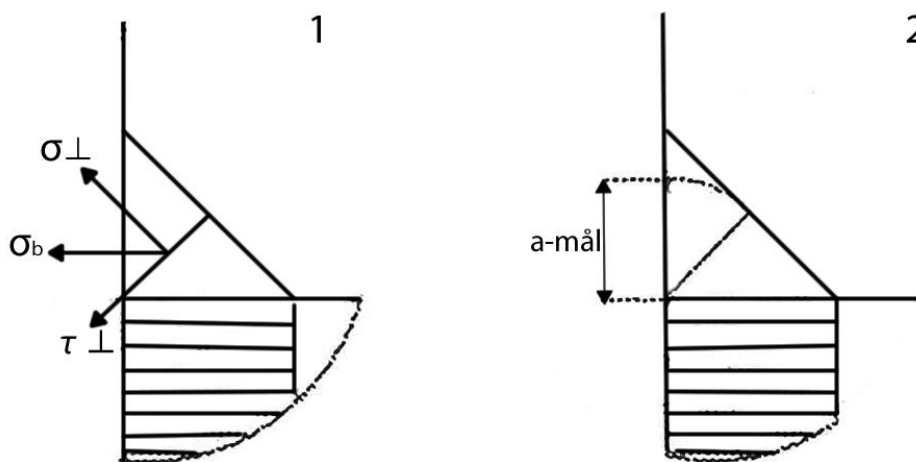
Formulerer formel med hensyn på  $h$  som gir:

$$h = \sqrt{\frac{F_1 * l * 6}{b * \sigma_b}} = 866,7 \text{ mm}$$

Formel 15

Runder oppover til nærmeste hele tall. Godkjent bjelkeprofil mot bøyepening vil være H870 x B120 mm. Ettersom dette ikke vil være noen standard dimensjon antas det at det vil kunne spesialbestilles ved behov.

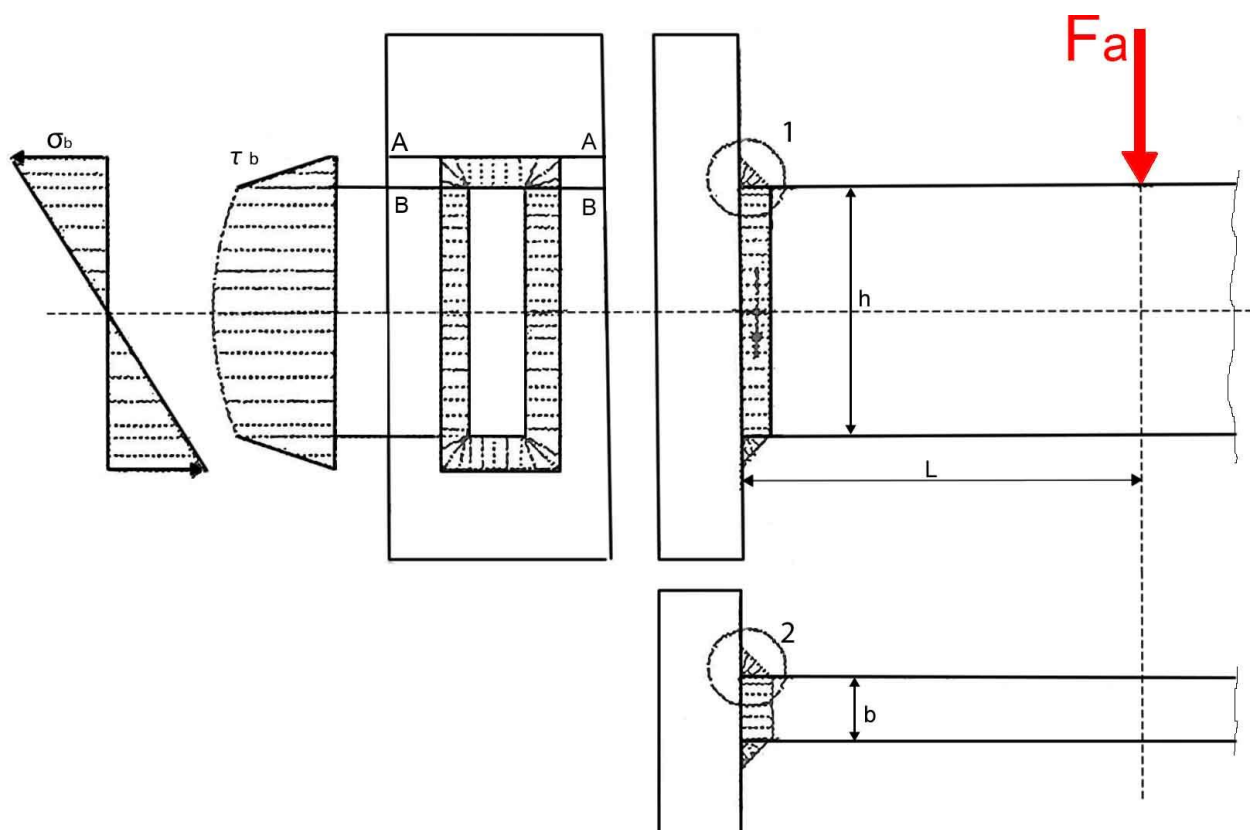
### Sveiste forbindelser



Figur 75 - Viser fordeling mellom skjær- og bøyepening i sveisetverrsnitt fra Figur 76.

For feste bjelkene til bjelkekrysset er det hovedsakelig to aktuelle metoder; bolting og sveising. Rammens utforming gjør i utgangspunktet bolting noe vanskelig. På grunn av belastningens størrelse vil det være ønskelig å fordele kreftene over flere bolteforbindelser som et ledd i å redusere størrelsen på boltene. Dette lar seg i utgangspunktet vanskelig gjøre med det valgte design av rammen. Alternativt, kan det brukes få bloter som alene vil feste bjelken til bjelkekrysset. Dette ansees som lite egnet på grunnlag av den store bøyespenningen bjelken vil skape, noe som vil kreve meget store bolter og dertil hullkantavstander.

Sveising ansees derfor som et bedre alternativ ettersom det muliggjør at bjelkene kan festes direkte i bjelkekrysset. Det benyttes kilesveiser med full gjennomsveising. For konstruksjoner som dette vil dette være et naturlig valg. Eurocode 3 (Part 1-8) benyttes som grunnlag for beregningene av sveis (European Committee For Standardization, 2003). Sveis er vist på Figur 76.



Figur 76 - Viser sveisens utforming og skjær- og momentdiagram detaljer ved forenklingen.

**Kontrollerer snitt A-A fra Figur 76:**

Materialfaktor i bruddgrensetilstanden settes til  $\gamma_{M2} = 1,25$ , og korrelasjonsfaktor  $\beta_w = 1$ . Setter a-mål  $a = 40 \text{ mm}$  som utgangspunkt for beregningene. Annet arealmoment ( $I$ ) om rektangulære tverrsnitt er om x-aksen gitt av:

$$I_{x-x} = \frac{b * h^3}{12}$$

**Formel 16**

(Gieck, 2006)

Beregner sveisens annet arealmoment om x-aksen til å være  $I_{x-x} = 77004553333 \text{ mm}^4$   
Sveisens bøyepening beregnes ved en annen tilnærming av bøyepenningsformelen angitt som Formel 13:

$$\sigma_{b,d} = \frac{Mb * y}{I_{x-x}}$$

**Formel 17**

(Gieck, 2006)

Største avstand fra bjelkens tyngdepunktakse,  $y_A$ , settes lik:

$$y_A = 40 \text{ mm} + \frac{870 \text{ mm}}{2} = 475 \text{ mm}$$

**Formel 18**

Dette gir at sveisens bøyepening er:

$$\sigma_{b,d} = 425,4 \text{ MPa}$$

**Formel 17**

Dekomponerer bøyepeningen på bakgrunn av at spenningskomponentene virker  $45^\circ$  på hovedspenningen:

$$\sigma_{\perp b} = \tau_{\perp b} = \sigma_{b,d} * \sin 45^\circ = 300,8 \text{ MPa}$$

**Formel 19**

I henhold til Eurocode 3 standard må 2 dimensjoneringskriterier oppfylles for at sveis kan godkjennes mot belastning (European Committee For Standardization, 2003).



**Dimensjoneringskriteriet 1 gir at:**

$$\sqrt{\sigma_{\perp b}^2 + 3\tau_{\perp b}^2} \leq \frac{f_u}{\gamma_{M2} * \beta_w}$$

$$601,6 \text{ MPa} \leq 440 \text{ MPa}$$

**dvs. IKKE OK!**

**Formel 20**

(European Committee For Standardization, 2003)

For å tilfredsstille dimensjoneringskriteriet 1 økes profilets høyde og bredde til 1100x130 mm. Nye utregninger gir da.

$$401,6 \text{ MPa} \leq 440 \text{ MPa}$$

**dvs. OK!**

**Formel 20**

(European Committee For Standardization, 2003)

**Dimensjoneringskriteriet 2 gir at:**

$$\sigma_{\perp b} \leq \frac{0,9 * f_u}{\gamma_{M2}}$$

$$200,8 \text{ MPa} \leq 396 \text{ MPa}$$

**dvs. OK!**

**Formel 21**

(European Committee For Standardization, 2003)

**Kontrollerer i snitt B der skjærspenningen vil være av betydning, fra Figur 76:**

Det regnes med at skjærspenningen tas opp av de vertikale parallelle sveisene. Avstand fra tyngdepunktaksen:  $y_B = \frac{1100 \text{ mm}}{2} = 550 \text{ mm}$ .

$$\sigma_{b,d} = \frac{Mb * y_B}{I_{x-x}} = 264,8 \text{ MPa}$$

**Formel 17**

Komponenter fra bøyespenning:

$$\sigma_{\perp b} = \tau_{\perp b} = \sigma_{b,d} * \sin 45^\circ = 187,2 \text{ MPa}$$

**Formel 19**

Komponent fra skjærspenning:

$$\tau_{\parallel} = \frac{F_1}{A} = \frac{F_1}{2 * a * h}$$

$$\tau_{\parallel} = 98,0 \text{ MPa}$$

**Formel 22**

(Gieck, 2006)

**Dimensjoneringskriteriet:**

$$\sqrt{\sigma_{\perp b}^2 + 3\tau_{\perp b}^2 + 3\tau_{\parallel}^2} \leq \frac{f_u}{\gamma_{M2} * \beta_w}$$

$$411,1 \text{ MPa} \leq 440 \text{ MPa}$$

**dvs. OK!**

**Formel 20**

**Godkjent bjelkeprofil H1100xB130mm sveises med a-mål, a = 40 mm.**

## 6.5 DYNAMISK BELASTNING OG SIKKERHET MOT UTMATTING

Det benyttes som nevnt Miner Palmgrens delskadehypotese for beregning av sikkerhet mot utmatting. Metoden antar at utmattingskader akkumuleres lineært, det vil si at en liten amplitudespenning utgjør en proporsjonalt liten skade og en stor amplitudespenning utgjør en stor skade (Ekberg, 2007). Dersom  $n_i$  sykler av en bestemt last som opptrer i en gitt periode, og  $N_i$  sykler av denne typen fører til brudd i konstant amplitude test. Vil utmattingskaden bli  $n_i/N_i$ . Det forutsettes lineær kumulativ skade fra belastningen og benytter dimensjoneringskriteriet:

$$D = \sum_{i=1}^k \frac{n_i}{N_i} = \frac{1}{a} \sum_{i=1}^k n_i * (\Delta\sigma_i)^m \leq \eta$$

Formel 23

(DNV, 2008)

Hvor:

$D$  = Akkumulert utmattingskade

$k$  = Gitt spenningsvariasjon

$\bar{a}$  = Skjæringspunkt for S-N kurve og log N akse

$m$  = Negativt invers stigningstall for S-N kurve

$\Delta\sigma_i$  = Konstant spenningsvariasjon

$n_i$  = Antall spenningscykler for spenningsvariasjon  $k$

$N_i$  = Antall spenningscykler før brudd for spenningsvariasjon  $k$

Tabell 25 - er gjengitt tabell J.3 fra s.84 Antall lastvirkninger multipliseres med faktorene gitt i tabell J.3 (Norsk Standard, 2004).

Klassifisering av konstruksjonsdeler på grunnlag av skadekonsekvens	Tilgjengelighet for inspeksjon og reparasjon		
	Ikke tilgjengelig eller i skvettsonen	Tilgjengelig	
		Under skvettsonen	Over skvettsonen eller innvendig
Betydelige konsekvenser	10	3	2
Uten betydelige konsekvenser	3	2	1

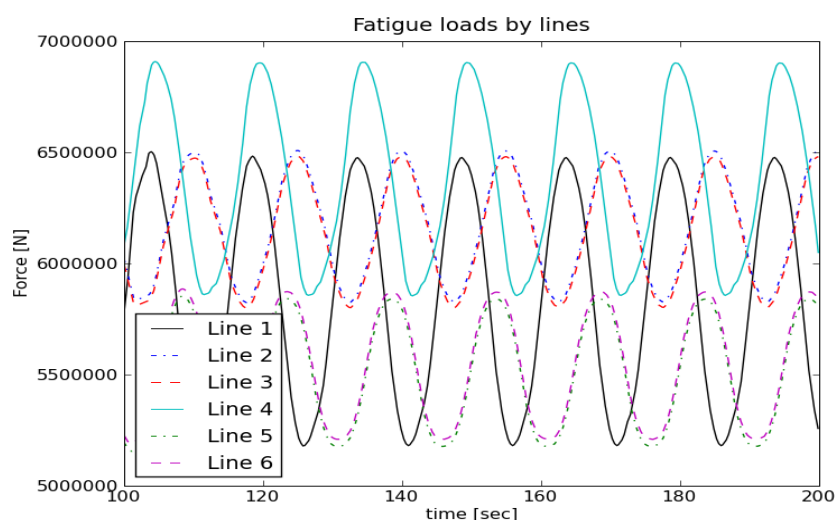
NS 3490 avsnitt J, omhandler lastfaktorer for marine konstruksjoner i petroleumsindustrien ved utmattingsanalyser (Norsk Standard, 2004). Betydelige konsekvenser defineres i standard som; fare for tap av menneskeliv, betydelig forurensing eller vesentlige økonomiske konsekvenser. Det velges på bakgrunn av

vesentlige økonomiske konsekvenser ved havari, å benytte denne klassifiseringen og velger lastfaktor på 2.0. Det vil likevel dimensjoneres mot reell levetid for flytende vindturbin på 25 år.

Tabell 26 - Utnyttelsesgrad bestemmes på bakgrunn av tabell A1 seksjon 6, (DNV, 2008).

Table A1 Design fatigue factors (DFF)	
DFF	Structural element
1	Internal structure, accessible and not welded directly to the submerged part.
1	External structure, accessible for regular inspection and repair in dry and clean conditions.
2	Internal structure, accessible and welded directly to the submerged part.
2	External structure not accessible for inspection and repair in dry and clean conditions.
3	Non-accessible areas, areas not planned to be accessible for inspection and repair during operation.

Utnyttelsesgrad ( $\eta$ ) baseres på bakgrunn av komponentens lokasjon og tilgjengelighet for tilsyn. Komponenten der her dimensjoneres går under kriteriet for innvendig komponent med god tilgjengelighet tilsyn, utnyttelsesgrad settes derfor lik 1. For å se på dynamisk belastning ble kjørt simuleringer i 3Dfloat av vindturbinens bevegelser fra kombinasjon av flere miljølaster (Myhr, 2010). 3Dfloat simulerte 9 lasttilfeller vist til i vedlegg 4. Vi bruker miljølaster basert på statistiske værdata, utviklet av NATO og tilpasset nordlige deler av Stillehavet og Atlanterhavet (Faltinsen, 1990). Figur 77 viser resultat fra dynamisk analyse utført i 3Dfloat, line 4, 5 og 6 er forankringslinene til øvre lineinnfestning. Line 1, 2 og 3 tilhører nedre lineinnfestning. Figuren viser resultatene fra lasttilfelle 7 for å illustrere resultatene fra kjøringene. Verdiene er avlest ved interpolasjon der tvilstilfeller vippes konservativt vei.



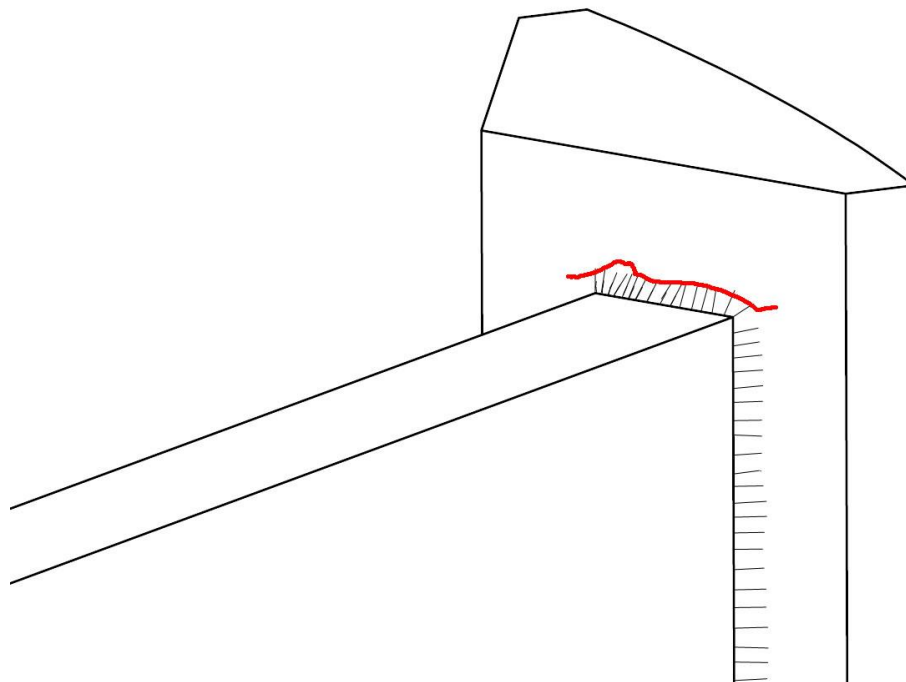
Figur 77 - Resultater fra 3Dfloat viser utmattingslaster for lasttilfellet 7 (Myhr, Utmattingsanalyser, 2010).

Det dimensjoneres konservativt og antas at forankringsline 4 vil være den mest belastede gjennom hele vindturbinens levetid. Dette vil i utgangspunktet være en urimelig antagelse sett i sammenheng med at vind og bølgeretninger vil variere. Det vil imidlertid være slik at enkelte lastretninger vil være mer utsatt enn andre avhengig av vindturbinens plassering offshore. Konservativ beregning vil også kunne forsvares med tanke på at teknologien er fersk og relativt utestet, samt de følger en ulykke vil kunne få for industrien.

$$\Delta F_{\text{Belastningsvariasjon}} = F_{\text{max}} - F_{\text{min}}$$

**Formel 24**

Henter ut belastningsvariasjonene fra simuleringer fra 3Dfloat. Bjelkens svakeste punkt vil være sveiseforbindelsene mellom bjelker og bjelkekryss. Når sveis er parallell med påført belastingsretning oppstår utmattingssprekker oftest ved sveisens endepunkt (DNV, 2008). Sveisen kontrolleres derfor mot utmatting ved snitt A-A fra Figur 76, der dimensjoneringskriteriet 1 benyttes for utregning av spenningsvariasjon. Figur 78 viser sprekkvekst i sveisetverrsnitt. Sveisens styrke beregnes i henhold til (European Committee For Standardization, 2003). En modell for utmatting utarbeides ved hjelp av Excel, der bjelkegeometri og sveise a-mål inngår som variabler.



**Figur 78 - Viser sprekkvekst langs sveis.**

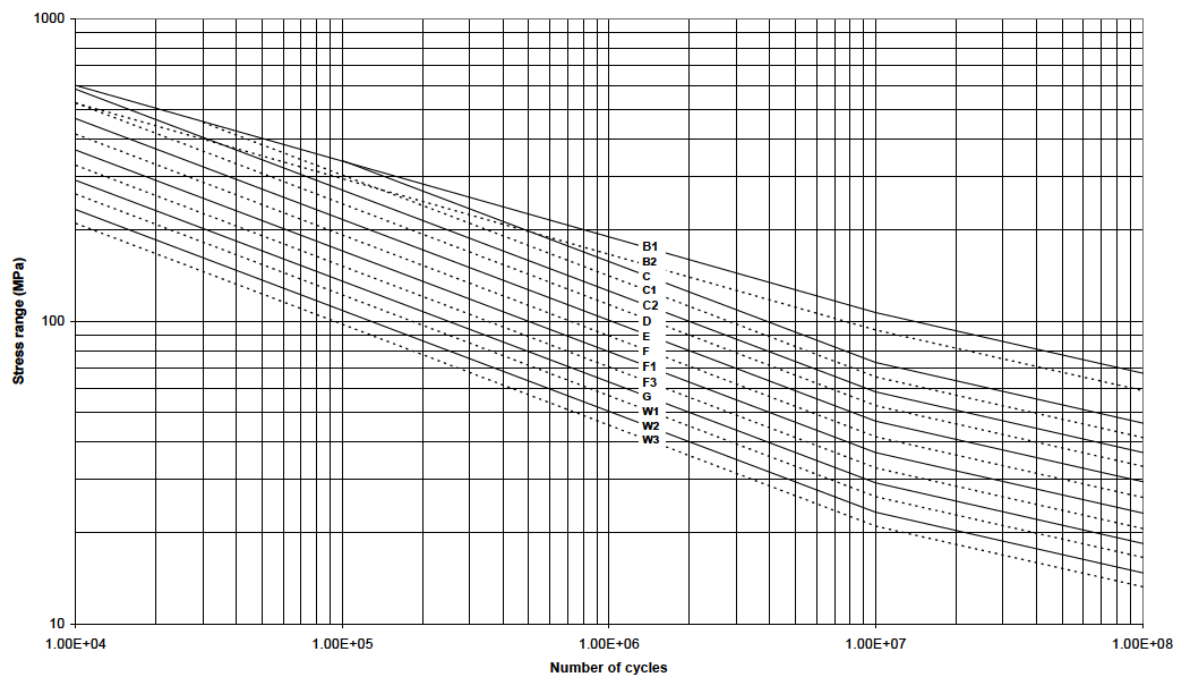
Som utgangspunkt for utmattingsberegningene benyttes bjelkeprofil med dimensjon H1100xB130 mm, og a-mål a=40mm.

Nominell spenningsvariasjon ved de ulike lasttilfellene i snittet beregnes ved hjelp av Excel vedlegg 6. Resultatene vises i Tabell 27.

Tabell 27 - Viser belastningsvariasjon i mest belastede forankringsline, Excel vedlegg 6.

Lasttilfelle	Fmax (N)	Fmin (N)	$\Delta F$ (N)	$\Delta \sigma$ (MPa)
1	5.84E+06	5.75E+06	4.5E+04	2.095585293
2	5.87E+06	5.76E+06	5.5E+04	2.561270914
3	5.99E+06	5.70E+06	1.5E+05	6.752441501
4	6.12E+06	5.63E+06	2.5E+05	11.40929771
5	6.25E+06	5.49E+06	3.8E+05	17.69605359
6	6.60E+06	5.68E+06	4.6E+05	21.42153855
7	6.90E+06	5.80E+06	5.5E+05	25.61270914
8	7.50E+06	5.52E+06	9.9E+05	46.10287645
9	7.80E+06	5.50E+06	1.2E+06	53.55384638

For å finne antall dimensjonerende sykluser som er det i henhold til Miner Palmgren, er det to aktuelle fremgangsmåter.  $N_i$  kan finnes ved bruk av S-N kurve der man ved å interpolere skjæringspunktet mellom y-aksen og S-N kurven, kan lese av  $N_i$  på x-aksen.



Figur 79 - Viser S-N kurve for luft (DNV, 2008).

Alternativt kan S-N kurvens funksjon benyttes, noe som gjerne gir et mer nøyaktig resultat. I denne analysen er funksjonen benyttet. Benytter verdier fra klasse *F1* fra vedlegg 5.

$$\log N_i = \log \bar{a} - m * \log \left( \Delta \sigma_{sw,nom} \left( \frac{t}{t_{ref}} \right)^k \right)$$

**Formel 25**

(DNV, 2008)

*Hvor:*

*N<sub>i</sub> = Antall dimensjonerende sykluser*

*t = Tykkelse til aktuell bjelke*

*t<sub>ref</sub> = Tykkelse referansebjelke*

*k = Tykkelseseksponent*

*m = Sprekkvekstparameter*

*Δσ<sub>sw,nom</sub> = Nominell vekslende utmattingsfasthet*

Tykkelseseksponentleddet er innført da det viser seg i forsøk at sprekkvekst er økende for plater med tykkelse over 25 mm. Denne faktor vil ha svært mye å si for resultatet av utmattingsanalysen ettersom det benyttes relativt tykke bjelker. Sett i forhold til grad av konservativt betraktningss grunnlag, samt lastfaktor, velges det for utmattingsanalysen å se bort fra dette ledd. Resultatene fra 3Dflaot inneholder belastning fra vind, strøm og bølger. Bølger vil være den viktigste faktoren for dynamisk belastning. Det velges derfor å benytte bølgeperioder for å måle belastningssykluser over vindturbinenes levetid.

Excel benyttes også her til å behandle dataene. Modellen settes i sammenheng med utregningene av de nominelle spenningsvariasjonene. Dette gjør at endringer i geometri kan gjøres parallelt med hensyn på akkumulert utmattingskade.

Ut fra resultatene fra Tabell 27 beregnes de akkumulerte delskadene med bjelkeprofil funnet OK ved statisk belastning. Resultater vises i Tabell 28.

Tabell 28 - Resultat fra utmattingsanalyse, Excel vedlegg 6.

Last tilfellet	$\Delta\sigma$	$n_i$ (sykluser)	$N_i$	$n_i/N_i$
9	53.6	17918	3255577.171	0.005503842
8	46.1	533612	5102886.771	0.104570652
7	25.6	3179880	29760035.65	0.106850678
6	21.4	8360855	50868393.3	0.164362471
5	17.7	16775852	90234107.2	0.185914751
4	11.4	24906273	336684608	0.073975086
3	6.8	24913440	1624117735	0.015339676
2	2.6	7148160	29760035646	0.000240193
1	2.1	1103760	54335538332	2.03138E-05
				0.656777663

$$\sum_{i=1}^k \frac{n_i}{N_i} * SF = 0,656 * 2 = 1,312 \geq 1 = \eta$$

**dvs. Ikke OK!**

Formel 26

Det går frem av resultatene at foreløpig bjelkeprofil ikke vil kunne ivareta tilstrekkelig sikkerhet mot utmatting. Dette betyr at dynamisk belastning viser seg som dimensjonerende for strukturen.

For å oppnå tilstrekkelig sikkerhet vil det være nærliggende å øke sveisens a-mål for å oppnå et større sveisareal. Ulemper med dette vil være økte kostnader som følge av lengre tilvirkningstid. Generell regel sier at det ikke vil være tillatt å regne med større a-mål enn 0,7 x minste platetykkelse (Dahlvig, Christensen, & Strømnes, 1991). Dette legger klare begrensinger for mye a-mål kan økes uten å påføre grunnmaterialet skader. Man regner at a-mål omlag  $a = 80 \text{ mm}$ , befinner seg helt i ytterkant av hva som vil være praktisk mulig å sveise (Brenna, 2011).

Det velges å beholde sveisens a mål  $a = 40 \text{ mm}$ , og øke tverrsnittets høyde med  $200 \text{ mm}$  til  $1300 \text{ mm}$ . Kontrollerer så endringenes påvirkning på utmatting. Resultat vises i Tabell 29.



Tabell 29 - Resultat fra utmattingsanalyse, Excel vedlegg 6.

Last tilfellet	$\Delta\sigma$	$n_i$ (sykluser)	$N_i$	$n_i/N_i$
9	47.0	17918	4820029.718	0.003717442
8	40.5	533612	7555055.397	0.070629819
7	22.5	3179880	44061083.08	0.07216981
6	18.8	8360855	75312964.34	0.111014815
5	15.5	16775852	133595689.9	0.125571802
4	10.0	24906273	498476838.5	0.049964754
3	5.9	24913440	2404579998	0.010360828
2	2.2	7148160	44061083078	0.000162233
1	1.8	1103760	80446229872	1.37205E-05
				0.443605225

Fra Excel beregnes ny sikkerhet mot utmatting:

$$\sum_{i=1}^k \frac{n_i}{N_i} * SF = 0,4436 * 2 = 0,888 \geq 1 = \eta$$

**dvs. OK!**

Formel 27

## 6.6 EVALUERING

Tabell 30 - Viser resultatene av grunnlagsberegningene.

	OK statisk	OK dynamisk
<b>a-mål</b>	40 mm	<b>40 mm</b>
<b>Høyde</b>	1100 mm	<b>1300 mm</b>
<b>Bredde</b>	130 mm	<b>130 mm</b>

På grunnlag av beregningene kan det fastslås at sveisen vil takle de statiske og dynamiske belastninger gjennom levetiden. Godkjent bjelkeprofil og a-mål for sveiseforbindelse ved dynamisk belastning er H1300x130 mm, og a-mål a = 40 mm. Det understrekes at en rekke konservative antagelser leder til denne konklusjonen.

# 7 STATISK VERIFISERING MED FEA

---

## 7.1 FREMGANGSMÅTE

Håndberegninger er utført for å finne godkjente størrelser for bjelker og verifisere sveiseforbindelser ved dynamisk belastning. Håndberegninger er tilstrekkelig for enkle og homogene strukturer, for komplekse strukturer er forenklinger av ulik grad uunngåelig for å få beregningsmodellene til å passe med håndterbar teori. Dette gjør håndberegning av komplekse strukturer gjerne vanskelig og tidkrevende.

Dataverktøy som bygger på elementmetoden (FEA) er godt egnet for verifisering beregningsmodellene. Programvaren regner ut alle spenninger og momenter som opptrer i strukturen som følge av opptredende laster. All 3D modellering er utført i CAD (Computer Aided Design) programvare og overført til FEA programvare, noe som har gjort strukturelle endringer effektivt og nøyaktig. Programvare brukt i denne analysen er CAD programmet SolidWorks og FEA programmet ANSYS Workbench. Et viktig moment ved denne type ingeniørarbeid er at datamodeller aldri kan gjøres mer nøyaktig enn den data som puttes inn. Det er derfor kritisk å være bevisst i de valg som gjøres når arbeid utføres i denne type programvare.

Komponentene verifiseres først i FEA med en forenklet statisk analyse mot håndberegningene for å sjekke mot uforholdsmessig store avvik og urealistiske resultater. Noe avvik er ventet som da belastningen påføres over et areal tilsvarende bjelkearealet som reelt vil være i kontakt med strandjekken i FEA-modellen. Når modellen er verifisert kan optimering av strukturen ta til. Hovedhensikten med strukturoptimeringen vil være vektreduksjon og identifisering av svake punkter. Rammesystemet har en egenvekt på rundt 40 *tonn* slik det er forespeilet nå. En betydelig vektreduksjon er ønskelig for å redusere kostnader.



Figur 80 - Viser arbeidsmetodikk.

Utfordringen ved konstruksjonen er at bjelkene ikke kan anses som fast opplagret. Det eksisterer også en viss usikkerhet rundt hvor mye belastning tårnkonstruksjonen tåler i horisontalplanet ettersom det på det nåværende stadie ikke er gjort nevneverdig arbeid rundt forsterkning. Tårnet som er tenkt benyttet til Njord har veggtykkelse på omlag 27 mm ved tårnrot med 80 m høyde. Det er imidlertid klart at dersom Njord skal installeres med regulerbare forankringsliner vil det medføre at et omfattende forsterkningsarbeid må utføres på tårnet. Spesielt i forhold til faren for knekking som en kombinasjon av horisontalkreftene fra forankringssystemet og aksialkrefter fra nacelle og tårn. Behovet forsterkes med valg av monteringsmetode der denne delen av tårnet vil de-ballasteres til under WL.

Avstiving/forsterkning av sylindriske konstruksjoner gjøres vanligvis ved hjelp av tre virkemidler: øking av veggtykkelse, langsgående avstivere, tverrgående avstivere. De to siste alternativene krever mye beregningsarbeid og det er derfor valgt av tidshensyn å øke veggtykkelse. Veggtykkelsen i nedre del av tårn er økt med rundt 30 % til 35 mm. Ytterligere forsterkningsarbeid ansees som nødvendig, men utsettes til videre arbeid.

## 7.2 VERIFISERING

Bjelkene ble ved håndberegning betraktet som fast oppspent og belastet med punktlaster. Lastpåføring i ANSYS Workbench over flateareal, og vil være en bedre tilnærming til virkelig lastpåføring. Kraftoverføring blir derfor gjort med ved å modellere en plate, festet i bjelkene, som prosjekterer et areal tilsvarende strandjekk. Lastpåføring og mesh er vist på Figur 81.

Hver strandjekk vil alltid belaste to bjelker. Ekstremtilfellet angir følgende laster påført fra mest belastede jekk:

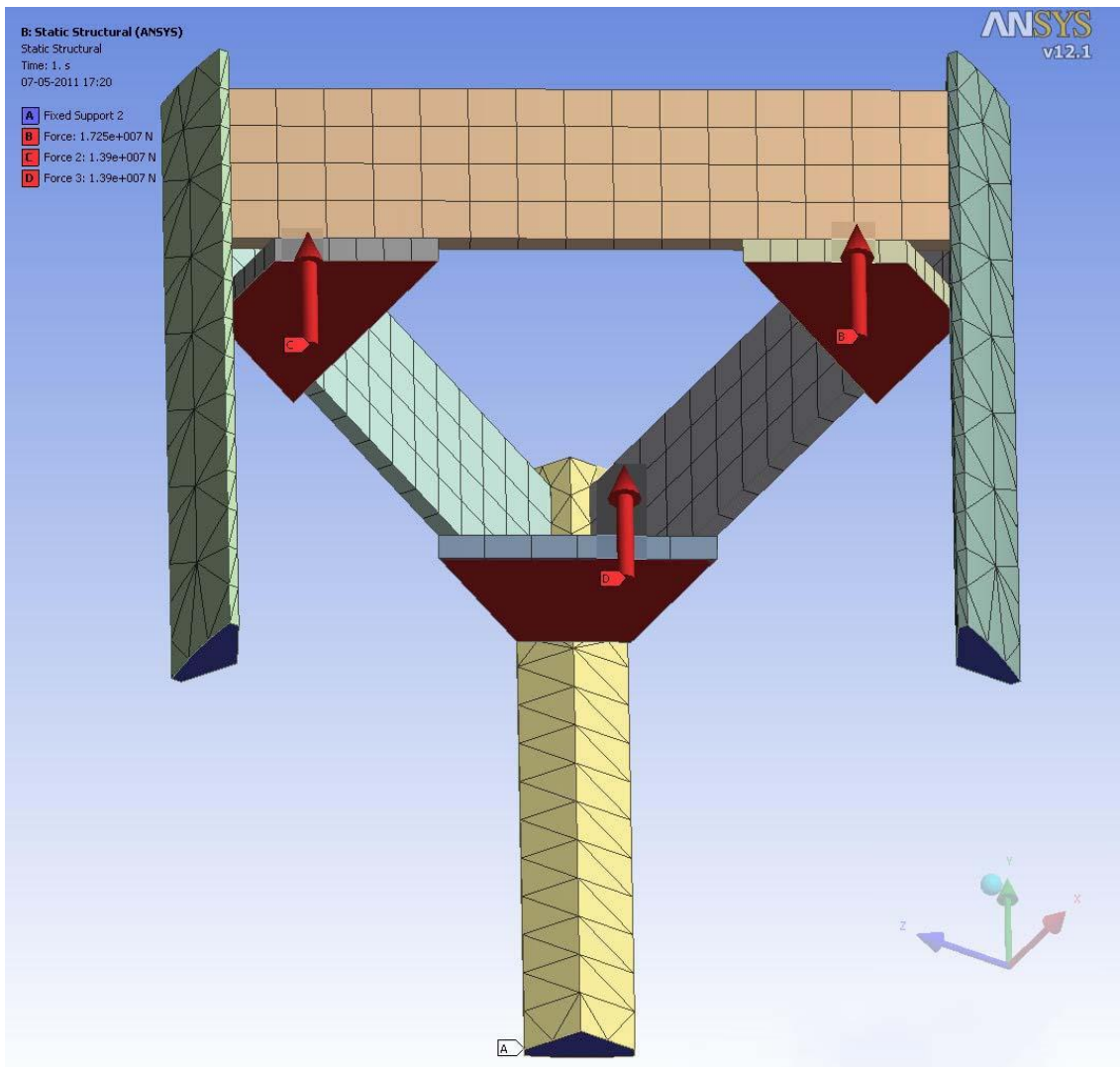
$$F_a = F_1 * \gamma_M = 15000 \text{ kN} * 1,15 = 17250 \text{ kN}$$

Formel 28

De to andre forankringspunktene belastes med følgende:

$$F_b = F_2 * \gamma_M = 12000 \text{ kN} * 1,15 = 13800 \text{ kN}$$

Formel 28

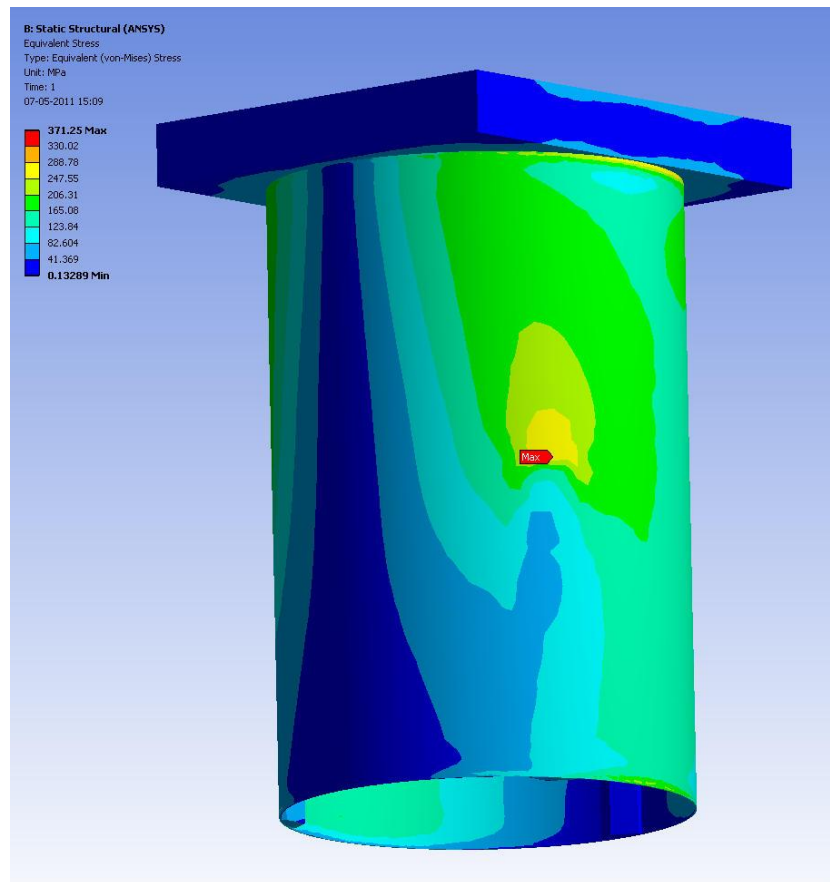


Figur 81 - Viser mesh og hvordan lastene legges på strukturen.

De langsgående søylene betydelig stivere enn den omkringliggende tårnstrukturen. Dette vil kunne skape et problem ved global bøyepåkjenning i tårnstrukturen. For å kontrollere om dette vil være utslagsgivende for konstruksjonen påføres et bøyemoment representativt for ekstrembelastning i tårntverrsnittet. For å overføre kreftene til tverrsnittet modelleres en plate med uendelig stivhet og festes mot tårntverrsnittet. Det påførte ekstrem-momentet tilsvarer en kraft på 200 kN påført tårnet 60 m over søylene (Nygaard T. ). Dette gir et moment på:

$$M_b = 12000 \text{ kNm}$$

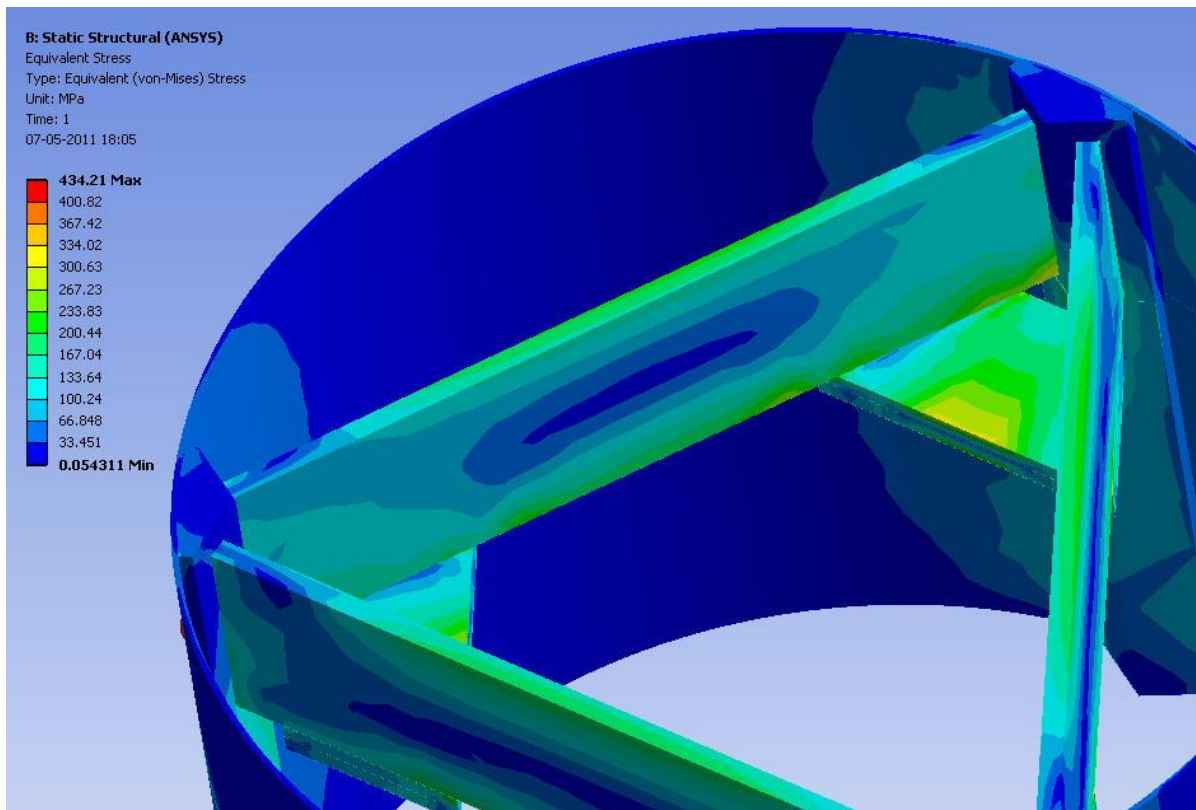
Formel 29



Figur 82 - Viser von Mises plott fra ANSYS av spenningsfordelingen i tårnet. Tårnet benytter S355 stål.

Von Mises plot viser spenningsfordeling i tårnstrukturen. Ved ekstrembelastning oppstår lokal flyt der de vertikale søylene starter. Områdene med spenningstopper er imidlertid svært små, og sett i forhold til at lasttilfelle vil oppstå meget sjelden, og sees derfor bort fra. Det viser seg, som forventet, at søylenes posisjon i forhold til momentaksen har stor innvirkning på spenningene. Plott på Figur 82 viser mest utslagsgivende kraftretning.

Bjelkeprofil kontrolleres mot flyt som følge av ekstrembelastning. For få realistiske resultater med hensyn på opplagring, ansees en fullstendig sammensatt modell nødvendig. Røret som rammeverket er satt inn i har tilsvarende mål som tårn og strekker seg fra søylenes start, til 5 m over bjelkene. Modellen er fast opplagret i rammens søyler og tårn som reelt vil være boltet mot flyter.



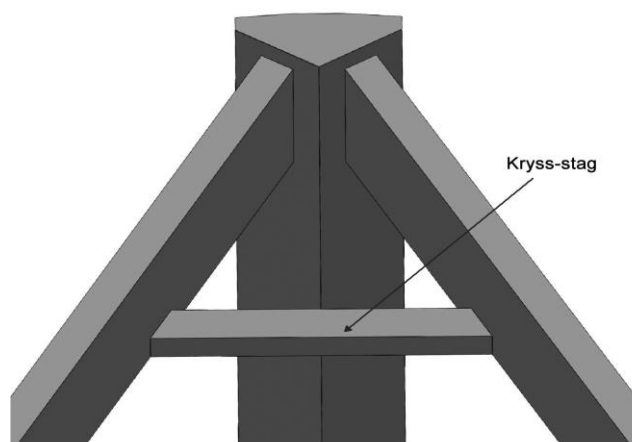
**Figur 83 - Viser von Mises plot av rammesystem.**

Spenningene i bjelken er relativt lave etter hva som kunne forventes. Ekstrembelastningen genererer strekkspenninger lang bjelkens overside på omlag 250 MPa. Med hensyn på utmatting er strekkspenninger viktig å ha kontroll over. Analysen viser videre det er potensiale for optimering av materialbruk i bjelken, spesielt er spenningene i midten av bjelken relativt lave og vil være gjenstand for videre optimering.

### 7.3 OPTIMERING AV RAMMESYSTEM

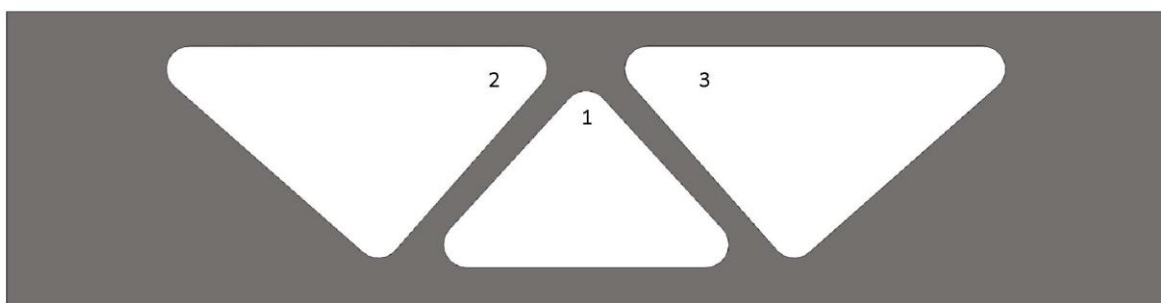
Hensikten ved dette delkapittel er optimering av materialforbruk med den hensikt og redusere konstruksjonens vekt.

Ved ekstrembelastning vil bjelkene være utsatt for svært store krefter ved jekkinnfesting. Ettersom bjelkene, på grunn av deres har en relativt høy slanket vil det være en potensiell fare for knekkingstendenser ved ekstrem belastning. Det anses derfor som naturlig å forsterke bjelkehjørnene. Det settes inn kryss-stag i hjørnene for å redusere faren for knekking. Kryss-stag er illustrert på Figur 84.



Figur 84 - Viser hvordan kryssstag monteres mellom bjelkene.

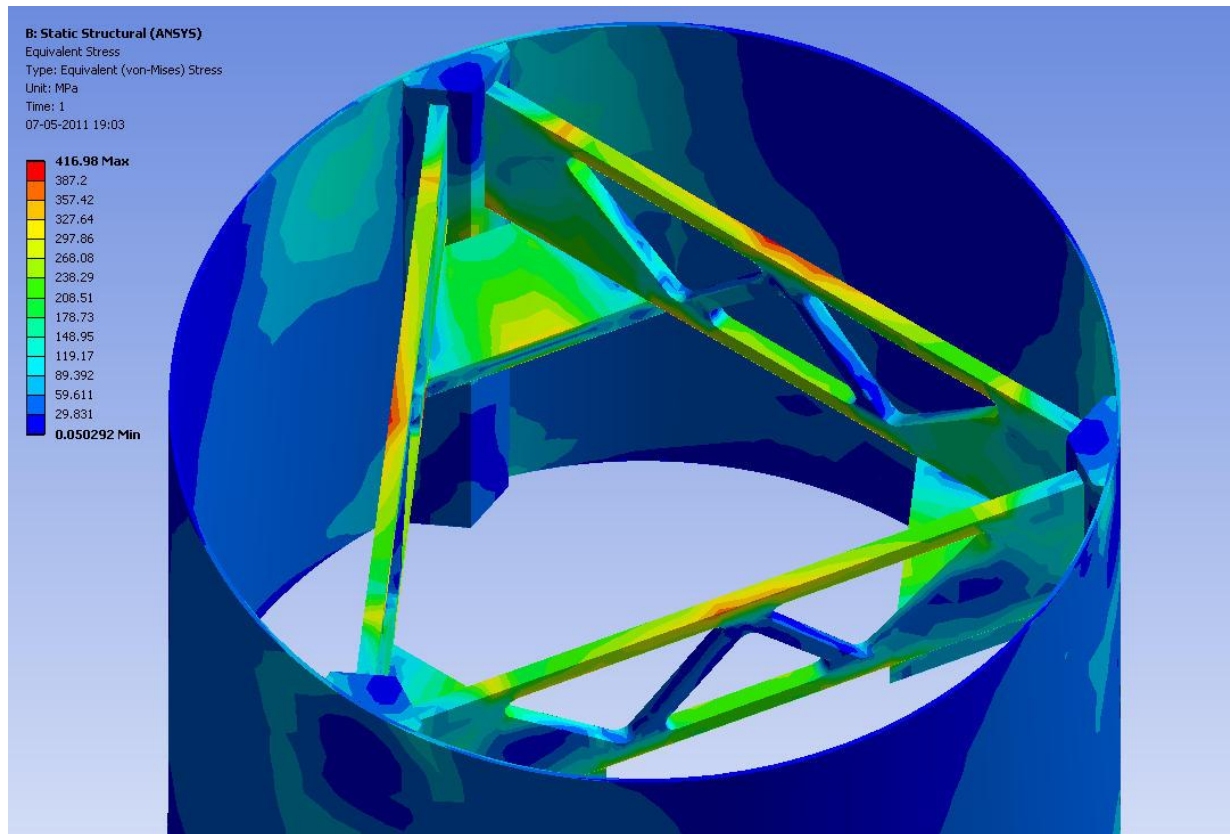
Det kuttet ut tre trekantene fra bjelkeprofilen benevnt 1, 2 og 3. Vi beholder gods langs over- og undersiden av bjelken og fjerner materiale der spenningene er lavest. Dette medfører at bjelken får en fagverkliknende form, som vist på Figur 85.



Figur 85 - Viser videreutviklet bjelke.

## 7.4 KONTROLL

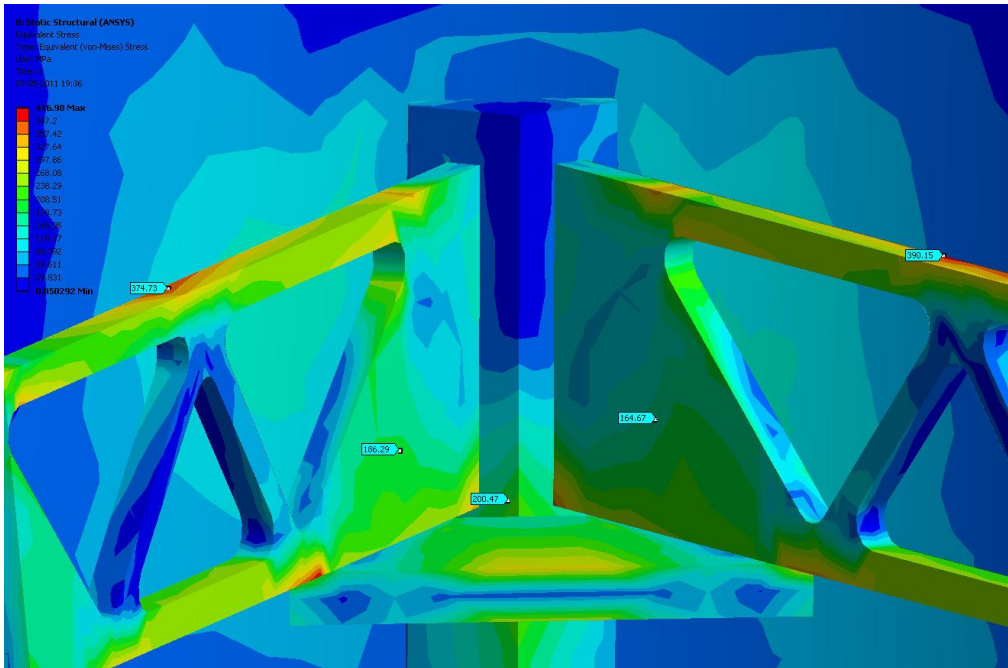
Den forbedrede bjelken modelleres i CAD og importeres videre til i ANSYS Workbench. Analysene gir følgende resultater:



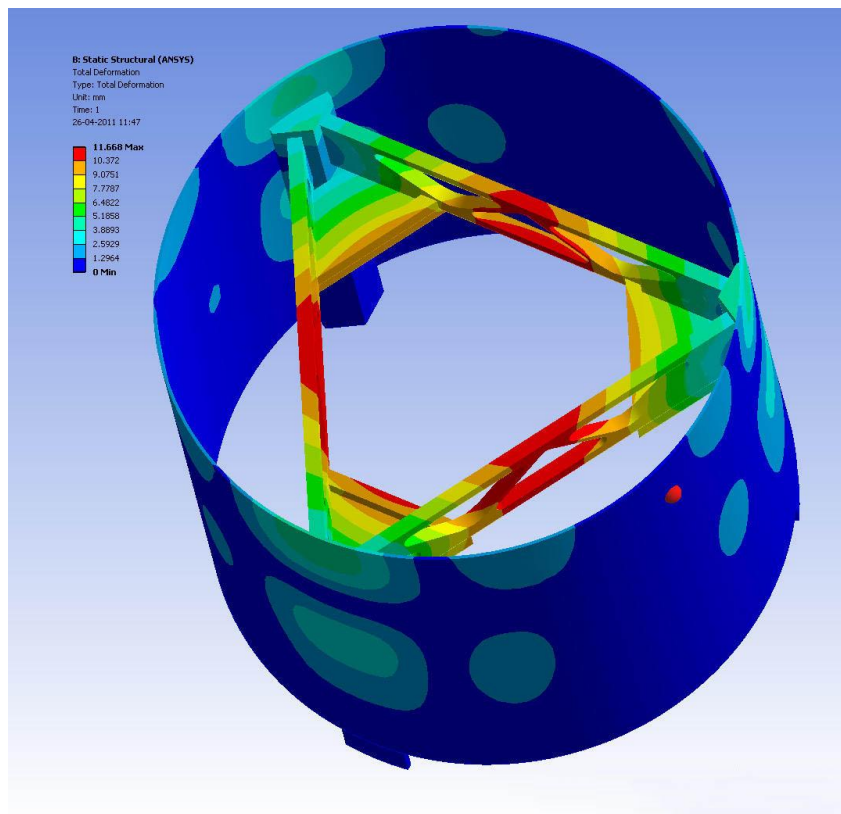
Figur 86 – Viser von Mises spenninger i optimert bjelkeprofil.

Med hensyn på flyt er spenningene i strukturen akseptable. Jmførende maks spenninger i bjelken ligger tett mot grunnmaterialets flytegrense på 460 MPa. Spenninger i denne størrelsesorden vil være tillatt ved ekstrembelastning, som det her dimensjoneres mot. Maksimal jmførende spenning oppstår ved bjelkens øvre kant. Det kan, med grunnlag i bjelkenes belastningsretning, antas denne spenning i stor grad består av komponent fra strekkspenning. For å være på den sikre siden undersøkes dette området nærmere med hensyn på sikkerhet mot utmatting.



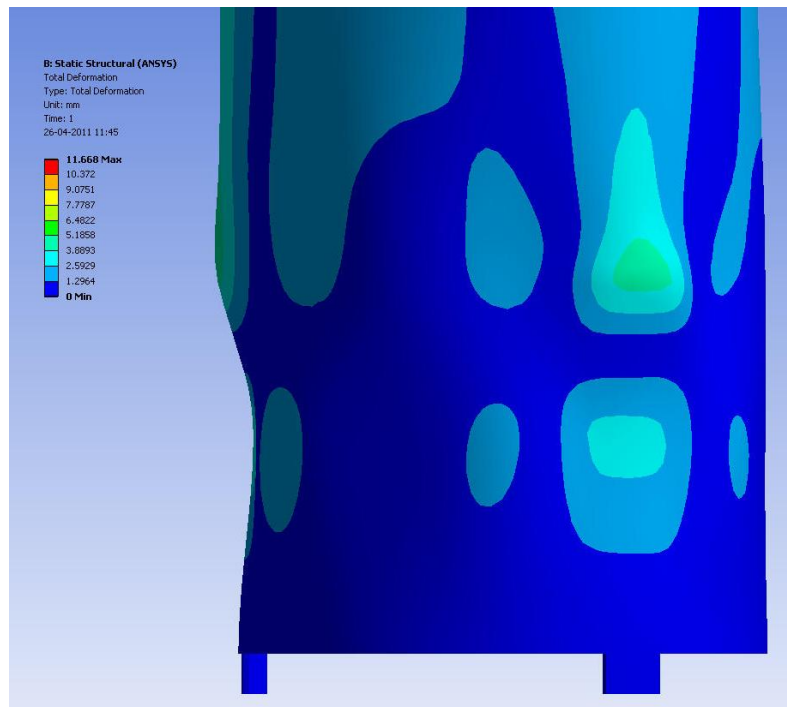


Figur 87 - Strekkspenningene langs bjelkens overside ligger i størrelsesorden 390 MPa. Bjelkekrysset takler belastningen godt.



Figur 88 - Viser deformasjon i z retning. Bjelkene tøyes omlag 11 mm ved ekstrem belastning.

Analysene viser at rammen er svært stabil og takler belastningene på en god måte. Horizontal deformasjon i tårnet er omlag 5 mm i punktene rammen er innfestet.



Figur 89 - Viser deformasjon i horisontalplanet. Deformasjonen i innfestingspunktene til rammesystemet er omlag 5 mm, illustrasjonen er forstørret 60 ganger.

### ***Kontroll mot utmatting i bjelke***

Det dimensjoneres med hensyn på lasttilfellene benyttet ved tidligere utmattingsanalyse. Bruker Miner Plamgrenes delskadehypotese beskrevet og benyttet i Grunnlagsberegninger. Det benyttes tilsvarende levetid og S-N diagram som benyttet tidligere. Konstanter for utregning av delskader hentes fra klasse B2, som gjelder for strekkpåkjennte bjelkeprofiler. Det utarbeidet tilsvarende Excel modell som ved tidligere utmatninganalyse, Excel vedlegg 7.

Tabell 31- viser belastningsvariasjon i strandjekken fra forankringslinene, Excel vedlegg 7.

Lasttilfelle	Line 4 $\Delta F$ (N)	Line 5 $\Delta F$ (N)	Line 6 $\Delta F$ (N)
1	2.0E+00	2.0E+00	9.0E+04
2	4.0E+00	4.0E+00	1.1E+05
3	6.0E+00	6.0E+00	2.9E+05
4	8.0E+00	8.0E+00	4.9E+05
5	1.0E+01	1.0E+01	7.6E+05
6	1.2E+01	1.2E+01	9.2E+05
7	1.4E+01	1.4E+01	1.1E+06
8	1.6E+01	1.6E+01	2.0E+06
9	1.8E+01	1.8E+01	2.3E+06

Ved hjelp av ANSYS beregnes jamførende spenningsvariasjoner i øvre langs bjelken øvre kant. Dette gir følgende akkumulerte delskader:

Tabell 32 – Viser resultat utmattingsanalyse, Excel vedlegg 7.

Last tilfelle	$\Delta\sigma$	$n_i$ (sykluser)	Ni	ni/Ni
9	49.6	17918	126786582	0.000141326
8	43.1	533612	222377538.8	0.002399578
7	24.7	3179880	2054973067	0.001547407
6	20.4	8360855	4404803443	0.001898122
5	16.9	16775852	52067470175	0.000322194
4	10.9	24906273	4.66517E+11	5.33877E-05
3	6.6	24913440	5.95379E+12	4.18447E-06
2	2.3	7148160	2.74213E+13	2.60679E-07
1	2.1	1103760	4.34495E+13	2.54033E-08
SUM				0.006366485

$$\sum_{i=1}^k \frac{n_i}{N_i} * SF = 0,0063 * 2 = 0.0126$$

**dvs. OK!**

**Formel 24**

Utmattingsanalyse viser at utmatting i bjelken ikke er å anse som et problem for rammesystemet. Akkumulert utmattingskade er tilnærmet null, og viser at belastningsvariasjonene ikke vil være tilstrekkelig for å skape utmattingsbrudd i bjelken.

## 7.5 EVALUERING

Basert på analysene i ANSYS og håndberegningene kan det konkluderes med at strukturen vil takle belastningene som følge av ekstrembelastning. De strukturelle optimeringene utnytter materialet på en bedre måte i tillegg til at egenvekt reduseres betraktelig. Disse komponenter forblir uforandret ettersom de antagelig vil optimaliseres ved videre arbeid med tårnets nedre del. Strukturoptimeringen har medført at egenvekt per bjelke er redusert fra omlag 6,7 tonn til 4,2 tonn.

For hele rammesystemet har strukturoptimering med påfølgende vektreduksjon, ført til rammesystemet nå har en total egenvekt på omlag 33 tonn. Det antas at mye vekt vil kunne spares ved å se nærmere på bjelkekryss og søyler, dette utsettes til videre arbeid.

Konstruksjonstegninger for rammesystemet er vist i vedlegg 11, 12 og 13.

# 8 KONSEPTEVALUERING

---

## 8.1 TILVIRKNING

### 8.1.1 Rammesystem

Tilvirkning og produksjon av rammen vil kunne gjøres på de fleste skipsverft, samt en del mekaniske verksteder. Det ansees som mest naturlig å utføre tilvirkning av ramme ved den samme virksomhet som tilvirker tårn ettersom den på sett og vis inngår som en del av tårnkonstruksjonen.

Bjelker av ønsket dimensjon er ikke å anse som standardvare og vil derfor produseres på bestilling av egnet stålverk. Det eksisterer en viss usikkerhet rundt hvorvidt ønsket profil kan oppnås og med hvilke nøyaktighetskrav. Stålblokker i denne dimensjon produseres gjerne som valseblokker for videreforedling til produkter som plater eller tråd.



Figur 90 - Produksjon av valseblokker ved tysk stålverk, (Stahl, 2010).

Kutting av bjelken gjøres med gasskjæring av helautomatiske CNC- maskiner (Computer Numerical Control) med skjærehoder bevegelig i to plan. Denne metoden etterlater gjerne en del ujevnheter i kuttflaten, og for å motvirke kjervdannelse bør kuttflatene slipes ned, slik at en jevnere overflate oppnås.



Bjelkekryss vil inngå som en del av forsterkningsstrukturen i tårnets nedre del og vil derfor monteres separat. Installering av bjelkene vil være en krevende oppgave tatt komponentenes egenvekt i betraktning. Det anses som mest hensiktsmessig at bjelkekryss pre-installeres i pre-fabrikkert tårnmodul, da dette vil lette installasjon.

Mye rundt sveiseteknologi er godt bevarte bedriftshemmeligheter, noe som gjør det vanskelig å skaffe informasjon tekniske data og tidsforbruk. Det anses som sannsynlig at elektrodesveising vil være det mest egnede ettersom det gir best gjennomsmelting i grunnmaterialet. Sveising i så grove dimensjoner kan være komplisert og vil kreve jevn og god forvarming. Det benyttes fullt gjennomgående kilsveiser med minste a-mål  $a = 40 \text{ mm}$ . På grunn av komponentens viktighet stilles det store krav til sveiser og dens håndverk. I henhold til standard offshore praksis bør sveisefugen røntgenfotograferes som kvalitetssikring av arbeidet.



**Figur 91 - Denne CNC gasskjæreren kan kutte 100 mm tykke plater, en større modell vil være nødvendig til skjæring av bjelke (Stahl, 2010).**

Strand jekkene produseres ved DLS produksjonsanlegg i England. Installasjon av jekkene i tårnet bør av praktiske hensyn skje før sammenstilling med andre tårnmoduler. Personell fra DLT vil være til stede og kontrollere installasjonsprosessen samt utføre tester av utstyr etter installasjon som en siste kvalitetssjekk. Dette vil være svært viktig at reguleringsystemet er operativt ved installasjonsprosessen onsite ettersom det vil ha en aktiv funksjon ved forspenning av forankringslinene.

Viktig moment ved installasjonen er lastsikring av alt innvendig teknisk utstyr grunnet transport i horisontal posisjon. Skader oppstår gjerne under transport og det er viktig å ta sine forhåndsregler i den sammenheng.

## **8.2 DRIFT OG VEDLIKEHOLD**

### **8.2.1 Drift**

En prototype vil være nært overvåket fra land i tiden den vil være operativ. Reguleringsystemet vil på mange måter være en viktig parameter for stabil drift og bli en viktig del av overvåkningen. Strandjekkene kan med enkelhet fjernstyres via diverse datasystemer som overfører signaler fra Njord. Dette vil være en god løsning for prototype, men for en større utbygging vil vanskelig la seg administrere på fornuftig måte. Et mål for pilot-testingen vil være å få på plass et fungerende helautomatisert driftssystem som opererer uavhengig av land. Systemet vil lese vindturbinens bevegelser og utføre nødvendige justeringer basert på dette. Systemet vil rapportere til land om avvik og mangler i påvente av vedlikehold.

Erfaring viser at systemer som dette krever en viss innkjøringstid og vil derfor være et av målene under pilot-testingen.

### **8.2.2 Vedlikehold**

Av vedlikehold har DLT egne retningslinjer for inspeksjoner og utskiftning av komponenter. DLT ser i utgangspunktet for seg relativt hyppige vedlikeholdsperioder ettersom jekken vil være under konstant dynamisk belastning, noe de ser som en utfordring ettersom jekkene ikke har gjennomgått denne testing før. DLT har gitt tilbakemeldinger som vitner om god samarbeidsvilje for å løse disse utfordringene

(Wilkinson, 2011). DLT ser for seg et spesialtilpasset ankersystem som avlaster de mer sårbare komponentene i strand jekken fra de dynamiske belastningene.

Pilotturbinen vil få betydelig hyppigere vedlikeholdsintervaller enn det senere vindturbiner vil få. Dette har med mengden ny teknologi og løsninger samt ettersyn og kontroll av struktur for å verifisere at vindturbinen oppfører seg som forventet. I henhold til reguleringsystemet vil dette passe godt overens med det DLT regner med av nødvendig tilsyn. Det vil likevel være nødvendig å sikte mot en reduksjon av tilsynstimer gjennom pilotturbinens prøvetid.



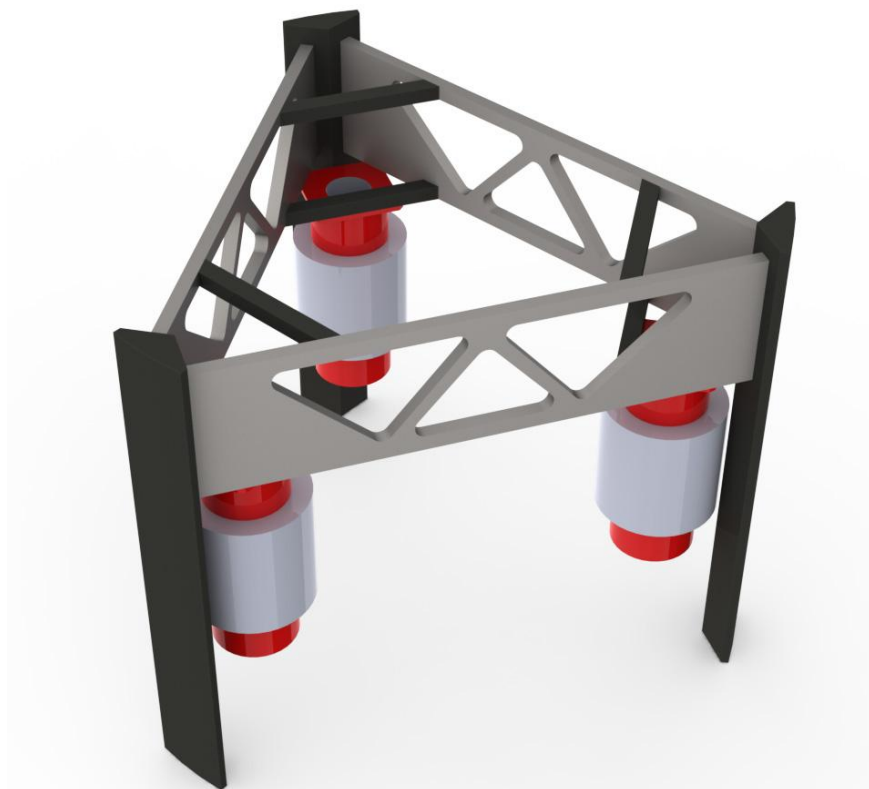
**Figur 92 - Produksjon av tårnmoduler ( (Wind Today, 2011))**

8.3 VISUALISERING

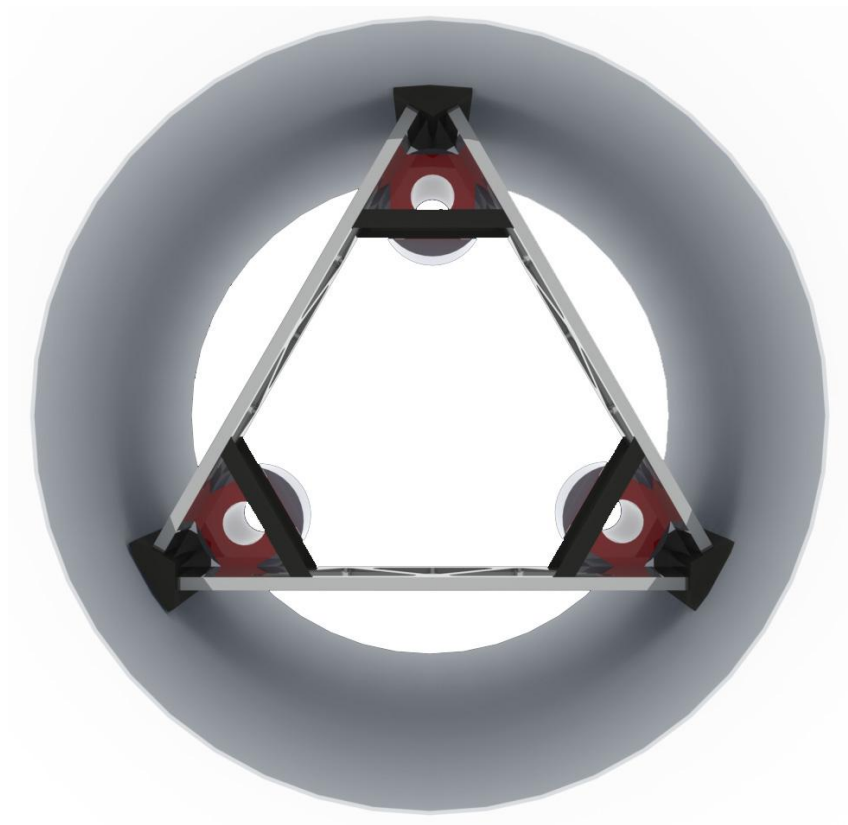


Figur 93 - Viser vindturbin med reguleringsystem.

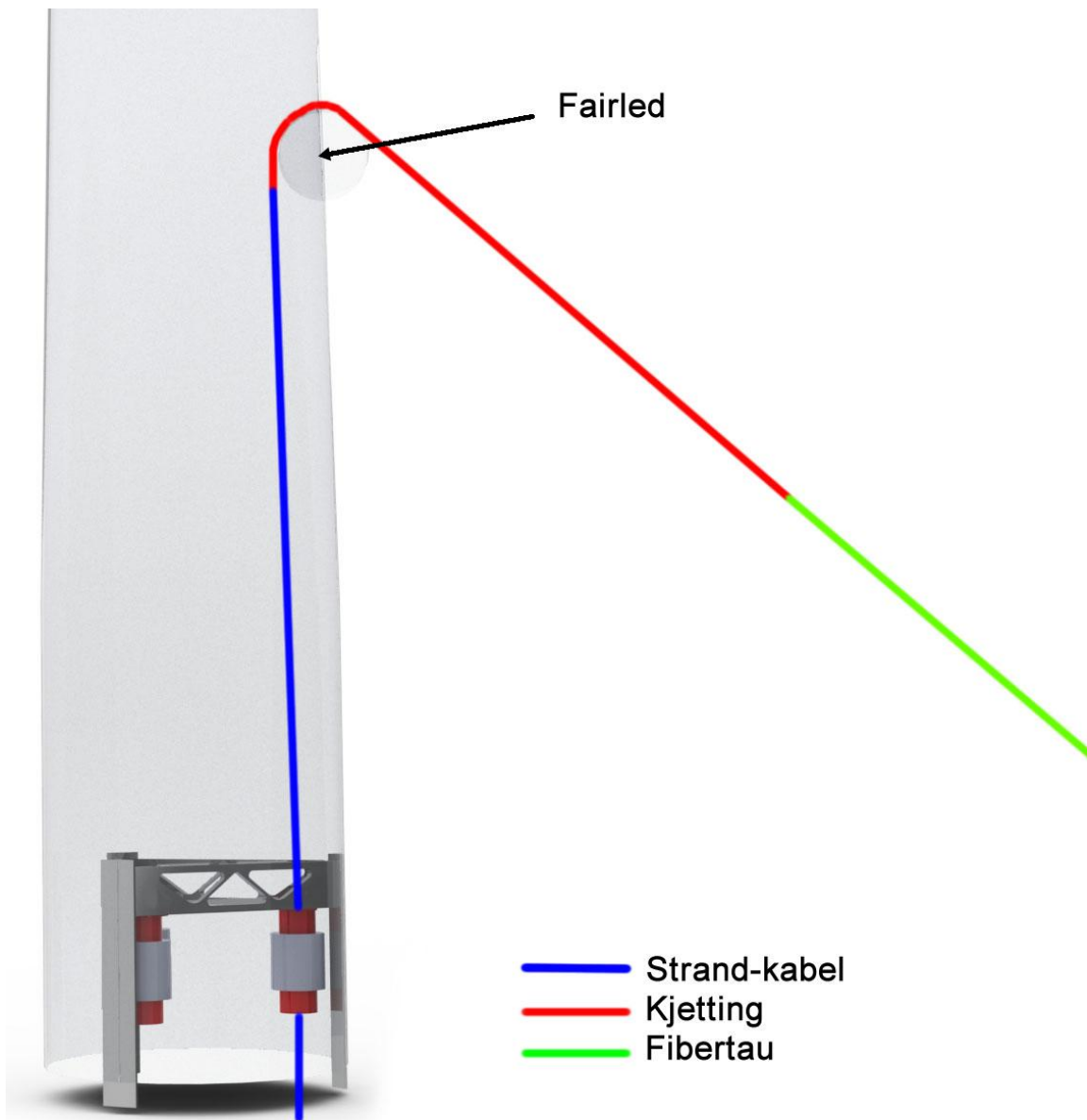




**Figur 94** Viser rammesystemet med strandjekker installert.



**Figur 95** - Rammesystem sett ovenfra.



Figur 96 - Viser skjematisk hvordan reguleringsystemet skal installeres.

## **8.4 ØKONOMISK ANALYSE**

Analysen ser på totale investeringskostnader ved reguleringsystem for pilot-vindturbin. Kostnader tilknyttet drift og vedlikehold faller utenfor analysen. Installasjonskostnader spesielt tilknyttet reguleringsystemet holdes som en egen post i kalkylen. Arbeidstimer benyttes som sats for installasjon og produksjon. Det benyttes relevante timesatser og dagleier fra (Vold & Sanden, 2010). Det antas kostnader på kjettinger for å skape en helhet i analysen.

### ***Installasjon***

Kostnad for mannskap offshore regnes som 1,5 til 2 ganger høyere enn på land (Bland, 2004). Dette tilsvarer en døgnpris på NOK 6900 per mann (Vold & Sanden, 2010). Det forutsettes at bemanning på AHTS, slepebåt og kranfartøy inkluderes i den aktuelle døgnleie.

### ***Tilvirkningskostnader for rammesystem***

Tilvirkningskostnader har vært en utfordring på grunn av liten velvilje fra produsenter til å dele informasjon om sine kostnader. Dette kan oppfattes som vern om forretningshemmeligheter. Det beregnes en antatt timepris på 1500 NOK/time ved tilvirkning av rammesystem. Arbeid innebærer i hovedsak gasskjæring, sveising og etterarbeid/montering av faglært arbeidskraft. Timesatsen forutsetter produksjon ved norsk verft.

### ***Stålpris***

Stålprisen i analysen beregnes basert på prisen av konstruksjonsstål med karakteristisk flytegrense 355 MPa for maritimt miljø settes til 23,75 NOK/kg (Vold & Sanden, 2010). Oppgradering til karakteristisk flytegrense på 460 MPa antas å gi et pristillegg på 25 %. Dette gir en estimert stålpris på 30,87 NOK/kg. Det forutsettes at transportkostnader inkluderes i stålpris.

### ***Konseptutvikling***

Det forutsettes en timepris på NOK 550 for arbeid utført i denne avhandling. Det beregnes for oppgaven totalt 700 anvendte timer for utvikling av reguleringsystem.

### **Strandjekk og ingeniørtjenester fra DLT**

Det er innhentet kostnadsoverslag fra DLT inkl. CIF. Eventuelle ingeniørtjenester i forbindelse med optimalisering og styring av produktet kommer i tillegg. Sum for utstyrslister vist i vedlegg 3, beløper seg til USD 785 000 (Wade, 2011). Tilbudet mangler kostnadsoverslag inkludert ingeniørtjenester. Det eksisterer en villighet for tilpasset prising ved bygging av pilotturbin med bakgrunn i et ønske om å levere teknologi til en industri med stort potensiale og fremtiden foran seg (Wilkinson, 2011). Det er derfor anslått at total kostnader inkludert utstyr og nødvendige ingeniørtjenester beløper seg til anslagsvis USD 1 millioner inkl. CIF. Benytter gjennomsnittlig valutakurs for 2010, 6.0418 NOK/USD (Dnb Nor, 2010).

### **Kjetting, koblinger og fairled**

Det har ikke lyktes å skaffe kostnadsestimater på nevnte komponenter. Ettersom som de inngår som meget viktige komponenter i oppgaven anses de som nødvendige i kostnadsanalysen. Det antas derfor beløp basert på kostnadsestimat Hywind, (Vold & Sanden, 2010). Det antas at kjetting med relevant lastgodkjenning koster omlag 10 000 NOK/m. Koblingene mellom forankringslinene antas å koste omlag 20 000 NOK per/stk. Fairled tilpasset kjetting størrelse antas å koste omlag 150 000 NOK per/stk. Det vil for det prosjekterte systemet kreves omlag 3 x 15 m kjetting, 3 koblinger og fairledere.

#### **8.4.1 Kostnadsestimering**

Tabell 33 - Konseptutvikling.

Arbeid	Estimert timebruk [t]	Enhetspris [NOK/t]	SUM [NOK]
Utredningsarbeid	50	550	27 500
Konseptgenerering	120	550	66 000
Konseptutvikling	80	550	44 000
Konseptbearbeiding	80	550	44 000
Grunnlagsberegninger	70	550	38 500
3D modellering	50	550	27 500
Rapporteringsarbeid	200	550	165 000
<b>SUM</b>	700		495 000

Tabell 34 - Materialkostnader, stål.

	Antall [1000 kg]	Enhetspris [NOK/kg]	SUM [NOK]
<b>Rammekonstruksjon</b>	33 tonn	30,87	1 018 710

Tabell 35 - Tilvirkning av rammesystem og installasjonsarbeid.

Arbeid	Estimert timebruk [t]	Enhetspris [NOK/t]	SUM [NOK]
<b>Onshore</b>			
Gasskjæring	200	1500	300 000
Sveising	300	1500	450 000
Montering	500	1500	750 000
Testing/kontroll	70	1500	105 000
<b>SUM</b>			1 605 000
<b>Offshore</b>			
Montering	20	6900	138 000
Testing/kontroll	100	6900	690 000
<b>SUM</b>			828 000

Tabell 36 - Strandjekk og ingeniørtjenester fra DLT Limited (Wade, 2011).

	Faktor	Kostnad
<b>Investeringskostnader USD</b>		USD 785 000
<b>Investeringskostnader NOK</b>	NOK/USD 6,0418	NOK 4 531 000
<b>Ingeniørtjenester USD</b>		USD 215 000
<b>Ingeniørtjenester NOK</b>	NOK/USD 6,0418	NOK 1 299 000
<b>SUM</b>		NOK 5 830 000

Tabell 37 – Antatte kostnader for kjetting, koblinger og fairled.

	Antall	Kostnad [NOK]	Kostnad [NOK]
<b>Kjetting</b>	15 m x3 = 45 m	10 000 per/m	450 000
<b>Koblinger mellom forankringsliner</b>	3 stk	20 000 per/stk	60
<b>Fairled</b>	3 stk	150 000 per/stk	450 00
<b>SUM</b>			960 000

Tabell 38 - Samlede total kostnader.

Arbeid	SUM [NOK]
<b>Konseptutvikling</b>	495 000
<b>Material</b>	1 018 710
<b>Arbeid onshore</b>	1 605 000
<b>Arbeid offshore</b>	828 000
<b>Strand jekk og ingeniørtjenester</b>	5 830 000
<b>Øvrig forankringsmedier</b>	960 000
<b>SUM</b>	10 735 710

#### **8.4.2 Evaluering**

De totale kostander tilknyttet utvikling, tilvirkning og montering av reguleringsystem ligger rett i underkant av NOK 11 millioner. Dette er en kostnad i størrelsesorden det som vil kunne forventes for et system som dette. Kostnader tilknyttet utstyrsinvesteringer fra DLT står for den største delen av denne summen. Det er i tillegg kalkulert med NOK 1,3 millioner i konsulenttenester tilknyttet tilpassing av strandjekkene. De resterende kostnader omhandler installasjon, material og produksjonskostnader. I tillegg regnes den kostnad som reelt ville løpt for utviklingsarbeidet utført i oppgaven. Kostnadsoverslag på kjetting og fairled er å anse som usikkert og vil være grunnlag for videre arbeid med konseptet. Det er i viktig å merke seg at erfaring vunnet fra pilotprosjektet vil være uvurderlig i neste fase av Njord ettersom et viktig arbeid legges ned i teknologiutvikling.

## 9 KONKLUSJON

---

### 9.1 VURDERING

Oppgaven har hatt et delt fokus. Den første delen omhandler utvikling og redegjøring av aktuelle installasjonsmetoder for en Njord B pilot turbin. Ettersom mulig installasjon av pilot ansees som nært forestående, ble det holdt et høyt fokus på gjennomføringsgrad i analysen.

Analysen viste at tilsvarende metode som Hywind benyttet vil fungere for installasjon av Njord. Dette innebærer tauing i vertikal posisjon fra et skjermet sammenstillingssted til felt. Metoden er delt i to deler med hensyn på tauing med og uten turbinkomponenter montert. Analysen har vist at tauing uten turbinkomponenter vil la seg gjøre utelukkende ved benyttelse av vannballast. Dette alternativet vil medføre installasjon av turbin og rotor onsite, med de utfordringer dette vil medføre. Tauing med turbinkomponenter installert vil i tillegg til vannballast, kreve betydelig mengde tilleggsballast for å oppnå stabilitet. Hvilke av metodene som vurderes som den mest egnede, vil måtte avgjøres basert på videre analyser og med hensyn på plasseringspunkt og kostnadsrammer for pilot-prosjekt.

Oppgavens andre del har omhandlet konseptuell utvikling av et reguleringsystem til forankringsliner for Njord B. Oppgaven har generert og selektert et egnet utvalg konsepter basert på gitte rammebetingelser. Det ble fra disse konseptene konkludert med at benyttelse av strandjekk til utføring av regulering vil være den beste løsning. Reguleringsystemet installeres i tårnrot ved hjelp av et utviklet rammesystem som fordeler belastningen til den omkringliggende strukturen. Rammesystemet er dimensjonert og kontrollert med hensyn på gjeldende standardverk og offshore norm.

Det er opprettet kontakt med relevante produsenter av strandjekker som har medført at mye relevant informasjon har blitt delt mellom partene. Et konkret kostnadsestimat på alle nødvendige komponenter rundt jekkesystemet er innhentet. Dette ble også satt i sammenheng med andre nødvendige komponenter nødvendig for et fungerende reguleringsystem, og et kostnadsestimat for dette ble utarbeidet. Dette konkluderte med en total kostnad for reguleringsystemet, samt utvikling, produksjon og installasjonskostnader på omlag NOK 10,7 millioner.



## 9.2 VIDERE ARBEID

Det bør utarbeides mer nøyaktige stabilitetsmodeller for nøyaktig beregning av ballastering. Dette vil være viktig for alle aspekter rundt montering og bør inneholde alle variabler som vil påvirke strukturen før, under og etter tauing. I sammenheng med tauing av komplett vindturbin i vertikal posisjon må det utredes hvordan eventuell tilleggsballast skal festes og frakobles vindturbinen under installasjonen.

Pivoting av sammenstilt tårn og flyter ble ikke omhandlet i oppgaven. Metoden faller mellom metode 2 og 3 som ble utredet i delkapittel 3. Løsningen bør sees nærmere på da den eliminerer behovet for kranløft ved montering av tårn.

Ved ballastering vil deler av tårnet utsettes for hydrostatisk trykk. Konsekvensene av dette må utredes og vurderes opp mot installasjon av forsterkningsstruktur innvendig i tårn. Det antas at søylene i rammesystemet vil kunne inngå som en del av denne strukturen. Detaljdimensjonering av søylene bør derfor utesettes til dette arbeidet er utført. En utfyllende økonomisk vurdering av installasjon må utredes og ligge til grunn for videre kostnadsestimering av pilotprosjekt.

Forhold rundt værvindu er behandlet på et overfladisk nivå i oppgaven. Været er i alle tilfeller den styrende faktor for offshoreinstallasjon. Det er ønskelig å se videre på utførelse av alle momenter i installasjonsprosessen med hensyn på å kartlegge marginer for vindhastighet og bølgehøyde.

Reguleringssystemet bygger på at fairled installeres i punktet hvor forankringslinene føres inn i vindturbinen for å lede forankringslinen til tårnroten. Innfestingsløsning for fairled må utarbeides og dimensjoneres på tilsvarende måte som utført i oppgaven. Oppgaven har ikke innhentet data om alle nødvendige standardkomponenter til reguleringssystemet. Dette må utføres og danne grunnlag for et mer dyptgående kostnadsestimat enn utført i oppgaven

Det må utvikles et styringssystem for reguleringssystemet. Reguleringsteknikken vil inkludere styring av strandjekker og hydraulikkaggregat, backupsystemer og integrering med personell på land. Det hele bør utformes på en slik måte at vindturbinen kan utføre reguleringssekvens uten menneskelig innblanding. Rutiner for avvikstilfeller bør inkluderes i nevnte arbeid.

## 10 KILDEHENVISNINGER

---

SolidWorks© 2010

MDSolids© 3.5

ANSYS© Workbench, release 12.1, ANSYS Inc.

*Dong Energy*. (2008). Hentet fra Horns Rev havmøllepark:  
<http://www.hornsrev.dk/default.htm>

A2SEA AS. (2011). Hentet fra <http://www.a2sea.com/>

Aalandslid, S. (2011, 4 29). Tender Manager .

BARDEX. (2011). *Bardex Corporation*. Hentet 3 3, 2011 fra <http://www.bardex.com/>

Beerendonk, M. (2011, 3 28). Manager Engineering.

Bland, T. (2004). *Merlin offshore wind turbine installation system*. The Engineering Business Ltd.

Blue H Group. (u.d.). Hentet 4 28, 2011 fra <http://www.bluehgroup.com/>

Blue H Group. (2010). Hentet 4 28, 2011 fra <http://www.bluehgroup.com/>

Bøe, J. (2010, 10 6). Samtale angående bedriftsetablering.

Bøe, J. K. (2010). *Konsept- og produktrealisering*.

Brenna, B. (2011, 4 27). Samtala om tilvirkning av rammesystem.

Brinck Hansen, K., & Høstmark, R. (2008). *Boreas : forankringsprinsipp for vindkraft*. Ås.

British Petroleum. (2010). *Deepwater Horizon Accident Investigation Report*.

Callister, Jr., W. D. (2007). *Materials Science and Engineering an Introduction* (7nd Edition. utg.).

Caplex. (u.d.). Hentet 4 29, 2011 fra  
<http://www.caplex.no/Web/ArticleView.aspx?id=9340223>

Cengel, Y. A. (2006). *Heat and mass transfer - Third Edition*. McGraw Hill.

Chakrabarti, S. K. (2005). *Hanbook of Offshore Engineering - Volume II*. Great Britain: Elsevier.

Chopra, S., & Meindl, P. (2007). *Supply Chain Management* (3. utg.).

Christensen, N., & Almar-Næss. (2010). *Store Norske Leksikon*. Hentet fra  
<http://snl.no/st%C3%A5l>

- Coroflot. (2008). Hentet fra coroflot.com
- Dahlvig, G., Christensen, S., & Strømnes, G. (1991). *Konstruksjonselementer 1*.
- Darnell, J. C. (2006). *Yale*. Hentet 4 29, 2011 fra [http://www.yale.edu/egyptology/ae\\_alamat\\_wadi\\_horus.htm](http://www.yale.edu/egyptology/ae_alamat_wadi_horus.htm)
- Dnb Nor. (2010). Hentet 4 30, 2011 fra <https://www.dnbnor.no/bedrift/markets/valuta-renter/valutakurser-og-renter/historiske/hovedvalutaer/2010.html>
- DNV. (2001). *DNV-OS-C301 Stability and watertight integrity*. (D. N. Veritas, Red.)
- DNV. (2004). *Design of offshore steel structures, general (LRFD metod)*. (D. N. Veritas, Red.)
- DNV. (2008). *Fatigue design of offshore steel structures*. (D. N. Veritas, Red.)
- Dockwise. (2011). Hentet fra <http://www.dockwise.com/page/fleet/fleetdata.html>
- Dorman Long Technology. (2011). Hentet fra <http://www.dormanlongtechnology.com>
- Dysthe, K. B. (2001). *Matematisk modellering av havbølger*.
- ECON. (2007). *EU 2020-mål for vedvarende energi og klima*.
- EDR . (2010). *Introduction to the Finite Element Method* .
- Ekberg, A. (2007). Plamgren - Miner's rule.
- Ekrem, S. (2011, 4 8).
- ENERPAC . (2011). Hentet 3 6, 2011 fra <http://www.enerpac.com/>
- ENOVA. (2010, 15 02). *ENOVA næring*. Hentet 05 13, 2011 fra 137 ENOVA-millioner til nyskapende offshore vindturbin fra Sway: <http://naring.enova.no/sitepageview.aspx?articleID=3835>
- Eshita Rubber Ltd. (u.d.). Hentet fra [http://www.eshitarubber.net/silicone\\_fiberglass\\_sleeving.html](http://www.eshitarubber.net/silicone_fiberglass_sleeving.html)
- European Committee For Standardization. (2003). *Eurocode 3: Design of steel structures - Part 1-8: Design of joints*.
- Faltinsen, O. (1990). *Sea loads on ships and offshore structures*. (C. C. Press, Red.)
- Finnemore, E. J., & Franzini, J. B. (2002). *Fluid Mechanics with Engineering Applications* (10th edition. utg.). McGraw-Hill Higher Education.
- First Subsea. (2011). Hentet 4 3, 2011 fra <http://www.firstsubsea.com/>
- Gieck, K. (2006). *Engineering Formulas* (8. utg.).
- Gjørsv, A. B. (2008). *Verdens første fullskala flytende vindturbin*. StatoilHydro.

- Goalabré, J.-Y., Ruer, J., & Tartivel, C. (2006). *A flexible installation tool for offshore wind tubrines*. Saipem.
- GustoMSC. (u.d.). Hentet 5 8, 2011 fra <http://www.gustomsc.com/module-variations/equipment/cranes-around-the-leg.html>
- Hansen, F. E., & Møller, U. A. (2010). *Nedskalering og konstruksjon av flytende vindturbiner til modellforsøk i bølgetank*.
- Heerema Marine Contractors. (u.d.). Hentet 5 8, 2011 fra <http://hmc.heerema.com/>
- Henanger, E., & Lovas, K. (2010). *Njord-B Ustabil Flyter*. Univeristetet for Miljø og Biovitenskap, Institutt for Miljø og Biovitenskap.
- Innovasjon Norge. (2010). Hentet fra <http://www.innovasjonnorge.no/Satsinger/Internasjonalisering/Markedsinformasjon/Internasjonale-lover-og-regler/Produkt--og-miljokrav/>
- Karmøy Kommune. (2009, 4 15). Hentet 3 25, 2011 fra <http://www.karmoy.kommune.no/tema/naeringsliv/hywind-1>
- Key to metals. (2009). *keytometals.com*. Hentet fra <http://www.keytometals.com/Article75.htm>
- Köppe, O., & Schulze, K. (2010). *Offshore Wind in Europe*. KPMG AG.
- Lankhorst Ropes. (2011). Hentet 3 3, 2011 fra <http://www.lankhorstropes.com>
- Limkokwing. (u.d.). Hentet fra <http://limkokwingmba.wordpress.com/management-mco101-unit-4-decision-making-and-planning/>
- Mac Gregor Group. (2011). Hentet 3 4, 2011 fra <http://www.macgregor-group.com/>
- Master Marine. (2011, 5 1). Hentet fra <http://www.master-marine.no/>
- Mediabum. (2009). Hentet fra <http://www.mediabum.com/pictures/Incredible-Rainforest.html>
- Moss, D., & Myhr, A. (2009). *Monteringskonsept for flytende offshore vindturbiner*.
- Musial, W. (2005). *Offshore Wind Energy Potential for the United States*.
- Musial, W., & Butterfield, S. (2006). *Energy from Offshore Wind*. National Renewable Energy Laboratory.
- Myhr, A. (2010, 11 22). Utmattinganalyser.
- Myhr, A. (2011, 2 12). Samtale om fornakringsystem.
- Myhr, A. (2011, 2 20). Samtale om levetid og vedlikehold.
- Myhr, A. (2011, 4 5). Samtale om stabilitet Njord B.
- NDLA. (2010). Hentet fra <http://ndla.no/en/node/27343>

- NGI. (2011, 1 5). *Monster wave becomes world famous*. Hentet fra <http://www.ngi.no/en/News/Monster-wave-becomes-world-famous/>
- Noble Denton Europe Limited. (2005). *Floating production system*. Noble Denton Europe Limited.
- Norsk Hydro. (2007). *Hywind - Flytende offshore vindkraft*.
- Norsk Standard. (1999). *Korrosjonsbeskyttelse av stålkonstruksjoner med beskyttende malingsystemer NS-EN-ISO 12944*.
- Norsk Standard. (2004). *NS 3490 - Prosjektering av konstruksjoner. Krav til pålitelighet*. (2. utgave. utg.). (S. Norge, Red.)
- NORSOK. (2004). *M-501 Surface preparation and protective coating*.
- NORSOK. (2004). *Material data sheets for structural steel M-120*.
- Nygaard, T. (2011, 3 25). Samtale om valg av strand-jekk.
- Nygaard, T. A. (2011, 05 12). Samtale om stabilitet under tauing.
- Nygaard, T. (u.d.). Samtale om rammesystem.
- ODIM ASA. (2011). Hentet 3 4, 2011 fra <http://www.odim.com/>
- Økland, J. (2010, 6 28). Nytt løft for offshore-vind. *Offshore.no*.
- Serway, R. A., & Jewett, J. W. (2004). *Physics for Scientists and Engineers* (6th Edition. utg.).
- Smulders Group. (u.d.). Hentet 4 27, 2011 fra <http://www.smuldersgroup.com/photoalbums/smulders-wind-turbine-constructions>
- SNL. (2009). Alexander L. Kielland-ulykken.
- SNL. (2010). *Store Norske Leskikon*. Hentet fra <http://snl.no/resirkulering>
- SSB. (08, 05 2010). *Er høye oljepriser gunstig for OPEC på lang sikt?* Hentet 05 11, 2011 fra <http://www.ssb.no/emner/08/05/10/oa/200503/rosendahl.pdf>
- SSB. (2011, 05 08). *Er høye oljepriser gunstig for OPEC på lang sikt?* Hentet 05 11, 2011 fra <http://www.ssb.no/emner/08/05/10/oa/200503/rosendahl.pdf>
- Stahl. (2010). Hentet fra [http://www.stahl-online.de/english/media\\_lounge/photos/Steel\\_production/start.asp](http://www.stahl-online.de/english/media_lounge/photos/Steel_production/start.asp)
- Stahl. (u.d.). <http://www.stahl-online.de/>. Hentet 2010 fra [http://www.stahl-online.de/deutsch/Bilder%20Stahlherstellung/01\\_Bild\\_Picture.jpg](http://www.stahl-online.de/deutsch/Bilder%20Stahlherstellung/01_Bild_Picture.jpg)
- Statoil. (2009). Hentet 3 25, 2011 fra <http://www.statoil.com/en/TechnologyInnovation/NewEnergy/RenewablePowerProduction/Offshore/Hywind/Pages/HywindPuttingWindPowerToTheTest.aspx>

- Sverdrup-Thygeson, J. (2010). *Hywind Demo WTG - Construction and Installation*. Technip.
- SWAY . (2011). Hentet fra <http://www.sway.no/>
- Sweco Grøner. (2007). *Potensiastudie av havenergi i Norge*. ENOVA SF.
- Teknisk Ukeblad. (2010, 12 27). Vil sette standard for flytende offshore vind. *Teknisk Ukeblad*.
- Teknisk Ukeblad. (2011, 04 27). Hywind får en nabo. *Teknisk Ukeblad*, s. <http://www.tu.no/energi/article285578.ece>.
- Timberland Equipment Limited. (2011). Hentet 3 3, 2011 fra <http://www.timberland-group.com>
- Vergnet. (2011). Hentet fra <http://www.vergnet.fr/>
- Vestas. (2011, 4 28). Hentet fra <http://www.vestas.com/>
- Viking Mooring. (2010). Hentet 3 3, 2011 fra <http://www.viking-moorings.com/>
- Vold, B., & Sanden, I. L. (2010). *Livsløpsanalyse av flytende vindturbiner med hensyn på interne og eksterne faktorer i sammenligning med bunnfaste vindturbiner*. Universitetet for Miljø og Biovitenskap i Ås .
- Wade, M. (2011, 4 28). Technical Director. *Dorman Long Technology Limited*.
- Wembley Stadium. (2011). Hentet fra <http://www.wembleystadium.com/>
- Wikipedia. (2010). Hentet fra <http://no.wikipedia.org/wiki/Plast>
- Wikipedia. (2011). Hentet fra [http://en.wikipedia.org/wiki/List\\_of\\_offshore\\_wind\\_farms](http://en.wikipedia.org/wiki/List_of_offshore_wind_farms)
- Wikipedia- steel. (2010). Hentet fra <http://en.wikipedia.org/wiki/Steel>
- Wilkinson, C. (2011, 3 15). Manager - Dorman Long Technology Limited.
- Wind Today. (2011, 21 4). (5, Redaktør) Hentet 2 3, 2011 fra [http://www.windtoday.net/articles/First\\_Completed\\_Wind\\_Turbine\\_Tower\\_Section\\_Rolls\\_Off\\_Mabey\\_Bridge\\_Production\\_Line\\_-106563.html](http://www.windtoday.net/articles/First_Completed_Wind_Turbine_Tower_Section_Rolls_Off_Mabey_Bridge_Production_Line_-106563.html)
- Windflip AS. (2011). Hentet fra <http://windflip.com/>
- Windplus. (2011). *Principle Power Inc*. Hentet fra <http://www.principlepowerinc.com/>
- Windsea. (2011). Hentet fra <http://www.windsea.com/>



# 11 VEDLEGG

---

## 11.1 SKRIFTLIGE VEDLEGG

<b>Vedleggsnummer</b>	<b>Tittel</b>
V1	Storskala montering av vindturbiner
V2	Installasjon av Hywind
V3	DLT forslag til innkjøp, reguleringsystem
V4	Sjøgangstabell for nordlige Atlanterhav og
V5	Konstanter og i bruk i forbindelse med utmattingsberegninger av sveis og bjelke
V6	Illustrasjon, forenklet koblingsskjema for reguleringsystem
V7	Illustrasjon, løfteoperasjon av tårn med lekterkran
V8	Illustrasjon, kranekonfigurasjon Master Marine jack-up fartøy L205
V9	Illustrasjon, forankringsgeometri ved kjøringer i 3Dfloat
V10	Illustrasjon Njord B
V11	Konstruksjonstegning bjelke
V12	Konstruksjonstegning kryss-stag Konstruksjonstegning søyle
V13	Sammenstillingstegning



## 11.2 ELEKTRONISKE VEDLEGG

### *Elektroniske vedlagte Excel – dokumenter*

<b>Vedleggsnummer</b>	<b>Tittel</b>
V1	Stabilitetsberegninger flyter
V2	Stabilitetsberegninger flyter og tårn
V3	Stabilitetsberegninger flyter, tårn og nacelle
V4	Konseptscreening
V5	Statiske beregninger
V6	Utmattingsberegninger sveis
V7	Utmattingsberegninger bjelke

### *Resultater fra 3Dfloat*

Denne mappen inneholder kjøringene av 9 lasttilfeller fra 3Dfloat, brukt til dynamiske analyser i denne oppgaven.

# 1 STORSKALA MONTERING

---

Kostnader vil være et vesentlig viktigere moment for flytende vindturbiner enn for de fleste andre offshore installasjoner. Dette fokuset gjenspeiles i design, bygging, montering og drift. Økonomiske beregninger knyttet til flytende vindkraft tilsier at et betydelig antall vindturbiner må bygges og installeres for at flytende vindkraft skal bli en betydningsfull energikilde. Vindparker i størrelsesorden 2-3000 enheter vil bli en realitet dersom flytende offshore vindkraft skal bli en lønnsom realitet.

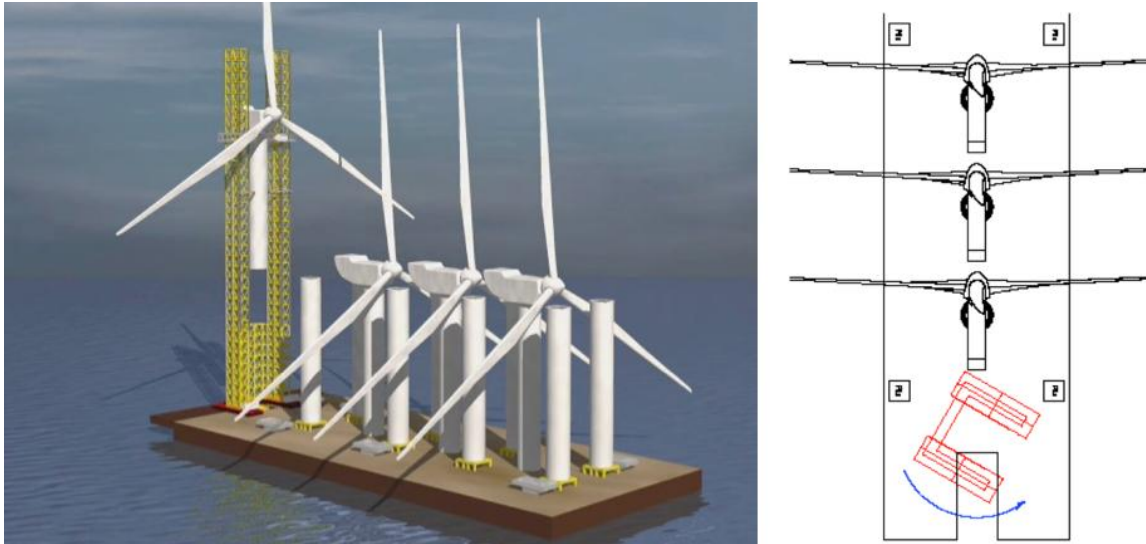
Omfattende subsidiering har til nå vært et politisk verktøy som har hjulpet nye teknologier på beina som et ledd i diverse regjeringers satsing på fornybare energikilder. I et langsiktig perspektiv vil det være urealistisk å basere ny teknologi på politisk godvilje.

Stordriftsfordeler ved store anlegg vil være med på å utligne mange av ankepunktene mot flytende offshore vindkraft til per i dag er; overføringskostnader, montering, produksjon og teknologi gap. Som de øvrige avsnitt i dette kapittel har vist, eksiterer det mange utfordringer rundt montering av flytende vindturbiner. Kostnadene og tidsforbruket rundt dette er faktorene må reduseres drastisk.

Det finnes i dag flere fremtidsrettede aktører som ser dette markedet komme, og har satt i gang utvikling av konsepter rettet mot montering. Utplassering av vindparker bestående av 3000 vindturbiner, vil selv med en god installasjonstakt på 4 per dag ta rundt to år, forutsatt 365 årlige operasjonsdager. Effektiv installasjon vil således bli vært avgjørende for teknologiens fremtid. Et knippe aktuell installasjonskonsepter er beskrevet i kommende avsnitt.

### 1.1.1 SAIPEM ROLL AND FLIP

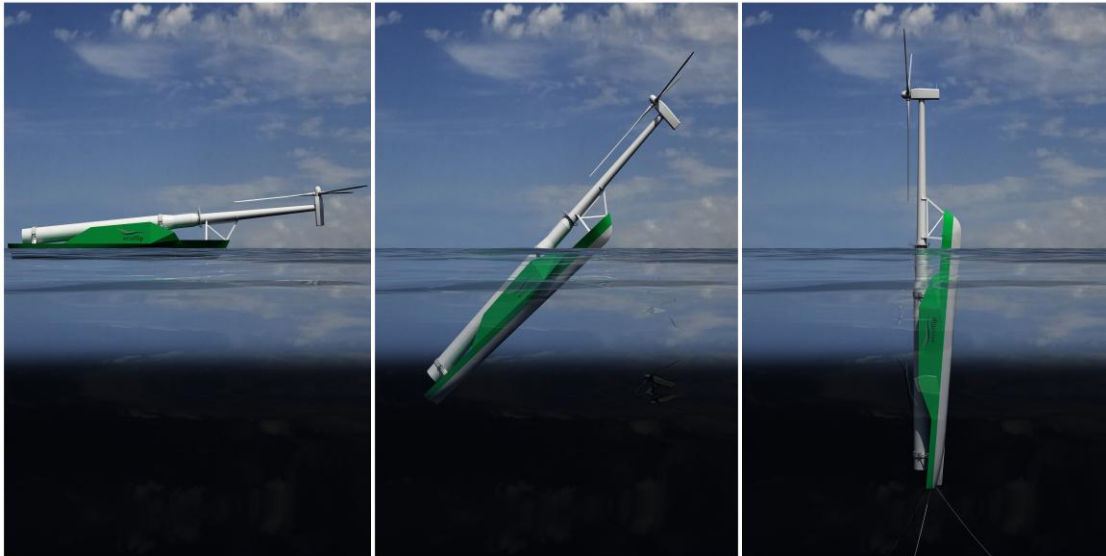
Saipem har utviklet et konsept for installasjon av flytende vindturbiner kalt "roll and flip". Konseptet bygger på en flåtekonstruksjon og vil ha en kapasitet på montering av fire vindturbiner uten å måtte gå i land. Konstruksjonen skal være svært stabil og kunne operere i vind opptil 20 m/s (Goalabré, Ruer, & Tartivel, 2006).



Figur 1 Illustrasjon Saipem Roll and Flip (Goalabré, Ruer, & Tartivel, 2006).

### 1.1.2 WINDFLIP

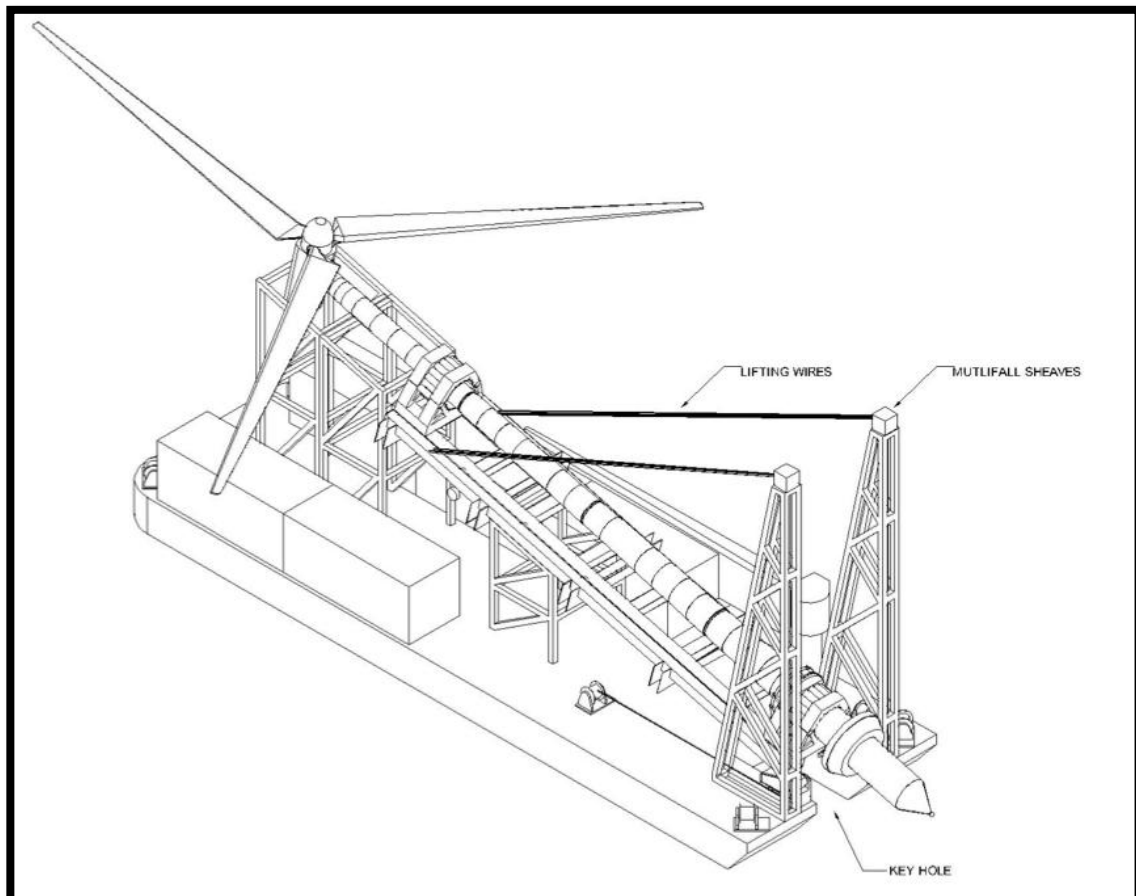
Windflip er et norskutviklet konsept i utgangspunktet ment som skip men har i senere tid blitt konvertert til en flåte for sleping. Komplette vindturbiner løftes på flåten og taues til felt. Flåten har god hydrodynamikk og vil kunne taues i en fart av opp mot 15 knop. Løft til vertikal posisjon foregår ved at flåten ballasteres ned i takt med vindturbinen til den når vertikal posisjon. Når ballasteringen er ferdig trekkes Windflip bort og vindturbinen er stasjonert i vertikal posisjon.



Figur 2 Spesialflåten Windflip

### 1.1.3 MERLIN OFFSHORE WIND TURBINE INSTALLATION SYSTEM (MOWTIS)

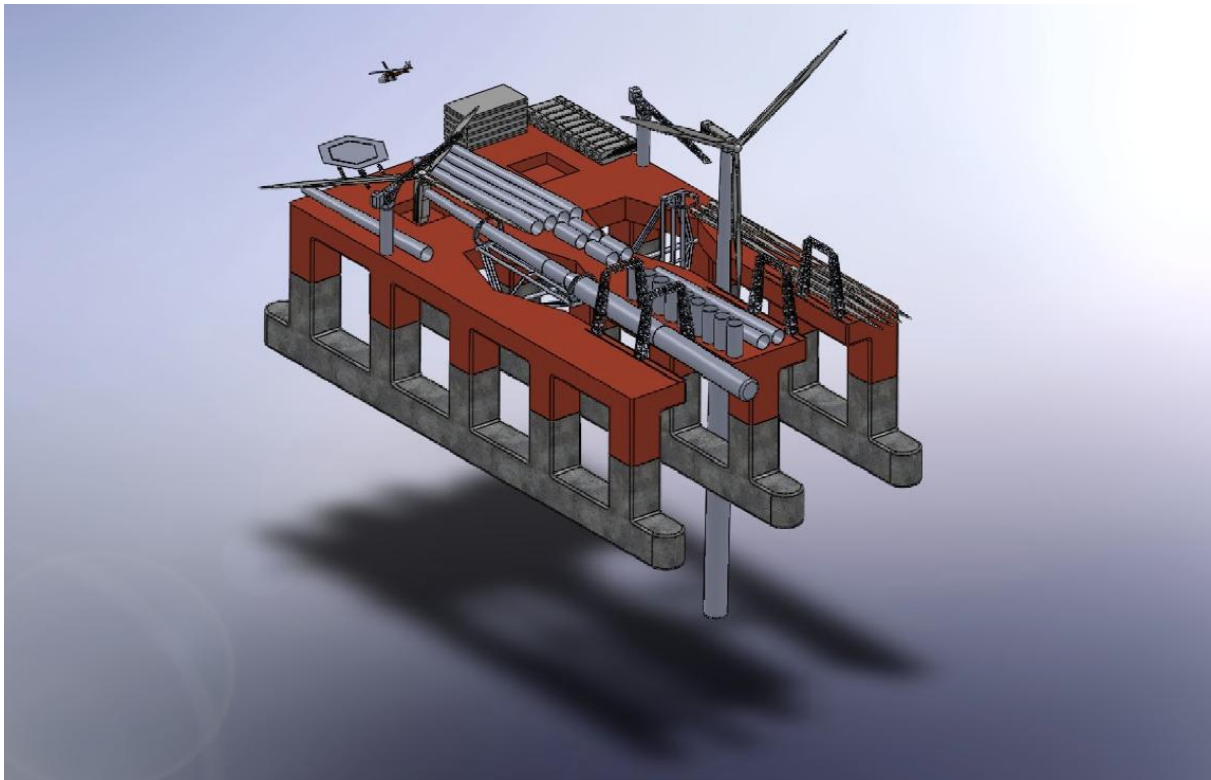
MOWTIS er et annet flåtekonsept. Det bygger i på en såkalt nøkkelhulls sammenføyning mellom tårn og flyter. Flåten har et løftesystem installert for å kunne installere tårn, rotor og nacelle på en forhåndsinstallert flyter. Tårn blir løftet fra land over til flåten som så taues til felt og posisjoneres over den forhåndsinstallerte flyteren. Tårnet heises så opp med et vinsje system og monteres på flyteren.



Figur 3 Merlin offshore vindturbin installasjon system, (Bland, 2004)

#### 1.1.4 *AQUILO X2*

Er utviklet av UMB studentene David Moss og Anders Myhr. Aquilo var i utgangspunktet et konsept for pivotering av flytende vindturbiner. Ideen ble etter hvert utvidet for storskala installasjon. Man ser for seg en selvgående plattform basert på et SSCV skrog. Sammenstilling av vindturbinen vil foregå på plattformens romslige dekk. Aquilo X2 vil ha en kapasitet for installasjon av inntil 4 vindturbiner/dag og være i stand til å montere et utvalg forskjellige vindturbiner (Moss & Myhr, 2009). Plattformen er dimensjonert for å kunne oppnå operasjonsvilkår på 90 % i Nordsjøen.



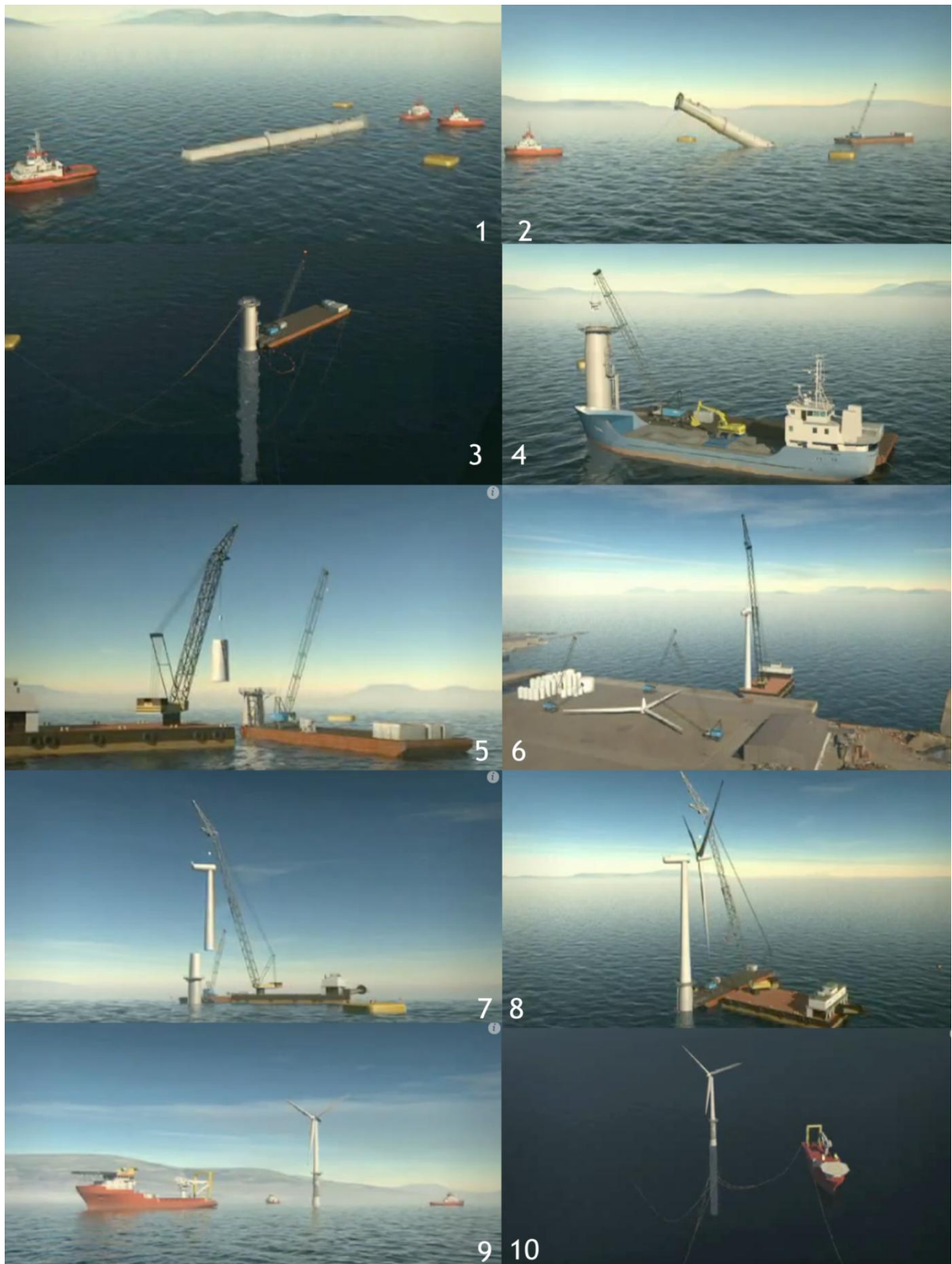
Figur 4 Aquilo X2 (Moss & Myhr, 2009)

# INSTALLASJON AV HYWIND

---

## **Monteringsforløp for Hywind-pilot:**

1. Flyter ble produsert ved Technips verft i Pori, Finland.
2. Flyteren sjøsettes og taues i vannrettposisjon fra Pori til sammenstillingsplass i den skjermede Åmøyfjorden.
3. Lektere forankres rundt flyteren på rundt 120 m dyp i Åmøyfjorden.
4. Flyteren ballasteres opp i vertikal posisjon ved hjelp av sjøvann, flyteren fortøyes så i lekteren.
5. Midlertidige forankringslinjer monteres.
6. Flyteren ballasteres med korrekt mengde av ballasteringsmediet olivin, lekterkran 1 laster flyteren med ballast fra lasteskip.
7. Lekterkran 2 benyttes til å hente midtseksjon og transporterer den til sammenstillingsplass, hengende fra kran.
8. Midtseksjonen blir så heist opp og boltet fast til flyteren.
9. Nacelle og tårn er sammenstilt onshore i vertikal posisjon. Lekterkran 2 benyttes til å hente komponentene og transportere de ut til sammenstillingsplass hengende fra kran. Komponentene ble levert av Siemens.
10. Nacelle og tårn blir så heist opp og boltet fast til midtseksjonen.
11. Rotorblader og nav sammenstilles onshore i horisontal posisjon.
12. Rotor og nav blir så av lekterkran 2 heist opp til vertikal posisjon og transportert ut til sammenstillingsplass hengende fra kran.
13. Rotor blir så heist opp og montert på nacellen.
14. Vindturbinen frikobles fra lekterkran.
15. Tre sugeankre installeres offshore ved hjelp av AHTS.
16. Forankringssystemet blir så forhåndsinstallert.
17. Liner for tauing festes til Hywind.
18. Tauing til plasseringssted gjennomføres av to taubåter og en AHTS.
19. Fortøyningslinene kobles sammen med forankringssystemet, Hywind er dermed fortøyd i havbunnen.
20. Vindturbinen stilles inn ved å legge på inntil 60 tonn tunge klumpvekter på forankringslinene. Dette gir korrekt posisjon på tårnet og riktig forspenning på linene.
21. Tilkobling til strømnett



Figur 1 - Installasjonsforløp av Hywind (Statoil, 2009).



## INNKJØPSLISTE DORMAN LONG TECHNOLOGY

Tabell 1 - Liste over nødvendig utstyr til strand jekk (Wade , 2011).

Antall	Produkt
3	DL-S1500 strand jacks
3	DL-S1500 fixed anchors
3	DL-S1500 fixed anchor housings
3	DL-S1500 grip sets
1	DL-L120 hydraulic power pack
3	DL-L120 strand jack hose sets x 15m long
1	DL-M1 control system
3	DL-S1500 18mm Dyform strand cables x 30m long
3	DL-S1500 Strand Guides
3	Strand recoilers, 6 tones capacity
1	Strand dispenser
1	Set of tools
2	Boxes of grip lubrication sticks (36 sticks per box. 1 No stick does 120 wedges)
1	Spares set
1	Operation and maintenance manual

## SJØGANGSTABELL

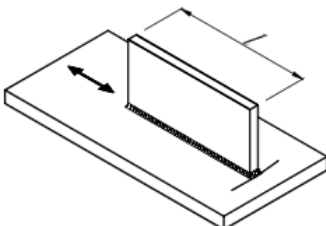
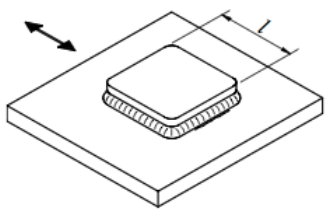
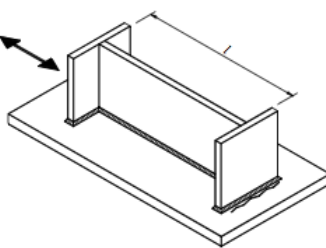
Tabell 1 - Sjøgangstabell for nordlige deler av Atlanterhavet (Faltinsen, 1990).

Sjøgang	Beskrivelse	Andel av tid	Signifikant bølgehøyde		Modal bølgeperiode		Vedvarende vindhastighet
			Variasjon [m]	Snitt [m]	Variasjon [m]	Mest sannsynlig [m]	Variasjon 19,5 moh [knop]
1	Småkruset sjø	0,70	0 - 0,1	0,05	-	-	0 - 6
2	Smul sjø	6,80	0,1 - 0,5	0,3	3,3 - 12,8	7,5	7 - 10
3	Svak sjø	23,70	0,5 - 1,25	0,88	5,0 - 14,8	7,5	11 - 16
4	Noe sjø	27,80	1,25 - 2,5	1,88	6,1 - 15,2	8,8	17 - 21
5	Mye sjø	20,64	2,5 - 4	3,25	8,3 - 15,5	9,7	22 - 27
6	Høy sjø	13,15	4 - 6	5	9,8 - 16,2	12,4	28 - 47
7	Svært hav	6,05	6 - 9	7,5	11,8 - 18,5	15,0	48 - 55
8	Veldig opprørt hav	1,11	9 - 14	11,5	14,2 - 18,6	16,4	55 - 63
>8	-	0,05	> 14	> 14	18,0 - 23,7	20,0	> 63

# KONSTANTER UTMATTINGSANALYSE

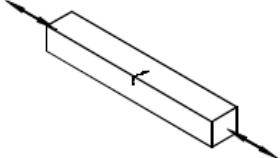
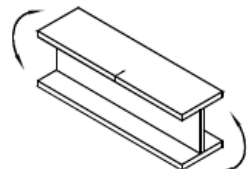
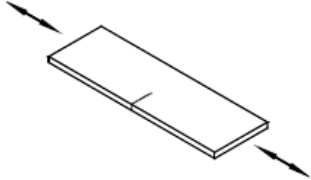
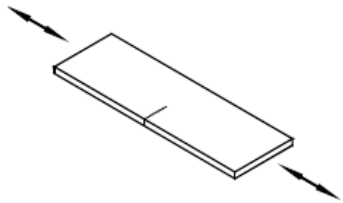
Følgende materiell er hentet fra DNV-RP-C203, Fatigue design of offshore steel structures (DNV, 2008).

## A.7 Welded attachments on the surface or the edge of a stressed member

Table A-7 Welded attachments on the surface or the edge of a stressed member			
Detail category	Constructional details	Description	Requirement
<p><b>Notes on potential modes of failure</b></p> <p>When the weld is parallel to the direction of the applied stress, fatigue cracks normally initiate at the weld ends. When the weld is transverse to direction of stressing, cracks usually initiate at the weld toe; for attachments involving a single, as opposed to a double, weld cracks may also initiate at the weld root. The cracks then propagate into the stressed member. When the welds are on or adjacent to the edge of the stressed member the stress concentration is increased and the fatigue strength is reduced; this is the reason for specifying an "edge distance" in some of this joints (see also note on edge distance in Table A-3).</p>			
	<p>1.</p>  <p>2.</p> 	<p>1. Welded longitudinal attachment</p> <p>2. Doubling plate welded to a plate.</p>	<p>1. and 2. The detail category is given for:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Edge distance <math>\geq 10\text{mm}</math></li> <li>— For edge distance <math>&lt; 10\text{mm}</math> the detail category shall be downgraded with one S-N-curve</li> </ul>
E	$l \leq 50\text{ mm}$		
F	$50 < l \leq 120\text{ mm}$		
F1	$120 < l \leq 300\text{ mm}$		
F3	$l > 300\text{ mm}$		
	<p>3.</p> 	<p>3. Longitudinal attachment welded to transverse stiffener.</p>	
E	$l \leq 120\text{ mm}$		
F	$120 < l \leq 300\text{ mm}$		
F1	$l > 300\text{ mm}$		

Figur 1 - Benytter klasse F1 for utmattingsanalyse sveis (DNV, 2008).

**A.1 Non-welded details**

<b>Table A-1 Non-welded details</b>			
<b>Notes on potential modes of failure</b>			
<p>In plain steel, fatigue cracks will initiate at the surface, usually either at surface irregularities or at corners of the cross-section. In welded construction, fatigue failure will rarely occur in a region of plain material since the fatigue strength of the welded joints will usually be much lower. In steel with boltholes or other stress concentrations arising from the shape of the member, failure will usually initiate at the stress concentration. The applied stress range shall include applicable stress concentration factors arising from the shape of the member.</p> <p>Reference is made to section 2.4.10 for non-welded components made of high strength steel with a surface finish <math>R_a = 3.2</math> or better.</p>			
<i>Detail category</i>	<i>Constructional details</i>	<i>Description</i>	<i>Requirement</i>
B1	<p>1.</p>  <p>2.</p> 	<p>1. Rolled or extruded plates and flats 2. Rolled sections</p>	<p>1. to 2.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Sharp edges, surface and rolling flaws to be improved by grinding.</li> <li>— For members that can acquire stress concentrations due to rust pitting etc. curve C is required.</li> </ul>
B2	<p>3.</p> 	<p>3. Machine gas cut or sheared material with no drag lines</p>	<p>3.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— All visible signs of edge discontinuities should be removed.</li> <li>— No repair by weld refill.</li> <li>— Re-entrant corners (slope &lt;1:4) or aperture should be improved by grinding for any visible defects.</li> <li>— At apertures the design stress area should be taken as the net cross-section area.</li> </ul>
C	<p>4.</p> 	<p>4. Manually gas cut material or material with machine gas cut edges with shallow and regular draglines.</p>	<p>4.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>— Subsequently dressed to remove all edge discontinuities</li> <li>— No repair by weld refill.</li> <li>— Re-entrant corners (slope &lt;1:4) or aperture should be improved by grinding for any visible defects.</li> <li>— At apertures the design stress area should be taken as the net cross-section area.</li> </ul>

**Figur 2 - Benytter klasse B2 for utmattingsanalyse sveis (DNV, 2008).**

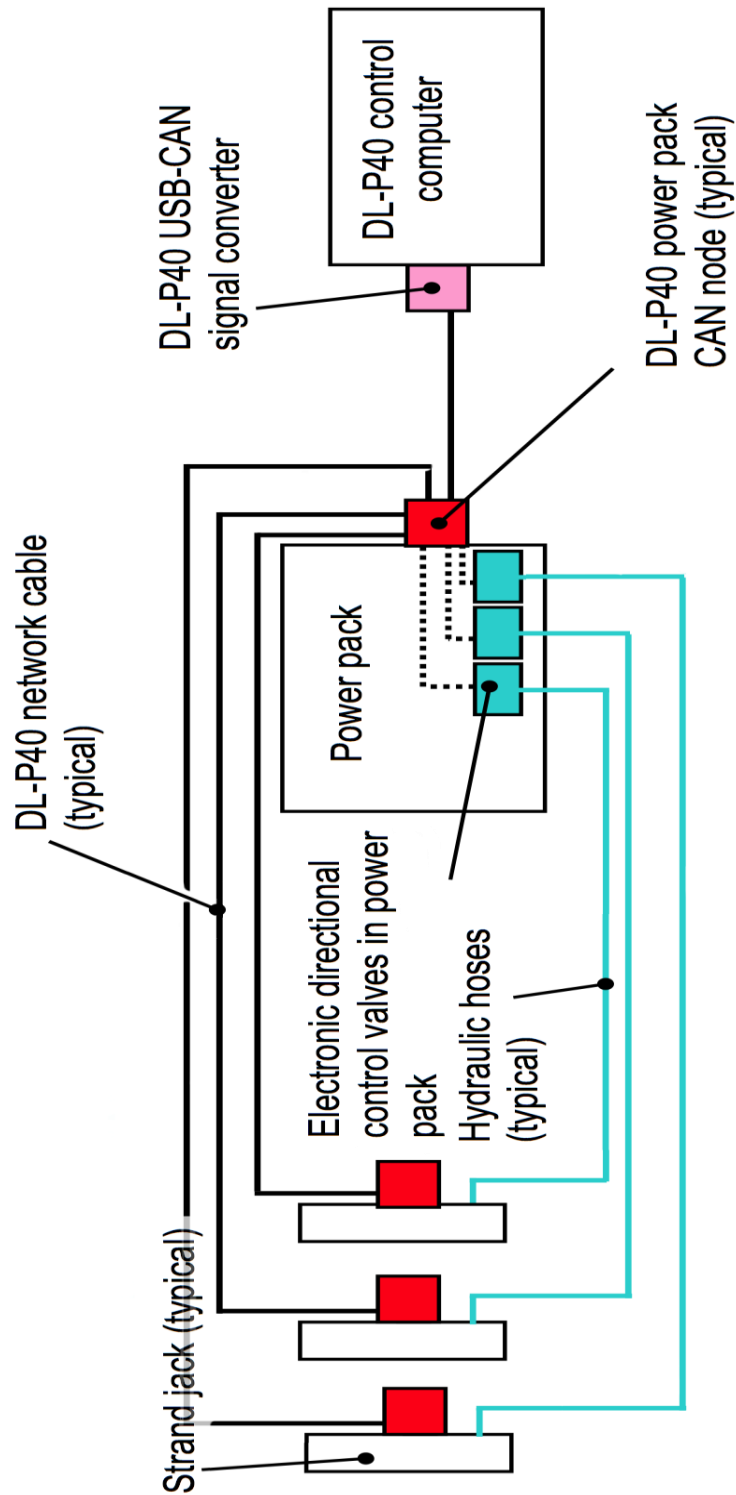
Table 2-1 S-N curves in air						
S-N curve	$N \leq 10^7$ cycles		$N > 10^7$ cycles $\log \bar{a}_2$ $m_2 = 5.0$	Fatigue limit at $10^7$ cycles *)	Thickness exponent $k$	Structural stress concentration embedded in the detail (S-N class), ref. also equation (2.3.2)
	$m_1$	$\log \bar{a}_1$				
B1	4.0	15.117	17.146	106.97	0	
B2	4.0	14.885	16.856	93.59	0	
C	3.0	12.592	16.320	73.10	0.15	
C1	3.0	12.449	16.081	65.50	0.15	
C2	3.0	12.301	15.835	58.48	0.15	
D	3.0	12.164	15.606	52.63	0.20	1.00
E	3.0	12.010	15.350	46.78	0.20	1.13
F	3.0	11.855	15.091	41.52	0.25	1.27
F1	3.0	11.699	14.832	36.84	0.25	1.43
F3	3.0	11.546	14.576	32.75	0.25	1.61
G	3.0	11.398	14.330	29.24	0.25	1.80
W1	3.0	11.261	14.101	26.32	0.25	2.00
W2	3.0	11.107	13.845	23.39	0.25	2.25
W3	3.0	10.970	13.617	21.05	0.25	2.50
T	3.0	12.164	15.606	52.63	0.25 for SCF $\leq 10.0$ 0.30 for SCF $> 10.0$	1.00

\*) see also section 2.10

Figur 3 - Konstanter for utregning av S-N kurve (DNV, 2008).

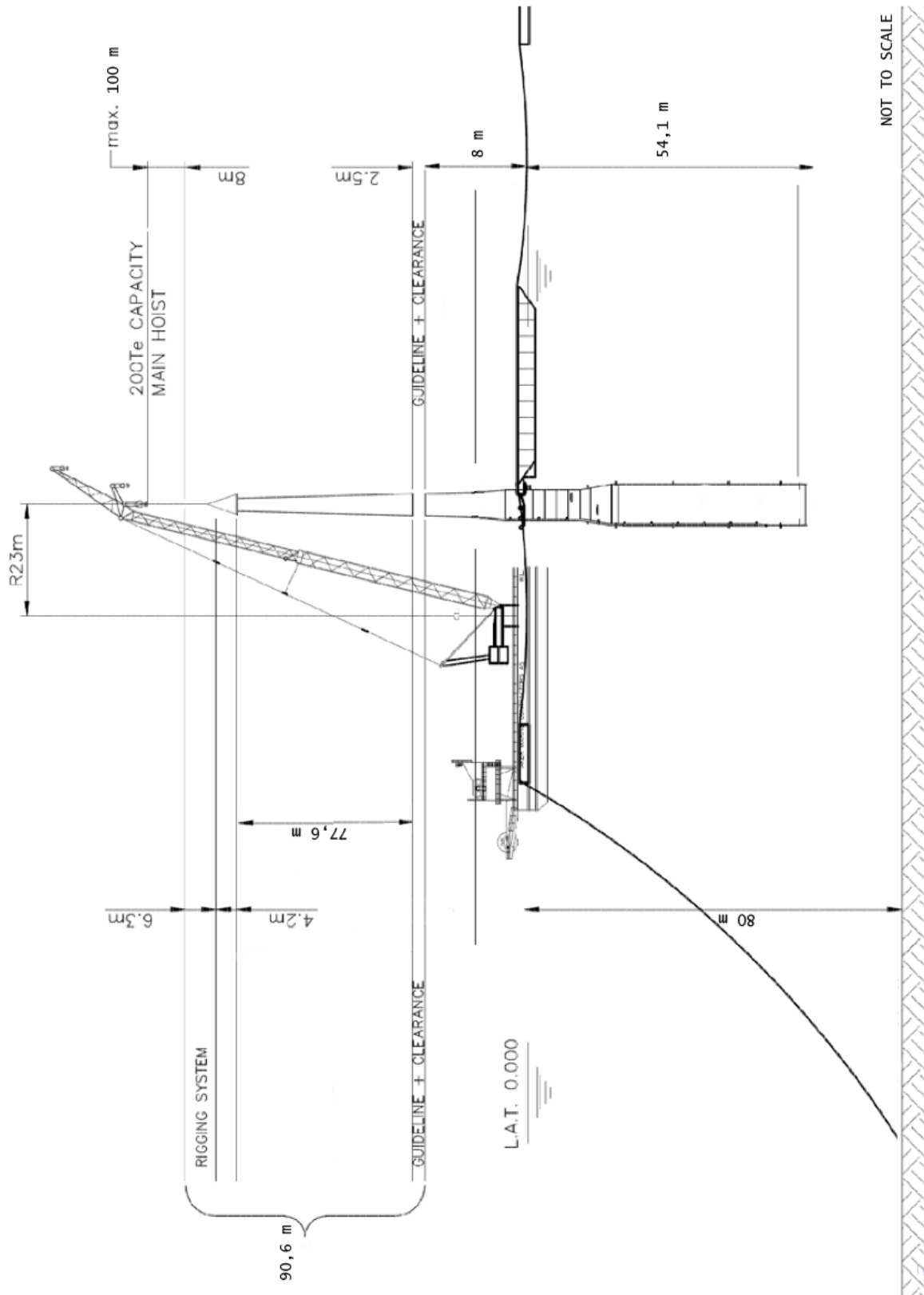
# VEDLEGG 6 -9

## Vedlegg 6



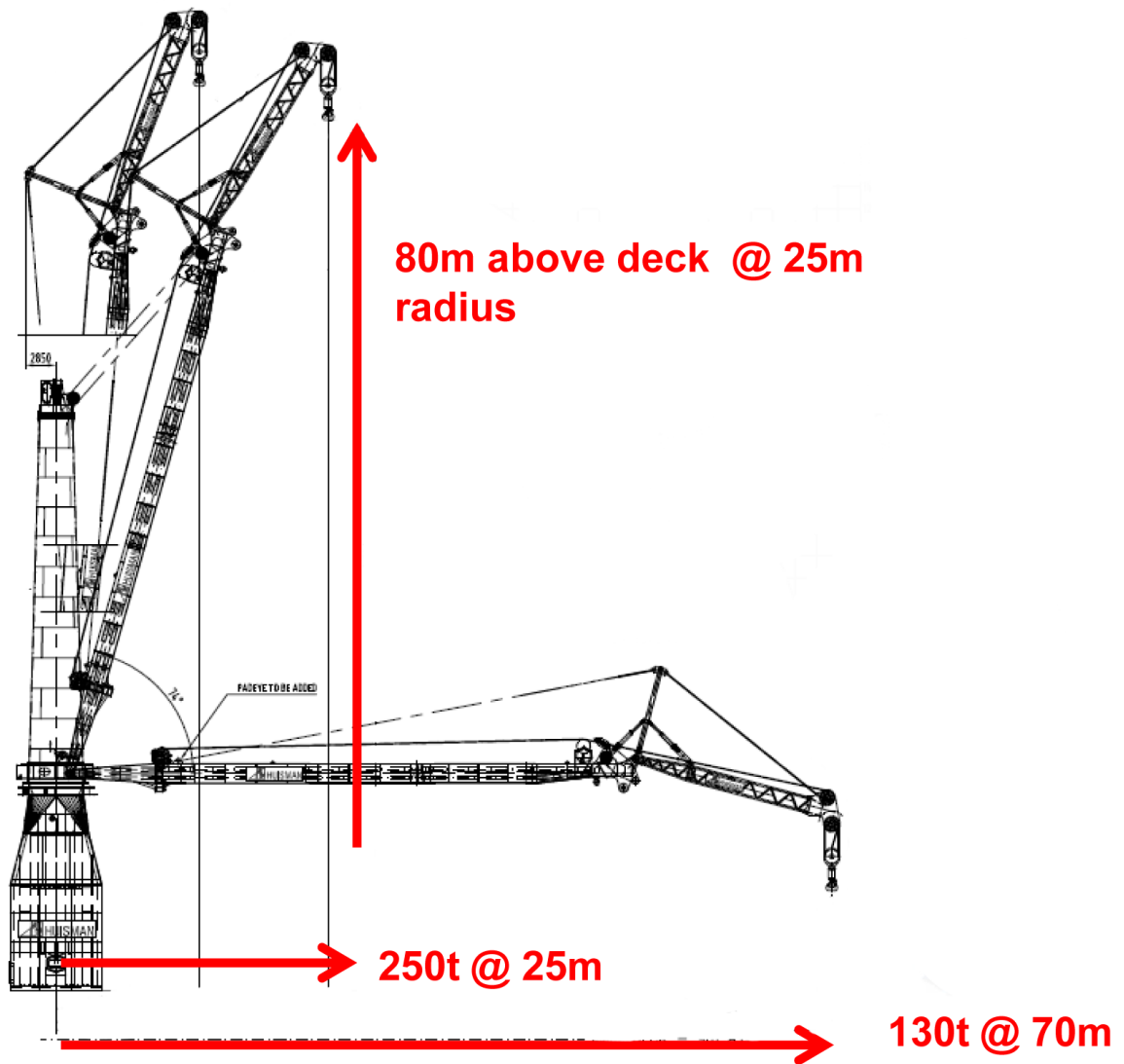
Figur 1 Forenklet koblingsskjema for Njord, utarbeidet på bakgrunn av koblingsskjema fra DLT.

Vedlegg 7



Figur 2 - Illustrasjon, løfteoperasjon av tårn med lekterkran.

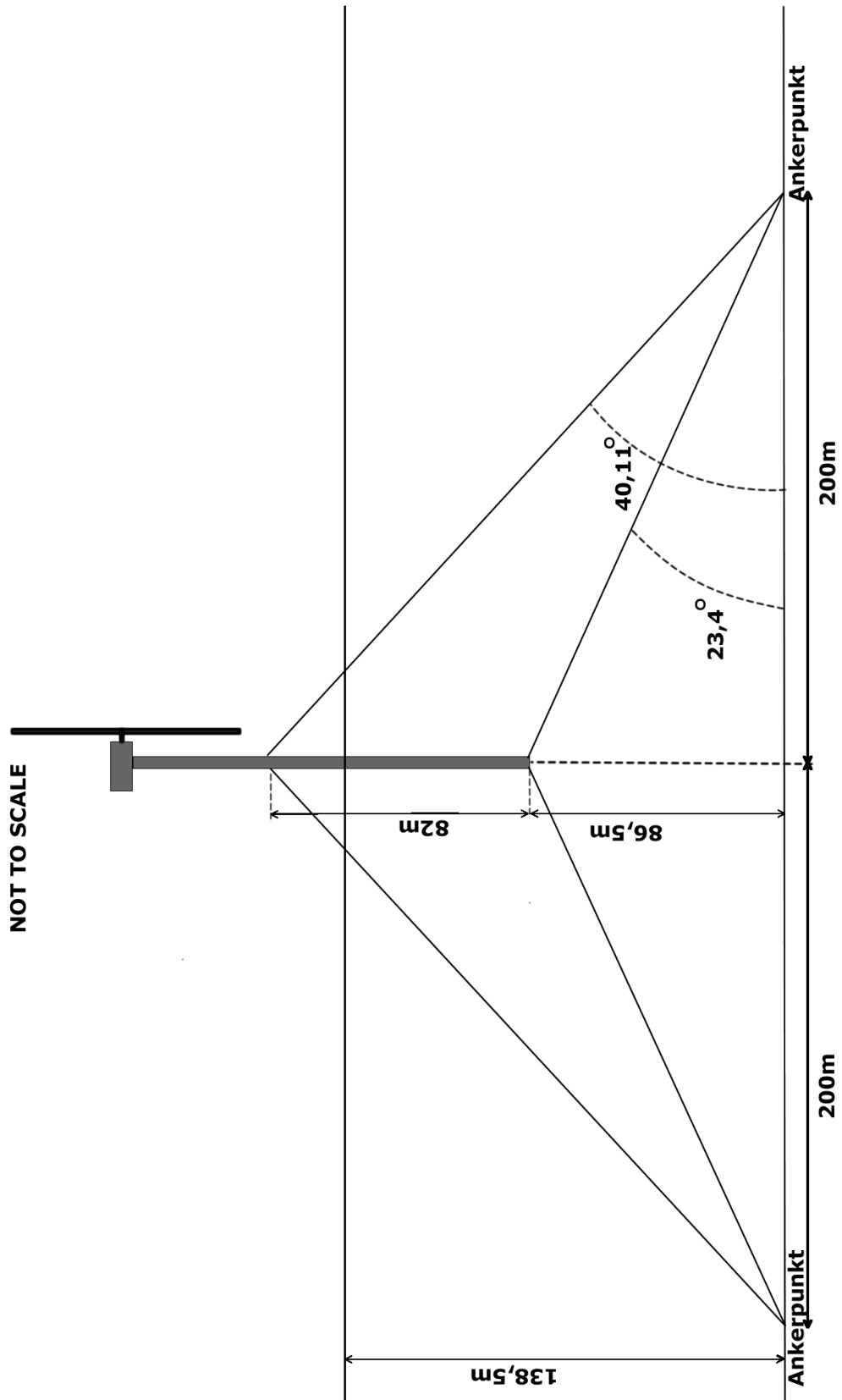
Vedlegg 8



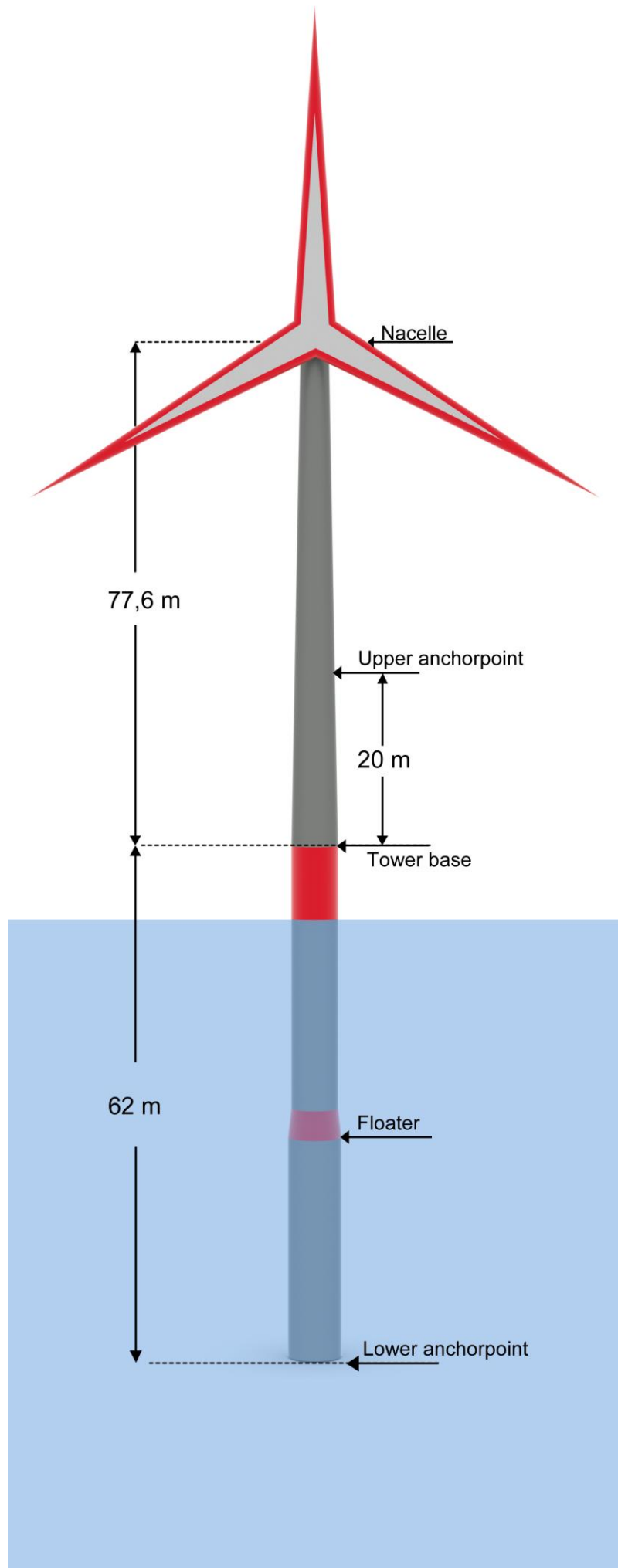
Figur 3 - kraneconfigurasjon Master Marine jack-up fartøyL205 (Aalandslid, 2011).

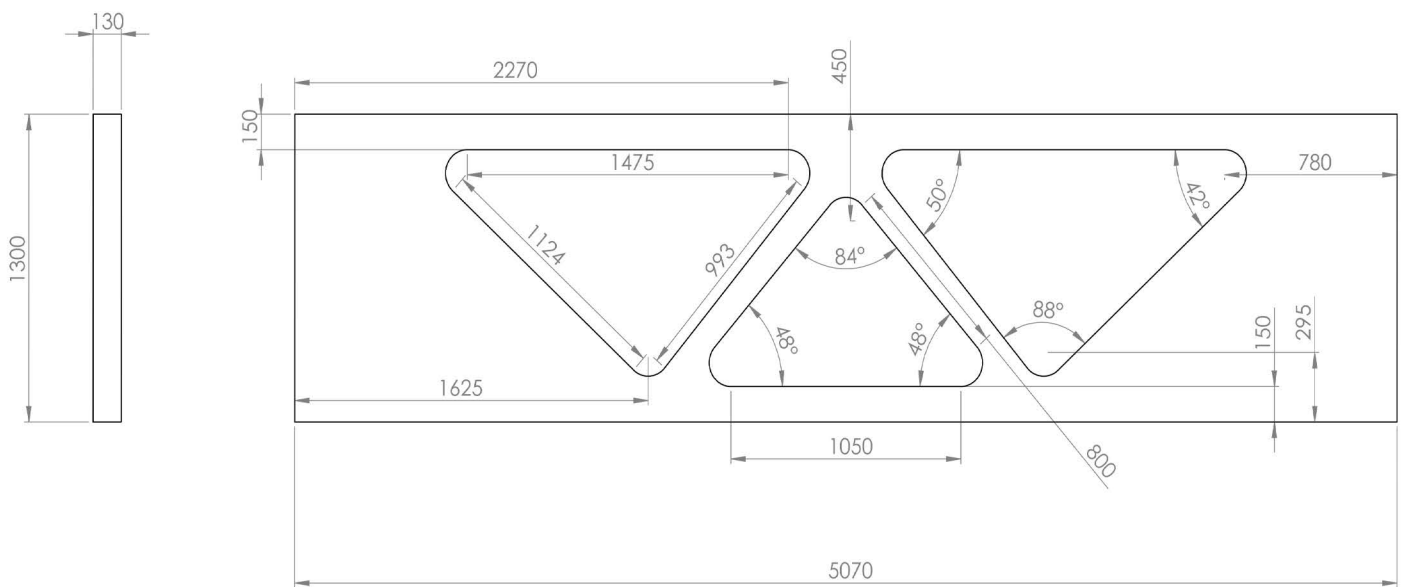


Vedlegg 9

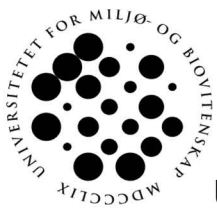


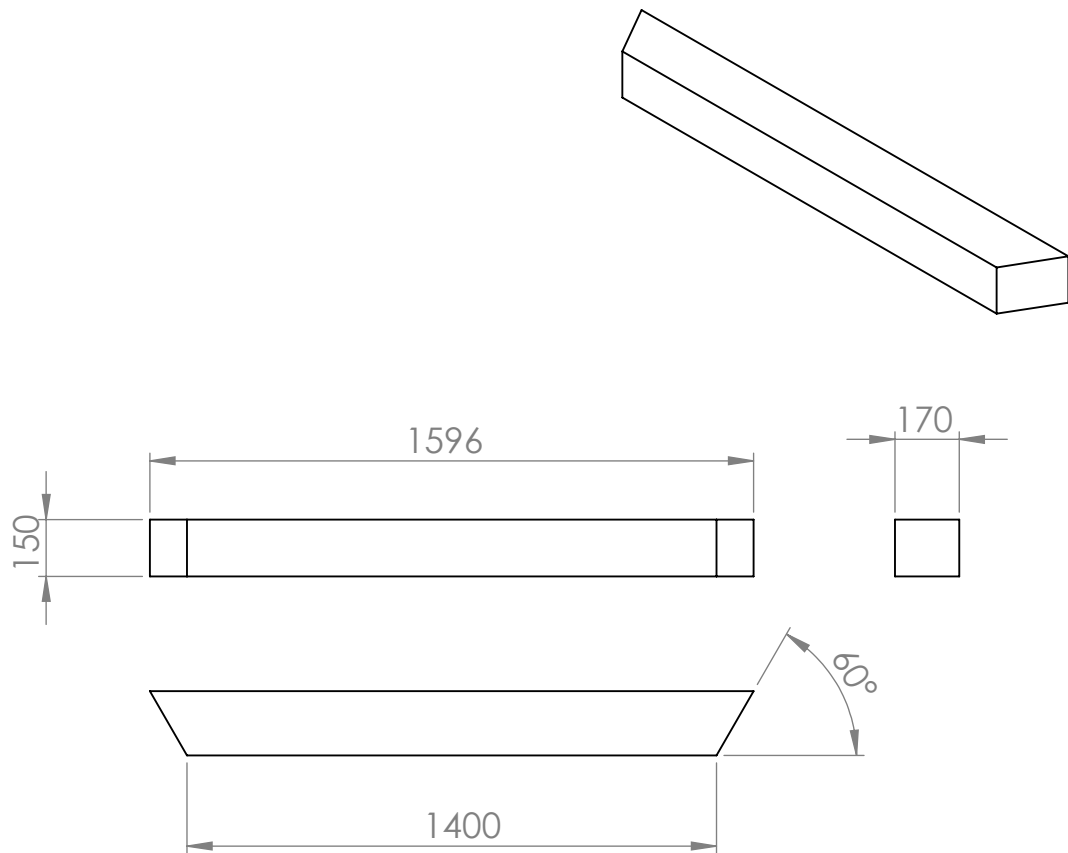
Figur 4 - Forankringsgeometri ved analyser i 3Dfloat (Bilde: Erlend Edvartsen).



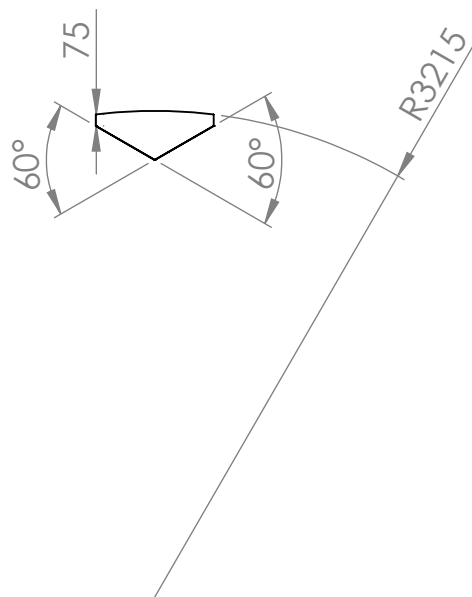
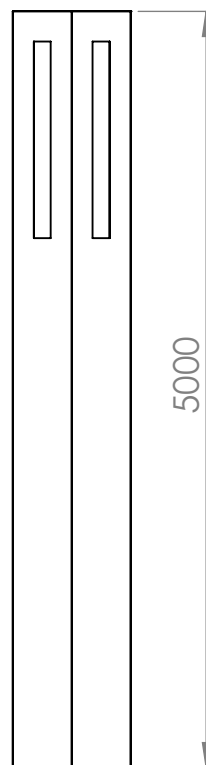
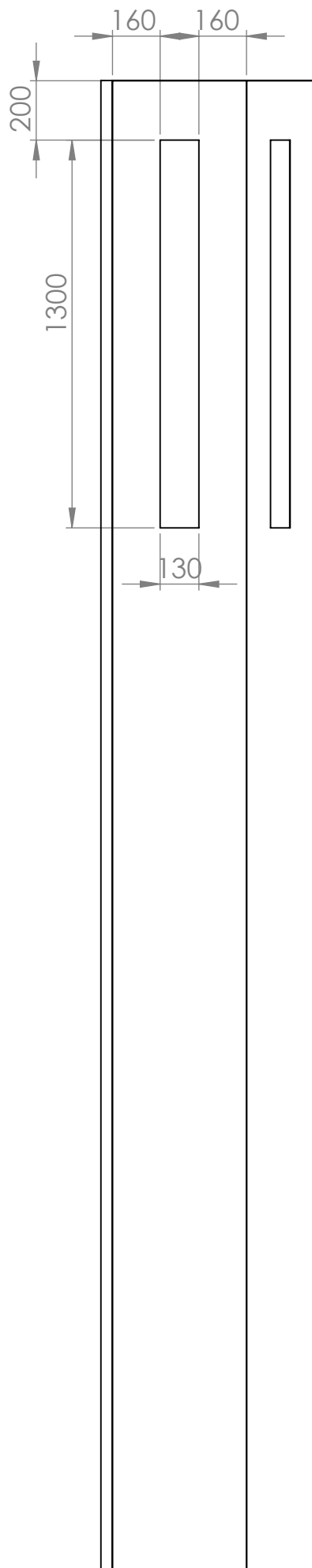


Endelig\_bjelke\_v2

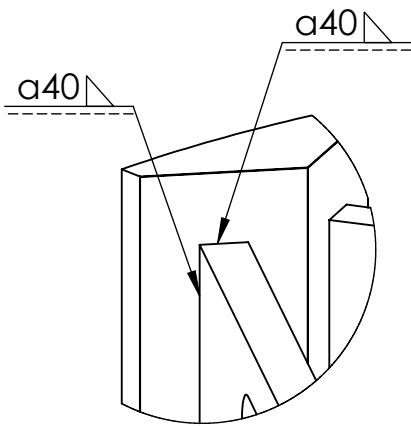
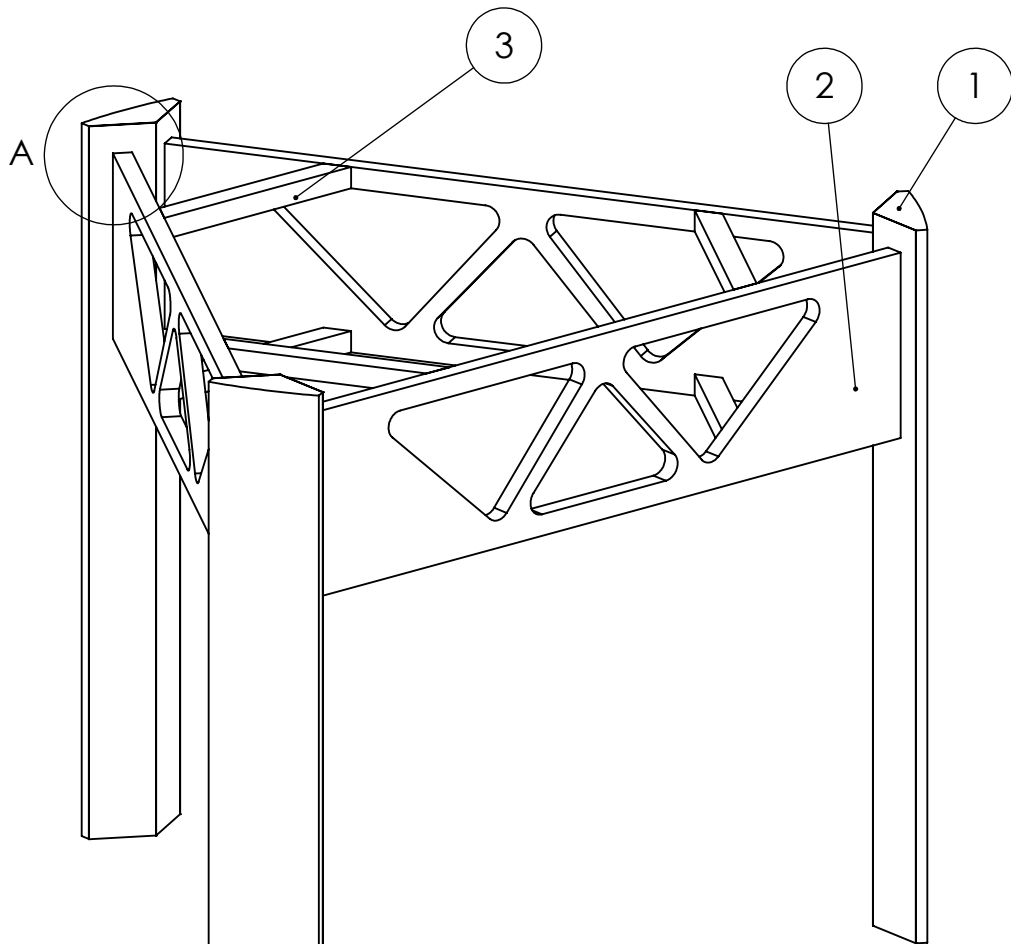




Endelig\_kryss-stag\_v3



Endelig\_søyle\_v4



DETAIL A  
SCALE 1 : 20

ITEM NO.	PART NUMBER	DESCRIPTION	QTY.
1	Endelig_søyle		3
2	bjelke_v2		3
3	Kryss-stag		6