

MONTERINGSKONSEPT FOR FLYTENDE OFFSHORE
VINDTURBINER

CONCEPT FOR INSTALLATION OF FLOATING OFFSHORE
WIND TURBINES

DAVID WAUTHIER MOSS
ANDERS MYHR

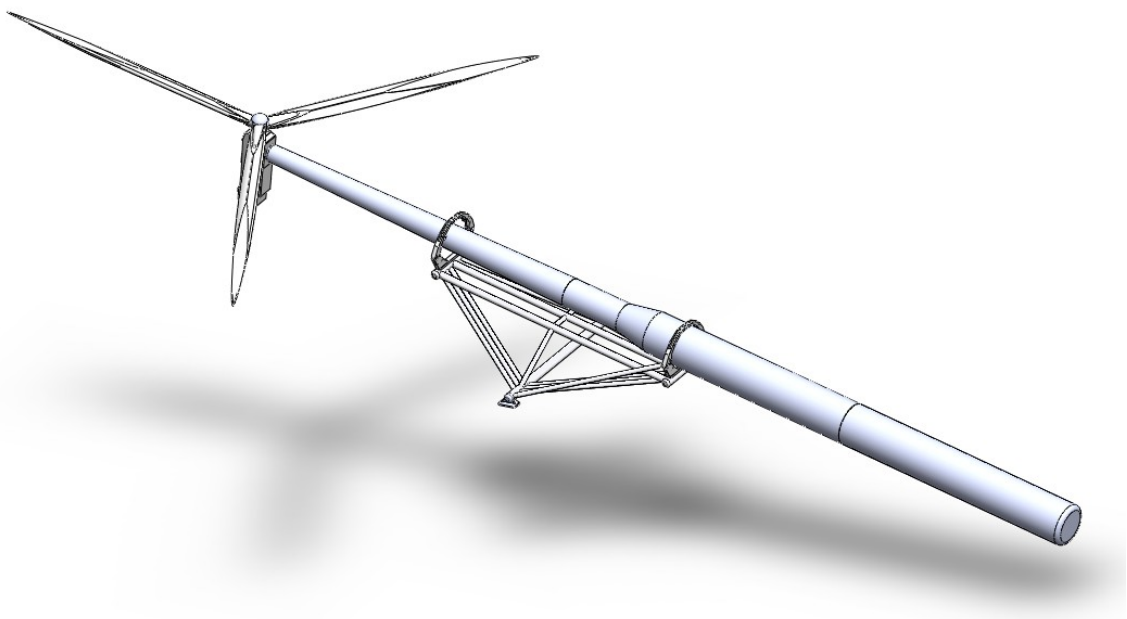
UNIVERSITETET FOR MILJØ- OG BIOVITTENSKAP
INSTITUTT FOR MATEMATISKE REALFAG OG TEKNOLOGI
MASTEROPPGAVE 30 STP. 2009



Monteringskonsept for flytende offshore vindturbiner

av

David W. Moss og Anders Myhr



**Masteroppgave
IMT/UMB, 2009**

Forord

Denne avhandlingen er gjennomført som siste del av masterprogrammet i Byggeteknikk og arkitektur ved Institutt for matematiske realfag og teknologi ved UMB. Oppgaven er tverrfaglig og bygger derfor i stor grad på ressursene som finnes ved Seksjon for maskin, prosess, aqua, landbruk og produktutvikling. Den er skrevet som et tett samarbeid mellom David W. Moss og Anders Myhr. Til sammen tilsvarer dette arbeidet et omfang på 60 studiepoeng.

Tanken bak denne oppgaven er å få samlet kunnskapen fra tidligere kurs og bruke den i praksis på ett konkret konsept. En fellesnevner fra tidligere kurs har vært å lære seg verktøy med tanke på å bli dyktig innen design og konstruksjon av sammensatte strukturer. For at det skal bli et godt konsept kreves det kunnskap om mange tilstøtende fagfelt som for eksempel fysikk, materiallære, konstruksjonslære, FEM-analyser, teknisk innovasjon og DAK. Nye fagområder som implementeres i denne oppgaven er marinteknikk, aerodynamikk og hydrodynamikk. Dette er nye områder for oss, noe som har gitt en bratt og spennende læringskurve.

I forbindelse med hovedkurset TMP301 i maskin- og produktutvikling ble det utarbeidet et forprosjekt for denne avhandlingen. Interessen for ingeniørtekniske problemstillinger innen fornybar energi ble i den forbindelse stimulert og videreutviklet. Spesielt offshore vindkraft har vist seg å være spennende da det fortsatt finnes mange ubesvarte problemstillinger innen dette fagområdet. I dette kurset ble samtidig fundamentet for et egenutviklet monteringskonsept utarbeidet og tilrettelagt for videre utvikling. Totalt sett er vi meget fornøyde med den tverrfaglige tilretteleggingen og vil anbefale et slikt løp på det sterkeste til andre studenter som ønsker en tilsvarende faglig plattform.

Hovedvekten av oppgaven har vi lagt på konseptutvikling med FEM-analyser ved hjelp av ANSYS¹. En takk rettes derfor til senioringeniør Egil Stemsrud og professor Tor Anders Nygaard som har hatt lærerike kurs og oppfølging på dette området. I tillegg vil vi takke M.Sc. marine and structural engineer Jørgen Kvaleid fra Teknisk Data AS for testlisenser til programvare.

For å kunne utføre tilfredsstillende analyser på eksisterende turbinkonsept har vi vært avhengige av datagrunnlag og praktiske vurderinger fra næringslivet. Vi takker derfor dicipline advisor structural analysis Simen Moxnes i StatoilHydro ASA, installation manager Nurhan Ertughrul i SWAY AS samt fagsjef Tore Tomter i Siemens Wind Power AS for bidrag på dette området. Vi vil samtidig rette takk til prosjektleder i Jøtul AS Ola Sørhagen for hjelp til å komme smertefritt i gang med visualiseringsprogrammet SolidWorks.

Oppfølgingen fra maskinseksjonen ved instituttet har vært meget god, og en naturlig takk rettes derfor til førsteamanuensis Jan Kåre Bøe, overingeniør Bjørn Brenna og overingeniør Tore Ensby. Vi vil spesielt takke vår hovedveileder professor Tor Anders Nygaard for solid tilbakemelding og rettleiding gjennom hele prosessen.

Denne prosessen har utløpt seg tilnærmet smertefritt takket være støtte fra familie og venner. Vi vil spesielt trekke frem Anne Grethe Hamre, Kine Grøndahl og Pål Anders Myhr som har bidratt med korrekturlesning og generell tilbakemelding i innspurten. Takk til familie og venner som har gjort våre fire år her på Ås uforglemmelige.

Engineers like to solve problems. If there are no problems handily available, they will create their own problems.

-Scott Adams

Ås, den 15.mai 2009

David Wauthier Moss

Anders Myhr

SAMMENDRAG

Denne masteroppgaven er en videreutvikling av en konseptstudie for storskala montering av flytende offshore vindturbiner som ble utarbeidet av masterstudentene David W. Moss og Anders Myhr i 2008. Det blir i denne oppgaven fokusert på identifisering av ugunstige lastsituasjoner for på den måten å verifisere konseptets realiserbarhet. Undersøkelsene baserer seg på offshore sammenstilling og montering av flytende vindturbiner ved hjelp av en halvt nedsenkbar plattform. Fire ulike vindturbinkonsept er blitt kontrollert med tanke på montering i vanskelige værforhold. Det settes som mål om å oppnå operasjonsvilkår 90 % av tiden i Nordsjøen.

Det er foreløpig få studier tilgjengelig innen storskala sammenstilling og montering av flytende offshore vindturbiner. Framtidige havvindparker vil være plassert i værharde områder noe som vanskeliggjør konvensjonelle løft og tauing på en rasjonell måte dersom en vesentlig monteringsfrekvens ønskes oppnådd.

Bruk av ballastkontroll for oppretting av konstruksjoner er en velkjent teknologi i offshorebransjen. Utnyttelse av denne teknologien med tanke på montering av flytende offshore vindturbiner er ikke blitt utredet i større grad og vil kunne ha et stort potensial. På dette tidlige stadiet er det uvisst hva slags turbinkonsept som vil vise seg å være mest konkurransedyktig i framtiden. Derfor vil det være et mål for monteringskonseptet å kunne tilpasses ulike geometrier og massefordelinger. Et annet mål for oppgaven er å innlemme store deler av monteringssekvensen på monteringsplattformen. Det er et ønske om å utføre alt fra sammenstilling av tårn til ankerhåndtering på plattformen.

Pivoteringskonstruksjonen, som er oppkalt etter den Romerske vindguden Aquilo, er utarbeidet slik at den i hovedsak overfører opptredende laster ved hjelp av direkte aksialspenninger. Videre er det forsøkt å begrense antall elementer og knutepunkt i konstruksjonen. Dette er krevende da balansegangen mellom fordeling av vekt i horisontalposisjon og evnen til å ta opp bølgebelastning fra turbinflyteren i vertikalposisjon stiller store krav til de ulike konstruksjonsdelene.

Verste lastsituasjon oppstår som følge av ekstreme operasjonelle bølger i Nordsjøen og ugunstig dynamisk respons fra den halvt nedsenkbare monteringsplattformen. Foreløpige resultater viser at pivoteringskonstruksjonen oppfører seg som tiltenkt. Flexibiliteten for montering med ulike plattformer er ikke undersøkt i detalj, men belastning og respons bør være mindre både på Aquilo og turbintårn. Det viser seg at et turbinkonsept med liten dypgang vil være mindre avhengige av værforhold og dermed mer rasjonell med tanke på montering. Når det gjelder vurdering av ulike turbiner har konseptet vist seg å være fleksibelt med tanke på ulikheter i flyter- og tårngeometri.

SUMMARY

This thesis is based on previous work from 2008 by MSc students David W. Moss and Anders Myhr. They have been working on a concept study for large scale assembly of floating offshore wind turbines. Further improvement of the concept is done in this thesis by identifying the worst case scenarios and operation conditions. The current investigation has been carried out with relevance to a semisubmersible platform operating on site in offshore locations. Analysis has been carried out with four turbine concepts to verify loads occurring during challenging environmental conditions. Extreme operating conditions are set to allow operation 90 % of the time within the North Sea region.

There are currently few studies made on the subject of large scale assembly and erection of floating offshore turbines. The wind farms are located in hostile waters making traditional lifts and towing nearly impossible if a high rate of production is to be achieved on a rational basis.

Pivot rotation by the means of ballast transfer is a common technology used in the offshore industry. Utilizing the concept on floating wind turbines is yet to be explored and seems to have large potential. Challenges related to the fact that most of the current floating wind turbines have geometrical differences would have to be overcome. At this early stage it is not known what kind of floating turbine concept will be proven to be economically viable. Making the pivot concept adaptable to several different wind turbine concepts is thus important. One other main goal is to incorporate all of the assembly features from connecting the individual tower parts to handling the anchor lines for the wind turbines.

The cradle, named after the Roman god of wind Aquilo, is a simplistic design with focus mainly on direct axial stress elements. An effort was made to limit the number of elements and joints in the structure. The main challenge in the design lies in balancing the weight of the turbine in horizontal position and utilizing the same construction elements to cope with the wave loads that will interact with the turbine floater when in vertical position.

Worst case loading conditions are dependent on dynamic response from the assembly platform. Current results show that the pivot concept performs as anticipated. The versatility for application of different assembly platforms is yet to be proven but should result in lesser dynamic response and loading on both the pivot concept and turbine towers. It is clear that turbines with a smaller draught will make assembly more versatile and less prone to weather. Adequate measures must be taken in order to ensure that the pivot concept can handle the final geometries of the turbine towers.

INNHALDSFORTEGNELSE

1 INNLEDNING.....	7
1.1 BAKGRUNN.....	7
1.1.1 Offshore vindkraft.....	7
1.1.2 EUs klimaplan og ilandføring av offshore vindkraft.....	10
1.1.3 Elektrifisering av sokkelen	12
1.1.4 Bunnfast og flytende offshore vindkraft.....	13
1.1.5 Norges satsing på flytende offshore vindkraft.....	15
1.2 PROBLEMSTILLING	17
1.3 MÅLSETNINGER OG BEGRENSNINGER	17
1.3.1 Hovedmål	17
1.3.2 Delmål	17
1.3.3 Begrensninger	17
1.4 SYMBOLER OG TERMINOLOGI	19
1.4.1 Generell terminologi	19
1.4.2 Offshore	21
1.4.3 Elementmetode og analyser	24
1.4.4 Utvidet terminologi.....	26
1.4.5 Enheter.....	28
1.4.6 Generell symbolliste	29
1.4.7 Indekser.....	31
1.4.8 Spesielt relatert til vind.....	32
1.4.9 Spesielt relatert til bølger og stabilitet	33
1.4.10 Standardrelatert symbolliste	34
1.5 LØSNINGSVERKTØY	36
1.6 ANALYSEMETODE	36
1.6.1 Elementmetoden	37
1.6.2 Elementmetoden i ANSYS ¹	37
1.6.3 Newmark-beta metoden.....	38

1.6.4 Newton-Raphson metoden.....	39
1.6.5 PIPE16	39
1.6.6 PIPE59	40
1.6.7 SOLID45.....	41
1.6.8 COMBIN14.....	42
2 RAMMEBETINGELSER.....	43
2.1 KRAVSPESIFIKASJONER.....	43
2.2 KONSEPTDRØFTING.....	44
2.2.1 Valg av relevante turbinkonsept.....	44
2.2.2 Vurdering av installasjonsmetoder	46
2.2.3 Tauing av flytende offshore vindturbiner	50
2.2.4 Alternative monteringsmåter	53
2.2.5 Tilpassing av eksisterende offshore løftefartøy.....	55
2.2.6 Horisontal sammenføyning offshore	58
2.3 AKTUELLE TURBINKONSEPT FOR MONTERING MED AQUILO.....	62
2.3.1 Njord	62
2.3.2 SWAY.....	63
2.3.3 Hywind OC3.....	64
2.3.4 Hywind 2,3 MW pilotturbin	65
2.4 FORMGIVNING OG DESIGN AV AQUILO.....	65
2.4.1 Videreutvikling	67
2.4.2 Opplager mellom monteringsplattform og Aquilo	70
2.4.3 Opplager mellom Aquilo og turbin	72
2.4.4 Tilpassing til ulike plattformkonsept.....	73
2.5 VURDERING AV ULIKE DELER AV INSTALLASJONSPROSESSEN.....	76
2.5.1 Tauing av flytere.....	76
2.5.2 Transport av turbinelementer	76
2.5.3 Løft av turbintårn og naceller	77
2.5.4 Sammenstilling av turbin	78
2.5.5 Løft av flyter	78
2.5.6 Vinsjer og monteringshastighet.....	79
2.5.7 Ballastering og oppretting.....	79

2.5.8 Frigjøring	80
2.6 GEOMETRI OG TEORETISKE MODELLER	80
2.6.1 Monteringsplattformer for Aquilo	80
2.6.2 Turbinkonsept	81
2.6.3 Geometri for modeller	81
3 LASTER	83
3.1 DIMENSJONERENDE VÆRFORHOLD	83
3.2 STRØMNINGSLASTER	85
3.3 VINDLASTER	88
3.4 HAVLASTER	95
3.4.1 Strømlaster fra havet	96
3.4.2 Lineær bølgeteori og hydrodynamisk belastning	97
3.4.3 Bølgelaster på en sylinder etter Morisons ligning	104
3.4.4 Bølgelaster på Hywind OC3	107
3.4.5 Bølgelaster på Njord	108
3.5 LASTER FRA MONTERINGSPLATTFORM	110
3.5.1 Stabilitet	111
3.5.2 Grunnlagsdimensjonering med hensyn på egenperioder	115
3.5.3 Bevegelser fra Aquilo X1	118
3.6 LASTKOMBINASJONER	132
4 GRUNNLAGSBEREGNINGER	134
4.1 MATERIALDATA	134
4.2 STATISKE KREFTER OG SIKKERHET MOT FLYT	135
4.2.1 Valg av toppmasse for simulering av nacelle	136
4.2.2 Fremtidige offshoreturbiner på 10+ MW	137
4.2.3 Hywind OC3	141
4.2.4 Hywind 2,3 MW pilotturbin	144
4.2.5 Njord	145
4.2.6 SWAY	149
4.3 UTMATTING AV AQUILO	150
4.3.1 Fremgangsmåte	150
4.3.1 Utmatting i horisontalposisjon	153

4.3.2 Utmatting i vertikalposisjon.....	154
4.4 KNEKKING AV ELEMENTER I AQUILO	155
4.5 DYNAMISK POSISJONERING OG THRUSTERE	157
4.6 VINSJER.....	160
5 KVASISTATISK VERIFISERING MED FEA	161
5.1 FREMGANGSMÅTE	161
5.2 HYDROSTATISK PLATTFORMSTABILITET	162
5.3 KVASISTATISK I HORIZONTALPOSISJON	164
5.3.1 Hywind OC3.....	164
5.3.2 Njord	168
5.3.3 SWAY	174
5.3.4 Hywind 2,3 MW pilotturbin	174
5.3.5 Utmattingsvurdering.....	174
5.3.6 Oppsummering for horisontalposisjon	176
5.4 KVASISTATISK I VERTIKALPOSISJON	176
5.4.1 Hywind OC3.....	177
5.4.2 Njord	181
5.4.3 SWAY	184
5.4.4 Hywind 2,3 MW pilotturbin	184
5.4.5 Utmattingsvurdering.....	184
5.4.6 Oppsummering for vertikalposisjon	188
5.5 KVASISTATISK UNDER PIVOTERING.....	189
5.6 VERIFISERING AV KVASISTATISKE BEREGNINGER	189
6 DYNAMISK VERIFISERING MED FEA	191
6.1 FREMGANGSMÅTE	191
6.2 HYDRODYNAMISK PLATTFORMSTABILITET	192
6.2.1 Analysering av forskyvninger	193
6.2.2 Analysering av akselerasjoner.....	195
6.2.3 Verifisering av hydrodynamisk plattformstabilitet	198
6.3 DYNAMISK I HORIZONTALPOSISJON	199
6.3.1 Forskyvninger i konstruksjonen	201
6.3.2 Akselerasjoner som oppstår i konstruksjonen.....	203

6.3.3	Spenninger som oppstår i systemet.....	208
6.3.4	Oppsummering av horisontalposisjon	210
6.4	DYNAMISK I VERTIKALPOSISJON	210
6.4.1	Maksimalt opptredende forskyvninger	212
6.4.2	Maksimalt opptredende akselerasjoner	217
6.4.3	Maksimalt opptredende spenninger i konstruksjonen.....	222
6.5	DYNAMISK VED PIVOTERING.....	227
6.8	VERIFISERING AV DYNAMISKE BEREGNINGER	230
7.	KONSEPTANALYSE	232
7.1	VISUALISERING	232
7.2	TILVIRKNINGSPROSESSEN	237
7.2.1	Tilvirkning av SSCV	237
7.2.2	Tilvirkning av Aquilo	238
7.3.1	Helse, Miljø og Sikkerhet (HMS)	240
7.3.2	Vedlikehold og kontroll av plattform	244
7.3.3	Vedlikehold, driftsstans og oppstart av vindturbiner	246
7.3.4	Dekommisjonering	247
7.4	ØKONOMI.....	247
7.4.1	Utvikling av Aquilo	247
7.4.2	Vurdering av Aquilo for storskala montering.....	249
7.4.3	Forutsetninger for de økonomiske overslagene	250
7.4.4	Referanseindeks.....	251
7.4.5	Sammenligningsgrunnlag og beregning av døgngleie	252
7.4.6	Oppskalering av monteringsfrekvenser	258
7.4.7	Praktiske hensyn	260
7.4.8	Økonomisk oppsummering.....	260
8	KONKLUSJON.....	261
8.1	FORBEDRINGER	261
8.2	VURDERING AV KONSEPTET SOM HELHET.....	262
8.3	VIDERE ARBEID	263
9	KILDEHENVISNINGER	265
10	VEDLEGG	279

10.1 SKRIFTLIGE VEDLEGG	279
10.2 ELEKTRONISKE VEDLEGG.....	279
10.2.1 Elektroniske vedlagte Excel-dokumenter	279
10.2.2 Elektroniske vedlagte loggfiler for ANSYS ¹	280
10.2.3 Litteratur	280
10.2.4 Bilder	280



**Figur 1: Offshore havvindpark i adveksjonståke
(Watson 2008)**

1 INNLEDNING

1.1 BAKGRUNN

Fornybar energi er et fagfelt som i stadig større grad kommer på dagsorden. Etter Kyotoavtalen i 1997 har mye skjedd rundt temaet CO₂ og global oppvarming. FNs klimapanel IPCC har kommet frem til at global oppvarming i hovedsak er menneskeskapt og at man spesielt i den industrialiserte verden er nødt til å gjennomføre en vesentlig reduksjon av CO₂-utslippene i nærmeste fremtid (Bogataj 2008).

1.1.1 Offshore vindkraft

De to fornybare energiformene som i dag er mest konkurransedyktige kostnadmessig er landbasert vindkraft og vannkraft. Av disse er det vindkraften som øker mest med en jevn global økning i kapasitet på 25 % per år (Sclavounos et al. 2007). Det har blant annet vært en storstilt utbygging i Danmark, Tyskland og Spania. Norge er et av landene i Europa med størst ressursgrunnlag både for landbasert og offshore vindkraft (Abelsen 2007). På tross av dette har det vært liten utbygging av landbasert vindkraft da den til dels har blitt møtt med stor skepsis fra både lokalbefolkning og sentrale aktører. Blant annet skyldes dette utbyggenes tendens til å utvikle de mest lønnsomme arealene. Dette har ofte vært områder med mye vind og nærhet til infrastruktur. Disse områdene har gjerne en attraktiv plassering langs kysten og har derfor skapt debatt (Solli 2008).



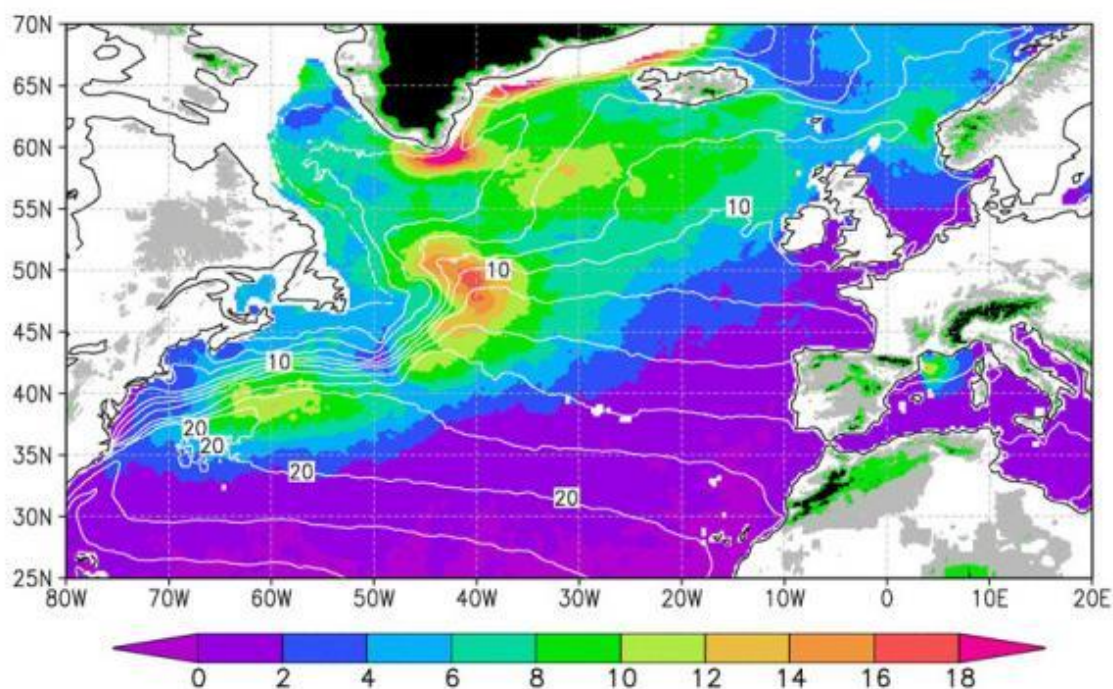
Figur 2: Ressursgrunnlag for offshore vindkraft i Europa. Norge og de Britiske øyer stiller i særstilling både med tanke på landbasert og offshore vindkraft (Abelsen 2007)

Det er ikke tilfeldig at arealer med mye vind er spesielt gunstige. Effekten som kan hentes ut fra vinden kan uttrykkes ved hjelp av Betz lov (Hau 2006):

$$P_0 = \frac{1}{2} \cdot \rho_a \cdot U^3 \cdot A = \frac{1}{2} \cdot \rho_a \cdot (U_1^3 \cdot A_1 - U_2^3 \cdot A_2)$$

Formel 1

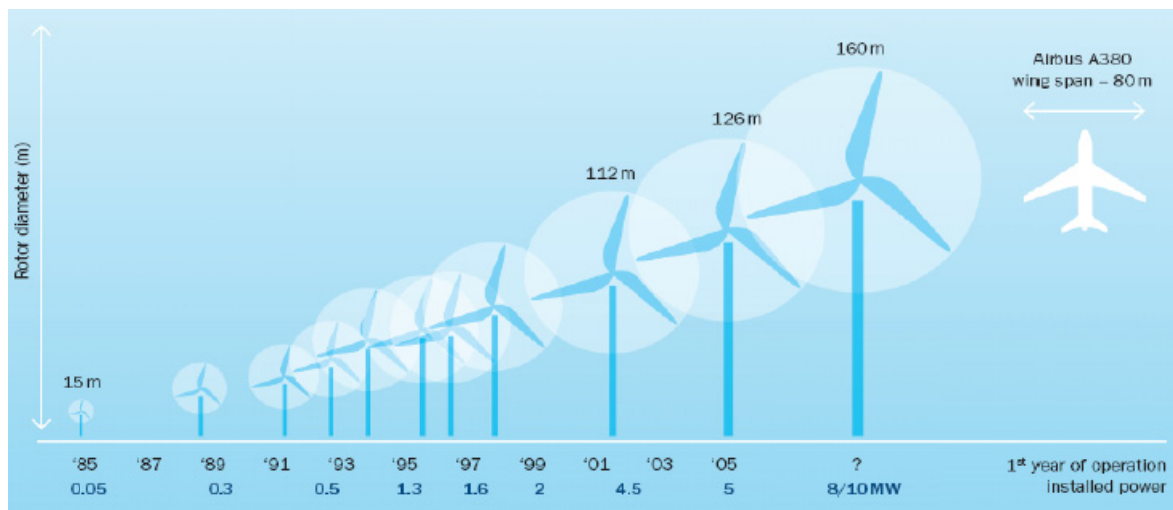
Energien som kan tas ut øker dermed, som en tommelfingerregel, med vindhastigheten U i tredje grad. Dermed vil en relativt liten økning i vindhastighet føre til vesentlige endringer i effektuttak P_0 . I tillegg vil vinden over åpent hav bli mindre turbulent på grunn av lavere overflateruheter og dermed være mer egnet for energiproduksjon (The European Wind Energy Association 2009). Densiteten til luft ρ_a forutsettes vanligvis som konstant (NS-3491-4 2002). Offshore vindkraft vil i tillegg ikke komme i visuell konflikt med andre interesser samtidig som arealbruken vil være mindre omstridt. Antall aktører som vil måtte tas hensyn til ved en offshore vindkraftsatsing vil dermed bli færre, men nye problemstillinger i forbindelse med sjøfarts- og fiskerinæringen vil måtte avklares.



Figur 3: Vindhastigheter [m/s] i Atlanterhavet vinterstid beregnet med grunnlag i data fra NASA sin QuikScat satellitt (ScienceDaily 2008)

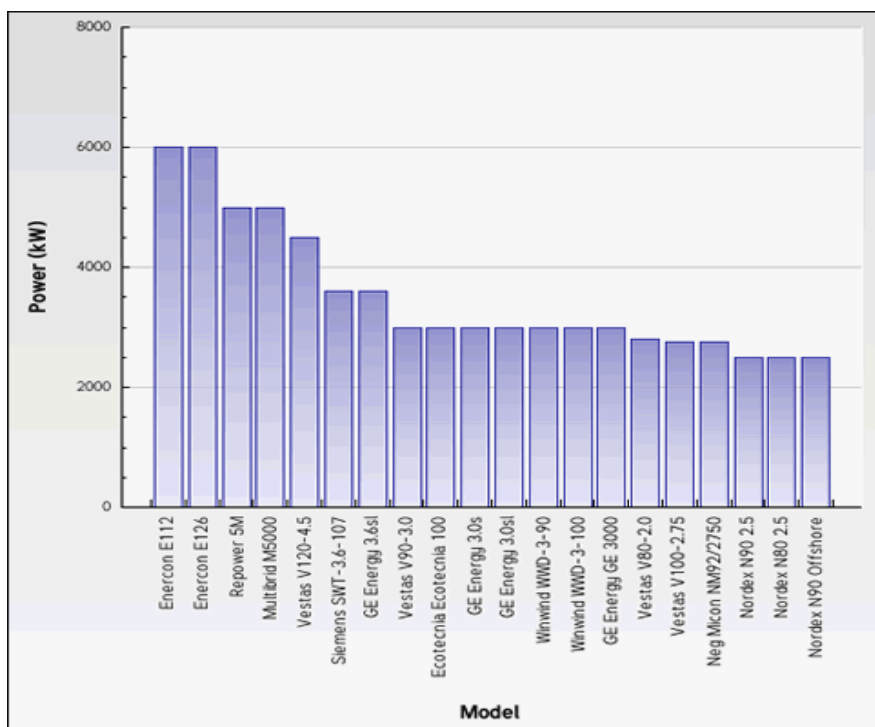
Dette åpner for utvikling av store havvindparker. Dersom man tar i bruk havvind vil man potensielt kunne dekke 10 – 15 % av verdens kommende energibehov. Havområder med store vindhastigheter har et energipotensial på mellom 500 W/m^2 og 800 W/m^2 (ScienceDaily 2008). I tillegg vil selve uttaksarealet A kunne økes betraktelig. Færre krav til støy vil kunne gi større turbinblader som tillattes å rotere i

høyere hastigheter. Etter hvert som turbinteknologien utvikles vil stadig større vindturbiner kunne bli lønnsomme i fremtiden.



Figur 4: Historiske milepæler ved utviklingen av vindturbinteknologi (Borgen 2009)

Per dags dato er den største vindturbinen som finnes Enercon E-126 som har en rotordiameter på 126 m og en offisiell effekt på 6 MW (Thomas 2008). Myndighetene i Storbritannia har bestilt en 7,5 MW vindturbin som skal installeres offshore og benyttes til videre utvikling av store offshore vindturbiner (McCann-Gates 2008).



Figur 5: Kommersielt tilgjengelige vindturbiner rangert etter effekt (Thomas 2008)

1.1.2 EUs klimaplan og ilandføring av offshore vindkraft

EU-landene har blitt enige om at andelen fornybar energi innen 2020 skal økes til 20 %. Dette innebærer at en tredjedel av EUs elektrisitetsproduksjon skal komme fra fornybare energikilder (The European Wind Energy Association 2009). En av konsekvensene av denne bestemmelsen er at det vil bli en massiv installasjon av ny vindkraft de neste årene. Det snakkes om å øke andelen vindkraft på land fra 50 000 MW til 130 000 MW og andelen offshore vindkraft fra 1 000 MW til 50 000 MW (Tande 2008). Dette vil til sammen gi 400 TWh per år og tilsvare 12 % av EU sin fornybare energiproduksjon. Frem til 2030 tenkes den totale vindkraften økt til 25 % av EUs samlede fornybare energi. Mye av dette forutsettes å komme fra offshore vindkraft, og det er satt i gang en prosess for å bygge ut det europeiske strømnettet for å få implementert dette (Van Hulle 2008).

Det er planer om å utvikle en pilot med et supergrid med kapasitet på 10 000 MW. Dette offshore strømnettet vil koble sammen 2 000 vindturbiner i Danmark, Tyskland, Nederland og Storbritannia. Erfaring fra dette prosjektet vil benyttes for å utvikle et større europeisk supergrid (Airtricity 2009):



Figur 6: Mulig supergrid scenario i Nordsjøen basert på planlagte offshore vindparker (Airtricity 2009)

Det er blitt gjennomført en kvantifisering av aktuelle prosjekt rundt den europeiske supergriden. Ved å sammenligne planlagte prosjekter har de funnet ut at det mellom 2020 og 2030 skal utvikles offshore vindkraft i Nordsjøen som kan generere 250 TWh og dekke 13 % av all elkraft til Norge, Danmark, Storbritannia, Tyskland, Nederland, Belgia og Frankrike (Woyte et al. 2008).



Figur 7: Mulig supergrid scenario i Nordsjøen basert på planlagte offshore vindparker (Woyte et al. 2008)

Norge, i kraft av å sitte på 50 % av vannkraft-magasineringskapasiteten i Europa, kan komme til å spille en nøkkelrolle for å sikre krafttilførselen. Et kraftoverskudd kreves dermed i Norge, og dette tenkes i stor grad å hentes fra offshore vindkraft (Fodstad 2008). Det forventes at Norge med sin offshore kompetanse vil bli nøkkelaktør. Norges bidrag forutsettes å bli vesentlig og 20 TWh innen 2020 sees på som realistisk (Tande 2008). I gjennomsnitt vil man få ut 30-50 % av full kapasitet fra en vindturbin. Dette tilsvarer en kraftproduksjon på rundt 3 500 MWh per år per installert MW (Nielsen, F. G. 2008a). Dermed vil man trenge en installert effekt på 5 700 MW for å nå planlagt produksjon på 20 TWh. Dette vil med dagens tilgjengelige 5 MW turbiner tilsvare rundt 1 150 vindturbiner.

Dette er i tråd med Statnett sin foreløpige modell for offshore nettutbygging. Selskapet forutser en utbygging av sjøkabler som tilsvarer 4 000 til 6 000 MW ny kapasitet (Hauglum 2008). Dette inkluderer norsk tilkobling til supergrid med Storbritannia, Nederland, Tyskland og Danmark. I utgangspunktet er

det samsvar mellom tiltenkte sjøkabeltraséer fra (Airtricity 2009), (Woyte et al. 2008) og (Hauglum 2008), men planleggingen er fortsatt i startgropen og mye vil avhenge av politisk vilje. Visjonen går ut på at Europa skal lede verdenssamfunnet innen utbygging av offshore vindkraft. Det ønskes å utvikle en ny, større næring som skal kunne eksportere høyteknologisk kompetanse til store marked som USA og Asia. Disse utbyggingsplanene gjør det realistisk å anta at det vil være behov for storskala montering av offshore vindturbiner i anskuelig fremtid.



Figur 8: Antatt utbredelse av sjøkabler i 2020 med planlagte havvindparkplasseringer og deres effekt i MW (Hauglum 2008)

1.1.3 Elektrifisering av sokkelen

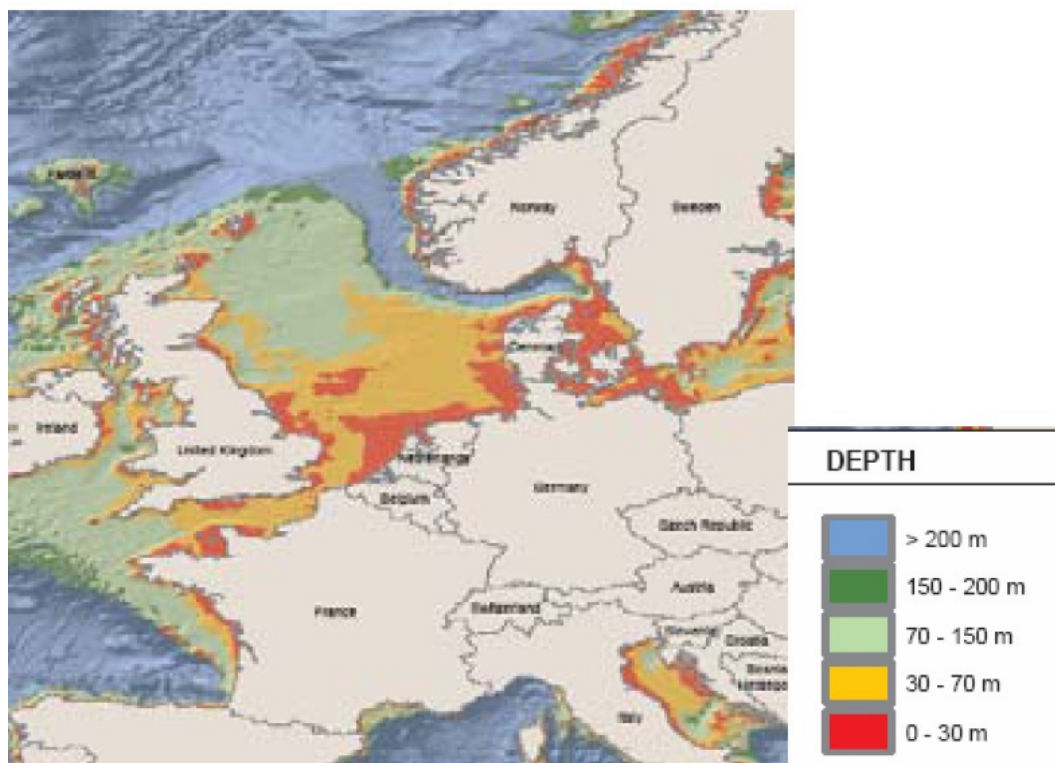
I Norge er 30 % av alle CO₂ utslipp knyttet til virksomheten på Norsk Sokkel. Mesteparten av dette kommer som følge av bruken av gassdrevne turbiner (Ildstad 2007). Fra gassturbinene hentes det ut en total mekanisk effekt på 16 TWh som alternativt kunne blitt tilført via et strømmnett (Holm 2008). Dette vil med dagens tilgjengelige 5 MW turbiner tilsvare i underkant av 1 000 vindturbiner.

Den tidligere nevnte utbyggingen av et supergrid vil kunne sees i sammenheng med elektrifisering av sokkelen. Det sees på som fordelaktig å kombinere elektrifisering av sokkelen med offshore vindturbiner og kabelføringer til land. En elektrifisering av oljeplattformer med vindturbiner uten kabelføring til land

vil kreve at man opprettholder gass- og dieselturbinene for å sikre krafttilførselen. Ved å fjerne gass- og dieselturbinene vil driftskostnadene kunne reduseres og dekkareal på plattformene frigis. Dette vil gi noe større kostnader på grunn av behovet for toveis kabler fra havvindparkene, men vil samtidig åpne for en senere satsing på offshore vindkraft. Dermed vil kabelinvesteringen få lengre levetid. En annen fordel er at eksisterende plattforminfrastruktur vil kunne fungere som base for ytterligere utvikling (Holm 2008). Så lenge elektrifisering av sokkelen utføres med toveis kabler vil det føre til at sannsynligheten for utbygging av offshore vindkraft øker. Kostnadene knyttet til legging av kabler vil dermed kunne deles mellom flere aktører og gi et bedre grunnlag for økonomisk lønnsom utbygging.

1.1.4 Bunnfast og flytende offshore vindkraft

Det er en rivende utvikling i bunnfast offshore vindkraft i Europa. Spesielt Danmark og Storbritannia har gått inn for en storstilt utbygging. Prisen på bunnfast vindkraft har hittil vært i størrelsesorden 16-20 mill per MW og forventes å ligge på mellom 20-22 mill per MW de kommende år. Dette tilsvarer en investeringskostnad som er halvannen til to ganger større enn tilsvarende på land (Hildrum et al. 2007). I Norge er det beregnet et offshore vindkraftpotensial på 1 000 TWh på grunt vann, det vil si der dybden er under 60 m. Til sammenligning er potensialet i en dybde på mellom 60-300 m beregnet til å være på hele 13 000 TWh. Det er dermed ikke potensialet som vil være begrensende. Markedsmessige forhold vil i stor grad styre hvordan utviklingen går. Samtidig vil det kunne være begrenset politisk vilje til å bygge ut havvindparker som er av samme type som de som per dags dato dominerer i Europa. Av disse anleggene er den største andelen mindre enn 10 km fra kysten og på havdyp under 15 m (Sandgren et al. 2007).



Figur 9: Kart over havdybder i Europa
(Nielsen, F. G. 2008b)

I nærmeste fremtid vil det hovedsakelig være bunnfast offshore vindkraft som vil være aktuelt siden den nødvendige teknologien allerede er kommersielt tilgjengelig. I Norge ligger brorparten av vindkraftressursene offshore på dyp som overstiger 15 m, og mange av ressursene som ligger i området vil være visuelt synlige fra fastlandet. Kostnaden til bunnfast offshore vindkraft vil også være økende i takt med havdybden. Dette gjelder også der markedene potensielt er enda større. Blant annet er det blitt vist at det ved kysten utenfor Honshu i Japan vil være mulig å doble årlig produksjon per turbin dersom de plasseres på dyp opptil 200 m i stedet for 50 m (Mortensen et al. 2008). I tillegg er elektrisitetsprisen i Japan omtrent tre ganger så høy som i Norge (SWAY AS 2009b). En lignende situasjon finnes ved kysten utenfor California. Der er det store potensialer for flytende offshore vindkraft i umiddelbar nærhet av tett befolkede områder. I tillegg finnes det ledig kapasitet på dagens landbaserte strømnnett noe som åpner for en storstilt utbygging (Dvorak et al. 2007).

Det har i Norge vist seg å være stor motstand mot bunnfast offshore vindkraft blant lokalbefolkningen. I en folkeavstemning i Giske kommune utenfor Ålesund stemte 74,5 % av befolkningen mot utbygging av havvindparken Havsul II (Steensen 2006). Havvindparken Havsul II og Havsul IV fikk avslag på sine konsesjonssøknader. Den eneste havvindparken som fikk konsesjon var Havsul I med en total effekt på 350 MW. Den fikk i følge Norges Vassdrags- og energidirektorat hovedsakelig konsesjon på grunnlag av at den vil kunne produsere 1 TWh i året, noe som vil hjelpe på kraftkrisen i Midt-Norge (Nielsen, J. 2008a).



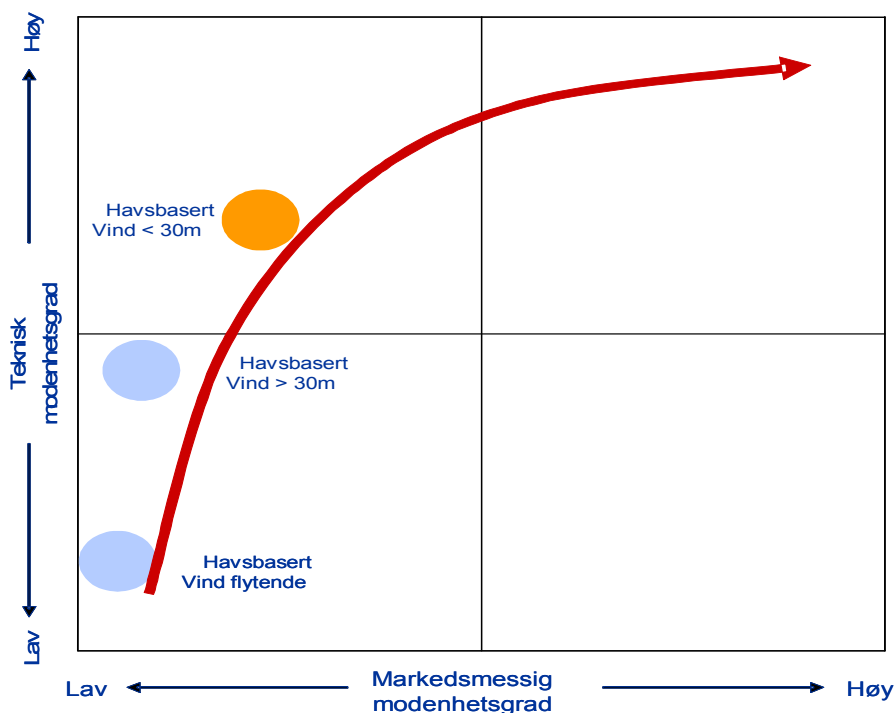
Figur 10: Visuelt inntrykk fra Havsul II prosjektet der konsesjonssøknaden ble avslått (Steensen 2006)

1.1.5 Norges satsing på flytende offshore vindkraft

Norge ligger minst 10 år etter Danmark og Storbritannia når det gjelder bunnfast offshore vindkraft. Den første bunnfaste offshore havvindparken i verden ble satt i drift utenfor Vindeby i Danmark allerede i 1991 (Jay 2008). En av strategiene som er blitt foreslått er at Norge skal være et foregangsland når det gjelder utvikling av flytende offshore vindturbiner samtidig som man bygger seg opp tilstrekkelig kompetanse når det gjelder drift og vedlikehold av bunnfast offshore vindkraft (Havgul AS 2008b).

Det er flere tekniske utfordringer som må på plass før en vesentlig utnyttelse av det enorme potensialet som ligger i flytende offshore vindkraft blir mulig. StatoilHydro har utviklet en fullskala prototype på 2,3 MW som skal taes ut og installeres i juni 2009 for å gå inn i en to år lang testperiode. Prosjektet har en kostnadsramme på 400 mill NOK (Olsen 2009). På sikt ser selskapet for seg havvindparker i størrelsesorden 1000 MW (Hydro 2005). Samtidig har SWAY AS søkt om konsesjon til en fullskala piloturbin på 5 MW som planlegges installert i løpet av høsten 2010 og har en kostnadsramme på mellom 200 og 240 mill NOK (Nielsen, J. 2008b). Utvikling av disse prosjektene er basert på bølgetanktesting og numeriske analyser. Denne prosessen kan sees på som et tegn på at teknologien er realiserbar om enn fortsatt umoden.

Det vil kun være et spørsmål om tid før flytende offshore vindkraft vil kunne kommersialiseres. Dersom karbonhandelsystemet implementeres vil man kunne få en industri som vokser av seg selv uten subsidier fra staten (Fairley 2008). Regjeringen har vedtatt at Norge skal ha omfattende forsknings- og utviklingsvirksomhet innen temaet flytende offshore vindkraft. Det er satt av til sammen 900 mill NOK for satsing på havbasert vindkraft de kommende årene. Et resultat av dette vil kunne bli at Norge plasserer seg i verdenseliten innenfor havbasert vindkraft (Evensen 2009).

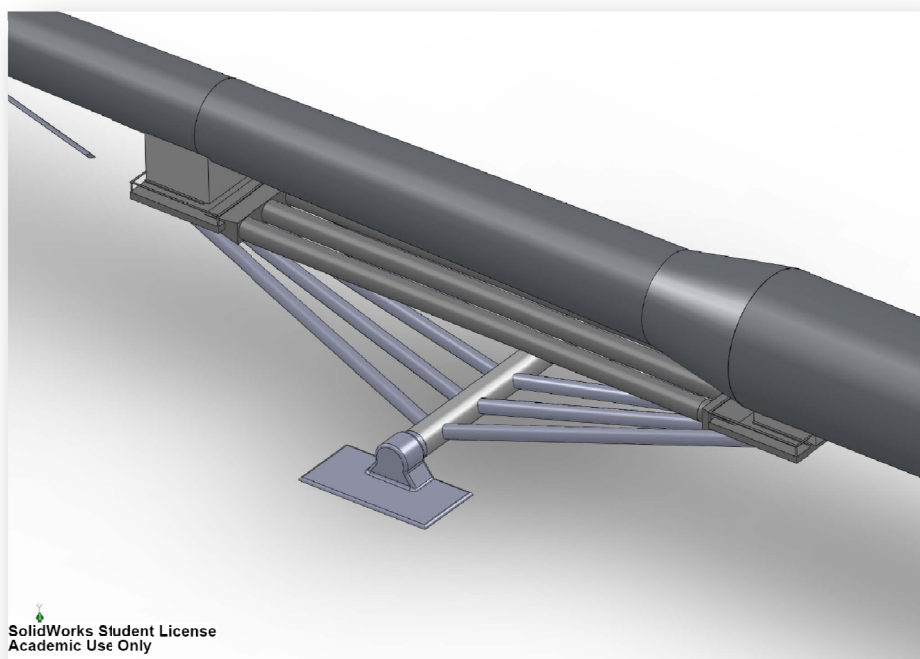


Figur 11: For at offshore flytende vindkraft skal bli konkurransedyktig trengs en innsats både på teknisk og økonomisk side (Havgul AS 2008b)

Neste stadium i utviklingsprosessen av flytende offshore vindkraft vil være å gjøre den konkurransedyktig sett ifra et kostnadsperspektiv. Dersom flytende offshore vindturbiner skal bli økonomisk lønnsomme må man utnytte stordriftsfordelene som vil kunne oppstå når det er tilnærmet ubegrenset areal tilgjengelig for havvindparker.

Denne oppgaven er en konseptstudie som ser på muligheten for storskala montering av flytende offshore vindkraft. Problematikken vil nødvendigvis oppstå dersom man ønsker en rasjonell utbygging av det enorme potensialet som eksisterer. Konseptet baserer seg blant annet på at vindturbinen produseres i elementer og sammenføres offshore på en spesialtilpasset monteringsplattform. Dersom det skal monteres flytende offshore vindparker i størrelsesorden 1 000 MW vil denne installasjonsløsningen kunne være et godt alternativ som bør vurderes i forhold til konvensjonell skjermet montering og installasjon med taubåter.

Det vil være vesentlige utfordringer knyttet til montering i tøffe klimatiske forhold. Samtidig er det disse utfordrende monteringsforholdene som gjør flytende offshore vindkraft så attraktivt med tanke på uttak av energi. Denne oppgaven vil ta tak i en del av utfordringene knyttet til montering av flytende offshore vindturbiner i tøffe værforhold. Konseptet baserer seg i korte trekk på at vindturbinen ferdigstilles offshore i horisontalposisjon for så å reises opp til vertikalposisjon. Store deler av oppgaven vil dermed handle om å få gjort denne bevegelsen på en rasjonell måte slik at det påføres håndterbare belastninger på ulike monterings- og flytende vindturbinkonsept. Det er en videreutvikling av konseptet til Moss og Myhr, som ikke tok hensyn til vind- og bølgelaster, og dermed kun i teorien vil kunne benyttes i skjermede monteringsforhold.



Figur 12: Monteringskonseptet Aquilo vil måtte forsterkes for å kunne benyttes effektivt i tøffe værforhold (Moss & Myhr 2008)

1.2 PROBLEMSTILLING

Konseptet Aquilo videreutvikles og verifiseres med tanke på montering av flytende offshore vindturbiner i stor skala på åpent hav.

1.3 MÅLSETNINGER OG BEGRENSNINGER

1.3.1 Hovedmål

Aquilo skal videreutvikles og tilrettelegges for montasje av flytende offshore vindturbiner. Konseptet baserer seg på rotasjon om en horisontal akse. Dette ønskes utført på en mest mulig rasjonell og fleksibel måte.

1.3.2 Delmål

1. En undersøkelse av begrensningene for horisontale løft i forhold til eksisterende turbinkonsepter gjøres.
2. Det skal lages en fungerende beregningsmodell for løftekonseptet slik at konseptet kan verifiseres for ulike monteringsplattformer og vindturbinkonsept på åpent hav.
3. Konseptet tilpasses dimensjonerende værforhold til de aktuelle lokalitetene for de største vindpotensialene på åpent hav med mål om høy operasjonsgrad.
4. Ytre belastninger på vindturbiner i en montasjesituasjon skal analyseres og vurderes.
5. Dynamiske analyser skal utføres med hensyn til kritiske lastsituasjoner for å kartlegge realistiske påkjenninger som vil kunne oppstå på Aquilo fra monteringsplattformen.
6. Løftekonseptet tilpasses med tanke på rasjonell montering og tilpasningsdyktighet i forhold til ulike vindturbinkonsept.
7. Antallet involverte fartøy ønskes redusert under monteringsforløpet til en større flytende havvindpark.
8. Aquilo ønskes optimalisert slik det overfører laster med realistiske utnyttelsesgrader og sikker belastning av hovedelementer.
9. Eventuelle begrensninger for utnyttelse og realisering av konseptet ønskes avdekket.

1.3.3 Begrensninger

På grunn av begrenset tid er det valgt å gjøre en del forenklinger og begrensninger i oppgavens omfang. I forhold til strukturverifiseringen ligger hovedtyngden på konseptuelt nivå, der fokus er satt på vurdering av bærekonstruksjonen til Aquilo i forhold til dominerende naturlaster. Bare dimensjonerende lastsituasjon for hvert lasttilfelle blir vist og drøftet. Det er ikke lagt vekt på detaljdimensjonering av konstruksjonselementer.

Egenfrekvensene til det globale systemet er problematisk å bestemme med tilfredsstillende nøyaktighet når plattformgeometrien er forenklet. Det samme gjelder randbetingelser og valg av opplager som ikke er gitt på dette tidspunkt. Av samme grunn er ikke responsen til plattformen detaljdimensjonert.

Hovedfokus i forhold til plattformdimensjoneringen er å oppnå rimelig respons med tanke på verifisering av Aquilo med turbin.

Opplagerkonstruksjonene mellom vindturbin og Aquilo vil måtte være av spesiell og kompleks utforming for å kunne overføre lastene i praksis. I denne oppgaven blir det kun fremmet konseptforslag uten omfattende beregninger på denne detaljen. Dimensjoneringskriteriene for dette konstruksjonselementet vil være sterkt avhengig av monteringsmiljøet, hvilken plattform som benyttes og hvilken turbintype som installeres.

Tilstøtende konstruksjoner som vinsjer, vinsjtårn, plattformdekke og andre fasiliteter for å flytte tyngre deler på plattformdekket er ikke behandlet i detalj. Alternative delkonsept og muligheter for gjennomføring for noen av disse blir diskutert i den grad oppgavens omfang tillater dette.

De dynamiske analysene er hovedsakelig kjørt uten hydrodynamisk demping. Det vil være vanskelig å kvantifisere den aktuelle dempingen uten å benytte seg av modelltesting i bølgetank. Samtidig vil det ha liten betydning så lenge konstruksjonen i liten grad påvirkes av dragkrefter.

Plattformgeometrien er forenklet og modellert utelukkende med rørelementer tilpasset behandling av hydrodynamisk og hydrostatisk respons. Dette er en nødvendighet for å ivareta muligheten til å kunne kontrollere de numeriske beregningene fra ANSYS med egne håndberegninger. I tillegg åpnes det i ANSYS Mechanical kun for hydrodynamiske betraktninger med rørprofiler.

Strukturell demping, spesielt i horisontalposisjon er ikke tatt hensyn til i den grad at nacelle og rotorblader er ekskludert. I analysen vil strukturell demping være sterkt avhengig av egenfrekvensene til det globale systemet som er problematisk å fastslå. I praksis vil disse elementene bidra med demping i systemet og kan påvirke resultatene i flere retninger, spesielt hvis naturlastene blir tatt i betraktning. Strukturell demping er et komplekst fenomen som ikke kan tas høyde for uten empiriske bakgrunnsdata.

Alle elementer som er i nærheten av vannflata bør kontrolleres med hensyn til slamming (DNV 1996). For denne oppgaven vil det kunne oppstå vesentlige belastninger når flyteren treffer vannflata i pivoteringssekvensen. Dette tas ikke hensyn til.

Flere elektriske komponenter som plasseres i de forskjellige turbinkonseptene er potensielt ikke designet for å ligge horisontalt. Det forutsettes i denne oppgaven at eventuell problematikk rundt dette blir utbedret og at interne komponenter i de forskjellige vindturbinene ikke skal være begrensende for løftet slik at dette kan vurderes på rent strukturelt grunnlag. Akselerasjoner i nacelle blir allikevel vurdert som en designfaktor det er ønskelig å minimere.

Med bakgrunn i at dette er en ingeniørvitenskapelig oppgave blir de økonomiske analysene gjennomført på et vesentlig forenklet nivå. Hovedmålet er å kunne sammenligne konseptet med eksisterende metoder, ikke å estimere den totale utviklings- og prosjektkostnaden til konseptet.

1.4 SYMBOLER OG TERMINOLOGI

Det forutsettes at leseren har satt seg inn i generell fagterminologi som benyttes i konstruksjonsteknikk. Hovedsakelig vil bare terminologi som regnes som fagspesifikk utover normalt ingeniørnivå drøftes i dette kapittelet. Uttrykk som har betydninger som ønskes begrenset eller utvidet vil også bli presentert. For øvrig baserer språket i oppgaven seg på allmenne definisjoner regulert av Kunnskapsforlagets blå språk- og ordboktjeneste (Kunnskapsforlaget 2009).

1.4.1 Generell terminologi

Aksel – Refererer til den tversgående akselen som Aquilo er opplagret på. Se også *Aquilo*

Design – Utforming, konstruert i forhold til gitte funksjonskrav

Dimensjonerende – Kombinasjon som gir størst belastning på konstruksjonen

Døgnleie – En gitt leiekostnad som løper per døgn

Døgnrate – Se *døgnleie*

Ekstremvær – Tilstand hvor naturlastene tilsvarer en returperiode på 1 til 1000 år

Elementer - Individuell del av et større konstruksjonselement. Har også andre definisjoner i forbindelse med analyse, se også *kapittel 1.4.3*

Failsafe – Sekundære komponenter får bruddindikasjoner før kritiske hovedkomponenter slik at dette kan utløse ekstraordinære inspeksjoner for å sikre driftssikkerheten til den globale konstruksjonen

Fasthet – Materialets indre spenningsgrense

Horisontalposisjon – Refererer til Aquilo sin rotasjon i forhold til havoverflaten. Horisontal indikerer at lengdeaksen til Aquilo er tilnærmet parallell med havoverflaten. Brukes også tilsvarende for å beskrive turbinposisjon

Håndberegning – Utrekninger utført ved hjelp av kalkulator og eventuelt Excel. Normalt betraktet som trivielle mellomregninger som ikke vises direkte i oppgaven, men som i hovedsak er vedlagt elektronisk

Karakteristisk – Nøytralt utgangspunkt, uten høyde for negative innvirkninger eller sikkerhetsfaktorer

Kapasitet – Mekanisk egenskap til en komponent, tverrsnitt eller konstruksjonsdel

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

Last – Konsentrerte og eller fordelte krefter på konstruksjonen

Mill – Forkortelse for million

Moduler – Se *elementer*

Monteringsplattform – Refererer til Aquilo X1 som er gjenstand for analyse i oppgaven. Se også *Aquilo X1* i *kapittel 1.4.2*

Mrd – Forkortelse for milliard

NA – "Not Available" – Verdien er ikke tilgjengelig for visning i oppgaven

Naturlaster – Belastning som følger av påkjenning fra bølger, strøm, vind og andre laster som ikke kommer fra nærliggende konstruksjoner eller moduler

Nedre luftlag – Representerer en høyde som er mindre enn 200 meter over havoverflaten

NOK – Norske Kroner

Onsite – Ved en gitt lokalitet. Vanligvis i forbindelse med at noe utføres og kompletteres der de skal nyttes i praksis

Operasjonell – Makimal situasjon som tillates for operasjon av Aquilo.

Opplager – Fysisk kobling mellom konstruksjonselementer. Refererer vanligvis til overgangen mellom turbin og Aquilo.

Opprettingssekvens – Når en konstruksjonsdel løftes fra horisontalposisjon til vertikalposisjon, fortrinnsvis ved hjelp av ballastering og Aquilo om en rotasjonsakse

Pivoteringssekvens – Se *opprettingssekvens*

Plattform – Normalt tilsvarende monteringsplattform med mindre annet er spesifisert i kontekst

Primærkonstruksjon – Konstruksjonsdel som ved brudd fører til tap av bæreevne for hele konstruksjonen

Returperiode – Hvor lang tid det i gjennomsnitt tar mellom hver gang en lastsituasjon oppstår

Robust - Fornuftig, forutsigbar, solid og praktisk utformet konstruksjon

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

Sekundærkonstruksjon – Konstruksjonsdel som ved normale forhold ikke fører til tap av bæreevne for hele konstruksjonen

Skvettzone – område hvor konstruksjonselementer kan bli truffet av bølger og eller sjøsprøyt

Spenn – Avstand mellom to opplager

Sprengeverk – Trekantfagverk optimalisert for overføring av strekk- og trykk-krefter

Sunn konstruksjon – Se *robust*

Supergrid – Distribusjonsnett for energi i stor skala

Stabil – Avvik fra opprinnelig posisjon er liten og responsen vil være av selvopprettende karakter

Stivhet – Bøyemotstand definert som E-modul multiplisert med bøyetregghetsmoment

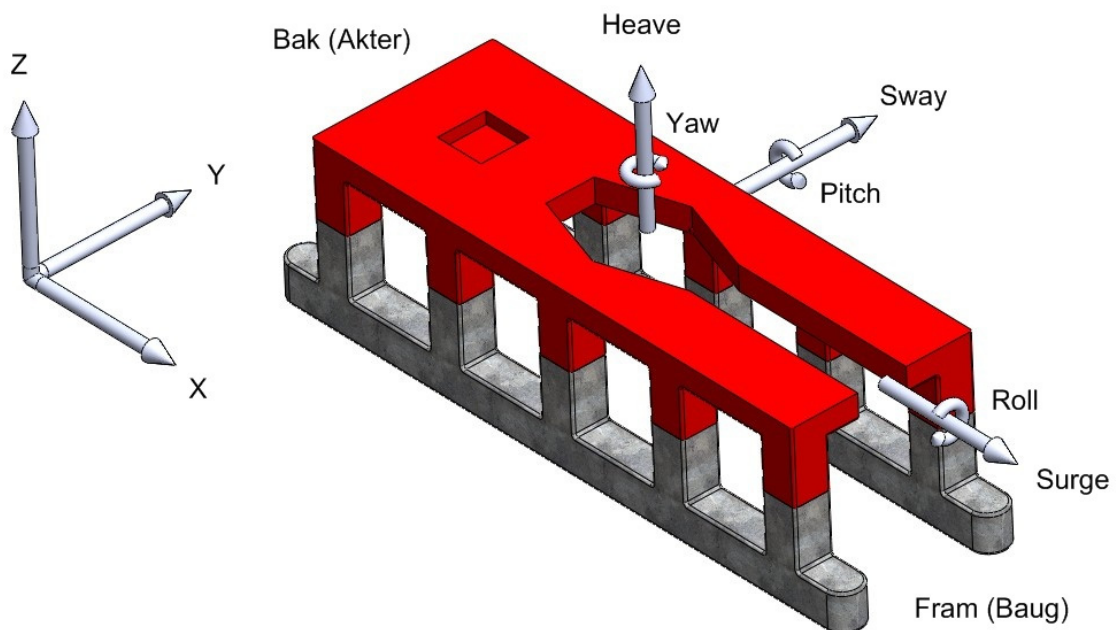
Strekkstag – Elementer i Aquilo hovedsakelig tiltenkt å oppta strekk. Se *Aquilo* under *kapittel 1.4.2*

Trykkstag – Elementer i Aquilo hovedsakelig tiltenkt å oppta trykk. Se *Aquilo* under *kapittel 1.4.2*

Vertikalposisjon - Indikerer at lengdeaksen til Aquilo er tilnærmet normalt på havoverflaten. Brukes også tilsvarende for å beskrive turbinposisjon

Vesentlig – Betydelig grad, vil påvirke endelig resultat med mer enn 5 %

Koordinatsystem og betegnelser på translasjoner og rotasjoner benyttes i oppgaven beskrives i følgende figur:



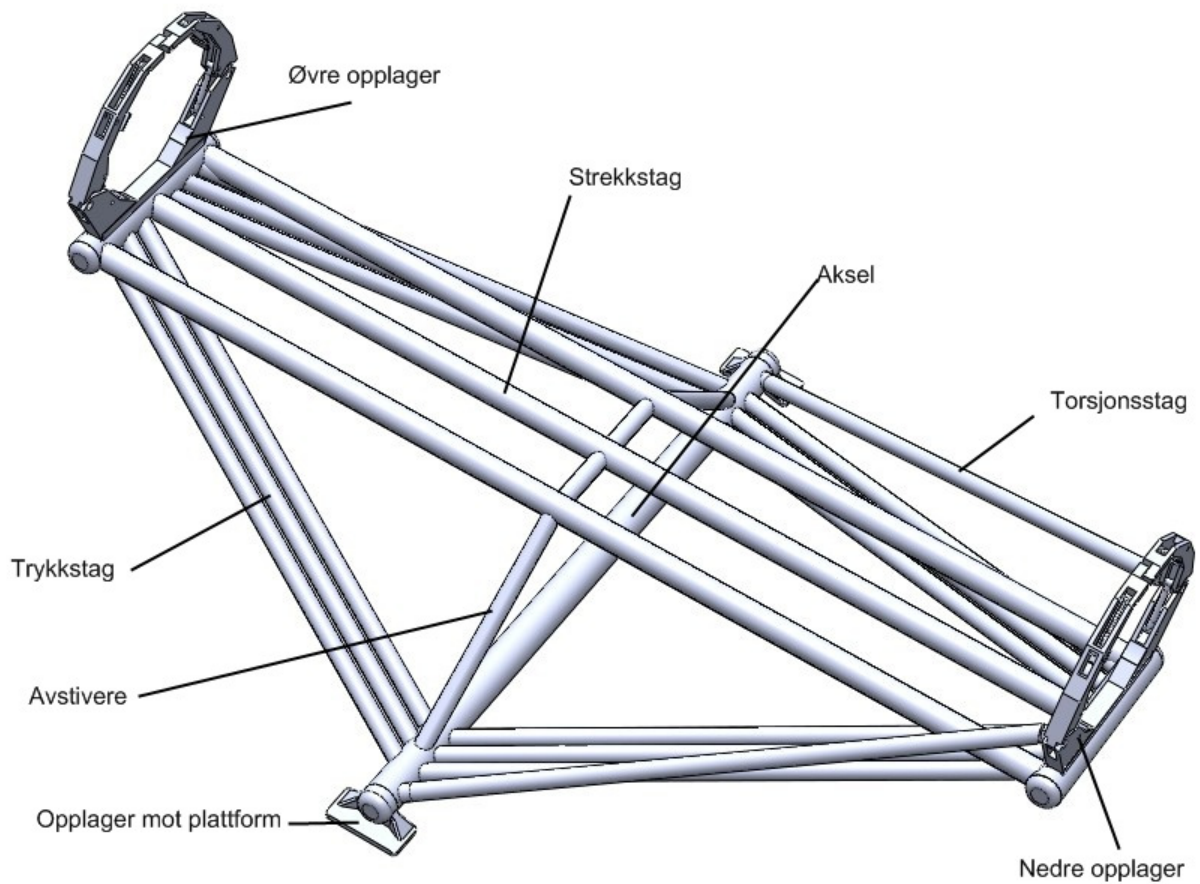
Figur 13: Valgt aksesystem med tilhørende translasjoner og rotasjoner

1.4.2 Offshore

AHC – "Active Heave Compensation" – System som aktivt motvirker heavebevegelser

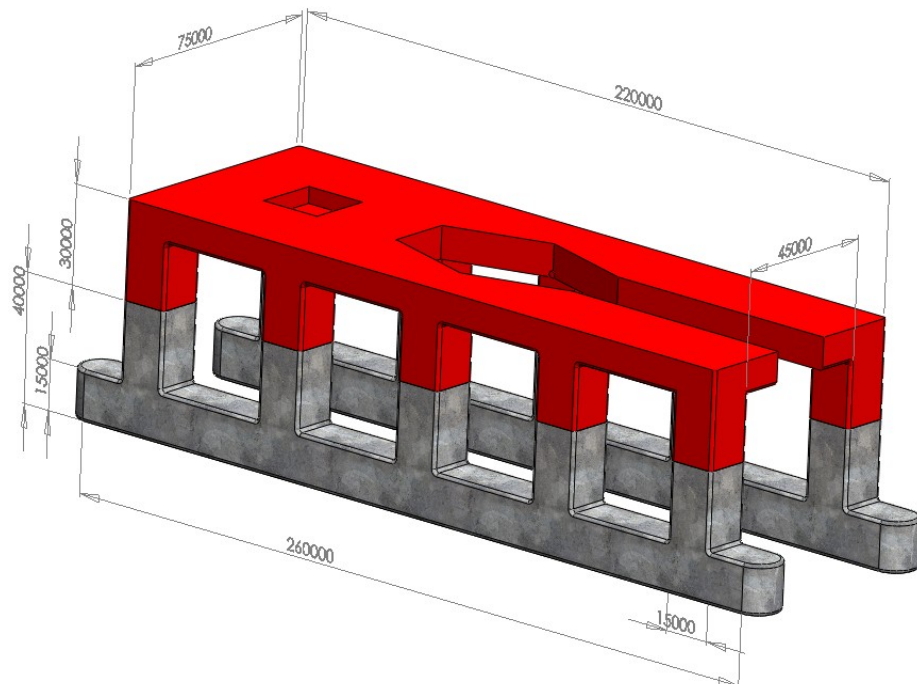
AHTS – "Anchor Handling Tug and Supply" – Generell betegnelse på fartøyer med multifunksjonalitet som ankerhåndtering, tauekapabiliteter og mulighet for å fungere som suppleringskip

Aquilo – Monteringskonsept for singelbøye offshore vindturbiner. Hovedelementene beskrives i følgende figur:



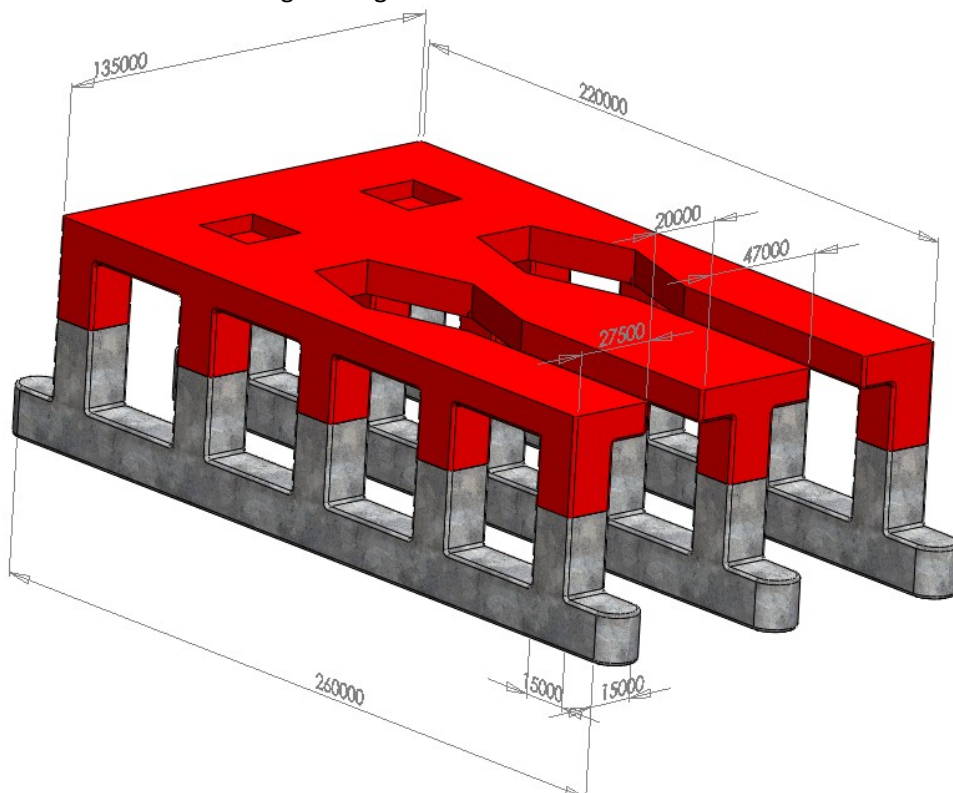
Figur 14: Terminologi i forbindelse med Aquilo

Aquilo X1 – SSCV med Aquilo og tilpasset offshore montering. Hovedgeometrien er beskrevet i følgende figur:



Figur 15: Hovedmål på Aquilo X1

Aquilo X2 – SSCV med Aquilo monteret i tospann og tilpasset offshore montering med høy frekvens. Hovedgeometrien er beskrevet i følgende figur:



Figur 16: Hovedmål på Aquilo X2

Blue H – Flytende vindturbin-konsept eid av Blue H Technologies BV. En tripod flyter med forankring basert på TLP-prinsippet

Bollard pull – Målemetode for bestemmelse av faktisk trekk-kraft til et fartøy

BP – Se *Bollard pull*

Bunnplate – Bunnen av en turbinflyter

Dagrate – Kostnad i leie per dag for et gitt fartøy

DP – Dynamisk Posisjonering, et system som kontinuerlig og automatisk kan holde en flytende konstruksjon posisjonsstabil i forhold til jordoverflaten ved hjelp av GPS og thrusterstyring

DPS – "Dynamic Positioning System" - se også *DP*

Dynamisk posisjonering – se *DP*

Flyter – Nedre del av singelbøye vindturbiner som er dimensjonert for belastning fra bølger. Denne innbefatter normalt konstruksjonselementet fra omtrent 10 m over havoverflaten og ned til det laveste punktet i konstruksjonen

FPSO – "Floating Production Storage and Offloading" – Større flytende skip tilpasset både produksjon, lagring og lossing av olje og gass

Halvt nedsenkbar plattform – En konstruksjon som er spesialdesignet for god stabilitet og minst mulig vannlinjeareal for å oppnå gode sjøegenskaper i vanskelige værforhold. Skroget er ofte utformet med parallelle pongtonger som ligger neddykket, med søyler som bryter vannflaten og støtter opp et dekke som er plassert høyere enn dimensjonerende bølgehøyder. Under transport kan plattformen, ved hjelp av ballaststyring, løfte seg ut av sjøen slik at pongtongene fungerer som katamaranskrog og det kreves da mindre drivstoff under transport. I dårlig vær senkes plattformen ned til såkalt "Survival Mode" hvor plattformen er på sitt mest stabile med tanke på belastning fra bølger, men lite manøvrerbar i forhold til forflytning

Heave – Indikerer en bevegelsesretning parallelt med Z-aksen. Se også *Figur 13*

HLCV – "Heavy Lift Construction Vessel" – Samlebetegnelse på fartøyer beregnet på tyngre løft.

Hywind – StatoilHydro ASA sitt flytende vindturbin-konsept. Baserer seg på en tung selvstabiliserende dyptgående sparbøye. Konseptet er slakkforankret og godt tilpasset tauing. Hvis ikke annet er spesifisert vil begrepet Hywind vise til Hywind NREL 5-MW

Jack-up – Stabiliseringskonsept for offshore fartøyer hvor bein eller tårn strekkes ned til havbunnen og løfter fartøyet opp og ut fra bølgene slik at hele systemet tilnærmet kan betraktes som bunnfast

Kranlekter – Lekter med krankapabiliteter. Dette innbefatter også transportlektere med mobile kraner som er montert for kortere perioder. Normalt bare beregnet på skjermede lokaliteter

Keel – Se *kjøl*

Kjøl – Laveste punkt på ett fartøy sett i forhold til vannlinjen. Settes ofte som nullnivå

Nacelle – Maskinhuset til en vindturbin. Inneholder de fleste tekniske komponenter og innbefatter normalt gir og transformator. For konvensjonelle vindturbiner er nacellen også vanligvis roterbar slik at rotoren som er festet direkte til denne kan styres i forhold til vindretningen

Njord – Flytende vindturbin utviklet ved UMB. Selvstabiliserende sparbøyekonstruksjon som er avhengig av ytterligere stabilisering fra overskuddsoppdrift og forankring for optimal produksjon

Pitch - Indikerer en rotasjonsbevegelse om Y-aksen. Se også *Figur 13*

Posisjonsstabil – Neglisjerbare avvik fra et referansepunkt

PSV – "Platform Supply Vessel" – Skip med gode sjøegenskaper som er tilpasset offshore transport

Roll - Indikerer en rotasjonsbevegelse om X-aksen. Se også *Figur 13*

Rotor – Innbefatter rotorblader og rotorhub

Rotorblad – Vingene til en vindturbin. En flate som legges mot vinden for å samle energi som omdannes til en rotasjonsbevegelse om en fast aksel. Kan brukes i flere konfigurasjoner, hvor to eller tre blad er det vanligste for større turbiner

Rotorhub – Element hvor rotorbladene spennes fast for å overføre energi i vind til en aksel. Inneholder også komponenter for pitchregulering av rotorbladene

Semisub – Se *Halvt nedsenkbar plattform*

Slakkforankring – System for forankringene er lagt ut på havbunnen med relativt stor avstand til den forankrede konstruksjonen. Deler av forankringslinen blir liggende langs havbunnen og sikrer dermed tilnærmet endimensjonal belastning på ankeret. Kan også gi vesentlige dempingsbidrag på konstruksjonen

Sparbøye – Dyptgående flyterkonsept hvor stabilitet hovedsakelig oppnås gjennom lav plassering av ballast. Normalt benyttes sirkulære flytere slik at gode egenskaper i grov sjø kan oppnås i forhold til horisontal belastning

SSCV – “*Semi Submerged Construction Vessel*” – Samlebetegnelse på selvgående halvt nedsenkbare plattformer og som er spesialdesignet for monteringsoppdrag. Se *Halvt nedsenkbar plattform*

Surge - Indikerer en bevegelses retning parallelt med X-aksen. Se også *Figur 13*

SWAY – Flytende vindturbinkonsept fra SWAY AS. Selvstabiliserende, men benytter forankring basert på TLP-teknologi for optimal produksjon. Kan betraktes som en sparbøye, men er i tillegg utstyrt med forspente vaiere for å ta opp variasjon i belastning

Sway - Indikerer en bevegelsesretning parallelt med Y-aksen. Se også *Figur 13*

Thruster – Offshore fremdriftssystem. Brukes ofte til DPS på grunn av stor fleksibilitet i forhold til regulering av skyvekraft og retning. Hovedsakelig basert på elektromotorer og normalt konstruert slik at skyvekraften kan roteres 360° etter behov. Fastmonteres på undersiden eller i sidene av skroget, men det finnes også modeller som kan trekkes inn

TLP – “*Tension leg platform*” – Stabiliseringsteknologi hvor overskuddsoppdrift benyttes til å forspenne forankring som går vertikalt ned til havbunnen. Setter relativt store krav til anker hvor belastningen potensielt kan opptre i tre dimensjoner, men hovedsakelig i en

Turbin – Samlebetegnelse for vindturbin som innbefatter alle konstruksjonsdelene, det vi si flyter, tårn, nacelle og rotor

Tårn – konstruksjonselementene mellom flyter og nacelle i en vindturbin. Hovedsakelig dimensjonert for å ta opp bøyespenninger som følge av vindbelastning på rotor, nacelle og tårn

Vindturbin – Se *Turbin*

VIV – “*Vortex induced vibrations*” – Vibrasjoner i konstruksjonen som er forårsaket av vortexdannelse på overflaten som interfererer med konstruksjonens egenfrekvens og skaper relativt store forskyvninger i forhold til vindhastigheten

Yaw - Indikerer en rotasjonsbevegelse om Z-aksen. Se også *Figur 13*

1.4.3 Elementmetode og analyser

ALARP-prinsippet – As low as reasonably possible

Analyse – Beregning av lastvirkningene i konstruksjonen

ANSYS – Programvare beregnet på numerisk løsning av FE-systemer

Avstivere – Avstivningsstag for å hindre initiale bøyespenninger i strekkstagene. Se *Aquilo*

Avstivningsstag – Se *Avstivere*

Dragkrefter - Motstand fra relativ bevegelse mellom struktur og fluid

Damping - En effekt som reduserer amplitudene til et oscillerende system

Element – Mindre teoretisk definert del av et konstruksjonselement. Får sin utbredelse ved hjelp av noder med et gitt antall frihetsgrader. Egenskapene til elementet er dermed kjent. Mange elementer med kjente egenskaper brukes normalt til å beskrive et større system eller konstruksjonsdel hvor globale egenskaper eller reaksjoner ikke er kjent i utgangspunktet. Frihetsgradene til hver node i hvert element kan styres slik at mer nøyaktige resultater innenfor lokale områder kan oppnås. Se også *FEA* og *Mesh*

Elementmodell – En større konstruksjon beskrevet eller oppdelt i elementer. Se også *Element*

Fase – Stadium til bølgebelastningen. Avhengig av beliggenhet og tid

FE eller FEA – "Finite Element (Analysis)" – Analysemetode hvor en del eller element deles opp i mindre deler med kjente egenskaper for å beskrive en helhet. Se også *element*

Frihetsgrad – Variabler i en elementanalyse. For denne oppgaven er disse variablene fortrinnsvis translasjoner og rotasjoner i forhold til aksene i et gitt koordinatsystem

Globalanalyse – Analyse satt sammen av alle aktuelle konstruksjonselement

Gust – Variasjon i fra gjennomsnittlig vindhastighet. Kan også referere til maksimal vindhastighet innenfor en tidsperiode

Hastighetspotensial – Se utvidet terminologi

Keypoint – En koordinat i et koordinatsystem. Brukes til å beskrive hovedgeometrien i en teoretisk modell og er dermed grunnlaget for generering av elementer og noder. Den er for øvrig styrende og overordnet alle elementer den tilknyttes slik at endringer i dens randbetingelser eller frihetsgrader vil påvirke hele konstruksjonen som er tilknyttet

Kraftvei – beskriver måten kraften fordeler seg gjennom en konstruksjon. Minste motstandsvei i forhold til stivheter. Kan også relateres til spenninger, men da blir det avhengig av tverrsnittsegenskaper

Kvasistatisk – Et tilfelle som i praksis er å betrakte som dynamisk forenkles til å bli betraktet som statisk på grunnlag av maksimalbelastninger og eventuelt ved hjelp av superponering av krefter

Linje(Lines) – Kobler sammen, og er underordnet, keypoints. Lines eller linjer kan tilknyttes attributter i form av materialeegenskaper, elementtype og beskrivende geometri som påvirker genereringen av elementer gjennom en fremtidig mesh

Mesh – Måten elementene i en større konstruksjonsdel føyes sammen på. Dette kan gjøres med flere forskjellige metoder hvor også størrelsen på hvert element kan justeres for potensielt å øke nøyaktigheten, men på bekostning av løsningskompleksitet og tidsbruk. Hvert element kan tildeles ett sett attributter som kan styre måten meshen utformes på. Meshen bør være logisk og systematisk sammensatt for å sikre rimelige løsninger som kan evalueres

Metasenter – Et punkt som oppdriften alltid virker igjennom. Skjæringspunktet mellom vertikalen gjennom oppdriftssenteret til en flytende konstruksjon som bøyes med en liten vinkel og konstruksjonens vertikal i ubøyd posisjon (Institutt for marin teknikk 2009)

Node – underordnede punkter i løsningssystemet som genereres i forhold til elementene attributtene som er valgt for et element. Nodene har, også som keypoints, frihetsgrader som er kontrollerbare

Plott – Diagram hvor variable eller elementer visualiseres i et 3D koordinatsystem basert på X,Y,Z eller som 2D hvor en eller flere variabler hovedsakelig fremstilles i forhold til tid og hverandre

Potensialteori – Se hastighetspotensial

Randbetingelse – Gitte verdier til en frihetsgrad. Beskrivelse av omgivelser

Returperiode – Se utvidet terminologi

Signifikant bølgehøyde – Se utvidet terminologi

Singularitet – Spenningskonsentrasjoner i konstruksjonen. Kan vanligvis knyttes opp mot for grov mesh eller feil bruk av elementer, spesielt i sammenføyinger og overganger mellom forskjellige tverrsnitt og materialer

Statisk analyse – Tilfelle hvor alle laster betraktes som endelige og konstante

Statistiske værddata – Se utvidet terminologi

Sjøgangstabell – Se Statistiske værddata

Strekstag – Element hovedsakelig tiltenkt å oppta strekk-krefter. Se også *Aquilo*

Thrust – Belastning fra effektuttak etter Betz-lov

Transient analyse – Løsning av partielle differensialligninger i tidsdomenet

Torsjonsstag – Konstruksjonselement i *Aquilo* for torsjonsstabilisering. Se også *Aquilo*

Treghet – Motstand mot endring av tilstand

Treghetskrefter – Motsatt rettet kraft til en endring av tilstand

Trykkstag – Element hovedsakelig tiltenkt å oppta trykk-krefter. Se også *Aquilo*

Vindkast – Se *Gust*.

Volummodell – Geometrisk modell bestående av volumer

Vortex – Strømvirvel

1.4.4 Utvidet terminologi

Bernoullis ligning

Bernoullis ligning er ofte brukt i fluidmekanikken og er basert på bevaring av energien til en ideell fluid (Serway & Jewett 2004):

$$p + \frac{1}{2}\rho v^2 = \text{konstant}$$

Formel 2

Hvor:

$v = \text{Fluidhastigheten}$

$p = \text{Statisk trykk}$

Denne formelen benyttes til å finne sammenhenger mellom ulike punkt i en partikkelstrøm:

$$p + \frac{1}{2}\rho v^2 = p_0 + \frac{1}{2}\rho v_0^2$$

Formel 3

$$p - p_0 = \frac{1}{2}\rho(v_0^2 - v^2)$$

Formel 4

Overflatetrykk-koeffisienten som brukes ved vindbetraktninger kan uttrykkes ved følgende dimensjonsløse uttrykk der U er vindpartikkelhastigheten:

$$C_p = \frac{p - p_0}{\frac{1}{2}\rho U_0^2} \rightarrow C_p = 1 - \left(\frac{U}{U_0}\right)^2$$

Formel 5

Trykk- og kraftkoeffisientene er dimensjonsløse og avhengige av flere variable knyttet til geometri og vindkarakteristika. Koeffisienten for totalt trykk er definert tilsvarende:

$$C_F = \frac{F}{\frac{1}{2}\rho_a U_0^2 A}$$

Formel 6

Hastighetspotensial

Hastighetspotensial er et matematisk uttrykk som benyttes i potensialteorien og bølgemeknikken. Bølgebevegelser kan defineres med et hastighetsfelt dersom man forutsetter at vannpartiklene ikke roterer, det vil si at kun normalkrefter er signifikante. En fordel med å definere et hastighetsfelt er at hastigheten i henholdsvis x- og z-retningen direkte kan hentes fra hastighetspotensialet (EM 1110-2 1100 2002):

$$v = \frac{\partial \phi(x, z, t)}{\partial x}$$

Formel 7

$$w = \frac{\partial \phi(x, z, t)}{\partial z}$$

Formel 8

Hvor:

$v =$ Hastighet i x – retning

$w =$ Hastighet i z – retning

$\phi(x, z, t) =$ Hastighetspotensialet

Returperiode

Returperioden er et statistisk definert uttrykk og er den inverse av sannsynligheten for at en hendelse skal inntreffe et år. Den er forskjellig fra virkelig tid det tar mellom hver gang hendelsen inntreffer og kan uttrykkes på grunnlag av en binomisk sannsynlighetsfordeling (Larsen & Aune 2004):

$$\bar{T} = \sum_{n=1}^{\infty} np(1-p)^{n-1} = \frac{1}{p}$$

Formel 9

Hvor:

$\bar{T} =$ Returperioden

$p =$ Årlig sannsynlighet for at hendelsen inntreffer

Signifikant bølgehøyde

Bølger er et irregulært fenomen. For å karakterisere høyden på bølger benyttes begrepet signifikant bølgehøyde. Dette er middelveien fra topp til bunn av den tredjedelen av bølgene som er høyest i en periode på 20 min (Monsen 2004). I praksis får man en god tilnærming ved å måle bølgehøydene over 3 til 4 timer. Signifikant bølgehøyde vil da være 4 ganger standardavviket til målingene (DNV 1996).

Statistiske værdata

Naturlastene i oppgaven er basert på statistiske værdata som er utviklet av NATO og tilpasset nordlige deler av Stillehavet og Atlanterhavet. Under vises et sammendrag av sjøgangsdata med korresponderende vindhastighet for nordre deler av Atlanterhavet (Faltinsen 1990):

Tabell 1: Statistiske værdata for nordlige deler av Atlanterhavet

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

1.4.5 Enheter

SI-enheter

Navn	Symbol	Størrelse
Meter	<i>m</i>	<i>Lengde</i>
Kilogram	<i>kg</i>	<i>Masse</i>
Sekund	<i>s</i>	<i>Tid</i>
Kelvin	<i>K</i>	<i>Temperatur</i>

Avledede SI-enheter

Navn	Symbol	Størrelse
Hertz	<i>Hz</i>	<i>Frekvens</i>
Newton	<i>N</i>	<i>Kraft</i>
Joule	<i>J</i>	<i>Energi</i>
Watt	<i>W</i>	<i>Effekt</i>
Pascal	<i>Pa</i>	<i>Trykk</i>
Grader Celsius	$^{\circ}\text{C}$	<i>Celsiustemperatur</i>
Tonn	<i>tonn</i>	<i>Masse</i>

Andre enheter

Navn	Symbol	Størrelse	Benevning
Knop	<i>knop</i>	<i>Hastighet</i>	<i>0,5144 m/s</i>
Poise	<i>P</i>	<i>Dynamisk viskositet</i>	<i>0,1 · N/sm²</i>
Rankine	<i>R</i>	<i>Rankinetemperatur</i>	<i>9/5 K</i>

ANSYS

Alle geometriene brukt i ANSYS er modellert med hoveddimensjoner i meter. For diagram og plott fra ANSYS kan da benevningene avledes med hensyn på meter. Tidsenheten vil alltid være i sekunder for analyser i denne oppgaven. Hovedsakelig er tiden gitt over X-aksen i utskriftene. Y-aksen representerer normalt forskyvning eller akselerasjon som indikeres med henholdsvis DISP og ACCEL. Tilhørende benevninger blir da naturlig *m* og *m/s²*. Benevning i spenningsplottene blir tilsvarende i Pa. Vanlige spenninger som aksial- og von Mises spenninger går henholdsvis under betegnelsen SDIR og SEQV.

1.4.6 Generell symbolliste

Symbol	Størrelse	Benevning
<i>a</i>	<i>En variabel konstant</i>	-
<i>b</i>	<i>En variabel konstant</i>	-
<i>d</i>	<i>Diameter</i>	<i>m</i>
<i>f</i>	<i>Kraft per lengdeenhet</i>	<i>kN/m</i>
<i>f_y</i>	<i>Flytefasthet</i>	<i>MPa</i>
<i>g</i>	<i>Gravitasjonskonstant</i>	<i>m/s²</i>
<i>g_u</i>	<i>Gustfaktor</i>	-
<i>i</i>	<i>Treghetsradius</i>	<i>mm</i>
<i>k</i>	<i>Von Karman's konstant</i>	-
<i>m</i>	<i>Generell masse</i>	<i>kg</i>
<i>n</i>	<i>Antall enheter</i>	-
<i>n_j</i>	<i>Bevegelsesvektor</i>	-
<i>n_s</i>	<i>Vortexsheddingens oscillasjonsfrekvens</i>	<i>Hz</i>
<i>q_D</i>	<i>Midlet trykk</i>	<i>N/m</i>

t	Tykkelse	mm
v	Fluidhastighet	m/s
A	Referanseareal	m ²
ATM	n atmosfærers trykk	kPa
B	Senteravstand mellom pongtongene	m
C	Sentroide	m
C_D	Dragkoeffisient	-
C_F	Kraftkoeffisient	-
C_p	Trykk-koeffisient	-
D	Diameter	m
D_i	Indre diameter	m
D_y	Ytre diameter	m
E	Elastisitetsmodul (E-modul)	MPa
F	Generell kraft	N
\bar{F}	Midlet kraft	N
I	Generelt treghetsmoment	m ⁴
KC	Keulegan Carpenters tall	-
L	Generell lengde	m
P	Sannsynlighet	-
R	Spesifikk gasskonstant	J kg ⁻¹ K ⁻¹
R	Generell resultantkraft	N
R_c	Returperiode	-
Re	Reynoldstall	-
S_n	Antall dimensjonerende sykler	-
$ST(Re)$	Strouhal-tall	-
T	Tidsdomene	s
T_K	Temperatur i grader Kelvin	K
T_R	Temperatur i grader Rankine	°R
U	Partikkelhastighet	m/s
V	Generelt volum	m ³
W	Bøyemotstandsmoment	m ³
Z	Vertikal høyde i forhold til vannlinja	m
γ_f	Lastfaktor	-
γ_m	Materialsikkerhetsfaktor	-
θ_{syl}	Sylinderens vinkel i forhold til havstrømningsretning	°
ϑ	Kinematisk viskositet	m ² /s
ϑ	Generell viskositet	m ² /s
λ	Bølgelengde	m
ρ	Generell densitet	Kg/m ³
σ	Generell Spenning	MPa
σ_b	Bøyespenning	MPa
\bar{v}	Midlet strømningshastighet	m/s
v_0	Strømningshastighet	m/s

1.4.7 Indekser

Hevet skrift

Symbol	Beskrivelse
-	Midlet
*	Fotnote
'	Derivert

Senket skrift

Symbol	Beskrivelse
0	Relativt utgangspunkt
1	Plassering 1
2	Plassering 2
a	Luft
b	Basis
bal	Ballast
d	Dimensjonerende
dekke	Plattformens dekke
f	Flyt
gr	Grense
h	Horisontalt
k	Keel
k	Karakteristisk
km	Avstand fra keel til massesenter
kv	Avstand fra keel til oppdriftssenter
m	Masse
n	Kjerv
nom	Nominell
nytte	Plattformens nyttelast
pon	Pongtong
red	Redusert
ref	Referanse
rep	Syntetisk tau
s	Strømning
sw	Vekslende
syl	Sylinder
t	Tangentiell retning
thrust	Thrust
till	Tillatt
tårn	Turbintårn
u	Bevegelse i lengderetningen
v	Vertikalt
vs	Vindskjær
x	X-retning
y	Y-retning

z	Z-retning
D	Drag
l	Lengderetning
Stål	Stål
Vann	Vann

1.4.8 Spesielt relatert til vind

Symbol	Størrelse	Benevning
a_r	Antall rotorblader	-
p	Trykk	Pa
p_{da}	Trykk i tørr luft	Pa
p_{vd}	Trykk i vanndamp	Pa
p'	Trykkvariasjon	Pa
\bar{p}	Midlet trykk	Pa
\bar{p}'	Midlet trykkvariasjon	Pa
q_{Aquila}	Vindtrykk på Aquilo	kN/m ²
$q_{nac \text{ og rot}}$	Vindtrykk på nacelle og rotor	kN/m ²
u'	Variasjon i vindhastighet	m/s
u_*	Friksjonshastighet	m/s
z	Høyde over havoverflaten	m
z_0	Ruhetslengde	m?
z_{10}	Referansehøyde på ti meter	m
A_{N0}	Projisert nacelleareal ved θ_{vind} lik 0	m ²
A_{N90}	Projisert nacelleareal ved θ_{vind} lik $\frac{\pi}{2}$	m ²
A_{R0}	Projisert rotorareal ved θ_{vind} lik 0	m ²
A_{R90}	Projisert rotorareal ved θ_{vind} lik $\frac{\pi}{2}$	m ²
A_T	Projisert tårnareal	m ²
C	Sutherlands konstant	-
C_{po}	Kvasikonstant trykkoeffisient	-
F_w	Total kraft fra vind på tårn, rotor og nacelle	kN
$\bar{F}_{w,t}$	Midlet kraft på turbintårnet	kN
$F_{w,nac \text{ og rot}}$	Kraft på nacelle og rotor	kN
$F_{w,Aquila}$	Kraft fra vind på Aquilo	kN
l	Turbulensintensitet (I_x)	-
$P(A)$	Sannsynlighet for at tilfelle A inntreffer	-
R_{da}	Gasskonstanten til tørrluft	J/Kg K
R_w	Kraftresultant fra vind	kN
R_{vd}	Gasskonstanten til vanndamp	J/Kg K
T_C	Temperatur i Celsius	°C
T_K	Temperatur i Kelvin	K
T_R	Temperatur i Rankine	°R
$T_{R,0}$	Referansetemperatur i Rankine	°R
$U(t)$	Vindhastighet ved en gitt tid t	m/s

\bar{U}	Midlet vindhastighet	m/s
\hat{U}	Maksimal vindhastighet	m/s
U_{10}	Målt vindhastighet i 10 meters høyde over 600 sekunder	m/s
θ_{vind}	Vindens angrepsvinkel i horisontalplanet fra x-aksen	°
ν_{dyn}	Luftens dynamiske viskositet	g/ms
κ	Overflate dragkoeffisient	-
ρ_a	Densitet til luft	kg/m ³
σ_u	Turbulensvariasjon i lengderetningen	m/s
σ_z	Turbulens i en høyde z	m/s
τ_0	Ruhetsparameter for friksjon per overflateareal på luftstrømmen (overflate skjærspenning)	-

1.4.9 Spesielt relatert til bølger og stabilitet

Symbol	Størrelse	Benevning
a_{iw}	Akselerasjon fra et uforstyrret bølgefelt	m/s ²
d	Total minste havdybde	m
v	Strømmingshastighet	m/s
h_0	Dimensjonerende havdybde	m
h_{sylv}	Sylinderhøyde under vann	m
k	Bølgenummeret	m ⁻¹
n_i	Enhetsvektoren normalt på strukturflaten	-
p_{dyn}	Dynamisk trykk fra uforstyrrede bølger	MPa
z_m	Avstand fra vannflate til senter av pongtong	m
z_l	Avstand fra vannflate til keel	m
z_u	Avstand fra vannflate til topp av pongtong	m
A_{ii}	Addert massekoeffisient	-
A_{ii}	Addert masse i aktuell retning	kg, kgm ²
A_{pl}	Areal til underside av pongtong	m ²
A_w	Vannplanareal	m ²
BM	Plassering av metasenter	m
BG	Avstand mellom oppdriftssenter og tyngdepunkt	m
C_{ii}	Gjennopprettingskoeffisient	Kgm ² /s ² , kg/s ²
F_{AW}	Froude – Krylov kraftbidrag fra vannplanarealet	N
F_{iFK}	Froude – Krylov kraft	N
F_{iD}	Diffraksjonskraft	N
F_k	Gjennopprettingskraft	N
F_l	Froude – Krylov kraft på underside av pongtongen	N
F_U	Froude – Krylov kraft på oversiden av pongtongen	N
GM	Metasentrisk høyde	m
H_s	Signifikant bølgehøyde	m
KB	Avstand mellom keel og oppdriftssenter	m
KG	Avstand mellom keel og tyngdepunkt	m
K_{ii}	Forankringens stivhet	N/m
L	Bølgens lengde generelt	m

L_0	Bølgens lengde på dypt vann	m
M_{ii}	Opptredende masse i aktuell retning	kg
T_{ni}	Ukoblet egenperiode	s
T	Bølgens periode	s
V	Fortrengt vannvolum	m ³
η_3	Bevegelse i heaveretning	m
θ	Bølgens fase	-
ξ_a	Bølgeamplitude fra senter til topp	m
ω	Bølgens vinkelfrekvens	Hz
ρ_w	Densitet til fortrengt vann	kg/m ³
$v_{hd}(z)$	Dimensjonerende havstrømningshastighet	m/s
v_{hk}	Karakteristisk havstrømningshastighet	m/s
$v_{ht}(z)$	Lokal havstrømningshastighet på grunn av tidevann	m/s
$v_{hw}(z)$	Lokal havstrømningshastighet på grunn av lokal vind	m/s
v_t	Tangentiell strømningshastighet	m/s
$\sum M$	Total masse inkludert ballast	kg
$\sum M \cdot z_k$	Sum av masse multiplisert med avstand over keel	kgm

1.4.10 Standardrelatert symbolliste

DNV

Symbol	Størrelse	Benevning
k_a	Von Karmans konstant	-
m_A	Addert masse per enhetslengde	Kg/m
m	Sprekkvekstparameter	-
n_i	Antall spennings sykler for spenningsvariasjon k	-
q	Vindtrykk på flate	kN/m ²
u	Vindkasthastigheten	m/s
z_{nas}	Nacellens høyde over havet.	m
C	Formkoeffisient	-
C_A	Konstant for addert masse	-
D	Akkumulert utmattingsskade	-
F_w	Kraften på projisert flateareal	N
H	Eksplisitt målehøyde i forhold til havoverflaten	m
N_i	Antall spennings sykler før brudd for spenningsvariasjon k	-
S	Overflateareal	m ²
$U_{10}(H)$	Midlet vindhastighet over ti minutter i en høyde H	m/s
$U_{T,z}$	Vindkasthastigheten i en høyde z midlet over tiden T	m/s
α	En eksponent faktor	-
$\Delta\sigma_i$	Konstant spenningsvariasjon	MPa
$\sigma_{U,c}$	Referanseturbulens i nacellehøyde	m/s
σ_z	Turbulensfordeling med hensyn på høyde	m/s

NORSOK

Symbol	Størrelse	Benevning
f_{cd}	Dimensjonerende fasthet mot aksialtrykk	MPa
f_{cl}	Karakteristisk lokal knekkfasthet	MPa
$f_{c/e}$	Karakteristisk elastisk lokal knekkfasthet	MPa
f_e	Eulerfasthet	MPa
k	Knekk lengdeparameter	-
l	Lengde på rørprofil	m
t_0	Referansetidsdomene på 60 minutter	min
$u(z, t)$	Vindhastighet basert på høyden z og midlet tid t	m/s
$u(t)$	Turbulenskomponent i forhold til et midlet tidsdomene	m/s
C	Empirisk konstant basert på referansevindhastigheten	-
C_e	Kritisk elastisk knekkingskoeffisient	-
C_s	Formkoeffisient tilsvarende en dragkoeffisient	-
D	Ytre diameter	M
F	Total påkjenningskraft	N
U_0	Referansevindhastighet målt over 60 min med z lik 10 m	m/s
U_m	Midlet vindhastighet	m/s
$U(z)$	Vindprofil som funksjon av høyde	m/s
$\bar{\lambda}$	Karakteristisk slankhetsparameter	-

Norsk Standard

Symbol	Størrelse	Benevning
h	Høyde på vindbelastet sylinder (turbintårn)	m
k_b	Korrigerer for mangel på full korrelasjon	-
k_p	Toppfaktor	-
k_r	Faktor for resonans fra turbulens	-
$q_{kast}(z)$	Vindkasttrykket i en høyde z	N/m ²
C_r	Terrengruhetsfaktor	-
C_t	Topografifaktor	-
$C_{f,0}$	Ukorrigert kraftkoeffisient	-
F_w	Kraftresultant	N
I_v	Turbulensintensitet	-
Z_{ref}	Referansehøyde for sylinder (turbintårn)	m
ψ_λ	Endefaktor	-

1.5 LØSNINGSVERKTØY

Enhver flytende konstruksjon vil bli utsatt for påkjenninger fra vær og vind. Dette kan beregnes på flere måter. For kompliserte modeller er det behov for kraftige analyseprogrammer med numeriske lødere. Aquilo er inne i en konseptfase og det er derfor høyt prioritert at både form og materialer enkelt må kunne forandres for å teste ulike løsninger. Det er hovedsakelig to tilgjengelige analyseverktøy ved universitetet:

1. ANSYS® Mechanical, release 11.0, ANSYS Inc. (ANSYS¹)
2. SolidWorks med COSMOSWorks (SolidWorks Northern Europe 2008)

Gjennom SolidWorks er det stor frihet til nøyaktig modellering av hver komponent som kan være relasjonsavhengig til andre komponenter. I tillegg er det meget gode visualiseringsverktøy og muligheter for optimalisering av komponenter. Gode modelleringsegenskaper går på bekostning av muligheten til å endre hovedgeometrien i en større sammenstilling av komponenter. Relativt små endringer i hovedgeometrien gir dermed potensielt vanskelige og tidkrevende endringer i modellen.

ANSYS¹ baseres på et eget programmeringsspråk som gir brukeren en mulighet til å programmere modeller som skal analyseres. Dette gjøres gjennom inputfiler som i tillegg fungerer som reproducerbar dokumentasjon for analysen. Med loggfiler kan geometri, meshing, randbetingelser, materialoppførsel og analysetyper defineres og styres etter behov. Geometrimodellen bygges opp i et hierarki av nivåer bestående av keypoints, noder, linjer, arealer og volumer. Når hvert nivå er styrende for påfølgende nivå kan endringer gjøres relativt enkelt. Dette gjør ANSYS¹ raskt og tilpasningsdyktig i forhold til konseptverifiseringen.

Ved presentasjon av konseptet har SolidWorks klare fordeler i forhold til visualisering. Dette er ikke noe som er praktisk gjennomførbart i ANSYS¹, men selve analyseringen er raskere og mer tilpasningsdyktig i forhold til endringer i geometri og randbetingelser. Det er derfor naturlig å utvikle konseptet i ANSYS¹ for deretter å visualisere det gjennom SolidWorks.

1.6 ANALYSEMETODE

En global konstruksjon består av flere mindre konstruksjonsdeler. Det er problematisk å bestemme respons og belastning på en global konstruksjon uten å dele konstruksjonen i mindre deler. Flere metoder kan benyttes til å analysere større konstruksjoner, men denne oppgaven støtter seg i hovedsak til elementmetoden.

Detaljnivået på elementmodellene i den oppgaven er holdt på et lavt nivå da det vil være lite å hente på å benytte seg av en ekstremt fin mesh for hele konstruksjonen. Ofte vil det være tidsbesparende å modellere deler av mindre relevans med færre elementer siden resultatene ikke vil være like avgjørende. Analysene i denne oppgaven her utført med forholdsvis grov meshing for å holde tidsbruken til analysene nede. Resultatene holdes og vurderes på et overordnet nivå og er på ingen måte tenkt som grunnlag for en detaljdimensjonering. Det forutsettes for øvrig at leseren har generell kjennskap til elementmetoden.

1.6.1 Elementmetoden

Elementmetoden er velegnet med tanke på løsning av kontinuerlige problemer. Forskyvningen til en struktur vil for eksempel være avhengig av hvert punkt den består av og hvordan de reagerer på ytre laster. Da en struktur kan deles inn i uendelig mange punkter vil dette gi et ligningssystem med uendelig mange ukjente.

Elementmetoden sørger for at det blir et endelig antall ukjente ved å dele opp strukturen i forhåndsdefinerte elementer. Fordelingen beskrives av interpolasjonsfunksjoner som tilnærmer fordelingen mellom nodene. Disse nodene befinner seg normalt i randen av elementene og verdiene i nodene blir systemets ukjente. Nøyaktigheten av resultatet vil være avhengig av antall elementer som velges og hvilke interpolasjonsfunksjoner som beskriver oppførselen mellom nodene. De individuelle løsningene til hvert element sammenstilles så systematisk i globale løsningsmatriser (Huebner et al. 2001).

Tilsvarende problematikk vil gjelde andre kontinuerlige problemstillinger i naturen som fordeling av temperatur, masse og elektromagnetisk potensial. Disse kontinuerlige fenomenene kjennetegnes av at det er mulig å tilnærme løsninger ved hjelp av partielle differensialligninger med randbetingelser. Med gitte randbetingelser er elementmetoden et effektivt verktøy for løsning av slike ligningssett.

1.6.2 Elementmetoden i ANSYS¹

For denne oppgaven benyttes ANSYS Mechanical da det er denne programpakken som er tilgjengelig ved UMB. For kvasistatisk verifisering med de påsatte lastresultantene fra kapittel 3 vil denne programpakken være velegnet. For dynamisk verifisering finnes det programpakker som på en bedre måte kan implementere varierende vind- og bølgebelastning. Programpakken har allikevel vist seg å fungere tilfredsstillende med forutsetning om at bølgebelastningen er dominerende og vindbelastningsfeltet kan neglisjeres. Programpakken åpner også kun for bølgetog med identiske bølger. Derfor vil beregningene stort sett basere seg på kontinuerlige bølgetog bestående av identiske bølger.

Valg av elementtyper til bruk i denne oppgaven er i stor grad basert på rapporten *Pivoting ved Storskala Montering av Singelbøye Offshore Vindturbiner* hvor det ble utført en relativt grundig evaluering og argumentasjon for valg av elementtyper til bruk i videre analyser (Moss & Myhr 2008). Elementene som benyttes i modellene er i stor grad basert på elastisitetsteorien. En av forutsetningene for utvikling av formelverket i elastisitetsteorien er at forskyvningene som oppstår er små. Dermed kan man forutsette at lastene har konstant retning uavhengig av hvordan strukturen deformeres. For mange av analysene i denne oppgaven vil deformasjonene bli så store at kreftene til dels vil skifte retning for å følge strukturdeformasjonene. Dette tas høyde for i ANSYS-modellene ved å benytte seg av Newton-Raphson iterasjoner (ANSYS²).

I denne oppgaven innføres det videre laster som er tidsavhengige. Dette gjør at følgende system for bevegelse må løses (ANSYS³)

$$[M]\{\ddot{\delta}\} + [C]\{\dot{\delta}\} + [K]\{\delta\} = \{F(t)\}$$

Formel 10

Hvor:

$[M]$ = Massematrise

$[C]$ = Dempingsmatrise

$[K]$ = Stivhetsmatrise

$\{\ddot{\delta}\}$ = Nodal akselerasjonsvektor

$\{\dot{\delta}\}$ = Nodal hastighetsvektor

$\{\delta\}$ = Nodal forskyvningsvektor

$\{F(t)\}$ = Påført lastvektor

En vanlig metode for løsning av dette systemet er å hente ut egenvektorene for å utlede ukoblede ligninger (Huebner et al. 2001). I ANSYS¹ kan direkte tidsintegrasjon benyttes til å løse hele det koblede ligningssettet simultant. Formelverket som benyttes til simultan løsning av bevegelsesligningene i denne oppgaven går under navnet Newmark-beta metoden (ANSYS³).

1.6.3 Newmark-beta metoden

Når en elastisk struktur påsettes dynamiske laster vil forskyvningene variere med tid. Krefter som må tas hensyn til ved beskrivelse av forskyvningene er treghetskrefter, indre friksjonskrefter og eventuelle ytre dempingskrefter. For å løse ligningssettet defineres en løsning når tiden er null. Dynamisk likevekt forsøkes så oppfylt ved diskrete punkter i tid. Valg av tidssteg vil ikke påvirke stabiliteten til løsningen og det tillates at analyser kan løses med relativt store tidssteg. Tidsstegenes størrelse må fortsatt vurderes i forhold til hvor stor grad av nøyaktighet som ønskes. Systemet av bevegelsesligninger blir dermed (Huebner et al. 2001):

$$[M]\{\ddot{\delta}\}_{t+\Delta t} + [C]\{\dot{\delta}\}_{t+\Delta t} + [K]\{\delta\}_{t+\Delta t} = \{F(t + \Delta t)\}$$

Formel 11

Hvor:

$$\{\delta\}_{t+\Delta t} = \{\delta\}_t + \{\dot{\delta}\}_t \Delta t + \left[(1 - \beta)\{\ddot{\delta}\}_t + \beta\{\ddot{\delta}\}_{t+\Delta t} \right] \Delta t^2$$

$$\{\dot{\delta}\}_{t+\Delta t} = \{\dot{\delta}\}_t + \left[(1 - \alpha)\{\ddot{\delta}\}_t + \alpha\{\ddot{\delta}\}_{t+\Delta t} \right] \Delta t$$

Det kan på bakgrunn av dette videre vises at ligningssettet som må oppdateres for hvert tidssteg er:

$$[\bar{K}]\{\delta\}_{t+\Delta t} = \{\bar{F}\}_{t+\Delta t}$$

Formel 12

Hvor:

$$\begin{aligned} [\bar{K}] &= [K] + \frac{\alpha}{\beta\Delta t} [C] + \frac{1}{\beta\Delta t^2} [M] \\ \{\bar{F}\} &= \{\bar{F}\}_{t+\Delta t} + [C] \left(\frac{1}{\beta\Delta t} \{\delta\}_t + \left(\frac{\alpha}{\beta} - 1 \right) \{\dot{\delta}\}_t + \frac{\Delta t}{2} \left(\frac{\alpha}{\beta} - 2 \right) \{\ddot{\delta}\}_t \right) \\ &\quad + [M] \left(\frac{1}{\beta\Delta t^2} \{\delta\}_t + \frac{1}{\beta\Delta t} \{\dot{\delta}\}_t + \left(\frac{1}{2\beta} - 1 \right) \{\ddot{\delta}\}_t \right) \end{aligned}$$

Algoritmen er stabil for $\alpha = 1/2$ og $\beta = 1/4$ for lineære problemer. De ukjente forskyvningene $\{\delta\}_{t+\Delta t}$ kan dermed enkelt regnes ut for hvert tidssteg (Huebner et al. 2001).

1.6.4 Newton-Raphson metoden

Newton-Raphsons metode er en mye benyttet numerisk metode for å tilnærme løsningen på en funksjons røtter. Følgende iterasjoner repeteres for å tilnærme funksjonens røtter (Adams 2003):

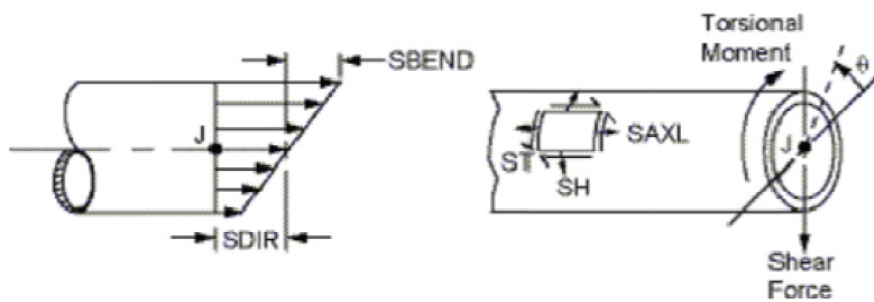
$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)}$$

Formel 13

For transiente analyser i ANSYS¹ vil startverdien x_n velges som den konvergente løsningen fra det forrige tidssteget. Dersom løsningen ved tiden lik null er i nærheten vil løsningen normalt konvergere (Petersen 2008). Det kan spesifiseres hvilke konvergenskriterier som ønskes oppfylt. Det vanligste konvergenskriteriet er basert på kraft og moment, men også krav til forskyvninger og rotasjoner kan legges til (ANSYS⁴).

1.6.5 PIPE16

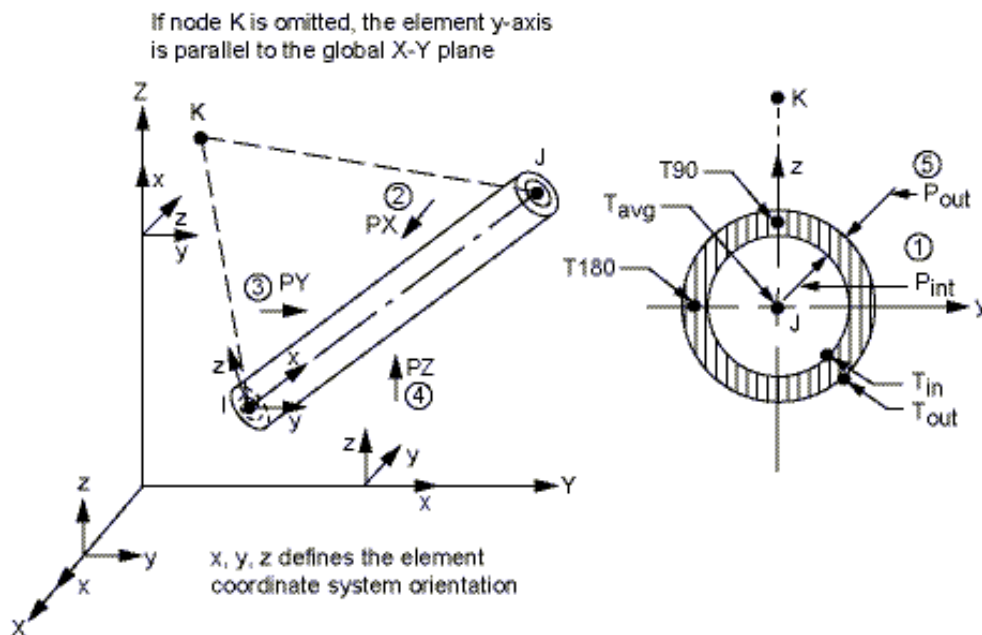
Elementet er basert på en enkel tredimensjonal bjelke, men er forenklet på grunn av symmetri. Det har seks frihetsgrader i hver node som er henholdsvis translasjoner og rotasjoner om tre akser. Elementet tilfredsstiller kravene som stilles for å modellere de deler av konstruksjonen som ikke trenger hydrostatisk og hydrodynamisk belastning. Fra PIPE16 kan relevante verdier som blant annet bøyepenninger, aksialspenninger og Von Mises spenninger enkelt hentes ut (ANSYS⁵).



Figur 17: Eksempel på resultater som hentes fra en analyse med PIPE16 elementer (ANSYS⁵)

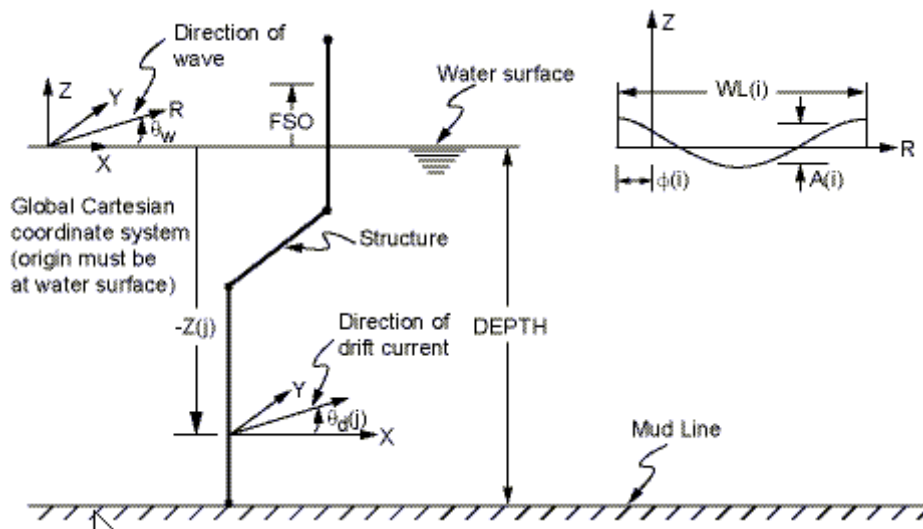
1.6.6 PIPE59

PIPE59 har de samme egenskapene som PIPE16, men er i tillegg spesialisert mot offshore rørkonstruksjoner ved at massematrisen og lastvektoren inkluderer hydrostatiske og hydrodynamiske effekter (ANSYS⁷). Dette gjør PIPE59 til et velfungerende element for modellering av en halvt nedsenkbar plattform så lenge det benyttes sylindriske geometrier.



Figur 18: Elementgeometri for PIPE59 (ANSYS⁶)

Elementdata til PIPE59 er avhengig av flere fysiske faktorer som ytre diameter, veggtykkelse, stivhet, egenvekt og eventuell overdekning. Nodeplasseringen gjøres under mesh-generering på linjer som styres av keypointenes plassering. Det er også mulighet for å fylle elementet med en valgt substans som kan simulere ballast. Disse egenskapene gjør elementet enkelt og robust for den type modellering og simulering som skal utføres. Det er videre mulig å kjøre lokale knekkingsanalyser og dermed kontrollere effekten av hydrostatisk trykk. Vesentlig for analysen er bølgepåkjenningene og effekten av dem. Relevante verdier som trengs i analysen er signifikant bølgehøyde, bølgeperioden, fasevinkel og eventuelt spesifikk bølgelengde.

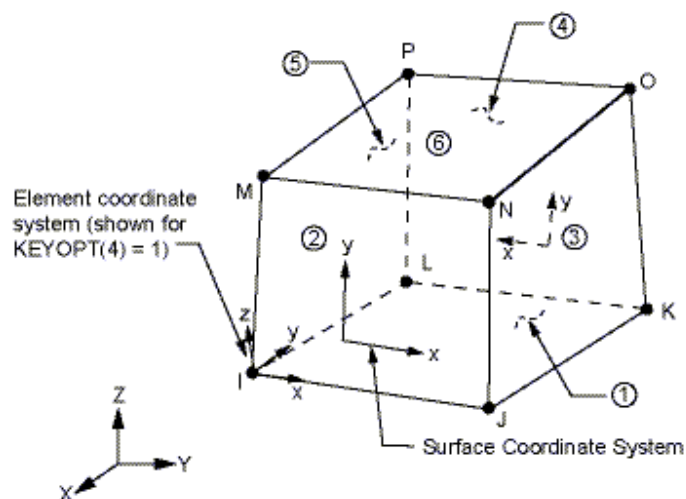


Figur 19: Tabelldata for hydrodynamiske egenskaper for PIPE59 (ANSYS⁶)

Hydrodynamiske laster beregnes gjennom en generalisert Morison ligning som distribuerer bølge- og strømningslastene på elementet. Bølge teorier som kan benyttes sammen med PIPE59 er Airy bølge teori, Stokes femte ordens bølge teori og stream function bølge teori (ANSYS⁷).

1.6.7 SOLID45

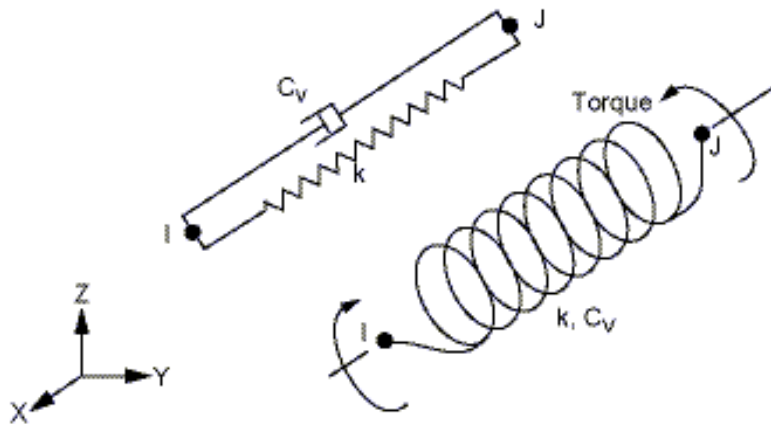
Dekket til monteringsplattformen er ikke egnet for modellering med rørstrukturer. Dette skyldes at det ønskes å forenkle dekkegeometrien til rektangulære flater. Ved å benytte seg av SOLID45 kan nyttelasten på plattformen enkelt modifiseres ved at densiteten til materialet endres. Elementet er valgt da det er et relativt enkelt volumelement bestående av åtte noder med tre frihetsgrader per node (ANSYS⁸).



Figur 20: Elementgeometri for SOLID45 (ANSYS⁸)

1.6.8 COMBIN14

COMBIN14 er et masseløst element som fungerer som et fjær-demper system i kun to dimensjoner. I denne oppgaven benyttes elementet som en enkel fjær uten demping for å lage en forenklet modell av det dynamiske posisjoneringssystemet til monteringsplattformen (ANSYS⁹).



Figur 21: Elementgeometri for COMBIN14 (ANSYS⁹)

2 RAMMEBETINGELSER

2.1 KRAVSPESIFIKASJONER

Aquilo skal kunne utføre rasjonell montering av forskjellige singelbøye vindturbiner i områder som er utsatt for vesentlige naturkrefter. For at konseptet skal være realiserbart bør en høy monteringsfrekvens oppnås samtidig som operasjonen skal utføres rimeligere enn alternative monteringsmetoder beregnet på stor skala. Det er videre et ønske om at eksisterende turbinkonsept skal kunne monteres med minimale tilpasningsbehov.

Pivoteringsoperasjonen skal kunne utføres med en operasjonsgrad på 90 % i Nordsjøen. Dette tilsvarer værforhold med høy sjø og mye vind. Operasjonskriteriet til vind er satt til 36 m/s for å gjøre operasjonen tilnærmet uavhengig av vindstyrke og dermed skape færre operasjonelle avhengigheter.

Konstruksjon av Aquilo skal hovedsakelig utføres med anerkjente materialer og utføres etter offshorenormene i forhold til at løsningen skal være enkel, rasjonell og robust.

Ved løftesituasjoner på Nordsjøen stiller standardene (NORSOK standard R-CR-002 1995) og (NORSOK standard R-003 2004) blant annet følgende krav i vårt tilfelle:

1. Løftet skal ikke foregå over personell og personell skal i tillegg hindres adkomst til områder som er utsatt for fallende objekter. Løfteoperasjonen skal kunne stoppes direkte dersom det oppstår fare eller det oppstår usikkerhet tilknyttet instruksjoner og tap av kommunikasjon.
2. Løfteoperasjoner skal avlyses dersom vind og bølgehastigheter overstiger 80 % av operasjonskriteriene i forkant av løftet. Det kreves også en dimensjonerende vindstyrke lik 36 m/s.



Figur 22: Offshore installasjoner må tåle store bølgepåkjenninger (Sloane 2008)

2.2 KONSEPTDRØFTING

En av kostnadsdriverne for bunnfast offshore vindkraft har vært installasjons- og vedlikeholdskostnader. Installasjonskostnadene har i gjennomsnitt ligget på i overkant av 20 % av totalkostnaden og i visse tilfeller opp mot 30 % (Morgan et al. 2003; Nielsen 2006).

For installering har det vært vanlig å sette et skille ved 15 - 20 m dyp. Størsteparten av havvindparkene som er utviklet befinner seg i en dybde på under 15 m. Frem til denne dyden kan turbinene installeres med en kran som er oppstøttet av en jack-up. Ved større dybder blir dette vanskeligere. Man regner med at man vil kunne benytte jack-up fartøy kostnadseffektivt opp til 30 m dyp, men over dette vil nye løsninger måtte utvikles (Sandgren et al. 2007). For utbygging i Norge vil det dermed måtte utvikles nye metoder både med tanke på montering av bunnfast og flytende offshore vindkraft.

2.2.1 Valg av relevante turbinkonsept

Da konseptet, som nevnt tidligere, baserer seg på offshore sammenføyning av flytende vindturbiner vil det av praktiske hensyn være naturlig å prioritere turbinkonsept som baserer seg på at det er en turbin per flyter. Et eksempel på et konsept med tre vindturbiner per flyter er WindSea som planlegges sjøsatt i 2011 (Gram 2008). Desto flere turbiner som skal plasseres på hver flyter desto mindre behov vil det være for et storskala offshore monteringskonsept. Da vil tauing fra et skjermet sammenstillingsområde trolig være mest gunstig. For slike konsepter vil derfor installasjonskostnaden i utgangspunktet bli lavere, men denne fordelene nøytraliseres til dels ved økt materialforbruk. Konsepter med flere turbiner fordelt på hver enkelt flyter vil ikke bli behandlet i denne oppgaven. På dette tidlige stadiet er det uvisst hva slags turbinkonsept som vil vise seg å være mest konkurransedyktig i fremtiden. Dersom konseptene skal vurderes opp mot hverandre vil mulighet for rasjonell massemontering nødvendigvis være en av seleksjonskriteriene.



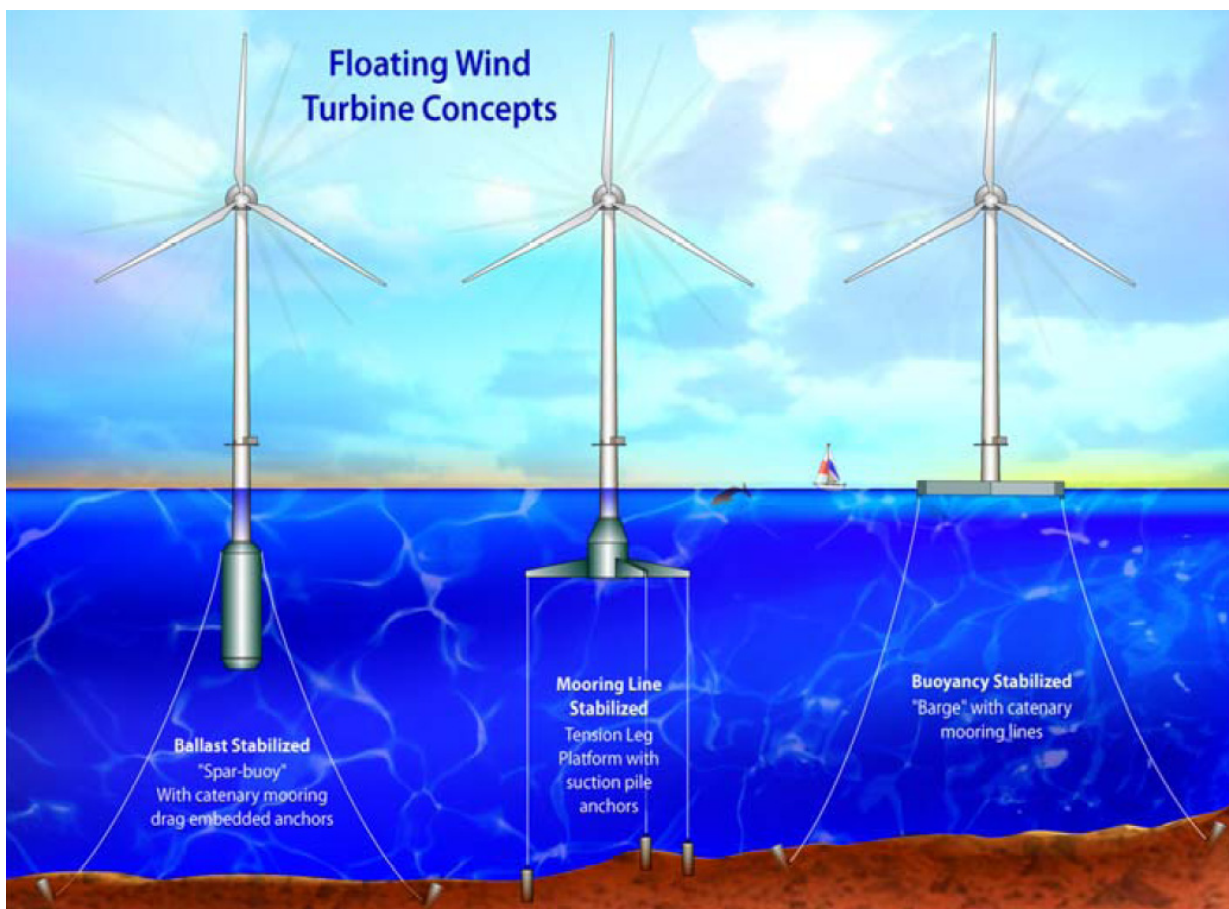
Figur 23: WindSea med tre vindturbiner per flyter vil ha en effekt på 10 MW (WindSea AS 2009)

Når det gjelder økonomiske hensyn ble det av (Sclavounos et al. 2007) gjennomført en økonomisk pareto-analyse kombinert med dynamiske FEM-analyser av ulike flyterkonsept. Det ble stilt krav om at flyterkonseptene var selvstabiliserende uten forankring, noe som vil være nødvendig dersom tauing skal kunne gjennomføres på en rasjonell måte. Faktorer som ble vurdert opp mot kostnad var akselerasjoner i nacelle, strekk i forankringssystemer og global respons for en referanseturbin på 5 MW. Det konkluderes med at to konseptformer vil være mest lønnsomme. Konseptene som gir størst økonomisk avkastning er henholdsvis basert på tynne, dyptgående sparbøyer eller gruntgående flåter ballastert med betong.

I korte trekk er fordelene med en flåte, med tanke på installasjon, at tauingen skjer med liten motstand og dermed er kostnadseffektiv. I tillegg gjør liten dypgang det enkelt å planlegge tauingsruter. En generell fordel er at forankring og materialer til flyter kan gjøres med enkle løsninger. Hovedulempen er at denne løsningen gir størst bevegelser i nacellen og dermed stiller størst krav til turbinens holdbarhet (Mortensen et al. 2008).

Eksempler på dyptgående sparbøyer som er kommet forbi skissestadiet er Hywind og SWAY. Disse skal kunne være selvstabiliserende uten forankring og vil være sentrale å vurdere i forhold til monteringskonseptet. En ulempe med sparbøyer er at de er ustabile og dermed krever stor dypgang for å oppnå tilfredsstillende respons. Dette gir dermed økte kostnader ved tauing.

Vindturbin-konseptet Njord, under utvikling med ressurser fra Universitetet for miljø- og biovitenskap, har vesentlig mindre dypgang og vil da bli billigere å taue. Den har et forspent forankringssystem for stabilisering, og vil da potensielt måtte spesialtilpasses for å tillate effektiv bruk av tauingsprinsippet. Det kan tenkes at flere turbin-konsept som ønsker å være materialbesparende vil kunne optimaliseres ytterligere dersom de ikke behøver å være selvstabiliserende. For at det skal være aktuelt å gjøre dette må spesielle hensyn tas med tanke på vedlikehold. Tauing av havarerte vindturbiner vil kunne være en gunstig løsning på grunn av at dette vil kunne gjøres enkeltvis. Dette gjelder både vindturbiner med forspenning i tårn som Njord og vindturbiner med forspenning i flyteren som Blue H. Denne oppgaven vil basere seg på montering av sparbøyekonseptene Njord, Hywind og SWAY. Disse vil bli drøftet nærmere, men monteringskonseptet vil også kunne benyttes på tilsvarende konsept med mindre dypgang.



Figur 24: Ulike flytere for offshore vindturbiner med varierende dypgang (Butterfield et al. 2005)

2.2.2 Vurdering av installasjonsmetoder

Bunnfaste offshore vindturbiner

Installasjonsmetoden som er blitt benyttet for montering av offshore vindkraft frem til nå har stort sett vært den samme og tilpasset dybder opptil 20 m. Installasjonsmetoden springer ut fra ideen til den danske krankonsulenten Kurt E. Thomsen som foreslo en løsning som kunne brukes til transport, installering, drift og vedlikehold av bunnfaste offshore vindturbiner. Dette konseptet ble iverksatt ved byggingen av havvindparken Horns Rev i 2001. Denne havvindparken besto av 80 vindturbiner, og det ble derfor behov for å tilpasse monteringen til en relativt stor skala (A2SEA AS 2009a). Følgende monteringsløp ble benyttet ved Horns Rev (Dong Energy 2008a):

1. Fundament pæles ned i havbunnen
2. Tårn og naceller produseres på land og transporteres ut i deler med et monteringsfartøy
3. Tårnelementene heises opp med fartøyets kran og plasseres på fundamentet.
4. Nacelle med 2 rotorblader plasseres på toppen av tårnet ved hjelp av kran og jackup-rigg.
5. Det siste rotorbladet festes i bunnen.

Til dette ble to identiske fraktskip med nåværende navn MV SEA POWER og MV SEA ENERGY, spesialtilpasset for montering av vindturbiner. Det ble montert en stor hovedkran med kapasitet på 400

tonn på hvert skip. Stabiliteten i en løftesituasjon ble oppnådd ved å utruste skipene med fire stabiliserende bein basert på konvensjonell jack-up teknologi (A2SEA AS 2009c). Disse fartøyene har vist seg å være velegnet til oppgaven da selskapet A2SEA har montert 70 % av verdens offshore vindturbiner (A2SEA AS 2009f).



**Figur 25: Monteringsfartøyet MV SEA POWER
(Havgul AS 2008a)**

Det er klare begrensninger når det gjelder operasjonelle værforhold ved montering med MV SEA POWER og MV SEA ENERGY. Monteringsfartøyene kan kun operere i vindstyrker opptil 10 m/s og signifikante bølgehøyder opptil 1,5 m. Dette har ført til at vanlig monteringshastighet er tre vindturbiner per uke per skip (Havgul AS 2008a). De operasjonelle kravene vil være meget begrensende for offshore vind i Norge.

Selv ved montering i relativt rolige farvann, som ved Horns Rev i den mest ideelle årstiden mellom mars og august, var det en nedetid på grunn av værforhold på hele 33 % (The Science and Technology Committee 2003).

Selskapet A2SEA har posisjonert seg med tanke på montering av vindturbiner av større MW-klasse i dypere havområder. De har gått til innkjøp av to vanlige jack-up plattformer. Fartøyet SEA JACK har en krankapasitet på 800 *tonn* på en dybde opp mot 30 *m* mens fartøyet SEA WORKER har en krankapasitet på 300 *tonn* og kan arbeide i dybder opp mot 40 *m* (A2SEA AS 2009d; A2SEA AS 2009e). Døgnleien til disse plattformene vil nødvendigvis være høyere, og de vil være mindre manøvrerbare. Samtidig er denne teknologien også ømfintlig med tanke på værforhold. Dette fører til vesentlige kostnadsøkninger ved montering i større dybder.



**Figur 26: SEA WORKER
(A2SEA AS 2009e)**

Det som er verdt å merke seg med tanke på fremtidig montering av flytende vindturbiner er at utviklingen av installasjonskonseptet har ført til en markedsandel på 70 % (A2SEA AS 2009f). Videre ble det vurdert som nødvendig å benytte seg av to identiske fartøyer for montering av 80 vindturbiner ved Horns Rev. Med andre ord er effektiviteten i en installasjonsrunde så vesentlig at en dobling av monteringshastigheten rettferdiggjør en dobling av investeringskostnaden i forhold til montering.

Konseptet til A2SEA har for øvrig blitt oppskalert ved utvikling av fartøyet MV Resolution som benytter seg av samme teknologi, men har en større lastekapasitet slik at det ikke er behov for støttefartøy. Dette skipet er bygget fra grunnen av med tanke på å montere offshore vindturbiner og kan benyttes til hele monteringsløpet inkludert installering av fundamenter, kabler og transformatorer (MPI Offshore 2009a). På denne måten kan man operere i lengre tidsrom uten forsyning og logistikken kan optimaliseres. I tillegg kan fartøyet på grunn av dets størrelse operere i vanskeligere værforhold enn MV SEA POWER. Fartøyet kan operere i signifikante bølgehøyder opp til 3,0 m og vindhastigheter opp til 15,3 m/s (MPI Offshore 2009c). Dersom man sammenligner med statistiske værdata for Nordsjøen tilsvarer dette fortsatt ikke mer enn en operasjonstid på rundt 30 % (Faltinsen 1990). Markedet for installering av bunnfast offshore vindkraft er så godt at MPI Offshore har bestilt to søsterskip som er basert på MV Resolution (MPI Offshore 2009d). Det er ikke utenkelig at markedet for installering av flytende offshore vindturbiner vil utvikle seg på en tilsvarende måte.



**Figur 27: Spesialfartøyet MV Resolution
(MPI Offshore 2009b)**

Et annet poeng som kan hentes fra M/V Resolution er viktigheten av å ha tilstrekkelig lastekapasitet. Fartøyet har en lastekapasitet på 8950 *tonn* og et tilgjengelig lasteareal på 3200 *m*² (SPG Media Limited 2009). Ved utvikling av et spesialisert monteringsfartøy beregnet for Nordsjøforhold vil lastekapasiteten være et sentralt poeng som bør tas hensyn til.



Figur 28: Skipet M/V Resolution har en lastekapasitet på nærmere 9000 tonn (MPI Offshore 2009b)

2.2.3 Tauing av flytende offshore vindturbiner

Siden kostnaden ved montering øker markant med havdybden for bunnfaste turbiner vil installasjonskostnadene kunne bli mer fordelaktige dersom man går over til flytende vindturbiner. Dette åpner for at man kan sammenstille komplette vindturbiner i skjermede farvann og så taue de ut til ønsket bestemmelsessted. Dermed vil man ikke ha behov for spesialiserte monteringsfartøy. Det er denne metoden som er blitt benyttet for verdens første flytende demonstrasjonsturbin Blue H på 80 *kW* som ble tauet ut fra kysten av Sør-Italia i 2007.



Figur 29: Tauing av verdens første flytende offshore demonstrasjonsturbin Blue H på 80 kW (Blue H Technologies BV 2007)

Når det gjelder montering av Hywind 2,3 MW prototype er monteringsløpet basert på montering på lektere i en skjermet fjord etterfulgt av uttauing av komplett vindturbin på tilsvarende måte som for Blue H. Dypgangen til Hywind gjør taueprosessen noe mer omfattende. Det stilles for eksempel krav om at havdybden til en hver tid overstiger 100 m (Hydro 2005). Værforholdene vil også potensielt kunne by på utfordringer. Vindturbinen taues derfor ut av en AHTS og to havnetaubåter i godt vær. Den alternative installasjonsløsningen med offshore montering ved hjelp av Aquilo vil måtte være konkurransedyktig med tauing. Dette vil i stor grad avhenge av antall offshore vindturbiner og de ulike havvindparkenes lokasjon.



Figur 30: Tauging av Hywind 2,3 MW demonstrasjonsturbin med én AHTS og to taubåter (StatoilHydro 2009)

Lønnsomheten vil også avhenge av hvordan skjermet sammenstilling av ulike turbindeler vil fungere. Aquilo vil også kunne benyttes som en del av en skjermet sammenstillingsprosess og dermed kombineres med konvensjonell tauing. Følgende monteringsløp vil bli brukt for Hywind 2,3 MW prototype (StatoilHydro ASA 2009):

1. Flyteren taukes med én taubåt til sammenstillingsplass i Åmøyfjorden.
2. Flyteren forankres og ballasteres opp i rett posisjon ved hjelp av sjøvann.
3. Flyteren blir trukket bort til en lekter med kran og låst fast.
4. Ferdigballastering av flyteren gjøres med Olivin ved hjelp av kranlekteren som henter ballast fra et lasteskip.
5. Kranlekter nummer to benyttes til å hente midtseksjonen fra land og bolte den fast på flyteren.
6. Tårn og nacelle er på forhånd sammenstilt på land i vertikal posisjon. Denne hentes av kranlekter nummer to som løfter denne opp på midtseksjonen.
7. Rotoren sammenstilles med alle rotorblader på land i horisontal posisjon og festes til nacellen med kranlekter nummer to.
8. Tauing til offshore lokasjon gjennomføres ved hjelp av to taubåter og én AHTS.
9. Tre anker slippes ved hjelp av AHTS.

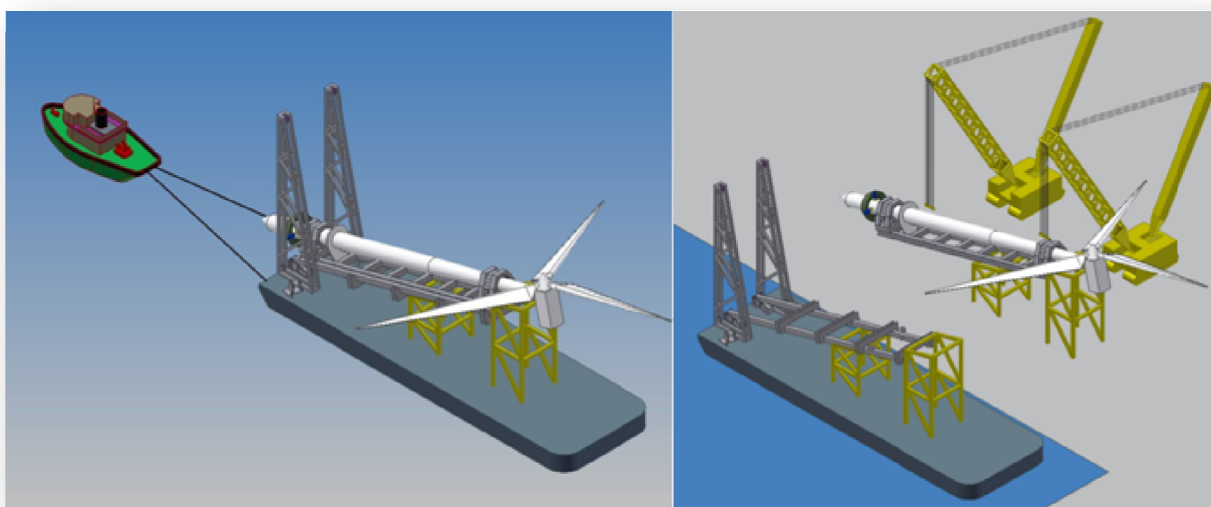


**Figur 31: Rotoren monteres til nacellen med kranlekter
(StatoilHydro 2009)**

Kostnadene som oppstår ved montering i en skjermet fjord etter denne modellen er i utgangspunktet gunstige sett i forhold til utvikling av et eget spesialfartøy for montering. På den andre siden vil det være vanskelig å utnytte stordriftsfordeler som bør oppstå ved montering av større havvindparker. Det vil med denne monteringsprosessen fort kunne bli kapasitetsproblemer når havvindparkene blir i en størrelsesorden på 1 000 vindturbiner eller mer. Tidsaspektet vil også føre til at man vil måtte dele opp

installasjonsforløpet til større havvindparker i flere utbyggingsfaser. Det vil måtte tas hensyn til at tauing ikke kan gjennomføres i tøffe værforhold. Samtidig vil en kranleker være avhengig av meget gode værforhold, og nedetid vil måtte tas hensyn til selv i en meget skjermet lokasjon. For tauing i områder med høy trafikk bør det være med en taubåt ekstra i tilfelle hovedtauebåten får havari.

En mulighet for å forbedre taueprosessen vil kunne være å utvikle et eget konsept som rasjonaliserer taueprosessen. Et eksempel på dette er utviklet av selskapet The Engineering Business Ltd. De har behandlet et mulig konsept hvor bunnfaste turbiner taues ut tilnærmet horisontalt på en spesialtilpasset leker. Selve opprettingssekvensen gjøres med et eget løfteplan. Dermed kommer man utenom den vesentlige begrensningen som er på dagens tilgjengelige monteringsløsninger med tanke på kranhøyde og løftekapasitet (Bland 2004).



Figur 32: Tauingskonseptet Merlin vil potensielt kunne rasjonalisere monteringsprosessen (Bland 2004)

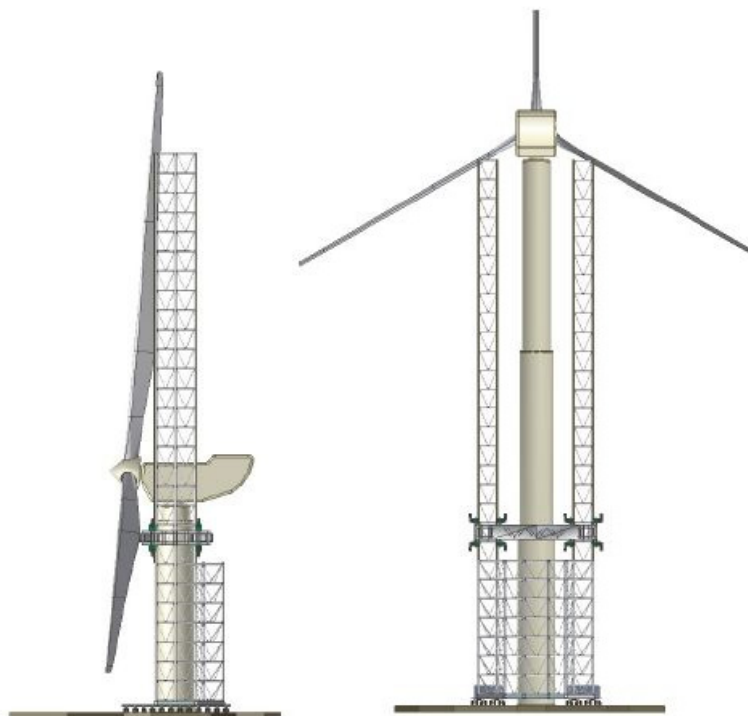
2.2.4 Alternative monteringsmåter

Det er flere som har stilt seg kritisk til å bruke tauing på lang sikt, og alternative løsninger for installasjon av offshore vindturbiner er under utvikling. Et eksempel på dette er konseptet Saipem Turbine Roll & Lift som ønsker å rasjonalisere kranløftet ved å utvikle en U-formet konstruksjon som fungerer som en gaffeltruck (Goalabré et al. 2006).



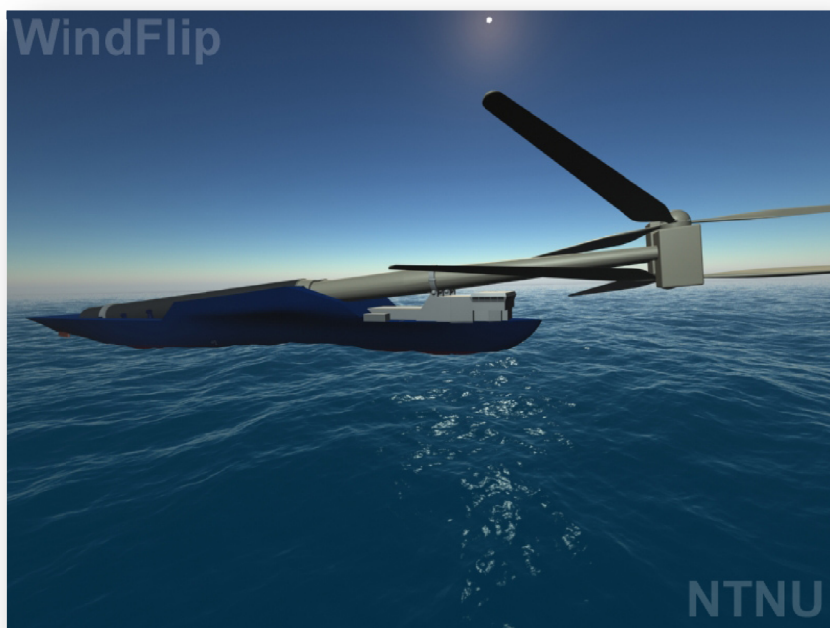
**Figur 33: Løftekonseptet Turbine Roll & Lift av Saipem SA
(Goalabré et al. 2006)**

En fordel med dette konseptet er at det forventes å kunne operere i vindhastigheter på opp til 20 m/s. Dette vil kunne rasjonalisere skjermet sammenstilling. Begrensningene vil dermed ligge på antall tilgjengelige taubåter og deres operasjonskrav i tillegg til forsyningskjeden for tårn og naceller.



**Figur 34: Løftekonseptet Turbine Roll & Lift vil være mer robust med tanke på belastning fra vind
(Goalabré et al. 2006)**

Et konsept som ønsker å adressere begrensningene til tauebåtene er WindFlip som er utviklet av fem studenter ved NTNU. Deres konsept angriper tids- og værproblematikken ved at de har utviklet et spesialdesignet skip som skal kunne operere i høyere hastigheter og vanskeligere værforhold enn konvensjonell tauing. Skipet skal kunne transportere to komplette vindturbiner horisontalt samtidig i en hastighet på 15 *knop*. Løftet til vertikalposisjon foregår ved at selve transportskipet ballasteres slik at det retter seg opp i takt med vindturbinene (WindFlip AS 2009).

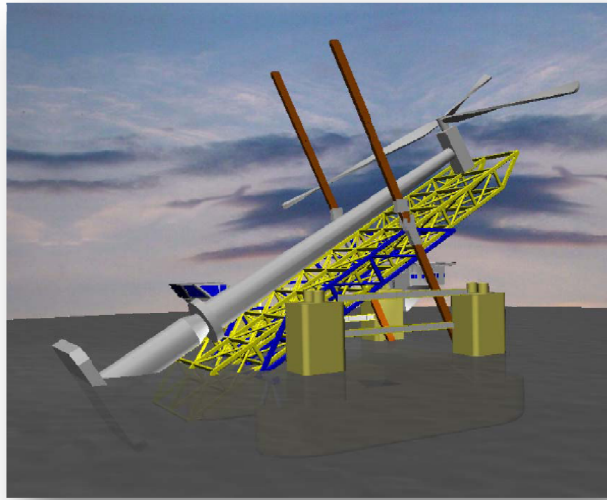


**Figur 35: Spesialfartøyet WindFlip
(WindFlip AS 2009)**

Fartøyet er spesialisert og baserer seg i stor grad på at det utvikles nye tekniske løsninger. En mulig ulempe med dette konseptet er at det vil være vanskelig å finne synergier i forhold til andre bruksområder i offshore løftebransjen. Det forutsettes dermed at det blir en storstilt utbygging av flytende offshore vindkraft. I denne oppgaven er det også antatt at det vil være behov for spesialtilpassede fartøyer for massemontering, men det sees på som en fordel dersom eksisterende teknologi kan benyttes. Dette vil blant annet kunne gjøre det enklere å tilpasse et konsept til andre bruksområder.

2.2.5 Tilpassing av eksisterende offshore løftefartøy

Det finnes planer om å benytte seg av eksisterende offshore løftefartøyer til montering av vindturbiner. Et eksempel på dette er det halvt nedsenkbare fartøyet MPU Offshore Lifter som skulle bli verdens største løftefartøy med en kapasitet på 40 000 *tonn* (Steensen, A.J. 2007b). Dette fartøyet var spesialdesignet for fjerning av offshore installasjoner, men ville også kunne bli benyttet til installasjon av komplette offshore vindturbiner. Fartøyet ble for øvrig aldri ferdig på grunn av manglende finansiering (Steensen 2008).



**Figur 36: MPU Offshore Lifter tilpasset montering av offshore vindturbin
(Gorud 2008)**

Et annet løftefartøy som er tiltenkt fleksibel bruk i offshorebransjen er selskapet Master Marines Service Jack. Fartøyet vil være velegnet for montering av offshore vindkraft i større dybder da jackup-føttene har en lengde på 110 m og to kraner på 750 tonn hver (Master Marine ASA 2009a). Fartøyet vil dermed kunne operere i dybder der flytende offshore vindturbiner med lav dypgang på sikt vil kunne posisjonere seg. Selskapet ble for øvrig nylig tildelt en kontrakt på 78 mill € for montering av 88 offshore vindturbiner i Sheringham Shoal i Storbritannia (Master Marine ASA 2009b).



**Figur 37: Jackup-fartøyet Service Jack er et flerbrukskonsept som kan benyttes både til offshore vindkraft og i oljesektoren
(Master Marine ASA 2009a)**

Semisubmersed Crane Vessel (SSCV)

Det kan være gunstig å utvikle monteringskonsept som kan ta oppdrag i flere bransjer. En fartøytype som av naturlige årsaker vil komme til vurdering ved montering av flytende offshore vindturbiner er halvt nedsenkbare kranfartøy. Et eksempel på et slikt fartøy er Saipem 7000 som er forsynt med to kraner med kapasitet på 7000 *tonn* hver. Det har i tillegg et tilgjengelig dekkeareal på 9 000 *m*² (Saipem SpA 2006).



**Figur 38: Kranfartøyet Saipem 7000
(Saipem SpA 2001)**

Disse fartøyene vil kunne gjennomføre konvensjonelle kranløft av komplette offshore vindturbiner. Løft av komplette vindturbiner er delvis blitt gjennomført allerede ved Beatrice offshore demonstrasjonspark. Der ble to ferdigstilte 5 MW vindturbiner løftet opp på sine jacket-understell av katamaranen Rambiz som for øvrig også installerte understellene (Scaldis Salvage & Marine Contractors NV 2006). Dette flytende fartøyet har begrensninger i forhold til et jackupfartøy som står fast på havbunnen med tanke på operasjonelle vilkår. For å få et stabilt monteringsunderlag vil en større halvt nedsenkbar flytende plattform være å foretrekke.



**Figur 39: Montering av komplett vindturbin med kranfartøyet Rambiz
(Scaldis Salvage & Marine Contractors NV 2006)**

Økonomisk sett vil det normalt være lite aktuelt å benytte seg av en SSCV kun til montering av offshore vindturbiner (Morgan et al. 2003). Dette kan endre seg dersom havvindparkene bygges ut i stor skala og fartøyet med relativt enkle grep kan gjøres om til en tilbyder av komplette utbyggingsløsninger. Det vil gjøre at den kan gjennomføre store deler av monteringssekvensen til havvindparken alene og gi store logistikkfordeler på samme måte som MV Resolution. I tillegg vil man kunne montere relativt uavhengig av værforhold. Dermed vil man kunne tilby en løsning som kan montere de største havvindparkprosjektene på verdensbasis.

Siden lagring av komplette flytende offshore vindturbiner vil kreve store dekkareal vurderes det slik at sammenstilling i praksis vil måtte gjøres offshore. Dermed vil det kreve en viss ombygging av en eksisterende SSCV for å tilpasse den til en sammenstillingslinje. Da det for tiden ikke finnes mer enn et par fartøy av denne typen på verdensbasis vurderes det som mer hensiktsmessig å utvikle et nytt fartøy enn å modifisere et eksisterende.

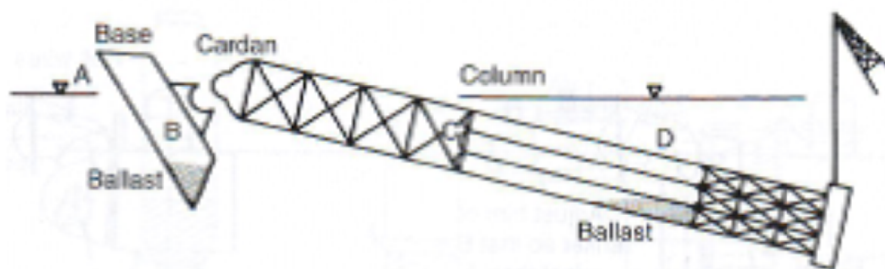
2.2.6 Horisontal sammenføyning offshore

Visjonen for konseptet er at det skal plasseres på en flytende plattform og at monteringen skal skje onsite. Dette fører til rasjonell og rask montering i tillegg til stor fleksibilitet med tanke på komponentleveranser. Et spesialisert fartøy er på en annen side mer utsatt med tanke på produksjonssvikt eller problemer da hele monteringsforløpet stopper opp. I tillegg bør det kunne takle de fleste aktuelle værforhold uten å måtte returnere til havn. En halvt nedsenkbar plattform vil være velegnet til dette formålet da de er kjent for å ha gode egenskaper i vanskelige værforhold. Derfor vil denne oppgaven basere seg på en vurdering av Aquilo montert på en SSCV.

Med en uavhengig monteringsplattform som setter opp vindturbiner på løpende bånd vil mindre segmenter kunne masseproduseres ved ulike verft rundt om i verden for så å transporteres på vanlige transportskip ut til plattformen der de blir losset med egne kraner. Dette gir et fravær av den vanlige nødvendigheten av nærliggende havner for lessing av materialer på monteringsfartøyet.

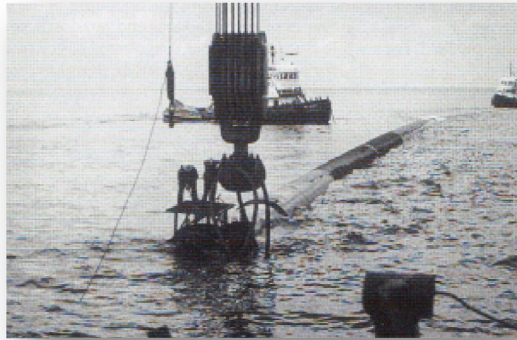
De ulike turbindelene kan i utgangspunktet boltes sammen etter samme prinsipp som landbaserte og bunnfaste offshore vindturbiner. Sammenstillingen tenkes gjennomført i en horisontal skjermet stilling slik at denne prosessen i liten grad blir avhengig av værforhold. Monteringssekvensen fra horisontal posisjon til vertikal posisjon vil også i denne oppgaven bli dimensjonert for å kunne monteres i alt annet enn ekstreme værforhold. For bunnfast montering av turbiner har normalt operasjonsgraden vært lav. Selv ved montering i relativt rolige farvann som ved Horns Rev i den mest ideelle årstiden, var det som nevnt tidligere en operasjonsgrad på 67 % (The Science and Technology Committee 2003). Aquilokonseptet er utviklet med et mål om å nå en operasjonsgrad på 90 % i Nordsjøen.

Monteringssekvensen fra horisontalposisjon til vertikalposisjon er utviklet av D. Moss og A. Myhr etter å ha vurdert ulike alternativ som kranløft og bruk av skråplan (Moss & Myhr 2008). Konseptet baserer seg på montering ved hjelp av ballast i kombinasjon med vinsjstyring. Dette er en videreutvikling av en kjent prosess som allerede benyttes i offshorebransjen. Der benytter man seg av ballastering og vinsjstyring om et ledd som tillater rotasjon (Gerwick 2007).



Figur 40: Montering ved hjelp av ballast og vinsjstyring (Gerwick 2007)

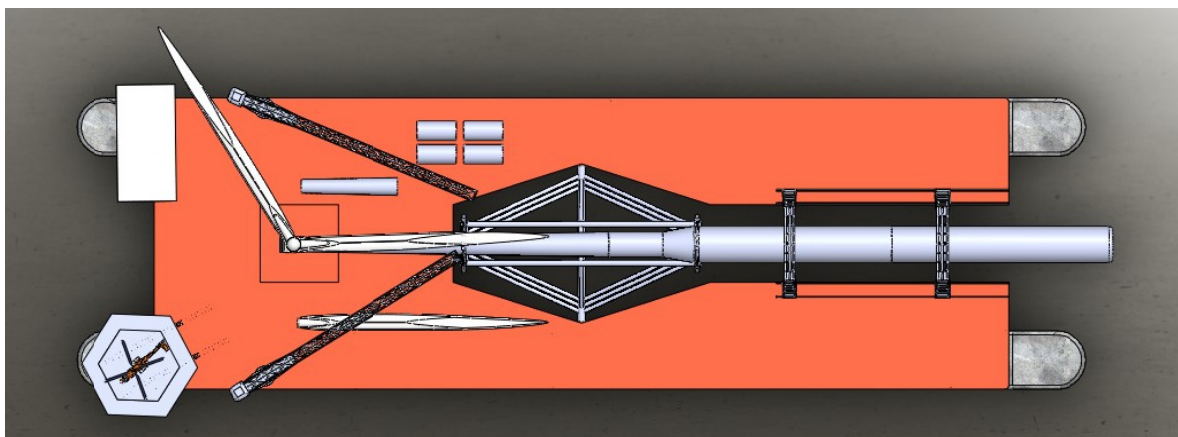
Det som vil være styrende for å oppnå kontinuerlig montering er forsyning av plattformen med nye deler. Det vil kunne være aktuelt å lagre alle nødvendige deler til monteringssekvensen på plattformen på tilsvarende måte som for MV Resolution, men dette vil i stor grad avhenge av hvordan turbinen er utformet. For konsept som Hywind vil massen til flyteren være så stor at dette er lite realistisk i praksis. Flyterne kan fabrikkeres liggende i tørrdokker for deretter å slepes ut i klynger til plattformen. Disse vil måtte løftes opp til sammenstillingsposisjon. Dette kan for eksempel gjøres ved hjelp av vinsjene som benyttes til å styre opprettingssekvensen.



Figur 41: Selvflytende rør med midlertidig tetting i endene åpner for rasjonell tauing til installasjonssted (Gerwick 2007)

Produksjonsforløpet vil da i korte trekk være:

1. Alle flytere produseres på land ved forskjellige lokaliteter og taues ut til feltet uten flytende ballast.
2. Tårnelementer, rotorblader og naceller produseres på land og transporteres ut sammen med PSV og eventuelt andre skip. Dette vil kunne være som hele komponenter eller deler som krever sammenstilling på plattform.
3. På plattformen festes rotorblader til nacellen som igjen festes til tårnet.
4. Flytere heises opp på plattformen og monteres sammen med tårnet.
5. Forankringen festes til flyter. Dette er spesielt aktuelt ved slakkforankring.
6. Hele vindturbinen senkes ned om en pivoteringsaksel med Aquilo og vinsjer. Kontrollert opprettingssekvens oppnås ved at flyteren ballasteres i kombinasjon med at vinsjene holder igjen.



Figur 42: Offshore horisontal sammenstilling på plattform

Dette er et eksempel på et mulig monteringsforløp. Hovedpoenget med dette konseptet er at det skal være fleksibelt samtidig som det er spesialisert. Ulempen er at det krever at kvalifisert arbeidskraft utfører en del montasjearbeid, som kunne vært gjort i en skjermet bukt eller på land, ute på åpent hav. I

tillegg stilles det krav til at de ulike komponentene i vindturbinen tåler å sammenstilles i horisontalposisjon. Professor Tor Anders Nygaard har vært i kontakt med turbinprodusenten Scanwind som kan bekrefte at dette er et av dimensjoneringskriteriene som brukes ved utvikling av turbiner tilpasset havvindparker. Tilsvarende vurdering ble gjort i forbindelse med utvikling av Merlin-konseptet hvor ulike turbinprodusenter ble kontaktet. Det ble konkludert med at en turbin vil kunne transporteres ferdigstilt i horisontal stilling ved hjelp av mindre modifikasjoner av girpakninger og festeanordninger til komponenter (Bland 2004). Det er samtidig en viss skepsis knyttet til om det elektriske systemet til en konvensjonell offshore vindturbin takler å befinne seg i horisontal stilling. Dette vil i så fall måtte tilpasses og kostnaden av dette vil måtte tas hensyn til ved vurdering av Aquilokonseptet.

Fordelen med konseptet er at man vil kunne gjennomføre prosjekt på verdensbasis uten å ta spesielt hensyn til landbaserte vilkår. Samtidig åpner dette konseptet for at flere verft kan være delaktig i produksjon av elementer til turbinene og produksjonslinjer kan spesialiseres siden alle komponentene skal ut til en felles plattform for sammenstilling. Dette vil kunne eliminere nødvendigheten av dyre mellomlastinger. I tillegg vil man kunne montere store havvindparker innenfor rimelige tidsrammer.



**Figur 43: Rotorbladene er laget for horisontal utkraget transport
(A2SEA AS 2007)**

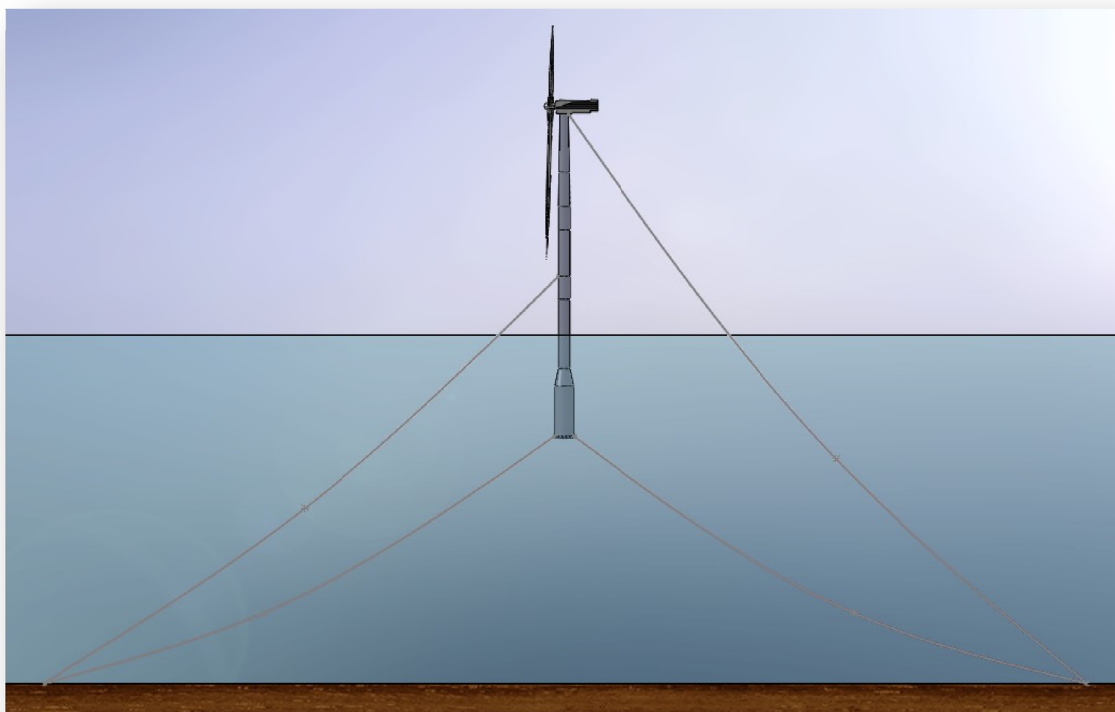
2.3 AKTUELLE TURBINKONSEPT FOR MONTERING MED AQUILO

For å kunne verifisere konseptet opp mot flest mulig turbintyper er det i denne oppgaven valgt å fokusere på turbinkonsepter som er kommet langt i utviklingen og som har tilgjengelige geometriske data. Dette har begrenset seg til fire turbiner hvor tre har vesentlige forskjeller i utforming og virkemåte. Turbinkonseptene som vurderes i oppgaven er Hywind, Njord og SWAY. I forhold til Hywind er det benyttet to ulike tårndatasett som tilsvarer forskjellige turbinstørrelser. Dette vil kunne bidra til å gi et bedre bilde av hvordan Aquilo kan håndtere fremtidige turbinkonsepter som kan være større en dagens.

2.3.1 Njord

Njord er selvstabiliserende med hjelp fra vannballast, men er avhengig av ekstra stabilisering fra overskuddsoppdrift og stram forankring for optimal produksjon. Konstruksjonen nytter interne vinsjer for korrigerende av forskyvning noe som øker kompleksiteten i forhold til montering, men det reduserer også massene som skal håndteres under løftet. Njord er i motsetning til Hywind en nedvindsturbin. Vinsjene er tiltenkt å korrigere med strekkpåføring fra motsatt side av rotor plasseringen.

Njord egner seg derfor godt til oppgaven i forhold til verifisering av fleksibilitet og tilpasning til mer kompliserte turbiner. I en monterings situasjon kan det også være aktuelt å utnytte noen av de interne fasilitetene til hver turbin for å gjøre løftene enklere og tryggere. Vinsjesystemet i Njord kan potensielt nyttes til å øke bøyemotstanden i tårnet. Det vil også kunne brukes til sikring eller som reservesystem for selve pivoteringsoperasjonen. Njord gir dermed Aquilokonseptet tekniske utfordringer og muligheter.

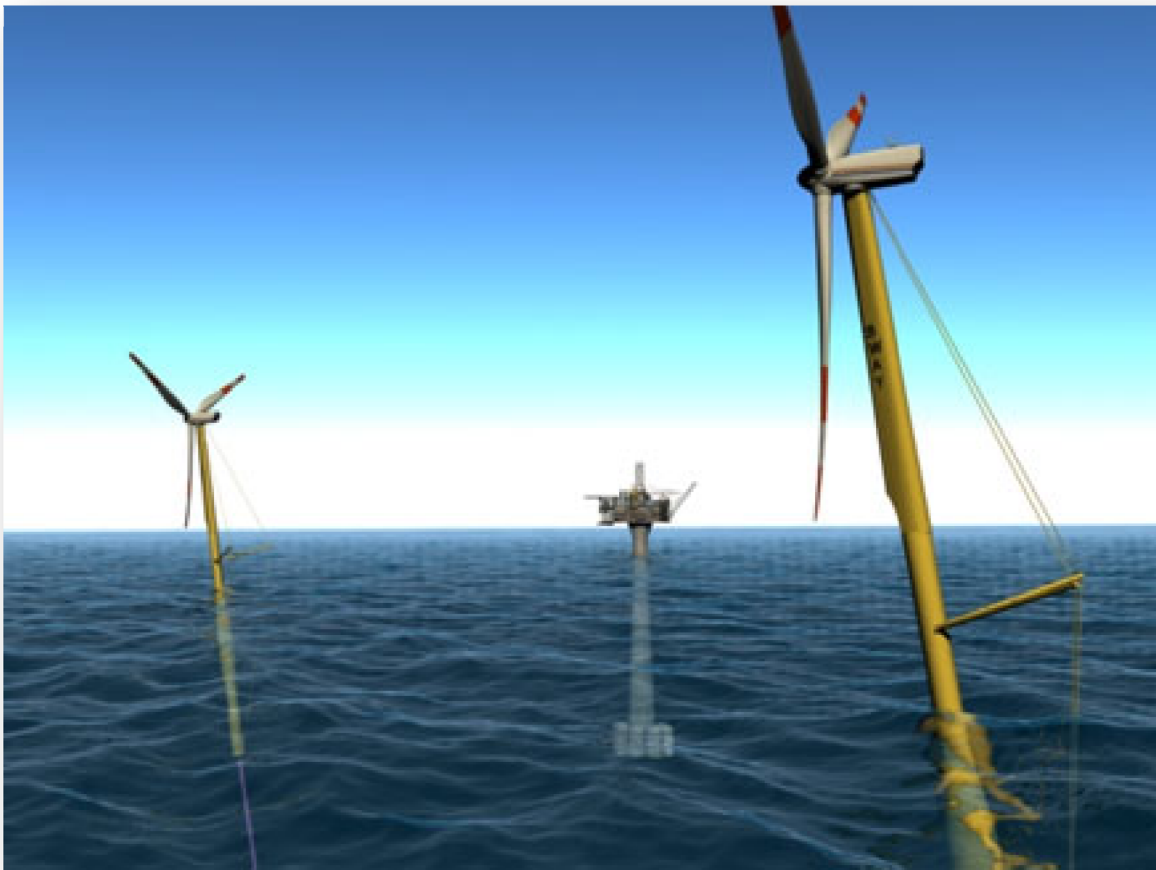


Figur 44: Visualisering av Njord med forankring til havbunnen

2.3.2 SWAY

SWAY-konseptet vil gi Aquilo geometriske utfordringer. SWAY preges i motsetning til de andre turbinkonseptene av relativt komplisert geometri med flere tverrsnittsendringer over høyden. Tverrsnittet er heller ikke sirkulært over hele lengden som for de andre turbinene.

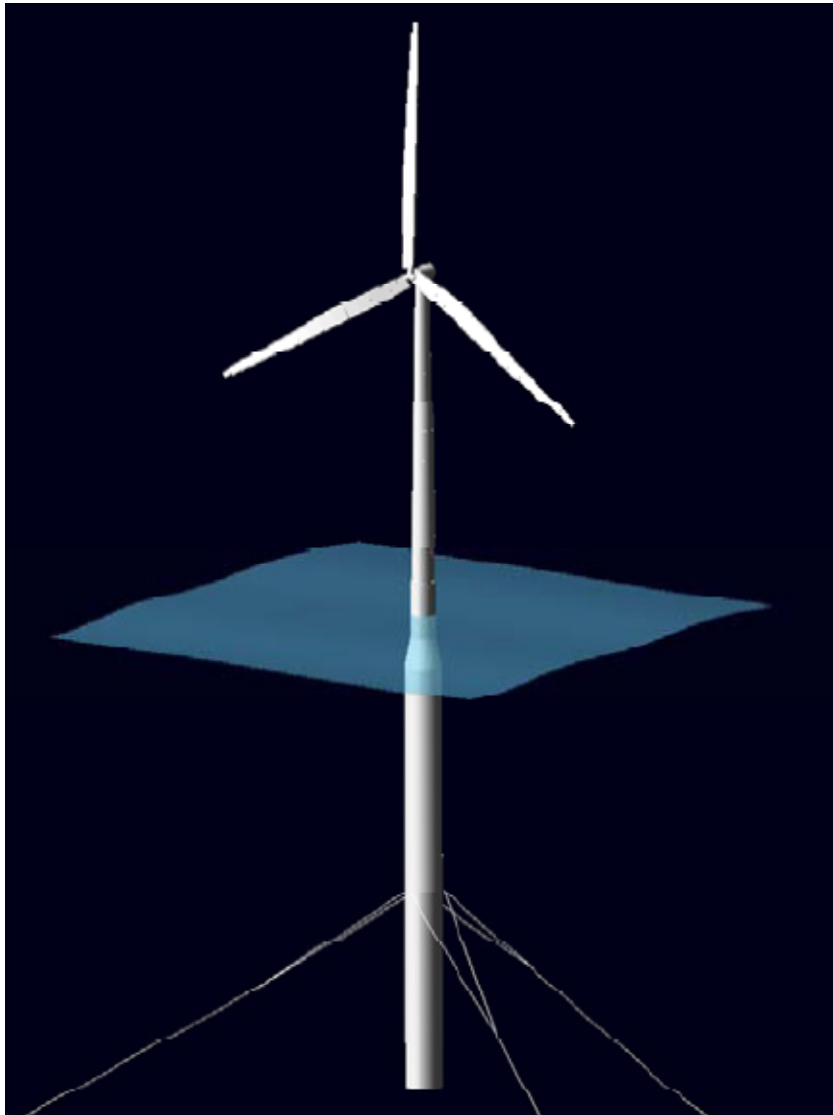
SWAY AS har gjort mange endringer og optimaliseringer for å oppnå best mulige egenskaper for kraftproduksjon i forhold til materialforbruk. SWAY er som Njord også konstruert som en nedvindsturbin. Forskjellen er at nacellen til SWAY ikke er roterbar. Med forankring basert på TLP-teknologi og et strekkbånd roterer i stedet hele tårnet. Rotoren vil dermed hele tiden ligge i vindstrømmen. En naturlig geometrisk endring er da å minimere diameteren på tårnet slik at arealet som skygger for rotorbladet blir minst mulig. Samtidig må en tilfredsstillende bøyemotstand opprettholdes i vindretningen. Dette resulterer i et ovalt tverrsnitt i den øvre delen av tårnet. Tårnet er smalt i vannlinjen for å minske belastningene fra bølger, men har en tverrsnittøkning litt lengre nede for å tvinge oppdriftssenteret lengst mulig opp. I tillegg er SWAY forsterket med to stålkabler for å minske belastningene på tårnet. Dette gir utfordringer i forbindelse med håndtering av en komplett konstruksjon.



Figur 45: SWAY plassert i forbindelse med elektrifisering av sokkelen (SWAY AS 2009b)

2.3.3 Hywind OC3

Hywind er opprinnelig et prosjekt innledet og utviklet av StatoilHydro. National Renewable Energy laboratory (NREL) leder en uavhengig global forskningsgruppe som blant annet har som mål å utvikle *aero-hydro-servo-elastic models*. Gjennom prosjektet *Code Comparison Collaboration (OC3)* har denne utviklingen kommet langt. De har blant annet utviklet en referanseturbin på 5 MW som baserer seg på Hywind konseptet (Jonkman 2008). Med utgangspunkt i tilgjengelige data fra NREL er det i denne oppgaven utviklet geometriske modeller for testing av Aquilo.

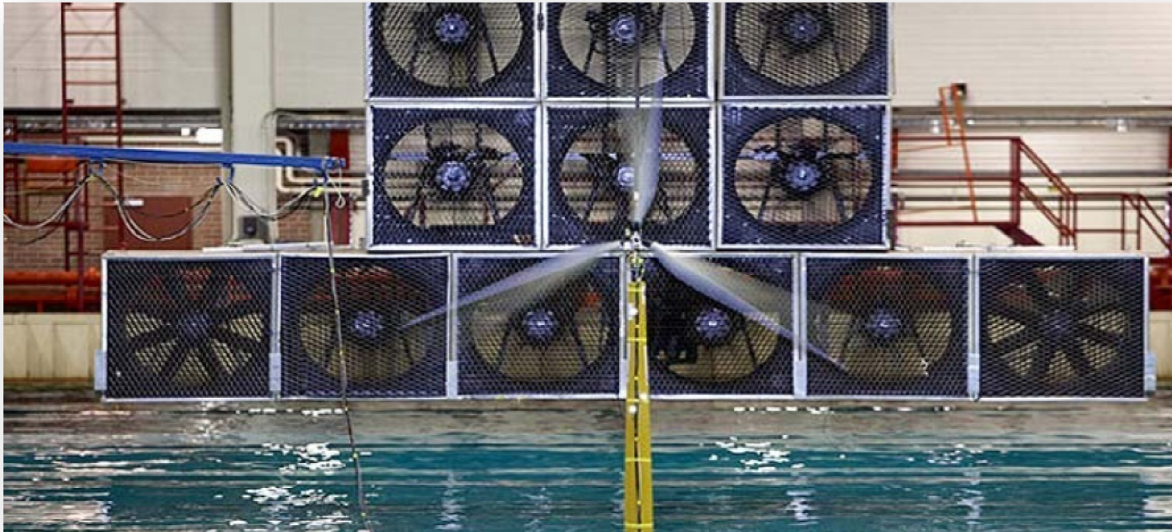


Figur 46: Modell av Hywind fra OC3
(Jonkman 2008)

Hywindkonseptet er slakkforankret og hovedsakelig basert på en dyp selvstabiliserende singelbøye. Dette gir et godt utgangspunkt fra eksisterende offshore teknologi og produksjonsmetoder og er et av konseptene som har kommet lengst i utviklingen.

2.3.4 Hywind 2,3 MW pilotturbin

I denne oppgaven vil modellene i utgangspunktet være basert på Hywind OC3 (Jonkman 2008). Det er relevant å sammenligne den med datagrunnlag fra StatoilHydro som er eier og utvikler av konseptet. Hywindkonseptets første fullskala prototype er forsynt med en 2,3 MW vindturbin fra Siemens (Bratland 2008). I utgangspunktet forventes det at fremtidige offshore vindturbiner vil være større enn denne.



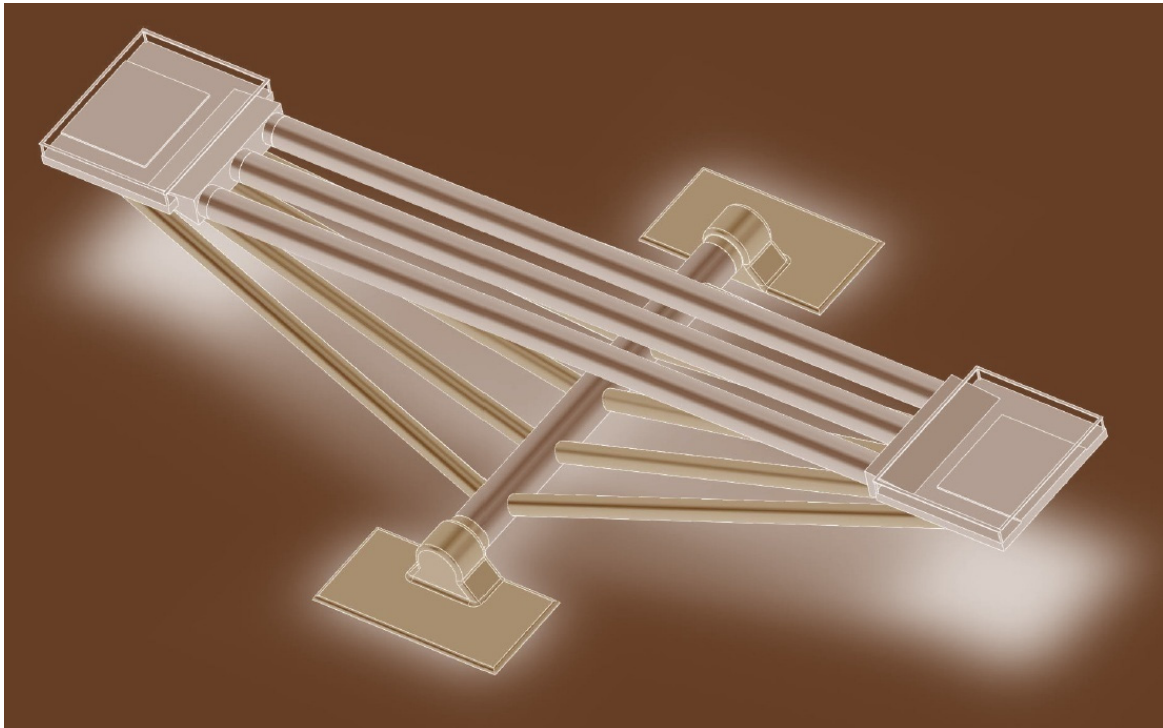
Figur 47: Bølgetanktest av Hywind pilotturbin
(Nielsen, F. G. 2008a)

2.4 FORMGIVNING OG DESIGN AV AQUILO

For storskala flytende offshore vindkraft vil det være muligheter for å rasjonalisere prosessen da man vil være mindre avhengige av stedsspesifikke faktorer som bunnforhold og havdybde. Mye av inspirasjonen til Aquilo er hentet fra eksisterende offshorekonstruksjoner og produksjonsanlegg. Hovedgeometrien er basert på en omvendt sprengverkskonstruksjon. Dette er opprinnelig en gammel brotype med sin oppstandelse helt tilbake i antikken (Nordahl & Øderud 2009).

Selve pivoteringslegemet består av en sprengverkskonstruksjon plassert på en aksel.

Sprengverkskonstruksjonen er valgt til fordel over et tradisjonelt fagverk på grunnlag av funnene gjort av Moss og Myhr i 2008. Sprengverket fungerte mer rasjonelt i forhold til vekt, kraftfordeling og kompleksitet.



Figur 48: Opprinnelig konstruksjonsforslag for Aquilo uten spesifiserte opplager
(Moss & Myhr 2008)

Hovedfokus var å få utviklet en fungerende konstruksjon i henhold til pivoteringskonseptet. For å kunne prioritere utviklingen av hoveddrammen til konseptet ble interne kraftveier, utmatting og dynamisk belastning lite vektlagt. Kraftfordelingen i konstruksjonen ble derfor ikke optimal. Hovedsakelig skyldtes dette plasseringen av trykkstagene i konstruksjonen. De ble spredt med jevne mellomrom både langs akslingen og opplageret. Da opplager og aksel naturlig nok ikke var like lange resulterte det i forskjellig lengde på trykkrørene.

I en slik situasjon vil det være forskjellig spenningsmotstand i trykkstagene. Det korteste staget, som dermed er det med størst stivhet, får størst belastning. Dette kan også spores i resultatene fra rapporten (Moss & Myhr 2008). Når trykkstagene får økende belastning ved kortere lengde fører dette til at stagene som støttes på midten av akslingen får de største aksialspenningene. Resultatet blir store bøyespenninger i akselen. Det vil også bli induisert vesentlige bøyespenninger i trykkstagene som følge av globale deformasjoner i konstruksjonen. I tillegg ble strekkstagene utsatt for relativt store spenningsamplituder i forhold til den faktiske belastningen (Moss & Myhr 2008).

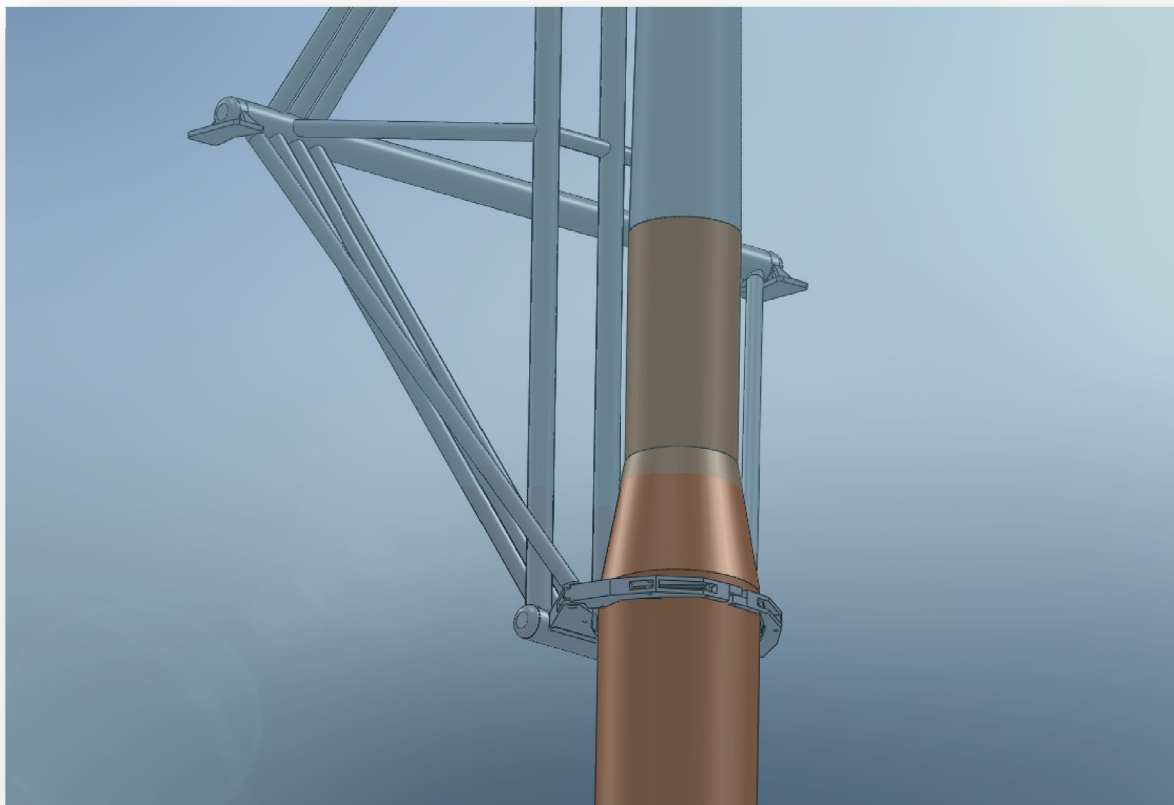
Denne oppgaven har som mål å videreutvikle og verifisere Aquilokonseptet. Det ligger i sprengverkskonstruksjonens natur å minimalisere bøyespenninger. Lange rørprofiler er også dårlige til å hanskles med bøyespenninger på grunn av relativt lite treghetsmoment i forhold til materialutnyttelsen. Det vil derfor være en hovedprioritet i utviklingen av konstruksjonen å minske bøyespenninger for dermed å kunne spare bruk av materialer. Dette øker også sikkerheten som kan implementeres i dimensjoneringsfasen. I tillegg er det ønskelig å holde konstruksjonen enklast mulig, med minst mulig bevegelige deler og kompliserte sammenføyninger, for å minske slitasje og krav til inspeksjon.

2.4.1 Videreutvikling

Turbinene vil i fremtiden trolig bli større og mer effektive enn konseptene som er tatt høyde for i denne oppgaven. Etter vurdering i kapittel 4 velges Hywind OC3 som referanse for videre utvikling av Aquilo. Det sees på som et godt grunnlag med tanke på videre oppskalering for fremtidige vindturbiner i 10 megawattklassen.

Vurdering av opplagerposisjon i forhold til havoverflaten

Vertikalposisjon gir en situasjon hvor turbinene står kun 30 m fra pongtongene og søylene på plattformen. Det vil kunne oppstå en situasjon hvor en bølgetopp omfatter flyteren på turbinen samtidig som resten av monteringsplattformen ligger i bunnen av en bølgedal. Dette forutsetter riktignok relativt små bølgelengder på rundt 60 m, noe som tilsvarer bredden av en tiltenkt plattform. Vertikale bidrag vil derfor bli små, men beregningene gjøres for verste tilfelle. Når plattformen er orientert i bølgeretningen vil plattformbevegelser bli svært små, mens turbinen potensielt vil kunne få indusert bevegelser i vertikalplanet. Dette blir trolig det dimensjonerende tilfellet i forhold til vertikal belastning. Sikkerhet i forhold til avvik i vekt og oppdrift på turbinene bør også legges til. Det er lite sannsynlig at disse bidragene kan bli store da ballastering nyttes til å rette opp turbinene den siste delen av opprettingssekvensen. Kraften vil her komme som et konstant bidrag i forhold til avvik per m fra det tiltenkte nøytralnivået til turbinen. Bidraget vil dermed være avhengig av den relative diameteren i avvikssonen.



Figur 49: Opplager på Hywind plassert 12 m under havnivå

Hywind vil representere ekstremalene for utstrekningen mellom festepunktene til Aquilo. Den har det sterkeste tårnet, men minst mulighet for forsterkning. Med en utkragerkapasitet på 37,6 m av en total tårnhøyde på 87,6 m gir dette en minimumshøyde på 50 m over havoverflaten i forhold til beregningene i kapittel 4. Flyterens geometri er designet med tanke på å minske bølgebelastningen i den øverste delen av flyteren gjennom en tverrsnittsendring under vannlinjen. Tverrsnittsendringen går fra -12 m til -4 m på flyteren. Det er dermed to ekstremale festepunkt for det nedre festet, like over vannlinjen eller ved -12 m. I forhold til sikkerhet rundt feilballasting og oppdriftsberegning vil det være tryggest for konstruksjonen at festepunktet er ved -12 m. Hywindflyteren er solid med en veggtykkelse på over 200 mm opp til 10 m over havoverflaten. Dette tillater også at opplager kan plasseres i området mellom -4 m og +10 m. Ved plassering i vannlinjen vil man ha tilstrekkelig avstand fra den gradvise tverrsnittsendringen til flyteren. En ulempe her er at alle detaljene for fastlåsing kommer direkte i bølgesonen. Da blir alle endekomponentene til Aquilo dratt ut og inn av vannet mellom hver bølge. Dette skaper store belastninger på konstruksjonen som helhet kontra alternativet ved -12 m hvor alt vil være kontinuerlig under vann. Et annet poeng er at andre turbintyper kan ha et betydelig antall tilleggskonstruksjoner like over vannlinjen i forbindelse med rekkverk og gangbaner. Å plassere festepunktet i 10 m høyde kan derfor også være vanskelig hvis turbintårnene skal kunne ferdigstilles komplett før pivoteringen. En mulig løsning i forhold til Hywind kan derfor være å plassere festepunktet i en høyde på mellom 0 og 10 m, men med tilstrekkelig klaring både i forhold til bølger og konstruksjonselementer på tårnstrukturen.

Et annet ankepunkt vil være i forhold til plassering av akselhøyden til Aquilo. Akselen vil være plassert midt mellom festepunktene. Ved plassering av festepunkter i +10 og +50 m høyde vil dette gi en akselhøyde på 30 m hvis Aquilo fortsatt skal være symmetrisk om begge sider av akselen. En plassering av akselen i denne høyden fører til massesenteret til turbinen i horisontalposisjon blir på nesten 50 m over havet, noe som er uheldig for et fartøy med et halvt nedsenkbart skrog.

Valget av nedre opplagerpunkt kan ses i nær sammenheng mellom bølgehøyde og bevegelser i heave til de ulike turbinkonseptene. Optimal plassering vil da kunne bli ved ca. 5-8 m over havnivå i vertikalposisjon. Et resultat av dette er at Aquilo sin utstrekning kan reduseres til i overkant av 40 m, kontra 50 m som ble brukt i (Moss & Myhr 2008). Dette gir en mer robust konstruksjon samtidig som materialbruken kan reduseres betraktelig. Dog vil et høyere tyngdepunkt for lasten få dramatisk innvirkning på stabiliteten til en plattform. Ved å sette det ene festepunktet på -12 m vil avstanden mellom festepunktene måtte økes til over 60 m. Dette vil kreve mer materialer til konstruksjonen av Aquilo samtidig som belastningen vil øke betraktelig i trykkstagene hvis andre endringer ikke utføres. Fordelen er at en plattform trenger vesentlig mindre dypgang siden tyngdepunktet til turbinen i horisontalposisjon da kan flyttes ned til omtrent 35 m. I tillegg vil spaltelengden kunne reduseres siden akselen blir flyttet lengre ned i forhold til turbinen.

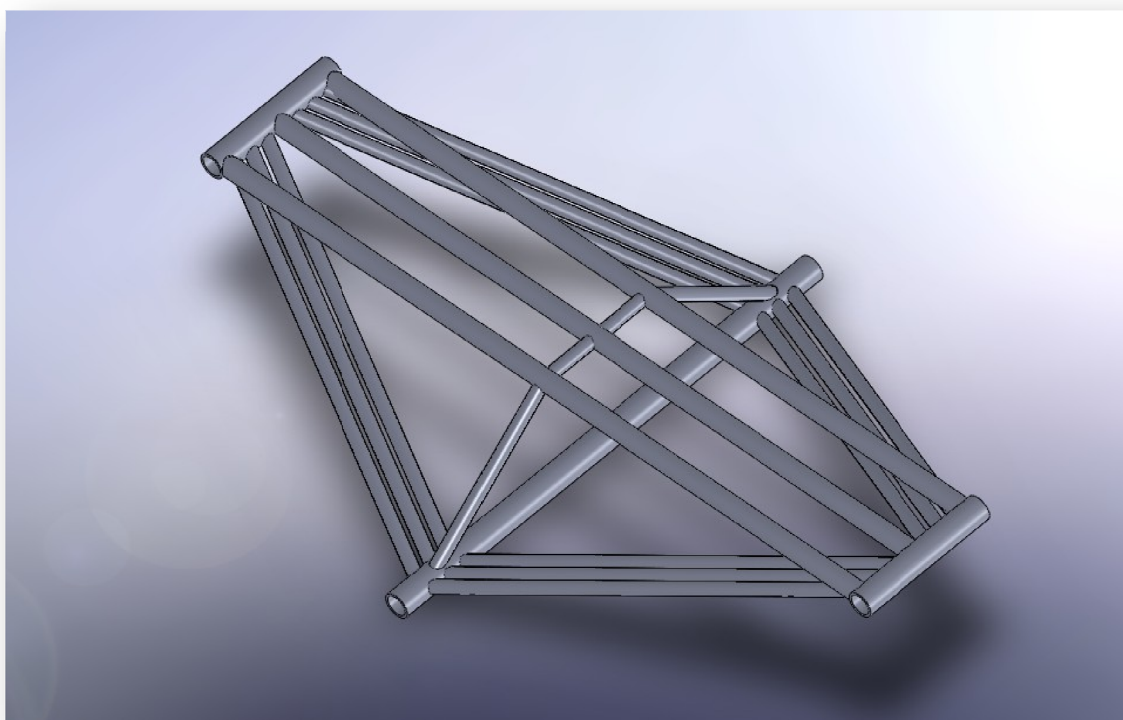
Den dimensjonerende faktoren for løftene viser seg i hovedsak ikke å være Aquilo. Den største begrensningen ligger i turbinkonstruksjonen og hvor stor utkrager som kan aksepteres. Med bakgrunn i problemstillingen vil det være hensiktsmessig å velge det verste tilfellet for Aquilo og det mest sannsynlige tilfellet for en SSCV. Målet er å verifisere konseptet i forhold til flest mulig situasjoner med minst mulig begrensinger. Det blir derfor naturlig å ta for seg Aquilo med en spennlengde på litt over 60 m, hvor det ene festepunktet vil være helt neddykket under deler av pivoteringssekvensen.

Endringer i konstruksjonen

Det er relativt store utbedringer som er utført på konstruksjonen. På grunnlag av nye vurderinger er det nederste opplageret flyttet til 12 m under havnivå. Dette fører til at Aquilo nå spenner over 60 m i stedet for 50 m. På grunn av naturlastenes størrelse må trykkstagene innføres med større vinkel på akselen for å hindre for stor aksialbelastning. Dette har ført til at aksellengden har blitt økt fra 30 m til 40 m.

Trykkstagene er blitt flyttet ut til siden slik at bøyespenningene i akselen nå er vesentlig mindre. Hovedbelastningen kommer nå som ren strekk som følge av resultanterkraftene fra trykkstagene. Antallet trykkstag er også økt fra 10 til 12 for å gi lik stivhet på begge sider i konstruksjonen.

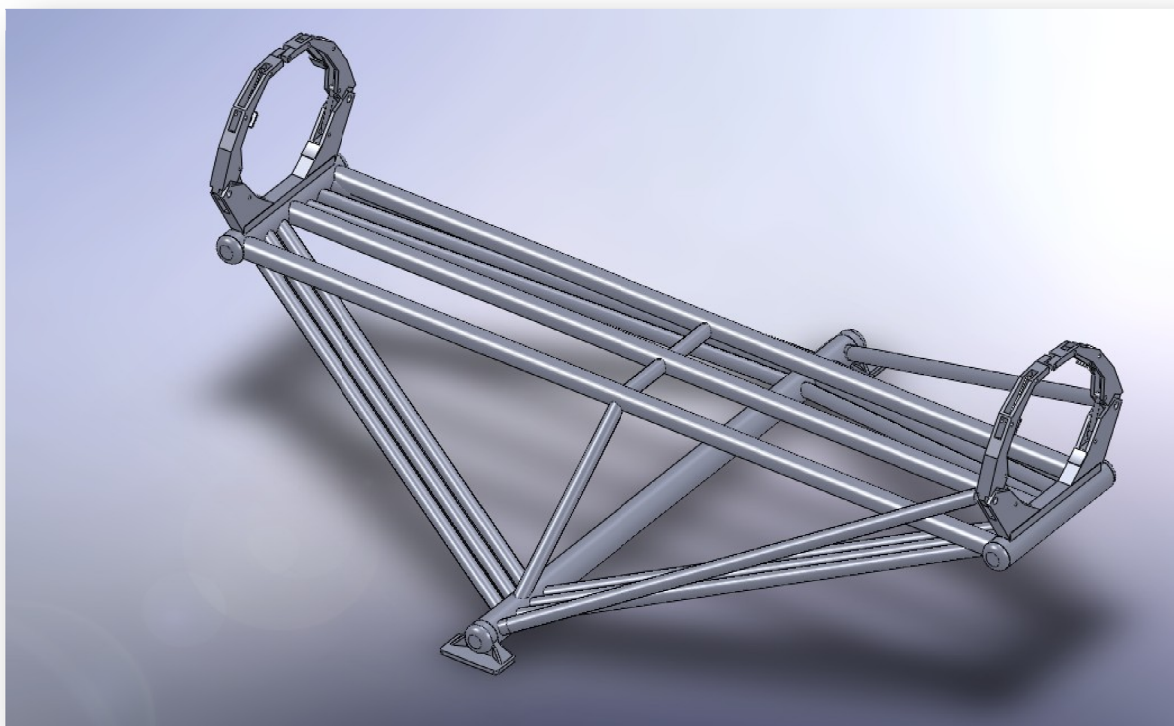
Det har blitt satt inn avstivere til trykkstagene. De skal hindre initial nedbøyning da de vil føre til store bøyespenninger på grunn av egenvekten over spennet på 60 m. I den geometriske analysemodellen fungerer disse ikke optimalt og skaper til tider singulariteter i resultatene. Dette er tatt høyde for i evalueringen. Optimal installering av disse avstiverne vil trolig være i forhold til å tillate en viss initial nedbøyning på strekkstagene. Dette er på grunnlag av resultatene fra kapittel 5 og 6 som indikerer at global deformasjon fører til bøyespenninger på oversiden av strekkstagene hvis den initiale lengden til avstiverne skal opprettholde en idealisert geometri hvor strekkstaget ligger helt rett. Ved å la strekkstaget få en svak bue i initialposisjon vil da en mer optimal posisjon kunne oppnås ved full belastning. Dette vil også bidra til å minske bøyespenningene i trykkstagene som i stor grad induseres av tvangsspenninger fra bøyning i strekkstaget. Den økte lengden av Aquilo fører også til mindre belastning i trykk- og strekkstagene som følge av endret angrepspunkt i forhold til akselen.



Figur 50: Aquilo med trykkstag flyttet ut

For videre verifisering av konseptet er det vesentlig å adressere en del spesifikasjoner og konstruksjonsdeler som ennå ikke er tilpasset og utviklet. Disse vil hovedsakelig være opplager mellom en monteringsplattform og Aquilo samt opplager mellom Aquilo og turbin.

På grunnlag av globalanalyser av konstruksjonen ble den tidligere versjonen av Aquilo vurdert til å være for lite torsjonsstabil i lengderetningen under sideveis belastning i vertikalposisjon. Dette oppsto etter at betraktningen om forhøyet angrepspunkt ble integrert. Den tidligere utredningen av Aquilo tok ikke hensyn til eksentrisk lastinnføring av naturkreftene. Dette vil nødvendigvis forekomme når turbinens senterlinje ligger høyere enn tyngdepunktsaksene mellom strekk- og trykkstagene. I praksis fører dette til en momentarm på omtrent 5 m for alle naturlastene som blir lagt på turbinene. For å kompensere for dette, samt å redusere torsjonsdeformasjonen i konstruksjonen, har Aquilo fått to torsjonsstag som går fra akselen og til det nedre opplageret mellom turbin og Aquilo. Angrepshøyden er på linje med tyngdepunktet til turbinen, det vil si 5 m over senteret til opplageret.



Figur 51: Endelig geometri og design av Aquilo

2.4.2 Opplager mellom monteringsplattform og Aquilo

Utviklingen av et opplager som tilfredsstillt kravspesifikasjonene er essensielt for at Aquilo skal kunne operere. Komponenter i denne størrelsen må ofte spesialdesignes og blir derfor svært dyre. Fordelen med akselen til Aquilo er at slike overganger også brukes i brokonstruksjoner med laster av tilsvarende størrelser. Dermed er store deler av grunnarbeidet allerede gjort og derfor realiserbart.

Valg av lager må baseres på flere faktorer. Av hensyn til oppgavens omfang vil kun noen potensielle løsninger bli drøftet. Det ekstreme miljøet offshore gir store utfordringer i forhold til levetid. Derfor vil valg av smøring og miljøstyring være essensielt. Videre må det vurderes om lageret kan betraktes som en slitedel og dermed være gjenstand for utskiftning. Dette kan være tilfellet hvis Aquilo monteres på en mindre mobil plattform, men er mindre sannsynlig hvis det er aktuelt med en større selvstendig SSCV. Dette blir i stor grad en økonomisk vurdering i forhold til tidsbruken for en vedlikeholdsoperasjon.

Videre må det vurderes i hvor stor grad det er ønskelig med fri rotasjon i innspenningen. Dette vil være vesentlig for å redusere tvangsspenninger i opplageret, men det vil også potensielt føre til større bøyespenninger på akslingen. En mulig løsning med stiv rotasjon er et radiallager av typen BWG (*Bronze With Graphite*). Dette lageret produseres av D&E Glidelager Specialisten og er spesialtilpasset tunge løft og ekstreme operasjonskrav (D&E Trading AB 2008). Lageret krever ikke vedlikehold og smøres ved hjelp av grafitt i solid form som er plassert i forborede hull i et dreid bronselager. Det har i tillegg en kapasitet på 90 MPa ved dynamisk belastning. Dette tilsvarer en nødvendig opplagerbredde på 111 mm (D&E Trading AB 2008). Bredden er funnet på bakgrunn av resultatene fra kapittel 5 hvor opplagrene til akslingen beregnes til å ta i underkant av $20\,000 \text{ kN}$ hver. Ved valg av radiallagre bør med andre ord ikke kapasiteten være en vesentlig begrensning.

Sfæriske lagre kan i større grad korrigere for bøying i akselen og andre avvik. Med denne bakgrunn vil dette kunne være et bedre valg under forutsetning om at det kan skaffes deler med tilsvarende høye standard med tanke på belastning og korrosjonsmotstand. Det finnes flere store firmaer som har spesialisert seg på fabrikasjon av sfæriske lagre i de nødvendige dimensjonene. Eksempler på slike selskap er D&E Glidlager Specialisten, Schaeffer Group og CHG.



Figur 52: Større sfærisk rullelager til bruk i brokonstruksjoner og bygninger (Luoyang Huigong Large-size Bearing Manufacturer Co 2009)

2.4.3 Opplager mellom Aquilo og turbin

Opplagret er av vesentlig betydning for Aquilo sin funksjon og vil måtte vurderes spesielt. Det er likevel paralleller som kan trekkes i forhold til eksisterende teknologi for eksempel i forbindelse med offshore pæling og håndtering av store rør. GustoMSC nytter en klotlignende konstruksjon for å kontrollere og pivotere pælen til en bunnfast offshore vindturbin fra horisontalposisjon til vertikalposisjon. Hele sekvensen tar omtrent 9 *min* og konstruksjonen har en kapasitet på 600 *tonn*. Maksimal diameter er på 6 *m* for dette verktøyet.

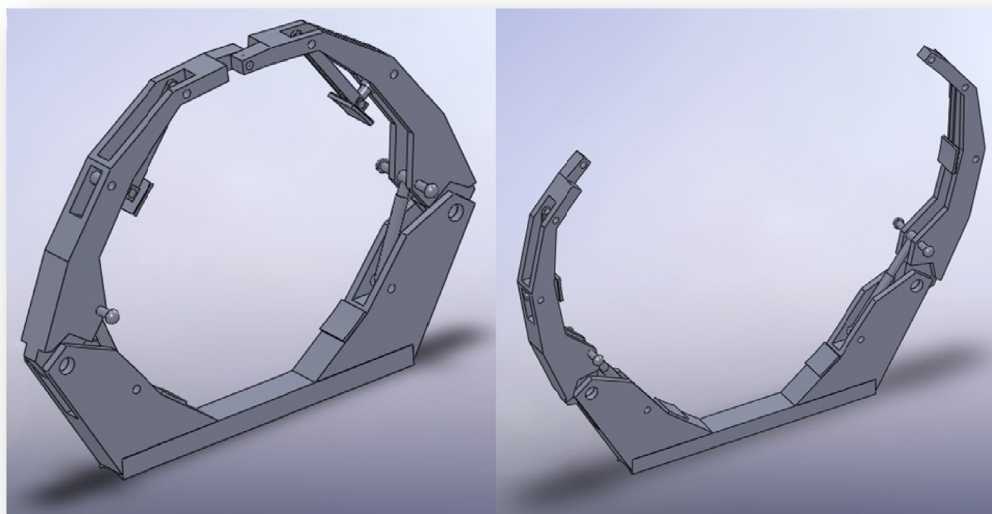


Figur 53: Pælehåndteringsverktøyet til GustoMSC (GustoMSC 2008a)

Opplagrene til Aquilo må dimensjoneres for en radialkraft på rundt 1 200 *tonn*, noe som er det dobbelte av hva verktøyet til GustoMSC kan håndtere. I tillegg øker kravet til arbeidsdiameter en del. Denne konstruksjonen er også kapabel til å holde igjen røret når det er i vertikalposisjon. Dette vil virke tilsvarende som for vertikal belastning fra bølger eller feilballasting.

Det vil derfor være nødvendig å konstruere en tilsvarende komponent som kan fungere som opplager mellom Aquilo og turbin. En vesensforskjell vil likevel være at opplageret til Aquilo må inneha en egenskap som kan skyve turbinen fra plattformen til en relativt trygg avstand umiddelbart etter frigjøringen. Dette for å sikre at ingen komponenter kommer i kontakt med hverandre hvis konstruksjonene potensielt havner i ulik heave - og rollfase. Et slikt anslag bør også måtte tåle en vesentlig belastning ved en eventuell reversert pivotering i forbindelse med rehabilitering av komplette turbiner.

Det er i forbindelse med utviklingen av Aquilo også utviklet et konsept for opplageret. Konseptet er sterkt inspirert av GustoMSC, men har i tillegg et anslagsbånd med høy friksjon som bidrar til aksialstabilitet for systemet. Dette konseptet er tiltenkt en dimensjonerende last på 1 500 tonn og diametre opp til 10 m for hvert opplager. Det plasseres et identisk opplager i hver ende etter failsafeprinsippet. Hvert av opplagrene bør etter beregningene fra kapittel 5 ha en aksial kapasitet på 800 tonn som hovedsakelig er tiltenkt å tas opp gjennom friksjon. Anslagsbåndet er koblet til konstruksjonen som omslutter turbinen slik at det strammes og skyver turbinen bort når den omsluttende kransen åpnes for frigjøring.



Figur 54: Foreslått design av opplagerkonstruksjonen mellom turbin og Aquilo uten anslagsbånd

Konstruksjonen åpnes og lukkes ved hjelp av hydrauliske sylindere og låsemekanismer. Fire hydrauliske plater støtter mot turbinen og kan dermed håndtere forskjellige geometrier og størrelser.

2.4.4 Tilpassing til ulike plattformkonsept

Aquilo er i seg selv et fleksibelt konsept, og det vil i hovedsak være økonomiske- og miljømessige hensyn som vil være styrende for valg av monteringsplass og fartøy.

Halvt nedsenkbar plattform

Aquilo er fleksibel og tiltenkt å kunne monteres på flere ulike fartøy og konstruksjoner. Et tenkt dimensjonerende tilfelle vil være en SSCV av minst mulig utstrekning. Liten bredde og lengde vil gi større respons i forhold til både pitch og roll (Faltinsen 1990). Det er derfor ønskelig og teste konseptet på en plattform med ytre mål i grenseland av det som vil være hensiktsmessig å plassere Aquilo på for operasjoner på åpent hav. En forutsetning her vil være at Aquilo uansett skal kunne montere flest mulig av turbinkonseptene. Referanseturbin er for betraktning av plattformdimensjoner er som nevnt tidligere Hywind OC3 da den har lengst utstrekning og størst masse. Det vil være andre turbinkonsepter som kan fungere godt med mindre dekkeareal. Dersom det skulle være tilfellet vil metodikken i oppgaven kunne benyttes på en tilsvarende måte med en mindre referanseplattform.

Det er i forhold til plassering av vinsjer og festemekanismer ønskelig at flyteren ikke stikker vesentlig ut over enden av plattformen. Nacelle er også avhengig av å understøttes av et kontinuerlig dekke for å kunne monteres. Nødvendig minimumsbredde vil i stor grad avhenge av ønsket plattformrespons, men også praktiske hensyn som plassering av tårn for vinsjer, kraner og lagringskapasitet.

En spalteåpning med tilstrekkelige sikkerhetsmarginer på hver side må også velges. Det vil være naturlig å ha en spaltebredde som er minst to ganger flyterens diameter for å få tilstrekkelig plass til festemekanismen og tilstrekkelig sikkerhetsavstand ved utflyting. En minimum spalteåpning på 20 m blir derfor forutsatt. Offshore løftefartøyer med halvt nedsenkbare skrog har ofte store dimensjoner på søylene som bryter vannlinjen. Dette gjøres for å få tilstrekkelig kapasitet i forhold til varierende last og stabilitet. En minimumsbredde på hver side av spaltene vil derfor være selve søylediameterne. Disse er ofte i størrelsesorden mellom 10 og 20 m. I tillegg bør det være tilstrekkelig plass til eventuell håndtering av forankringer samt mulige avstivninger for dekket til plattformen. Det velges derfor en minimumsbredde på 20 m på hver side slik at totalbredden på plattformen kommer på totalt 60 m. Det brukes en airgap på 20 m i denne oppgaven da dette er vanlig praksis for plattformer under operasjon i Nordsjøen. Avhengig av dimensjoner på pongtonger og stabilitet vil semisuben få en dypgang på i overkant av 30 m, noe som også er vanlige verdier (Barltrop 1998).

Tauing og Aquilo

Aquilo vil kunne tenkes montert på forskjellige typer konstruksjoner. Et alternativ til en semisub vil være en landfast ordning ved en dypdokk. Her i Norge har vi tilgang på landfaste lokaliteter med umiddelbar tilgang på dypt vann. Det vil her være mulig å bygge tårnet horisontalt på land og delvis i Aquilo. Montering på land vil fortsatt dra nytte av Aquilo sine gode egenskaper i dårlig vær og rasjonelle monteringsfrekvens. Flyteren kan leveres enten på lekter eller flytes til lokaliteten og heises opp til Aquilo og turbintårnet. Pivoteringssekvensen vil så kunne foregå akkurat som på en eventuell offshore plattform. Forskjellen vil ligge i at det da ikke vil eksistere noen form for vesentlig dynamisk respons i fra underlaget. I tillegg vil bølgepåkjenningene bli vesentlig mindre i en beskyttet fjord. Turbinene må nødvendigvis slepes videre ut til feltet, men med god planlegging og optimale monteringslokaliteter i forhold til aktuelt felt vil det kunne bli økonomisk lønnsomt siden store deler av arbeidsstokken kan flyttes på land. En ulempe er at man i stor grad mister muligheten til å utnytte produksjonsplassen for mer enn en vindpark da tauing er en tidkrevende prosess. Det er fordelaktig at montering utføres i relativt kort avstand fra installasjonslokaliteten og da spesielt når det er mange konstruksjoner som skal taues. I et økonomisk perspektiv vil det potensielt være best å ta i bruk andre plattformer. Dette vil i praksis vil være en mellomting mellom skjermet montering og installasjon på åpent hav med en SSCV.

Andre plattformer

Ved stort behov for hurtig montering vil en mulighet være å plassere Aquilo mellom to skip eller lektere. Spesielt lektere er neppe optimale for åpen sjø da de ofte har lavt fribord og det kan oppstå til dels sterke strømmer mellom dem. Sist nevnte vil også gjelde for skip. Skip er også i større grad avhengig av å orientere seg i forhold til bølgeretningen for å minske den dynamiske responsen. Dette gjør det vanskelig å foreta ankringsoperasjoner direkte i forbindelse med opprettingssekvensen. Når skip eller lektere orienteres mot vinden vil det i hovedsak være pitchbevegelser som er vesentlige. Aquilo vil være fri til både å kompensere og rotere i dette planet. I tillegg er dette Aquilo sin sterkeste retning og

belastningene vil dermed bli minimale. De bør allikevel undersøkes for å sikre at de er innenfor Aquilo sine krav med tanke på dynamisk respons.

Dette kan være et godt alternativ siden produksjonsplattformen da til en viss grad blir mobil og kan flyttes alt etter som behovet for monteringskapasitet forandrer seg. Fortsatt vil det være utfordringer av samme art som for tauing i forhold til landbasert infrastruktur, logistikk og vareleveranser. For å avgjøre hvilken av metodene som er mest realistiske må det derfor utføres en omfattende økonomisk analyse. Denne oppgaven vektlegger hovedsakelig å verifisere ingeniørtekniske utfordringer fremfor økonomisk levedyktighet.

Valg av referanseplattform

For denne oppgaven velges en plattform etter SSCV-konseptet da dette nærmest er en forutsetning for operasjon i Nordsjøen med tilfredsstillende operasjonsvindu. I forhold til massemontering er dette det mest naturlige valget da en ny og spesialtilpasset plattform vil være optimalt for monteringssekvensen.

En av de største semisub plattformene som er konstruert er Thunder Horse – GVA 40000. Det er en boreplattform på 130 000 *tonn* som ble ferdigstilt i 2005. I tidligere utredning, utført av Moss og Myhr i 2008, ble dekskarealet satt til romslige 300 *m* ganger 400 *m*. Thunder Horse har til sammenligning et hoveddekk på 164 *m* ganger 126 *m* plassert på fire føtter som står på en rektangulær flyter.



Figur 55: Transport av Thunder Horse
(Vickery & Trahan 2005)

Med tanke på at plattformkonseptet foreløpig har hatt et nødvendig dekskareal som er vesentlig større enn Thunder Horse, vil det være fornuftig å optimalisere nødvendig areal. For det aktuelle plattformkonseptet kan ikke en kontinuerlig rektangulær flyter nyttes da den vil komme i konflikt med pivoteringen av turbinene. Arealet av den nye referanseplattformen er 75 *m* ganger 220 *m* og dermed mer realistisk å gjennomføre med tanke på at dette tilsvarer 80 % av dekskarealet til Thunder Horse. Senteravstand mellom pongtongene blir for øvrig 60 *m*.

2.5 VURDERING AV ULIKE DELER AV INSTALLASJONSPROSESSEN

2.5.1 Tauing av flytere

Tauing av liggende flytere vil som nevnt tidligere være vesentlig lettere enn stående på grunn av redusert motstand fra vannet. I kombinasjon med masseproduksjon åpner dette for muligheter for tauing av flere flytere samtidig. Dette kan for eksempel utføres ved bruk av enten lektere eller tauerammer hvor flere flytere kan settes sammen til en flåte.



**Figur 56: Tauing av flyteren til Hywind 2,3 MW pilotturbin
(Ingemundsen 2009)**

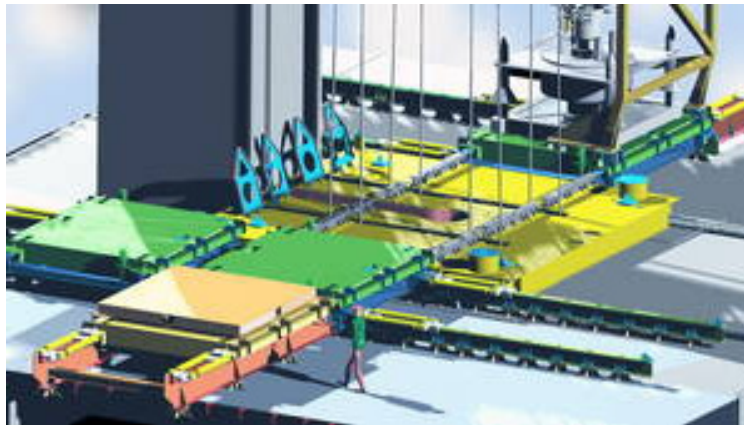
2.5.2 Transport av turbinelementer

Elementene vil bli transportert ut til plattformen med PSV som kan lastes i skjermede havner og verft. Potensielt vil dette også kunne utføres med mer tradisjonelle skip såfremt det kan opprettholde en tilfredsstillende stabilitet enten ved hjelp av DPS eller taubåter. Dette gjør langdistansetransport mer aktuelt og rimeligere siden dyre mellomastinger kan unngås. Det reduserer også potensielt antall involverte fartøy.

Siden konseptet baserer seg på at turbinene kommer i elementer kan en større andel av transportflåten benyttes. Dette åpner for større konkurranse og bedre avtaler kan oppnås slik at en økonomisk besparelse er realistisk på dette området.

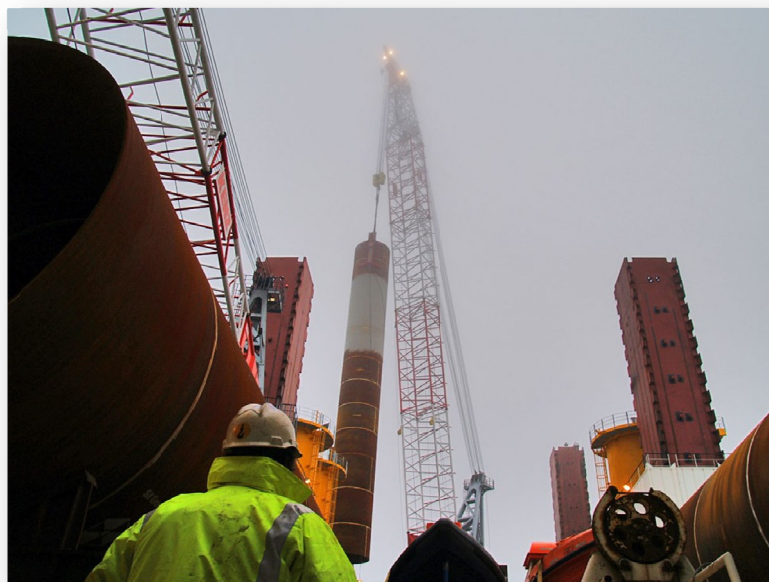
2.5.3 Løft av turbintårn og naceller

Ved løft av turbintårn og naceller fra PSV vil det være mest aktuelt å gjennomføre dette med konvensjonelle kranløft. Begrensende faktor her vil være vindhastigheten siden en SSCV vil være meget stabil i tøffe værforhold. Samtidig drar konseptet fordel av at det hovedsakelig skal løftes elementer fra PSV til SSCV. Denne operasjonen stiller mindre krav til værforholdene enn tilsvarende ved pålasting. En annen fordel er at selve løftehøyden og løfteavstanden vil kunne minimeres ved hjelp av en god lagringsplan for plattformdekket. Selv ved bruk av konvensjonelle kraner er høyeste punkt på referanseplattformen i en høyde på 55 m. En optimalisert løsning vil være muligheten til å kombinere løft med skinne- eller hjulbasert transport.



Figur 57: Prinsippkisse med avanserte løsninger for transport på dekke av offshore plattform (IHC Offshore Systems BV 2008)

Kranene for lessing vil måtte dimensjoneres i forhold til de tyngste løftene i elementproduksjonen. Dette vil trolig være nacellene og nødvendig krankapasitet kan da begrenses til omtrent 300 tonn.



Figur 58: Offshore løft av fundament element på dekket til MV Resolution (MPI Offshore 2009b)

2.5.4 Sammenstilling av turbin

Ved sammenstilling av de forskjellige turbinelementene er det mulighet for benyttelse av ulike monteringsanordninger. Det mest rasjonelle vil trolig være bolting eller sveising, tilsvarende som blir utført i produksjonslinjene på et spesialisert rørleggingsfartøy. Sveising stiller større krav til klima, og hver sveiseskjøt må potensielt isoleres og akklimatiseres for å sikre god kvalitet på arbeidet. Dette er en dyr og tidkrevende prosess som også stiller høyere krav til kvalifisert arbeidskraft. På dette grunnlaget er det derfor mest sannsynlig at valgt sammenføyingsmetode blir sammenbolting av elementene både i tårn og overgangen mellom tårn og nacelle. Det oppstår et behov for å flytte på relativt massive elementer på dekket. Hvis ikke skinne- eller hjulbaserte flyttemetoder benyttes kan kranene som brukes til lessing av nye elementer også utføre denne jobben.



Figur 59: Løft av turbinblad i beskyttende transportkonstruksjon (A2SEA AS 2009b)

2.5.5 Løft av flyter

For denne oppgaven velges det å bruke fire vinsjer. Disse tenkes benyttet til heising av flyter fra havet i tillegg til selve opprettingssekvensen. Med en flyter på 4 000 *tonn* betyr dette at det er behov for vinsjer som har en kapasitet på minimum 1 000 *tonn*. Da flyterne har en vesentlig tyngde vurderes det som ulønnsomt å lagre dem på plattformdekket. Det vil være naturlig at flyterne tilpasses med såkalt prerigging (Kristiansen et al. 1984). Dette innebærer at flyteren utrustes med tilpassede anordninger for rask og enkel tilkobling av vinsjene på monteringsplattformen. Dette er i praksis små detaljer i elementproduksjonsfasen, men tidkrevende og vanskelige operasjoner å utføre offshore.

Operasjonelle værforhold for dette løftet vil måtte vurderes opp mot operasjonskriteriene til Aquilo. Derfor bør dette løftet kunne gjennomføres i samme type vanskelige værforhold som pivoteringssekvensen for ikke å påvirke den totale monteringsfrekvensen. Denne sekvensen vil trolig kunne gjøres i løpet av et noe mindre tidsintervall og dermed kunne tilpasses noe roligere værforhold.

Under løft av flyter og sammenkobling med tårn vil det potensielt være et tidsvindu hvor prerigging eller komplett forankring kan utføres på flyteren. Dette kan spare tid og redusere behovet for støttefartøy i forbindelse med selve forankringen.

2.5.6 Vinsjer og monteringshastighet

Det vil som nevnt være hensiktsmessig å benytte de samme vinsjene til å kontrollere opprettingssekvensen. I utgangspunktet velges det å dimensjonere alle fire vinsjene med tanke på styring av opprettingen. Etter statiske beregninger i ANSYS er det funnet ut at vinsjene må ta en total belastning på mellom 20 000 kN og 26 000 kN avhengig av fastholdingspunkt. Dette stemmer godt overens med håndkontrollen som ble gjort i (Moss & Myhr 2008):

$$\sum M_{vinsj} = 0 \rightarrow R_{vinsj} = 25\,000\text{ kN}$$

Formel 14

Det tas høyde for at vinsjplasseringen ikke trenger å være optimal i forhold til kraftdistribusjonen på vinsjene. På bakgrunn av kapittel 5.3 og aktuelle standardverk blir vinsjlasten:

$$R_{vinsj} = 24\,000\text{ kN}$$

Formel 15

Det vil måtte benyttes vinsjer som er spesielt tilpasset formålet da vanlige offshorevinsjer i utgangspunktet har en noe lav kapasitet for dette konseptet. Den vil normalt ligge på mellom 150 tonn og 1000 tonn (AXTech AS 2009), men det finnes ankerhåndteringsvinsjer som har en kapasitet opp mot 2000 tonn (Rolls-Royce plc 2005). Dette vil i utgangspunktet gi tilstrekkelig kapasitet. For denne oppgaven velges det imidlertid å gjøre en sammenligning med et spesialdesignet vinsjbasert tungløftfartøy. Dette fartøyet har vinsjer med en kapasitet på 4 500 tonn per vinsj og med en hastighet på 2,5 m/min (GustoMSC 2008b).

Monteringshastigheten vil i stor grad styres av vinsjene. Valgte hastighet vil måtte vurderes i forhold til vinsjenes styringssystem og egenskaper. Det er utviklet høyteknologiske styringssystemer som blant annet kan inkludere aktiv heave kompensering. Flere vinsjer kan styres simultant og man kan operere med konstante strekkspenninger i vaieren (TTS Offshore Handling Equipment AS 2005). Det velges på bakgrunn av dette å benytte en vinsjhastighet på 2,5 m/min i denne oppgaven. Dette medfører at opprettingssekvensen anslagsvis vil ta én time.

2.5.7 Ballastering og oppretting

Ballastering er en ofte brukt monteringssteknikk offshore. Spesielt er dette benyttet for å flytte større offshorekonstruksjoner fra en horisontal transport- og monteringsposisjon til en vertikal posisjon (Kristiansen et al. 1984). Det vil ved slike operasjoner være essensielt å kunne kontrollere pivoteringssekvensen. Dette kan gjøres med kraner eller med vinsjer som i dette tilfellet.

Det er vesentlig forskjell i geometri og stivhet for de aktuelle turbinkonseptene som skal kunne monteres. Dette fører til ulike krav til belastningsnivå, og individuelle retningslinjer for hver turbin må nødvendigvis utvikles og kontrolleres. Muligheter for enkelt å forsterke eller optimalisere turbiner for horisontale løft vil bli drøftet senere i oppgaven.

Belastninger som oppstår på flyteren ved selve opprettingssekvensen kan i følge (DNV 1996) sees bort fra dersom den er dimensjonert for verre lasttilfeller i en drifts- eller transportsituasjon. Flyteren vil måtte dimensjoneres for ekstrembølger i driftssituasjon. Derfor vil det være rimelig å neglisjere spenningene som oppstår i selve opprettingssekvensen. Belastningene som eventuelt oppstår på flyteren når den bryter vannflaten tas for øvrig ikke hensyn til i denne oppgaven.

Det stilles krav om at ballasteringskapasiteten skal være på minimum 150 % av den kapasiteten som kreves for at løftet skal foregå som planlagt. Dersom et pumpesystem er defekt skal det fortsatt være igjen en ballasteringskapasitet på minimum 120 %. Samtidig må det påses at produksjon og distribusjonen av elektrisitet er sikret under hele monteringsforløpet. Blant ting som skal tas høyde for er driftsstans av tilfeldig produksjonseenhet, driftsstans av felles elektrisitetsdistribusjon og uforutsette økninger i forbruk. Det stilles videre krav om at ballastpumpene kontrolleres ikke tidligere enn 2 timer før monteringssekvensen (DNV 1996). Det forutsettes at dette er gjennomførbart.

2.5.8 Frigjøring

Frigjøringen fra Aquilo vil være et kritisk tidspunkt for både turbin og monteringsplattform. For at pivoteringssekvensen skal kunne foregå på en sikker måte krever det en rekke failsafe-system, spesielt i forhold til opplagermekanismen. Det vil for eksempel være vesentlig at konstruksjonen ikke feiler på grunn av at det ene opplageret svikter. Dette stiller store krav til opplagerkonstruksjonen. I tillegg kommer det faktum at det må kunne åpnes for å frigjøre turbinen. Lignende systemer finnes i forbindelse med fartøy som håndterer pælingsoperasjoner. Dette er mekanismer som kan holde fast rør med relevante diametre og i tillegg frigjøre dem kontrollert.

Et mulig opplagerkonsept er utviklet på skissestadiet. Det baseres på eksisterende teknologi hvor flere hydrauliske føtter presses rundt konstruksjonen. Dette tillater i stor grad variasjon i både tverrsnittsform og størrelse. En hydraulisk lås og et anslagsbelte sikrer trygg frigjøring og eventuelt mottak av turbiner ved reparasjoner.

2.6 GEOMETRI OG TEORETISKE MODELLER

2.6.1 Monteringsplattformer for Aquilo

En plattform med halvt nedsenkbart skrog består i praksis av enkle volum som fortrenger vann for å generere tilstrekkelig oppdrift og stabilitet. Skroget er hult for å kunne korrigeres med ren ballast, eller eventuelt plassering av utstyr og lagring av væsker. Det anbefales at plattformer på konseptstadiet modelleres med enkle linjemodeller for verifisering av hovedegenskaper som oppdrift og stabilitet (Barltrop 1998). Grunnlagsdimensjonering av plattform med hensyn på oppdrift, stabilitet og dynamisk respons blir gjort i kapittel 3.4.

Gjennom loggfilsystemet i ANSYS¹ er det som tidligere nevnt muligheter for å bygge opp en modell bestående av keypoints og linjer. Med valg av elementtype som skal tilknyttes hver linje kan man direkte i ANSYS¹ velge rørgeometri som hver linje skal erstattes med. Med dette kan man enkelt få en modell med tilnærmet riktige fysiske attributter til analysen. I ANSYS¹ er det få elementer som er optimalisert for å være i hydrodynamiske miljøer. Plattformen modelleres derfor utelukkende med PIPE59.

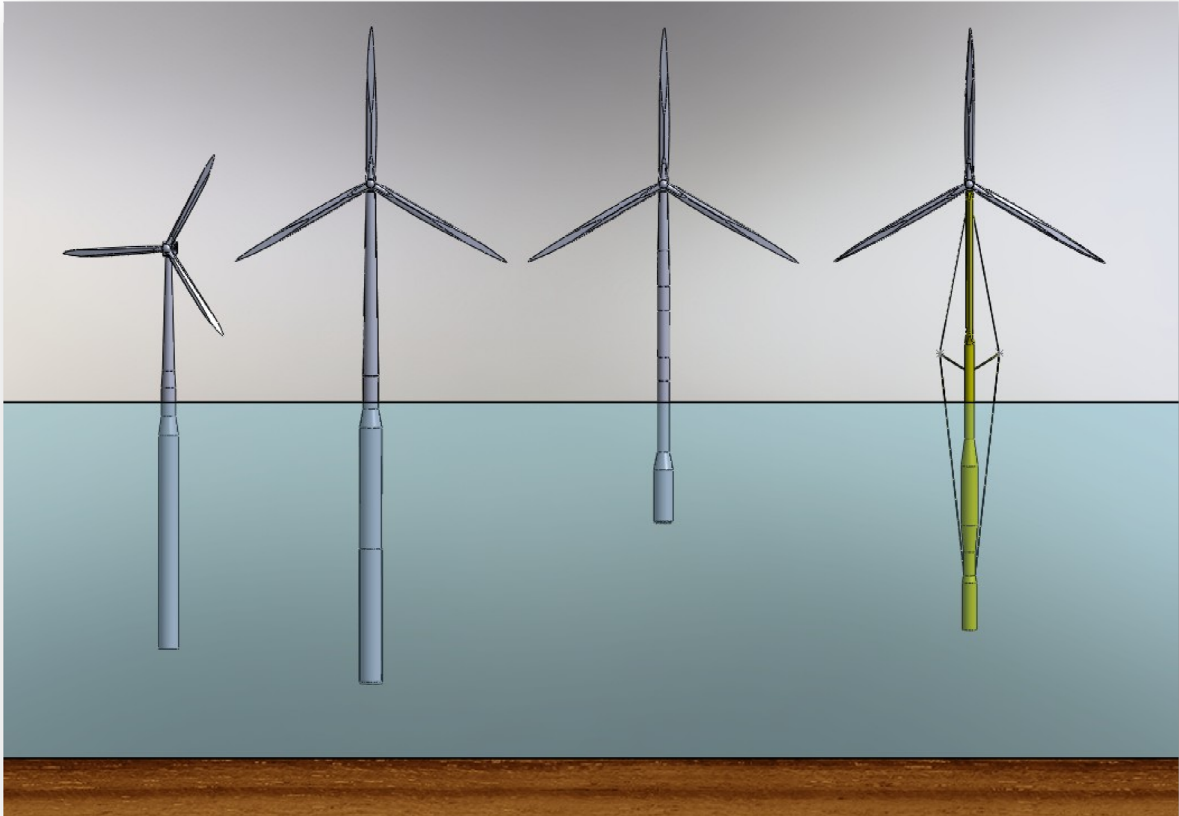
Det vil være mest aktuelt å forfølge en liten plattform i forbindelse med verifisering av konseptet i forhold til global respons og belastning på Aquilo. Samtidig vil en større plattform med høyere kapasitet vil være interessant å vurdere med tanke på utvikling av samlebandsprinsippet og stordriftsfordeler. En stor plattform vil her representeres med Aquilo montert i tospann for optimal monteringsfrekvens og utnyttelse av både deksareal og mannskap. Dette vil trolig gi mindre dynamisk respons i plattformen, men forholdet mellom en tilnærmet uendelig stor plattform og en mindre vindturbin kan skape lastsituasjoner hvor tvangskrefter mellom konstruksjonene blir større. Det er mulig å kjøre en dynamisk analyse på samme tilfelle med bølgetog, men det er problematisk å avgjøre relevansen av resultatene i forhold til om det blir et konservativt overslag eller ikke. Det kjøres derfor bare inngående analyser på den minste av plattformene.

2.6.2 Turbinkonsept

Det blir ikke i forhold til oppgavens omfang relevant å lage nøyaktige modeller av nacelle og rotorblader for implementering i globale analyser. Nøyaktigheten knyttet til tårndata forsvarer heller ikke å forfølge dette i vesentlig grad. Dette fører til unøyaktigheter i beregningene og det er vanskelig å fastlå hvorvidt disse blir konservative eller ikke. Forenklingene som blir gjort gjelder for alle turbintypene. Nacelle- og rotorgeometri ignoreres og massene blir lagt til som punktlaster i toppen av tårnet til hvert turbinkonsept. Dette vil påvirke både demping og egenfrekvenser til strukturen. Spesielt vindbelastningene kan gjøres mer nøyaktig hvis egenfrekvensen til et fastholdt tårn med rotor og nacelle hadde vært kjent. Turbinkonseptene vil så langt det er mulig modelleres med PIPE59. Dette for å sikre best mulige resultater i forhold til hydrodynamiske påkjenninger.

2.6.3 Geometri for modeller

Geometrier som benyttes i denne oppgaven er begrenset av elementet PIPE59. Dette åpner ikke for tverrsnittsendringer med hensyn på lengde innad i hvert element. Dette resulterer i at tverrsnittsendringer må modelleres ved hjelp av manuell gradvis endring av sylinderdiameteren. Størrelsen mellom hver endring styrer til en viss grad nøyaktigheten til modellen. For detaljert geometri for Hywind OC3, Njord, Aquilo X1 og Aquilo vises det til elektronisk vedlegg 12, 13, 14 og 15.



Figur 60: Turbinkonseptene Hywind pilotturbin, Hywind OC3, Njord og SWAY som behandles i denne oppgaven

3 LASTER

3.1 DIMENSJONERENDE VÆRFORHOLD

Monteringskonseptet er tiltenkt for bruk i Nordsjøen, men bør ha et globalt perspektiv. Derfor er det et ønske om gode operasjonelle muligheter både i arktiske og tropiske områder. Det må gjøres en vurdering i forhold til hvor røft klima man ønsker å operere i. Dette vil i stor grad være en økonomisk vurdering i forhold til hva som gir lavest grensekostnad per montert vindturbin. Det er uvisst hvor store fremtidige flytende havvindparker vil bli, men mye tyder på at de vil bli av vesentlig størrelse. Av den grunn vil det bedre lønnsomheten dersom det utvikles standardløsninger som kan brukes ved montering i stor skala.

Det er blitt vurdert slik at det bør være mulig å operere en SSCV i minimum 90 % av tiden i spesielt klimautsatte områder. Det finnes gode statistiske data for værforhold på Nordlige deler av Atlanterhavet og Stillehavet. For denne oppgaven velges det å dimensjonere med hensyn på denne statistikken. Dermed blir dimensjonerende værforhold som tilsvarer en operasjonstid på 90 % følgende:

Tabell 2: Sammendrag av statistiske værdata for nordlige deler av Atlanterhavet og Nordsjøen (Faltinsen 1990)

	Verdi	Snitt	Benevning
Signifikant bølgehøyde	4-6	5	<i>m</i>
Vedvarende vindhastighet	28-47	37,5	<i>Knop</i>
Modale bølgeperioder	9,8-16,2	12,4	<i>s</i>

Når det gjelder vindhastigheten er det vesentlig usikkerhet knyttet til en monterings situasjon. Man vil periodevis kunne få større vindkast enn opptredende bølgehøyde skulle tilsi. Dette skyldes at bølgene i hovedsak kommer som følge av vinden. Stormer med vindkast opptil 35 *m/s* kan oppstå på få timers varsel (Kuo 1986). Ved å være mer konservativ ved vindbetraktninger vil dette gi mer forutsigbare operasjonsforhold og større operasjonsvinduer. Dette tas ofte hensyn til ved å velge en dimensjonerende vindhastighet som er større enn korresponderende bølgehøyde. Ofte benyttes det i offshore sammenheng en vindhastighet på 36 *m/s* med hensyn til montering (Barltrop 1998). Dette stemmer godt overens med (DNV-OS-J101 2007) som anbefaler en lastsituasjon for montering der midlet vindhastighet multipliseres med en sikkerhetsfaktor på 1,4. Lokal vindhastighet 10 *m* over havnivå kan tilnærmes med utgangspunkt i de statistiske værdata fra Nordsjøen. Verste operasjonelle vindhastighet 10 *m* over bakken kan tilnærmes etter (Wilson 2003):

$$U(z) = \left(\frac{z}{z_0}\right)^\alpha \cdot U(z_0)$$

Formel 16

Hvor:

$U(z)$ = Lokal vindhastighet ved gitt høyde over havnivå

$U(z_0)$ = Målt lokal vindhastighet ved referanse høyde

α = Eksponentialfaktor avhengig av vindforhold

z_0 = Referanse høyde

For vedvarende vind over åpent hav settes eksponentialfaktoren til en verdi mellom 1/7 og 1/8. Dersom man benytter omregningsformelen på de statistiske værdata for vedvarende vind ved en høyde på 19,5 m over havet får man følgende vindhastighet:

$$U_{10} = U_{19,5} \cdot \left(\frac{10}{19,5}\right)^{\frac{1}{7}} = 47 \cdot 0,514 \cdot \left(\frac{10}{19,5}\right)^{\frac{1}{7}} = 22,0 \frac{m}{s}$$

Formel 17

$$U(z) = U_{10} \cdot \gamma = 22,0 \cdot 1,4 = 30,8 \left[\frac{m}{s}\right] < U_d = 36 \frac{m}{s}$$

Formel 18

Man kan dermed ved å basere seg på de overnevnte statistiske værdata slippe unna med en noe lavere vindhastighet enn dersom man baserer seg på (Barltrop 1998). Siden dette monteringskonseptet er uprøvd velger vi å benytte oss av den mest konservative betraktningen med tanke på vind. Dette stemmer også godt overens med (IEC 61400-3 Ed.1 2006) hvor det kreves at det ved installasjon og vedlikehold legges til 5 m/s på vindhastigheten som korresponderer med dimensjonerende sjøforhold. Velger derfor å dimensjonere konstruksjonen for en vedvarende vindhastighet på 36 m/s.

Det er viktig å nevne at det dimensjonerende været på 90 % nivå er tiltenkt selve pivoteringssekvensen og ikke enhver operasjon. I en forsyningssituasjon med sekundære kraner vil det måtte utvikles egne rutiner. Fritt hengende kranlaster er ømfintlige for vær. Dette gjelder spesielt dersom løftet skal gjennomføres mellom to ulike fartøy. Dette er en kjent problemstilling offshore, og det forutsettes i denne oppgaven at man benytter seg av tidligere utviklet kunnskap på området. Samtidig har en av de drivende faktorene for konseptet nettopp vært å begrense antall konvensjonelle kranløft. For de nødvendige kranløftene vil det normalt være mulig å finne kortere tidsintervall med mer fordelaktig værforhold. Dersom man ønsker å gjøre seg mindre avhengig av værforhold vil det kunne ordnes ved å øke lagringskapasiteten til plattformdekket. Tilsvarende betraktning vil gjelde ankringssekvensen til vindturbinene. Her vil det være stor variasjon mellom de ulike turbinkonseptene.

3.2 STRØMNINGSLASTER

Strømningslaster er et aktuelt tema både når det gjelder vind og havstrømmer. De viktigste faktorene som påvirker strømningslastene omfattes normalt av Reynoldstallet. Dette gir en tallverdi på forskjellige strømnings situasjoner som kan oppstå når en væske forflytter seg relativt til en overflate. Den er definert som forholdet mellom treghetskrefter og viskøse krefter. Dersom strukturen er strømlinjeformet vil Reynoldstallet være konstant definert (Faltinsen 1990):

$$Re = \frac{v \cdot d}{\vartheta}$$

Formel 19

Hvor:

Re = Reynoldstallet

v = Middels fluidhastighet ved fri strømming

d = Overflatens karakteristiske lengde

ϑ = Fluidens kinematiske viskositet

Separasjon og vortex shedding

Når en reell fluid strømmer forbi en sylinder vil det oppstå modifikasjoner på strømming beregnet med grunnlag i potensialteorien. Med potensialteorien og Bernoullis ligning som utgangspunkt vil partiklene som treffer sylinderflaten få en lav hastighet og tilsvarende høyt trykk ved initial kontakt. Etter hvert som partikkelen følger sylinderenden vil den etter Bernoullis ligning få stadig større hastighet mens trykket blir tilsvarende lavere. Overskudd av kinetisk energi vil føre til at partikkelen følger sylinderenden videre. I forhold til der den traff i utgangspunktet vil i teorien partikkelen komme ut igjen med samme hastighet på den andre siden av sylinderen. Trykket vil på tilsvarende måte bli høyt på det punktet der strømmen kommer sammen igjen (Moe 2008).

I praksis vil en del av denne kinetiske energien gå tapt som friksjon. Dermed vil partikkelen som er på vei fra et punkt med lavt trykk til et punkt med høyt trykk ønske å endre retning. Dette vil føre til en rotasjon i strømmen og kalles ofte separasjon (Barltrop 1998). I starten av separasjonsprosessen vil man få symmetriske virvler fra hver side av sylinderenden. Det vil så oppstå ustabilitet slik at man vil få alternerende virveldannelse på hver side av sylinderen (Faltinsen 1986).

Virveldannelsen vil igjen føre til at det oppstår en harmonisk oscillerende kraftvariasjon på tvers av strømningsretningen. Frekvensen som gir et stadig økende bidrag til vortex shedding er ofte definert ved Strouhal-tallet som for en sylinder igjen er avhengig av Reynoldstallet (Holmes 2007):

$$St(Re) = \frac{n_s \cdot b}{\bar{v}}$$

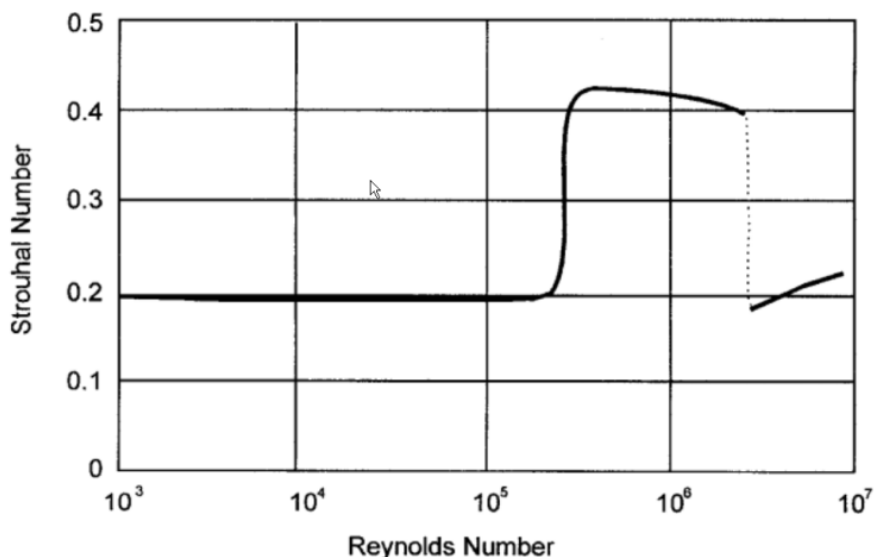
Formel 20

Hvor:

$St = \text{Strouhallet}$

$n_s = \text{Vortex sheddingens oscillasjonsfrekvens}$

$\bar{v} = \text{Middels strømningshastighet}$



Figur 61: Forholdet mellom Strouhal- og Reynoldstallet for sylindre (Holmes 2007)

Dersom vårt monteringsystem skulle få en egenfrekvens som ligger nærmere enn 30 % fra vortexsheddingens oscillasjonsfrekvens vil det måtte dimensjoneres mot sideveis belastning som vil oppstå (Barltrop 1998). Med to festepunkter har vi mulighet til å variere egenfrekvensen til systemet ved å endre fastholdingsegenskapene.

Keulegan Carpenters tall

Dersom bølgene oppfører seg som en oscillerende strøm vil tidsintervallet bli så kort at det ikke dannes noen separasjon. Et mål på dette er Keulegan Carpenters tall (KC) som kontrollerer om bølgene veksler raskt nok i tid i forhold til sylinderens størrelse (Moe 2008):

$$KC = \frac{v_0 \cdot T}{D}$$

Formel 21

Dersom potensialteorien skal være gyldig alene kreves det at KC er mindre enn 2 (NORSOK standard N-003 2004) eller mindre enn 3 (DNV-RP-C205 2007). Ellers vil det komme vesentlige bidrag fra separasjon, drag og turbulens. For en bølge med periode på 12,4 s vil det dermed kreves at strømningshastigheten rundt en flyter på 9,6 m ved KC lik 3 er mindre enn:

$$v_0 < \frac{KC \cdot T}{D} = 3,9 \text{ m/s}$$

Formel 22

Det vil dermed være tilstrekkelig å ta hensyn til potensialteori for denne oppgaven. Det vil sjelden være behov for å dimensjonere for havstrømmer på over 1 m/s i åpent hav (Faltinsen 1990). Dersom man kombinerer denne hastigheten med bidraget til partikkelhastigheten fra bølger vil dette føre til en fjerdegrads økning av dragkraften i overflaten som ikke kan neglisjeres (DNV 1996). I praksis vil en konservativ betraktning være å sette partikkelhastigheten ved kombinert havstrøm og bølger til 5 m/s (DNV-RP-C103 2005). For konstruksjoner med signifikante tverrsnittsareal er det treghtetslaster som er dominerende med tanke på bølgebelastning, mens strømningslaster vil gi vesentlige bidrag fra vind (DNV-RP-C205 2007).

Strømningslast på grunn av dragkrefter

Siden turbintårnet til både Hywind og Njord i utgangspunktet har en ideell sirkulær form er det mulig å utvikle et analytisk formelverk for å finne ut hvordan belastningen virker. Uansett hvilken retning strømmen virker vil den føre til et forhold mellom partikkelstrømningshastigheten og den tangentielle hastigheten rundt søylen (Faltinsen 1990):

$$v_t = 2 \cdot v \cdot \sin(\theta_{syl})$$

Formel 23

Hvor:

v = Partikkelstrømningshastigheten

v_t = Tangentiell hastighet

θ_{syl} = Sylinderens vinkel i forhold til havstrømningsretningen

Videre kan man sette opp et uttrykk for trykket som virker på sylinderen ved hjelp av Bernoullis ligning:

$$p + \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_t^2 = p_0 + \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^2$$

Formel 24

Ved å sette inn for tangentiell hastighet i Bernoullis ligning kan man løse ut for trykkfallet som oppstår på grunn av separasjon av strømmen:

$$p - p_0 = (1 - 4 \sin^2 \theta_{syl}) \cdot \frac{1}{2} \rho \cdot v^2$$

Formel 25

Det er her verdt å merke seg at trykkdifferansen er størst for $\theta_{syl} = 0$. Dermed vil hoveddelen av motstandskrafta komme mot den delen av sylindere som står imot strømmen. Det er også verdt å merke seg at det er symmetri i trykkfallet om $\theta_{syl} = 0$. Dermed vil det ikke virke sideveis motstandskrefter. Det har ved eksperimentelle forsøk vist seg at trykket på baksiden er tilnærmet konstant. Dersom man tilnærmer trykket som virker på dette området til et basistrykk, kan man finne motstandskraft per enhetslengde ved å gjøre følgende integrasjon (Faltinsen 1990):

$$\bar{q}_D = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_h^2 \int_{-\frac{\pi}{2}}^{\frac{\pi}{2}} (1 - 4 \sin^2 \theta_{syl}) \cos \theta_{syl} R d\theta_{syl} + \int_{\frac{\pi}{2}}^{\frac{3\pi}{2}} (p_b - p_0) \cos \theta_{syl} R d\theta_{syl}$$

Formel 26

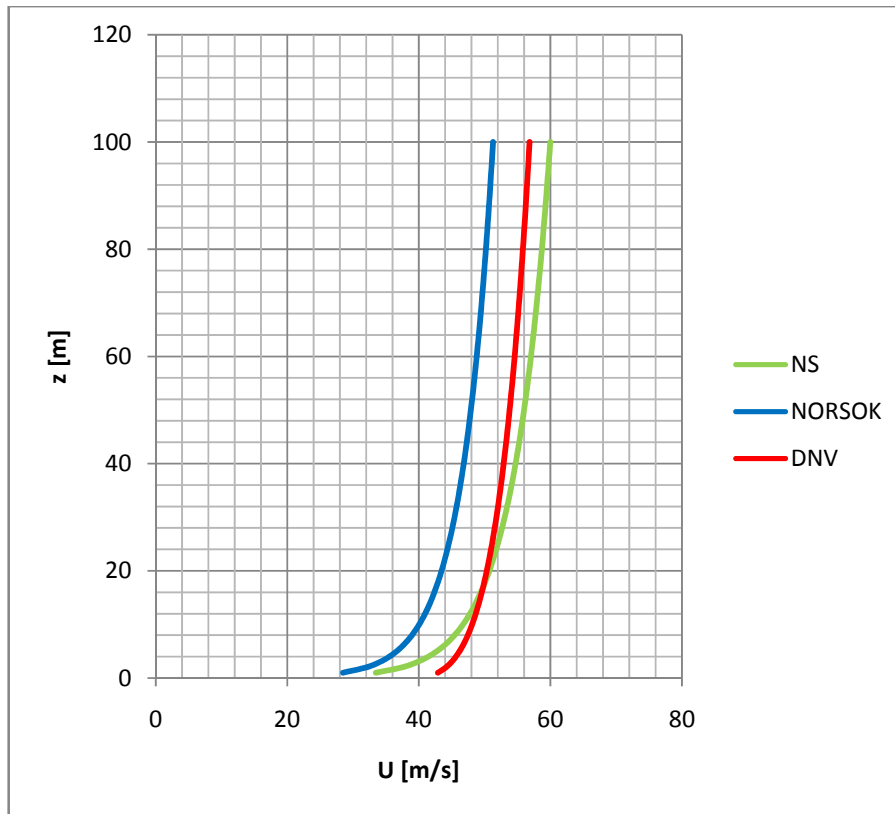
$$\rightarrow \bar{q}_D = \left(\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_h^2 D \right) \left[-\frac{(p_b - p_0)}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_h^2} - \frac{1}{3} \right] = \left(\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_h^2 D \right) \cdot C_D$$

Formel 27

Dette viser at mesteparten motstandskrafta kan beskrives ved hjelp av fluidens hastighet og tetthet samt dragkoeffisienten C_D . Denne koeffisienten har vist seg å være spesielt avhengig av Reynoldstallet og må i praksis finnes empirisk. Det er derfor blitt gjort forsøk som viser forholdet mellom Reynoldstall og dragkoeffisienter. Dette forholdet avhenger igjen i stor grad av geometrien og overflateruheten til kontaktflaten (Faltinsen 1990). Dette vurderes før øvrig i vedlegg 10.

3.3 VINDLASTER

For en kompleks struktur som vårt system må det i praksis kjøres omfattende tester i vindtuneller og utføres relevante målinger innenfor de topografiske bruksområdene for å finne realistiske vindbelastninger. Bruk av standarder vil allikevel gi en pekepinn på hvilke belastninger som vil oppstå og er derfor et godt utgangspunkt for videre detaljdimensjonering. Standardene vil ikke bli fulgt slavisk, men tilpasset slik at beregningene vil dekke en størst mulig bredde av operasjonstilfeller. Det henvises til vedlegg 10 for en vurdering av vindlaster opp mot standardene NS 3491-4, NORSOK N-003, DNV-RP-C205 og DNV-OS-J101.



Figur 62: NS, NORSOK og DNV opererer med ulike vindprofil. Resultatene er plottet ved en temperatur på 243 Kelvin, og en vindhastighet på 36 m/s i 10 m høyde som er midlet over 600 s (Vedlegg 10)

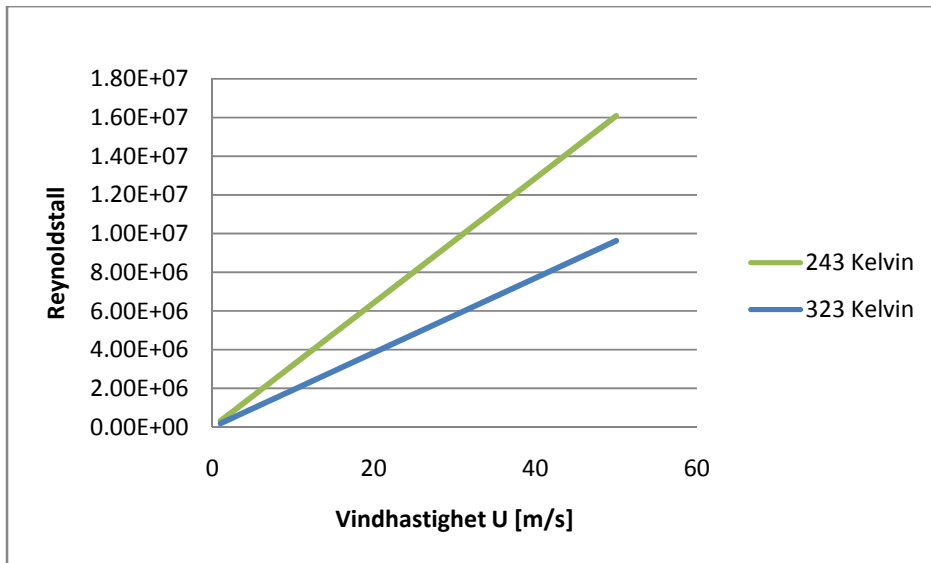
Resultatet fra vedlegg 10 er å benytte (DNV-RP-C205 2007) med et logaritmisk vindprofil. Standarden er godt forankret i teorien og stemmer tilfredsstillende med empiriske forsøk. Den samsvarer også med andre aktuelle standarder som IEC 61400-3 (Veldkamp 2006).

Dimensjonerende tilfelle for vindbelastning er satt til en hastighet U_{10} lik 36 m/s, midlet over 600 s, ved en temperatur T_c lik $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$. Sannsynligheten for at dette opptrer på samme tid er liten, men både temperatur og vind vil kunne nå sine ekstremaler under vinterstormer. Densiteten ρ_a for luft blir ikke korrigert for fuktinnhold. Det tas ikke hensyn til varierende lufttrykk og ISA-verdien for en standard atmosfære benyttes. Densiteten ρ_a blir da (Vedlegg 10):

$$\rho_a = 1,449 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$$

Figur 63

Lavt Reynoldstall er kritisk for dragkoeffisienten. Vurderingen tas bare for tårnet. Nacelle og rotorblader blir behandlet direkte i forhold til arealer med en konservativ dragkoeffisient. Tårnet er konisk, men beregningene gjøres bare for det smaleste tverrsnittet da dette vil gi det laveste Reynoldstallet. For en teoretisk diameter på 3,5 m oppnås følgende Reynoldstall som funksjon av vindhastighet:



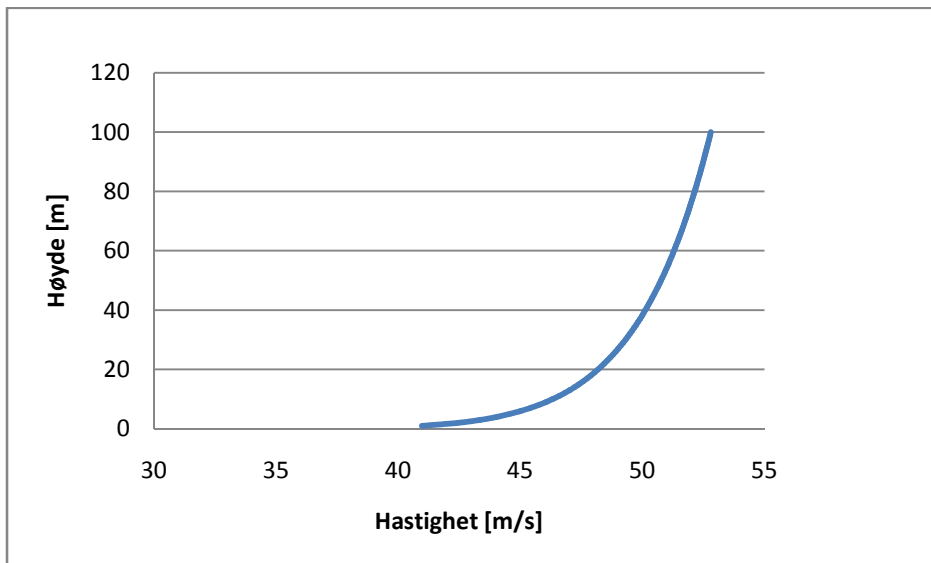
Figur 64: Verdiene for Reynoldstall vil ikke komme ned mot E+05 for relevante hastigheter.

Benytter videre den logaritmiske tilnærmingen fra DNV med mulighet for variasjon av friksjonskoeffisienten u^* :

$$U(z) = U_{10} \frac{u^*}{k_a} \ln \frac{z}{z_0}$$

Formel 28

Hvor:
 $u^* = 1,669$
 $k_a = 0,4$
 $z_0 = 0,001$



Figur 65: Logaritmisk vindprofil etter DNV

Det blir tatt hensyn til innfallsvinkelen α_u i beregningene over en variasjon fra 0° til 90° . Resultatet forutsettes analogt med en tilsvarende variasjon fra 90° til 180° i analyser som kobles mot bølgepåkjenning i FEM-analysene.

Det dimensjonerende vindtrykket blir tilsvarende som Formel 45 i vedlegg 10:

$$q(z) = \frac{1}{2} \rho_a U_{T,z}^2 + \rho_a U_{T,z} u$$

Formel 29

Dimensjonerende kraft blir også på tilsvarende måte:

$$F_w = CqS$$

Formel 30

For å få resultantkraften på konstruksjonen med hensyn på vindprofilen integreres trykket over høyden z . Dette utføres individuelt for turbinårnet og Aquilo. For nacellen og rotorbladene blir kraften beregnet som en resultant som virker i en høyde på 90 m . Det er bare aktuelt å ta med arealet som overskrider 30 m da plattformen vil skygge for underliggende konstruksjoner.

Vindbelastning på tårn

For tårnet til Hywind blir resultantkraften følgende med en angrepshøyde på 55 m :

$$\bar{F}_{w,t} = C \cdot b(z) \int_{30}^{87,6} q dz = C \cdot b(z) \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho_a \int_{30}^{87,6} (U_{T,z}^2 + U_{T,z} u) dz = 682\text{ kN}$$

Formel 31

Hvor:

$b(z)$ = Referansebredden i høyden z

$C = 0,9$

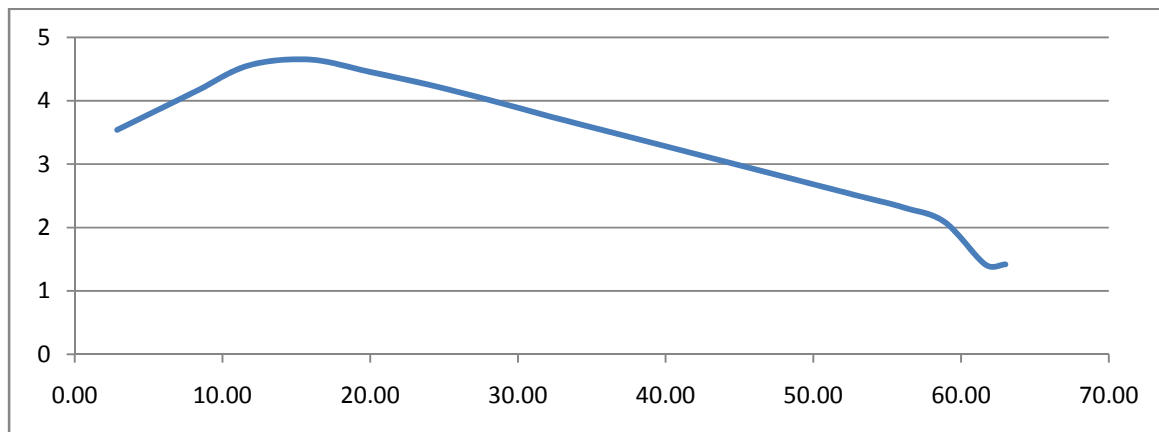
Tilsvarende kan utledes for Njord med en angrepshøyde på 58 m :

$$\bar{F}_{w,t} = C \cdot b(z) \int_{30}^{90} q dz = C \cdot b(z) \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho_a \int_{30}^{90} (U_{T,z}^2 + U_{T,z} u) dz = 640\text{ kN}$$

Formel 32

Vindbelastning på rotor og nacelle

Videre ønskes det lagt på et tillegg som tar hensyn til vindbelastningen som oppstår på rotorer og nacelle til en standard 5 MW turbin. Dette tillegget betraktes som likt for alle turbinene, selv om rotorareal og nacellestørrelse i praksis vil variere. Kordearealet av et blad er basert på følgende figur:



Figur 66: Kordeareal for et rotorblad med en lengde på 63 m. Overflatearealet er da omtrent 215 m² (Nygaard 2009)

Dersom vindprofilen forenkles til å være konstant over arealet i denne høyden får man følgende vindhastighet:

$$U(90) = U_{10} \frac{u^*}{k_a} \ln \frac{z}{z_0} = 52,4 \frac{m}{s}$$

Formel 33

Dette tilsvarer et karakteristisk vindkasttillegg:

$$\sigma_{90} = \sigma_{U,c} \cdot \left(\frac{z_{nas}}{z} \right)^{0,11} = 9,54 \frac{m}{s}$$

Formel 34

Tilhørende vindtrykk blir da:

$$q = \frac{1}{2} \rho_a U_{T,z}^2 + \rho_a U_{T,z} u = 2714 \frac{N}{m^2}$$

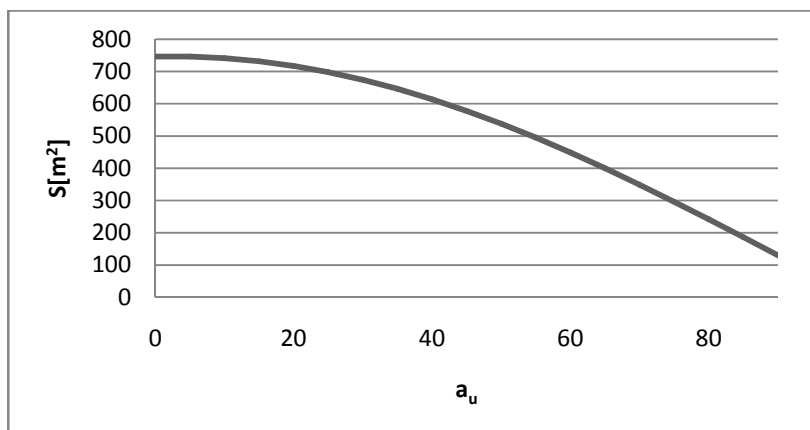
Formel 35

Resultantkraften kan da beregnes med et varierende areal med hensyn på innfallsvinkelen α_u :

$$F_{w,nac\ og\ rot} = CqS$$

Formel 36

Arealet S kan beskrives ut i fra følgende diagram med hensyn på innfallsvinkelen α_u :



Figur 67: Effektivt rotor- og nacelleareal med hensyn på innfallsvinkelen α_u

Dimensjonerende tilfelle med hensyn til vind alene vil da være ved innfallsvinkel α_u lik 0° . Dette gir et effektivt areal S lik $746\ m^2$ og en total kraft for rotor og nacelle:

$$F_{w,nac\ og\ rot} = CqS = 2430\ kN$$

Formel 37

Hvor:

$$C = 1,2$$

Dragkoeffisienten settes her opp til konservative 1,2 på bakgrunn av forenklinger i både nacellen og rotorenes utforming og arealbetraktning. Tilsvarende for α_u lik 90° med effektivt areal S lik $130\ m^2$:

$$F_{w,nac\ og\ rot} = CqS = 490\ kN$$

Formel 38

Vindbelastning på Aquilo

Aquilo vil befinne seg mellom 40 og 50 m over havet i vertikalposisjon. Festepunktet vil være i en høyde på ca 20 m over havet. Dette medfører at det blir en eksponert sone mellom 20 og 50 m, som tilsvarer halvparten av konstruksjonen. Dette er i en lav høyde og mange av komponentene vil i stor grad skygge for hverandre. Diameteren på rørene i konstruksjonen er også vesentlig mindre enn for turbinene. Det gir små arealer sammenlignet med en turbin og vindbelastningen på Aquilo kan derfor forenkles betraktelig. For å sikre en konservativ vurdering nyttes et teoretisk angrepspunkt i en høyde av 45 m over havet sammen med en kraftresultant $F_{w,Aquilo}$. Angrepsarealet estimeres til 200 m^2 . Dette medfører:

$$U(45) = U_{10} \frac{u^*}{k_a} \ln \frac{z}{z_0} = 50,46 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

Formel 39

$$\sigma_{45} = \sigma_{U,c} \cdot \left(\frac{z_{nas}}{z} \right)^{0,11} = 10,25 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

Formel 40

$$q_{Aquilo} = \frac{1}{2} \rho_a U_{T,z}^2 + \rho_a U_{T,z} u = 2594 \frac{\text{N}}{\text{m}^2}$$

Formel 41

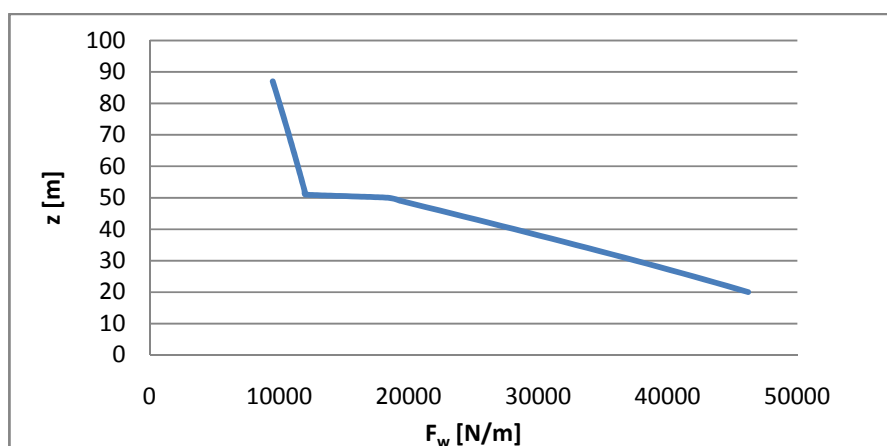
Konstruksjonen til Aquilo består av relativt tynne rør og det blir problemer i forhold til å holde et Reynoldstall som er over $1,0E+5$. Dragkoeffisienten C blir derfor her satt til 1,2. Kraften på Aquilo blir da:

$$F_{w,Aquilo} = CqS = 612 \text{ kN}$$

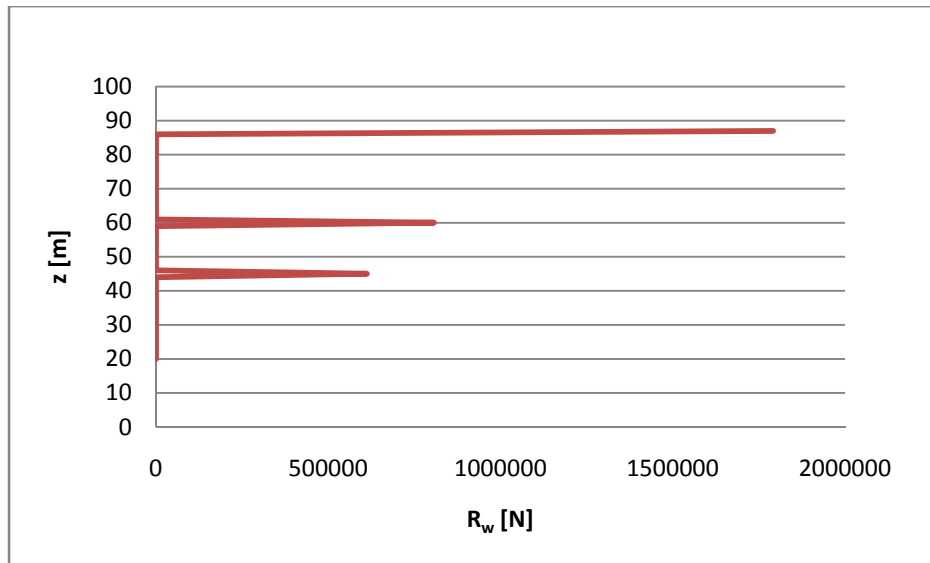
Formel 42

Samlet vindbelastning

Dersom belastningene for de ulike komponentene sammenstilles blir kraftfordelingen for Hywind OC3:



Figur 68: Belastning på tårnet til Hywind og Aquilo med hensyn til høyde



Figur 69: Resultanter på tårnet til Hywind OC3, Aquilo, rotor og nacelle med hensyn til høyde

Tilsvarende beregninger utføres også for Njord. Rotor og nacelle betraktes som lik. Det samme gjelder for Aquilo. Det medfører at kun belastning og angrepspunkt på selve tårnet må beregnes på nytt.

Tabell 3: Resultantkrefter og høyder for de forskjellige komponentene som er gjenstand for videre beregninger. Angrepshøyden på tårnet er satt i forhold til at tårnet er tildekket opp til 30 moh

Kraftresultant	Størrelse [kN]	Angrepshøyde [m]
Hywind OC3 tårn	682	55
Njord Tårn	640	58
SWAY tårn	-	-
Hywind 2,3MW Pilot	-	-
Aquilo	612	45
Rotor og nacelle, $\alpha_u = 0$	2430	90
Rotor og nacelle, $\alpha_u = 30$	2195	90
Rotor og nacelle, $\alpha_u = 45$	1882	90
Rotor og nacelle, $\alpha_u = 60$	1462	90
Rotor og nacelle, $\alpha_u = 90$	490	90

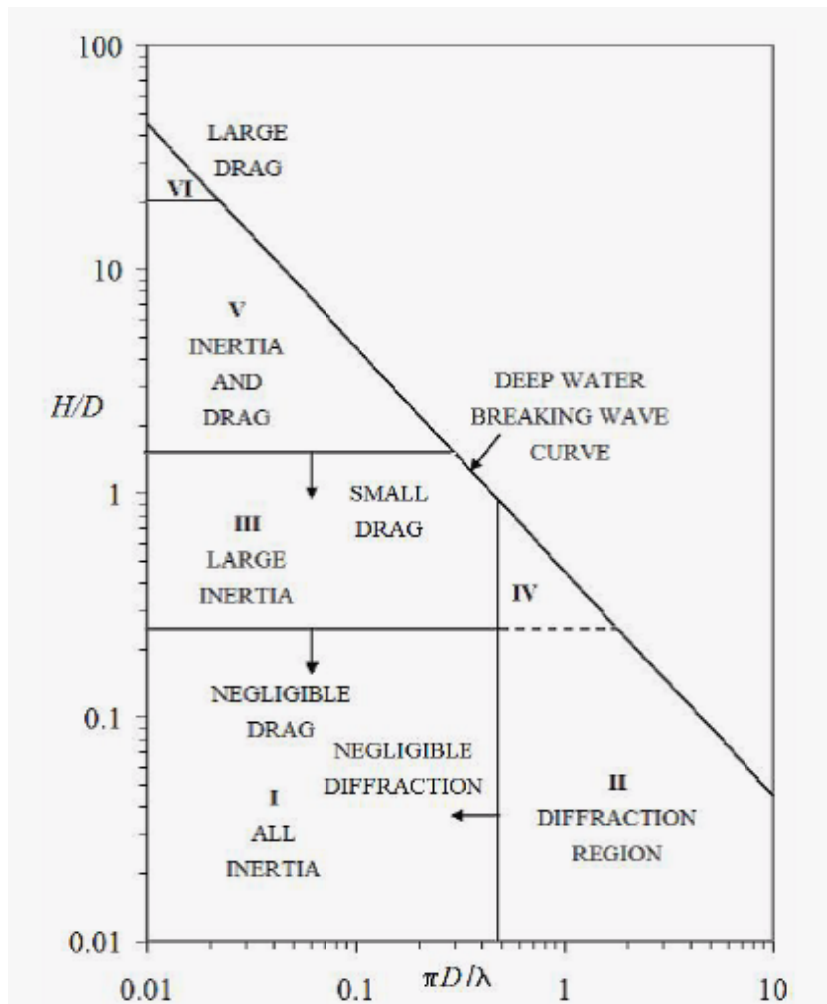
3.4 HAVLASTER

Lastene fra havet vil bestå av en kombinasjon av bølger og strøm. I seg selv er hvert av disse fenomenene komplekse og dersom de skal kombineres på en fornuftig måte blir modellene meget komplekse (Zhao & Faltinsen 1987). Det er derfor vanlig å ha fokus på bølgelaster og superponere strømlastene på toppen. En effekt som ikke tas hensyn til ved denne metoden er at bølgeamplituden går ned, mens bølgelengden går opp når strømmingen går i samme retning som bølgen (Rognan 2008). Som for vind har vi basert oss på DNV-serien. Dette skulle gi en konsekvent plassering av sikkerhet for konseptet.

3.4.1 Strømlaster fra havet

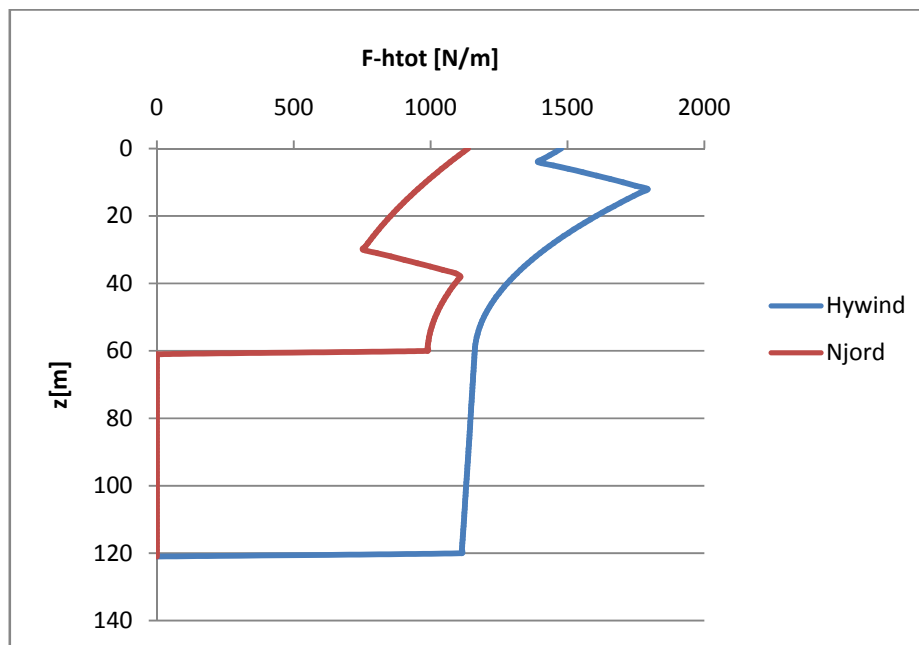
Strømningslaster vil oppstå på sylindre på grunn av havstrømmer på en tilsvarende måte som for vindbelastning. Strømningslasten er som tidligere vist proporsjonal med densiteten og kvadratet av hastigheten. Densiteten til vann er vesentlig større enn for luft, men strømningshastighetene vil samtidig være lavere. Selv om spredning i hastigheten på grunn av havstrømmer er betydelig mindre enn vindhastighetsspredningen, er det fortsatt aktuelt å bestemme denne for å finne opptredende dragkrefter. I tillegg vil man oppnå dragkrefter på grunn av bølgebelastning, men de vil ikke opptre samtidig som bølgens treghetskrefter (Dean & Dalrymple 1991).

I følge (DNV-RP-C205 2007) kan drag kun neglisjeres dersom bølgehøyden er mindre enn 25 % av søylediameteren. Jo større bølgehøyden er i forhold til diameteren, jo mer vesentlig vil bidraget fra drag være. Vi har i utgangspunktet et forhold mellom høyde og diameter i forhold til operasjonell signifikant bølgehøyde på mellom 0,6 og 1,2 dersom man ser på maksimal og minimal diameter for henholdsvis Hywind og Njord. Dermed kan ikke drag neglisjeres, men det forventes at bidraget er lite sett i forhold til treghetskreftene.



Figur 70: Dominerende belastningstype fra bølger for ulike diametre og bølgedata (DNV-RP-C205 2007)

Utrekning av strømlaster fra havstrømning på Hywind og Njord er gjennomført i vedlegg 11. Dette ga en kraftresultant på henholdsvis 154 kN og 59 kN for henholdsvis Hywind og Njord. Dette er relativt beskjedne verdier som i forhold til nøyaktighetsnivået i oppgaven i praksis vil kunne neglisjeres. Strømlastene som er aktuelle i denne oppgaven kommer dermed primært som følge av hydrodynamisk bølgebelastning og implementering i Morisons ligning.



Figur 71: Total havstrømningslast på Njord og Hywind (vedlegg 11)

3.4.2 Lineær bølge teori og hydrodynamisk belastning

Ved beregning av hydrodynamisk belastning er det viktig å velge riktig modell. Valget er sterkt avhengig av hvilken strukturtype som skal analyseres og hvilke resultater som søkes. For en SSCV vil en analyse basert på en modell med Morisons ligning og lineær bølge teori gi gode resultater med tanke på globale belastninger. Det bør samtidig utvikles en diffraksjonsmodell for å kunne modellere bølger med små bølgelengder som tar hensyn til viskøse effekter (DNV-RP-C205 2007). For denne oppgaven velges det å gjøre en forenklet utmattingsbetraktning på grunn av små bølger. Dermed vil fokus ligge på utvikling av en modell basert på Morisons ligning og lineær bølge teori.

Dette modellvalget er nødvendigvis ikke intuitivt da lineær teori bygger på et krav om små bølgehøyder og lav bølgebratthet (EM 1110-2 1100 2002). For denne oppgaven vil fokus være rettet mot maksimale belastninger som oppstår på flyteren. I tillegg må det gjøres et overslag på hvor store bevegelser plattformssystemet utsettes for og hvordan dette påvirker Aquilo.

Dersom oppgaven hadde basert seg på dimensjonering av selve plattformen ville man måtte tatt hensyn til ekstrembølger som hundreårsbølgen. Dette kan gjøres for eksempel ved å benytte seg av Stokes bølge teorier av høyere orden (Barltrop 1998). Et annet alternativ er å benytte seg av lineær bølge teori og legge til en faktor som tar hensyn til de ikke-lineære effektene (NORSOK standard N-003 2004).

Bølgemekanikk etter Airy bølgeteori

Airy bølgeteori er en forenklet teori som brukes til å beskrive todimensjonale bølger med små amplituder. Den kan brukes dersom bølgeamplitudene er vesentlig mindre enn bølgelengdene og havdybden (Rognan 2008). Med valgte statistiske værdata kan bølgelengden estimeres ut fra følgende formel (EM 1110-2 1100 2002):

$$L = \frac{gT^2}{2\pi} \cdot \tanh \frac{2\pi d}{L}$$

Formel 43

Den hyperbolske tangenten vil gå mot én når dybden er halvparten av bølgelengden. For vår referansebølge, med maksimal samsvarende periode, blir bølgelengden på dypt vann:

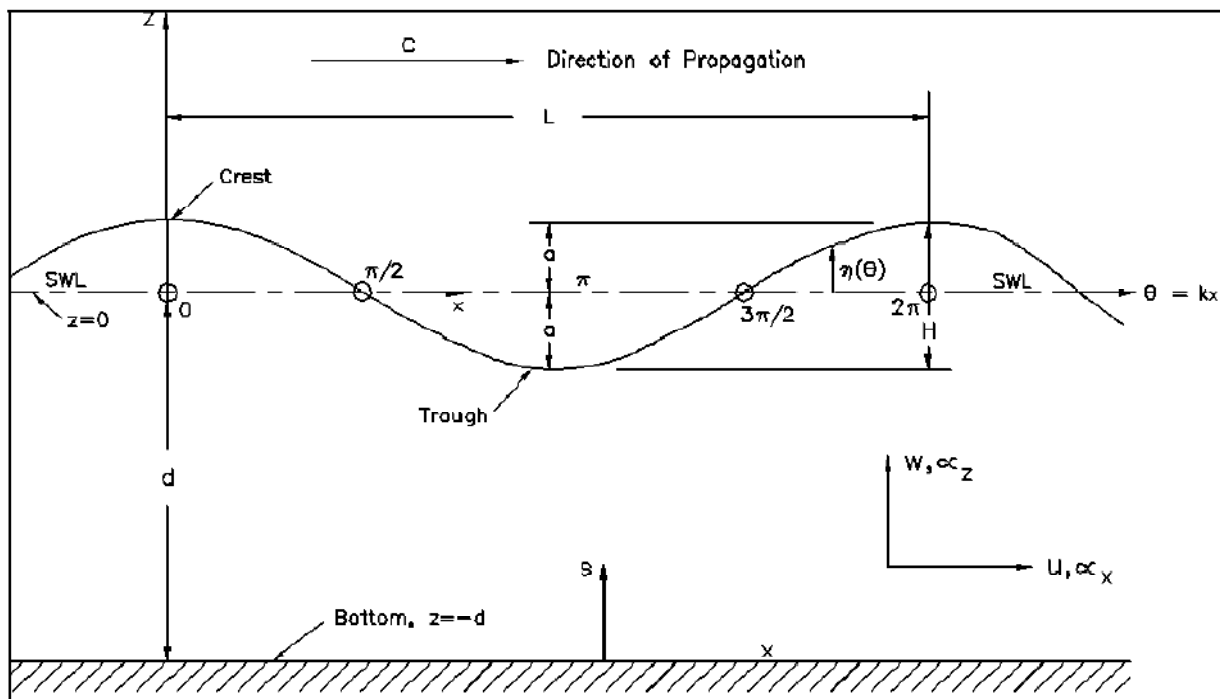
$$L_0 = \frac{gT^2}{2\pi} = 410 \text{ m}$$

Formel 44

Hvor:

L_0 = Bølgens lengde på dypt vann

T = Bølgens periode



Figur 72: Notasjon som benyttes til Airy Bølgeteori (EM 1110-2 1100 2002)

Velger for denne oppgaven en havdybde som er den samme som StatoilHydro benyttet da de gjorde bølgetanksimuleringer av Hywind (Nielsen 2006). Dermed ser vi at man burde kunne benytte seg av Airy Bølgeteori (Rognan 2008):

$$\xi_a = \frac{H_s}{2} = 3 \text{ m} \ll L = 240 \text{ m}, \quad d = 320 \text{ m}$$

Formel 45

Hvor:

$\xi_a =$ Bølgeamplituden fra senter til topp

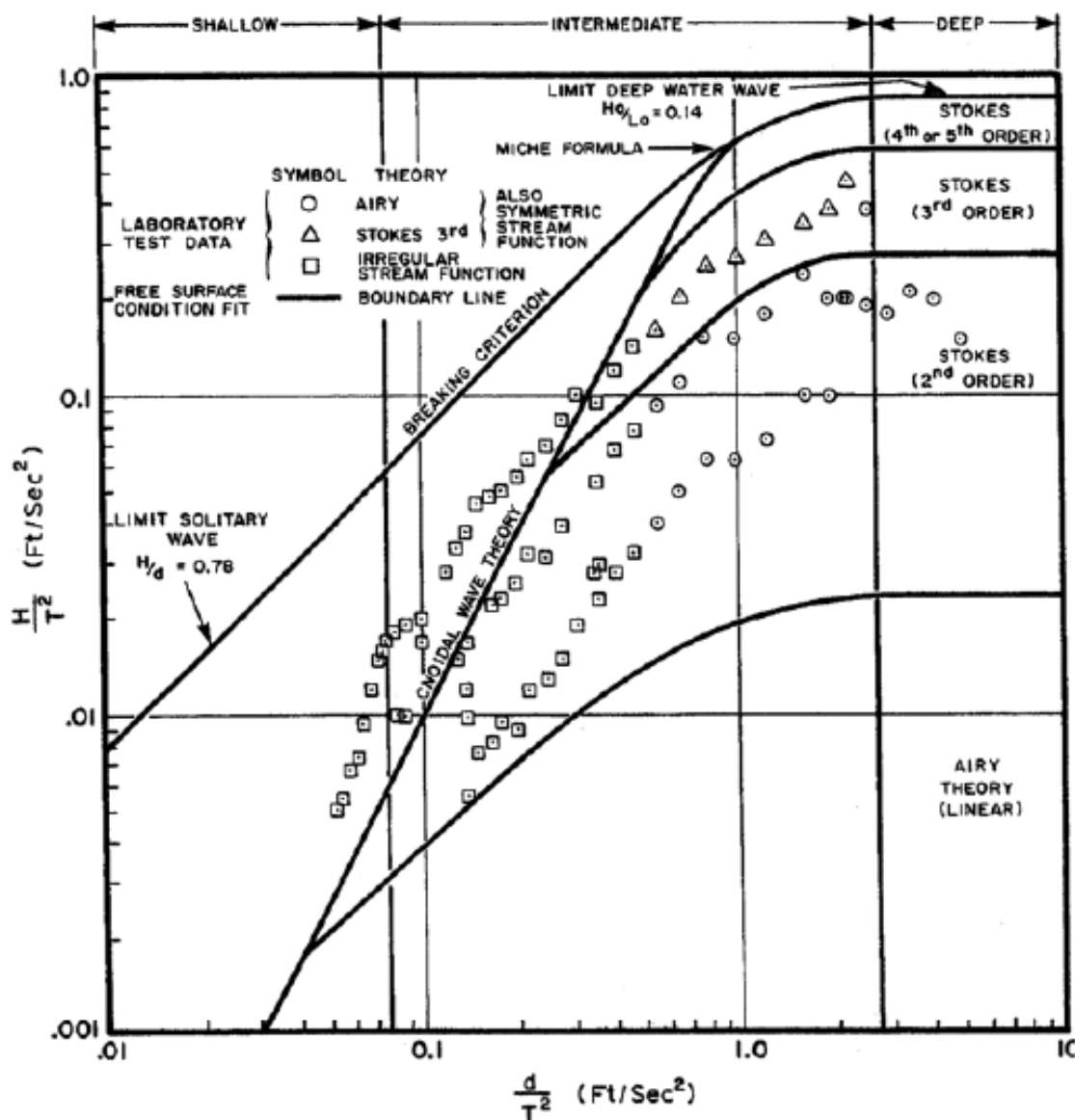
$H_s =$ Signifikant bølgenhøyde

Videre må det kontrolleres at forutsetningen med dypt vann er tilfredsstillt (EM 1110-2 1100 2002):

$$\frac{d}{L} = \frac{320}{410} = 0,8 > 0,5$$

Formel 46

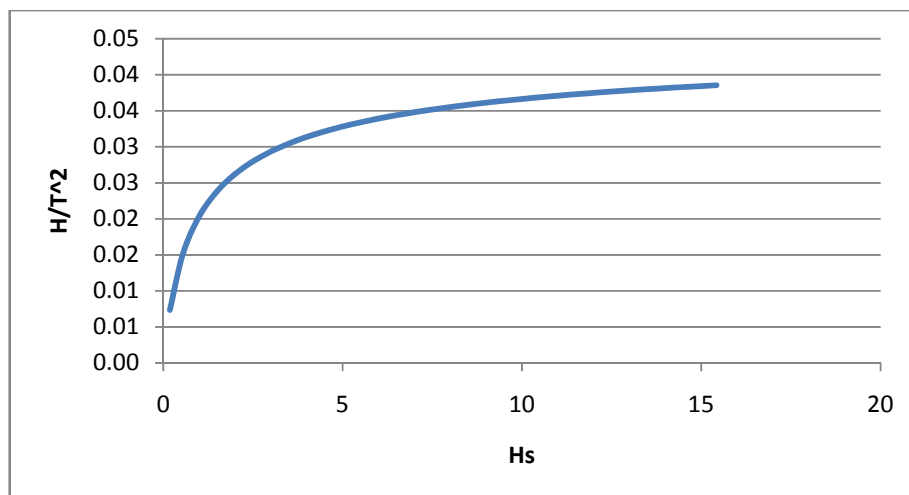
Grensedybden for overgang fra dypt til grunt vann er beregnet til 205 m så det skulle i utgangspunktet gå greit å benytte seg av dypvannsforenklingene som gjerne gjøres i Airy bølgeteori. Det stilles for Hywind krav om at dybden skal overstige 200 m så dette skulle være uproblematisk (Hydro 2005). For SWAY og Njord vil dypvannsforenklingene ikke nødvendigvis gjelde for enhver lokasjon. Disse forenklede betraktningene bør uansett kontrolleres opp mot (DNV-RP-C205 2007) da standardens krav til bruk av bølgeteori i praksis vil være styrende. Følgende diagram brukes som hjelpemiddel med tanke på valg av bølgeteori:



Figur 73: Diagram for valg av bølgeteori med tanke på dimensjonering (DNV-RP-C205 2007)

Det er relativt uproblematisk å benytte seg av lineær bølgeteori med tanke på dypvannsbetraktninger. Med en ekstrem bølgeperiode opp mot 18 s vil forholdstallet med tanke på dypt vann gå mot 1,0.

Når det gjelder den signifikante bølgehøyden vil kriteriene være vanskeligere å tilfredsstille. Airy bølgeteori vil i utgangspunktet ikke være gjeldende dersom forholdstallet med tanke på signifikant bølgehøyde overstiger 0,02. Dersom man benytter seg av en regresjon av statistiske værddata fra (Faltinsen 1990) får man følgende fordeling:



Figur 74: Forholdstallet for signifikant bølgehøyde med tanke på valg av bølgeteori

I utgangspunktet passer dermed ikke Airy bølgeteori for bølgehøyder på over 2 m. Blant forenklingene som er gjort i forbindelse med lineær bølgeteori er at fluiden forutsettes å være ideell med konstant densitet. Videre forutsettes det at strømmingen er rotasjonsfri slik at det i praksis kun er normalkrefter som virker på en flate. Dette stemmer godt for en sylinder da forsøk viser at kun 1 til 3 % av trykket fører til skjærspenninger (Faltinsen 1990).

Det er allikevel vanlig praksis å benytte seg av denne for større bølgehøyder da denne bølgeteorien har vist seg å gi tilstrekkelig god nøyaktighet også ved større bølger. Usikkerheten som oppstår i modellen tas hensyn til ved å velge en tilstrekkelig stor bølgehøyde. Implementering av høyere ordens bølgeteori med tanke på ekstrembølger er et forskningsområde som pågår for fullt (Monsen 2004). For halvt nedsenkbare plattformer har det vist seg at Airy Bølgeteori gir tilfredsstillende resultater selv ved store bølgehøyder og vil normalt benyttes (DNV-RP-C103 2005).

Valg av operasjonell bølge

Operasjonell bølgeamplitude velges ut fra statistiske værdata for nordre deler av Stillehavet og Atlanterhavet og er den verste bølgen man i prinsipp kan møte på dersom man holder seg innenfor sjøgangsintervallet høy sjø. Dette gir et operasjonsvindu på 90 % ettersom verre sjøgang oppstår sjeldnere enn 10 % av tiden (Faltinsen 1990). Det tas i tillegg høyde for ikke-lineære bølger som vil kunne oppstå ved å multiplisere inn en faktor på 1,9 når lineær bølgeteori benyttes (NORSOK standard N-003 2004):

$$\xi_a = H_s \cdot \frac{1,9}{2} = 5,7 \text{ m}$$

Formel 47

Hvor:

ξ_a = Bølgehøyde fra senter til topp

H_s = Signifikant bølgehøyde fra bunn til topp

Til sammenligning vil man etter (DNV 1996) multiplisere den signifikante bølgehøyden med en faktor på 2,0 for en operasjonstid opp til 72 timer. Det er verdt å merke seg at den oppmultipliserte operasjonelle bølgen benyttes for å finne maksimale belastninger kan oppstå i systemet i en monterings situasjon. Dersom man ønsker å beskrive forholdene som rutinemessig oppstår vil det ikke være riktig å oppfaktorisere bølgehøyden da dette normalt kun vil skje for hver tusende bølge. For utmattingsbetraktninger vil det derfor ikke tas hensyn til ikke-lineære bølger.

Airy bølgeteori i tidsdomenet

Vanlige parametre som brukes som grunnlag for bølgemeknikken er bølgehøyder med tilhørende bølgeperioder. Bølgebevegelsene ønskes beskrevet ved hjelp av avstand og tid. En vanlig måte å gjøre dette på er å innføre bølgens fase (EM 1110-2 1100 2002):

$$\theta = kx - \omega t$$

Formel 48

Hvor:

$\theta =$ Bølgens fase

$k = \frac{2\pi}{L} =$ Bølgenummeret

$\omega = \frac{2\pi}{T} =$ Bølgens vinkelfrekvens

Froude-Krylov kraft

Froude-Krylov kraft er et vanlig navn på den kraften som oppstår når bølgene får passere strukturen uforstyrret (Faltinsen 1990):

$$F_{iFK} = - \iint p_{dyn} \cdot n_i ds$$

Formel 49

Hvor:

$F_{iFK} =$ Froude – Krylov kraft

$p_{dyn} =$ dynamisk trykk fra uforstyrrede bølger

$n_i =$ Enhetsvektoren normalt på strukturflaten

Det dynamiske trykket kan for dypvannsbølger utledes fra Airy bølgeteori og uttrykkes som:

$$p_{dyn} = \rho \cdot g \cdot \zeta_a \cdot e^{kz} \cdot \sin(\theta)$$

Formel 50

Dersom hele strukturen er under vann kan det vises at:

$$F_{iFK} = - \iint p \cdot n_i ds = \rho_w \cdot V \cdot \begin{bmatrix} a_{1w} \\ a_{2w} \\ a_{3w} \end{bmatrix}$$

Formel 51

Hvor:

$\rho_w =$ Densiteten til fortrengt vann

$V =$ Fortrengt vannvolum

$a_{iw} =$ Akselerasjon fra et utforstyrret bølgefelt

Diffraksjonskraft

Diffraksjonskraft er et vanlig navn på den krafta som oppstår ved at det uforstyrrede bølgefeltet påvirkes av strukturen. Den kan uttrykkes som (Faltinsen 1990):

$$F_{iD} = A_{i1}a_1 + A_{i2}a_2 + A_{i3}a_3$$

Formel 52

Hvor:

$F_{iD} =$ Diffraksjonskraft

$A_{ii} =$ Addert massekoeffisient

$a_i =$ Partikkelakselerasjon i aktuell retning

Hydrostatisk trykk

Når et flytende legeme eksisteres vil det hydrostatiske trykket motvirke bevegelsen. I praksis vil motkraften som oppstår virke som en fjærkraft. Den vil virke som en lineær dynamisk effekt som oppstår når man integrerer det hydrostatiske trykket over strukturens øyeblikkelige posisjon. Dette kan uttrykkes som (Faltinsen 1982):

$$F_k = -C_{kj} \cdot n_j$$

Formel 53

Hvor:

$F_k =$ Gjennopprettingskraft

$C_{kj} =$ Gjennopprettingskoeffisient

$n_j =$ Bevegelsesvektor

3.4.3 Bølgelaster på en sylinder etter Morisons ligning

Beregningsmodellen som er brukt på strømningslaster er en forenklet situasjon og forutsetter at de ulike sylinderne ikke påvirker hverandre. I tillegg forutsettes det at den frie strømmingen ikke akselereres. Disse forutsetningene vil gjelde for vind, men ikke for belastning fra bølger. Dette tas hensyn til i Morisons ligning som gir et tilleggsledd for akselerasjonen som nødvendigvis oppstår ved belastning fra bølger (Wilson 2003):

$$\bar{q} = \bar{q}_D + \bar{q}_M = \left(\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_h^2 D\right) \cdot C_D + \left(\rho \cdot \pi \cdot \dot{v}_h \cdot \frac{D^2}{4}\right) \cdot C_M$$

Formel 54

Hvor:

\bar{q}_D = Kraft pr lengdeenhet på grunn av drag

\bar{q}_M = Kraft pr lengdeenhet på grunn av treghetskrefter

C_D = Dragkoeffisienten

C_M = Massekoeffisienten

Morisons ligning er i utgangspunktet empirisk utledet. Tilleggsleddet kalles gjerne treghetskraften og kan forklares ved hjelp av potensialteori og forutsetningen om at en flytende struktur vil få belastning fra bølger som harmoniske sinusfunksjoner med samme egenperiode som bølgene. Dette gir muligheten til å superponere belastningen som oppstår fra uforstyrrede bølger og belastningen som oppstår ved kontakt mellom bølger og konstruksjonens overflate. Den første belastningstypen blir det tatt hensyn til ved å innføre en opptredende masse, mens den andre tas hensyn til ved hjelp av en addert masse (Faltinsen 1990). Massekoeffisienten C_M er derfor definert som (DNV-RP-C205 2007):

$$C_M = 1 + C_A$$

Formel 55

Hvor:

C_A = Konstant for addert masse

Konstanten for addert masse er avhengig av geometrien til strukturen som strømmen passerer. Den skyldes at det kreves en trykkgradient for å akselerere fluiden rundt strukturen. Denne trykkgradienten påfører strukturen en type oppdriftskraft som fører til en konstant for addert masse (Faltinsen 1990). Konstanten for addert masse er gitt ut i fra følgende (DNV-RP-C205 2007):

$$C_A = \frac{m_a}{\rho A}$$

Formel 56

Hvor:

m_A = Addert masse per enhetslengde

Etter potensialteorien vil C_m for en ideell sylinder være lik 2 hvor halvparten kommer fra Froude-Krylov og halvparten fra diffraksjonskraften. Dette forutsetter at bølgelengden er stor i forhold til søylediameteren. På samme måte som dragkoeffisienten må egentlig konstanten for addert masse finnes empirisk (Faltinsen 1990). Den vil avhenge av Reynoldstallet, Keulegan-Carpentertallet, relativ strømning og overflateruhet (DNV-RP-C205 2007). Med våre Keulegan-Carpenter verdier er det som nevnt potensialteorien som benyttes og massekoeffisienten C_m i Morisons ligning settes til 2,0 etter både (DNV-RP-C205 2007) og (NORSOK standard N-003 2004).

Ved å sette inn verdiene fra lineær bølge teori og integrere over dybden til søylene kan man etter Morisons ligning få en tilnærming på total bølgebelastning på søylen (Dean & Dalrymple 1991).

$$F = F_D + F_M = \int_{-z}^0 \left(\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_h^2 D \right) \cdot C_D dz + \int_{-z}^0 \left(\rho \cdot \pi \cdot \frac{dv_h}{dt} \cdot \frac{D^2}{4} \right) \cdot C_M dz$$

Formel 57

Ved å benytte seg av dypvannsforenklingene kan følgende enkle sammenhenger for henholdsvis horisontal hastighet og akselerasjon settes opp etter Airy bølge teori (Faltinsen 1990):

$$v_h = \omega \cdot \xi_a \cdot e^{kz} \cdot \sin\theta$$

Formel 58

$$\dot{v}_h = \omega^2 \cdot \xi_a \cdot e^{kz} \cdot \cos\theta$$

Formel 59

Tilsvarende blir vertikal hastighet og akselerasjon:

$$v_v = \omega \cdot \xi_a \cdot e^{kz} \cdot \cos\theta$$

Formel 60

$$\dot{v}_v = -\omega^2 \cdot \xi_a \cdot e^{kz} \cdot \sin\theta$$

Formel 61

Siden hastigheten følger en sinusfunksjon og akselerasjonen følger en cosinusfunksjon vil man ikke på noe tidspunkt få fullt bidrag fra både treghets- og dragkrefter. I følge (DNV-RP-C205 2007) vil treghetskreftene være dominerende. Ved å innføre horisontal akselerasjon på dypt vann fra bølger får vi dermed følgende uttrykk for maksimal hydrodynamisk kraft på sylindren:

$$f_{hm1}(z) = C_m \cdot \rho \cdot g \cdot k \cdot \xi_a \cdot A_1 \cdot \sin\theta \int_{-h1}^0 e^{kz} dz = C_m \rho g \xi_a A_1 \cdot (1 - e^{-kh1}) \cdot \sin\theta$$

Formel 62

Man vil kunne finne en resultantplassering på samme måte som for havstrømningskrafta. Den vil virke som en horisontal kraft i øvre sjikt av flyteren. Siden tverrsnittsarealet til en flyter ikke vil følge en kontinuerlig funksjon vil bidrag fra områder som ikke er i kontakt med vannlinja kunne regnes ut etter følgende formel:

$$f_{hm2}(z) = C_m \cdot \rho \cdot g \cdot k \cdot \xi_a \cdot A_2 \cdot \sin\theta \int_{-h_2}^{-h_1} e^{kz} dz = C_m \rho g \xi_a A_2 \cdot (e^{-kh_1} - e^{-kh_2}) \cdot \sin\theta$$

Formel 63

I motsatt fase vil bølgene påføre vertikale resultanter på en flyter. I denne retningen vil den adderte massen til sylindren normalt kunne neglisjeres (Institutt for marin teknikk 2008a). Da vil den vertikale belastningen kunne finnes med samme formelverk som den horisontale belastningen med innsatt akselerasjon i vertikal retning i stedet for horisontal. Eneste differanse er at belastningen blir halvparten så stor og at den skjer i fasen til cosinusfunksjonen:

$$f_{vm1} = \rho g \xi_a A_1 \cdot (1 - e^{-kh_1}) \cdot \cos\theta$$

Formel 64

$$f_{vm2} = \rho g \xi_a A_2 \cdot (e^{-kh_1} - e^{-kh_2}) \cdot \cos\theta$$

Formel 65

Dragkreftene kan finnes på en tilsvarende måte ved å gjennomføre følgende integrasjon:

$$F_D = \int_{-z}^0 \left(\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_h^2 D \right) \cdot C_D dz$$

Formel 66

En løsning på dette integralet som gjelder både for grunt og dypt vann er horisontal dragkraft F_{hD} på en sylinder (Dean & Dalrymple 1991):

$$F_{hD} = \frac{C_D D \rho g \xi_a^2}{\sinh(2kh)} \cdot \left[\frac{2kh + \sinh(2kh)}{4} \right] \cdot \cos^2(\theta)$$

Formel 67

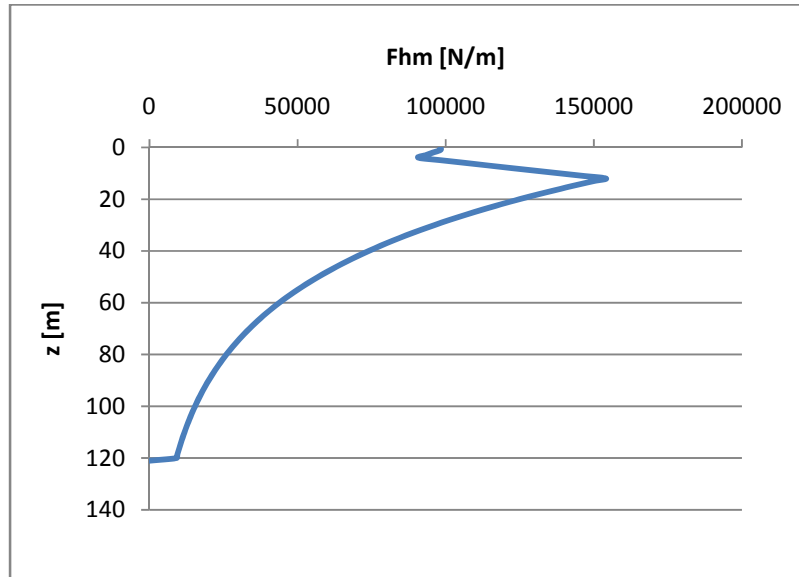
Dersom man gjør forenklinger for dypt vann blir total dragkraft:

$$F_{hD} = \frac{1}{4} \cdot C_D \cdot \rho \cdot g \cdot \xi_a^2 \cdot D \cdot \cos^2(\theta)$$

Formel 68

3.4.4 Bølgelaster på Hywind OC3

Bølgebelastningen som oppstår på Hywind er beregnet numerisk ved hjelp av enkel summasjon og kontrollert ved en trapestilnærming (Adams 2003). Dette gir følgende treghetskraftfordeling på Hywind med operasjonell bølge:



Figur 75: Horizontal belastning på Hywind fra operasjonell bølge

$$F_{hm} = C_m \rho g \xi_a A_1 \cdot (1 - e^{-kh_1}) \cdot \sin\theta + \sum_1^{120} C_m \rho g \xi_a A_n \cdot (e^{-khn} - e^{-kh[n+1]}) \cdot \sin\theta = 6\,954 \text{ kN}$$

Formel 69

$$F_{hm} = \int_0^{120} f(z) dz \approx \frac{b-a}{2n} [f(z_0) + 2f(z_1) + 2f(z_2) + \dots + 2f(z_{120-1}) + f(z_{120})] = 6\,900 \text{ kN}$$

Formel 70

Siden kraftfordelingen er logaritmisk benytter vi oss av en logaritmisk regresjon for å finne resultantplasseringen. Det må i utgangspunktet utføres tre separate regresjoner som kombineres på grunn av diskontinuitet i Hywinds geometri. Minst avvik er blitt oppnådd ved å gjennomføre en polynomregresjon de øverste 4 m og to separate logaritmiske regresjoner under dette igjen. Dette gir en resultant som virker i en dybde under havnivå:

$$C_{hm} = \frac{\sum C_i \cdot A_i}{\sum A_i} \approx 28.4 \text{ m}$$

Formel 71

Det vertikale bidraget i forskjøvet fase vil nødvendigvis ha samme fordeling som det horisontale bidraget bortsett fra at størrelsen halveres på grunn av at det ses bort fra addert masse:

$$F_{vm} = \frac{F_{hm}}{2} = 3\,422\text{ kN}$$

Formel 72

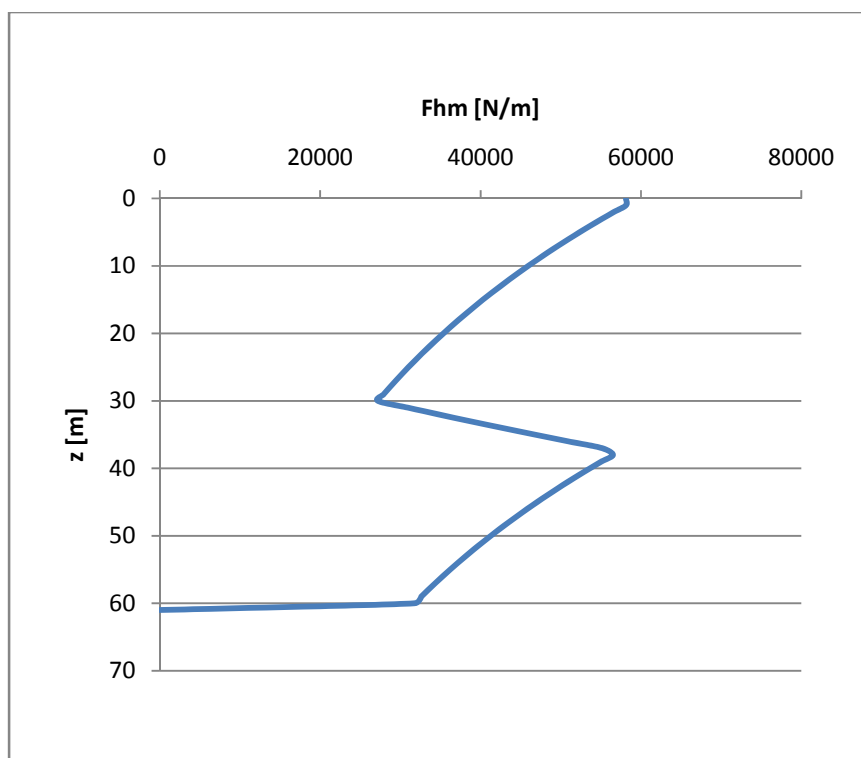
Når det gjelder dragkraften forenkles betraktningen ved å benytte Hywinds gjennomsnittlige diameter på 9,2 m:

$$F_{hD} = \frac{1}{4} \cdot C_D \cdot \rho \cdot g \cdot \xi_a^2 \cdot D \cdot \cos^2(\theta) = 751\text{ kN}$$

Formel 73

3.4.5 Bølgelaster på Njord

Beregningsgangen på Njord blir den samme som på Hywind. Det forventes vesentlig mindre laster siden Njord har et vesentlig mindre flytervolum enn Hywind. Følgende treghetskraftfordeling oppstår på Njordflyteren med operasjonell bølge:



Figur 76: Horisontal belastning på Njord fra operasjonell bølge

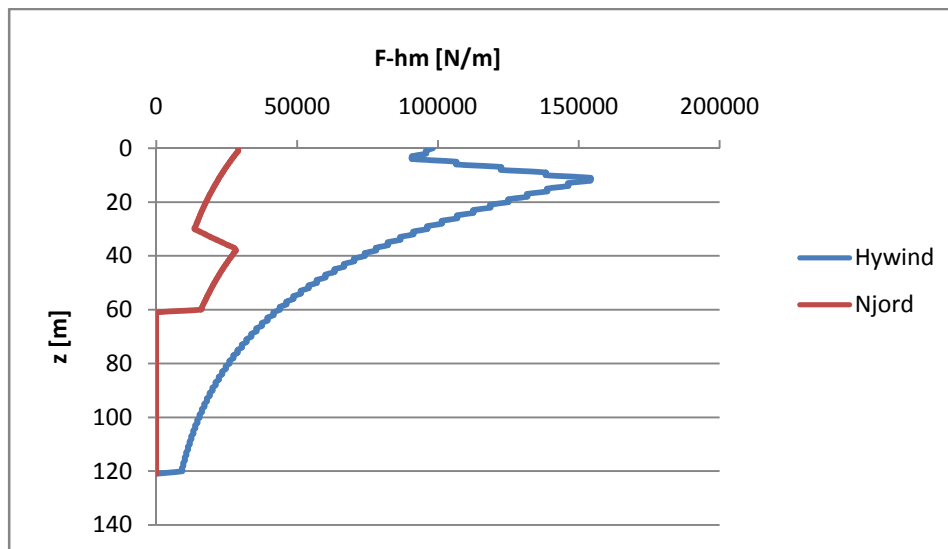
$$F_{hm} = C_m \rho g \xi_a A_1 \cdot (1 - e^{-kh_1}) \cdot \sin\theta + \sum_1^{60} C_m \rho g \xi_a A_n \cdot (e^{-khn} - e^{-kh[n+1]}) \cdot \sin\theta = 2\,571\text{ kN}$$

Formel 74

$$F_{hm} = \int_0^{120} f(z) dz \approx \frac{b-a}{2n} [f(z_0) + 2f(z_1) + 2f(z_2) + \dots + 2f(z_{60-1}) + f(z_{60})] = 2\,543\text{ kN}$$

Formel 75

Belastningen er som forventet er vesentlig mindre på Njord enn på Hywind:



Figur 77: Sammenligning av horisontal belastning på Njord og Hywind fra operasjonell bølge

Det må også her utføres tre separate regresjoner som kombineres på grunn av diskontinuitet i Njords geometri. Minst avvik oppnås ved å gjennomføre en logaritmisk regresjon på de øverste 29 m, en polynom regresjon mellom 29 og 38 m og en logaritmisk regresjon for det nederste geometriske intervallet. Dette gir en resultant som virker i en dybde under havnivå:

$$C_{hm} = \frac{\int z \cdot f(z) dz}{\int f(z) dz} \approx 29,1\text{ m}$$

Formel 76

Det vertikale bidraget vil også her bli halvert på grunn av neglisjering av addert masse:

$$F_{vm} = \frac{F_{hm}}{2} = 1\,272\text{ kN}$$

Formel 77

Når det gjelder dragkraften forenkles også denne betraktningen ved å benytte oss av Njords gjennomsnittlige diameter på 6,3 m:

$$F_{hD} = \frac{1}{4} \cdot C_D \cdot \rho \cdot g \cdot \xi_a^2 \cdot D \cdot \cos^2(\theta) = 516 \text{ kN}$$

Formel 78

Utregnede belastninger fra bølger kan dermed oppsummeres i følgende tabell:

Tabell 4: Resultantkrefter fra bølger

Turbinkonsept	Resultantkraft	Størrelse [kN]
Hywind	F_{hm}	6954
	F_{vm}	3422
	F_{hD}	751
Njord	F_{hm}	2571
	F_{vm}	1272
	F_{hD}	516

3.5 LASTER FRA MONTERINGSPLATTFORM

Ved design av en halvt nedsenkbar plattform er det vanlig å basere seg på følgende funksjonskrav (Barltrop 1998):

1. Dekkelast og nyttelast
2. Fordeling av last og dermed plassering av massesenter
3. Nødvendig dekkeareal
4. Begrensninger i bevegelser med hensyn til drift
5. Krav til dynamisk posisjonering
6. Bruksområde og brukssted med hensyn til strømmer, bølger og vind

I denne oppgaven ønsker vi å verifisere konseptets realiserbarhet. Dermed har vi som nevnt tidligere valgt å grunnlagsberegne en referanseplattform Aquilo X1 og se hvilke bevegelser som kan oppstå og hva det kan føre til for løftesekvensen. For å verifisere ekstremtilfellet har vi valgt å dimensjonere en referanseplattform med et dekkeareal som er så lite som praktisk mulig. En dekkelengde på 220 m er minimum når man ønsker å montere en vindturbin som har en total lengde på tårn og flyter på nærmere 210 m som i Hywind sitt tilfelle. Videre vil det som tidligere nevnt være lite aktuelt å velge en senteravstand mellom pongtongene på under 60 m.

Når det gjelder ønsket mengde ballast og nyttelast forutsettes det en nyttelast på 10 000 tonn. For å få god kontroll på løfteoperasjonen er det et ønske om at overskuddsoppdriften skal være større enn nyttelasten når plattformen er fullt pålastet.

Så lenge den metasentriske høyden er større enn null vil det oppstå et opprettende moment som kommer som følge av at søylene til en SSCV senkes og dermed får økt oppdriftskraft. Dette stabiliserende momentet er avhengig av tverrsnittstørrelsen til søylene og deres avstand fra rotasjonsaksen (Barltrop 1998). I forhold til dette er plattformen ikke nødvendigvis optimal med en bredde på kun 60 m med tanke på sideveis stabilitet. Siden vindturbinløftet er tenkt utført i lengderetning vil det være størst forflytning av masse i denne retningen. Dermed vil overskudd av stabilitet på langs være viktigst.

Utrekning av oppdrift og ballast for Aquilo X1

Plattformens tyngdepunkt kan enkelt finnes ved å summere hver enkelt konstruksjonsdels masse multiplisert med de respektive massesentrenes avstand fra keel (Barltrop 1998):

$$KG = \frac{\sum M \cdot z_k}{\sum M}$$

Formel 80

Hvor:

$$\sum M = \text{Total masse inkludert ballast}$$

$$\sum M \cdot z_k = \text{Sum av masse multiplisert med avstand over keel}$$

Total pongtong- og sylindermasse er:

$$M_{pon} = n_{pon} \cdot L_{pon} \cdot \rho_{stål} \cdot \pi \cdot [R_{pon}^2 - (R_{pon} - t_{pon})^2] = 34\,779 \text{ tonn}$$

Formel 81

$$M_{syl} = n_{syl} \cdot h_{syl} \cdot \rho_{stål} \cdot \pi \cdot [R_{syl}^2 - (R_{syl} - t_{syl})^2] = 17\,507 \text{ tonn}$$

Formel 82

Når det gjelder massen til dekket forutsettes den å være på 25 000 tonn og da inkluderer dette installasjoner oppe på dekket. Både for å finne nødvendig ballastmasse og for å finne oppdriftssenteret er det viktig å se på hvor stort volum av plattformen som havner under havnivå. Massen av fortrenget væske bør nødvendigvis være større enn total masse til plattformen alene slik at man får kontrollert skjevstillinger med tanke på styring av ballast. I tillegg vil det ut i fra en stabilitetsvurdering være viktig med en vesentlig ballastmengde da den vil kunne bli fordelt etter ønske nederst i pongtongen.

Totalt pongtong- og sylindervolum under havnivå er:

$$V_{pon} = n_{pon} \cdot L \cdot \pi \cdot R_{pon}^2 = 77\,754 \text{ m}^3$$

Formel 83

$$V_{sylv} = n_{sylv} \cdot h_{sylv} \cdot \pi \cdot R_{sylv}^2 = 42\,412 \text{ m}^3$$

Formel 84

Nødvendig ballast for plattform med full nyttelast blir dermed:

$$M_{bal} = (V_{sylv} + V_{pon}) \cdot \rho_{vann} - (M_{sylv} + M_{pon} + M_{dekke}) = 36\,245 \text{ tonn} > 10\,000 \text{ tonn}$$

Formel 85

Dermed kan man med utgangspunkt i keel regne ut tyngdepunktet:

$$KG = \frac{\sum M \cdot z_k}{\sum M}$$

$$= \frac{M_{sylv} \cdot z_{km,sylv} + M_{pon} \cdot z_{km,pon} + M_{dekke} \cdot z_{km,dekke} + M_{nytte} \cdot z_{km,nytte} + M_{bal} \cdot z_{km,bal}}{M_{sylv} + M_{pon} + M_{dekke} + M_{nytte} + M_{bal}} = 24,2 \text{ m}$$

Formel 86

Oppdriftssenteret kan finnes på tilsvarende måte:

$$KB = \frac{\sum V \cdot z_k}{\sum V} = \frac{V_{sylv} \cdot z_{kv,sylv} + V_{pon} \cdot z_{kv,pon}}{V_{sylv} + V_{pon}} = 11,7 \text{ m}$$

Formel 87

Utregning av metasentrisk høyde

Oppdriftssenteret befinner seg under massesenteret. Med tanke på stabilitet er det viktig å kontrollere hvordan plattformen reagerer ved små utslag. Ved kontroll mot større utslag bør det også ved utvikling av nye plattformer gjøres bølgetanktester etterfulgt av fullskala krengeprøver. Disse bør utføres ved jevne vedlikeholdsintervaller i løpet av plattformens levetid (Health and Safety Executive 2005).

Uttrykket for metasenteret kan utledes ved å sammenligne opprettende moment fra endret oppdrift til plattformsoylene og opptredende moment på grunn av endret posisjon for oppdriftssenteret. Dette gir følgende uttrykk (Institutt for marin teknikk 2009):

$$BM = \frac{I_{wp}}{\sum V}$$

Formel 88

Hvor:

I_{wp} = Treghetsmomentet til den delen av strukturen som skjæres av vannplanet

$\sum V$ = Totalt oppdriftsvolum

Siden plattformen har ulik lengde og bredde vil treghetsmomentet variere med hensyn på valgte akse. Dermed vil man ha ulike plasseringer av metasenter avhengig av om vinkelforskyvningen fører til pitch eller roll. Metasenteret om lengdeaksen og tverraksen er dermed:

$$BM_L = \frac{I_{wp,x}}{V_{syl} + V_{pon}} = 13,4 \text{ m}$$

Formel 89

$$BM_T = \frac{I_{wp,y}}{V_{syl} + V_{pon}} = 89,2 \text{ m}$$

Formel 90

Hvor:

$$I_{wp,x} = 1,62 \cdot 10^6 \text{ m}^4$$

$$I_{wp,y} = 1,07 \cdot 10^6 \text{ m}^4$$

Den metasentriske høyden kan dermed finnes og brukes som designparameter for plattformkonfigurasjonen med hensyn på stabilitet:

$$GM_L = BM_L - (KG - KB) = 76,7 \text{ m} > 0$$

Formel 91

$$GM_T = BM_T - (KG - KB) = 1,0 \text{ m} > 0$$

Formel 92

I vårt tilfelle har Aquilo X1 som nevnt en vesentlig større bredde enn lengde. Dermed har det vært sideveis stabilitet som har blitt dimensjonerende med hensyn på hydrostatisk stabilitet. I utgangspunktet kreves det en metasentrisk høyde på over 1,0 m for en halvt nedsenkbar plattform både med tanke på transport, operasjonell virksomhet og storm. Det kan godtas verdier ned mot 0,3 m for kortere tidsintervall (Health and Safety Executive 2005).

I praksis må det også lages en graf som plottes opptrøende momentarm mellom oppdriftsresultant og tyngdepunksresultant i forhold til krengevinkelen. Denne analysen tar spesielt hensyn til ekstremvinder og det gjøres en utvidet kontroll på bakgrunn av arealet og definerte punkt på kurven (Health and Safety Executive 2005).

Med vår forenklete metode ble det funnet en metasentrisk høyde på 1,0 m. Dette burde gi tilstrekkelig stabilitet for at en SSCV vil oppføre seg tilfredsstillende med tanke på våre modelleringskrav.

3.5.2 Grunnlagsdimensjonering med hensyn på egenperioder

For grunnlagsdimensjonering av plattformer er et av hovedkriteriene å få kontroll på egenfrekvensene. Dette må tas hensyn til på et tidlig stadium da det er viktig at strukturens egenperioder ikke sammenfaller med ulike bølgers egenperiodevariasjon. For rolige værforhold vil bølgeperioden komme ned mot 4 s, mens den for ekstremvær vil kunne komme opp mot 15 til 20 s. For en flytende struktur er det derfor normalt å kreve at egenperioden i alle frihetsgrader befinner seg over 20 s. Det er derfor et godt utgangspunkt for denne oppgaven å grunnlagsdimensjonere plattformen slik at egenperioden blir over 20 s for alle frihetsgrader (Faltinsen 1990).

Typisk vil egenperioden i surge, sway og yaw ligge godt over 100 s for alle varianter av dypvannsplattformer (DNV-RP-F205 2004). Man kan dermed se bort fra dette dimensjoneringskriteriet. Ved dimensjonering er det dermed tilstrekkelig å kontrollere at heave, pitch og roll er på over 20 s.

Det forutsettes her at Airy bølgeteori gjelder. Dette gir muligheten til å superponere belastningen som oppstår når strukturen er holdt fast mot bevegelse og belastningen som oppstår når strukturen tvinges til å oscillere som et stivt legeme i takt med bølgene. Den første belastningstypen blir det tatt hensyn til ved å innføre en opptredende masse, mens den andre tas hensyn til ved hjelp av addert masse, demping og gjennopprettingskoeffisienter fra hydrostatisk trykk. Ukoblede egenperioder for fritt flytende strukturer kan dermed finnes etter følgende generelle formel (Faltinsen 1990):

$$T_{ni} = 2\pi \cdot \sqrt{\frac{M_{ii} + A_{ii}}{C_{ii}}}$$

Formel 93

Hvor:

T_{ni} = Ukoblet egenperiode

M_{ii} = Opptredende masse i aktuell retning

A_{ii} = Addert masse i aktuell retning

C_{ii} = Gjennopprettingskoeffisient

Dette er samme formel som benyttes i (DNV-RP-C205 2007) med tanke på grunnlagsdimensjonering av de ukoblede egenperiodene til en halvt nedsenkbar plattform. Det er verdt å merke seg at dette kun gjelder for fritt flytende konstruksjoner. For en forankret plattform vil følgende utregning måtte benyttes (DNV-RP-C205 2007):

$$T_{ni} = 2\pi \cdot \sqrt{\frac{M_{ii} + A_{ii}}{C_{ii} + K_{ii}}}$$

Formel 94

Hvor

K_{ii} = Forankringens stivhet

Det er i utgangspunktet ønskelig å styre plattformens plassering ved hjelp av dynamisk posisjonering med thrustere. Det vil dermed ikke komme til noe direkte stivhetsbidrag på grunn av at det vil være vesentlig treghet i systemet.

Opptredende masse vil for heave være lik strukturmassen som befinner seg under vannlinja, mens det for pitch og roll vil være geometriske bidrag fra treghetsradien om deres respektive akser. Når det gjelder gjennopprettingskraften vil den for heave komme direkte som følge av den stabiliserende kraft som oppstår på grunn av endring i oppdrift fra søylene ved vannflata. For pitch og roll vil det også komme et moment som følge av oppdriften til legemet og avstanden mellom oppdriftssenter og tyngdepunkt (Faltinsen 1990).

Addert masse kan beregnes med grunnlag i stripeteorien. En vanlig fremgangsmåte er å dele opp det aktuelle legemet i elementer som lar seg behandle todimensjonalt, for så å integrere opp i et tredimensjonalt system (Rognan 2008). Det er blitt utarbeidet formelverk for adderte masser til flater på vanlige geometriske volumer som er avhengige av retningen til flatenormalen (Institutt for marin teknikk 2008a).

Egenperiode i heave

Masse, addert masse og gjennopprettingskoeffisienten i heave vil for en halvt nedsenkbar plattform være (Faltinsen 1990):

$$M = (V_{syl} + V_{pon}) \cdot \rho = 1,24 \cdot 10^8 \text{ kg}$$

Formel 95

$$A_{33} = 2 \int A_{33}^{2D} dL = 2 \cdot \rho \cdot A_{pon} \cdot L = 7,99 \cdot 10^7 \text{ kg}$$

Formel 96

$$C_{33} = \rho \cdot g \cdot n_{syl} \cdot A_{syl} = 1,78 \cdot 10^7 \text{ kg/s}^2$$

Formel 97

Egenperioden i heave er dermed for valgt plattformkonfigurasjon:

$$T_{n3} = 2\pi \cdot \sqrt{\frac{M + A_{33}}{C_{33}}} = 21,2 \text{ s}$$

Formel 98

Egenperiode i pitch

I pitch kan addert masse tilnærmes ved hjelp av følgende uttrykk som tar hensyn til bidraget til pitchmomentet fra henholdsvis pongtonger og søyler (Faltinsen 1990):

$$A_{55} = n_{pon} \int_{-\frac{L}{2}}^{\frac{L}{2}} A_{33}^{2D} \cdot x^2 dx + n_{sylv} \int_{-h_{sylv}}^0 A_{11}^{2D} \cdot (z + 10)^2 dz = 3,16 \cdot 10^{11} \text{ kgm}^2$$

Formel 99

Hvor:

h_{sylv} = *Sylinderhøyde under vann*

Gjennoppretingskoeffisienten finnes ved hjelp av følgende hydrostatiske resonnement (Faltinsen 1990):

$$C_{55} = \rho \cdot g \cdot \sum V \cdot (KB - KG) + \rho \cdot g \iint x^2 ds = \rho \cdot g \cdot \sum V \cdot GM_L = 9,30 \cdot 10^{10} \frac{\text{kgm}^2}{\text{s}^2}$$

Formel 100

Dimensjoneringskravet for egenperioden i pitch kan dermed finnes for valgte plattformkonfigurasjon (DNV-RP-C205 2007):

$$T_{n5} = 2\pi \cdot \sqrt{\frac{Mr_{55}^2 + A_{55}}{C_{55}}} = 20,4 \text{ s}$$

Formel 101

Egenperiode i roll

Egenperioden i roll vil normalt være vesentlig større enn i pitch. Den vil også avhenge av valg av avstivningssystem for SSCV. Dersom det for enkelthets skyld forutsettes at det vil være behov for to tverrgående pongtonger mellom de langsgående pongtongene på plattformen kan man som en tilnærming benytte samme formelverk som for pitch:

$$A_{44} = n_{pon} \int_{-\frac{B}{2}}^{\frac{B}{2}} A_{33}^{2D} \cdot y^2 dy + n_{sylv} \int_{-h_{sylv}}^0 A_{11}^{2D} \cdot (z + 10)^2 dz = 2,23 \cdot 10^7 \text{ kgm}^2$$

Formel 102

$$C_{44} = \rho \cdot g \cdot \sum V \cdot (KB - KG) + \rho \cdot g \iint y^2 ds = \rho \cdot g \cdot \sum V \cdot GM_T = 1,17 \cdot 10^9 \frac{\text{kgm}^2}{\text{s}^2}$$

Formel 103

For valgte plattformkonfigurasjon er dermed egenperioden i roll:

$$T_{n4} = 2\pi \cdot \sqrt{\frac{Mr_{44}^2 + A_{44}}{C_{44}}} = 58,2 \text{ s}$$

Formel 104

Normalt vil egenperiodene til en halvt nedsenkbar plattform ligge på mellom 25 s og 50 s (Kappos 2002). Resultatene fra grunnlagsberegningene er i samme størrelsesorden. I tillegg oppfylles kravet fra (DNV-RP-C205 2007) om egenperioder på over 20 s. Dermed burde modellen av Aquilo X1 få en oppførsel som er i tråd med reelle plattformalternativ.

3.5.3 Bevegelser fra Aquilo X1

Bevegelsene som plattformen utsettes for kan virke både positivt og negativt på belastningsforløpet som oppstår på vindturbinen og Aquilo. Derfor er det viktig å få en pekepinn på om plattformvalget vil være drivende for konseptet som helhet. Bevegelsene som oppstår vil avhenge av værforhold og plattformgeometri. En SSCV er kjent for å ha god respons i hardt vær og vil således være spesielt aktuell for oss. Dersom operasjonsvinduet viser seg å være for smalt for Aquilo X1, vil det være naturlig å vurdere bruken av Aquilo i forbindelse med montering i en skjermet fjord.

Heaverespons

Et uttrykk for heavebevegelsen til plattformens massesenter er (Faltinsen 1990):

$$(M + A_{33}) \cdot \frac{d^2\eta_3}{dt^2} + C_{33}\eta_3 = F_3(t)$$

Formel 105

Hvor:

$\eta_3 =$ Bevegelse i heaveretning

Her er bidraget fra demping neglisjert. Dette er en god tilnærming så lengde bølgelengdene er lange og man befinner seg utenfor resonansområdet (Faltinsen 1982). Den vertikale kraften på søylene kan finnes ved hjelp av Morisons ligning. Dermed kan kraften som virker på et neddynket legeme bestemmes ved å superponere Froude-Krylov kraften og diffraksjonskraften:

$$F_i = - \iint p \cdot n_i ds + A_{i1}a_1 + A_{i2}a_2 + A_{i13}a_3$$

Formel 106

Det er verdt å merke seg at det forutsettes at bølgelengden er relativt stor i forhold til tverrsnittsdiameteren. Dermed bør modellen egentlig tilpasses for eksempel McCamy & Fuchs analytiske løsning for bølgeperioder som er mindre enn (Faltinsen 1990):

$$T_{gr} = \sqrt{\frac{2\pi \cdot 5D}{g}} = 7 \text{ s}$$

Formel 107

Da det i denne oppgaven er mer interessant å betrakte maksimale utslag og ikke utmattingsproblematikk vil modellen allikevel være tilstrekkelig. Dermed vil vertikalt virkende kraft på den flytende strukturen kunne utledes med grunnlag i stripeteori og Airy bølgeteori. Den totale Froude-Krylov kraften som virker på pongtongene kan finnes ved å benytte dynamisk trykk fra Airy bølgeteori og finne denne på henholdsvis over og undersiden av pongtongene (Lian 2008):

$$F_L + F_U = \rho \cdot g \cdot \zeta_a \cdot (e^{kz_l} - e^{kz_u}) \cdot \sin(\theta) \cdot A_{pl}$$

Formel 108

Hvor:

F_L = Froude – Krylov kraft på undersiden av ponton

F_U = Froude – Krylov kraft på oversiden av ponton

z_l = Avstand fra vannflate til keel

z_u = Avstand fra vannflate til topp av ponton

A_{pl} = Areal til underside av ponton

Man må videre ta hensyn til at hver pongtong vil ha forskjellig plassering i forhold til en gitt bølgefase. Ved å gjøre trigonometriske forenklinger og omgjøre eksponentialleddet til å virke på senter av pongtongene kan det vises at (Lian 2008):

$$\sin\left(\omega t - \frac{kB}{2}\right) + \sin\left(\omega t + \frac{kB}{2}\right) = 2 \sin(\omega t) \cos\left(\frac{kB}{2}\right),$$

Formel 109

$$e^{kz_l} - e^{kz_u} = -e^{kz_m} \cdot kh,$$

Formel 110

medfører

$$F_L + F_U = -\rho g \zeta_a \cdot k \cdot V_{pon} \cdot e^{kz_m} \cdot \sin(\omega t) \cos\left(\frac{kB}{2}\right)$$

Formel 111

Hvor:

z_m = Avstand fra vannflate til senter av ponton

V_{pon} = Volumet til begge pongtongene

B = Senteravstand mellom pontonene

Det må videre gjøres en korleksjon da Froude-Krylov kraften forutsetter at integrasjonen foregår på strukturvolum som er i kontakt med vannflaten. I praksis vil det ikke være noen vannkontakt der pongtongene møter søylene. For en halvt nedsenkbare plattform kan dette gjøres ved å trekke fra bidraget fra vannplanarealet. Total Froude-Krylov kraft blir dermed (Lian 2008):

$$F_{FK} = F_L + F_U - F_{AW} = \rho g \xi_a \cdot \sin(\omega t) \cos\left(\frac{kB}{2}\right) \cdot [-k \cdot V_{pon} \cdot e^{kz_m} + A_w \cdot e^{kz_u}]$$

Formel 112

Hvor:

F_{AW} = Froude – Krylov kraftbidrag fra vannplanarealet

A_w = Vannplanarealet

Videre må vi ta hensyn til diffraksjonskreftene. Dette gjøres som nevnt tidligere ved å multiplisere addert masse med gjeldende akselerasjon som kan hentes ut i fra Airy bølgeteori. Dersom det også i dette tilfellet tas hensyn til at pongtongene virker i forskjellig fase vil totalt bidrag fra diffraksjon bli (Lian 2008):

$$F_D = -\rho g \xi_a \cdot e^{kz_m} \cdot \sin(\omega t) \cos\left(\frac{kB}{2}\right) \cdot \frac{kA_{33}}{\rho}$$

Formel 113

Dermed blir total heavekraft på plattformen:

$$F_3(t) = F_{FK} + F_D = \xi_a \sin(\omega t) e^{kz_m} \cdot \cos\left(\frac{kB}{2}\right) \cdot \left[A_w e^{k(z_m - z_t)} - k \left(V_p + \frac{A_{33}}{\rho} \right) \right]$$

Formel 114

Denne kan også forenkles til kun å gjelde senter av pongtongene (Lian 2008):

$$F_3(t) = \xi_a e^{kz_m} \cdot \cos\left(\frac{kB}{2}\right) [\sin(\omega t) \rho g A_w - \rho \omega^2 A_w Z_m - \omega^2 (M + A_{33})]$$

Formel 115

Ved å innføre uttrykket for kraften i bevegelsesligningen for heave kan man få utledet forskyvningen i forhold til bølge- og plattformkarakteristikk (Faltinsen 1990):

$$(M + A_{33}) \cdot \frac{d^2\eta_3}{dt^2} + C_{33}\eta_3 = F_3(t)$$

Formel 116

$$-\omega^2(M + A_{33})\eta_3 + \rho g A_w \eta_3 = F_3(t)$$

Formel 117

$$\eta_3 = \frac{F_3(t)}{-\omega^2(M + A_{33}) + \rho g A_w} = \frac{F_3(t)}{\left[-\omega^2 \frac{M + A_{33}}{\rho g A_w} + 1\right] \rho g A_w}$$

Formel 118

Dersom den naturlige egenfrekvensen for heave innføres kan uttrykket for heavebevegelsene forenkles ytterligere (Lian 2008):

$$\omega_{n3} = \sqrt{\frac{M + A_{33}}{C_{33}}} = \sqrt{\frac{M + A_{33}}{\rho g A_w}}$$

Formel 119

$$\eta_3 = \frac{\xi_a e^{kz_m} \cdot \cos\left(\frac{kB}{2}\right) [\sin(\omega t) \rho g A_w - \rho \omega^2 A_w Z_m - \omega^2 (M + A_{33})]}{\left[-\left(\frac{\omega}{\omega_n}\right)^2 + 1\right] \rho g A_w}$$

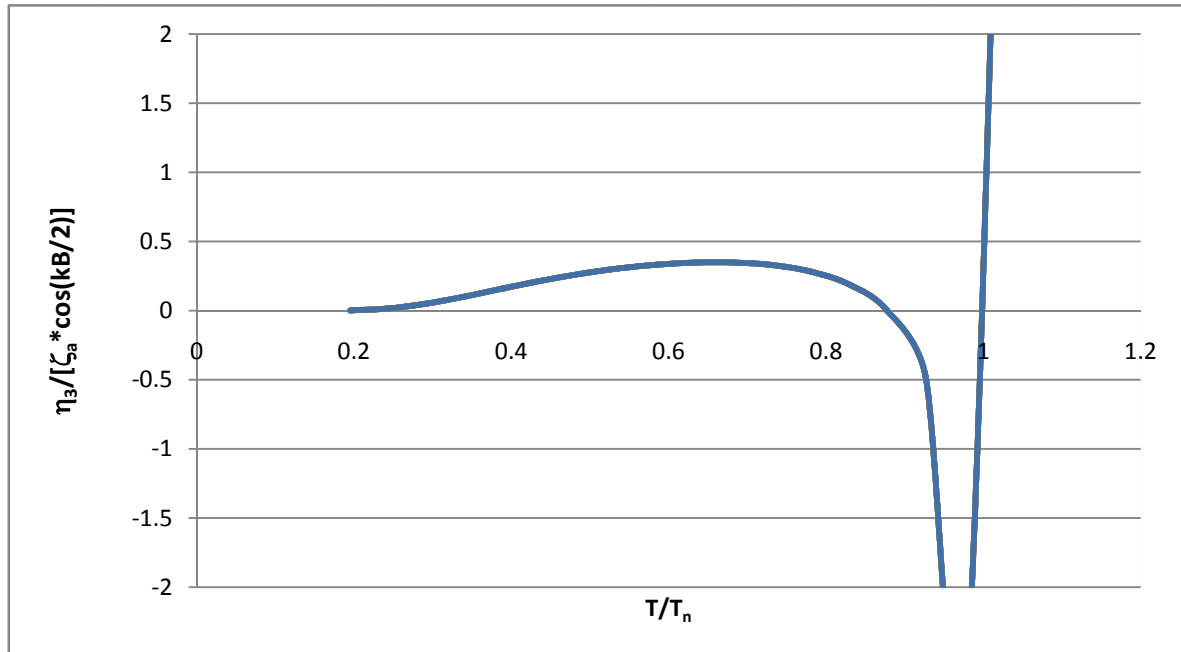
Formel 120

$$= \xi_a e^{kz_m} \cdot \cos\left(\frac{kB}{2}\right) \cdot \left[1 - \frac{kz_m}{1 - \left(\frac{\omega}{\omega_n}\right)^2}\right]$$

Formel 121

Heavebevegelsene vil i stor grad avhenger av plattformbredden, dybden av pongtongene samt plattformens heave-egenfrekvens. Dersom disse verdiene er gitt kan man relativt enkelt, ved hjelp av bølgenes karakteristikk, finne heavebevegelsene. Det er verdt å merke seg at formelverket divergerer når bølgefrekvensen nærmer seg plattformens egenfrekvens. Derfor er det i videre beregninger fjernet datagrunnlaget for bølger som får perioder på over 19 s. Dette skyldes i hovedsak at formelverket ikke

tar hensyn til viskøse effekter (Faltinsen 1990). Under er det gjort et plott som illustrerer at formelverket divergerer når bølgenes egenperioder nærmer seg plattformens egenperiode:



Figur 1: Formelverket divergerer når bølgenes egenperiode nærmer seg plattformens

At formelverket divergerer er av mindre betydning for vår del siden heaveforskyvningene vil være mindre ved større perioder. Dette kan utledes direkte fra formelen for heaverespons. Bølgekreftene som virker på bunnen av søylene på grunn av vanntrykket vil delvis veies opp av treghetskreftene som virker på pongtongene på grunn av bølgeakselerasjonen (Chakrabarti 2005).

Derfor vil en halvt nedsenkbar plattform som belastes med ekstrembølger med noe lavere egenperioder enn plattformens egenperiode kunne oppleve en situasjon der det ikke oppstår noen heaverespons. Dette er en av grunnene til at en SSCV er ettertraktet i værharde havområder. Bølgeperioden som gir null respons for Aquilo X1 er (Faltinsen 1990):

$$\omega = \frac{\omega_n}{\sqrt{1 - \frac{\omega_n^2}{g} \cdot |z_m|}} = 0,35 \text{ s}^{-1}$$

Formel 122

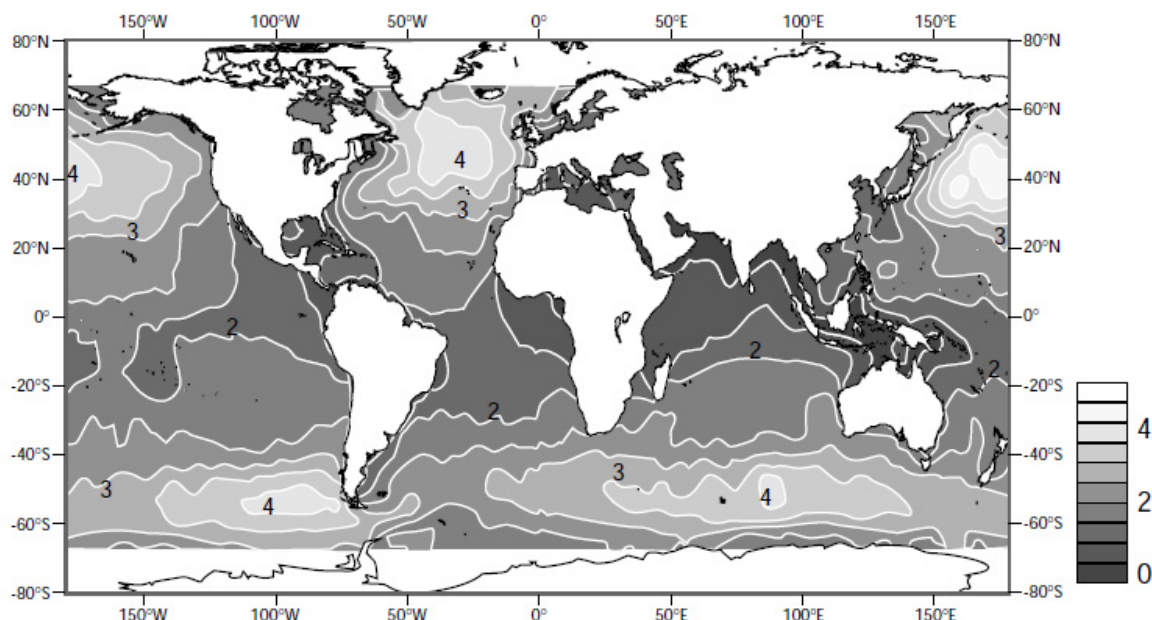
$$T = \frac{2\pi}{\omega} = 18,0 \text{ s} < T_n = 21,2 \text{ s}$$

Formel 123

Forholdet mellom bølgeamplitude og periode

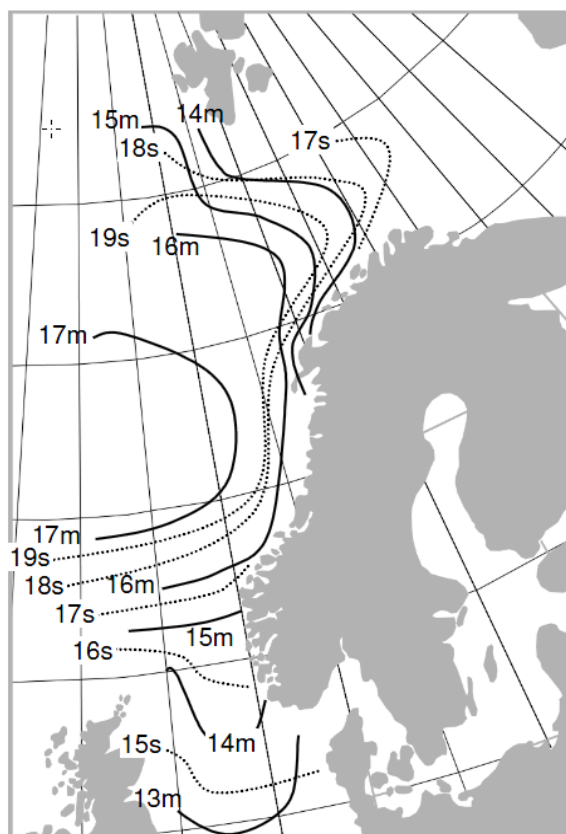
Når det gjelder forholdet mellom bølgehøyde og bølgeperiode kan dette være vanskelig å bestemme. Normalt gjøres dette basert på statistiske metrologiske data som skaffes ved hjelp av empiriske forsøk. I tillegg er det utviklet matematiske modeller som korrigeres i forhold til de empiriske resultatene (World Meteorological Organization 1998).

Ved plattformdimensjonering brukes normalt Pierson-Moskowitz spektrum eller JONSWAP spektrum for å beskrive ekstrembølger på åpent hav. Verdiene her vil i stor grad være avhengig av vind (DNV-RP-C205 2007). Spesielt dersom det er ønskelig å tilpasse en konstruksjon til ett gitt havområde er det viktig med gode metrologiske data. Satellittbaserte bølgedata er kommersielt tilgjengelig og kjøpes ofte inn på prosjektbasis. Under vises værdata for gjennomsnittlige signifikante bølgehøyder på verdensbasis som er funnet med ved hjelp av en satellitt med altimeter (World Meteorological Organization 1998):



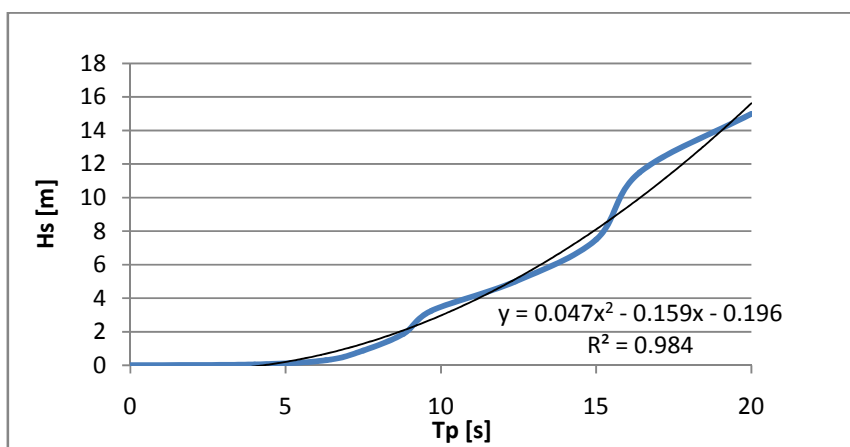
Figur 80: Gjennomsnittlige signifikante bølgehøyder målt i tidsområdet januar til mars 1996 (World Meteorological Organization 1998)

Aktuelle områder med spesielt harde værforhold for monteringskonseptet vil være nordre deler av Atlanterhavet og Stillehavet. Disse områdene har en gjennomsnittlig signifikant bølgehøyde på over 4 m i tidsrommet januar til mars 1996. Dette vil altså være normale driftsforhold. Når det gjelder ekstremvær viser figuren under verdier for signifikant bølgehøyde og maksimale bølgeperioder. Det er 1 % sannsynlighet for at man vil få en bølge som er høyere enn denne i et gitt år (NORSOK standard N-003 2004):



Figur 81: Bølgemodell av Nordsjøen med signifikante bølgehøyder med tilhørende bølgeperioder (NORSOK standard N-003 2004)

Da vi for denne oppgaven mangler tidsavhengige værdata som er nødvendige for å benytte seg av Pierson-Moskowitz og JONSWAP metodene, har vi valgt å basere oss på en regresjonsmodell. Det er blitt gjennomført en regresjon basert på den tidligere nevnte klimastatistikken fra nordre deler av Atlanterhavet og Stillehavet. Det forventes at dimensjonering mot disse forholdene vil være tilstrekkelig til at konseptet lar seg overføre til de aller fleste av verdens havområder. Forholdet mellom signifikant bølgehøyde og tilhørende bølgeperiode settes derfor til:

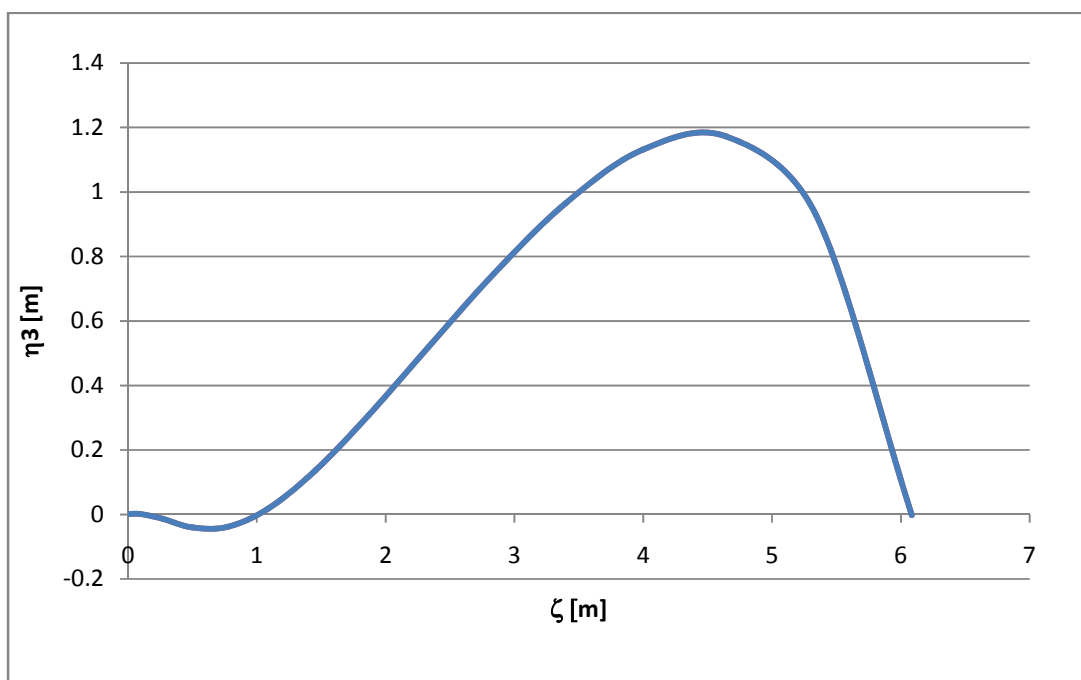


Figur 82: Regresjon av signifikant høyde og tilhørende maksimale periode

Regresjonen over er som nevnt i forhold til de mest sannsynlige bølgeperiodene og bølgehøydene i nordlige deler av Stillehavet og Atlanterhavet. Det vil være til dels store variasjoner i bølgelengder i forskjellige deler av verden. Utenfor Vest Afrika vil du kunne få ekstremisituasjoner som for eksempel en bølge med signifikant bølgehøyde på 1,2 m og en periode på 14 s (Tribout et al. 2007).

Heaverespons i forhold til bølgeamplitude og periode

Med et gitt forhold mellom signifikant bølgehøyde og maksimal bølgeperiode kan man finne hvilken bølgehøyde og periode som gir størst heaverespons:



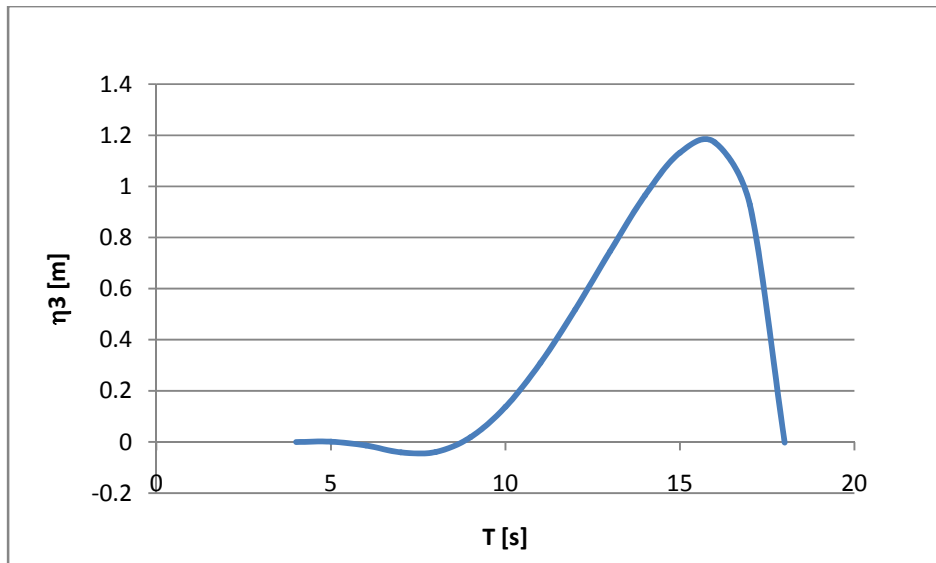
Figur 83: Heaverespons i forhold til bølgeamplitude

Intuisjonen om at større bølger gir større heavebevegelser er kun delvis korrekt. Bølgen som gir størst bevegelser har en bølgehøyde på:

$$H = 2 \cdot \zeta = 2 \cdot 4,5 = 9 \text{ m}$$

Formel 124

Dette tilsvarer en bølgeperiode på rundt 16 s:



Figur 84: Heaverrespons i forhold til bølgeperiode

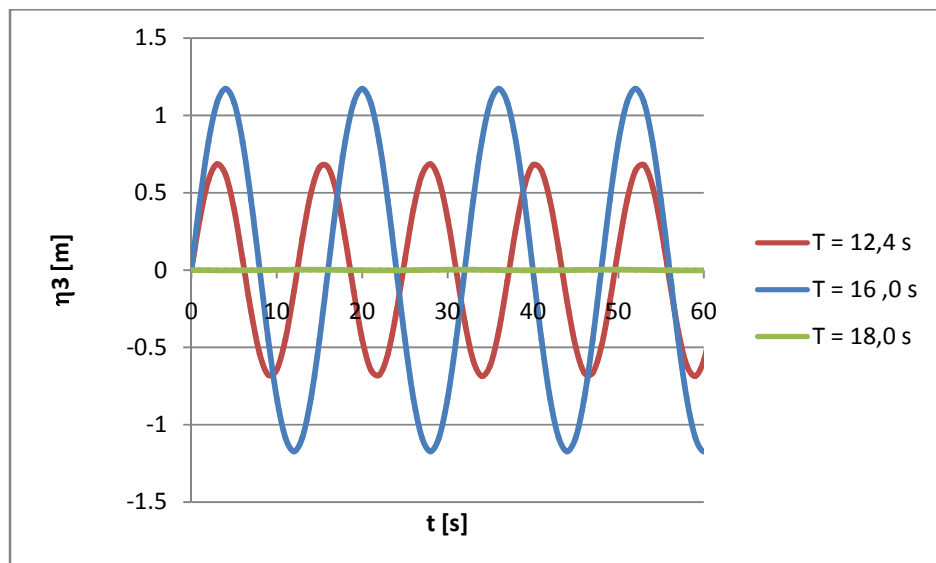
Heaverrespons i tidsdomenet

I utgangspunktet velges det å ta høyde for maksimal respons til operasjonell bølge. Det forutsettes at bevegelsene i senter av plattformen følger en enkel harmonisk svingning. Dermed vil heaverresponsen kunne plottes i forhold til tid (Hooft 1972):

$$\eta_3 = \xi_a e^{kz_m} \cdot \cos\left(\frac{kB}{2}\right) \cdot \left[1 - \frac{kz_m}{1 - \left(\frac{\omega}{\omega_n}\right)^2} \right] \cdot \sin(\omega t)$$

Formel 125

I henholdsvis ekstremvær og operasjonelle forhold vil heaverrespons kunne være størrelsesorden:



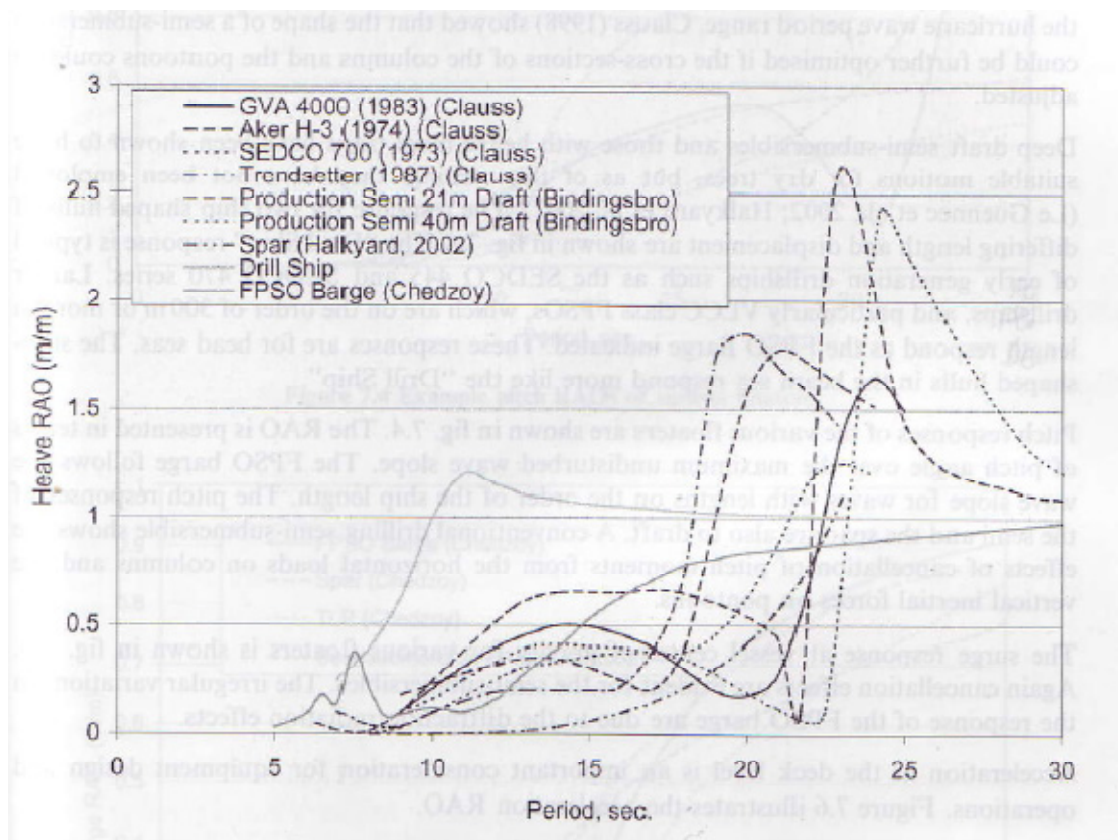
Figur 85: Heaverrespons i forhold til et bølgetog med periode på 12,4 til 18,0 s

Resultatene er realistiske. Økningen fra en operasjonell bølge til en ekstremresponsbølge gir en amplitudeøkning som er noe mindre enn økningen i bølgehøyde. Amplitudevariasjonen er på henholdsvis 1,4 m og 2,3 m. Responsen er samtidig tilnærmet null for en periode på 18,0 s. En vanlig måte å beskrive heaverespons på er å innføre en respons amplitude operator (Chakrabarti 2005). For denne oppgaven vurderes RAO på følgende forenklete grunnlag:

$$RAO(T) = \frac{\eta_3(T)}{\xi_a}$$

Formel 126

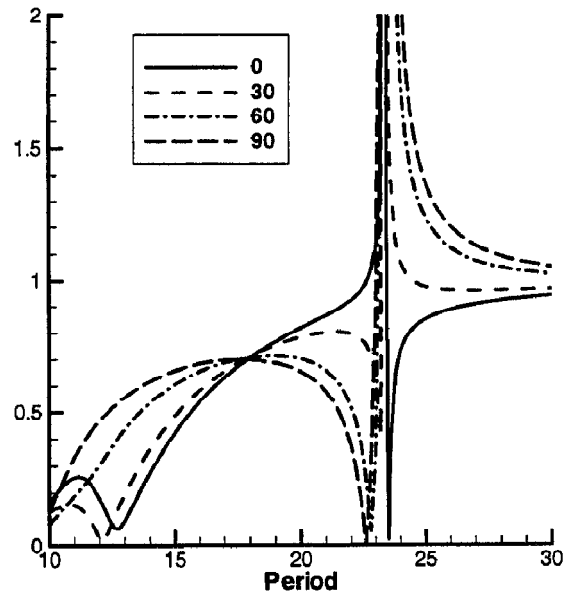
Dersom denne regnes ut for henholdsvis en operasjonell bølge og en ekstrem bølge vil RAO i heave ligge jevnt på rundt 0,25 m/m. Dette er rimelige verdier som stemmer godt overens med andre halvt nedsenkbare plattformer:



Figur 86: Heave RAO for ulike flytende konstruksjoner (Chakrabarti 2005)

Videre stemmer dette godt overens med ANSYS-modellen som med operasjonell bølge også har en amplitudevariasjon i størrelsesorden 1,4 m.

Når det gjelder hvilken vinkel bølgene kommer fra vil også dette i stor grad påvirke heave RAO. For en plattform med større lengde enn bredde vil responsen i heave for store bølger være størst når bølgene kommer rett mot kortsiden av plattformen. Dersom det tas hensyn til mindre bølger vil responsen være større dersom bølgene angriper på langsiden (Newman & Lee 1999):



Figur 87: Heave RAO i forhold til bølgetogets angrepsvinkel for en plattform med to pongtonger og dekke på 260m x 40m (Newman & Lee 1999)

Opptredende akselerasjon i heave kan enkelt utledes med utgangspunkt i heaveposisjonsformelen:

$$a_3 = \frac{d^2\eta_3}{dt^2} = -\omega^2 \cdot \xi_a e^{kz_m} \cdot \cos\left(\frac{kB}{2}\right) \cdot \left[1 - \frac{kz_m}{1 - \left(\frac{\omega}{\omega_n}\right)^2}\right] \cdot \sin(\omega t)$$

Formel 127

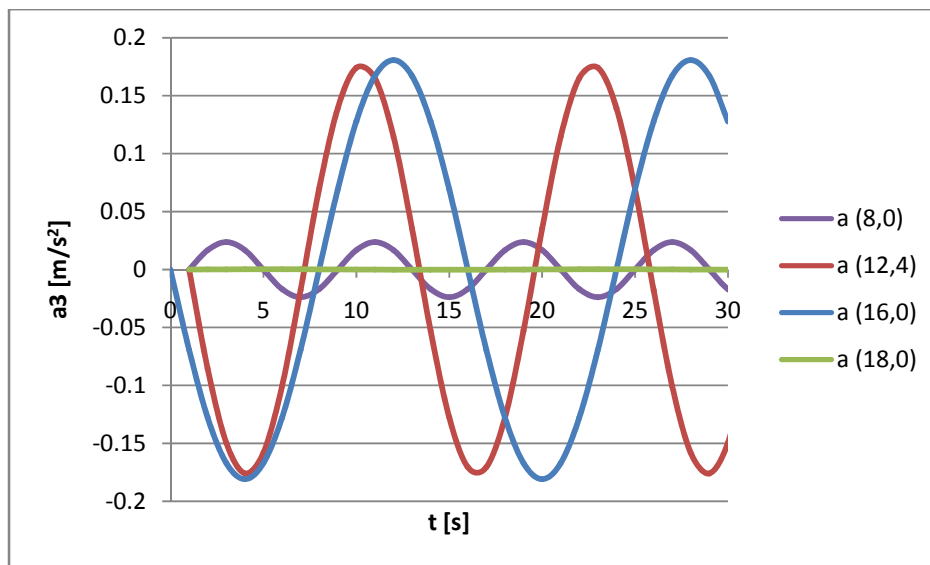
Etter Airy bølgeteori er forholdet mellom bølgenummer og bølgefrequens (Faltinsen 1990):

$$\omega^2 = g \cdot k$$

Formel 128

Siden bølgenummeret vil være større for mindre bølgelengder er det gjennomført en kontroll for å finne ut hvordan akselerasjonen varierer med bølgelengde. Det viser seg at akselerasjonen også er størst ved

en bølgeperiode på 16 s selv om perioden er lang. Under vises et plott av akselerasjonsvariasjonen til bølger med forskjellige perioder:



Figur 88: Akselerasjon i heave for bølgeperioder på 8-18 s

For dimensjonering av konseptet bør ekstremvær kunne takles i horisontalposisjon. Selve løftet tenkes i utgangspunktet kun utført i operasjonell situasjon. For kontroll er det gjort en sammenligning med krav til vertikale akselerasjoner for skip (Faltinsen 2005):

Vertical acceleration	Lateral acceleration	Roll	Description
0.20 g	0.10 g	6.0°	Light manual work
0.15 g	0.07 g	4.0°	Heavy manual work
0.10 g	0.05 g	3.0°	Intellectual work
0.05 g	0.04 g	2.5°	Transit passengers
0.02 g	0.03 g	2.0°	Cruise liner

Figur 89: Komfortkrav til arbeid på skip (Faltinsen 2005)

Resultatene stemmer godt overens med komfortkravene som stilles til skip. Av disse akselerasjonene er det de vertikale som har størst innvirkning på mannskapets arbeid (Faltinsen 1982). Dersom man forutsetter en tilleggsakselerasjon på $0,2 \text{ m/s}^2$ som settes til tyngkraften på $9,81 \text{ m/s}^2$ vil man være på sikker side med tanke på belastninger som vil oppstå på vindturbinen. I forhold til brønnboring stilles det for eksempel krav til at heaveakselerasjonen skal være under $0,06 \text{ m/s}^2$ i gjennomsnitt og $0,2 \text{ m/s}^2$ i ekstremvær. I en overlevelsessituasjon kan det tillates en heaveakselerasjon opp til $0,5 \text{ m/s}^2$ (Chakrabarti 2005). Dette stemmer også godt med ANSYS-modellen som har en variasjon i akselerasjon på omtrent $0,12 \text{ m/s}^2$ ved ekstrem operasjon.

Rollrespons

I utgangspunktet er det usikkerhet knyttet til beregning av rollrespons. Spesielt massetregghetsmomentet viser seg å være vanskelig å beregne. Derfor utføres det fullskala krengetester for å verifisere et fartøys sjødyktighet. Differensialligningen for rollbevegelser kan, dersom man ser bort fra demping, skrives som (Faltinsen 1990):

$$(I_4 + A_{44}) \cdot \frac{d^2\eta_4}{dt^2} + C_{44}\eta_4 = F_4(t)$$

Formel 129

Hvor:

$I_4 =$ Massetregghetsmomentet i roll

Dersom ligningen løses i forhold til rollrespons blir uttrykket:

$$\eta_4 = \frac{F_4(t)}{-\omega^2(I_4 + A_{44}) + C_{44}}$$

Formel 130

Denne differensialligningen kan løses på en tilsvarende måte som for heave. Ved å multiplisere med en momentarm som er lik halve plattformbredden blir opptredende kraft i roll:

$$F_3 = \frac{B}{2} \xi_a g e^{kz_m} \cdot \cos\left(\frac{kB}{2}\right) \cdot [A_w \rho e^{k(z_m - z_t)} - k(\rho V_p + A_{44})]$$

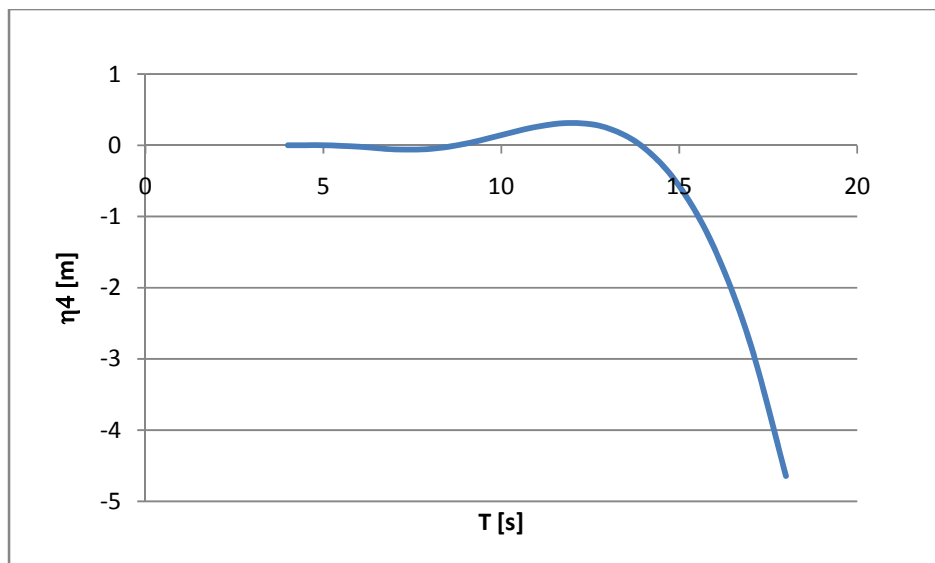
Formel 131

Dermed blir et uttrykk for rollrespons i grader:

$$\eta_4 = \frac{\frac{B}{2} \xi_a g e^{kz_m} \cdot \cos\left(\frac{kB}{2}\right) \cdot [A_w \rho e^{k(z_m - z_t)} - k(\rho V_p + A_{44})]}{-\omega^2(I_4 + A_{44}) + C_{44}} \cdot \frac{180}{\pi}$$

Formel 132

Rollrespons kan på dette grunnlag plottes i forhold til bølgeperiode:



Figur 90: Rollrespons i forhold til bølgeperiode

Det kan i utgangspunktet se ut som om at det er små verdier for plattformens rollrespons. Den vil ligge på rundt $0,3^\circ$ for den operasjonelle bølgen med periode på 12,4 s og $1,5^\circ$ for ekstremresponsbølgen på 16 s. Når det gjelder oljeboring stilles det krav om en rollrespons som ikke overstiger $2,0^\circ$ (Chakrabarti 2005). Dette stemmer godt overens med våre beregnede verdier. Selv om dette virker som små verdier vil de gi et signifikant bidrag på en så lang struktur som en vindturbin. Dersom det forutsettes at responsen virker i oppdriftssenteret til systemet vil respons for en nacelle i 90 m høyde være på:

$$(l_{tårn} + h_{dekke} - KB) \cdot \tan(\eta_4) = 0,7 \text{ m}$$

Formel 133

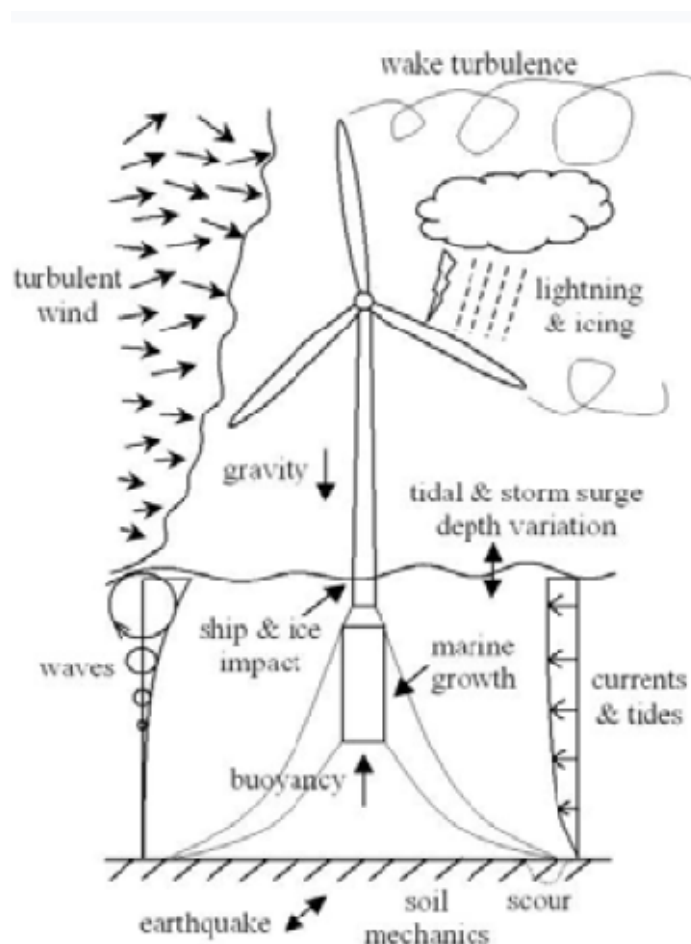
Dermed vil det være naturlig at rollrespons vil være en styrende faktor for offshore montering med Aquilo. Respons i pitch vil også kunne ha betydning for dimensjonering av Aquilo. Dette drøftes videre i kapittel 6.

2. ordens effekter

Damping skal man i utgangspunktet ta hensyn til ved dimensjonering av en halvt nedsenkbar plattform. Dampingsverdier bør finnes ved hjelp av modellkalibrering og bølgetanktester (DNV-RP-C205 2007). Strukturell damping kan ikke beregnes analytisk. Hydrodynamisk damping kan beregnes ved hjelp av ikke-lineære modeller, men vil ha størst effekt for strukturer med dominerende dragbelastning (Etube 2001). Det sees derfor bort fra damping i denne oppgaven.

3.6 LASTKOMBINASJONER

De ulike naturlastene som er funnet i oppgaven vil variere sterkt i størrelse over Aquilo sin levetid. For å kunne fastlegge de dimensjonerende verdier for disse lastene er man nødt til å beregne sannsynligheten for at belastningssituasjonen vil opptre i løpet av en gitt periode (Larsen & Aune 2004). I tillegg bør en vurdering av hvor stor sannsynlighet det vil være for at ulike laster opptre samtidig gjøres. Det vil for eksempel være lite sannsynlig at en vind med 50 års returperiode vil opptre samtidig som et jordskjelv.



Figur 91: Det er et utall laster som må kombineres på hensiktsmessig måte ved dimensjonering av en flytende vindturbin (Musial 2005)

For denne oppgaven vil det være operasjonelle vilkår som er dimensjonerende. De vil kunne forekomme oftere enn ekstremsituasjonene som vurderes ved dimensjonering av vindturbiner. Det er gravitasjon, vind, bølger og strøm som tas direkte hensyn til ved dimensjonering av Aquilo. Det er ofte en nær sammenheng mellom bølger og vind siden bølgene i stor grad induseres av vind. Derfor bør kombinasjonen av verste vindkast og største bølge på tvers tas høyde for. Siden det senere vil vise seg at bølger alene ved sideveis belastning av Aquilo i vertikalposisjon er dimensjonerende velges det å benytte bølgebelastning som hovedkriterium for design. Den valgte vindbelastning som benyttes har en vesentlig lengre returperiode enn korresponderende dimensjonerende bølge. Dermed vil vindhastighet i praksis ikke bli ett operasjonskriterium.

I utgangspunktet skal lastkombinasjoner ved montering, transport og vedlikehold av vindturbiner vurderes for hver enkelt operasjon. Denne analysen bør gjøres i forhold til lokasjon, årstid, værmeldinger og konsekvens ved kollaps (DNV-OS-J101 2007).

For denne oppgaven velges det i utgangspunktet å benytte samme forenklete metodikk som for vurdering av stålkonstruksjoner i bruddgrensetilstanden. Der vil to ulike lastkombinasjoner være aktuelle. De aktuelle lastfaktorene som skal legges til grunn sammen med lastkombinasjonene kan hentes ut fra tabellen under.

Tabell 5: Aktuelle lastfaktorer for en stålkonstruksjon (DNV-OS-C101 2004)

Lastfaktorer for bruddgrensetilstanden				
Lastkombinasjon	Lastkategori			
	G	Q	E	D
a)	1,3	1,3	0,7	1,0
b)	1,0	1,0	1,3	1,0

De ulike lastkategoriene er:
 G = Permanent last
 Q = Variabel funksjonell last
 E = Naturlast
 D = Deformasjonslast

Den største forskjellen mellom lastkombinasjon a) og b) er forholdet mellom egenlast og variabel nyttelast på den ene siden og naturlaster på den andre. I praksis tas det her høyde for at det er lite sannsynlig å få den ugunstigste mulige plasseringen av masse samtidig som det ugunstigste været. I horisontal posisjon vil det være mest aktuelt med lastkombinasjon a) hvor monteringslastene vil være dominerende. I vertikal posisjon vil det motsatte være tilfellet og naturlastene oppskaleres mens monteringslastene holdes konstant. Følgende lastfaktor skal dermed i utgangspunktet legges til permanente laster, variable funksjonelle laster og naturlaster:

$$\gamma_f = 1,3$$

Formel 134

Dersom man sammenligner med tabell over lastfaktorer for en halvt nedsenkbar plattform er den mindre konservativ. En mulig årsak til dette er at et avvik på en stor konstruksjon vil gi mindre prosentvis endring enn et tilsvarende avvik på en liten konstruksjon.

Tabell 6: Aktuelle lastfaktorer for en halvt nedsenkbar plattform (DNV-OS-C103 2004)

Lastfaktorer for bruddgrensetilstanden				
Lastkombinasjon	Lastkategori			
	G	Q	E	D
a)	1,2 ¹⁾	1,2 ¹⁾	0,7	1,0
b)	1,0	1,0	1,2	1,0

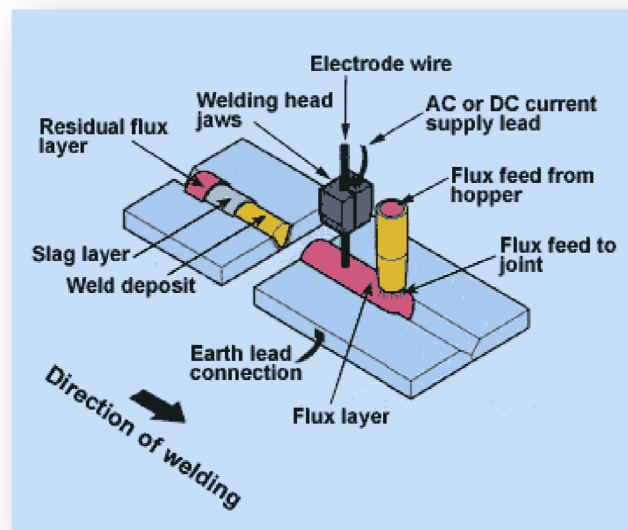
1) Dersom lasten ikke er veldefinert bør koeffisienten økes til 1,3

4 GRUNNLAGSBEREGNINGER

4.1 MATERIALDATA

En vurdering av egnet materiale for Aquilo ble gjennomført av (Moss & Myhr 2008). Aktuelle materialer for sveiste rørkonstruksjoner var ulike varianter av karbonstål, rustfritt stål og legeringer med kobber og nikkel (NORSOK standard M-120 2004; NORSOK standard M-630 2004). Det ble konkludert med at bruk av konvensjonelt offshore karbonstål gir gunstige material- og utviklingskostnader.

Ved valg av karbonstål må parametre som sveisbarhet, temperaturfølsomhet, risiko for sprøbrudd, produksjonsprosess og aktuelle rørdimensjoner vurderes. På grunn av krav om store veggtykkelser er ikke finkornstål aktuelt. Karbonstål av denne kvaliteten må sveises med høyfrekvent induksjonsveising og er derfor ikke egnet for større platetykkelser (Ruukki 2009). Materialet som velges bør kunne sveises med elektrisk lysbuesveising av typen SAW som er ideelt for buttsveiser og kilsveiser av store dimensjoner. Det er i teorien ingen begrensninger på materialtykkelser, og metoden er egnet for både automatisert sveising og håndsvetning av rør. Under vises en prinsippskisse for sveiseoppsettet for denne metoden (TWI Ltd 2006):



Figur 92: Lysbuesveising tilpasset store rør

For dimensjonering av Aquilo i denne oppgaven velges karbonstål av typen 360LT-A671 som er egnet for SAW og dermed velegnet for produksjon av større rørprofiler. Materialet er for øvrig tilpasset atmosfærisk trykk og er Charpy-testet i temperaturer ned mot $-46\text{ }^{\circ}\text{C}$. Dette vil være i henhold til offshore praksis som setter et minstekrav ved $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ for primære konstruksjonsdeler (Bai 2003). I tillegg er materialet lagervare for følgende rørdimensjoner (Murray 2008):

Ytre Diameter: 457,2 mm – 2743,2 mm
Tykkelse: 12,7 mm – 50,8 mm

Følgende materialdata benyttes ved dimensjonering av Aquilo og vindturbin i ANSYS:

Tabell 7: Materialdata

Egenskap	Verdi	Benevning
Karakteristisk flytegrense	350	MPa
E-modul	210 000	MPa
Densitet inkl. overflatebehandling	8 500	kg/m ³

I utredningen til Moss og Myhr ble det videre påpekt at rørtykkelsen ikke bør overstige 40 mm for å sikre at flytegrensen ikke skal synke i deler av tverrsnittet (Moss & Myhr 2008). Det vil derfor også i denne oppgaven være et fokus på å begrense veggtykkelsene til denne størrelsen.

4.2 STATISKE KREFTER OG SIKKERHET MOT FLYT

Sikkerhet mot flyt må vurderes opp mot sikkerheten som for eksempel er lagt til på naturlastene. Tilsvarende som for naturlastene er DNV-serien lagt til grunn. Sikkerhetsvurderingen er dermed gjort med basis i (DNV-OS-C101 2004) og baserer seg på partialkoeffisientmetoden. I utgangspunktet vil mesteparten av sikkerheten settes i belastningens plassering og intensitet. Det legges også en sikkerhet på materialet som tar hensyn til usikkerheten til materialmodeller og materialegenskaper. I følge (DNV-OS-C101 2004) kan rørprofiler prosjekteres etter (NORSOK standard N-004 2004). Materialsikkerhetsfaktoren er for rør av lavkarbonstål (NORSOK standard N-004 2004):

$$\gamma_m = 1,15$$

Formel 135

Videre legges det til en usikkerhet knyttet til monteringslasten. Som vist tidligere skal det etter (DNV-OS-C101 2004) kontrolleres to typer lastkombinasjoner når man ønsker å kombinere egenlast, monteringsplaster og naturlaster.

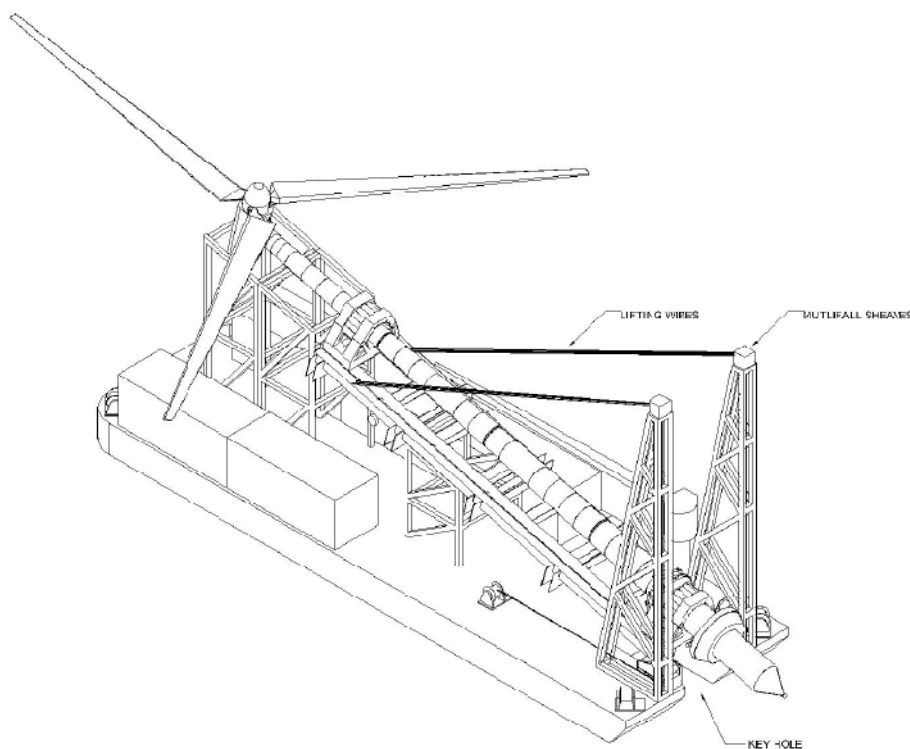
Når det gjelder sikkerhet mot flyt vil det både for turbintårn og Aquilo være mest aktuelt å kontrollere kapasiteten i forhold til von Mises flytekriterium. Dette kriteriet gir et godt bilde på spenningene som oppstår ved et duktilt brudd. Det har vist seg å være godt samsvar mellom teori og praksis (Bøe 2008). Det forutsettes dermed at sprøbrudd ikke kan oppstå i konstruksjonene. Dette er blitt tatt hensyn til ved valg av materiale med tanke på lave operasjonelle temperaturer.

En hovedforskjell ved dimensjonering av tårn og Aquilo med tanke på montering er at tårnene kun skal monteres en gang. Dermed vil det være tilstrekkelig å dimensjonere tårnet direkte mot flyt mens Aquilo også vil måtte dimensjoneres mot utmatting. Dersom man dimensjonerer mot flyt må opptredende bøyespenning i tårnet ikke overstige den dimensjonerende flytespenningen som settes til:

$$\sigma_{f,d} = \frac{\sigma_k}{\gamma_m \cdot \gamma_f} = 234 \text{ MPa}$$

Formel 136

Egentlig skal lastfaktoren multipliseres med opptredende laster. For å få mest mulig realistiske deformasjons- og spenningsresultater velges ikke å oppskalere lastene direkte. Dette skyldes at det gjennomføres en dynamisk analyse der valg av lastkombinasjon vil kunne være avhengig av hvor man befinner seg i opprettingssekvensen. Endring av egenlast og nyttelaster vil også være tidkrevende å implementere siden dette vil kreve en ny stabilisering av modellen med ballast. Man vil i praksis måtte utarbeide egne lastbilder for hver enkelt monteringslokalitet. Dersom spenningsresponsen er lineær i forhold til lastøkningen vil det være et rimelig anslag å legge til denne sikkerheten ved å redusere tillatt flytespenning som over. Som sammenligningsgrunnlag benyttes Merlin-konseptet da bøyespenninger i turbinårnet også der er en dimensjonerende faktor. Der ble det benyttet en tillatt bøyespenning på 255 MPa som stemmer godt med vanlig praksis for offshore installasjonsløsninger (Bland 2004).

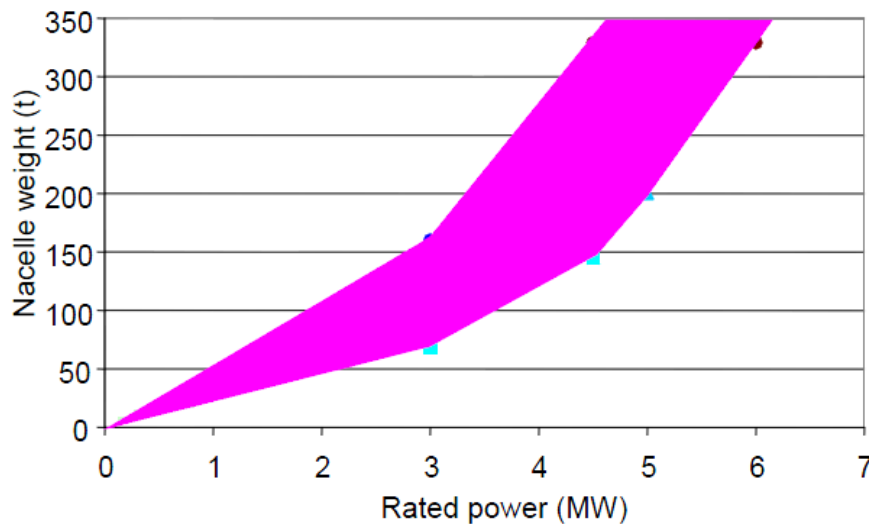


Figur 93: Tauingskonseptet Merlin hvor bøyespenninger i turbinårnet er styrende faktor for valg av oppstøtting (Bland 2004)

4.2.1 Valg av toppmasse for simulering av nacelle

I teorien kreves det som nevnt tidligere en spesiell elastisk kobling mellom nacelle og tårn. Det vurderes for denne oppgaven som lite hensiktsmessig da nacellens oppførsel i en monterings situasjon i stor grad vil fungere som en statisk punktmasse. Når det gjelder rotorbladene vil de i utgangspunktet kunne utsettes for akselerasjoner i retninger som de potensielt ikke er dimensjonert for. Det vil på den andre siden i en monterings situasjon være mulig å åpne for justering av bladene slik at bøyespenningene oppstår om deres sterkeste akser. Ved fremtidig detaljdimensjonering av konseptet bør det utføres en mer detaljert analyse med tanke på akselerasjoner som vil oppstå i enden av rotorbladene. For denne oppgaven forenkles systemet slik at vekten av både rotor og nacelle legges på som en felles toppmasse.

I forhold til toppmassens størrelse vil den i stor grad være drivende for bøyemomentet som vil oppstå i tårnet, siden denne momentarmen er vesentlig større enn den opptredende momentarmen fra tårnets massesenter. Dette vil dermed også i stor grad bestemme hvor mye oppstøtting hver vindturbin vil ha behov for. Under vises en figur som beskriver mulige forhold mellom nacellevekt og effekt (Tande 2009):



Figur 94: Forholdet mellom effekt og nacellevekt (Tande 2009)

Det forventes dermed at vekten til en nacelle på en standard 5 MW offshore vindturbin vil være på godt over 200 tonn. Som et eksempel er vekten på nacelle og rotorblader til en 4,2 MW offshore turbin Vestas-V120 til sammen 210 tonn, mens vekten til for eksempel Scanwind sin 3,6 MW offshore vindturbin er 205 tonn. Tilsvarende vekt for en 3,6 MW Siemens SWT-3,6-107 vindturbin er 220 tonn (Deutsche Energie-Agentur 2009). Den letteste av 5 MW turbinene som er tilgjengelig på markedet i dag er Areva Multibrid M5000. Den har en total toppmasse på i underkant av 309 tonn (AREVA 2008). Aquilo er et konsept som er tiltenkt en fremtidig situasjon der det er behov for storskala montering. Derfor bør den kunne tilpasses fremtidige turbiner på over 10 MW.

4.2.2 Fremtidige offshore turbiner på 10+ MW

For at storskala produksjon av offshore vindkraft skal være økonomisk gunstig vil det kreves en vesentlig forbedring av turbinteknologien. Det forventes ikke at flytende offshore vindkraft skal kunne bli konkurransedyktig uten subsidier før 10 MW turbiner er kommersielt tilgjengelige. Dermed bør Aquilo i teorien dimensjoneres med en toppmasse som ligger godt over 300 tonn. Siden avstanden fra fastholdingspunktet på Aquilo til nacelle er viktig for konseptdesignet er det viktig at det velges realistiske verdier på toppmassen. Ellers vil bøyepeningene som oppstår i turbintårnet bli så store at Aquilo vil måtte konstrueres med urealistiske spennvidder.

Denne oppgaven vil basere seg på tilgjengelige tårndata. Disse er tilpasset turbiner på maksimalt 5 MW. Derfor vil det være feil å sette på en toppmasse som ikke samsvarer med valgt tårnkaraktistikk. Det er problematisk å predikere hva som vil være korrelasjonsfaktorene mellom motstandsmomentet til tårnet

og økende effekt. Det er større vindkontaktareal ved større effektuttak, noe som vil resultere i at motstandsmomentet til tårnet må økes. Siden produksjon av tårnet er vanskeligere med økt veggtykkelse er det praktisk å gjøre kompensasjonen ved å øke tårndiameteren. Det forutsettes at tårnets stivhet vil avhenge av rotorens størrelse og effektuttak. Det er, basert på Betz lov, utviklet en formel for maksimalt opptredende kraft på en rotordisk. Den kan benyttes som en tommelfingerregel med tanke på grunnlagsdimensjonering av turbintårn mot thrustkraften som oppstår ved effektuttak (Hau 2006):

$$F_{thrust} = \frac{1}{2} \cdot C_F \cdot \rho \cdot A \cdot U^2$$

Formel 137

Den baserer seg på at arealet som rotorbevegelsene gir fungerer som en sirkulær disk. Konstanten C_F benyttes til å vise hvordan vindstrømmen påvirkes når den beveger seg gjennom den sirkulære disken. Ved størst belastning vil all vindstrømmen bli dyttet vinkelrett ut fra disken. Da vil C_F settes til 1,0. Maksimalt effektuttak fås for øvrig når C_F er 0,89. Da vil man i teorien kunne fange opp 59,3 % av vinden, men tap i systemet fører til at man gjerne ikke får ut mer enn 25 % av den teoretiske effekten for en konvensjonell vindturbin (Hau 2006). Dersom man ser bort fra mulige tekniske forbedringer i energioverføringssystemet som gir bedre effektuttak vil forholdet mellom effekt og rotorareal kunne settes som proporsjonalt. Den styrende faktoren er som nevnt tidligere vindhastigheten. Sammenligner man effekten og maksimal opptredende kraft får man:

$$\frac{P_0}{F_{thrust}} = \frac{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot U^3 \cdot A}{\frac{1}{2} \cdot C_F \cdot \rho \cdot A \cdot U^2} = \frac{U}{C_F}$$

Formel 138

Forholdet mellom maksimal kraft som tårnet må ta opp og turbinens effekt avhenger av vindhastigheten og C_F . For denne oppgaven vil det være rimelig å anta at en turbin på henholdsvis 2,3 MW, 5 MW eller 10 MW vil være tiltenkt uttak av energi fra vindhastigheter av samme størrelsesorden. Dette vil i stor grad være avhengig av havvindparkens plassering. Med denne forutsetningen blir:

$$\frac{P_0}{F_{thrust}} = \text{konstant}$$

Formel 139

Dette betyr indirekte at bøyebelastningen som turbintårnet må tåle i operasjonell tilstand vil kunne tilnærmes til å være lineært proporsjonal med thrustkraften og dermed effekten:

$$\sigma_b = \frac{F_{thrust} \cdot l_{tårn}}{W_{tårn}(z)}$$

Formel 140

medfører
→

$$\frac{P_0}{W_{tårn}(z)} = \text{konstant}$$

Formel 141

Dermed kan det forutsettes at motstandsmomentet til tårnet er proporsjonal med effekten. En tilsvarende vurdering vil kunne gjøres dersom man ser på en ulykkessituasjon der turbinen opererer i ekstremvind.

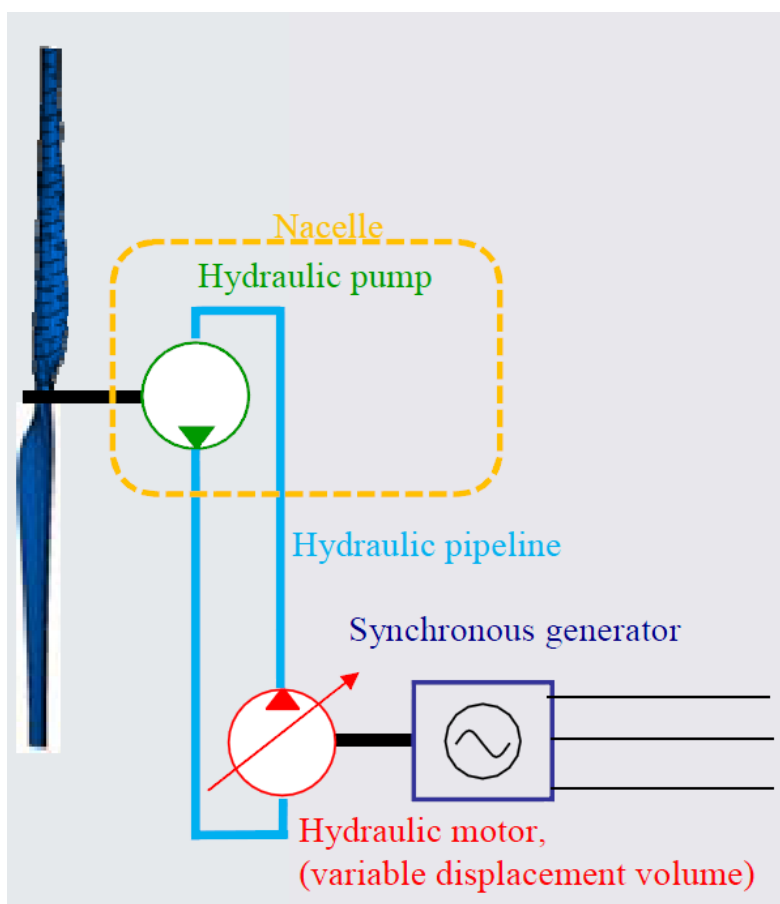
Rotorens økning i lengde vil føre til at tårnlengden også vil stige. Tårnlengden vil ikke behøve å stige i like stor grad som ved landbasert vindkraft. Dette skyldes at det er vesentlig mindre overflateruhet i havet. Bidraget fra den økte lengden vil uansett gi sammenlignbare bidrag til opptredende bøyespenninger både ved montering og energiproduksjon. Derfor forutsettes det for denne oppgaven at tårnets motstandsmoment vil øke i samme grad som effekten. Dette må i praksis tas hensyn til ved at det er tilstrekkelig plass på monteringsplattformen til lange turbintårn.



Figur 1: Verdens største turbintårn Enercon E-126 med en tårnhøyde på 135 m
(Thomas 2008)

Dimensjonering av Aquilo i forhold til tilgjengelige tårndata med toppmasser som sammenfaller med tiltenkt MW-klasse vil dermed gi et godt grunnlag for tilpasning til fremtidige 10 MW turbiner. Det er for øvrig mye som tyder på at en økning av toppmasse som tilsvarer effektøkningen ikke vil kunne gjennomføres i praksis da kostnadene vil bli for store. Derfor argumenterer for eksempel selskapet Blue H for at en tobladet vindturbin er bedre egnet for offshore bruk. En tobladet vindturbin er lettere enn en konvensjonell trebladet versjon (Fairley 2008). I tillegg vil bruken av to blader gjøre monteringssekvensen enklere.

Et konsept som ønsker å redusere vekten av nacellen går under navnet ChapDrive og går ut på at en hydraulisk pumpe erstatter gir og generator i nacellen. Dermed vil hydraulisk motor og generator kunne plasseres i bunnen av tårnet. Dette vil kunne gi en vektreduksjon av nacellen på oppimot 50 % (Haugset 2009). Siden thrustkraften kun avhenger av vindhastigheten og rotordiameter vil dimensjoneringen av tårnet mot bøyespenninger ikke få nytte av denne reduksjonen. Dermed er det mulig at bøyespenningene i tårnet ved montering av en 10 MW turbin vil være mindre enn den vi kommer frem til i denne oppgaven.

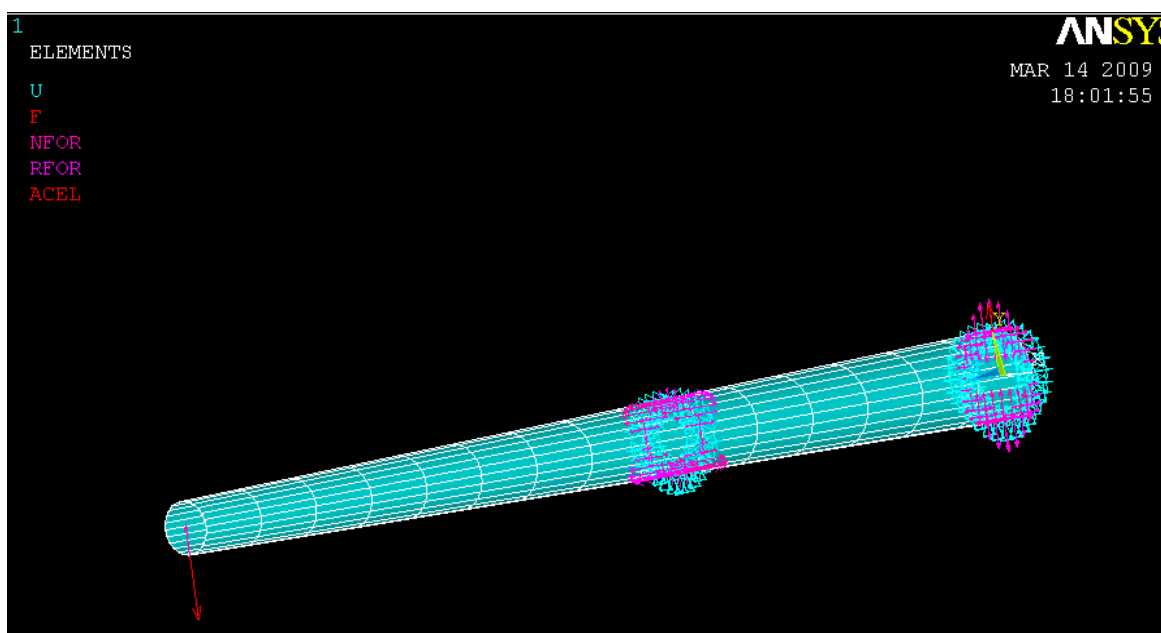


Figur 96: Prinsippkisse for ChapDrive som vil kunne gi vesentlig vektreduksjon i nacelle (Haugset 2009)

4.2.3 Hywind OC3

I forbindelse med sammenstilling av turbinen i horisontalposisjon ble det i (Moss & Myhr 2008) utarbeidet en modell for simulering av belastninger på Hywind-basert tårn bestemt av (Jonkman 2008). Det ble funnet at optimal plassering av vinsjer er 36 m inn på flyteren med tanke på belastninger på vindturbinen. Det kreves dermed at en monteringsplattform har et langt nok dekke til at vinsjresultantene virker langt nok nede på flyteren. Når det gjelder valg av vinsjer ble det funnet at en konfigurasjon på 36 m medførte en resultatstørrelse på 23 100 kN.

I tillegg ble det i (Moss & Myhr 2008) utviklet en skallmodell av Hywind som ble brukt til å finne strukturens vekt og massesenter. Denne er i denne oppgaven blitt videreutviklet og benyttet til å kontrollere bøyesspenninger. Under vises en figur av det statiske oppsettet som er blitt brukt videre:



Figur 97: Elementplott av turbinetårn for Hywind med modellert opplager.

Det er blitt utviklet et regneark som finner bøyesspenninger i forhold til valgte fastholdingspunkt (Vedlegg 19). Motstandsmomentet avhenger av høyden på tårnet da både diameter og tykkelse varierer. Følgende formel for motstandsmoment benyttes som utgangspunkt der faktorene settes avhengig av høyde (Gere & Timoshenko 1999):

$$W_{\text{tårn}}(z) = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{D_y(z)^2 - D_i(z)^2}{D_y(z)}$$

Formel 142

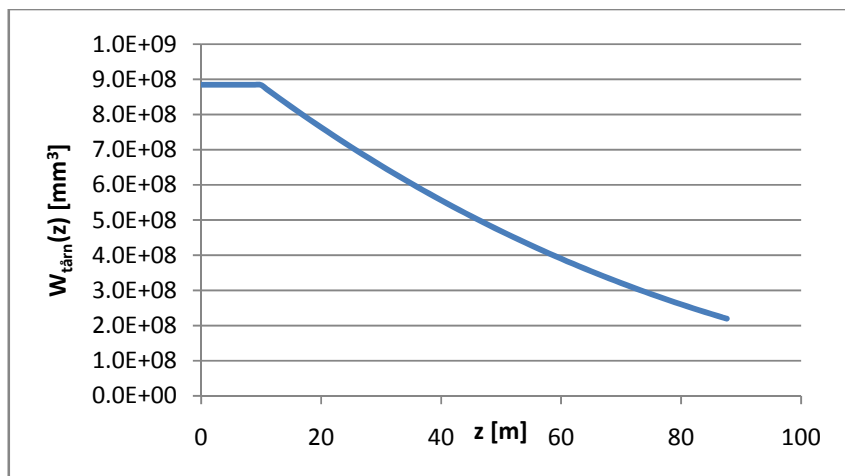
Hvor:

$W_{\text{tårn}}(z)$ = Motstandsmomentet til tårnet

$D_y(z)$ = Ytre tårndiameter

$D_i(z)$ = Indre tårndiameter

Dette gir følgende fordeling:



Figur 98: Motstandsmoment i tårnet til Hywind OC3 varierer med høyden

Opptredende bøyespenning i turbinetårnet kan styres ved å kontrollere fastholdingspunktet. All tårnmasse på utsiden av fastholdingspunktet vil bidra til å lage bøyespenninger i tårnet. Sentroiden til tårnet finnes ved å gjennomføre en regresjon av dets massefordelingsfunksjon. Den gjøres avhengig av høyden ved å integrere over massen plassert på utsiden av fastholdingspunktet:

$$C_{tårn}(z') = \frac{\int_0^{z'} z \cdot m(z) dz}{\int_0^{z'} m(z) dz}$$

Formel 143

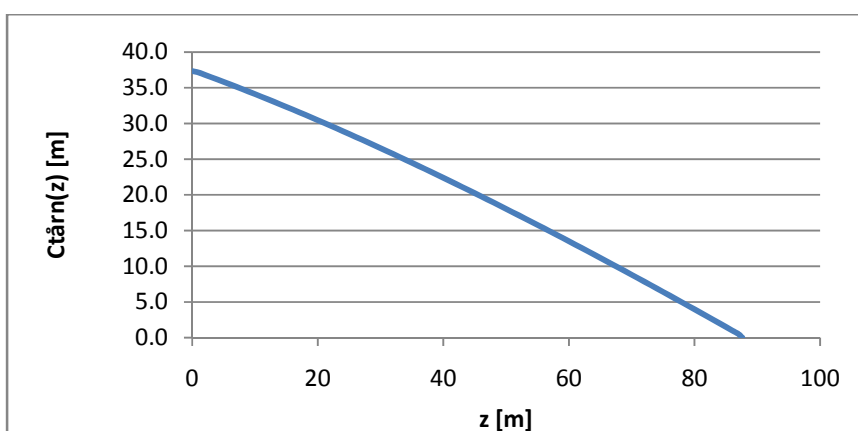
Hvor:

$C_{tårn}(z')$ = Sentroiden til tårnets egen masse

$m(z)$ = Tårnets masse per lengdeenhet

z = Tårnhøyde i forhold til vannlinje

$z' = l_{tårn} - z$



Figur 99: Resultantplassering av tårnets egenvekt

Opptredende moment i turbintårnet vil være avhengig av både tårnets resultant fra egenmasse og nacellens vekt:

$$M_{tårn}(z) = m_{tot}(z') \cdot g \cdot C_{tårn}(z') + m_{nacelle} \cdot g \cdot l_{tårn}$$

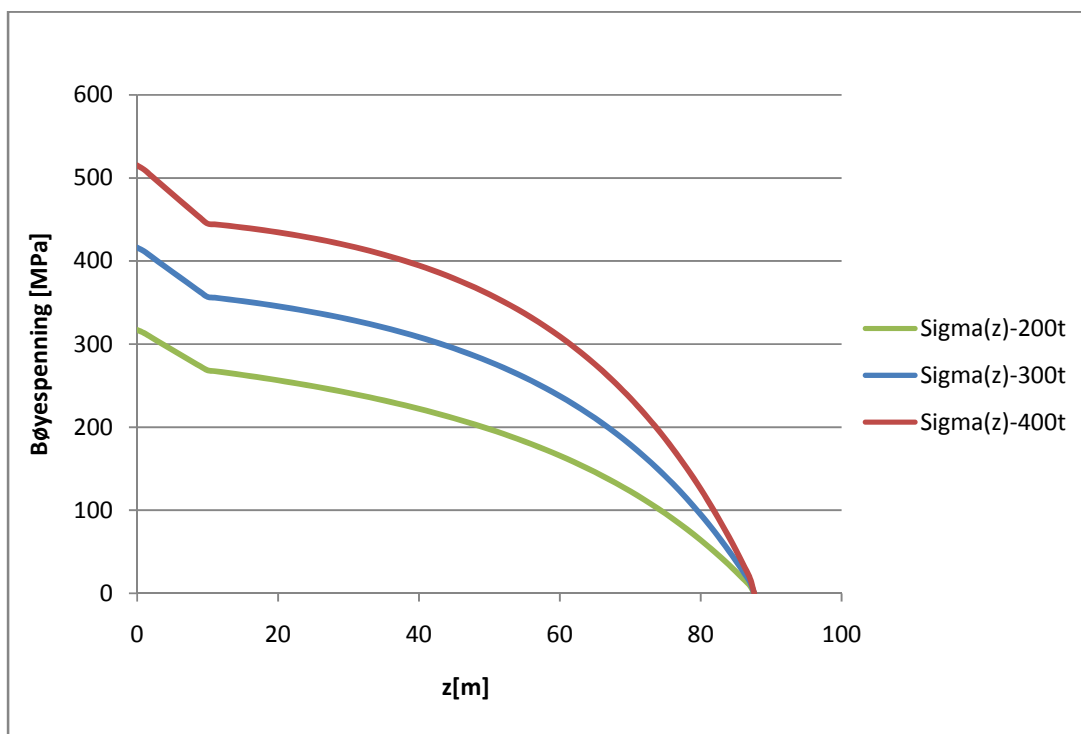
Formel 144

Bøymomentet i tårnet vil dermed enkelt kunne finnes ved hjelp av motstandsmomentfordelingen:

$$\sigma_b(z) = \frac{M_{tårn}(z)}{W_{tårn}(z)}$$

Formel 145

Sammenhengen mellom bøyespenning for tårnet og en nacellevekt på henholdsvis 200, 300 og 400 tonn vises under:



Figur 100: Bøyespenningsfordeling i høyden for Hywind OC3 med nacellevekter på 200, 300 og 400 tonn

En enkel oppskalering av Hywind sin fullskala prototype er en mulig tilnærming på nacellens fremtidige vekt. Dersom man multipliserer med tårnhøydeforholdet får man en nacellevekt på beskjedne 200 tonn.

Det forutsettes at massen til en nacelle for Hywind OC3 blir på opp mot 250 *tonn*. Dersom Aquilo tiltenkes å montere turbintyper med tyngre naceller og tilsvarende bøyestivhet vil Aquilo måtte oppskaleres for å minske utkragerlengden til turbinen. En mulig løsning for fremtidig kompensasjon for større nacellevekter er et forspenningssystem med vaiere for å gi større bøyespenningskapasitet i tverrsnittet i første del av løftet. Der vil konsepter som Njord og SWAY ha en vesentlig fordel da de allerede er planlagt med et forspenningssystem.

Et uttrykk for opptredende spenning i tårnstrukturen i en fastholdingshøyde z er utviklet i forhold til nacellevekt og generelle tårndata (Vedlegg 19).

$$\sigma_b(z) = \frac{m_{tot}(z) \cdot g \cdot C_{tårn}(z') + m_{nacelle} \cdot g \cdot l_{tårn}}{W_{tårn}(z)} < \sigma_{b,d}$$

Formel 146

For Hywindtårnet, med data fra OC3, gir dette en maksimal utkrager på 37,6 *m* for tårnet med en nacellevekt på 250 *tonn*.

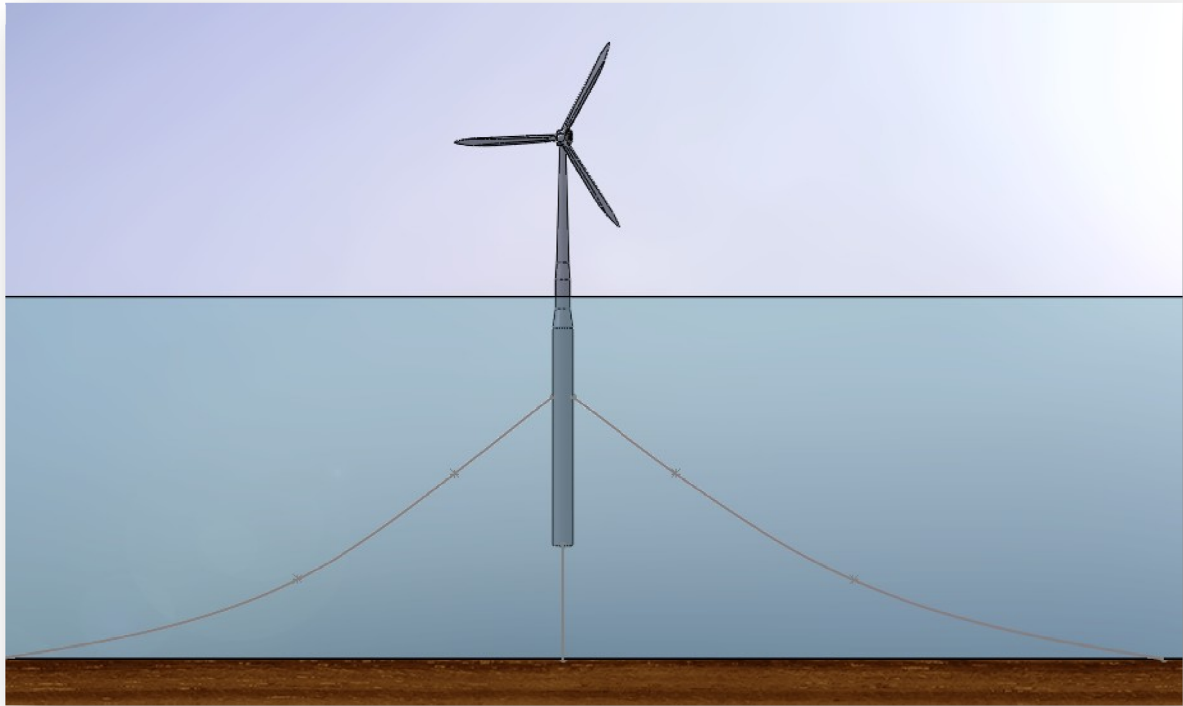
4.2.4 Hywind 2,3 MW pilotturbin

Da våre tårndata for Hywind er basert på OC3 (Jonkman 2008) har det vært ønskelig å sammenligne med datagrunnlag fra StatoilHydro som er eier og utvikler av konseptet. Hywindkonseptets første fullskala prototype er forsynt med en 2,3 *MW* vindturbin fra Siemens. Den har et tårn som kun er 65 *m* høyt med en nacellevekt på i underkant av 150 *tonn* (Bratland 2008). I utgangspunktet forventes det, som nevnt tidligere, at fremtidige offshore vindturbiner vil være større enn denne. Samtidig kan det ikke utelukkes at mindre vindturbiner vil kunne få innflytelse også ved utbygging av flytende havvindparker. Dersom det velges mindre vindturbiner vil storskala montering med Aquilo i stor grad være aktuell da det vil medføre mer håndterbare dimensjoner og belastninger. Samtidig vil alternativet med tauing bli mer tids- og kostnadskrevende på grunn av at det trengs flere enheter for å dekke et tilsvarende behov.

For verifisering av konseptet har vi fått tilgang på nøyaktige data for Hywind 2,3 *MW* pilotturbin. Da disse dataene ikke er kommersielt tilgjengelige er resultatene ikke direkte presentert i denne oppgaven (Moxnes 2009). Det viser seg at dimensjonering av Aquilo i forhold til Hywind for OC3 gir et akseptabelt bøyespenningsnivå også for pilotturbinen.

Med bakgrunn i disse beregningene og sammenligning med Hywind OC3 styrkes hypotesen om at bøyestivheten i tårnet vil øke mer enn toppmassen ved en oppskalering av turbineffekten. Dette indikerer at totalvekten og ikke nødvendigvis turbinstørrelsen vil være dimensjonerende for Aquilo. Et vesentlig hensyn i forhold til plattformutformingen vil da være å ta høyde for større rotordiametre og strukturlengder.

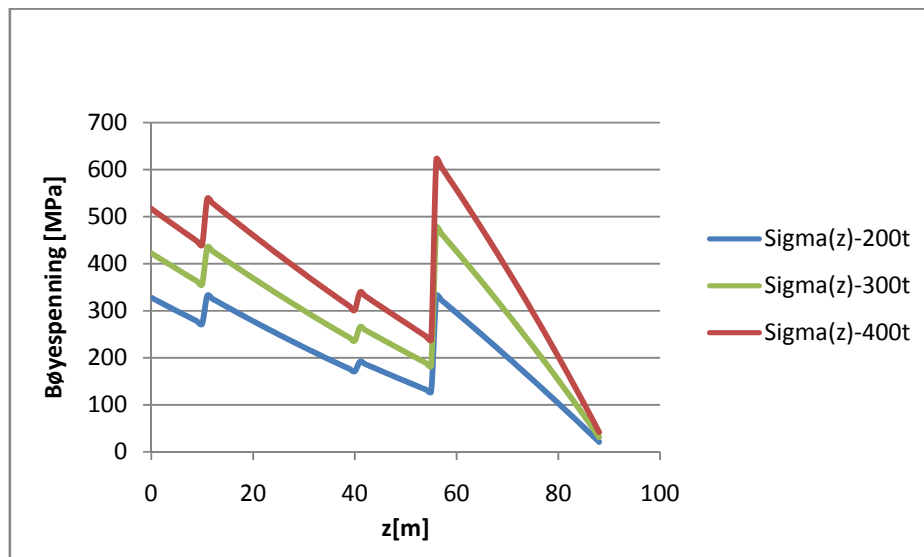
På grunnlag av dette underbygges hypotesen om at Aquilo sin spennlengde ikke trenger å økes med tanke på håndtering av turbiner i større megawattklasse.



Figur 101: Hywind pilotturbin forankret til havbunnen

4.2.5 Njord

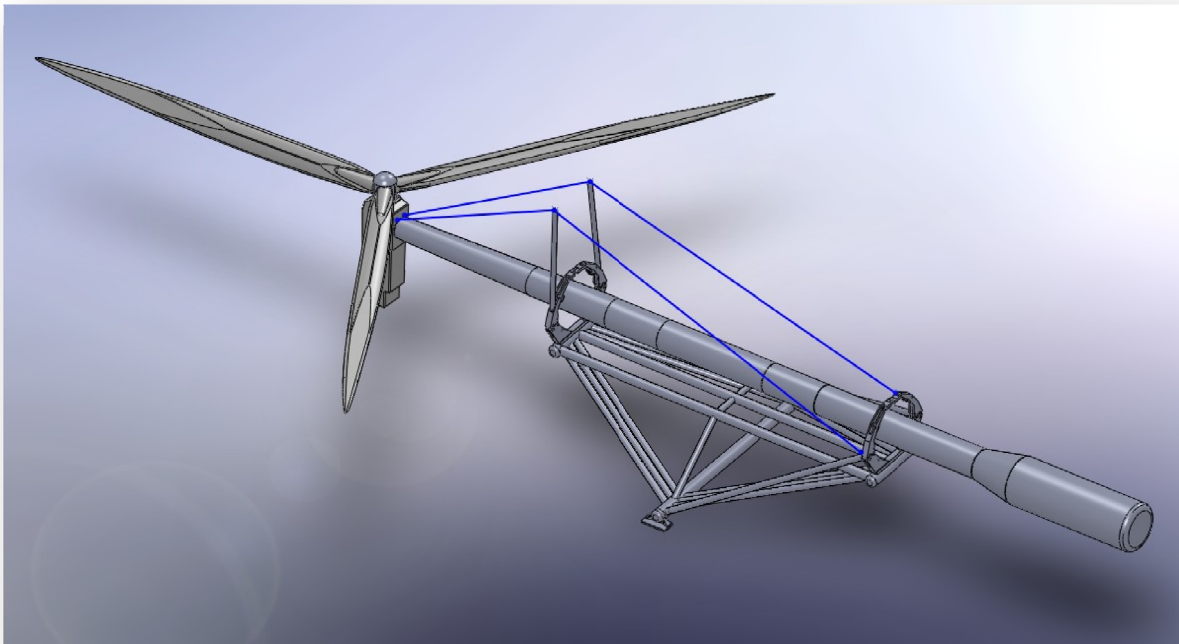
Beregningsgangen fra Hywind for OC3 benyttes også for Njord-konseptet. Njord baseres på stabilisering fra vinsjer for å oppnå en stabil turbinplattform. Tårnet har en mindre diameter enn Hywind, men en økt veggtykkelse kompenserer delvis i forhold til motstandsmoment i strukturen.



Figur 102: Bøyepenningsfordeling i høyden for Njord med nacellevekter på 200-400 tonn

Spenningsfordelingen til Njord gir større utfordringer enn Hywind med tanke på understøtting i horisontalposisjon. Njord får en kraftig økning i spenningen ved en høyde på 55 m. Dette kan direkte spores til at veggtykkelsen her går fra 0,03 m til 0,02 m. For å oppnå et realistisk spenningsnivå vil Njord bare kunne legges horisontalt hvis utkrageren er mindre enn 24 m forutsatt en nacellevekt på 200 tonn. Hvis Njord skal kunne monteres på samme måte vil dermed Aquilo måtte strekke seg minimum 70 m over havet, noe som i praksis vil være urealistisk.

En mulig løsning vil, gjennom en mindre justering av tårnets geometri, være å opprettholde en veggtykkelse på 0,03 m til en høyde på litt over 70 m. Det sikrer at bøyespenningene er akseptable i hele tårnstrukturen, men vil bli et økonomisk kompromiss i mellom økte produksjonskostnader og lavere monteringskostnader. En mer elegant løsning på det aktuelle problemet kan være å utnytte konseptets integrerte vinsjsystem for å stabilisere tårnet på samme måte som i et forspenningsprinsipp. Njord flyter stabilt på egen hånd, og vinsjene er nødvendige bare for å få tilstrekkelig stabilitet ved produksjon av kraft.



Figur 103: Njord avstivet med egne vinsjer på Aquilo

Beregning av spenninger for Njord med forspenningsprinsippet

Njord er på dette stadiet tiltenkt vinsjer med syntetiske rep. Når tårnet er i vertikal posisjon er disse dimensjonert for belastninger på over 400 tonn i horisontalplanet. Ved å utnytte repene som en strekkgurt for turbintårnet vil nacellelasten kunne reduseres tilsvarende. Vinsjene er tenkt å kunne operere i en vinkel α_{rep} ned mot 45° med en belastning i overkant av 600 tonn (Høstmark & Hansen 2008). Ved bruk av forspenningsprinsippet vil nødvendigvis vinkelen reduseres betraktelig. Med en

vinkel på 10° vil nacellevekten eksempelvis kunne reduseres med omtrent 100 *tonn* under forutsetning om forspenning på 600 *tonn*. Settes vinkelen mellom tårnets senterlinje og rep lik 20° kan nacellevekten reduseres med 200 *tonn*.

$$F_{nac,red} = 600 \cdot \sin \alpha_{rep}$$

Formel 147

Hvor:

$F_{nac,red}$ = Teoretisk redusert nacellevekt

Reduksjonen i nacellevekten ved forspenningsprinsippet vil generere aksialspenninger i tårnet. Det kan tilsvarende beregnes:

$$F_{tårn,till} = 600 \cdot \cos \alpha_{rep}$$

Formel 148

For en reduksjon i nacellevekt på 200 *tonn* vil dette medføre en økt aksialspenning i tårnet på:

$$\sigma_{tårn,till} = \frac{F_{tårn,till}}{A(z)} = 2,7 \text{ MPa}$$

Formel 149

Hvor:

$A(56) = 0,24$

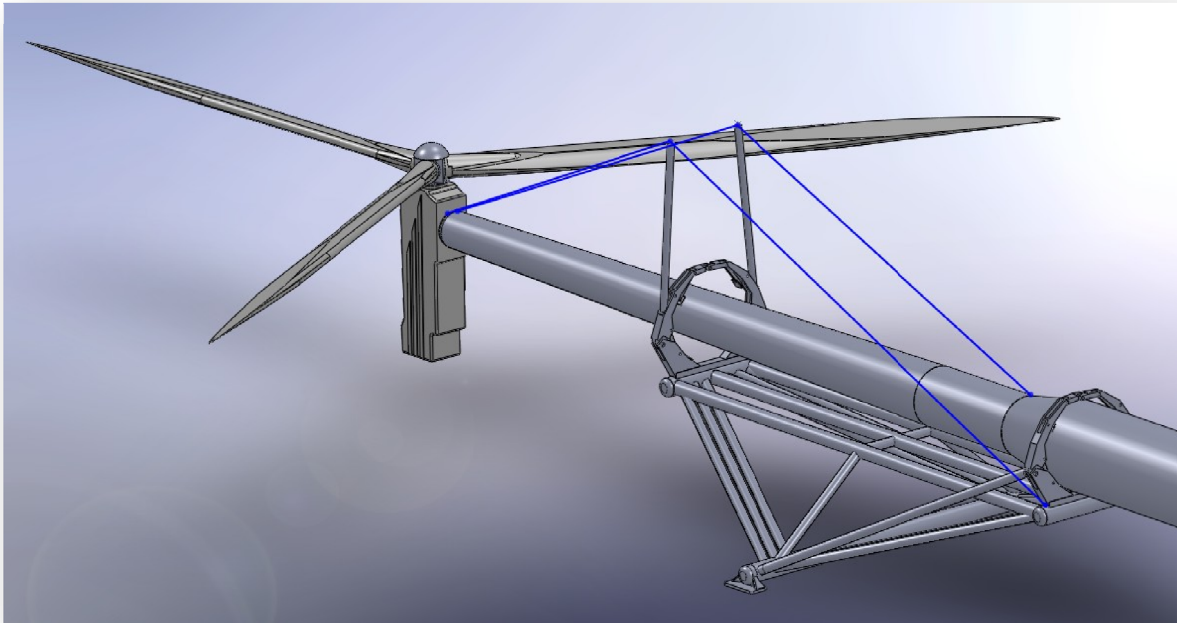
Bidraget på 2,7 MPa ligger på grensen til nøyaktighetsnivået til tårnberegningene. Dette kommer som følge av turbintårnetes relativt store tverrsnittsareal. Motstandsmoment under vindbelastninger og egenfrekvenser er drivende for dimensjoneringen, ikke aksiallastene. Dette fører til at tårnet har stor kapasitet i rene trykk- og strekksituasjoner. Spenningsøkningen i tårnet som følge av forspenningsprinsippet kan derfor neglisjeres.

Dersom dette systemet utnyttes fullt ut vil Njord potensielt kunne monteres med 5 MW turbiner på over 350 *tonn*. En forutsetning her vil være at oppstrammingskonseptet til Njord vil kunne fungere i horisontalposisjon.

Forspenningsprinsippet kan også nyttes for andre turbinkonsept som av ulike årsaker vil kunne ha tårn som har mindre stivhet enn Hywind OC3. Dette vil eksempelvis kunne være turbiner som nytter andre avstivningssystemer og derfor ikke har behov for tilsvarende stivhet i tårnet. På grunn av muligheten for

forspenning og avstivning underbygges videre at Hywind OC3 er et godt utgangspunkt for dimensjonering av Aquilo.

Et alternativ vil være å bruke et vinsjkonsept tilsvarende det interne systemet til Njord, men vinsjenheten vil da i stedet plasseres på Aquilo. Disse beregningene kan da enkelt tilpasses de ulike turbintypene og kontrolleres i forhold til Aquilokonseptet for betraktning i horisontalposisjon. Dette er en relativt enkel løsning teknisk sett og illustreres på figuren under for Hywind:



Figur 104: Hywind avstivet med vinsjer fra Aquilo

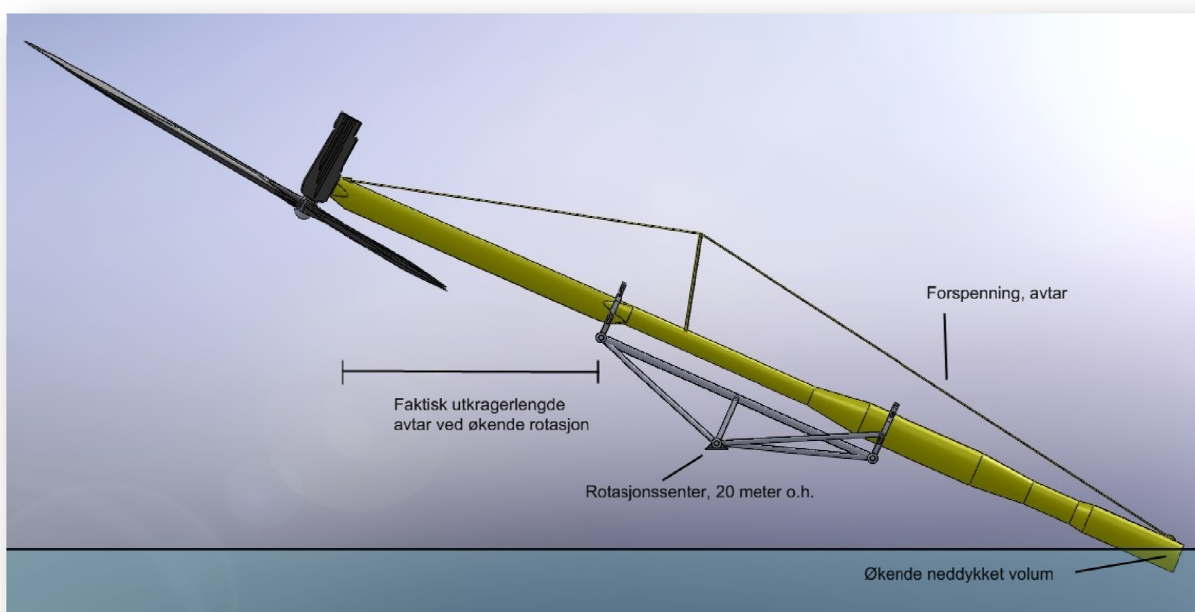
Et motargument for slike avstivningssystemer vil potensielt være aksialkraften som oppstår. Denne må delvis tas opp som skjær fra friksjon mellom turbinen og opplageret på Aquilo. Det ble tidligere drøftet at opplagrene allerede vil kunne få en vesentlig aksialkraft fra feilballasting som først vil forekomme i vertikalposisjon. Bidraget fra vinsjavstivning er vesentlig mindre og vil bli redusert etter hvert som konstruksjonen nærmer seg vertikalposisjon. Dette under forutsetning av at vinsjene opererer med en låst kabellengde og ikke kontinuerlig dynamisk belastning som nyttes i noen løfteoperasjoner. Bidraget neglisjeres for videre beregninger i oppgaven.

På bakgrunn av dette vil det trolig ikke være problematisk å montere Njord, eller tilsvarende konsepter med svak tårnstruktur, med Aquilo.

4.2.6 SWAY

Det er blitt gjennomført en tilsvarende analyse som for Njord på SWAY AS sin 5 MW vindturbin. Analysen av SWAY er basert på tekniske data fra SWAY AS (Ertughrul 2009) som ikke er kommersielt tilgjengelige. Derfor er resultatene ikke direkte presentert i denne oppgaven.

Tårnet til SWAY er ikke sirkulært og har derfor ikke de samme fysiske egenskapene i de ulike retningene. Det er essensielt at turbinen blir rotert fra horisontalposisjon med belastning om den sterkeste akse. Samtidig må det vurderes hvilken siden av turbinen som skal være opp på grunn av vaierne som forsterker turbinen. Ved å plassere dem på oppsiden vil disse kunne bidra til å øke bøyemotstanden i tårnet betraktelig. En betraktning som da må analyseres er hvorvidt hydrostatiske krefter vil redusere bidraget under pivotingen når flyteren blir gradvis påvirket av oppdrift.



Figur 105: SWAY halvt nedsenket

For effektiv montering av SWAY blir det dermed vesentlig å utnytte forspenningssystemet til SWAY på en tilsvarende måte som for Njord. Det er blitt tatt høyde for at SWAY sin massefordeling om rotasjonspunktet gir strekk i forspenningssystemet under kritiske deler av løfteoperasjonen. Et poeng med monteringsløpet til SWAY er at nacellen vil måtte monteres slik at rotorhubben er rettet mot plattformdekket. Rotorer vil da potensielt måtte monteres på undersiden av nacellen i horisontalposisjon.

4.3 UTMATTING AV AQUILO

Utmattning kan defineres som forringelse av materialkvaliteten til et metall som følge av variasjoner i belastning. Effekten av utmattning vil legge seg kumulativt på tverrsnittet og fører til at materialets kapasitet til å videreføre spenninger blir stadig dårligere gjennom livssyklusen (Nygaard 2008).

4.3.1 Fremgangsmåte

Utmattingsberegningene er gjort med grunnlag i DNV-serien. Det skilles mellom lav- og høysyklus utmattning. Ved høysyklus er utregningene basert på elastiske spenninger i tverrsnittet, mens det ved lavsyklusbelastning forutsettes vesentlig flyt i områder med store spenningskonsentrasjoner. Lavsyklusbelastning vil sjelden være et problem for offshore konstruksjoner da sikkerheten som innføres i dimensjonering mot ekstremvær normalt vil hindre flyting av materialet. For en bølgebelastet struktur vil det hovedsakelig være høysyklus utmattning som er aktuelt (DNV-RP-C203 2008). Følgende lastfaktor skal legges til permanente laster og variable funksjonelle laster med hensyn til utmattning (DNV-OS-J101 2007):

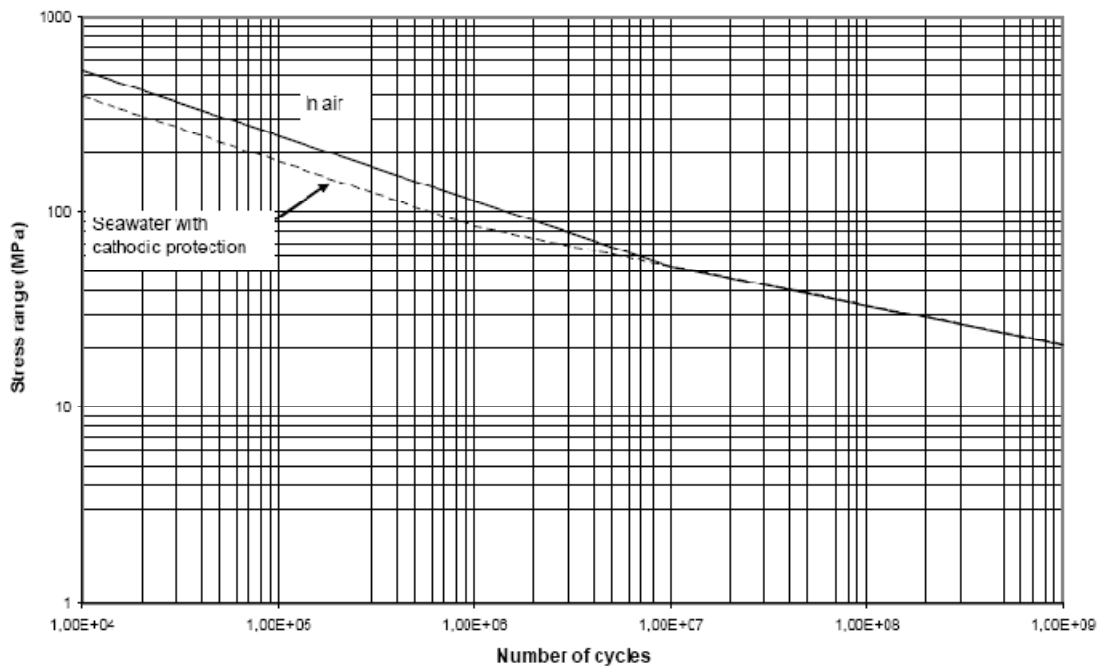
$$\gamma_f = 1,0$$

Formel 150

For en offshore konstruksjon som kontinuerlig belastes med bølger vil responsen typisk være i størrelsesorden $5E+05$ sykler per år (DNV-RP-C203 2008). Aquilo forutsettes å ha en levetid på 20 år, men vil ikke være i vertikalposisjon mer enn 5 % av levetiden. Dermed vil utmattingsbelastningen som Aquilo utsettes for i sin levetid på grunn av bølger kunne sammenlignes med utmattingsbelastningen på en offshore konstruksjon i ett år under forutsetning av at spenningsamplituden i horisontalposisjon vil være neglisjerbar i forhold til bølgebelastningen.

For variabel trykkbelastning kan det forutsettes lite tap av bruddfasthet, mens det for variable strekkbelastninger vil bli vesentlige reduksjoner (Bai 2003). Sveiste rørprofiler har en kompleks spenningsfordeling som skyldes rørenes virkning som skall. Dette gir en ikke-triviell lastvirkning som må overføres i en 3-dimensjonal knutepunksgeometri. Det vil oppstå ikke-lineære spenningsfordelinger som vil gi vesentlige spenningskonsentrasjoner spesielt der rørene sveises sammen. Forskingen er derfor i stor grad basert på eksperimentelle metoder og empirisk formelverk. I områder med vesentlige spenningskonsentrasjoner vil det oppstå sprekkevekst som på sikt vil kunne føre til utmattingsbrudd (Etube 2001).

I forbindelse med utviklingen av (DNV-RP-C203 2008) ble det derfor gjennomført en rekke fullskala utmattingsforsøk med 32 mm tykke rørprofiler av konstruksjonsstål (Terjesen 2008). Resultatet ble følgende S-N diagram som er velegnet for offshore rørkonstruksjoner:



Figur 106: S-N diagram for 32 mm rørprofiler i luft og saltvann med katodisk beskyttelse (DNV-RP-C203 2008)

For variabel trykkbelastning forutsettes det lite tap av bruddfasthet, mens det for variable strekkbelastninger vil bli vesentlige reduksjoner. Det velges i utgangspunktet å gjennomføre reduksjonene i henhold til S-N diagrammet over. Sikkerheten for å unngå brudd vil da tilsvare det statistiske gjennomsnitt minus to standardavvik. Dette gir en 97,6 % sannsynlighet for å unngå brudd (Bai 2003). Forholdet mellom spenningsamplitude og antall sykler kan uttrykkes som (DNV-RP-C203 2008):

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

Formel 151

Hvor:

S_n = Antall dimensjonerende sykler

t = Tykkelse til aktuelt rør

t_{ref} = Tykkelse til referanserør

k = Tykkelseseksponent

$\log(\bar{a})$ = Empirisk faktor

m = Sprekkvekstparameter

$\sigma_{sw,nom}$ = Nominell vekslende utmattingsfasthet

Tykkelseseksponentleddet er innført da det har vist seg i forsøk at sprekkveksthastigheten er økende for rør med tykkelser som overstiger 32 mm. Det ble demonstrert at en tykkelseseksponent på 0,25 gir god beskrivelse av tykkelseeffekten (Etube 2001). Ved bruk av tykkelseseksponentleddet vil man til en viss grad ta hensyn til størrelsen på sveisetykkelsen og dets tilbehør, men man vil ikke ta hensyn til sveis- og komponentlengder som skiller seg fra referanseprøvene (Bai 2003).

Når det gjelder valg av S-N kurve vil den for rør være avhenge av det ytre miljøet og hvordan strukturen er beskyttet, samt antall sykler. Dersom man forutsetter at strukturen har tilstrekkelig overflatebehandling har det vært vanlig å benytte seg av en empirisk faktor $\log(\bar{a}) = 12,164$. Denne er basert på UKOSRP1 prosjektet i 1984 der det ble gjort fullskala forsøk i luft av 64 T-, X- og K-formede knutepunkt mellom rør med en tykkelse på 32 mm (Etube 2001). Det er den samme faktoren som det opereres med i (DNV-RP-C203 2008) for rørprofiler i luft.

Det har vist seg at selv strukturer med tilstrekkelig overflatebehandling har en annen oppførsel i sjøvann enn i luft. Derfor legges det til en sikkerhet på to for utmattingsfastheten på konstruksjoner i sjøvann. Den empiriske faktoren $\log(\bar{a})$ blir da 12,000 (Etube 2001). I henhold til (DNV-RP-C203 2008) er det lagt på ytterligere sikkerhet og $\log(\bar{a})$ er på henholdsvis 11,764 og 11,687 for konstruksjoner i sjøvann med og uten katodisk beskyttelse. Når det gjelder den empiriske sprekkvekstparameteren m settes den til 3,0 for alle de aktuelle S-N kurvene så lenge antall sykler ikke overstiger $1,00E+07$.

Aquilo skiller seg ut fra andre konstruksjoner ved å måtte tilpasses både luft og sjø. Dersom man forutsetter at en løfteoperasjon vil være unnagjort på én *time* og det gjennomføres to løft per *dag* vil det bety at deler av Aquilo vil være i kontakt med sjøvann i opp mot 8 % av levetiden. Dette vil i stor grad avhenge av hvor mye tilpasning som vil måtte gjøres på vindturbinen når den står i vertikalposisjon. Kritisk område har vist seg å være i knutepunktene mellom torsjonsstag og akselen. Da den befinner seg over vann til enhver tid velges det for denne oppgaven å gjøre en dimensjonering basert på en S-N kurve i luft.

Det legges også på sikkerhetsfaktor DDF i forhold til antall opptredende lastsykler og konstruksjonens levetid. Denne verdien gjøres og avhengig av det ytre miljøet, konsekvens ved brudd samt mulighet for service og inspeksjoner. For Aquilo vil det være gode muligheter for service og vedlikehold. Da vil sikkerhetsfaktoren være henholdsvis 2,0 over skvettsonen og 3,0 under skvettsonen (Oljedirektoratet 1995). I selve skvettsonen er det vanlig å legge på en faktor på 10,0. Det skyldes i stor grad at det er vanskelig å ha gode inspeksjoner og vedlikeholdsrutiner der. Dermed er det lagt opp til en kumulativ sannsynlighet for brudd i levetiden på under $1E-04$ (DNV-RP-C203 2008). Det gis også muligheten til å sette ned DDF til 1,0 dersom denne strukturen har muligheten til service og vedlikehold i tørre og rene omgivelser. Dette kan oppnås dersom plattformen flyttes til skjermede farvann for inspeksjon hvert femte år (DNV-OS-C101 2004).

Når det gjelder kombinasjonen vind og bølgebelastning sees det på som konservativt å superponere vindbelastningen på den varierende bølgebelastningen (DNV-OS-J101 2007). For Aquilo vil bølgebelastningene dominere ved utmattingsbetraktning i vertikalposisjon. I horisontalposisjon vil variasjonen som følge av pålasting være dominerende.

Dersom man forutsetter lineær kumulativ skade fra belastningen kan Miner-Palmgrens regel benyttes (DNV-RP-C203 2008):

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

Formel 152

Hvor:

D = Akkumulert utmattingskade

k = Gitt spenningsvariasjon

$\Delta\sigma_i$ = Konstant spenningsvariasjon

n_i = Antall spenningscykler for spenningsvariasjon k

N_i = Antall spenningscykler før brudd for spenningsvariasjon k

Denne delskadehypotesen bør gjennomføres for hver enkelt del av strukturen. For denne oppgaven vil det ved bruk av ANSYS¹ være tilstrekkelig å identifisere svakeste konstruksjonsdel med tanke på utmatting. Denne konstruksjonsdelen dimensjoneres så mot utmatting etter Miner-Palmgrens regel. For en struktur som benyttes i marine operasjoner skal DDF i utgangspunktet settes til 2,0 siden konsekvensen ved brudd er stor (DNV 1996):

Tabell 8: Sikkerhet mot utmatting

Inspeksjoner og planlagte reparasjoner gjennomføres	DDF ⁻¹ Hovedelementer	DDF ⁻¹ Sekundære elementer
JA	0,50	1,00
NEI	0,33	0,50

4.3.1 Utmattning i horisontalposisjon

Velger å dimensjonere for en levetid på 20 år med en operasjonstid på 300 dager i året og to løft per dag. Dette tilsvarer totalt 12 000 løft. Ved beregninger i ANSYS har bølgebelastningen i horisontal posisjon vist seg å gi ikke-signifikante bidrag på Aquilo. For Aquilo vil av- og pålastning av vindturbiner etter kapittel 5.3.5 gi en spenningsvariasjon på 15 MPa. Antall opptredende sykler vil være den samme som antall turbiner som tenkes montert i løpet av levetiden.

Konstruksjonsdelene som er dimensjonerende i horisontalposisjon vil være strekkstagene. Disse vil potensielt kunne få brudd som følge av lavsyklus utmatting fra av- og pålastning av vindturbiner. Dette kan motvirkes ved å dimensjonere konstruksjonen slik at det oppstår spenninger som ikke overstiger flytegrensen selv i områder med spenningskonsentrasjoner. Materialfaktoren settes til 1,15 etter (NORSOK standard N-004 2004), mens lastfaktoren som nevnt i tidligere avsnitt settes til 1,0.

Stresskonsentrasjonsfaktoren SCF bør for en struktur som denne i praksis finnes ved hjelp av tilpassede FEM-analyser basert på høy detaljeringsgrad av knutepunkt med tynnplate, skall- og eventuelt solidelementer (DNV-RP-C203 2008). Man vil dermed kunne simulere den komplekse spenningsfordelingen som oppstår når rørprofiler er stivt sammensveiset med sirkulære gjennomgående sveistestrenger. Resultatene fra analysene vil dermed kunne reproduseres eksperimentelt. Selv ved bruk av avanserte analysemetoder vil man kunne få et avvik på opp mot 25 % (Bai 2003).

Aquilo er modellert med PIPE59 som er et bjelke-element. Spenningene man finner i analysen vil dermed være av nominell karakter. For denne oppgaven velges det å ta hensyn til spenningskonsentrasjonene som oppstår ved hjelp av en forenklet betraktning basert på gitte minstekrav (Etube 2001). Der sammenlignes kravene til spenningskonsentrasjonsfaktoren SCF fra blant annet Lloyd's Register og DNV. Minimumskravet for SCF varierer mellom 1,5 og 2,5. Dette stemmer godt

overens med (Wardenier 2000) som viser at man ved gode utformingsvalg kan oppnå en SCF på 2,0 for rørknutepunkt. Det velges for denne oppgaven å bruke en SCF på 2,5. Dette vil ikke nødvendigvis gi et riktig bilde av situasjonen, men må gjøres for å begrense oppgavens omfang. Dette gir en utmattingsfasthet på:

$$\sigma_{f,n,d} = \frac{\sigma_k}{\gamma_m \cdot \gamma_f \cdot SCF} = 122 \text{ MPa}$$

Formel 153

4.3.2 Utmatting i vertikalposisjon

Hver turbin forutsettes å være festet én *time* til Aquilo i sjøen. Dimensjonerende kriterium i vertikalposisjon er de statistiske værdene i forhold til ulike bølgeforhold som forekommer på Nordsjøen (Faltinsen 1990). De mest sannsynlige bølgelengdene ved de ulike værforholdene benyttes videre til å estimere hyppigheten av belastningene.

I forhold til utmatting kan lasten potensielt bli påført fra begge sider. I teorien kan derfor utmattingscyklusene halveres under forutsetning av at plattformens orientering er tilfeldig. Store åpne havområder har ofte dominerende havstrømmer tilsvarende golfstrømmen i Atlanterhavet. Dette skaper en potensiell situasjon hvor belastningen kommer kontinuerlig fra samme side med mindre fartøyet vendes 180° for å kompensere for dette.

Det anslås at halvparten av bølgene i konstruksjonens levetid vil komme vinkelrett på strukturen som gir størst spenningsvariasjon for Aquilo. Dersom plattformens navigatører får instruks om hva som er optimal bølgeretning vil dette være et konservativt anslag. Antall lastsykler beregnes i forhold til bølgelengder og hyppighet:

$$n_i = \frac{0,5 \cdot 12000 \cdot 3600 \cdot P(H_s)}{\lambda}$$

Formel 154

Hvor:

$P(H_s)$ = Prosentandel av tiden med gitte værforhold

λ = Bølgelengde

Ved å påføre Aquilo belastning fra de ulike bølgene kan belastningsamplituden på kritiske deler av konstruksjonen finnes ved hjelp av ANSYS-modellen. Dermed kan akkumulert delskade enkelt beregnes. Kravet til hver enkelt konstruksjonsdel vil som nevnt være:

$$D = \frac{1}{a} \cdot \sum_{i=1}^k n_i \cdot (\Delta\sigma_i)^m \leq \frac{1}{2}$$

Formel 155

Dimensjonering i forhold til dette kravet gjøres i kapittel 5.4.5.

4.4 KNEKKING AV ELEMENTER I AQUILO

Knekking er kollaps, uten forvarsel, av en konstruksjonsdel som utsettes for høye trykkspenninger. Dette vil være aktuelt for trykkbelastede deler av Aquilo og da hovedsakelig trykkstagene. De mest utsatte konstruksjonsdelene vil være de med store lengder i forhold til tverrsnittsdimensjoner. Eulerspenningen som en konstruksjonsdel tåler før utknekking vil kunne utledes ved å forutsette sinusformet deformasjon og kan uttrykkes som (Bøe 2008):

$$\sigma_e = \frac{\pi^2 EI}{A \cdot L_k^2}$$

Formel 156

Hvor:

$L_k = k \cdot l =$ Knekk lengden hvor k er avhengig av innspenningsforholdet

Ideell elastisk eulerknekkingsanalyse vil ikke kunne brukes siden man for rørprofiler vil kunne få effekter av lokalisert knekking. Det må derfor benyttes en spesialtilpasset knekkingsanalyse. Dimensjoneringen av trykkrørene med hensyn til knekking kan i følge (DNV-OS-C101 2004) gjøres etter (NORSOK standard N-004 2004). I dette formelverket tas det hensyn til lokal knekking av tynnveggede rør og konvensjonell søyleknekkning. I praksis vil det alltid være interaksjon mellom disse bruddformene for rørprofiler. Den karakteristiske aksiale knekkfastheten f_c kan avhengig av søylens slankhet finnes fra:

$$f_c = (1,0 - 0,28\bar{\lambda}^2) \cdot f_y \quad \text{når } \bar{\lambda} \leq 1,34$$

Formel 157

$$f_c = \frac{0,9}{\bar{\lambda}^2} \cdot f_y \quad \text{når } \bar{\lambda} > 1,34$$

Formel 158

Den siste formelen gjelder for spesielt slanke søyler og er i praksis identisk med eulerknekkning, men redusert med 10 %. Den første formelen gjelder søyler med mindre slankhet og benytter seg av Johnson-Ostenfeldt korreksjonen for å ta hensyn til det plastiske arbeidet som oppstår ved knekking av sylindre (Amdahl 2009).

For å finne slankheten benyttes den karakteristiske lokale knekkfastheten f_{cl} som er knyttet til den karakteristiske elastiske lokale knekkfastheten $f_{c/e}$. Den karakteristiske slankhetsparameteren som er avhengig av forholdet mellom karakteristisk lokal knekkfasthet og eulerfastheten f_e kan uttrykkes med følgende formel (NORSOK standard N-004 2004):

$$\bar{\lambda} = \sqrt{\frac{f_{cl}}{f_e}} = \frac{k \cdot l}{\pi \cdot i} \sqrt{\frac{f_{cl}}{E}}$$

Formel 159

Hvor:

$$i = \text{Treghetsradius} = \sqrt{\frac{I}{A}} = 339,4 \text{ mm}$$

$f_e =$ Eulerfastheten

Den karakteristiske lokale knekkfastheten vil dersom røret ikke har vesentlig skallvirkning kunne settes lik flytegrensen. For at røret ikke skal få signifikant skallvirkning kreves (NORSOK standard N-004 2004):

$$\frac{f_y}{f_{c/e}} < 0,170$$

Formel 160

Den karakteristiske elastiske lokale knekkfastheten til skall som utsettes for aksial trykkbelastning kan finnes fra:

$$f_{c/e} = 2 \cdot C_e \cdot E \cdot \frac{t}{D} = 5040$$

Formel 161

Hvor:

$f_{c/e}$ = Karakteristisk elastisk lokal knekkfasthet

$C_e = 0,3$ = Kritisk elastisk knekkingskoeffisient

D = Ytre diameter

t = Veggtykkelse

Det eneste som skiller denne karakteristiske knekkfastheten fra den teoretiske knekkfastheten er den kritiske elastiske knekkingskoeffisienten. Denne koeffisienten er i følge teorien 0,6. I praksis er skallkonstruksjoner meget sensitive med tanke på unøyaktigheter. Derfor settes koeffisienten lik 0,3 for å ta høyde for toleransegrensene som gjelder i produksjonsprosessen. Dette regnes kun som konservativt for sylindere med tykkelse over 6 mm og D/t forhold under 120 (Amdahl 2009). Med en søylediameter på 1 000 mm og en veggtykkelse på 40 mm vil man være på sikker side av kravet. Da er forholdet:

$$\frac{f_y}{f_{c/e}} = 0,07 < 0,170$$

Formel 162

Dermed kan skallvirkningen neglisjeres, og den karakteristiske elastiske lokale knekkfastheten settes lik flytegrensen. Velger for denne oppgaven en karakteristisk knekk lengde som er 90 % av den totale staglengden. Det vil oppstå en vesentlig innspenningseffekt som vil gi reduksjon av opptredende knekk lengde. Den karakteristiske slankhetsparameteren kan dermed beregnes:

$$\bar{\lambda} = \frac{k \cdot l}{\pi \cdot i} \sqrt{\frac{f_y}{E}} = 1,24$$

Formel 163

Endelig dimensjonerende fasthet mot aksialtrykk for det lengste trykkstaget blir da:

$$f_{cd} = \frac{(1,0 - 0,28\bar{\lambda}^2) \cdot f_y}{\gamma_m} = 198 \text{ MPa}$$

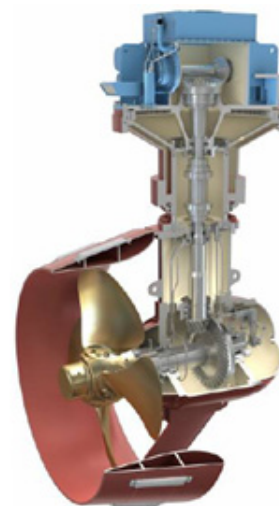
Formel 164

4.5 DYNAMISK POSISJONERING OG THRUSTERE

For at Aquilo på en SSCV skal være rasjonell ved transport og manøvrering vil det være essensielt at plattformen har et eget fremdrifts- og posisjoneringssystem. Flytende konstruksjoner i samme dimensjonsstørrelse som Aquilo X1 er vanskelig å finne, men en god sammenligning kan være dagens FPSO fartøyer som brukes i oljeindustrien. Disse er optimalisert for operasjon i dypt vann og er derfor utrustet med avanserte DP-systemer for å holde fartøyet stabilt. Sammenlignet med en FPSO som er 260 m lang og 46 m bred blir Aquilo X1 relativt lik i forhold til både masse og vannareal. For at den skal holde seg stabil over en 10 års periode i Mexico Gulven trenger den seks thrustere med en samlet teoretisk kapasitet på i overkant av 500 *bollard tonn*. Med denne thrusterkonfigurasjonen vil den være sikret en stabil posisjonering med et sannsynlighetsnivå på 99 % (Lopez-Cortijo et al. 2003).

Viktig bakgrunnsmateriale i forhold til valg av DPS vil være basert på risikoanalyser. Det vil potensielt kunne oppstå fatale konsekvenser hvis plattformen Aquilo er montert på skulle miste manøvreringsevnen. Dette gjelder spesielt hvis forankringene til turbintårnet er koblet opp. Alle kreftene fra bølger, vind og strøm som virker på plattformen vil da gå gjennom Aquilo og til turbintårnet. Følgene vil potensielt være at noe ryker i løftekonstruksjonen og at turbinen sliter seg løs. Dette kan etterfølges av en kollisjon mellom turbin og plattform hvor både rotorblad og nacelle kan falle mot plattformdekket og skade både plattform og personell.

Det er et utvalg av forskjellige thrustere til bruk offshore. Det vanligste for plattformer er Azimuth-, tunell-, skyvende- eller trekkende thrustere. Trekkende thrustere er hovedsaklig tiltenkt fremdrift under relativt høye hastigheter. De skyvende er mer optimalisert for tyngre konstruksjoner med lavere marsjfart og er dermed mer velegnet for dynamisk posisjonering. For tunellthrusterene er propellbladene innkapslet i et rør for å beskytte konstruksjonen. De nyttes hovedsakelig som baugpropeller i skipsskrog. Azimuth-thrusteren er veldig manøvrerbar, men har normalt mindre maksimal effekt. Den er derfor ofte brukt til rene posisjoneringssystemer med en kapasitet på opp til 9 MW per enhet. En løsning for monteringsplattformen kan være en kombinasjon av både Azimuth- og trekkende thrustere for å optimalisere energiforbruket i forhold til både forflytning og montering (Steen 2006).



Figur 106: Azimuth-thruster (Steen 2006)

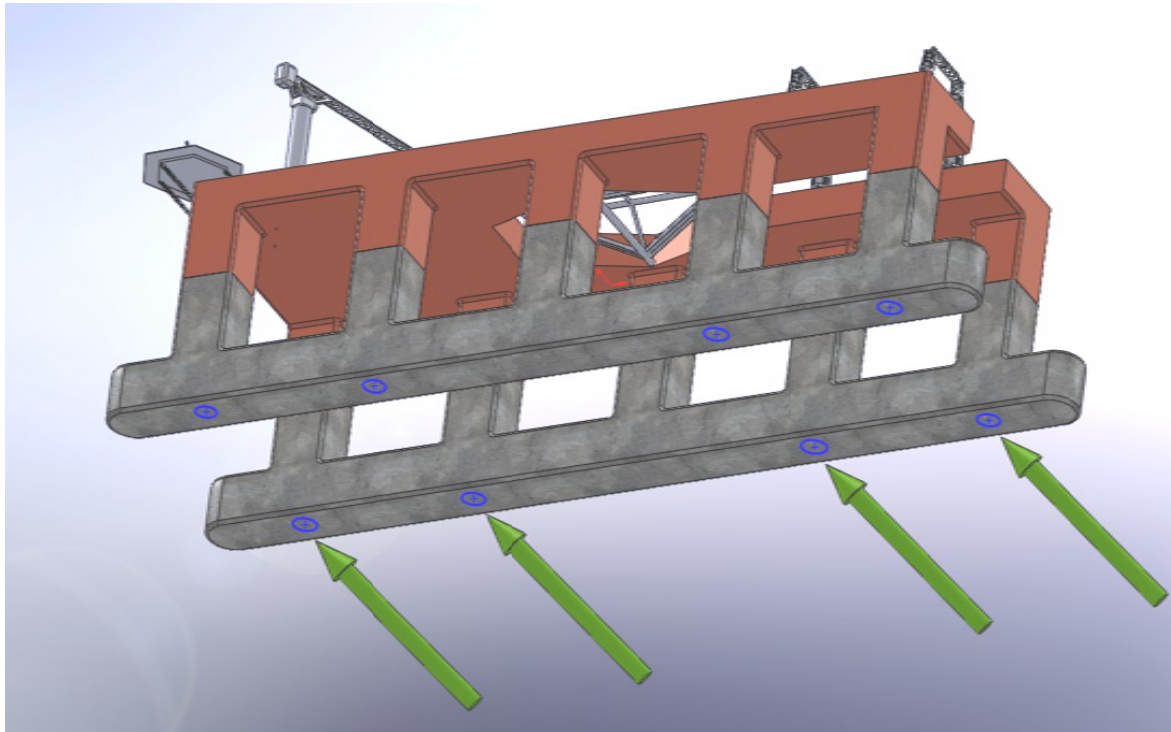
For mange situasjoner kan både risiko og følger reduseres gjennom failsafe tankegang. Failsafe er mye brukt offshore og anbefales spesielt for løfte- og monteringsfartøy (Kristiansen et al. 1984). For en SSCV er det også påkrevd med failsafe i henhold til (DNV 1996). Dette fordrer at plattformen utstyres med et posisjoneringssystem som oppfyller kravene til DP-klasse 3 eller tilsvarende. I praksis innebærer dette blant annet to uavhengige systemer i tillegg til et reservesystem for kraftoverføring (Røkeberg 1997).

Thrusterene vil for plattformen også være hovedsystemet for fremdrift. I tillegg er forholdene i Nordsjøen vesentlig røffere enn dimensjoneringskriteriene som ligger til grunn for FPSOen som brukes som referanse. Det kan derfor argumenteres for at en økning i kapasiteten kan forsvares. Under normale operasjonsforhold vil trolig plattformen kunne klare seg med to thrustere, men med hensyn til

vurderingene over bør den ha vesentlig flere for å opprettholde en tilstrekkelig driftssikkerhet i ekstremisituasjoner. Det vil da potensielt være mulig å ha to systemer hvor begge er kapable til å utføre tilfredsstillende DPS, men hvor det ene er optimalisert for forflytning av plattformen. Uten å gjøre omfattende beregninger på området kan det derfor argumenteres for å bruke et oppsett med totalt 8 thrustere med en snittkapasitet på 5 MW hver. Dette tilsvarer anslagsvis en kapasitet på 75 bollard tonn per enhet for konstruksjoner av denne størrelsen (Lopez-Cortijo et al. 2003). Samlet maksimal kapasitet blir da 600 bollard tonn.

Det er ønskelig å ta hensyn til realistiske thrustere på grunn av deres interferens med den dynamiske responsen til plattformen. Bølger og strøm vil skyve plattformen ut av fast referanseposisjon. DP-systemet vil da forsøke å flytte plattformen tilbake til utgangspunktet. Gitt at systemet ikke forutser bevegelsene, men i stedet kompenserer, vil dette potensielt føre til økte akselerasjoner på plattformen. I forhold til globale belastninger på plattformen vil reaksjonskraften fra ankerlinjer og thrustere normalt kunne neglisjeres. Dette skyldes at de sjelden vil overstige 10 % av bølgebelastningen og implementeres i en forsinket fase (DNV-RP-C103 2005). På grunnlag av kjølvirkningen som drøftes i kapittel 5 og 6 kan det ikke med sikkerhet anslås at fasen til DPS og fasen til bølgebelastningen på turbinflyteren ikke vil sammenfalle. For å danne grunnlag for en realistisk modell er derfor DPS integrert i de globale analysemodellene.

Effekten av dynamisk posisjonering implementeres i modellgeometrien til plattformen i form av endimensjonale fjærer, i både x- og y- retning, påsatt i hvert thrusterpunkt. Thrusterne forutsettes plassert under hver av de 8 ytterste søylene til plattformen.



Figur 107: Plassering av thrustere i skroget

Eksakt bestemmelse av fjærkonstantene vil være vanskelig i praksis, og dette utformes derfor på grunnlag av følgende forenklete vurderinger. Ved verste operasjonsvilkår vil DP-systemet ha halve bølgeperioden til å flytte plattformen tilbake til utgangspunktet. Ut i fra de foreløpige beregningsmodellene kan man forutse hvor mye plattformen beveger seg. Forflytningen til plattformen kan i ANSYS beregnes med hensyn på tid. Dette vil nødvendigvis ikke gi eksakte verdier, men gir en pekepinn på hvordan problemet kan oppføre seg. Thrusterkraften på 6 000 kN adderes på geometrien og forflytningen til plattformen over halve bølgeperioden og kan spores i resultatene:

Tabell 9: Forflytning under maksimal thrusterkraft i løpet av en halv ekstrem bølgelengde

POST26 SUMMARY OF VARIABLE EXTREME VALUES								
VARI	TYPE	IDENTIFIERS		NAME	MINIMUM	AT TIME	MAXIMUM	AT TIME
1	TIME	1	TIME	TIME	0.5167	0.5167	6.200	6.200
2	NSOL	1551	UY	UY	0.2281E-02	0.5167	0.4218	6.200
3	NSOL	1559	UY	UY	0.1484E-02	0.5167	0.4199	6.200
4	NSOL	1573	UY	UY	0.2245E-02	0.5167	0.4192	6.200

Gjennomsnittlig forflytning er på omtrent 0,42 m. Springsnodene for analysen er fordelt i senter av den ene pongtongen til plattformen slik at deformasjonene registreres i fjærens innfesting. Ved å bruke Hookes lov kan fjærkonstanten k videre beregnes:

$$k = \frac{F}{x} = 1786 \frac{kN}{m}$$

Formel 165

Fjærkonstantene vil ikke være like i x- og y- retningen til plattformen da skroget ikke er uniformt utformet om begge aksene. Siden belastning fra siden er dimensjonerende for plattformen er kun thrusterrespons beregnet i dette tilfellet. En situasjon hvor thrusterene kan påvirke bevegelsene til plattformen i lengderetningen vil uansett ikke påvirke Aquilo i vesentlig grad. Dette vil tilsvare den frie rotasjonsretningen om akslingen, og bevegelsene kan tas opp som rotasjon.

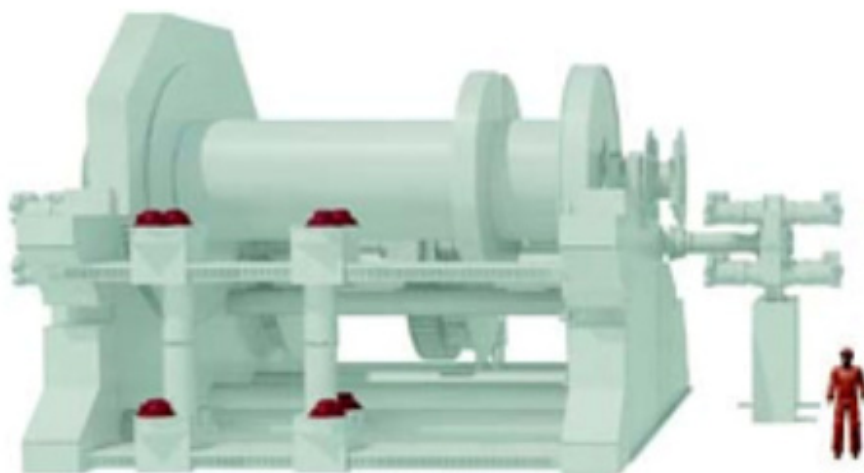
Resultatene fra globale analyser som er kjørt med disse teoretiske thrusterene vil ikke direkte oppføre seg som i praksis med tanke på posisjonsstabilitet. Det vil naturlig nok forekomme konstante avvik som følge av kraftpåkjenningen fra bølger og strøm. Da DPS er modellert med aksiale fjærer, vil disse bli strukket tilsvarende fra opprinnelig posisjon. Dermed vil ikke total forflytning i sway simulere noen form for praktiske resultater som kan nyttes i en vurdering på hvor realistisk DP-systemet fungerer. Amplituden under selve analysen kan være bedre egnet, men det er i hovedsak akselerasjonene som vil være gjenstand for reell sammenligning og påvirkning i forhold til de endelige resultatene.

4.6 VINSJER

Plattformens vinsjer vil være essensielle gjennom hele monteringsoperasjonen. De brukes både til å løfte flyterne ut av vannet og til å kontrollere pivoteringssekvensen. Stabiliteten og driftssikkerheten til dette systemet vil derfor være av stor prioritet for konseptet.

For singelbøyekonseppter med dyptgående flytere øker også viktigheten til stabil hastighet på pivoteringssekvensen da flaten som penetrerer vannflaten ved en gitt tid blir stor. Dette kan føre til vesentlige slag og spenningskonsentrasjoner i flyteren og løftekonstruksjonen. Muligheten for heavekompensering på vinsjene er derfor ønskelig. Som drøftet i kapittel 2 eksisterer dette allerede på markedet i dag. Imidlertid fører kapasitetskravet på over 1 000 *tonn* til at et slikt system vil måtte spesialbestilles.

For at vinsjene skal kunne fungere tilfredsstillende og uten at vinsjetårn vil måtte dimensjoneres for en vesentlig vertikal komponent, er det prioritert at en sammenhengende avstivende konstruksjon utføres på begge sidene av våtdokken. På grunn av oppgavens omfang gjøres det ingen ytterligere grunnlagsdimensjonering av vinsjesystemet.



Figur 108: Vinsjer med høy kapasitet legger beslag på et vesentlig dekkareal. Vinsjen over har aktiv heavekompensering og en kapasitet på 500 *tonn* (Chesshyre & Morgan 2009)

5 KVASISTATISK VERIFISERING MED FEA

Kontroll av Aquilo og belastninger i en turbinkonstruksjon bør utføres i henhold til ønsket operasjonsnivå og eventuelle kritiske situasjoner. I forhold til at Aquilo skal være fleksibel og tilpasningsdyktig til ulike plattformkonsept, turbinkonsept og klimatiske forhold vil en kontroll i forhold til verst tenkelig situasjon være nødvendig. Stabiliteten til plattformen Aquilo sitter på vil ha en direkte innvirkning på dimensjonerende grenser for hvert løft. I forhold til bevegelser og stabilitet til denne plattformtypen er det hovedsakelig deplasement, massefordeling og areal som bryter vannflaten som påvirker oppførselen. I forhold til verifisering av Aquilokonseptet er det interessant å analysere reaksjonene i ekstremalene for referanseplattformen. Håndberegninger av plattformrespons er kompleks, og det er hensiktsmessig å nytte dataassisterte løsningsmetoder for å kontrollere grunnlagsberegningene.

5.1 FREMGANGSMÅTE

Hensikten med kvasistatisk verifisering av konseptet er hovedsakelig å få kontrollert at de utviklede datamodellene stemmer og at analysene gir realistiske resultater. Enkle operasjoner blir utført med modellene før de blir kontrollert mot håndberegninger. Ved å gjøre dette er det større sannsynlighet for å oppnå gode resultater ved tynge og mer komplekse analyser.

Belastning fra vær og vind blir her dekomponert og superponert på turbinstrukturen i form av resultanter som er tilpasset i forhold til en momentbetraktning om akselen til Aquilo. Koblingen med belastning mellom bølger, strøm og vind bør undersøkes i henhold til (DNV-RP-C205 2007) og dermed fra åtte forskjellige retninger fordelt mellom 0° og 180° . Dette skal fange opp det verste opptredende lasttilfellet for strukturen. Bare den verste kombinasjonen er inkludert i drøftingen.

Resultatene blir fortrinnsvis loggført for hvert hjørne av plattformen i tillegg til senter av plattformdekket. Det brukes også individuelle loggføringspunkter under analyse av hver turbinmodell. Disse vil hovedsakelig være i nacellehøyde og i underkant av flyter.

Plattformdekket betraktes som tilnærmet uendelig stivt og er modellert som et massivt volum hvor densiteten endres for å tilpasse endringer i toppvekt.

Den kvasistatiske beregningen tar ikke hensyn til treghetskraftene i konstruksjonen. I realiteten vil belastningene både fra bølger og vind være over korte tidsintervall. Når kraftene virker på store sammensatte konstruksjoner vil tregheten i systemet normalt begrense forplantningen av spenninger. Dette legger til rette for at maksimalspenningene som oppnås gjennom en kvasistatisk betraktning potensielt ikke vil bli tilsvarende høye i en global dynamisk betraktning. Samtidig vil treghetskraftene påvirke konstruksjonen etter at den er satt i bevegelse. I forhold til at plattformen er tilnærmet uendelig mye større enn turbinen kan dette føre til tvangsspenninger i konstruksjonen som blir større enn for en kvasistatisk analyse. Dynamisk verifisering inkludert demping samt bølgetanktesting vil derfor være essensielt for endelig valg av konstruksjon.

Tabell 10: Verdier som gjelder for alle analysene som utføres i kapittel 5 og 6

Inndata	Verdi	Benevning
Densitet vann	1025	Kg/m^3
Havdybde	500	m
Tyngdeakselerasjon	9,807	m/s^2
Alphad	0	-
Betad	0	-
Tyngden til Aquilo	14 000	kN
Tørrvekten av Hywind OC3	39 784	kN
Tørrvekten av Njord	10 888	kN

Tabell 11: Loggføringspunkter på plattformen koblet mot koordinater for Aquilo X1

Referansepunkt	Node	Koordinater (x,y,z)	Plassering
1	1118	110,-30,20	Høyre frem
2	528	110,30,20	Venstre frem
3	1229	-110,-30,20	Høyre bak
4	1227	-110,30,20	Venstre bak
5	965	0,0,20	Senter av dekk

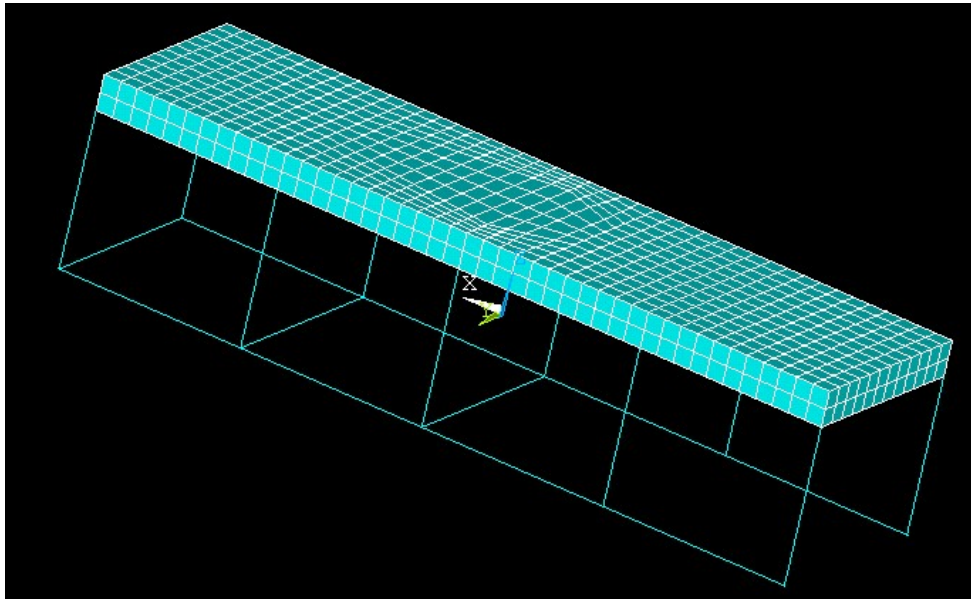
Heaveakselerasjon fra plattform er beregnet til å være lik $0,2 m/s^2$. Kvasistatiske betraktninger utføres derfor med en samlet tyngdeakselerasjon lik $10 m/s^2$. Turbinmasse og opptredende resultanter fra naturlaster legges videre til på Aquilo sine opplager.

5.2 HYDROSTATISK PLATTFORMSTABILITET

Dimensjonering av en SSCV for Aquilo X1 er utført i kapittel 3.4. Det er relevant å kontrollere at denne plattformen har en hydrostatisk respons som antatt. Analysen utføres som en transient analyse i forhold til tidsdomenet. Fraværet av demping vil ikke påvirke resultatene av analysen med tanke på stabilitet. Hydrostatisk stabilitet kontrolleres videre uten noen form for fastlåsing. Ved å sette et relativt stort tidsdomene kan også global instabilitet spores. Dekkslasten korrigeres ved å endre densiteten til volumet som utgjør dekket.

Tabell 12: Referansedata for analysen i ANSYS

Referansedata	Verdi	Benevning
Tidsdomene	0 til 90	s
Masse	77 286	$tonn$
Nyttelast	10 000	$tonn$
Ballast	36 245	$tonn$
Totalmasse	123 170	$tonn$



Figur 109: Forenklet plattformgeometri

Simulering av plattformen utføres i ANSYS på grunnlag av geometri i overstående figur. De tverrgående avstiverne til plattformen er modellert med PIPE16 elementer. Dette resulterer i at de ikke vil gi noe oppdriftsbidrag slik at resultatene kan korrigeres mot håndberegning. For øvrig er de også satt som tilnærmet masseløse. Dette gir følgende resultater:

Tabell 13: Forskyvningsresultater i vertikal retning fra ANSYS hvor ballastering kontrolleres

VARI	TYPE	POST26 IDENTIFIERS	SUMMARY OF VARIABLE NAME	EXTREME MINIMUM	VALUES AT TIME	MAXIMUM	AT TIME
1	TIME	1	TIME	1.500	1.500	90.00	90.00
2	NSOL	965	UZ	-0.2389E-02	12.00	-0.2159E-02	22.50
3	NSOL	1118	UZ	0.7521E-03	13.50	0.1026E-02	21.00
4	NSOL	528	UZ	0.7521E-03	13.50	0.1026E-02	21.00
5	NSOL	1229	UZ	0.7521E-03	13.50	0.1026E-02	21.00
6	NSOL	1227	UZ	0.7521E-03	13.50	0.1026E-02	21.00

Tabell 14: Reaksjonskrefter på plattform fra ANSYS

```

PRINT REACTION SOLUTION

***** POST1 TOTAL REACTION SOLUTION LISTING *****

LOAD STEP=      1  SUBSTEP=     60
TIME=      90.000  LOAD CASE=     0

THE FOLLOWING X,Y,Z SOLUTIONS ARE IN THE GLOBAL COORDINATE SYSTEM

      NODE      FX      FY      FZ      MX      MY      MZ
TOTAL VALUES
VALUE -0.17005E-06 0.23658E-05 0.12079E+10 0.0000 -0.83425E-06 0.0000
  
```

Plattformen er stabil, og deformasjonene for alle referansepunktene kan neglisjeres. Fra ANSYS har vi da at tyngden er på $1,2079 \text{ E}+9 \text{ N}$, noe som tilsvarer $123\,167 \text{ tonn}$. Reaksjonskraften FZ er korrekt og stemmer godt med håndberegningene med et avvik på $0,2 \%$. Plattformen burde derfor fungere godt som grunnlag for videre modellbygging.

5.3 KVASISTATISK I HORIZONTALPOSISJON

Kontroll i horisontalposisjon gjennomføres med resultantkrefter. Dette utføres i en redusert analyse hvor bare Aquilo er inkludert. Analysen kjøres individuelt med respektive resultanter fra hvert turbinkonsept. Tillegget fra vind blir her neglisjert, men en heavekorreksjon på $0,2 \text{ m/s}^2$ er inkludert slik at gravitasjonskraften for disse beregningene blir tilnærmet lik 10 m/s .

5.3.1 Hywind OC3

Belastningene på Aquilo beregnes ved å sette resultantene på en linjemodell av turbinen. Opplagerpunktet for vinsjene kan da varieres, og innvirkningen på lastfordelingen kan undersøkes. Det er ønskelig med minst mulig spenninger i overgangen mellom tårn og flyter. Dette vil da være omtrent 20 m ovenfor det nederste festepunktet. Optimalt løftepunkt på Hywind OC3 er 36 m fra bunnplaten (Moss & Myhr 2008). Dette gir et festepunkt for vinsjene på omtrent -84 m . Belastninger fra turbinene blir da som vist i følgende tabeller:

Tabell 15: Resultater fra ANSYS med vinsjopplager på -120 m . Node 1 og 47 er akslingens opplager mens 521 er vinsjopplageret

```
PRINT REACTION SOLUTIONS PER NODE
***** POST1 TOTAL REACTION SOLUTION LISTING *****
LOAD STEP=      1  SUBSTEP=      1
TIME=      1.0000  LOAD CASE=    0
THE FOLLOWING X,Y,Z SOLUTIONS ARE IN THE GLOBAL COORDINATE SYSTEM
  NODE      FX      FY      FZ      MX      MY      MZ
    1  0.18704E+08 -0.17273E+08
   47  0.18704E+08  0.17273E+08
  521  0.19761E+08
TOTAL VALUES
VALUE  0.57169E+08  0.11793E-03  0.0000  0.0000  0.0000  0.0000
```

Tabell 16: Resultater fra ANSYS med vinsjopplager på -84 m . Node 1 og 47 er akslingens opplager mens 522 er vinsjopplageret

```
PRINT REACTION SOLUTIONS PER NODE
***** POST1 TOTAL REACTION SOLUTION LISTING *****
LOAD STEP=      1  SUBSTEP=      1
TIME=      1.0000  LOAD CASE=    0
THE FOLLOWING X,Y,Z SOLUTIONS ARE IN THE GLOBAL COORDINATE SYSTEM
  NODE      FX      FY      FZ      MX      MY      MZ
    1  0.15284E+08 -0.13629E+08 -0.50971E-01
   47  0.15284E+08  0.13629E+08 -0.50966E-01
  522  0.26601E+08 -0.20660E-06
TOTAL VALUES
VALUE  0.57169E+08  0.20100E-04 -0.10194  0.0000  0.0000  0.0000
```

Det vurderes for denne oppgaven som unødvendig å dimensjonere for en vinsjplassering i bunnplata på flyteren da dette sannsynligvis vil være den mest upraktiske løsningen. Bunnplata på en stor flyter som Hywind vil måtte være utkraget fra referanseplattformen uavhengig av plassdisponeringene som gjøres på dekket. Det vil normalt være lite gunstig å ta opp en vesentlig vinsjbelastning så langt fra plattformens senterlinje. Samtidig bør det tas hensyn til at det av praktiske hensyn vil kunne være aktuelt å avvike fra en ideell plassering. Dette inkluderes ved å multiplisere resultatanten med en lastfaktor på 1,2. Det er et tillegg for usikkerhet knyttet til ugunstig vinsjplassering og må ikke blandes med lastfaktorene fra (DNV-OS-C101 2004). Faktoren legges dermed på uavhengig av hvordan de andre belastningene kombineres. Den vil også være inkludert ved utmattingsbetraktninger.

$$R_{vinsj} = F_x \cdot \gamma_f = 24\,000 \text{ kN}$$

Formel 166

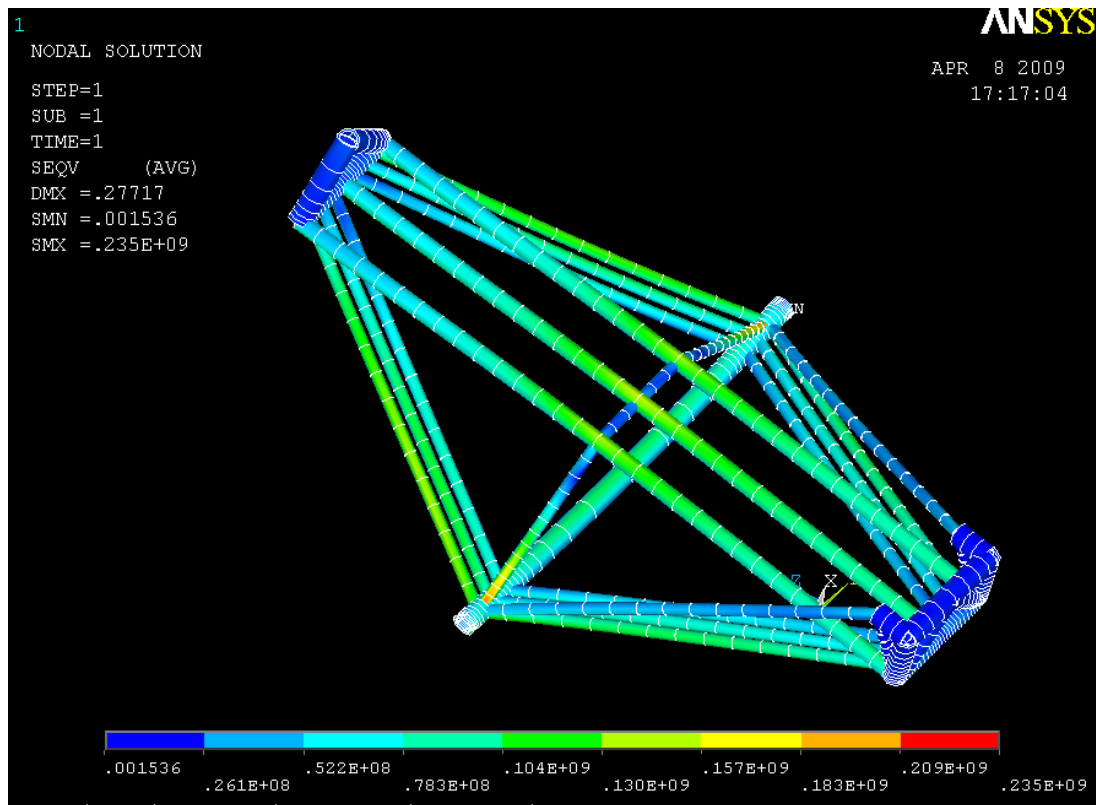
Vinsjene vil kunne gi en horisontal belastning på Aquilo som følge av deformasjoner i turbinen. Dette horisontale bidraget vil være avhengig av posisjonering av vinsjer og individuell stramming. I tillegg vil en lignende effekt kunne oppstå under pivotering da tyngdeakselerasjonen potensielt vil generere et horisontalt bidrag i forhold til Aquilo. Horisontalbidraget settes lik 8 000 kN etter (Moss & Myhr 2008).

Tabell 17: Tyngderesultanter på Aquilo fra Hywind OC3 i horisontalposisjon

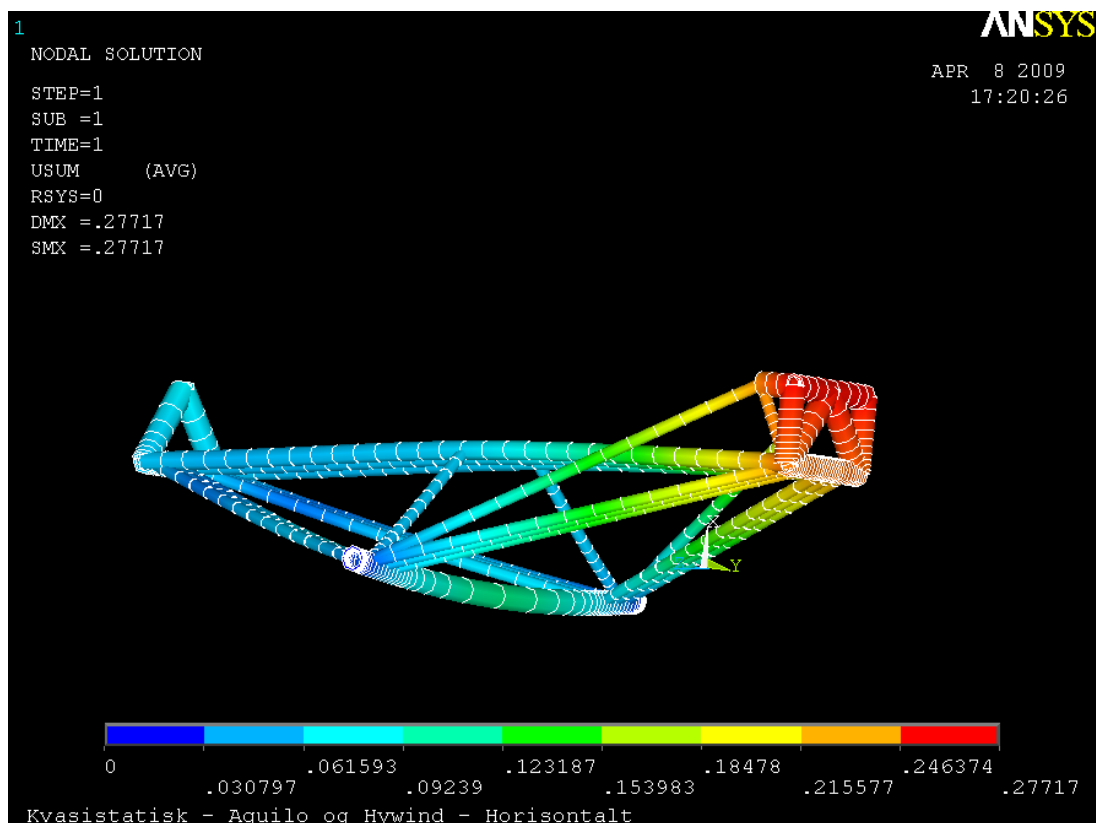
Krefter:	Størrelse [kN]
Belastning på Aksel	38 000
Tyngde på opplager	11 600*
Tyngde på vinsjer	24 000
Horisontalbidrag	8 000

*På hver ende av akslingen til Aquilo

Plassering av vinsj har relativt lite å si i forhold til belastningen på Aquilo. Ved å subtrahere tyngden til Aquilo fra belastningen på akslingen kan tyngden av turbinen beregnes. Den tas opp i hvert opplager og er i følge ANSYS¹ 11 600 kN og 8 210 kN med vinsjplassering på henholdsvis -120 m og -84 m. I dette tilfellet vurderes det i motsetning til over som aktuelt å dimensjonere for verste tilfelle. Dette skyldes at forflytning av masse ved pivotering gjør plasseringen mer usikker. Beregningene utføres derfor med 12 000 kN påført som punktlaster i hver ende av Aquilo. Dette gir følgende spennings- og deformasjonsbilde:



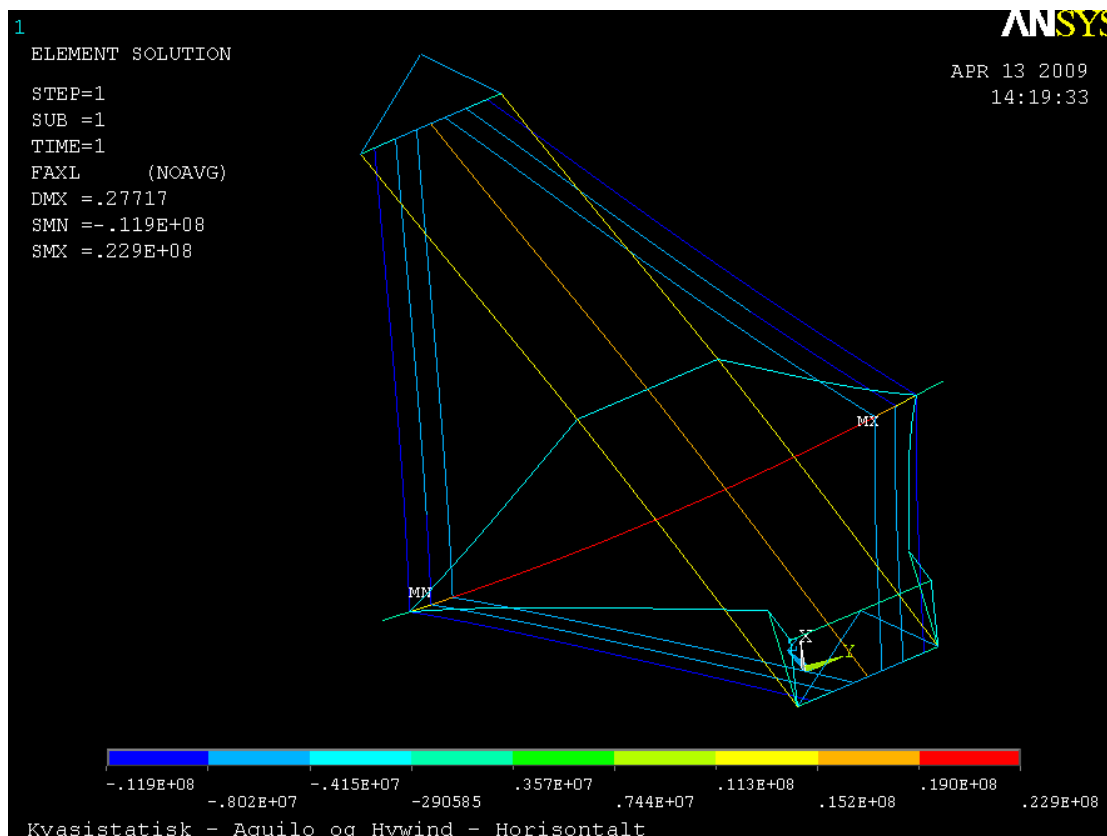
Figur 110: Von Mises spenninger i konstruksjonen uten horisontalbidraget



Figur 111: Deformasjonsplott over Aquilo med Hywind

Maksimalspenningen kommer fra en mindre singularitet i opplageret til akslingen. Jevnt over ligger spenningen på omtrent 110 MPa. En singularitet oppstår også i forhold til innfestingen av støttestag til strekkstag. I praksis vil dette kunne ordnes med en leddet forbindelse som ikke overfører moment. Torsjonsstagene vil ikke interferere nevneverdig med spenningsfordelingen i konstruksjonen.

For å kunne kontrollere den kvasistatiske modellen er direkte aksialkrefter i stagene ekstrahert:



Figur 112: Aksialkrefter i Aquilo under belastning fra Hywind OC3. Opplagrene er forenklet med en avstivet triangelstruktur

Tabell 18: Sammenheng mellom kvasistatisk analyse i ANSYS og håndberegning

Element	Kvasistatisk [N]	Håndberegning [N]	Avvik [%]
Strekkstag	0,154E+08	0,120E+08	22
Trykkstag	-0,119E+08	-0,689E+07	42
Torsjonsstag	NA	NA	NA
Aksel, midtseksjon	0,229E+08	0.174E+08	24

Det forekommer avvik i forhold til håndberegningen. Dette skyldes hovedsakelig at egenvekt ikke er inkludert. Avvikene har dermed liten signifikans i forhold til verifikasjon av modellen. Med tanke på at egenvekten til Aquilo utgjør over 30 % er avvik i denne størrelsen ikke urimelig. I tillegg kommer en del av avvikene på grunn av at fordelingen i like elementer ikke er helt optimal. Det midterste strekkørret får større belastning enn de to andre. Dette ga ikke utslag på resultatene fra Von Mises spenningene. Årsaken til dette er trolig at overgangen mellom avstiverne og strekkørrene blir mykere for det midterste øret. Dette gjør igjen at tvangsspenningene fra bøyning vil minke.

Tilsvarende gjelder for trykkrørene, men av en annen årsak. Her er det hovedsakelig kraftoverføringen i modellen som ikke er optimal. Kraften er påsatt 5 m over sammenføyningen mellom strekk- og trykkrør ved hjelp av et triangel som fører kreftene ned. Dette medfører at kraftveien går gjennom punktene under triangelet på ytterkantene til opplageret. Belastningene nærmere midten må da overføres som skjær- og bøyespenninger til trykkrørene som er nærmere midten av opplageret. Dette vil gi vesentlig mindre belastning og illustrerer viktigheten av lik stivhet for de ulike kraftveiene i konstruksjonen. Forskyvningene som oppstår i konstruksjonen er akseptable. Følgende opptredene spenninger registreres:

Tabell 19: Resultater fra Hywind i vertikalposisjon på Aquilo

Element	Opptredende spenning [MPa]	Dim. krav [MPa]
Strekstag	113	122
Trykstag	141	198
Torsjonsstag	30	122
Aksel, midtseksjon	104	122

5.3.2 Njord

De ytre dimensjonene for Njord er vesentlig mindre enn for Hywind. I forhold til dimensjonering av Aquilo burde derfor disse belastningene også bli mindre. Njord skaper andre utfordringer fordi tårnet ikke er like stivt som Hywind. Løftet kan ikke gjennomføres med Njord så lenge utformingen av tårnstrukturen ikke endres eller at de integrerte vinsjene benyttes. Det vil ikke være hensiktsmessig å endre geometrien til Aquilo for å kunne løfte Njord uten å benytte vinsjene da dette vil resultere i et nødvendig spenn på over 80 m for Aquilo. Kvasistatisk beregning utføres derfor bare direkte i forhold til belastningene på Aquilo med en forutsetning om at de integrerte vinsjene benyttes. Gjennomføringen av løftet med tanke på spenninger i tårnet blir verifisert separat og vil ikke påvirke utnyttelsen av Aquilo.

Flyteren til Njord er vesentlig kortere enn flyteren til Hywind. Plassering av vinsj blir da mer kritisk siden variasjonene gir større utslag. En vinsjplassering på -38 m, 22 m fra bunnplaten gir en situasjon hvor Aquilo ligger tilnærmet plant under full belastning.

Tabell 20: Reaksjonskrefter. Den viser at aksellasten blir på 2524 tonn med en vinsjplassering 22 m over bunnplaten

```

PRINT REACTION SOLUTIONS PER NODE
***** POST1 TOTAL REACTION SOLUTION LISTING *****
LOAD STEP=      1  SUBSTEP=      1
TIME=      1.0000      LOAD CASE=  0

THE FOLLOWING X,Y,Z SOLUTIONS ARE IN THE GLOBAL COORDINATE SYSTEM

   NODE      FX          FY          FZ          MX          MY          MZ
     1  0.12627E+08          0          -0.37160E-03          0          0          0
    47  0.12627E+08  0.51872E-03  0.38349E-03          0          0          0
   506  0.33821E+07          0          0          0          0          0

TOTAL VALUES
VALUE  0.28637E+08  0.51872E-03  0.11891E-04  0.0000  0.0000  0.0000

```

Tabell 21: Reaksjonskrefter. Den illustrerer en situasjon hvor vinsjens angrepspunkt er plassert i bunnsplaten, - 60 m

```

PRINT REACTION SOLUTIONS PER NODE
***** POST1 TOTAL REACTION SOLUTION LISTING *****
LOAD STEP=      1  SUBSTEP=      1
TIME=      1.0000  LOAD CASE=    0

THE FOLLOWING X,Y,Z SOLUTIONS ARE IN THE GLOBAL COORDINATE SYSTEM

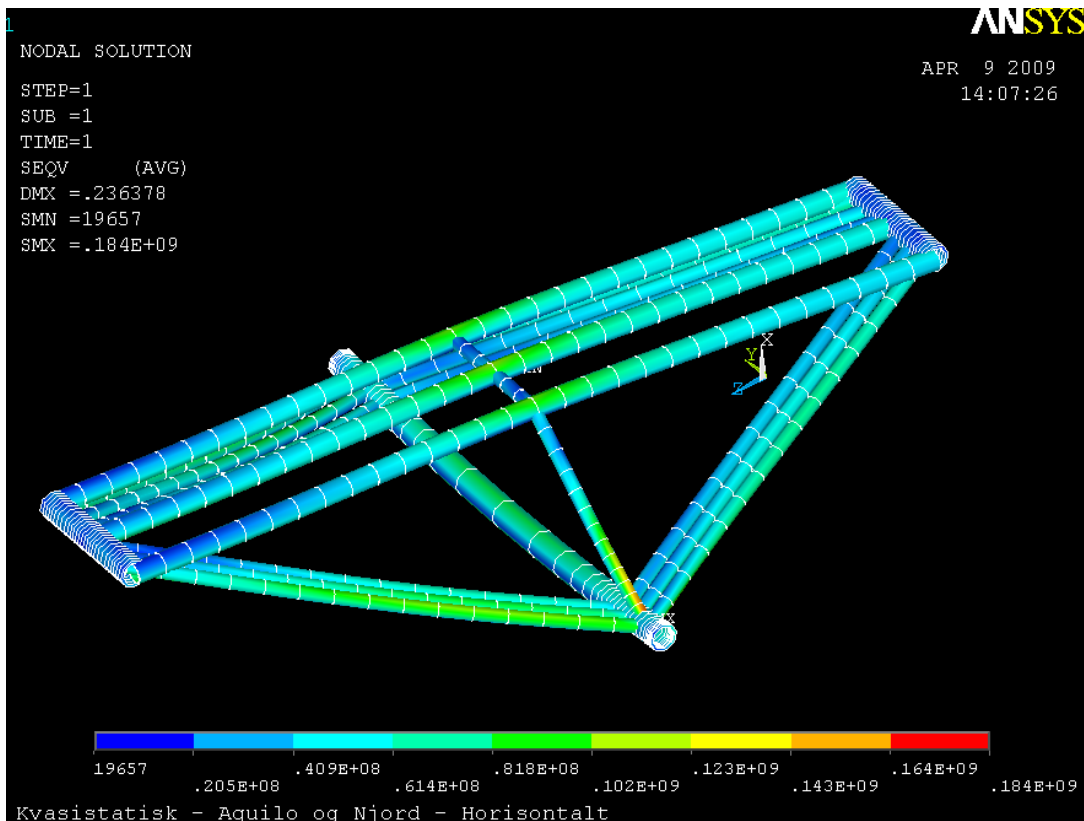
   NODE      FX          FY          FZ          MX          MY          MZ
     1  0.13092E+08          0          -0.34944E-03          0          0          0
    47  0.13092E+08  0.48775E-03  0.36198E-03          0          0          0
    505  0.24520E+07          0          0          0          0          0

TOTAL VALUES
VALUE  0.28637E+08  0.48775E-03  0.12539E-04  0.0000  0.0000  0.0000
    
```

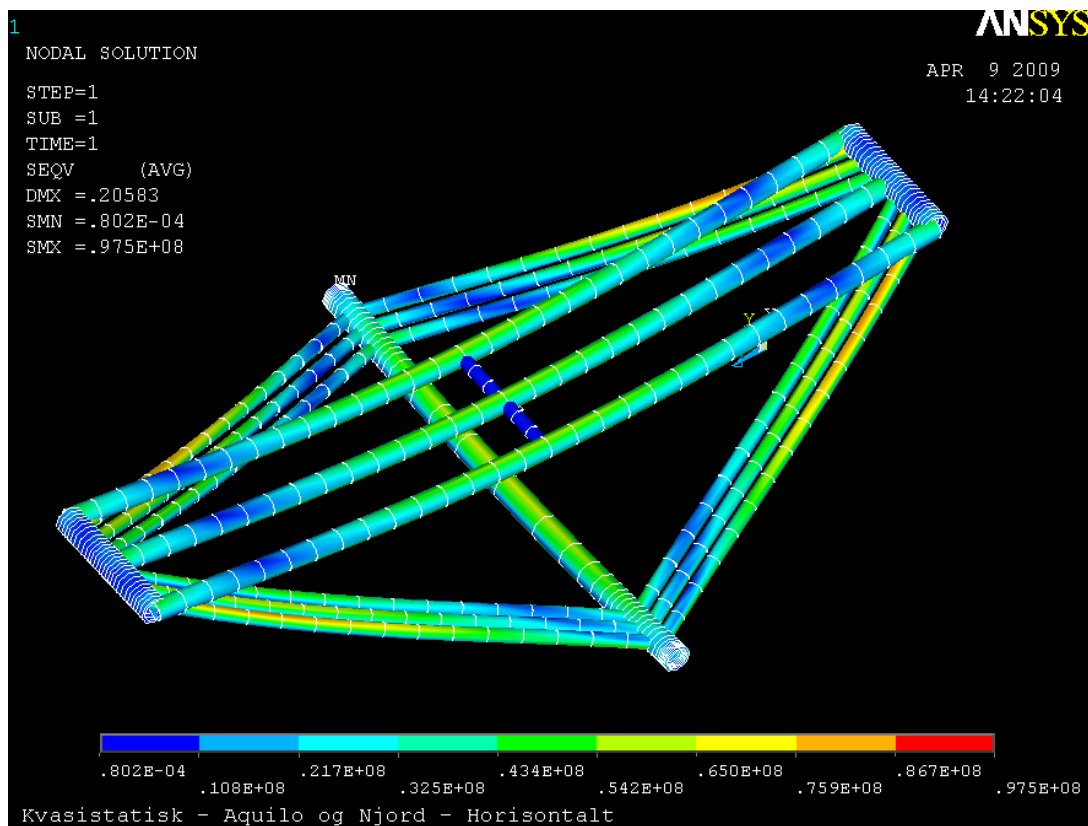
Ved å subtrahere egenvekten til Aquilo fra totallasten på akslingen blir hver av opplagerresultantene på Aquilo henholdsvis 562 og 609 *tonn* for plassering ved – 38 og -60 m. Dette er som ventet vesentlig mindre belastning enn for Hywind OC3. Vinsjbelastningen er også hele 70 % lavere. Noe annet som fremgår av analysen er at tårnet, som indikert i håndberegningen, vil få problemer uten ytterligere hjelp til avstivning.

Tabell 22: Tyngderesultanter på Aquilo fra Njord i horisontalposisjon

Krefter	Størrelse [kN]
Belastning på Aksel	26 180
Tyngde på opplager	6 090
Tyngde på vinsjer	3 380

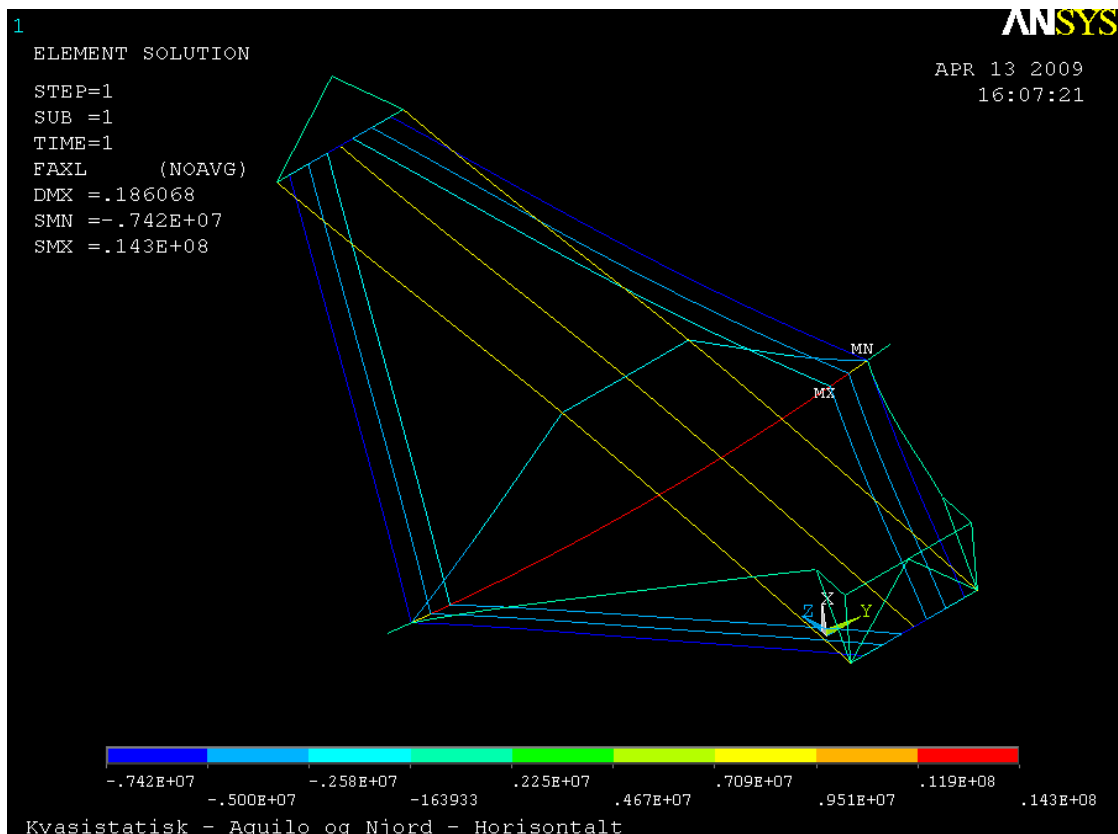


Figur 113: Aquilo under maksimal horisontal belastning fra Njord

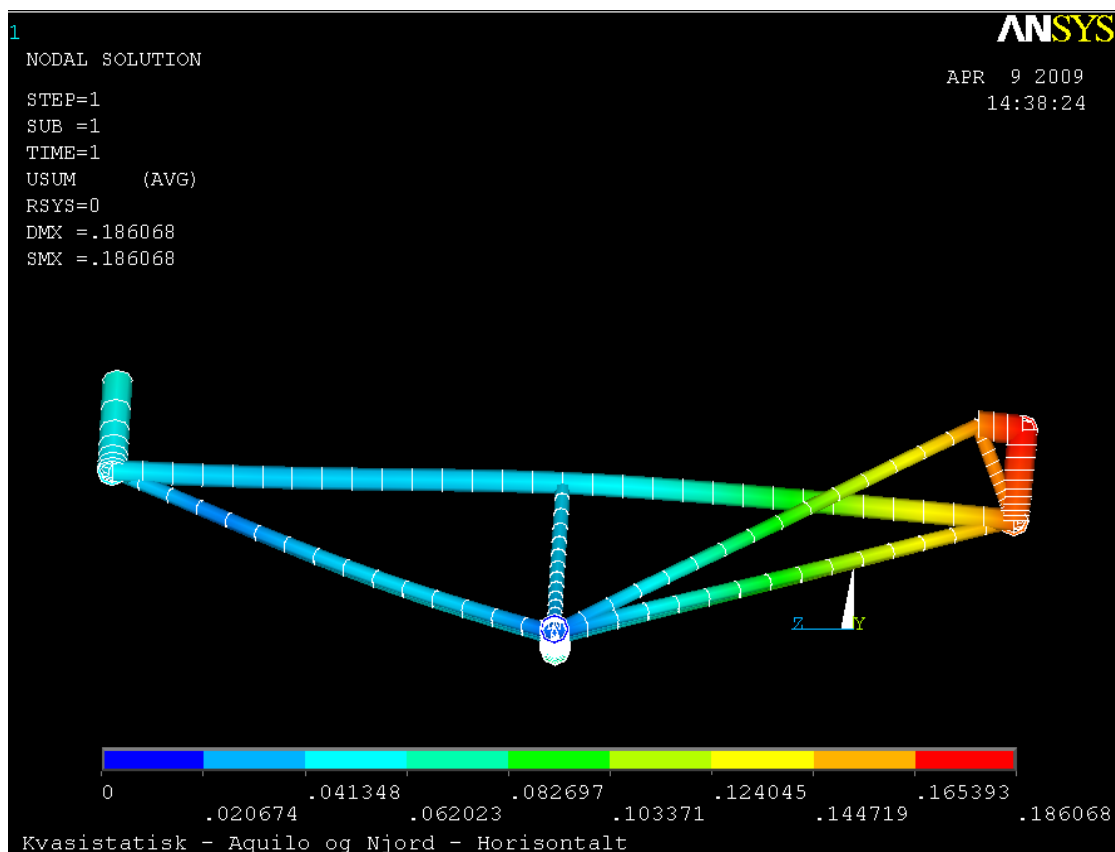


Figur 114: Aquilo under belastning fra Njord uten singulariteter. Maksimal belastning er 98 MPa

Spenningsene ligger hovedsakelig i området mellom 60 og 100 MPa. En spenningskonsentrasjon vises fortsatt i figuren over på samme måte som ved Hywind OC3 beregningene. I figuren over er singulariteten eliminert og resultatene kan lettere evalueres. Det fremgår at plassering av avstivere vil være vesentlig for å unngå bøyepenninger. En optimal løsning vil trolig være å lage avstiverstagene slik at mindre bøyepenninger oppstår i ubelastet situasjon. Dette kan sikre at spenningsfordelingen blir optimal, og man får minimale bøyepenninger under maksimal horisontal belastning.



Figur 115: Aksialkrefter i Aquilo under belastning fra Njord



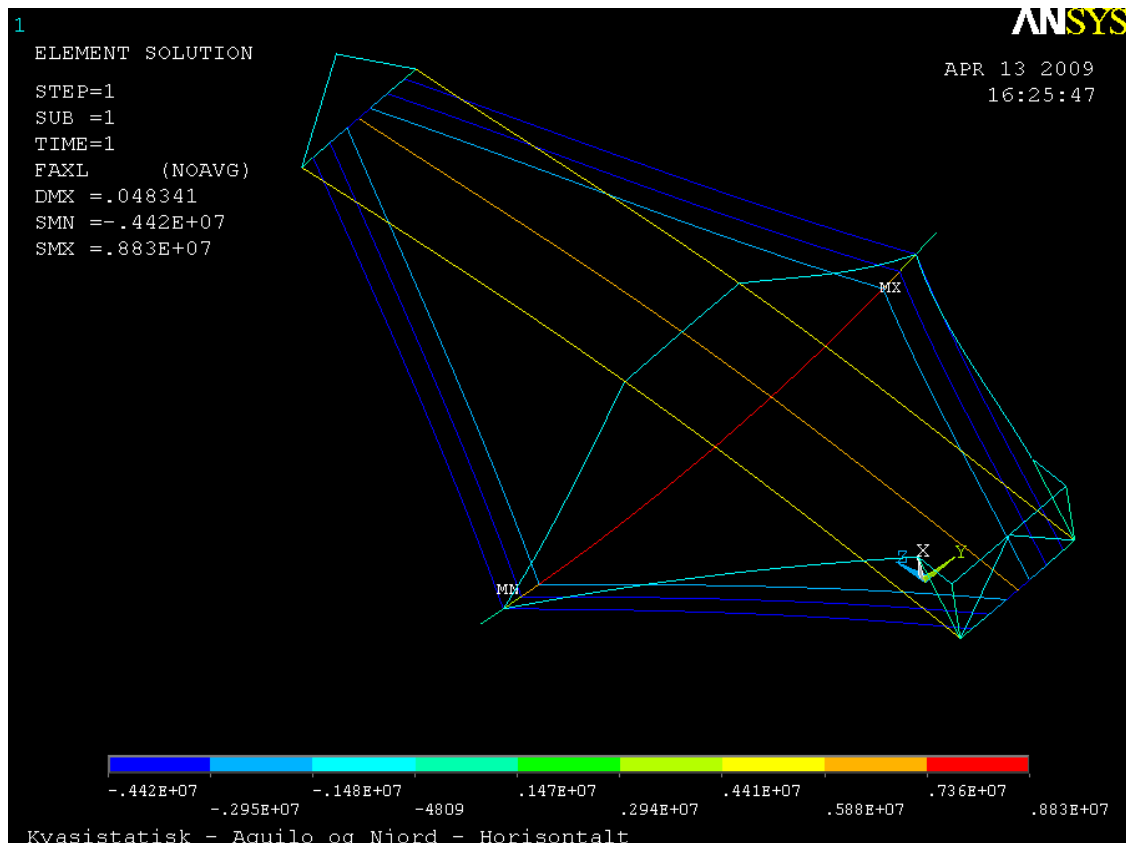
Figur 116: Deformasjonsplott over Aquilo under belastning fra Njord

Som følge av ulik stivhetsfordeling er deformasjonene ulike for begge opplagrene. Dette vil i praksis være uproblematisk da konstruksjonen kan tilpasse seg fritt ved rotering om akselen.

Tabell 23: Sammenheng mellom kvasistatisk analyse i ANSYS og håndberegning

Element	Kvasistatisk [N]	Håndberegning [N]	Avvik [%]
Strekkestag	0,850E+07	0,609E+07	28
Trykkstag	-0,740E+07	-0,500E+07	32
Torsjonsstag	NA	NA	NA
Aksel, midtseksjon	0,143E+08	0,884E+07	38

Avvikene for Njord er større enn for Hywind. Dette skyldes hovedsakelig at forholdet mellom egenvekt og påført last er større. Njord påfører Aquilo omtrent halvparten så mye som Hywind OC3. For å kunne utføre en relevant kontroll av modellen er det derfor utarbeidet en masseløs modell av Aquilo med følgende kvasistatiske resultater:



Figur 117: Aksialkrefter i Aquilo med masseløse elementer

Tabell 24: Sammenheng mellom kvasistatisk analyse i ANSYS og håndberegning

Element	Kvasistatisk [N]	Håndberegning [N]	Avvik [%]
Strekstag	0,647E+07	0,609E+07	5
Trykkstag	-0,442E+07	-0,350E+07	20
Torsjonsstag	NA	NA	NA
Aksel, midtseksjon	0,883E+08	0,884E+07	0

Resultatene her er vesentlig bedre. Trykkstagene avviker fortsatt, men det skyldes hovedsakelig en mindre optimal kraftvei. Det vil gå større krefter gjennom de ytterste og mindre gjennom de innerste stagene. Ved midling av de tre rørene på hver side oppnås en verdi på 3600 kN, noe som stemmer godt med estimatet på 3500 kN.

Njord skaper ingen problemer for Aquilo med forbehold om at tårnet kan avstives med interne vinsjer. Totalt blir forskyvningen på 186 mm ved det nedre festepunktet på Aquilo. Dette er akseptabelt.

Tabell 25: Resultater fra Njord i vertikalposisjon på Aquilo

Element	Opptredende spenning [MPa]	Dim. krav [MPa]
Strekstag	81	122
Trykkstag	98	198
Torsjonsstag	34	122
Aksel, midtseksjon	67	122

5.3.3 SWAY

En enkel analyse for å finne ut hvor og når bidraget fra forspenningen blir redusert er utført. Analysen indikerer at SWAY kan løftes med vaierne på oppsiden. Da vil nacelle og rotor bli pekende ned mot havet. Dette kan skape problemer med klaring til plattformdekket og nærliggende konstruksjoner siden rotorbladene på et tidspunkt vil være nærmere dekket enn opprinnelig tenkt. Dette er betraktninger som kommer inn i forhold til utforming av plattformen og plattformdekket og vil ikke bli drøftet videre i denne oppgaven. Analysen indikerer også at tårnstrukturen til SWAY vil tåle belastningene som kommer under horisontal montering.

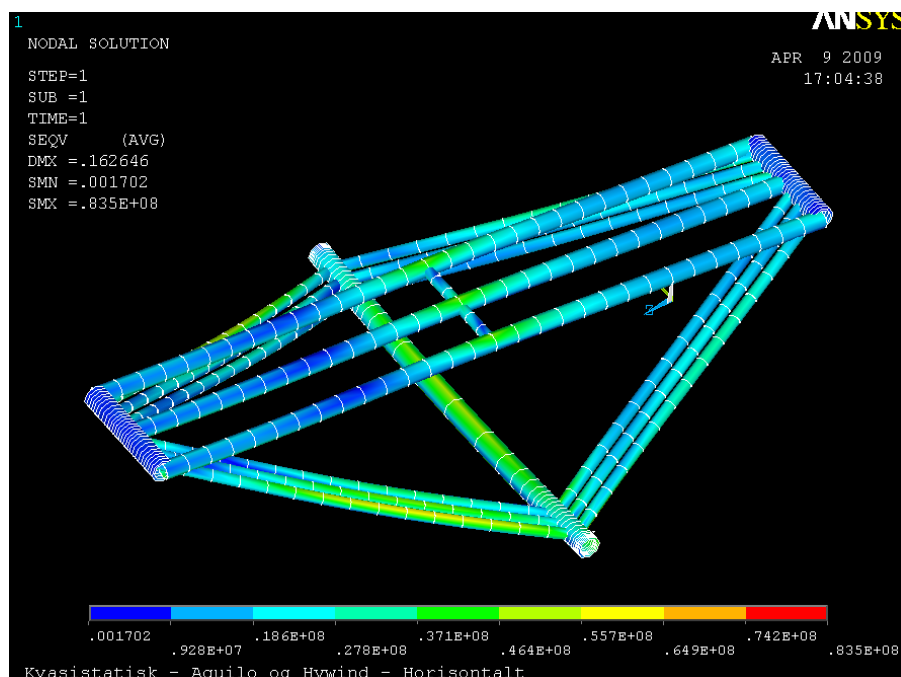
5.3.4 Hywind 2,3 MW pilotturbin

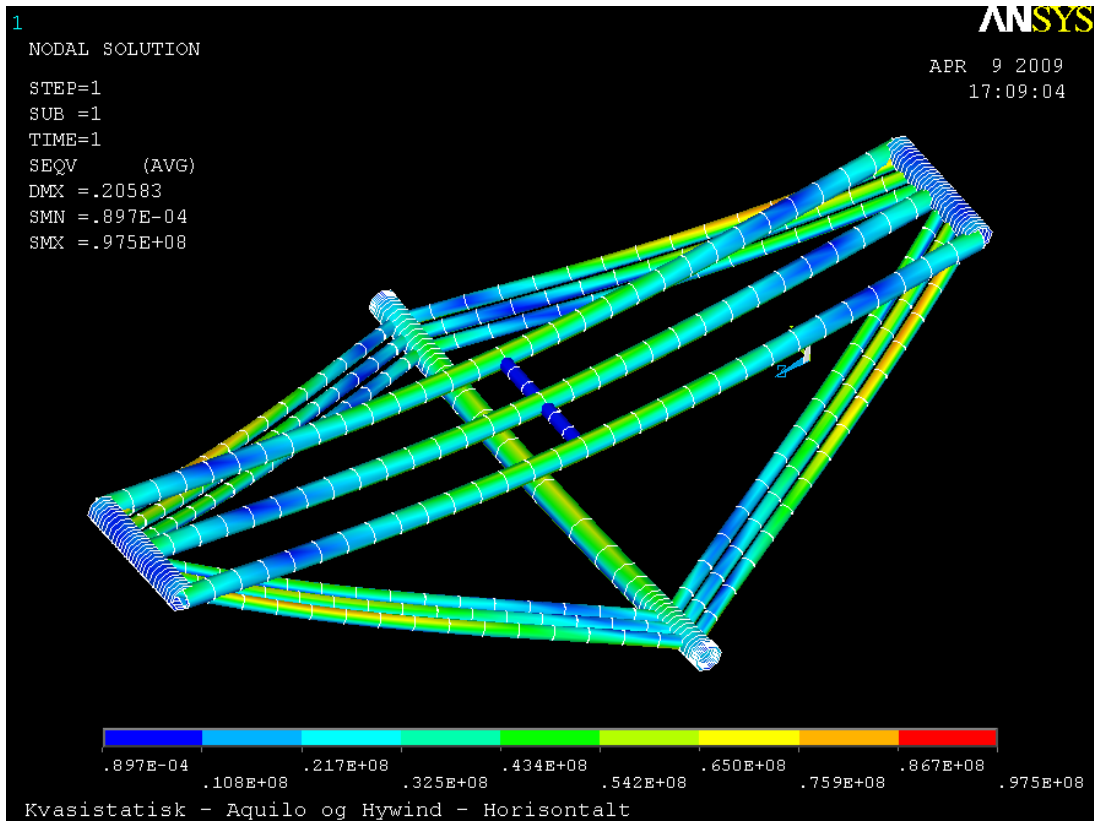
En forenklet analyse for pilotturbinen til StatoilHydro er blitt utført hvor opptredende belastning på Aquilo er blitt betraktet. Ikke overraskende er disse vesentlig lavere enn for Hywind OC3. Resultatene gir likevel et godt bilde på at større turbinklasser ikke vil bli problematisk siden Aquilo takler horisontalbelastning i form av oppdimensjonering av Hywindkonseptet godt.

5.3.5 Utmattingsvurdering

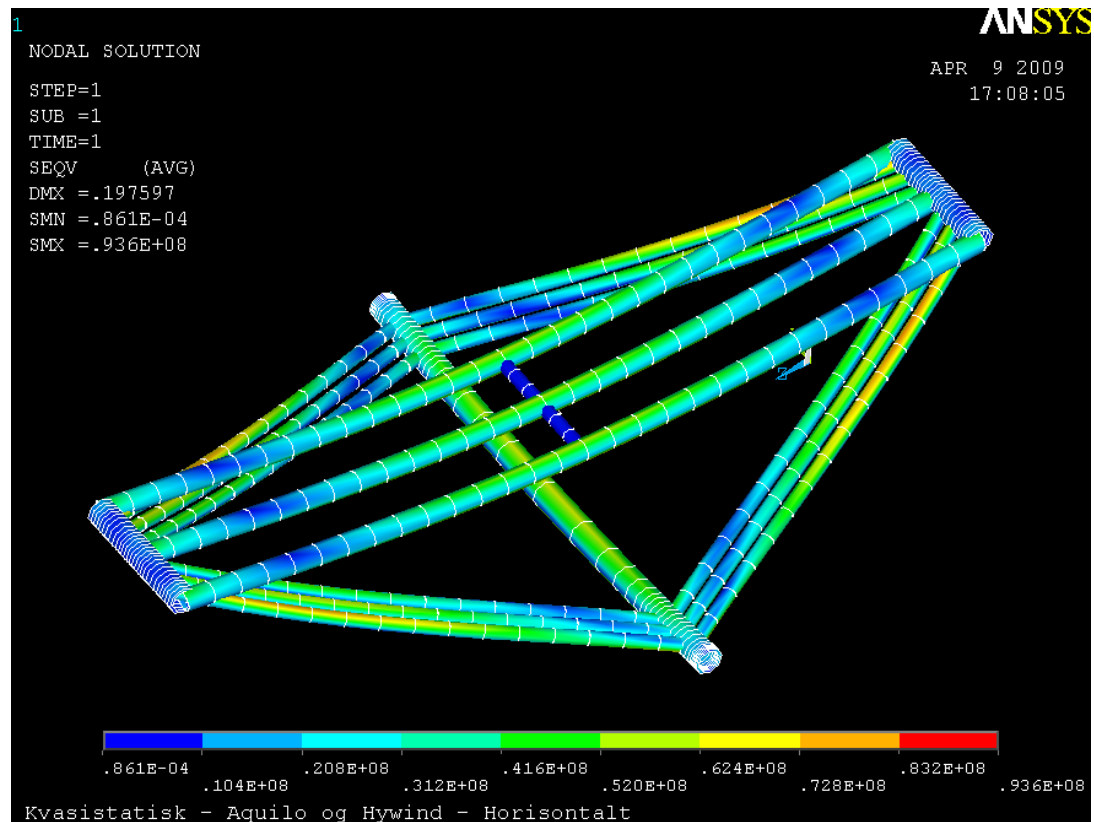
Det er Hywind OC3 som blir dimensjonerende for Aquilo i horisontalposisjon og det vil da potensielt være mulig å montere alle de drøftede turbinene. Egne utmattingsberegninger blir derfor bare utført i forhold til belastning med Hywind OC3.

Det er hovedsakelig to mulige utmattingsbetraktninger for horisontalposisjon. En syklus vil være av- og pålasting. Denne amplituden vil da tilsvare egenspenningene i en ubelastet konstruksjon i forhold til spenningsvariasjonen ved maksimal belastning. Den andre betraktningen er Aquilo med maksimal last hvor bølgeene skaper en varierende heave akselerasjon som vil forandre gravitasjonskraften med opp mot $0,2 \text{ m/s}^2$. Begge situasjonene er blitt betraktet i følgende figurer:





Figur 119: Aquilo maksimalt belastet med en heveakselerasjon på $10,0 \text{ m/s}^2$



Figur 120: Aquilo maksimalt belastet og med heveakselerasjon på $9,6 \text{ m/s}^2$

Bøyepeningene er godt innenfor kravet. Opptredende spenningsvariasjon i strekkstagene er omtrent 15 MPa mellom ubelastet og maksimalt belastet tilstand. Dette er en spenningsendring som vil oppstå ved av- og pålastning av nye turbiner. Antall sykluser vil dermed bli det samme som antall turbiner som skal monteres i løpet av levetiden. Maksimalspenningen i strekkstaget ved full belastning blir opp mot 100 MPa, men kan enkelt reduseres ved å tilpasse stivheten i støttestagene. Dette er i utgangspunktet under kravet på 122 MPa.

Variasjonen mellom de forskjellige akselerasjonene ved maksimal belastning gir ikke signifikant utslag på spenningsendringer.

5.3.6 Oppsummering for horisontalposisjon

Konstruksjonen som ble beregnet i (Moss & Myhr 2008) hadde en del bøyepeninger. Trykkstagene har fått diameteren redusert for å minske dette problemet. Torsjonsstagene får neglisjerbar påkjenning også i horisontalstilling og ser ikke ut til å forstyrre spenningsfordelingen nevneverdig. Deformasjonene er akseptable med små vertikale avvik ved opplagrene til turbinen.

Det oppstår en singularitet i modellen ved innføringen av avstivere til strekkstagene på akslingen. Dette vil i praksis løses ved å legge inn et ledd. I og med at akslingen ligger godt over skvettsonen og er lett tilgjengelig for inspeksjon er dette uproblematisk. Et annet alternativ kan likevel være å legge inn en tverrsnittsendring inn mot innfestingen som er mindre bøyestiv slik at bøyepeninger ikke vil bygge seg opp der. Eventuelt kan et mer fleksibelt materiale benyttes.

Kritiske komponenter utgjør elementene som får vesentlig strekkbelastning. Disse vil være i fare for utmatting. Med grunnlag i den forenklete betraktningen fra kapittel 4.3.1 blir ikke utmatting et problem med tanke på at belastningen kun kommer opp i en maksimalspenning på 100 MPa.

Aksialspenningene illustrerer viktigheten av lik stivhet for de ulike kraftveiene til konstruksjonen. Dette var et stort problem som ikke ble behandlet i (Moss & Myhr 2008). Løsningen som her er behandlet er hovedsakelig tuftet på at alle trykkstagene innfestes med lik vinkel på akselen for å sikre lik lengde og angrepsvinkel. Dette ser ut til å fungere bra, men under forutsetning om at kreftene fra opplagret føres jevnt ned på trykkrørene.

5.4 KVASISTATISK I VERTIKALPOSISJON

Kontroll i vertikalposisjon utføres med de ulike turbinene modellert med PIPE59 elementer. Dette utføres i en redusert analyse hvor kun Aquilo er inkludert. Resultanter fra bølgebelastningen blir lagt på opplagrene til Aquilo. Analysen kjøres individuelt for hvert turbinkonsept. Et vertikalt tillegg for heaveakselerasjon lik $0,2 \text{ m/s}^2$ er inkludert også i denne situasjonen. Eventuelle tillegg fra bølgebelastning direkte på Aquilo blir for øvrig neglisjert.

Vindresultantene i kombinasjon med bølger synes å gi liten eller ingen innvirkning på konstruksjonen. Dimensjonerende tilfelle er vind og bølger fra samme side. Ved full bølgebelastning vil Aquilo få torsjonsdeformasjoner i den nedre delen. Dette fører til en tilsvarende deformasjon i den øvre delen. Vind i samme retning vil da forsterke den øvre utbøyingen og da være med å skape den verste

kombinasjonen. Modellen inkluderer også en toleranse for et avvik mellom turbinens nøytralpunkt og fastholdings høyden på grunn av feilballasting eller andre uforutsette problemer. Denne toleransen settes lik 3 000 kN, noe som tilsvarer et avvik på opp til 10 m avhengig av turbintype.

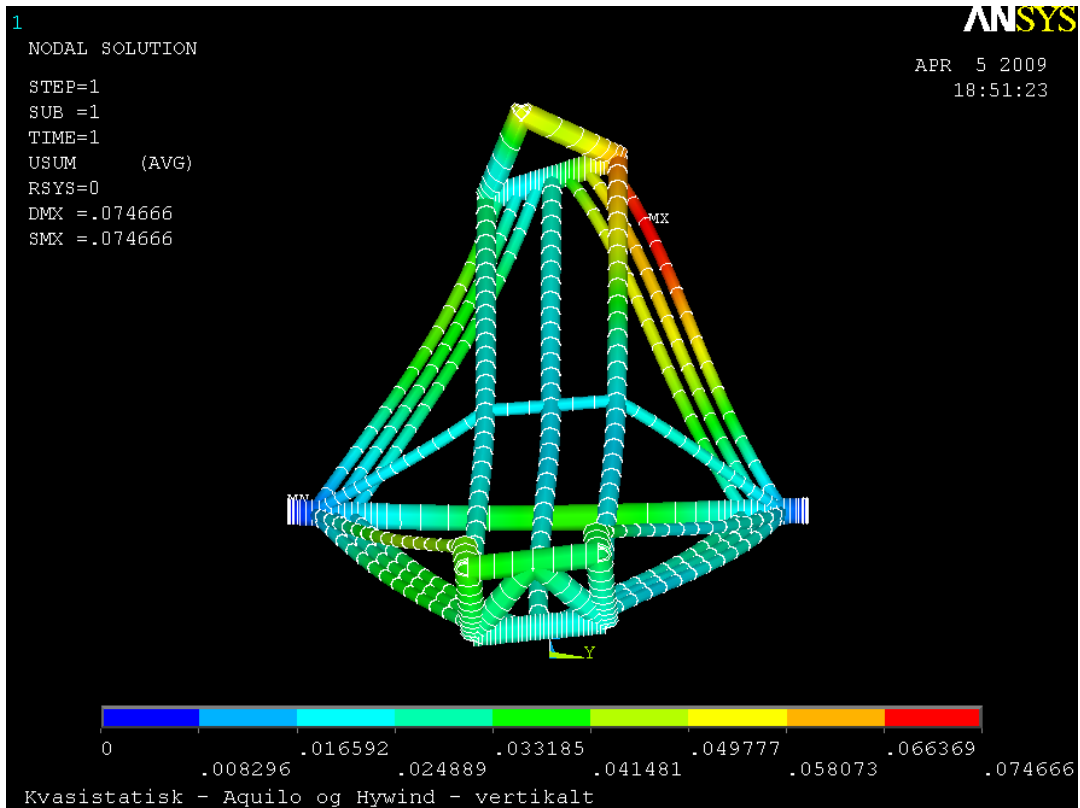
5.4.1 Hywind OC3

Dimensjonerende lasttilfelle for Aquilo er ved tverrbelastning fra bølger. Dette gjelder også for vind, selv om denne resultanten blir betydelig mindre fra siden. Vinden påføres i motsatt retning av bølgene for å simulere den verste samvirkningen. I utgangspunktet ville det vært aktuelt å ta med en lastkombinasjonsfaktor da sannsynligheten for et slikt tilfelle er liten. Siden vurderingen er gjort i operasjonell situasjon velges det å ikke ta hensyn til dette. Lasttilfellet vil sjelden inntreffe i praksis, men vindretningen kan endres i løpet av kort tid.

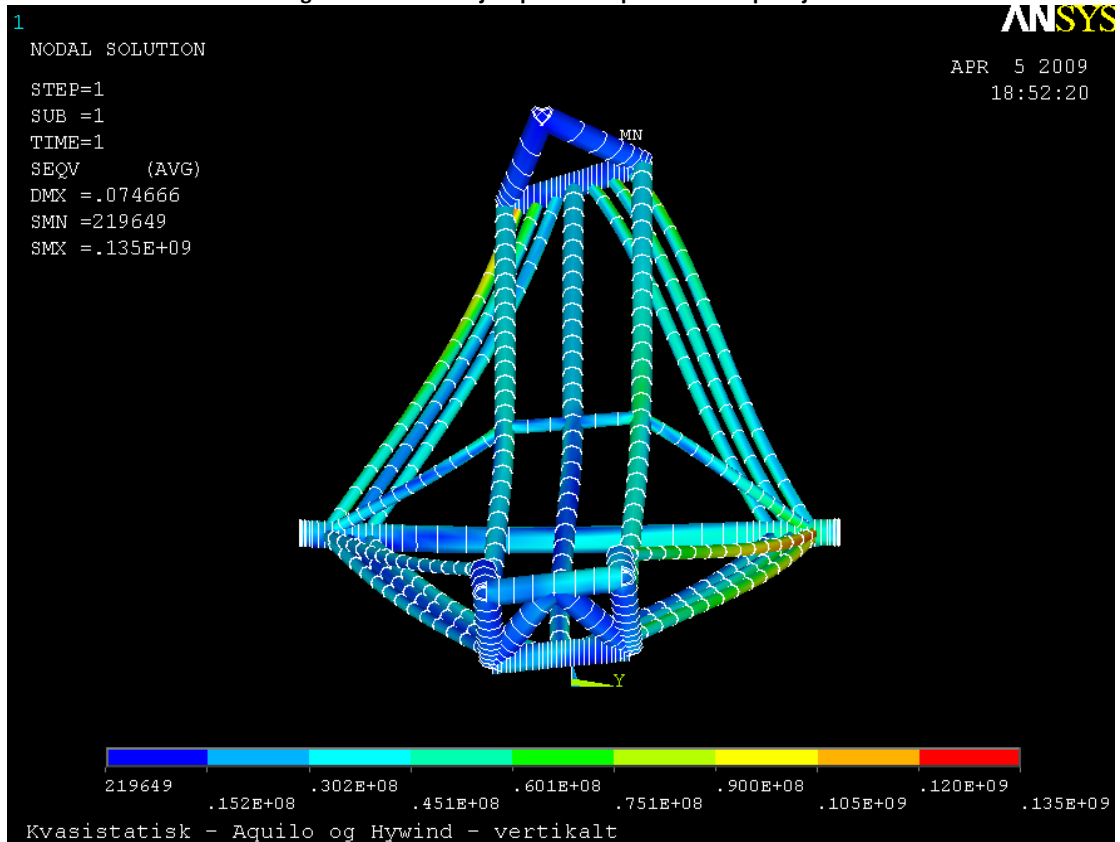
Tabell 26: Horisontallaster i vertikalposisjon for Hywind OC3

Resultantkrefter	Størrelse [kN]	Plassering [m]	Kraft på Aquilo [kN]
Horisontalt fra bølger	6954	-28,4	11219
Strømlast	137	-60	365
Vindresultant $\alpha_u = 0$	3724	76.2	8218
Vindresultant $\alpha_u = 90$	1784	61.2	2450

Plasseringshøyden i tabellen over er gitt i forhold til vannlinjen. Lastene er beregnet med hensyn på avstanden fra akselen til Aquilo som er plassert i en høyde på 20 m. Nedre opplager er da ved -10 m og øvre ved 50 m. Bidraget fra bølger er det dobbelte av vindbelastningen. I tillegg kommer vertikallasten fra bølger på 3 422 kN. Med vertikal avvikstoleranse kommer det totale bidraget på 6 422 kN.



Figur 121: Deformasjonsplott av Aquilo i vertikalposisjon

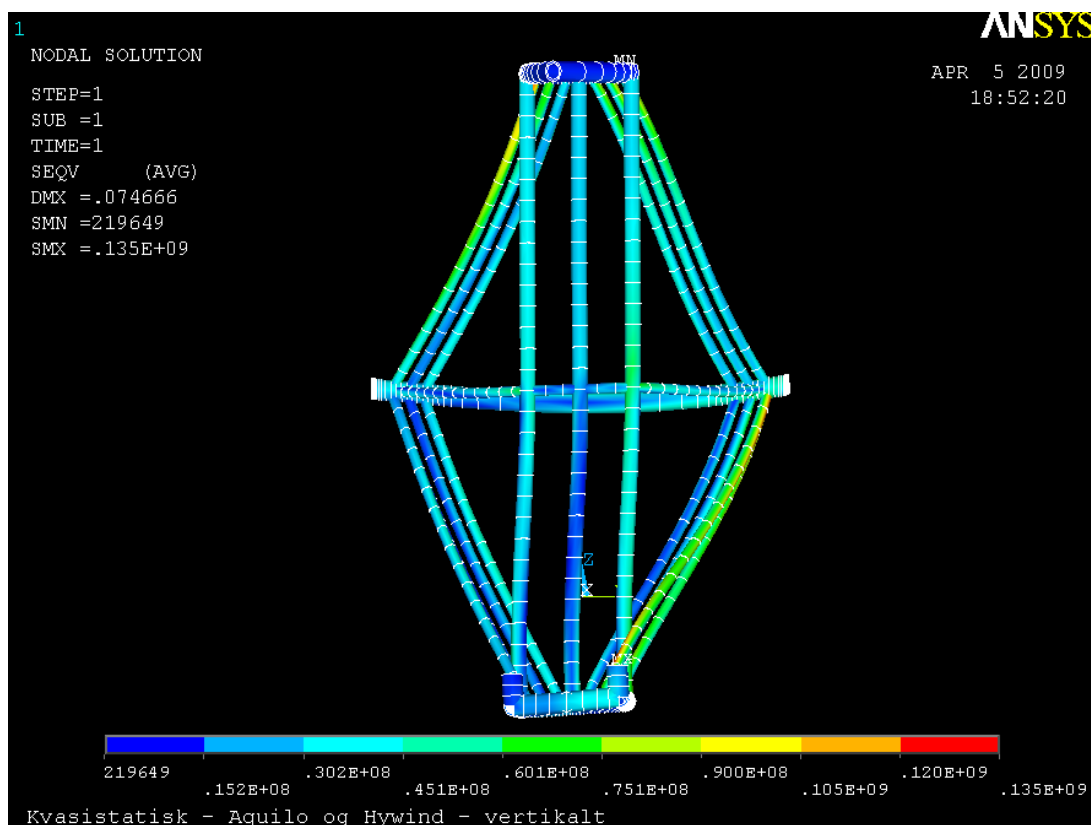


Figur 122: Spenningsplott av Aquilo i vertikalposisjon

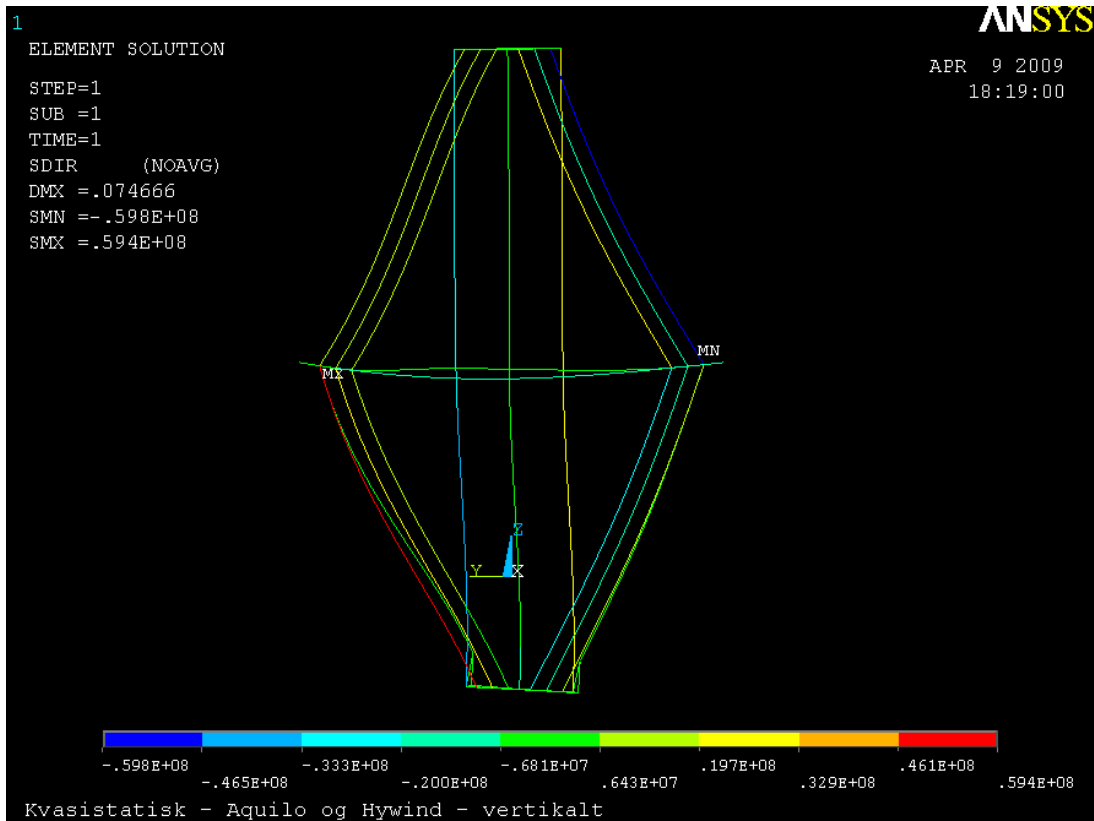
Siden turbinen blir festet i en høyde som minimum tilsvarer flyterens radie over opplageret vil belastningen på turbinen skape et tilleggsmoment. Dette momentet får en arm tilsvarende avstanden mellom senterlinjen i turbinen og tyngdepunktet mellom strekk- og trykkstagene og Aquilo sin lengdeakse. For Hywind OC3 blir dette en plass mellom 5 og 6 m, alt etter hvor stort opplageret må være. For å gjøre betraktningen konservativ er analysene kjørt med angrepspunktet 6 m over det aktuelle tyngdepunktet.

Den eksentriske lastpåføringen skaper også problemer i forhold til optimal kraftvei i systemet. I horisontalposisjon kan dette korrigeres ved å endre utformingen på selve opplageret slik at kraften føres jevnt ned på trykkstagene. I vertikalposisjon er dette problematisk på grunn av at det er rotasjonen som skal fastholdes. Det er vesentlig at torsjonsstaget her fungerer etter forutsetningene. Spenningsplottet indikerer at torsjonsstaget blir utsatt for bøyning.

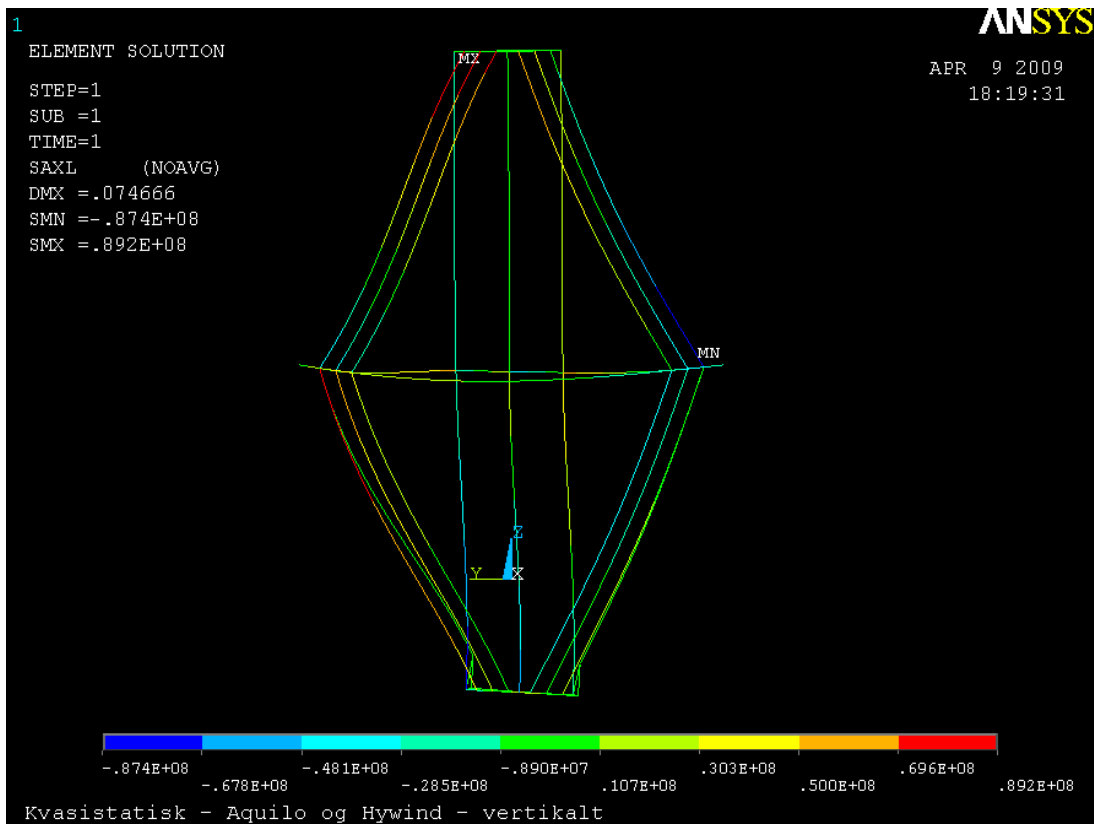
Deformasjonsplottet er også interessant i forhold til at vindbelastningen skaper like store deformasjoner som bølgepåkjenningene, selv om den belastningen er vesentlig mindre.



Figur 123: Spenningsplott av Aquilo med Hywind OC3 sett ovenifra. Deformasjonene er minimale



Figur 124: Direkte aksiale spenninger i konstruksjonen



Figur 125: Aksialspenninger, men med tillegg fra eventuelle bøyespenninger

Det kommer en spenningsoppbygning fra 59 til 89 MPa i torsjonsstagene på grunn av bøyespenninger. Dette er i tillegg hovedsakelig strekkspenninger som potensielt vil bli dimensjonerende i en utmattingsvurdering. Utnyttelsen mellom øvre og nedre del er tilnærmet lik selv om belastningen i fra bølger er nesten det dobbelte. Dette er en god indikasjon på at kraftfordelingen i konstruksjonen fungerer og at det blir lettere å oppnå en høy utnyttelsesgrad.

Torsjonsstaget utfører sin oppgave etter intensjonen og gir Aquilo en vesentlig større torsjonsstivhet. I detaljdimensjoneringen vil det være mye å hente på en optimalisering av plassering og utforming av knutepunkter spesielt til denne konstruksjonsdelen. Aksialspenningene i hele konstruksjonen ligger stort sett under 50 MPa, noe som i utgangspunktet ikke er optimalt, men nødvendig på grunn av bøyespenningene som oppstår.

Tabell 27: Resultater fra Hywind OC3 i vertikalposisjon på Aquilo

Element	Opptredende spenning [MPa]	Dim. krav [MPa]
Strekkstag	65	122
Trykkstag	121	122
Torsjonsstag	135	122
Aksel, midtseksjon	51	122

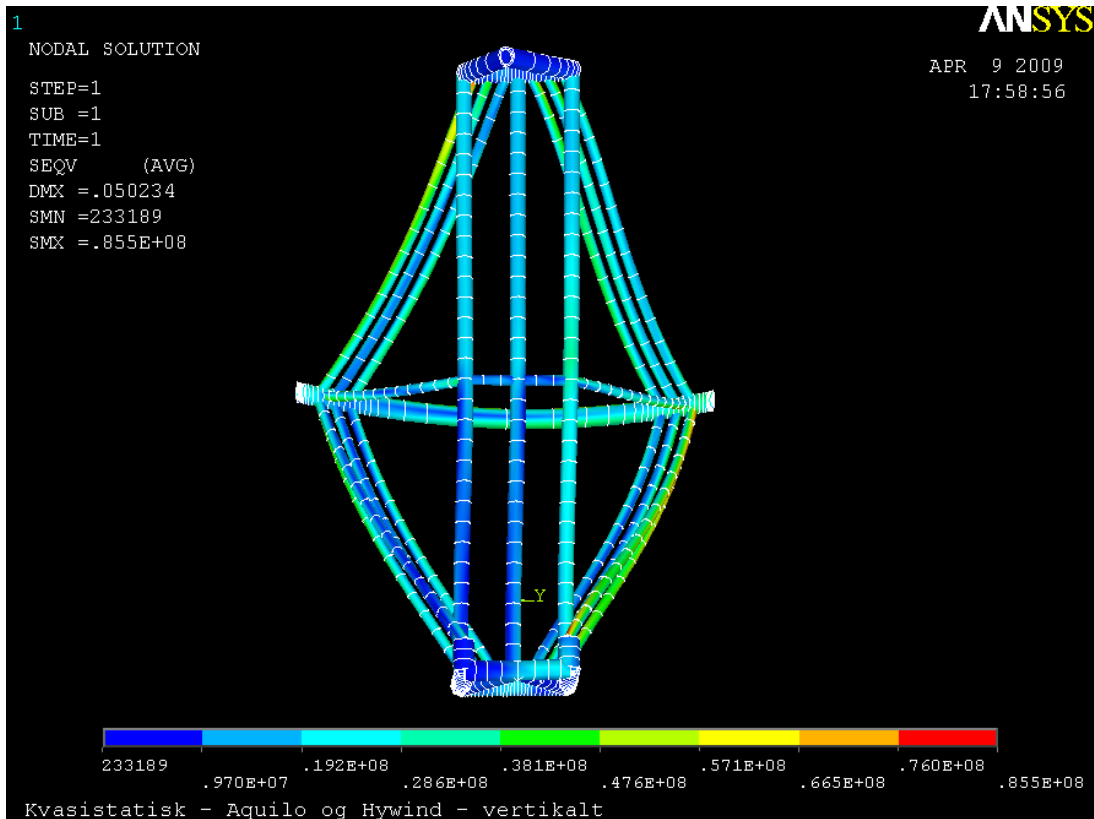
5.4.2 Njord

Flyteren til Njord har større diameter, men er kortere enn flyteren til Hywind OC3. Dette vil i vertikalposisjon ha stor innvirkning på belastningene på Aquilo. Resultantene blir vesentlig mindre enn for Hywind og gir tilsvarende effekt under selve pivoteringen.

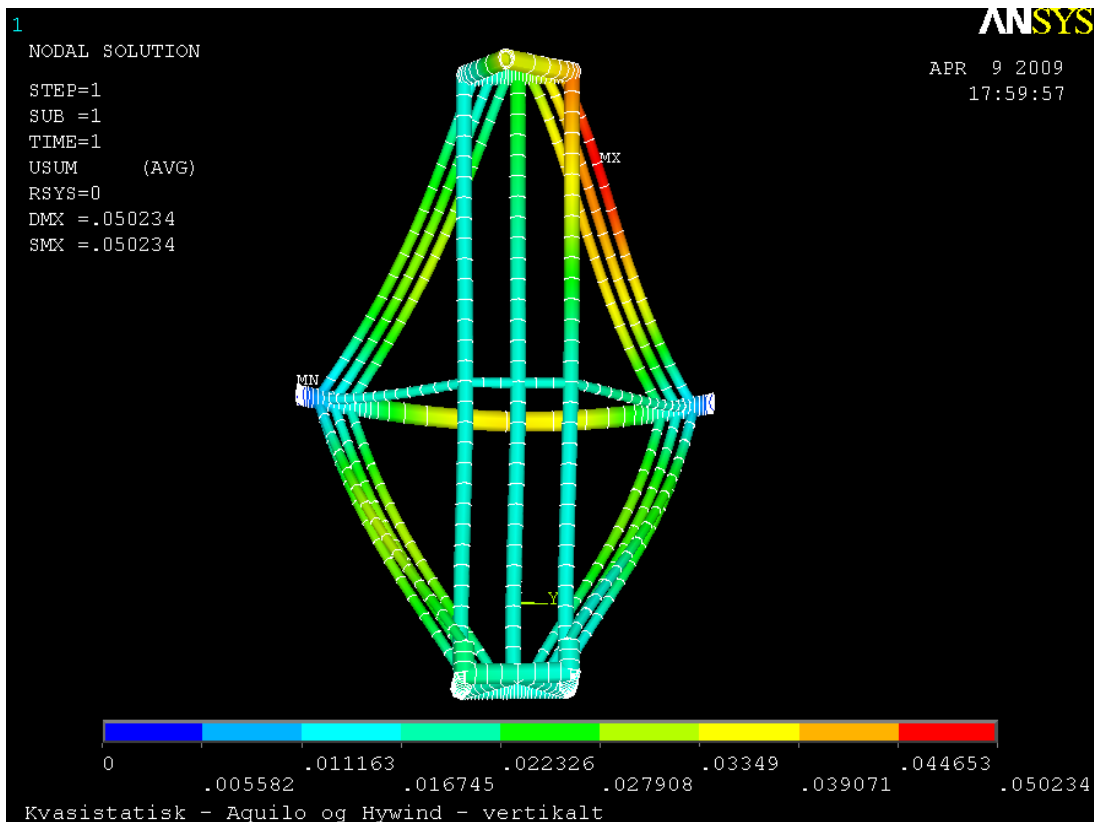
Tabell 28: Relevante belastninger på Aquilo fra Njord. Vindbelastningen kan bli dominerende

Resultant Krefter	Størrelse [kN]	Plassering [m]	Kraft på Aquilo [kN]
Horisontal fra bølger	2571	- 29,1	4207
Horisontal strømning	59	-30,0	98
Vindresultant $\alpha_u = 0$	3682	77,0	6996
Vindresultant $\alpha_u = 90$	1742	62,4	2462

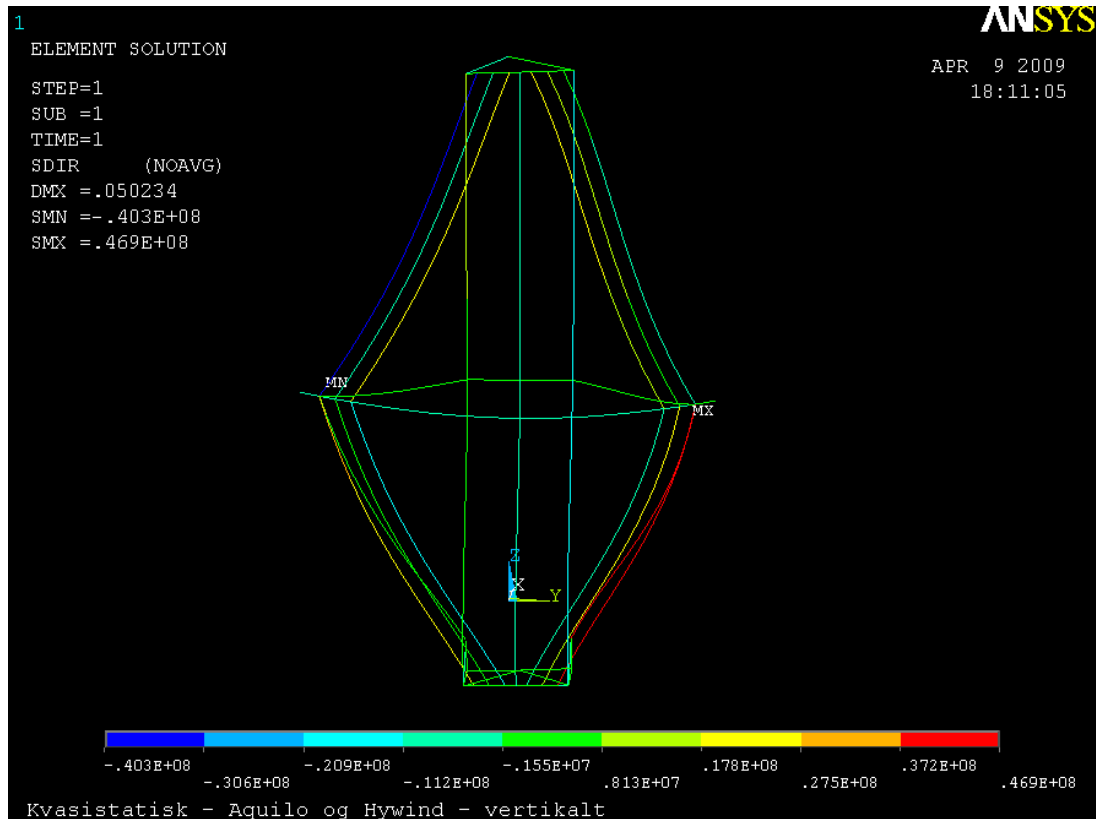
Det vil være rimelig å anta at spenningene i Aquilo vil bli vesentlig lavere under belastning fra Njord i forhold til Hywind OC3. En spesiell analyse ønskes for å vise blant annet at det er mulig med store materialbesparelser. Spesielt belastningen fra bølger er betraktelig mindre. Når belastningen fra bølger synker ned på et nivå som nærmer seg vindbelastningen vil trolig Aquilo kunne operere uten torsjonsstagene. Dette vil kunne redusere vekten til konstruksjonen med nesten 100 tonn. I tillegg vil det potensielt være mye å hente på reduksjon i tverrsnittstykkelser for resten av elementene siden også horisontalbelastningen vil bli tilnærmet halvert.



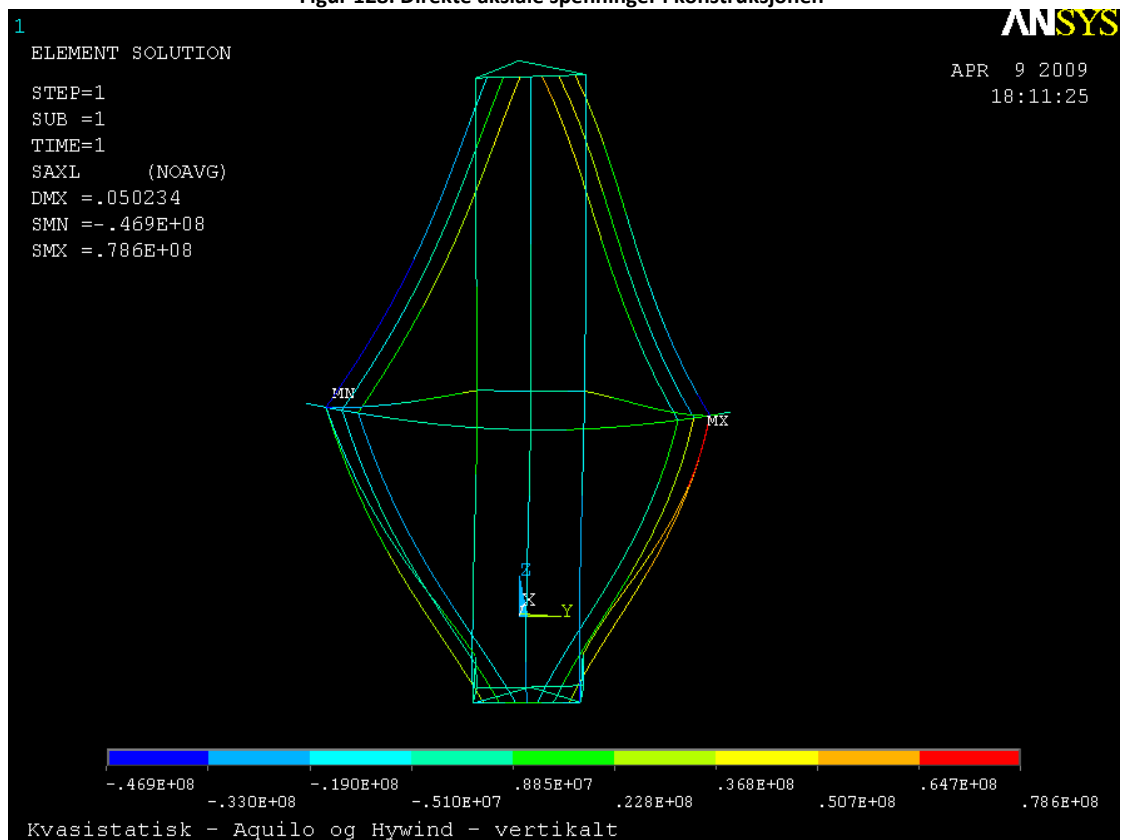
Figur 126: Spenningsplott av Aquilo med Njord, bølgeaster og vindlaster med $\alpha_u = 90$



Figur 127: Deformasjonsplott over Aquilo med Njord, bølge- og vindlaster med $\alpha_u = 90$



Figur 128: Direkte aksiale spenninger i konstruksjonen



Figur 129: Direkte spenningene med tillegg fra eventuelle bøyespenninger

Det er verdt å merke seg at selv etter påføringen av torsjonsstag er bøyespenningene fremtredende. Ved betraktning av torsjonsstaget ser man at de direkte aksiale spenningene ved ekstrem operasjonsbølge er på omtrent 50 MPa. På grunn av bøyespenningene økes dette til 77 MPa. Belastningene er som forventet jevnt over lavere enn for Hywind.

Tabell 29: Resultater fra Njord i vertikalposisjon på Aquilo

Element	Opptredende spenning [MPa]	Dim. krav [MPa]
Strekstag	29	122
Trykkstag	81	122
Torsjonsstag	86	122
Aksel, midtseksjon	49	122

5.4.3 SWAY

Utformingen av tårnstrukturen til SWAY gir mindre belastning ved innfallsvinkelen α_u lik 0° . Dette fører til at belastningen i denne retningen kan reduseres en del for dette turbinkonseptet. Dimensjonerende situasjon er vindretning fra siden i kombinasjon med bølger. Belastningen er mindre enn for Hywind som fortsatt vil være dimensjonerende for Aquilo.

5.4.4 Hywind 2,3 MW piloturbin

Belastningene på piloten til StatoilHydro blir naturlig nok vesentlig mindre enn for OC3. Siden dimensjonerende belastning hovedsakelig er avhengig av størrelsen på flyteren blir ikke piloturbinen vurdert i vertikal posisjon. Det kan konkluderes med at det er god korrelasjon mellom oppskalering av turbiner som indikert av resultatene fra Hywind OC3 og piloturbinen.

5.4.5 Utmattingsvurdering

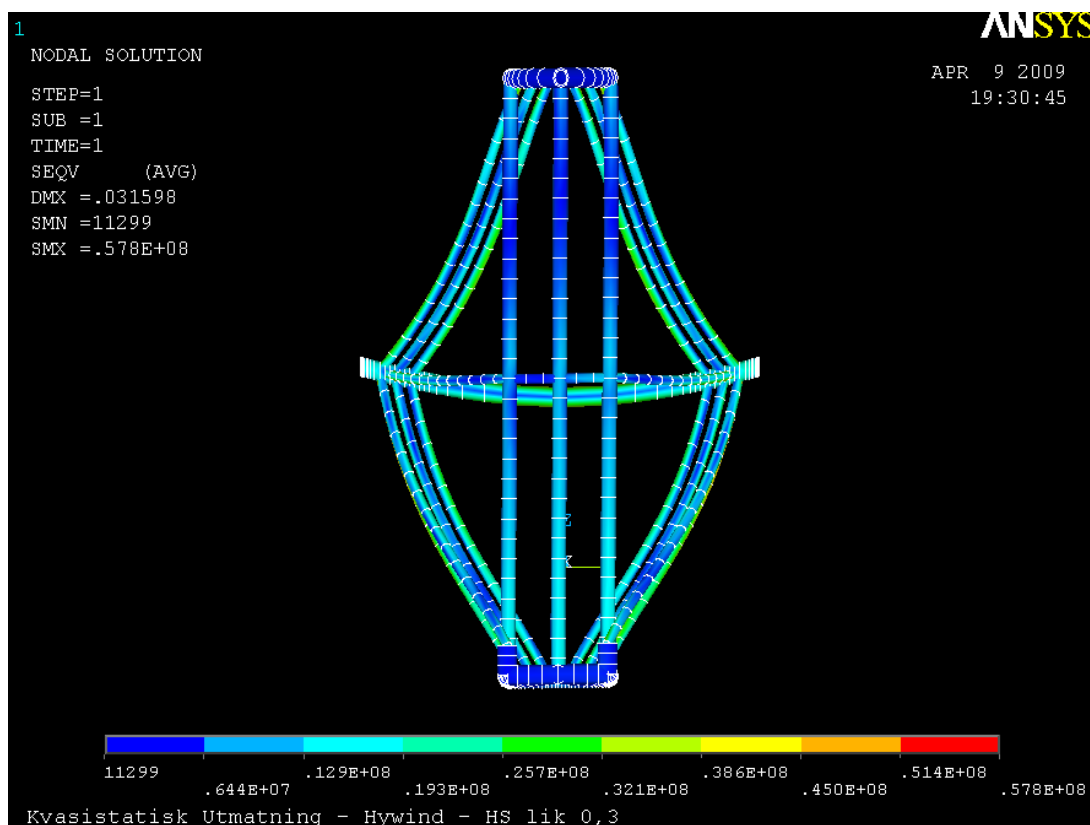
Dimensjonerende spenninger er totalt sett under kravet som settes for horisontalposisjon, men vil ikke kunne benyttes da det opptrer et spektrum av varierende belastning. Derfor gjøres kontrollen mot utmattning etter kravet fra delskadehypotesen i kapittel 4.3.2. Torsjonsstaget får ved ekstrem operasjonell bølge en belastning på 135 MPa som er høyest. På grunnlag av dette blir denne konstruksjonsdelen gjenstand for utmattingsvurderingen.

Utmattingsbetraktningen må ta høyde for at en ekstrem operasjonell bølge kun vil forekomme som 1 av 1 000 bølger i høy sjø. Derfor må det tas hensyn til at forskjellige bølgehøyder og belastninger kommer med forskjellig frekvens og bølgelengde. Som et teoretisk tilnærmingstilfelle blir derfor spenningene for de vanligste bølgehøydene og periodene i hvert sjøgangsintervall hentet ut. Det er bare relevante verdier for strekkspenning som vil bli ekstrahert fra beregningene. En forenkling er at angreps høyden for de forskjellige bølgebelastningene antas som konstant. Dette skyldes at det er tidkrevende å gjennomføre logaritmiske regresjoner for de ulike bølgehøydene. Dermed er den beregnede resultatplasseringen fra operasjonell bølge lagt til grunn. Bølgeresultanten vil i praksis gradvis bevege seg nærmere overflaten for lavere bølgehøyder. Dette er en konservativ betraktning med tanke på utregning av resultatvirkning på Aquilo. Havstrømningslasten vil også bli implementert som et konstant

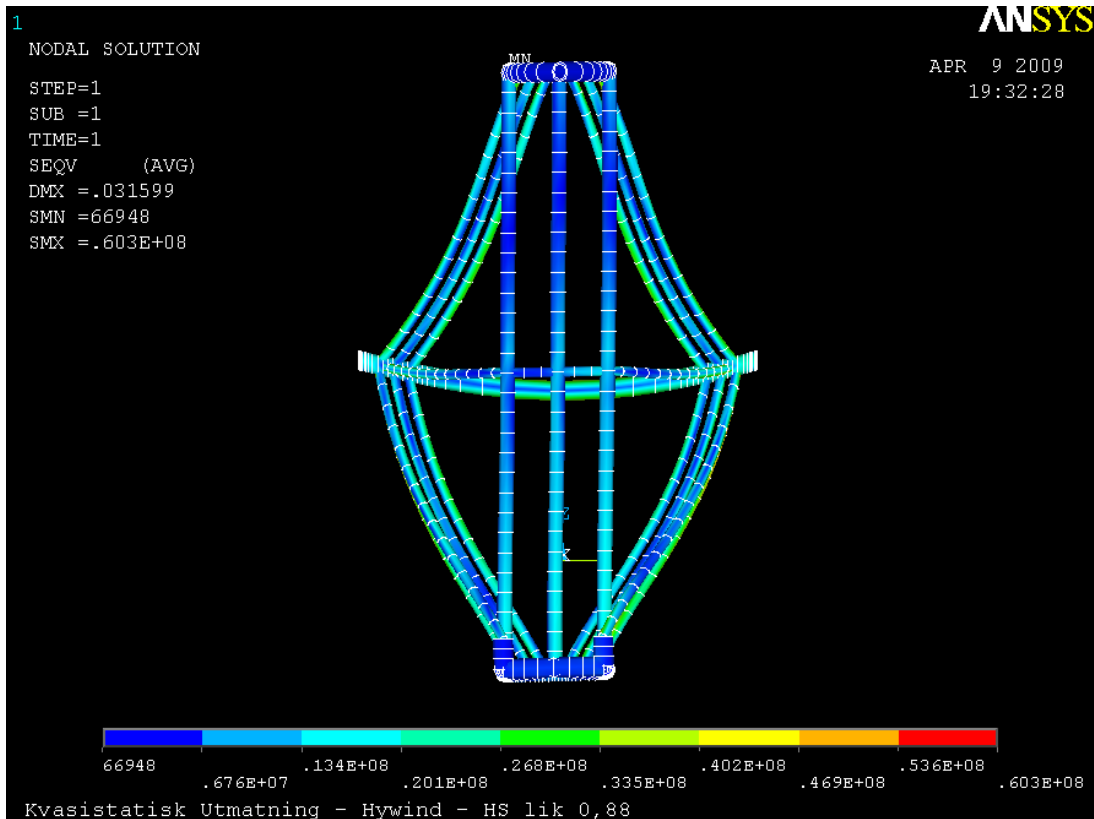
horisontalbidrag siden den øker den maksimale belastningen som kan opptre i begge retninger. Maksimal vindbelastning og dens sannsynlighetsfordeling er for øvrig ikke integrert i analysen.

Tabell 30: Belastning på Aquilo med forskjellige signifikante bølgehøyder

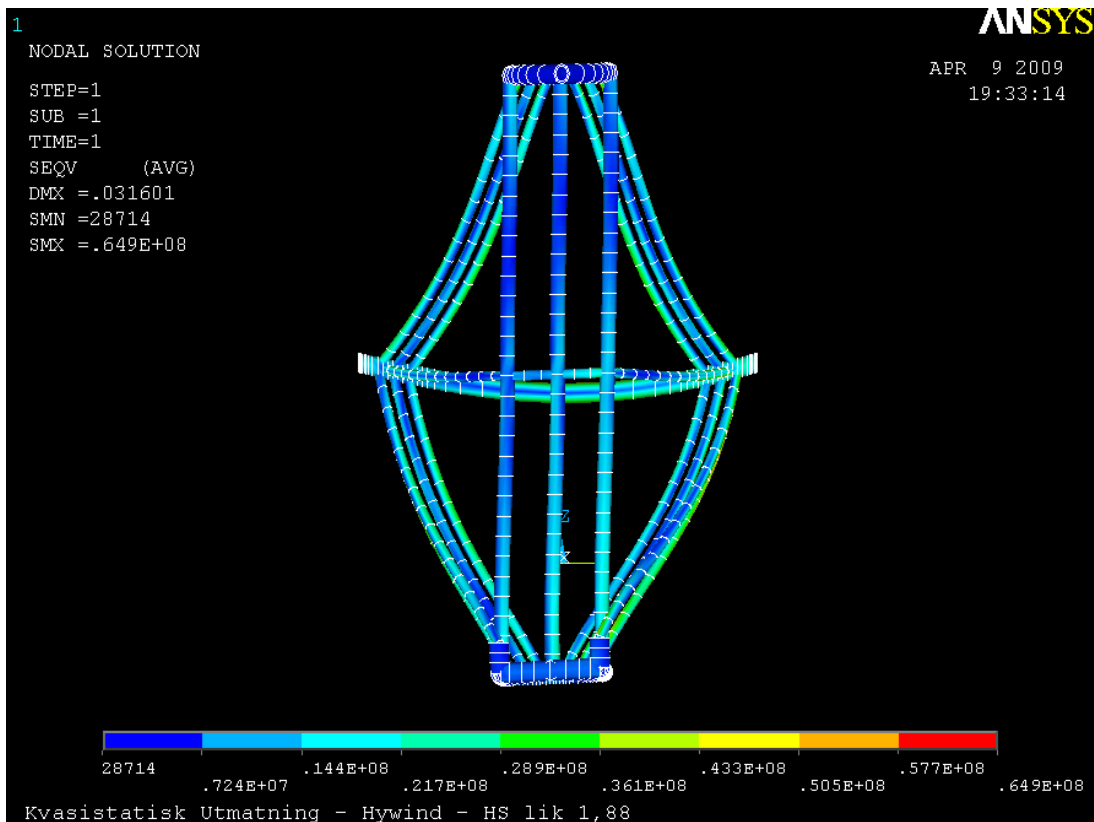
Resultantkraft	Størrelse [kN]	Plassering [m]	Resultant på Aquilo [kN]
Horisontal strømning	137	-60	365
Bølgelast for H _s lik 0,30	167	-28,4	269
Bølgelast for H _s lik 0,88	490	-28,4	791
Bølgelast for H _s lik 1,88	1102	-28,4	1778
Bølgelast for H _s lik 3,25	1947	-28,4	3141
Bølgelast for H _s lik 5,00	3026	-28,4	4882



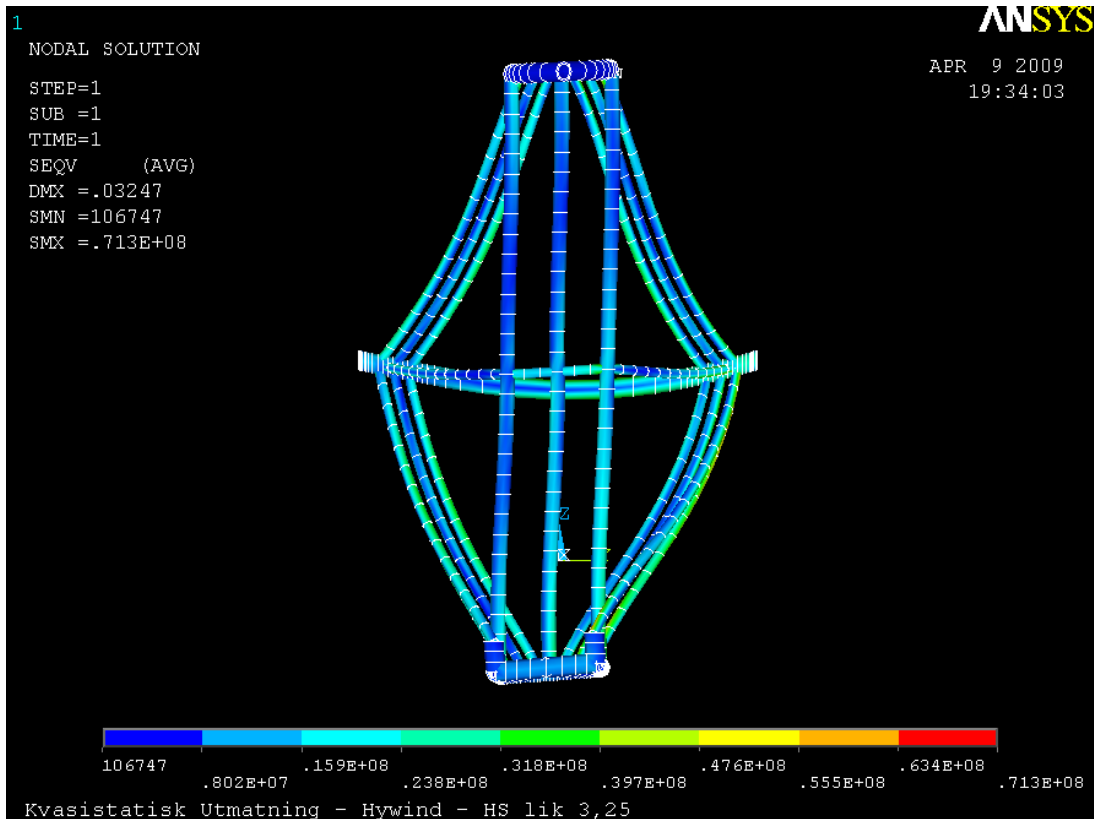
Figur 130: Aquilo belastet med strømninglast og bølgelaster fra en bølgeamplitude på 0,30 m



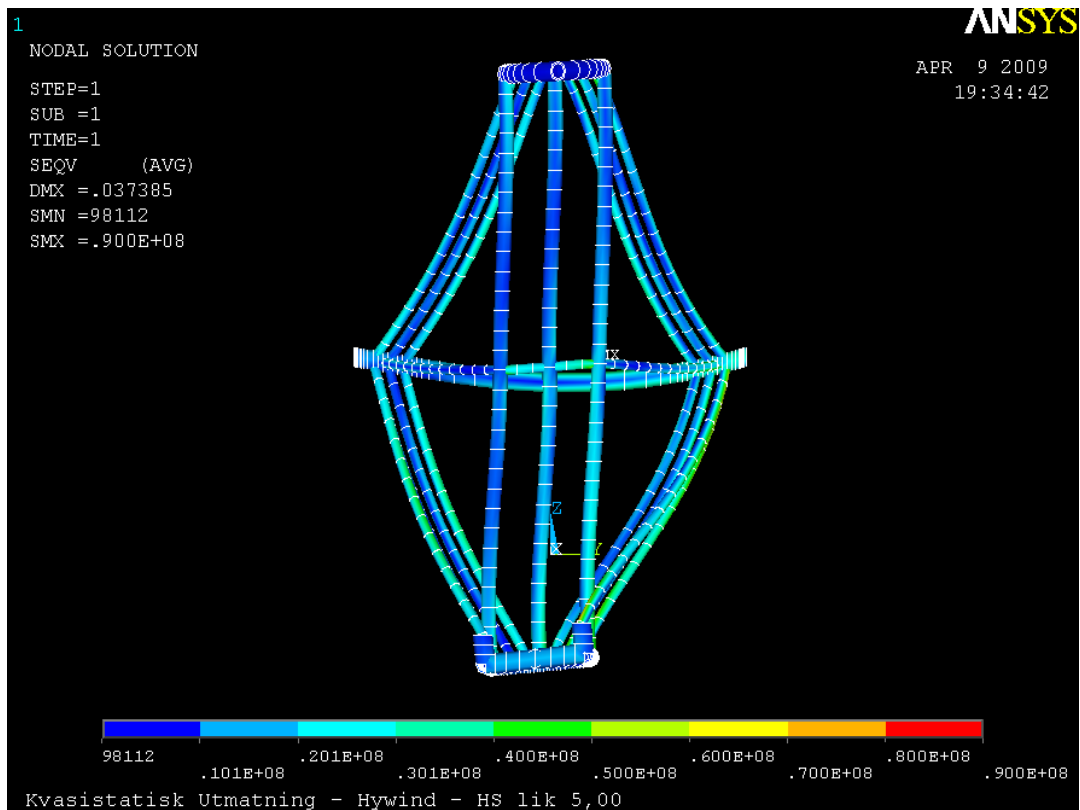
Figur 131: Aquilo belastet med strømningslast og bølgelaster fra en bølgeamplitude på 0,88 m



Figur 132: Aquilo belastet med strømningslast og bølgelaster fra en bølgeamplitude på 1,88 m



Figur 133: Aquilo belastet med strømningslast og bølgelaster fra en bølgeamplitude på 3,25 m



Figur 134: Aquilo belastet med strømningslast og bølgelaster fra en bølgeamplitude på 5,00 m

Kritiske komponenter vil her være de som får strekkspenninger, og det er derfor bare denne variasjonen som blir drøftet. En generell betraktning vil da være at den maksimale strekkspenningen blir dimensjonerende amplitude siden belastningen kan alternere mellom sidene. I praksis betyr dette at antall belastninger også kan halveres. Dette vil være en ikke-konservativ betraktning som det ikke velges å ta hensyn til.

Tabell 31: Største strekkspenning i torsjonsstagene ved akselen for ulike bølgeamplituder

Bølgeamplitude[m]	Spenningsamplitude $\Delta\sigma_i$ [MPa]	n_i	$n_i \cdot (\Delta\sigma_i)^m$
0,30	57	1,96E+05	3,63E+10
0,88	60	6,83E+05	1,47E+11
1,88	65	6,82E+05	1,87E+11
3,25	71	4,60E+05	1,65E+11
5,00	90	2,29E+05	1,67E+11
11,4	135	2,29E+02	5,64E+08

Følgende akkumulerte delskade kan dermed beregnes:

$$D = \frac{1}{a} \cdot \sum_{i=1}^k n_i \cdot (\Delta\sigma_i)^m = 0,48 < 0,5$$

Formel 167

Dermed skulle Aquilo være tilstrekkelig dimensjonert med tanke på utmatting. God sikkerhet vil kunne oppnås ved hjelp av regelmessige vedlikeholdsinspeksjoner.

5.4.6 Oppsummering for vertikalposisjon

Resultatene viser at turbinene har en tilfredsstillende masse som korresponderer med reelle data. Videreutviklingen fra (Moss & Myhr 2008) har ført til at Aquilo har fått torsjonsstag for bedre å takle sideveis bølgebelastning. Torsjonsstagene ser ut til å fungere godt sammen med resten av konstruksjonen og interfererer lite med spenningsfordelingen. Belastningen av disse er tilnærmet neglisjerbar for andre lastsituasjoner enn vertikalposisjon.

Et problem med spenningsoppbygning oppstår i torsjonsstagene som kommer ut med en maksimal belastning på 135 MPa. På grunnlag av delskadehypotesen vil dette fungere i praksis siden den største belastningen forekommer sjelden i forhold til de andre belastningene. Det vil dermed være viktig å utforme konstruksjonsdelen slik at det ikke oppstår større spenningskonsentrasjoner. Siden den maksimale spenningen ikke oppstår i nærheten av knutepunktet burde dette ikke være noe problem. Torsjonsstagene kan isoleres i betraktningen siden de er tilnærmet ubelastet i selve pålastingssyklusen for horisontalberegningene. Det totale antall utmattingssykluser synker da i praksis betraktelig siden de hovedsakelig bare får spenningsoppbygninger under høy sideveis belastning i vertikalposisjon.

5.5 KVASISTATISK UNDER PIVOTERING

Det blir ikke utført noen form for kvasistatisk analyse på Aquilo med turbiner under selve pivoteringen. Anslag av krefter på grunnlag av håndberegning blir for omfattende til at det kan inngå i denne oppgaven. Beregninger på denne lastsituasjonen blir derfor kun utført i en dynamisk transientanalyse i kapittel 6. Siden det ikke blir utført en kvasistatisk analyse blir resultatene i den dynamiske analysen problematisk å evaluere i forhold til et realistisk aspekt. Resultatene er derfor tillagt liten vekt innenfor denne verifiseringen, men vil være et vesentlig punkt i forhold til videre arbeid med konseptet.

5.6 VERIFISERING AV KVASISTATISKE BEREGNINGER

Kvasistatiske beregninger hvor belastningene blir behandlet som konstante resultanterkrefter vil normalt gi konservative beregninger. Spesielt er dette i forhold til værbelastninger og da spesielt vind. Vindbelastningen som brukes i denne oppgaven er basert på en vindhastighet som er beregnet med utgangspunkt i vindkast over tre sekunder. Vindkasthastigheten er turbulent og belastningene vil derfor variere med hensyn på tid. I de kvasistatiske analysene behandles denne som en konstant som påvirker systemet kontinuerlig med maksimal belastning. Et annet moment er at strukturdemping heller ikke blir innvirkende.

I realiteten vil påkjenningen komme sporadisk med korte intervaller med unntak av bølgebelastningene som vil være mer sinustilnærmet. Disse vil også ha variasjon i størrelse på grunn av uregelmessig bølgehøyde og periode. Maksimalbelastningen fra både bølger og vind som her er behandlet som konstante, vil trolig ikke vare mer enn et par sekunder før belastningen synker til et mer gjennomsnittlig nivå. Med tanke på systemets størrelse og stivheter vil det være en signifikant strukturdemping som vil hindre store deler av kreftene fra å forplante seg gjennom hele systemet. Dette vil kunne redusere de opptredende spenningene. Det samme gjelder for hydrodynamisk demping.

Belastningen i torsjonsstagene behandles med delskadehypotesen og uavhengig av belastning i horisontalposisjon. Det er dermed bare lastsituasjoner som forekommer i vertikalposisjon som blir evaluert i den utmattingsbetraktningen.

For utmatting i strekkstagene er disse lite belastet og ligger under kravet. Et formildende argument kan også være at områdene i strekkstagene med de høyeste spenningskonsentrasjonene befinner seg på høyde med akslingen, det vil si høyt over skvettsonen.

Tabell 32: Dimensjonerende resultater fra kvasistatisk analyse på Aquilo

Element	Spenning [MPa]	Håndberegning [MPa]	Avvik [%]	Dim. krav [MPa]	U.G [%]
HORISONTALT:					
Strekstag	113	57	50	122	92
Trykkstag	141	65	54	198	71
Torsjonsstag	34	-	-	122	28
Aksel senter	104	15	85	122	85
Akselopplager	82	-	-	122	67
VERTIKALT:					
Strekstag	65	-	-	-	OK
Trykkstag	121	-	-	-	OK
Torsjonsstag	135	-	-	-	OK
Aksel senter	51	-	-	-	OK
Akselopplager	60	-	-	-	OK

Tabell 33: Dimensjonerende utnyttelsesgrad for hovedelementene

Element	Utnyttelsesgrad [%]
Strekstag	92
Trykkstag	71
Aksel	85

Utnyttelsesgraden er jevnt over høy i forhold til utmattingsbetraktningene som er tatt. Vertikalt baseres dette hovedsakelig på at torsjonsstaget er utsatt for størst belastningsamplitude. Det er derfor ikke blitt utført en egen delskadevurdering for hvert enkelt konstruksjonselement da det forutsettes at torsjonsstaget vil være dimensjonerende. En stor del av spenningene som nå er tatt høyde for er bøyespenninger. Dette er i utgangspunktet uønsket i konstruksjonen. Den kvasistatiske analysen indikerer at omtrent halvparten av de opptredende spenningene kommer fra bøying i profilene som følge av globale deformasjoner. Ved optimering av innfesting og balansering av stivheter i kraftveiene vil det potensielt være mulig å redusere materialbruken. En betraktning her vil også være at Aquilo kun tenkes konstruert i noen få eksemplarer. Materialoptimalisering er derfor ikke prioritert på dette tidspunktet.

6 DYNAMISK VERIFISERING MED FEA

6.1 FREMGANGSMÅTE

En vesentlig del av belastningen på systemet vil komme i form av dynamisk belastning fra vær og vind. Datamodeller er blitt utviklet spesielt for både beregning i vertikal- og horisontalposisjon. I horisontalposisjon vil bøyespenninger i turbintårnet være dimensjonerende. For vertikalposisjon vil bølgebelastninger på turbinens flyter føre til dimensjonerende lasttilfeller for Aquilo. For å få gode resultater må det her nyttes PIPE59 som modelleringsselement. Dette vil gjelde for alle turbinkonseptene. I tillegg er det utviklet en transformasjonsmatrise for hver turbin slik at initialposisjonen i forbindelse med pivoteringssekvensen enkelt kan justeres (Vedlegg 13, 14 og 15).

Det blir ikke utført noen kobling i de dynamiske analysene mellom bølger og vindbelastning. Dette på grunn av begrensninger i programvaren for å kunne implementere dette på en rasjonell måte. Med bakgrunn i at vindbelastningen har liten innvirkning på spenningsoppbyggingen i konstruksjonen er vind ikke inkludert i de dynamiske analysene. Bare dimensjonerende lastsituasjon blir vist og drøftet i oppgaven. Belastningen fra bølger er påført i åtte forskjellige retninger mellom 0° og 180° (DNV-RP-C205 2007).

Analysene utføres uten implementering av dynamisk dempingskoeffisient verken i stivhetsmatrisen eller massematrisen til systemet. Alle overganger mellom konstruksjonselementer som i praksis vil kunne bidra til strukturell demping er også neglisjert i analysen. Belastningene fra dynamiske analyser vil derfor potensielt avvike fra en reell situasjon og må derfor drøftes. Fravær av demping vil normalt føre til større forskyvninger og akselerasjoner, men uforutsette virkninger som økende kjølvirkning fra turbinflyter i vertikalposisjon kan potensielt føre til tvangsspenninger som blir overført gjennom Aquilo til plattformen.

Som referanse for at resultatene kan betraktes som realistiske legges rammebetingelser for operasjonell drift i oljebransjen fra (Chakrabarti 2005) til grunn for sammenligning.

Belastningen fra bølger og strøm blir påført gjennom egne rutiner i ANSYS. Lineær Airy teori benyttes også ved analyse i ANSYS etter anbefaling fra (DNV-RP-C103 2005). Dette vil gi gode resultater for en halvt nedsenkbar plattform og åpner samtidig for sammenligning med håndberegningene fra kapittel 3. For å korrigere for ekstrembølgen i henhold til (NORSOK standard N-003 2004) blir analysen utført med en konstant bølgeamplitude på 11,4 m. Følgende inputverdier er benyttet i de dynamiske analysene:

Tabell 34: Inputverdier for dimensjonerende tilfeller for de dynamiske analysene

Water Motion Table	Verdi	Forklaring
KWAVE	1	Bølgetype - Airy
KCRC	0,0	Kobling mellom bølger og strøm
DEPTH	240	Vanddybde
DENSW	1025	Densitet til vann
θ_w - Current Direction	90	Strømningsretning, fra X i X,Y planet

φ_w - Wave Direction	90	Bølgeretning, fra X i X,Y planet
Z(i)	-240	Høyde for strømningsinput
W(i)	0,44	Strømningshastighet
A(i)	11,4	Bølgeamplitude
τ (i)	12,4	Bølgeperiode
φ (i)	0	Faseforandring
WL(i)	240	Bølgelengde
CM	2,0	Masse koeffisient
CT	0,3	Tangentiell dragkoeffisient
CD	1,0	Normal dragkoeffisient

Tabell 35: Oversikt over relevante noder og elementer generelt i globalanalysen

Node	Koordinat (x,y,z)	Plassering
965	0,0,20	Senter plattform
1015	0,-30,20	Sidekant (roll)
1090	110,-10,20	Sidekant (pitch baug)
1149	-110,0,20	Sidekant (pitch akter)

6.2 HYDRODYNAMISK PLATTFORMSTABILITET

Aquilo X1 sin tiltenkte plattformgeometri vil avvike noe i forhold til håndberegningene. Dette beror i stor grad på antallet og plasseringen av de tverrgående pongtongene til plattformen. I tillegg vil stabiliteten endres drastisk under pivoteringssekvensen. Kompensering vil i praksis bli utført ved hjelp av ballastkontroll. Det er derfor relevant å utføre en utvidet kontroll av plattformens hydrodynamiske stabilitet for å sikre at responsen vil være innenfor realistiske rammer. Tidsdomenet settes til 360 s for å fange opp en tilstrekkelig mengde bølgetopper i bølgetoget. Dette er også tilstrekkelig for å identifisere singulariteter eller irregulariteter for denne enkle plattformmodellen. De tverrgående avstiverne til plattformen er som nevnt tidligere modellert med PIPE16 og har da ikke noen hydrodynamiske- eller hydrostatisk bidrag. Dermed kan grunnlagsdimensjoneringen fra kapittel 3 benyttes uten modifikasjoner. Dette danner samtidig et grunnlag for kontroll av ANSYS-modellen som igjen skaper et godt fundament for verifisering av den dynamisk globalanalysen.

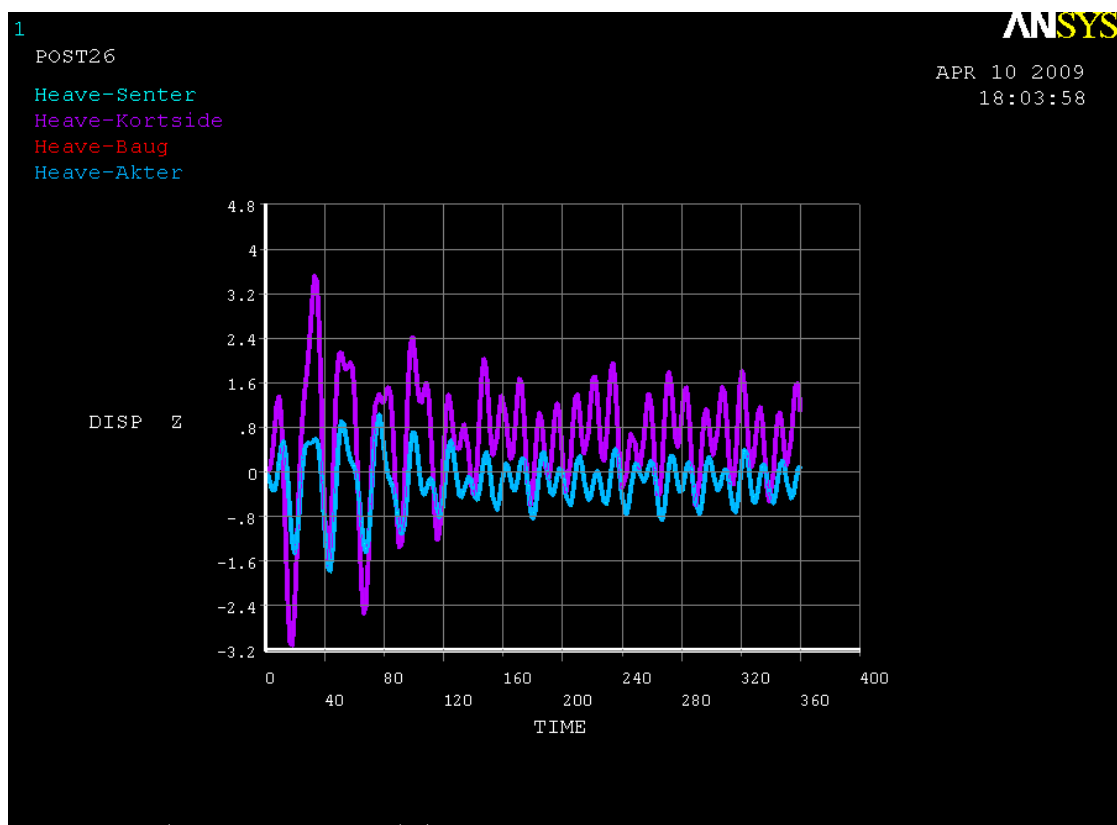
En forskjell fra håndberegningene er at DPS er inkludert i modellen. Dette kan skape større akselerasjoner i XY-planet, men vil i teorien ikke påvirke heaveresultatene som er gjenstand for sammenligning med håndberegningene. For å kalkulere rollakselerasjoner benyttes en enkel vurdering med direkte heavebevegelser på plattformens kant i forhold til avstand fra senter. DPS-systemet er modellert med fjærer som kun opererer i horisontalplanet. I praksis vil disse kreftene endre vinkel i forhold til krengningsvinkelen til plattformen. Avviket bør være såpass lite at denne effekten kan neglisjeres. Som følge av at plattformdekket her er modellert som et kontinuerlig volum blir plasseringen for noen av nodene endret for dette tilfellet.

Tabell 36: Referansenoder for beskrivelse av plattformbevegelser

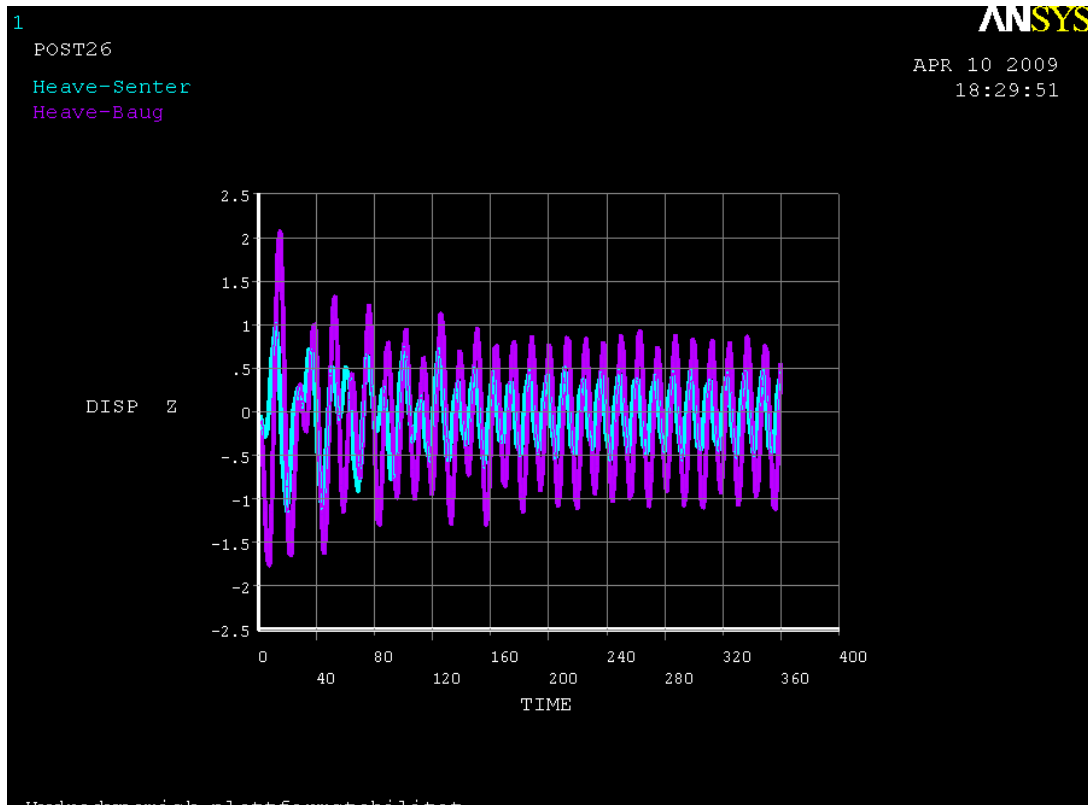
Node	Koordinat (x,y,z)	Plassering
1142	0,-30,20	Sidekant
1021	110,0,20	Baug
1221	-110,0,20	Akter

6.2.1 Analysering av forskyvninger

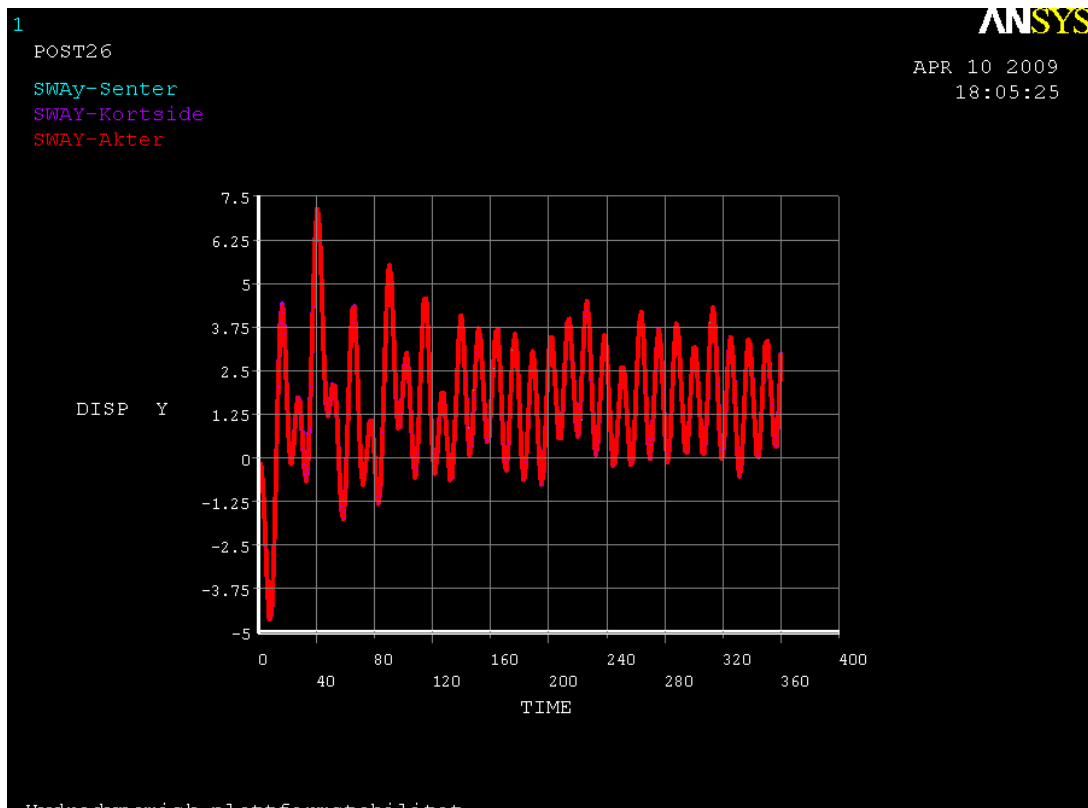
Turbinene i vertikalposisjon vil fungere som en kjøll og dermed stabilisere hele plattformen. Det er derfor aktuelt å analysere plattformen sin vanlige respons fra bølgene slik at en sammenligning med en turbin i vertikalposisjon kan utføres. Kjølvirkningen kan føre til uheldige spenningsfordelinger gjennom systemet ved stor stivhet i flyteren. Det er derfor nødvendig å kjøre globalanalyser individuelt med turbinkonseptene for å kontrollere spenningene som oppstår. Dette gjelder også for verifisering av akselerasjonene. Forskyvningene vil øke med en avstand fra rotasjonssenteret siden plattformen er vesentlig tyngre enn turbinene og dermed drivende.



Figur 135: Heave forskyvning med angrepsvinkel lik 90° hvor senter, akter og baug sammenfaller



Figur 136: Forskyvning i heave med angrepsvinkel lik 0°



Figur 137: Forskyvning i Y-retning. Alle målepunktene sammenfaller som forventet

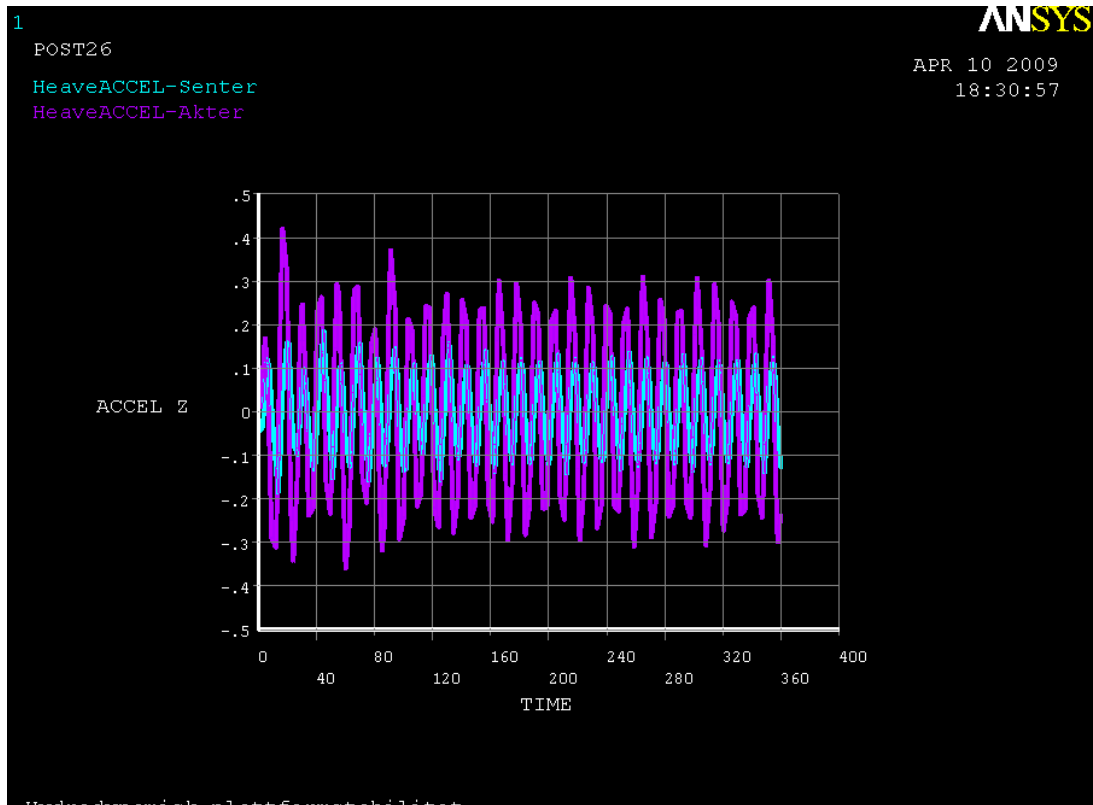
Tabell 37: Ekstremalverdier med angrepsvinkel lik 90°

VARI	TYPE	POST26 SUMMARY OF VARIABLE EXTREME VALUES		VALUES		MAXIMUM	AT TIME
		IDENTIFIERS	NAME	MINIMUM	AT TIME		
2	NSOL	965 UX	UX	-0.4764E-06	320.8	0.1945E-06	307.3
3	NSOL	1142 UX	UX	-0.2383E-06	319.3	0.3992E-06	308.8
4	NSOL	1221 UX	UX	-0.2883E-03	24.00	-0.1117E-03	81.00
5	NSOL	965 UY	UY	-4.654	7.500	7.161	40.50
6	NSOL	1142 UY	UY	-4.624	7.500	7.161	40.50
7	NSOL	1221 UY	UY	-4.654	7.500	7.161	40.50
8	NSOL	965 UZ	UZ	-1.784	43.50	1.031	76.50
9	NSOL	1142 UZ	UZ	-3.115	18.00	3.521	33.00
10	NSOL	1021 UZ	UZ	-1.782	43.50	1.035	76.50
11	NSOL	1221 UZ	UZ	-1.782	43.50	1.035	76.50

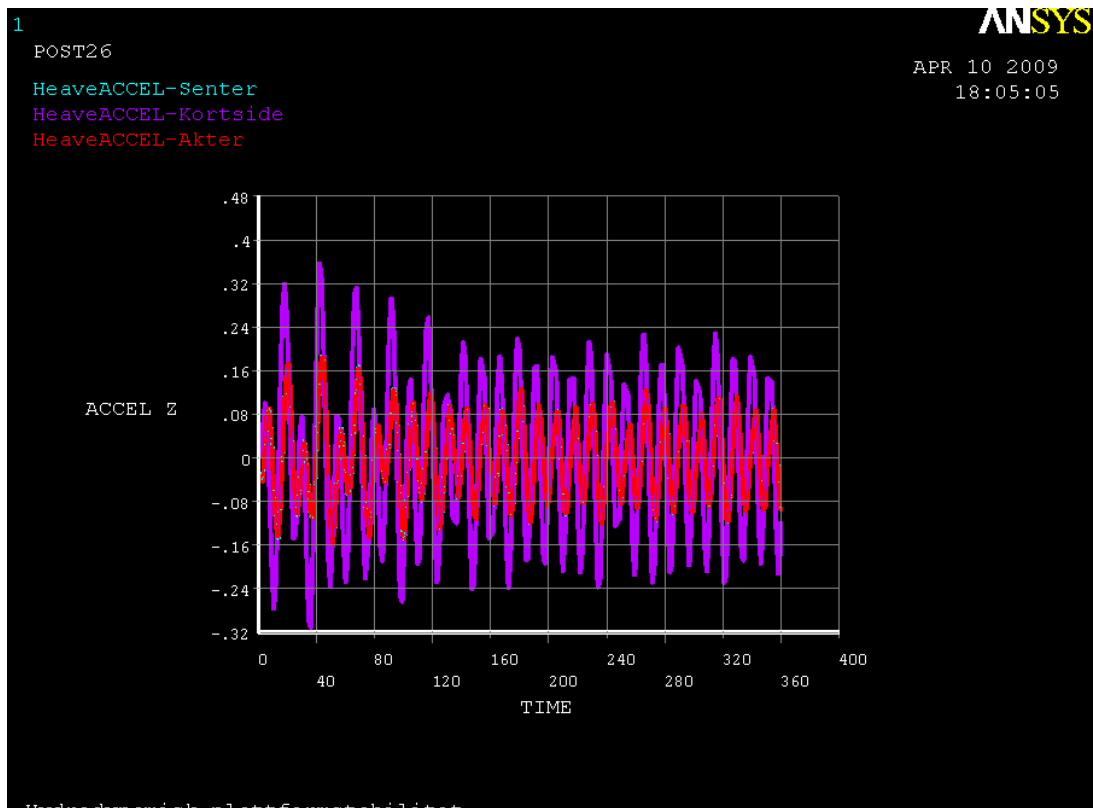
Forøvrig vises det i analyseplottene at plattformen oppfører seg uniformt under belastningen. Ved sideveis belastning blir verdiene for pitch og heave sammenfallende. I tillegg er bevegelsene i sway like for alle målepunktene ved en gitt tid. Ved en angrepsvinkel på 90° er heave-amplituden på ytterkant av plattformdekket omtrent 2,4 m når de initiale avvikene i modellen ignoreres. Amplituden i heave er naturlig nok mindre for senter av plattformen med en verdi på omtrent 1,2 m. Når angrepsvinkelen er satt til 0° blir bevegelsene vesentlig mindre. Heave amplitude på sidekant og senter blir da henholdsvis 2 og 1 m.

6.2.2 Analysering av akselerasjoner

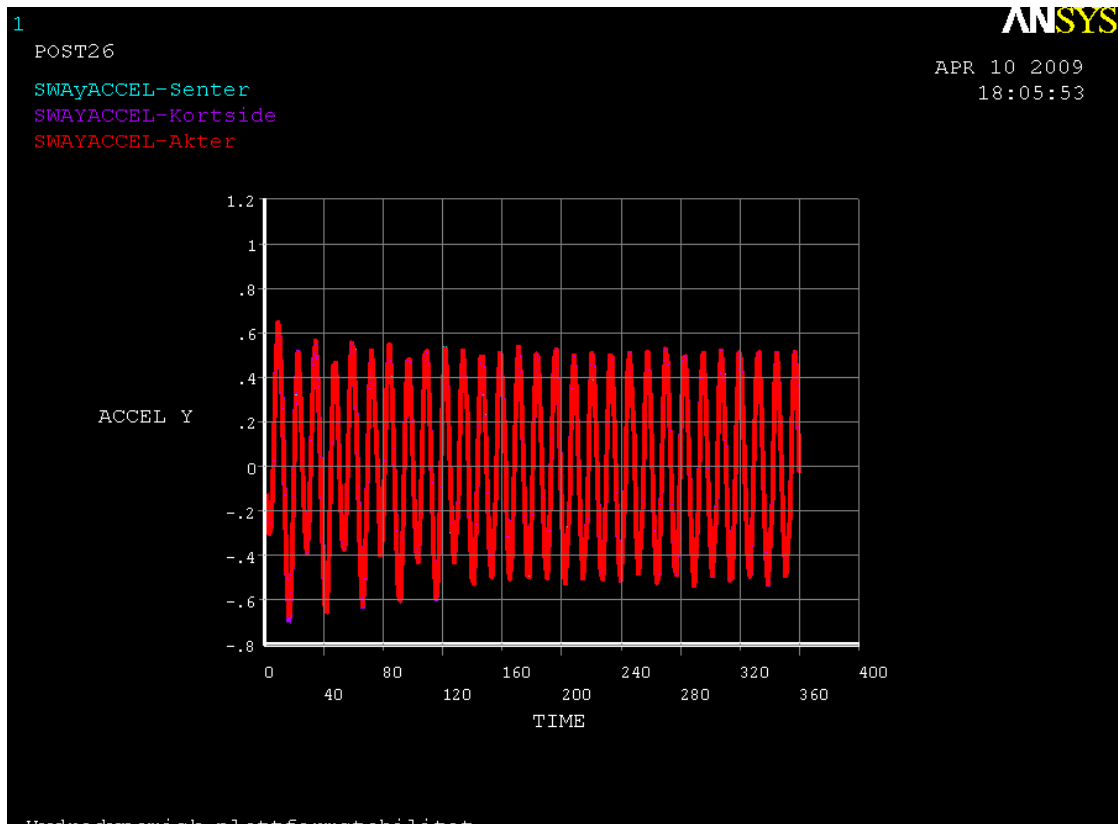
Heave-, pitch- og rollakselerasjoner på plattformen står i nær sammenheng med forskyvningene og bølgelengden. Disse vil forplante seg gjennom hele systemet og vil resultere i strukturspenninger. Størrelsen av disse vil i stor grad styres av stivhetsfordelingen. Akselerasjonen vil øke med en avstand fra rotasjonscenteret siden plattformen er vesentlig tyngre enn turbinene. Det er derfor også her nødvendig å kjøre globalanalyser med de ulike turbinkonseptene for å kontrollere påvirkningen fra endringer i geometri. Det er også illustrert en varierende angrepsvinkel på mellom 0° og 90° for å vise de rene pitch- og rollbevegelsene.



Figur 138: Heaveakselerasjon med angrepsvinkel lik 0°



Figur 139: Heaveakselerasjon med angrepsvinkel lik 90°



Figur 140: Akselerasjoner i Y-retningen

Tabell 38: Ekstremalverdier for akselerasjon

VARI	TYPE	IDENTIFIERS	NAME	MINIMUM	AT TIME	MAXIMUM	AT TIME
12	965	ACCX	ACCX	-0.4271E-06	33.00	0.4209E-06	359.1
13	1142	ACCX	ACCX	-0.2114E-06	335.8	0.1881E-06	4.500
14	1221	ACCX	ACCX	-0.4849E-03	4.500	0.4997E-03	3.000
15	965	ACCY	S	-0.6768	16.50	0.6524	9.000
16	1142	ACCY	ACCY	-0.6999	16.50	0.6420	9.000
17	1221	ACCY	ACCY	-0.6767	16.50	0.6524	9.000
18	965	ACCZ	ACCZ	-0.1583	51.00	0.1871	43.50
19	1142	ACCZ	ACCZ	-0.3125	36.00	0.3581	42.00
20	1221	ACCZ	ACCZ	-0.1594	51.00	0.1853	43.50

DP-systemet gir mindre irregulære avvik for både pitch og roll som følge av initialmøtet med bølgetoget. Dette skyldes trolig at de er modellert med ideelle aksialelastiske fjærer. Responsen vil derfor være tilnærmet lik så lenge belastningen er det. Jevnt over vil bølgene og DP-systemet skape en horisontalakselerasjon på omtrent $0,5 \text{ m/s}^2$, noe som er litt i overkant av forventet respons, men fortsatt innenfor hva som er realistisk under slike værforhold. Dette vil i stor grad være avhengig av modelleringsvalg for DP. I forhold til at analysen utført med et kontinuerlig bølgetog av ekstrembølger så vil dette kun oppstå på omtrent en av 1 000 bølger i høy sjø, og dermed skape et konservativt resultat.

Ved en angrepsvinkel lik 0° på plattformen oppnås heveakselerasjoner i senter og på sidekant lik henholdsvis $0,11 \text{ m/s}^2$ og $0,3 \text{ m/s}^2$. Når angrepsvinkelen endres til 90° vil tilsvarende verdier være henholdsvis $0,9 \text{ m/s}^2$ og $2,0 \text{ m/s}^2$. Bevegelsene for sidekant er større enn for akter og baug, men akselerasjonene oppfører seg motsatt. Dette skyldes trolig at rollbevegelsene blir mindre og får større periode på grunn av at plattformbredden er mindre enn bølgelengden. Plattformens utstrekning i lengderetningen er større enn bølgelengde. Dette fører til en mer irregulær amplitude og skarpe vendinger som igjen gir større akselerasjoner.

6.2.3 Verifisering av hydrodynamisk plattformstabilitet

Et viktig poeng som kommer frem av plottene over er en irregularitet som kommer i det første minuttet av analysene. Dette skyldes trolig at bølgetoget treffer plattformen på en side mens den andre siden fremdeles ligger i ro. I praksis er dette en urealistisk situasjon som skaper en kjedereaksjon av overkompenserte svingninger som gradvis dør ut. Amplitudevariasjonen går mot null, noe som indikerer at plattformen har stabilisert seg i bølgefeltet. Det er disse verdiene som er realistiske å sammenligne med siden bølgehøyden allerede er satt til en ekstrembølge. Siden ekstremalene for analysen gir et dårlig bilde på den faktiske oppførselen til plattformen må derfor hele tidsforløpet evalueres. De store avvikene sentraliserer seg rundt de tidlige fasene av analysen det vil si når bølgetoget treffer plattformen. De vil derfor ignoreres.

Roll- og pitchakselerasjoner kan beregnes gjennom heveforskyvninger i ANSYS på bakgrunn av bølgelengden og rollperioden til plattformen. Plattformresponsen er plottet og vurdert i forhold til håndberegning i den grad det er praktisk gjennomførbart:

Tabell 39: Forventede verdier fra (Chakrabarti 2005) til sammenligning med resultater fra analysen

Type	ANSYS	Håndberegning	Avvik [%]	Krav	Benevning
Heave amp. Senter ($90^\circ, 0^\circ$)	1,2; 1	1,4; 1,4	29	NA	<i>m</i>
Roll amp. Kortsiden (90°)	2,4	NA	-	NA	<i>m</i>
Pitch amp. Akter (0°)	1,0	NA	-	NA	<i>m</i>
Surge/Sway amplitude ($90^\circ, 0^\circ$)	5	NA	-	NA	<i>m</i>
Heave Accel ($90^\circ, 0^\circ$)	0,11	0,16	25	0,2	m/s^2
Roll Accel (90°)	0,0083	NA	NA	NA	Rad/s^2
Pitch Accel (0°)	0,0027	NA	NA	NA	Rad/s^2
Surge/Sway Accel ($90^\circ, 0^\circ$)	0,55	NA	NA	0,69	m/s^2
Roll amplitude (90°)	1,9	1,5	21	2,0	<i>Deg</i>
Pitch amplitude (0°)	0,3	NA	NA	2,0	<i>Deg</i>

ANSYS stemmer tilfredsstillende med resultatene fra håndberegning i forhold til forenklingene som er utført. Hevebevegelsene for angrepsvinkel lik 0° vil i ANSYS bli mindre enn for håndberegning. Dette fordi håndberegningen baserer seg på at massesenteret til plattformen følger en idealisert sinusbevegelse, noe som ikke blir tilfelle i praksis siden plattformlengden er større enn bølgelengden. Dette fenomenet fremkommer også i akselerasjonsresultatene for heave.

DP-systemet gir god stabilitet til plattformen slik at avdriften blir liten. Under bølgebelastningene gir svingningene en amplitude på mellom tre og fire meter fra utgangspunktet. Ved å betrakte akselerasjonene i tillegg kan dette vises å være i overkant stivt. Dette skyldes hovedsakelig at DP-systemet er satt opp med lineære fjærer. Ved å legge til en dynamisk demping i fjærene kan mye av overkompenseringen potensielt fjernes og akselerasjonene vil da synke. Det vil være tidkrevende og komplekst å beregne reelle verdier for dette. Dette ses derfor bort i fra, og analysene utføres med eksisterende randbetingelser fra DPS.

Et tillegg på $0,2 \text{ m/s}^2$ for heaveakselerasjon i den kvasistatiske betraktningen er litt konservativt, men akseptabel. Derfor konkluderes det med at plattformresponsen er realistisk og dermed kan danne grunnlag for en hydrodynamisk globalanalyse av Aquilo X1 med forskjellige turbinkonsepter.

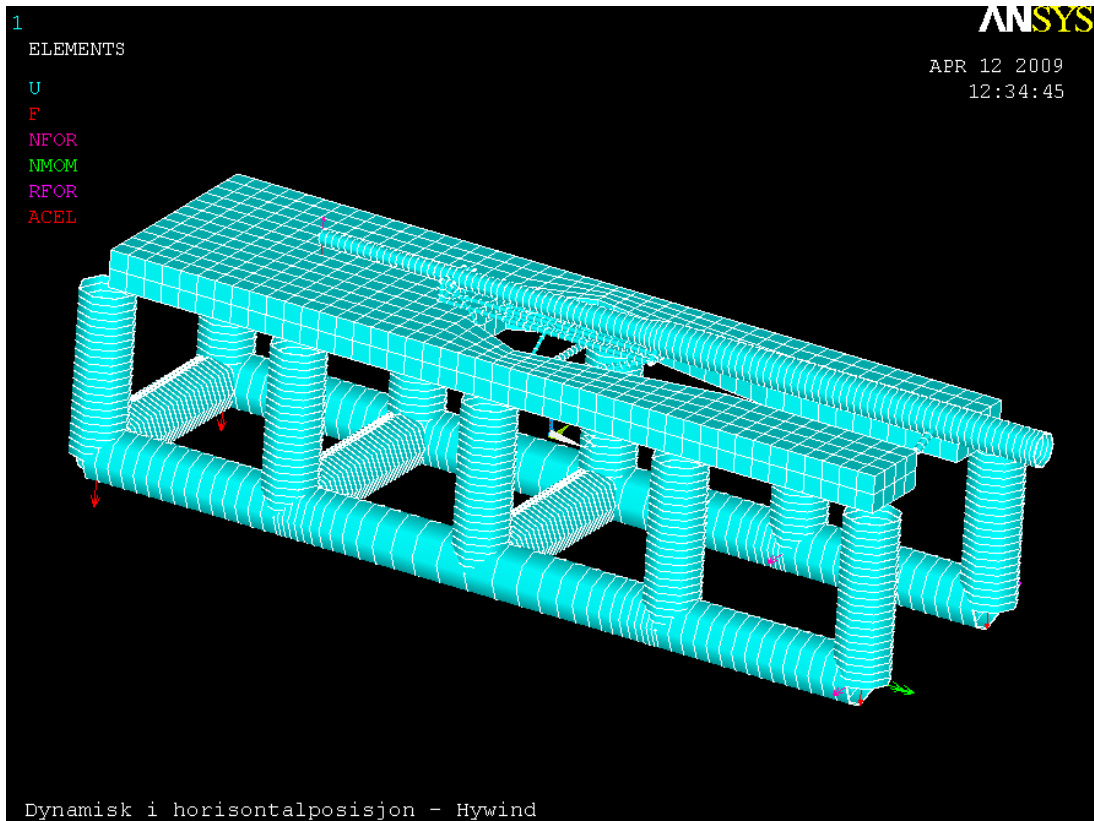
6.3 DYNAMISK I HORISONTALPOSISJON

En analyse i horisontal posisjon vil kunne bekrefte hypotesen om at spenningene vil bli mindre i en dynamisk analyse. Teorien går ut på at det er gunstig med avlasting. På den andre siden vil man kunne få økt visse effekter dersom bølge- og plattformbevegelsene virker sammen i en ugunstig retning.

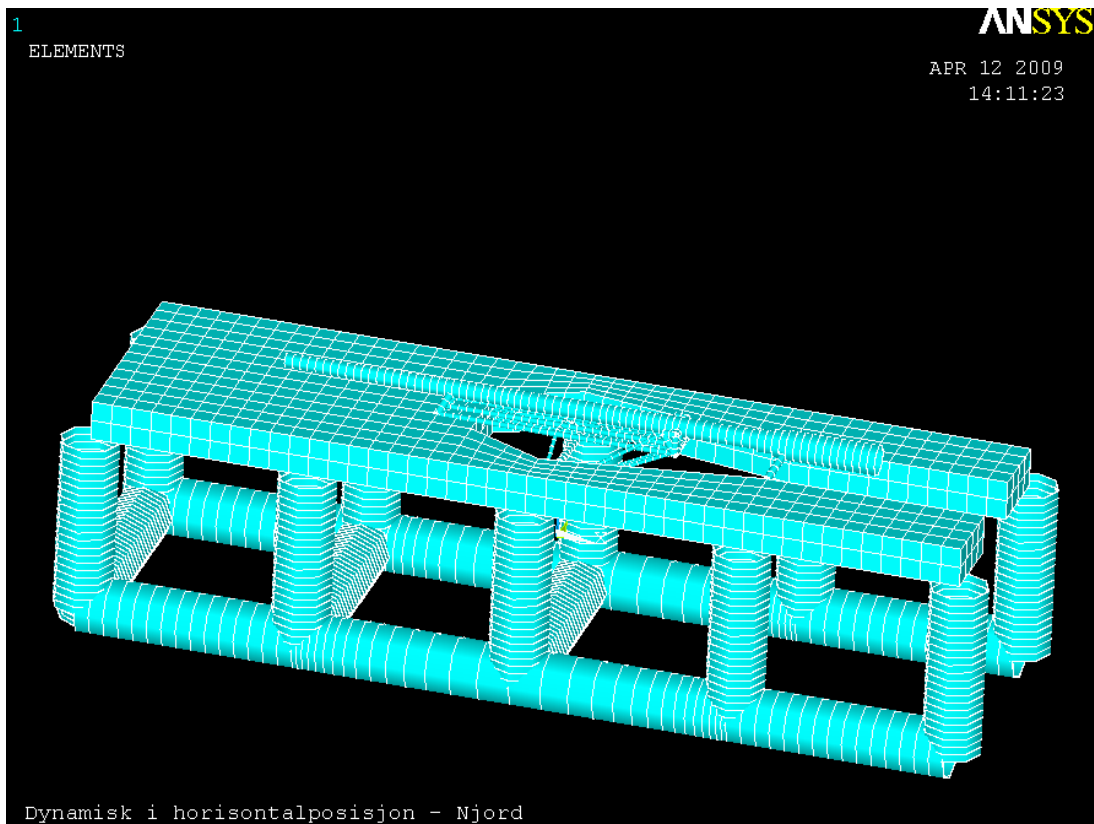
Vesentlig i denne analysen vil være turbintårnets adderte påkjenninger fra bølgelastenes bidrag til heaveakselerasjon. Analysene vil bli utført for hver enkelt turbin med PIPE59.

Tabell 40: Noder til betraktning i dette del-kapittelet

Node	Posisjon (x,y,z)	Element
2528	-67.6,0,35	Nacelle (Hywind OC3)
2428	140,0,35	Bunnplate (Hywind OC3)
2503	-70,0,35	Nacelle (Njord)
2428	80,0,35	Bunnplate (Njord)



Figur 141: Elementplott over Aquilo X1 med Hywind OC3



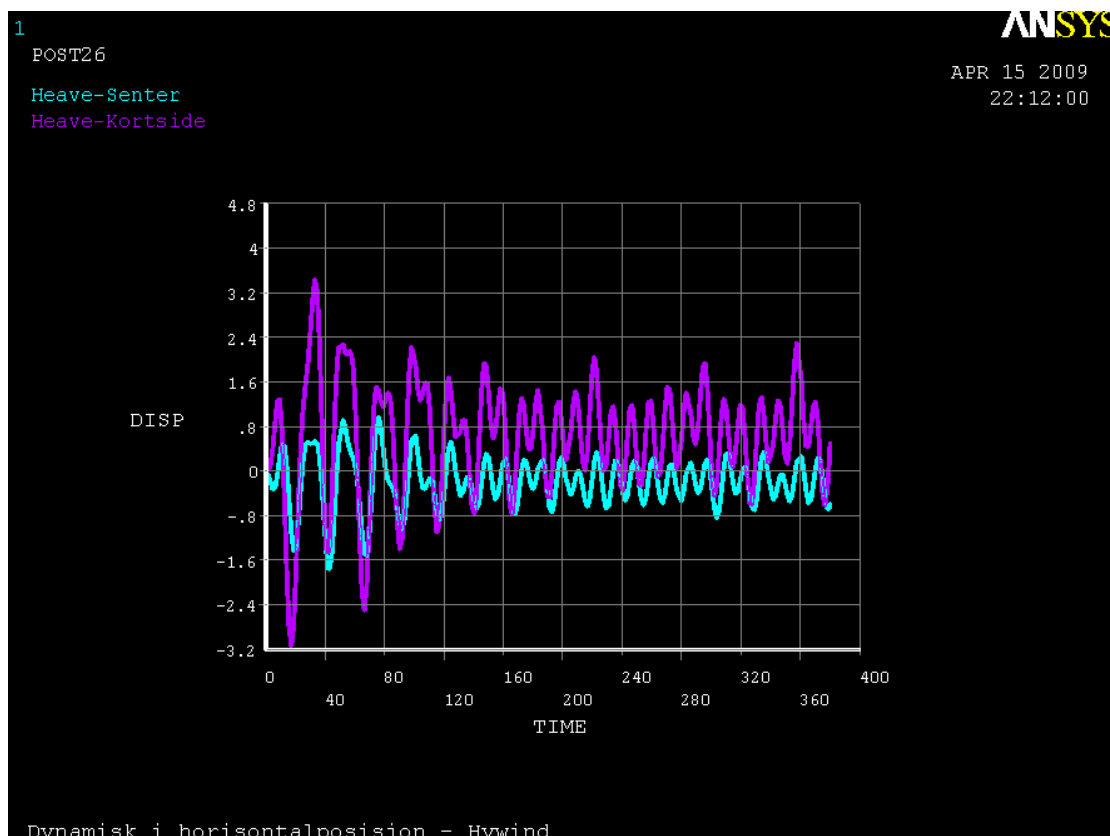
Figur 142: Elementplott over Aquilo X1 med Njord

6.3.1 Forskyvninger i konstruksjonen

Forskyvningene som oppstår vil i stor grad avhenge av valgte målepunkt. Bidraget fra pitch og roll vil være større jo lengre vekk fra senterlinjen til plattformen man kommer. I tillegg vil resultatene være følsomme med tanke på om plattformen er riktig ballastert.

Tabell 41: Forskyvningene for hele systemet med Hywind OC3

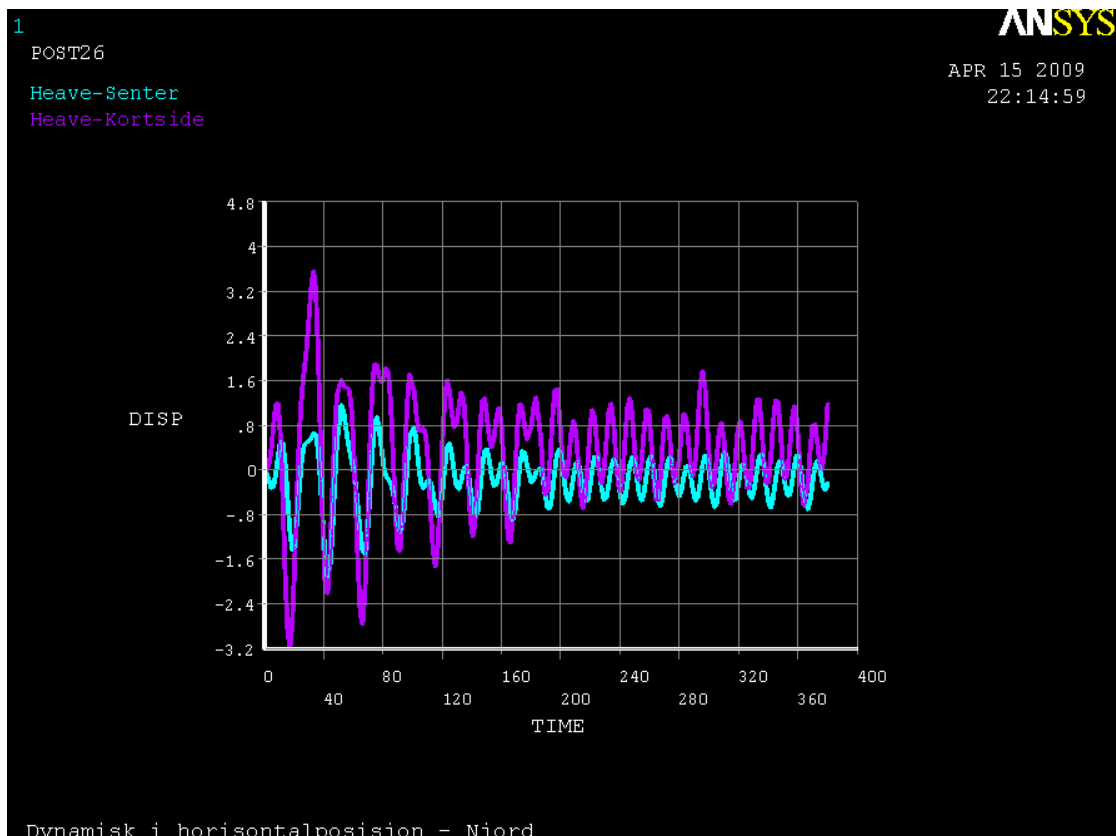
VARI	TYPE	POST26 IDENTIFIERS	SUMMARY OF VARIABLE NAME	EXTREME MINIMUM	VALUES AT TIME	MAXIMUM	AT TIME
1	TIME	1	TIME	1.583	1.583	380.0	380.0
2	NSOL	691	UX	-0.2185E-01	108.9	0.2587E-01	98.17
3	NSOL	1015	UX	-0.2022E-01	108.9	0.2335E-01	98.17
4	NSOL	1149	UX	-0.2193E-01	108.9	0.2578E-01	98.17
5	NSOL	2528	UX	-0.1886E-01	108.9	0.3302E-01	74.42
6	NSOL	2428	UX	-0.1873E-01	108.9	0.3310E-01	74.42
7	NSOL	691	UY	-4.719	7.917	7.187	41.17
8	NSOL	1015	UY	-4.689	7.917	7.186	41.17
9	NSOL	1149	UY	-4.720	7.917	7.185	41.17
10	NSOL	2528	UY	-4.042	7.917	7.214	41.17
11	NSOL	2428	UY	-4.035	7.917	7.215	41.17
12	NSOL	691	UZ	-1.772	42.75	0.9720	76.00
13	NSOL	1015	UZ	-3.143	17.42	3.443	33.25
14	NSOL	1090	UZ	-1.860	19.00	1.526	33.25
15	NSOL	1149	UZ	-1.762	42.75	0.9658	76.00
16	NSOL	2528	UZ	-2.035	42.75	0.6960	76.00
17	NSOL	2428	UZ	-1.803	42.75	0.9825	76.00



Figur 143: Forskyvningene til hele systemet med Hywind OC3

Figur 144: Forskyvningene til hele systemet med Njord

POST26 SUMMARY OF VARIABLE EXTREME VALUES							
VARI	TYPE	IDENTIFIERS	NAME	MINIMUM	AT TIME	MAXIMUM	AT TIME
1	TIME	1 TIME	TIME	1.583	1.583	380.0	380.0
2	NSOL	691 UX	UX	-0.6438E-01	72.72	0.6076E-01	131.3
3	NSOL	1015 UX	UX	-0.9526E-01	71.13	0.6738E-01	56.88
4	NSOL	1149 UX	UX	-0.6448E-01	72.72	0.6072E-01	131.3
5	NSOL	2503 UX	UX	-0.6882E-01	72.72	0.6629E-01	131.3
6	NSOL	2428 UX	UX	-0.6718E-01	71.13	0.6804E-01	131.3
7	NSOL	691 UY	UY	-4.827	7.917	6.369	41.17
8	NSOL	1015 UY	UY	-4.808	7.917	6.374	41.17
9	NSOL	1149 UY	UY	-4.799	7.917	6.358	41.17
10	NSOL	2503 UY	UY	-4.189	7.917	6.154	39.58
11	NSOL	2428 UY	UY	-4.228	7.917	6.242	39.58
12	NSOL	691 UZ	UZ	-1.910	42.75	1.168	52.13
13	NSOL	1015 UZ	UZ	-3.199	17.42	3.561	33.25
14	NSOL	1090 UZ	UZ	-1.970	42.75	1.548	33.25
15	NSOL	1149 UZ	UZ	-1.939	42.75	1.184	52.13
16	NSOL	2503 UZ	UZ	-2.042	42.75	1.054	52.13
17	NSOL	2428 UZ	UZ	-1.879	42.75	1.147	52.13



Figur 145: Forskyvningene til hele systemet med Njord

Resultatene mellom Hywind og Njord er ikke direkte sammenlignbare da ballastering av plattformen er utført i senter av pongtongene for å korrigere for den endrede totalvekten til systemet. Aquilo X1 er ballastert for å ligge nøytralt i vannet med de forskjellige turbinene, uten påkjenning fra naturkreftene. Bevegelsene til senternoden og målepunktene for akter og baug blir tilnærmet like. Dette skal være tilfelle når belastningen kommer 90° på fartøyet og vekten er uniformt fordelt. Bevegelsene i UX er neglisjerbare som antatt siden det ikke er noe påvirkning utenifra på systemet i denne retningen. Bevegelsene i sway er i stor grad bestemt av stivheten til det fiktive DP-systemet. I utgangspunktet burde det ikke være variasjon mellom Njord og Hywind på dette punktet, men endring i ballasten påvirker tyngdepunktet. Målepunktene er satt i plattformdekket. Endring i pitch- og rollakselerasjoner påvirker da bevegelsene i sway siden målepunktene ikke er lokalisert i høyden til rotasjonscenteret.

Et viktig poeng er at endring i plassering og størrelse til dekkslasten påvirker egenperiodene til plattformen. Dette kan spores gjennom ekstremalene for plattformforskyvningene som inntreffer ved forskjellige tidspunkter for de ulike turbinene. Disse vil også i likhet med swaybevegelsene påvirkes av avstanden til rotasjonscenteret, men ikke i like stor grad.

Ved betraktning av ekstremalene blir bevegelsene til Njord større enn for Hywind. Dette indikeres direkte av bevegelsene til node 691 som er i senter av plattformen. Avviket er på omtrent 0,2 m, noe som utgjør omtrent 15 % av heave amplituden. Ved betraktning av plottene kommer det frem at dette er et rent avvik i forbindelse med initialisering av bølgetoget i modellen. For Hywind ligger heavebevegelsene for kortsiden på omtrent 1,2 m. Tilsvarende for Njord blir omtrent 1,1 m. Dette er som forventet da en senking av tyngdepunktet resulterer i en mer stabil plattform. Det samme gjelder for heave i senter av plattformen, men i mindre grad.

Ved sammenligning med referanseplattformen uten last fra turbiner blir Aquilo X1 mer stabil med både Hywind og Njord. Det knyttes usikkerhet til resultatene da det er problematisk å evaluere amplitudene på grunn av opptredende irregulareteter over tidsdomenet. Hovedårsaken er endring i vektfordelingen både i horisontal- og vertikalplanet. Dette er et resultat av at deler av dekkslasten er flyttet ned til pongtongene som ballast, samt at massen til turbinen blir konsentrert om senterlinjen til plattformen og da ligger nærmere metasenteret. Dette gjør plattformen mer stabil, spesielt i roll.

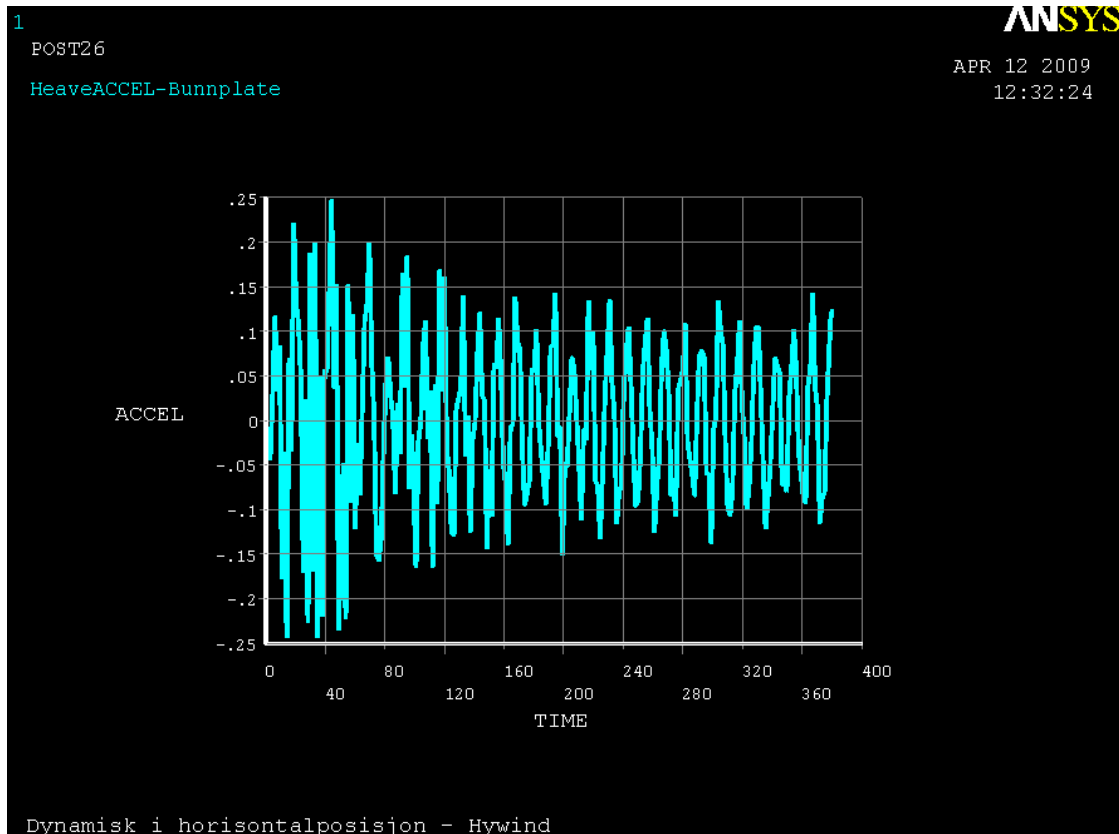
6.3.2 Akselerasjoner som oppstår i konstruksjonen

Hywind

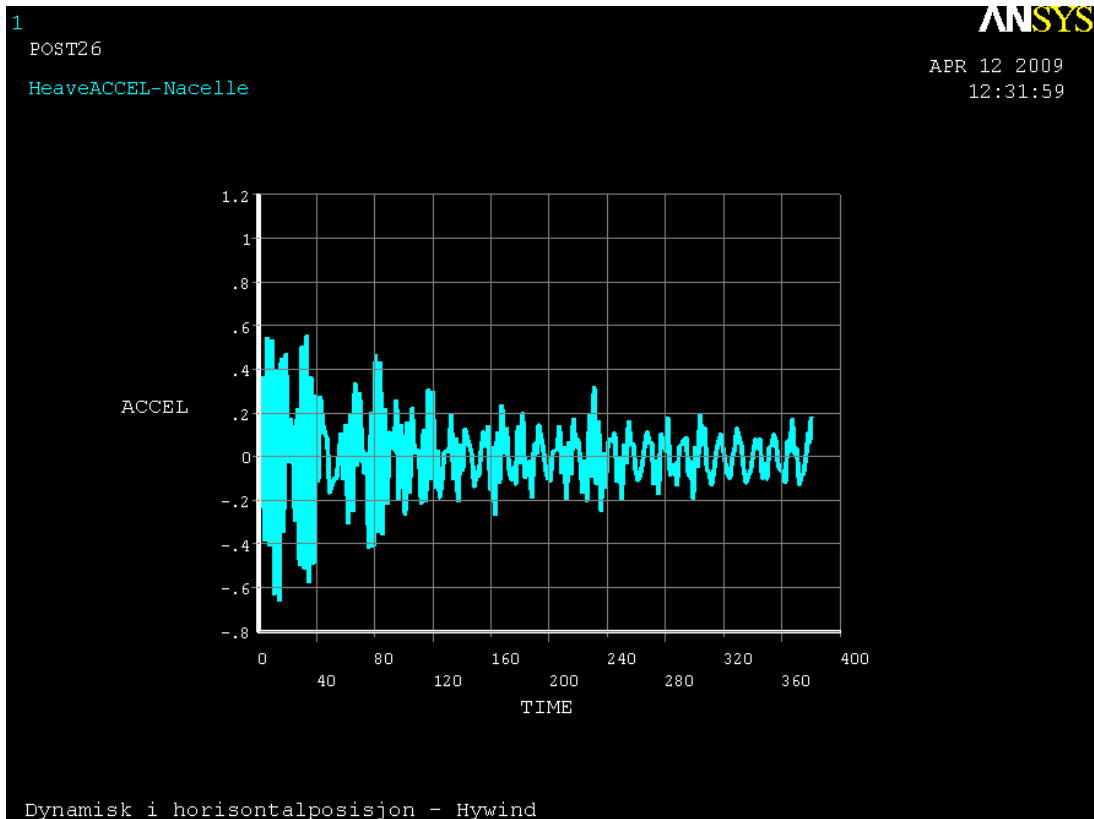
Det vil som nevnt tidligere være relevant å vurdere plattformresponsen med turbiner i forhold til referanseplattformen for å verifisere at den endelige responsen i den dynamiske analysen er realistisk. I tillegg vil det være aktuelt å vurdere hvilke akselerasjoner som oppstår med tanke på vurdering av bøyespenninger i turbintårnet. For Hywind i horisontalposisjon vil følgende ekstremalakselerasjoner oppstå som følge av plattformrespons.

Tabell 42: Akselerasjonene til hele systemet med Hywind OC3

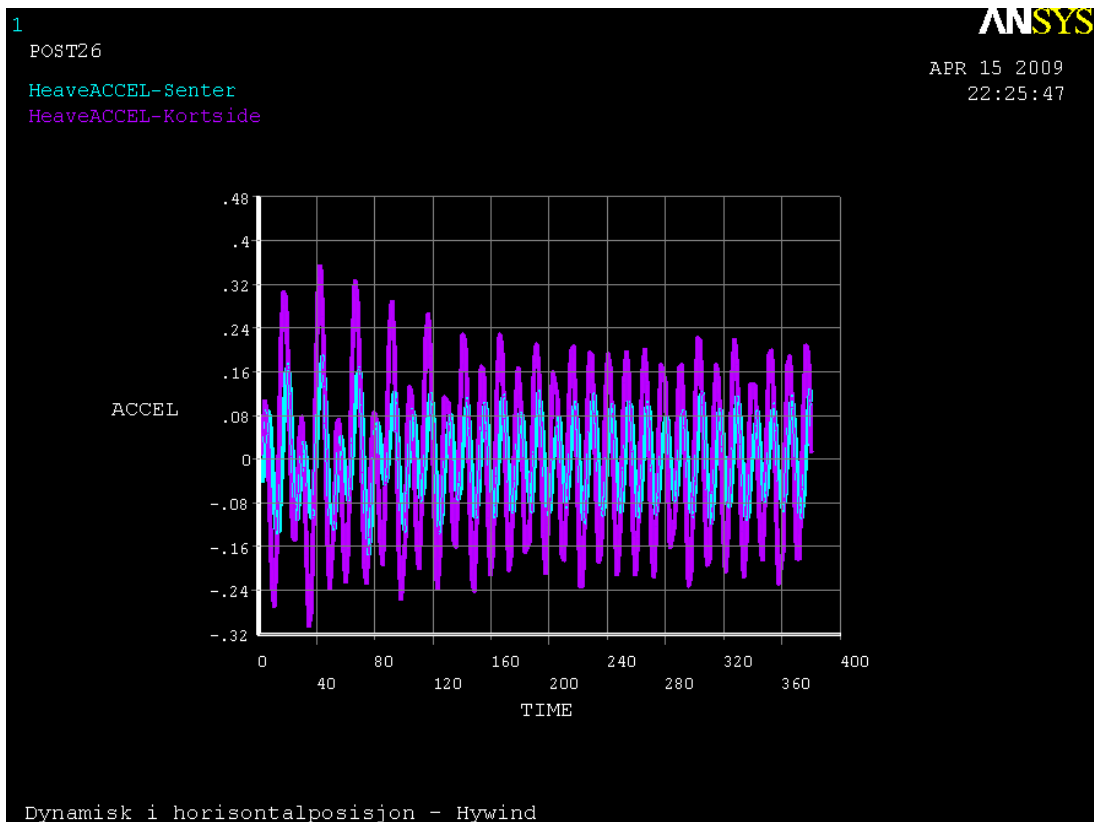
POST26 SUMMARY OF VARIABLE EXTREME VALUES							
VARI	TYPE	IDENTIFIERS	NAME	MINIMUM	AT TIME	MAXIMUM	AT TIME
18	691	ACCX	ACCX	-0.5184E-02	98.17	0.4078E-02	82.33
19	1015	ACCX	ACCX	-0.5431E-02	98.17	0.4826E-02	82.33
20	1149	ACCX	ACCX	-0.5000E-02	98.17	0.3966E-02	82.33
21	2528	ACCX	ACCX	-0.5554E-01	45.92	0.5379E-01	47.50
22	2428	ACCX	ACCX	-0.5397E-01	45.92	0.5197E-01	47.50
23	691	ACCY	ACCY	-0.6772	41.17	0.6548	9.500
24	1015	ACCY	ACCY	-0.6762	41.17	0.6467	9.500
25	1149	ACCY	ACCY	-0.6766	41.17	0.6548	9.500
26	2528	ACCY	ACCY	-0.5434	41.17	0.5382	9.500
27	2428	ACCY	ACCY	-0.5540	41.17	0.5362	9.500
28	691	ACCZ	ACCZ	-0.1748	76.00	0.1884	44.33
29	1015	ACCZ	ACCZ	-0.3066	34.83	0.3555	42.75
30	1149	ACCZ	ACCZ	-0.1640	76.00	0.1887	44.33
31	2528	ACCZ	ACCZ	-0.6642	14.25	0.5541	33.25
32	2428	ACCZ	ACCZ	-0.2441	34.83	0.2472	44.33



Figur 146: Akselerasjonene for bunnplaten til Hywind OC3



Figur 147: Akselerasjonene for nacellen til Hywind OC3



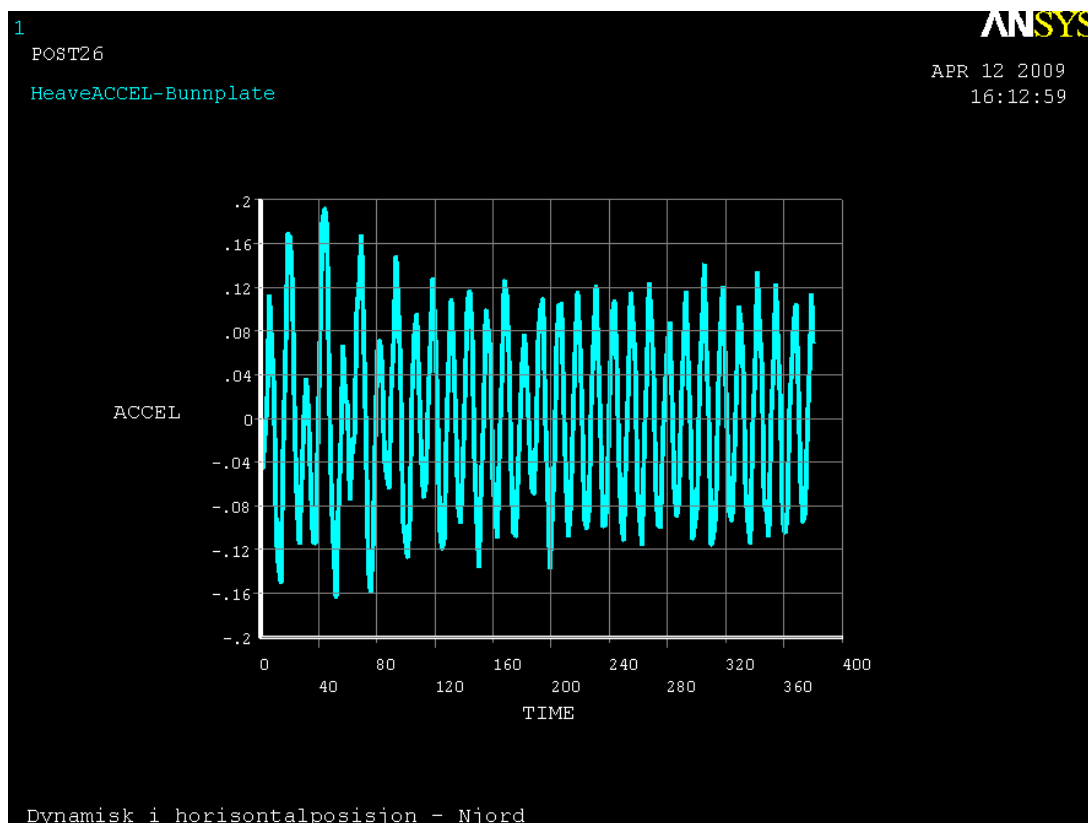
Figur 148: Akselerasjonene for senter og kant av plattformen (lik for hele plattformens senterlinje)

Njord

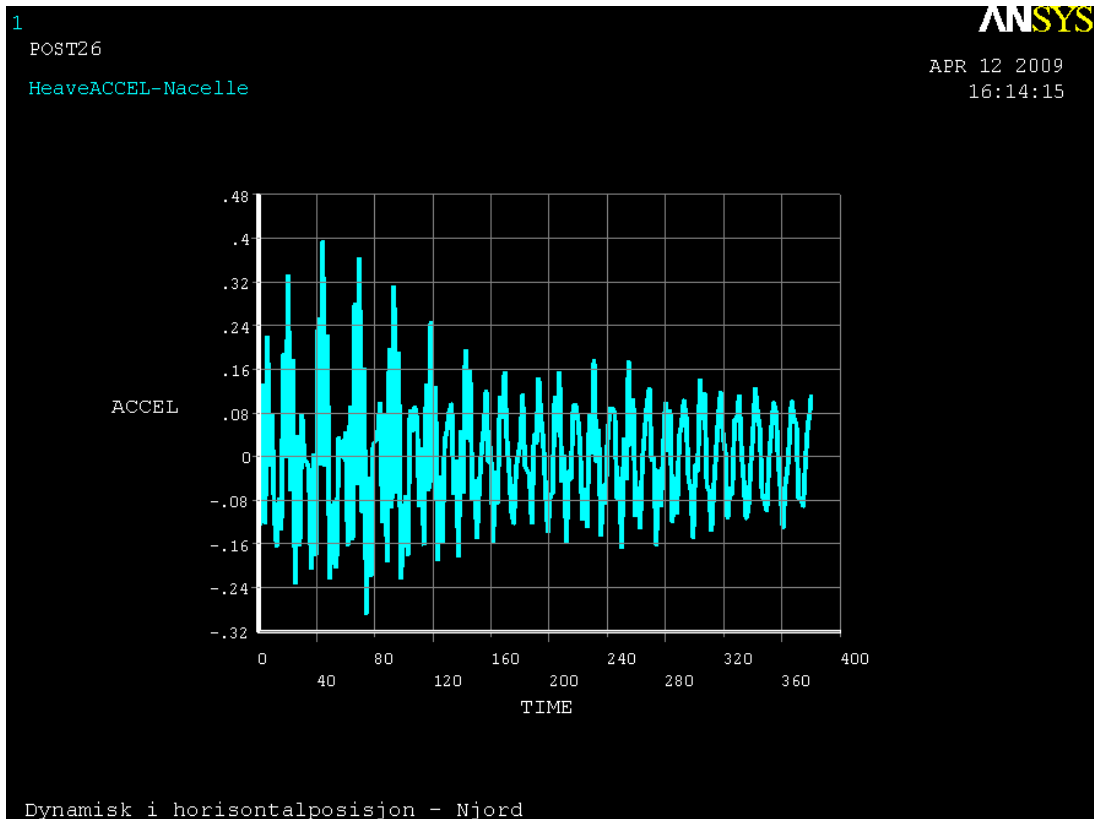
Tilsvarende vurdering som for Hywind vil også gjelde for Njord. Det forventes at Njord skal gi en større forbedring på plattformens respons enn Hywind. Dette som følge av at Njord har mindre masse, og dermed kan mer stabiliserende ballast legges til i pongtongene.

Tabell 43: Akselerasjonene til hele systemet med Njord

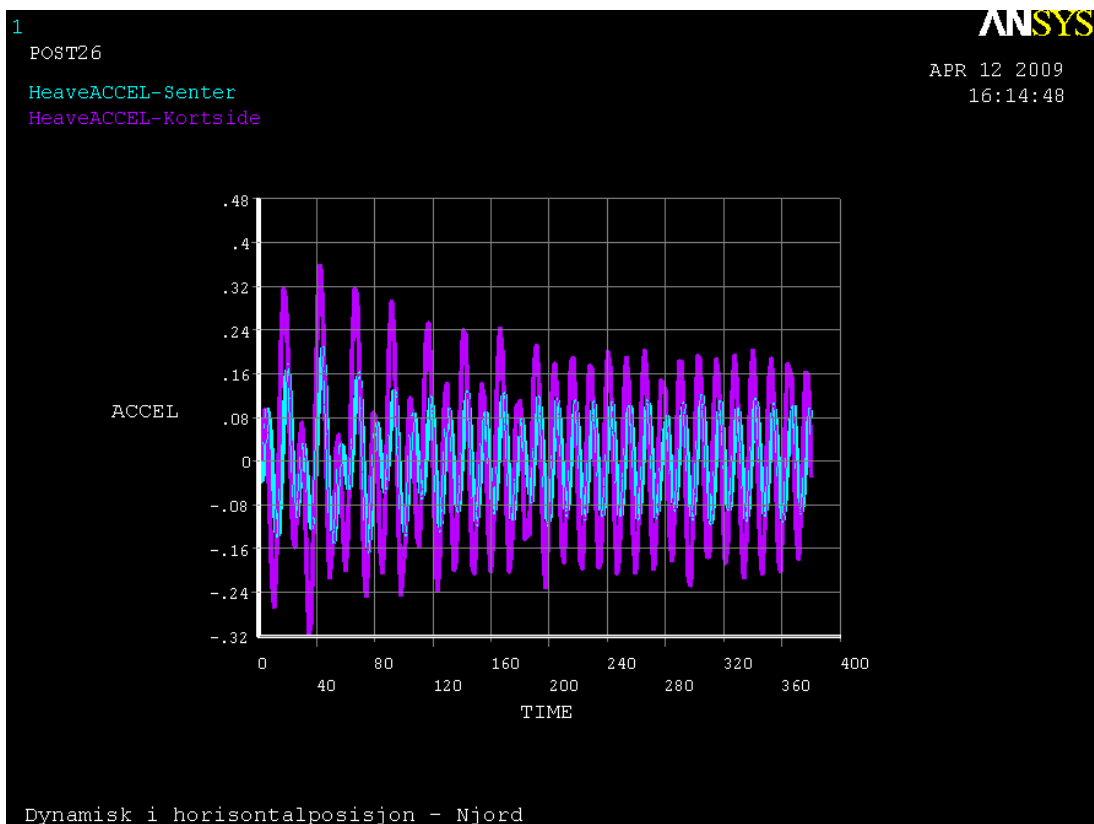
POST26 SUMMARY OF VARIABLE EXTREME VALUES							
VARI	TYPE	IDENTIFIERS	NAME	MINIMUM	AT TIME	MAXIMUM	AT TIME
18	691	ACCX	ACCX	-0.5709E-02	109.1	0.4867E-02	72.72
19	1015	ACCX	ACCX	-0.7326E-02	227.6	0.9388E-02	72.72
20	1149	ACCX	ACCX	-0.5698E-02	109.1	0.4875E-02	72.72
21	2503	ACCX	ACCX	-0.1687E-01	42.75	0.1791E-01	47.50
22	2428	ACCX	ACCX	-0.1352E-01	42.75	0.1513E-01	47.50
23	691	ACCY	ACCY	-0.6703	41.17	0.6552	9.500
24	1015	ACCY	ACCY	-0.6743	41.17	0.6502	9.500
25	1149	ACCY	ACCY	-0.6591	41.17	0.6454	9.500
26	2503	ACCY	ACCY	-0.5525	41.17	0.5345	9.500
27	2428	ACCY	ACCY	-0.5677	41.17	0.5503	9.500
28	691	ACCZ	ACCZ	-0.1664	75.88	0.2081	44.33
29	1015	ACCZ	ACCZ	-0.3183	34.83	0.3595	42.75
30	1149	ACCZ	ACCZ	-0.1683	75.88	0.2083	44.33
31	2503	ACCZ	ACCZ	-0.2883	74.30	0.3948	44.33
32	2428	ACCZ	ACCZ	-0.1648	52.13	0.1922	44.33



Figur 149: Akselerasjonene for bunnplaten til Njord



Figur 150: Akselerasjonene for nacellen til Njord



Figur 151: Akselerasjonene for senter og kant av plattformen

For en detaljdimensjonering vil det være vesentlig å beregne disse forskyvningene med tilhørende akselerasjoner med stor nøyaktighet. Under montering vil nacellene måtte ligge med rotoren i horisontalstilling. Den vil da henge omtrent 30 m ut på hver side av plattformen. Deformasjoner på 3 m på plattformkanten vil da tilsvare opp i mot 6 m ved rotortuppen. Dette gir en amplitude på 12 m på tuppen. Med en bølgeperiode på litt over 12 s gir dette anslagsvis en akselerasjon på $0,8 \text{ m/s}^2$. I tillegg kommer en reell fare for at tuppene kan nærme seg bølgetoppene når plattformkrengeing kommer inn i betraktningen.

De ekstremale heaveakselerasjonene for senter av referanseplattformen er tilnærmet like uavhengig av om Hywind er pålastet. For Njord blir disse større på tilsvarende måte som begrunnet i forhold til forskyvningene. Det blir da også her mer relevant å betrakte forskyvningene med hensyn på tid for å få et mer realistisk bilde på situasjonen. Dette gir en heaveakselerasjon på omtrent $0,12 \text{ m/s}^2$ uavhengig av om plattformen er lastet eller ikke.

Referanseplattformen og plattformen under belastning fra Hywind og Njord får rollakselerasjoner på henholdsvis $0,24 \text{ m/s}^2$, $0,22 \text{ m/s}^2$ og $0,20 \text{ m/s}^2$ ved betraktning over tid. Dette blir som forventet siden Njord har mest ballast i pongtongene. I forhold til ekstremalene kommer Hywind dårligere ut enn referanseplattformen, mens Njord kommer bedre ut. Irregulariteter i forbindelse med påføringen av bølgetoget, i kombinasjon med høyden lasten er plassert i, er forklaringen på dette.

Akselerasjon i nacelle vil i stor grad påvirkes av stivheten i turbinens tårn. I analysen blir dette omtrent $0,12$ og $0,20 \text{ m/s}^2$ for henholdsvis Njord og Hywind. I horisontalposisjon vil dette styres av pitch og roll for plattformen. Pitch vil være drivende siden avstanden til rotasjonssenteret er vesentlig større i denne retningen. Avstivningen fra vinsjene til Njord er ikke inkludert i denne analysen. Tårnene er foreløpig forenklet og modellert med PIPE59, hvilket gir forholdsvis dårlige resultater på spenningstopper og stivhet i horisontalstilling. Et poeng er at disse akselerasjonene bare kan oppstå over relativt korte intervall. Når turbinene hviler i horisontalposisjon vil nacellen være understøttet. Det er ikke før selve pivoteringssekvensen starter at tilleggsakselerasjoner fra selve løftet kan skape forhøyede verdier utover opptredende akselerasjoner i heave, pitch og roll. Akselerasjoner som kan oppstå under pivoteringssekvensen vil måtte undersøkes i detalj for å sikre at turbintårnet ikke overskrider dimensjonerende fasthet under løftet.

Bevegelsene til bunnplatene vil variere mye, spesielt i pitch, siden Hywind sin bunnplate er plassert omtrent 60 m lengre fra rotasjonssenteret. For Hywind og Njord blir disse henholdsvis $0,12$ og $0,15 \text{ m/s}^2$. Disse kan bli problematiske for Hywind og føre til spenningsoppbygninger, men de kan samtidig reduseres som følge av økt treghet i systemet.

6.3.3 Spenninger som oppstår i systemet

Fra kvasistatisk analyse vises det at ytterste trykkstag får størst trykkbelastning. I forhold til utmatting vil nødvendigvis strekk være mer relevant å analysere. Strekkstagene, og spesielt det midterste, får de største belastningene i strekk. Dette vil til dels være avhengig av lastsituasjon og kraftoverføring mellom opplager og Aquilo. For henholdsvis Hywind og Njord oppnås følgende spenninger i trykkstagene:

Hywind

Tabell 44: Spenninger i trykkstag på Aquilo med Hywind OC3 (fra aksel til opplager)

POST26 SUMMARY OF VARIABLE EXTREME VALUES								
VARI	TYPE	IDENTIFIERS		NAME	MINIMUM	AT TIME	MAXIMUM	AT TIME
33	ESOL	1743	S	EQV SEQV	0.7857E+08	25.33	0.1077E+09	9.500
34	ESOL	1744	S	EQV SEQV	0.7855E+08	25.33	0.1058E+09	9.500
35	ESOL	1745	S	EQV SEQV	0.7928E+08	25.33	0.1051E+09	9.500
36	ESOL	1747	S	EQV SEQV	0.8247E+08	28.50	0.1075E+09	9.500
37	ESOL	1748	S	EQV SEQV	0.8485E+08	28.50	0.1105E+09	9.500
38	ESOL	1749	S	EQV SEQV	0.8784E+08	28.50	0.1147E+09	9.500
39	ESOL	1750	S	EQV SEQV	0.9138E+08	28.50	0.1200E+09	9.500
40	ESOL	1751	S	EQV SEQV	0.9541E+08	28.50	0.1261E+09	9.500
41	ESOL	1752	S	EQV SEQV	0.9984E+08	28.50	0.1331E+09	9.500
42	ESOL	1753	S	EQV SEQV	0.1046E+09	28.50	0.1406E+09	9.500
43	ESOL	1754	S	EQV SEQV	0.1096E+09	28.50	0.1485E+09	9.500
44	ESOL	1755	S	EQV SEQV	0.1148E+09	28.50	0.1566E+09	9.500
45	ESOL	1756	S	EQV SEQV	0.1201E+09	28.50	0.1648E+09	9.500
46	ESOL	1757	S	EQV SEQV	0.1254E+09	28.50	0.1727E+09	9.500
47	ESOL	1758	S	EQV SEQV	0.1306E+09	28.50	0.1803E+09	9.500
48	ESOL	1759	S	EQV SEQV	0.1356E+09	28.50	0.1873E+09	9.500
49	ESOL	1760	S	EQV SEQV	0.1404E+09	28.50	0.1936E+09	9.500

Tabell 45: Spenninger relevante ekstremspenninger i strekkstag

POST26 SUMMARY OF VARIABLE EXTREME VALUES								
VARI	TYPE	IDENTIFIERS		NAME	MINIMUM	AT TIME	MAXIMUM	AT TIME
33	ESOL	1450	S	EQV SEQV	0.5678E+08	25.33	0.7734E+08	9.500
34	ESOL	1451	S	EQV SEQV	0.5652E+08	25.33	0.7767E+08	9.500
35	ESOL	1452	S	EQV SEQV	0.5644E+08	25.33	0.8125E+08	20.58
36	ESOL	1453	S	EQV SEQV	0.5692E+08	25.33	0.8011E+08	20.58

Njord

Tabell 46: Spenninger i trykkstag på Aquilo med Njord (fra aksel til opplager)

POST26 SUMMARY OF VARIABLE EXTREME VALUES								
VARI	TYPE	IDENTIFIERS		NAME	MINIMUM	AT TIME	MAXIMUM	AT TIME
33	ESOL	1743	S	EQV SEQV	0.3666E+07	11.08	0.7437E+07	30.08
34	ESOL	1744	S	EQV SEQV	0.4409E+07	11.08	0.7213E+07	30.08
35	ESOL	1745	S	EQV SEQV	0.5153E+07	11.08	0.7294E+07	39.58
36	ESOL	1747	S	EQV SEQV	0.6524E+07	34.83	0.8253E+07	15.83
37	ESOL	1748	S	EQV SEQV	0.7004E+07	34.83	0.9008E+07	15.83
38	ESOL	1749	S	EQV SEQV	0.7522E+07	34.83	0.9765E+07	15.83
39	ESOL	1750	S	EQV SEQV	0.8072E+07	34.83	0.1055E+08	19.00
40	ESOL	1751	S	EQV SEQV	0.8653E+07	34.83	0.1134E+08	19.00
41	ESOL	1752	S	EQV SEQV	0.9262E+07	34.83	0.1209E+08	19.00
42	ESOL	1753	S	EQV SEQV	0.9899E+07	34.83	0.1282E+08	19.00
43	ESOL	1754	S	EQV SEQV	0.1056E+08	34.83	0.1351E+08	19.00
44	ESOL	1755	S	EQV SEQV	0.1125E+08	34.83	0.1418E+08	15.83
45	ESOL	1756	S	EQV SEQV	0.1197E+08	34.83	0.1487E+08	15.83
46	ESOL	1757	S	EQV SEQV	0.1272E+08	34.83	0.1554E+08	15.83
47	ESOL	1758	S	EQV SEQV	0.1331E+08	11.08	0.1619E+08	15.83
48	ESOL	1759	S	EQV SEQV	0.1380E+08	11.08	0.1681E+08	15.83
49	ESOL	1760	S	EQV SEQV	0.1428E+08	11.08	0.1754E+08	39.58

Tabell 47: Relevante ekstremspenninger i strekkstag

POST26 SUMMARY OF VARIABLE EXTREME VALUES								
VARI	TYPE	IDENTIFIERS		NAME	MINIMUM	AT TIME	MAXIMUM	AT TIME
33	ESOL	1450	S	EQV SEQV	0.1294E+08	11.08	0.1536E+08	19.00
34	ESOL	1451	S	EQV SEQV	0.1300E+08	26.92	0.1582E+08	19.00
35	ESOL	1452	S	EQV SEQV	0.1206E+08	26.92	0.1610E+08	19.00
36	ESOL	1453	S	EQV SEQV	0.1233E+08	26.92	0.1558E+08	19.00

Opptredende von Mises spenninger for strekkørerne er vesentlig lavere enn i kvasistatisk analyse. Dette skyldes hovedsakelig innfestingen av turbinen som er modellert med PIPE59. Overgangen mellom turbin og Aquilo blir ved det nederste opplageret forholdsvis stiv på grunn av torsjonsstagene. Det er ikke lagt inn noen friksjon i opplagrene da dette er problematisk med forenklete modeller basert på PIPE59. Dette vil kunne tas hensyn til ved utvikling av en volummodell. Det øverste opplageret får også en viss stivhet som følge av valgt tverrsnitt. Dette medfører i sum at store deler av strekkraftene blir tatt i turbintårnet i stedet for i strekkstagene til Aquilo. I praksis vil dette også forekomme med mindre en viss glidning eller rotasjon tillates i det ene opplagret. I en reell situasjon kan dette være vanskelig å ta høyde for på grunn av dimensjonene til elementene, men det er ønskelig at avstanden mellom opplagrene til en viss grad skal kunne være justerbare med tanke på tilpassing av fremtidige turbinkonsept.

6.3.4 Oppsummering av horisontalposisjon

Spenningene ved dynamisk analyse er en del høyere enn ved ren kvasistatisk analyse. Dette kommer som følge av flere fenomener, men hovedsakelig fra kobling mellom de forskjellige akselerasjonene og bevegelsene til plattformen. I forhold til plattformakselerasjonene er det små og tilnærmet neglisjerbare avvik fra referanseplattformen. Samtidig er det klart at måten den blir ballastert og lastet på er sentral for måten plattformen responderer. Den dynamiske betraktningen er sterkt forenklet i forhold til lastpåføringen fra turbinene som er basert på rene linjemodeller.

Tabell 48: Sammenligning av Hywind OC3 i dynamisk posisjon mot kvasistatisk

Element	Dynamisk [MPa]	Kvasistatisk [MPa]	Avvik [%]	Dim. Krav [MPa]	U.G [%]
Strekkstag	81	113	28	122	66
Trykkstag	194	141	27	198	98

Utnyttelsesgraden for trykkstagene blir høyere ved dynamisk analyse enn ved kvasistatisk analyse. Dette kommer trolig av økning i akselerasjonene, spesielt i forhold til roll da Aquilo vil få alternerende sideveis belastning i tillegg til full horisontalbelastning.

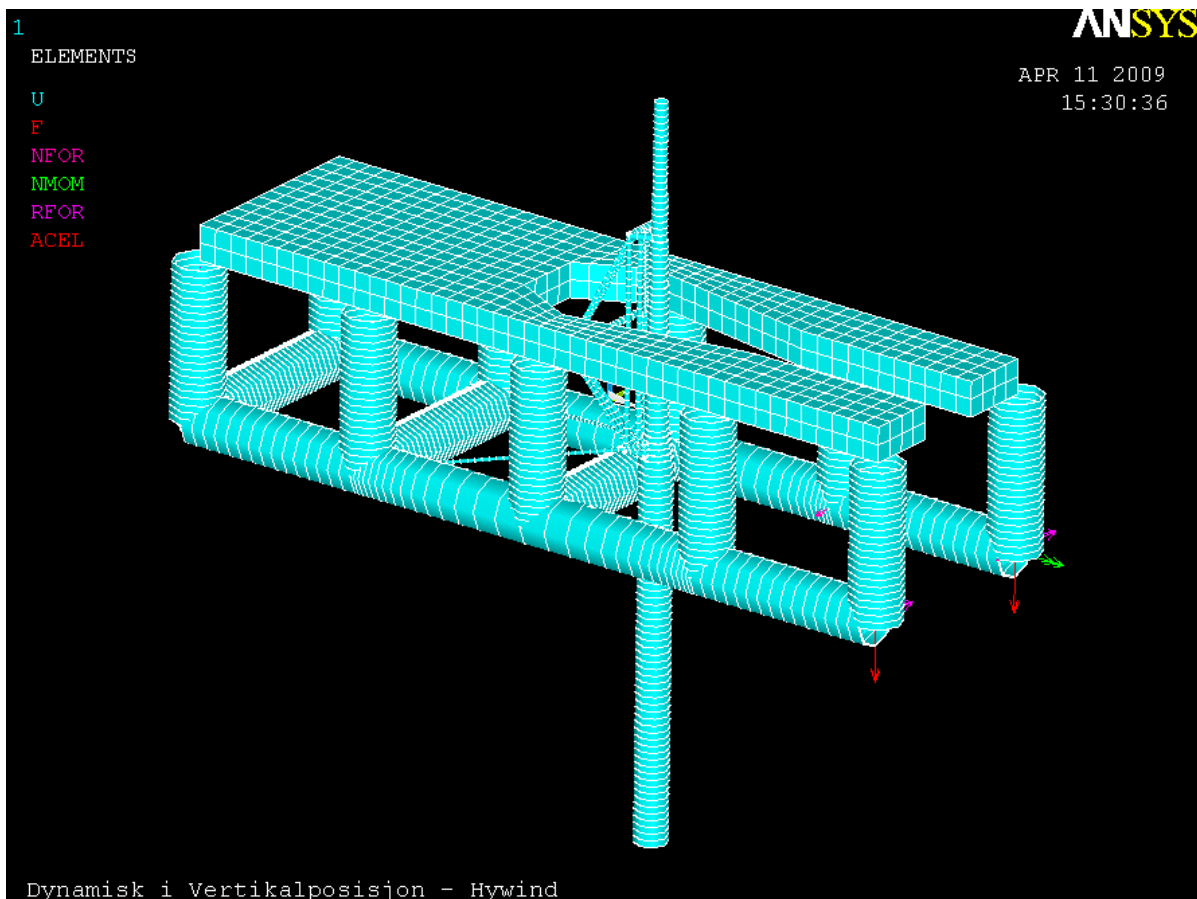
6.4 DYNAMISK I VERTIKALPOSISJON

Analysene vil her bli utført med PIPE59 for at ANSYS skal kunne beregne påkjenningene fra bølger og strøm. Påkjenning fra vindfelt er ikke inkludert.

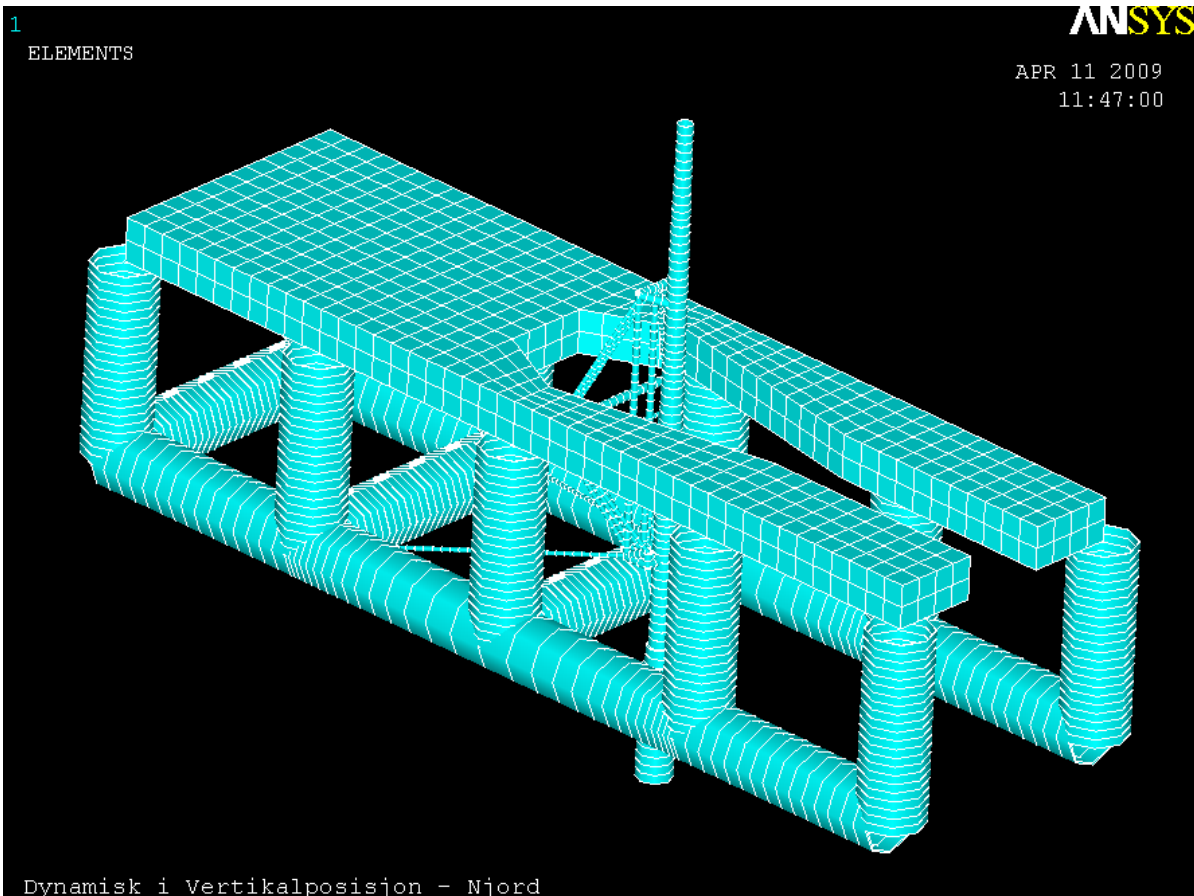
Turbinen vil kunne endre responsen til det totale systemet og påvirke både forskyvninger og akselerasjoner. Dette må tas høyde for når Aquilo kontrolleres for spenningskonsentrasjoner. Turbinene vil i vertikalposisjon som nevnt tidligere fungere som en kjøll og dermed stabilisere hele plattformen. Dersom stivheten er høy kan dette føre til uheldige spenningsfordelinger gjennom systemet. Det er derfor nødvendig å kjøre globalanalyser individuelt med turbinkonseptene for å kontrollere spenningene som oppstår. Tilsvarende vil kunne oppstå under selve pivoteringssekvensen.

Det forekommer også her, som i analysene for hydrodynamisk plattformstabilitet, irregulariteter når det første bølgetoget kommer fra siden. Betragtning av ekstremaler vil derfor sannsynligvis ikke være en god kilde med tanke på realistiske vurderinger av lastsituasjonen.

Lastsituasjonen hvor bølgebelastningen kommer på tvers av plattformen vil bli drøftet direkte i oppgaven. Dette vil være det dimensjonerende tilfellet for alle turbinene under forutsetning av at vindbelastningen ikke tas med i betraktning. Belastning fra vindkast kan potensielt bli dimensjonerende i forhold til at trykkstagene i den øvre delen av Aquilo får høy utnyttelsesgrad i kvasistatisk analyse av Hywind i vertikalposisjon. Dynamiske tilfeller hvor den relative hastigheten mellom nacelle og vindkasthastigheten overskrider beregnet vindkasthastighet kan da forekomme. Dette er dog ikke et tilfelle som kan tas høyde for i denne analysen uten å integrere et vindspekter i modellen.



Figur 152: Aquilo X1 med Hywind OC3 i vertikalposisjon



Figur 153: Aquilo X1 med Njord i vertikalposisjon

Tabell 49: Relevante noder for turbinene i den vertikale dynamiske analysen

Node	Koordinat (x,y,z)	Posisjon
2590	16,0,87.6	Nacelle (Hywind OC3)
2489	16,0,-120	Bunnplate (Hywind OC3)
2566	16,0,90	Nacelle (Njord)
2491	16,0,-60	Bunnplate (Njord)

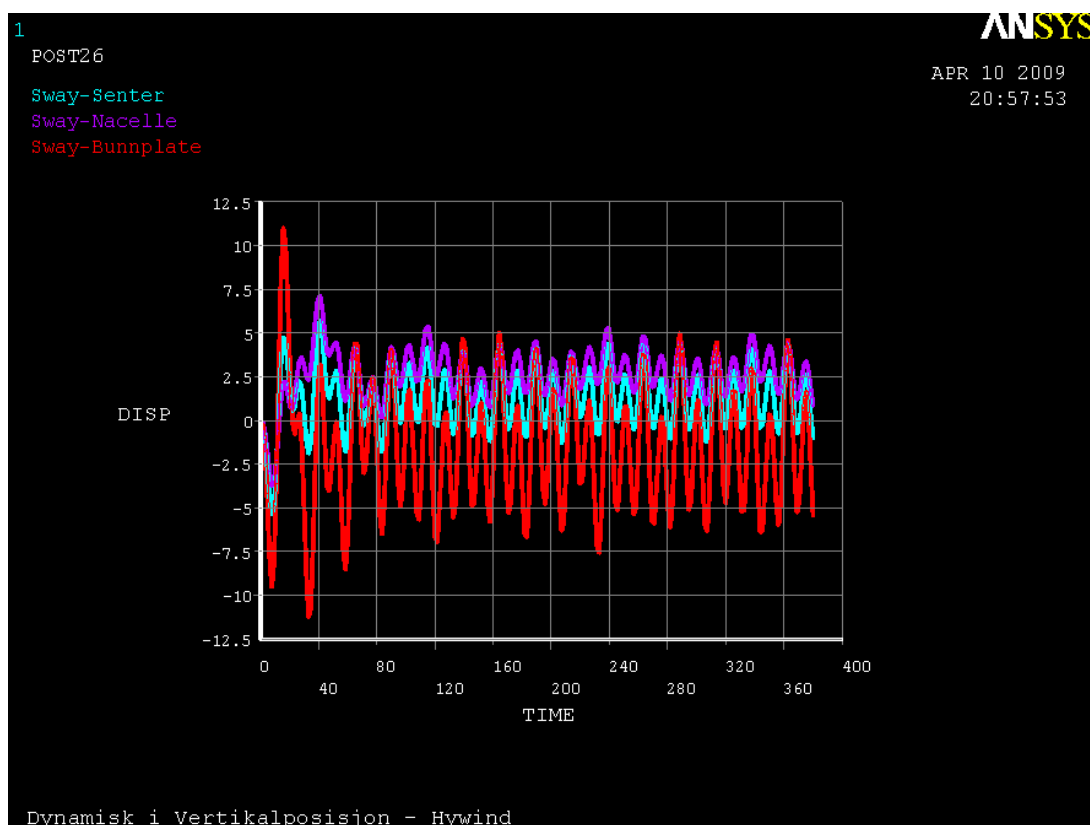
6.4.1 Maksimalt opptredende forskyvninger

I forhold til kjølvirkningen vil det være vesentlig å vurdere forskyvningene som oppstår i en globalanalyse i forskjellige lastsituasjoner. En vesentlig kjølvirkning vil potensielt føre til store tvangsspenninger i Aquilo sine konstruksjonselementer. Forskyvningene for plattformen lastet med Hywind og Njord blir følgende:

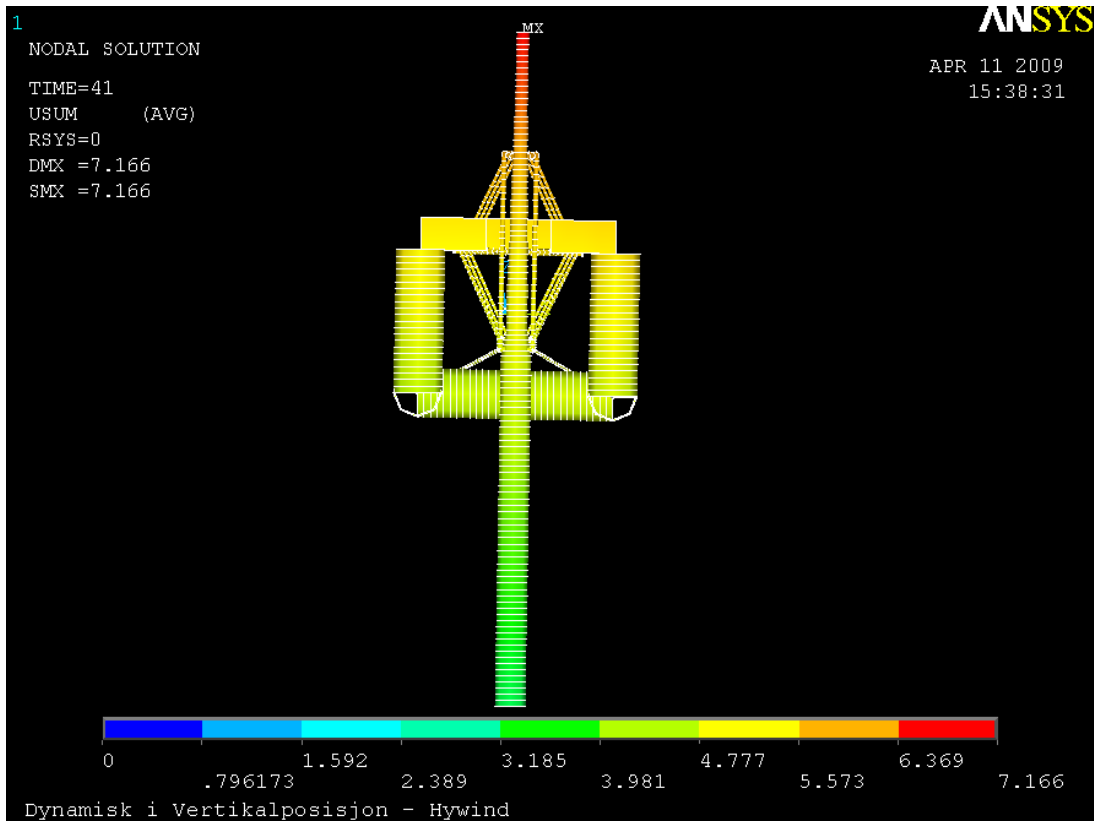
HYWIND

Tabell 50: Maksimale forskyvninger som oppstår med Hywind og Aquilo X1

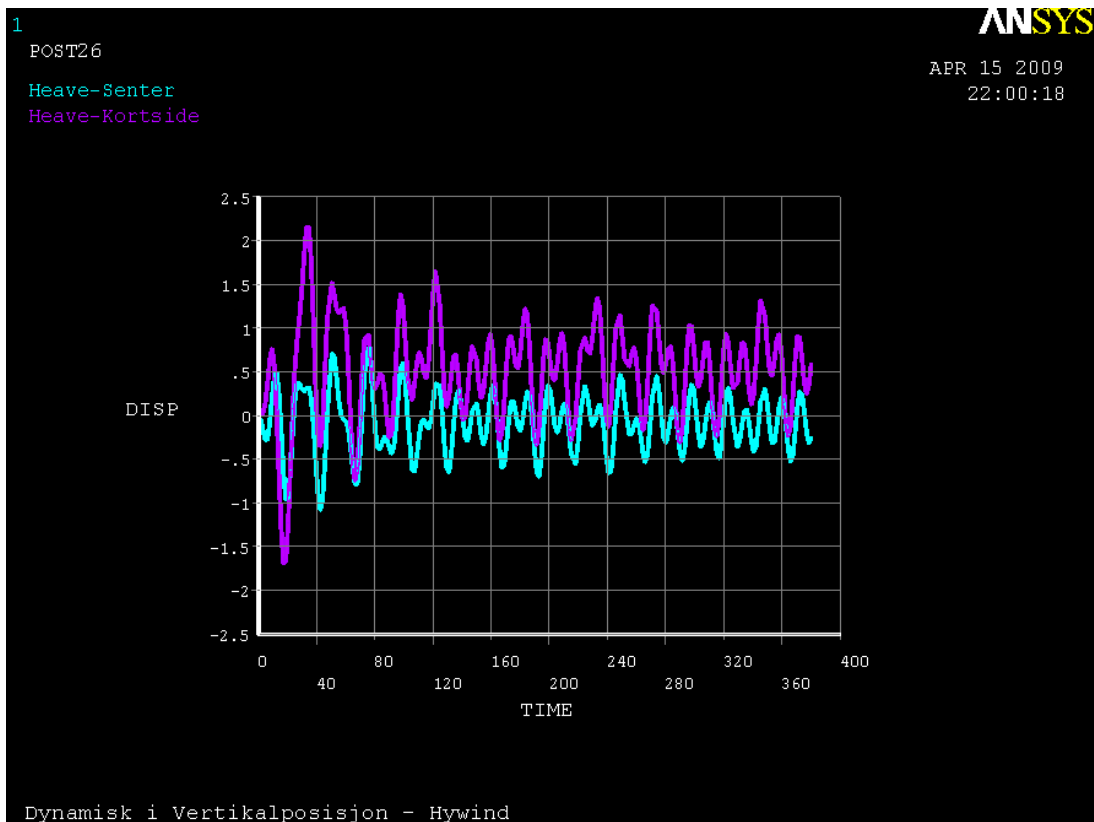
POST26 SUMMARY OF VARIABLE EXTREME VALUES							
VARI	TYPE	IDENTIFIERS	NAME	MINIMUM	AT TIME	MAXIMUM	AT TIME
1	TIME	1 TIME	TIME	1.583	1.583	380.0	380.0
2	NSOL	691 UX	UX	-0.2813E-01	297.7	0.4105E-01	61.75
3	NSOL	1015 UX	UX	-0.3151E-01	127.9	0.5229E-01	139.0
4	NSOL	1149 UX	UX	-0.2826E-01	297.7	0.4094E-01	61.75
5	NSOL	2590 UX	UX	-0.4641E-01	45.92	0.8046E-01	58.58
6	NSOL	2489 UX	UX	-0.1267	77.36	0.1051	66.50
7	NSOL	691 UY	UY	-5.401	7.917	5.705	41.17
8	NSOL	1015 UY	UY	-5.398	7.917	5.705	41.17
9	NSOL	1149 UY	UY	-5.375	7.917	5.733	41.17
10	NSOL	2590 UY	UY	-3.740	7.917	7.128	41.17
11	NSOL	2489 UY	UY	-11.27	33.25	11.02	15.83
12	NSOL	691 UZ	UZ	-1.081	42.75	0.7793	75.77
13	NSOL	1015 UZ	UZ	-1.691	17.42	2.157	34.83
14	NSOL	1090 UZ	UZ	-1.168	19.00	0.9474	50.67
15	NSOL	1149 UZ	UZ	-1.122	42.75	0.8410	75.77
16	NSOL	2590 UZ	UZ	-1.094	42.75	0.7508	75.77
17	NSOL	2489 UZ	UZ	-1.045	42.75	0.7551	75.77



Figur 154: Korrelasjon mellom sway for plattform og turbin



Figur 155: Sway og heave for plattform og turbin ved t lik 15 s

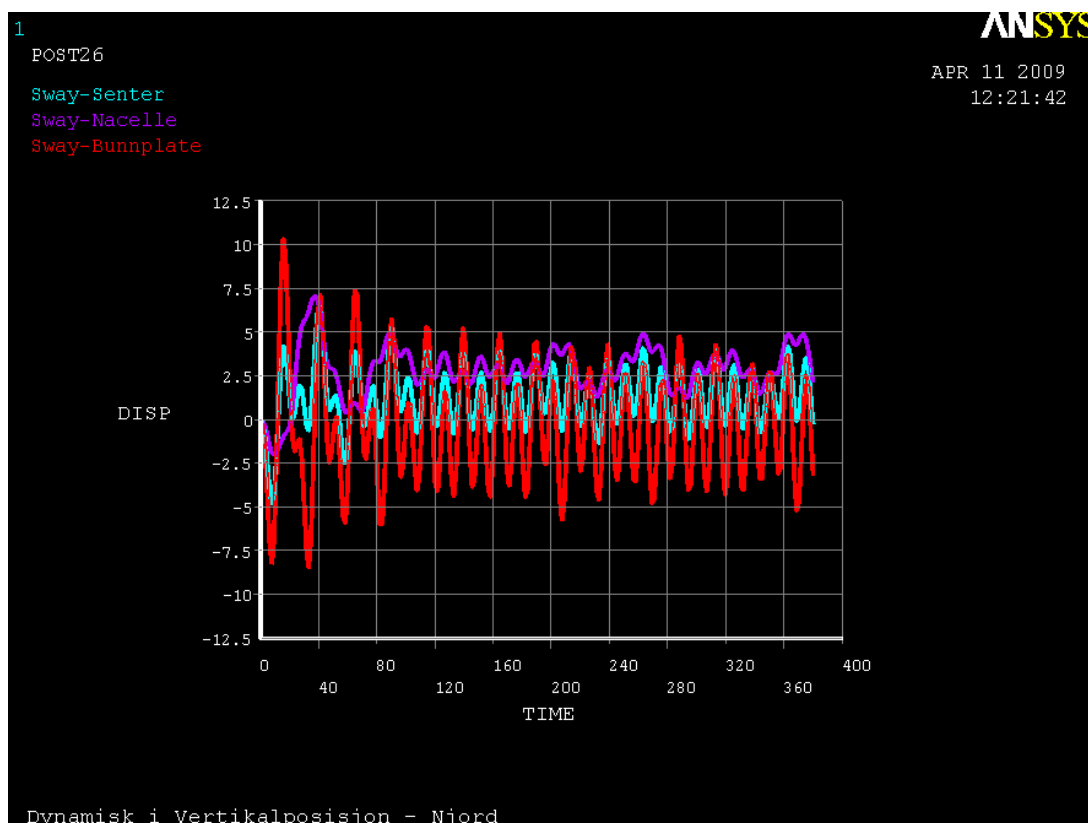


Figur 156: Heave-akselerasjoner på plattformen under belastning av Hywind OC3

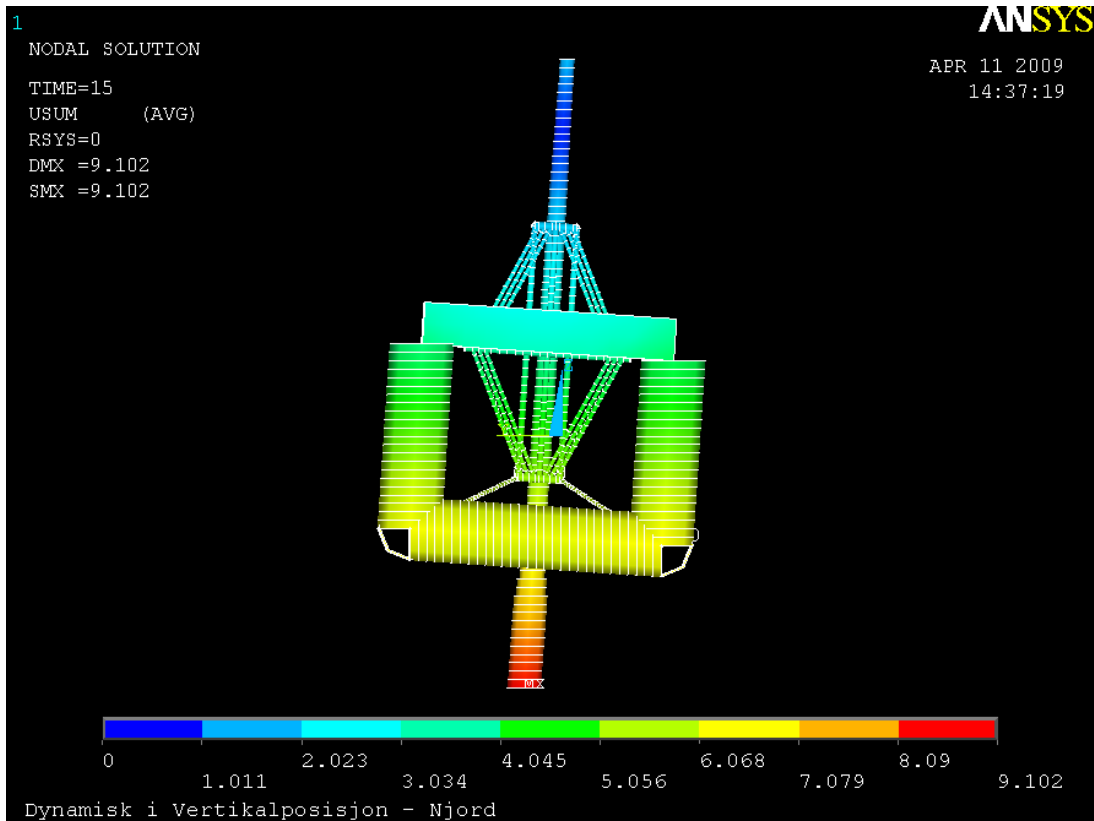
Njord

Tabell 51: Maksimale forskyvninger som oppstår med Njord og Aquilo X1

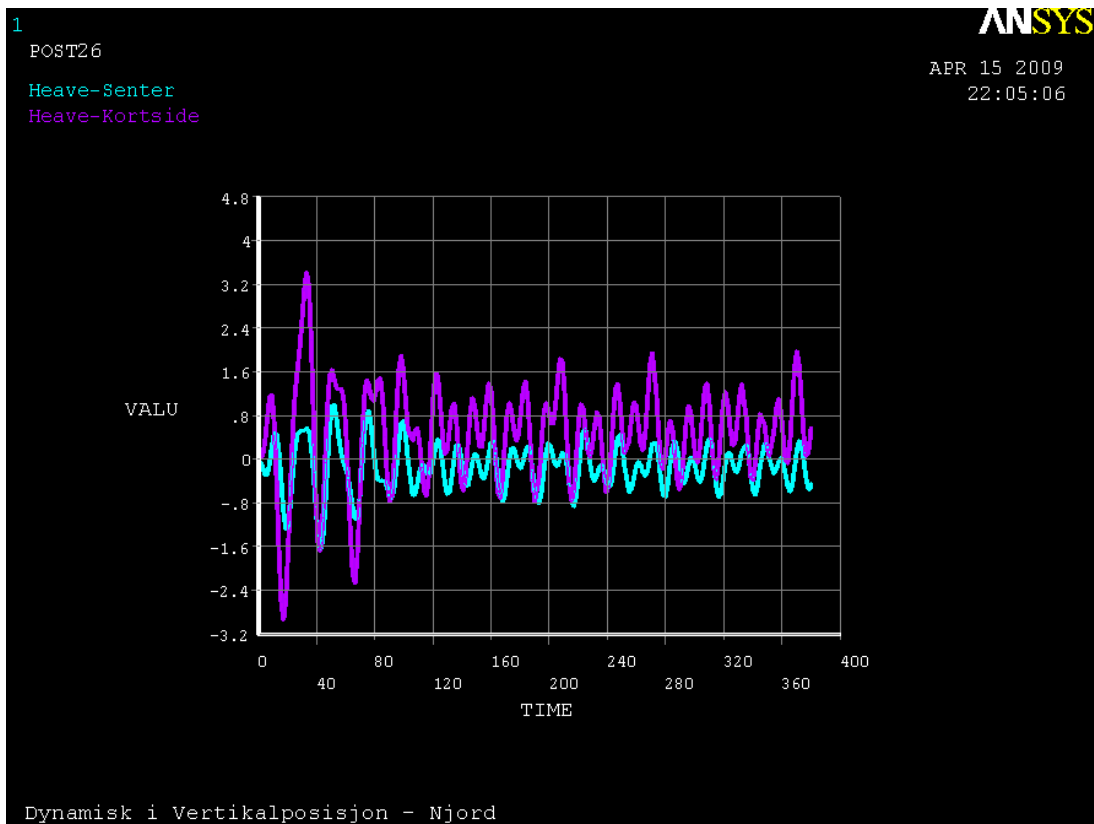
POST26 SUMMARY OF VARIABLE EXTREME VALUES							
VARI	TYPE	IDENTIFIERS	NAME	MINIMUM	AT TIME	MAXIMUM	AT TIME
1	TIME	1 TIME	TIME	1.583	1.583	380.0	380.0
2	NSOL	691 UX	UX	-0.7891E-01	72.83	0.7518E-01	85.50
3	NSOL	1015 UX	UX	-0.1043	71.25	0.8150E-01	60.17
4	NSOL	1149 UX	UX	-0.7901E-01	72.83	0.7506E-01	85.50
5	NSOL	2566 UX	UX	-0.1139	47.50	0.1746	57.00
6	NSOL	2491 UX	UX	-0.1212	76.00	0.1349	85.50
7	NSOL	691 UY	UY	-4.822	7.917	6.541	41.17
8	NSOL	1015 UY	UY	-4.803	7.917	6.542	41.17
9	NSOL	1149 UY	UY	-4.794	7.917	6.535	41.17
10	NSOL	2566 UY	UY	-2.025	9.500	7.056	38.00
11	NSOL	2491 UY	UY	-8.491	33.25	10.36	15.83
12	NSOL	691 UZ	UZ	-1.664	42.75	0.9948	52.25
13	NSOL	1015 UZ	UZ	-2.945	17.42	3.423	33.25
14	NSOL	1090 UZ	UZ	-1.718	19.00	1.411	33.25
15	NSOL	1149 UZ	UZ	-1.725	42.75	1.048	52.25
16	NSOL	2566 UZ	UZ	-1.654	42.75	0.9523	52.25
17	NSOL	2491 UZ	UZ	-1.646	42.75	0.9911	50.67



Figur 157: Korrelasjon mellom plattform og turbin i sway



Figur 158: Sway og heave for plattform og turbin ved t lik 15 s



Figur 159: Heaveforskyvninger for hele systemet med Njord

Det er tydelig at kjøleffekten vil få innvirkning på plattformens respons. Når hydrodynamisk demping kommer med i betraktningen kan dette fenomenet potensielt få enda større betydning. Resultatene kan også ses direkte i sammenheng med både referanseplattformen og bevegelsene i horisontalposisjon med angrepsvinkel lik 90°.

Tabell 52: Midlede plattformbevegelser i heave i forhold til forskjellige monterings situasjoner

Element	Senter	Sidekant	Benevning
Referanse	1,2	2,4	m
Vertikal Hywind	1,0	1,5	m
Vertikal Njord	1,1	2,3	m
Horisontal Hywind	1,2	3,2	m
Horisontal Njord	1,1	2,5	m

Plattformen ligger betydelig roligere i sjøen med turbinene i vertikalposisjon. Hywind gir også en vesentlig større innvirkning enn Njord, spesielt i rollretningen.

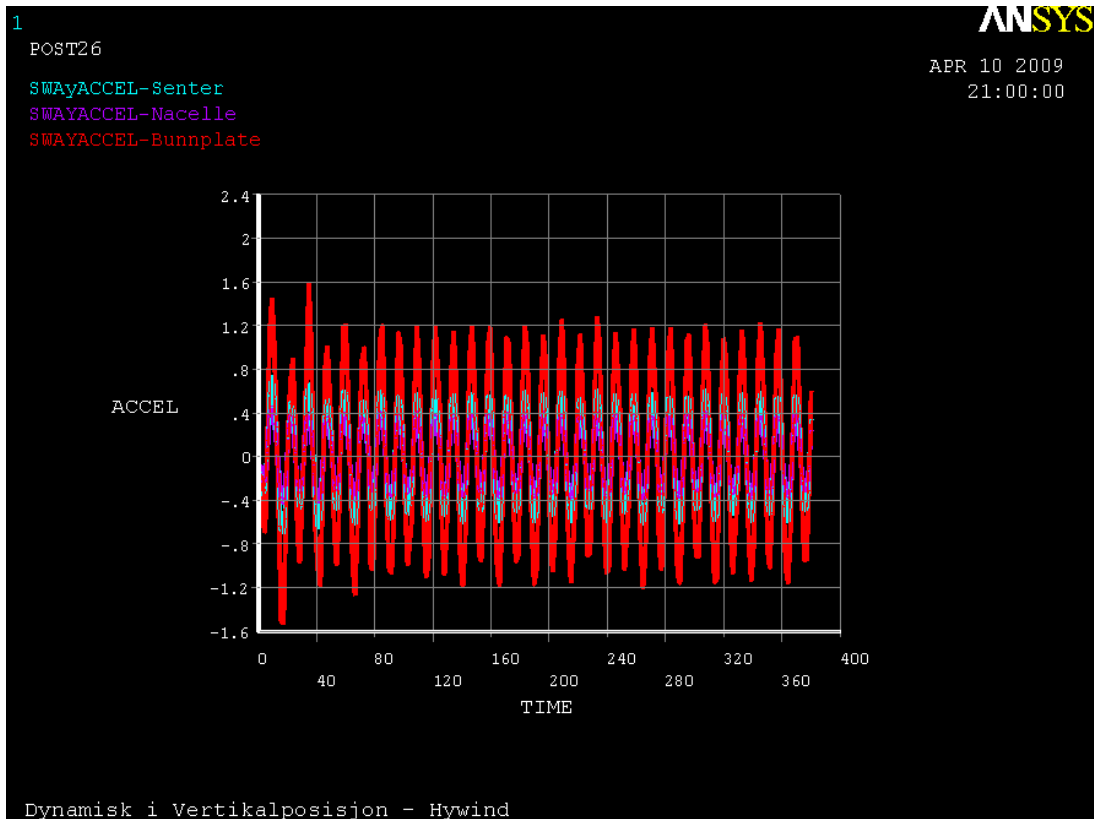
6.4.2 Maksimalt opptredende akselerasjoner

Tilsvarende som for evaluering av forskyvninger i globalanalysen vil effektene fra kjølvirkningene måtte vurderes i forhold til akselerasjoner. Når forskyvningene i roll blir mindre, mens perioden forblir den samme, resulterer dette i at akselerasjonene synker. Resultatene fra denne analysen vil da indikere hvor stor reduksjon i akselerasjoner som forekommer under påvirkning fra kjøleffekten til de forskjellige turbinene.

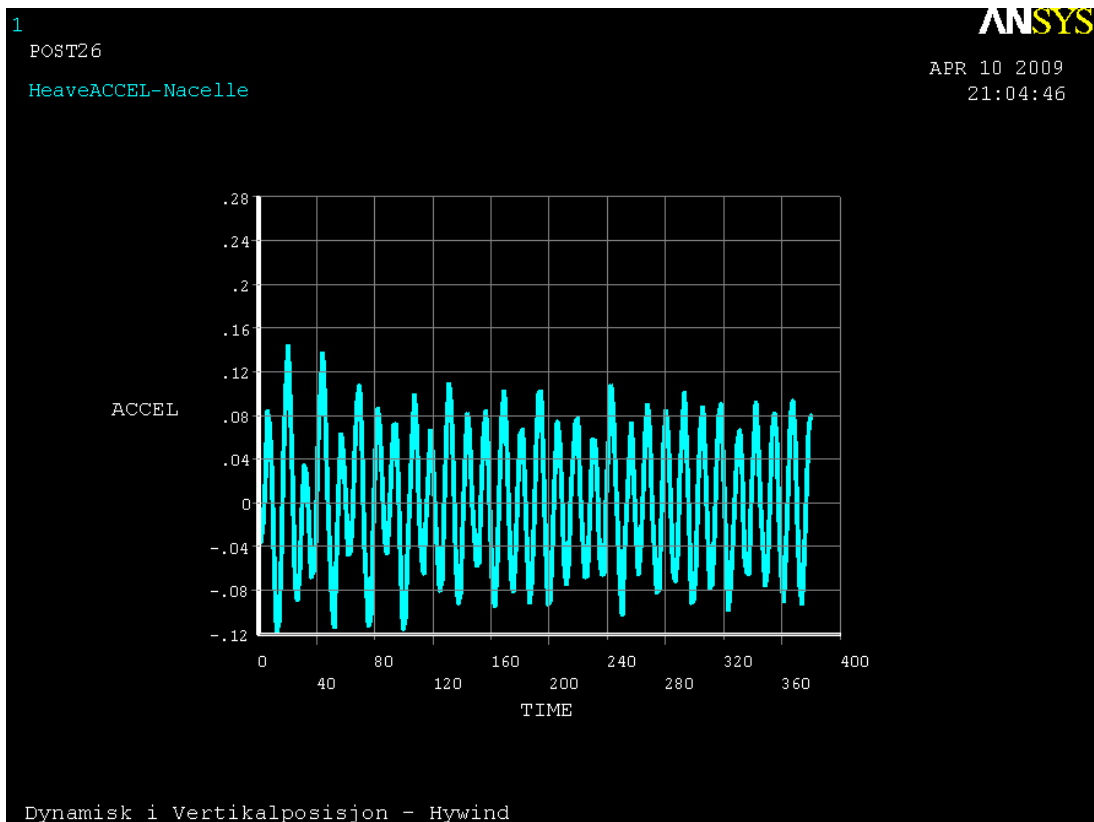
Hywind

Tabell 53: Maksimale akselerasjoner som oppstår med Hywind og Aquilo X1

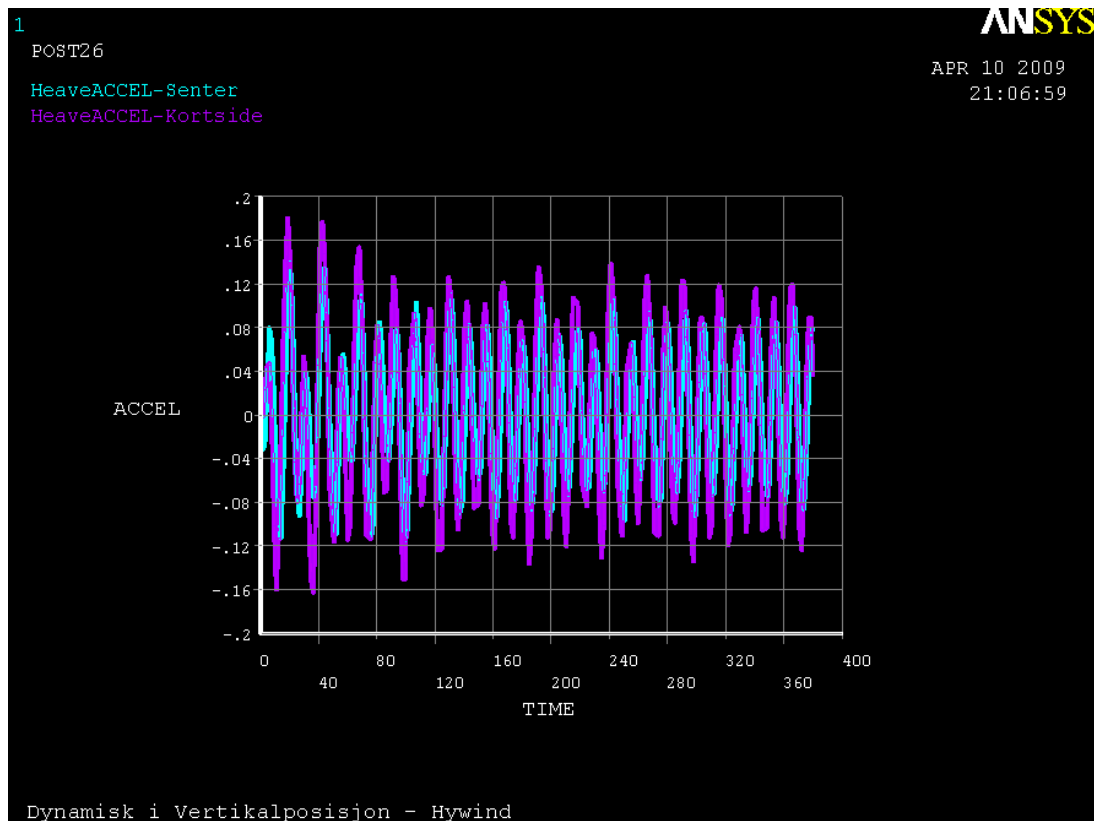
VARI	TYPE	POST26 IDENTIFIERS	SUMMARY OF VARIABLE NAME	EXTREME MINIMUM	VALUES AT TIME	MAXIMUM	AT TIME
18		691	ACCX	-0.3333E-02	85.27	0.2418E-02	80.52
19		1015	ACCX	-0.4164E-02	115.4	0.2935E-02	154.8
20		1149	ACCX	-0.3375E-02	85.27	0.2448E-02	80.52
21		2590	ACCX	-0.6274E-01	38.00	0.5628E-01	36.42
22		2489	ACCX	-0.2582E-01	68.08	0.2375E-01	77.36
23		691	ACCY	-0.6991	17.42	0.7335	9.500
24		1015	ACCY	-0.7036	17.42	0.7322	9.500
25		1149	ACCY	-0.7006	17.42	0.7314	9.500
26		2590	ACCY	-0.4251	17.42	0.4573	9.500
27		2489	ACCY	-1.529	17.42	1.590	34.83
28		691	ACCZ	-0.1157	99.52	0.1409	20.58
29		1015	ACCZ	-0.1636	36.42	0.1813	19.00
30		1149	ACCZ	-0.1258	99.52	0.1458	20.58
31		2590	ACCZ	-0.1185	12.67	0.1447	20.58
32		2489	ACCZ	-0.1101	99.52	0.1680	20.58



Figur 160: Korrelasjon mellom sway for plattform og turbin



Figur 161: Heaveakselerasjon for nacellen

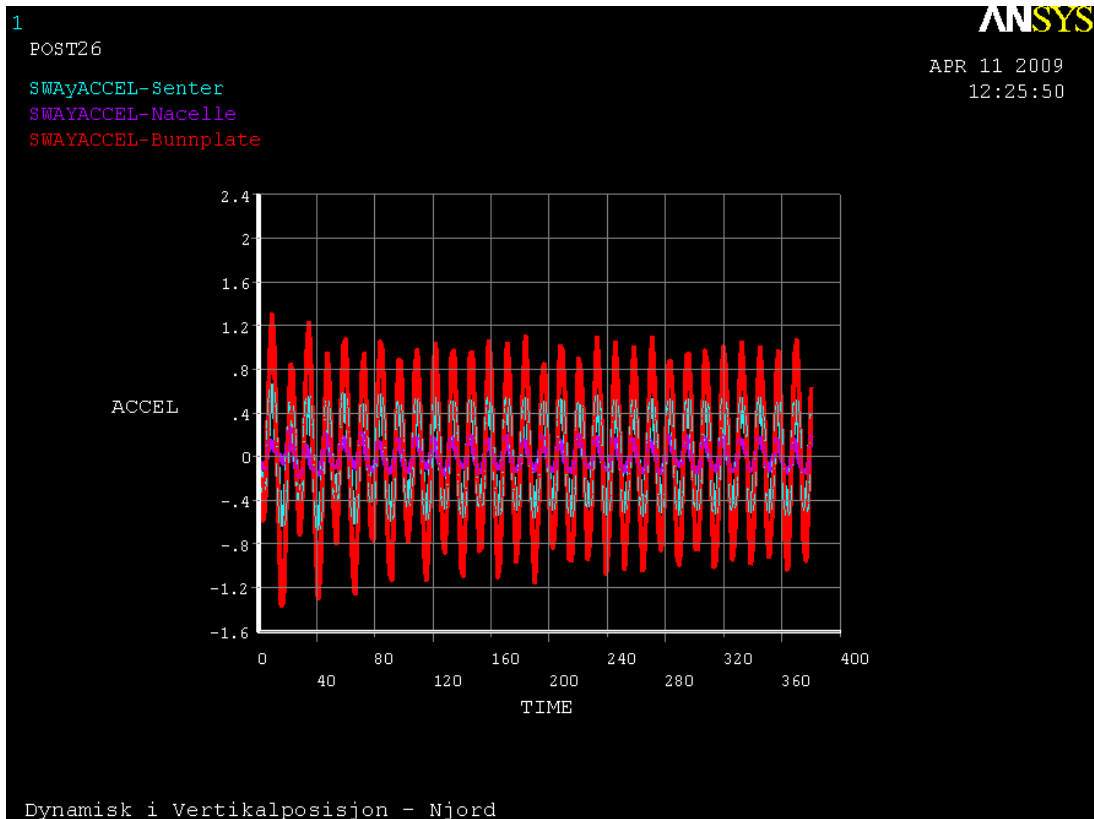


Figur 162: Ulike heaveakselerasjoner for Aquilo X1 med Hywind

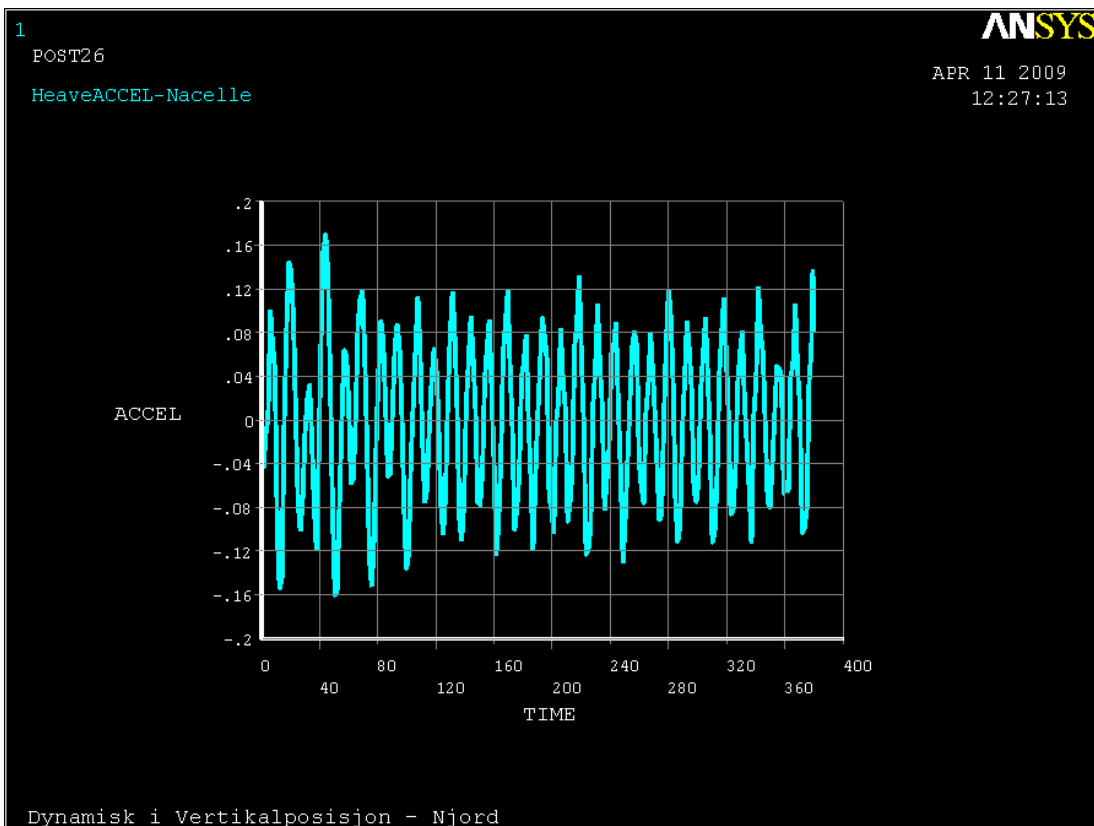
Njord

Tabell 54: Maksimale akselerasjoner som oppstår med Hywind og Aquilo X1

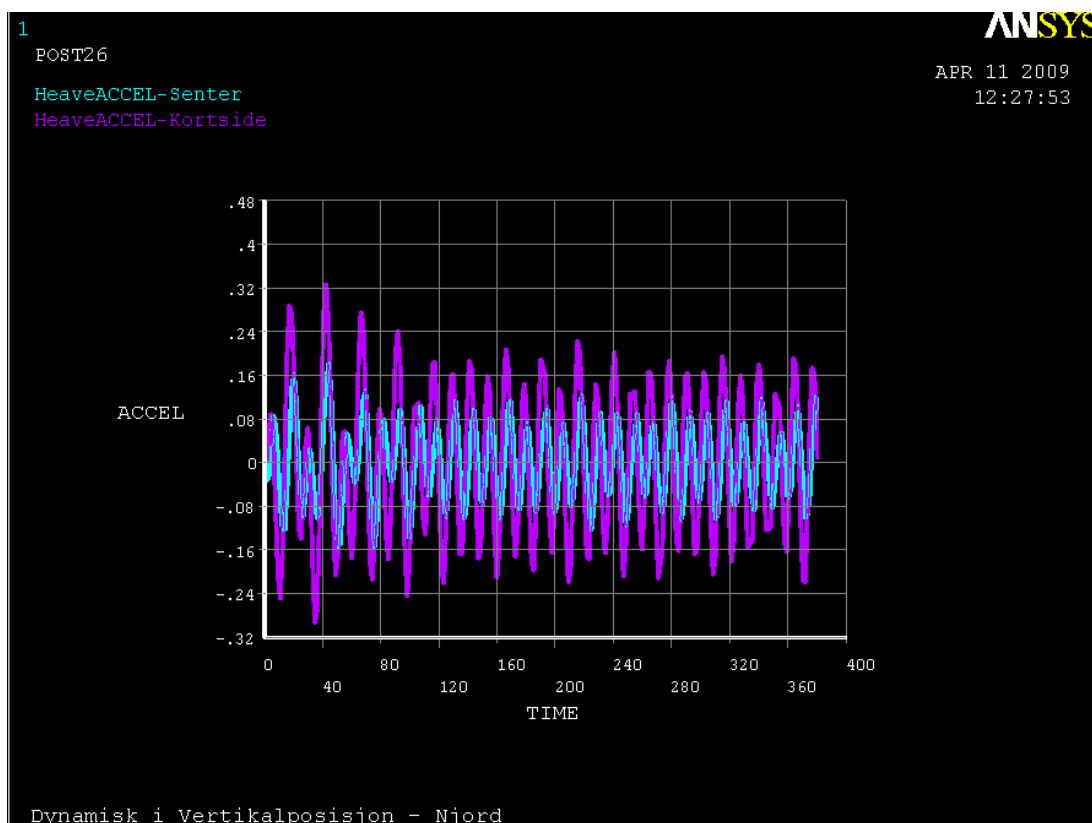
VARI	TYPE	POST26 IDENTIFIERS	SUMMARY NAME	OF VARIABLE	EXTREME	VALUES		
					MINIMUM	AT TIME	MAXIMUM	AT TIME
18		691	ACCX	ACCX	-0.5698E-02	85.50	0.5123E-02	98.17
19		1015	ACCX	ACCX	-0.7164E-02	15.83	0.1027E-01	71.25
20		1149	ACCX	ACCX	-0.5769E-02	85.50	0.5076E-02	98.17
21		2566	ACCX	ACCX	-0.6940E-01	91.83	0.6870E-01	90.25
22		2491	ACCX	ACCX	-0.2470E-01	85.50	0.2538E-01	79.17
23		691	ACCY	ACCY	-0.6652	41.17	0.6556	9.500
24		1015	ACCY	ACCY	-0.6664	41.17	0.6507	9.500
25		1149	ACCY	ACCY	-0.6548	41.17	0.6462	9.500
26		2566	ACCY	ACCY	-0.1867	28.50	0.2627	22.17
27		2491	ACCY	ACCY	-1.373	15.83	1.309	9.500
28		691	ACCZ	ACCZ	-0.1555	76.00	0.1824	44.33
29		1015	ACCZ	ACCZ	-0.2946	34.83	0.3284	42.75
30		1149	ACCZ	ACCZ	-0.1621	76.00	0.1887	44.33
31		2566	ACCZ	ACCZ	-0.1607	50.67	0.1705	44.33
32		2491	ACCZ	ACCZ	-0.1546	52.25	0.1956	20.58



Figur 163: Korrelasjon mellom sway for plattform og turbin



Figur 164: Heaveakselerasjon for nacellen



Figur 165: Heaveakselerasjon for Aquilo X1 med Njord

Det er tydelig også i akselerasjonsanalysen at kjøleffekten får innvirkning på plattformens respons. Påvirkningen ser tydelig ut til å avhenge av pålastet turbin og dens geometri. Resultatene kan også ses direkte i sammenheng med både referanseplattformen og bevegelsene i horisontalposisjon med angrepsvinkel lik 90° .

Bunnplaten som er lengst fra rotasjonssenteret til plattformen får størst amplitude i horisontalplanet. Dette er drivende for rollbevegelsene, men vil trolig reduseres drastisk når demping blir lagt på. Belastningen må tas gjennom Aquilo og kan potensielt bli et dimensjonerende tilfelle. Heaveakselerasjonene til nacellen følger plattformssenteret, men får noe reduksjon på grunn av elastiske deformasjoner i Aquilo og turbintårnet.

Tabell 55: Midlede plattformbevegelser i heave i forhold til forskjellige monterings situasjoner

Element	Senter	Sidekant	Nacelle	Bunnplate	Benevning
Referanse	0,11	0,24	NA	NA	m/s^2
Horisontal Hywind	0,12	0,23	0,20	0,15	m/s^2
Horisontal Njord	0,10	0,20	0,16	0,13	m/s^2
Vertikal Hywind	0,10	0,14	0,10	1,2	m/s^2
Vertikal Njord	0,11	0,22	0,14	1,1	m/s^2

Tabell 56: Midlede plattformbevegelser i sway i vertikalposisjon

Element	Senter	Nacelle	Bunnplate	Benevning
Vertikal Hywind	0,60	0,40	1,20	m/s ²
Vertikal Njord	0,55	0,20	1,1	m/s ²

I vertikalposisjon har Hywind klart mer stabiliserende effekt fra kjølvirkningen enn Njord. Dette stemmer godt overens med funnene fra horisontalanalysen. Plattformen får vesentlig mindre akselerasjoner. Det er verdt å merke seg at nacellen til Njord får mindre horisontalakselerasjon enn nacellen til Hywind. Dette skyldes trolig at bøyestivheten er forenklet slik at utbøyningene blir litt større og mykere enn de i realiteten kommer til å være. Det naturlige utfallet hadde vært at Hywind skulle fått mindre nacelleakselerasjon siden plattformen blir mer stabil enn med Njord. Dette kan også potensielt skyldes at rollperioden med Hywind blir kortere. Svingningene vil da opptre mer aggressivt, under forutsetning av at amplituden blir tilsvarende som de beregnede resultatene.

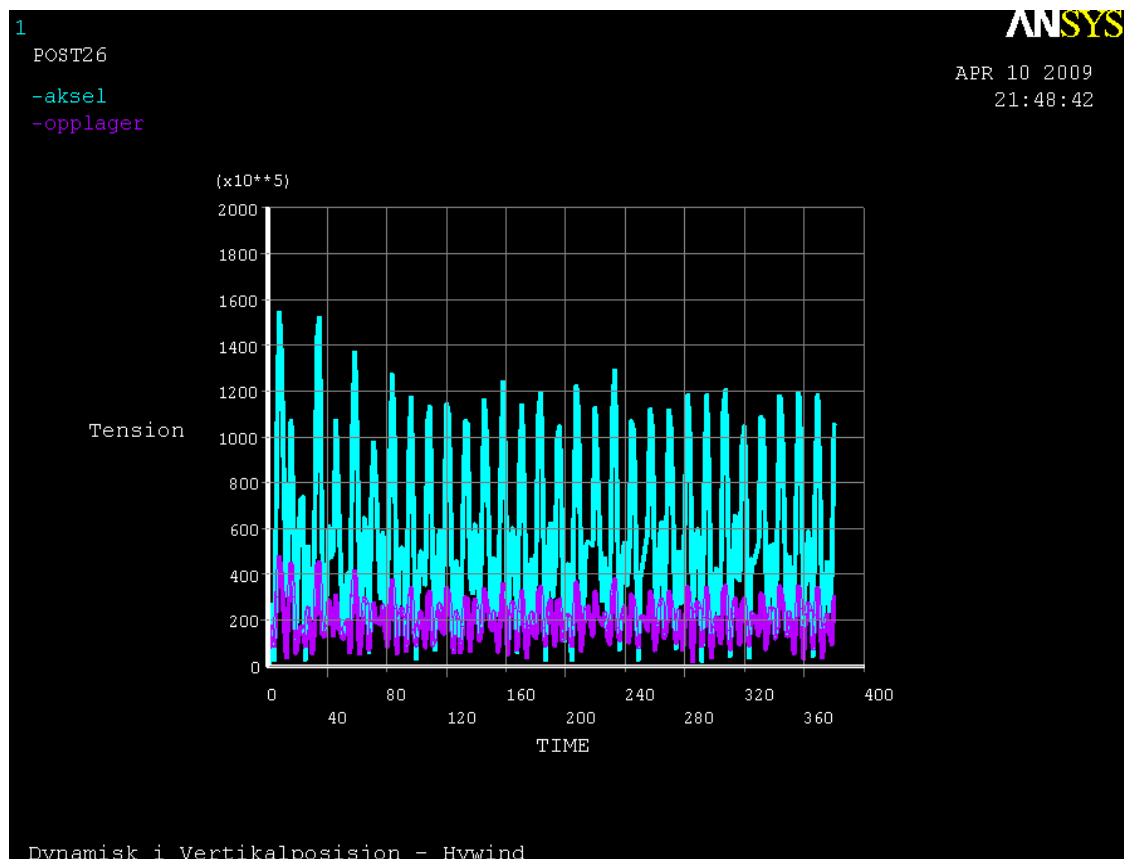
6.4.3 Maksimalt opptredende spenninger i konstruksjonen

Torsjonsstagene får vesentlig belastning i vertikal posisjon. Det utføres derfor en spesiell kontroll for å undersøke fordelingen av spenning med hensyn på tid i forhold til Hywind og Njord:

Hywind

Tabell 57: Maksimal spenning i torsjonsstaget fra akslingen og ut til opplageret

POST26 SUMMARY OF VARIABLE EXTREME VALUES									
VARI	TYPE	IDENTIFIERS		NAME	MINIMUM	AT TIME	MAXIMUM	AT TIME	
33	ESOL	1768	S	EQV SEQV	0.1195E+07	1.583	0.1549E+09	7.917	
34	ESOL	1769	S	EQV SEQV	0.1042E+07	1.583	0.1446E+09	7.917	
35	ESOL	1770	S	EQV SEQV	0.1048E+07	1.583	0.1353E+09	7.917	
36	ESOL	1772	S	EQV SEQV	0.1399E+07	248.6	0.1189E+09	7.917	
37	ESOL	1773	S	EQV SEQV	0.8104E+06	310.4	0.1116E+09	7.917	
38	ESOL	1774	S	EQV SEQV	0.3699E+06	310.4	0.1049E+09	7.917	
39	ESOL	1775	S	EQV SEQV	0.7978E+06	310.4	0.9853E+08	7.917	
40	ESOL	1776	S	EQV SEQV	0.1497E+07	310.4	0.9252E+08	7.917	
41	ESOL	1777	S	EQV SEQV	0.1260E+07	161.1	0.8677E+08	7.917	
42	ESOL	1778	S	EQV SEQV	0.4370E+06	161.1	0.8121E+08	7.917	
43	ESOL	1779	S	EQV SEQV	0.5477E+06	161.1	0.7576E+08	7.917	
44	ESOL	1780	S	EQV SEQV	0.4608E+06	86.86	0.7035E+08	7.917	
45	ESOL	1781	S	EQV SEQV	0.5919E+06	297.7	0.6493E+08	7.917	
46	ESOL	1782	S	EQV SEQV	0.7845E+06	173.8	0.5943E+08	7.917	
47	ESOL	1783	S	EQV SEQV	0.1050E+07	285.0	0.5381E+08	7.917	
48	ESOL	1784	S	EQV SEQV	0.1548E+07	285.0	0.4819E+08	7.917	

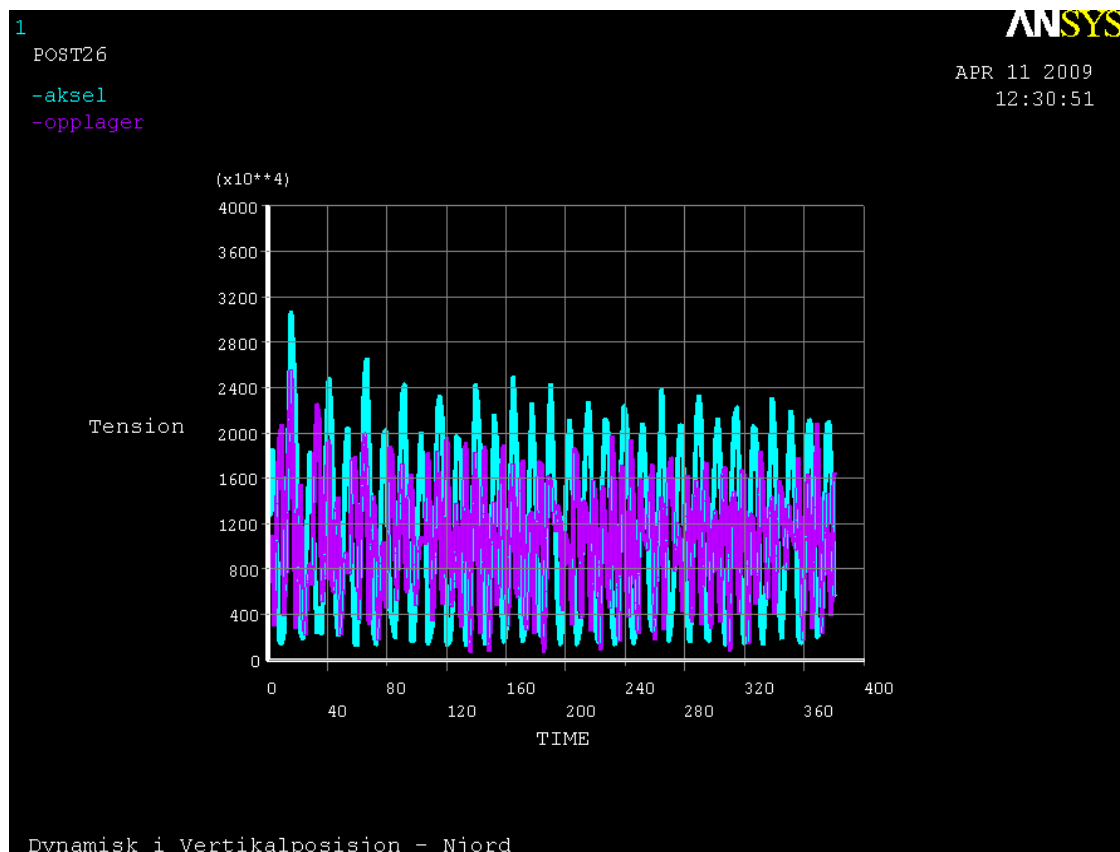


Figur 166: Spenning i koblingspunktene til torsjonsstaget med hensyn på tid

Njord

Tabell 58: Maksimal spenning i torsjonsstaget fra akslingen og ut til opplageret

POST26 SUMMARY OF VARIABLE EXTREME VALUES								
VARI	TYPE	IDENTIFIERS		NAME	MINIMUM	AT TIME	MAXIMUM	AT TIME
33	ESOL	1768	S	EQV SEQV	0.1237E+07	60.17	0.3075E+08	15.83
34	ESOL	1769	S	EQV SEQV	0.1071E+07	368.6	0.3183E+08	15.83
35	ESOL	1770	S	EQV SEQV	0.4590E+06	114.0	0.4789E+08	33.25
36	ESOL	1772	S	EQV SEQV	0.7812E+05	39.58	0.4402E+08	33.25
37	ESOL	1773	S	EQV SEQV	0.1055E+06	224.8	0.4216E+08	33.25
38	ESOL	1774	S	EQV SEQV	0.1450E+06	88.67	0.4033E+08	33.25
39	ESOL	1775	S	EQV SEQV	0.2261E+06	137.7	0.3854E+08	33.25
40	ESOL	1776	S	EQV SEQV	0.6100E+06	298.9	0.3676E+08	33.25
41	ESOL	1777	S	EQV SEQV	0.7084E+06	150.4	0.3500E+08	33.25
42	ESOL	1778	S	EQV SEQV	0.5996E+06	12.67	0.3324E+08	33.25
43	ESOL	1779	S	EQV SEQV	0.8665E+06	38.00	0.3148E+08	33.25
44	ESOL	1780	S	EQV SEQV	0.8080E+06	87.08	0.2972E+08	33.25
45	ESOL	1781	S	EQV SEQV	0.8088E+06	61.75	0.2794E+08	33.25
46	ESOL	1782	S	EQV SEQV	0.8045E+06	161.5	0.2615E+08	33.25
47	ESOL	1783	S	EQV SEQV	0.6785E+06	74.42	0.2434E+08	33.25
48	ESOL	1784	S	EQV SEQV	0.6600E+06	185.3	0.2556E+08	15.83



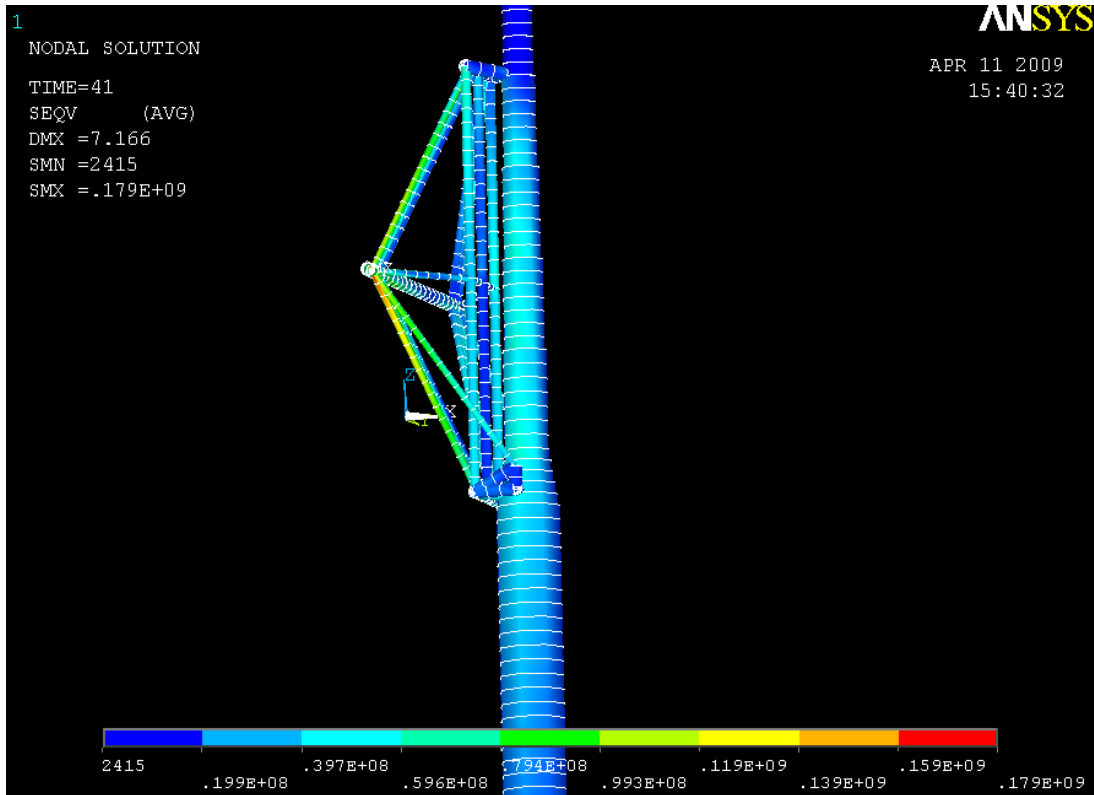
Figur 167: Spenning i koblingspunktene til torsjonsstaget med hensyn på tid

Det er klart at irregulariteten i initieringsfasen også her gir forhøyede verdier som forringer ekstremalresultatene fra analysene. Maksimalbelastningen for alle elementene i torsjonsstaget nås ved toppen av den første bølgen etter drøye sju sekunder. Nede ved akslingen tilsvarer dette en spenning på over 150 MPa med Hywind. Med tiden går amplitudevariansen mot null og svingningene i spenning blir jevnere og stabiliserer seg på omtrent 120 MPa. Dette ligner på verdiene fra den kvasistatiske analysen hvor spenningen ble beregnet til 135 MPa.

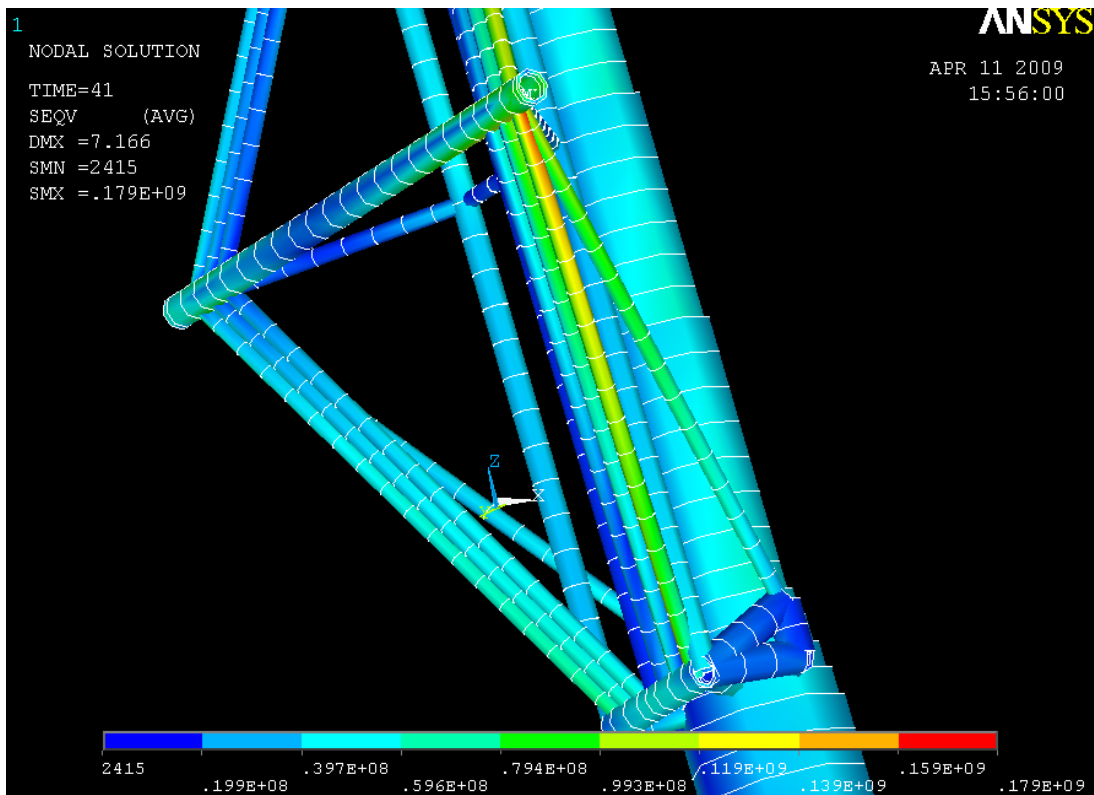
Med Njord blir det vesentlig mindre bøyenspenninger på grunn av mindre deformasjoner i konstruksjonen. Dette, i kombinasjon med lavere totalbelastning, gir en omtrentlig spenning på 24 MPa.

Av globalanalysen kan det også spores en irregulær spenningsforhøyning i det ene trykkstaget for analysene med Hywind og Njord. Det er derfor behov for å betrakte disse med større varsomhet. Under vises spenningsplott av Aquilo med Hywind og Njord hvor trykkstaget er satt i fokus:

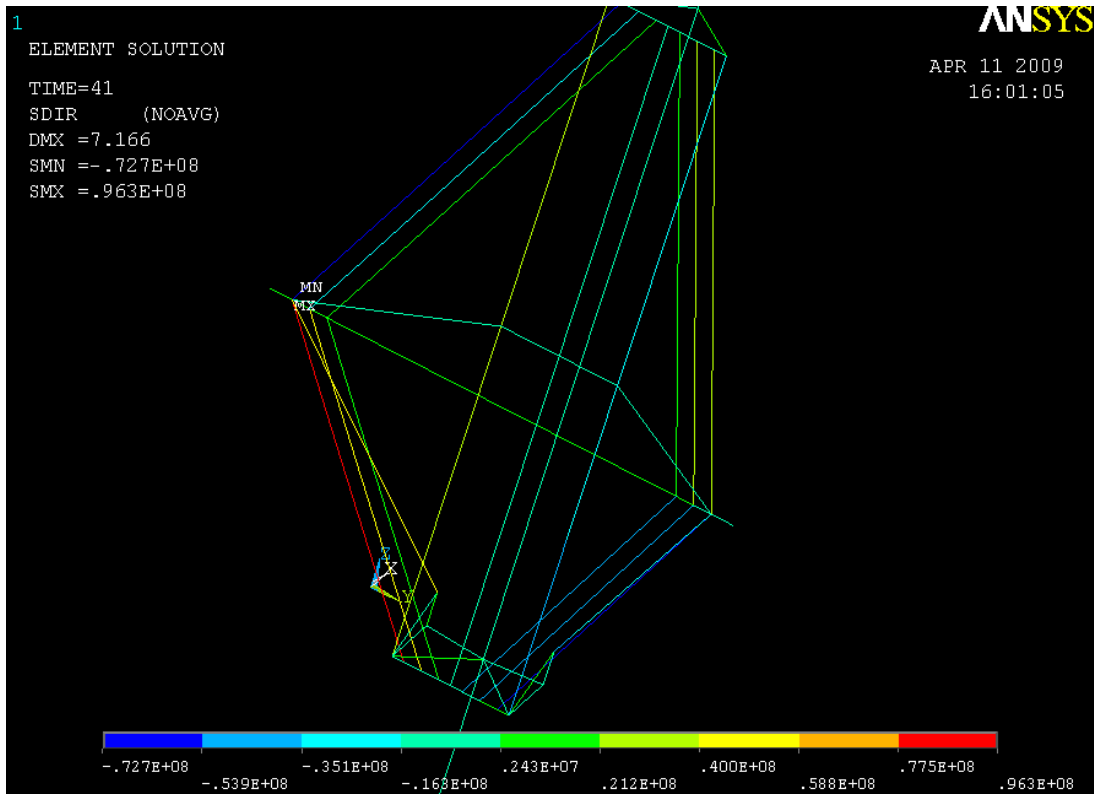
Hywind



Figur 168: Spenningsplott over Aquilo og Hywind ved t lik 41 s

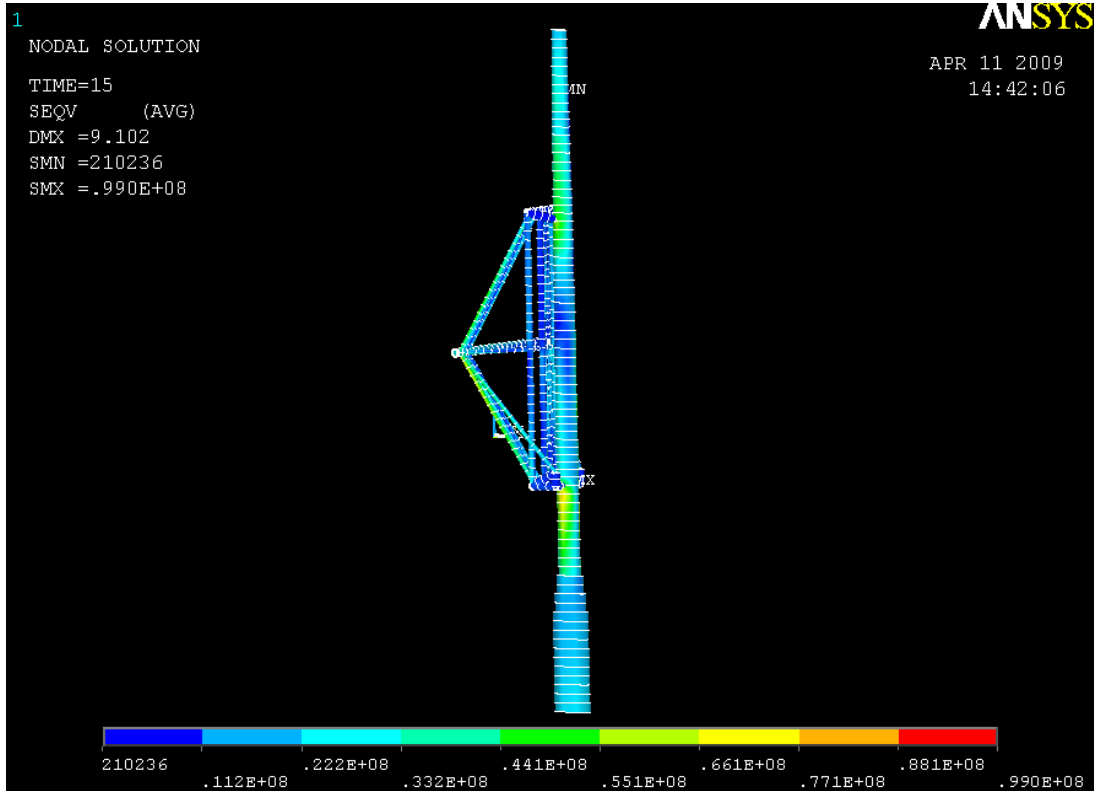


Figur 169: Nærbilde av spenningsplott over Aquilo og Hywind ved t lik 41 s



Figur 170: Nærbilde av aksialspenninger over Aquilo og Hywind ved t lik 41 s

Njord



Figur 171: Spenningsplott over Aquilo og Njord ved t lik 15 s

Det er tydelig at et avvik i kraftveien skjer ved dynamisk belastning på Aquilo og Hywind. I det ene trykkstaget som bryter vannlinjen kommer en aksialspenning på over 96 MPa . Dette fører til en kombinasjonsspenning på 179 MPa . Dette er vesentlig høyere enn hva som kan tillates i strekk på grunn av mulig kjervvirkning i konstruksjonen, men innenfor kravet til torsjonsstaget. Spenningsoppbyggingen kan skyldes flere årsaker, men trolig er den et resultat av at kjøleeffekten fra Hywind er vesentlig større enn fra Njord. Det er problematisk å utføre en egen delskadehypotese for elementet siden spenningskonsentrasjonen bare forekommer ved maksimal bølgebelastning på Hywind. På grunnlag av delskadehypotesen gjennomført for torsjonsstaget med tilsvarende maksimalspenning kan det forutsettes at denne spenningen for trykkstaget vil være innenfor grensen. Belastningen synker til under 100 MPa ved en bølgehøyde på 10 m og blir da tilnærmet neglisjerbar i forhold.

Tvangsspenninger som dette er lite rasjonelt å dimensjonere for. For å spore opprinnelsen til denne høye belastningen vil det potensielt være mye å hente på å utvikle en modell hvor heave- og rollkompensering er inkludert. En annen mulig årsak er interferering fra Aquilo under vannlinjen. De kvasistatiske belastningene ble utelukkende beregnet på grunnlag av turbinen alene, men hvis dette var tilfelle burde det også ha gitt utslag for Njord.

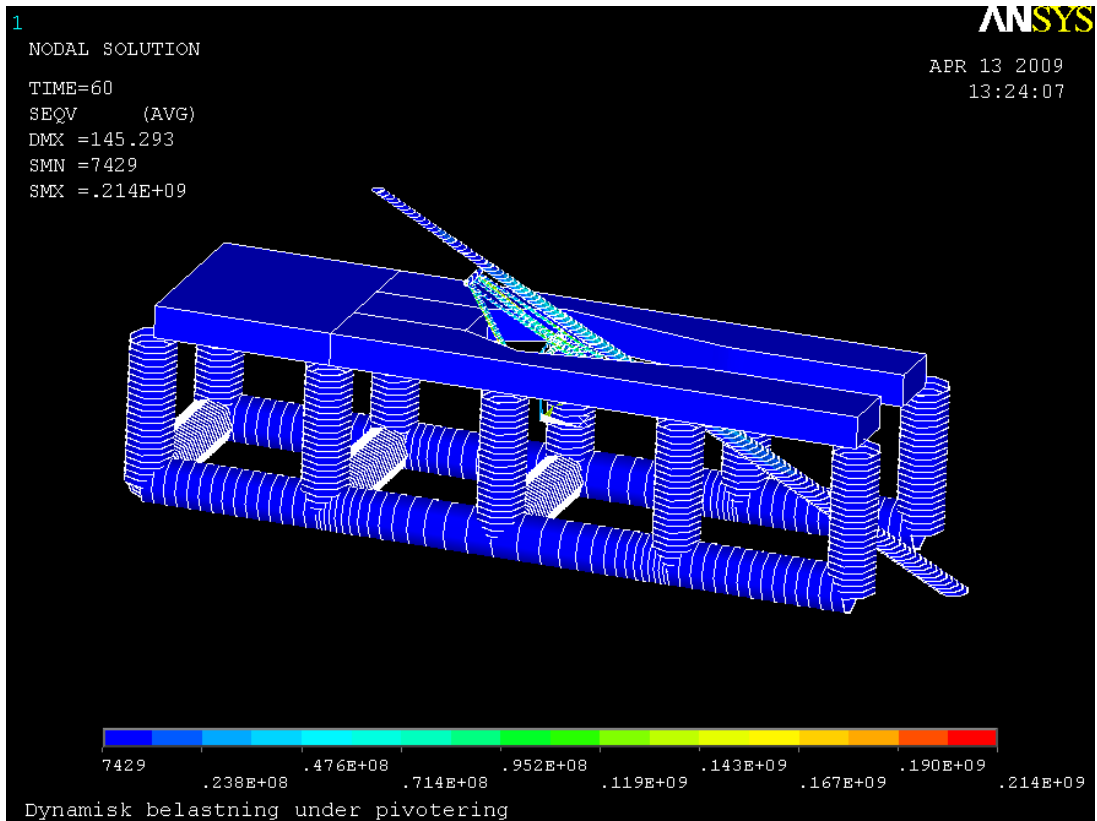
Siden analysen kjøres uten demping fører dette til at flyteren oppfører seg urolig og får forskyvninger opp mot 20 m i horisontalplanet. Dette akkompagneres av akselerasjoner som blir mindre enn plattformreferansen både for Hywind og Njord. Flyteren til både SWAY og Hywind pilotturbinen er vesentlig mindre enn Hywind OC3. Dette fører til at plattformen trolig kan få litt større bevegelser siden kjølvirkningen reduseres. Bevegelsene i nacellen blir påvirket av kjølvirkningen. Håndberegningen skulle tilsi en horisontal amplitude for nacellen på $1,4 \text{ m}$. For Njord og Hywind i vertikalposisjon ble dette henholdsvis $0,6$ og $0,8 \text{ m}$, noe som på bakgrunn av kjølvirkningen er forventet. Det er ikke hensiktsmessig å forfølge kjølvirkningseffekten ytterligere uten tilfredsstillende hensyn til demping i systemet og nøyaktighet i turbinmodellen. Spesielt vil dette påvirkes av koblingen mellom rotorblader og nacelle, samt overgangen mellom nacellen og turbintårnet.

Overgangen mellom nacelle og turbintårn vil måtte være gjenstand for egne analyser da den potensielt vil være en kritisk del med tanke på belastning i pivoteringssekvensen. Spesielt dersom det ønskes en nacelle som kan rotere om tårnaksen vil dette kunne by på utfordringer.

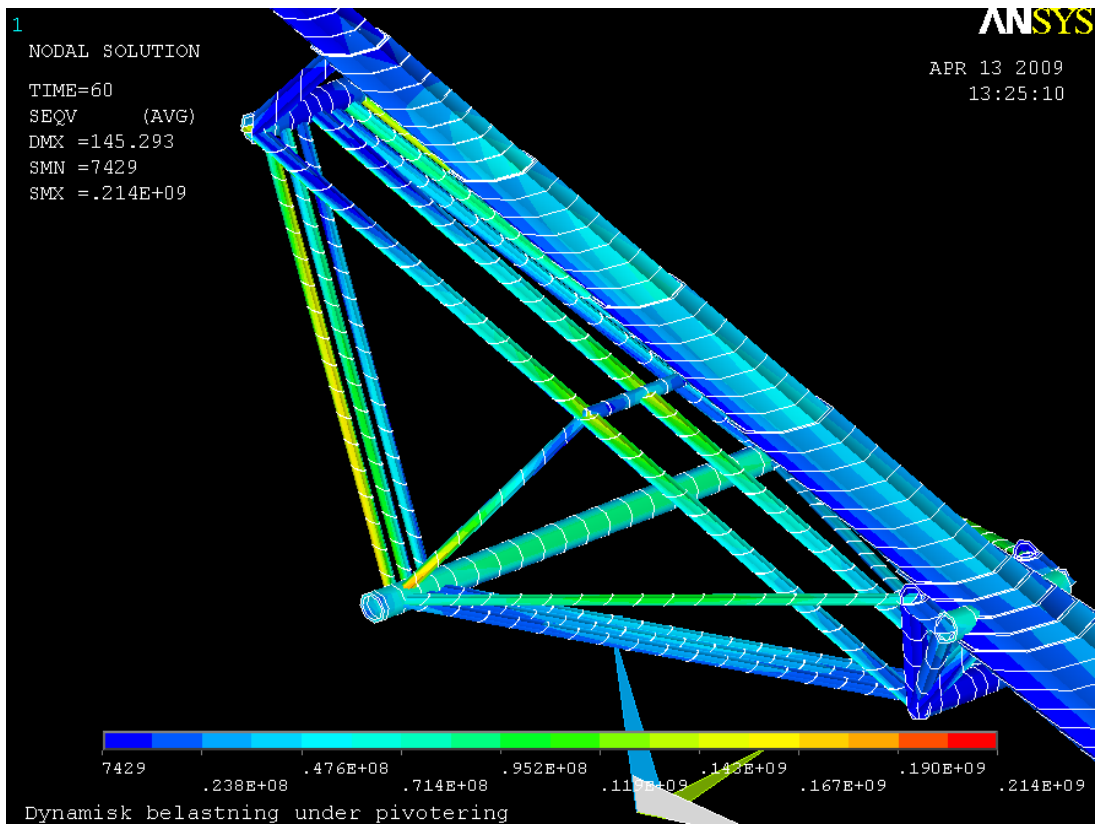
6.5 DYNAMISK VED PIVOTERING

Under deler av pivoteringssekvensen vil turbinens flyter være skråstilt gjennom vannflaten. Dette utsetter flyteren og dermed Aquilo for store belastninger ved en uheldig angrepsvinkel. I tillegg er belastningen fra bølger som tidligere vist tilnærmet logaritmisk. Dette gir vesentlige belastninger jo nærmere vannlinjen man kommer.

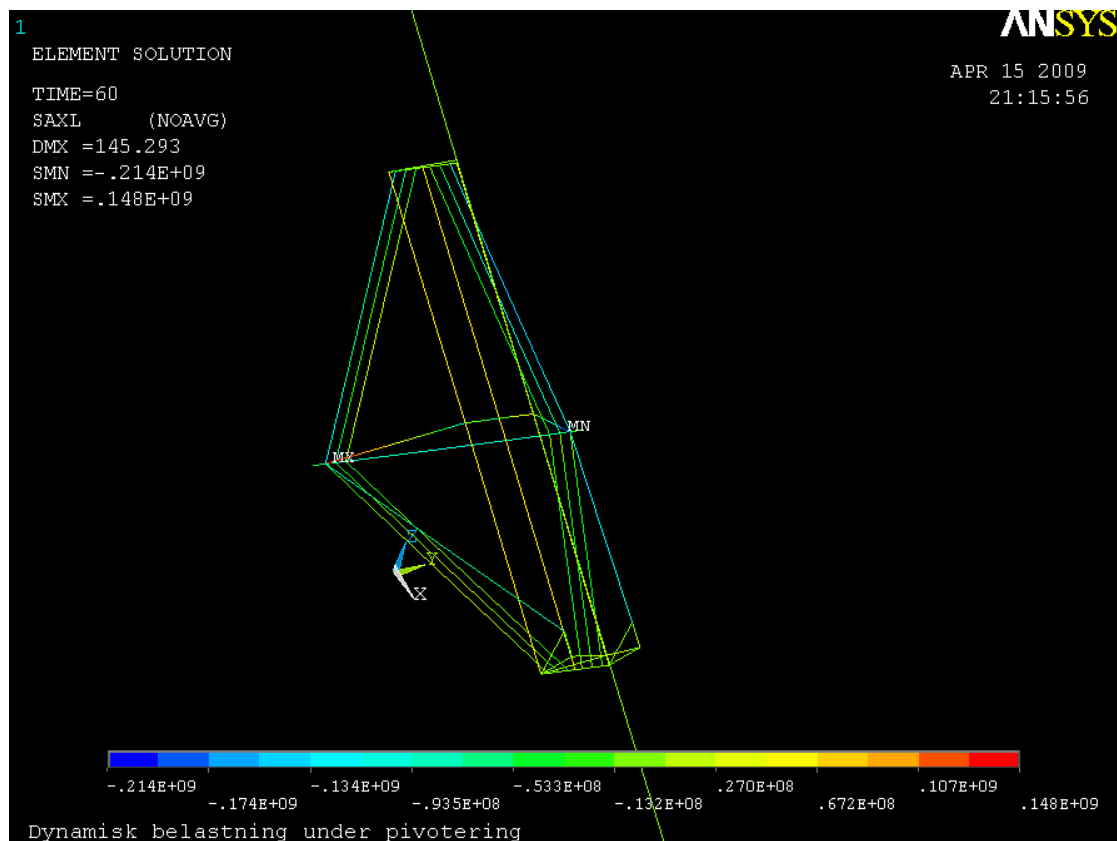
Dette er en kompleks situasjon å utføre beregninger på. Effekter som slag og hydrostatisk stabilitet vil være sentralt, men dette er vanskelig å tallfeste. En analyse er utført over et lengre tidsdomene på 15 min hvor Hywind OC3 flyter ubelastet i sjøen mens den er festet til Aquilo. Dette antas å være dimensjonerende tilfelle fordi størst andel av flyteren ligger i området med maksimal bølgebelastning, og resultantkraften vil være lengst fra Aquilo.



Figur 172: Aquilo X1 med Hywind OC3 uten ballast og vinsjer etter 60 s



Figur 173: Aquilo med Hywind OC3 uten ballast og vinsjer etter 60 s

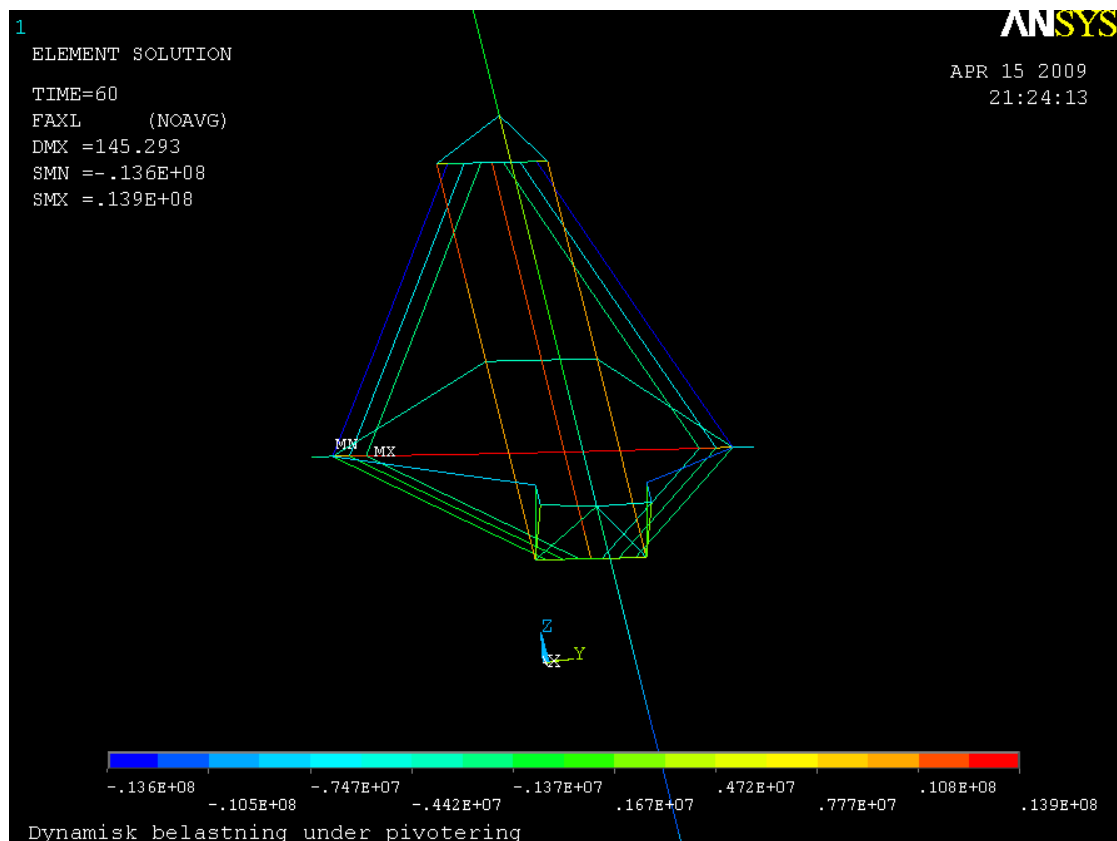


Figur 174: Maksimale aksialspenninger inklusivt bøyespenninger for hvert element

En singularitet forekommer i avstivningen til strekkstagene. I kombinasjon med relativt høy bøyespenning over strekkstagene på 98 MPa indikerer dette stor belastning normalt på lengdeaksen til Aquilo. Spenningsoppbyggingen er naturlig siden vinsjene ikke er inkludert og stabilisering i pivoteringsplanet da utelukkende skyldes oppdriftskreftene på flyteren. Dette fører til en oppdriftsresultant lokalisert over 100 m ute på flyteren, noe som er vesentlig lengre ut enn et tenkt vinsjopplager. Som indikert i kvasistatisk analyse vil Aquilo fungere, men kombinasjonen med tverrgående bølger ser ut til å være et potensielt problem. Torsjonsstaget får en belastning på mellom 70 og 110 MPa , noe som indikerer at dette opererer etter intensjonen.

Forventet resultat av analysen er strekk på den ene nedre halvdel og tilsvarende for motsatt øvre halvdel. På grunn av den vesentlige belastningen fra tyngdeakselerasjonen blir alle trykkstagene i Aquilo forspent slik at torsjon om akselens lengde blir eliminert gjennom at konstruksjonen får trykk i hele den øvre delen og strekk i den nedre.

Det er bekymringsverdig at maksimalspenningen oppstår i trykkstag plassert i den øvre delen av Aquilo. De tidligere dynamiske og kvasistatiske analysene har indikert at belastning fra vind hovedsakelig blir tatt opp i toppen, mens bølgebelastningen blir tatt opp ved det nedre opplageret.



Figur 175: Opptredende krefter i Aquilo og Hywind OC3 for lasttilfellet

Av figuren over går det frem at alle trykkstagene er i trykk. Tilsvarende er alle strekkstagene i strekk. I kombinasjon med at torsjonsstaget opererer etter intensjonen gir dette et lasttilfelle hvor Aquilo opererer optimalt og på grensen av hva den er dimensjonert for.

6.8 VERIFISERING AV DYNAMISKE BEREGNINGER

Resultatene av de dynamiske analysene vil trolig være relativt konservative i forhold til en reell situasjon. Hovedsakelig skyldes dette manglende hensyn til demping både i forhold til luft og vann. Demping vil redusere akselerasjoner og forskyvninger i systemet. Samtidig vil det kunne oppstå tvangskrefter det ikke er tatt høyde for i forbindelse med kjøleffekten. Tregheter i systemet kan da føre til uheldig og utilsiktet kraftoverføring på grunn av midlertidige spenningsoppbygginger. Spesielt vil dette ha mye å si for nacellebevegelsene og påvirkningen bølgene har på plattformen og turbinflyteren i vertikalposisjon.

Det kan være aktuelt med AHC direkte på Aquilo. Dette kan redusere belastningen i vertikalposisjon og under selve pivoteringen til fordel for materialbesparelse og redusert dekkslast. Dette vil også føre til en reduksjon i nacellebevegelser som er rollindusert. Gjennom AHC direkte på vinsjer er det mulig å oppnå slike virkninger i forhold til pitch. Dette er også teoretisk mulig i heave, men totalmassen på Aquilo og turbin er på grensen av hva som er gjennomførbart med dagens teknologi.

Det er problematisk å verifisere en global dynamisk analyse opp mot forenklede håndberegninger. Utførte beregninger er derfor hovedsaklig veiledende, og avvik må derfor tolereres. Forskyvninger hentet fra analysene baseres på vektorielle forskyvninger i det globale koordinatsystemet. Ved presentasjon av heave-, pitch- og rollforskyvninger innebærer dette en mindre innbyrdes samvirkning. Resultatene er også sett i forhold til ulike operasjonskrav i offshore bransjen fra (Chakrabarti 2005) og ser ut til å stemme tilfredsstillende.

DP- systemet er modellert på en måte som kan gi overkompensasjon i systemet. Dette kan bidra til singulariteter i respons som følge av korreksjoner fra påtvungne forskyvninger fra ytre påkjenninger.

Tabell 59: Samlet oversikt over dimensjonerende strukturspenningene i Aquilo i horisontal- og vertikalposisjon

Element	Dynamisk [MPa]	Kvasistatisk [MPa]	Avvik [%]	Dim. krav [MPa]	U.G [%]
HORISONTALT:					
Strekstag	81	113	28	122	93
Trykkstag	194	141	27	198	98
Torsjonsstag	-	34	-	122	28
Aksel senter	-	104	-	122	85
Akselopplager	-	82	-	122	67
VERTIKALT:					
Strekstag	59	65	9	-	OK
Trykkstag	179	121	32	**	OK
Torsjonsstag	120	135	11	*	OK
Aksel senter	-	51	-	-	-
Akselopplager	-	60	-	-	-

* Delskadeanalyse for torsjonsstag

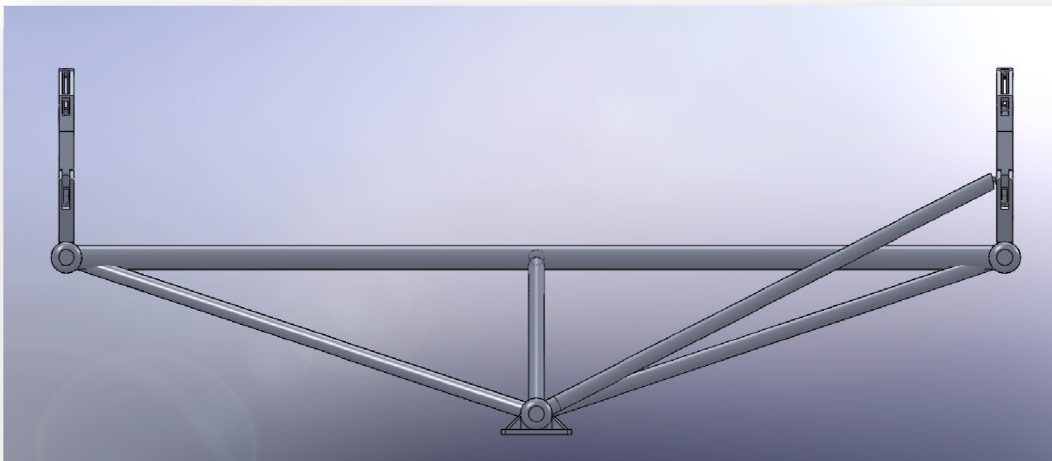
**Forenklet delskadeanalyse basert på vurdering for torsjonsstaget

Den totale utnyttelsesgraden for konstruksjonen ligger da på 98 %. Dette er noe høyt og danner derfor et grunnlag for at konstruksjonen bør utredes videre. Spesielt er dette knyttet til usikkerheten rundt bestemmelse av de dynamiske lastene på konstruksjonen.

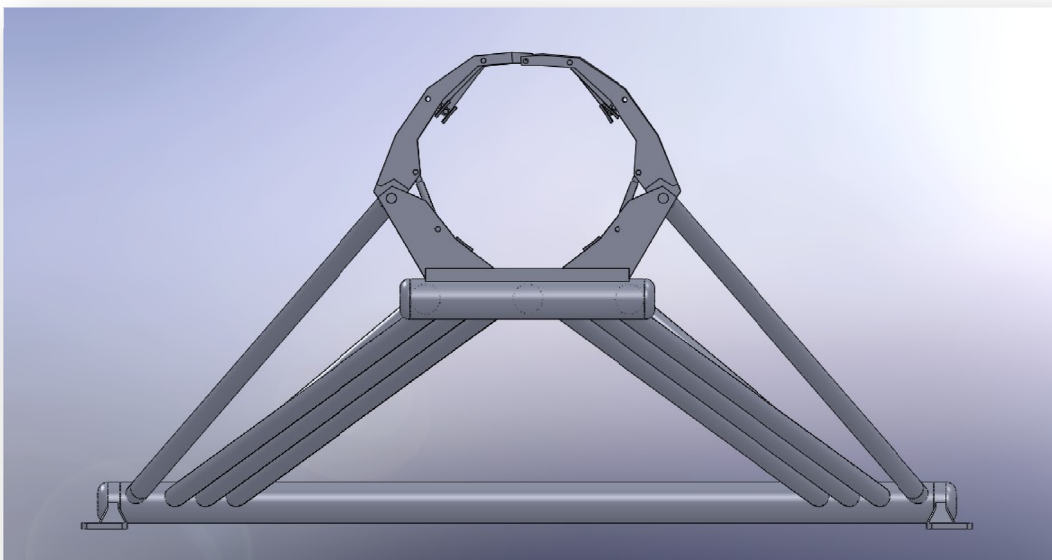
7. KONSEPTANALYSE

7.1 VISUALISERING

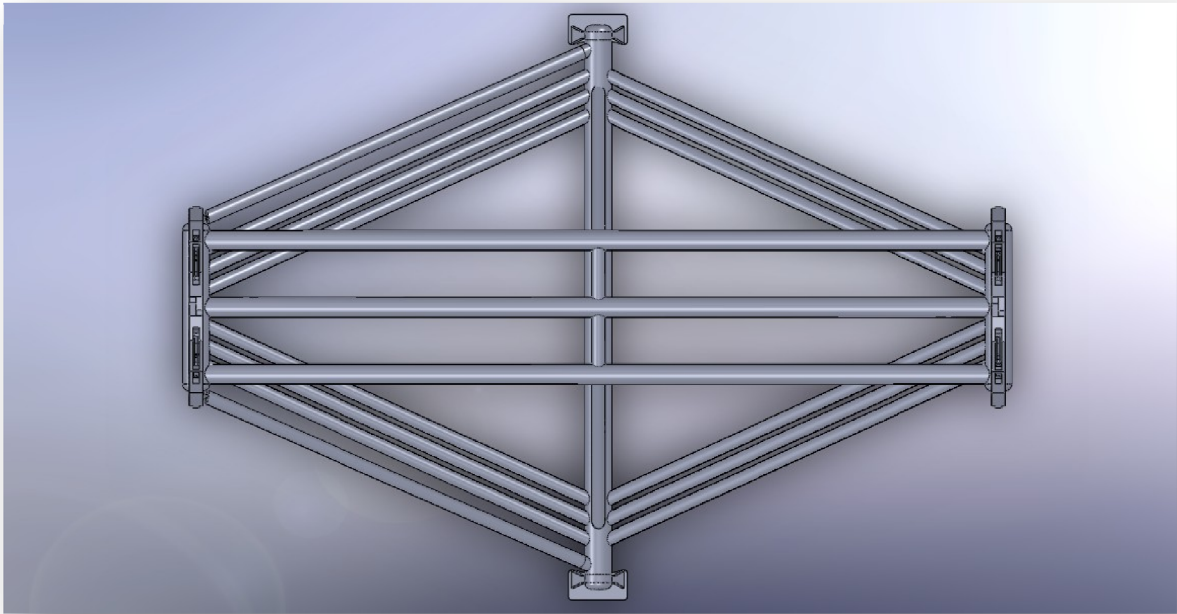
Aquilo består av en relativt enkel geometri, men bærer samtidig et tredimensjonalt preg. Det er derfor viktig å lage en god 3D-modell for konkret beskrivelse av konseptet. Da det fortsatt er på skissestadiet har fokus vært på visualisering av konseptet som helhet. Arbeidstegninger for bygging av Aquilo vil måtte implementeres på et senere stadium.



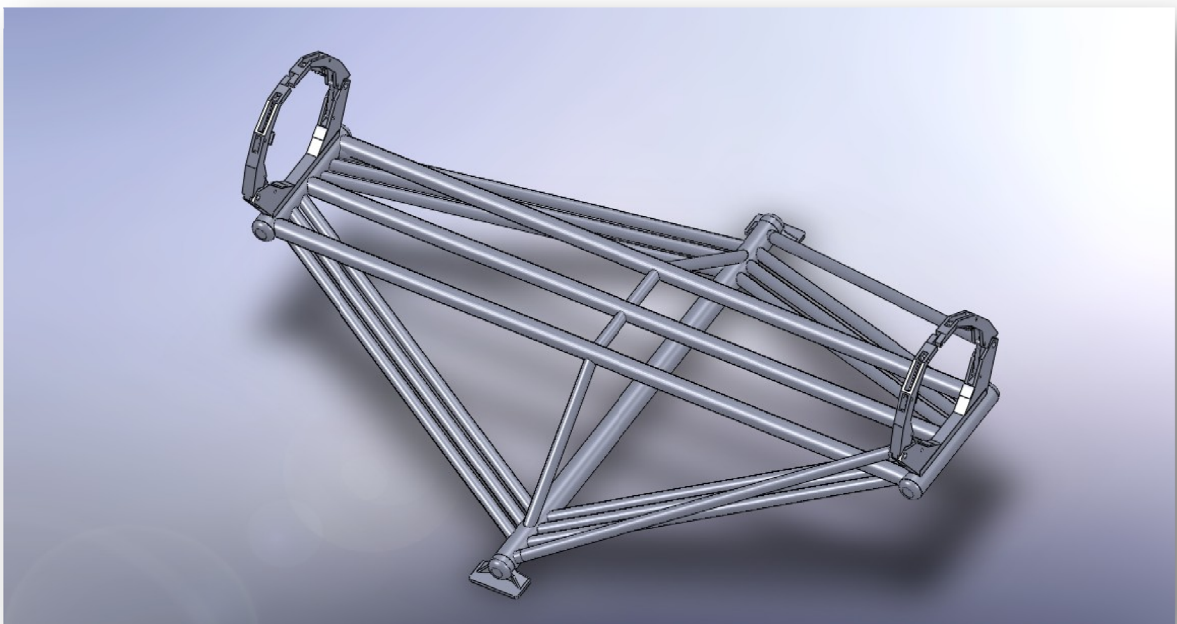
Figur 176: Visualisering av Aquilo i XZ-planen



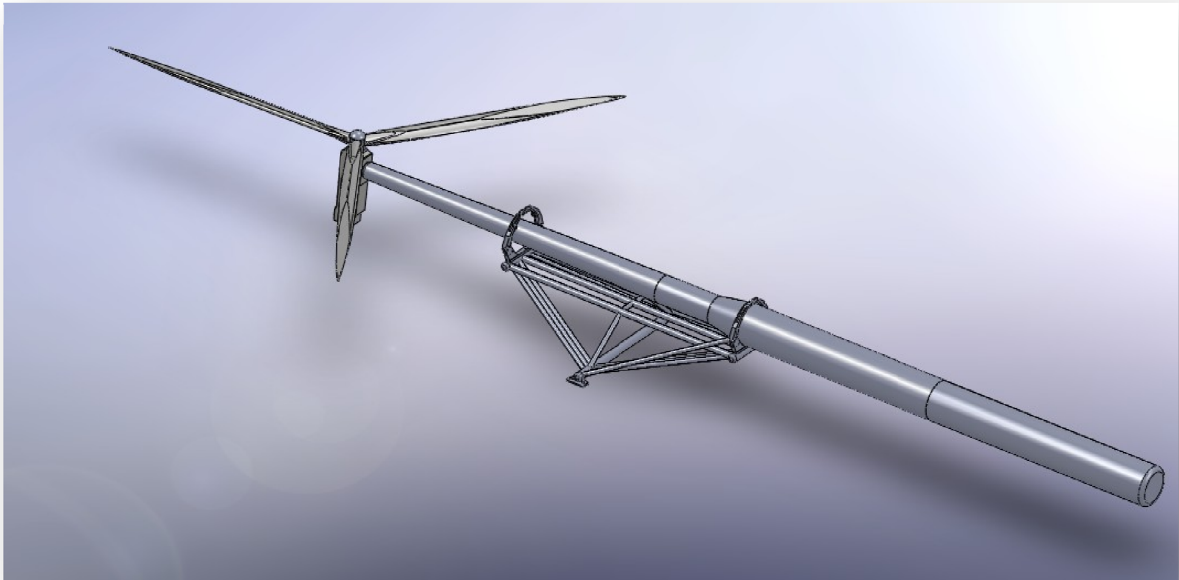
Figur 177: Visualisering av Aquilo i YZ-planen



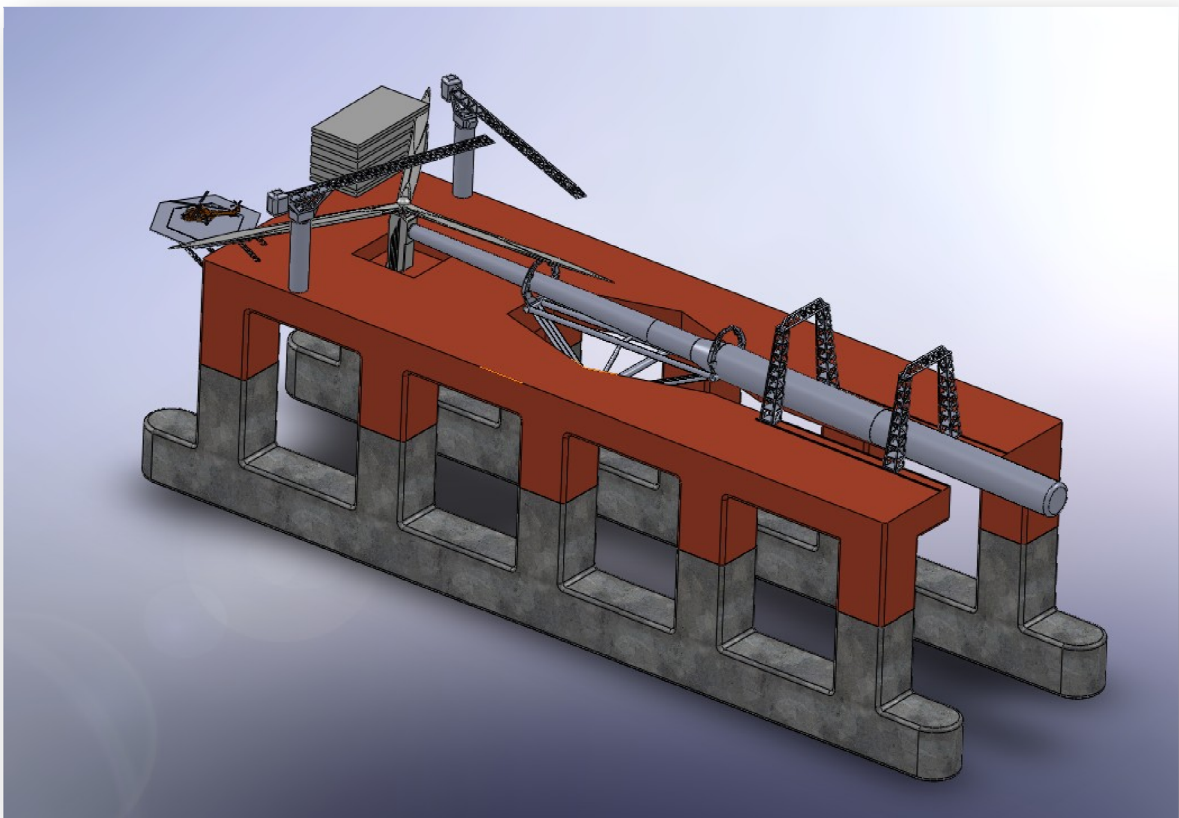
Figur 178: Visualisering av Aquilo i XY-planet



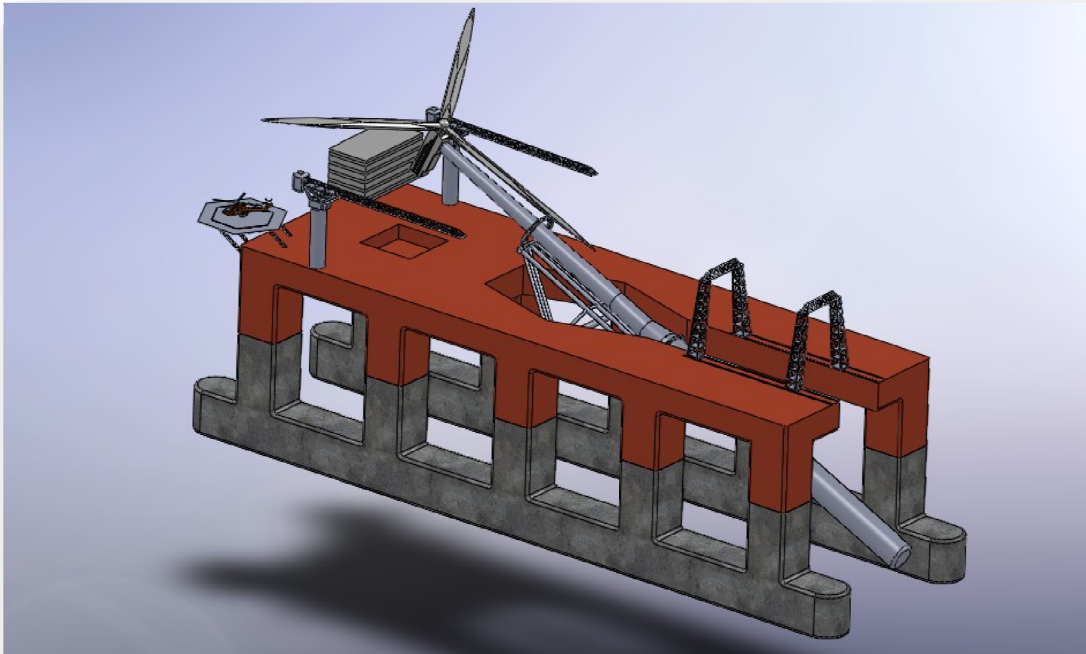
Figur 179: Visualisering av Aquilo i tre dimensjoner



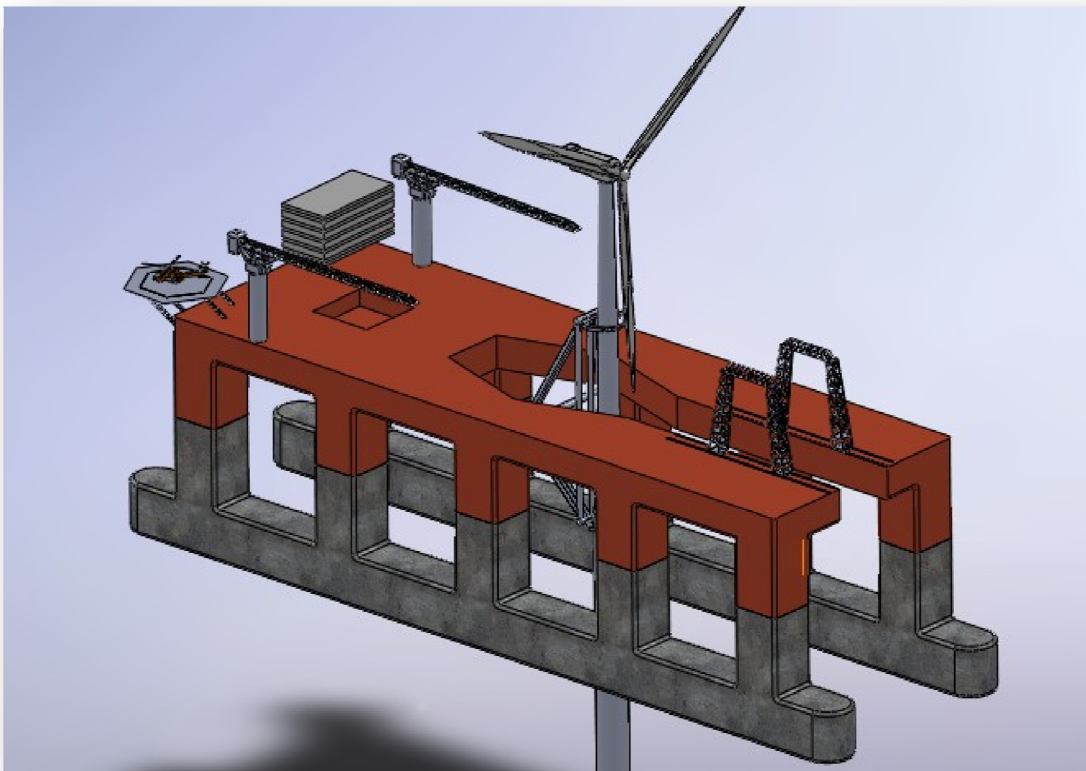
Figur 180: Visualisering av Aquilo i tre dimensjoner med Hywind OC3 i horisontalposisjon



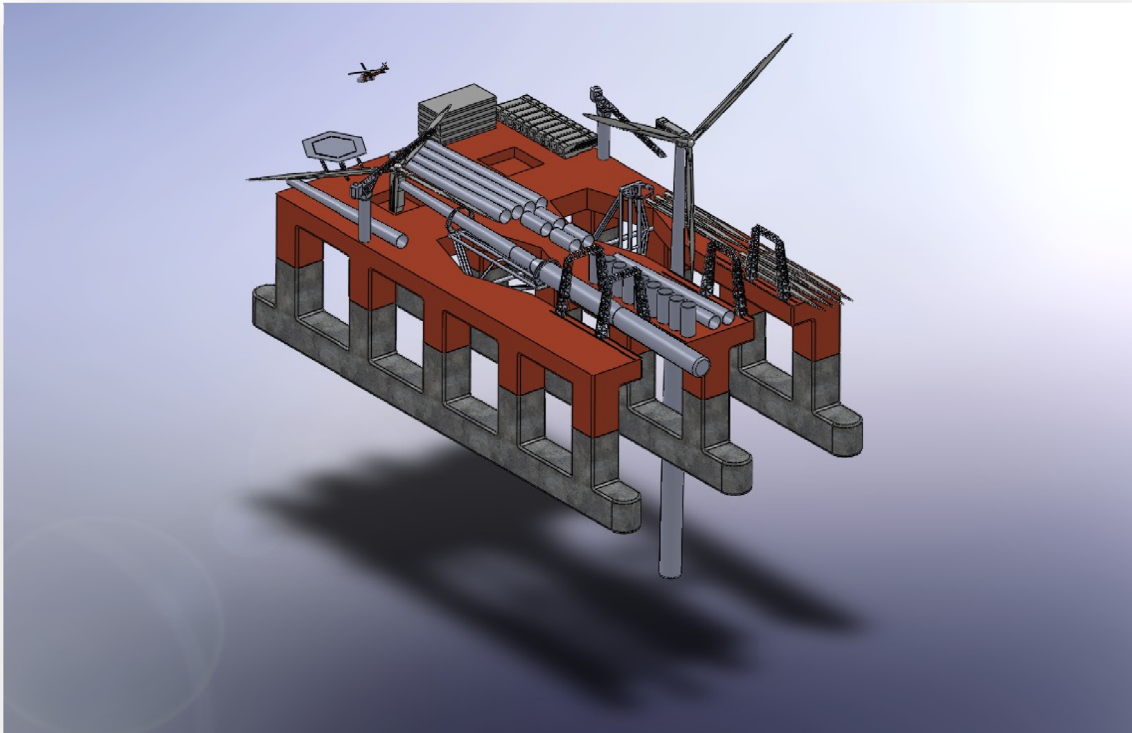
Figur 181: Visualisering av Aquilo X1 i tre dimensjoner med Aquilo og Hywind OC3 i horisontalposisjon



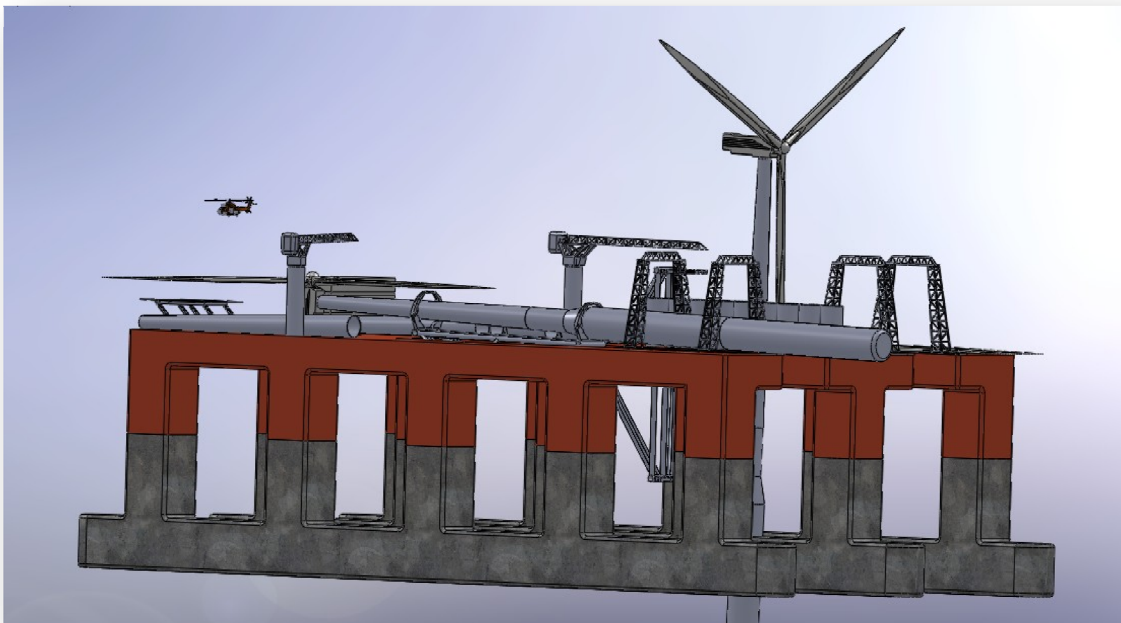
Figur 182: Visualisering av Aquilo X1 i tre dimensjoner med Aquilo og Hywind OC3 under pivoting



Figur 183: Visualisering av Aquilo X1 i tre dimensjoner med Aquilo og Hywind OC3 i vertikalposisjon



Figur 184: Visualisering av Aquilo X2 i tre dimensjoner med Aquilo og Hywind OC3



Figur 185: Visualisering av Aquilo X2 i tre dimensjoner med Aquilo og Hywind OC3 sett fra havnivå

7.2 TILVIRKNINGSPROSESSEN

7.2.1 Tilvirkning av SSCV

Å tilvirke en halvt nedsenkbar plattform vil kunne gjøres på flere verft i Norge og utlandet. Ved større verft vil man kunne ha kapasitet til å bygge hele plattformen på samme sted noe, som vil gi bedre styring og senke risikoen for feilproduksjon under konstruksjonsfasen. Et av de største verftene i verden som spesialiserer seg på bygging av halvt nedsenkbare plattformer og jackup-rigger er Keppel FELS i Singapore. I 2008 ble det ferdigstilt 11 plattformer. Totalt 30 ulike prosjekt var da under produksjon parallelt (Keppel Corporation 2008).



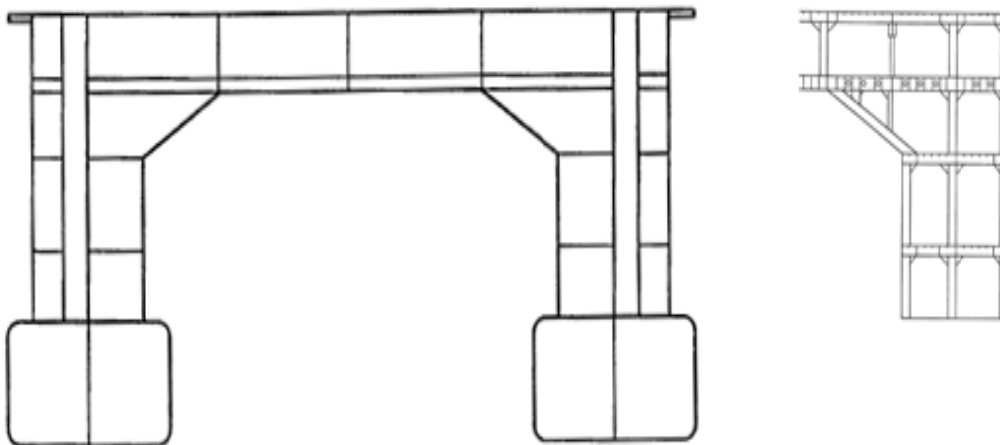
**Figur 186: Masseproduksjon av halvt nedsenkbare plattformer og jackup-rigger
(Keppel Corporation 2008)**

En vanlig metode er å dele produksjonen i bygging av flytere med skrog og bygging av dekke og ulike moduler. Skroget til den halvt nedsenkbare boreplattformen Aker Spitsbergen ble for eksempel bygget i Dubai mens byggingen av dekket og moduler ble gjort på Stord (Almeland 2008).



**Figur 187: Bygging av skroget til Aker Spitsbergen og sleping til Stord
(Almeland 2008)**

I forhold til skråavstivning mellom pongtongene og dekket vil det være begrensninger på hvor disse kan plasseres for ikke å interferere med Aquilo. Det sees på som en fordel å kunne benytte seg av midtre avstivere til plassering av Aquilo i vertikalposisjon. Under dekkets dokk vil det for øvrig av naturlige hensyn ikke være mulighet for skråavstivning, og det vil dermed være behov for økning av stivheten i dette området. Det finnes ulike konsepter som tar for seg plattformer med minimal bruk av spesielle avstivningsstag. Under vises et patent som omhandler halvt nedsenkbare plattformer som ikke har behov for skråavstivning (Kellog & McClure 1998):



**Figur 188: Halvt nedsenkbar plattformkonsept uten behov for skråavstivning
(Kellog & McClure 1998)**

7.2.2 Tilvirkning av Aquilo

Ved detaljdimensjonering av knutepunktene vil det være naturlig å benytte seg av fullt gjennomgående sveiser. Kravet for at sveisen skal kunne regnes som sterkere enn godset er et α -mål som overstiger (NS-EN 1993-1-8 2005):

$$a \geq 1,05 \cdot t = 1,05 \cdot 40 = 42 \text{ mm}$$

Formel 168

Det kan være komplisert å sveise i så grove dimensjoner. I tillegg vil det stilles store krav til sveisens kvalitet. Man vil måtte ta stilling til om man ønsker å montere Aquilo separat for så å heise den opp på plattformdekket, eller om man vurderer det slik at det er mer gunstig å gjøre sammenstillingen direkte på den ferdige plattformen. Siden Aquilo har en masse på over 1 400 tonn og en lengde på 60 m vil det kreves spesialiserte løfteløsninger for å få den plassert. Derfor vurderes det som mer hensiktsmessig å montere den på ferdig plattform.

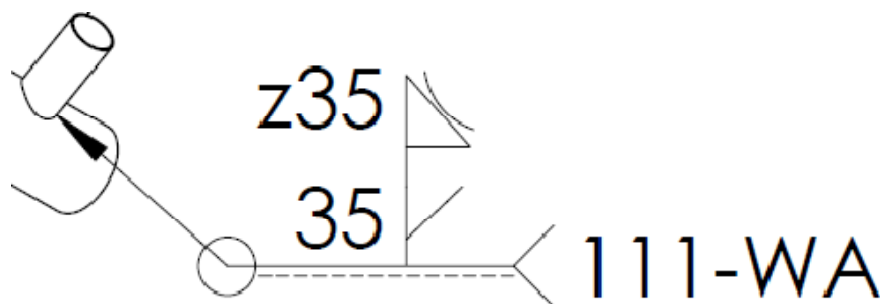
En vanlig benyttet metode for offshore sammenstilling er å prefabrikere knutepunktene og rørprofilene på verksted for så å buttsveise de sammen ved ønsket lokasjon (Gerwick 2007). Knutepunktene utformes derfor ofte med korte rørstumper som blir kappet rett i tverrsnittet. Prefabrikering gjør det enklere å gjennomføre gode sveiserutiner, og man er sikre på å holde seg innenfor angitte toleranser. Et annet alternativ som er aktuelt ved fabrikasjon i verksted er å sette på innvendige avstivere og ribber. Disse vil kunne redusere spenninger og dermed gi bedre korrosjonsbeskyttelse.



Figur 189: Sveising av 37mm rør til 90mm rør
(PICKHAN Group 2008)

Ved prefabrikasjon av knutepunkter vil det være vanskelig å benytte seg av den maskinelle lysbuesveisingen som er vist i figuren over. Praktiske hensyn ved sveising av slike grove dimensjoner for hånd er funnet i (Moss & Myhr 2008) og i samarbeid med verksmester Bjørn Brenna ved UMB. Det kreves møysommelig arbeid for å oppnå gode sveiser med a -mål på 42 mm. I første omgang trengs det en jevn og god forvarming. Dette kan være vanskelig å oppnå for store rørprofiler når de skal sveises i knutepunkt og ikke i lengderetningen. Ved sammenføyning av rørprofiler er det vanligvis en mulighet å buttsveise rørprofilene ved å skape et mellomrom ved hjelp av avstandsklemmer som blir satt på i

initialfasen. Siden trykkrørene kommer vinklet ned på den krumme flaten til akselen vil det ikke være plass til å gjennomføre en vanlig buttsveis. Det blir bare mulig å sveise fra en side, og man vil ikke komme til for å legge gode strenger lengst inn. En mulig løsning på dette er å skjære ut en fuge i trykkrørene. Denne fugen bør ikke være gjennomgående, og det bør i tillegg settes igjen omtrent 5 mm for god og stabil støtte. Disse 5 mm bør ikke være noe problem å brenne gjennom, men for sikkerhetsskyld velges det å legge på en kilsveis på utsiden for å sikre at a-målet blir tilstrekkelig. Dette gir også en avrundet overgang som vil være gunstig med tanke på spenningsoverføringer (Brenna 2008). Dette gir følgende sveiseangivelse etter (NS-1421 1969):



Figur 190: Angivelse for sveis mellom rørstubb og aksel
(Moss & Myhr 2008)

7.3.1 Helse, Miljø og Sikkerhet (HMS)

Når man ønsker å ta i bruk Aquilokonseptet til å montere flytende offshore vindturbiner er det viktig å utvikle rutiner som sikrer at risikoen for større ulykker minimeres. Med større ulykker menes både små og store skader på mannskap og utstyr. Det vil stilles spesielt strenge krav siden det er store konstruksjoner i bevegelse, og en fatal kollaps vil potensielt kunne føre til tap av menneskeliv. Mannskapet vil ofte ha sin arbeidsplass i isolerte deler av verden og vil dermed i stor grad selv måtte ta hånd om uregelmessigheter som kan og vil oppstå.

For offshore plassering på en SSCV vil det være naturlig å implementere god praksis fra oljebransjen. Arbeidsoppgavene og utfordringene vil kunne sammenlignes og vurderes i forhold til kravene i bransjen som prioriterer HMS i stor grad. Denne oppgavens fokus er som nevnt tidligere å videreutvikle selve løftekonseptet med tanke på takling av belastninger som vil kunne oppstå. Derfor er det ikke satt av mye plass til vurdering av HMS i denne omgang. Noen sentrale hensyn er allikevel drøftet.

Organisasjon og ansvar

Ansaret til nøkkelpersonell må være fordelt på forhånd etter nøye vurdering av deres kompetanse. I tillegg bør det lages planer med klart definerte ansvarsområder for håndtering av mulige kritesituasjoner. Det bør videre utarbeides en plan som klart viser hvordan kommunikasjonsflyten skal gjennomføres mellom personellet. Vanligvis benyttes det VHF/UHF kommunikasjon. Dersom det forventes at en operasjon skal ta over 12 timer, kreves det utarbeiding av en skiftplan. Kun nødvendig personell har adgang til operasjonsarealet (DNV 1996).

Ulykker

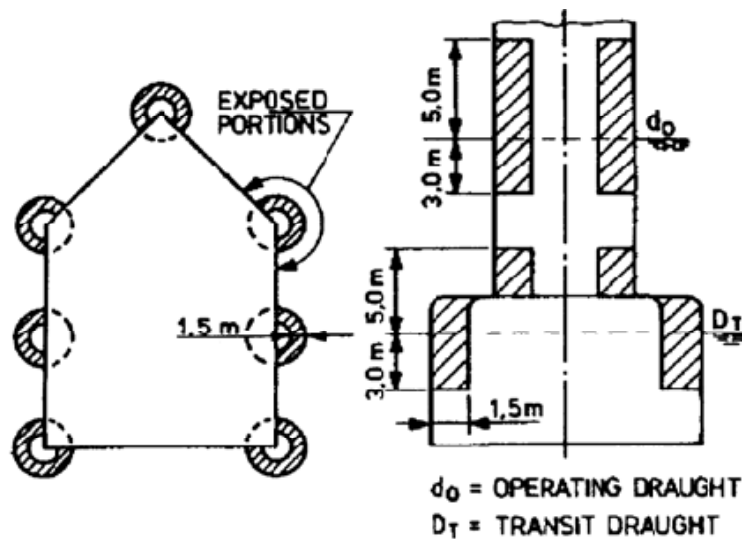
Det er spesielt to typer ulykkesituasjoner som bør tas spesielt hensyn til ved planlegging av marine operasjoner. Den ene er kollisjon mellom fartøy, og den andre er fallende objekter (DNV 1996).

Kollisjon mellom fartøy

I forbindelse med havvindparken Horns Rev 2 som skal føres opp i 2009 er det blitt gjennomført risikoanalyser der man har vurdert risikoen knyttet til kollisjoner mellom fartøy og turbiner i driftsfasen. For kollisjoner som skyldes menneskelig svikt har havvindparkens plassering stor betydning. Det ble funnet en returperiode som varierte mellom 140 og 820 år. For skip som driver fritt på havet, for eksempel på grunn av motorstans, ble det funnet returperioder for kollisjon på 205 år og 320 år. Dette gir til sammen i verste tilfelle en returperiode på 84 år. Til sammenligning er det ved Nysted havvindpark blitt gjort risikoanalyser der det er blitt vurdert at man i snitt vil få et skip som kolliderer med havvindparken hvert tiende år. Denne differansen kan forklares med at Nysted havmøllepark er plassert i det høyt trafikkerte Femerbeltet. På tross av dette er det ingen begrensninger når det gjelder skipstrafikk gjennom Nysted havvindpark (Dong Energy 2008b). Når det gjelder en potensiell plassering av en havvindpark i Nordsjøen vil det være større fleksibilitet rundt valg av plassering. Dette vil føre til at valgte plassering med stor sannsynlighet vil velges slik at påvirkning på skipstrafikken blir minimal.

Kollisjon mellom turbiner og fartøy er mest aktuelt med tanke på dimensjonering av selve vindturbinene. Ved dimensjonering av monteringsplattformen er det mer interessant å se på muligheten for kollisjon mellom plattform og fartøy. Det ble i forbindelse med Horns Rev 2 også gjennomført en risikoanalyse der sannsynligheten for direkte kollisjon mellom fartøy ble vurdert. Returperioden for kollisjon mellom skip i monteringsfasen ble beregnet å være på rundt 60 år for det aktuelle monteringsforløpet ved Horns Rev 2. Til sammenligning vil det oppstå en generell kollisjon i et større havområde rundt Horns Rev hvert førtiende år (Christensen 2006).

Den relativt lave sannsynligheten kombinert med monteringsplattformen sin vesentlige størrelse burde gi en tilstrekkelig lav risiko. For dimensjonering av selve monteringskonseptet Aquilo vil det være lite hensiktsmessig å ta hensyn til en slik situasjon. Ved dimensjonering av selve plattformen vil denne risikoen allikevel være for stor til at den kan neglisjeres. Derfor bør plattformen dimensjoneres slik at kollisjoner med forsyningsbåter eller turbiner ikke medfører kritiske skader. Det stilles etter (DNV-OS-C103 2004) krav om at det gjennomføres en analyse som viser at søylene til en halvt nedsenkbar plattform tåler kollisjon med supplyskip. Ved kollisjon vil sekundære avstivningsstag kunne brytes, og beregningene må derfor gjøres uten bidrag fra disse.



Figur 191: Typiske konstruksjonsdeler som må dimensjoneres for kollisjon på en halvt nedsenkbar plattform (DNV-OS-C301 2001)

Det stilles krav om at de innvendige volumene i pongtonger og søyler deles opp og fysisk adskilles. Dermed vil en mulig lekkasje i flere av de innvendige volumene kunne kontrolleres. Det stilles krav til at en skadet plattform ikke skal krenge mer enn 17° (DNV-OS-C301 2001).

I tillegg er det en del enkle tiltak som bør gjøres da de er rimelige og enkle å gjennomføre i praksis. Valg av tiltak kan for eksempel basere seg på ALARP-prinsippet (Bai 2003). I tillegg bør man i monterings situasjonen opprette en sikkerhetssone der man styrer ulike fartøys adgang til området. I tillegg er det viktig med skikkelig merking av området med varsellys som er godt synlige for sjø- og lufttrafikk.

Fallende objekter

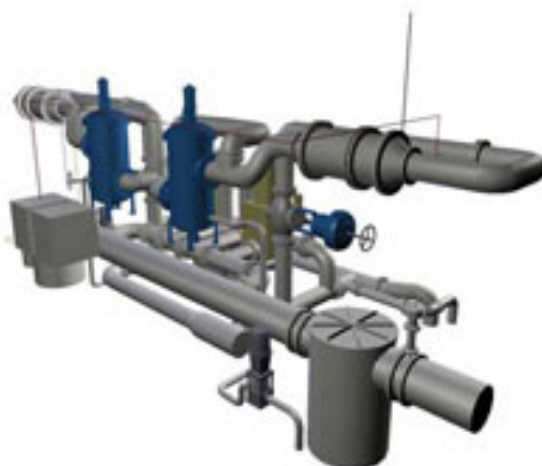
Det bør legges til grunn at det vil kunne oppstå ulykker som følge av kranoperasjoner over dekket til SSCV. Derfor vil det være viktig å kontrollere at et slikt fall ikke fører til totalhavari av plattformen (DNV-OS-C103 2004). Dette gjelder fall av komplette turbinkomponenter og komplett turbin. For analyser av konvensjonelle kranløft finnes det allerede gode modellerings- og analyserutiner (Vinnem 2007). Disse vil måtte gjennomføres ved detaljdimensjonering av konseptet da det er rimelig å anta at en slik ulykkesituasjon vil kunne forekomme.

Det bør gjennomføres en analyse av hva som vil kunne oppstå dersom det skulle bli brudd i vinsjene eller i komponenter i Aquilo. Dette vil i teorien kunne føre til at et komplett vindturbintårn kan bli et fallende objekt. Derfor må det utvikles sekundære system som kan minimere sannsynligheten for at dette vil kunne oppstå og begrense eventuelle skader. Det bør utføres en dynamisk analyse for å komme frem til kravspesifikasjoner for et slikt sekundært system. Sekundære system vil for eksempel kunne være ekstra sett med vinsjer, bremsesystem på aksel eller failsafekomponenter på Aquilo. Den samme vurderingen vil gjelde festemekanismene mellom vindturbin og Aquilo. Det vil være aktuelt å dimensjonere disse slik at hver kan operere uavhengig av hverandre.

Dersom det ikke er mulig å utvikle et sekundært system som gir tilstrekkelig lav risiko vil aktuelt fallområde måtte tilpasses slik at skadene ikke fører til totalhavari av plattformen. Etter ALARP-prinsippet vil det også være rimelig å stenge av store deler av plattformdekket under monteringsløpet. Ved utvikling av gode operasjonsrutiner burde det være mulig å komme ned på et lavt risikonivå. Det har i praksis vist seg at sannsynligheten for fallende objekter ved spesialløft er 30-70 % lavere enn ved konvensjonelle kranløft på grunn av bedre kontroll og planlegging (Bai 2003).

Miljø

Når det gjelder miljø, industriell økologi og bærekraft er dette viktige aspekt som må tas hensyn til. Det er essensielt når man skal posisjonere seg mot annen fornybar energi og kjernekraft at hele verdikjeden til offshore vindkraft ikke gjør kompromiss når det gjelder miljøhensyn. Monteringsplattformen bør i seg selv også utformes slik at den gir liten negativ påvirkning på miljøet. Alle fartøy som bygges fra 2009 må i følge FNs skipsfartsorganisasjon IMO bygges med rensesystemer for ballastvannet. Dermed sikrer man at fartøyet ikke blir en trussel mot internasjonalt biologisk mangfold (GEF/UNDP/IMO GloBallast 2009). Elektrisitetsbehovet og elektrisitetsproduksjonen bør videre minimeres og gjøres så rasjonell som mulig. Ved valg av thrustere bør derfor energiforbruket være et av seleksjonskriteriene. Dette vil for også underbygge valget av thrustere som er spesialisert mot ulike operative funksjoner. I tillegg vil elektrisitetsforbruket for eksempel kunne støttes opp av mindre dekkemonterte vindturbiner og bølgekraftverk slik at netto energibidrag til drift av plattformen blir minst mulig.



Figur 192: System for rensing av ballastvann
(OceanSaver AS 2007)

Når det gjelder materialvalg, er det mest naturlig å benytte seg av materialer som er egnet og anerkjent til offshorebruk. Materialer og materialbeskyttelsessystemer som ikke fungerer optimalt vil normalt utgjøre en større miljørisiko i seg selv. Samtidig bør man ha livsløpsperspektiv i bakhodet og se på hvilke produsenter som produserer mest rasjonelt og mulighetene for gjenvinning og gjenbruk. Designet av Aquilo bør derfor utføres med lavt materialforbruk. En totalvekt for konseptet på 1 400 tonn må sees som godkjent siden det er i stand til å løfte 4 000 tonn.

7.3.2 Vedlikehold og kontroll av plattform

Alle primære systemer bør i utgangspunktet utformes med failsafe. Dette inkluderer følgende etter (DNV 1996):

1. Elektrisitetsproduksjon og distribusjon
2. Drivstoffs-distribusjon
3. Styring av maskiner og ventiler
4. Ballast og lensing
5. Brannvern
6. Kommunikasjon

Det bør tilstrebes at overgangen fra hovedsystem til reservesystem går smertefritt. I tillegg bør det være tilgang på reservedeler og kvalifisert vedlikeholdspersonell.

Kontroll av strukturer

Det er viktig å kontrollere bæreevnen til strukturen. Dersom det ikke er mulig å gjennomføre tilfredsstillende inspeksjoner anbefales det å trekke fra 0,2 mm av platetykkelsen for hvert år strukturen har vært i bruk (DNV 1996). Når det gjelder pongtongene og søylene vil det være vanskelig å implementere kontinuerlige kontrollrutiner. Da de indre volumene som nevnt er fysisk adskilt vil eventuelle skader på grunn av mangelfull kontroll i utgangspunktet ikke få fatale følger.

Aquilo vil være velegnet for omfattende kontroller og eventuelle levetidsfremmende tiltak. Etter at en sprekkvekst er initiert gjenstår det normalt 90 % av levetiden i et korrosivt miljø. Dette gjør sprekkvekstkontroll vesentlig for offshore konstruksjoner (Etube 2001). Disse sprekke vil kunne oppdages ved gjennomføring av ikke-destruktive inspeksjoner. Det finnes ulike metoder som kan benyttes. Disse er basert på visualisering av væske og magnetiske partikler, radiografi og ultrasonisk testing (Bai 2003).

En av de vanligste metodene er ultrasonisk testing som er velegnet for offshore bruk. Den fungerer som en radar og probene som sender signalene kan flyttes etter ønske. Avanserte geometrier kan kontrolleres mer nøyaktig ved hjelp av transdusere. Metodene er blitt meget avanserte og kan benyttes til å lage 3D-modeller av veggtykkelser, sprekker og urenheter.

Generelt er etterbehandlingsmetoder med tanke på utmatting dyre og tidkrevende, og det bør derfor ikke legges opp til overdreven bruk. Allikevel vil man kunne få gode resultater ved bruk av riktig utbedringsmetode. Det har vist seg at man kan doble en strukturs levetid bare ved å slippe sveiser (Rutherford & Polezhayeva 2008).

En annen forbedringsmetode er ettersmelting av materialet. TIG og plasmaveising kan brukes til å forbedre utmattingsegenskapene. TIG gjøres ved at man sveiser uten fyllmateriale. For at dette skal fungere bør sveisen selv ikke være gjort med TIG. Resultatet er at slag kommer til overflaten slik at sveisen blir homogen. Plasmaveising fungerer på samme måte som med TIG, men gir generelt bedre resultater. Samtidig lager den en større sveisepytt og krever mer varme. Ulike standarder krever ofte at ettersmelting av materialet kombineres med sliping (Bai 2003).

En siste mulighet er å modifisere restspenningsfordelingene i materialet. Dette kan gjøres ved hjelp av høyfrekvent overflatebelastning som lager overflatedeformasjoner og da gir indre trykk. Når kollisjonslaster påføres overflaten hindrer laget på utsiden at det blir sideveis deformasjoner. Dette gir trykkspenninger i materialet (Bai 2003). Med ultrasonisk overflatebelastning har det vist seg at man kan mer enn doble levetiden til en sveist konstruksjonsdel (Günther et al. 2005).

Klargjøring av løft

Alle hovedsystem og reservesystem må testes før start av operasjonen. Det bør spesielt kontrolleres at overgangen fra hovedsystem til reservesystem fungerer tilfredsstillende. Instrumenteringen og kontrollsystemet må videre kalibreres og testes. Stabiliteten til fartøyet bør også vurderes med faste intervall. Dette gjøres vanligvis med krengetester (DNV 1996).

System for overvåking og styring av løft

Følgende system bør kontinuerlig overvåkes (DNV 1996):

1. Laster og deformasjoner
2. Vær
3. Ballast og stabilitet
4. Heel, trim og draught
5. Fartøyets posisjon
6. Klaring under keel

Når det gjelder fysisk kontroll av selve løftet bør det utformes støt- og ledesystemer som gir løftet en økt sikkerhet. Disse sikringsanordningene vil normalt kunne sveises fast til SSCV-dekket (Kristiansen et al. 1984).

Støtsystemet sin hovedoppgave er å absorbere mest mulig energi samtidig som det leder lasten mot ledesystemet. Ledesystemet sin hovedoppgave er å sikre en nøyaktig posisjonering av lasten. Plastiske deformasjoner av ledesystemene vil normalt kunne aksepteres så lenge funksjonaliteten opprettholdes (DNV 1996).

Det stilles krav om gode værmeldinger ved offshore operasjoner. Det skal i henhold til (DNV 1996) tas høyde for mangelfulle værmeldinger ved å kreve at forholdet mellom værmeldingen og dimensjonerende operasjonelt vær skal være:

$$C_0 \leq \alpha \cdot C_D$$

Formel 169

Hvor:

C_0 = Kriterium fra værmelding

C_D = Kriterium for operasjonelt vær

For løfteoperasjonen av ferdigstilt turbin vil α være 0,8 både med tanke på værmelding av 10 min gjennomsnittlig vind og signifikante bølgehøyder.

7.3.3 Vedlikehold, driftsstans og oppstart av vindturbiner

Sett fra et teknisk synspunkt vil en SSCV være ideell for overhalinger av vindturbiner. Et kranfartøy vil kunne benyttes til å skifte både gir og transformatorer på en rasjonell måte. Dersom man ser på det økonomiske aspektet er det allikevel sannsynlig at monteringsplattformen vil få marginal innflytelse så lenge man ikke kan utnytte stordriftsfordelene. Et mulig scenario er at alle vindturbinene i en havvindpark trenger oppgradering. Dette hendte ved Horns Rev i 2004 hvor det måtte skiftes gir og transformatorer på samtlige 80 vindturbiner (Abelsen 2006). Dersom flyterne dimensjoneres for en levetid på 40 år vil det kunne være mulig å bytte ut turbinene som kun har en levetid på 20 år.

Et annet mulig scenario er at det blir såpass mange vindturbiner at det lønner seg å ha et eget vedlikeholds fartøy som har vedlikeholdsavtaler med flere ulike havvindparker. Ved vedlikehold av enkelte vindturbiner vil kostnadene bli for store for en SSCV med mindre den tilfeldigvis skulle vise seg å være i nærheten. En fordel med flytende vindturbiner med tanke på vedlikehold vil være at de kan taues inn til land med tauebåter.

Alternativt sees det på muligheten for bedre overvåkning av vindturbiner. I tillegg til investering i mer robuste løsninger vil man kunne gjøre preventive tiltak som hindrer havari av større komponenter. Girolje må i utgangspunktet byttes hvert åttende år og hydraulikkolje hvert femte år. Smørefett må med konvensjonell vindturbinteknologi tilføres hver sjettede måned. Adkomst til vindturbinen vil kunne gjøres med helikopter eller et spesialdesignet adkomstfartøy. Dagens tilgjengelige adkomstfartøy fungerer ikke med signifikante bølgehøyder som overstiger 1,5 m og vindhastigheter som overstiger 12 m/s. Preventivt vedlikehold vil forutsette tilgang på løftesystemer som konstant befinner seg inne i vindturbinene (The European Wind Energy Association 2009). Monteringsplattformen vil kunne benyttes som base for både arbeidere og helikoptre i forbindelse med vedlikehold.

Et poeng til er at installasjonsprosessen av en vindturbin ikke er ferdig ved sammenstilling av de ulike hovedkomponentene. For bunnfast offshore vindkraft tilsier referansetall at det kreves 75 til 80 arbeidstimer fordelt over 4 dager for å koble sammen det elektriske- og mekaniske utstyret til hver turbin (Bland 2004). Det tekniske mannskapet som utfører disse oppgavene vil kunne benytte monteringsplattformen som base med tanke på ferdigstilling og oppstart av vindturbinene.



Figur 193: Ved havvindparken på Horns Rev fikk 26 personer opplæring i nedheising fra helikopter til vindturbin (Elsam AS 2002)

7.3.4 Dekommisjonering

Aquilo alene vil ha små muligheter for gjenbruk innen andre typer operasjoner. Konstruksjonen er i stor grad spesialisert og vil derfor mest sannsynlig være gjenstand for komplett ombygging eller resirkulering ved endt levetid.

I forhold til en større plattform blir det mer aktuelt med alternative bruksområder. På grunn av eksisterende infrastruktur og integrerte systemer på plattformen vil det mest naturlige være å fortsette i løftebransjen. Flexibiliteten kan økes ved å installere større kraner og da konkurrere mot andre større SSVF-fartøy som Balder, Thialf og Saipem 7000. Dette er et attraktivt marked som i dag hovedsakelig begrenses av risiko og investeringskostnad. Muligheten for en ombygging fra en godt tilpasset plattform er dermed mer aktuelt enn nybygg.

Den åpne slissen på plattformen kan også eventuelt tilpasses større traverskraner som overgår konvensjonelle fagverkskraner i kapasitet. Dette gir en stabil løfteplattform som vil konkurrere i samme klasse som blant annet GustoMSC.

7.4 ØKONOMI

Kostnadene i forhold til utvikling og konstruksjon av Aquilo vil være nært knyttet opp i mot tiltenkt arbeidsområde. Dimensjonerende værforhold vil påvirke materialkostnadene og til dels utviklingskostnadene til Aquilo. I (Moss & Myhr 2008) ble det antydnet en investeringskostnad på i underkant av 20 mill NOK for Aquilo alene. I den store sammenhengen vil dette være små beløp, og det vil derfor ikke være hensiktsmessig å utvikle flere modeller som er tiltenkt en spesifikk lokalitet. Den samme vurderingen gjelder også i forhold til forskjellige turbinkonsepter der Hywind alene setter de fleste kravspesifikasjonene. Økonomiske vurderinger blir derfor utført i to perspektiv. Den ene vurderingen gjelder Aquilo dimensjonert for de verste værforhold sammen med Hywind. Den andre vurderingen som blir styrende vil være i forhold til fartøy- og mannskapskostnader. Her vil tidsaspektet og sammenligning opp mot andre monteringskonsepter være styrende for vårt konsepts potensial og realiserbarhet.

7.4.1 Utvikling av Aquilo

Total kostnad av Aquilo inklusive prosjektering og detaljdimensjonering er omtrent 35 mill NOK. Dette tallet er et estimat da det knytter seg usikkerhet til utviklingskostnadene siden mange av komponentene fortsatt er på konseptstadiet. Samtidig er det en gråsoner på hva som skal inkluderes av kostnader for Aquilo og hva som skal falle på en eventuell monteringsplattform. I dette overslaget er det tatt høyde for noen tilstøtende konstruksjoner som vinsjefester og sikkerhetsmekanismer. I tillegg er det utført et påslag for fremtidige problemer som ikke er blitt identifisert enda.

Kostnadsestimeringer

Tabell 60: Forprosjektering

Arbeid	Estimert timebruk [t]	Enhetspris [NOK/time]	SUM [NOK]
Utredningsarbeid	50	550	27 500
Konseptstudie	100	550	55 000
Konseptutvikling	100	550	55 000
Utredning av lasttilfeller	200	550	110 000
Modellutvikling	150	550	82 500
Modellverifisering	50	550	27 500
SUM	650		357 500

Tabell 61: Konseptutvikling

Arbeid	Estimert timebruk [t]	Enhetspris [NOK/time]	SUM [NOK]
Konseptbearbeiding	200	550	110 000
Verifisering av lasttilfeller	400	550	220 000
Konseptverifisering	500	550	275 000
Konstruksjonstegning	50	550	27 500
Visualisering i 3D	50	550	27 500
Rapporteringsarbeid	200	550	110 000
SUM	1 400		770 000

Tabell 62: Prototypekonstruksjon

Arbeid	Estimert timebruk [t]	Enhetspris [NOK/time]	SUM [NOK]
Videreutvikling	2 000	550	1 100 000
Utvikling av opplager	1 000	550	550 000
Skalert modell	400	550	220 000
Bølgetanktest	-	-	5 000 000
Skalert verifisering	200	550	110 000
Optimalisering	500	550	275 000
Detaljdimensjonering	1 000	550	550 000
Konstruksjonstegninger	50	400	20 000
Hovedaksling	400	400	160 000
Opplager til aksel	200	400	80 000
Tilpasning av trykkrør	300	400	120 000
Tilpasning av strekkrør	100	400	40 000
Avstivere	100	400	40 000
Andre elementer	200	400	80 000
Opplager til turbin	500	400	200 000
Tilstøtende konstruksjon	500	400	200 000
Sammenføyning	500	400	200 000
Testing	200	400	80 000
Overflatebehandling	100	400	40 000
Montering på rigg	200	800	160 000
SUM	8450		9 225 000

Tabell 63: Materialer til hovedkomponenter

LT360-A671 Stål	Kvanta [tonn]	Enhetspris [NOK/tonn]	SUM [NOK]
Rammekonstruksjon	1 400	10 000	14 000 000
Turbinopplager	100	10 000	1 000 000
Akselopplager	100	10 000	1 000 000
SUM	1 600		16 000 000

Total kostnad for Aquilo alene

Tabell 64: Totalkostnad

Arbeid	SUM [NOK]
Forprosjekt	357 500
Konseptutvikling	770 000
Prototypkonstruksjon	9 225 000
Materialer	16 000 000
Tilstøtende konstruksjoner	5 000 000
Annet (+10 %)	3 000 000
SUM	34 352 500

7.4.2 Vurdering av Aquilo for storskala montering

Aquilo er tenkt å være et fleksibelt monteringsystem som skal kunne tilpasses alt fra landbasert dokk til større flytende plattformer. Det er ønskelig å utvikle økonomiske overslag i forhold til levedyktigheten til konseptet i forhold til andre monteringskonsept. Per dags dato er tradisjonell tauing den mest aktuelle konkurrenten, men også WindFlip-konseptet fra NTNU vil bli betraktet.

Kostnadsscenarioer for montering på land blir veldig kompleks og avhenger i hovedsak av lokaliteten, eksisterende infrastruktur, tilgang på arbeidskraft og avstanden til hver enkelt vindpark.

Den samme problemstillingen gjelder for montering av Aquilo på leker eller skipsskrog, men vil i tillegg bero på kostnaden til de aktuelle skrogene. En av de mest rasjonelle løsningene her vil trolig være å bygge om eksisterende skrog til å fungere med Aquilo, noe som vil redusere investeringskostnaden betraktelig.

En av visjonene bak utviklingen av Aquilo er at den skal monteres på en semisub. Det er dette som gir det store material- og produksjonsøkonomiske potensialet med minimering av transport, spesialisering og bruk av ressurser der de trengs og når de trengs. Dette gir samtidig det dyreste alternativet i forhold til investeringskostnad og er kanskje dermed minst realistisk. Det vil derfor være interessant å se hvordan den sistnevnte løsningen fungerer mot andre monteringsmetoder. Det er i tillegg enklere å anslå kostnader og gjøre sammenligninger dersom man tar utgangspunkt i en nybygd plattform. Plattformen vil i tillegg være uavhengig av infrastruktur på land, noe som gjør beregningene vesentlig enklere. Det blir dog ikke tatt hensyn til landbasert infrastruktur for de andre konseptene. I praksis vil både tauemetoden og WindFlip være avhengige av større landbaserte utbygginger for at konseptene skal fungere. Det er kun kostnadene for hver turbin som blir gjenstand for sammenligning. Et tillegg per turbin for landbasert infrastruktur blir ikke inkludert.

7.4.3 Forutsetninger for de økonomiske overslagene

Omregning mellom ulike valutaer blir gjort på grunnlag av dagens kurser med en innlagt konservativ sikkerhet. Grunnlaget per 26.4.2009 er formulert i følgende tabell:

Tabell 65: Beregningsverdier for ulike valutaer

Valuta	Norske Kroner	Nedre konservativ	Øvre konservativ
1 USD [\$]	6,488	6	7
1 Euro [€]	8,809	8	9

Aquilo på et plattformkonsept er tiltenkt fleksibel bruk og kan potensielt benyttes til montering av turbiner i skjermede farvann nær land. Ved sammenligning med andre monteringskonsept som baserer seg på landbasert infrastruktur eller skjermede fjorder vil dette sette plattformen i en svak posisjon. Spesielt for korte avstander vil det være gunstig å bruke for eksempel tauing. SWAY planlegger en vindpark på 200 MW som skal plasseres i en avstand på 50 km fra land (SWAY AS 2009a). Dette er en avstand som betraktes som relativt nært land og avstanden til en potensiell monteringslokalitet vil kunne bli større. I et tidlig stadium for utbygging i stor skala vil det allikevel være rimelig å anta at beliggenheten velges med tanke på å oppnå kortest mulig avstand til havn og strømnett. Derfor velges det å gjøre kalkylene med grunnlag i at en vindpark befinner seg 50 km fra land.

Ved sammenligning av forskjellige monteringskonsepter vil kun differansen i nødvendig utstyr og ressurser knyttet til dette bli vektlagt. Det blir ikke tatt direkte hensyn til at deler må transporteres til en lokalitet 50 km fra turbinfarmen. Aquilo konseptet vil her potensielt kunne suppleres med konvensjonelle transportmetoder uten mellomlasting og delvis montering. Tauingskonseptet vil for eksempel måtte sette sammen rotor, nacelle og tårn før selve monteringssekvensen kan starte. Dette blir ikke inkludert i denne omgang. Infrastruktur til lossing av WindFlip blir heller ikke tatt med.

For å kunne utføre beregningene blir det tatt følgende forbehold som gjelder for alle konseptene:

1. Et PSV har en marsjfart på 18 knop.
2. Et AHTS har en marsjfart på 15 knop ved egentransport.
3. Et AHTS har en marsjfart på 5 knop ved tauing av flytere.
4. Et AHTS har en marsjfart på 2 knop ved tauing av hele turbiner.
5. Et AHTS kan taue opptil 3 flytere samtidig med tilpasset riggsystem.
6. Det trengs minimum to AHTS fartøy for å taue en komplett turbin.

Det er vanskelig å estimere kostnader for konstruksjoner som er i en plattformstørrelse utover det som er konstruert tidligere. For å sikre en mest mulig realistisk sammenligning er beregningene basert på estimert døgnleie, noe som er vanlig i offshoreindustrien. Disse påvirkes av etterspørselen i hver enkelt bransje, men gjennom å betrakte variasjonen mellom spesialiserte og generaliserte fartøy kan man si som en tommelfingerregel at døgnleien tilsvarer fartøyets totale investeringskostnad fordelt over antall dager i to år. For å sikre analysen er døgnleiene kalkulert på flere grunnlag. For Aquilo X1 og X2 er dette utført gjennom å sammenligne investeringskostnaden til Akers nye H6 rigg og andre større semisuber som BP Thunder Horse og ExxonMobil. I tillegg er døgnleien estimert på grunnlag av dagens rater oppskalert i forhold til deksareal og spesialisering. Dette synes å gi resultater som korrelerer godt og

dermed er tilfredsstillende da det i denne oppgaven er blitt valgt å fokusere mest på de tekniske sidene ved konseptet. Data for investeringskostnader og døgnleier er utarbeidet på bakgrunn av en generell vurdering av flere kilder som (GVA 2008), (Hanrahan 2007), (Aker Solutions 2005), (Smith 2009), (ODS-Petrodata 2009), (Svor 2008) og (Steensen, Anders J. 2007).

Tabell 66: Forutsatte døgnleier for videre beregning

Fartøy	Døgnleie [NOK]
AHTS	350 000
PSV	70 000
Aquilo X1	9 000 000
Aquilo X2	16 000 000
Kran (300+ tonn, 100+ m)	1 000 000
WindFlip	3 000 000

Det tas ikke hensyn til oppkobling til strømmnett og annen infrastruktur i de økonomiske beregningene. Analysen er hovedsakelig utviklet for å sammenligne de forskjellige monteringsmåtene på mest mulig likt grunnlag.

7.4.4 Referanseindeks

Dagens monteringsmetoder på grunt vann er ikke egnet til global storskalamontering. Det finnes foreløpig bare en håndfull vindparker av signifikant størrelse hvor monteringen er utført på en måte som kan anses som en forløper til montering i stor skala. Dette skyldes hovedsakelig varierende bunnforhold. De fleste bunnfaste turbiner er avhengige av pæling for å få et tilfredsstillende fundament. Dette kan være en delikat og tidkrevende prosess. Hvert fundament vil kunne ta over en dag selv om både bunn- og værforholdene er gode. Værforholdene er normalt barske siden monteringen utføres i områder med store vindpotensialer. Dette vil gi mye sjø som forverres av bølgebevegelsene som oppstår ved små havdyp. Dermed vil det også føre til vanskelige forhold for løftene som skal utføres (Morgan et al. 2003).

Hver turbin på Hornsrev i Danmark ble montert i løpet av omtrent tre *dager*. I tillegg tok pælingen nesten to dager per fundament. Ved North Hoyle i Storbritannia var bunnforholdene vesentlig vanskeligere. For hvert fundament ble det der brukt fire dager i tillegg til at monteringen tok hele 12 *dager* per turbin. For begge parkene ble det nyttet to monteringskraner og flere pælefartøyer slik at monteringsfrekvensen totalt sett ble henholdsvis 0,48 og 0,11 turbiner per *dag* (Morgan et al. 2003). I forhold til et massemonteringsperspektiv blir dette urimelig. Det er verdt å nevne at for begge disse parkene ble det nyttet spesialtilpassede fartøyer for å optimalisere monteringen. Dette indikerer at det hovedsakelig kun er en måte å øke frekvensen på. Det trengs flere fartøyer, noe som vil føre til et behov for en vesentlig større flåte for å montere parker i TW-klassen. Dermed vil man måtte øke den globale flåten av fartøyer som er kapable til offshore montering (Nordic Heavy Lift ASA 2008), (Steenbuch 2008) og (Boer 2008).

Montering av bunnfaste turbiner kan i utgangspunktet ikke sammenlignes direkte med storskala montering av flytende turbiner. Da det ikke finnes andre referansedata å støtte seg til vil det allikevel

være aktuelt å gjøre en sammenligning. Denne gjøres i forhold til monteringskostnaden til hver enkelt turbin for å få et grunnleggende estimat. Fra (Morgan et al. 2003) er en gjennomsnittlig kostnad på ca. 8 mill NOK per turbin estimert med bakgrunn i de største offshore vindparkene som er bygget. Verdiene stemmer for øvrig godt overens med (Hildrum et al. 2007) sitt overslag på 20 mill NOK per MW dersom man forutsetter at installasjonskostnaden ligger på 20 % av totalkostnaden og hver turbin har en effekt på 2 MW. Man kan videre sammenligne med kontrakten mellom Master Marine, StatoilHydro og Statkraft der 88 bunnfaste vindturbiner skal monteres med jackupfartøy i Sheringham Shoal for 78 mill €. Dette vil også tilsvare en kostnad per turbin på i underkant av 8 mill NOK (Master Marine ASA 2009b). Denne verdien vil videre bli benyttet som en referanseindeks.

De økonomiske analysene vil i stor grad avhenge av antall vindturbiner som ønskes montert årlig. Dersom den politiske viljen holder seg som antydnet i starten av oppgaven vil det være rimelig å anslå en utbygging av flytende offshore vindkraft som er minst i samme størrelsesorden som utbyggingen av bunnfast. For tiden foregår det en storstilt utbygging i Europa og det forventes å bli ferdigstilt 1350 MW ny bunnfast offshore vindkraft i 2010 alene (The European Wind Energy Association 2009).

For et beregnet utbyggingspotensial på 1 000 MW per år vil det være behov for 4 til 16 komplette produksjonslinjer. Ved bruk av 5 MW turbiner tilsvarer dette et turbinantall på 200. For å produsere en havvindpark på 1 000 turbiner på et år trenges det dermed 16 til 64 produksjonslinjer (Morgan et al. 2003). Ved produksjon av flytere og hele tårn vil dette raskt begrenses av den totale mengden av verft som er kapable til slike dimensjoner. Det vil derfor være en fordel å lage et område som er spesialisert for sammensetning slik at flere verft og produksjonsfasiliteter blir aktuelle for masseproduksjon.

7.4.5 Sammenligningsgrunnlag og beregning av døgnleie

Aquilo X1

Aker H6 (Aker Solutions 2005) og Thunder Horse (GVA 2008) er to av de største og dyreste plattformene på markedet i dag. Aquilo X1 er i samme størrelsesorden som Thunder Horse, men utstyret er mindre teknisk. Dekksarealet er også mindre enn Thunder Horse, men er fortsatt av vesentlig størrelse. Det benyttes i stor grad til mellomlagring av komponenter slik at kostnaden burde kunne reduseres. Til sammenligning vil mye av dekkarealet på rigger i oljebransjen være tiltenkt avansert prosesseringsutstyr og rørgater, noe som utgjør en vesentlig kostnadsandel. Derfor vil det være naturlig å gjøre en sammenligning med totalkostnaden til Thunder Horse sitt understell. Dette fikk en total kostnad på 380 mill \$ (Bradbury 2002). Den totale prisen på Aker Spitsbergen H6 er til sammenligning 3,2 mill NOK (Steensen, A.J. 2007a). Dersom man beregner nåverdi av Thunder Horse vil kostnaden ligge i samme størrelsesorden.

Antar på dette grunnlag at total konstruksjonskostnad blir omtrent i samme størrelsesorden som kostnadene til H6 og Thunder Horse. Det vil videre være aktuelt å legge til en kostnad knyttet til investerings- og risikoproblematikk. Flytende offshore vindkraft sees på som en vesentlig mer usikker bransje enn oljebransjen. Total kostnad for AquiloX1 blir dermed forutsatt å være på 6 mrd NOK. Dette ses i utgangspunktet på som et konservativt anslag. Til sammenligning var totalkostnaden til verdens største tungløftfartøy MPU Offshore Lifter 3,4 mrd NOK etter en kostnadssprekk på 800 mill NOK (Steensen 2008).

I offshorebransjen opereres det med store kontraktssummer og inntjening over relativt kort tid er vanlig. Avskrivningstid helt ned til to år er normalt. Med en konstruksjonskostnad på 6 mrd NOK tilsvarer dette en døgntillegg på litt over 8 mill NOK per dag. De dyreste avtalene for de mest ettertraktede semisub-fartøyene ligger i dag på mellom 4 og 5 mill NOK. Prisindeksen for døgntillegg indikerer at denne prisen er kunstig høy på grunn av etterspørselen i offshoremarkedet i dag for Nordsjøen (ODS-Petrodata 2009). For en SSCV-konstruksjon til Aquilo vil etterspørselen øke drastisk når tilgjengelig teknologi for turbinkonsepter blir lønnsomme. Vindparker på opp mot 1 000 turbiner vil trolig ikke bli planlagt i hopetall på grunn av investeringskostnaden. Det vil derfor ikke være rimelig å ta høyde for en tilsvarende etterspørsel i forhold til døgntillegget på en SSCV for Aquilo siden prosjektene potensielt ikke blir lønnsomme. I tillegg må det tas hensyn til at dette i første omgang blir det eneste fartøyet i verden som kan utføre installeringen rasjonelt. Å anta at prisen kan komme opp i mot det dobbelte av hva man ser i markedet i dag er derfor ikke utenkelig. Dette tilsvarer da en døgntillegg på mellom 8 og 10 mill, noe som også estimerer ut i fra konstruksjonskostnaden skulle tilsi. Estimerer derfor for denne forenklete analysen en konservativ døgntillegg på 9 mill NOK for Aquilo X1.

Nødvendig mannskap på plattformen er vanskelig å anslå. Det er rimelig å anta at mannskapstallet blir tilsvarende som for andre spesialiserte plattformkonsept med produksjonsfasiliteter som Acergy Piper. I utgangspunktet velges det et nødvendig mannskap på 200 personer i døgnet (Acergy M.S Limited 2008). Kostnad for mannskap offshore er anslagsvis 1,5 til 2 ganger høyere enn på land og er således et ankepunkt mot offshore sammenstilling av vindturbiner (Bland 2004). For denne analysen forutsettes det en gjennomsnittskostnad på 1 mill NOK per arbeidstaker. Normalt utføres jobben med skiftordning med to uker på og tre uker av. Dette gir et normalt arbeidsår på drøye 146 dager. Dette tilsvarer en døgntillegg på i underkant av 6 900 NOK per mann. Det forutsettes videre at bemanningen til et AHTS- og PSV-fartøy er inkludert i den tidligere presenterte døgntillegget. Det vil kreves to AHTS for å håndtere turbinene etter oppreisningen, gitt at ankringen ikke blir utført på en SSCV.



Figur 194: Acergy Piper har en avansert sammenstillingslinje for legging av gassrørledninger på havbunnen (Hydro 2008)

Transport av moduler og flytere til en SSCV vil måtte utføres av en flåte av AHTS- og PSV-fartøy. En AHTS vil anslagsvis kunne bruke 6 timer på å slepe ut 3 flytere. Det er tilfredsstillende for en dags produksjon. I tillegg er det da mulighet for 6000 tonn med dekkslast dersom man trekker fra vekten til en flyter. Dette skulle være tilstrekkelig for opplagring av 6 naceller og turbiner. Ved en konservativ betraktning vil det da ta 24 timer tur-retur inklusive lasteoperasjonene. En PSV er nødvendig for å transportere naceller og rotor ut til en SSCV. Marsjhastigheten er her betydelig større. Det burde derfor være mulig å gjennomføre dette på 12 timer, slik at en PSV bare trengs hvert sjette døgn for å opprettholde produksjonen.

Total døgnleiepris for en SSCV av denne størrelsen er som nevnt over vurdert til 9 mill. NOK/dag. I tillegg kommer mannskap for 1 400 000 NOK/dag og AHTS og PSV for til sammen 1 060 000 per døgn. Totalt tilsvarer dette en døgnpris på omtrent 11 mill NOK/dag for Aquilo X1. Hvis den antatte monteringsfrekvensen på to turbiner per dag opprettholdes over et operasjonsvilkår på 90 % gir dette en turbinkostnad på omtrent 6 mill NOK. Dette tilsvarer 80 % av kostnadene ved montering på grunt vann.

Aquilo X2

Dekksarealet til X2 vil måtte være større enn for X1. Bolig- og kranarealer vil være tilnærmet like, mens hovedtillegget kommer i form av en ekstra dokk. I tillegg vil det være behov for mer lagringsareal. Dekksarealet forutsettes derfor å være 75 % større enn for X1. Hovedsakelig vil dette bli lagt til i bredden. Mannskap knyttet til drift, vedlikehold og styring kan betraktes på samme måte. Et tillegg kommer som følge av en ekstra produksjons- og løftelinje. Det vil anslagsvis være behov for 25 til 50 % mer mannskap. En sammenligning med eksisterende plattformer blir mer problematisk med tanke på at Aquilo X2 vil være omtrent tre til fire ganger større. Rent teoretisk sett skulle dette føre til en kostpris som vil avta på grunn av stordriftsfordeler i tillegg til at begge dokkene med hver sin Aquilo blir tilnærmet identiske. Det kan trekkes nære paralleller til X1. Forskjellen blir at masseproduksjon av elementer blir vesentlig enklere.

Et nytt problem kan være å finne verft med kapasitet for å bygge en SSCV av denne dimensjonen. Det er ikke utenkelig at denne konstruksjonen må oppføres i flytende tilstand i skjermede omgivelser, noe som vil være fordyrende. Med tre skrog vil konstruksjonen potensielt bli mer stabil, og materialer kan spares under prosjekteringen. Det vil også kunne bidra til bedre sjøegenskaper, noe som kan virke positivt på operasjonsvindue i forhold til turbinmontering. Det vil være for konservativt å regne med at kostprisen vil dobles da det er fremtredende at det vil gå med mindre materialer og at vesentlige stordriftsfordeler vil oppstå i forhold til selve konstruksjonsprosessen. En rimelig antagelse vil være at en dobling av kapasiteten vil føre til en kostnadsøkning på mellom 50 og 75 %. På grunn av usikkerheten rundt denne konstruksjonen gjøres beregningene med en kostnadsøkning på 75 %. En mannskapsøkning på 50 % antas. Dette gir en døgnpris på om lag 16 mill NOK for Aquilo X2.

Antallet ankringsfartøyer må sannsynligvis dobles når produksjonen dobles. Det samme gjelder for transport av moduler. Det forutsettes derfor behov av fire stykk AHTS for håndtering av turbinforankring. Det vil da også være nødvendig med to AHTS og én PSV til transport av moduler.

Totalt gir dette en døgnpris på omtrent 20 mill NOK. Hvis man klarer å opprettholde et operasjonskrav på 90 % og montere fire turbiner om dagen i dette vinduet vil det tilsvare en monteringspris på 5.3 mill NOK. Dette tilsvarer 69 % av kostnaden ved montering på grunt vann.

Tauing av ferdigstilt turbin

Det er flere muligheter for tauing. Den ene som benyttes for Hywind pilotturbin er å montere hele turbinene i skjermede farvann for så å taue de ferdigstilte turbinene ut individuelt i vertikal stilling. En annen mulighet vil potensielt kunne være å montere flere turbiner i skjermede omgivelser for så å plassere dem i en form for ramme slik at flere turbiner kan taues samtidig. En tredje mulighet er å ferdigstille turbinene på en lekter i horisontal- eller vertikal stilling og så taue selve lekteren. Et kranfartøy kan så installere turbinene direkte i turbinfarmen. Dersom lekteren spesialtilpasses vil man potensielt kunne gjøre dette uten et kranfartøy som tenkt i Merlin-konseptet. De to siste tilfellene vil ikke bli behandlet i et økonomisk perspektiv da operasjonsvinduene i Nordsjøen vil være meget små. Nye monteringskonsept må i tilfelle utvikles.

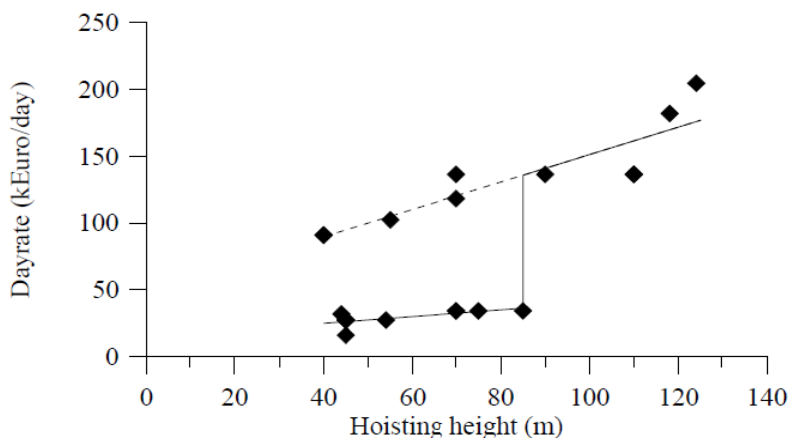
Det vil være store variasjoner mellom de forskjellige turbintypene både med tanke på hvordan de kan transporteres hele og hvordan de kan løftes med kran. For montering i skjermede farvann vil løftene være av begrenset vekt og delt opp i mange segmenter. Både Njord og SWAY er lite stabile uten forankring og vil være vanskelige å slepe i harde værforhold. Det vil i tillegg innebære en betydelig risiko.



Figur 195: Montering av Hywind 2,3 MW pilotturbin med kraner i skjermede farvann (StatoilHydro 2009)

Kranløft beregnes sjelden med operasjonsvilkår på over 80 %. Dersom man sammenligner med operasjonsvilkårene ved Horns Rev utenfor Danmark var det kun en operasjonstid på 67 % i den mest gunstige årstiden (The Science and Technology Committee 2003). Erfaringer fra North Hoyle og Horns Rev viser at montering med kranfartøy ikke er noen enkel operasjon. Med jackupfartøy var monteringstiden på sitt beste to *dager* per turbin, men tidvis opp mot to uker (Morgan et al. 2003). Det vil derfor være urimelig å anta at disse løftene skal kunne gjøres raskere fra en flytende lekter. Derfor forutsettes det for denne oppgaven en operasjonstid på 60 %. For å kunne montere en turbin per dag

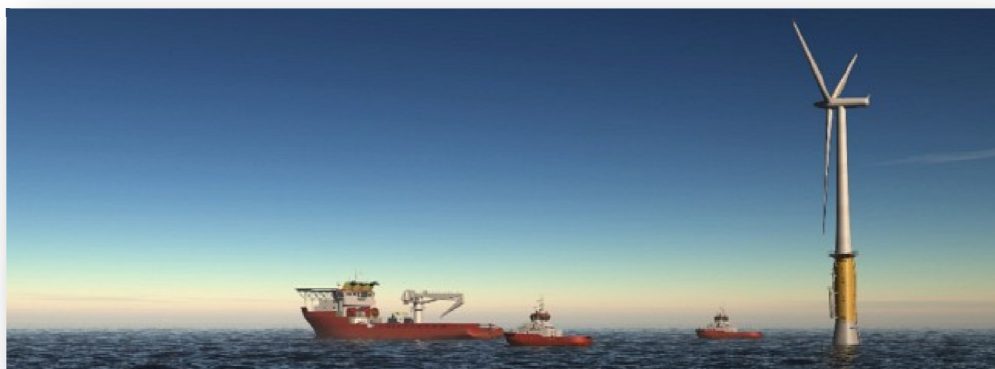
trengs da minimum to parallelle produksjonslinjer med kranfartøy. Sammenligningen vil gjøres med én produksjonslinje som forutsettes å ha en døgnleie på rundt 1,0 mill NOK basert på følgende diagram:



Figur 196: Dagrater for kranfartøy benyttet til montering av nacelle og rotorblader vurdert i forhold til løftehøyde. Det går en kapasitetsgrense for de enkleste fartøy ved 85 m (Zaaijer et al. 2004)

Hvert av fartøyene vil kunne ligge forankret under forutsetning av at støtteskipet manøvrer turbinene for dem. Dette vil redusere nødvendig mannskap på plattformene og det er fordelaktig at mannskapskostnadene kan halveres i forhold til offshorearbeid. Det antas videre at det vil være behov for 50 personer per døgn for skjermet sammenstilling. For å kunne bygge kontinuerlig trengs minimum en leker eller PSV til kranen for å sikre en tilfredsstillende tilgang på materialer. I tillegg er det nødvendig med et ekstra fartøy som lastes mens det andre blir losset. Det forutsettes derfor et kontinuerlig behov for to stykk lektere eller PSV.

I tillegg trengs minimum en AHTS for hver turbin slik at den midlertidig kan ankres eller eventuelt holdes stabil. Denne operasjonen må utføres for hver turbin som skal monteres slik at dette også blir en kontinuerlig operasjon. Det forutsettes derfor en nødvendighet av minimum en AHTS som kan håndtere midlertidige forankringer og posisjonering av flytere. StatoilHydro ved montering av sin første flytende fullskala turbin benytter til sammenligning en AHTS og to regulære taubåter under tauingen (Olsen 2009).



Figur 197: Tauing av Hywind 2,3 MW pilotturbin (StatoilHydro 2009)

WindFlip

Det ligger stor usikkerhet rundt monteringsfrekvensen til WindFlip. Selve utseilingen av turbinene er gjennomførbart på omtrent to timer. Ved sammenligning med andre fartøy som nytter ballastering kan operasjonstiden i havvindparken anslagsvis settes til seks timer inkludert posisjonering og frakobling av turbin. I en praktisk situasjon betyr dette at skipet bør kunne seile ut og tilbake i løpet av en 12 timers periode. Bemanningen på 18 mann er også besparende (WindFlip AS 2009). Det forutsettes at skipene skal kunne lastes opp på omtrent ett døgn da turbinene i praksis må monteres på skipet.

Det vil være knyttet store kostnader til bygging av en dokk som kan håndtere monteringen av turbinene på skipet. Et mulig sammenligningsgrunnlag er Merlin-konseptet der kostnadene til kraner for horisontal lossing av ferdigstilt turbin ble anslått til 1,3 mill £ per år (Bland 2004). Det vil ikke være relevant å ta med investeringskostnadene til dette uten å ha en formening om hvor mange turbiner som skal monteres. En viss korreksjon blir lagt til i forhold til at verftet vil trenge bemanning på anslagsvis 100 personer.



Figur 198: Horisontal lossing av komplett vindturbin (Bland 2004)

Det er vanskelig å argumentere for en døgnpris på WindFlip da dette er et unikt konsept. Av ytre dimensjoner er det tilnærmet likt Nordic HL som nå er under bygging. Med tanke på at dette er et løftefartøy med omfattende ballastsystemer skulle de tilsvare hverandre på en god måte. Konstruksjonskostnaden til Nordic HL er på 2,8 mrd NOK (Boer 2008). I tillegg har Nordic HL en vesentlig enklere utrustning enn det som er tiltenkt WindFlip. Skroget til Nordic HL har en totalpris på nesten 2 mrd alene før kraner og ballastsystem er tatt med. Beregnet døgnpris for Nordic HL er antatt til drøye 3 mill per dag (Boer 2008). Dette må kunne regnes som et minstemål for et så spesialisert konsept som WindFlip.

Tabell 67: Investeringskostnad for de ulike monteringskonseptene

	Grunt vann	Aquilo X1	Aquilo X2	Tauing	WindFlip	Benevning
Turbiner	0.25	2	4	0,5	1	<i>Ant/dag</i>
Mannskap		200	300	50	118	<i>Ant/dag</i>
Mannskap kost		1373626	2060440	343407	810440	<i>Ant/dag</i>
Plattform		9000000	15750000	1000000	3000000	<i>NOK/dag</i>
Plattform	2	1	1	1	1	<i>Antall</i>
AHTS		1050000	2100000	1050000	1050000	<i>NOK/dag</i>
AHTS		3	6	3	3	<i>Antall</i>
PSV		35000	70000	140000	0	<i>NOK/dag</i>
PSV	2	0.5	1	2	0	<i>Antall</i>
Fartøyer		10085000	17920000	2190000	4050000	<i>NOK/dag</i>
Involverte fartøy	4	4.5	8	6	4	<i>Ant/dag</i>
Totalt:		11458626	19980440	2533407	4860440*	<i>NOK/dag</i>
Operasjonsvilkår		90	90	60	80	
Involverte fartøy/turbin	4	2.25	2	12	4	<i>Ant/dag</i>
Totalt per turbin:	8000000	6365904	5550122	8444689	6075549*	
jf. grunt vann:	100	80	69	106	76*	%
Døgn å montere:						
200 Turbiner	800	100	50	400	200	<i>/døgn</i>
1000 Turbiner	4000	500	250	2000	1000	<i>/døgn</i>
Investeringskostnad:	NA	5.93	10.3775	NA	2.8*	<i>Mrd NOK</i>

*Utbyggingskostnader til infrastruktur er ikke medregnet. De reelle monteringskostnadene vil derfor bli større.

7.4.6 Oppskalering av monteringsfrekvenser

En rimelig monteringsfrekvens i forhold til den globale etterspørselen vil tilsvare en frekvens på minst fire turbiner per dag, noe som tilsvarer 1 000 til 1 500 turbiner i året. Det er derfor ønskelig å sammenligne konseptene i dette tilfellet. Det vil ikke være relevant å bruke grunt vann som en sammenligning da dette ikke er realistisk i denne størrelsesklassen. Det blir også urimelig i forhold til ressursbruk og vurderinger opp mot den totale flåten av pæle- og kranskip.

Tabell 68: Investeringskostnad for de ulike monteringskonseptene dersom det forutsettes behov for montering av fire turbiner per dag

Konsept	Investeringskostnad [mrd NOK]
Aquilo X1	11,9
Aquilo X2	10,4
WindFlip	11,2*
Tauing	NA

Fire WindFlip koster mer enn en X2 og tilnærmet det samme som 2 stk X1. Dette uten å ta hensyn til all infrastrukturen som må på plass for å kunne nytte WindFlip. WindFlip vil også trenge minst to større verft med spesialdesignet løftesystem for å lesse turbinene på fartøyet. Dette skulle tilsi at Aquilokonseptet vil kreve noe lavere investeringer ved storskala montering.

I forhold til tauing vil monteringskostnaden i stor grad avhenge av hvordan investeringskostnaden beregnes. Skips- og kranflåten er sterkt begrenset, og det bør estimeres en vesentlig investeringskostnad også for dette alternativet. Totalt er det behov for åtte HLCV med en kapasitet på over 300 tonn som kan løfte over 100 m høyt. I tillegg vil det trenge minimum åtte AHTS- og seks PSV avhengig av tauedistansen. Det er lite sannsynlig at dagens globale flåte har kapasitet til dette (Steenbuch 2008). En annen betraktning vil også være at alle fartøyene som bygges i forbindelse med et monteringsprosjekt kan nyttes til andre offshoreoperasjoner etter at monteringen er ferdig eller hvis utbyggingen av vindkraft ikke oppfyller forventningene. Dette bidrar til å redusere risiko noe som er vesentlig med tanke på plassering av kapital. Dette er til dels tatt hensyn til for de andre konseptene ved å oppskalere fabrikkasjonskostnadene.

Tabell 69: Resultater for de forskjellige monteringskonseptene under forutsetning om montering av 4 turbiner per dag

	Grunt vann	Aquilo X1	Aquilo X2	Tauing	WindFlip	
Turbiner	0.25	4	4	4	4	<i>Ant/dag</i>
Mannskap	0	400	300	400	472	<i>/dag</i>
Mannskap kost	0	2747252.7	2060439.6	2747253	3241758	<i>/dag</i>
Plattform	0	18000000	15750000	24000000	12000000	<i>NOK/dag</i>
Plattform	2	2	1	8	4	<i>Antall</i>
AHTS	0	2100000	2100000	5600000	4200000	<i>NOK/dag</i>
AHTS	0	6	6	8	12	<i>Antall</i>
PSV	0	70000	70000	840000	0	<i>NOK/dag</i>
PSV	2	1	1	6	0	<i>Antall</i>
Fartøyer	0	20170000	17920000	30440000	16200000	<i>NOK/dag</i>
Involverte fartøy	4	9	8	22	16	<i>Ant/dag</i>
Totalt:	0	22917253	19980440	33187253	19441758	<i>NOK/dag</i>
Operasjonsvilkår	0	90	90	80	80	
Fartøy per turbin	4	2.25	2	5.5	4	<i>Ant/dag</i>
Totalt per turbin:	8000000	6365904	5550122	10371016*	6075549*	<i>NOK</i>
Indeks	100	80	69	130*	76*	<i>%</i>
Total monteringskostnad						
200 turbiner	0	1.3	1.1	2.1*	1.2*	<i>mrd NOK</i>
1000 Turbiner	0	6.4	5.6	10.4*	6.1*	<i>mrd NOK</i>
Investeringskostnad:	NA	11.86	10.3775	NA	11.2*	<i>mrd NOK</i>

*Utbyggingskostnader til infrastruktur er ikke medregnet. De reelle monteringskostnadene vil derfor bli større.

7.4.7 Praktiske hensyn

En mulig monterings situasjon er utbygging av vindparker i forbindelse med elektrifisering av sokkelen da det vil være store økonomiske fordeler ved å benytte samme sjøkabler. Dette innebærer som nevnt innledningsvis 5 000 MW som vil være spredt blant plattformene i Nordsjøen for å få utnyttet kabelkapasiteten optimalt. Det vil gi variasjoner i geografisk plassering av havvindparkene. Dersom utbyggingen skal skje i en slik skala vil dette føre til kostnadmessige utfordringer i forhold til utbygging av landbasert infrastruktur. Både for tradisjonell tauing og WindFlip fører dette enten til at transportetappene blir av vesentlig lengde eller at infrastrukturen må bygges flere ganger. Det må også påregnes at kranfartøy og forsyningskjedene må flyttes. Dette er elementer som vil virke vesentlig fordyrende på monteringskostnadene. Ved lengre transportetapper stilles dessuten større krav til operasjonsvindu, noe som vil forsinke monteringen ytterligere.

Spesielt WindFlip vil kreve en omfattende landbasert infrastruktur for å kunne operere. Disse kostnadene må fordeles ned på hver enkelt turbin ved en fullstendig vurdering av monteringskostnadene. Utstyret som behøves kan gjøres demonterbart med tanke på montering av senere parker. Denne kostnaden vil bli mindre fremtredende ved tauing, men man vil fortsatt i stor grad basere seg på å ha en landbasert havn i umiddelbar nærhet av havvindparken. For Aquilo vil det være muligheter for å minimere denne kostnaden ved at det er lettere å taue liggende turbinflytere enn komplette vindturbiner. Dette vil gi en mindre avhengighet med tanke på plassering av landbasert infrastruktur.

Aquilo vil ha et behov for utskifting av mannskap. Dette kan i stor grad baseres på nettverket som eksisterer for oljeplattformer. Antallet utskiftninger som vil være nødvendig er på høyde med en alminnelig oljeplattform så dette burde ikke bringe uforutsette vanskeligheter.

7.4.8 Økonomisk oppsummering

En SSCV med Aquilo vil ha alt som behøves om bord for komplett montering av vindturbiner og dermed kunne tilpasses det globale markedet. Det sterkeste kortet til konseptet vil ikke være direkte økonomisk innsparing selv om det er tatt høyde for investeringsrisikoen ved å gjøre konservative anslag. Forutsigbarheten som vil kunne oppnås ved uavhengighet for værforhold og landbasert tilknytning vil være den største fordel. Det er et minimum av fartøy involvert og verftskapasiteten på et globalt nivå kan utnyttes til produksjon av delkomponenter. Dette gir en fleksibilitet som gjør det enkelt å komme med estimerte kostnadsoverslag for nye vindparker og vil dermed bidra til å presse ned prisen for utbygging av offshore vindkraft. Uten å ta hensyn til kostnadene ved infrastruktur er Aquilokonseptet vesentlig billigere enn montering på grunt vann. Dette resulterer i at Aquilokonseptet i praksis vil kunne monteres raskt, sikkert, pålitelig og rimelig.

8 KONKLUSJON

8.1 FORBEDRINGER

Hovedfokuset i denne oppgaven er konseptverifisering. Dette innebærer at hovedgeometri og løsninger er prioritert over utvikling av konkrete detaljer. Under dette delkapittelet vil derfor de delene av konseptet som har vært gjenstand for dypere drøfting bli diskutert.

Større materialbesparelse ved hindring eller kontroll av globale deformasjoner i konstruksjonen vil potensielt kunne oppnås. Store deler av spenningene som det dimensjoneres mot er bøyepenninger. Dette kommer i vesentlig grad av at alle knutepunktene er momentoverførende. Rent statisk er det ønskelig med leddede knutepunkt slik at kun aksialkrefter og ikke momenter blir overført. Sprengverkskonstruksjonen vil da fungere optimalt under forutsetning av at egenvekt ikke influerer spenningsfordelingen i betydelig grad. I forhold til offshorebransjens norm om mest mulig anerkjent og enkel teknologi blir dette vanskelig. En mulig løsning er å forspenne konstruksjonen i ubelastet tilstand slik at geometrien blir mer optimal under maksimal belastning.

Utsatte knutepunkter er spesielt overgangen mellom avstiverne og akslingen hvor det oppstår spenningskonsentrasjoner i modellen. De er lokalisert over skvettsonen og er lett tilgjengelige for inspeksjon slik at en leddet løsning vil kunne benyttes. Dette vil gi rimelig risiko i forhold til utmatting. I tillegg er ikke dette essensielle komponenter i konstruksjonen da de hovedsakelig bidrar til å senke utmattingsamplituden under horisontal belastning. Knutepunktene i hver ende av trykk- og strekkstagene er ikke drøftet dyptgående i denne oppgaven da fokuset har ligget på hovedgeometrien. Det er potensielt mye å hente på optimalisering av disse leddene, spesielt i forhold til utmatting og reduksjon av bøyepenninger under maksimal belastning.

Ved en alternativ momentfri innfestingsløsning vil man også bedre korrosjonsmotstanden. Områder med spenningskonsentrasjoner er mer utsatt for korrosjon. Kjerv kan da bli et problem, spesielt i forbindelse med sveising. Ved mindre ekstreme spenninger lokalt i konstruksjonen vil dermed den globale utnyttelsesgraden potensielt kunne økes.

Overgangen mellom en monteringsplattform og akselen til Aquilo er blitt drøftet kort i oppgaveteksten. Akselen ble analysert under forutsetning om at den ene siden av opplegget er fritt. For konstruksjoner av denne størrelsen er dette en tilnærming som potensielt kan gå på bekostning av sikkerhet siden det i praksis vil genereres tvangsspenninger i konstruksjonen som ikke inkluderes i analysen.

Modellering av både plattform og turbiner er hovedsakelig basert på PIPE59. Dette er en forenkling som potensielt kan skape ikke-konservative resultater i forhold til en reell situasjon. For å oppnå sikrere resultater bør globalanalyser utføres med skallelementer som har hydrodynamiske kapabiliteter. Videre er det essensielt for kontroll av spenningsoppbygning lokalt i konstruksjonen at også opplagrene mellom turbin og Aquilo blir tatt med i sin helhet i modellen.

8.2 VURDERING AV KONSEPTET SOM HELHET

På grunnlag av utført analyse og verifisering, med rammer og forutsetninger fra oppgaveteksten, kan det konkluderes med at Aquilokonseptet fungerer tilfredsstillende og bør kunne realiseres. Det ser ut til å egne seg godt til sitt tiltenkte formål samtidig som fleksibiliteten i forhold til valg av aktuelt turbinkonsept er opprettholdt.

Analyser er utført på bakgrunn av tre ulike turbinkonsept. Dette har gitt innsikt i mulighetene for utnyttelse av spesielle egenskaper for hvert konsept. Resultatene indikerer at Aquilo kan fungere med de ulike konseptene mer eller mindre uavhengig av geometri eller individuell optimalisering. Dette vises godt i forhold til Njord og SWAY. Intensjonen om at turbinene skal være gjenstand for minimal tilpasning for å kunne monteres er dermed ivaretatt.

En av de viktigste offshorenormene er å velge enkle og robuste løsninger. Det å redusere antall sammenføring, ledd og bevegelige deler er essensielt for å holde vedlikehold og sannsynlighet for feil på et lavest mulig nivå. Sprengverkskonstruksjonen er enkel og sammenfaller vel med disse kravene. Utfordringer er hovedsakelig i forhold til akselens innfesting i tillegg til utformingen av opplagrene mellom turbinen og Aquilo. Deres utforming er fortsatt ikke endelig fastsatt.

Det ser ut til å være god korrelasjon mellom analyser basert på kvasistatiske forutsetninger og globale dynamiske analyser. Dette innebærer at det kan spares tid under en eventuell detaljdimensjonering ved å utføre forenklete kvasistatiske analyser. Det må imidlertid tas høyde for at det forekommer en kjølvirkning fra turbinene i vertikalposisjon. Størrelsen av denne vil variere mellom ulike turbintyper, men vil ikke kunne bestemmes eksakt før demping blir tatt hensyn til i globalanalysen. Videre må naturlastene og endelig plattformgeometri implementeres mer nøyaktig. Den foreløpige dynamiske vurderingen av de ulike turbinene i vertikalposisjon indikerer imidlertid at det ikke vil være nødvendig med et heave- eller rollkompenseringsystem direkte på Aquilo. Det er allikevel klart at det vil være fordelaktig for montering med Aquilo at det benyttes turbinkonsept med mindre dypgang.

Det er store økonomiske verdier som vil måtte håndteres. Store dagrater vil måtte forsvares dersom konseptet realiseres som en SSCV. I forhold til kostnadene for Aquilo isolert vil sett vil det derfor være rimelig å operere med relativt høy sikkerhetsfaktor ved en eventuell detaljdimensjonering. En økonomisk sammenligning opp mot bunnfast montering tyder på at Aquilo vil kunne montere flytende turbiner til en lavere kostnad. Videre indikerer analysen at Aquilo vil være det rimeligste alternativet for offshore sammenstilling i tillegg til å ha størst fleksibilitet i forhold til monteringslokalitet.

I den videre konseptverifiseringen er det fortsatt ikke funnet noen klare indikasjoner på at sprengverkskonstruksjonen ikke skal kunne egne seg godt til det tiltenkte formålet. På grunnlag av evaluering av både eksisterende og eventuelle fremtidige monteringskonsept mener vi at Aquilo er det mest gunstige og effektive konseptet for storskala utbygging av flytende havvindparker. Det anbefales derfor på det sterkeste at dette konseptet følges opp videre.

8.3 VIDERE ARBEID

Det er utviklet et eget konsept for fastholding av turbinene. Dette konseptet er relativt uferdig, men vil være et naturlig angrepspunkt for å skape et bedre bilde av spenningene som vil bygge seg opp i konstruksjonen under ulike lastsituasjoner.

Lastsituasjonene i denne oppgaven er forenklet, og det er blant annet forutsatt at største operasjonelle bølge vil være dimensjonerende for konstruksjonen. Det bør utføres flere omfattende analyser hvor dette bekreftes. I tillegg må hver del av monteringssekvensen vurderes direkte opp mot operasjonelle værkriterier. Krav til vinsjing av flyter fra havnivå bør spesielt vurderes.

Vindbelastningen er konservativt forenklet til en fast resultant under kvasistatiske analyser og er utelatt ved dynamisk evaluering. Dette fører til at potensielle dimensjonerende lasttilfeller på grunn av kombinasjoner av bølger, vind og strøm i en dynamisk analyse ikke er tatt hensyn til. For å oppnå mer realistiske belastninger fra vind og bølger bør et vindspekter kombineres med ulike bølgespektre i den dynamiske analysen. For at naturlastene skal bli realistiske bør også en kobling av rotor og nacelle implementeres i modellen. Dermed kan vurdering av VIV inkluderes, noe som er vesentlig for videre konseptverifisering.

Nye ulykkestilfeller bør også innføres i videre analyser. Dette kan for eksempel være tilfeller hvor plattformen mister fremdrift mens turbinen er forankret i vertikalposisjon. Samtidig vil store deler av løftet foregå over dekkarealet til en plattform. Dette fører til stor risiko med tanke på mannskap på dekk og plattformens globale stabilitet dersom en større ulykke skulle forekomme under operasjonen. Det er derfor essensielt at rutiner og risikoanalyser for et slik omfattende løft utarbeides.

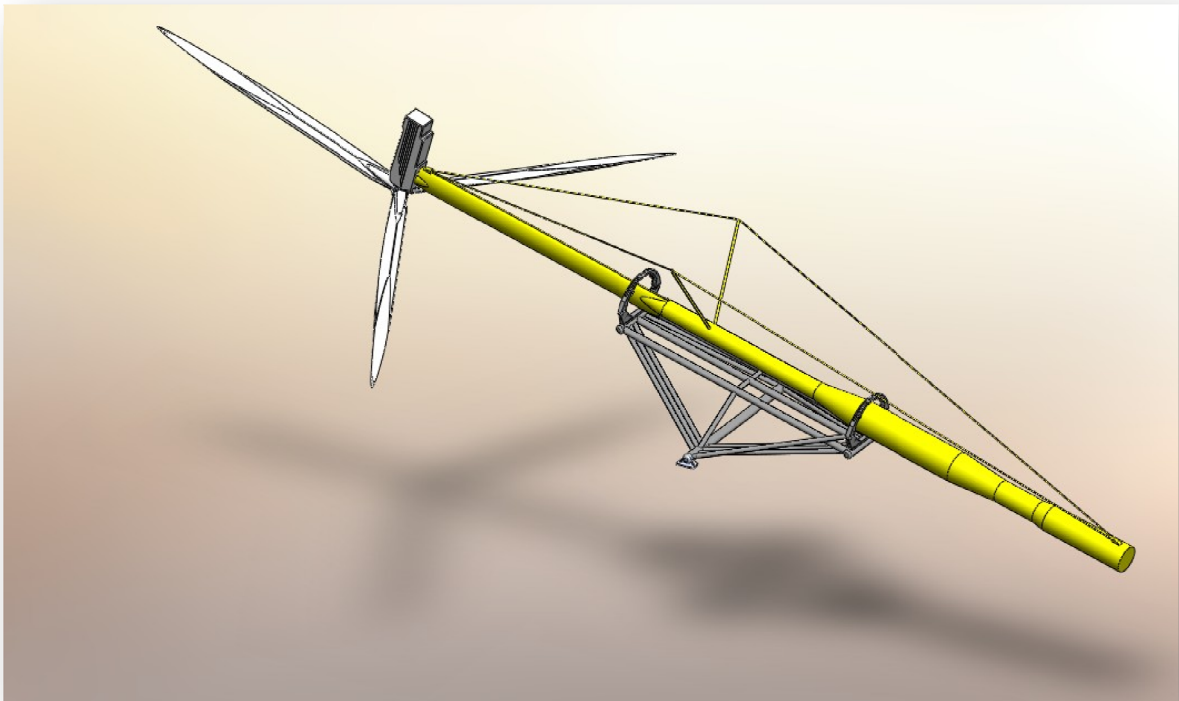
De dynamiske analysene er utelukkende utført uten demping på grunn av at nøyaktighetsnivået til modellen gjør det vanskelig å bestemme egenfrekvensene til systemet. Implementering av demping i systemet vil ha innvirkning på kjøleffekten og dermed også på tvangsspenningene som oppstår i Aquilo under dynamisk belastning. Dette er foreløpig ansett som et dimensjonerende tilfelle på konstruksjonen og bør på dette grunnlag være gjenstand for videre undersøkelser. Utvidede dynamiske analyser kan også innbefatte mer nøyaktige tårnmodeller med skallelementer. Dermed kan man identifisere risikofylte posisjoner og lasttilfeller under selve pivoteringssekvensen.

Opplagrene mellom Aquilo og turbin er sterkt forenklet. Kraftoverføringen er tilknyttet de ulike turbinenes senterlinjer. Dette fører til reduserte spenninger i strekkstagene. Hvorvidt dette er realistisk, eller om det ene opplageret bør betraktes som et rent glideopplager, vil måtte være gjenstand for videre evaluering for å oppnå realistiske utmattingsamplituder.

De utførte økonomiske vurderingene av konseptet og sammenligningsgrunnlaget er sterkt forenklet. Den store utfordringen for Aquilo, spesielt i forhold til plassering på en SSCV, vil være å forsvare investeringskostnadene til prosjektet. For å rettferdiggjøre disse trengs omfattende økonomiske analyser ikke bare av Aquilo, men også av alle de konkurrerende monteringskonseptene. Grunnlaget for dette blir nyttekostnadsanalyser og livssyklusvurderinger hvor både alternativ bruk og muligheter med tanke på ombygging bør vurderes.

To the optimist, the glass is half full. To the pessimist, the glass is half empty. To the engineer, the glass is twice as big as it needs to be.

- Ukjent opphav



Figur 199: Endelig design på Aquilo med SWAY under initialfasen av pivoteringssekvensen

9 KILDEHENVISNINGER

ANSYS¹: ANSYS® Mechanical, release 11.0, ANSYS Inc.

ANSYS²: ANSYS® Mechanical, release 11.0, Help system, Structural Guide, 8.2.3 Load Direction in a Large-Deflection Analysis, ANSYS Inc.

ANSYS³: ANSYS® Mechanical, release 11.0, Help system, Theory Reference, 17.2.2 Description of Structural and Other Second Order Systems, ANSYS Inc.

ANSYS⁴: ANSYS® Mechanical, release 11.0, Help system, Structural Guide, 8.2 Basic Information About Nonlinear Analyses, ANSYS Inc.

ANSYS⁵: ANSYS® Mechanical, release 11.0, Help system, Elements Reference – Part 1, Element Library, PIPE16, ANSYS Inc.

ANSYS⁶: ANSYS® Mechanical, release 11.0, Help system, Elements Reference – Part 1, Element Library, PIPE59, ANSYS Inc.

ANSYS⁷ : ANSYS® Mechanical, release 11.0, Help system, Theory Reference, Element Library, 14.59 PIPE59, ANSYS Inc.

ANSYS⁸: ANSYS® Mechanical, release 11.0, Help system, Elements Reference – Part 1, Element Library, SOLID45, ANSYS Inc.

ANSYS⁹: ANSYS® Mechanical, release 11.0, Help system, Elements Reference – Part 1, Element Library, COMBIN14, ANSYS Inc.

A2SEA AS. (2007). *A2SEA to install Vattenfall's first offshore wind farm in major contract award with Siemens*. Frederica, Danmark: A2SEA AS. Tilgængelig fra: http://www.a2sea.com/uploads/a2sea_press_release_02-07_lillgrund.pdf (lest 11.04.2009).

A2SEA AS. (2009a). *A2SEA History*. Frederica, Danmark: A2SEA AS. Tilgængelig fra: <http://www.a2sea.com/SEEEMS/13.asp> (lest 11.04.2009).

A2SEA AS. (2009b). *Company Strategy*. Frederica, Danmark: A2SEA AS. Tilgængelig fra: <http://www.a2sea.com/SEEEMS/12.asp> (lest 11.04.2009).

A2SEA AS. (2009c). *M/V SEA ENERGY & M/V SEA POWER*. Frederica, Danmark: A2SEA AS. Tilgængelig fra: <http://www.a2sea.com/SEEEMS/691.asp> (lest 11.04.2009).

A2SEA AS. (2009d). *SEA JACK*. Frederica, Danmark: A2SEA AS. Tilgængelig fra: <http://www.a2sea.com/SEEEMS/470.asp> (lest 11.04.2009).

A2SEA AS. (2009e). *SEA WORKER*. Frederica, Danmark: A2SEA AS. Tilgængelig fra: <http://www.a2sea.com/SEEEMS/1046.asp> (lest 11.04.2009).

A2SEA AS. (2009f). *Transport & Installation - Offshore Wind Turbines*. Frederica, Danmark: A2SEA AS. Tilgjengelig fra: <http://www.a2sea.com/SEEEMS/320.asp> (lest 11.04.2009).

Abelsen, A. (2006). *Offshoreparker i medvind*. Oslo: Teknisk Ukeblad. Tilgjengelig fra: <http://www.tu.no/nyheter/energi/article47935.ece> (lest 21.04.2009).

Abelsen, A. (2007). *Fornybar energi 2007*. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat. 181 s.

Acergy M.S Limited. (2008). *Acergy Piper specifications*. London, England: Acergy M.S Limited. Tilgjengelig fra: <http://www.acergy-group.com> (lest 25.11.2008).

Adams, R. A. (2003). *Calculus: a complete course*. Toronto, Canada: Addison-Wesley Longman. 999 s.

Airtricity. (2009). *Supergrid - The power to connect*. Dublin, Irland: Airtricity Holdings Limited. Tilgjengelig fra: http://www.airtricity.com/ireland/wind_farms/supergrid/ (lest 31.03.2009).

Aker Solutions. (2005). *Contract for two highly advanced drilling rigs awarded Aker Kvaerner*: Aker Solutions. Tilgjengelig fra: http://www.akersolutions.com/Internet/MediaCentre/PressReleases/All/2005/AKPressRelease_101396_0.htm (lest 29.04.2009).

Almeland, I.-B. (2008). *20000 søkere til Aker-rigg*. Oslo: Teknisk Ukeblad. Tilgjengelig fra: <http://www.tu.no/olje-gass/article193046.ece> (lest 10.04.2009).

Amdahl, J. (2009). *Literature for TMR4205 - Buckling and Ultimate Strength of Marine Structures*. Trondheim: NTNU. 277 s.

AREVA. (2008). *Areva Multibrid M5000*. Bremerhaven, Tyskland: AREVA. Tilgjengelig fra: <http://www.multibrid.com/index.php?id=9&L=1> (lest 16.03.2009).

AXTech AS. (2009). *Pull-in Winches*. Molde: AXTech AS. Tilgjengelig fra: http://www.axtech.no/index.php?option=com_content&view=article&id=75&Itemid=88 (lest 15.04.2009).

Bai, Y. (2003). *Marine structural design*. Amsterdam: Elsevier. 606 s.

Barltrop, N. D. P. (1998). *Floating structures: a guide for design and analysis*. Ledbury: Oilfield Publications Ltd. 1200 s.

Bland, T. (2004). *Merlin offshore wind turbine installation system*. London, Storbritannia: The Engineering Business LTD. 175 s.

Blue H Technologies BV. (2007). *Blue H PRESS*. Oosterhout, Nederland: Blue H Technologies BV. Tilgjengelig fra: <http://www.bluehgroup.com/company-newsandpress-071206.php> (lest 11.04.2009).

Boer, R., Hageman, Erik. (2008). *HLCV BOREALIS - Heave Lift Construction Vessel*. Rotterdam, Nederland: Nordic Heavy Lift ASA. 25 s.

Bogataj, L. K. (2008). *IPCC Fourth Assessment Report - Climate Change is Real and Here*. Warszawa, Polen: IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change. Tilgjengelig fra: <http://www.ipcc.ch/pdf/presentations/pre-cop-warsaw-2-10-2008/pres-warsaw-climate%20-botagaj-1.pdf> (lest 07.11.2008).

Borgen, E. (2009). *Offshore vind 2010-2020*. Trondheim: SINTEF Energiforskning AS. Tilgjengelig fra: http://www.sintef.no/upload/Energiforskning/pdf/Vindseminar09/41%20Eystein%20Borgen_Sway.pdf (lest 31.03.2009).

Bradbury, J. (2002). *Thunder Horse barrels ahead*. Houston, Texas: Hart Energy Publishing LP. Tilgjengelig fra: <http://www.epmag.com/archives/offshoreReport/3118.htm> (lest 29.04.2009).

Bratland, S. (2008). *Fra FOU til verdiskaping og næringsutvikling - StatoilHydros satsning på havbasert vindkraft*. Oslo: Energiuka 2008. Tilgjengelig fra: <http://www.energiuka.no/file.axd?fileid=1281> (lest 27.03.2009).

Brenna, B. (2008). *Intervju med verksmester Bjørn Brenna ved UMB*. Ås (25.11.2008).

Butterfield, S., Musial, W., Jonkman, J. & Sclavounos, P. (2005, Okt. 2005). *Engineering Challenges for Floating Offshore Wind Turbines*. 2005 Copenhagen Offshore Wind Conference, København, Danmark: National Renewable Energy Laboratory.

Bøe, J. K. (2008). *Maskin- og Produktutvikling - Temahefte 1: Videregående dimensjonering og prototypetutvikling*. Ås: Universitetet for miljø- og biovitenskap

Chakrabarti, S. K. (2005). *Handbook of offshore engineering*. Amsterdam: Elsevier. 1917 s.

Chesshyre, M. & Morgan, D. (2009). *Compensation culture*. Bergen: TTS Marine. Tilgjengelig fra: http://www.offshore-engineer.com/home/features/?tx_ttnews%5Btt_news%5D=74744&cHash=1647e8b5bb (lest 11.05.2009).

Christensen, C. F. (2006). *Sejladrsrisikovurdering for Horns Rev 2 - Resumé Rapport, 643233-RES-01*. Hellerup, Danmark: Det Norske Veritas. 11 s.

D&E Trading AB. (2008). *D&E Glidlager Specialisten*. Stockholm, Sweden. 177 s.

Dean, R. G. & Dalrymple, R. A. (1991). *Water wave mechanics for engineers and scientists*. Singapore: World Scientific. 353 s.

Deutsche Energie-Agentur. (2009). *Turbinen der multimegawattklasse*. Berlin, Tyskland. Tilgjengelig fra: <http://www.offshore-wind.de/page/index.php?id=6336> (lest 16.03.2009).

DNV-OS-C101. (2004). *Structural design of offshore steel structures*. Høvik: Det Norske Veritas. 49 s.

DNV-OS-C103. (2004). *Structural design of column stabilised units*. Høvik: Det Norske Veritas. 25 s.

DNV-OS-C301. (2001). *Stability and watertight integrity*. Høvik: Det Norske Veritas. 27 s.

- DNV-OS-J101. (2007). *Design of offshore windturbine structures*. Høvik: Det Norske Veritas. 142 s.
- DNV-RP-C103. (2005). *Column stabilised units - Recommended practice*. Høvik: Det Norske Veritas. 30 s.
- DNV-RP-C203. (2008). *Fatigue design of offshore steel structures - Recommended practice*. Høvik: Det Norske Veritas. 130 s.
- DNV-RP-C205. (2007). *Environmental conditions and environmental loads - Recommended practice*. Høvik: Det Norske Veritas. 122 s.
- DNV-RP-F205. (2004). *Global performance analysis of deepwater floating structures - Recommended practice*. Høvik: Det Norske Veritas. 130 s.
- DNV. (1996). *Rules for planning and execution of marine operations*. Høvik: Det Norske Veritas. 209 s.
- Dong Energy. (2008a). *Horns Rev Havmøllepark*: Dong Energy. Tilgjengelig fra: <http://www.hornsrev.dk/default.htm> (lest 17.10.2008).
- Dong Energy. (2008b). *Nysted Havmøllepark*: Dong Energy. Tilgjengelig fra: <http://uk.nystedhavmoellepark.dk> (lest 13.01.2009).
- Dvorak, M. J., Jacobsen, M. Z. & Archer, C. L. (2007, Juni 3-6. 2007). *California offshore wind energy potential*. Proceedings from Windpower 2007: American Wind Energy Association Windpower 2007 Conference & Exhibition, Los Angeles, California: AWEA.
- Elsam AS. (2002). *Newsletter on the Horns Rev Project*: Elsam AS. Tilgjengelig fra: http://www.hornsrev.dk/Engelsk/nyheder/nyh_nov_02/uk-nov_02.htm (lest 21.04.2009).
- EM 1110-2 1100. (2002). *Coastal Engineering Manual - Water wave mechanics*. Vicksburg, USA: US Army Corps of Engineers. 127 s.
- Ertughrul, N. (2009). *Intervju med installation manager Nurhan Ertughrul i SWAY AS*. Ås (25.11.2009).
- Etube, L. S. (2001). *Fatigue and fracture mechanics of offshore structures*. London: Professional Engineering Publ. 164 s.
- Evensen, T. (2009). *Norsk offshore vindkraft i verdenseliten*. Oslo: NTB. Tilgjengelig fra: <http://www.ntbinfo.no/pressrelease/detail.do?pressId=13150&type=bysector&searchKey=514de538-1b26-11de-b676-c54bca06b7ee&rubricId=7&pageIndex=1> (lest 10.04.2009).
- Fairley, P. (2008). *Wind Power That Floats*. Cambridge, USA: MIT - Technology Review. Tilgjengelig fra: <http://www.technologyreview.com/energy/20500/page1/> (lest 13.04.2009).
- Faltinsen, O. M. (1982). *Forelesningskompendium - Sjøbelastninger og bevegelser av skip*. Trondheim: Institutt for marin hydrodynamikk, Universitetet i Trondheim, Norges tekniske høgskole. 195 s.
- Faltinsen, O. M. (1986). *Lecture notes about sealoading and marine operations*. Trondheim: Division of Marine Hydrodynamics, Norwegian Institute of Technology. 190 s.

Faltinsen, O. M. (1990). *Sea loads on ships and offshore structures*. Cambridge: Cambridge University Press. 328 s.

Faltinsen, O. M. (2005). *Hydrodynamics of high-speed marine vehicles*. Cambridge: Cambridge University Press. 454 s.

Fodstad, L. A. (2008). *EUs vedtak om fornybare energikilder i Berlin 9. mars 2007 - En kjempesjans for Norge*. Trondheim: Sintef Energiforskning AS. Tilgjengelig fra: http://www.sintef.no/upload/Energiforskning/Vindseminar/2008/3_Lars%20Audun%20Fodstad,%20Sira%20Kvina.pdf (lest 28.03.2009).

GEF/UNDP/IMO GloBallast. (2009). *Ballast Water Convention Adopted*. London, Storbritannia: GEF/UNDP/IMO GloBallast Tilgjengelig fra: <http://globallast.imo.org/index.asp?page=mepc.htm&menu=true> (lest 21.04.2009).

Gere, J. M. & Timoshenko, S. P. (1999). *Mechanics of materials, 4*. Cheltenham: Stanley Thornes. 906 s.

Gerwick, B. C. (2007). *Construction of marine and offshore structures*. Boca Raton, Fla.: CRC Press. 813 s.

Gillmer, T. C. & Johnson, B. (1982). *Introduction to naval architecture*. London: Spon. 324 s.

Goalabré, J.-Y., Ruer, J. & Tartivel, C. (2006, Apr. 2006). *A flexible installation tool for offshore wind turbines*. Offshore wind and other marine renewable energies in Mediterranean and European seas, Roma, Italia.

Gram, T. (2008). *Statkraft satser på flytende vindkraft*. Oslo: Teknisk Ukeblad. Tilgjengelig fra: <http://www.tu.no/energi/article176859.ece> (lest 10.04.2009).

Grorud, C. (2008). *Vindturbiner til havs - framtidens teknologi?* Kristiansund: Fylkesmannen. Tilgjengelig fra: http://www.fylkesmannen.no/Chr_Grorud_pllnj.pdf.file (lest 17.10.2008).

GustoMSC. (2008a). *The mono-pile handling and upending tool*. Schiedam, Nederland: GustoMSC. Tilgjengelig fra: <http://www.gustomsc.com/download/GustoMSC%2008.103%20-%20Handling%20tools.pdf> (lest 25.11.2008).

GustoMSC. (2008b). *Multi-purpose Heavy Lift Vessel*. Schiedam, Nederland: GustoMSC. Tilgjengelig fra: <http://www.gustomsc.com/download/GustoMSC%2003.104%20-%20MPHLV.pdf> (lest 25.11.2008).

GVA. (2008). *GVA 40000 Semi-submersible Production and Drilling Unit*. Göteborg, Sverige: GVA Consultants AB. 2 s.

Günther, H.-P., Kuhlmann, U. & Dürr, A. (2005, Sep. 2005). *Rehabilitation of Welded Joints by Ultrasonic Impact Treatment*. IABSE SYMPOSIUM LISBON 2005, Lisboa, Portugal: Applied Ultrasonics.

Hanrahan, S. A. (2007). *High Day rates Remain For Offshore Support Vessels*. Surrey, England: Ocean House. 5 s.

Hau, E. (2006). *Wind Turbines - Fundamentals, Technologies, Application, Economics, 2*. Berlin Heidelberg: Springer-Verlag. 774 s.

Hauglum, K. (2008). *Offshore kraftnett*. Trondheim: Sintef Energiforskning AS. Tilgjengelig fra: http://www.sintef.no/upload/Energiforskning/Vindseminar/2008/21_Kjartan%20Hauglum.pdf (lest 31.03.2009).

Haugset, S. K. (2009). *ChapDrive - Hydraulisk gir for vindturbiner*. Trondheim: SINTEF Energiforskning AS. Tilgjengelig fra: http://www.sintef.no/upload/Energiforskning/pdf/Vindseminar09/32%20Svein%20Kjetil%20Haugset_ChapDrive.pdf (lest 16.03.2009).

Havgul AS. (2008a). *Havsulprosjektet - Norges største kraftprosjekt gjennom tidene*. Oslo: Havgul AS. Tilgjengelig fra: <http://www.havsul.no/havsul-i/Presentasjoner.html> (lest 06.11.2008).

Havgul AS. (2008b). *Vindkraft som klimatiltak*. Oslo: Havgul AS. Tilgjengelig fra: http://www.havsul.no/files/klimaforum_29_september_siste_version.ppt (lest 10.04.2009).

Health and Safety Executive. (2005). *Research Report 387 - Stability*. Norwich: Her Majesty's Stationery Office. 46 s.

Hildrum, R., Sveen, A., Harby, A., Skjølvsvik, K.-O., Svalheim, S., Schei, T. A., Ulleberg, Ø. & Moengen, T. (2007). *Fornybar kraft - Innspill til strategigruppen for Energi21 - Sluttrapport*. Oslo. 32 s.

Holm, M. (2008). *Offshore fornybar energi og elektrifisering av sokkelen*. Trondheim: SINTEF Energiforskning AS. Tilgjengelig fra: http://www.sintef.no/upload/Energiforskning/Vindseminar/2008/7_Bellona%20offshore%20vind%20og%20elektrifisering.pdf (lest 26.03.2009).

Holmes, J. D. (2007). *Wind loading of structures*. London: Taylor & Francis. 379 s.

Hooft, J. P. (1972). *Hydrodynamic aspects of semi-submersible platforms*. Wageningen: Netherlands Ship Model Basin. 132 s.

Huebner, K. H., Dewhurst, D. L., Smith, D. E. & Byrom, T. E. (2001). *The Finite element method for engineers*. New York: Wiley. 720 s.

Hydro. (2005). *Flytende vindmøller - Konesjonssøknad for HYWIND demonstrasjonsmølle*. Stavanger: Hydro. 18 s.

Hydro. (2008). *Gasser på i Langeled*: Teknisk Ukeblad. Tilgjengelig fra: <http://www.tu.no/bildeserier/article61492.ece> (lest 25.11.2008).

Høstmark, R. & Hansen, K. B. (2008). *Mooring systems for offshore wind turbine*. Hovedoppgave. Ås: Universitetet for miljø- og biovitenskap, Institutt for matematiske realfag og teknologi. 159 s.

IEC 61400-3 Ed.1. (2006). *Wind turbines - Part 3: Design requirements for offshore wind turbines - Committee draft*. Geneva, Sveits: The International Electrotechnical Commission. 137 s.

IHC Offshore Systems BV. (2008). *Skidding & Deck supporting systems*. Sliedrecht, Nederland: IHC Offshore Systems BV. Tilgjengelig fra: <http://www.ihcoffshoresystems.com/index.php?id=4627> (lest 13.04.2009).

Ildstad, E. (2007). *Kraftforsyning til installasjoner på havbunnen*. Trondheim: Energibedriftenes Landsforening. Tilgjengelig fra: http://dok.ebl-kompetanse.no/Foredrag/2007/EFIKS%2007/14_Istad.pdf (lest 28.03.2009).

Ingemundsen, J. (2009). *Himmel og hav - en verdensbegivenhet*. Stavanger: Aftenbladet. Tilgjengelig fra: http://www.aftenbladet.no/energi/fornybar/1018254/Himmel_og_hav_-_en_verdensbegivenhet.html (lest 01.05.2009).

Institutt for marin teknikk. (2008a). *Slides on safety and ultimate limit state criteria* Trondheim: NTNU Tilgjengelig fra: http://www.ivt.ntnu.no/imt/courses/tmr4195/literature/HavkonstruksjonerLysark1_3.PDF (lest 16.02.2009).

Institutt for marin teknikk. (2008b). *Stabilitet*. Trondheim: NTNU Tilgjengelig fra: <http://www.ivt.ntnu.no/imt/courses/tmr4100/lab/lab2.pdf> (lest 05.05.2009).

Institutt for marin teknikk. (2009). *Havromsteknologi - Oppdrift og stabilitet*. Trondheim: NTNU Tilgjengelig fra: <http://www.marin.ntnu.no/havromsteknologi/depot/tema-hefter/stabilitet.pdf> (lest 12.02.2008).

Jay, S. J. (2008). *At the margins of planning: offshore wind farms in the united kingdom*. Aldershot Hants, England: Ashgate Publishing. 159 s.

Jonkman, J. (2008). Definition of the Floating System for Phase IV of OC3. *National Wind Technology Center (NWTC), National Renewable Energy Laboratory (NREL)*. Golden, USA. 28 s.

Kappos, A. J. (2002). *Dynamic loading and design of structures*. London: Spon Press. 374 s.

Kellog, S. G. & McClure, S. C. (1998). Semi-submersible Vessel - Patent Number 6009820. Houston, Texas: United States Patent

Keppel Corporation. (2008). *Report to Shareholders 2008 - Offshore & Marine*. Singapore: Keppel Corporation. Tilgjengelig fra: http://www.keppcorp.com/kcl_eAR/2008/operating_financial_review/offshoremarine.asp (lest 21.04.2009).

Kristiansen, S., Møller, B. I. & Bremdal, B. A. (1984). *Marine operasjoner*. Trondheim. 379 s.

Kunnskapsforlaget. (2009). *Kunnskapsforlagets blå språk- og ordboktjeneste*. Oslo: H. Aschehoug & Co. AS og Gyldendal ASA. Tilgjengelig fra: www.ordnett.no.

Kuo, C. (1986, Jun. 1986). *Stationing and stability of semi-submersibles*, London, UK ; Norwell, MA, USA: Graham & Trotman. 299 s.

- Larsen, P. K. & Aune, P. (2004). *Konstruksjonsteknikk: laster og bæresystemer*. Trondheim: Tapir akademisk forl. 173 s.
- Lian, W. (2008). *Sealloads, Advanced Course - Heave motion of a semi-sub*. Trondheim: NTNU
Tilgjengelig fra: <http://www.ivt.ntnu.no/imt/courses/tmr4215/literature/semisub.pdf> (lest 20.02.2009).
- Lopez-Cortijo, J., Duggal, A., Matos, S. & Van Dijk, R. (2003, 16 sept 2003). *Design Aspects of a DP System for FPSO Applications in the GOM*. Dynamic Position Conference.
- Luoyang Huigong Large-size Bearing Manufacturer Co. (2009). *Large Roller Bearing*. Luoyang City, Henan Province, China: Luoyang Huigong Large-size Bearing Manufacturer Co.,Ltd. Tilgjengelig fra: <http://www.lyhgbearing.com/Product.asp?BigClassName=Spherical%20roller%20bearings> (lest 21.04.2009).
- Master Marine ASA. (2009a). *Service Jack*. Oslo: Master Marine ASA. Tilgjengelig fra: http://www.master-marine.no/index.php?option=com_content&task=view&id=49&Itemid=64 (lest 13.04.2009).
- Master Marine ASA. (2009b). *StatoilHydro and Statkraft have awarded a major contract to Master Marine for the installation of the Sheringham Shoal Offshore Wind Farm*. Oslo: Master Marine ASA. Tilgjengelig fra: http://www.master-marine.no/index.php?option=com_content&task=view&id=86&Itemid=99 (lest 13.04.2009).
- McCann-Gates, M. (2008). *The Crown Estate to purchase the world's largest offshore wind turbine from Clipper Windpower for deployment in UK waters*. Carpinteria, California: Clipper Windpower. Tilgjengelig fra: http://www.clipperwind.com/pr_100807.html (lest 08.04.2009).
- Moe, G. (2008). *Hydromekanikk*. Trondheim: NTNU. Tilgjengelig fra: <http://www.ivt.ntnu.no/bat/mb/Hydromekanikk/#> (lest 30.01.2009).
- Monsen, T. H. (2004). *Monster forut!* Trondheim: GEMINI. Tilgjengelig fra: <http://www.ntnu.no/gemini/2004-02/14-17.htm> (lest 27.01.2009).
- Morgan, C. A., Snodin, H. M. & Scott, N. C. (2003). *Offshore wind - Economies of scale, engineering resource and load factors, 3914/BR/01*. Bristol, Storbritannia: Garrad Hassan. 39 s.
- Mortensen, E., Karsten, C. V., Kallestrup, K. B. & Rasmussen, M. N. (2008). *Increased feasibility of floating foundations for offshore wind turbines*. København: Danmarks Tekniske Universitet - DTU. 53 s.
- Moss, D. W. & Myhr, A. (2008). *Pivoting ved storskala montering av singelbøye offshore vindmøller* Semesteroppgave. Ås: UMB, Institutt for matematiske realfag og teknologi. 119 s.
- Moxnes, S. (2009). *Intervju med Dicipline Advisor Structural Analysis Simen Moxnes i StatoilHydro ASA*. Ås (03.02.2009).
- MPI Offshore. (2009a). *Equipment & Vessels*. Stokesley, Storbritannia: MPI Offshore. Tilgjengelig fra: http://www.mpi-offshore.com/equipment/operational_services (lest 13.04.2009).

MPI Offshore. (2009b). *Image Gallery*. Stokesley, Storbritannia: MPI Offshore. Tilgjengelig fra: <http://www.mpi-offshore.com/gallery> (lest 13.04.2009).

MPI Offshore. (2009c). *MV Resolution*. Stokesley, Storbritannia: MPI Offshore. Tilgjengelig fra: http://www.mpi-offshore.com/files/mv_resolution.pdf (lest 13.04.2009).

MPI Offshore. (2009d). *New builds*. Stokesley, Storbritannia: MPI Offshore. Tilgjengelig fra: http://www.mpi-offshore.com/equipment/new_builds (lest 13.04.2009).

Murray, E. (2008). *Welded tubulars for offshore application*. Newbridge, Storbritannia: Edgen Murray. Tilgjengelig fra: <http://www.edgenmurray.com/images/pdf/EM-WeldedTubulars.pdf> (lest 09.11.2008).

Musial, W. (2005, Mai. 2005). *Offshore Wind Energy Potential for the United States*. Wind Powering America - Annual State Summit, Evergreen, Colorado: National Renewable Energy Laboratory (NREL).

Newman, J. N. & Lee, C. H. (1999, Apr. 1999). *Heave response of a semi-submersible near resonance*. International workshop on water waves and floating bodies, Port Huron, USA.

Nielsen, F. G. (2006). *Hywind - Et konsept for flytende offshore vindenergi*. Trondheim: SFFE - Senter for fornybar energi. Tilgjengelig fra: http://sffe.no/seminar/nov06/presentasjoner/3_Nielsen-Tande_flytende%20offshore.pdf (lest 06.11.2008).

Nielsen, F. G. (2008a). *Offshore Vindenergi*. Trondheim: Bergen Næringsråd. Tilgjengelig fra: http://www.bergen-chamber.no/publish_files/PDF_SH_Bergen_noaringsraad_25_09_08.pdf?PHPSESSID=624a777260ea3c9bb99fe5cb88367d77 (lest 27.03.2009).

Nielsen, F. G. (2008b). *Synergy between offshore oil and gas industry and offshore wind*. Trondheim: Sintef Energiforskning AS. Tilgjengelig fra: http://www.sintef.no/upload/Energiforskning/Vindseminar/2008/9_Nielsen_Offshore.pdf (lest 28.03.2009).

Nielsen, J. (2008a). *Første ja og nei til offshore vindkraft*. Oslo: Teknisk Ukeblad. Tilgjengelig fra: <http://www.tu.no/energi/article172293.ece> (lest 10.04.2009).

Nielsen, J. (2008b). *Sway*. Oslo: Teknisk Ukeblad. Tilgjengelig fra: <http://www.tu.no/energi/article176855.ece> (lest 09.04.2008).

Nordahl, R. S. & Øderud, H. T. (2009). *Bro*: Kunnskapsforlaget. Tilgjengelig fra: <http://www.snl.no/bro> (lest 24.04.2009).

Nordic Heavy Lift ASA. (2008). Board of Directors' 4th Quarter 2008 Report. Rotterdam, Nederland: Nordiv Heavy Lift ASA. 3 s.

NORSOK standard M-120. (2004). *Material data sheets for structural steel*. Lysaker: Standard Norge. 42 s

NORSOK standard M-630. (2004). *Material data sheets for piping*. Lysaker: Standard Norge. 85 s.

NORSOK standard N-003. (2004). *Actions and action effects*. Lysaker: Standard Norge. 57 s.

- NORSOK standard N-004. (2004). *Design of steel structures*. Lysaker: Standard Norge. 289 s.
- NORSOK standard R-003. (2004). *Safe use of lifting equipment*. Lysaker: Standard Norge. 58 s.
- NORSOK standard R-CR-002. (1995). *Lifting equipment*. Lysaker: Standard Norge. 53 s.
- NS-1421. (1969). *Teknisk tegning. Angivelse av sveiser*. Lysaker: Standard Norge.
- NS-3491-4. (2002). *Prosjektering av konstruksjoner. Dimensjonerende laster del 4: Vindlaster*. Lysaker: Standard Norge. 106 s.
- NS-EN 1993-1-8. (2005). *Prosjektering av stålkonstruksjoner, Del 1-8: Knutepunkter*. Lysaker: Standard Norge. 136 s.
- Nygaard, T. A. (2008). *Utmattingstesting*. Ås: Universitetet for miljø- og biovitenskap (Forelesning 18.09.08).
- Nygaard, T. A. (2009). *Kordefordeling til utregning av rotorareal*. Ås: Universitetet for miljø- og biovitenskap (E-post til David W. Moss og Anders Myhr 02.04.09).
- OceanSaver AS. (2007). *Launch of the OceanSaver Ballast Water Treatment System*. Lysaker: OceanSaver AS. Tilgjengelig fra: <http://www.oceansaver.com/> (lest 29.04.2009).
- ODS-Petrodata. (2009). *Day Rate index*: ODS-Petrodata Inc. Tilgjengelig fra: http://www.ods-petrodata.com/odsp/day_rate_index.php (lest 29.04.2009).
- Oljedirektoratet. (1995). *Forskrift om bærende konstruksjoner i petroleumsvirksomheten* 179 s.
- Olsen, S. J. (2009). *Slik skal Hywind installeres*: Teknisk Ukeblad. Tilgjengelig fra: <http://www.tu.no/energi/article205474.ece> (lest 31.03.2009).
- Petersen, M. S. (2008). *Dimensjonering og design av flytende vindkraftverk* Hovedoppgave. Ås: Universitetet for miljø- og biovitenskap, Institutt for matematiske realfag og teknologi. 73 s.
- PICKHAN Group. (2008). *PICKHAN - Forming originals since 1930*. Siegen, Tyskland.
- Rognan, T. (2008). *Implementering av 3Dfloat for simulering av flytende offshore vindturbiner*. Hovedoppgave. Ås: Universitetet for miljø- og biovitenskap, Institutt for matematiske realfag og teknologi. 102 s.
- Rolls-Royce plc. (2005). *Winches for 700 anchorhandlers in 35 years*. Ålesund: Rolls-Royce plc. Tilgjengelig fra: http://www1.rolls-royce.com/marine/downloads/article/vis_winches.pdf (lest 15.04.2009).
- Rutherford, S. E. & Polezhayeva, H. (2008). *Effect of burr grinding on the fatigue strength of angled welded connections*. London, Storbritannia: Lloyd's Register. 8 s.

Ruukki. (2009). *Steel tubes - Structural Hollow Sections*. Helsinki, Finland: Ruukki. Tilgjengelig fra: <http://www.ruukki.com/www/corporate.nsf/Documents/CC4BE1724CD5D918C2257234003383D9?OpenDocument&lang=1> (lest 21.04.2009).

Røkeberg, H. (1997, 21 okt). *Presentation of DP Class 2 and Class 3*. Dynamic Positioning Conference.

Saipem SpA. (2001). *Blue Stream Project* Milano, Italia: Saipem SpA. Tilgjengelig fra: <http://www.saipem.eni.it/module.asp?sect=flotta&pag=saipem7000&lang=eng> (lest 14.04.2009).

Saipem SpA. (2006). *Saipem 7000*. Milano, Italia: Saipem SpA. Tilgjengelig fra: <http://www.saipem.eni.it/module.asp?sect=flotta&pag=saipem7000&lang=eng> (lest 14.04.2009).

Sandgren, J., Hjorth, L. E., Pimenta de Miranda, W., Hamarsland, G. & Ibenholt, K. (2007). *Potensialstudie av havenergi i Norge, 154650-2007.1*. Roskilde, Danmark. 233 s.

Scaldis Salvage & Marine Contractors NV. (2006). *Installation of jacket and 5MW wind turbine generator at the Beatrice Offshore Windfarm, Scotland*. Antwerpen, Belgia: Scaldis Salvage & Marine Contractors NV. Tilgjengelig fra: <http://www.scaldis-smc.com/contact.htm> (lest 15.04.2009).

ScienceDaily. (2008). *Ocean Wind Power Maps Reveal Possible Wind Energy Sources*: ScienceDaily. Tilgjengelig fra: <http://www.sciencedaily.com/releases/2008/07/080709210529.htm> (lest 08.04.2009).

Sclavounos, P., Tracy, C. & Lee, S. (2007). *Floating offshore windturbines: Responses in a seastate pareto optimal designs and economic assessment*. Cambridge, USA: Massachusetts Institute of Technology. 20 s

Serway, R. A. & Jewett, J. W. (2004). *Physics for scientists and engineers*. Belmont, USA: Thomson Brooks/Cole. 1552 s.

Sloane, T. (2008). *Changing the economics of space*: Planet Ocean Ltd. Tilgjengelig fra: <http://www.planet-ocean.co.uk/SSTL/index.htm> (lest 21.04.2009).

Smith, J. (2009). *Rig market adjusts to economy, oil price*. Germany: Offshore, PennWell petroleum group. Tilgjengelig fra: http://www.offshore-mag.com/display_article/353877/120/ARTCL/none/none/1/Rig-market-adjusts-to-economy,-oil-price/ (lest 29.04.2009).

SolidWorks Northern Europe. (2008). *SolidWorks 2008*. Västerås, Sverige: SolidWorks Northern Europe.

Solli, J. (2008). *Vindkraft og folkelig aksept*. Trondheim: Sintef Energiforskning AS. Tilgjengelig fra: http://www.sintef.no/upload/Energiforskning/Vindseminar/2008/2_Joran%20Solli,%20NTNU.pdf (lest 28.03.2009).

SPG Media Limited. (2009). *Mayflower Resolution - Wind Turbine Installation Vessel*. London, Storbritannia: Ship-technology.com. Tilgjengelig fra: <http://www.ship-technology.com/projects/mayflower/> (lest 13.04.2009).

StatoilHydro. (2009). *Hywind monteres*. Oslo: NRK. Tilgjengelig fra: http://www.nrk.no/programmer/tv/schrodingers_katt/1.6531329 (lest 10.04.2009).

- StatoilHydro ASA. (2009). *Hywind monteres*. Oslo: NRK. Tilgjengelig fra: http://www.nrk.no/programmer/tv/schrodingers_katt/1.6531329 (lest 10.04.2009).
- Steen, S. (2006). *Thrusterne og Azimuth-propulsjon*. Trondheim: NTNU
Tilgjengelig fra: http://www.ivt.ntnu.no/imt/courses/tmr4245/Presentasjoner/Marin3_5.pdf
(lest 22.04.2009).
- Steenbuch, F. (2008). *First Mover in the Heavy Lift Installation Market*. Rotterdam, Nederland: Nordic Heavy Lift ASA. 36 s.
- Steensen, A. J. (2006). *Nei til verdens største vindkraftpark*: Teknisk Ukeblad. Tilgjengelig fra: <http://www.tu.no/energi/article58974.ece> (lest 10.04.2009).
- Steensen, A. J. (2007a). *Aker Spitsbergen - verdens største rigg*. Oslo: Teknisk Ukeblad. Tilgjengelig fra: <http://www.tu.no/offshore/article122385.ece> (lest 29.04.2008).
- Steensen, A. J. (2007b). *Bygging av tungløftefartøy i gang*. Oslo: Teknisk Ukeblad. Tilgjengelig fra: <http://www.tu.no/olje-gass/article110583.ece> (lest 13.04.2008).
- Steensen, A. J. (2007). *Røkke-riggene forsinkes*: Teknisk Ukeblad. Tilgjengelig fra: <http://www.tu.no/offshore/article124972.ece> (lest 29.04.2009).
- Steensen, A. J. (2008). *Konkurs for tungløfteselskap*. Oslo: Teknisk Ukeblad. Tilgjengelig fra: <http://www.tu.no/olje-gass/article173082.ece> (lest 13.04.2008).
- Svor, K. E. (2008). *Seadrill*. London, England. 6 s.
- SWAY AS. (2009a). *Economical aspects*. Bergen: SWAY. Tilgjengelig fra: <http://sway.no/index.php?id=20>
(lest 30.03.2009).
- SWAY AS. (2009b). *Market potential*. Bergen: SWAY. Tilgjengelig fra: <http://sway.no/index.php?id=15>
(lest 24.04.2009).
- Tande, J. O. G. (2008). *Offshore vindkraft - FoU aktivitet og foresight 2027*. Trondheim: Sintef Energiforskning AS. Tilgjengelig fra: http://www.sintef.no/upload/Energiforskning/Vindseminar/2008/4_tande%20offshore%20vindkraft.pdf
(lest 28.03.2009).
- Tande, J. O. G. (2009). *The need and value of coordinated research on offshore wind technology*. Trondheim: SINTEF Energiforskning AS. Tilgjengelig fra: http://www.sintef.no/upload/Energiforskning/pdf/Vindseminar09/4%20John%20Olav%20Tande_SINTEF.pdf (lest 16.03.2009).
- Terjesen, G. (2008). *Intervju med førsteamanuensis Geir Terjesen ved Høgskolen i Østfold*. Ås (15.11.2008).
- The European Wind Energy Association. (2009). *Wind energy - The facts : A guide to the technology, economics and future of wind power*. London: Earthscan. 568 s.

The Science and Technology Committee. (2003). *Science and Technology - Fourth Report*. London, Storbritannia: The Stationary Office - House of Lords. Tilgjengelig fra: <http://www.publications.parliament.uk/pa/ld200304/ldselect/ldsctech/126/12602.htm> (lest 13.04.2009).

Thomas, J. (2008). *New Record: World's largest wind turbine (7+ Megawatts)*: MetaEfficient. Tilgjengelig fra: <http://www.metaefficient.com/news/new-record-worlds-largest-wind-turbine-7-megawatts.html> (lest 08.04.2009).

Tribout, C., Emery, D., Weber, P. & Kaper, R. (2007, Apr. 2007). *Float-Overs Offshore West Africa*. Offshore Technology Conference, Houston, USA.

TTS Offshore Handling Equipment AS. (2005). *Active Heave Compensated Subsea Winches*. Ålesund: TTS Offshore Handling Equipment AS. Tilgjengelig fra: <http://www.tts-marine.com/templates/Page.aspx?id=2152> (lest 15.04.2009).

TWI Ltd. (2006). *Submerged-arc Welding*. Cambridge, Storbritannia: World Centre for Materials Joining Technology. Tilgjengelig fra: <http://www.twi.co.uk/content/jk5.html> (lest 21.04.2009).

Van Hulle, F. (2008). *The role of wind power in meeting the EU target of 20 % renewables by 2020*. Trondheim: Sintef Energiforskning AS. Tilgjengelig fra: http://www.sintef.no/upload/Energiforskning/Vindseminar/2008/5_frans_van_hulle.pdf (lest 28.03.2009).

Veldkamp, D. (2006). *Chances in Wind Energy - A probabilistic approach to wind turbine fatigue design*. Doktoravhandling. Delft, Nederland: Delft University of Technology, Wind Energy Research Institute. 290 s.

Vickery, H. & Trahan, J. (2005). *Secretary Norton Applauds Technological Advances at Dedication of World's Largest Offshore Oil Platform*. Washington D.C.: U.S. Department of the Interior - Minerals Management Service. Tilgjengelig fra: <http://www.gomr.mms.gov/homepg/whatsnew/newsreal/2005/050226hq.html> (lest 24.04.2009).

Vinnem, J. E. (2007). *Offshore Risk Assessment: Principles, Modelling and Applications of QRA Studies*. London: Springer-Verlag London Limited. 577 s.

Wardenier, J. (2000). *Hollow Sections In Structural Applications*. Delft, Nederland: Comité International pour le Développement et l'Etude de la Construction Tubulaire (CIDECT).

Watson, C. G. (2008). *Ontario bidding to be the world leader in offshore wind energy*. Falmouth, Massachusetts: 12 Degrees of Freedom. Tilgjengelig fra: http://12degreesoffreedom.blogspot.com/2008_01_01_archive.html (lest 28.04.2009).

Wilson, J. F. (2003). *Dynamics of offshore structures*. Hoboken, N.J.: Wiley. 325 s.

WindFlip AS. (2009). *Ship*. Trondheim: WindFlip AS. Tilgjengelig fra: <http://www.windflip.com/> (lest 31.03.2009).

WindSea AS. (2009). *Windsea*. Sandvika: WindSea AS. Tilgjengelig fra: <http://www.windsea.no/> (lest 31.03.2009).

World Meteorological Organization. (1998). *WMO702 - Guide to wave analysis and forecasting* Geneve: United Nations. 168 s.

Woyte, A., De Decker, J. & Van Thong, V. (2008). A North Sea electricity grid revolution - Electricity output of interconnected offshore windpower. *3E Publications*. Brussel, Belgia: Greenpeace. 40 s.

Zhao, R. & Faltinsen, O. M. (1987, Mar. 1987). *Interaction between regular waves, current and a tow-dimensional free-surface piercing body*. International workshop on water waves and floating bodies, Bristol, Storbritannia.

Zaaijer, M. B., van den Broek, W. & van Bussel, G. J. W. (2004). Toward selection of concepts for offshore support structures for large scale wind turbines. Delft, Nederland. 8 s.

10 VEDLEGG

I forbindelse med verifisering av Aquilo er det blitt utviklet en mengde med bakgrunnsdata og dokumenter. Geometriske inndata er utarbeidet i Excel for å rasjonalisere optimaliserings- og tilpasningsprosessen. Dataene er så implementert i loggfiler for Ansys¹. Av hensyn til antallet vedlegg er bare endelige versjoner som er brukt i oppgaven inkludert.

10.1 SKRIFTLIGE VEDLEGG

Vedleggsnummer:	Tittel/element:
V10	Vurdering av vindlaster
V11	Utrekning av havstrømningslaster

10.2 ELEKTRONISKE VEDLEGG

10.2.1 Elektroniske vedlagte Excel-dokumenter

Vedleggsnummer:	Tittel/element:
V12	Plattformgeometrier
V13	Aquilo
V14	Hywind OC3
V15	Njord
V16	Vindberegninger
V17	Bølge- og strømlaster
V18	Plattformstabilitet
V19	Bøyepenninger i tårn
V20	Utmatting
V21	Knekking av rørprofiler
V22	Håndberegninger

10.2.2 Elektroniske vedlagte loggfiler for ANSYS¹

Vedleggsnummer:	Tittel/element:
V23	Hydrostatisk plattformstabilitet
V24	Hydrodynamisk plattformstabilitet
V25	Kvasistatisk – Horisontal - Hywind
V26	Kvasistatisk – Horisontal - Njord
V27	Kvasistatisk – Vertikal - Hywind
V28	Kvasistatisk – Vertikal - Njord
V29	Dynamisk – Horisontal - Hywind
V30	Dynamisk – Horisontal - Njord
V31	Dynamisk – Vertikal - Hywind
V32	Dynamisk – Vertikal - Njord
V33	Dynamisk – Pivoting – Hywind

10.2.3 Litteratur

Vedlagt i denne mappen er tidligere utført arbeid i forbindelse med konseptet.

10.2.4 Bilder

I denne mappen er alle bildene som er brukt i oppgaven vedlagt. Bilder som ikke fikk plass i den endelige utgaven er også med for eventuell bruk i videre arbeid.

VURDERING AV VINDLASTER

Vind kan defineres som luft i bevegelse relativt til jordoverflaten, drevet av flere forskjellige effekter (Holmes 2001). En av effektene som hovedsakelig genererer vind er globale trykkforskjeller. Disse genereres på grunnlag av ulike prinsipper, men den viktigste drivkraften er solas varmepåvirkning på jordens overflate. Differansen i strålingsintensitet på ekvator og polene skaper temperatur- og trykkforskjeller. Dette skaper temperaturgradienter som gir vertikale luftstrømmer og etterlater seg et lavtrykk. Luft i høytrykkssoner vil da på grunn av diffusjonsprinsippet bevege seg mot områder med lavere trykk for å utligne systemet til likevekt. Jordens rotasjon om sin egen akse gir også et vesentlig bidrag. På grunn av en konstant omdreiningshastighet vil jordoverflaten i en avstand normalt på rotasjonsaksen få en økende hastighet i forhold til avstanden. Dette fører til at det er forskjellig overflatehastighet på jordoverflaten i forhold til den relative lufthastigheten. Fenomenet er kjent som Coriolis effekten (Bergström 2008).

Resultatet av dette er store sirkulære bevegelser som forplanter seg i høyere luftlag. Rotasjonene vil være motsatt rettet på sørlig og nordlig hemisfære og skaper derfor motsatte dominante luftstrømmer. I tropiske strøk og på polene dominerer østavinden, mens vestavinden dominerer i tempererte soner. På dette grunnlag vil vind være en konstant strømningslast som enkelt kan applikeres på strukturer.

Verden er ikke ideell. Vind følger partikkelteori og vil derfor få turbulens og vortexdannelser ved uregelmessigheter. Slike uregelmessigheter vil typisk være et vært avvik fra en perfekt idealisert overflate. Vindberegninger i lavere luftlag kan derfor bli relativt kompliserte siden jordoverflaten typisk har uregelmessigheter som fjell, trær og bygninger (Holmes 2001).



Figur 1: Bilde av dominerende vindstrømmer
(EUMETSAT 2005)

En situasjon på åpen hav kan idealiseres gitt et fravær av bølger. Bølgehøyde har nær sammenheng med vind. Derfor vil idealiseringen gi liten mening. Det er større irregulariteter i vindstrømmen når bølgehøyden øker. Irregularitetene i vindstrømmen kjennetegnes som turbulens eller luftlommer med ulikt trykk. Dette kan skape store lokale variasjoner i vindtrykket og omtegnes ofte som vindkast eller gust (Holmes 2001).

Koblingen mellom bølgehøyde, vindstyrke og turbulens eksisterer, men med forsinkelse. Det betyr at det periodevis kan være høy vindhastighet uten at bølgene har bygd seg opp tilsvarende. For verifisering av Aquilo vil det derfor være hensiktsmessig å utarbeide en dimensjonerende vindhastighet som er uavhengig av kravene til signifikant bølgehøyde. Potensielt vil monteringen kunne foregå uavhengig av vindpåvirkning og kun betraktes i forhold til bølgehøyden.

Nøyaktige vindberegninger er kompliserte og det finnes ikke formelverk som tar hensyn til alle eksisterende faktorer. Eneste mulighet for tilnærmet nøyaktig verifisering er ved vindtunelltester (DNV-RP-F205 2004). Vindbelastninger er vesentlige faktorer for de fleste større konstruksjoner, og det er derfor utført en vesentlig mengde forsøk på området med resulterende formelverk basert på tilnærminger, empiri og statistikk.

Vind beskrives ofte som en gjennomsnittshastighet målt over et tidsintervall. Relevante intervall vil variere for forskjellige konstruksjonsdimensjoner med ulik kompleksitet. Et viktig poeng er at ved lengre intervaller vil ekstreme vindkast utjevnes, og dimensjonerende tilfeller kan falle bort. Et paradoks er at kortere målinger har mindre sannsynlighet for å fange opp de større vindkastene. En generell trend er at kortere målinger gir litt høyere verdier enn lengre målinger. Med kortere målinger menes her intervaller på mindre enn ti minutter. Målinger for nøyaktig vindhastighet bør utføres på hver enkelt lokalitet for konstruksjoner som er utsatt for vind.

Konseptet er i utgangspunktet tiltenkt montering i Nordsjøen, men det er ønskelig at montering skal kunne utføres i et størst mulig utvalg av lokaliteter. Som utgangspunkt vil det derfor være naturlig å ta hensyn til både arktiske og tropiske værmodeller. Ekstreme tilfeller som orkaner, tyfoner og tornadoer blir ikke betraktet i forbindelse med selve monteringsforløpet da værprognoser kan forutse fenomenene med rimelig tidsmargin (Holmes 2001).

Vind beskrives også med returperioder. En komplett vindmåling må derfor inneholde informasjon både om hvilket intervall den er midlet over samt sannsynligheten for at målingene kommer til å overskrides.

3.2.1 Gjennomsnittsvindprofiler

Overflateruheten vil påvirke de nærmeste luftlagene først med høyest intensitet. Dette vil overføres som friksjon mellom lagene. Denne overføres videre mellom luftlag på grunn av skjærkrefter, men kan neglisjeres i høyder over 200 m. Dette innebærer at konstruksjoner under denne grensen vil påvirkes av forskjellige vindhastigheter i ulike høyder. Det er derfor et behov for å tilnærme vindhastigheten i vindprofiler som beskriver påkjenningen i forhold til en høydeparameter z over vannflaten. Det er gjort flere matematiske tilnærminger på vindprofiler. Felles for de fleste er at de er parameteravhengige slik at det blir skapt tilfredsstillende resultater.

En logaritmisk tilnærming fungerer bra i relativt friske vindsituasjoner og er den mest nøyaktige matematiske tilnærmingen i høyder opp til 200 m. Den er robust og kan brukes i de fleste tilfeller (Holmes 2007). Tilnærmingen forutsetter at vindskjær F_{vs} kan uttrykkes på følgende måte:

$$F_{vs} = \frac{d\bar{U}}{dz} z \sqrt{\frac{\rho_a}{\tau_0}}$$

Formel 1

Hvor:

\bar{U} = Midlet vindhastighet

z = Høyde over overflate

τ_0 = Ruhetsparameter for friksjon per overflateareal på luftstrømmen (overflate skjærspenning)

ρ_a = Densiteten til luft

Ligningen neglisjerer betydningen av Corioliseffekten da de er relativt beskjedne ved lave hastigheter og dermed også i lavere luftlag. Deler av uttrykket kan omformes til understående og er da bedre kjent som Friksjonshastigheten u_* .

$$u_* = \sqrt{\frac{\tau_0}{\rho_a}}$$

Formel 2

Alternativt kan friksjonshastigheten uttrykkes med hensyn på høyden z . Dette vil være et rimelig hensyn med tanke på at ruheten er størst i de laveste luftlagene, mens påvirkningen vil bli mindre ved økende høyde. (Gryning et al. 2007) bruker følgende tilnærming:

$$u_*(z) = u_* \left(1 - \frac{z}{z_{10}}\right)$$

Formel 3

Hvor:

$z_{10} = 10$ = Referansehøyde

Benevnningen for u_* blir m/s^2 , men er i praksis en dimensjonsløs verdi og da på ingen måte en fysisk akselerasjon. Da det ikke er noen andre dimensjonsløse verdier kan vi skrive:

$$\frac{dU}{dz} \frac{z}{u_*} = a = \text{konstant} = \frac{1}{k}$$

Formel 4

Hvor:

$k = 0,4 =$ Von Karmans konstant

Ved integrasjon av Formel 4, men uten hensyn på varierende friksjonshastighet, får vi den logaritmiske tilnærmingen:

$$\bar{U}(z) = \frac{u_*}{k} (\log_e z - \log_e z_0) = \frac{u_*}{k} \log_e \left(\frac{z}{z_0} \right)$$

Formel 5

Hvor:

$z_0 =$ et uttrykk for ruhetslengde

Over åpent hav vil, som nevnt tidligere, ruhetslengden z_0 være kumulativt avhengig av både vindhastighet og ruhet. Dette vil komme som følge av bølger på havoverflaten. En approksimasjon ble gjort av (Charnock 1955):

$$\frac{u}{u_*} = \frac{1}{k} \log \frac{gz}{u_*^2} + a$$

Formel 6

Hvor:

$g = 9,81 =$ Gravitasjonsakselerasjonen

$a =$ Lokasjonsavhengig empirisk konstant

Denne approksimasjonen er gyldig for relativt sterk vindpåvirkning. Den gjelder verken for ekstremt høye eller lave vindhastigheter. Charnock's approksimasjon kan skrives om til et uttrykk for ruhetslengde som ivaretar sammenhengene over hav i forhold til en referansehøyde på 10 m (Holmes 2007):

$$z_0 = \frac{au_*^2}{g} = \frac{ak\bar{U}_{10}^2}{g}$$

Formel 7

Dette kan videre skrives om ved å substituere mot Von Karmans konstant. Dermed blir noe usikkerhet erstattet og man får et nytt uttrykk for ruhetslengden hvor den direkte sammenhengen vises:

$$z_0 = \frac{a}{z} \left[\frac{k\bar{U}_{10}}{\log_e\left(\frac{10}{z_0}\right)} \right]^2$$

Formel 8

Det er denne sammenhengen mellom vindhastighet og overflateruhet som gjør denne, ellers gode, matematiske tilnærmingen vanskelig å utnytte i praksis. Andre alternativer som er mye brukt i standardverk er blant annet empiriske tilnærminger på basis av det største vindkastet over en gitt periode (Holmes 2001).

Et eksempel på dette blir foreslått av (Holmes 2007). Da blir ruheten uttrykt ved en overflatedragkoeffisient κ på følgende måte:

$$\kappa = \frac{\tau_0}{\rho\bar{U}_{10}^2} = \frac{u_*^2}{\bar{U}_{10}^2}$$

Formel 9

Ruhetslengden kan da uttrykkes ved følgende uttrykk:

$$z_0 = \frac{a\kappa\bar{U}_{10}^2}{g}$$

Formel 10

Hvor:

$a \in [0,01 - 0,02] = \text{Empirisk konstant}$

Uttrykket er gyldig for relevante vindhastigheter og er spesielt godt tilpasset områder over åpent hav. For å forenkle systemet kan k substitueres slik at følgende uttrykk for ruhetslengden kan brukes:

$$z_0 = \frac{a}{g} \left[\frac{k\bar{U}_{10}}{\log_e\left(\frac{10}{z_0}\right)} \right]^2$$

Formel 11

Årsaken til at uttrykket for ruhetslengden blir mer komplekst over åpent hav er en direkte virkning av korrelasjon mellom økende bølgehøyde og større overflateruhet.

3.2.2 Turbulens

Turbulensen uttrykkes som et avvik fra gjennomsnittlig vindhastighet hvor bidraget kan være både positivt og negativt med hensyn på tid. For å uttrykke dette rasjonelt vektoriseres funksjonene med absoluttverdier. Turbulensen kan da uttrykkes ved følgende standardavvik over fluktuasjonene (Holmes 2001):

$$\sigma_u = \left\{ \frac{1}{T} \int_0^T [U(t) - \bar{U}]^2 dt \right\}^{\frac{1}{2}}$$

Formel 12

$U(t)$ er den totale hastighetskomponenten bestående av $\bar{U}+u(t)$, hvor $u(t)$ da vil være turbulenskomponenten i lengderetningen. Turbulenskomponenter i lateral- og vertikalretning kan kvantifiseres på samme måte. Tilsvarende kan turbulensintensitet behandles og uttrykkes i forhold til gjennomsnittsvinden:

$$I_x = \frac{\sigma_x}{\bar{U}}$$

Formel 13

En aktuell tilnærming av turbulensintensiteten i lengderetningen drøftes i (Holmes 2001) og baseres på målinger av σ_u . Det konkluderes med at en akseptabel tilnærming på σ_u er $2,5u_*$. Turbulensintensiteten kan da uttrykkes ved:

$$I_u = \frac{2,5u_*}{\left(\frac{u_*}{k}\right) \log\left(\frac{z}{z_0}\right)} = \frac{1}{\log\left(\frac{z}{z_0}\right)}$$

Formel 14

De laterale og vertikale intensitetsfaktorene er generelt mindre og kan med tilfredsstillende nøyaktighet uttrykkes i forhold til I_u ved hjelp av følgende faktorer:

$$I_v \cong \frac{0,88}{\log\left(\frac{z}{z_0}\right)}$$

Formel 15

$$I_w \cong \frac{0,55}{\log\left(\frac{z}{z_0}\right)}$$

Formel 16

Normalt vil turbulensintensiteten for offshorelokaliteter være synkende opp til en vindhastighet på 7 m/s før den øker med økende hastighet. Med nøyaktig datagrunnlag vil den direkte betraktningen på I_x med estimatorer være (Løvseth 2008):

$$I_x = \frac{\sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{n=1}^N [u(t_n) - \bar{u}]^2}}{\frac{1}{N} \sum_{n=1}^N u(t_n)}$$

Formel 17

3.2.3 Dimensjonerende tilfeller

Mange vindstandarder opererer med en dimensjonerende vindhastighet \hat{U} for gjennomsnittlig vindhastighet. Denne adderes med en gjennomsnittlig vindkasthastighet som er multiplisert med en vindkastfaktor g for maksimal vindkasthastighet. Normalt kan denne settes lik 3,5 (Holmes 2007).

$$\hat{U} = \bar{U} + g_u \sigma_u$$

Formel 18

I praksis vil ikke et vindkast virke over hele høyden samtidig, noe som gjør dette til en lite optimal tilnærming for høye konstruksjoner. Det er derfor hensiktsmessig å utarbeide en funksjon for g_u . Dette er ikke trivielt da det i praksis er vanskelig å foreta gode målinger på dette fenomenet (Holmes 2001).

Dynamiske trykk og krefter

Overflatetrykket for et legeme uttrykkes vanligvis ved en dimensjonsløs trykk-koeffisient C_p på bakgrunn av Bernoullis ligning (Holmes 2001):

$$C_p = \frac{p - p_0}{\frac{1}{2} \rho_a U_0^2}$$

Formel 19

Hvor:

ρ_a = Tettheten til luft

U_0 = Vindhastigheten

I området Bernoullis ligning holder for systemet kan dette forenkles (Holmes 2001):

$$C_p = \frac{\frac{1}{2} \rho_a (U_0^2 - U^2)}{\frac{1}{2} \rho_a U_0^2} = 1 - \left(\frac{U}{U_0}\right)^2$$

Formel 20

Hvor:

$\frac{1}{2} \rho_a U_0^2$ = Dynamisk trykk

Denne bruken av Bernoullis ligning er i teorien ikke korrekt ved tilfeller hvor separasjon og ekstrem turbulens forekommer over overflaten, men tilfredsstillende resultater kan oppnås. På samme måte som for koeffisienten for trykk, kan koeffisienten for kraft utledes med hensyn på areal (Holmes 2001):

$$C_F = \frac{F}{\frac{1}{2} \rho_a U_0^2 A}$$

Formel 21

Hvor:

F = Total aerodynamisk kraft

A = Referanse areal (vanligvis projisert frontal areal)

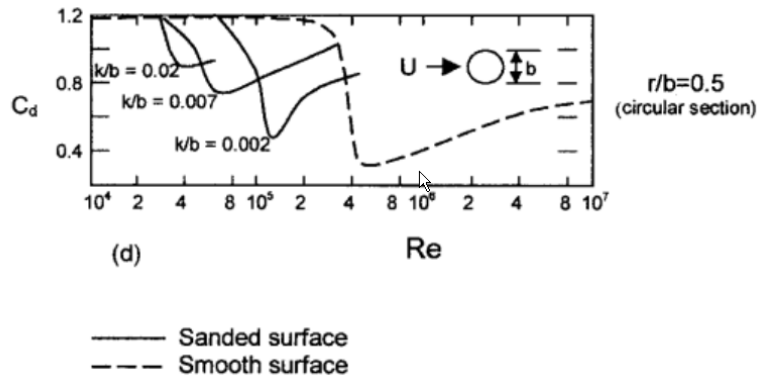
Dette kan enkelt tilpasses høye, uniforme strukturer ved å omforme til et generalisert uttrykk hvor kraften f per lengdeenhet blir kombinert med en referanse bredde b for lengden (Holmes 2001):

$$C_F = \frac{f}{\frac{1}{2} \rho_a U_0^2 b}$$

Formel 22

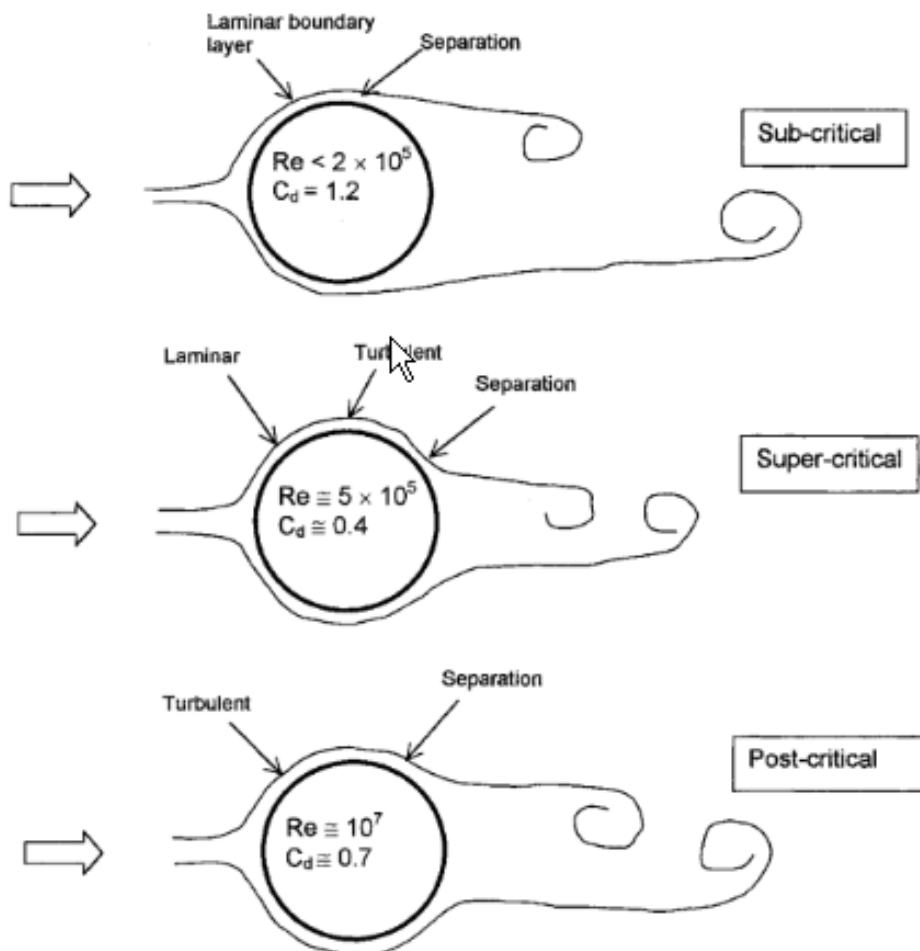
Dragpåvirkning fra Reynoldstall og overflateruhet

For sylindere med jevn overflate vil dragkraften C_D i stor grad påvirkes av viskøse krefter (Holmes 2007). Dette resulterer i at systemet blir lett påvirkelig i forhold til Reynoldstallet som igjen påvirkes av området for separasjon av strømmen rundt cylinderen. Dragkoeffisienten er lineær og i størrelsesorden 1,2 for lave Reynoldstall, men den får en vesentlig ikke-lineær variasjon ved noe som kjennetegnes som kritisk Reynoldsverdi. Kritisk Reynoldstall er når det forekommer et drastisk fall i dragkrefter på strukturen. Dette forekommer spesielt ved skarpe kanter og hjørner hvor man også vil få en vesentlig turbulens og vortex dannelse. For sylindre med fin overflate vil denne kritiske verdien normalt ligge ved $Re = 1.0E + 5$. For såkalte postkritiske verdier for Reynoldstallet vil dragkoeffisienten ha verdier ned mot 0,4, men være sterkt avhengig av overflaten. For å minske bidraget fra vind og bølger er det derfor ønskelig å få høye verdier av Reynoldstall, slik at lavere drag oppnås.



Figur 2: Dragkoeffisient i forhold til Reynoldstall og overflateruhet for sirkulært tverrsnitt (Scruton 1981)

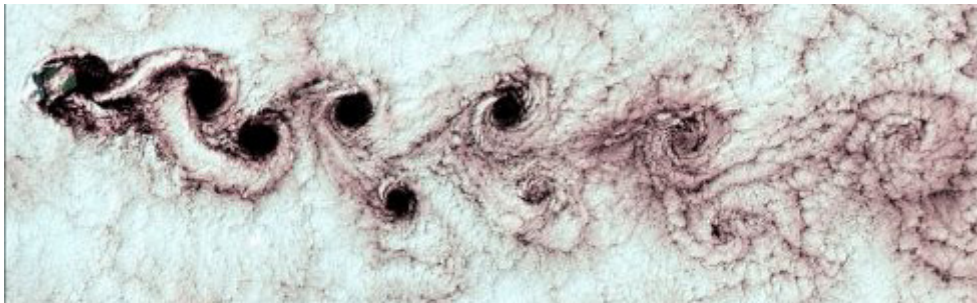
På grunnlag av dette er det naturlig å beskrive C_d ved hovedsakelig tre forskjellige strømningstilstander; subkritisk, superkritisk og postkritisk (Holmes 2007).



Figur 3: De forskjellige Strømningstilstander avhengig av Reynoldstall (Holmes 2007)

Vortex shedding

Vortex shedding kommer, som nevnt tidligere, i sammenheng med turbulensdannelser nær overflaten på et objekt utsatt for en strøm. Luftstrømmen alternerer mellom dominant side for luftstrømmen og skaper virvler på le siden av strukturen. Dette følger av turbulent luftstrøm og ujevn fordeling av vortexdannelse rundt legemet (Scruton 1981). Et tydelig mønster av virvler med minkende størrelser er kjent som en von Karman street (Holmes, 2007). Turbulens har en tendens til å skape forstyrrelser i mønsteret, men styrken og intensiteten til virvlene ivaretas. Dette kan føre til vibrasjoner i strukturen, som igjen kan føre til at vortexsheddingen blir sterkere. Ved visse tilfeller kan vortexshedding frekvensen skifte til egenfrekvensen til strukturen og man får da et fenomen som kalles for "lock-in". Dette har mye til felles med resonansvirkninger og kan få fatale følger for en konstruksjon (Holmes, 2007). I konstruksjonsøyemed er det hensiktsmessig å sikre at konstruksjonen ikke har egenfrekvenser som ligger i nærheten av vortex frekvensene.



Figur 4: En typisk von Karman street som oppsto i leside til Alexander Selkirk øya i Stillehavet (NASA 2007)

Når hver virvel på le-siden av strukturen blir dratt bort fra overflaten og videre i luftstrømmen, genereres et undertrykk og et vindsug normalt på hovedvindretningen. Dette fører til laterale påkjenninger på strukturen. Påkjenningene følger en tilnærmet sinusform på grunn av de alternerende virvlene på le-siden. Frekvensen n_s for vortexshedding for et gitt tverrsnitt er proporsjonal med strømningshastigheten og motsatt proporsjonal med tverrsnittsbredden b . Frekvensen kan uttrykkes i et dimensjonsløst i forhold til *Strouhal-tallet* som vist tidligere (Holmes, 2007):

$$st = \frac{n_s b}{\bar{U}} \rightarrow n_s = \frac{st \cdot \bar{U}}{b}$$

Formel 23

På samme måte som for dragkoeffisienten vil avhengigheten være knyttet til det kritiske Reynoldstallet med tilnærmet konstante soner i sub- og postkritisk fase (Holmes, 2001).

For å gjøre tilfredsstillende beregninger på dette området trengs både vindtunneltester og CFD-analyser hvor både turbintårn, nacelle og rotorblader er med. Resultatet påvirkes i stor grad av egenfrekvensene til systemet og beregningene blir dermed komplekse. Av hensyn til oppgavens omfang vil ikke dette bli behandlet. I følge (Holmes 2007) kan dette medføre ikke-konservative resultater i ekstremisituasjoner, noe som gir belegg for en relativt høy dimensjonerende operasjonell vindhastighet.

Det er hovedsakelig Vortexshedding som skaper tverrbelastning. Det kan være et reelt problem for slike tårn, og det er derfor nødvendig med tilstrekkelig demping. I praksis bør dette kontrolleres siden belastningen i stor grad vil bli tatt opp gjennom akslingen til Aquilo. Faren for Lock-in og ved hvilke vindhastigheter dette kan forekomme for vil være relevant å kartlegge. Denne hastigheten kjennetegnes som kritisk vindhastighet og ligger enten over operasjonell vindstyrke eller ved en veldig lav hastighet. Da vil påvirkningene uansett bli små. For flytende offshore konstruksjoner blir slike resonansvirkninger vanligvis utlignet på grunn av hydrodynamisk demping. Dette gjelder såfremt bevegelsene er kraftige nok til å forplante seg ut i hovedkonstruksjonen til plattformen (Holmes, 2007).

Spesielle tilfeller

Det finnes en rekke fenomener og tilfeller som kan påvirke resultatene av vindberegningene. En god del begrenser seg til måledata og nøyaktigheten av disse. Ved oppføring av ømfintlige strukturer bør det alltid utføres tilfresstillende vindmålinger på stedet i forkant av prosjekteringen (NORSOK standard N-001 2008). I praksis kan dette være vanskelig, spesielt for mobile konstruksjoner. En vurdering med tanke på bruksområder og operasjonskriterier bør derfor foretas.

En unøyaktighet for vindbelastning ved benyttelse av vindprofiler og projiserte flater er at vindretningen ikke nødvendigvis er konstant i forhold til høyden. Dette fenomenet kalles for en Ekman Spiral. Både vindhastighet og retning vil forandres i høyden og danne en virvelform. Under normale omstendigheter kan dette neglisjeres da vridningen er liten i luftlagene under 200 m (Holmes, 2007). I tillegg bidrar forutsetningen om en felles vindretning til en konservativ løsning som teoretisk sett vil gi større belastninger enn i praksis.

Luft er ved en standard atmosfæres trykk en blandingsgass. Det innebærer at dens fysiske egenskaper vil følge felles forutsetninger for gasser. Dette kan uttrykkes med følgende sammenheng for densiteten ρ (Aswatha Narayana & Seetharamu 2005):

$$\rho = \lim_{dV \rightarrow 0} \frac{dm}{dV_g} = \frac{p}{RT_K}$$

Formel 24

Hvor:

m = Generell masse

V_g = Generelt volum

p = Generelt trykk

R = Spesifikk gasskonstant

T_K = Temperatur i Kelvin

Som følge av dette vil densiteten variere med variasjon i disse variablene. Dette påvirker belastningen på strukturen da densiteten til luft inngår i uttrykket for beregning av dynamisk trykk på en flate. Dimensjonerende laststørrelse vil være proporsjonalt med densiteten. Høyere densitet kan hovedsakelig oppnås ved synkende temperatur eller trykk. Her vil avhengigheten mellom trykk og vindhastighet også påvirke densiteten. Tilfeller av ekstrem kulde og vind vil med liten sannsynlighet

oppstå på samme tidspunkt. En tredje variabel vil her være luftfuktigheten. Den er ikke innlemmet i Formel 24. Ved korreksjon for luftfuktighet kan følgende uttrykk nyttes:

$$\rho = \frac{p_{da}}{R_{da}T} + \frac{p_{vd}}{R_{vd}T} = \frac{1}{T} \left(\frac{p_{da}}{R_{da}} + \frac{p_{vd}}{R_{vd}} \right)$$

Formel 25

Hvor:

p_{da} = Trykket i vanndampen (Pa)

p_{vd} = Trykket i vanndampen (Pa)

R_{da} = Gasskonstanten til tørrluft = 287,05 (J/Kg K)

R_{vd} = Gasskonstanten til vanndamp = 461,495 (J/Kg K)

Lufttrykket vil være konstant ved en gitt temperatur, og en variasjon i fuktighet vil da påvirke andelen vanndamp. Når gasskonstanten til tørr luft er mindre enn den for vanndamp vil det største bidraget til en økende densitet forekomme ved null prosent luftfuktighet.

Reynoldstall, er i tillegg til tverrsnittet, avhengig av den kinetiske viskositeten til luft ϑ og strømningshastigheten. Kinetisk viskositet kan uttrykkes ved:

$$\vartheta = \frac{\vartheta_{dyn}}{\rho}$$

Formel 26

Hvor:

ϑ_{dyn} = Luftens dynamiske viskositet

En synkende densitet vil her føre til en økende kinetisk viskositet og dermed en synkende verdi for Reynoldstall. Det blir derfor interessant å undersøke Reynoldstall for flere variasjoner av temperatur og luftfuktighet da de gir bidrag i begge retninger.

Luftens dynamiske viskositet er en kompleks verdi som er vanskelig å fastslå i praksis. Et empirisk formelverk som gir tilfredsstillende resultater er hentet fra (Edwards & Edwards 2003). Denne viskositeten er naturlig nok også temperaturavhengig og er implementert i uttrykket i forhold til en referansetemperatur. Luftens dynamiske viskositet kan uttrykkes ved:

$$\vartheta_{dyn} = \mu_0 \left(\frac{a}{b} \right) \left(\frac{T_R}{T_{R,0}} \right)^{\left(\frac{3}{2} \right)}$$

Formel 27

Hvor:

$\mu_0 = 0,01827$ = Referanse for dynamisk viskositet ved en gitt referansetemperatur

$$a = 0,555 \cdot T_{R,0} + C$$

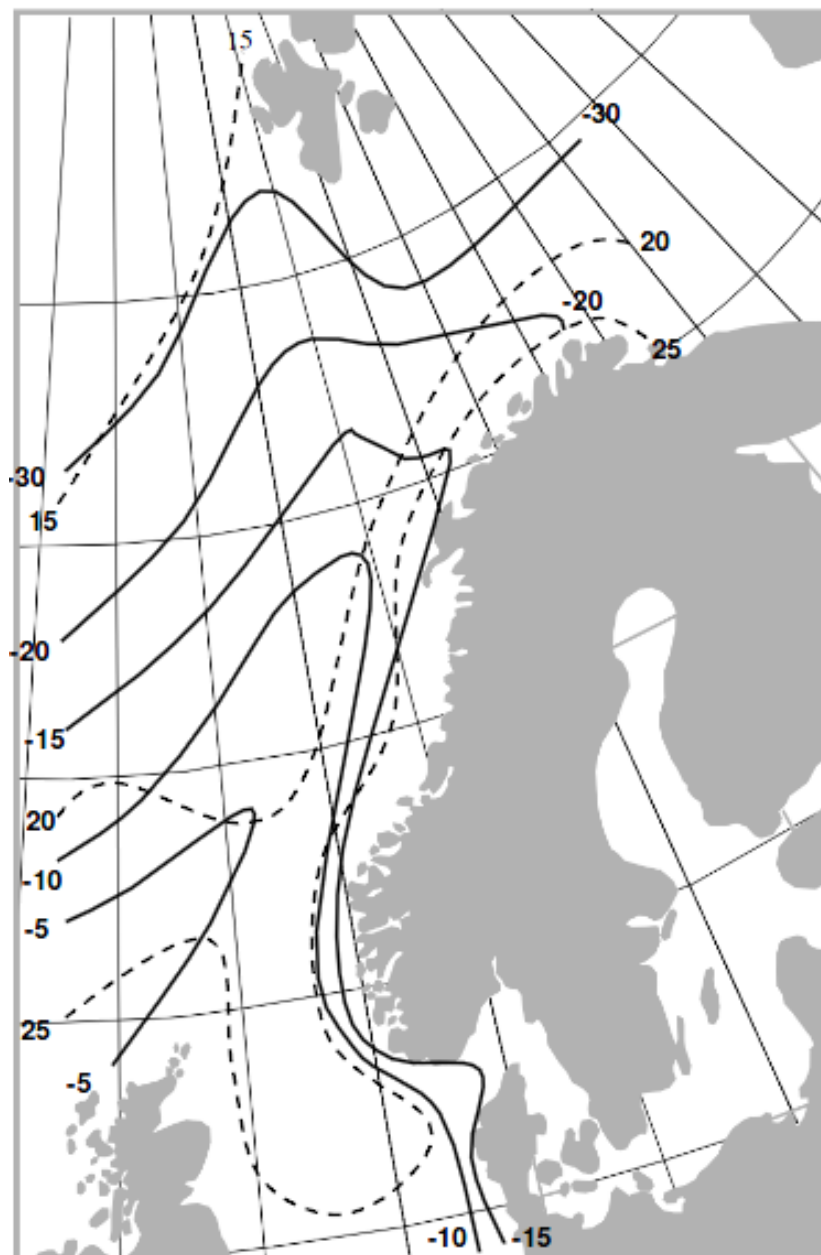
$$b = 0,555 \cdot T_R + C$$

T_R = Temperatur

$T_{R,0} = 524,07$ = Referansetemperatur i Rankine

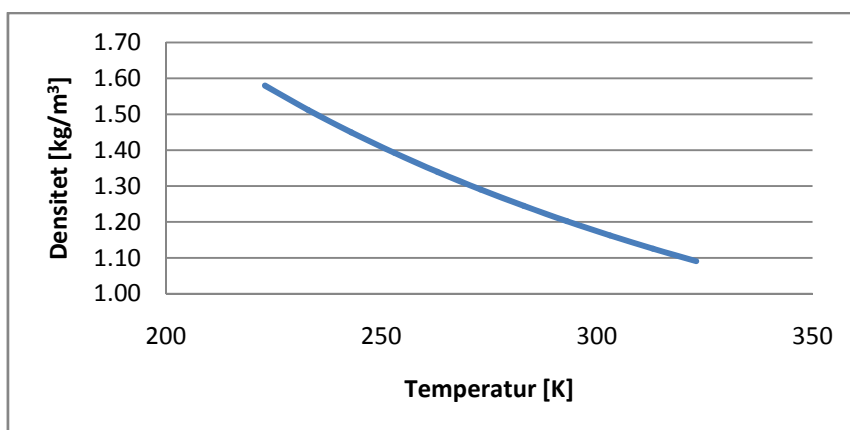
$C = 120$ = Sutherlands konstant

Variasjon i temperatur er kun hensiktsmessig å ta stilling til innenfor et relevant operasjonsområde. Høye temperaturer gir lavere densitet, noe som gir mindre vindtrykk. Det blir derfor naturlig å vurdere en nedre operasjonsgrense for temperatur med tanke på vind og med hensyn på densitetsinnvirkningen på det dynamiske trykket. For aktuelle områder i Nordsjøen kan (NORSOK standard N-003 2004) brukes til å oppnå tilfresstillende temperaturdata.



Figur 5: Oversikt over høyeste og laveste temperaturer i nordsjøen med en returperiode på 10 år (NORSOK standard N-003 2004)

Ved isolert sammenheng mellom densitet og temperatur kan resultatet fremstilles på følgende måte:

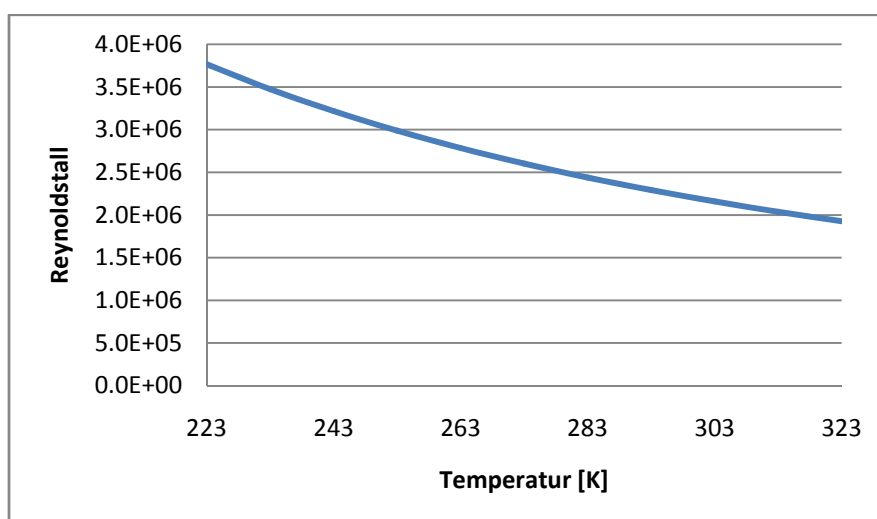


Figur 6: Variasjonen i luftens densitet med hensyn på temperatur med forutsetning om en standard atmosfæres trykk.

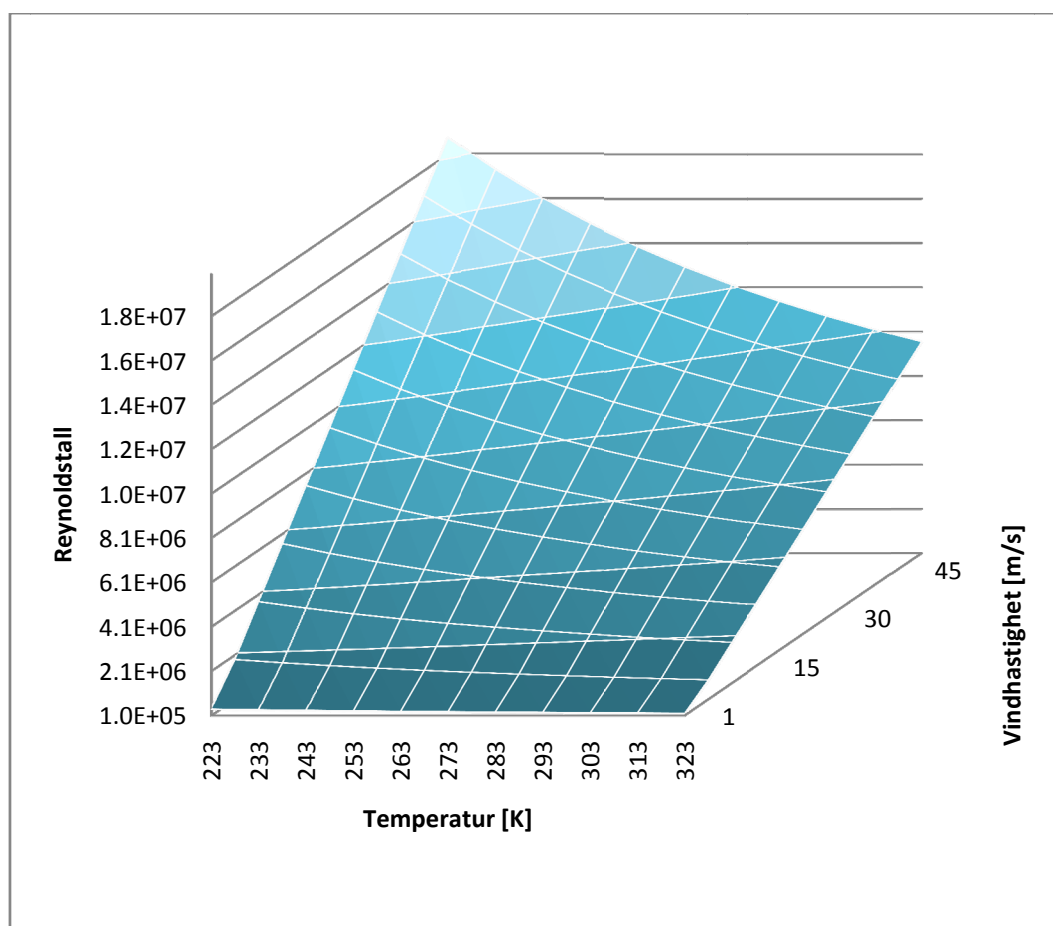
Dette indikerer at densiteten vil variere med nesten 50 % ved temperaturekstremaler. Det vil påvirke vindtrykket proporsjonalt og er derfor en viktig betraktning. Denne betraktningen holder bare når trykket er konstant. Trolig vil man få trykkvariasjoner, spesielt siden hoveddrivkraften til vind er trykkdifferanser. For landbaserte vindturbiner har det vært normalt å benytte seg av en konstant referansedensitet. Vanligvis er ikke dette tilfredsstillende for offshore vindturbiner. Der gjøres det spesifikke vurderinger basert på feltmålinger som tar hensyn til temperatur og densitet (Veldkamp 2006).

Ved høy temperatur og luftfuktighet vil densiteten til luft bli lavere. Kinetisk viskositet vil da også synke, noe som fører til høyere Reynoldstall. Dette vil føre til mindre drag enn for sub-kritiske verdier av Reynoldstall. Med dette vil kun nedre temperaturgrense bli dimensjonerende for vind når også Reynoldstall for bestemmelse av dragkoeffisienten blir tatt i betraktning.

For å kunne estimere en tilfredsstillende dragkoeffisient er det hensiktsmessig å estimere hvilke intervall av Reynoldstall som vil kunne oppstå. For tårnet kan, med konstant trykk, følgende forhold for Reynoldstall vises:



Figur 7: Variasjon i Reynoldstall for tårnet med hensyn på temperatur



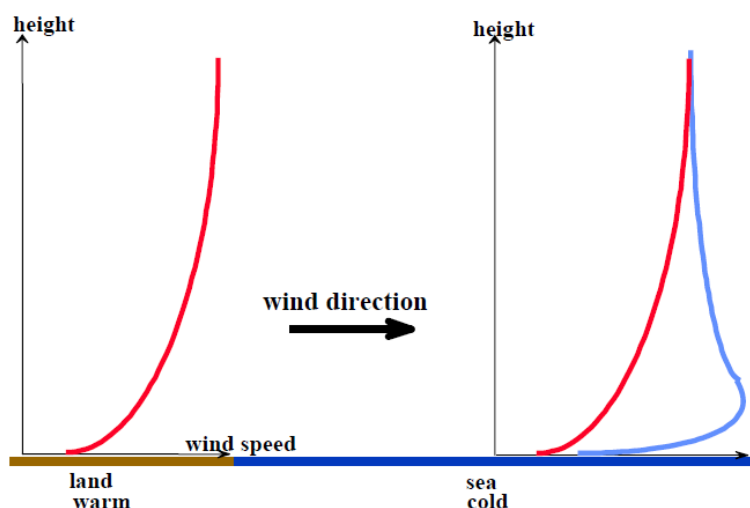
Figur 8: 3D diagram over Reynoldstall for tårnet i forhold til både vindhastighet og temperatur

Det er ikke ønskelig at temperatur skal bli en dimensjonerende faktor med tanke på operasjonelle krav. Det tas hensyn til at konseptet skal kunne nyttes i nordlige deler av Nordsjøen og Atlanterhavet. Temperaturer ned mot minus 35 grader kan forekomme med ti års returperioder, og dette vil danne grunnlaget for designtemperaturen i videre beregninger (NORSOK standard N-003 2004). En relativt liten økning i dimensjonerende vindtrykk vil kunne føre til at operasjoner kan utførers globalt og uten hensyn til temperaturparametre. Denne kostnaden vil nødvendigvis bli vesentlig mindre enn å dimensjonere og konstruere enda en ny type som kan klare fem til ti grader kaldere klima.

Variasjon i trykk kan vi se bort i fra siden dette har liten praktisk innvirkning. En variasjon fra 1 til 50 atm vil bare føre til en maksimal økning på 10 % for den dynamiske viskositeten til luft (Aswatha Narayana & Seetharamu 2005). Dette vil i praksis gi marginale variasjoner i Reynoldstallet og få neglisjerbare effekter på dragkoeffisienten.

Jetstrømmer i lavere luftlag

Når vind blåser over land og ut til havs påvirkes den termiske stabiliteten i vesentlig grad. Det blir en brå endring i ruhet, men det største bidraget kommer i forhold til temperaturgradienten dersom landmassene holder en høy temperatur. Når luften strømmer over en varm overflate vil gradienten være positiv, og en oppadrettet luftstrøm vil tilpasse seg vindprofilen. Når overflatetemperaturen endres betraktelig vil temperaturgradienten også endres slik at et overtrykk vil genereres i lavere luftlag, typisk under 200 m. Dette fører til en lav aggressiv vindfront, en jetstrøm med stedvis svært høye vindhastigheter.



Figur 9: Jetstrømmer i lavere luftlag
(Bergström 2008)

Ved høye vindhastigheter kan denne fronten nå veldig langt utover havet og påvirke utsatte konstruksjoner. Normalt vil ikke dette være et dimensjonerende tilfelle. Vindhastigheten er generelt lavere i sommersesongen enn i vintersesongen. Temperaturdifferansen mellom overflaten på havet og overflaten på land vil være størst på sommeren når det er lavere vindhastigheter. Dette fenomenet oppstår derfor sjelden ved ekstreme operasjonelle vindhastigheter som hovedsakelig oppstår under de store vinterstormene i fra januar til mars i Nordsjøen (Bergström 2008).

Analysering av flater som er utsatt for vindpåkjenning

Med hensyn på kompleksiteten i modellen og muligheten til å variere mellom turbintyper er det ønskelig å beregne vindpåkjenning for tårnet og nacelle med rotor hver for seg. Tårnet betraktes som en enkel sylinder. I horisontalposisjon vil det være nødvendig å legge rotoren plant med dekket. Dette vil føre til at rotorflaten alltid vil stå vinkelrett på pivoteringsplanet. Siden en SSCV vil operere uavhengig av vindretningen vil det innebære at vindbelastningen kan komme fra flere sider under monteringsprosessen.

For å kompensere for dette er det nødvendig å konstruere en sammenheng mellom innfallsvinkel og projisert areal som vinden virker på. Arealene for rotorblader er forenklet, og det tas ikke hensyn til ekstraordinære tilfeller av vortexshedding og dynamisk respons. Angrepsflaten $A_{t,eff}$ kan da uttrykkes på følgende måte i forhold til en vinkel θ_{vind} (rad):

$$A_{t,eff}(\theta_{vind}) = \sin\left(\frac{\pi}{2} - \theta_{vind}\right)(A_{R0} \cdot a_r + A_{N0}) + \sin(\theta_{vind})(A_{R90} \cdot a_r + A_{N90}) + A_T$$

Formel 28

Hvor:

θ_{vind} = Vindens angrepsvinkel i horisontalplanet fra x-aksen

A_{R0} =Projisert rotorareal ved θ_{vind} lik 0

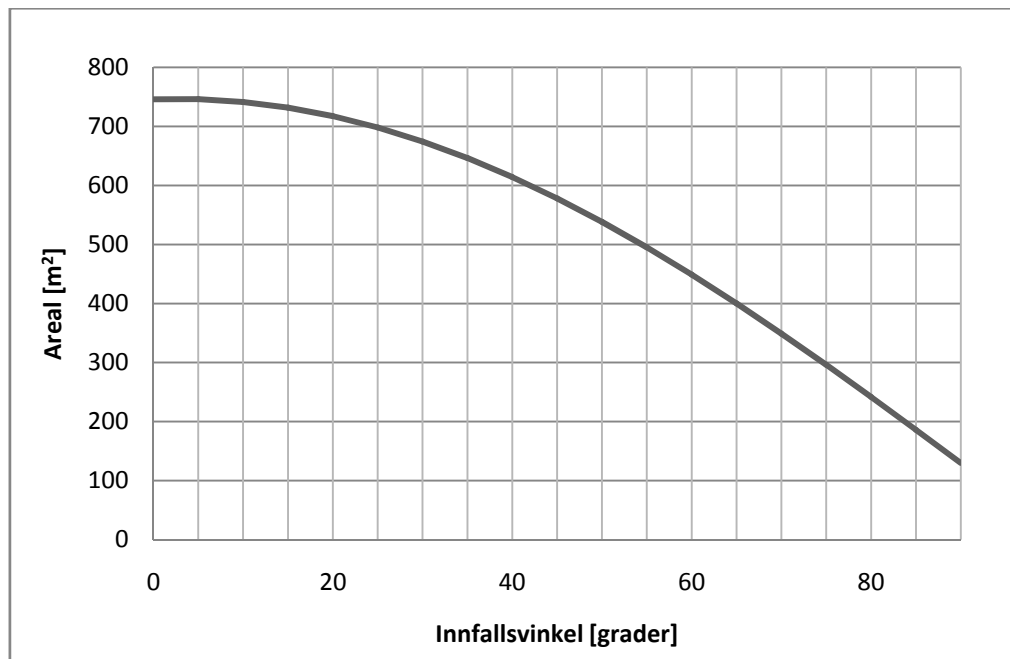
A_{R90} =Projisert rotorareal ved θ_{vind} lik $\frac{\pi}{2}$

A_{N0} =Projisert nacelleareal ved θ_{vind} lik 0

A_{N90} = Projisert nacelleareal ved θ_{vind} lik $\frac{\pi}{2}$

a_r = Antall rotorblader

A_T = Projisert tårnareal



Figur 10: Effektivt areal for Hywind med θ_{vind} varierende fra 0 til $\frac{\pi}{2}$:

All belastningen på Aquilo må tas opp gjennom akslingen systemet roterer på. Dette fører til at vind og bølger tas opp som momenter som følge av en resultantkraft påført i en gitt avstand fra akslingen. Resultanter i stor avstand vil få dertil større betydning, hvilket i forhold til vindbelastning betyr at resultanten på tårnet og kombinasjonen rotor-nacelle gir de største bidragene. Aquilo vil også fange en del vind, men en resultant vil komme i vesentlig lavere høyde og dermed ikke gi like store momenter på akslingen. Strukturen til Aquilo er komplisert, og nøyaktige vindberegninger på denne blir tidkrevende og lite hensiktsmessig i forhold til det totale momentbidraget. En stor grad av konstruksjonen er også basert på nærliggende rørstrukturer som vil få interfererende luftstrømmer. Av hensyn til oppgavens omfang blir derfor både kraftresultanten og dens plassering forenklet i tillegg til at bidraget betraktes som konstant i forhold til vindretningen θ_{vind} .

Interferering med nærliggende strukturer

Når flere konstruksjoner ligger nær hverandre oppstår ofte svært turbulente luftstrømmer. Dette fører potensielt til en stor forskjell mellom gjennomsnittlig vind- og vindkasthastighet. Resultatet er høy vindkastintensitet og urolige vindforhold. Muligheten til å forutse hvordan vindforholdene vil bli er da ekstremt komplekse. En vindtunelltest vil kunne gi veiledende resultater.

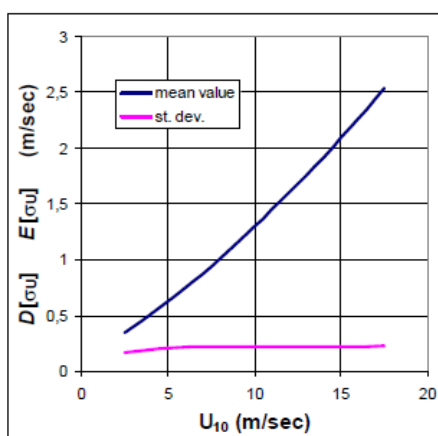
For en SSCV vil det være naturlig å utnytte deksarealet maksimalt, noe som er normalt for større havgående fartøyer på grunn av kostnad per m^2 . Det vil derfor være uregelmessigheter i topografien som kan skape turbulens i luftstrømmen. Dette er et problem spesielt fra plattformer i oljeindustrien. For monteringsprosessen vil det kritiske tilfellet være når turbinen er i vertikalposisjon. Aquilo er da under fullpåkjenning fra alle kreftene fra bølger og strøm, i tillegg til at turbinen er på sitt høyeste og

da blir påvirket av de største vindhastighetene. Turbinen vil rage 80 m over dekket på plattformen. Med unntak av eventuelle kraner er det lite som interfererer med turbinen i forhold til konstruksjonene på en borerigg.

I tette områder med mye turbulens blir store deler av den kinetiske vindenergien tatt opp og fordelt på alle strukturene. Det betyr belastningen jevnt over vil synke mens den dynamiske amplituden kan øke. Dette vil kunne skape utfordringer i forhold til utmatting. Å beregne maksimalbelastning ved å beregne turbinen som frittstående hvor vindbelastningen også betraktes som uhindret vil føre til et konservativt resultat (Holmes, 2001).

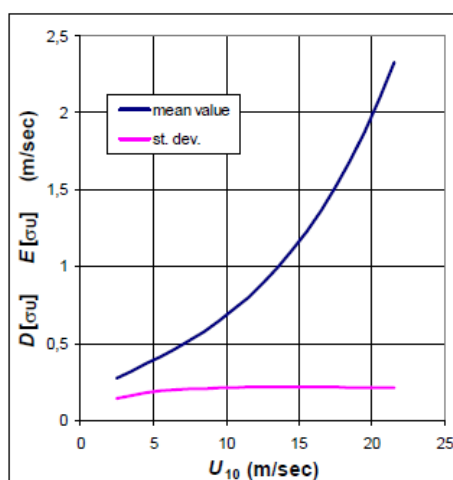
Interferering med havoverflaten

For onshore lokaliteter er forholdet mellom vindhastighet og turbulens tilnærmet uavhengig.



Figur 11: Turbulensfaktoren er lineær med vindhastigheten onshore (DNV-RP-C205 2007)

Dette er ikke tilfelle for offshore lokaliteter. Som drøftet tidligere er bølgehøyden avhengig av vindhastigheten. Det er en signifikant korrelasjon mellom overflateruheten og turbulens i lavere luftlag. Ved beregninger offshore må derfor turbulensfaktoren korrigeres mot vindhastighet. Elementer fra variasjon i termisk stabilitet vil ikke bli betraktet.



Figur 12: Turbulensfaktoren varierer med vindhastigheten offshore (DNV-RP-C205 2007)

Superponering av vindlaster

Sideforhold mellom høyde og bredde er såpass stor er at det er mulig å bruke stripeteori for å løse det ikke-lineære systemet for tårnet. I forhold til forenklingene på resten av systemet blir dette lite hensiktsmessig. Det vil være tidsbesparende å beregne kreftene på Aquilo, tårnet og rotoren hver for seg. Man kan så superponere inn kraftresultantene for hvert element inn i modellen som vektoriserte funksjoner med angrepspunkt i arealtingdepunktet til vindprofilen. Dynamisk respons fra vind vil være et sentralt problem, men tas ikke hensyn til i denne oppgaven. På grunn av kompleksiteten til systemet er det lite hensiktsmessig å utvikle et system for analytisk løsning. Reynoldstall og overflateruhet vil variere og sideforholdenes innvirkning på trykkfordelingen i tillegg til dragkoeffisienten vil være problematiske å ta hensyn til.

3.2.4 Kraftfordelinger

"The quasi-steady assumption" er grunnlaget for de fleste standarder som omhandler vindbelastning. Vindtrykket uttrykkes som (Holmes 2007):

$$p(t) = C_{po} \left(\frac{1}{2}\right) \rho_a [U(t)]^2$$

Formel 29

C_{po} vil her være et uttrykk for den kvasikonstante trykk-koeffisienten. Ved å utvide vindhastigheten med turbulenskomponenten i strømningsretningen og utnytte snittkomponentene kan dette uttrykkes som:

$$p(t) = C_{po} \left(\frac{1}{2}\right) \rho_a [\bar{U} + u'(t)]^2 = C_{po} \left(\frac{1}{2}\right) \rho_a [\bar{U}^2 + 2\bar{U}u'(t) + u'(t)^2]$$

Formel 30

Hvor:

u' = Variasjon i vindhastighet

Ved å ta gjennomsnittet for vindhastighet og turbulens kan dette omformes til:

$$\bar{p} = C_{po} \left(\frac{1}{2}\right) \rho_a [\bar{U}^2 + \sigma_u^2]$$

Formel 31

Ved relativt liten turbulensintensitet vil variasjon i turbulens bli liten i forhold til vindhastigheten. C_{po} vil da være tilnærmet lik den gjennomsnittlige trykk-koeffisienten C_p . Dette kan da uttrykkes som:

$$\bar{p} \cong C_{po} \left(\frac{1}{2}\right) \rho_a \bar{U}^2 = \bar{C}_p \left(\frac{1}{2}\right) \rho_a \bar{U}^2$$

Formel 32

Ved å bruke verdiene fra den utvidede formen gir dette:

$$p'(t) = C_{po} \left(\frac{1}{2}\right) \rho_a [2\bar{U}u'(t) + u'(t)^2]$$

Formel 33

Utnytter at vi kan neglisjere turbulensvariasjonen i forhold til vindhastighet ved lav intensitet:

$$\bar{p}'^2 = \bar{C}_p^2 \left(\frac{1}{4}\right) \rho_a^2 [4\bar{U}^2 \overline{u'^2}] = \bar{C}_p^2 \rho_a^2 \bar{U}^2 \overline{u'^2}$$

Formel 34

Dette er den kvasikonstante forutsetningen som ligger til grunn for forholdet mellom gjennomsnittlig absoluttverdi for trykk og kvadratet av snitthastigheten til luften. Dette uttrykket kan enkelt utnyttes til å produsere minimum og maksimumsverdier for trykk i vindkast.

$$p_{max}, p_{min} = C_{po} \left(\frac{1}{2}\right) \rho_a [\hat{U}^2] = \bar{C}_p \left(\frac{1}{2}\right) \rho_a [\hat{U}^2]$$

Formel 35

Hvor:

\hat{U} = Dimensjonerende vindhastighet inklusive vindkast

3.2.5 Vurdering av relevansen til ulike dimensjoneringsstandarder

Det finnes flere aktuelle regelverk å støtte seg på i forhold til vinddimensjonering til havs. De mest tradisjonelle for Nordsjøen er seriene fra NORSOK og DNV, men også (NS-3491-4 2002) kan nyttes. Standardene blir brukt på generelt grunnlag uten spesifikke vindmålinger og resultatet vil derfor bli med hensyn på en designvindhastighet uten hensyn til returperioder. Nøyaktigheten til standardene baseres i stor grad på hvilke konstruksjoner de er utarbeidet for. Det finnes individuelt tilpassede standarder for både vindturbiner, flytende turbiner, skipsskrog og forskjellige plattformtyper. Aquilo vil gjennom flere faser gå både helt og delvis inn under flere av disse, noe som resulterer i at vi ikke har mulighet til å kun følge en av dem slavisk. Løsningen blir derfor å vurdere standardene opp mot

hverandre og eventuelt kombinere resultater uten at det går på bekostning av sikkerhetsvurderinger og risikoplassering. Standardene er komplekse og støtter seg i stor grad på forsøk og empiri i utviklingen av formelverk. Det er derfor nødvendig å støtte seg på det generelle formelverket som er drøftet tidligere for å identifisere de forskjellige fenomener som betraktes.

Norsk Standard NS 3491-4, Vindlaster

(NS-3491-4 2002) er ikke direkte optimalisert til bruk i Nordsjøen, men har kapitler som er relevante å vurdere. Den setter et krav til en referansevindhastighet ved 10 m høyde på 33 m/s. Denne må oppfaktoriseres med en faktor på 1,298 til 42,8 m/s for å tilpasses en terrengkategori 0 som kan brukes til havs. Alternativt kan disse kravene ekskluderes fra beregningene, men resultatet vil da bli betraktelig mer usikkert. Dette vil derfor representere den mest konservative betraktningen av vindpåkjenningene. På bakgrunn av drøftet operasjonsvindhastighet nyttes en vindhastighet på 36 m/s uten noen tilhørende returperiode.

Belastningen baseres på en kraftligning F_w uttrykt ved hastighetstrykket $q_{kast}(z)$ som virker på en projisert angrepsflate A . Kraftligningen oppfaktoriseres med en kraftfaktor C_f og modifiseres med en dragkoeffisient C_d . Koeffisientene kan i teorien betraktes i forhold til de generelle utledningene i forbindelse med Reynoldstall og Formel 21:

$$F_w = C_d \cdot C_f \cdot A \cdot q_{kast}(z)$$

Formel 36

A vil her tilsvare det tilnærmede arealet beregnet etter Formel 28. Dragkoeffisienten behandles til en viss grad forskjellig fra teorien til (Holmes 2001). (NS-3491-4 2002) legger til grunn både turbulensintensiteten I_v og trykk-korrelasjonen over angrepsflaten:

$$C_d = \frac{1 + k_p 2I_v(Z_{ref}) \sqrt{k_b + k_r}}{1 + 7I_v(Z_{ref})}$$

Formel 37

Hvor:

$Z_{ref} = 0,6h$ = Referansehøyde for sylinder

$k_p = 3,5$ = Toppfaktor

k_b = Faktor for mangel på full korrelasjon

I_v = Turbulensintensiteten

$k_r = 0$ = Faktor som potensielt tar hensyn til turbulens i resonans med konstruksjonen

Kompleksiteten i beregningene av dragkoeffisienten gjør den vanskelig å bruke. Denne såkalte forenklingen er i tillegg kun gyldig såfremt egenfrekvensen til konstruksjonen er på over 5 Hz. Ved beregning etter (NS-3491-4 2002) forutsettes det derfor i denne oppgaven at systemet har egenfrekvenser på over 5 Hz.

Kraftfaktoren C_f er konstruert på grunnlag av en endefaktor ψ_λ som korrigerer for strømningsirregulariteter for korte sylindre:

$$C_f = C_{f,0} \psi_\lambda$$

Formel 38

Turbintårnet ligger godt innenfor kravet med en verdi for lengde over bredde som er større enn elleve. ψ_λ blir da lik 1,0. $C_{f,0}$ er sterkt avhengig av Reynoldstall, noe som gjør bruken vanskelig med varierende vindhastigheter. Denne verdien vil normalt gi et utslag på pluss minus ti prosent. $C_{f,0}$ er ekstrapolert ved en kinetisk viskositet på $15E-6 \text{ m}^2/\text{s}$. Som drøftet tidligere er dette en verdi som vil avhenge av klimatiske forhold som ikke bare er knyttet til termisk stabilitet. Det er en ulempe at (NS-3491-4 2002) ikke åpner for innføring av korreksjoner med tanke på plassering og kontroll av risiko ved beregningene.

Vindkasthastighetstrykket $q_{kast}(z)$ gir det mest relevante bidraget til kraftligningen. Utgangspunktet er gjennomsnittlig vindhastighet \bar{U} i en høyde z . Denne hastigheten manipuleres spesielt med turbulensintensiteten I_v som er avhengig av flere variabler for eksempel overflateruhet og variasjon i turbulens.

Vindkasthastighetstrykket er direkte utviklet på grunnlag av Formel 29, men standarden baserer seg på en ikke-konservativ referansedensitet lik $1,25 \text{ kg/m}^3$ noe som bidrar til uforholdsmessige sikkerhetsvurderinger lagt inn i andre faktorer i standarden. Vindkasthastighetstrykket beregnes på et lokalt hastighetstrykk som igjen er avhengig av en basisvindhastighet.

I NS modifiseres basisvindhastigheten med en terrengruhetsfaktor C_r og en topografifaktor C_t . Terrengruhetsfaktoren er her tuftet på et enkelt empirisk formelverk som hovedsakelig er utviklet for landbaserte målinger og angir kun en enkelt verdi til bruk som overflatetuhet for åpent, opprørt hav. Denne avviker i tillegg en god del fra beregningene på grunnlag av Formel 15. Topografifaktoren er imidlertid en direkte korreksjonsfaktor for fjell og levirkninger fra nærliggende bygg eller andre strukturer. Ruhetsfaktoren betraktes som en konstant på ikke-konservativ side i beregningene. På grunn av stor korrelasjon mellom overflateruhet, bølgehøyde og vindhastighet på åpent hav blir det problematisk å bruke dette standardverket.

I basisvindhastigheten er det også mulig å korrigere for returperioder og operasjonens årstid. Det er ikke aktuelt å utnytte noen av disse reduksjonene med tanke på at utgangspunktet er å være uavhengig av vindhastighet i montasjeforløpet.

NORSOK, N-003, Actions and Action Effects

I (NORSOK standard N-003 2004) presenteres uttrykket for dimensjonerende vindhastighet U i kombinasjon med en transformasjonsformel som kan nyttes til å variere tidsintervallet t for en måling. t_0 vil her være referansetiden som referansevindhastigheten U_0 er målt over 60 min i en høyde av 10 m . En korreksjon som ivaretar variasjonen i vindhastighet er også implementert gjennom turbulensfaktoren I_u .

$$u(z, t) = U(z) \cdot \left[1 - 0,41 \cdot I_u(z) \cdot \ln \left(\frac{t}{t_0} \right) \right]$$

Formel 39

Vindprofilen $U(z)$ er da gitt ved:

$$U(z) = U_0 \left[1 + C \cdot \ln\left(\frac{z}{10}\right) \right]$$

Formel 40

Hvor:

$$C = 5,73 \cdot 10^{-2} (1 + 0,15 \cdot U_0)^{0,5}$$

C en empirisk utledet konstant som tilsvarer trykk- og kraftkoeffisientene fra henholdsvis Formel 20 og Formel 21. Verdien for $u(z, t)$ kan brukes direkte i en kvasistatisk betraktning som drøftet gjennom utledningen til Formel 35. $u(z, t)$ midles over en intervallhøyde for å finne midlet vindhastighet U_m . Denne høyden multipliseres også med en middel bredde for å finne A . Midlet kraft F på arealet blir da i følge (NORSOK standard N-003 2004):

$$F = \left(\frac{1}{2}\right) \rho C_s A U_m^2$$

Formel 41

Merk at ρ her er den relative densiteten til luft og ikke en spesifisert verdi. Indirekte betyr dette at NORSOK åpner for direkte modifikasjon av densiteten for korreksjon med tanke på temperatur.

C_s er her en formkoeffisient og er i praksis akkurat den samme som dragkoeffisienten C_d behandlet tidligere. Dette blir da tilsvarende som for den kvasistatiske utledningen fra Formel 35. Standarden bruker også den samme kvasistatiske betraktningen for å ta høyde for vindkast gjennom et tillegg til den midlede kraften F . Totalkraften F blir da tilsvarende som for Formel 30:

$$F = \left(\frac{1}{2}\right) \rho C_s A [U_m^2 + 2U_m u(t)]$$

Formel 42

Hvor:

$u(t)$ = Turbulens komponent i forhold til et midlet tidsdomene

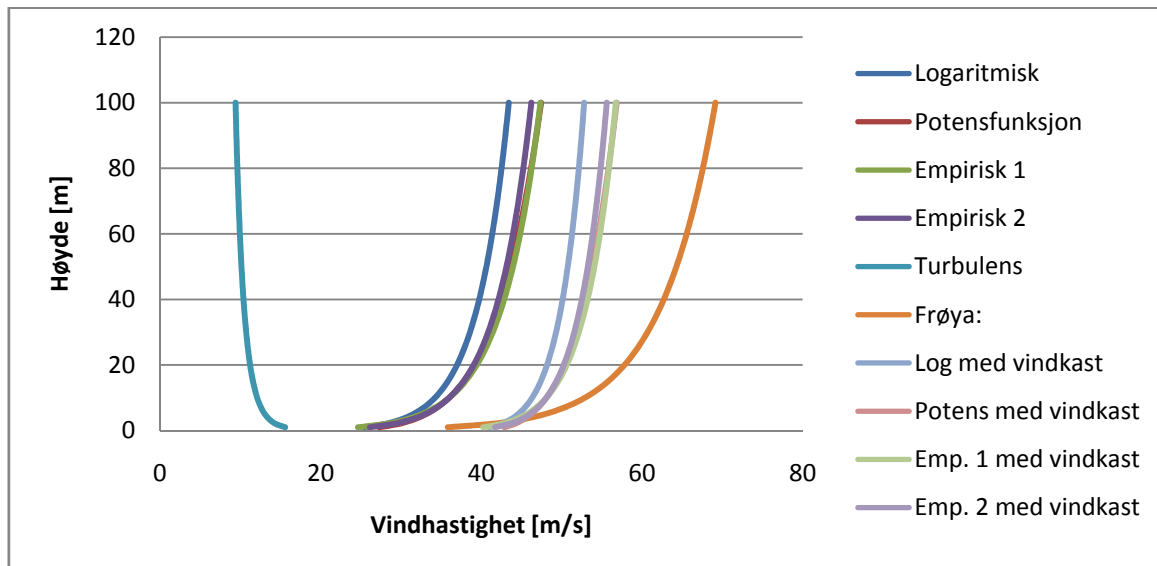
DNV-RP-C205 og DNV-OS-J101

For offshore vindturbiner anbefales det å kombinere (DNV-OS-J101 2007) med (DNV-RP-C205 2007). Disse standardene åpner for flere forskjellige tilnærminger på vindprofilen. Velger å bruke et forenklet alternativ som følger den logaritmiske løsningen er basert på et eksponentielt uttrykk:

$$U(z) = U_{10}(H) \left(\frac{z}{H} \right)^\alpha$$

Formel 43

Hvor:

 $U_{10}(H)$ = Midlet vindhastighet over ti minutter i en høyde H
 α = Eksponentfaktor = 0,12


Figur 13: Sammenligning av vindprofiler i DNV-RP-C205. Basisen for turbulensandelen er inkludert og hver beregningsmetode er vist både med og uten tillegget

(DNV-RP-C205 2007) har en egen funksjon for turbulensfordelingen. Denne er ikke en realistisk tilnærming, men representeres som standardavvik for midlet vindhastighet i forhold til høyde. Det er litt urettferdig å ta med Frøya-fordelingen i denne sammenstillingen da denne inneholder korreksjon for 50 års returperiode, men den illustrerer størrelsene mellom de ulike korreksjonene.

I praksis vil turbulensen ha en kaotisk fordeling i forhold til høyde (Holmes 2001). En idealisert potensfunksjon for turbulensfordelingen er utviklet slik at bidragene kan implementeres konservativt. Det er enkel korrelasjon mellom lateral-, vertikal- og parallellvindretning med konstanter på henholdsvis 0,8 og 0,5 i forhold til parallellhastigheten.

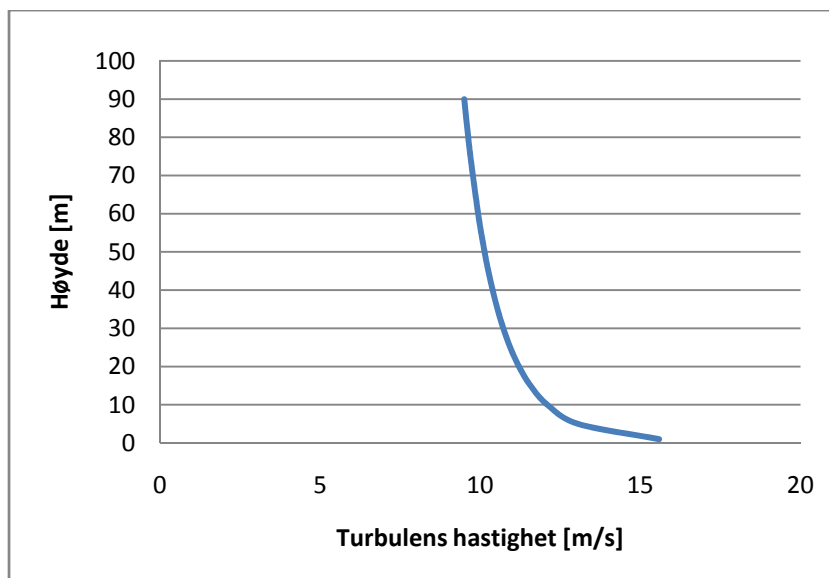
$$\sigma_z = \sigma_{U,c} \cdot \left(\frac{z_{nas}}{z} \right)^{0,11}$$

Formel 44

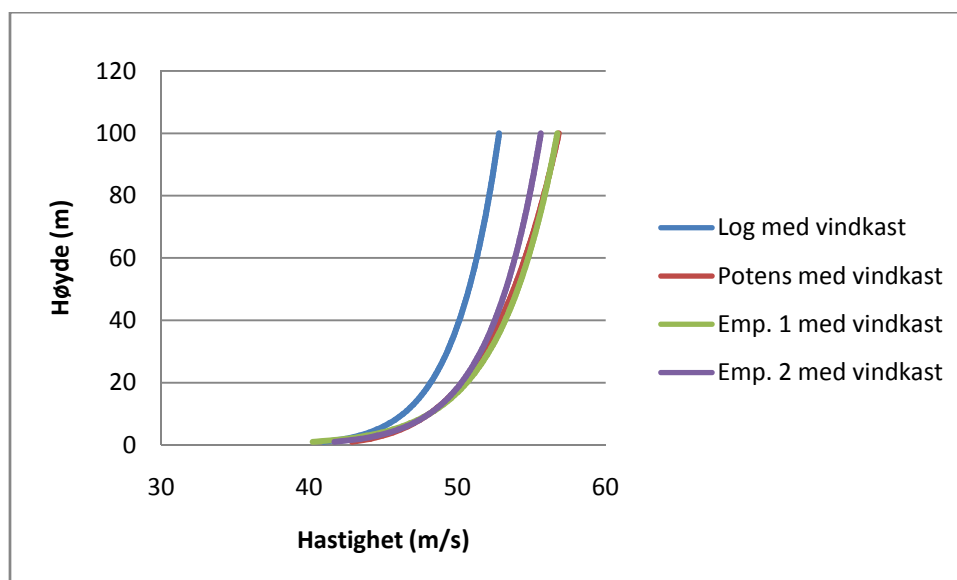
Hvor:

 z_{nas} = Høyden nacellen er plassert i

 $\sigma_{U,c}$ = Referanseturbulensen i nacellehøyde



Figur 14: *Idealisert turbulensprofil fra DNV med en vindhastighet på 36/s*



Figur 15: *Forholdet mellom de ulike vindprofilene i DNV inklusive vindkast, men uten returperiode.*

Den logaritmiske tilnærmingen er her den minst konservative tilnærmingen. Årsakene til at potensfunksjonen samt de empiriske tilnærmingene brukes er at de er enklere å regne med i analyser.

For beregning av det dynamiske trykket bruker (DNV-RP-C205 2007) igjen et uttrykk som er ekvivalent til både Formel 30 og Formel 35. Tilsvarende unntak, som for (NORSOK standard N-003 2004), er innført. Her faller tillegget for den kvadrerte turbulensvariasjonen bort.

$$q = \frac{1}{2} \rho_a U_{T,z}^2 + \rho_a U_{T,z} u$$

Formel 45

Hvor:

u = Vindkasthastigheten

 $U_{T,z}$ = Vindhastighet i en høyde z midlet over tiden T

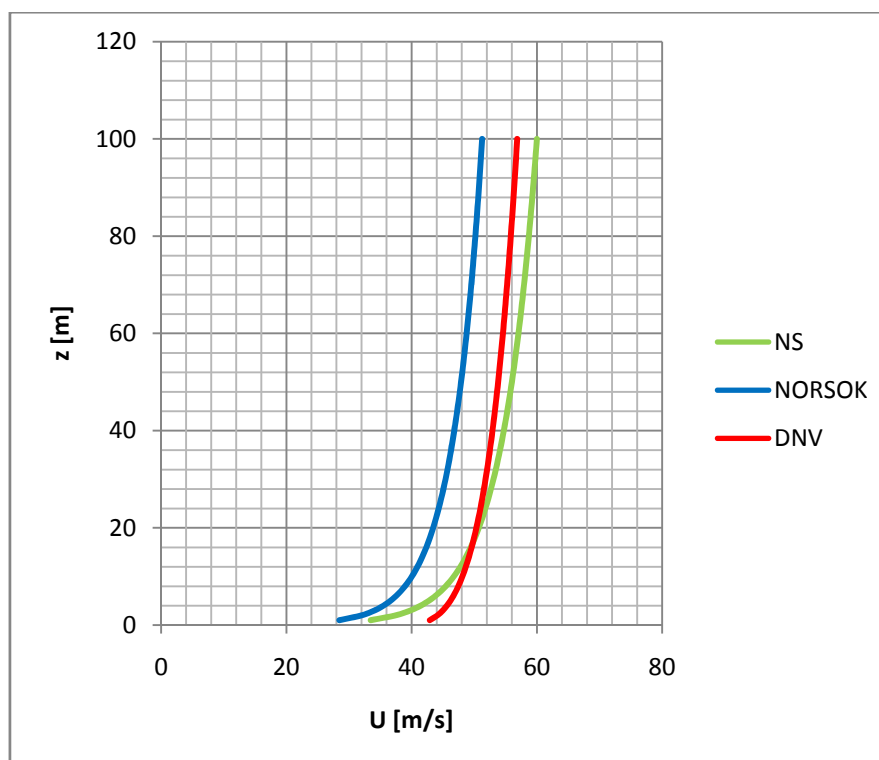
For å finne kraften F_w på projisert areal benyttes lignende uttrykk som for de andre standardene. Trykket q fordeles på en flate S og modifieres med en formkoeffisient C som tilsvarer dragkoeffisienten i de andre standardene. Formkoeffisienten er også avhengig av Reynoldstall, vindhastighet, tverrsnittsdimensjoner og overflaten på materialet.

$$F_w = CqS$$

Formel 46

Sammenligning av resultater fra standardene

(NS-3491-4 2002) gir et veldig konservativt overslag sammenlignet med de andre aktuelle standardene. For (NORSOK standard N-003 2004) er tilfellet motsatt spesielt i lav høyde hvor mye av det belastede arealet befinner seg. (DNV-OS-J101 2007) og (DNV-RP-C205 2007) ligger som en mellomting og er i stor grad tuftet på det generelle formelverket for vind. Ved å benytte den logaritmiske tilnærmingen på vindprofilen i kombinasjon med turbulensprofilen oppnås gode resultater med forutsigbar plassering av usikkerhet og risiko.

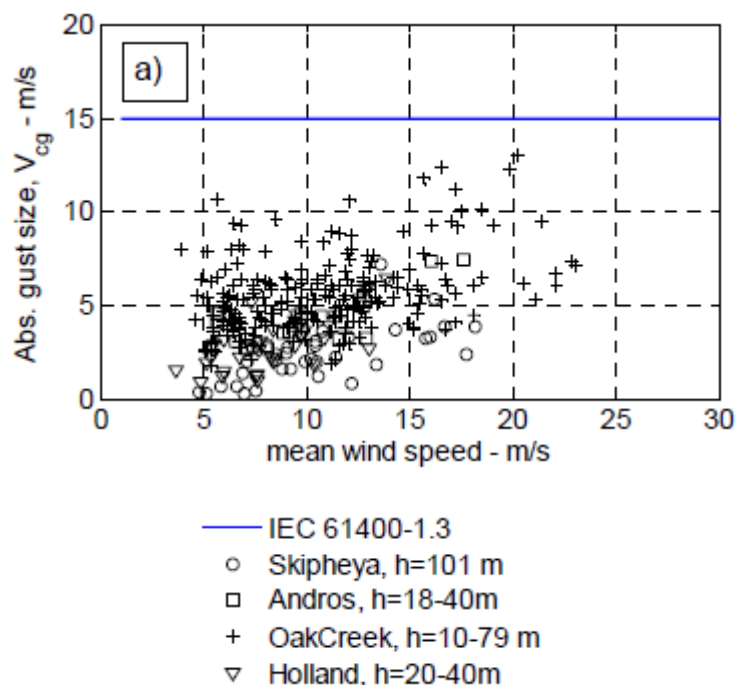


Figur 16: NS, NORSOK og DNV opererer med ulike vindprofil. Resultatene er plottet ved en temperatur på 243 Kelvin, og en vindhastighet på 36 m/s i 10 m høyde som er midlet over 600 s

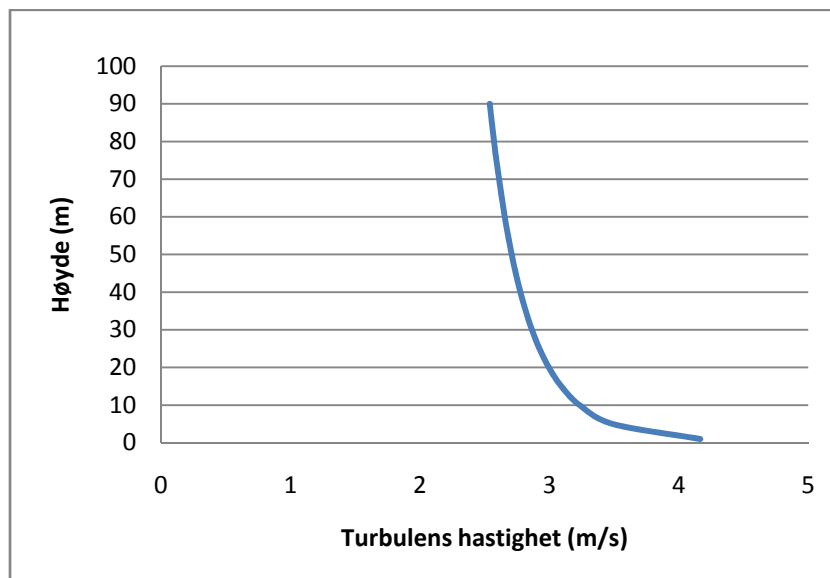
(NS-3491-4 2002) har den mest ekstreme profilen, med en lav hastighet i liten høyde og stor endelig hastighet i nacellehøyde. Det er signifikante forskjeller både i vindprofiler og maksimal vindkasthastighet for (DNV-OS-J101 2007), (DNV-RP-C205 2007) og (NORSOK standard N-003 2004), men resultatene i forhold til dimensjonerende belastning blir tilnærmet lik. Dette skyldes hovedsakelig plassering av risiko og måten dette korrigeres for.

På bakgrunn av (Løvseth 2008) burde turbulensen med hastigheter over 10 m/s avta med høyden. Ved sammenligning av turbulensprofilene som brukes i standardene er det bare (DNV-RP-C205 2007) som tydelig tar høyde for dette fenomenet med en direkte eksponentiell tilnærming. En turbulensprofil vil være fluktuerende også med tanke på høyde i snittet, men med en variasjon i vindhastighet på opp mot 15 %. (NORSOK standard N-003 2004) kjører en omvendt strategi, der de utvikler en turbulensintensitet som øker nærmere bakken, men kommer som en ytterligere reduksjon i forhold til beregnet vindhastighet. Resultatet ved beregnet vindtrykk blir da for lave høyder en potensiell ikke-konservativ betraktning dersom det benyttes en forenklet modell. Ved nøyaktige vindmålinger tar både (DNV-RP-C205 2007) og (NORSOK standard N-003 2004) høyde for større kastevindhastighet i lavere luftlag.

Med turbulensberegningene fra (DNV-RP-C205 2007) ligger maksimal vindkasthastighet mellom 10 og 15 m/s. Dette korresponderer bra med det generelle kravet på 15 m/s i IEC 61400-1.3 (Hansen & Larsen 2007). Beregningene ligger i overkant av målingene som (Hansen & Larsen 2007) har oppsummert. Ved å korrigere beregningene til 10 m/s oppnås resultater som tilsvarer måleresultatene i diagrammet:



Figur 17: Turbulensmålinger i forhold til vindhastighet fra forskjellige steder og høyder (Hansen & Larsen 2007)



Figur 18: Idealisert turbulens etter DNV beregnet med vindhastighet på 10 m/s. Det er også her tendens til økende turbulenshastighet nært bakken

Dette bekrefter at både profilen og turbulensestimeringene etter DNV med en eksponentiell tilnærming på turbulenshastigheten er realistisk.

Designvindhastigheten for konseptet vil bli basert på vindmålinger midlet over ti minutter, alternativt med en dimensjonerende vindkasthastighet. Bidraget fra temperatur vil være på rundt 13 % mellom 0 og -30 grader, noe som vil være signifikant.

Velger å bruke (DNV-RP-C205 2007) med den logaritmiske tilnærmingen, da den er godt forankret i teorien og stemmer tilfredsstillende med empiriske forsøk. Dette er vanlig også i andre standarder som IEC 61400-3 (Veldkamp 2006).

BEREGNING AV HAVSTRØMNINGSLASTER

Man bør for praktisk dimensjonering ta hensyn til en tidevannshastighet, hastighet på grunn av lokal vind, hastighet på grunn av Stokes drift, havstrømmer og effekter på grunn av storm og densitetsendringer i vannet (Faltinsen 1990). Stokes drift er et matematisk uttrykk som beskriver avvik i en partikkels posisjon på grunn av andre ordens effekter (Kundu 2008). Da mange av disse faktorene er stedsspesifikke benyttes det normalt empirisk utledede formler for å beregne strømmingen (DNV-RP-C205 2007). Sdienne aktuelle konstruksjoner er relativt lite ømfintlige for strømming, har vi valgt å benytte oss av en forenklet betraktning.

Havstrømning på grunn av lokal vind

En tilnærming som baserer seg på hastighet fra lokal vind og Stokes drift gir lokal havstrømningshastighet i overflatenivå (Faltinsen 1990):

$$v_{hk}(0) = 0,02 \cdot U_{10,s}$$

Formel 1

Hvor:

$$v_{hk}(0) = \text{Lokal havstrømningshastighet ved havnivå}$$

$$U_{10,s} = \text{Lokal vindhastighet 10 m over havnivå}$$

Vindhastigheten er 22,0 m/s i en høyde 10 m over havnivå dersom man baserer seg på kravet om operativitet i 90 % av tilfellene. Det kunne alternativt blitt vurdert å dimensjonere den vindinduserte strømmingen opp mot vindhastigheten på 36,0 m/s fra offshore praksis (Barltrop 1998). Dette vil i så fall gi en maksimal total strømningshastighet som overstiger en konservativ tommelfingerregel om å dimensjonere offshore plattformer for en havstrømningshastighet på 1 m/s (Faltinsen 1990). For denne oppgaven velges det derfor en dimensjonerende strømningsinduserende vindhastighet på 22,0 m/s da det vurderes som mer realistisk i en monteringsituasjon der man kombinerer bølger med havstrømmer. Valgte vindhastighet gir følgende lokale vindinduserte havstrømningshastighet i overflaten:

$$v_{hw}(0) = 0,02 \cdot 22,0 \approx 0,44 \left[\frac{m}{s} \right]$$

Formel 2

Denne strømningshastigheten avhenger av havdybden. For påvirkning av turbinens flyter vil dette ha større betydning enn for plattformens søyler da den vil stikke dypere i havet. Dermed må

havstrømningshastigheten gjøres avhengig av dybden. For å unngå en for konservativ betraktning kan følgende formel brukes (Faltinsen 1990):

$$v_{hw}(z) = v_{hw}(0) \cdot \frac{h_0 + z}{h_0}, \quad \text{for } -h_0 \leq z \leq 0$$

Formel 3

Hvor:

$v_{hw}(z)$ = Lokal havstrømningshastighet på grunn av lokal vind

h_0 = Dimensjonerende havdybde

z = Aktuell dybde

Dette er for øvrig samme profil som anbefales i (DNV-RP-C205 2007). Man regner ofte med at havstrømningshastigheten på grunn av lokal vind virker ned til en dybde på 30-60 m (Kappos 2002). For denne oppgaven velges i utgangspunktet en dimensjonerende havdybde h_0 på 60 m da det gir et mer konservativt resultat.

Havstrømning pga tidevann

For å få en god tilnærmet verdi på havstrømningshastigheten bør det også tas hensyn til tidevannshastigheten. Havstrømningshastigheten i overflaten på Nordsjøen på grunn av tidevann varierer mellom 0,2 og 0,5 m/s. Velger for denne oppgaven å dimensjonere for verste tilfelle i Nordsjøen. I praksis vil det kunne oppstå vesentlig større tidevannsstrømmer i enkelte deler av verden, men dette vil kompenseres av svekket bølgebelastning. Havstrømningen på grunn av tidevann vil også være avhengig av dybden (Kappos 2002):

$$v_{ht}(z) = v_{ht}(0) \cdot \left(\frac{d+z}{d}\right)^\alpha, \quad \text{for } -h \leq z \leq 0$$

Formel 4

Hvor:

$v_{ht}(z)$ = Lokal havstrømningshastighet på grunn av lokalt tidevann

d = Total minste havdybde

z = Aktuell dybde

α = Eksponentialkonstant

I henhold til (DNV-RP-C205 2007) vil en typisk verdi for eksponentialkonstanten for tidevannsstrøm være:

$$\alpha = \frac{1}{7}$$

Formel 5

Lokal havstrømningshastighet

På dypt vann er vanlig praksis å benytte seg av en gjennomsnittlig havstrømningshastighet der aktuell dybde settes lik 32 % av total havdybde (Dean & Dalrymple 1991). Dersom vi velger å dimensjonere for verste tilfelle blir dermed total havstrømningshastighet i overflaten og 102 m under havnivå henholdsvis:

$$v_{hd}(0) = 0,44 + 0,50 \approx 0,9 \left[\frac{m}{s} \right]$$

Formel 6

$$v_{hd}(102) = 0 + 0,48 \approx 0,5 \left[\frac{m}{s} \right]$$

Formel 7

Dimensjonerende havstrømningshastighet vil for offshore plattformer ofte ligge rundt 1 m/s (Faltinsen 1990). Da er det rimelig at havstrømningshastigheten vil være vesentlig mindre i en monteringsituasjon som ikke foregår i ekstremvær.

Dragkoeffisienten

I et praktisk tilfelle, som offshore plattformer, vil man ofte ha strømningshastigheter som karakteriseres av høye Reynoldstall. Havvannets kinematiske viskositet er i stor grad avhengig av temperatur. Den er til en viss grad også avhengig av saltinnhold. Dersom det forutsettes at saltinnholdet ligger på 3,5 % og temperaturen i havet varierer mellom 0 og 20 °C vil man ha en viskositet og dermed et Reynoldstall som er 75 % høyere ved 20 °C. Viskositeten ved 20 °C er i følge (DNV-RP-C205 2007):

$$\nu(20) = 1,05E - 06 \frac{m^2}{s}$$

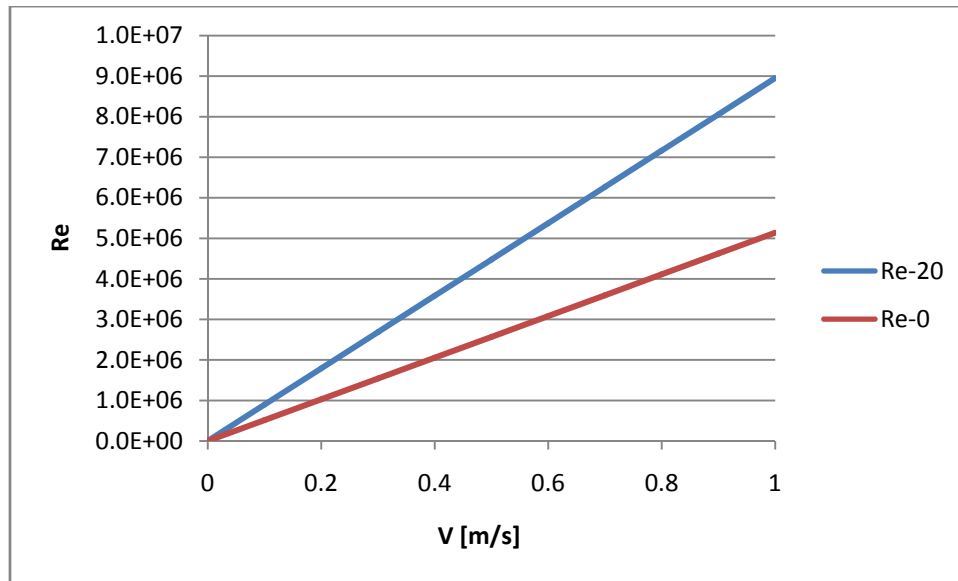
Formel 8

Tilsvarende er viskositeten ved 0 °C:

$$\nu(0) = 1,83E - 06 \frac{m^2}{s}$$

Formel 9

Reynoldstallet vil variere med hensyn på diameter, temperatur og strømningshastighet. For en flyter på 9,4 m som Hywind gir dette følgende variasjon:



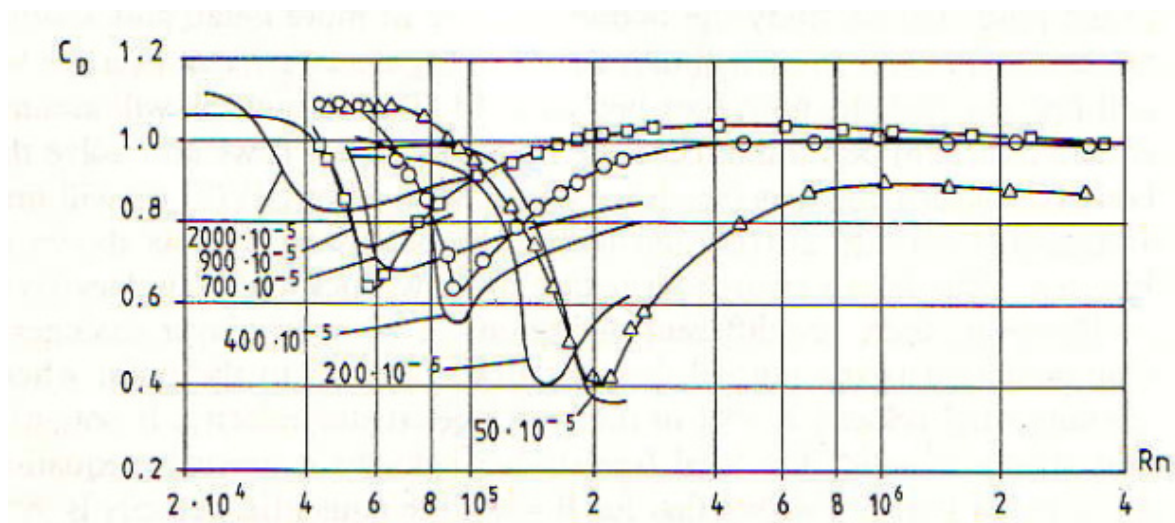
Figur 1: Variasjon i Reynoldstall for ulike strømningshastigheter

For konstruksjoner i Nordsjøen har det vært vanlig å regne med en tykkelse på 10 cm ved havdyp ned til 40 m på grunn av marine organismer (DNV-RP-C205 2007). Dette gir ruhetsforholdet:

$$\frac{k}{D} = \frac{0,1}{9,4} \approx 0,01$$

Formel 10

Med utgangspunkt i diagrammet under vil dragkoeffisienten ligge i overkant av 1,0 for de fleste aktuelle hastigheter. Det sees på som god praksis å benytte seg av en dragkoeffisient på mellom 1,0 og 1,4 ved bruk av lineær bølge teori (Tchet 2005).



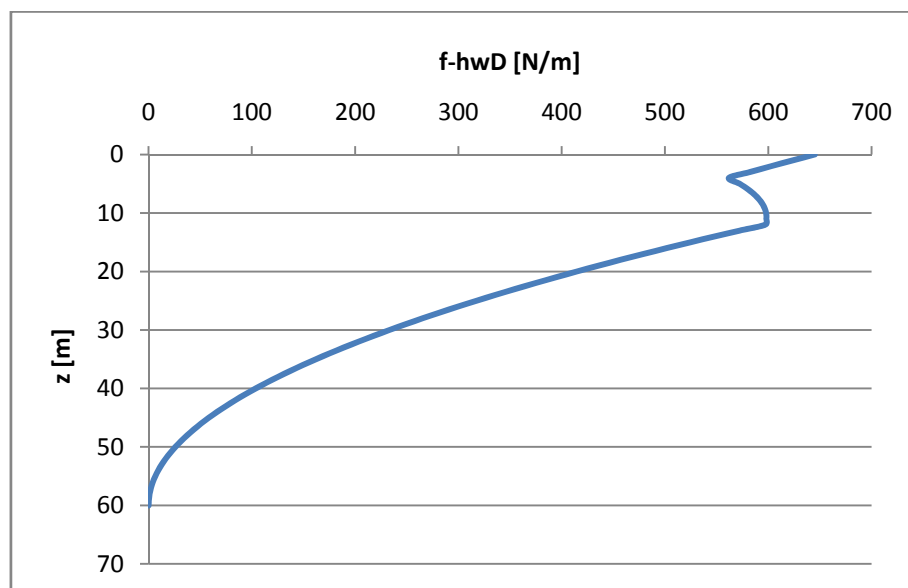
Figur 2: Forholdet mellom Reynoldstall og Dragkoeffisient ved gitt overflateruhet (Faltinsen 1990)

Det er en vurderingssak om man egentlig bør ta hensyn til marine organismer i en monteringsituasjon. I praksis vil flyterne ofte ikke ha vært lenge nok i sjøen til at organismene har rukket å få etablere seg på konstruksjonen. Derfor opererer (NORSOK standard N-003 2004) med forutsetningen om en glatt sylinder med dragkoeffisient på 0,8 i en installasjonsfase. I følge (DNV-RP-C205 2007) vil verdien til dragkoeffisienten variere som en logaritmisk funksjon med hensyn på overflateruhet og Keulegan-Carpentertallet. Ekstremalverdiene vil være 0,65 for en glatt sylinder og 1.05 for en sylinder med full vekst av marine organismer.

For dette prosjektet velges det konservativt en dragkoeffisient C_D på 1,0 da havstrømningsbelastningen og dragbidraget fra bølger relativt sett blir små. Dermed kan flyterne mellomlagres over lengre tid uten at man trenger å ta hensyn til ruhetsendringer. Man kan samtidig benytte seg av samme konstant for Aquilo. I tillegg blir resultatet også mer troverdig for lave Reynoldstall.

Strømlaster på Hywind

Det er blitt utarbeidet et regneark for beregning av opptredende strømlaster som tar hensyn til variasjoner i tverrsnittstørrelse og strømningshastighet. Dersom man bruker en dragkoeffisient på 1,0 får man følgende kraftfordeling på Hywinds flyter:



Figur 3: Vindindusert strømlast på Hywind

Resultantkraften fra vindindusert strøm er videre beregnet numerisk ved hjelp av enkel summasjon samt trapestilnærming (Adams 2003). Da finner man en motstandskraft fra lokale havstrømmer på grunn av vind:

$$\bar{F}_{hwD} = \sum_0^{60} \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V_h(z)^2 D(z) \cdot C_D = 17 \text{ [kN]}$$

Formel 11

$$\bar{F}_{hWD} = \int_0^{60} f(z) dz \approx \frac{b-a}{2n} [f(z_0) + 2f(z_1) + 2f(z_2) + \dots + 2f(z_{60-1}) + f(z_{60})] = 17 \text{ [kN]}$$

Formel 12

For å finne angrepspunktet er det gjennomført en regresjon av strømlastkurven. Dermed kan man finne angrepscenteret til kraftresultanten ved hjelp av følgende integrasjon (Adams 2003):

$$C_{hWD} = \frac{\int z \cdot f(z) dz}{\int f(z) dz} \approx 17,1 \text{ [m]}$$

Formel 13

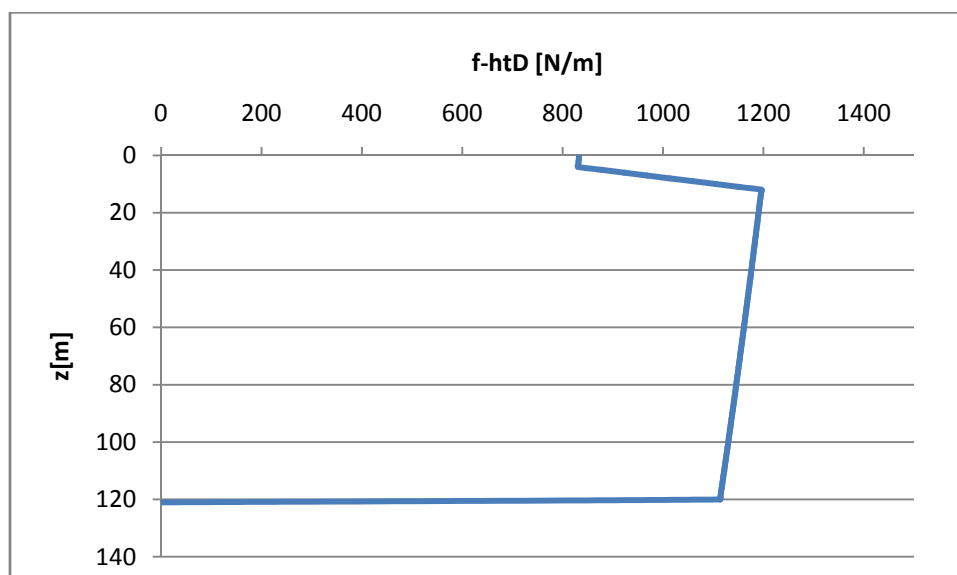
Hvor:

C_{hWD} = Avstand fra havnivå til kraftresultant på grunn av vindindusert strøm

$f(z)$ = Regresjon av strømlastkurven

z = Aktuell dybde

Vi har dermed en kraft som virker på flyteren på 16,7 kN i en avstand 17,1 m under vannflaten. Vindindusert strømlast er dermed i praksis neglisjerbar. Med tilsvarende framgangsmåte får vi en kraftresultant på grunn av lokale havstrømmer som skyldes tidevann som virker på flyteren:



Figur 4: Strømlast på Hywind fra tidevann

$$\bar{F}_{htD} = \sum_0^{120} \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V_h(z)^2 D(z) \cdot C_D = 137 [kN]$$

Formel 14

$$\bar{F}_{htD} = \int_0^{120} f(z) dz \approx \frac{b-a}{2n} [f(z_0) + 2f(z_1) + 2f(z_2) + \dots + 2f(z_{120-1}) + f(z_{120})] = 137 [kN]$$

Formel 15

Ved å ta en arealbetraktning vil angrepssenteret være tilnærmet i middeldybde (Adams 2003):

$$C_{htD} = \frac{\sum C_i \cdot A_i}{\sum A_i} \approx 60 [m]$$

Formel 16

Til sammen vil dermed kraftresultanten på Hywinds flyter være:

$$\bar{F}_{htot} = \bar{F}_{hWD} + \bar{F}_{htD} = 154 [kN]$$

Formel 17

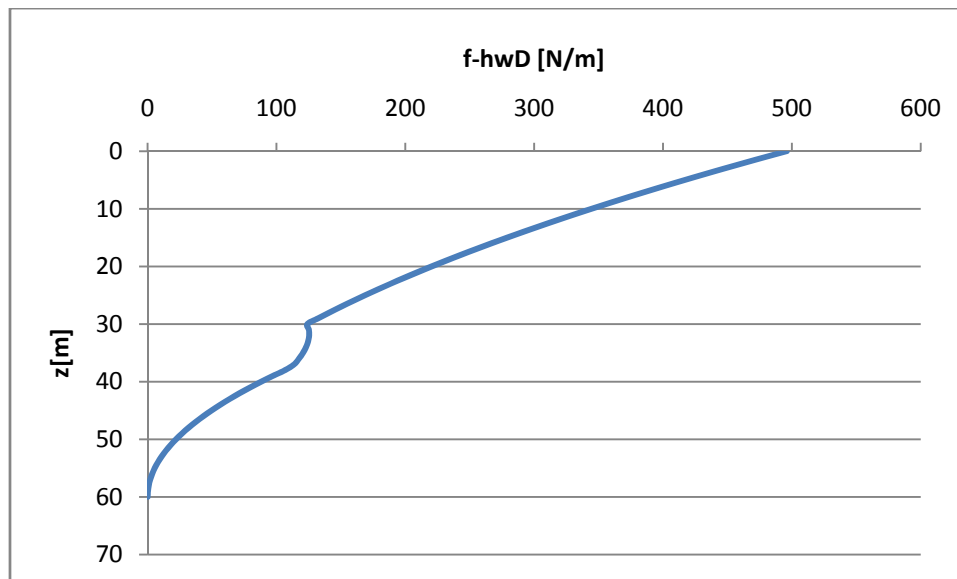
Denne kraftresultanten vil virke i en dybde:

$$C_{htot} = \frac{\bar{F}_{hWD} \cdot C_{htD} + \bar{F}_{htD} \cdot C_{hWD}}{\bar{F}_{hWD} + \bar{F}_{htD}} = 55 [m]$$

Formel 18

Strømlaster på Njord

Med samme metodikk som for Hywind får vi følgende vindinduserte strømningslastsfordeling på Njord:



Figur 5: Vindindusert strømlast på Njord

Med trapesmetoden får vi følgende resultantkraft:

$$\bar{F}_{hwD} = \int_0^{60} f(z) dz \approx \frac{b-a}{2n} [f(z_0) + 2f(z_1) + 2f(z_2) + \dots + 2f(z_{60-1}) + f(z_{60})] = 10 \text{ [kN]}$$

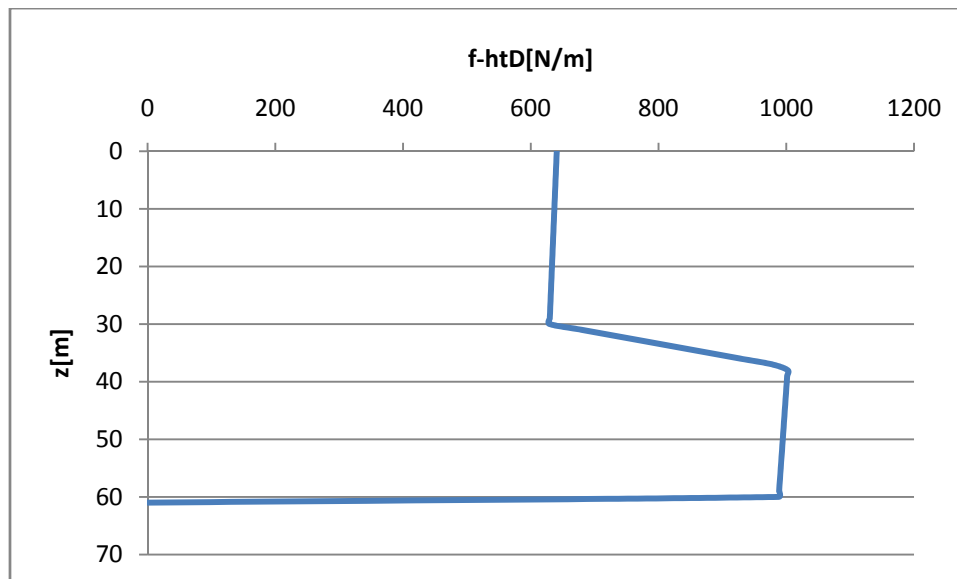
Formel 19

Denne resultanten virker i en dybde under havnivå:

$$C_{hwD} = \frac{\int z \cdot f(z) dz}{\int f(z) dz} \approx 16,5 \text{ [m]}$$

Formel 20

Tilsvarende får vi en kraftresultant på grunn av lokale havstrømmer som skyldes tidevann som virker på flyteren. Hoveddifferansen er at dybden til Njords flyter kun er på 60 m. Dermed vil bidraget her være vesentlig mindre:



Figur 6: Strømlast på Njord fra tidevann

$$\bar{F}_{h_{wD}} = \int_0^{60} f(z) dz \approx \frac{b-a}{2n} [f(z_0) + 2f(z_1) + 2f(z_2) + \dots + 2f(z_{60-1}) + f(z_{60})] = 49 \text{ [kN]}$$

Formel 21

Ved å ta en arealbetraktning vil angrepssenteret være noe i overkant av middeldybden (Adams 2003):

$$C_{htD} = \frac{\sum C_i \cdot A_i}{\sum A_i} \approx 33 \text{ [m]}$$

Formel 22

Til sammen vil dermed kraftresultanten på Njords flyter være:

$$\bar{F}_{htot} = \bar{F}_{h_{wD}} + \bar{F}_{htD} = 59 \text{ [kN]}$$

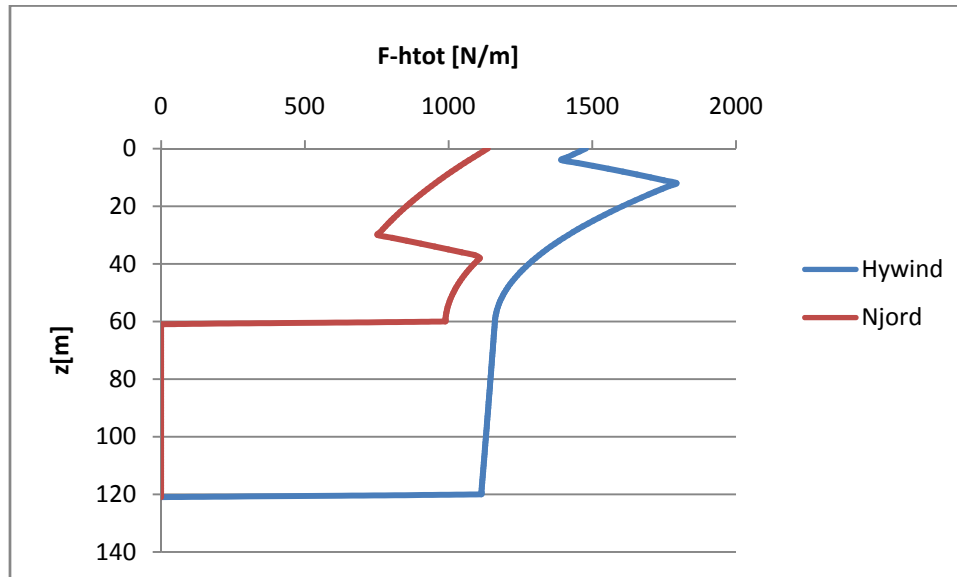
Formel 23

Denne kraftresultanten vil virke omtrent ved middel dybde:

$$C_{htot} = \frac{\bar{F}_{h_{wD}} \cdot C_{htD} + \bar{F}_{htD} \cdot C_{h_{wD}}}{\bar{F}_{h_{wD}} + \bar{F}_{htD}} = 30 \text{ [m]}$$

Formel 24

I utgangspunktet vil neppe havstrømningslastene være dimensjonerende for konseptet og kan egentlig neglisjeres da det er knyttet en vesentlig usikkerhet til flere faktorer i konseptet. Dersom man sammenligner Hywind og Njord er det tydelig at belastningen blir vesentlig større på Hywind enn på Njord:



Figur 7: Total strømlast på Njord og Hywind

Strømningslaster i ANSYS¹

Siden havstrømningslastene i utgangspunktet ikke er kritiske vil det være mest hensiktsmessig å forutsette at havstrømningshastigheten på grunn av tidevann settes konstant lik $0,5 \text{ m/s}$. Dermed får man en enkel kontroll mot håndberegningene. For Hywind-modellen ga dette en horisontal kraft på 140 kN , noe som må sies å være et tilfredsstillende samsvar med beregnede resultater. For globale analyser i ANSYS vil det sannsynligvis være mest hensiktsmessig å sette på havstrømningskraften manuelt med håndberegnet verdi og angrepspunkt.