



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2017 30 stp
Fakultet for realfag og teknologi

En komparativ kostnadsanalyse av forankringssystemer for flytende vindturbiner

A Comparative Cost Analysis for Mooring Designs
of Floating Wind Turbines

Erlend Solfeld Kjelstad
Industriell økonomi – Maskin- og produktutvikling

Forord

Denne masteroppgaven er skrevet ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU), våren 2017. Oppgaven utgjør 30 studiepoeng og er utarbeidet som en avsluttende oppgave i masterstudiet Industriell økonomi – Maskin- og produktutvikling ved Fakultetet for Real FAG og Teknologi (Realtek).

Oppgavens overordnede tema er kostnadene forbundet med forankring av flytende offshore vindturbiner. Til tross for at det finnes lang erfaring med forankring av offshore installasjoner på norsk sokkel har forankring av vindturbiner i dag vist seg å være en kostbar affære. For å velge et design som bidrar til lavest mulig energikostnad (LCOE) er det nødvendig å beregne kostnadene for hele levetiden. I denne oppgaven ønsker jeg å gi et bilde av de ulike verdistrømmene forbundet med fire, ulike forankringskonsepter.

Aller først vil jeg få takke min hovedveileder Professor Tor Anders Nygaard som bærer på utrolig mye kunnskap og velvillig deler denne på en jordnær og forståelig måte. I tillegg vil jeg få takke Førsteamanuensis Marit Irene Kvittem (DNV GL) som har vært min biveileder og bidratt med gode innspill om standarder for design av flytende vindturbiner og forankringssystemer.

Til slutt vil jeg også få takke alle som har delt sin kunnskap i forbindelse med oppgaven. Dette er: Joachim Gallala (Dr.techn. Olav Olsen), Vegard Nedrevåg (Technip FMC), Amir Mohd Gahzali (Statoil), Kai Roger Nilsen (Deep Sea Mooring), Joel Quartier (FMGC), Magnus Ebbesen og Torbjørn Mannsåker (DNV GL), Karl Johan Hauge (Island Offshore) og til slutt Alexander Albert (Westshore Brokers) som har respondert raskere enn lynet.

Ås, 15. Mai 2017

Erlend Solfjeld Kjelstad

Sammendrag

I denne oppgaven har jeg gjort en analyse av kostnadene forbundet med fire ulike forankringskonsepter av OOSTar Wind Floater. De følgende konseptene er:

- Baseline (147 mm)
- Klumpvekt (100 tonn)
- Doble liner (76 mm)
- Parallell fiberline (165 mm polyester)

Mitt inntrykk av bransjen er at kostnadsestimater ofte er basert på beregninger kun basert på kjettingens vekt. Kostnadsbildet er langt mer komplisert enn dette og jeg har derfor valgt å se på hele forankringens konfigurasjon fra anker til innfesting. Med denne oppgaven ønsker jeg å gi et mer nyansert bilde på hva kostnadene består av.

For å danne grunnlag for en kostnadsanalyse har jeg først valgt å gjøre en verdistrømsanalyse av forankringsprosessen. Analysen er gjort på bakgrunn av samtaler og møter med Statoil, Technip FMC, DNV GL, Dr.techn. Olav Olsen samt flere underleverandører.

Underveis i oppgaven har jeg utviklet et program i Excel som er brukt for å beregne netto nåverdi og energikostnad (LCOE) basert på verdistrømmene fra verdistrømsanalysen. I tillegg er det gjort en følsomhetsanalyse av diskonteringsraten, valutakursen og kostnadslighet mellom Baseline og Klumpvekt.

Funnene i analysen viser at produksjonskostnadene utgjør over 80 % av det totale kostnadsbildet. Av produksjonskostnadene er det kjettingen som utgjør mesteparten. Der fiber kan erstatte deler av kjettingen vil det gi et betydelig utslag på totalkostnaden.

Bruk av sugeankere gir markant høyere kostnader i både produksjon og installasjon. Det anbefales ikke å ekskludere det fra videre analyser fordi muligheten for å plassere dem i et mer lønnsomt nettverk bør studeres.

Både Klumpvekter og Doble liner var de rimeligste konseptene for både produksjon og installasjon og oppnådde 22 % lavere netto nåverdi enn Baseline.

Abstract

I have through this thesis conducted a cost analysis of four different mooring concepts for the OOSTar Wind Floater. The chosen concepts are:

- Baseline (147 mm)
- Clump Weight (100 tonn)
- Doubled Lines (76 mm)
- Fiberline in parallell (165 mm polyester)

My impression of the industry is that cost estimates are often done by calculating the price from the weight of the chain only. I believe that the whole picture is more complicated and I have therefore chosen to examine the entire mooring system from anchor to fixing the lines on the platform. In this way I have tried to create a more nuanced picture of the real costs associated with mooring systems.

To develop a good foundation before conducting the cost analysis I did a value stream mapping of the mooring process. The value stream mapping is based on discussions and meetings with Statoil, Technip FMC, DNV GL, Dr.techn. Olav Olsen among other smaller actors.

During the work I have developed a program through Excel which takes all the costs from production and operations and calculate the energy cost (LCOE) and net present value. The program is also used for running a sensitivity test of the discount rate, currency rate and the cost parity between Baseline and Clump Weight.

My findings show that the factor influencing the total costs in the most significant way are production costs with a share of more than 80 %. The largest share of production costs have I found to be the use of chain. If fiber ropes can replace chain, even in short parts, it will make considerable differences on the total cost.

The use of suction anchors is also shown to play a significant role on the total cost. It would, however, not be encouraged to exclude suction anchors from further studies. One possibility could be to examine whether the suction anchor has an effect in a network, when shared by several wind turbines.

My analysis shows that the most cost efficient concepts are Clump Weight and Double Lines. Of all four concepts they achieved the lowest cost on both production and installation and a net present value 22 % below Baseline.

Innholdsfortegnelse

| | |
|--|-----------|
| FIGURLISTE..... | XII |
| SYMBOLER OG TERMINOLOGI..... | XV |
| 1 INNLEDNING | 2 |
| 1.1 OPPGAVEBESKRIVELSE | 2 |
| 1.2 SITUASJONSILDE | 3 |
| 1.3 FLYTENDE VINDTURBINER..... | 5 |
| 1.3.1 <i>Hywind (Skottland)</i> | 6 |
| 1.3.2 <i>Wind Float (Portugal)</i> | 7 |
| 1.3.3 <i>Fukushima (Japan)</i> | 7 |
| 1.3.4 <i>Floatgen (Frankrike)</i> | 8 |
| 1.3.5 <i>Lifes50+</i> | 8 |
| 1.4 UTFORDRINGER – FLYTENDE VINDTURBINER | 9 |
| 1.4.1 <i>Forankring</i> | 9 |
| 1.4.2 <i>Kostnader</i> | 10 |
| 2 BAKGRUNN | 12 |
| 2.1 OLAV OLSEN STAR WIND FLOATER | 12 |
| 2.2 OVERSIKT - FORANKRINGSSYSTEM | 14 |
| 2.3 OVERSIKT - FORANKRINGSPROSESS | 14 |
| 2.4 RENERGIX-PROSJEKTET..... | 15 |
| 3 VERDISTRØMSANALYSE | 18 |
| 3.1 PRODUKSJON..... | 19 |
| 3.2 INSTALLASJON..... | 19 |
| 3.3 ETTERSTRAMMING..... | 19 |
| 3.4 INSPEKSJON OG DRIFT..... | 20 |
| 3.5 MAJOR REPLACEMENT COST (MRC) | 20 |
| 3.6 UTFASING | 20 |
| 4 TEORI | 22 |
| 4.1 FORANKRING – DIMENSJONERING | 22 |
| 4.1.1 <i>ALS</i> | 22 |
| 4.1.2 <i>FLS</i> | 22 |
| 4.1.3 <i>ULS</i> | 24 |
| 4.2 STANDARDER..... | 24 |
| 4.3 VALG AV ANKER..... | 25 |
| 4.3.1 <i>Sugeanker</i> | 26 |
| 4.4 VOLUM – KJETTING | 27 |
| 4.5 PRIS – KJETTING | 27 |

| | | |
|-----------|--|-----------|
| 4.6 | ØKONOMI | 28 |
| 4.6.1 | LCOE (Levelized Cost of Energy)..... | 28 |
| 4.6.2 | Netto nåverdi..... | 30 |
| 4.6.3 | CAPEX (Capital Expenditure)..... | 31 |
| 4.6.4 | OPEX (Operational Expenditure)..... | 31 |
| 4.6.5 | Enhetskostnader og tidsestimater | 32 |
| 4.6.6 | Valuta (NOK/€) | 34 |
| 5 | METODE..... | 36 |
| 5.1 | FRAMGANGSMÅTE..... | 36 |
| 5.2 | VERDISTRØMSANALYSE..... | 37 |
| 5.3 | FØLSOMHETSANALYSE | 37 |
| 5.4 | KVALITATIV ANALYSE | 37 |
| 5.5 | KVANTITATIV ANALYSE..... | 37 |
| 5.6 | INNHEMING AV DATA | 38 |
| 5.7 | SNØBALLMETODEN | 38 |
| 5.8 | TRL (TECHNICAL READINESS LEVEL) | 39 |
| 5.9 | SOFTWARE | 39 |
| 5.9.1 | 3DFloat | 40 |
| 5.9.2 | Microsoft Excel (Excel)..... | 40 |
| 6 | VALG AV KONSEPTER | 42 |
| 6.1 | KJETTING – PRISEKSEMPEL..... | 43 |
| 6.2 | FORUTSETNINGER..... | 43 |
| 6.3 | KONSEPT 1 - BASELINE | 44 |
| 6.4 | KONSEPT 2 - KLUMPVEKT..... | 45 |
| 6.5 | KONSEPT 3 - DOBLE LINER..... | 47 |
| 6.6 | KONSEPT 4 - PARALLELL FIBERLINE..... | 49 |
| 6.7 | KONSEPTER SOM ER VALGT BORT..... | 51 |
| 7 | KOSTNADSANALYSE | 52 |
| 7.1 | BASELINE | 53 |
| 7.2 | KLUMPVEKT..... | 56 |
| 7.3 | DOBLE LINER..... | 59 |
| 7.4 | PARALLELL FIBERLINE..... | 62 |
| 8 | RESULTAT..... | 66 |
| 9 | FØLSOMHETSANALYSE | 70 |
| 9.1 | BASELINE VS. KLUMPVEKT | 70 |
| 9.2 | DISKONTERINGSRATE | 70 |
| 9.3 | VALUTAKURSEN..... | 71 |
| 10 | DISKUSJON..... | 72 |

| | | |
|-----------|--|------------|
| 10.1 | NETTO NÅVERDI | 72 |
| 10.2 | KJETTINGDIMENSJONEN | 72 |
| 10.3 | BRUK AV FARTØY | 73 |
| 10.4 | SUGEANKERE | 73 |
| 10.5 | KONKLUSJON | 74 |
| 10.6 | SVAKHETER MED OPPGAVEN | 75 |
| 11 | VIDERE ARBEID | 76 |
| 12 | REFERANSER | 78 |
| 13 | APPENDIX A – SIEMENS SWT-6.0-154 | 81 |
| 14 | APPENDIX B – VRYHOF STEVPRIS MK 5..... | 82 |
| 15 | APPENDIX C - BAKGRUNNSTEORI | 84 |
| 15.1 | PLATTFORMER TIL VINDTURBINER | 84 |
| 15.2 | FORANKRING – OPERASJONER..... | 86 |
| 15.3 | FRIHETSGRADER (DOF) | 93 |
| 15.4 | FORANKRING - METODER | 94 |
| 15.5 | ANKER | 95 |
| 15.6 | FORANKRINGSLINER | 98 |
| 15.7 | KLUMPVEKTER | 100 |
| 15.8 | INNFESTING TIL PLATTFORM | 102 |
| 15.9 | KOBLINGER PÅ LINA | 102 |
| 15.10 | OSV (<i>OFFSHORE-SUPPLY-VESSELS</i>) | 104 |
| 15.11 | OFFSHORE KRANER | 105 |
| 16 | APPENDIX D – ILLUSTRASJONER | 108 |
| 16.1 | ANKER - KONSEPT 1 | 108 |
| 16.2 | ANKER - KONSEPT 2 | 108 |
| 16.3 | ANKER - KONSEPT 3 | 109 |
| 16.4 | ANKER - KONSEPT 4 | 109 |
| 16.5 | INNFESTING - KONSEPT 1 | 110 |
| 16.6 | INNFESTING - KONSEPT 2 | 110 |
| 16.7 | INNFESTING - KONSEPT 3 | 111 |
| 16.8 | INNFESTING - KONSEPT 4 | 111 |
| 16.9 | ETTERSTRAMMING VIA AHTS | 112 |
| 16.10 | KONFIGURASJON - KLUMPVEKT | 112 |
| 17 | APPENDIX E – KONTAKTINFO KILDER..... | 114 |
| 18 | APPENDIX F – ELEKTRONISKE VEDLEGG | 116 |

Figurliste

| | |
|--|----|
| Figur 1-1 Årsmiddelvind i 100 m høyde kartlagt av Kjeller Vindteknikk (Kjeller Vindteknikk 2010). | 4 |
| Figur 1-2 Havdybder langs norskekysten kartlagt i prosjektet Havvind (Espegren 2010 s. 23). | 4 |
| Figur 1-3 Hywind – Sparplattform (Statoil 2015). | 6 |
| Figur 1-4 WindFloat – Halvt nedsenkbar plattform (Principal Power 2015). | 7 |
| Figur 1-5 Fukushima - flere ulike konsepter for spar og semi-sub (Fukushima Forward u.d.). | 7 |
| Figur 1-6 Floatgen – Halvt nedsenkbar plattform (Floatgen 2017a). | 8 |
| Figur 1-7 Life50+ - Fire konsepter skal bli til to våren 2017 (Lifes50plus 2014). | 8 |
| Figur 1-8 Hywind sine Simens 154m 6MW turbiner er større enn Big Ben og Oslo Plaza (Statoil 2015). | 9 |
| Figur 1-9 Ca. Kostnadsfordeling Hywind Skottland. | 10 |
| Figur 2-1 OOSTar Wind Floater designet av Dr.techn Olav Olsen (Dr.techn. Olav Olsen u.d.). | 13 |
| Figur 2-2 Generell forklaring av forankringskonfigurasjon | 14 |
| Figur 2-3 Prosessoversikt | 15 |
| Figur 3-1 Verdsistrømsanalyse | 18 |
| Figur 4-1 Statistiske krefter i line 1 (Baseline) (Stald 2017). | 26 |
| Figur 4-2 Dynamiske krefter i line 1 (Baseline) under ULS67 (Stald 2017). | 26 |
| Figur 4-3 Energikostnaden over levetiden (LCOE) for kraftutbygging i Norge (NVE 2015 s. 9). | 30 |
| Figur 4-4 Kursutviklingen mellom Euro og NOK fra 1999 til 2017 | 34 |
| Figur 5-1 Illustrasjon - Framgangsmåte | 36 |
| Figur 5-2 TRL-skala (Windpowerengineering.com 2016). | 39 |
| Figur 6-1 Illustrasjon - konsept 1 | 44 |
| Figur 6-2 Illustrasjon - konsept 2 | 45 |
| Figur 6-3 Illustrasjon – konsept 3 | 47 |
| Figur 6-4 Illustrasjon - konsept 4 | 49 |
| Figur 7-1 GANT - levetid forankring | 52 |
| Figur 7-2 Produksjonskostnader - Baseline | 53 |
| Figur 7-3 NNV - Baseline | 55 |
| Figur 7-4 Produksjonskostnader - Klumpvekt | 56 |

| | |
|--|-----|
| Figur 7-5 NNV - Klumpvekt | 58 |
| Figur 7-6 Produksjonskostnader – Doble liner | 59 |
| Figur 7-7 NNV – Doble liner | 61 |
| Figur 7-8 Produksjonskostnader – Parallell fiberline | 62 |
| Figur 7-9 NNV – Parallell fiberline..... | 64 |
| Figur 8-1 Netto nåverdi prosentvis i forhold til Baseline..... | 67 |
| Figur 8-2 Produksjonskostnader prosentvis i forhold til Baseline..... | 67 |
| Figur 8-3 Installasjonskostnader prosentvis i forhold til Baseline..... | 68 |
| Figur 8-4 Inspeksjonskostnader prosentvis i forhold til Baseline..... | 68 |
| Figur 8-5 Major Replacement Cost prosentvis i forhold til Baseline | 69 |
| Figur 8-6 Utfasingskostnader prosentvis i forhold til Baseline..... | 69 |
| Figur 13-1 Siemens 154 m 6MW vindturbin (Siemens 2017)..... | 81 |
| Figur 15-1 Tre typer flytende plattformer til offshore vindturbiner (Energy.gov 2014). | 84 |
| Figur 15-2 Hywind Demo 2009 - Plassering av drag-ankere (Nedrevaag 2011a)..... | 88 |
| Figur 15-3 Hywind Demo 2009 - Forankring ved hjelp av AHTS og TUG (Fornybar.no 2016). | 90 |
| Figur 15-4 OOSTar - Plattformen har ni frihetsgrader (Landbø 2017)..... | 93 |
| Figur 15-5 OOSTar - Catenary mooring..... | 94 |
| Figur 15-6 Hywind Skottland forankret med sugelanker (Statoil 2015)..... | 95 |
| Figur 15-7 Sugelanker til Hywind Skottland (Carver 2016). | 95 |
| Figur 15-8 Drag-anker til forankring av Floatgen (Floatgen 2017b)..... | 96 |
| Figur 15-9 Installering av peleanker i fjell på havbunnen (Bladeoffshore 2010)..... | 97 |
| Figur 15-10 Installasjon av torpedoanker med AHTS (Floatingwindfarm.com u.d.)..... | 97 |
| Figur 15-11 Stud- og studless-linker | 99 |
| Figur 15-12 Distribuert klumpvekt (Farinia Group 2017)..... | 100 |
| Figur 15-13 Hywind Demo 2009 - Installasjon av klumpvekter (Nedrevaag 2011a)..... | 101 |
| Figur 15-14 Fairlead og kjettinglås. (Offshore-technology.com 2017) | 102 |
| Figur 15-15 Stevtensjoner.(Vryhof 2017b) | 102 |
| Figur 15-16 Triplate og ROV-sjakkell til Hywind Demo i 2009.(Nedrevaag 2011b)..... | 103 |
| Figur 15-17 A-frame montert lengst bak på en AHTS..... | 105 |
| Figur 15-18 AHC kraner montert på et offshore fartøy..... | 106 |

Tabelliste

| | |
|--|----|
| Tabell 1-1 Utviklingen av dagrater for AHTS i perioden 2013 – 2016 (Albert 2017). | 5 |
| Tabell 4-1 Klassifisering av DFF for flytende vindturbiner (DNV GL 2013a) og (Hopstad 2017). | 24 |
| Tabell 4-2 Enhetskostnader og tidsestimater for forankringsoperasjoner | 33 |
| Tabell 5-1 Software til simulering av konseptene | 39 |
| Tabell 6-1 Priseksempel kjetting. | 43 |
| Tabell 6-2 Teknisk geometri - konsept 1 | 44 |
| Tabell 6-3 Teknisk geometri - konsept 2..... | 46 |
| Tabell 6-4 Teknisk geometri - konsept 3..... | 48 |
| Tabell 6-5 Teknisk geometri - konsept 4..... | 50 |
| Tabell 7-1 Produksjonskostnader - Baseline | 53 |
| Tabell 7-2 Produksjonskostnader - Klumpvekt | 56 |
| Tabell 7-3 Produksjonskostnader - Doble liner | 59 |
| Tabell 7-4 Produksjonskostnader - Parallell fiberline | 62 |
| Tabell 8-1 Samlede diskonterte kostnader (NOK) | 66 |
| Tabell 8-2 Energikostnad (LCOE) for forankringssystemene | 66 |
| Tabell 9-1 Følsomhetsanalyse - Baseline vs. klumpvekt..... | 70 |
| Tabell 9-2 NNV ved ulik diskontering fra 4 % til 8 %..... | 71 |
| Tabell 9-3 Følsomhetsanalyse - valutajustering | 71 |
| Tabell 10-1 Konklusjon – rimeligste konsepter | 74 |
| Tabell 14-1 UHC-chart Stevpris MK 6 (Vryhof 2017a). | 82 |
| Tabell 15-1 Eksempel på styrke og pris på kjetting. Kilde: se kapittel 4.5 | 99 |
| Tabell 15-2 Fiberline fra Deep Sea Mooring (2017). | 99 |

Symboler og terminologi

| Symbol | Betydning | Enhet |
|------------------------|-----------------------|----------------|
| D | Diameter | m |
| V | Volum | m ³ |
| L | Line lengde | m |
| D _d | Delskade | |
| D _c | Delskade | |
| E | Energiutbytte | MWh |
| n | Levetid | År |
| t | Antall | År |
| r | Diskonteringsrente | |
| γ_{mean} | Lastfaktor (statisk) | |
| $\gamma_{\text{dyn.}}$ | Lastfaktor (dynamisk) | |
| T _{mean} | Statiske krefter | kN |
| T _{dyn.} | Dynamiske krefter | kN |
| T _c | <i>Design Tension</i> | kN |

| Term | Beskrivelse* |
|---------------------------|--|
| 3DFloat | Koblet simuleringsverktøy |
| AHTS | <i>Anchor Handling Tug Supply</i> |
| ALS | Accidental Limit State |
| BP | <i>Bullard pull</i> |
| BHP | <i>Break Horse Power</i> |
| CAPEX | <i>Capital Expenditure</i> |
| CP | <i>Chain Stopper</i> |
| DFE | <i>Design Fatigue Factor</i> |
| DNV GL | Det Norske Veritas Germanischer Lloyd |
| DOF | <i>Degrees of freedom</i> |
| DOF | Districted Offshore ASA |
| DP | Dynamisk posisjonering |
| FEM | <i>Finite Element Method</i> |
| FLS | <i>Fatigue Limit State</i> |
| FMGC | Fonderie et Mécanique Général Castelbriantaise |
| JONSWAP | Bølgespekter for Nordsjøen |
| Klyss (<i>fairlead</i>) | Kjettingleder |
| LCOE | <i>Levelized cost of energy</i> |
| LTM | <i>Long Time Mooring</i> |
| MBL | <i>Minimum breaking load</i> |
| MRC | <i>Major Replacement Cost</i> |
| NDT | <i>Non destructive testing</i> |
| Nm | Nautisk mil (1852 m) |
| NNV | Netto nåverdi |
| OO | Dr.techn. Olav Olsen |
| OOStar | Olav Olsen Star Wind Floater |
| OPEX | <i>Operational Expenditure</i> |
| OSV | <i>Offshore Supply Vessel</i> |
| Pad-eye | Innfestingsøye |

* Engelske ord og uttrykk er valgt å skrive i kursiv. Dette gjelder gjennom hele teksten.

| Term | Beskrivelse* |
|-------------|--|
| PM | Posisjons moring (<i>Position mooring</i>) |
| PSV | <i>Plattform Supply Vessel</i> |
| ROV | <i>Remotely Operated Vehicle</i> |
| SWL | <i>Still Water Line</i> |
| TRL | <i>Technical Readiness Level</i> |
| TUG | Tauebåt |
| UHC | <i>Ultimate Holding Capacity</i> |
| ULS | <i>Ultimate Limit State</i> |
| UR | <i>Utilization Ratio</i> |

*Engelske ord og uttrykk er valgt å skrive i kursiv. Dette gjelder gjennom hele teksten.

1 Innledning

1.1 Oppgavebeskrivelse

Oppgaven er utformet i samarbeid med Tor Anders Nygaard (IFE) i begynnelsen av januar 2017. Oppgaven tar utgangspunkt i et eksisterende prosjekt på forankring av Dr.techn. Olav Olsens OOSTar Wind Floater, men er uavhengig dette og andre prosjekter.

Problemstilling

Nordsjøen er et av de mest vindrike områdene i Europa. Gjennomsnittsdybden er 95 meter og for dyp til å montere bunnfaste vindturbiner. Flytende vindturbiner kan potensielt være en ny industri for Norge med eksport av energi og teknologi, men så langt er kostnadene for store til at teknologien ansees som lønnsom sammenliknet med andre energikilder. En vesentlig andel av kostnadene går med til overdimensjonerte forankringssystemer og håndteringen av disse. For å vite hvilke forankringssystemer som gir lavest energikostnad (LCOE) må man se på hele levetiden til forankringen og hvilke operasjoner som kreves i tillegg til produksjonskostnaden.

Denne oppgaven gjør en økonomisk analyse av levetiden til fire ulike forankringssystemer.

Hovedmål

Hovedmålet er å redusere kostnadene i flytende vindkraft ved å fokusere på mer effektiv håndtering av potensielle forankringssystemer.

Delmål

1. Gjøre en verdistrømsanalyse av forankringsprosesser
2. Velge mulige konsepter
3. Definere produksjon, installasjon, vedlikehold og demontering av konseptene
4. Gjøre en kostnadsanalyse av forankringsprosessen
5. Gjøre en følsomhetsanalyse av viktige faktorer
6. Anbefale et forankringskonsept med økonomiske fordeler

Begrensninger

1. Beregningene er gjort for slakk forankring
2. Beregningene tar utgangspunkt i OOSTar Wind Floater
3. Beregningen er gjort for middels dypt vann (100 m)
4. Det er tatt utgangspunkt i kommersialisering på et felt 100 nm (nautiske mil) fra land
5. Priser og beregnet tidsbruk er kun estimater. Virkeligheten kan avvike fra det som er oppgitt her
6. Det er valgt å se bort i fra ALS-tilfeller i oppgaven

Andre oppgaver om temaet

Først og fremst anbefales det å lese oppgaven til Stald (2017) som har simulert konsept én og to fra denne oppgaven i 3DFloat. I tillegg er det gjort flere studier på forankring av OOSTar Wind Floater. Følgende oppgaver og rapporter er relevante:

1. Mooring Analysis Phase 2. Konfidensiell rapport. (Dr.techn. Olav Olsen 2015)
2. Simulering av konsept én og to fra denne oppgaven i 3DFloat. (Stald 2017)
3. Sammenlikning av koplet og ukoplet simulering i 3DFloat med utgangspunkt i OOSTar Wind Floater. (Stovner 2017)
4. Innovativt forankringssystem for flytende vindturbiner. (Knudsen 2016)

1.2 Situasjonsbilde

I 2015 tok Statoil investeringsbeslutningen på å bygge verdens første flytende vindpark utenfor Peterhead i Skottland (Statoil 2015). Det er også pågående prosjekter i Japan, USA, Frankrike og Portugal hvor prototyper er i drift, plattformer bygges og vindparker vil dukke opp de neste årene. Felles for disse områdene er at de har enorme vindressurser begrenset til store havdyp. Derfor jobbes det med å utvikle plattformer som kan bære dagens og framtidens vindturbiner på havdyp hvor bunnfaste vindturbiner ikke er egnet. Norske selskaper er involvert både i utviklingen av plattformer og forankringssystemer. Når Statoil bygger verdens første flytende vindpark i 2017 er 30 %, eller nærmere 600 mill. NOK av ordreboken, dekket av norske bedrifter (Nilsen 2016).

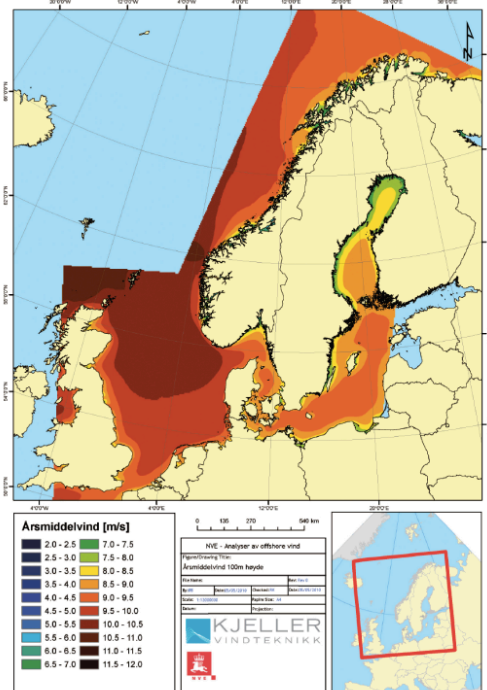
Statoil investerte 4 mrd. NOK i havvind i 2016 hvor to av disse går til å bygge verdens første flytende vindpark Hywind Skottland. Dette tilsvarte ca. 5 % av investeringene for 2016. Mot 2030 har de ambisjoner om at hele 20 % av selskapets investeringer skal være i vindkraft

(Malkenes 2017). Om satsingen på flytende vindprosjekter som Hywind skal bli en del av dette må kostnadene reduseres og operasjonene kommersialiseres i større grad enn i dag.

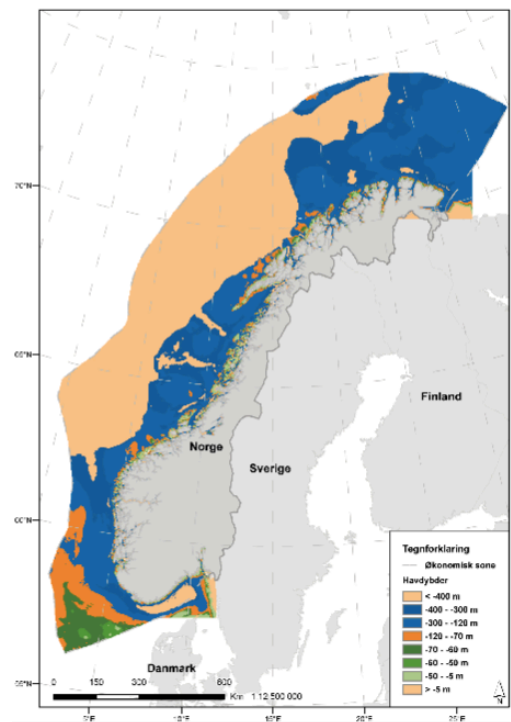
Nordsjøen er et av de mest vindrike områdene i Europa med stabilt høye vindhastigheter over 10 m/s, målt i 100 meters høyde. Se figur 1-1. Norge har en unik plassering med kort avstand til ressursene og til andre nasjoner som også satser på vind som en fornybar energikilde. Storbritannia er i dag de som har desidert mest utbygget offshore vindkraft (Wind Europe 2017), primært i Nordsjøen og hvor Statoil er med å bygge og drifte flere av disse. (Statoil 2017)

Havvind har en produksjonskapasitet på 50 % sammenliknet med 35 % for vindturbiner på land (Vindportalen (1) u.d.) Dette skyldes i all hovedsak bedre vindforhold. I tillegg kan turbinstørrelsen på havet være større fordi konstruksjonene ikke er begrenset av infrastruktur. MHI Vestas Vind har nå en 9 MW turbin klar for bruk i havvind og i 2016 ble den første 8 MW turbinen installert utenfor England. Til sammenlikning er turbinene i Europas største vindpark på land, Fosenuutbyggingen, på bare 3,6 MW. Større turbiner betyr mer effekt, og dermed mulighet for å installere færre vindturbiner per park.

Norge har en unik erfaring med maritim industri og er i så måte godt posisjonert for å ta en andel i markedet både her og andre steder i verden. SSB estimerte at det mellom 2013 og 2016 forsvant 50 000 arbeidsplasser i tilknytning til



Figur 1-1 Årsmiddelvind i 100 m høyde kartlagt av Kjeller Vindteknikk (Kjeller Vindteknikk 2010).



Figur 1-2 Havdybder langs norskekysten kartlagt i prosjektet Havvind (Espregren 2010 s. 23).

petroleumsnæringen (Hungnes 2017). I 2014 falt oljeprisen brått og nådde i slutten av året det nivået vi ser i dag rundt 50 dollar fatet. En annen konsekvens er at spottprisene på offshore fartøy og maritime tjenester i Nordsjøen har sunket drastisk. Dette er maritime tjenester som benyttes når flytende vindparker skal installeres og som også er utgangspunktet for beregningene i denne oppgaven. Tabell 1-1 viser utviklingen i snittprisen per år for tre ulike størrelsene av ankerhåndteringsfartøy. Tallene er fra Westshore Shipbrokers.

Tabell 1-1 Utviklingen av dagrater for AHTS i perioden 2013 – 2016 (Albert 2017).

| År | Årlig gjennomsnitt | | |
|------|--------------------|--------------------|------------|
| | BP < 180000 | 18000 < BP < 25000 | BP > 25000 |
| 2013 | 228 080 | 328 571 | 415 159 |
| 2014 | 273 422 | 329 174 | 409 856 |
| 2015 | 152 137 | 202 259 | 225 923 |
| 2016 | 160 972 | 214 665 | 247 609 |

Europa har i dag 12,6 GW installert offshore vindkraft og estimerer at dette vil øke til 24,6 GW innen 2020. Snittdybden for installert kapasitet i 2016 var på 29 m og 44 km fra land. Med større havdyp enn 50 m er bunnfaste vindturbiner lite egnet og to tredeler av havdybden i Nordsjøen ligger mellom 50 til 220 m (Vindportalen (2) u.d.). Som vi ser av kartet fra Kjeller Vindteknikk må man svært nære land for å finne havdybder under 100 m. i Norge, mens de sørlige deler av Nordsjøen er svært godt egnet for bunnfaste vindparker. Om vi sammenlikner figur 1-1 og 1-2 ser vi at de beste vindressursene er plassert over relativt dypt vann og flytende vindturbiner er nødvendig om vi skal ta i bruk disse ressursene.

1.3 Flytende vindturbiner

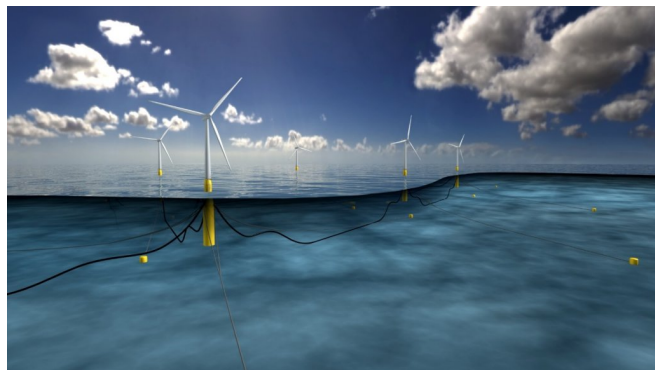
Ideen om flytende vindturbiner ble introdusert allerede i 1972 på MIT i USA (Stoddard u.d.), men ikke før i 2009 kom verdens første flytende vindturbin på plass. Den er norsk, er en demo for Hywind, eies av Statoil og står utenfor Karmøy på 200 m. dypt vann. I Norge er flytende vindkraft spesielt aktuelt siden kysten består av relativt store havdybder. Flytende vindturbiner er særlig aktuelt for havdybder over 50 m.

I dag finnes det flere prosjekter med flytende vindturbiner. Felles har de at de sikter mot turbiner på 8 MW+ og de er nå kommet til stadiet hvor konseptene er testet i relevante forhold og neste steg er de store turbinstørrelsene. De fleste er basert på konsepter som benytter halvt nedsenkbare plattformer (*semi-sub*). Unntaket er Hywind som er en sparplattform og Fukushima-prosjektet i Japan som har det de kaller en avansert sparplattform i tillegg til flere *semi-suber*. Forskjellen mellom plattformene er beskrevet senere i oppgaven.

Det satses mange milliarder kroner på å utvikle teknologien og det er store selskaper og nasjonale myndigheter som står bak finansieringen. Under følger en introduksjon til noen av de store prosjektene på flytende vindturbiner.

1.3.1 Hywind (Skottland)

Hywind blir verdens første flytende vindpark og skal plasseres utenfor Skottland i 2017. Parken skal bestå av fem Siemens turbiner på 6 MW plassert på sparplattformer (Statoil 2015). Den samme turbinen er utgangspunktet for beregningene i denne oppgaven og i oppgaven til Stald (2017).



Figur 1-3 Hywind – Sparplattform (Statoil 2015).

Forankringssystemet er endret siden prototypen utenfor Karmøy. Nå vil et strammere forankringssystem med kjetting på 147 mm erstatte bruken av klumpvekter. Statoil kan fortelle at siden prototypen på 2,3 MW ble installert har kostnadsbildet blitt redusert med 70 % (Haugstad 2017). Prototypen ble montert på 220 meters dyp, mens vindparken vil bli montert på 100 meters dyp (Indrevær 2017). Se figur 1-3 for illustrasjon av Hywind Skottland.

1.3.2 Wind Float (Portugal)

Wind Float er et samarbeidsprosjekt mellom flere store selskaper deriblant Repsol og Shell. Teknologien baserer seg på en halvt nedsenkbar plattform. Se figur 1-4. De har hatt en prototype fra 2011-2016 og bygger en vindpark i 2018 utenfor Portugal på 30 MW.

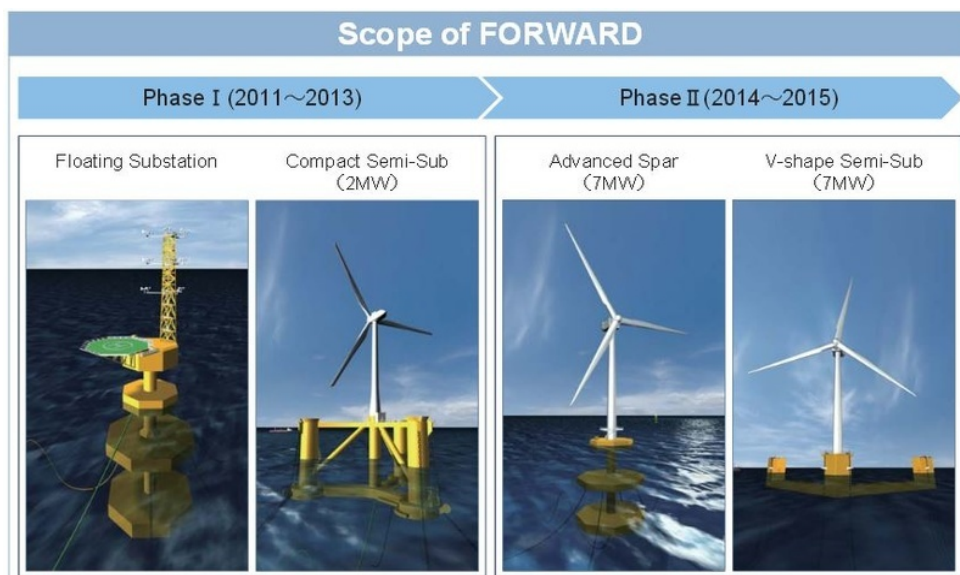
De har også et prosjekt i Japan som monterer første vindturbin i 2017 og har planer om et prosjekt i Middelhavet i 2020. Vindturbinene monteres på 50 til 100 meters havdyp.



Figur 1-4 WindFloat – Halvt nedsenkbar plattform (Principal Power 2015).

1.3.3 Fukushima (Japan)

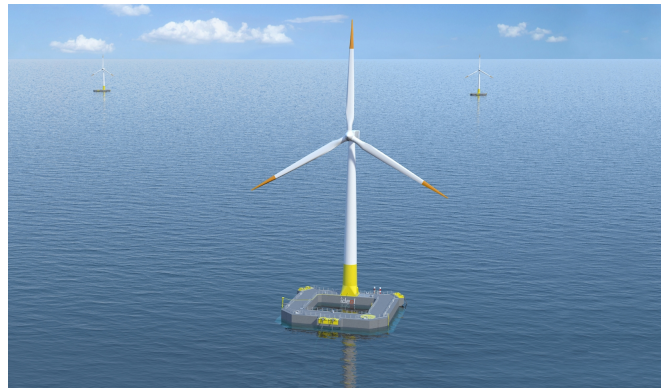
Etter jordskjelvet, tsunamien og katastrofen i Fukushima 2011 bestemte japanerne seg for å satse på en ny energikilde. Prosjektet er i hovedsak sponset av den japanske regjeringen. Kysten er lik Norges; dyp og med mye vind, men prosjektene er foreløpig dyre fordi de ikke har tilgang til egnede fartøy fra vind- og oljebransjen slik som i Europa. Fukushima satser på ulike konsepter. Forskjellige halvt nedsenkbare plattformer og en mer sparliknende plattform. Figur 1-5 viser de ulike prototypene og den planlagte progresjonen. Alle konseptene har fullskala prototyper installert på et eget testfelt utenfor Japan. Den største turbinen de til nå har installert er på 7 MW, og er dermed verdens største flytende vindturbin (Fukushima Forward u.d.).



Figur 1-5 Fukushima - flere ulike konsepter for spar og semi-sub (Fukushima Forward u.d.).

1.3.4 Floatgen (Frankrike)

Testturbin på 2 MW med halvt nedsenkbar plattform er under konstruksjon og vil bli ferdigstilt i 2017. Prosjektet er en del av Life 50+ og er et samarbeid mellom syv europeiske aktører med alt fra bedrifter til universiteter. Floatgen har et avansert moringssystem kombinert av kjetting, fiberliner, klumpvekter og vinsjer og vil bli plassert på 33 meters dyp (Ideol 2017). Byggingen av den første fullskala prototypen skjer i skrivende stund og kan følges via webkamera på www.floatgen.eu.



Figur 1-6 Floatgen – Halvt nedsenkbar plattform (Floatgen 2017a).

1.3.5 Lifes50+

Lifes50+ er et forskningsprosjekt på flytende vindturbiner som er sponset av EU. Prosjektet er ledet av norske MARINTEK i Trondheim, det pågår fra 2015 til 2018 og består i alt av 12 partnere. Målet er å ende opp med to halvt nedsenkbare flytere for 10 MW turbiner. Blant konseptene i prosjektet er OOSTar. Helgen 8.-10. mars ble det bestemt etter en workshop i Barcelona at OOSTar og IBERDROLA er de to konseptene det skal satses på videre i prosjektet. Kriteriene som ligger til grunn for valget er utarbeidet av partnerne i prosjektet og skal sikre økonomisk og sikker videreutvikling. Utviklingen følger en såkalt TRL-progresjon og er nå kommet til steg 6 (Snøfugl 2017).



Figur 1-7 Life50+ - Fire konsepter skal bli til to våren 2017 (Lifes50plus 2014).

1.4 Utfordringer – flytende vindturbiner

Dagens vindturbiner veier over

11 500 tonn og er høyere en

Oslo Plaza. Se figur 1-8.

Konstruksjonene krever opp mot 900 m lange

forankringslinjer og bruker

dobbelt så tykk kjetting som

vanlige borerigger. En stor

utfordring er å designe

systemer som skaper et

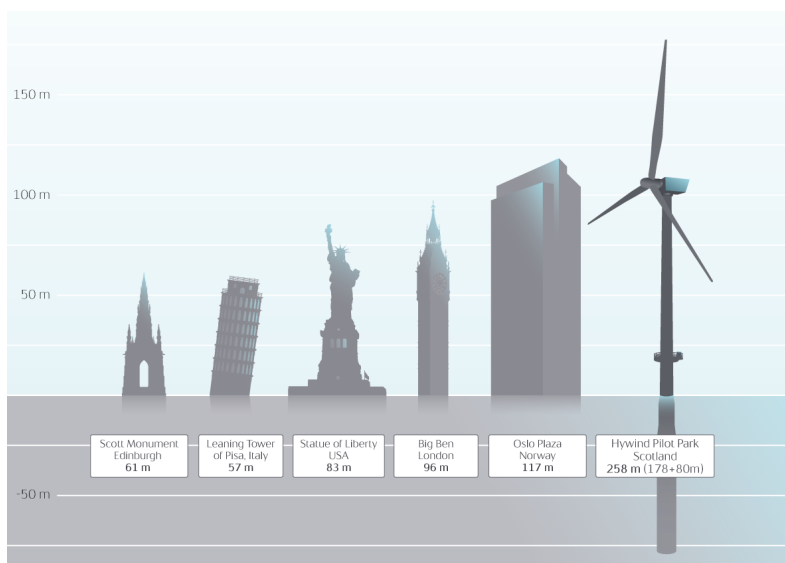
kompromiss mellom kostnader

og dynamiske egenskaper.

Plattformer og

forankringssystemer designes for å dempe svingningene fra sjøen rundt. Men for å dempe

sjøen trenger man mye tyngde i forankringen for å holde de enorme konstruksjonene på plass.



Figur 1-8 Hywind sine Siemens 154m 6MW turbiner er større enn Big Ben og Oslo Plaza (Statoil 2015).

1.4.1 Forankring

Forankringskonseptene på dagens flytende vindturbiner varierer mye. Felles har de at de er slakt

forankret og krever et system for å stramme linene når de kobles til plattformene. Om linene

ikke blir strammet tilstrekkelig vil plattformene flytte for mye på seg i forhold til hva

strømkablene tillater. I tillegg vil det øke utmattingen så levetiden går ned. Et annet viktig

element er at det er egenvekten i kjettingen som bidrar til strammere liner og å dempe

bevegelsene. Det er derfor utfordrende å senke dimensjonene.

Det er også en utfordring at kjettingen løfter seg fra bunnen når plattformen beveger seg i

bølgene. Om den løfter seg helt bort til ankeret er det fare for at forankringen ryker. Størst

problem er det for havdybder rundt 100 m. Jo dypere vann, jo mer kjetting vil henge i vannet

og bidra til dempingen og gi en mykere karakteristikk. Men for mye kjetting vil igjen bli tung

å håndtere.

For å imøtekomme disse problemene er det flere alternative løsninger i dag:

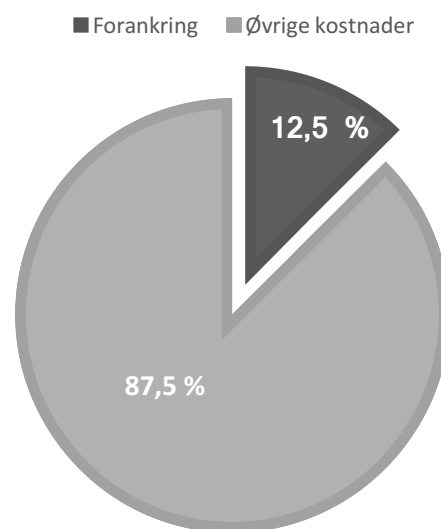
- Bruk av klumpvekter som øker vekten i systemet etter at forankringen er koblet til plattformen.
- Innstrammingsystemer på plattformen. Vinsjer og kjettinglåser.
- Innstrammingsystemer via eksternt fartøy. Kjettingen låses på plattform når den er stram nok.
- Legge ut så lang kjetting at den aldri løftes helt bort til ankeret.

Denne oppgaven vil vurdere fire konsepter med hensyn på gjennomførbarhet og kostnader. Parallelt er to av konseptene simulert og testet i oppgaven til Stald (2017).

1.4.2 Kostnader

En kostnadsfordeling for bygging, installasjon og drift av en flytende vindturbinpark finnes ikke, men etter samtaler med prosjektansvarlig for forankring av Hywind Skottland estimerer de at forankringen utgjør mellom 10-15 % av de totale kostnadene for vindparken. Se figur 1-9 (Ghazali 2017).

Forankringen påvirker kostnadene innenfor transport, installasjon, konstruksjon av plattform, vedlikehold m.m. Derfor betyr smarte forankringskonsepter mye for å redusere de totale kostnadene. Utviklingen er kommet langt i å designe plattformer som kan bære 10 MWs turbiner, som har gode hydrodynamiske egenskaper og som gjør bygging i tørrdokker mulig. Men dimensjonene og havdybden har vist seg å gjøre forankringsprosessene mer kompliserte enn antatt.



Figur 1-9 Ca. Kostnadsfordeling Hywind Skottland.

2 Bakgrunn

2.1 Olav Olsen Star Wind Floater

Olav Olsen Star Wind Floater (heretter kalt "OOSTar") er en halvt-nedsenkbar plattform. Se figur 2-1, Det er denne plattformen det er gjort simuleringer på med bruk av 3DFloat i denne oppgaven og oppgaven til Stald (2017) og som er utgangspunkt for analysene gjort her.

Plattformen er designet, som navnet sier, av Dr.techn. Olav Olsen.

Det enkle, symmetriske designet er unikt og spesielt beregnet for å gi en best mulig demping av krefter fra hav og vind. I 2013/2014 ble det gjennom forskningsprosjektet RENERGIX gjort en parameterstudie på forankringssystemet til plattformen. Det ble funnet at plattformen tålte både utmatting og ekstreme forhold godt, men at det kreves spesielt lang og tung forankringsline. Derfor er det gjennom oppgaven til Stald (2017) gjort detaljerte studier for mulig bruk av klumpvekter.

OOSTar kan både bygges i stål, betong eller som en kombinasjon av disse. Generelt sett er betong ansett som det mest kostnadseffektive i forhold til turbiner over 5 MW. Det er lite trolig at flytende havvind vil benytte seg av noe mindre turbiner enn dette i framtiden. I tillegg er betong et materiale med veldig gode egenskaper i forhold til strekk og trykk og klarer seg veldig godt i saltvann.

Noen flere av egenskapene Olav Olsen trekker fram er (Dr.techn. Olav Olsen u.d.):

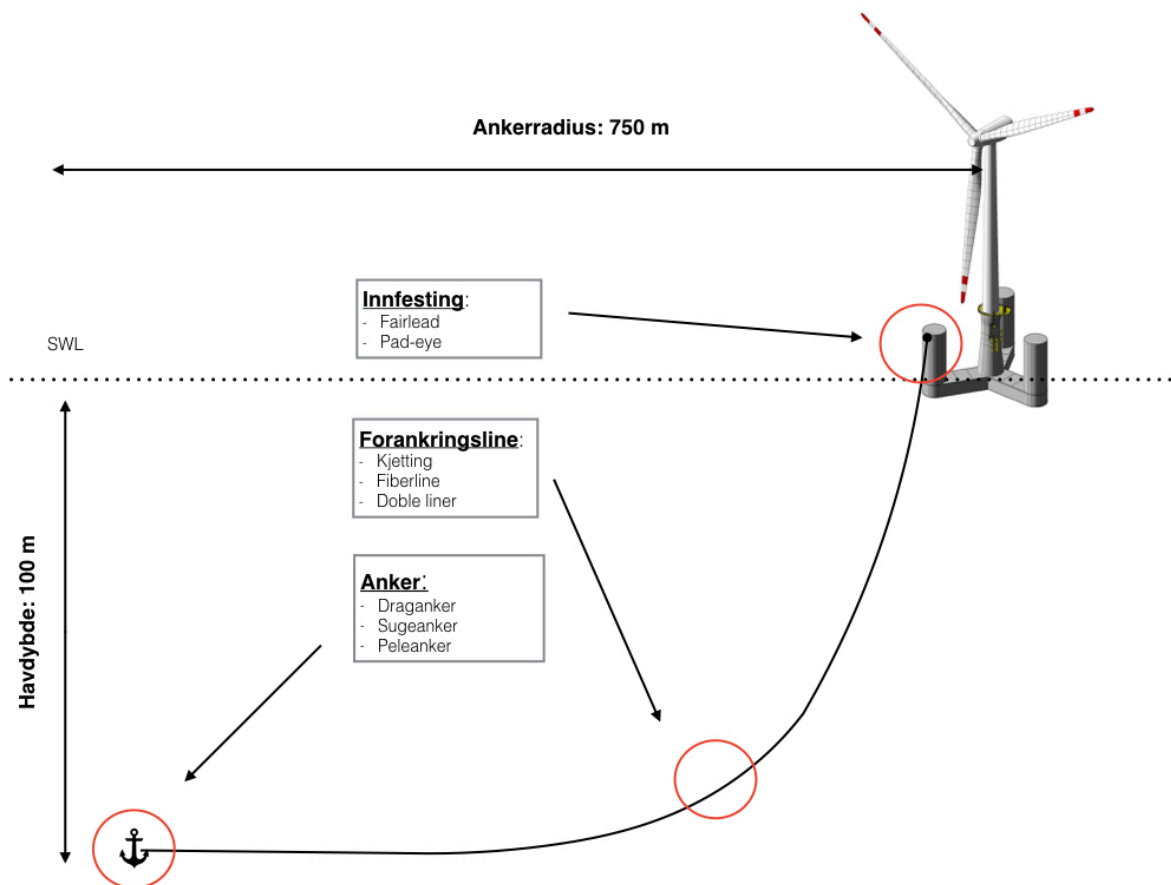
- Beregnet på vanddybder fra 50 m og dypere
- Beregnet på å tåle framtidens store turbiner opp mot 10 MW
- Kost-effektiv å bygge ved kai eller i tørrdokker
- Stikker relativt grunt, ca. 8 m
- Muliggjør sammenstilling av turbin og plattform nærme land og i rolige omgivelser
- Gjennomtestet og patentert design
- Enkel å demontere, flytte eller gjenbruke



Figur 2-1 OOStar Wind Floater designet av Dr.techn Olav Olsen (Dr.techn. Olav Olsen u.d.).

2.2 Oversikt - forankringssystem

Under følger en illustrasjon av forankringssystemet som skal analyseres i denne oppgaven. Illustrasjonen er generell og hvert punkt er nærmere beskrevet i APPENDIX C. Alle konseptene bygger på denne konfigurasjonen, men med forskjellig innfesting til anker, plattform og varierende forankringsline. Se APPENDIX D for illustrasjoner.

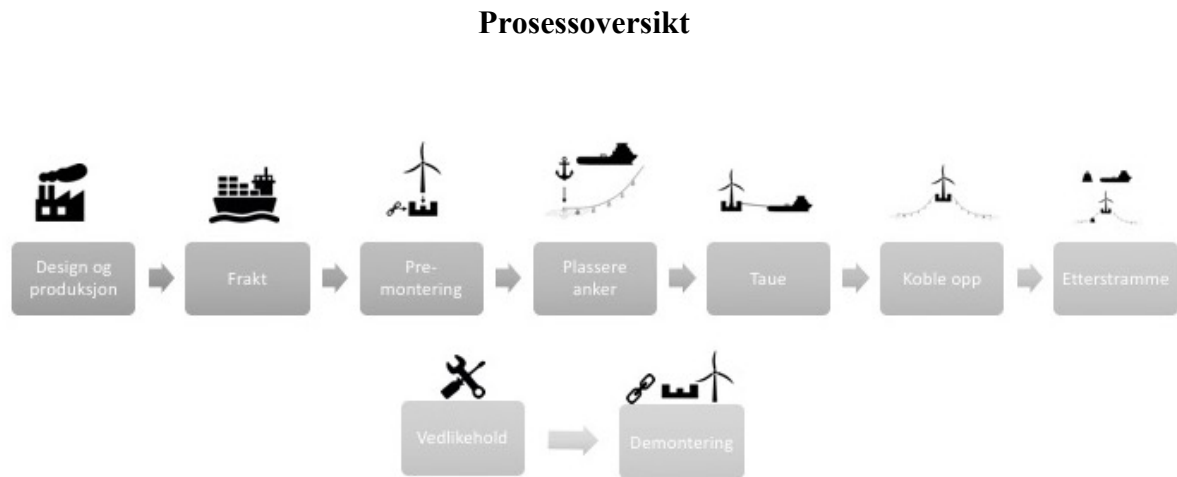


Figur 2-2 Generell forklaring av forankringskonfigurasjon

2.3 Oversikt - forankringsprosess

En forankringsprosess varierer fra gang til gang. Hvor komplisert og kostbar den er avhenger først og fremst av dimensjonene og om den inneholder andre elementer enn bare ankere og moringsliner. Det som beskrives her er en prosess for slakk forankring og ment for å gi oversikt over hele prosessen fra vugge til grav.

Figur 2-3 er en visuell forenkling av forankringsprosessen for flytende vindturbiner:



Figur 2-3 Prosessoversikt

Oljeplattformer forankres med mange liner og mange ankere for å holde dem i ro og fordi offshore konstruksjoner i henhold til DNV E302 skal tåle linebrudd. Et linebrudd på en plattform som pumper opp olje ville vært fatalt. I flytende vindturbiners tilfelle kan det få alvorlige konsekvenser for strømkabelen og de andre vindturbinene i parken. For flytende vindturbiner tilstrebes det å bruke så få ankere og liner som mulig for å minimere kostnadene. Den store utfordringen vil kunne sies å være kompromisset mellom driftssikkerhet og kostnader.

2.4 RENERGIX-prosjektet

RENERGIX er Forskningsrådets videreføring av prosjektet RENERGI 2004-2012.

Programmet har som formål å fremme forskning som støtter en bærekraftig omstilling av det eksisterende energisystemet (Forskningsrådet 2012). Prosjektet tildeler midler til mange ulike prosjekter hvor forankringssystemet til OOSTar Wind Floater er ett av disse.

NFR Project 225946/E20

Prosjektets fulle navn: "Concrete Substructure for Floating Offshore Wind Turbines – Mooring Analyses Phase 2"

Selve rapporten er konfidensiell, men kort oppsummert gjør den en grundig analyse av forankringssystemet til OOSTar Wind Floater med følgende design:

- 3 kjettingliner
- 750 m lengde
- 147 mm diameter
- 100 m dybde

Det samme systemet er utgangspunkt for Baseline i denne og oppgaven til Stald (2017). I rapporten ble det også gjort enkle simuleringer av tre andre konsepter. Kostnadsanalysen av konseptene i denne oppgaven er overførbar til konseptene det sees på i RENERGIX-studiet, men det gjøres oppmerksom på at konfigurasjonen er noe annerledes.

Rapporten omtales heretter som ”RENERGIX-rapporten”.

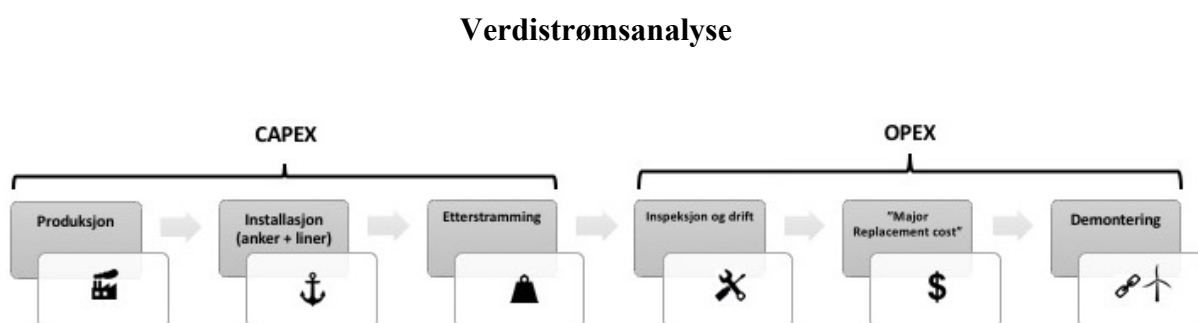
3 Verdistrømsanalyse

Verdistrømsanalyse avdekker verdistrømmene knyttet til forankringsoperasjoner av flytende vindturbiner og legger grunnlaget for det videre arbeidet i oppgaven. Det er ikke lagt vekt på de små detaljene, men å avdekke de store kostnadsstrømmene og hva som eventuelt skiller forankringskonsepter fra hverandre. Noen verdistrømmer er bevisst utelatt for den endelige livsløpsanalysen.

I selve verdistrømsanalysen er det lagt vekt på samtaler med aktører innen forankringsoperasjoner hvor flere av aktørene har erfaring med flytende vindturbiner allerede. Disse bedriftene har bidratt til å belyse forankringsprosessen og lagt grunnlag for verdistrømsanalysen:

| | |
|-------------------------------------|-----------------------------------|
| Technip FMC (Operatør) | Deep Sea Mooring (Leverandør) |
| Statoil (Prosjekteier) | Westshore Brokers (Skipsmegler) |
| MacGregor (Leverandør) | FMGC (Leverandør) |
| Vryhof (Leverandør) | Bexco (Leverandør) |
| DNV GL (Rådgivning økonomi) | Island Offshore (Rederi) |
| Dr.techn. Olav Olsen (Prosjekteier) | Sotra Anchor & Chain (Leverandør) |

Verdistrømmene er presentert for Dr.techn. Olav Olsen og DNV GL og deretter modifisert og resultert i en overordnet modell:



Figur 3-1 Verdistrømsanalyse

Modellen i figur 3-1 representerer de kostnadselementene som er valgt å analysere for å sammenlikne ulike forankringskonsepter. Elementene som er utelatt er gjort det bevisst fordi de ikke utgjør en vesentlig kostnad, fordi de antas å ha samme kostnad for alle konsepter eller

fordi usikkerheten rundt kostnaden vil være for stor til å gi et realistisk sammenlikningsgrunnlag. Det som er utelatt fra videre analyse er:

- Konsekvensutredning
- Design og testing
- Prosjektledelse
- Frakt av bestilt utstyr
- Prosjektserifisering

Videre følger en kort beskrivelse av hva som ligger under hvert punkt i verdistrømsanalysen

3.1 Produksjon

Under produksjon ligger kostnadene for alle elementene i forankringssystemet. Det vil si:

- Kjetting
- Fiberliner
- Klumpvekter
- *Drag*-anker
- Sugeankere
- Kjettinglåser
- *Pad-eyes*
- Sjakler
- *Fairlead*

3.2 Installasjon

Installasjon av forankringssystemet er en tidkrevende operasjon. Hvor lang tid det tar og hvilke fartøyer som er nødvendig for å installere systemet vil være avgjørende. I beregningene er det tatt med det som har direkte med forankringssystemene å gjøre

- Lossing av utstyr
- Transport til felt
- Legging av ankere
- Legging av kjettingliner
- Oppkobling mot plattform

3.3 Etterstramming

Å gjøre en etterstramming er nødvendig av to grunner:

1. Kreftene blir for store når linene skal kobles til plattformen til at vanlige AHTSer kan gjøre jobben, de må derfor være slakke ved første tilkobling.

2. En forspenning i systemet på 50-100 tonn har vist seg i RENERGIX-rapporten å være svært fordelaktig og det er derfor en forutsetning for beregning av levetiden til systemet.

I denne oppgaven er kostnadene for etterstramming beregnet ved å se på tiden det tar å stramme opp linene via plattformen eller ved hjelp av klumpvekter under vann.

3.4 Inspeksjon og drift

Rundt 25 % av en vindparks totale kostnader ligger i drift og vedlikehold av vindturbinene. Men for forankringssystemet skal det i utgangspunktet ikke være nødvendig. Man dimensjonerer systemet for det som kalles *long time mooring* (LTM) og 20 års levetid.

Likevel er det valgt å se på to kostnader som kan skille forankringskonseptene:

1. Kravet om inspeksjon hvert femte år i henhold til DNV GLs standard J103 "Design of Structures for Floating Wind Turbines" (DNV GL 2013a)
2. Frakobling av systemene om vindturbinen må inn til land. Se eget punkt om *Major Replacement Cost*.

3.5 Major Replacement Cost (MRC)

Ved driftsbrudd på vindturbinene hender det at større deler må skiftes ut. For eksempel ved lynnedslag kan rotorblader skades så mye at de må byttes. Når en del må byttes ut kalles det *major replacement* (MR). Samlet utgjør MR 25 % av alle driftsbrudd, men hele 95 % av tapene. Bunnfaste vindturbiner kan gjøre utskiftninger med et *jack-up* fartøy. Flytende vindturbiner må derimot taues til land for reparasjon. Etter samtaler med DNV GL antas det en 5 % gjennomsnittlig sannsynlighet for MR per turbin per år og dette er utgangspunktet for beregningen av MRC i denne oppgaven. Antagelsen vurderes å holde i denne sammenheng så lenge konseptene sammenliknes på likt grunnlag.

3.6 Utfasing

Utfasing vil på lik linje med installasjonen utgjøre en stor kostnad. Operasjonen vil være noe enklere og kostnaden vil i tillegg diskonteres 22 år (2 år produksjon og installasjon, deretter 20 år levetid) til netto nåverdi. Det beregnes ikke eventuell fortjeneste på utstyr som kan gjenbrukes.

4 Teori

4.1 Forankring – dimensjonering

Ved design av offshore konstruksjoner og forankringssystemer tas det utgangspunkt i tre stadier som påvirker dimensjoneringen. De tre tilfellene er ULS, FLS og ALS tilfeller og er nærmere beskrevet videre her. Hvilket stadium som er ledende for dimensjoneringen er ikke gitt og det er derfor nødvendig å teste for alle. På toppen av dette må sikkerhetsfaktorer (DFF) innregnes og produksjon og kvalitet skal sertifiseres i henhold til standardene DNV GL OS E301 og 302.

Jeg velger å ikke fokusere på ALS-tilfeller i denne oppgaven. Dette vil være en for omfattende prosess, og konsekvensene bør vurderes mer nøyaktig enn hva som er hensiktsmessig både med tanke på mine delmål, samt tidsbegrensninger i forhold til oppgaven.

De tre tilfellene er her forklart nærmere:

4.1.1 ALS

ALS (*Accidental limit state*) er uforutsette hendelser hvor systemet ikke lenger operer i en stabil posisjon. Det kan for eksempel være ved linebrudd, tap av klumpvekt, *chain stopper* som ryker, *pad-eye* som løsner fra plattformen, anker som løsner fra bunnen eller liknende. Jo mer komplekst systemet er desto mer sannsynlig er det at skjer noe uforutsett. Et verst tenkelig scenario vil typisk være et linebrudd. Kostnaden ved ALS-tilfelle vil variere fra situasjon til situasjon og det er derfor vanskelig å estimere. Hvordan man dimensjonerer mot et ALS-tilfelle vil være avhengig av konsekvensene. For vindparker vil de økonomiske konsekvensene for parken veie tungt, mens for en oljeplattform vil faren for en lekkasje være det viktigste.

4.1.2 FLS

FLS (*Fatigue limit state*) er lasttilfeller hvor systemet testes for utmatting. Konseptene i denne oppgaven er testet for er de 13 mest kritiske FLS-tilfellene fra RENERGIX-prosjektet. Resultatene beregnes som en delskade ut ifra Rainflow counting og Miner Palmgren. I delskaden innregnes det også en sikkerhetsfaktor som er gitt i standarden DNV-OS-J103.

Formelen er gitt ved (DNV GL 2013b):

$$D_d = DFF * D_c$$

Sikkerhetsklasser for FLS (DFF):

DFF (Design Fatigue Factor) er en sikkerhetsfaktor som defineres i henhold til DNV-GL-OS-J103 i form av et tall som multipliseres med delskaden (D_c). DFF bestemmes ut i fra krav til sikkerhetsklasse og muligheten for inspeksjon.

For flytende vindturbiner gjelder sikkerhetsklassen normal og definisjonen er slik (DNV GL 2013c):

”Normal safety class is used for structures, whose failures imply some risk for human injury, some environmental pollution or significant economic consequences.”

Flytende vindturbiner får denne klassifiseringen fordi de er ubemannet under spesielt tøffe miljøpåkjenninger og man regner en stor økonomisk konsekvens om uhellet er ute.

Ut i fra tabell 4-1 som er en kombinasjonen fra DNV-GL-OS-J103 og Hopstad (2017) sin presentasjon om endringer i standard J103 velger vi alternativ b). Siden systemet designes for inspeksjon og med sikkerhetsklasse ”normal” får vi en sikkerhetsfaktor $DFF = 5$.

MERK! Helt fram til i år har DFF hvert 6, men etter en revidering av J103 vil den i år bli endret til 5.

I praksis betyr det at delskaden man får vet utmattingsberegninger skal ganges med 5. Se formel i avsnittet om FLS.

Tabell 4-1 Klassifisering av DFF for flytende vindturbiner (DNV GL 2013a) og (Hopstad 2017).

| Structural element | Safety class | | |
|--|--------------|--------|------|
| | Low | Normal | High |
| (a) Internal structure, accessible and not welded directly to the submerged part. | 1 | 2 | 3 |
| (b) External structure, accessible for regular inspection and repair in dry and clean conditions. | 1 | 2 | 3 |
| (c) Internal structure, accessible and welded directly to the submerged part. | 2 | 3 | 6 |
| (d) External structure not accessible for inspection and repair in dry and clean conditions. 1) | 2 | 3 | 6 |
| (e) Non-accessible areas, areas not planned to be accessible for inspection and repair during operation, and structures with permanent ballast. 2) | 3 | 5 | 10 |

1) Regular inspection, preferably by NDT.

2) No planned inspection.

4.1.3 ULS

ULS (*ultimate limit state*) er lasttilfeller hvor systemet testes for ekstremlast. Konseptene i denne oppgaven er testet for er de tre mest kritiske ULS-tilfellene fra RENERGIX-prosjektet. Tilfellene tar utgangspunkt i ekstremvær med en årlig hyppighet på 0,01, også kalt 100års-stormer. Ekstremlastene gir grunnlag for å regne ut en UR-verdi (*Utilization ratio*).

4.2 Standarder

Ved valg av konsepter er det tatt hensyn til DNV-GL-OS-J103/-E301/-E302/-E303. Standarden definerer krav til design, dimensjonering, installasjon, sertifisering og inspeksjoner av flytende vindturbiner. Krav fra standardene som har påvirket beregningene er:

- **Fiberliner:** Kan ikke være i kontakt med havbunnen (DNV GL 2016). Dette har påvirket lengden på fiberlinene og konfigurasjonen i konsept fire.
- **DFF:** Det er valgt DFF = 5. Dette påvirker den beregnede levetiden i oppgaven til Stald (2017), hvor ofte utstyr skal inspiseres og hva slags utstyr som skal

velges. For eksempel er det valgt dyrere utstyr i beregningene som tilsvarer LTM og et inspeksjonsintervall på hvert 5 år.

Standarden er utfyllende om den flytende plattformen og mindre utfyllende om moringslinjer. Til dette vises det til standardene DNV GL OS E301-303 som tar for seg *position mooring*, kjettinglinjer og fiberlinjer. Vel og merke er at standardene E301-303 er beregnet på oljesektoren. DNV GL jobber med en oppdatering av J103 som er ute til høring

4.3 Valg av anker

Valg av riktig anker avhenger av bunnforholdene og hvilken holdekapasitet det skal ha. Holdekapasiteten er definert som UHC (*Ultimate holding capacity*) av ankerprodusenten Vryhof. DNV GL omtaler det som T_d (*design tension*). Holdekapasiteten regnes ut ved å legge sammen de gjennomsnittlige statiske og dynamiske kreftene fra en ULS-karakteristikk. Kraftene må multipliseres med en lastfaktor. Det er valgt å benytte ULS 67 som utgangspunkt for beregningene fordi det har vist høyeste makslast i linene. Formelen for holdekapasiteten er:

$$T_d = \gamma_{mean} * T_{mean} + \gamma_{dyn.} * T_{dyn.}$$

Der:

γ_{mean} = Lastfaktor - statiske krefter

$\gamma_{dyn.}$ = Lastfaktor - dynamiske krefter

T_{mean} = Statiske krefter i systemet

$T_{dyn.}$ = Krefter forårsaket av dynamiske bevegelser

De statiske og dynamiske lastene er hentet fra figur 4-1 og 4-2.

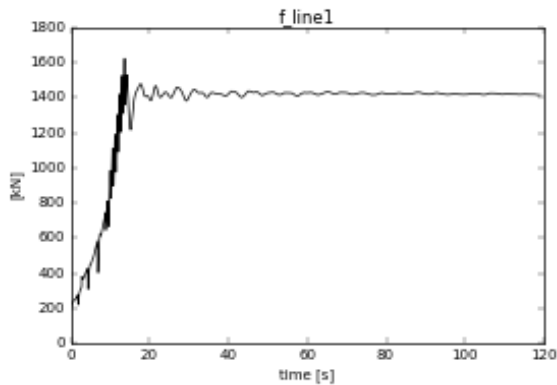
γ_{mean} = 1,3*

$\gamma_{dyn.}$ = 1,75*

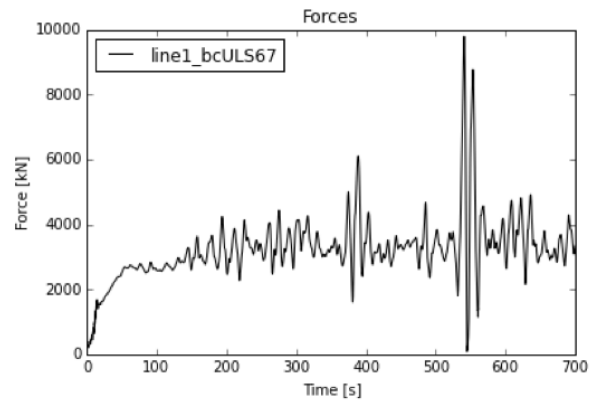
T_{mean} = 1400 kN

$T_{dyn.}$ = 4000 kN

*Lastfaktorene er hentet fra DNV GL OS J103 Tabell 8-1



Figur 4-1 Statiske krefter i line 1 (Baseline) (Stald 2017)



Figur 4-2 Dynamiske krefter i line 1 (Baseline) under ULS67 (Stald 2017).

På bakgrunn av estimerte statiske og dynamiske krefter samt lastfaktorer beregnes nødvendig holdekapasiteten å være 8 820 kN. I henhold til tabell 14-1 er det valgt et *drag*-anker på 20 tonn for å imøtekomme holdekapasiteten. Det er antatt at de mest konservative bunnforholdene som er *soft clay*. Ankeret kan leveres av Vryhof og er av typen Stevpris MK 6.

Det anbefales å lese ”The guide to anchoring” fra Vryhof anbefales for en fullstendig innføring (Vryhof 2010). En kort innføring av andre aktuelle ankertyper er gitt i APPENDIX C.

4.3.1 Sugeanker

I konsept fire er det valgt sugesanker. Nøyaktig informasjon er ikke innhentet, men etter samtaler med Statoil om Hywind Skottland estimerer de at det har en pris fem ganger kostnaden av *drag*-ankere (Ghazali 2017). Det samme benyttes her for kostnadsberegningene.

4.4 Volum – kjetting

Volum av kjettingen bestemmer hvor mye kjetting et ankerhåndteringsfartøy får med seg ut på feltet. I oppgaven benyttes en konfidensiell formel som er gjengitt her:

$$V = 0,0000105 * D^2 * L$$

Der:

| | | |
|----------|---|------------------------|
| V | = | Volum |
| D | = | Diameter på kjettingen |
| L | = | Lengden på lina |

Formelen kommer opprinnelig fra en kjettingprodusent og er testet mot uttalelser fra Island Offshore og hvor mange liner de kan laste om bord i Island Vanguard. Beregninger viser at formelen som er benyttet er konservativ. Det vil si at Island Vanguard trolig kan ta med noe mer kjetting enn det som er tatt høyde for i oppgaven.

4.5 Pris – kjetting

Det er valgt å benytte tre kilder som grunnlag for prisestimering av kjettingen. Den ene kilden er en kjettingprodusent som ikke ønsker at prisen skal publiseres. Derfor er det innhentet grunnlag for å mene at denne prisen er troverdig.

En formel som er funnet er (Ryu 2008):

$$C = 0,0632 * D^2 * L$$

Der:

| | | |
|----------|---|---------------------------------|
| C | = | Kostnad for kjetting i USD (\$) |
| D | = | Diameter på kjettingen |
| L | = | Lengden på kjettingen |

Formelen stammer fra 2007 og er derfor omregnet fra USD til EUR med gjennomsnittlig valutakurs for 2007. Dette gir en kilopris på:

2,307 €/kg

En artikkel fra 2015 med tittelen "Optimization of Mooring Systems for Floating Offshore Wind Turbines" benytter prisen (Benassai 2015):

2,875 €/kg

Snittprisen av 2,307 €/kg og 2,875 €/kg er:

2,588 €/kg.

Dette stemmer med den prisen den konfidensielle kilden oppgav og det er valgt å benytte følgende pris for kjetting av R3-kvalitet videre i oppgaven:

2,6 €/kg

4.6 Økonomi

4.6.1 LCOE (*Levelized Cost of Energy*)

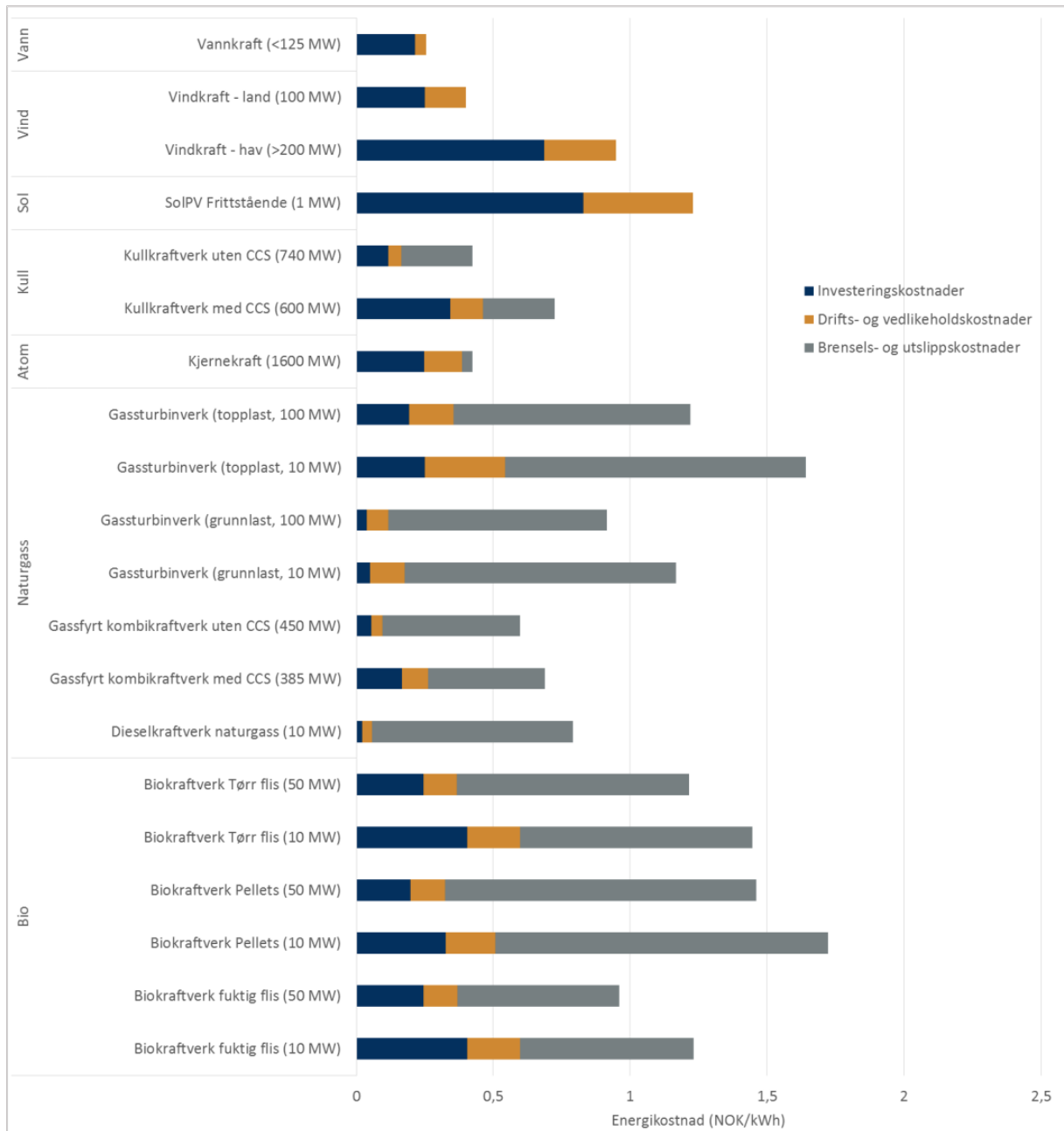
LCOE er den vanligste måten å sammenlikne kostnaden for ulike energikilder. LCOE er tallet man får ved å dele den totale kostanden på det antatte energiutbyttet. En lav LCOE indikerer en lav energikostnad, mens en høy LCOE indikerer en høy energikostnad. Når LCOE for en fornybar energikilde når samme kostand som eksisterende energikilder kalles det "grid parity". Figur 4-1 gir en oversikt over estimert LCOE for kraftutvinning av diverse energikilder i Norge. Vannkraft er mest lønnsomt å bygge ut og havvind er fremdeles en del dyrere enn landbasert.

Generell utregning av LCOE er (Office of Indian Energy 2013):

$$\sum_{t=1}^n \frac{(CAPEX_t + OPEX_t)}{(1+r)^t} \div \frac{(E_t)}{(1+r)^t} = LCOE$$

Der:

CAPEX = Investeringskostnadene
OPEX = Kostnader for vedlikehold, skader og utfasing
E = Energiutbytte (MWh)
r = Diskonteringsrente
t = År
n = Levetid



Figur 4-3 Energikostnaden over levetiden (LCOE) for kraftutbygging i Norge (NVE 2015 s. 9).

4.6.2 Netto nåverdi

I denne oppgaven er energiutbyttet (MWh) det samme for alle konseptene. Derfor er det mest interessant å se på konseptenes netto nåverdi. Netto nåverdi følger formelen under:

$$\sum_{t=1}^n \frac{(CAPEX_t + OPEX_t)}{(1+r)^t} = NNV$$

4.6.3 CAPEX (Capital Expenditure)

CAPEX forbindes med investeringskostnadene. Det vil her si produksjon- og installasjonskostnader for forankringssystemet. For en fullstendig kostnadsanalyse må prosjektledelse, forstudier og prosjektsertifisering også inkluderes, men siden det antas å være likt for hvert konsept er det ikke tatt med. Det som er tatt med er:

Produksjon

Kostanden ved produksjonen av hvert konsept er basert på prisen for de ulike komponentene. Jeg antar i oppgaven at transportkostnadene forbundet med å produsere noe i utlandet vil være nokså lik for alle konseptene og er derfor ikke tatt med. Enhetsprisene er gjengitt lenger ned under kapittel 4.5.4.

Installasjon

Kostnaden ved installasjon er beregnet ut i fra hvor lang tid legging, kobling og etterstramming av forankringssystemet tar. Kostnaden varierer mye fra konsept til konsept ut i fra hvor komplekse systemene er.

4.6.4 OPEX (Operational Expenditure)

Operasjonskostnader, ofte referert til som OPEX, er kostnadene som oppstår først etter at systemet er satt ut i drift. I dette tilfellet ser vi på forankringssystemet alene og har ikke valgt å belaste dette for kostnadene forbundet med drift av selve vindturbinen eller kostnadene forbundet med strømdistribusjon. Det er interessant å se på er kostnader forbundet med krav til inspeksjon av forankringen, nødvendig frakobling om vindturbinen trenger vedlikehold og til slutt demontering av forankringssystemet når vindparken skal fases ut.

Inspeksjon

Kostnaden blir regnet ut i fra hvor ofte systemet må inspiseres og hvor lang tid dette tar. Konseptenes kompleksitet vil ha stor påvirkning på denne kostnaden. Mer komplekse systemer tar lenger tid å inspiseres og det er også større sjans for å finne feil. DNV-GL-OS-J103 krever inspeksjon av forankringssystemet hvert femte år, tross dimensjonering for *long time mooring*.

MRC

Jeg har valgt å studere MRC (*Major Replacement Cost*) som en egen kostnad under operasjonskostnader for å se om det er stor forskjell mellom konseptene. Det er antatt en sannsynlighet for MR (Major Replacements) på turbinen med 0,05 eller 5 %. Feilen oppstår ofte i generator, girkasse eller rotorblader og fører til at det må gjøres en utskiftning. For flytende vindturbiner er konsekvensen av dette å måtte slepes til kai.

Utfasing

Utfasing er kostnaden for å demontere hele forankringssystemet. Kostnaden er valgt å ta med for å se hvordan konseptutformingene påvirker total kostnaden og fordi det trolig skiller like mye her som under installasjon av konseptene. Denne kostnaden vil få størst påvirkning av diskonteringen i utgangspunktet og minst utslag på nåverdien.

4.6.5 Enhetskostnader og tidsestimater

Som grunnlag for beregningene er det brukt mye tid på å skaffe realistiske priser på utstyr og operasjoner. Alle tallene er ment for sammenlikning og er kun estimater. Der det har vært vanskelig å få kontakt med leverandør er det gjort en antagelse. Alle kostnader og tidsestimater er gjengitt i tabell 4-3.

Tabell 4-2 Enhetskostnader og tidsestimater for forankringsoperasjoner

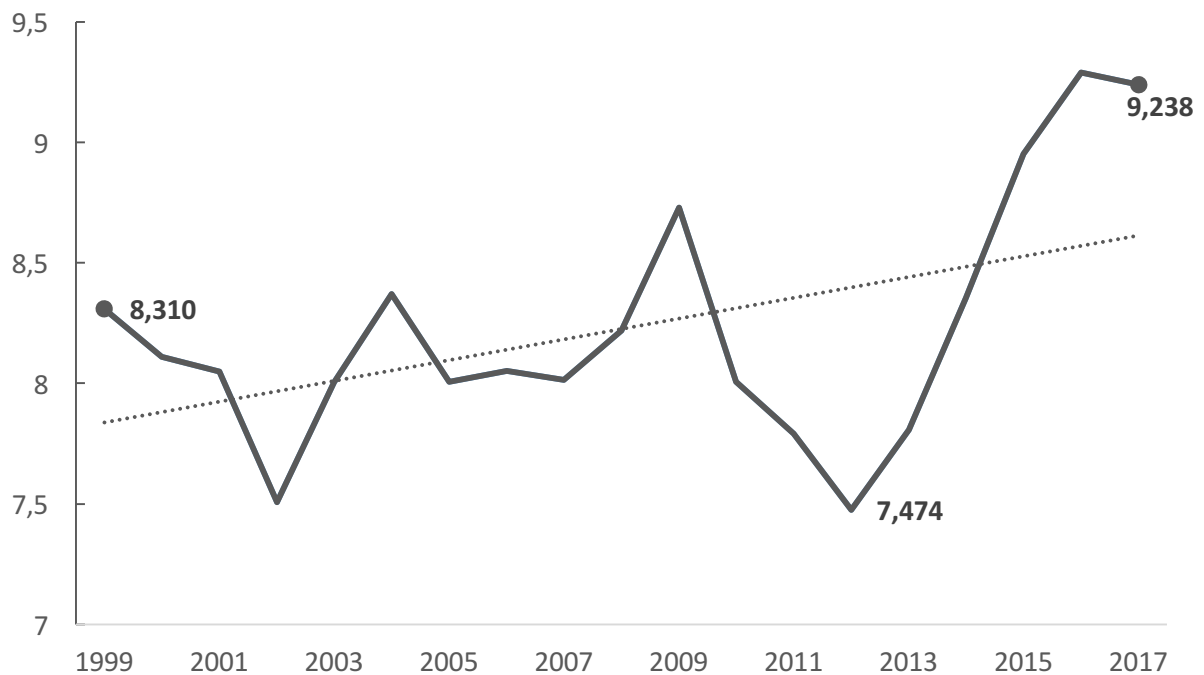
| Enhetskostnader og tidsestimater | | |
|---|-----------------------|---|
| Kostnadselement | Enhetskost | Kilde |
| Kjetting | Kvalitet R3: 2,6 €/kg | Konfidensiell (2017) Benassai (2015) Ryu (2008) |
| Fiberline (polyester) | 1100 NOK/m | Deep Sea Mooring |
| Klumpvekt diskret | 0,55 €/kg | FMGC |
| <i>Fairlead + chain stopper</i> | 2 mill. NOK/stk | Statoil via Mac Gregor |
| <i>Pad-eye</i> | 1 mill. NOK/stk | Antar 50 % av <i>fairlead</i> |
| <i>Drag-anker</i> | 2,7 €/kg | Vryhof via Deep Sea Mooring |
| Sugeanker | 5 x <i>drag-anker</i> | Antar 5 ganger <i>drag</i> etter erfaring (Hywind Skottland) |
| H-link og sviveler | 160 000 NOK/stk | Sotra Anchor & Chain |
| Triplate | 120 000 NOK/stk | Sotra Anchor & Chain |
| ROV sjakkell | 80 000 NOK/stk | Sotra Anchor & Chain |
| Standard LTM sjakler | 40 000 NOK/stk | Sotra Anchor & Chain |
| Dagrater Vanguard | 250 000 NOK/døgn | Westshore |
| Dagrater Valiant | 250 000 NOK/døgn | Westshore |
| Dagrater Deep Explorer | 400 000 NOK/døgn | Westshore |
| Dagrater TUG | 100 000 NOK/døgn | Westshore |
| Dagrater ROV team | 165 000 NOK/døgn | Westshore |
| Tidselement | Enhet | Selskap |
| Inspeksjon line | 100 m/time | Technip FMC |
| Inspeksjon <i>fairlead/pad-eye</i> | 12 timer/plattform | Technip FMC |
| Inspeksjon anker, koblinger, klumpvekter etc. | 1 time/stk | Technip FMC |
| Legging av <i>drag-anker</i> | 1 time/enhet | Island Offshore |
| Legging av suge-anker | 12 timer/enhet | Statoil via Technip FMC |
| Legging av kjetting | 1,5 time/line | Island Offshore |
| Legging av fiberline | 1,5 time/line | Island Offshore |
| Oppkobling av fiber til anker | 2,5 timer/line | Technip FMC |
| Oppkobling - klumpvekt | 3 timer/stk | Technip FMC |
| Oppkobling – <i>fairlead/pad-eye</i> | 1,5 timer/stk | Island Offshore |

4.6.6 Valuta (NOK/€)

Enhetsprisene for kjetting, anker og klumpvekter er oppgitt i Euro og vil derfor påvirkes av valutakursen mellom NOK og euro. Det er derfor viktig å ha et bevisst forhold til at kursen kan påvirke produksjonskostnadene og netto nåverdi i stor grad.

For omregningen er det benyttet en valutakurs fra 28. Mars 2017. Da lå Euroen på 9,238 NOK/EUR (Norges Bank 2017). Historisk sett ligger euroen i skrivende stund på en ”all time high” godt over 9. Det er under følsomhetsanalysen sett på konsekvensen av om kursen forandrer seg 10 % opp eller ned. Figur 4-2 illustrer Euroens utvikling mot den Norske Krone fra 1999 til 2017.

Kursutvikling mellom Euro og NOK (1999 – 2017)



Figur 4-4 Kursutviklingen mellom Euro og NOK fra 1999 til 2017

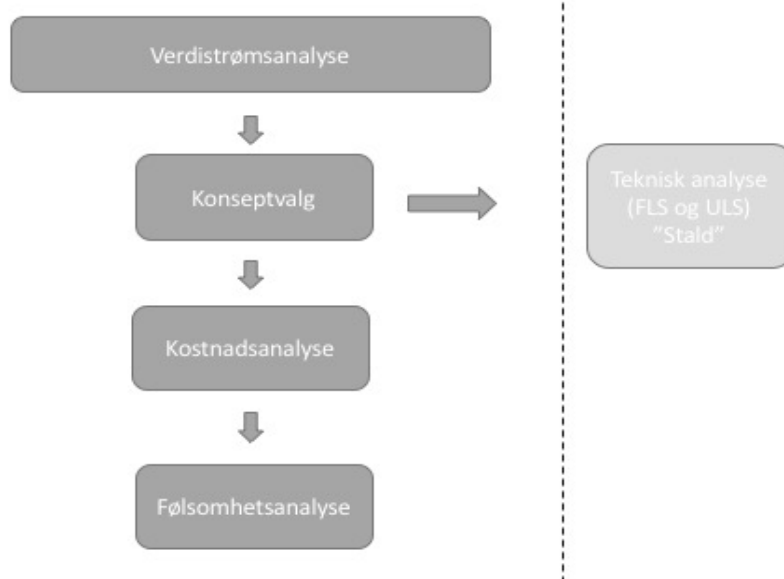
5 Metode

Det er gjort en kostnadsanalyse for forankringssystemet til flytende vindturbiner med OOSTar Wind Floater som utgangspunkt. Det er vurdert fire konsepter hvor ett er et nullalternativ.

5.1 Framgangsmåte

Utgangspunktet for oppgaven var å definere et nullalternativ (Baseline) og deretter velge alternative konsepter. For å danne et overordnet bilde av forankringsoperasjoner ble det gjort en verdistrømsanalyse før konseptene ble valgt.

Proessen for oppgaven er illustrert lineært, men det må understrekes at lineariteten ikke har vært en begrensning for å endre tidligere valg. Det viktigste har vært å vurdere realistiske konsepter basert på mest mulig erfaring fra bransjen. Prosessen kan illustreres slik:



Figur 5-1 Illustrasjon - Framgangsmåte

Det er underveis samarbeidet med Stald som i sin oppgave har gjort en grundig simulering av to av konseptene i 3DFloat. Fordi det har tatt lang tid å modellere konseptene og sikre at disse er korrekte er kun konsept én og to simulert. Det var ønskelig å presentere de tekniske resultatene under resultater i denne oppgaven, men siden oppgavene er ferdig på ulikt tidspunkt vil jeg kun henvise til Stald sin oppgave for den tekniske analysen.

5.2 Verdistrømsanalyse

En verdistrømsanalyse er en analyse for å kartlegge verdistrømmene i en prosess. Metoden er ofte brukt innen Lean og produksjon for å avdekke flaskehals og skape mer effektive prosesser. I denne oppgaven er det gjort en verdistrømsanalyse for å avdekke verdistrømmene som er forbundet med forankringssystemene. Verdistrømsanalysen er presentert i kapittel 2.

5.3 Følsomhetsanalyse

En følsomhetsanalyse er en kvantitativ analyse av resultatets følsomhet for endringer i elementer analysen består av. Dette kan benyttes i alle former for summering av resultater enten det gjelder klima, forbruk eller budsjetter. I et kostnadsaspekt kan noen eksempler være kartlegging av hvordan endringer i valutakurser, enhetspriser, renter og dimensjoner påvirker total kostnaden eller nåverdien. Følsomhetsanalyse er viktig for å forstå hva totalsummen består av og hvilke elementer som påvirker den mest.

5.4 Kvalitativ analyse

En kvalitativ analyse er en analyse som gjennom intervjuer, samtaler og diskusjoner samler informasjon for å belyse egenskaper og kjennetegn som ikke er kvantifiserbare (Malt 2015). I denne oppgaven har det vært nødvendig å gjøre en kvalitativ analyse for å skape en helhetsforståelse av hvordan et forankringssystem er bygget opp og hvilke prosesser det krever i løpet av sin levetid. Verdistrømsanalysen har lagt grunnlaget for valget av realistiske og gjennomførbare konsepter og hvilke elementer den kvantitative analysen består av.

5.5 Kvantitativ analyse

Kvantitativ analyse er en analyse basert på numeriske data (Dahlum 2014). I denne oppgaven innebærer det dimensjoner, antall, statistikk og priser. Kvantitativ analyse benyttes ofte for å trekke deskriptive slutninger og gi grunnlag for en konklusjon. I denne oppgaven består den kvantitative analysen av en kostnadsanalyse og en følsomhetsanalyse som er gjort til slutt i oppgaven. Det er viktig å påpeke at det er lett å trekke slutninger ut i fra kvantitative analyser. Derfor er det viktig å diskutere resultatene og forstå hva som ligger til grunn. Kvantitativ og kvalitativ metode benyttes ofte som supplerende metoder for å få så helhetlige, valide og troverdige resultater som mulig.

5.6 Innhenting av data

Innhenting av data til den kvalitative og kvantitative analysen er gjort gjennom telefonsamtaler, mailkorrespondanse og møter med aktører som har god erfaring og kunnskap med forankring. Det er blitt tatt kontakt med over 20 aktører hvor de som har bidratt til oppgaven er nevnt i kapittel 2. Ingen av disse, med unntak av Dr.techn. Olav Olsen var gitt fra starten av og det har derfor vært vanskelig å utforme spesielle intervjuer underveis.

For å sikre kildesikkerheten er det bedt om tillatelse til å gjengi navn og personopplysninger i oppgaven. Det er lagt ved en liste under APPENDIX E med kontaktinformasjon til alle kilder som har bidratt til oppgaven.

5.7 Snøballmetoden

Snøballmetoden kan benyttes når data, personer og en foreslått metode ikke foreligger (Johannesen 2011 s. 113).

Snøballmetoden benyttes både eksplisitt og implisitt i forskning og oppgaveskriving. Det er en av flere metoder for å samle inn data. Metoden kan best beskrives som at et intervjuobjekt i en intervjusituasjon leder deg til det neste eller en annen som sitter på mer informasjon. Det første intervjuobjektet kan i så måte kalles en *gatekeeper* hvor gatekeeperen er nøkkelen til å komme i kontakt med det neste intervjuobjektet. På den måten kommer man i kontakt med flere og flere underveis i prosessen. Dette kan sees på som en snøball som begynner å rulle og vokser seg større og større. Derav navnet snøballmetoden. (Johannesen 2011 s. 113)

Et eksempel på hvordan snøballmetoden har vært brukt har vært å kontakte en bekjent som har en kontakt i Statoil. Kontakten i Statoil sendte meg så videre til en person som ikke kunne nok om temaet og sendte meg videre. Dette fortsatte i tre ledd før jeg til slutt hadde kontakt med prosjektansvarlig for forankring av Hywind Skottland, Amir Mohd Gazhali. Statoil har også vært en nøkkel til å kontakte underleverandører og det er lettere å få svar når man har en henvisning fra noen lenger opp i systemet. Dette er også et godt eksempel på en gatekeeper.

5.8 TRL (Technical readiness level)

Innen produktutvikling er TRL et viktig begrep. TRL definerer hvor langt utviklingen har kommet fra idé til ferdig testet produkt. Skalaen går fra 1-9 og er mye brukt særlig innen tekniske produktutvikling. Ved å følge skalaen fra idé til kommersialisering sikrer man en økonomisk utvikling hvor fokuset er på testing og kvalitetssikring.

I Life50+-prosjektet er det lagt stor vekt på å følge denne skalaen og plattformer til flytende

vindturbiner er et godt eksempel på produktutvikling som er avhengig av kvalitetssikring før man går for endelig løsning.

| | | |
|-----|---|---------------------|
| TRL | 9 | Commercialized |
| | 8 | Pre-production |
| | 7 | Field Test |
| | 6 | Prototype |
| | 5 | Bench / Lab Testing |
| | 4 | Detailed Design |
| | 3 | Preliminary Design |
| | 2 | Conceptual Design |
| | 1 | Basic Concept |

Figur 5-2 TRL-skala
(Windpowerengineering.com 2016).

5.9 Software

Det er i denne oppgaven kun presentert resultater fra Excel og kostnadsberegningene. Men jeg vil gi en kort introduksjon i de verktøyene som benyttes for teknisk analyse og simulering av FLS- og ULS-tilfeller av forankringssystemene. Jeg har selv brukt mange timer med de ulike programmene for å studere krefter og oppbygging av systemene og vil gjerne gi kreditt til Stald som har simulert to av konseptene fra denne oppgaven og Tor Anders Nygaard som er utvikler av 3DFloat. Para View er tilgjengelig gratis på nettet og fungerer fint for å visualisere simuleringer gjort i 3DFloat.

Tabell 5-1 Software til simulering av konseptene

| Program | Versjon | Funksjon |
|----------------------------------|----------------|--------------------------|
| Microsoft Excel (for Mac) | 15.37 (161010) | Kostnadsberegninger |
| Para View | 5.4 | Visualisering av 3DFloat |
| 3DFloat | 64 | Simulere ULS og FLS |
| Python | Spyder 2.3 | Sortere data fra 3DFloat |

5.9.1 3DFloat

3DFloat ble utviklet i 2006, men kontinuerlig oppdatert siden da. Hovedutvikler av programmet Tor Anders Nygaard ved NMBU og IFE. Programmet er et aero-hydro-servo-elastisk simuleringsverktøy. Det vil si at programmet gjør en koblet simulering med de kreftene plattform og turbin utsettes for. 3DFloat benytter *Finit-Element-Method* (FEM-beregninger) og tar hensyn til at vindturbinen har et kontrollsystem for å justere rotorhastigheter.

3DFloat er godt verifisert gjennom bølgetanktesting, men stadig under utvikling og oppdatering. Programmet egner seg til modellering av både spar-, *semi-sub*- og *tension leg*-plattformer og brukes nå også i modellering av en flytebru på Vestlandet.

”*Development, Verifictation and Validation of 3DFloat*” kan leses for en bredere innføring i programmets utvikling og funksjon. (Nygaard et al. 2016)

5.9.2 Microsoft Excel (Excel)

Excel er brukt for å gjøre kostnadsanalysen og gjøre grafiske fremstillinger av resultatene. Det er utviklet et program for å beregne tiden og kostnadene ved de ulike delene av forankringsoperasjonen. Funksjonen Problemløser (*Solver*) er benyttet i store deler av programmet for å estimere tidsbruken ved installasjon, vedlikehold, MRC og utfasing.

Excelprogrammet har jeg selv utviklet etter inspirasjon fra Joachim Gallala i OO. Programmet er lagt ved oppgaven og kan benyttes til senere kostnadsanalyser.

6 Valg av konsepter

Jeg har valgt å se nærmere på følgende fire ulike konsepter for slakk forankring:

1. Baseline – 3 stk rene kjettingliner 147 mm
2. Klumpvekt – 3 stk liner (kjetting-fiber-kjetting) med diskret klumpvekt (100 tonn)
3. Doble liner – 6 stk, to-og-to parallelle, kjettingliner 76 mm
4. Kjetting og fiber – 6 stk liner: 3 stk kjetting 120 mm og 3 stk fiberliner

Konseptene er valgt gjennom diskusjon med veileder Tor Anders Nygaard, Christina Stald og undertegnede. Samtaler med bedrifter som jobber med forankring og flytende vind har også bidratt til utformingen av konseptene. Kriteriene som har påvirket konseptvalget er:

- Teknisk gjennomførbarhet - tilgang på fartøy og eksisterende utstyr
- Mulighet for å simulere i 3DFloat
- Mulighet for enkel innfesting på plattform
- Potensial for å øke levetiden til forankringssystemet med bedre dynamiske egenskaper enn baseline
- Potensial for å senke materialbruken i forankringssystemet
- Designstandarder fra DNV GL

Fokuset har vært å teste kombinasjoner av kjetting, fiberliner og klumpvekter. Det overordnede økonomiske bildet har vært drevet av produksjonskostnader og kostnader forbundet med installasjonen og operasjon av forankringskonseptene.

6.1 Kjetting – priseksempel

Prisen på kjetting er bestemt ut i fra vekt og kvalitet. For å gi et eksempel på hvor mye dimensjonen har å si er det gjort en sammenlikning av kjettingdimensjoner til 50 vindturbiner, hver med tre liner à 790 m. For 76 mm er det antatt at det må benyttes dobbelt så mange liner:

Tabell 6-1 Priseksempel kjetting.

| Kjetting | Dimensjon | Vekt (kg/m) | Kost (€/kg) | Antall liner | Total kostnad |
|----------|-----------|-------------|-------------|--------------|---------------|
| R3 | 147 | 432,2 | 2,6 | 150 | 1,23 mrd. NOK |
| R3 | 120 | 288 | 2,6 | 150 | 820 mill. NOK |
| R3 | 76 | 115,52 | 2,6 | 300 | 658 mill. NOK |

Som det fremgår av tabellen er det enorme kostnadsforskjeller på grunn av ulike dimensjoner på kjettingen. Derfor er det valgt å teste konsepter som har mindre dimensjoner og annerledes konfigurasjon enn Baseline. Men det er viktig å stille seg spørsmålet om kostnadsbildet er så enkelt. Analysen som er gjort her inkluderer langt mer enn bare kjettingen.

6.2 Forutsetninger

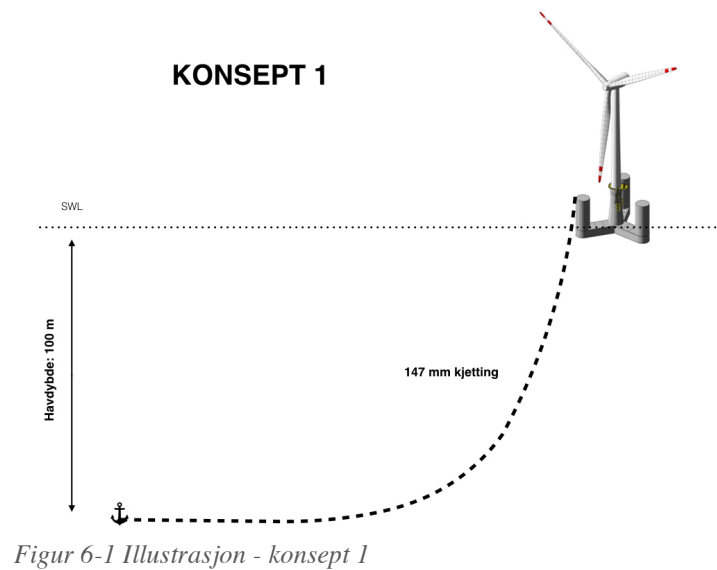
Ankerradius: 750 m

Havdybde: 100 m

Konseptene som det er valgt å se nærmere på er presentert nedenunder:

6.3 Konsept 1 - Baseline

Baseline er nullalternativet for forankring av OOSTar. Det er basert på det enkleste alternativet fra RENERGIX-rapporten og har trolig en overdimensjonert kjetting. Samme dimensjonen brukes på Hywind Skottland i 2017. Konfigurasjonen er illustrert i figur 6-1. Den tekniske geometrien er gjengitt i tabell 6-2.



Figur 6-1 Illustrasjon - konsept 1

Forankringen festes med *drag*-anker til havbunnen om bunnforholdene tillater det. Installasjonen kan gjøres av én AHTS og to TUG og er det enkleste systemet å installere. Likevel vil den store kjettingen begrense hvor mye AHTSen får med seg av gangen og øke antall turer til og fra feltet.

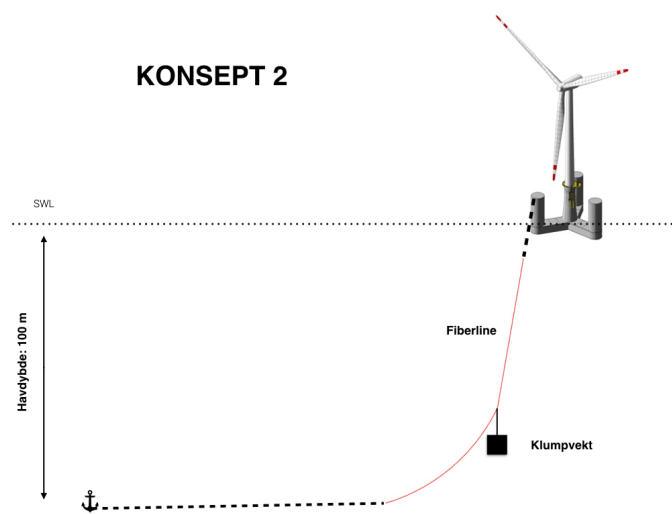
Konseptet er simulert i oppgaven til Stald (2017).

Tabell 6-2 Teknisk geometri - konsept 1

| Teknisk geometri | | | |
|-----------------------|--------|-------------------------------------|---------------|
| ANKER OG LINER | Antall | Type | Dimensjon |
| Anker | 3 stk | <i>Drag</i> (Stevpris MK 6, Vryhof) | 20 tonn |
| Forankringsline | 3 stk | Kjetting, kvalitet R3 | 147 mm, 790 m |
| Forspenning (aksialt) | - | - | 140 tonn |
| INNFESTING | | | |
| <i>Fairlead</i> | 1 stk | Mac Gregor | Tilsv. 147 mm |
| <i>Pad-eye</i> | 2 stk | Mac Gregor | Tilsv. 147 mm |
| Standard LTM-sjakkell | 5 stk | Sotra Anchor & Chain | Tilsv. 147 mm |

6.4 Konsept 2 - Klumpvekt

Bruk av diskret klumpvekt ble delvis testet i RENERGIX-rapporten, men kun for noen FLS- og ULS-tilfeller og det ble ikke gjort en grundig kostnadsanalyse. Klumpvekt viste seg å kunne gi positivt utslag på ULS-tilfellene og redusere maksimalkreftene. Det ble testet 20, 80, 100, 120, og 140 tonn klumpvekter hvor det var 100 tonn som ga best effekt. Konfigurasjonen er illustrert i figur 6-2. Den tekniske geometrien er gjengitt i tabell 6-3.



Figur 6-2 Illustrasjon - konsept 2

I denne oppgaven er det valgt klumpvekter på 100 tonn produsert av FMGC i Frankrike. De er laget av støpejern (*cast iron*) som har langt høyere tetthet enn betong. En klumpvekt vil i dette tilfellet være på ca. 14 kubikkmeter

Morningslinene er en kombinasjon av fiber og kjetting. Fiberen består av en polyesterline fra Deep Sea Mooring med MBL på 800 tonn. Det er usikkert om dette holder i en 100års storm, men den er valgt her uansett som priseksempel på fiberline.

Forankringen festes med *drag*-anker til havbunnen om bunnforholdene tillater det. Operasjonen må benytte to AHTS-fartøy og to TUG for operasjonen. Den ene AHTSen kan legge anker og liner, mens den andre må ettermontere klumpvekter. Til gjengjeld er innfestingen på plattformen kun til *pad-eyes* så etterstrammingen er erstattet av klumpvekter.

Tabell 6-3 Teknisk geometri - konsept 2

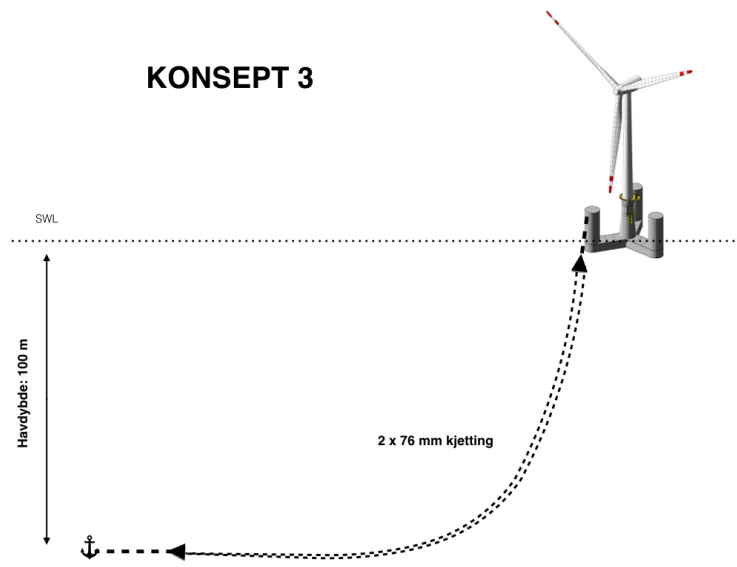
| Teknisk geometri | | | |
|-------------------------|---------------|-------------------------------------|------------------------------------|
| ANKER OG LINE | Antall | Type/produsent | Dimensjon |
| Anker | 3 stk | <i>Drag</i> (Stevpris MK 5, Vryhof) | 20 tonn |
| Forankringsline | 3 stk | Kjetting-Polyester-Kjetting | 120-165-120 (mm) 616-154-20 (m) |
| Forspenning (aksialt) | - | Fra klumpvekt + linevekt | 140 tonn |
| INNFESTING | | | |
| <i>Pad-eye</i> | 3 stk | Mac Gregor | Tilsv. 120 mm |
| <i>Triplates</i> | 3 stk | Sotra Anchor & Chain | Tilsv. 120 mm |
| ROV-sjakkell | 3 stk | Sotra Anchor & Chain | Tilsv. 120 mm |
| Standard LTM-sjakkell | 18 stk | Sotra Anchor & Chain | Tilsv. 120 mm |
| H-link | 6 stk | Sotra Anchor & Chain | Tilsv. 120 mm |
| KLUMPVEKTER | | | |
| Klumpvekter | 3 stk | Diskret (FMGC) | 100 tonn |
| Avstand <i>pad-eye</i> | - | - | 70 m |

6.5 Konsept 3 - Doble liner

Dimensjonene som til nå har vært Baseline for mange flytende vindturbiner er langt større enn det som er standard for borerigger. I framtiden vil vindturbinene bli enda større og kreve enda større dimensjoner. Dette konseptet vil derfor undersøke fordelene av å bruke flere og lettere kjettinger. For framtidens vindturbiner vil det være interessant om dette kan gi

bedre dynamiske egenskaper og i tillegg være enklere å håndtere for den allerede eksisterende ankerhåndteringsflåten i Nordsjøen. Doble liner vil påvirke både produksjonskostnadene og installasjonskostnadene ref. priseksempelen tidligere i kapitlet. Konfigurasjonen er illustrert i figur 6-3. Den tekniske geometrien er gjengitt i tabell 6-4.

KONSEPT 3



Figur 6-3 Illustrasjon – konsept 3

Dimensjon på kjettingen er valgt til 76 mm da dette er vanlig å bruke i dag på borerigger i Nordsjøen. Hywind Demo er en relativt liten turbin, men brukte denne dimensjonen og har så langt ikke vist svakhetstegn etter 7 år i drift. I hver ende vil de doble linene samles med en *triplate* til en 147 mm tykk line. Dette er for å forenkle innfestingen til ankeret og til plattformen.

Forankringen festes med *drag*-anker til havbunnen om bunnforholdene tillater det.

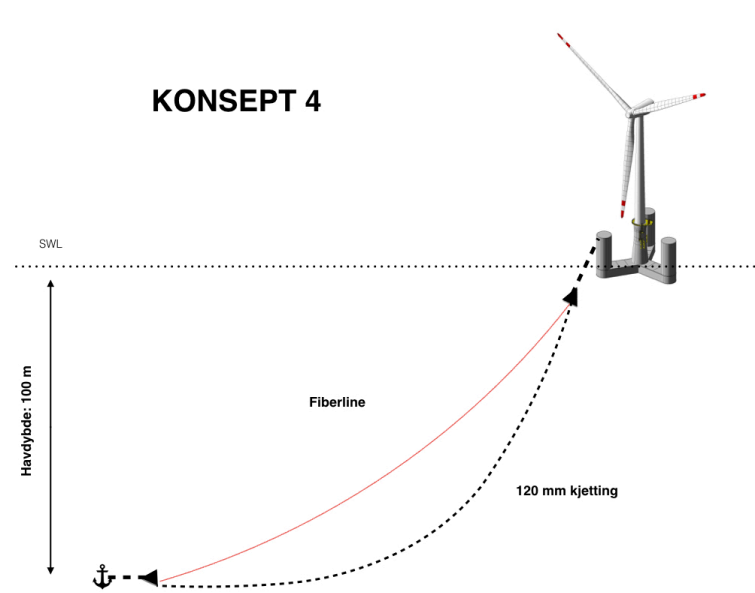
Operasjonen kan benytte ett AHTS-fartøy og to TUG for operasjonen.

Tabell 6-4 Teknisk geometri - konsept 3

| Teknisk geometri | | | |
|---------------------------|--------------------------------|-------------------------------------|---|
| ANKER OG LINE | Antall | Type | Dimensjon |
| Anker | 3 stk | <i>Drag</i> (Stevpris MK 5, Vryhof) | 7 tonn |
| Forankringsline | 3 stk (Midterste dobbel) | Kjetting - Kjetting - Kjetting | 147 - 76 – 147 (mm) 20 – 720 – 50 (m) |
| Forspenning (aksialt) | - | AHTS innstramming | 140 tonn |
| INNFESTING | | | |
| <i>Chain stopper</i> | 1 stk | Mac Gregor | Kjetting 147 mm |
| <i>Pad-eye</i> | 2 stk | Mac Gregor | Kjetting 147 mm |
| <i>Triplate</i> | 6 stk | Sotra Anchor & Chain | Tilsv. 147 mm |
| Standard LTM- sjakkell | 15 stk | Sotra Anchor & Chain | 11 stk Tilsv. 147 mm 4 stk Tilsv. 76 mm |

6.6 Konsept 4 - Parallell fiberline

Dette konseptet kombinerer de elastiske egenskapene til kjetting og fiber og bør sees nærmere på gjennom simuleringer i 3DFloat siden det ikke var tid til å se på dette i oppgaven til Stald (2017). Tanken er å holde plattformen mer stabil i horisontal retning ved bruk av en fiberline slik at kjettinglina ikke får like stive egenskaper som når den operer alene. Konfigurasjonen er illustrert i figur 6-4. Den tekniske geometrien er gjengitt i tabell 6-5.



Figur 6-4 Illustrasjon - konsept 4

Det er i denne oppgaven valgt sugeankere som forankring for å se nærmere på hvordan dette påvirker den totale kostnaden. For installasjonen er det antatt bruk av Deep Explorer fra Technip FMC som også gjør installasjonen på Hywind Skottland.

Oppkoblingen av liner til et sugeanker er komplisert fordi det må gjøres etter installasjon av ankrene og krever bruk av ROV. Deep Explorer vil kunne gjøre denne operasjonen i samarbeid med en AHTS og to TUG. Forankringslinene må settes sammen ved bruk av *triplate* i begge ender og en egen kjetting som kobler linene til plattformen og til ankeret. Se APPENDIX D for illustrasjon.

Tabell 6-5 Teknisk geometri - konsept 4

| Teknisk geometri | | | |
|-------------------------|---------------|-----------------------------------|---|
| ANKER OG liner | Antall | Type | Dimensjon |
| Anker | 3 stk | Sugeanker | Ikke bestemt |
| Forankringsline | 3 stk | Kjetting – kjetting - kjetting | 147 - 120 – 147 (mm) 20 – 720 - 50 (m) |
| Forspenning | - | - | Ikke bestemt |
| Forankringsline (fiber) | 3 stk | Polyester | 165 mm, 720 m |
| Forspenning (fiber) | - | - | Ikke bestemt |
| INNFESTING | | | |
| <i>Fairlead</i> | 1 stk | Mac Gregor | Tilsv. 147 mm |
| <i>Pad-eye</i> | 2 stk | Mac Gregor | Tilsv. 147 mm |
| <i>Triplate</i> | 6 stk | Sotra Anchor & Chain | Tilsv. 120-165 mm |
| ROV-sjakkell | 3 stk | Sotra Anchor & Chain | Tilsv. 147 mm |
| Standard LTM-sjakkell | 15 stk | Sotra Anchor & Chain | Tilsv. 120 – 165 mm |

6.7 Konsepter som er valgt bort

Flere konfigurasjoner ble valgt bort i arbeidet med oppgaven. Det er her gjort en kort redegjørelse for hvorfor.

Distribuerte klumpvekter:

Det var lenge en del av planen å analysere dette økonomisk og teknisk. Det er gjort få studier av distribuerte klumpvekter tidligere. FMGC har kommet med en klumpvekt som kan boltes rundt kjettingøyene. Skepsis fra ulike selskaper underveis i arbeidet med oppgaven gjorde at konseptet ble valgt bort. Distribuerte klumpvekter kan ligge på bunnen i rolig vær, noe som kan være positivt for levetiden. Spørsmål som må besvares om det skal undersøkes er:

- Faren for korrosjon mellom klumpvekt og kjetting
- Er vektene store og tunge nok til å erstatte vekt i kjettinglinene
- Hvordan kan de effektivt festes til kjettingen? Alternativene vil være før, under eller etter oppkobling til plattform.
- Vil mange små elementer på linene føre til strengere inspeksjonskrav og større fare for feil på moringslinene?

Variierende kjettingdimensjon

I stedet for distribuerte klumpvekter ble det vurdert å øke kjettingdimensjonen enkelte steder. Men kjetting er dyrere enn klumpvekter og alternativet ble derfor utelukket.

Økt forspenning

Økt forspenning er stort sett positivt og en mulig studie var å variere forspenningen i forankringslinene for å se om det kunne ha en effekt på levetiden. For å ikke gjøre oppgaven min og til Stald (2017) mer komplisert er det valgt å ikke justere på forspenningen.

7 Kostnadsanalyse

Analysen er gjort etter at all informasjon er innhentet og verifisert. Det er først og fremst en kostnadsanalyse. For å bestemme kostnaden på best mulig måte er det imidlertid også gjort en grundig studie av hvordan systemet skal installeres og hvilken konfigurasjon det må ha.

Hvert konsept er basert på installasjon av en vindpark på totalt 300 MW. Dette er forutsatt bruk av 50 stk. Simenes SWT-6.0-154 vindturbiner. Lokasjonen er satt til 100 nm. (nautiske mil) fra land. Dette er kun et tentativt estimat. Avstanden vil i virkeligheten variere fra felt til felt. Antallet vindturbiner anses som realistisk basert på eksisterende vindparker. Kostnadene er derfor representative for installasjonen av et framtidig system til en hel vindpark.

Alle tall som danner grunnlaget for beregningene er innhentet fra fagpersoner og er representative for de reelle kostnadene, men kan ikke sees på som faste eller endelige. De største utgiftene er tatt med, men merk at følgende kostnader er utelatt:

- Prosjektledelse
- Frakt
- Prosjektsertifisering
- Konsekvensutredninger
- Kartlegging av havbunnen

Den følgende kostnadsanalysen er basert på verdistrømsanalysen og følger dermed den samme kronologiske rekkefølgen. Under følger en prosessoversikt som viser når kostnadene vil forløpe og dermed hvordan de er blitt diskontert.

Prosessoversikt:

| ÅR | 0 | 1 | 2 | ... | 21 | 22 | KOST (Lav - høy) |
|--------------|---|---|---|-----|----|----|------------------------------|
| Produksjon | | | | | | | NOK 1,05 mrd - 1,64 mrd |
| Installasjon | | | | | | | 37 mill. - 105 mill. |
| Drift | | | | | | | |
| Inspeksjon | | | | | | | 114 mill. - 195 mill. |
| MRC | | | | | | | 28 mill - 40 mill. |
| Utfasing | | | | | | | 11 mill - 22 mill |
| TOTAL | | | | | | | 1.32 mrd. - 1.99 mrd. |

Figur 7-1 GANT - levetid forankring

7.1 Baseline

Baseline er *status quo*, testet i oppgaven til Stald (2017). I denne oppgaven er det gjort en kostnadsvurdering av konseptet som kan brukes til sammenlikning med de alternative konseptene. Kjettingen har den desidert høyeste dimensjonen av alle konseptene og er opptil dobbel så tykk som kjettingen brukt på borerigger i Nordsjøen. På Hywind Skottland er det også denne dimensjonen (147 mm) som er benyttet.

Systemoversikt

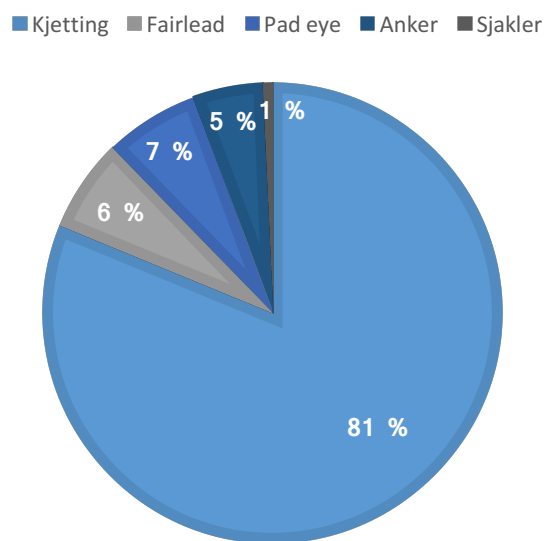
Se Konseptvalg 6.3

Produksjonskostnader

Baseline har de høyeste produksjonskostnadene for kjetting på grunn av den høye diameteren på 147 mm. Til gjengjeld har Baseline de laveste kostnadene for koblinger og sjakler på grunn av sin enkle konfigurasjon. Kostnadene er gjengitt i tabell 7-1.

Tabell 7-1 Produksjonskostnader - Baseline

| Produksjonskostnader (NOK) | |
|-----------------------------------|---------------|
| Kjetting | 1 230 139 655 |
| Fairlead | 100 000 000 |
| Pad eye | 100 000 000 |
| Anker | 74 827 800 |
| Sjakler | 10 000 000 |
| SUM | 1 514 967 455 |



Figur 7-2 Produksjonskostnader - Baseline

Installasjonskostnader

Baseline har de høyeste installasjonskostnadene av de konseptene som benytter *drag*-ankere. Se figur 8-3. Årsaken er at den høye dimensjonen begrenser mengden kjetting som kan tas med til feltet av gangen og operasjonen blir derfor mindre effektiv. Kjettingens vekt gjør også tilkobling til plattform og etterstramming av liner mer komplisert og fartøyenes trekkraft (BP) må tas hensyn til.

Installasjonstid (1 AHTS + 2 TUG): 110 dager

Fartøy: Island Valiant, Boa Heimdal og Boa Balder

Installasjonskostnader (diskontert): 46 698 113,- NOK

Inspeksjon

Baseline har de laveste inspeksjonskostnadene fordi den har en enkel konfigurasjon med få koblinger og ingen ekstra elementer som klumpvekt eller fiberline. Se figur 8-4.

Estimert inspeksjonskostnad (én inspeksjon): 56 210 000,- NOK

I henhold til DNV-GL-OS-J103 skal systemet inspiseres hvert femte år. Det estimeres fire inspeksjoner i løpet av levetiden og kostnaden er diskontert med en rente på 6 %.

Inspeksjonstid: 77 dager

Fartøy: Island Valiant og Island Vanguard

Inspeksjonskostnad (diskontert): 114 371 765,- NOK

MRC

For MRC antas det ett dags arbeid for å koble plattform av og ett dags arbeid for å koble den opp. Det er også lagt til en kostnad for flytebøyer for å markere hvor linene ligger når turbinen skal kobles opp igjen.

MRC (én av- og påkobling): 1 000 000,- NOK

MRC er utregnet for hele levetiden ved å gå ut i fra en sannsynlighet på årlige 5 % for MR (*Major Replacement*). Over 20 år tilsvarer dette for en vindpark på 50 vindturbiner 50 av og påkoblinger. Utskiftninger skjer som regel tidlig eller sent i levetiden. For enkelhetsskyld er den totale kostnaden diskontert fra år 10 med en rente på 6 %.

MRC (diskontert): 27 919 739,- NOK

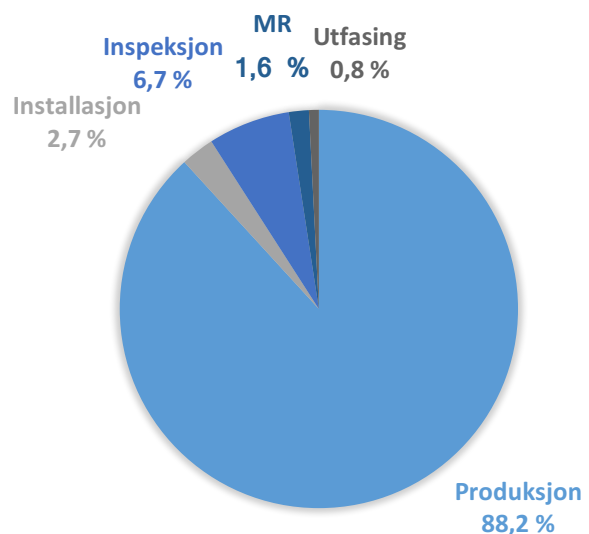
Utfasing

For utfasing er det beregnet samme kostnaden som for installasjon. Det er ikke tatt hensyn til om noe av systemet kan gjenbrukes eller selges. Kostnaden er diskontert med 22 år med en rente på 6 % og derfor betraktelig lavere enn installasjonskostnaden.

Utfasingskostnader (diskontert): 13 736 502,- NOK

Netto nåverdi

Baseline har totalt sett den nest høyeste nåverdien. Se figur 8-1. Årsaken skyldes kjettingens dimensjon som både påvirker produksjonskostnadene og installasjonskostnadene i stor grad. 147 mm er gunstig for levetiden til forankringssystemet takket være vekten til kjettingen. Om denne vekten kan erstattes med klumpvekter eller andre innovative løsninger, har det mye å si for forankringens netto nåverdi.



Figur 7-3 NNV - Baseline

Total NNV: 1 717 693 575,- NOK

7.2 Klumpvekt

Diskret klumpvekt benyttes for å erstatte vekten som forsvinner når man reduserer dimensjonen i kjettinglinene. Man sparer kostnader på grunn av redusert dimensjon og mindre bruk av kjetting, men det krever ekstra koblinger og sjakler på lina samtidig som det tar 3 timer å installere én klumpvekt. Klumpvekt sammen med 76 mm kjetting er benyttet på Hywind Demo utenfor Karmøy og Technip FMC som gjør forankringsjobben beskriver det som en enkel operasjon om man finner det økonomisk lønnsomt og gunstig for systemets levetid.

Systemoversikt

Se Konseptvalg 6.4

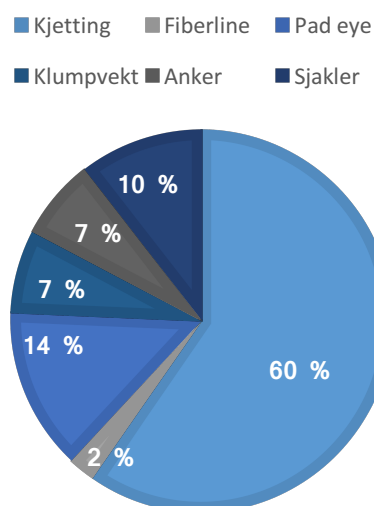
Produksjonskostnader

Til tross for bruk av klumpvekter og høye kostnader for sjakler og koblinger har konsept to med bruk av klumpvekter de nest laveste produksjonskostnadene. Se figur 8-2.

Kostnadsfordelingen er ikke lenger i så stor grad styrt av kjettingen. Det er også verdt å bemerke at det ikke er beregnet noen kostnader for innstrammingssystemer på selve plattformen. Innfesting er derfor kun til *pad-eyes* og etterstrammingen gjøres med klumpvekter.

Tabell 7-2 Produksjonskostnader - Klumpvekt

| Produksjonskostnader (NOK) | |
|-----------------------------------|---------------|
| Kjetting | 649 545 212 |
| Fiberline | 25 410 000 |
| Pad eye | 150 000 000 |
| Klumpvekt | 76 213 500 |
| Anker | 74 827 800 |
| Sjakler | 114 000 000 |
| SUM | 1 089 996 512 |



Figur 7-4 Produksjonskostnader - Klumpvekt

Installasjonskostnader

Installasjonskostnadene for konsept to er beregnet i to omganger. Først for plassering av anker, liner og oppkobling til plattform og deretter påkobling av klumpvekker. Fordi deler av lina er erstattet av fiber og dimensjonen er mindre enn for Baseline får fartøyet med seg langt mer line på vei ut til felt og sparer mye tid. 31 av installasjonsdagene er også kun til montering av klumpvekker. Denne operasjonen behøver ikke hjelp av tauebåter og koster derfor 200 000,- mindre per dag.

Installasjonstid (1 AHTS + 2 TUG): 90 dager

Fartøy: Island Vanguard, Boa Heimdal og Boa Balder

Installasjonskostnader (diskontert): 37 183 962,- NOK

Inspeksjon

Konsept to har mest sjakler og koblinger og i tillegg klumpvekker. Dette betyr at inspeksjonen tar lenger tid, men likevel kort i forhold til konseptene med doble liner.

Inspeksjonstid: 95 dager

Fartøy: Island Valiant og Island Vanguard

Estimert inspeksjonskostnad (én inspeksjon): 69 350 000,- NOK

I henhold til DNV-GL-OS-J103 skal systemet inspiseres hvert femte år. Det estimeres fire inspeksjoner i løpet av levetiden og kostnaden er diskontert med en rente på 6 %.

Inspeksjonskostnad (diskontert): 141 108 022,- NOK

MRC

For MRC antas det ett dags arbeid for å koble plattform av og ett dags arbeid for å koble den opp. Det er også lagt til en kostnad for flytebøyer for å markere hvor linene ligger når turbinen skal kobles opp igjen. Ved bruk av fiberline kan ikke fiberlina komme nær bunnen i henhold til DNV-GL-OS-E303. Derfor er det beregnet ekstra stort flyteutstyr til å holde den delen av forankringen over bunnen mens den ikke er koblet til plattformen.

MRC (én av- og påkobling): 1 430 000,- NOK

MRC er utregnet for hele levetiden ved å gå ut i fra en sannsynlighet på årlige 5 % for MRC. Over 20 år tilsvarer dette for en vindpark på 50 vindturbiner 50 av og påkoblinger. Utskiftninger skjer som regel tidlig eller sent i levetiden. For enkelhetsskyld er den totale kostnaden diskontert fra år 10 med en rente på 6 %. Konsept to har den høyeste MRCen av konseptene. Se figur 8-5

MRC (diskontert): 39 925 227,- NOK

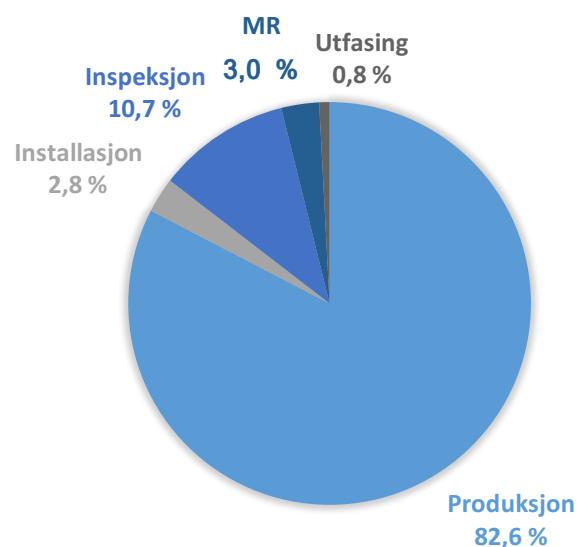
Utfasing

For utfasing er det beregnet samme kostnaden som for installasjon. Det er ikke tatt hensyn til om noe av systemet kan gjenbrukes eller selges. Kostnaden er diskontert med 22 år med en rente på 6 % og derfor betraktelig lavere enn installasjonskostnaden.

Utfasingskostnader (diskontert): 10 937 863,- NOK

Netto nåverdi

Beregnet i forhold til netto nåverdi har konsept to (klumpvekter) den aller laveste kostnaden og er dermed estimert til å være det rimeligste konseptet. Se figur 8-1 og tabell 8-1. Årsaken er at konseptet har de laveste kjettingkostnadene på grunn av bruk av fiber og klumpvekter og at dette også gjør det mulig å få med mer utstyr til felt av gangen.



Figur 7-5 NNV - Klumpvekt

Total NNV: 1 319 151 586,- NOK

7.3 Doble liner

Doble liner har lave produksjonskostnader og er enkelt å installere. Det er et godt alternativ til Baseline om levetiden til systemet er over 20 år. Når det i framtiden vil komme enda større vindturbiner og plattformer enn vi har i dag kan doble liner uansett bli nødvendig for å forankre de største konstruksjonene. Konseptet er dessverre ikke blitt simulert i 3DFloat og det anbefales derfor at dette studeres nærmere.

Systemoversikt

Se Konseptvalg 6.5

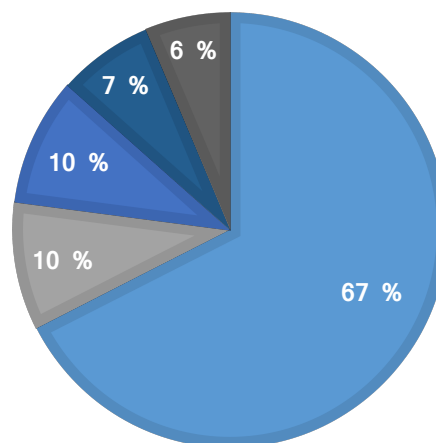
Produksjonskostnader

Konsept tre har de laveste produksjonskostnadene tross bruk av doble liner. Se figur 8-2. Grunnen er at diameteren på linene er såpass lav vekten per meter for to liner på 76 mm er omtrent halvparten av én line på 147 mm. I tillegg har konsept tre en veldig enkel konfigurasjon og benytter *drag*-ankere som gjør produksjonen relativt rimelig.

Tabell 7-3 Produksjonskostnader - Doble liner

| Produksjonskostnader (NOK) | |
|----------------------------|----------------------|
| Kjetting | 708 324 500 |
| Fairlead | 100 000 000 |
| Pad eye | 100 000 000 |
| Anker | 74 827 800 |
| Sjakler | 66 000 000 |
| SUM | 1 049 152 300 |

■ Kjetting ■ Fairlead ■ Pad eye ■ Anker ■ Sjakler



Figur 7-6 Produksjonskostnader – Doble liner

Installasjonskostnader

Installasjonskostnadene for konsept tre er svært like som for Baseline. Den lave dimensjonen har enormt å si for plassen den tar i kjettingkassen og til tross for doble liner trengs det færre turer for å hente kjetting enn i Baseline. Selve utleggingen av kjettingen krever at fartøyet kan kjøre ut doble liner og har to kjettingkasser.

Installasjonstid (1 AHTS + 2 TUG): 92 dager

Fartøy: Island Valiant, Boa Heimdal og Boa Balder

Installasjonskostnader (diskontert): 39 056 604,- NOK

Inspeksjon

Der konsept tre taper mest er i inspeksjon og får derfor sammen med konsept fire de høyeste inspeksjonskostnadene. Se figur 8-4. På grunn av doble liner gir det omtrent dobbelt så høy inspeksjonskostnad som for Baseline.

Inspeksjonstid: 131 dager

Fartøy: Island Valiant og Island Vanguard

Estimert inspeksjonskostnad (én inspeksjon): 95 630 000,- NOK

I henhold til DNV-GL-OS-J103 skal systemet inspiseres hvert femte år. Det estimeres fire inspeksjoner i løpet av levetiden og kostnaden er diskontert med en rente på 6 %.

Inspeksjonskostnad (diskontert): 194 580 535,- NOK

MRC

For MRC antas det ett dags arbeid for å koble plattform av og ett dags arbeid for å koble den opp. Det er også lagt til en kostnad for flytebøyer for å markere hvor linene ligger når turbinen skal kobles opp igjen. Konsept 3 antas å ha samme MRC som Baseline.

MRC (én av- og påkobling): 1 000 000,- NOK

MRC er utregnet for hele levetiden ved å gå ut i fra en sannsynlighet på årlige 5 % for MRC. Over 20 år tilsvarer dette for en vindpark på 50 vindturbiner 50 av og påkoblinger. Utskiftninger skjer som regel tidlig eller sent i levetiden. For enkelhetsskyld er den totale kostnaden diskontert fra år 10 med en rente på 6 %.

MRC (diskontert): 27 919 739,- NOK

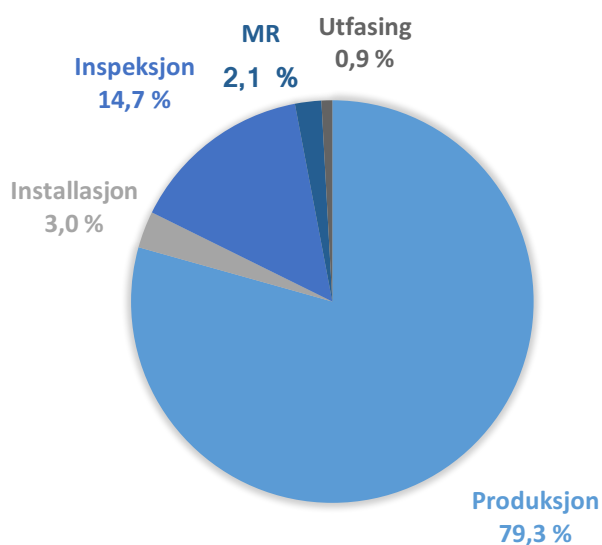
Utfasing

For utfasing er det beregnet samme kostnaden som for å installere. Det er ikke tatt hensyn til om noe av systemet kan gjenbrukes eller selges. Kostnaden er diskontert med 22 år med en rente på 6 % og derfor betraktelig lavere enn installasjonskostnaden.

Utfasingskostnader (diskontert): 11 488 711,- NOK

Netto nåverdi

Konsept tre (doble liner) er det nest rimeligste konseptet beregnet ut i fra netto nåverdi. Det skiller imidlertid svært lite mellom dette og det rimeligste konseptet (klumpvekter). Det er rimelig å produsere og installere, men det taper på høye inspeksjonskostnader på grunn av doble liner. Muligheten for en mer effektiv inspeksjon bør derfor vurderes.



Figur 7-7 NNV – Doble liner

Total NNV: 1 400 513 119,- NOK

7.4 Parallell fiberline

Konseptet har veldig høye produksjons- og installasjonskostnader og er dermed det klart dyreste konseptet. Dette skyldes i svært stor grad at konseptet benyttet sugearker. Det er valgt å benytte sugearker på ett konsept for å belyse hva dette har å si for konseptets totale kostnad. Konseptet er dessverre ikke testet i Stald (2017) sin oppgave, men effekten av fiberline er interessant å studere fordi hensikten vil være å kunne bruke kortere forankringslinjer.

Systemoversikt

Se Konseptvalg 6.6

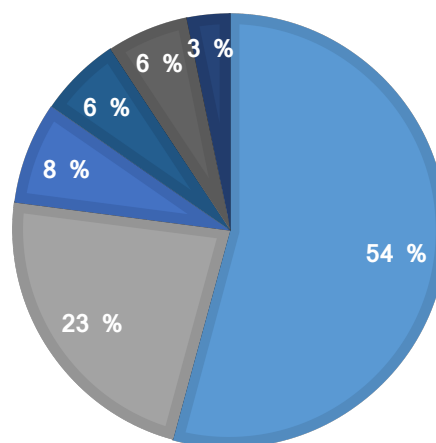
Produksjonskostnader

Konsept fire har fem ganger så høy kostnad for ankeret enn de andre konseptene. Dette forandrer kostnadsbildet dramatisk. Likevel ser man at om man bruker en femtedel av kostnadene for anker ville produksjonskostnadene fremdeles vært nest høyest og nærmere Baseline enn de to andre konseptene. Bruk av både fiber og kjetting hele veien er med andre ord en dyr løsning.

Tabell 7-4 Produksjonskostnader - Parallell fiberline

| Produksjonskostnader (NOK) | |
|-----------------------------------|---------------|
| Kjetting | 887 208 836 |
| Anker | 374 139 000 |
| Fiberline | 123 750 000 |
| Fairlead | 100 000 000 |
| Pad eye | 100 000 000 |
| Sjakler | 52 000 000 |
| SUM | 1 637 097 836 |

■ Kjetting ■ Anker ■ Fiberline
■ Fairlead ■ Pad eye ■ Sjakler



Figur 7-8 Produksjonskostnader – Parallell fiberline

Installasjonskostnader

Installasjonskostnadene for konsept fire er over dobbelt så høye som for de andre konseptene. Se figur 8-3. Dette skyldes i stor grad bruk av sugearkere. Ett sugearker tar 12 timer å montere og krever bruk av SUBSEA fartøy. I tillegg til sugearkere krever etter-installering av fiberline bruk av ROV.

Installasjonstid (1 SUBSEA + 1 AHTS + 2 TUG): 170 + 98 dager

Fartøy: Deep Explorer, Island Vanguard, Boa Heimdal og Boa Balder

Installasjonskostnader (diskontert): 105 754 717,- NOK

Inspeksjon

Konsept tre og fire er antatt like krevende å inspisere siden de består av doble liner. Dette driver kostnadene opp.

Inspeksjonstid: 131 dager

Fartøy: Island Valiant og Island Vanguard

Estimert inspeksjonskostnad (én inspeksjon): 95 630 000,- NOK

I henhold til DNV-GL-OS-J103 skal systemet inspiseres hvert femte år. Det estimeres fire inspeksjoner i løpet av levetiden og kostnaden er diskontert med en rente på 6 %.

Inspeksjonskostnad (diskontert): 194 580 535,- NOK

MRC

For MRC antas det ett dags arbeid for å koble plattform av, samt én dags arbeid for å koble den opp. Det er også lagt til en kostnad for flytebøyer til å markere hvor linene ligger når turbinen skal kobles opp igjen. Det beregnes ekstra kostnad for flytere siden konseptet inneholder en fiberline som ikke kan komme i kontakt med havbunnen.

MRC (én av- og påkobling): 1 100 000,- NOK

MRC er utregnet for hele levetiden ved å gå ut i fra en sannsynlighet på årlige 5 % for MRC.

Over 20 år tilsvarer dette for en vindpark på 50 vindturbiner 50 av og påkoblinger.

Utskiftninger skjer som regel tidlig eller sent i levetiden. For enkelhetsskyld er den totale kostnaden diskontert fra år 10 med en rente på 6 %.

MRC (diskontert): 30 711 713,- NOK

Utfasing

For utfasing er det beregnet samme kostnaden som for å legge linene og halvparten av kostnadene som å legge sugelanker. Det antas at prosessen er enklere enn å installere. Det er ikke tatt hensyn til om noe av systemet kan gjenbrukes eller selges. Kostnaden er diskontert med 22 år med en rente på 6 % og derfor betraktelig lavere enn installasjonskostnaden.

Konsept fire har den høyeste installasjonskostnaden og dermed også den høyeste utfasingskostnaden. Se figur 8-6.

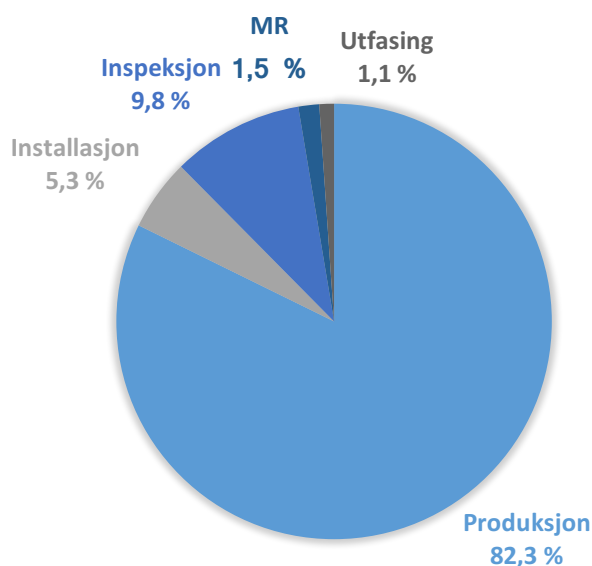
Utfasingskostnader (diskontert): 21 673 148,- NOK

Netto nåverdi

Konsept fire har den desidert høyeste nåverdien. I stor grad skyldes dette bruk av sugelankere, men

kombinasjonen av fiber og kjetting som to separate liner vil uansett ikke være en økonomisk lønnsom idé.

Konseptet bør simuleres i 3DFloat for å se hvilken effekt bruk av fiberline kan ha og om det er mulig å benytte kortere liner enn 790 m. Det anbefales også å se på ulike konfigurasjoner for bruk av fiberliner fordi det er rimeligere enn kjetting å produsere og tar mindre plass ombord i installasjonsfartøyene.



Figur 7-9 NNV – Parallell fiberline

Total NNV: 1 989 817 949,- NOK

8 Resultat

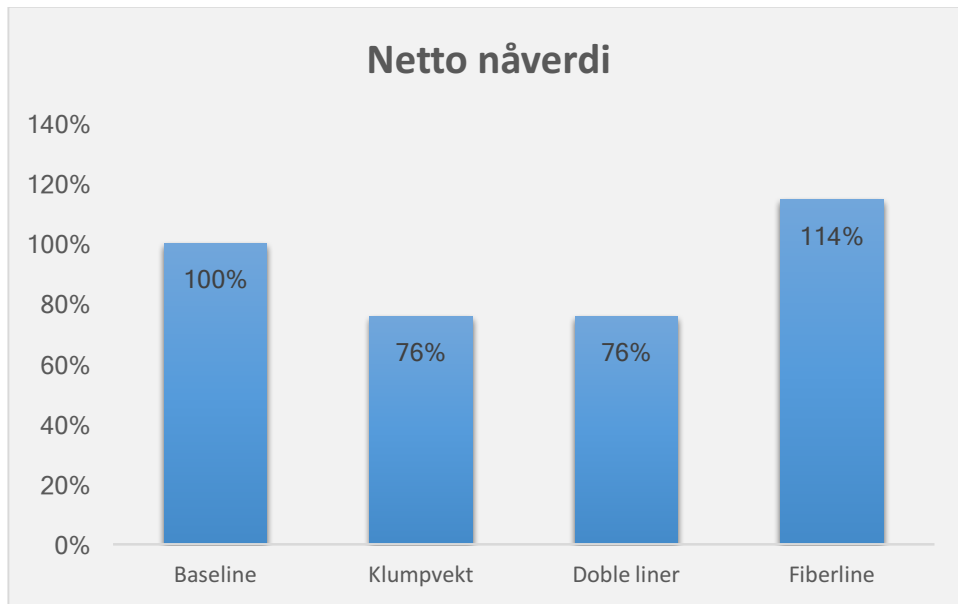
I dette kapitlet følger de samlede resultatene av kostnadsanalysen

Tabell 8-1 Samlede diskonterte kostnader (NOK)

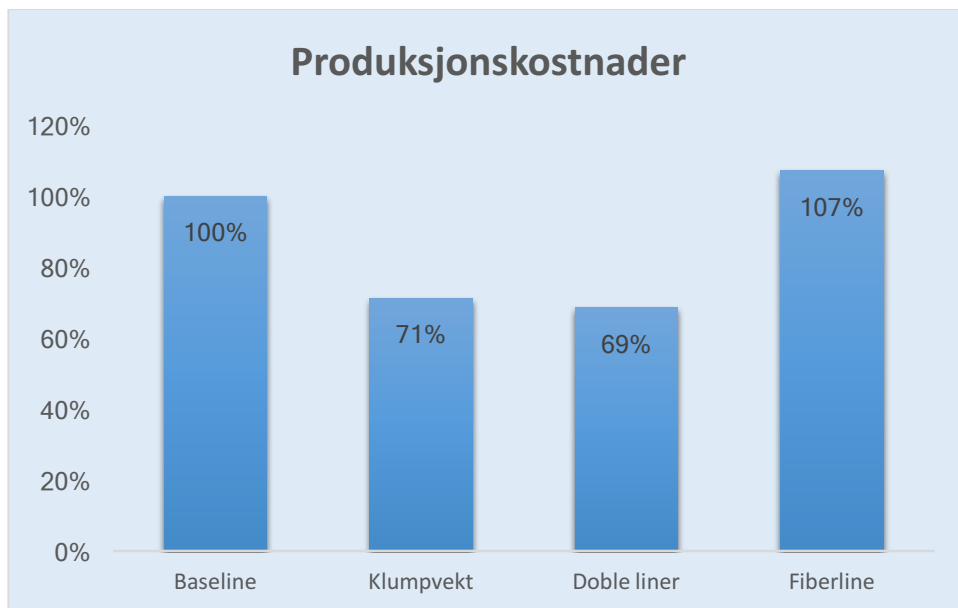
| Diskontering 6 % | Konsept 1 | Konsept 2 | Konsept 3 | Konsept 4 |
|---------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| Navn --> | Baseline | Klumpvekt | Doble liner | Fiberline |
| Produksjon | | | | |
| Kostnad | 1 514 967 455 | 1 089 996 512 | 1 049 152 300 | 1 637 097 836 |
| Installasjon | | | | |
| Tid (dager) | 110 | 90 | 92 | 268 |
| Fartøy (antall) | 3 | 4 | 3 | 4 |
| Kostnad | 46 698 113 | 37 183 962 | 39 056 604 | 105 754 717 |
| Inspeksjon | | | | |
| Tid (dager) | 77 | 95 | 131 | 131 |
| Kostnad | 114 371 765 | 141 108 022 | 194 580 535 | 194 580 535 |
| MRC | | | | |
| Kostnad | 27 919 739 | 39 925 227 | 27 919 739 | 30 711 713 |
| Utfasing | | | | |
| Kostnad | 13 736 502 | 10 937 863 | 11 488 711 | 21 673 148 |
| Total NNV | 1 717 693 575 | 1 319 151 586 | 1 322 197 889 | 1 989 817 949 |
| | (1,718 mrd.) | (1,319 mrd.) | (1,322 mrd.) | (1,990 mrd.) |

Tabell 8-2 Energikostnad (LCOE) for forankringssystemene

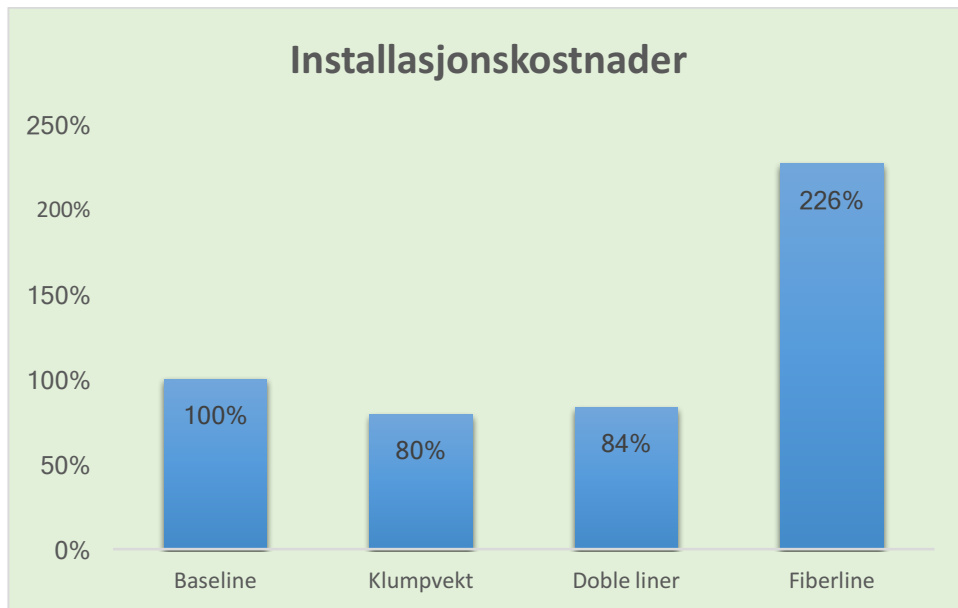
| | Baseline | Klumpvekt | Doble liner | Fiberline |
|------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Antall turbiner | 50 | 50 | 50 | 50 |
| Turbinstørrelse (MW) | 6 | 6 | 6 | 6 |
| Driftsår | 20 | 20 | 20 | 20 |
| Driftstimer (50 %) | 87 600 | 87 600 | 87 600 | 87 600 |
| Total produksjon (MWh) | 26 280 000 | 26 280 000 | 26 280 000 | 26 280 000 |
| LCOE (NOK/MWh) | 65,36 | 50,20 | 50,31 | 75,72 |
| LCOE (€/MWh) | 7,08 | 5,43 | 5,45 | 8,20 |



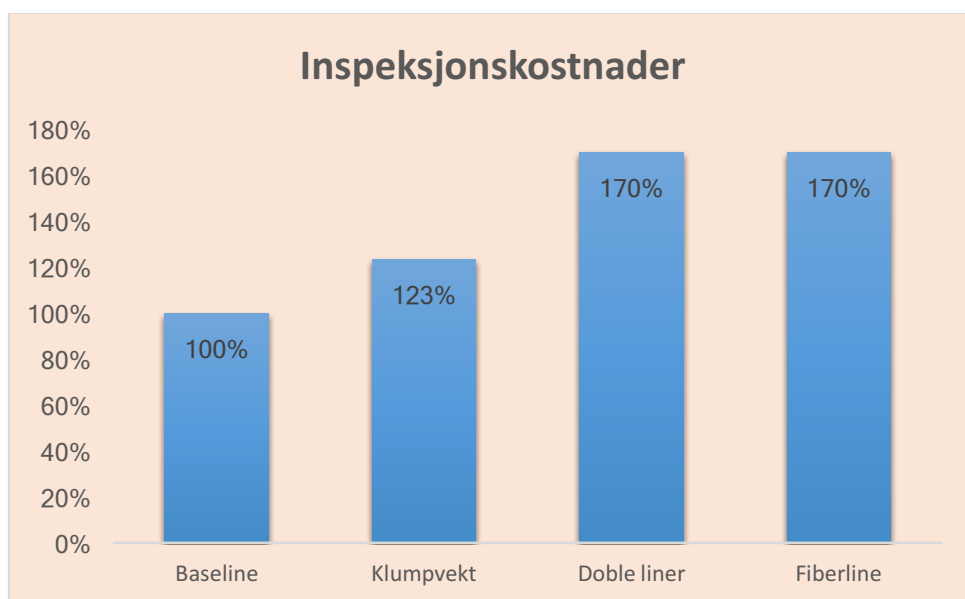
Figur 8-1 Netto nåverdi prosentvis i forhold til Baseline.



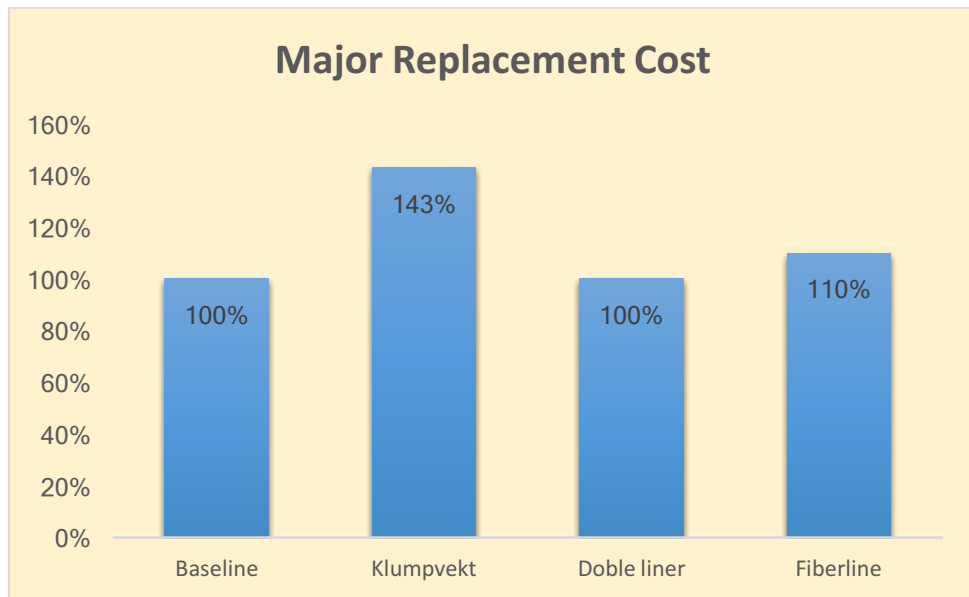
Figur 8-2 Produksjonskostnader prosentvis i forhold til Baseline.



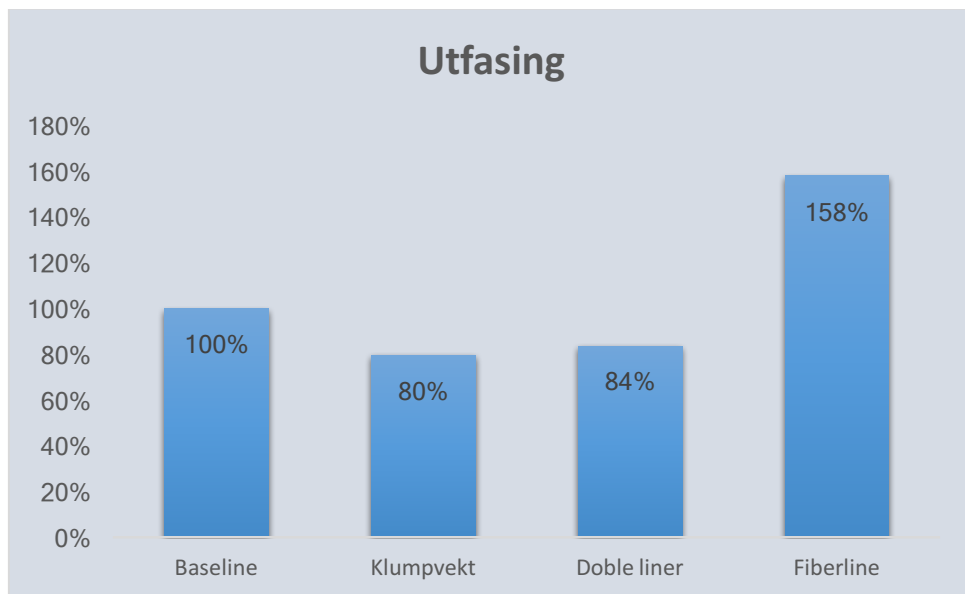
Figur 8-3 Installasjonskostnader prosentvis i forhold til Baseline



Figur 8-4 Inspeksjonskostnader prosentvis i forhold til Baseline



Figur 8-5 Major Replacement Cost prosentvis i forhold til Baseline



Figur 8-6 Utfasingskostnader prosentvis i forhold til Baseline.

9 Følsomhetsanalyse

9.1 Baseline vs. klumpvekt

Det er gjort en følsomhetsanalyse mellom Baseline og Klumpvekt. Analysen finner hvilken kjettingdimensjon Baseline må ha for at netto nåverdi for konseptene skal bli omtrent den samme. Dette er interessant fordi det gir en indikasjon på hvor fordyrende bruk av klumpvekter er.

Tabell 9-1 Følsomhetsanalyse - Baseline vs. klumpvekt

| Diskontering 6 % Konsept --> | Kostnadslikhet | |
|---------------------------------|----------------------|----------------------|
| | Baseline (122 mm) | Klumpvekt |
| Produksjon | | |
| Kostnad | 1 132 149 816 | 1 089 996 512 |
| Installasjon | | |
| Kostnad | 37 358 491 | 37 183 962 |
| Vedlikehold | | |
| Kostnad | 114 371 765 | 141 108 022 |
| MR | | |
| Kostnad | 27 919 739 | 39 925 227 |
| Utfasing | | |
| Kostnad | 10 989 202 | 10 937 863 |
| | | |
| Total NNV | 1 322 789 012 | 1 319 151 586 |

Som det fremgår i tabell 9-1 må diameteren senkes fra 147 mm helt ned til 122 mm for å oppnå omtrent samme netto nåverdi. Dette kan tyde på at å benytte klumpvekter virker lite fordyrende for forankringen. Installasjonskostnaden blir heller ikke negativt påvirket av klumpvektene. Årsaken til at installasjonskostnaden er så lik er fordi 154 m med polyesterline har mye å si for hvor mye kjetting man får med seg til felt av gangen. Tiden man bruker på å montere klumpvekter spares altså inn om deler av kjettinglina erstattes med fiber.

9.2 Diskonteringsrate

For å undersøke hvor mye netto nåverdien blir påvirket av diskonteringsraten er det gjort en enkel sammenlikning av netto nåverdi for hvert konsept i tabell 9-2.

Tabell 9-2 NNV ved ulik diskontering fra 4 % til 8 %

| | Baseline | Klumpvekt | Doble liner | Fiberline |
|---------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| NNV (4%) | 1 758 267 522 | 1 366 838 808 | 1 380 156 472 | 2 054 946 362 |
| diff. | -40 573 947 | -47 687 222 | -57 958 583 | -65 128 412 |
| NNV (6%) | 1 717 693 575 | 1 319 151 586 | 1 322 197 889 | 1 989 817 949 |
| diff. | 30 556 878 | 36 229 511 | 43 894 271 | 49 039 248 |
| NNV (8%) | 1 687 136 696 | 1 282 922 076 | 1 278 303 618 | 1 940 778 702 |
| Total diff (4-8 %) | 71 130 825 | 83 916 733 | 101 852 854 | 114 167 660 |

Som det fremgår av tabellen skiller det på det meste over 100 millioner mellom hvilken rate man benytter. Dette er for en stor vindpark, men det tyder på at diskonteringsraten har mye å si og bør få oppmerksomhet under fremtidige kostnadsanalyser.

9.3 Valutakursen

Valutakursen kan svinge mye. Den Norske Krone er for tiden svak og Euroen er historisk sterk. Dette forholdet kan endre seg begge veier og det er derfor valgt å gjøre en følsomhetsanalyse på hvor stor utslaget blir i netto nåverdi om valutakursen mellom Norske Krone og Euro forandrer seg 10 % opp eller ned. Tabell 9-3 viser konsekvensen for hvert konsept.

Tabell 9-3 Følsomhetsanalyse - valutajustering

| Følsomhetsanalyse Valuta (NOK/€) | -/+10 % | |
|--|--------------------------|------------------------|
| | Endring NNV (NOK) | Endring NNV (%) |
| Disk: 6 % | | |
| Baseline | 130 496 746 | 7,60 % |
| Klumpvekt | 80 058 651 | 6,07 % |
| Doble liner | 78 315 230 | 5,92 % |
| Fiberline | 126 134 784 | 6,34 % |

Som det fremgår av tabellen vil en 10 % valutajustering innebære en endring i netto nåverdi på 5,9 til 7,6 %. I praksis kan det utgjøre over 130 millioner kroner og bør absolutt tas med i en usikkerhetsanalyse. Det er konseptene som har mest vekt i kjettingen som er mest sårbare for valutaendringer.

Grunnet tidsbegrensing har jeg ikke hatt mulighet til å gjøre en omfattende usikkerhetsanalyse. En annen faktor som da burde studeres er usikkerhet i forhold til dagrater på fartøy. Dette styres av aktiviteten i oljebransjen. Tabell 1-1 i innledningen viste hvor raskt dagratene har endret seg de siste årene.

10 Diskusjon

10.1 Netto nåverdi

Konsept to og tre har den laveste netto nåverdien. Selv om man senker kjettingdimensjonen på konsept 1 til 122 mm som vist i tabell 9-1 og bytter ut sugeankere med *drag*-ankere i konsept fire vil konsept to og tre være de rimeligste. Bruken av klumpvekter og doble liner gjør forankringskonfigurasjonene mer kostnadseffektive.

I alle konseptene utgjør produksjonskostnadene over 79 % av nåverdien. Se figur 7-3, 7-5, 7-7 og 7-9. Av de 79 % utgjør kostnadene for kjetting og sugeanker mesteparten. Dette kan indikere at det trengs mer forskning på systemer som benytter minst mulig kjetting og ser på en mer effektiv utnyttelse av sugeankere.

Nest etter produksjonskostnadene er det kostnadene forbundet med inspeksjon som er størst, disse utgjør opp mot 15 % av de totale kostnadene. Der det benyttes en ekstra line må inspeksjonskostnaden ofte dobles og dette bør tas hensyn til når man velger forankringsdesign.

Installasjon, MRC og utfasing utgjør en relativt liten kostnad av den totale nåverdien. Figur 8-3, 8-5 og 8-6 viser at det er store forskjeller mellom konseptene, men til tross for dette har det lite å si for totalkostnaden fordi beløpet er lite i forhold til produksjonskostnadene og inspeksjonskostnadene.

10.2 Kjettingdimensjonen

Kjettingdimensjonen utgjør største andelen av konseptenes totale kostnad. På det meste utgjør det 81 % av produksjonskostnadene for forankringssystemet. Som vist i tabell 6-1 skiller det 400 millioner mellom å benytte 120 mm og 147 mm kjetting. Det tilsvarer 15 millioner per mm i diameter. En av grunnene til at konsekvensen er så stor er fordi kjettinglinene er lange i

forhold til havdybden. I dette studiet er det ikke gjort forsøk på å korte ned linene, men nøyaktige analyser gjennom 3DFloat vil kunne vise om dette er mulig. Da bør det studeres hvor nærme ankeret forankringslinen løfter seg. Grovt sett kan linene reduseres med tilsvarende avstand.

Det er ingen tvil om at kjetting har mye å si for den totale kostnaden, derfor bør fiberline vurderes som erstatning der det er mulig.

10.3 Bruk av fartøy

I oppgaven er det valgt ut to AHTSer fra Island Offshore, ett SUBSEA-fartøy fra Technip FMC og to TUG fra BOA. I virkeligheten anbefales det å finne båter som er bedre tilpasset hvert enkelt oppdrag. Sånn sett er det en forenkling å benytte disse fartøyene.

Installasjonskostnaden anses likevel ikke som konservativ fordi det ikke er beregnet noen kostnad for stans i installasjonen som følge av værforhold eller andre uforutsette hendelser.

For å oppnå lavest mulig installasjonskostnader er det viktig at turene ut til feltet minimeres fordi flytende vindparker trolig vil plasseres lenger fra land enn bunnfaste, og fordi det tar lang tid å losse ny kjetting for hver tur. Fiber er fordelaktig fordi dette kan lagres på tromler på dekk og tar liten plass, mens kjetting må stues i kjettingkasser. I denne oppgaven har kjettingkassene vært på 581 m³ noe som er relativt lite og gjort at et fartøy får med seg dobbelt så mange forankringslinjer i konsept to som i konsept én. Angående klumpvekter er det ikke dekksplassen, men maksvekten på dekk som har begrenset antall klumpvekter et fartøy får med seg per tur. Et fartøy fikk med seg ca. 20 klumpvekter av gangen. Dette ansees som sannsynlig og kan ikke gjøres særlig mer effektivt enn slik det er gjort i oppgaven.

10.4 Sugeankere

Bruk av sugesanker kan i flere tilfeller være nødvendig. Derfor er det valgt analysere kostnaden av dette i konsept fire. ALS-tilfeller er ikke godt nok studert i denne oppgaven eller i Stald (2017) sin oppgave og det er usikkert om vindturbiner i en vindpark i det hele tatt kan benytte *drag*-ankere av hensyn til linebrudd og at turbinene er koblet sammen med strømkabler.

Sugesanker bør vurderes for en vindpark og det bør vurderes å bruke ett anker til flere

turbiner. I denne oppgaven er det tiltenkt tre sugeankere til hver plattform fordi dette er slik det gjøres på Hywind Skottland. Hywind Demo benyttet riktignok *drag*-ankere, men siden den står alene vil den ikke påvirke de andre vindturbinene ved et eventuelt linebrudd.

I en større vindpark bør det vurderes muligheten for at det i snitt er ett sugeanker per turbin. Dette vil gi én tredel av ankerkostnadene og vil trolig være mer sikkert med tanke på ALS-tilfeller. Dette bør derfor vurderes videre og ikke utelukkes til tross for de høye kostnadene som vises i denne oppgaven.

10.5 Konklusjon

Tabell 10-1 Konklusjon – rimeligste konsepter

| Konsept sammenlikning | |
|-----------------------|--|
| Vurdering | Rimeligste konsept |
| Produksjon | Doble liner |
| Installasjon | Klumpvekter |
| Inspeksjon | Baseline |
| MRC | Baseline og doble liner |
| Utfasing | Klumpvekter |
| Total NNV | Klumpvekter (svært likt som doble liner) |

Ut i fra tabell 10-1 går det fram hvilke konsepter som er mest lønnsomme for de ulike vurderingspunktene. Det viktigste å ta med seg er at kjettingdimensjonen spiller en signifikant rolle for produksjonskostnaden, men også for installasjonskostnadene. Doble liner og flere elementer gir utslag på vedlikeholdskostnadene, mens MRC og utfasing får liten betydning fordi kostnadene blir kraftig diskontert.

Klumpvekter og doble liner har vist seg å være økonomisk fordelaktige på alle punkter utenom inspeksjon.

10.6 Svakheter med oppgaven

Jeg mener oppgaven gir et nyansert og realistisk bilde av kostnadsforskjellene mellom ulike forankringskonsepter for en framtidig, flytende vindpark. Fordi industrien er ung og forankringskonseptene består av mange ulike komponenter vil jeg få trekke fram noen punkter man bør ha i bakhodet når resultatene leses:

1. Alle enheter i form av tid og kostnader er estimater. Oppgaven inkluderer mange resultater, noe som kan øke usikkerheten.
2. Kun de to første konseptene er blitt simulert og fått estimert levetid i oppgaven til Stald (2017). Det er derfor usikkert om de to siste konseptene har en levetid over 20 år.
3. Det er utelatt en del kostnader fra kostnadsanalysen. Dette er kostnadene for prosjektledelse, frakt, prosjektsertifisering og konsekvensutredninger. Den endelige netto nåverdien er derfor lavere enn den realistisk ville vært.
4. Det ble oppdaget på slutten av arbeidet med oppgaven at utregningene for UHC (*Ultimate holding capacity*) må regnes ut av statiske og dynamiske krefter. Fordi det kun er gjort studier av de samlede kreftene i linene er kreftene hentet rett fra figur 4-1 og 4-2.

11 Videre arbeid

Etter å ha arbeidet med forankringskostnadene i denne oppgaven anbefaler jeg videre arbeid med følgende:

- Design og kostnadsanalyse av innfestingsløsningene til halvt nedsenkbare plattformer
- Konsepter som erstatter kjetting med fiberline
- Simuleringer i 3DFloat av doble liner
- Reduksjon av linelengden for konsepter som benytter diskret klumpvekt
- Bruk av distribuert klumpvekt kostnadsanalyse og simulering
- Ankertyper og muligheten for nettverk av ankere i større vindparker
- Andre havdybder enn 100 m

Dette er nærmere forklart i kronologisk rekkefølge:

Innfesting til plattformene bør utvikles så de enkelt kan kobles av og på. Flytende vindturbiner er avhengig av å slepes til land for vedlikehold. Slik det er i dag har turbinene et stort behov for vedlikehold og utskiftninger, særlig i de første årene etter installasjon. Systemer som ikke tillater dette vil bli kompliserte og dyre og det bør sees nærmere på hvordan dette kan løses best mulig.

Fiber er et komplisert tema fordi det finnes mange typer med mange egenskaper. Jeg har derfor ikke lyktes med å finne gode nok data. Bexco og Mørenot har ikke ønsket å komme med innspill til oppgaven. Konsept fire presenterer en tenkt løsning der en fiberline kan redusere den horisontale forskyvningen og unngå en bratt økning i stivhetskarakteristikken for forankringssystemet. Dette kan potensielt redusere lengden på kjettingen.

Doble liner er økonomisk gunstig fordi det viser seg at det reduserer produksjonskostnaden og installasjonskostnaden. Bruk av 76 mm kjetting er standard for borerigger i Nordsjøen og vil øke muligheten til å benytte eksisterende fartøy fra petroleumsnæringen. Det bør testes om doble liner kan fungere i kombinasjon med andre elementer som klumpvekter og fiberliner.

Distribuerte klumpvekter er laget av støpejern og produseres av FMGC og kan leveres i mange ulike størrelser opp mot 5 tonn stykket. De kan boltes på kjettinglina og sånn sett

erstatte tapt vekt som følge av redusert dimensjon. Støpejern koster en femtedel av stålet i kjettingen og vil derfor kunne påvirke produksjonskostnaden i stor grad.

Det er til nå estimert tre ankere per turbin og gjort lite studier av muligheten for å dele ankerene på flere turbiner. Ankertype, bunnforhold og risiko for ALS-tilfeller bør tas med i beregningen og sees nærmere på. I konsept fire utgjør ankerene 23 % av produksjonskostnaden og har derfor stor påvirkning på nåverdien til forankringssystemet.

Det er sett svært mye på forankring på 100 meters havdyp. Dette er tilsynelatende basert på snittdybden i Nordsjøen. Men om man studerer hvilke områder som er utredet for vindparker langs norskekysten er flere lokalisert over større havdyp. Rapporten Havvind fra 2010 og 2012 beskriver 15 områder som er utredet (NVE 2012). Kostnadsforskjellen mellom å forankre på ulike havdyp bør derfor undersøkes nærmere.

12 Referanser

- Albert, A. (2017). *alexander@westshore.no*.
- Benassai, G., Campanile, Piscopo, Scamardella, (2015). Optimization of Mooring Systems for Floating Offshore Wind Turbines. *Coastal Engineering Journal*, 57 (4).
- Bladeoffshore. (2010). *Subsea Drilled Anchor Pile*: Youtube. Tilgjengelig fra: <https://www.youtube.com/watch?v=txWjPiV7tCQ>.
- Carver, M. (2016). Teknisk Ukeblad. Tilgjengelig fra: <https://www.tu.no/artikler/sjekk-dimensjonene-disse-kjettingene-skal-feste-statoils-flytende-vindmolle-til-havbunnen/346472> (lest 7.2.2017).
- Dahlum, S. (2014). *Kvantitativ analyse*. Tilgjengelig fra: https://snl.no/kvantitativ_analyse.
- DNV GL. (2013a). *Design of Floating Wind Turbine Structures*. Sec. 7. Ch. 3.1.11, J103.
- DNV GL. (2013b). *Design of Floating Wind Turbine Structures*. Sec. 7. Ch. 3.1.10, j103.
- DNV GL. (2013c). *Design of Floating Wind Turbine Structures*. Sec. 2. Ch. 2.1.2, J103.
- DNV GL. (2013d). *Design of Floating Wind Turbine Structures*. Sec. 9. , J103.
- DNV GL. (2016). *Offshore Fiber Ropes*. Ch. 2, Sec. 1 - 4.1.1, E303.
- Dr.techn. Olav Olsen. (2015). NFR Project 225946/E20 - RENERGiX - Concrete substructure for floating offshore wind turbines - Mooring analyses phase 2.
- Dr.techn. Olav Olsen. (u.d.). *OO-Star Wind Floater (pat.)*. Tilgjengelig fra: <http://www.olavolsen.no/nb/node/149> (lest 20.2.2017).
- Energy.gov. (2014). *Top 10 Things You Didn't Know About Offshore Wind Energy*. Tilgjengelig fra: Top 10 Things You Didn't Know About Offshore Wind Energy (lest 24.3.2017).
- Espegren, N. M. (2010). Havvind - forslag til utredningsområder. www.npd.no.
- Farinia Group. (2017). *Clump Weights*. Tilgjengelig fra: <http://www.farinia.com/energy/clump-weights>.
- Floatgen. (2017a). *Live*. Tilgjengelig fra: <http://floatgen.eu/> (lest 7.4.2017).
- Floatgen. (2017b). *Mooring System*. Tilgjengelig fra: <http://floatgen.eu/en/mooring-system> (lest 7.2.2017).
- Floatingwindfarm.com. (u.d.). *Anchoring Systems*. Tilgjengelig fra: <http://floatingwindfarm.weebly.com/anchoring-systems.html> (lest 21.3.2017).
- Fornybar.no. (2016). Tilgjengelig fra: <http://www.fornybar.no/prosjekteksampler/vindkraft/forste-fullskala-flytende-vindturbin-hywind-> (lest 30.1.2017).
- Forskningsrådet. (2012). *Nytt stort program for energiforskning (RENERGiX)*. Tilgjengelig fra: <http://www.forskningsradet.no/no/Utllysning/RENERGI/1079630580637> (lest 24.3.2017).
- Fukushima Forward. (u.d.). *Fukushima Floating Offshore Wind Farm Demonstration Project*. Tilgjengelig fra: <http://www.fukushima-forward.jp/project01/english/gaiyou/index.html> (lest 16.3.2017).
- Ghazali, A. M. (2017). *Mailkorrespondanse: amohd@statoil.com*.
- Haugstad, T. (2017). *Har kuttet kostnadene på flytende havvind med 70 prosent*: Teknisk Ukeblad. Tilgjengelig fra: <https://www.tu.no/artikler/har-kuttet-kostnadene-pa-flytende-havvind-med-70-prosent/378227> (lest 5.4.2017).
- Havila. (u.d.-a). *AHTS*. Tilgjengelig fra: <http://www.havila.no/fleet/ahts> (lest 21.2.2017).
- Havila. (u.d.-b). *Subsea*. Tilgjengelig fra: <http://www.havila.no/fleet/subsea> (lest 21.2.2017).
- Hopstad, A. L. H. (2017). *Revision of DNV GL standard for design of floating wind turbine structures*.

Hungnes, H. (2017). *Færre sysselsatte knyttet til petroleumsnæringen*: SSB. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/nasjonalregnskap-og-konjunkturer/artikler-og-publikasjoner/faerre-sysselsatte-knyttet-til-petroleumsnæringen> (lest 13.2.2017).

Ideol. (2017). *Floatgen Project*. Tilgjengelig fra: <http://ideol-offshore.com/en/les-projets/floatgen-project> (lest 7.4.2017).

Indrevær, N. (2017). *Mailkorrespondanse: nii@statoil.com*.

Johannesen, A. C., Line Tufte, Per Arne. (2011). *Forskningsmetode for økonomisk-administrative fag*. 3 utg.: Abstrakt forlag.

Kjeller Vindteknikk. (2010). *Mailkorrespondanse: line.haugen@vindteknikk.no*.

Knudsen, E. L. (2016). *Innovativt forankringssystem for flytende vindturbiner*: NMBU.

Landbø, T. (2017). *Mailkorrespondanse: tl@olavolsen.no*.

Lifes50plus. (2014). *Concepts*. Tilgjengelig fra: <http://lifes50plus.eu/> (lest 7.4.2017).

Mac Gregor. (u.d.-a). *A-frames*. Tilgjengelig fra: <http://www.macgregor.com/en-global/macgregor/products/Deck-machinery/Pages/A-frames.aspx> (lest 28.3.2017).

Mac Gregor. (u.d.-b). *Offshore AHC cranes*. Tilgjengelig fra: <http://www.macgregor.com/en-global/macgregor/products/Offshore-load-handling-solutions/offshore-cranes/Offshore AHC cranes/Pages/default.aspx> (lest 28.3.2017).

Malkenes, K. H. (2017). Statoil om havvind. www.e24.no.

Malt, U. (2015). *Kvalitativ analyse*. Tilgjengelig fra: <https://snl.no/kvalitativ>.

MarEx. (2017). World's First Offshore Wind Farm being Decommissioned. *The Maritime Executive*.

Nedrevaag, V. (2011a). *Mailkorrespondanse: vegard.nedrevaag@technipfmc.com*.

Nedrevaag, V. (2011b). *Triplate og ROVsjakkel Hywind Demo*: Technip FMC.

Nedrevaag, V. (2017a). *Mailkorrespondanse Technip FMC* (e-mail).

Nedrevaag, V. (2017b). *Møtereferat: 6. mars 2017*.

Nilsen, J. (2016). Sjekk dimensjonene. *Teknisk Ukeblad*.

Norges Bank. (2017). *Valutakurs for Euro (EUR)*. Tilgjengelig fra: <http://www.norges-bank.no/Statistikk/Valutakurser/valuta/EUR> (lest 28.3.2017).

NVE. (2012). *Havvind - strategisk konsekvensutredning*. 1 utg. Tilgjengelig fra: http://publikasjoner.nve.no/rapport/2012/rapport2012_47.pdf.

NVE. (2015). *Kostander i energisektoren*. Tilgjengelig fra: http://publikasjoner.nve.no/rapport/2015/rapport2015_02b.pdf.

Nygaard, T. A., De Vaal, J., Pierella, F., Oggiano, L. & Stenbro, R. (2016). Development, Verification and Validation of 3DFloat; Aero-servo-hydro-elastic Computations of Offshore Structures. *Energy Procedia*, 94: 425-433.

Office of Indian Energy. (2013). *Levelized Cost of Energy (LCOE)*. I: US Department of Energy (red.). Tilgjengelig fra: <https://energy.gov/sites/prod/files/2015/08/f25/LCOE.pdf>.

Offshore-technology.com. (2017). *Fairlead*. Tilgjengelig fra: <http://www.offshore-technology.com/contractors/lifting/saswinches/saswinches8.html>.

Principal Power. (2015). *WindFloat*. Tilgjengelig fra: <http://www.principlepowerinc.com/en/windfloat> (lest 16.3.2017).

Ryu, S. S. H., Casper Duggal, Arun. (2008). *Mooring Cost Sensitivity Study Based on Cost-Optimum Mooring Design*, Cheju, Korea: SOFEC.

Siemens. (2017). *Offshore Direct Drive Wind Turbine SWT-6.0-154*. Tilgjengelig fra: <https://www.siemens.com/global/en/home/markets/wind/turbines-and-services/swt-6-0-154.html>.

- Snøfugl, I. (2017). *Phase one - Evaluation of the concepts*. Tilgjengelig fra: <http://lifes50plus.eu/newsletter-2017-02-24/> (lest 27.2.2017).
- Stald, C. (2017). *Tentativ tittel: Teknisk analyse av forankringssystemet for flytende vindturbiner*. Master: NMBU.
- Statoil. (2015). *Statoil to build the world's first floating wind farm: Hywind Scotland*. Tilgjengelig fra: <https://www.statoil.com/en/news/hywindscotland.html> (lest 7.4.2017).
- Statoil. (2017). *Our offshore wind portfolio*. Tilgjengelig fra: <https://www.statoil.com/en/what-we-do/new-energy-solutions.html> (lest 5.5.2017).
- Stoddard, F. (u.d.). *The Life and Work of Bill Heronemus*. www.umass.edu: University of Massachusetts. Tilgjengelig fra: <https://www.umass.edu/windenergy/about/history/heronemus>.
- Stovner, S. (2017). *Tentativ tittel: Sammenlikning av koblede og ukoblede simuleringer for flytende vindturbiner*: NMBU.
- Vindportalen (1). (u.d.). *Vindkraft i Norge*: vindportalen.no. Tilgjengelig fra: <http://www.vindportalen.no/Vindportalen/Vindkraft/Vindkraft-i-Norge> (lest 27.1.2017).
- Vindportalen (2). (u.d.). *Offshore Vindkraft*: vindportalen.no. Tilgjengelig fra: <http://www.vindportalen.no/Vindportalen/Vindkraft/Offshore-vindkraft> (lest 30.1.2017).
- Vryhof. (2010). *Anchor Manual 2010*. Tilgjengelig fra: http://www.vryhof.com/anchor_manual.pdf.
- Vryhof. (2017a). *Stevpris MK 6*. Tilgjengelig fra: http://www.vryhof.com/products/anchors/stevpris_mk6.html.
- Vryhof. (2017b). *Stevtensioner*. Tilgjengelig fra: http://www.vryhof.com/products/tensioning_components/stevtensioner_va_600.html.
- Wind Europe. (2017). *Key trends and statistics 2016. The European offshore wind industry*. www.windeurope.org.
- Windpowerengineering.com. (2016). *Technology Readiness Level*. Tilgjengelig fra: <http://www.windpowerengineering.com/policy/business-issues/mergers-acquisitions/wind-turbine-design-licensing-market-shrinking-not-dead/> (lest 23.3.2017).
- Zahalka, C. P. (u.d.). *Bollard Pull*. www.dieselduck.net: Association of Hanseatic Marine Underwriters.

13 APPENDIX A – Siemens SWT-6.0-154



Product Name: SWT-6.0-154
 Application: Offshore
 Technology: Direct Drive
 Wind Class: I A

Rotor

| | |
|------------------|--------------------------------------|
| Type | 3-bladed, horizontal axis |
| Position | Upwind |
| Diameter | 154 m |
| Swept area | 18,600 m ² |
| Speed range | 5 - 11 rpm |
| Power regulation | Pitch regulation with variable speed |
| Rotor tilt | 6 degrees |

Blade

| | |
|---------------------|--|
| Type | Self-supporting |
| Blade Length | 75 m (B75) |
| Aerodynamic profile | Siemens proprietary airfoils, FFA-W3-XXX |
| Material | GRE |
| Surface gloss | Semi-gloss, < 30 / ISO2813 |
| Surface color | Light grey, RAL 7035 |

Aerodynamic Brake

| | |
|------------|--------------------|
| Type | Full span pitching |
| Activation | Active, hydraulic |

Mechanical Brake

| | |
|------|----------------------|
| Type | Hydraulic disc brake |
|------|----------------------|

siemens.com/wind

Figur 13-1 Siemens 154 m 6MW vindturbin (Siemens 2017).

14 APPENDIX B – Vryhof Stevpris MK 5

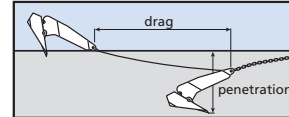
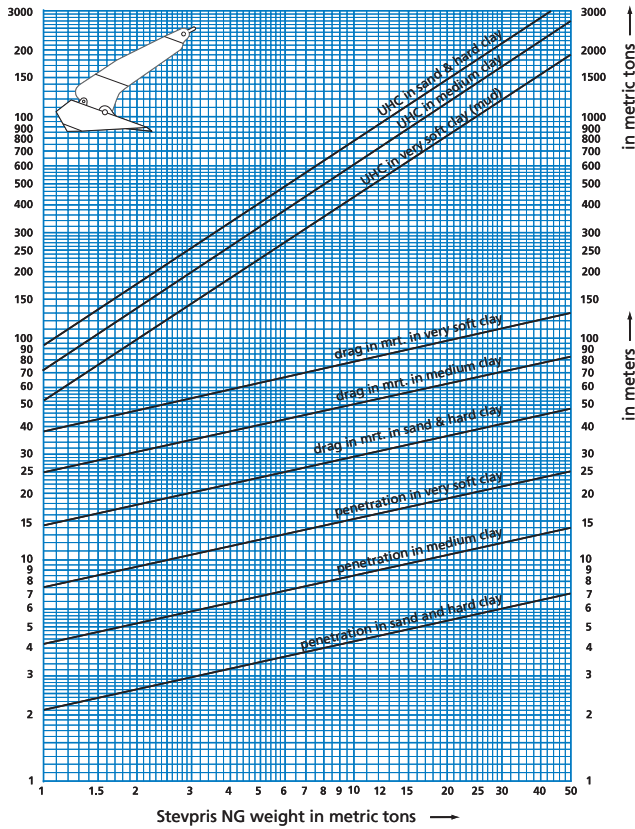
Tabell 14-1 UHC-chart Stevpris MK 6 (Vryhof 2017a).

Stevpris New Generation

186



Stevpris New Generation UHC chart



Example: loading 70% of ultimate holding capacity corresponds with 48% of maximum drag and 80% of maximum penetration at ultimate holding capacity.

| anchor load as % of UHC | drag % max drag | penetration as % max penetration |
|-------------------------|-----------------|----------------------------------|
| 70 | 48 | 80 |
| 60 | 37 | 68 |
| 50 | 27 | 55 |
| 40 | 18 | 42 |
| 30 | 9 | 23 |

15 APPENDIX C - Bakgrunnsteori

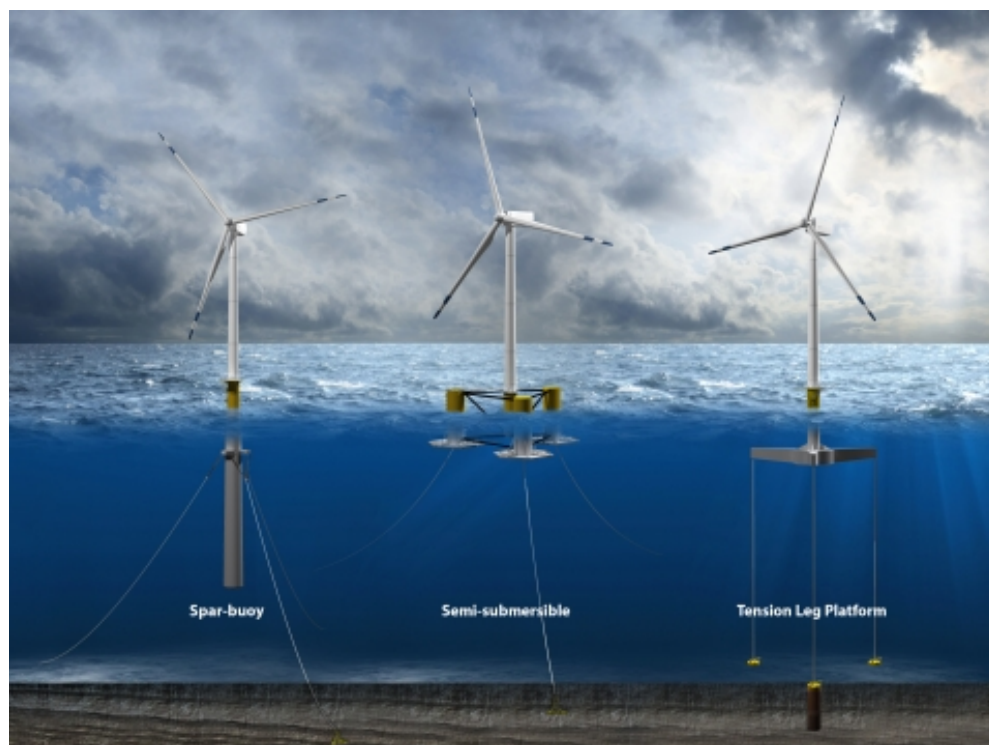
En utdypende innføring i forankringsprosessen og elementene som inngår er beskrevet i dette kapitlet.

15.1 Plattformer til vindturbiner

Plattformer til flytende vindturbiner er i stor utvikling og det finnes ikke et endelig design som er vedtatt. Til nå kan de kategoriseres i tre varianter. Spar, halvt nedsenkbar og TLP. TLP er teknologi hentet fra petroleumsnæringen og egner seg på mellomgrunt vann hvor det er for dypt til bunnfaste turbiner. Et av de to konseptene som har gått videre i Lifes50+ er TLP-løsning. TLP benytter ikke slakk forankring og er derfor ikke videre omtalt i denne oppgaven.

Materialet plattformene bygges i varierer. Foreløpig brukes det mye stål, men betong brukes mer og mer fordi det er kostnadmessig gunstig når plattformene skal skaleres opp.

Sparplattformene er gjerne hule og fylles med stål, mens de halvt nedsenkbare er gjerne laget i betong og fylles med sjøvann for stabilisering.



Figur 15-1 Tre typer flytende plattformer til offshore vindturbiner (Energy.gov 2014).

Spar-plattform

En spar-plattform er formet som en søyle hvor mesteparten av vekten til plattformen befinner seg under vann. For å oppnå god nok stabilitet må tyngdepunktet bli lavt nok så det kommer under oppdriftspunktet slik at den ikke tipper rundt. For å få til dette er sparplattformene på Hywind Skottland fylt med stein og flytende stål etter at de har kommet på sjøen.

Sparplattformer er også brukt innen oljeboring, og designet er inspirert av dette. Men lønnsomheten er ikke den samme i havvind så utfordringene er store når det gjelder å effektivisere designet og forankringssystemet. Man ønsker at kreftene fra forankringen skal gå gjennom tyngdepunktet noe som har ført til at festepunktene har kommet under vannlinjen. Dette er med på å komplisere forankringsprosessene. Det smale designet er også spesielt utsatt for *yaw*-krefter og krever at systemet strammes opp etter montering.

Fordeler:

- Enkelt design som ikke bremser passerende sjø for mye
- Plasseffektiv
- Innfesting under vann er mer sikkert mot frost
- Enkel å transportere

Ulemper:

- Dybden (85 m Hywind)
- *Yaw*-bevegelser
- Krever stille, dype fjorder for installasjon
- Vanskeligere å entre under service

Halvt nedsenkbar plattform (*Semi-sub*)

Halv-nedsenkbare plattformer er plattformer som flyter høyere i vannet fordi de har flyttet massen mer ut i horisontal retning. De er ofte formet som firkanter eller trekkanter med mest mulig vekt plassert ut i kantene og hjørnene for å øke stabiliteten. Noen konstruksjoner lar vindturbinen stå på ett av hjørnene eller en av sidene, mens Olav Olsens Star Wind Floater lar turbintårnet stå i midten.

Som navnet sier så er de halvt nedsenkbare. Det betyr at noe av plattformen vil være dekket av vann, mens store deler også vil være i luft. De er ofte hule og bruker vann som

stabilisering inne i skrogene. Dette gjør at de kan være fylt med luft inne ved kai, flyte høyere i vannet for så å fylles med vann og få mer stabilitet når de er slept ut på feltet. Teknologien er kjent og mye brukt på flytende oljeplattformer i Nordsjøen, men designet er nytt og i mindre skala.

Forankringen av halvt-nedsenkbare plattformer er nokså lik som for spar-plattformer. Forankringen krever ikke like mye etterstramming fordi *yaw*-bevegelsene bremses mer av plattformens utforming. Festepunktene er over vannlinjen slik at innfesting og etterstramming er enklere. Punktene er mer utsatt for frost UV-lys og oksidering i luft.

Fordeler:

- Kan bygges i betong
- Stikker ikke dypt i vannet (ca. 5-8 m)
- Sammenstilling av turbin og plattform kan skje ved kai
- Kan slepes inn til verft for reparasjoner
- Kan stå på alle vanddybder

Ulemper:

- Mindre hydrodynamisk utforming enn spar-plattformer, bremser forbigående sjø
- Krever mye plass å bygge mange
- Krever lengre forankringsliner siden festepunktet er høyere opp enn på spar-plattformer

15.2 Forankring – operasjoner

Under følger en utfyllende beskrivelse av de ulike prosessene fra figur 2-3. Det som sier noe direkte om kostnadsberegninger er i fet skrift.

Design og produksjon

Første steg i forankringsprosessen er å designe et forankringsystem som er optimalt i forhold til bunnforhold, værforhold, materialbruk, sikkerhet, håndtering ved installasjon og demontering. Det er krevende fordi de to første faktorene vil variere fra felt til felt.

Utviklingen av et design er forbundet med mange års regning og testing og følger det som kalles en TRL-progresjon (*technical readiness level*).

Kostnaden for design, testing, konsekvensutredning og sertifisering utelatt fra beregningene i oppgaven.

Produksjonskostnadene utgjør største del av kostnadene forbundet med forankringen. Kostnaden regnes ut ved å innhente enhetspriser for alle elementene i systemet og slås sammen til en produksjonskostnad. I en vindpark på 50 vindturbiner forankret med tre kjettingliner på 790 m utgjør 1 mm forandring i dimensjonen hele 15 mill. NOK. I dag er utgangspunktet for forankring av OOSTar bruk av 147 mm kjetting av R3 kvalitet og det samme brukes i dag på Hywind Skottland.(Ghazali 2017) Dette er også tilfellet for Baseline. De øvrige konseptene representerer tre mulige løsninger for å redusere kjettingdimensjonen.

For beregning av produksjonskostnadene er det tatt utgangspunkt i leverandører som leverer til Hywind Skottland eller som er ledende innen sitt felt. Hvilke leverandører som er valgt er presentert under punktet *Enhetskostnader*.

Produksjonskostnadene er regnet ut fra prisen på ankere, liner, koblinger, klumpvekter og innfesting på plattformen.

Frakt

Frakt kan gjøres av et eksternt selskap eller av selskapet som skal montere utstyret. Denne oppgaven bruker utelukkende leverandører fra Europa noe som kan gi høyere priser enn Asiatiske leverandører, men lavere fraktkostnader. Det er ikke gjort beregninger for forskjellen. I det utstyret forlater fabrikken er ansvaret for utstyrets kvalitet flyttet over på den som frakter det. En tredjepart følger med produksjon, frakten og installasjon for å se at systemet kan sertifiseres og godkjennes. En grov estimering fra biveileder Marit Kvittem er en kostnad på 20 mill. NOK for en prosjektsertifisering. Kostnaden vil gå ned om det brukes standardisert utstyr og prosesser.

Eneste fraktkostnad som er medregnet er transport fra land og ut til *site*. Dette tar en god del tid og beregnes under installasjonskostnaden.

Premontering

Premontering er operasjonene som skjer før man legger ut forankringen. En fordel med flytende vindturbiner er at de kan sammenstilles ved land uten å bruke dyre *jack-up*-fartøyer. For forankringssystemet innebærer premonteringen forberedelser på akterdekket:

- Sammenstille anker og kjetting
- Feste på eventuelle *triplates* og sjakler på akterdekket før det slippes ut
- Gjøre klar innfesting av klumpvekter
- Koble sammen parallelle kjettingliner
- Koble sammen liner av ulikt materiale

Kostnaden for premontering er ikke tatt med som et eget regnestykke, men det ligger innbakt i estimert tid for installering av forankringssystemet.

Plassere anker

Plasseringen av anker innebærer å plassere ankeret og legge ut forankringslinene. Under følger en beskrivelse for hvordan dette er tenkt å gjøres i hvert konsept. Se APPENDIX D for illustrasjoner.

Konsept 1

Ved bruk av rene kjettingliner og *drag*-ankere er anker og kjetting koblet sammen når ankeret plasseres. Det slippes ut bak på hekken til en AHTS og dras ned i havbunnen når det har ønsket posisjon. Kjettinglinen slippes ut og legges på havbunnen med en flyter opp til overflaten så lina kan plukkes opp når det er klart for oppkobling til plattform.

Konsept 2

Ved bruk av kombinert kjetting-fiber-kjetting med *drag*-anker gjøres det som under konsept 1, men fiberlinen må kobles til kjettingen etter oppstramming av ankeret. Fiberlinen skal ikke komme nær bunnen og for å kunne feste på en klumpvekt består den av to deler som er



Figur 15-2 Hywind Demo 2009 - Plassering av drag-ankere (Nedrevaag 2011a).

sammenkoblet av en *triplate* på midten.

Konsept 3

Om det er parallelle kjettingliner med *drag*-anker kan dette gjøres helt likt som for enkle kjettingliner, men fartøyet må ha mulighet for å kjøre doble liner og to kjettingkasser og bruker noe lenger tid på selve leggingen. Ankeret er i dette tilfellet festet til en 147 mm kjetting som kobles sammen med de doble linene med en *triplate* i det kjettingen kjøres ut.

Konsept 4

Om det benyttes kjetting og en parallell fiberline er det valgt å benytte sugeanker. Med sugeanker er det ikke behov for å stramme opp ankeret, men en 147 mm kjettingline på 20 m går fra ankeret og til en *triplate* hvor fiber og kjetting kobles på med en ROV etter plassering.

Bruk av fartøy

Ved bruk av *drag*-ankere kan vanlige AHTSer benyttes. Valg av AHTS vil påvirkes av:

- Volum kjettingkasser
- Håndtering av doble liner
- Dimensjon på kjetting
- Trekkraft

Det er benyttet AHTSer fra Island Offshore som eksempel i oppgaven.

Ved bruk av sugeankere må et SUBSEA fartøy benyttes. Det er benyttet samme fartøy som under installasjon av Hywind Skottland i denne oppgaven. Nærmere bestemt Deep Explorer (Technip FMC).

Som nevnt på fartøyet ha tilstrekkelig trekkraft eller *bollard pull* (BP) for å teste ankerene med maks last under installasjon. Om et anker må tåle en ekstremlast på 100 tonn må fartøyet kunne belaste ankeret med denne lastet i 15 min i henhold til DNV GL OS 301. Ofte oppgis fartøyets trekkraft i BHP eller motorstørrelse. Trekkraften vil variere ut i fra propellvinkling og drevets posisjonering. Det er derfor nødvendig med en formel for å regne om fra hestekrefter til faktisk trekkraft. Formelen fungerer som en ca. omregning (Zahalka u.d.):

$$\text{BHP} \times 0,9 \times 1,25 / 100 = \text{BP}$$

Trekraft = Bollard pull

BP = Bollard Pull

BHP = Break Horse Power

I tillegg til AHTS eller SUBSEA fartøy er det nødvendig med to tauebåter (TUG) for å holde plattformen på plass under oppkobling. Disse dimensjoneres også etter trekraft og bør til sammen kunne utlikne forspenning i linene.



Figur 15-3 Hywind Demo 2009 - Forankring ved hjelp av AHTS og TUG (Fornybar.no 2016).

Kostnadene forbundet med plassering av anker og liner er avhengig av prisen på fartøyene som er i operasjon og hvor lang tid de bruker.

Tidsbruken avhenger av hvor lang tid fartøyene trenger på å gjøre operasjonen på feltet, hvor mye kjetting det får med seg ut på feltet og hvor lang tid det bruker på bunkring av mer utstyr.

Tauing og værvindu

Når anker og liner er plassert kan plattformer og turbiner sammenstilles ved land og slepes ut til feltet, helst så snart anker og liner er lagt. Slepet vil trolig ta lenger tid enn å plassere ankere og liner og det må derfor beregnes flere par med tauebåter. For denne prosessen er ikke værvinduet avgjørende. Technip FMC som gjør denne operasjonen for Statoil i 2017 dimensjonerer slepet for å tåle over 10 meter bølger. Værvinduet når man kommer fram er derimot mer avgjørende og operasjonene på feltet må ha under 2,5 meter bølgehøyde. (Nedrevaag 2017b)

Det er ikke beregnet kostnader for denne prosessen da den antas å være lik for alle konsepter.

Oppkobling

Kobling av liner til plattform gjøres når alle liner og ankere til en plattform er klare.

Oppkoblingen kan ikke skje før fordi plattformen da vil være i veien for legging av resterende liner.

Selve oppkoblingen skjer ved at to tauebåter holder plattformen på plass, mens en AHTS kobler linene til *pad-eyes* eller gjennom en *fairlead* og kjettinglås. Om det brukes klumpvekter skal alle linene kobles til *pad-eyes*.

Det regnes 1,5 time for oppkobling av hver line.

Etterstramming

Etterstramming er nødvendig fordi ankerhåndteringsfartøyene ikke klarer å koble et system som er for stramt til plattformen. På oljeplattformer brukes det ofte store vinsjer til å stramme inn og slakke ut forankringslinene. For flytende plattformer til vindturbiner er dette antatt å være for kostbart i en vindpark på flere titalls vindturbiner. Noen metoder for å etterstramme slakkforankring er oppsummert her:

1. Klumpvekter

Å henge på klumpvekter etter at moringslinene er koblet til plattformen er en vanlig operasjon gjort på under en time. Dette ble gjort på Hywind Demo og kan gjøres av en AHTS med stor nok kran (100 tonn). Fartøyet er avhengig av en ROV sjakkell for å kunne heise klumpvekten ned og koble den på ved hjelp av en ROV.

Kostnaden regnes i tillegg til oppkobling. Det antas at operasjonen tar 3 timer per klumpvekt.

2. Fairlead + AHTS

Å trekke kjettingen via et fairlead-system og til et ankerhåndteringsfartøy som strammer inn kjettingen for til slutt å låse fairleaden på plattformen er ansett som nødvendig for tre av fire konseptene i denne oppgaven. Hywind Skottland har valgt en slik løsning. Der er fairleaden festet under vann og krever bruk av ROV for å lukke kjettinglåsen. Under vann er operasjonen komplisert og tar lang tid. Over vann vil det være enklere og ta kortere tid. Prosessen er også reversibel slik at man kan koble fra forankringen uten å kutte den. Se

APPENDIX D for illustrasjon av hvordan dette gjøres.

Kostnaden regnes som en del av oppkoblingen og har samme tidsfordeling med 1,5 time per line.

3. Stevtensioner

Stevtensioner brukes for å plassere to *drag*-ankere samtidig og stramme dem mot hverandre. Løsningen er rimelig og tar ca. en time å utføre. Technip FMC anbefalte å se nærmere på dette som en løsning, men fordi systemet må kunne kobles av og på, og en *stevtensioner* ikke tillater dette, er det ikke valgt å gå videre med dette i oppgaven.

4. Vinsjer

Oljeplattformer har vinsjer og Floatgen og Wind Float har også konsepter som inkluderer innstrammingsvinsjer på plattformene. En slik løsning vil trolig være for kostnadskrevenne for en hel vindpark. Vinsjer er ikke vurdert som en mulig løsning for OOSTar i denne oppgaven.

Vedlikehold

Vedlikehold omfatter femårig, visuell inspeksjon av forankringssystemet over og under vann (DNV GL 2013a). Om det oppdages feil eller mistanker om feil må dette utbedres eller inspiseres nærmere med for eksempel børster eller NDT (*Non destructiv testing*).

Under vann beregnes det inspeksjon av anker, liner, sjakler, koblinger og klumpvekter. Inspeksjonen gjøres med ROV som bruker 1 time per 100 m med line, 1 time per klumpvekt og 1 time per anker. I tillegg til dagraten regnes en kostnad på 165 000 NOK i døgnet for et ROV lag.(Albert 2017)

Over vann beregnes det inspeksjon av *pad-eyes*, sjakler og *fairleads*. Et klatrelag antas å bruke 12 timer per tilrigging og inspeksjon og ha samme kostnad som ROV laget.

Selve undervannsinspeksjonen kan gjøres døgnet rundt og ved at en ROV filmer 1-2 m unna det den inspiserer (*close visual*). Det betyr at med doble liner vil det være nødvendig med to runder og altså bruke dobbelt så lang tid på inspeksjonen. (Nedrevaag 2017a)

Det er beregnet kostnader for femårig, visuell inspeksjon i denne oppgaven.

Demontering

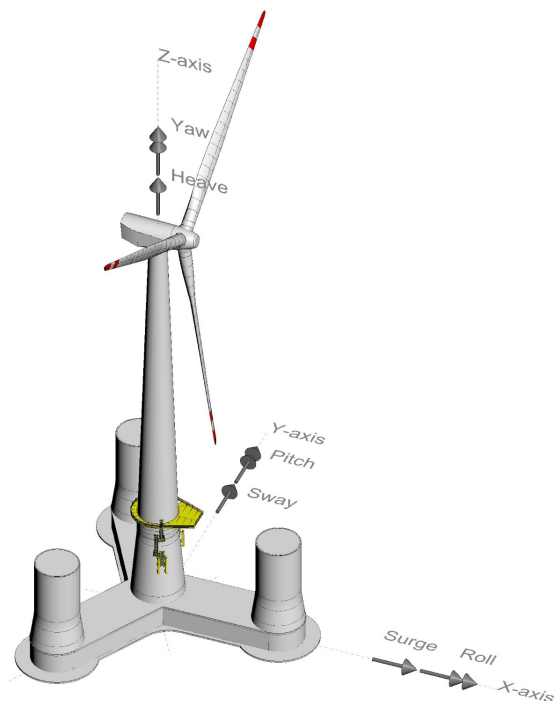
Det er demontert svært få vindturbiner så langt. Verdens første offshore vindpark fra 1991, plassert i Vindeby i Danmark, ble demontert i år. (MarEx 2017) Så langt er en demoplattform av Floatgen eneste demonterte flytende vindturbin. Hywind Demo har så langt ikke vært demontert.

Hvor vidt en vindpark vil bli demontert etter 20 år i drift eller ikke er vanskelig å si. Det mest aktuelle kan være å gjøre en tilstandsvurdering og beregne ny levetid på vindparken. En demontering vil være en reversering av installasjonen, muligens noe enklere.

I denne oppgaven er det beregnet kostanden for demontering.

15.3 Frihetsgrader (DOF)

DOF (*Degrees of Freedom*) er definisjonen for hvordan en flytende vindturbin og i dette tilfellet OOSTar beveger seg. Bevegelsene deles inn i *surge*, *sway* og *heave* som henholdsvis representerer translasjon langs x-, y- og z-aksen samt *roll*, *pitch* og *yaw* som er rotasjon om x-, y- og z-aksen. Målet er å dempe disse bevegelsene best mulig og gjøres ikke det vil det føre til økt utmatting eller store krefter som forårsaker brudd i forankringslinene.



Figur 15-4 OOSTar - Plattformen har ni frihetsgrader (Landbø 2017).

OOSTar er designet slik at den i stor grad motvirker disse kreftene. *Yaw*-bevegelser har vist seg svært viktig å unngå, men kan i stor grad motvirkes av forspenning av linene.

Yaw

Forspenning (*pretensioning*) av systemet er nødvendig for å dempe *yaw*-bevegelser. For sparplattformer er dette et av de største problemene fordi all massen er plassert så nærme senteret av plattformen. På Hywind-plattformene er dette løst ved å lage en hanefot for hver forankringsline og en horisontal forspenning på 90 tonn. For OOSTar er problemet ansett som neglisjerbart fordi designet av plattformen gjør at bevegelsene motarbeides.

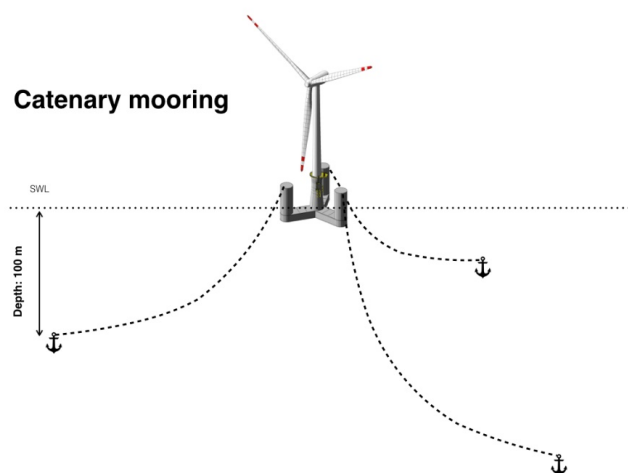
Forspenningen i systemet fra RENERGIX-rapporten har vist å ha god effekt rundt 50 tonn i horisontal retning. Dette tilsvarer ca. 140 tonn i aksialretning på linene. Det er antatt at alle konseptene har denne forspenningen i denne oppgaven.

15.4 Forankring - metoder

For flytende plattformer er det i hovedsak tre ulike forankringsmetoder. Valg av metode avhenger av værforhold, havdybde, størrelse på plattform og kostnader. Vanligst for forankring av plattformer på vanddybder over 60 meter er slakk forankring. Jo dypere vann jo mer vanlig er det med slakk forankring. I denne oppgaven ses det på 100 meters havdyp og slakk forankring.

1. Slakkforankring (*catenary*):

Lar plattformen bevege seg fritt, men innenfor en viss radius. For store plattformer er dette vanlig på dypt vann (200 m +). Denne oppgaven ser nærmere på konseptet som gjør det lønnsomt med slakkforankring på grunt vann (100 m). (Vryhof 2010)



Figur 15-5 OOSTar - Catenary mooring.

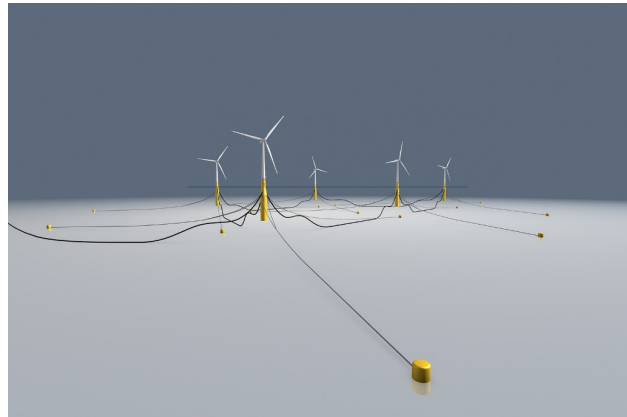
2. Stramforankring (*taut-line*): Ankerlinene festes til bunnen, strammes opp med forankringsvinsjer om bord på plattformen. Plattformen holdes i ro. (Vryhof 2010)

3. Stivbent (*tension-leg*): Lange tynne kabler som går direkte ned til havbunnen. Plattformen har lite bevegelsesfrihet både horisontalt og vertikalt, kreftene tas opp i benene. Dette er forankringsmetoden som benyttes for TLP-plattformer.

15.5 Anker

Valg av riktig anker er viktig fordi prisen og egenskapene er svært forskjellig.

Hvilket anker man velger avhenger av bunnforhold og om ankeret må oppta krefter i flere retninger. ALS-tilfeller er noe som vil ha stor påvirkning på valg av anker, men som ikke er tatt høyde for i denne oppgaven.



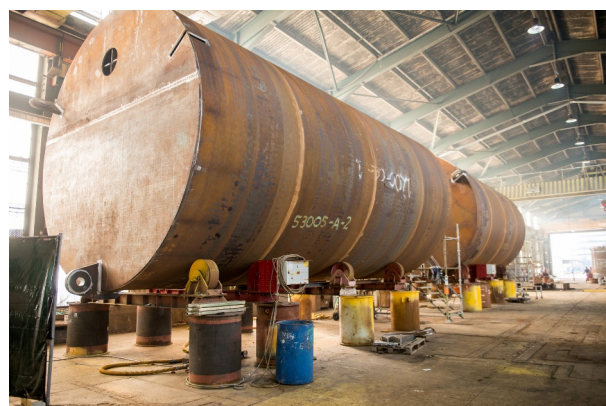
Figur 15-6 Hywind Skottland forankret med sugeankere (Statoil 2015).

Denne oppgaven bruker *drag*-ankere i tre konsepter og sugeanker i ett, men det finnes flere gode alternativer om bunnforholdene tillater det.

Ankerene under er de mest aktuelle ankerene hentet fra DNV sin standard for flytende vindturbiner. Kravene til installasjon er nærmere beskrevet der (DNV GL 2013d)

Sugeanker

Sugeankeret er holdt på plass av vakuumpressjon og skjærkrefter mellom ankeret og havbunnen. Det er formet som en bøtte satt opp ned på havbunnen. Vann suges ut når ankeret er i ønsket posisjon. Installasjon må gjøres med spesialfartøy, tar ca. 12 timer og ankerene i seg selv er dyre å produsere.



Figur 15-7 Sugeanker til Hywind Skottland (Carver 2016).

I oppgaven er det tatt utgangspunkt i:

Leverandør/type: Ukjent – samme som på Hywind Skottland

Installasjon – Deep Explorer (Technip FMC)

Tid – 12 timer per anker

Produksjonskost – 5 ganger *drag*-anker

Fordelene med sugeanker er at det kan plasseres helt presis, noe som er en fordel om man skal ha god kontroll over forspenningen i forankringslinene. Ankeret er ikke avhengig én bestemt kraftretning slik *drag*-ankere og tåler også delvis belastning i vertikal retning. Uttalelser fra Statoil som bruker dette på sin vindpark i Skottland er at kostnaden for et sugeanker er fem ganger kostnaden for et *drag*-ankere. Men om man lykkes med å forankre flere vindturbiner til ett sugeanker kan det vise seg å være lønnsomt og langt mer robust ved ALS-tilfeller.

Drag-anker

Drag-anker er betegnelsen på ankere som plasseres ved å trekke dem ned i havbunnen. Typiske versjoner er *fluke*- og *plate*-ankere. Ankeret er det mest benyttede i Nordsjøen og er særlig godt egnet i myke til harde bunnforhold, formen på ankeret tilpasses dette. Ankeret er rimelig fordi det er å regne som hyllevarer og tilgangen på fartøy som installerer dem er stor. Selve plasseringen tar ca. 60 minutter og gjøres med alminnelige AHTS. 15 minutter av tiden utsettes ankeret for ekstremlasten.



Figur 15-8 *Drag*-anker til forankring av *Floatgen* (Floatgen 2017b).

I oppgaven er det benyttet:

Leverandør/type – Vryhof/Stevpris MK 6

Installasjon – Island Valiant og Island Vanguard (Island Offshore)

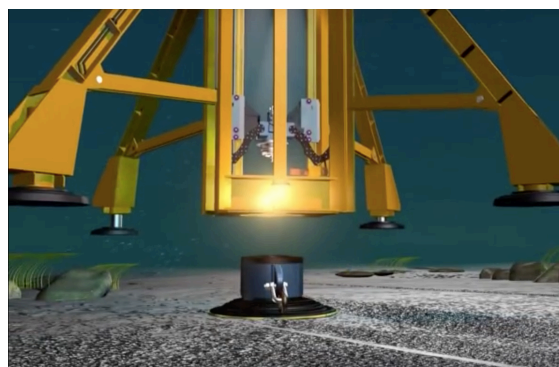
Tid – 1 time per anker

Produksjonskost – 2,7 €/kg

Drag-ankerene er ikke egnet til å forankre flere turbiner og de er sårbare for vertikale krefter. Man må derfor være sikker på at man har et forankringssystem som ikke utsetter ankerene for dette verken under ULS- eller ALS-tilfeller. Mot FLS-tilfeller er levetiden nærmest uendelig og ankerene er enkle å plukke opp igjen for videre bruk.

Grouted Pile Anchor

Dette er et alternativ der ankeret må plasseres i berggrunn. Hull bores på forhånd før stålelementer festes med sement eller annen fugemasse i hullene. Operasjonen er kostbar og tar lang tid, men ankerene er rimelige og krever ikke like mye materiale siden de holdes fast av massene i grunnen. En AHTS med *A-frame* kran på akterdekket kan brukes

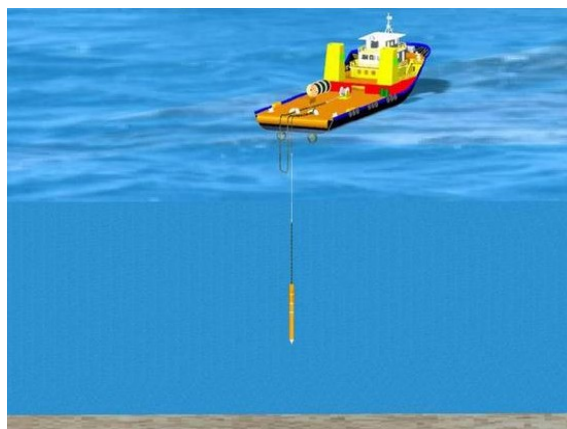


Figur 15-9 Installering av peleanker i fjell på havbunnen (Bladeoffshore 2010).

til operasjonen. Nøyaktige analyser av berggrunnen må gjøres på forhånd og usikkerhet i forhold til berggrunnen, utmatting av fugemassen, holdekapasitet mellom massen og fjellet, holdekapasitet mellom ståldeler og fugemasse samt korrosjon må tas med i betraktningen. Likevel har løsningen vist seg å være svært pålitelig, men kostbar på grunn av installasjonen. (Floatingwindfarm.com u.d.)

Torpedoanker

Torpedoankrene er et godt alternativ til sugearkere. De er enkle å installere, kan plasseres presist og er ikke begrenset til én kraftretning. De minner om peleanker, men er avhengig av jevne bunnforhold som er løse og dype nok til at de lett penetreres.



Figur 15-10 Installasjon av torpedoanker med AHTS (Floatingwindfarm.com u.d.).

Ankerene kan benyttes til flere turbiner og er derfor egnet for effektiv installering av en vindpark. I henhold til DNV skal toppen av ankeret komme under havbunnen og testes for krefter i vertikal og horisontal retning. Ankerene er enkle å masseprodusere, men vil kreve inspeksjon i etterkant med ROV. Med riktige bunnforhold er dette et alternativ som absolutt bør vurderes.

15.6 Forankringsliner

Ankerradius

Ankerradiusen er den horisontale avstanden fra senter av plattformen og bort til ankeret. Det betyr at en plattform med ankerradius 750 meter har en lengre kjetting for å nå diagonalt ned til ankeret.

I denne oppgaven er det en brukt en ankerradius på 750 m og en forankringsline på omtrent 790 meter. Dette er beregnet ved å legge sammen elementene som bygger opp forankringslina i 3DFloat.

Kjetting

Kjetting er vanligste måten å forankre offshore konstruksjoner på. Til tross for at stål korroderer i saltvann så har kjetting lang levetid og kan stå i mot store krefter som oppstår fra FLS- og ULS-tilfeller. På flytende vindturbiner er det designet mange mulige forankringssystemer og slakk forankring med bruk kjetting fungerer godt på grunn av kjettingens egenvekt. Kjettingens vekt skaper en demping av kreftene som er gunstig for LTM-forankring.

I denne oppgaven er det valgt å holde kjettingprodusentes navn konfidensielt. Bedriften er en europeisk anerkjent kjettingleverandør og leverer kjetting til flere store norske prosjekter. Kjetting til offshore forankring kan lages i de fleste diametere mellom 70 og 240 mm.

Kvalitet

Dimensjonering av kjetting til *offshore* forankring følger som standarden DNV-GL-OS-302 "Offshore Mooring Chain". Styrken på kjettingen defineres ut i fra dimensjonen, kvaliteten og herdingen på stålet. Kvaliteten og herdingen klassifiseres i fem ulike kvaliteter fra R3 til R5. Valg av kvalitet er et kompromiss mellom dimensjon, styrke og pris. I denne oppgaven er det benyttet R3 til kostnadsestimering av forankringslinene. Tabell 15-1 gir en oversikt over priser, vekt og styrke for ulike kjettingdimensjoner og kvaliteter.

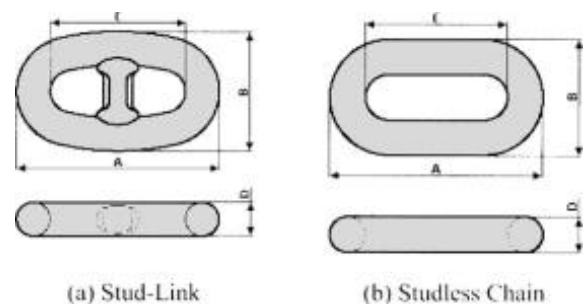
Tabell 15-1 Eksempel på styrke og pris på kjetting. Kilde: se kapittel 4.5

| Offshore kjetting | 147 mm | | | 120 mm | | | 76 mm | | |
|-----------------------|--------|--------|--------|--------|-------|--------|-------|-------|-------|
| | R3 | R4 | R5 | R3 | R4 | R5 | R3 | R4 | R5 |
| €/kg | 2,6 | 2,8 | 3,0 | 2,6 | 2,8 | 3,0 | 2,6 | 2,8 | 3,0 |
| kg/m (air) | 432,2 | 432,2 | 432,2 | 288,0 | 288,0 | 288,0 | 115,5 | 115,5 | 115,5 |
| Tensil strength (MPa) | 690 | 860 | 1 000 | 690 | 860 | 1 000 | 690 | 860 | 1 000 |
| Proof load (kN) | 10 868 | 13 376 | 15 536 | 7 728 | 9 511 | 11 047 | 3 417 | 4 205 | 4 884 |

Type

Type kjetting skilles av *stud* eller *studless*.

Studless gir høyere sikkerhet mot vridninger på kjettingen fordi den har sveiset på en såkalt *stud* i midten av øyet. *Studless* er likevel foretrukket fordi det er rimeligere og godkjent til bruk på forankring.



Figur 15-11 Stud- og studless-linker

Fiberliner

Syntetisk fiberline er blitt mer og mer vanlig til offshore bruk ettersom styrken i forhold til vekt ofte gir en fordel. Fiberliner må dimensjoneres i henhold til DNV GL OS E303 ”Offshore fiber ropes”.

I denne oppgaven benyttes fiberliner i konsept to og fire og for enkelhetsskyld er det brukt samme line. Linens egenskaper er gjengitt i tabell 15-2.

Tabell 15-2 Fiberline fra Deep Sea Mooring (2017).

| Fiberline – 165 mm – fra Deep Sea Mooring | |
|---|------------------|
| Type | Polyester |
| Proofload | 8000 kN (165 mm) |
| Stormstivhet (E*A) | 24 900 tonn |
| Operasjonsstivhet (E*A) | 16 000 tonn |
| Vekt i vann (kg/m) | 4,75 |
| Vekt i luft (kg/m) | 26,1 |
| Pris (NOK/m) | 1 100,- |

15.7 Klumpvekter

Klumpvekter er vekter i form av jern, betong eller en kombinasjon som festes til moringslinene for å erstatte eller tilføre ekstra vekt til systemet. Det skilles mellom diskret og distribuerte klumpvekter hvor diskret har vært det mest vanlige å bruke. Bruk av klumpvekter har flere hensikter:

- Erstatte vekt i moringsliner
- Gi bedre demping og dynamiske egenskaper til moringslinene
- Gi linene en stivere karakteristikk
- Etterstramme moringsliner, blant annet for å unngå *yaw*-bevegelser i plattformen.

Bruk av klumpvekter krever grundige undersøkelser av form, vekt og plassering. Det vil også påvirke kostnadene i alle ledd i forankringssystemets levetid.

Diskret klumpvekter

Diskret klumpvekter er vekter som festes på moringslinene etter at linene er koblet til plattformen. De produseres i ulike former, men kubisk form har vist seg å ha best effekt på strømninger og vibrasjoner nedsenket i vann. De kommer i ønsket vekt og størrelse, men siden de er plassert alene må de ha stor vekt for å gi ønskede egenskaper. En vanlig klumpvekt veier alt fra 40 til 100 tonn. Et fartøy med en kran som kan håndtere disse og har plass til disse på dekk er nødvendig for å gjøre installasjonen.

Det er viktig at diskret klumpvekter plasseres slik at de ikke kommer nær havbunnen. Dette kan føre til at de suger seg fast eller skades og plasseringen må gjøres slik at dette unngås.

Distribuerte klumpvekter

Distribuerte klumpvekter er nytt og erfaringen med bruk av dette er mindre. Dette er vekter som er tilpasset kjettingdimensjonen, laget av støpejern (*cast iron*) og kan boltes rundt kjettingøyene. Fordelen er at de fordeler vekten mer jevnt utover, er rimeligere å produsere en kjetting og de tåler å ligge på havbunnen. Distribuerte klumpvekter kan spesialtilpasses og dermed ha den vekten man



Figur 15-12 Distribuert klumpvekt (Farinia Group 2017).

ønsker. FMGC har bekreftet over telefon at de kan produseres opp mot 5 tonn. Med tanke på at én meter kjetting à 147 mm veier 432 kg er det mulighet for å erstatte mye kjettingvekt med distribuerte klumpvekter.

Erfaring med klumpvekter

Hywind:

Hywind Pilot utenfor Karmøy på 200 meters dyp og med kjettingdiameter på 76 mm benytter diskret klumpvekter på 75 tonn (45 tonn nedsunket) (Indrevær 2017). Uttalelser fra Technip, som gjorde installasjonen i 2009 og gjør installasjonen av Hywind Skottland i år, viser at klumpvekter var enklere å montere enn dagens løsning. Forankringssystemet har over 7 år ikke hatt noen feil.

Floatgen:

Floatgen planlegger en kombinasjon av flere løsninger hvor klumpvekter ser ut til å være en av dem. Resultatet av dette prosjektet er foreløpig ukjent.

RENERGIX:

Prosjektet testet ulike løsninger for forankringssystemet i 2014/2015 og fant at klumpvekter kunne ha stor effekt på ULS lasttilfellene, men fant ingen bevis for at det hadde noen effekt på FLS-lasttilfellene. Det ble brukt totalt 8 FLS-tilfeller, 100 tonn klumpvekt og varierende kjettingdimensjon.



Figur 15-13 Hywind Demo 2009 -
Installasjon av klumpvekter (Nedrevaag
2011a)

15.8 Innfesting til plattform

Klyss (*Fairlead*)

Fairlead er et hjul som leder kjettingen eller wiren ombord på en plattform.

Kjettinglås (*Chain stopper*)

En kjettinglås låser kjettingen slik at vinsjen som trekker inn kjettingen kan frigjøres og kreftene flyttes over til plattformen. For flytende vindturbiner er det aktuelt at innstrammingen skjer på et ankerhåndteringsfartøy og låses i kjettinglåsen når ønsket forspenning er oppnådd. Se illustrasjon i APPENDIX D.



Figur 15-14 Fairlead og kjettinglås. (Offshore-technology.com 2017)

Pad-eye

Pad eye er et passivt innfestingspunkt eller øye hvor en sjakkell kan festes til.

Innfestingsmetoden for OOSTar er ikke bestemt, men på tårnene som ikke skal ha en *fairlead* og en *chain stopper* er det aktuelt å bruke *pad-eyes* for å feste moringslinene med sjakkell. Disse skal tåle store laster over lang tid og må konstrueres spesielt for OOSTar. Kostnaden er tatt med, men er høyst tentativ. Det er antatt at kostnaden er halvparten av en aktiv løsning med *fairlead* og *chain stopper*

15.9 Koblinger på lina

Stevtensioner

Dette er en talje som opprinnelig brukes for å stramme to *drag*-ankere samtidig. Denne kan i teorien også brukes til å stramme kjettingen mellom plattform og anker. Den ene enden er festet til *stevtensioneren* mens den andre dras igjennom. Enden som dras igjennom kappes når man har oppnådd ønsket spenning.

Løsningen er vurdert, men vil trolig være for upresis til å skape riktig forspenning i forankringslinene.



Figur 15-15 Stevtensioner. (Vryhof 2017b)

Triplate

Triplate er som navnet tilsier en plate med tre festepunkter. Det vanligste formålet er å koble noe til forankringslinene gjennom å skape en mest skånsom kraftoverføring. I denne oppgaven er bruken tiltenk å henge klumpvekter på forankringslinene og overføre parallelle liner til én felles line inn mot innfesting på anker og plattform. Bildet til høyre viser bruk av *triplate* og en ROV-sjakkell for klumpvektene på Hywind Demo.



Figur 15-16 Triplate og ROV-sjakkell til Hywind Demo i 2009. (Nedrevaag 2011b)

Offshore sjakler

Det finnes utallige sjakler. Det er variasjoner av hvordan de ser ut og hvordan de kan låses. Vanlige løftesjakler er laget for å kunne åpnes og lukkes enkelt. Offshore vindturbiner designes for *long time mooring* (LTM) og forankringssystemet må derfor kunne stå gjennom levetiden uten vedlikehold eller risiko for at sjakler åpner seg. Vi bruker tre type sjakler i konseptene, men det kan også være aktuelt med andre varianter, de er i hovedsak tatt med for å belyse kostnadsaspektet med LTM.

H-link:

H-link er en sjakkell som ikke er beregnet på å åpnes og lukkes etter montering. Den benyttes ved permanent kobling av moringslinjer sammen eller til ankere. I denne oppgaven sitter det en H-link på hver ankerinnfesting. Sugeankeret har en ROVsjakkell.

ROV-sjakkell:

ROV-sjakkellen er beregnet på å kunne håndteres av en ROV under vann. Der det er nødvendig at en ROV kobler noe til eller fra etter montering brukes dette. For eksempel må sugesankerene installeres før moringslinene festes til ankeret og klumpvektene må også kunne henges på *triplate* etter at moringslinene er koblet til plattformen. Sjaklene har en låsepinne som kan opereres av ROVen.

H-sjakkell:

H-sjakkell er en vanlig sjakkell med skrulås og låsepinne. Denne bør belastes i kun en retning

og benyttes der hvor det er nødvendig å kunne åpne og lukke sjakkelen under levetiden. I denne oppgaven er det beregnet H-sjakkell til innfesting til *pad-eye* og til *triplate*.

15.10 OSV (*Offshore-supply-vessels*)

OSV er samlebetegnelsen på fartøyene som er tilpasset offshore operasjoner. Det omfatter alt fra tauebåter (TUG) til avanserte SUBSEA-fartøyer som kan gjøre operasjoner på isntallasjoner under vann. Noen av operasjonene offshore er blitt så vanlige og standardiserte at de har fått egne tilpassede fartøy. Man deler derfor OSV inn i flere kategorier. De vanligste er TUG, AHTS, PSV og diverse SUBSEA-varianter. Fartøy som utfører standardoperasjoner er i stor grad omfattet av dagrater. Om man skal bruke fartøyene over lengre tid er det vanlig å inngå kontrakter med bedre prisvilkår og om man skal gjøre spesielle, ustandardiserte oppdrag vil dette også forandre prisen. Jo mer standardisert operasjonen er, desto flere fartøy er tilgjengelige for jobben og desto lavere blir dagratene. Dette er viktig å huske på i design av forankringssystemer.

AHTS (Anchor handling, tug & supply)

AHTS er også kalt ankerhåndteringsfartøy og har som regel god dekksplass, høyt styrhus i baugen og kan håndtere kjettinger og moringer samt løfte tungt utstyr inn og ut av sjøen. De kan plassere ankere, koble på moringsliner og klumpvekter om nødvendig. AHTSer har også alltid en åpen hekk så de kan slippe ut og trekke inn forankring over hekken. De koster mellom 200 000 og 400 000 per døgn og er prisregulert av det som kalles dagrater. (Havila u.d.-a)

SUBSEA-fartøy

SUBSEA er betegnelsen på fartøy som primært gjør operasjoner under vann. De brukes ofte til å legge undervannsrør, løfte tunge undervannskonstruksjoner, koble opp utstyr på havbunnen og plassere sugankere. Ofte er de utstyrt med *helipad*, store kraner, mye dekksplass, dynamisk posisjonshåndteringskraner (DP) og undervannsroboter (ROV). De er prisdrevet av dagrater, men det er vanlig å opprette kontrakter siden de utfører lite standardiserte operasjoner. De kan på mange måter minne om AHTSer, men har ikke en åpen hekk og er ofte betraktelig større båter. (Havila u.d.-b)

ROV (Remotely operated vehicle)

Undervannsrobot til utføring av mindre arbeid under vann som vedlikehold og åpning og lukking av dyser, ventiler og sjakler. De er utstyr med armer og kamera og styres av et team om bord i et moderfartøy. De kan brukes i samarbeid med store kraner og følge med på prosessen under vann som når noe skal senkes ned og plasseres på havbunnen. De er blitt såpass vanlige at nesten alle AHTSer og SUBSEA-fartøy har en ROV om bord. Men alle ROVer er ikke like, så det er viktig å vite om den skal brukes for inspeksjon, åpning og lukking av sjakler eller krever børster for å fjerne begroing.

15.11 Offshore kraner

Mange av fartøyene har kraner om bord for løfting av utstyr rundt på dekk. Størrelsen på kranene defineres ut i fra hvor mye de kan løfte og hvor lang wire lengde de har. For installasjon av flytende vindturbiner er kraner nødvendig om det skal installeres klumpvekter eller monteres sugelankere. Noen AHTSer har store kraner om bord, men om vekten blir for stor begrenses tilgangen på fartøy og det kan være at man må benytte seg av SUBSEA-fartøy. Er det snakk om veldig store konstruksjoner som skal installeres på havbunnen eller montering av bunnfaste vindturbiner må det benyttes spesielle kran-fartøyer eller *jack-up*-fartøyer som er spesialdesignet for dette. Det er ikke aktuelt i denne oppgaven.

A-frame

A-frame er store kraner formet som rammer ofte plassert langt bak på båtene for å løfte tungt utstyr ut i vannet. Ved peleankere som skal drilles ned i havbunnen må et stort drillverktøy løftes ut og det er typisk en slik operasjon de er beregnet for. De er ikke spesielt egnet for å installere klumpvekter (Mac Gregor u.d.-a).



Figur 15-17 A-frame montert lengst bak på en AHTS.

AHC-kran

AHC står for *Active heave compensation* som betyr at kranen kompenserer for *heave* (loddrett) bevegelse. Kranene kan komme i alle størrelser og ofte som *knuckle cranes*. *Knuckle* kran er en kran med en hydraulisk leddet arm for å få ekstra rekkevidde. AHC-kraner er blitt standard på mange fartøyer, men jo større vekt de skal løfte jo dyrere er de. Mac Gregor leverer slike kraner som kan løfte opp til 600 tonn, men for AHTSer er de sjeldent sterkere enn 100-150 tonn. For å få større kraner må man over på dyrere SUBSEA- og spesielle kran-fartøyer (Mac Gregor u.d.-b).



Figur 15-18 AHC kraner montert på et offshore fartøy.

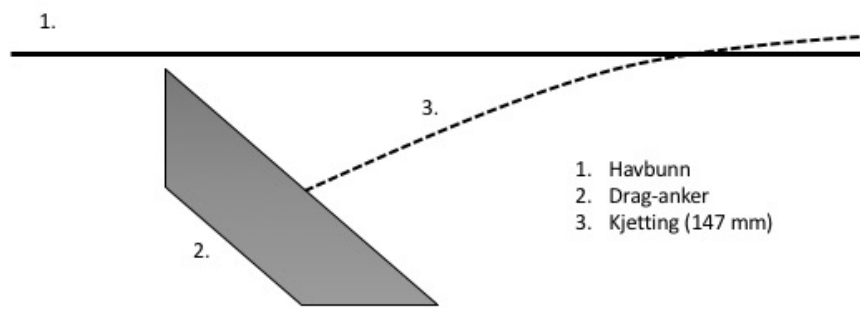
Andre kraner

Det finnes mange definisjoner på kraner som det kan leses om på www.MacGregor.com Her er noen flere eksempler:

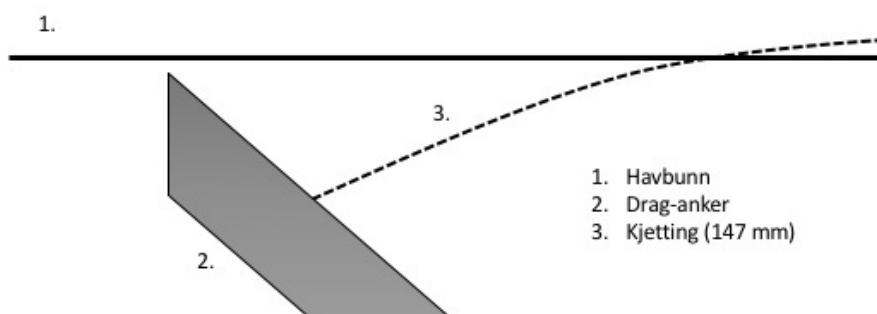
- *3-axis motion compensation cranes*
- *Semi-electric offshore cranes*
- *Knuckle crane*
- *Pipe and Riser handling cranes*
- *Shipboard cranes*
- *Module crane system*

16 APPENDIX D – Illustrasjoner

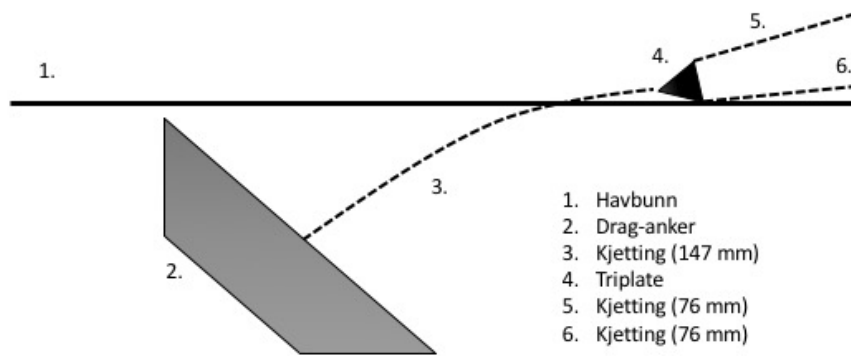
16.1 Anker - konsept 1



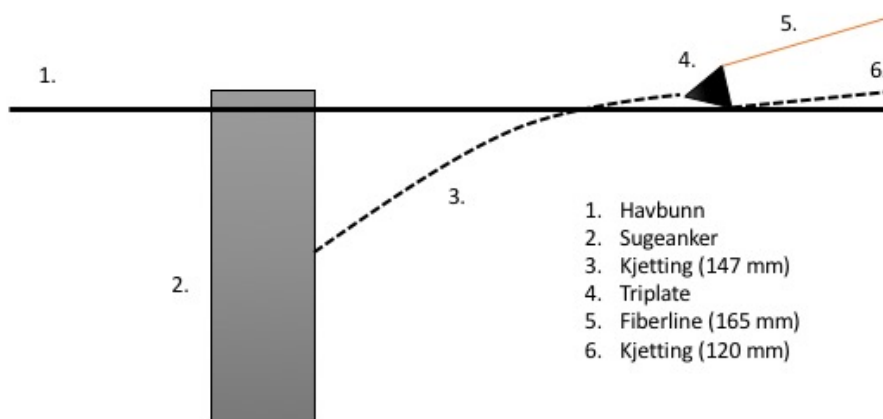
16.2 Anker - konsept 2



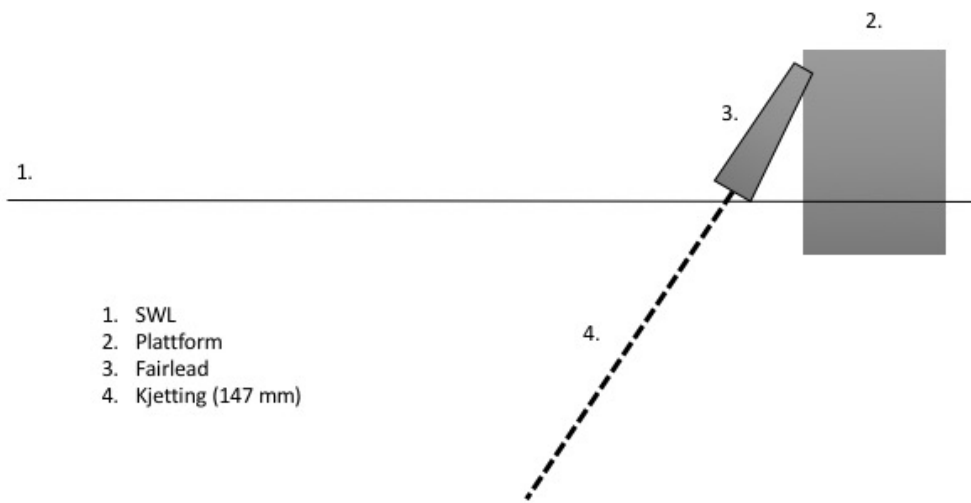
16.3 Anker - konsept 3



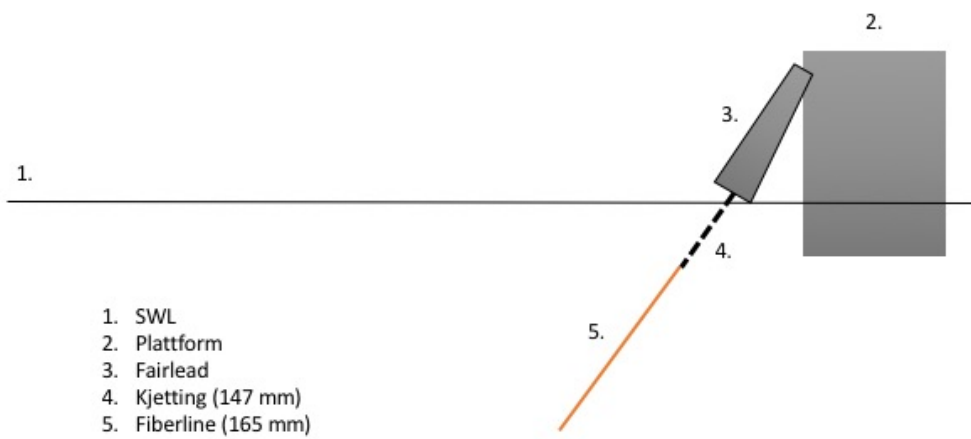
16.4 Anker - konsept 4



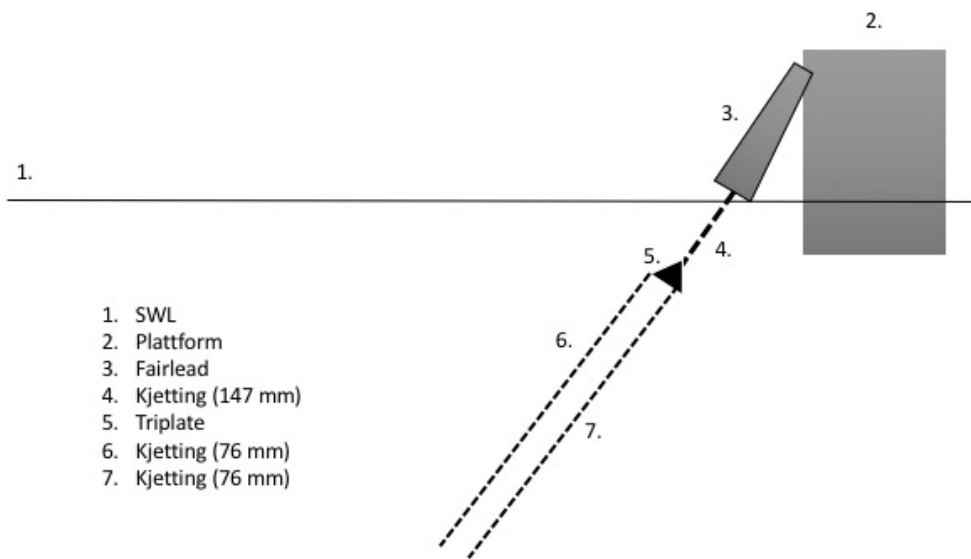
16.5 Innfesting - konsept 1



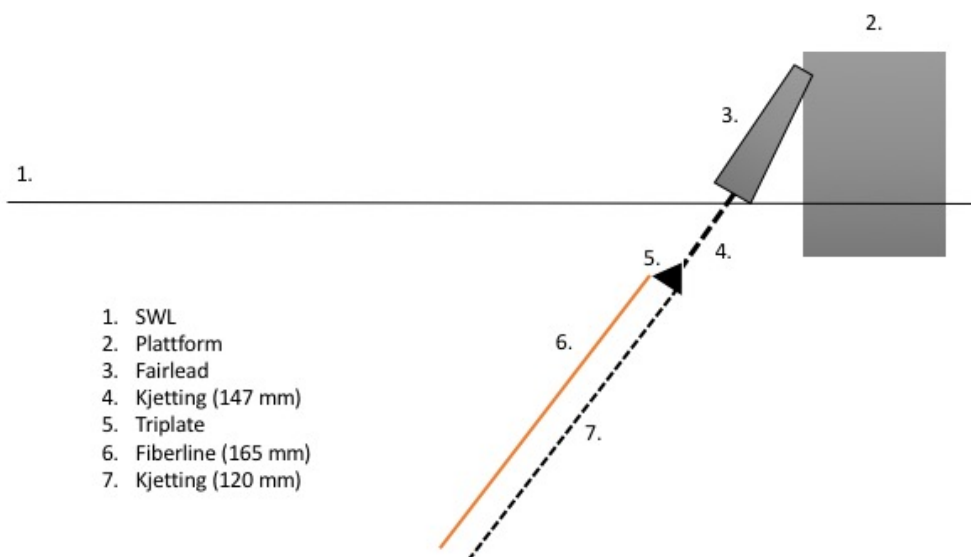
16.6 Innfesting - konsept 2



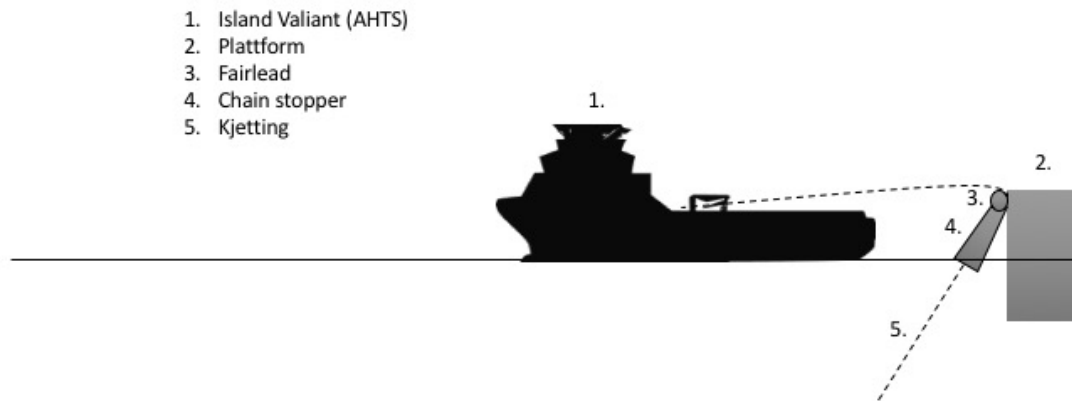
16.7 Innfesting - konsept 3



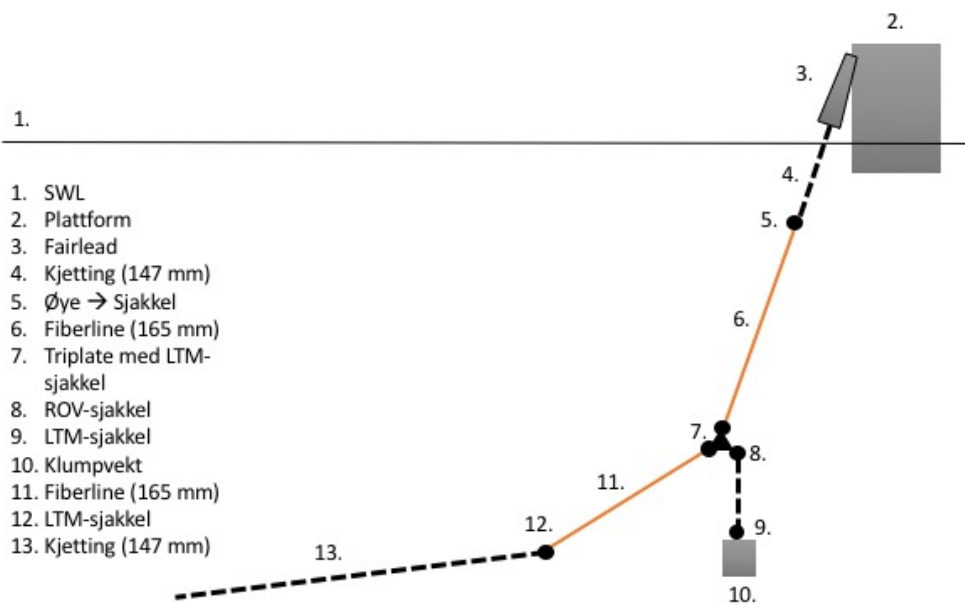
16.8 Innfesting - konsept 4



16.9 Etterstramming via AHTS



16.10 Konfigurasjon - klumpvekt



17 APPENDIX E – Kontaktinfo kilder

| Kildeliste | | | |
|---|-------------------------|---------------------------------|---|
| Kilde til | Selskap | Kontaktperson | E-post |
| Inspeksjon/klumpvekter/Hywind demo og pilot | Technip FMC | Vegard Nedrevåg | vegard.nedrevaag@technipfmc.com |
| Sugeanker/Hywind Skottland/Hywind Demo | Statoil | Amir Ghazali Niklas Indervær | amohd@statoil.com nii@statoil.com |
| Fiberline/Anker Vryhof | Deep Sea Mooring | Kai Roger Nilsen | kai.nilsen@deepseamooring.com |
| <i>Major Replacement Cost</i> | DNV GL | Magnus Ebbesen | magnus.ebbesen@dnvgl.com |
| Volum og pris kjetting/Inspirasjon til modell i Excel | Dr.techn. Olav Olsen | Joachim Gallala | jrg@olavolsen.no |
| Fartøy info/Legging av anker og liner | Island Offshore | Karl Johan Hauge | karljohan@islandoffshore.com |
| Dagrater historiske og estimater til oppgaven | Westshore Brokers | Alexander Albert | alexander@westshore.no |
| Klumpvekter (data og pris) | FMGC | Joel Quartier | joel.quartier@fmgc.net |
| Fiberliner | Bexco | Carina De Plukker | cdeplukker@bexco.be |
| Pris estimat sjakler | Sotra Anchor & Chain | Nicolai Malmo | nicolai@sotra.net |
| Info om innfesting til plattform | Mac Gregor | Jon Høvik, Torbjørn Rokstad | jon.hovik@macgregor.com torbjorn.rokstad@macgregor.com |
| Prisestimat drag-anker | Vryhof | Theo Slop | theo.slob@vryhof.com |

18 APPENDIX F – elektroniske vedlegg

1. *Exelprogram for kostnadsanalyse.*
2. *Datablad over benyttede fartøy*
3. *“Revision of DNV GL standard for design of floating wind turbine structures”*
4. *Epostsamtaler fra de ulike kildene gjengitt i APPENDIX E.*



Norges miljø- og biovitenskapelig universitet
Noregs miljø- og biovitenskapelige universitet
Norwegian University of Life Sciences

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway