



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2019 30 stp

Fakultet for realfag og teknologi

Utmattingsanalyse av oscillerende vakebevegelser på forankringssystem til flytende vindturbin av typen spar

Fatigue analysis of dynamic wake meandering on mooring system loads for a spar-type floating wind turbine

Mats Føland

Maskin, prosess- og produktutvikling

FORORD

Denne masteroppgaven er skrevet ved Norges miljø- og biovitenskapelig universitet, våren 2019. Oppgaven utgjør 30 studiepoeng og er utarbeidet som en avsluttende del i masterstudiet Sivilingeniør – maskin, prosess og produktutvikling ved fakultet for realfag og teknologi.

Oppgaven analyserer utmattelse belastningen av oscillerende skyggecast i forankringslinene til flytende vindturbin av typen spar i vindpark. Det har vært givende å få et innblikk i simuleringsverktøyet 3Dfloat, samt anvendelse av aktuelle industristandarder.

Det er forutsatt at leseren av dokumentet har grunnleggende forståelse for fluiddynamikk, mekanikk, reguleringsteknikk og strukturell dynamikk. For øvrig er det gjennomgående benyttet SI metrisk system med prefikser for samtlige enheter med mindre annet er spesifisert.

Jeg ønsker å gi en stor takk til professor Tor Anders Nygaard og førsteamanuensis Marit Irene Kvitem for problemstilling og tett veiledning gjennom prosjektet. Jeg vil også benytte muligheten til å takke min medstudent Peter Tellefsen Holm for godt samarbeid gjennom prosjektet.

Ås, 15.Mai 2019

Mats Føland

SAMMENDRAG

For å imøtekomme energibehovet på en bærekraftig måte kreves det økt satsning på miljøvennlige energikilder. Offshore vindkraft, og da spesielt flytende vindturbiner til havs, kan potensielt være en god løsning, da man ikke vil komme i konflikt med naturområder og vassdrag på samme måte som ved vannkraft og vindkraft på land eller kystområder.

Når det gjelder flytende vindturbiner er modeller og dokumentasjon i vesentlig grad vært analysert for enkeltstående turbiner, mens det er svært sparsomt med studier på flytende vindturbiner i park og interaksjonen som oppstår mellom disse.

I doktoravhandlingen til A. Wise våren 2019 fremkom det at forankringssystemet for flytende vindturbin av typen spar kan være spesielt utsatt for utmatting i en vindpark. Dette fordi høy stivhet i forankringssystemet kompenserer for plattformens lave tregghet i *yaw*.

Det vil i denne oppgaven bli analysert påvirkning av oscillerende vakebevegelser på forankringssystemet til flytende vindturbin av typen spar. Analysen er gjennomført på referansemodellen OC3-Hywind, med referanseturbinen NREL 5-MW. For å kartlegge levetiden i forankringssystemet er den originale forankringsmodellen i OC3-Hywind modifisert med modellerte deltalinere.

Beregnete utmattingslevetider er gjort ved simulering av lasttilfellene benyttet i LIFES 50+, men kun for en retning av vind- og bølger. Dette er gjennomført for både uforstyrret turbulent vindfelt og tre vindfelt som er generert med oscillerende vakebevegelser for ulike avstander mellom turbinene.

Resultatene viser at forstyrret vindfelt medfører en betraktelig økning av utmattende belastninger på forankringslinene.

ABSTRACT

In order to meet the energy demand in a sustainable manner, increased focus on environmentally friendly energy sources is required. Offshore wind power, and especially floating offshore wind turbines, can potentially be a good solution, as it will not conflict with natural areas and waterfalls in the same way as with hydropower and wind power on land or coastal areas.

When it comes to floating wind turbines, models and documentation have been significantly analysed for individual turbines, while studies on floating wind turbines in the park and the interaction that arise between them are very sparse.

In the PhD thesis written by A. Wise in the spring of 2019, it emerged that the mooring system for floating wind turbines of the spar type can be particularly exposed in a wind farm. This is because high rigidity in the anchoring system compensates for the low inertia of the platform in *yaw*.

In this project, the effect of dynamic wake meandering on mooring system loads for a spar-type floating wind turbine is analyzed. The analysis is carried out on the reference model OC3-Hywind, with the reference turbine NREL 5-MW. To map the fatigue life of the mooring system, the original anchoring model in OC3-Hywind is modified with modeled delta lines.

Calculated fatigue life is done by simulating the load cases used in LIFES 50+, but only for one direction of wind and waves. This is accomplished for both undisturbed turbulent wind field and three wind fields generated by disturbed Inflow wind analyser of different distances between the turbines.

The results show that disturbed wind fields result in a considerable increase in exhausting loads on the mooring lines.

Innholdsfortegnelse

Forord.....	II
Sammendrag	IV
Abstract	VI
Formelliste.....	X
Akronymer:.....	XI
Begreper.....	XI
1 Innledning.....	12
1.1 Bakgrunn.....	12
1.2 Oppgavebeskrivelse.....	14
1.2.1 Hovedmål	14
1.2.2 Delmål	14
1.2.3 Innsatsfaktorer	14
1.2.4 Begrensninger.....	14
1.3 3Dfloat	15
1.4 OC3 IV	15
1.5 LIFES 50+	16
1.6 Utmattelsesberegninger	16
1.7 Fortegnskonvensjon & koordinatsystem	17
2 Teori	18
2.1 Stivhet.....	18
2.1.1 Catenary	19
2.1.2 Deltakobling	19
2.1.3 Materialstivhet	20
2.1.4 Vannplanstivhet.....	20
2.2 Bølgeteorier	20
2.2.1 Bølgeteori introduksjon	20
2.2.2 Bølgemodellering.....	21
2.3 Vindteori	23
2.3.1 Vindteori Introduksjon	23
2.3.2 Vinddomene	24
2.3.3 Vindprofil <i>Power law</i>	25
2.3.4 Turbulens.....	26
2.3.5 Rotor-aerodynamikk.....	27
2.4 Utmatting.....	28

2.4.1	Spenningsberegning.....	28
2.4.2	Rainflow-metoden	29
2.4.3	Spennings-levetid metoden (S-N kurve).....	29
2.4.4	Karakteristisk akkumulert delskade Miner-Palmgren.....	30
2.4.5	Akkumulert delskade (DFF)	30
3	Metode.....	31
3.1	Fremgangsmåte.....	31
3.2	Utmattelsessimulering for levetidsanalyse.....	32
3.2.1	Simuleringsoppsett	32
3.2.2	Lastmatrise	34
3.2.3	Miljøparameter.....	35
3.2.4	Modellering av miljølaster	35
3.3	Postprosessering	38
3.3.1	Levetid.....	38
4	Resultater	41
4.1	Levetid	41
4.2	Prosentvis endring av delskade.....	43
5	Diskusjon	44
5.1	Opptredende vindfelt	44
5.2	Opptredende vindlast.....	46
5.3	Dynamisk respons.....	48
5.4	Deltaliner og <i>yaw</i>	50
5.5	Ankerliner og <i>Surge</i>	52
5.6	Oppstrømslinjer mot nedstrømslinjer	53
6	Usikkerhet.....	54
6.1	Vindomenet.....	55
6.1.1	DIWA generert turbulensdomene	55
6.1.2	Implementering av turbulensdomenet.....	56
6.1.3	Vindomenet ved <i>roll</i>	57
6.2	Økning av kjettingdiameter for deltalinerne	58
7	Konklusjon & videre arbeid	60
7.1	Konklusjon.....	60
7.2	Videre arbeid.....	60
8	Referanser	61
9	Vedlegg.....	65
9.1	Modellering av forankringsystem med hanefot	65

9.1.1	Mål og modelleringsbegrensninger	66
9.1.2	Modelleringsprosess & resultat.....	67
9.1.3	Stivhet plott	68
9.1.4	Geometriske forankringssystemparametere og monitor plasseringer.....	69
9.2	Programmer (Software).....	71
9.2.1	3Dfloat.....	71
9.2.2	Mann 64bit turbulence generator (HAWC2).....	72
9.2.3	DIWA- <i>Disturbed Inflow Wind Analyzer</i>	73
9.3	Vedlegg Delskade	75
9.3.1	Tabell 20 Delskade, 30 minutter: Oppstrømsturbin (Turb_dist_0)	76
9.3.2	Tabell 21 Delskade, 30 minutter: Nedstrømsturbin (Turb_dist_780).....	77
9.3.3	Tabell 22 Delskade, 30 minutter: Nedstrømsturbin (Turb_dist_1040).....	78
9.3.4	Tabell 23 Delskade, 30 minutter: Nedstrømsturbin (Turb_dist_1300).....	79
9.3.5	Tabell 24 Vektlagt årlig delskade: Oppstrømsturbin (Turb_dist_0).....	80
9.3.6	Tabell 25 Vektlagt årlig delskade: Nedstrømsturbin (Turb_dist_780).....	81
9.3.7	Tabell 26 Vektlagt årlig delskade: Nedstrømsturbin (Turb_dist_1040)	82
9.3.8	Tabell 27 Vektlagt årlig delskade: Nedstrømsturbin (Turb_dist_1300)	83

FORMELLISTE

Formel 1	22
Formel 2	22
Formel 3	24
Formel 4	25
Formel 5	26
Formel 6	27
Formel 7	27
Formel 8	27
Formel 9	29
Formel 10	30
Formel 11	30

AKRONYMER

AIAA	American Institute of Aeronautics and Astronautics
ALS	Accidental Limit State
CFD	Computational fluid dynamics
DFF	Design Fatigue Factor
DIWA	Disturbed Inflow Wind Analyzer
FEM	Finite element method
FLS	Fatigue limit state
IEA	International Energy Agency
IFE	Institutt for energiteknikk
IPB	In-plane bending
IRENA	International Renewable Energy Prospects for the European Union
NRLE	National Renewable Energy Laboratory
NTM	Normal turbulence model
OC3 IV	Offshore Code Comparison Collaboration phase four
OPB	Out of plane bending
RIFLEX	Riser System Analysis Program
ULS	Ultimate limit state

BEGREPER

- **Forankringssystem:** Refererer til samtlige kjetting liner fra fairlead til havbunden
- **Fairlead/Klyss:** Festepunktet til forankringslinene på plattformen
- **Ankerline:** Kjetting segmentet fra ankeret til krysningspunktet til tilhørende deltaliner
- **Deltaliner:** Linene fra ankerlinen til fairlead
- **Oppstrømsturbin:** Refererer til turbinen som står opp imot uforstyrret vind
- **Nedstrømsturbin:** Refererer til turbin som står nedenfor oppstrømsturbinen, og dermed opp imot forstyrret vind
- **Oppstrømsliner:** Refererer til linene som står opp imot vinden
- **Nedstrømsliner:** Refererer til linene som står i strømningsskyggen av turbinen
- **3Dfloat:** Aero-hydro-servo-elastisk simuleringsverktøy
- **OpenFast:** Aero-hydro-servo-elastisk simuleringsverktøy
- **Fast.farm:** Simuleringsverktøy for å anslå ytelse og laster på vindturbiner i vindpark
- **PI-regulator:** Proporsjonal integrasjon regulator
- **Vake\strømningskygge\skyggekast:** Forstyrret vindfelt fra oppstrømsturbin med redusert middelvind hastighet og økt turbulens
- **Deltakobling\kråkefot\hanefot:** Linekonfigurasjon som gir betraktelig økning av yaw-stivheten i forhold til forankringsline direkte mellom fairlead og anker.

1 INNLEDNING

1.1 BAKGRUNN

Klodens klimavariasjoner har store samfunnskonsekvenser og tiltak for å begrense menneskeligskapte klimaendringer er sterkt etterspurt. Dette fremkommer både i Parisavtalen (FN-sambandet, 2018) og IRENA (European Union, IRENA, 2018).

Menneskelig klimapåvirkning stammer i hovedsak fra energiproduksjon. På bakgrunn av økende verdenspopulasjon og levestandard estimerer IEA en økning på 25% i 2040, fra dagens energiforbruk på 160 PWh (IEA, 2018). For å imøtekomme dette behovet på en bærekraftig måte kreves det økt satsning på miljøvennlige energikilder.

Norge produserer i dag elektrisk kraft fra vannkraft, vindkraft og varmekraft, og samlet årlige kraftproduksjon ligger på 150 TWh (SSB, 2018). Blant disse tre er vannkraft selve ryggraden og står for 95.8 % av kraftproduksjonen, mens vindkraft har den laveste andelen på beskjedene 2 %. På tross av vindkrafts lave andel hadde den en økning på 35 % fra 2016 til 2017, i motsetning til både vannkraft og varmekraft som hadde en nedgang i produksjon (Olje- og energidepartementet, 2019).

Denne endringen skyldes trolig at vindkraft har potensielt mindre lokale interessekonflikter enn vannkraft (Lyse, 2017). Fiskebestanden i vassdrag og det biologiske mangfoldet blir sterkt belastet av den varierende vannstanden og vannkraft medfører dermed et større naturinngrep enn vindkraft (Statkraft, 2019). Spesielt ved offshore vindkraft som ikke berører befolkningen, er interessekonflikter minimert og konsesjonsprosessen lettere (Vindportalen, 2019). Offshore gir tilgang til mer stabil og høyere middelvind. Installasjon til havs gjør det også mulig å installere høyere turbiner, som igjen gir tilgang til ytterligere stabile og kraftige vindfelt (NVE, 2018).

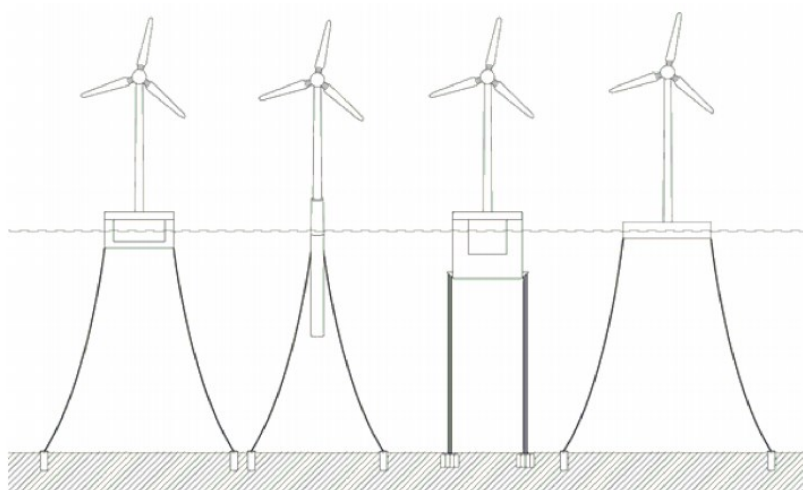
Bunnfaste turbiner kan benyttes opptil 60 meters dybde, hvor offshore vindkraft gjennomsnittlig havdybde ligger på 27 meter (Vindportalen, 2019). I Nordsjøen ligger 66 % av områdene på 50-220 meters dybde. For øvrig er hele 92% av havdybden globalt på mer enn 200 meter. For installasjon av vindkraft på disse dybdene er flytende vindturbiner kostnadsbesparende mot bunnfaste. I 2009 installerte Hywind verdens første fullskala flytende vindturbin utenfor Karmøy (Equinor, 2019).

For å oppnå høyere energiproduksjon og redusere installasjonskostnadene samt effektivisering av vedlikeholdsdriften, installeres turbinene i vindparker (N. Moskalenko, 2010). I 2017 installerte Hywind verdens første flytende vindpark utenfor Scotland (Equinor, 2017). En negativ konsekvens ved å plassere vindturbiner i parker, er skyggkastene fra oppstrømturbiner. I skyggekastene er middelvinden redusert og turbulensen økt, dette vil påvirke både energiproduksjon og lastene for turbinene som står nedstrøms (N. Moskalenko, 2010).

Skyggekast forplanter seg langs en oscillerende propageringslinje i tverrgående og langsgående retning. Nedstrømturbiner vil dermed syklisk befinne seg utenfor, delvis og i senter av skyggekastene. Et slikt hendelsesforløp vil gi et varierende moment om vindturbinens vertikale og horisontal-akse. Det er nærliggende å tenke at et slikt varierende moment gir en signifikant utmattende belastning.

Tradisjonelt er skyggekastene modellert med en rett propageringslinje bakom turbinen. Mer moderne simuleringsmodeller som DIWA; modellerer vaken med en oscillerende propageringslinje, og gjør det i dag mulig å inkludere påvirkningen i utmattelsessanalyse.

I sin doktorgradsavhandling avgitt våren 2019 undersøkte Adam Wise responsen og utmattelseskaden av meanderende skyggekast på en halvt nedsenkbar vindturbin, plattform 1 fra venstre i Figur 1. (Adam Wise, Akseptert for publisering)



Figur 1: Illustrasjon av ulike plattformkonfigurasjoner (DNVGL-ST-0119, 2018)

I studiet ble *DTU 10-MW Reference Wind Turbine* (Bak, et al., 2013) benyttet i OpenFAST, og skyggekastene fremstilt i FAST.farm. Studiet viste at vakesenterets forflyttelse i forhold til rotorsenteret til en nedstrømturbin som står 8 rotordiameter (1426m) bakom en oppstrømturbin var oppmot 1 rotordiameter i rotorplanet med ambient turbulens generert av Mann-modellen.

Rotasjon om *yaw* viste seg i studiet å være spesielt sensitiv for skyggekastene, og de kunne dokumentere en økning i standardavviket på 11.3 %. Slankere plattformer slik som *spar*, blant annet benyttet i Hywind Scotland, har naturlig lavere hydrodynamisk demping om *yaw* og belager seg i større grad på forankringssystemet for å opprettholde likevektsorientering. (Mohammed Khair Al-Solihat, 2016)

Det er med dette funnet hensiktsmessig å gjennomføre et nærmere studie av den utmattende belastningen fra dynamisk meanderende vake på en flytende vindturbin av typen *spar*.

1.2 OPPGAVEBESKRIVELSE

Oppgaven er delegert av førsteamanuensis Marit Irene Kvittem i samarbeid med Professor Tor Anders Nygaard i begynnelsen av februar 2019. Prosjektet er dannet på bakgrunn av mer virkelighetsnær modellering av turbiners interaksjon på vindfeltet, der vindens oscillerende vakebevegelser er inkludert i modellen.

1.2.1 Hovedmål

- Beregne Levetiden i forankringssystemet, med et uforstyrret og tre forstyrret vindfelt.

1.2.2 Delmål

- Opparbeide tilstrekkelige ferdigheter for:
 - Simuleringsverktøyet 3Dfloat.
 - Script generering og postprosessering med programmeringsspråket Python.
 - Visualiseringsprogrammet Paraview.
 - Batch-skript for effektiv simulering og postprosessering i Shell-programmet CMD.
- Gjennomføre litteraturstudie ved å kartlegge tidligere studier og prosjekter.
- Modellere forankringssystem med hanefot for OC3 fase IV.
- Opparbeide kompetanse for modellering av miljølaster for flytende vindturbiner.
- Simulere spar turbinen med hanefot for oppstrømsturbin og tre nedstrømsturbiner. med avstandene 780, 1040 og 1300 meter.
- Beregne og sammenligne levetiden fra de fire FLS analysene.

1.2.3 Innsatsfaktorer

- 3Dfloat-modell av OC3 fase IV (J. Jonkman, 2010), med NREL 5MW turbin.
- Lastmatrise fra LIFES50+ sitt akkumulert FLS analyse for innledende studier. (LIFES50+, 2015)
- Filer med forstyrret og uforstyrret turbulens fremstilt av Marit Irene Kvittem SINTEF.

1.2.4 Begrensninger

- Det gjennomføres Ikke ULS, ALS eller SLS analyser.
- Simulering og beregninger utføres kun på Spar OC3 fase IV med 5 MW turbin.
- Forankringssystem modelleres ikke med klumpmasser, og hele forankringslinen betraktet som kjetting med ekvivalente materialegenskaper benyttet i OC3 IV.
- Korrosjon og begroing blir ikke betraktet.
- IPB & OPB ved beregning av aksialspenninger i moringslinene.

1.3 3DFLOAT

Samtlige simuleringer i denne avhandlingen er utført i 3Dfloat. Et simuleringsprogram utviklet siden 2006 av IFE og NMBU tidligere UMB. Programmet er et ikke-lineært, koblete, simuleringsverktøy i tidsdomenet. Det er godt egnet for beregning av belastninger, bevegelser og spenninger for fleksible offshore konstruksjoner, men spesielt utviklet for simulering av vindturbiner som modelleres med aero-hydro-servo-elastisk modeller. Programmet er kodet i programmeringsspråket FORTAN90 og benytter LAPACK rutiner for løsning av lineeralgebra. (3dfloat User Manual , upublisert) (Nygaard, 2016)

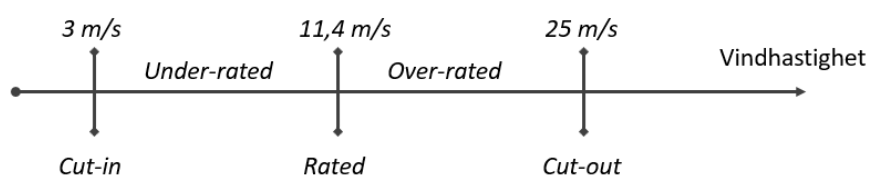
1.4 OC3 IV

Simuleringsmodellen som benyttes for å kartlegge delskaden av skyggekastene, baserer seg på IEA Annex XXIII Offshore Code Comparison Collaboration prosjektet fase fire, videre benevnt OC3 IV.

For simulering av flytende vindturbiner kreves sofistikerte aero-hydro-servo-elastiske koder som prosesserer koblete laster i tidsdomenet. For å verifisere nøyaktigheten og korrektheten av simuleringsmodellen på begrenset data ble prosjektet *Code Comparios Collabiration* stiftet. Prosjektet er gjennomført av *International Energy Agency* (IEA), som et internasjonalt samarbeid med universiteter, forskningsinstitutter på tvers av landene; USA, Tyskland, Danmark, Storbritannia, Spania, Nederland, Norge, Sverige og Korea. (Musial, 2010)

Fase fire av OC3 prosjektet hadde til hensikt å lage en sammenligningsmodell for flytende vindturbiner. 3Dfloat er en av de syv simuleringsprogrammene benyttet i OC3 prosjektet, hvor 3Dfloat var en av få som kunne vise til en komplett dynamisk beskrivelse av forankringslinene (NILSEN, 2010). Modellen baserer seg på detaljerte data om plattformen og forankringssystemet til Hywind demo. Koden er noe modifisert for å skjerme offentligheten for sensitiv informasjon fra Hywind demo samt tilpasset NREL offshore 5-MW turbin. (J. Jonkman, 2010)

NREL offshore 5-MW er en sammenligningsmodell med detaljerte spesifikasjoner for en typisk vindturbin i 5-MW klassen. Modellen representerer en vanlig vindturbin for både landbaserte, bunnfaste og flytende vindturbiner. Den er modellert med PI-regulator for regulering av *pitch*-vridning, ved å endre rotorbladenes aerodynamiske egenskaper. (J. Jonkman S. B., 2009)



Figur 2: Operasjons stadier for NREL5MW, illustrasjon er basert på tabulert data fra: (J. Jonkman S. B., 2009, s. 2)

Regulatoren aktiveres for vindhastigheter over 3 m/s og har her en rotorhastighet på 6,9 RPM. For vindhastigheter over *cut-in* og under *rated* reguleres rotorbladene for å ekstrahere mest mulig kinetisk energi fra luftstrømmene, dette område benevnes *under-rated*. For vindhastigheter over 11,4 m/s og under *Cut-out* benevnes *Over-rated*. I dette området holdes rotorhastigheten konstant på 12.1 RPM, og holder dermed den nominelle ytelsen på 5 MW konstant. Når vindhastigheten er over 25 m/s går turbinen over i *cut-out*, hvor bladene reguleres for å gi minst mulig belastning på konstruksjonen.

I OC3 IV modellen er effekten av kråkefotkoblingen i forankringssystemet forenklet implementert med en kunstig påført stivhet om *yaw*. For å kartlegge utmattingen i dette område av forankringssystemet er OC3 IV modellen modifisert. Den kunstig påsatte stivheten om *yaw* blir erstattet med modellerte forankringslinjer i kråkefot. Den modellerte kråkefoten er konstruert for å oppnå tilsvarende kvasistatisk stivhet om *yaw* som OC3 IV uten modifikasjoner. Ved utmattelsesberegninger er hele forankringslinjen betraktet som kjetting med ekvivalente materialeegenskaper utredet i OC3 IV.

1.5 LIFES 50+

Miljølastene for dette sammenligningsstudiet baserer seg på lasttilfellene og miljøforholdene benyttet i utmattelsessimuleringer utført i LIFES50+.

LIFES50+ er et EU-subsidiert prosjekt med formål å optimalisere fire ulike plattformer for vindturbiner i 10 MW klassen ved havdybder over 50 meter. I andre prosjekter er aktuelle miljølaste for flytende vindturbiner kartlagt for lokasjoner; Golfe de Fos area i Frankrike, Gulf of Maine area i USA og West of Barra i Scotland; som henholdsvis representerer mild, moderat og krevende miljø. Miljølastene kartlagt fra disse lokasjoner er videre benyttet for å fremstille et forenklet lastforløp for levetids-analysen. (LIFES50+, 2015)

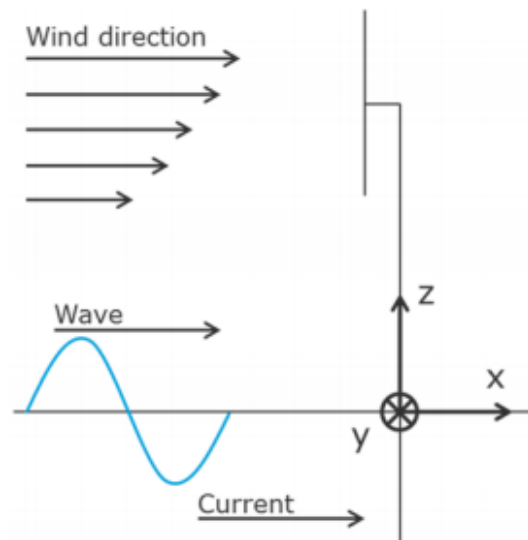
Prosjekts tids- og ressursbegrensede forutsetninger, har gjort det kritisk for prosjektets gjennomføringsevne å benytte et forenklet lastforløp for utmattelsessimuleringene.

1.6 UTMATTELSESBEREGNINGER

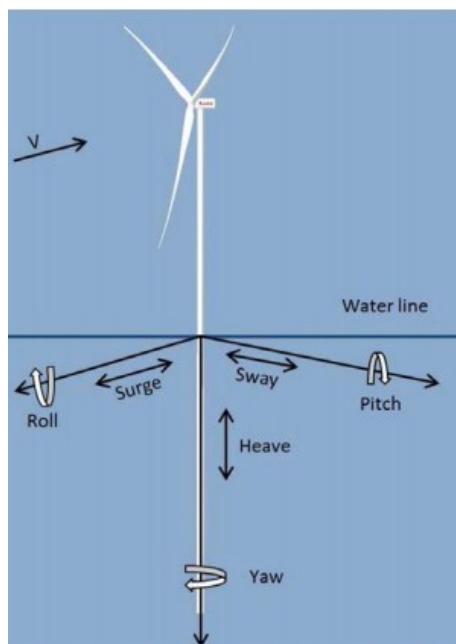
Utmattelsesberegningene er gjort med føringer fra (DNVGL-ST-0119, 2018). Prosedyre for beregning av akkumulert delskade er basert på standarden (DNVGL-RP-C203, 2016), med benyttelse av S-N kurve fra (DNVGL-E301, 2018).

1.7 FORTEGNSKONVENSJON & KOORDINATSYSTEM

For det globale referansesystemet av vindturbinmodellen benyttes et kartesisk høyrehånds-kordinatsystem med fortegnskonvensjonen og akse benevninger illustrert i Figur 4, mens miljølastene er definert i henhold til Figur 3. Middelvind og bølgeretning angis som 0° når de treffer vinkelrett på turbinflaten.



Figur 3: Koordinatsystem for miljølaster (LIFES50+, 2015)



Figur 4: Koordinatsystem for OC3 IV, surge, sway, heave, roll, pitch og yaw (LIFES50+, 2015)

2 TEORI

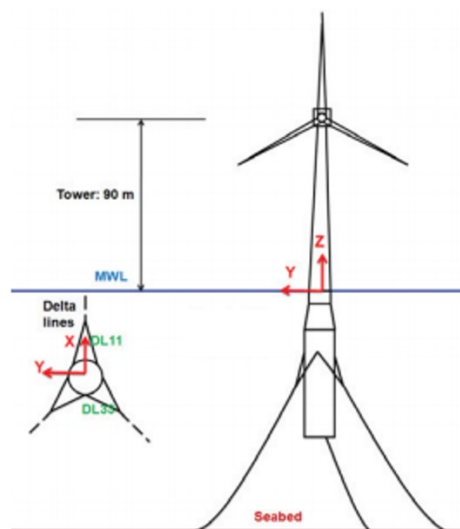
I Teorikapittelet vil det bli gitt faglig grunnlag for å analysere simuleringresultantene, samt forståelse for studiets behov og hensikt. Vindteori for modellering, simulering og beregning av medfølgende delskader er spesielt vektlagt, men det vil også bli gitt begrenset innblikk i bølgemodellering og stivhet.

2.1 STIVHET

Spenningsforløpets utforming og størrelse fra miljølastene er sterkt avhengig av stivhetskarakteristikken til systemet. For å gi leseren forståelse for modifieringsprosessen av forankringsmodellen i OC3 IV, vil det i dette delkapittelet bli gitt en kort innføring i materialstivhet, vannplanstivhet, og stivhetseffekten av slakkforankring med kråkefot.

Stivhet kvantifiserer hvor stor kraft som kreves for å gi et system eller et objekt en gitt forflytning og har generelt benevnningen newton pr meter $[\frac{N}{m}]$, men kan også defineres som momentøkning per radianer vridning og da med benevnningen Newtonmeter pr radianer $[\frac{Nm}{rad}]$.

For spar-turbiner stammer den gjenopprettende stivheten i hovedsak fra flyterens hydrodynamiske egenskaper og forankringssystemets utforming. Hydrodynamikken står hovedsakelig for stivheten i *heave*, *pitch* og *roll*, mens for *surge*, *sway* og *yaw*; er forankringssystemet den største bidragsyteren. (Mohammed Khair Al-Solihat, 2016)



Figur 5: Forankringssystem med deltakobling spar-plattform (Madjid Karimirad, 2012)

2.1.1 Catenary

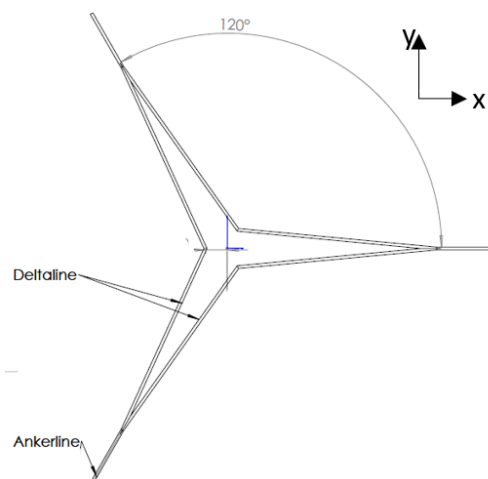
For dette studiet og generelt for flytende offshore konstruksjoner refererer begrepet catenary til en konkret buet form for moringslinene mellom plattformen og havbunden. Bueform gir en gunstig angrepsvinkel i forankringsendene, og gir et mykere system enn det kjettingmassen skulle tilsi.

For å opprettholde catenary-effekten ved store miljølaste kreves tunge og lange moringslinjer. Når plattformen beveger seg ut av likevektsposisjon, vil en større andel av forankringslinnene bli suspendert fra havbunden og dermed opprettholde kjettingens bueform. Dette resulterer i en posisjonsavhengig stivhet som øker med avstand fra likevektspunktet. Moringsystemets konfigurering med tre liner illustrert i *Figur 5*, fører også til at stivheten er retningsavhengig i *surge og sway*.

For Hywind demo er det benyttet klumpmasser for å øke den vertikale stivheten, men dette ble ikke benyttet for Hywind Scotland blant annet for å forhindre bøyespenninger i kjettingen. (Statoil, April 2015, s. 330) (Frederick Driscolla, 2016, s. 5)

2.1.2 Deltakobling

Deltakobling også benevnt kråkefot, eller hanefot er en linekonfigurering som gir betraktelig økning av *yaw*-stivheten i forhold til en enkel forankringsline mellom fairlead og ankeret.



Figur 6: Illustrasjon av deltakobling (Egenprodusert)

Forankringsystem med en rett line mellom fairlead og ankeret vil ikke ha en kraftarm ved et moment om z-aksen i likevektororienteringen. Ved å koble ankerlinen til to fairleads gjennom en kråkefot vil derimot systemet få en kraftarm og følgelig *yaw*-stivhet ved likevektororientering. *Yaw*-stivhets karakteristikk fra et kråkefotsystem er avhengig av mange faktorer, men særlig avstanden mellom fairlead og plattformens senter, samt avstanden til krysningspunktet mellom ankerlinen og deltalinen.

2.1.3 Materialstivhet

Forankringssystemets karakteristiske stivhet er hovedsakelig fra catenary-effekten og kråkefot koblingen, men linenes materialstivhet spiller også inn. For betraktning av materialstivhet er konseptet likt som definisjonen av stivhet, men kraften byttes ut med stress og forflytning erstattes med tøyning.

2.1.4 Vannplanstivhet

Vannplanstivhet stammer fra hydrodynamisk oppdrift og står for det meste av plattformens stivhet i *heave*, *roll* og *pitch*. Ved forskyvning ut fra plattformens likevektsposisjon vil catenary effekten sørge for å dra plattformen lengre ned, og dermed øke oppdriften. Denne samvirkningen fører til en ulineær stivhets karakteristikk. Forankringslinene har også noe hydrodynamisk stivhet, men hovedsakelig har dette fenomenet innvirkning på flottøren. (Larsen, 2012)

2.2 BØLGETEORIER

I dette kapitlet vil det gis en kort innføring av bølgedannelse. Havbølgers innvirkning på vindturbiner og teoretisk bakgrunn for bølgemodellering

2.2.1 Bølgeteori introduksjon

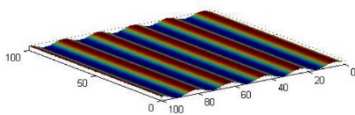
Majoriteten av overflatebølger til sjøs stammer fra bevegende vindmasser som strømmer over havoverflaten og benevnes vindbølger. Det finnes ingen tilfredsstillende forklaringer på fenomenet og man kjenner ikke den fysiske prosessen bak bølgedannelse fullt ut. (Phillips, 1957)

Bølger som oppstår av lokale vinder betegnes *vindsjø* og får generelt en økende uregelmessig karakteristikk ved høyere vindhastigheter. Opptredende bølger for vindturbiner består i tillegg til *vindsjø* også av *dønninger*. *Drønninger* er bølger som har forplantet seg over lengre strekninger. De har ofte en mer regulær karakteristikk enn *vindsjø*, men kan ha lange perioder med store amplituder. *Dønninger* med periode fra 20 til 25 sekunder kan føre til signifikant forflytning av flytende vindturbiner i både *heave*, *pitch* og *roll*. (Odd Henrik Sælen, 2018) (DNVGL-ST-0119, 2018)

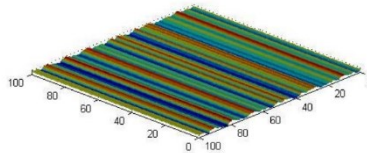
2.2.2 Bølgeomodellering

Modelleringen av sjøtilstander kan gjøres med deterministiske algoritmer eller stokastisk, med bølgespekter. Deterministiske metoder er godt egnet for konstruksjoner med kvasi-statisk bølgerespons. Offshore konstruksjoner som flytende vindturbiner har signifikant dynamisk respons, og for dette tilfellet er det nødvendig å generere en tidsserie med sjøtilstandens havoverflate og kinematikk; stokastisk. (DNV-GL-C205, 2017)

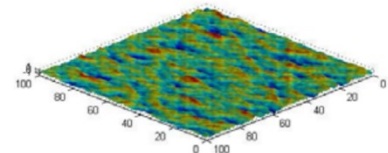
En sjøtilstand kan representeres av et bølgespektrum i frekvensdomenet gitt av miljøparameterne, signifikant bølgehøyde H_s , *peak-period* T_p , spisshetsparameter γ og en spredningsfunksjon. Ved stokastisk modellering hentes regulære bølger ut av bølgespekteret, illustrert i Figur 7. De regulære bølgerne kan kombineres med stokastisk faseforskyvning og til sammen danne en irregulær sjøtilstand.



Figur 7 Regulær «ekvivalent» sjø (SINTEF, 2005)

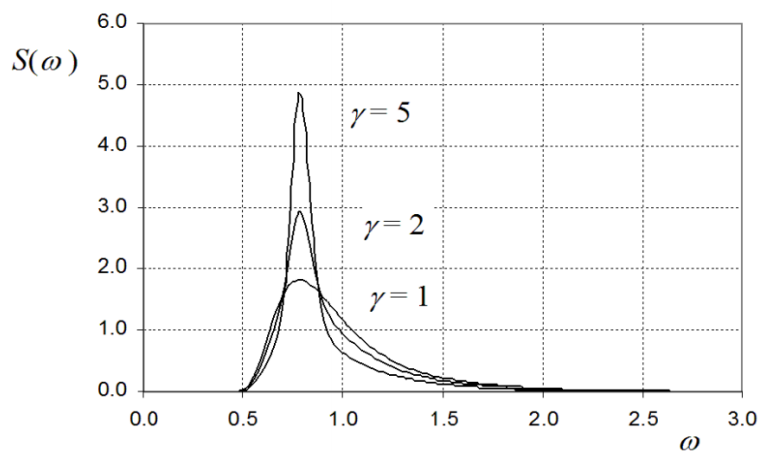


Figur 8 Irregulær langkammet sjø (SINTEF, 2005)



Figur 9 kortkammet sjø (SINTEF, 2005)

Jonswap bølgespekter er utredet av olje og gass industrien og gir et godt grunnlag for modellering av sjøtilstander i Nordsjøen. Spekteret er henholdsvis grafisk- og matematiskfremstilt i Figur 10 og Formel 1.



Figur 10: Jonswap bølgespekter (DNV-GL-C205, 2017, s. 65)

Formel 1
$$S_j(\omega) = (1 - 0,287 \ln(\gamma)) \frac{5}{6} H_s^2 \omega_p^4 \omega^{-5} e^{-\frac{5}{4} \left(\frac{\omega}{\omega_p}\right)^{-4}} \gamma e^{-0,5 \left(\frac{\omega - \omega_p}{\sigma \omega_p}\right)^2} \quad (\text{DNV-GL-C205, 2017})$$

Hvor: σ er spekters breddeparameter, ω er vinkelfrekvens og ω_p er spekterets høyeste vinkelfrekvens. Parameteren γ beregnes utefra Formel 2.

Formel 2
$$\begin{aligned} \gamma &= 5 && \text{for: } \frac{T_P}{\sqrt{H_s}} \leq 3,6 \\ \gamma &= e^{5,75 - 1,15 \frac{T_P}{\sqrt{H_s}}} && \text{for: } 3,6 < \frac{T_P}{\sqrt{H_s}} < 5 \\ \gamma &= 1 && \text{for: } 5 \leq \frac{T_P}{\sqrt{H_s}} \end{aligned} \quad (\text{DNV-GL-C205, 2017, s. 66})$$

Jonswap spekteret er forventet å danne en fornuftig sjømodell når $T_P/\sqrt{H_s}$ er større enn 3,6 og mindre enn 5, men burde i henhold til (DNV-GL-C205, 2017) benyttes med varsomhet utenfor dette område.

Benyttelse av et enkelt Jonswap spekter er anbefalt i (DNV-OS-J101, 2014) for bunnfaste vindturbiner, men i henhold til (DNVGL-ST-0119, 2018) er det ikke tilstrekkelig for flytendeturbiner. Grunnen til dette er at et en-toppet bølgespekter ikke kan modellere både vindsjø og dønninger. For bunnfaste modeller og store flytende oljeplattformer er det ikke kritisk å inkludere dønningene, noe det er for flytende vindturbiner.

Det anbefales derfor i (DNVGL-ST-0119, 2018) å benytte Torsethaugen spektrum eller kombinere to Jonswap for modellering av både vindsjø og dønninger.

2.3 VINDTEORI

Vind er et komplekst fenomen som omhandler luftpartikler i bevegelse med trykkdifferanse som drivende kraft. Det vil i dette delkapittelet bli gitt en innledende beskrivelse av vinddannelse. Beskrivelse av vinddomenet, vindprofiler, turbulens, vakemodeller, samt redegjørelse av aktuelle aerodynamiske prinsipper.

2.3.1 Vindteori Introduksjon

For å kunne beskrive dannelsen av ulike vindfenomener er det innenfor metrologi utviklet ulike modeller fra mikroskala til globalskala.

En utbredt global vindmodell er Trecellemodellen som omhandler det globale sirkulasjonsmønsteret. Modellen baserer seg på temperaturforskjellene med medfølgende statisk trykk ved ulike breddegrader kombinert med Corioliseffekten. Her tas det blant annet ikke hensyn til overflateeffekt, og modellen er ikke tilstrekkelig for beskrivelse av det nærliggende vindmiljøet som omfavner vindturbiner.

Jordoverflate med varierende topografi og menneskeligskapte objekter gir bakgrunnen for dannelse og påvirkning av lokale og mer komplekse vindfelt. Vann, jord og fjells ulike termiske absorpsjonsegenskaper medfører ulik oppvarming av jordens overflate og følgelig dannelse av lokale vinder som solgangsbriser langs kysten. Katabatiske og anabatiske dalbriser blir dannet fra isbreer og fjellsider som strekker seg over flere høydemetre.

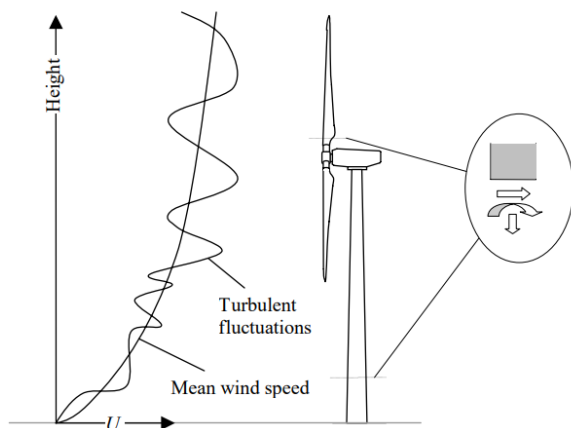
Generelt reduseres vindhastigheten nærmere bakken eller havoverflaten og fenomenet modelleres med vindprofiler. Konsekvent med at vindhastigheten reduseres, fører overflatefriksjonen til økt hastighet av vannmassene og har stor innvirkning på overflatebølger utdypet i delkapittelet 2.2.

Faktorer som overflatefriksjon, varmefluks og stabilitet i atmosfæren utformer vindprofilen i større og mindre grad, avhengig av karakteristikken til det nærliggende området. Modellering av ulik vindhastighet for ulike høyder har essensiell stor betydning for utmattelsesberegning i rotorbladene siden de befinner seg i ulike høyder gjennom rotasjonssyklusen.

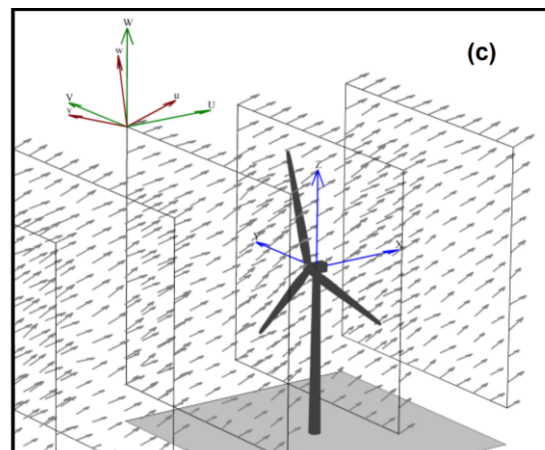
De roterende bladene fører også til ytterligere kompleksitet av vindforholdene. Rotorbladene vil oppleve selvindusertevinder og i vindparker vil også vindturbiner tidvis befinne seg i strømningsskyggen fra andre turbiner.

2.3.2 Vinddomene

Den naturlige kompleksiteten av vind medfører komplikasjoner for oppsett av vinddomenet. Ved å betrakte vinden gjennom superposisjon kan den opptredende vindhastigheten dekomponeres til en grunnleggende vindstyrke kombinert med stokastiske variasjoner i form av turbulens.



Figur 11: Opptredenen vindprofil (Frandsen, 2007)



Figur 12: Illustrasjon av vinddomene (B.J. Jonkman, 2019)

Opptredende vind defineres dermed som vektorsummen av middelvinden og turbulensen i vindomentets koordinatsystem (x, y, z) .

Formel 3
$$V(x, y, z) = U(x, y, z) + V_t(x, y, z)$$

Hvor: $U(x, y, z)$ er middelvindvektoren i punktet (x, y, z) , $V_t(x, y, z)$ er turbulensvektoren i punktet (x, y, z) . Middelvinden modelleres med konstant retning i hele domenet og konstant hastighet i vinddomenets x-y plan, i motsetning til turbulensen som varierer over hele domenet. Standardavviket til turbulensen er tilnærmet uavhengig av høyden, i motsetning til middelvinden.

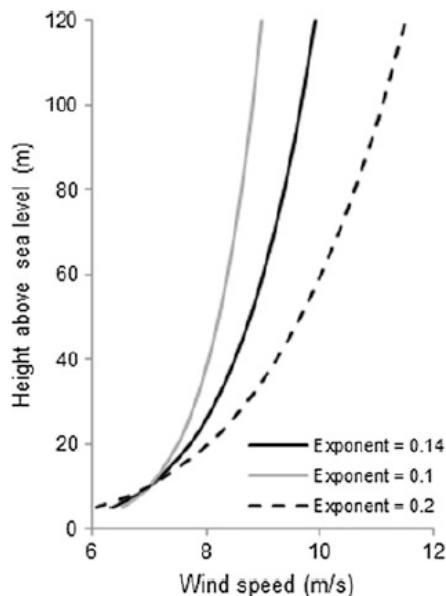
2.3.3 Vindprofil *Power law*

Flytende plattformer til havs har den fordel at vindturbinene vil befinne seg i mer homogene områder, og følgelig utsettes for mindre komplekse og mer stabile vindfelt. For å beskrive det aktuelle vinddomenet, er det derfor i henhold til DNVGL-RP-C205 tilstrekkelig å beskrive vindens grunnkarakteristikk med *Power law* modellen.

Power law modellen definerer vindhastigheten U i høyde Z med formelen:

Formel 4
$$U(z) = U(H) \left(\frac{z}{H} \right)^\alpha \quad (\text{DNV-GL-C205, 2017, s. 24})$$

Hvor: Z_r er referansehøyden, $U(H)$ er vindhastigheten i referansehøyden H og α er vindeksponenten. Eksponenten α er avhengig av karakteristikken til det nærliggende område.



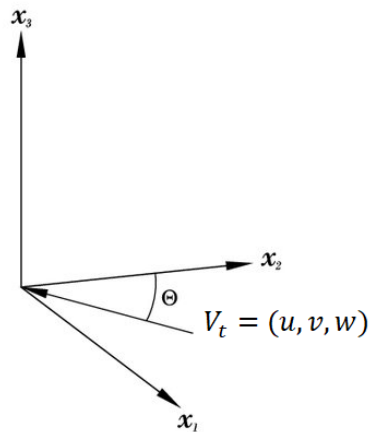
Figur 13: Vindprofil for ulike eksponenter
(M.Letcher, 2018)

Tabell 1 Anbefalte *Power law* eksponentverdier fra (DNV-GL-C205, 2017, s. 23)

Terrain type	α
Open sea with waves	0,12
Cultivated land with scattered buildings	0,16
Forests and suburbs	0,30
City centres	0,40

2.3.4 Turbulens

Turbulens er et begrep som benyttes hyppig i flere fagfelt med varierende betydning. Med turbulens henvises det i denne rapporten til stokastisk variasjon av vindens retning og styrke. Ved modellering angis turbulensen med tredimensjonale vektorer benevnt \mathbf{V}_t . Vektorene defineres i et referansesystem utfra middelvinden \mathbf{U} , illustrert nedenfor.



Figur 14: Standard metrologisk konvensjon for dekomponering av turbulens fra middelvind
(*Estimating Turbulence Statistics and Parameters from*, 2015)

2.3.4.1 Turbulensintensitet

For kvantifisering av vindens turbulens benyttes begrepet turbulensintensitet. Turbulensintensitet er definert i DNVGL-C205 2.1.2.4 som ratioen mellom vindens standardavvik og medianhastighet.

Formel 5
$$I = \frac{\sigma_U}{U_{10}} \quad (\text{DNVGL-ST-0119, 2018, s. 45})$$

2.3.4.2 Mann modell

Mann modellen er en anisotropisk turbulensmodell med kovarians i alle romlige retninger, for langsgående atmosfærisk middelvind. Modellens teoretiske grunnlag baserer seg på *rapid distortion theory* og benytter et energispekter for generering av turbulenskomponentene u , v og w . For å beskrive energispekteret samt turbulensintensiteten benyttes tre modellspesifikke parametere; λ , σ_{iso} og l .

Ved benyttelse av Von Kaimal-spektrum for ikke isotopisk turbulens angis de tre parameterne i henhold til annex B i (IEC 61400-1, 2005, s. 69) med følgende verdier:

$$\begin{aligned} \lambda &= 3,9 \\ \text{Formel 6} \quad \sigma_{iso} &= 0,55 \sigma_1 && (\text{IEC 61400-1, 2005, s. 69}) \\ l &= 0,8 \Lambda_1 \end{aligned}$$

Hvor σ_1 er turbulensens standardavvik og Λ_1 er turbulensens langsgående skaleringsparameter, som angis etter turbinens høyde over vannflaten z .

$$\text{Formel 7} \quad \Lambda_1 = \begin{cases} 0,7 z & z \leq 60m \\ 42m & z \geq 60m \end{cases} \quad (\text{IEC 61400-1, 2005, s. 23})$$

Under normale forhold (NTM) defineres turbulensens standardavvik σ_1 , av Formel 8.

$$\text{Formel 8} \quad \sigma_1 = I_{ref}(0,75 * v_{hub} + 5,6) \quad (\text{IEC 61400-1, 2005, s. 24})$$

Hvor I_{ref} er forventet turbulens intensitet ved vindhastighet på 15 meter pr sekund, og angis i (IEC 61400-1, 2005, s. 22) til 0,16, 0,14 og 0,12 for henholdsvis vindturbinklasse A, B og C.

2.3.5 Rotor-aerodynamikk

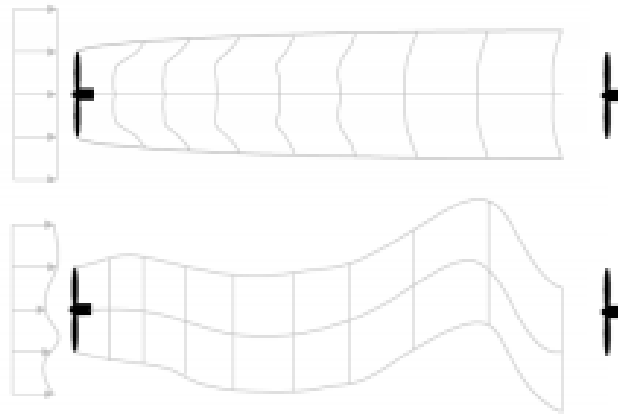
Rotorbladenes utforming og *pitch*-vinkel sørger for at en andel av vindens kinetiske energi blir absorbert og omdannet til roterende mekanisk energi.

Når luften strømmer gjennom rotoren, vil vinden påføre rotorbladene en kraft som blant annet fører til rotasjon av rotoren. I tråd med Newtons andre lov vil følgelig turbinbladene påføre vinden med en motsatt responderende kraft. Kraften resulterer i at vinddomenet rundt og bakom turbinen påvirkes.

Turbindbladenes roterende bevegelse medfører at turbinbladene opplever en selv indusert vind i motsatt retning av turbinens rotasjonsretning. Turbinens egeninduserte vinder blir ikke eksplisitt definert i vinddomenet, men i stedet implementert indirekte under modellering av påførte laster utdypet i vedlegg 9.2.1

I strømnings skyggen av turbinen vil det dannes svært komplekse strømninger med redusert vindhastighet og økt turbulens i forhold til vinden foran turbinen, disse strømningsene omtales som turbinens vake eller skyggekast. Skyggekastene forplanter seg ikke på en rettlinje bakom turbinen, men stokastisk i tverrgående og langsgående retning. (Joao Cruz, 2016, ss. 134-145)

Til tross for at vakebevegelse er et velkjent empirisk fenomen, er ikke karakteristikken og bakenforliggende mekanikk fullkomment forstått. En utredet hypotese basere seg på at meandreringen fremkommer av store *eddy* turbulente vindstrømmer i atmosfæren, illustrert nedenfor i Figur 15. (G. C. Larsen).



Figur 15: lineær mot oscillerende skyggecast (Adam Wise, *Analysis of wake effects for a floating two-turbine case*, 2019)

En annen hypotese forklarer fenomenet med kollaps av vakens interne virvelvinder grunnet iboende ustabilitet, (Medici, 2016). Et tredje studie utført av Coudou med flere, antyder at fenomenet trolig forekommer som en kombinasjon av de nevnte mekanikkene, hvor det er essensielt at *eddy* strømmene forsterker effekten av vakens iboende ustabiliteter for at vaken skal meandre. (Coudou, 2017)

2.4 UTMATTING

Utmattingsbrudd oppstår av periodiske varierende spenninger av tilstrekkelig størrelse. Fenomenet kan beskrives i tre steg; sprekkinitiering, sprekkvekst og brudd. Beregningsmetodene Rainflow-counting, Spenning-levetid og Miner-Palmgren benyttes i utmattelsesberegningene. Metodene og beregning av spenningsforløpet blir redegjort for i dette delkapittelet.

Utmattelsessprekkene forekommer ved lokale spenningstopper og initieringsstedet kan oppstå både på og under overflaten av materialet. Sprekkveksten for spenningsdrevende utmattelsesbrudd vokser generelt vinkelrett på største normalspenning og vil føre til gradvis reduksjon av tverrsnittet. For lastbærende komponenter vil det til slutt oppstå sprøbrudd når tverrsnittet er tilstrekkelig redusert. De periodiske utmattelsesspenningene ligger ofte under flytegrensen til materialet og bruddene oppstår derfor også ofte uten plastisk forvarsel. (Terjesen, Upublisert)

2.4.1 Spenningsberegning

Aksialkreftene i moringslinene legges til grunn for spenningsberegningene. De nominelle strekkspenningene i kjettingtverrsnittet beregnes i henhold til (DNVGL-E301, 2018) for å samsvare med benyttede S-N kurve. Spenningen er beregnet ved å dividere aksialkraften på det korresponderende nominelle tverrsnittsarealet. For forankringsseksjoner bestående av

kjetting blir dette arealet summen av tverrsnittsarealet til to sirkulære tversnitt med diameter tilsvarende kjettingdiameteren.

2.4.2 Rainflow-metoden

Rainflow metoden tar utgangspunkt i spenningsforløpet til forankringslinene og kvantifiserer spenningsviddene.

For spenningsforløp med signifikante bølgefrequenser kombinert med lavfrekvente komponenter er det bred enighet om at Rainflow metoden vil gi et godt estimat og er henvist metode av DNVGL ved benyttelse av tidsbasert Fem-analyse.

2.4.3 Spenning-levetid metoden (S-N kurve)

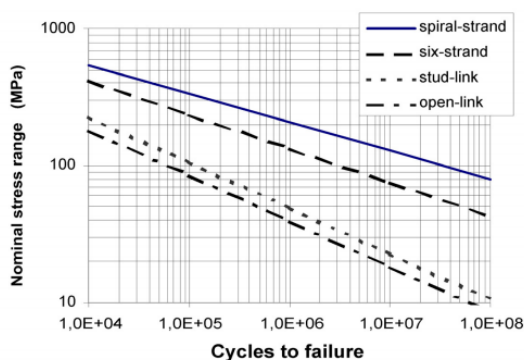
For kvantifisering av utmatting benyttes S-N kurve utredet av DNVGL. Kurven er et estimat av antall lastsykler før brudd ved gitte nominelle aksialspenningsvidder, og er dannet på datagrunnlag fra empiriske tester. Metoden er godt egnet for spenningsvidder i det elastiske området, men burde ikke benyttes ved forekomst av lavsykelutmatting med spenninger over flytegrensen. (Terjesen, Upublisert)

Antall lastsykler før brudd n_c , som en funksjon av spenningsvidden s er gitt ved formelen:

Formel 9
$$n_c(s) = a_D \cdot s^{-m} \quad (\text{DNVGL-E301, 2018, s. 69})$$

Hvor a_D beskriver krysningpunktet mellom y-aksen og kurven med signingstallet m . Aktuelle parametere for beskrivelse av S-N kurven i dette studiet er hentet fra (DNVGL-E301, 2018) og tabulert

Tabell 2, samt lineært fremstilt med logaritmsktilnærming Figur 16.



Figur 16: S-N kurve (DNVGL-E301, 2018, s. 70)

Tabell 2 Utmattelses parametere for S-N kurve (Studless chain) (DNVGL-E301, 2018, s. 70)

Studless chain (open link)	
a_D	m
$6,0 \cdot 10^{10}$	3,0

2.4.4 Karakteristisk akkumulert delskade Miner-Palmgren

Beregningen av karakteristisk akkumulert delskade blir gjort ved å summere raten mellom spenningshistogrammet fra Reinformetoden mot S-N kurven. I DNVGL-C203 er metoden uttrykket matematisk med formelen:

Formel 10
$$D = \sum_{i=1}^k \frac{n_i}{N_i} = \frac{1}{a} \sum_{i=1}^k n_i (\Delta\sigma_i)^m \leq 1 \quad (\text{DNVGL-RP-C203, 2016, s. 15})$$

Hvor: k er antall spenningsvidder i , n_i er antall opptredener av spenningsvidde i , N_i antall lastsykler før brudd av spenningsvidden i tidligere benevnt $n_c(s)$. Spenningsvidden er symbolisert $\Delta\sigma_i$, tidligere symbolisert s . Utnyttelsesgraden er notert som η og settes i henhold til (DNVGL-ST-0119, 2018) til 1 for flytende vindturbiner.

2.4.5 Akkumulert delskade (DFF)

I henhold til (DNVGL-ST-0119, 2018) beregnes akkumulert delskade som produktet av karakteristisk akkumulert delskade og utmattelsesfaktoren DFF. Dermed kan levetid defineres som en funksjon av Delskade og DFF:

Formel 11
$$\text{Levetid} = \frac{1}{\text{Delskade} * \text{DFF}}$$

Hvor DFF settes henholdsvis til 5 eller 10 for flytende vindturbiner i konsekvensklasse 1 og 2. Konsekvensklasse avgjøres etter om forankringssystemet er redundant, som innebærer at det ikke vil forekomme fatale eller uakseptable økonomiske konsekvenser ved brudd av en eller flere forankringslinjer. (DNVGL-ST-0119, 2018, s. 102)

3 METODE

For å belyse hvilke vurderinger som er foretatt med hensyn til validitet og reliabilitet, vil det i dette delkapittelet blir redegjort for prosjektets overordnede fremgangsmåte, lastmatrise, miljøoppsett, samt benyttede programmer og deres hensikt.

3.1 FREMGANGSMÅTE

Førstedel av prosjektet omfattet modellering av en mer detaljert forankringsmodell for OC3 IV.

Videre ble simuleringer med *under rated* og *over rated* vindhastigheter for både oppstrøms- og nedstrøms-turbiner gjennomført, med hensikt å kartlegge mulige komplikasjoner før prosessering av en mer omfattende lastmatrise for levetidsanalyse ble gjennomført.

Lastmatrisen ble først kjørt for oppstrøms-turbin hvor turbulensfeltet fra Mann generatoren ble benyttet direkte i 3Dfloat. Deretter ble lastmatrisen kjørt med tre DIWA prosessert turbulensfelt som representerer vindbelastningen for nedstrøms-turbiner med avstandene 780, 1040 og 1300 meter bakom en oppstrøms-turbin. De fire tilfellen vil heretter bli omtalt som henholdsvis `turb_dist_0`, `turb_dist_780`, `turb_dist_1040` og `turb_dist_1300`.

Post-prosessering av moringslinenes aksialkrefter er gjennomført i Spyder med programmeringsspråket Python. Benyttede programmer er tabulert i Tabell 3. Utdypende forklaring på Mann-generator, DIWA og 3Dfloat legges med som vedlegg 9.2.

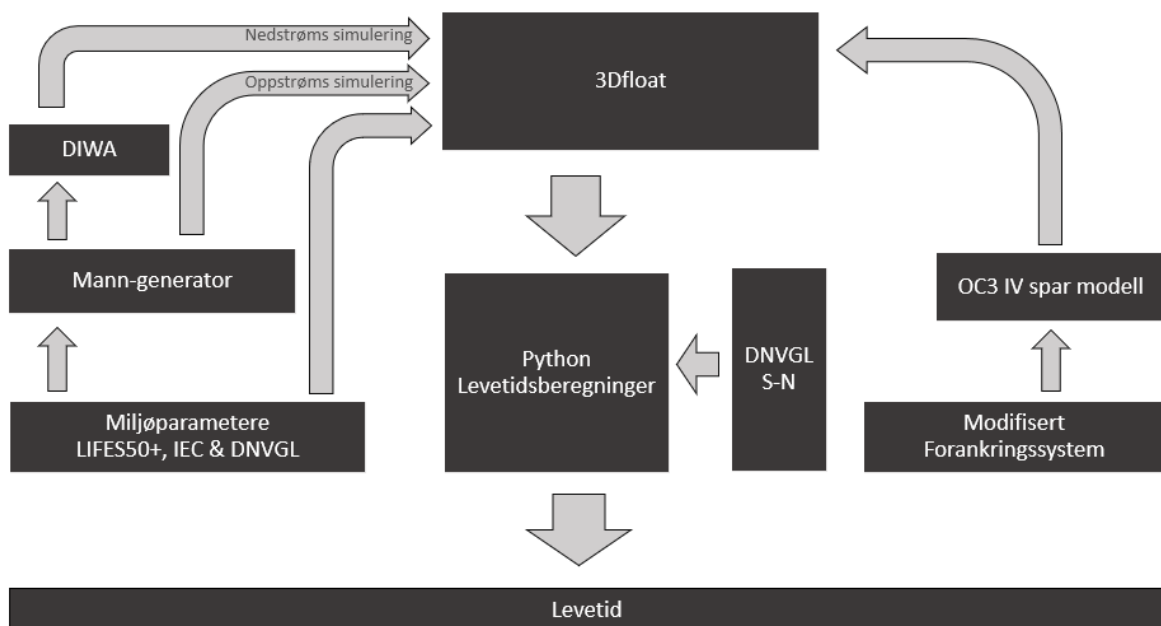
Tabell 3 Benyttede programmer

Program	Benyttelse
Notepad++	Redigering av 3Dfloat, Python og Batch syntaks
CMD	Kommandolinje-grensesnitt av Windows for batch script
3Dfloat	Aero-hydro-servo-elastiske simuleringer
Mann 64bit	Generering av uforstyrret turbulens
DIWA	Generering av turbulens til nedstrøms-simuleringer
Paraview	Visualisering av 3Dfloat-modellens dynamiske respons
Spyder (Python)	Postprosessering for levetid- og stivhetsberegninger
Excel	Presentering av resultater

3.2 UTMATTELSESSIMULERING FOR LEVETIDSANALYSE

Utmattelsessimuleringene gjennomført i dette studiet baserer seg på et begrenset antall vindhastigheter og samsvarende sjøtilstander fra LIFES50+ simplifiserte utmattelsesstudie, et studium som forøvrig er videreført fra (Ideol,Upublisert). DNVGL, IEC og LIFES50+ anbefalinger er gjennomgående benyttet for oppsett av simuleringene og modellering av miljølastene.

For å gi et overblikk over dataflyten og benyttede programmer for levetidsanalysen er flytskjemaet i Figur 17 fremstilt.



Figur 17: Flytskjema over levetidsanalysen

3.2.1 Simuleringsoppsett

Samtlige utmattelsessimuleringer er utført med koblede laster i det aero-hydro-servo-elastiske programmet 3Dfloat. Simuleringene ble gjennomført som anbefalt i LIFES50+ i tidsdomenet. Hvert enkelt lasttilfelle simulerer en halvtime reell tid, som gir samlet reell simulert tid pr levetidberegning på 10,5 timer.

Før sampling av aksialkreftene i moringsline må systemet stabiliseres med miljølastene. For å oppnå dette på en ressurs- og tidseffektiv måte utføres 20000 skritt med høy globaldempning og gradvis økning av vindhastigheten, etterfulgt av 20000 skritt med normal dempning. Reell tid simuleres med 0,01 skritt pr sekund, og gir følgelig 40000+180 000 simuleringsskritt pr lasttilfelle. De mest essensielle parameterne benyttet i 3Dfloat for alle utmattelsessimuleringene er tabulert i Tabell 4, Tabell 5 og Tabell 6.

Tabell 4 Simuleringsparametere for utmattelsesanalyse

Parameter	3Dfloat syntaks	Innputt	Benevning
Reel simulert tid per simuleringskritt	dt	0,01	$\left[\frac{\text{sekunder}}{\text{stepp}}\right]$
Antall simuleringskritt pr lasttilfelle	Nstep	180 000	[stepp]
Tidssteg før matrise-oppdatering	Nassemble	1	[stepp]
Maksimalt antall under-skritt	Nnewton	10	[stepp]

Tabell 5 Globale dempningsparametere for utmattelsesanalyse

Parameter	3Dfloat syntaks	Innputt	Benevning
Frekvens 1	omega_1	0.1	[Hz]
Frekvens 2	omega_2	1.	[Hz]
Dempningsratio av kritiskdemping ved omega_1	ratio_1	0.01	-
Dempningsratio av kritiskdemping ved omega_2	ratio_2	0.01	-

Tabell 6 Lastkoeffisienter for utmattelsesanalyse

Parameter	3Dfloat syntaks	Innputt
Dragkoeffisient for vann	Cd_morison	0,6
Treghetskoeffisient i vann	Cm_morison	1,969954
Vinddrag-koeffisient normalt på bjelke elementene i tårnet.	cdn	1

Modellspesifikke dempningskoeffisienter er også inkludert av Statoil ved modellering av OC3 IV modellen, hvor koeffisientene for *surge*, *sway* er satt til 100 000 $N/(m/s)$, 130 000 $N/(m/s)$ for *heavee* og 13 000 000 $Nm/(rad/s)$ for *yaw*.

3.2.2 Lastmatrise

Lastmatrisen baserer seg på syv vindhastigheter med samsvarende sjøtilstander tilsvarende utmattelsesanalysen gjennomført i LIFES50+. Vindhastighetene i LIFES50+ er definert i forhold til en referansehøyde på 119 meter. Det er funnet hensiktsmessig å redefinere vindhastighetene etter rotorhøyden til OC3 IV på 90 meter. Dette er gjort med Formel 4 utdypet i delkapittelet 2.3.3, med tilsvarende vindeksponent benyttet ved modellering av vinddomenet i 3Dfloat. (LIFES50+, 2015)

Samtlige middelvindhastigheter i lastmatrisen befinner seg innenfor turbinens produksjonsområde, noe som ble ansett tilstrekkelig for innledende evaluering i LIFES50+ prosjektet. Det gjøres oppmerksom på at levetidsanalyse i henhold til (DNVGL-ST-0119, 2018) også må inkludere vindhastigheter under *cut-inn* og over *cut-out*, som for NREL 5MW er på henholdsvis tre og tjuet fem meter pr sekund. (J. Jonkman, 2010)

Anbefaling og benyttet praksis i LIFES50+ ved å simulere tre bølgeperioder for hver bølgehøyde, er i dette studiet videreført og medfører en lastmatrise på 21 simuleringer, Tabell 7. (LIFES50+, 2015)

Tabell 7 Lastmatrise for levetidsanalyse

Sim_nr	ID_navn	Vindhastighet[m/s]	Bølger (Jonswap)		Forekomst
		$h_{ref} 90 [m]$	$H_s [m]$	$T_P [s]$	P [%]
0	hyOC3_4.8_1.38_5.0	4,8	1,38	5	3,45
1	hyOC3_4.8_1.38_7.0	4,8	1,38	7	6,89
2	hyOC3_4.8_1.38_11.0	4,8	1,38	11	3,45
3	hyOC3_6.8_1.67_5.0	6,8	1,67	5	5,99
4	hyOC3_6.8_1.67_8.0	6,8	1,67	8	11,98
5	hyOC3_6.8_1.67_11.0	6,8	1,67	11	5,99
6	hyOC3_9.9_2.2_5.0	9,9	2,2	5	6,41
7	hyOC3_9.9_2.2_8.0	9,9	2,2	8	12,83
8	hyOC3_9.9_2.2_11.0	9,9	2,2	11	6,41
9	hyOC3_13.4_3.04_7.0	13,4	3,04	7	5,12
10	hyOC3_13.4_3.04_9.5	13,4	3,04	9,5	10,24
11	hyOC3_13.4_3.04_12.0	13,4	3,04	12	5,12
12	hyOC3_17.2_4.29_7.5	17,2	4,29	7,5	2,9
13	hyOC3_17.2_4.29_10.0	17,2	4,29	10	5,81
14	hyOC3_17.2_4.29_13.0	17,2	4,29	13	2,9
15	hyOC3_21.3_6.2_10.0	21,3	6,2	10	0,94
16	hyOC3_21.3_6.2_12.5	21,3	6,2	12,5	1,88
17	hyOC3_21.3_6.2_15.0	21,3	6,2	15	0,94
18	hyOC3_24.0_8.31_10.0	24	8,31	10	0,19
19	hyOC3_24.0_8.31_12.0	24	8,31	12	0,37
20	hyOC3_24.0_8.31_14.0	24	8,31	14	0,19

Øvrig betraktes kun vind og bølger med samkjørenderetning vinkelrett på rotoren, uten yaw-feil. Innvirkning av strømninger og varierende vannstand blir heller ikke betraktet.

3.2.3 Miljøparameter

Miljøparametere som holdes uendret for samtlige utmattelsessimuleringer er tabulert i Tabell 8. Benyttede verdier er i hovedsak standardverdier innebygd i 3Dfloat, men det er også tatt i bruk anbefalte verdier fra DNVGL og LIFES50+.

Tabell 8 Miljøparametere for utmattelsessimuleringer

Parameter	3D float syntaks	Verdi	Benevning	Kilde
Tetthet vann	rho_water	1025	kg/m^3	Standardverdi 3Dfloat
Tetthet luft	rho_air	1.225	kg/m^3	(LIFES50+, 2015, s. 21)
Viskositet vann	nu_water	$1,78 \times 10^6$	m^2/s	Standardverdi 3Dfloat
Viskositet luft	nu_air	$1,3 \times 10^5$	m^2/s	Standardverdi 3Dfloat
Friksjons- koeffisienter havbunn	Fnor, Ftan, Cvert, Cnor	1,1, 1,1	–	(DNVGL-E301, 2018, s. 39)
Vanndybde		320	m	(J. Jonkman, 2010)

3.2.4 Modellering av miljølaster

Vind og bølger påføres parallelt og vinkelrett på modellen. Det vil her bli redegjort for de mest essensielle parameterne som er benyttede for modellering av miljølaster til levetidssimuleringene.

3.2.4.1 Modellering av vind

Vindens grunnkarakteristikk modelleres i et uendelig stort domene i 3Dfloat, med Formel 4 og vindeksponenten på 0,14 fra (LIFES50+, 2015, s. 21)

Turbulensen defineres i et tredimensjonaltvinddomene bestående av tredimensjonale vektorer med stokastisk lengde og retning. Vinddomenet er definert med 64 gridpunkter i y- og z-retning med 2,03 meter mellom punktene, som gir et tverrsnitt på 130×130 meter. I x-retning har vinddomenet 32768 gridpunkter, med varierende avstand etter vindhastigheten.

Uforstyrret turbulens ble syntetisk modellert med Mann 64bit turbulensgeneratoren fra HAWC2. Programmet er kjørt hos SINTEF av Marit Irene Kvittem. Mann 64bit sin bakenforliggende metode er utdypet i vedlegg 9.2.2

Input parameterne L og γ er beregnet utefra Formel 6 og Formel 7, utdypet i delkapittelet 2.3.4.2. For beregning av parameterne benyttes referansehøyden z på 90 meter.

Vindhastighetsuavhengige inntputtparametere for Mann 64bit er tabulert i Tabell 9 og vindhastighetsavhengige i Tabell 10.

Tabell 9 Vindhastighetsuavhengige inntputtparametere for Mann 64bit

Parameter	U (x-retning)	V (y-retning)	W (z-retning)
n	32768	64	64
nd	$nd_u(\text{vindhastighet})$	2,031250119	2,031250119
L	33,6		
γ	3,9		

Tabell 10 Vindhastighetsavhengige inntputtparameter for Mann 64bit

Parameter	Verdi						
Vindhastighet [m/s]	4,81	6,83	9,91	13,37	17,21	21,25	24,04
$nd_u(\text{vindhastighet})$	0,48	0,68	0,99	1,34	1,72	2,13	2,40
$\alpha_{eps}(\text{vindhastighet})$	0,05	0,07	0,10	0,15	0,21	0,29	0,34

For simulering av oppstrømssturbin hvor turbulensdomenet er frembrakt av Mann 64bit, implementeres det direkte i 3Dfloat og skaleringsfaktorene i Tabell 11 blir benyttet for å oppnå korrekt standardavvik.

Tabell 11 Skaleringsfaktorer

Vindhastighet [m/s]	SF_u	SF_v	SF_w
4,8	1,00034	1,13123	0,96864
6,8	0,99394	1,11801	0,97757
9,9	1,00152	1,11135	0,99494
13,4	1,00336	1,10635	1,00209
17,2	1,00638	1,10872	1,00941
21,3	1,01176	1,10818	1,01940
24,0	1,00829	1,11115	1,01864

Forstyrret vindfelt til simulering av nedstrømssturbiner blir frembrakt i DIWA. DIWA er kjørt hos SINTEF av Marit Irene Kvittem, hvor blant annet Mann 64bit turbulens og skaleringsfaktorene i Tabell 11 er benyttet som inntutt parametere. Programmets bakgrunn og bakenforliggende metode er utdypet i vedlegg 9.2.3

I **3Dfloat** angis turbulensintensiteten, vindprofilens utforming og dens tilhørende eksponent. Turbulensdomenet implementeres ved å plassere senteret av boksen i *hub*-høyden. Domenet refereres til node (0,0,0), og forflytter seg sakte med denne noden i tverrgående retning.

Turbulensintensiteten angis i turbinhøyden og beregnes for de ulike vindhastighetene med Formel 5. Standardavviket som benyttes i Formel 5 beregnes med Formel 8, hvor forventet turbulensintensiteten I_{ref} settes til 0,12 i henhold til (IEC 61400-1, 2005, s. 22) for klasse C. Klasse C betegner kategorien for lavere turbulenskarakteristikk, og er henvist turbulensklasse for lastmiljøet i (LIFES50+, 2015, s. 21).

Benyttede turbulensintensitet for utmattelsessimuleringer er tabulert i Tabell 12.

Tabell 12 Benyttede turbulensintensitet for utmattelsessimuleringer

Parameter	Verdi						
Vindhastighet [m/s]	4,81	6,83	9,91	13,37	17,21	21,25	24,04
Turbulensintensitet	0,23	0,188	0,158	0,14	0,129	0,122	0,118

Øvrige vindrelaterte inntuttparametere benyttede i 3Dfloat for utmattelsessimuleringene er tabulert i Tabell 13.

Tabell 13 Vindrelaterte inntuttparametere benyttet i 3Dfloat for utmattelsessimuleringer

Parameter	3D float syntaks	Verdi	Benevning
Vindeksponent	wind_exponent	0.14	–
Turbulensdomenets referanse høyde	reference_height	90	<i>m</i>
Turbulensdomenets referanse node	reference_node:	(0,0,0)	<i>m</i>
Vindretning	wind_direction	0.0	<i>rad</i>

3.2.4.2 Modellering av bølger

Havområdet som omfavner modellen modelleres ved å kombinere flere todimensjonale bølger, med fravær av interferens. Modelleringen resulterer i en irregulær langkammet sjø illustrert i Figur 8, som representerer en fullt utviklet vindsjø.

For å bedre sammenligningsgrunnlaget er ikke bølgefilene frembrakt under simulering av lastmatrisen, men separate simuleringer i 3Dfloat er isteden gjennomført på forhånd.

For generering av bølgefilene benyttes 3Dfloats innebygde JONSWAP funksjon, med parameterne H_s og T_p fra lastmatrisen utredet i delkapittel 3.2.2. Spisshetsparameteren γ er beregnet i 3Dfloat i henhold til (DNVGL-RP-C203, 2016), utdypet i delkapittel 2.2.2.

Benyttede Spisshetsparametere i Jonswap er tabulert i Tabell 14.

Tabell 14 Spisshetsparameter til tilhørende lasttilfelle.

Sim_nr	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
γ	2,4	1,0	1,0	3,7	1,0	1,0	5,0	1,0	1,0	3,1	1,0	1,0	5,0	1,2	1,0	3,1	1,0	1,0	5,0	2,6	1,2

Det gjøres oppmerksom på at verdiene 1,0 og 5,0 i henhold til (DNV-GL-C205, 2017, s. 65) bør benyttes med varsomhet.

I (DNVGL-ST-0119, 2018, s. 48) anbefales det å benytte Torsethaugen spektrum for flytende vindturbiner for å inkludere innvirkningen av dønninger. Til tross for DNV-GL sin anbefaling, er det funnet tilstrekkelig å benytte Jonswap spekteret for dette innledende sammenligningsstudiet.

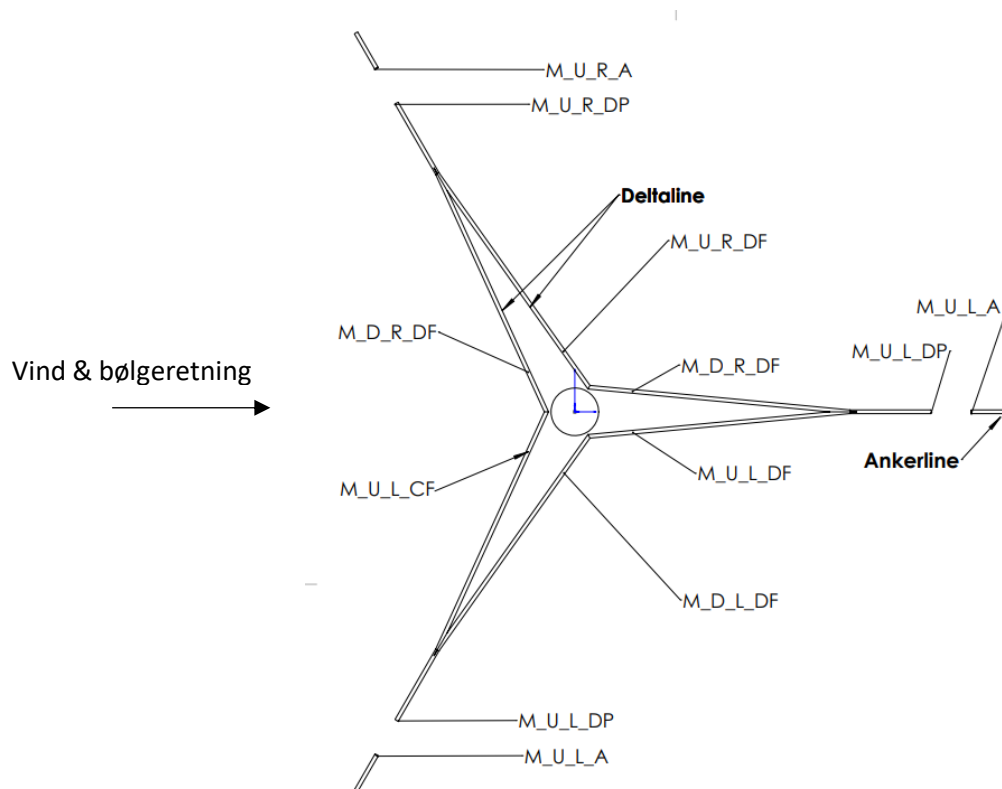
3.3 POSTPROSESSERING

3.3.1 Levetid

Dette delkapittelet tar for seg bearbeiding av resulterende spenningsforløp i moringslinene fra utmattelsessimuleringene av lastmatrisen beskrevet i delkapittel 3.2.2.

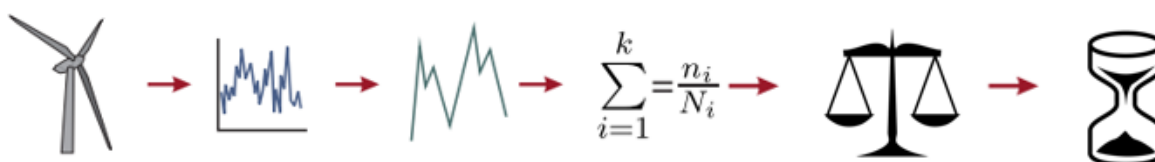
Prosesseringen er gjennomført ved hjelp av Python skriptet, med bakenforliggende teori utdypet i teorikapittelet 2.4.

Proessen er gjennomført fire ganger, for henholdsvis en oppstrømssimulering og tre nedstrømssimuleringer med avstandene 780, 1040 og 1300, som resulterer i 4 levetidsberegninger for 12 lokasjoner på forankringssystemet



Figur 18: Forankringsystem med deltakobling og monitorplassering sett ovenfra, med henholdsvis positiv x- og y-retning til høyere og opp.

Levetidsberegningene kan overordnet deles inn i seks etterfølgende prosesser: Innhenting av aksialspenning, beregning av spenningsforløpet, *rainflow counting*, beregning av delskade, vektlagt summering av delskadene og til slutt levetidsberegning.



Figur 19: Illustrasjon av levetidsberegning. Illustrasjonen er kombinert fra (Berglind, 2015), (Infobilder, 2019) og (Infobilder, 2019)

Det aksiale spenningsforløpet i moringslinen er beregnet i henhold til delkapittel 2.4.1. Hvor aksialkreftene fra de 12 monitorene illustrert i Figur 18 er lagt til grunn for beregningene. Benyttet kjettingdimensjon for deltaline er 120 mm for deltaline og 90 mm for ankerlinene. Det gjøres oppmerksom på at 90 mm er benyttet som elementdiameter for både deltaline og moringslinene i simuleringsmodellen.

Kvantifisering av spenningsvidder er gjennomført med Rainflow-modul hentet fra PyPi. (Janiszewski, 2018). Algoritmen er lagd i henholdt til *Standard «Practices for Cycle Counting in Fatigue Analysis»* (ASTM E1049-85).

S-N kurve for *studless chain* er benyttet for å estimere karakteristikk akkumulert delskade, hvor parameterne a_D og m er henholdsvis $6,0 * 10^{10}$ og 3,0. (DNVGL-E301, 2018, s. 70)

For beregning av delskadene er halvsykluser tatt i betraktning ved å summere halvsykluser med samme spenningsvidde til helsykluser, mens unike halvsykluser som ikke kan summeres er inkludert ved å benytte halve spenningsvidden.

Lastspesifikkedelskader er vektlagtsummert i henhold sannsynligopptreden fra Tabell 7. Hvor de summerte delskadene videre er benyttet til beregning av levetid.

Tabell 15 Parametere for levetidsberegning

Parameter	Verdie	Benevning
Kjettingdiameter-deltaline	120	<i>mm</i>
Kjettingdiameter-ankerline	90	<i>mm</i>
Samplings rate	0,1	<i>Hz</i>
S-N parameter a_D	$6,0 * 10^{10}$	–
S-N parameter m	3,0	–

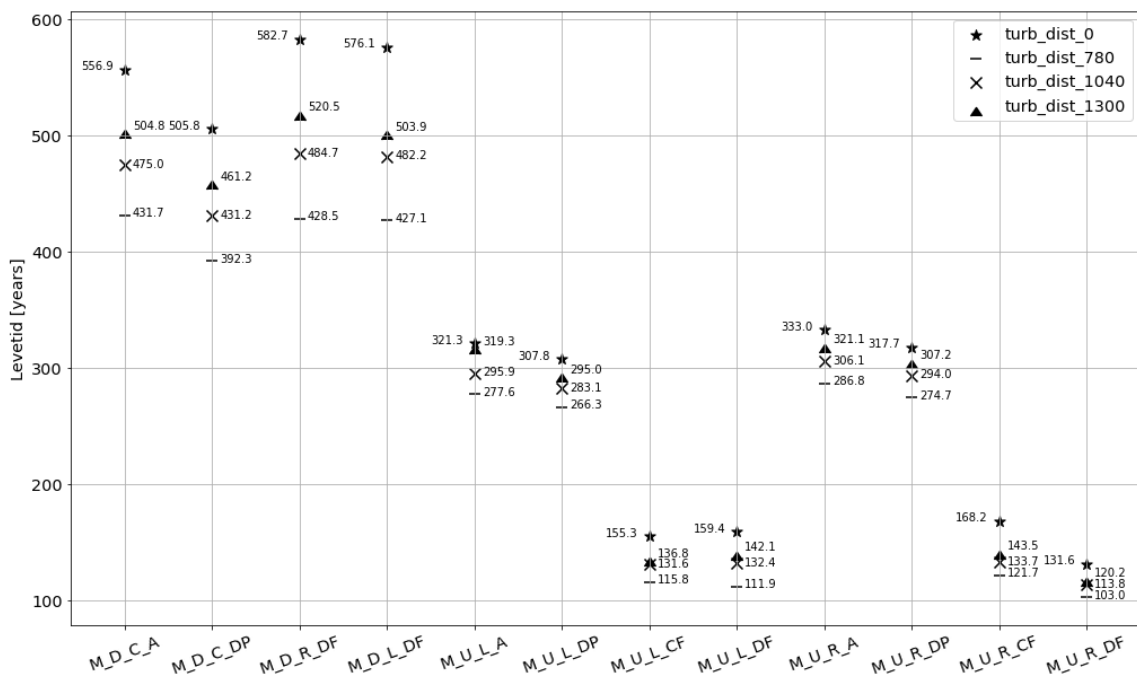
4 RESULTATER

Det vil her bli presentert resulterende levetid fra utmattelsesanalysene, og prosentvis endring av delskade for nedstrøms turbinene i forhold til oppstrøms turbinen. Delskader for alle lasttilfeller og turbinavstander er tabulert i vedlegg 9.3, direkte og vektlagt i henhold til sannsynlig opptreden.

Samtlige resultater belager seg på simuleringer hvor hele forankringssystemet er modellert med elementdiameter på 90mm, og ekvivalente materialegenskaper utredet av OC3 IV. Ved postprosessering av utmattessimuleringene ble et urealistisk forhold i levetid mellom ankerlinene og deltalinene synliggjort. For å oppnå et mer realistisk sammenligningsgrunnlag ble det valgt å øke kjettingdiameteren i deltaline til 120mm under utmattelsesberegningene. Utdypende forklaring er gitt i delkapittel 6.2

4.1 LEVETID

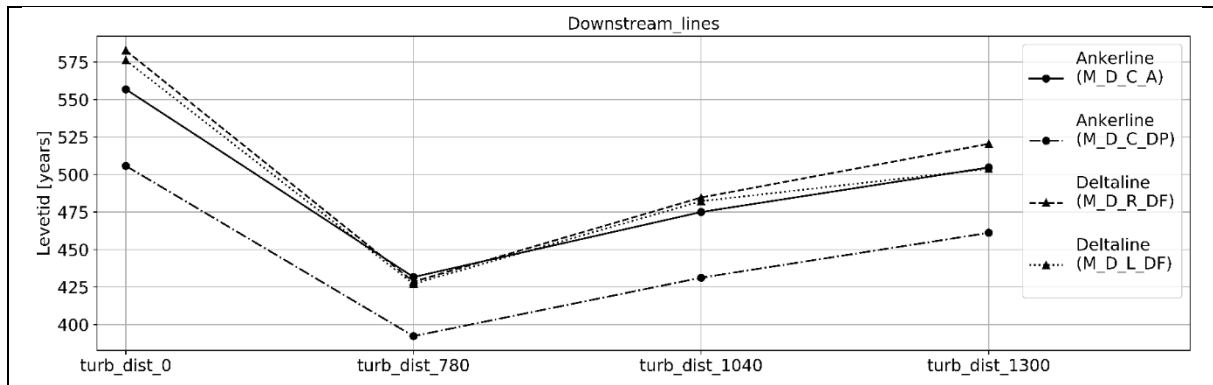
Beregnete levetider er fremstilt i spredningsplott nedenfor i henhold til lokasjon på forankringssystemet. Figur 18 Det gjøres oppmerksom på at levetiden for oppstrøms turbinen (turb_dist_0) er annotert til venstre for markøren, i motsetning til turbinene som står nedstrøms, hvor levetiden er annotert til høyre.



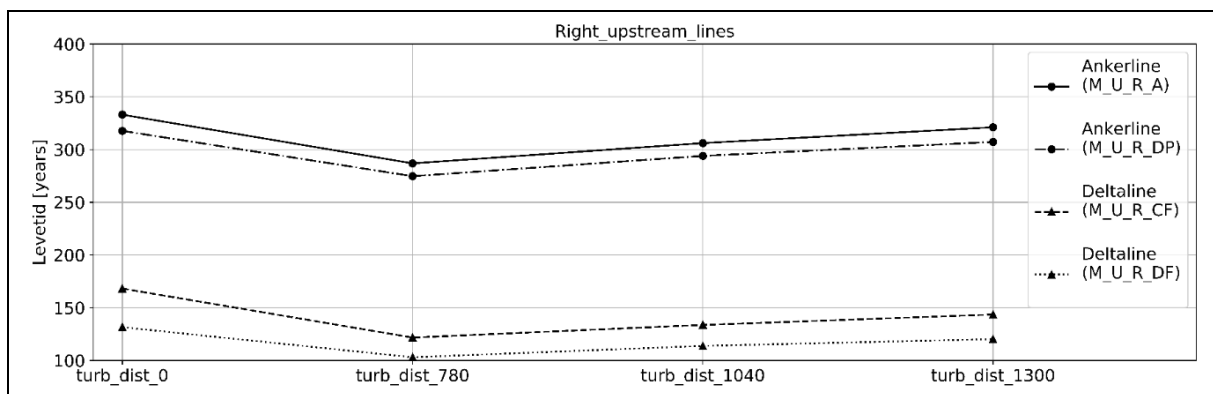
Figur 20: Spredningsplott av levetid i henhold til monitor, med kjettingdiameter på 120mm for deltalinene og 90mm for ankerlinene.

Som Figur 20 viser er de estimerte levetidene redusert ved forstyrret vindfelt for samtlige undersøkte områder på forankringssystemet.

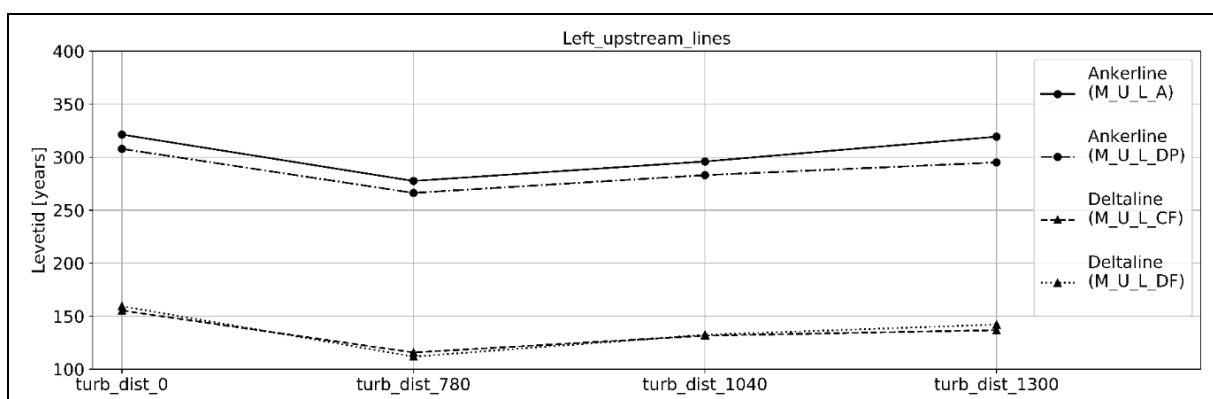
Ved å fremlegge levetiden i henhold til turbinavstandene, som illustrert i Figur 21, Figur 22 og Figur 23. Kommer det tydeligere frem at reduksjonen er avtagende ved økende avstand fra oppstrømturbinen. Det blir også tydeligere at deltalinene er mer utsatt enn ankerlinene, og linene som står fremfor turbinen er mer utsatt enn linene som står nedstrøms for turbinen.



Figur 21: Plott av Levetid i forhold til avstanden fra oppstrømturbinen for Linene som står nedstrøms.



Figur 22: Plott av Levetid i forhold til avstanden fra oppstrømturbinen for Linene som befinner seg oppstrøms og til høyere i forhold til turbinen.



Figur 23: Plott av Levetid i forhold til avstanden fra oppstrømturbinen for Linene som befinner seg oppstrøms og til Venstre i forhold til turbinen.

4.2 PROSENTVIS ENDRING AV DELSKADE

Ved å undersøke prosentvis endring av uvektet delskade i forhold til turbinavstanden, kommer det frem at forstyrret vindfelt har økende utslag for vindhastigheter opp til *rated*, og avtagende med økende vindhastighet over *rated*.

Tabell 16: Prosentvis endring av uvektede delskader ved forstyrret vindfelt mot uforstyrret for vindhastighetene med tilhørende bølgekarakteristikk som har høyest sannsynlig opptreden.

sim_nr	Nedstrømslinjer			Oppstrømslinjer til høyere for modellen			Oppstrømslinjer til venstre for modellen		
	Ankerline	Deltaliner		Ankerline	Deltaliner		Ankerline	Deltaliner	
		Venstre	Høyere		Høyere	Venstre		Venstre	Høyere
	M_D_C_DP	M_D_L_DF	M_D_R_DF	M_U_R_DP	M_U_R_CF	M_U_R_DF	M_U_L_DP	M_U_L_CF	M_U_L_DF
Prosentvis endring av delskade for turb_dist_780 fra turb_dist_0									
1	29,1	22,8	38,0	3,9	88,2	73,0	7,6	78,1	89,3
4	19,2	71,2	57,3	1,3	32,1	48,7	3,5	50,0	61,9
7	60,4	124,5	147,6	15,7	79,0	120,1	0,8	112,3	95,3
10	30,8	53,6	50,3	26,3	69,8	67,8	28,3	38,9	23,6
13	5,7	11,5	7,8	5,3	-0,3	29,4	6,1	13,3	11,2
16	0,8	11,3	7,3	-0,6	9,7	6,9	0,1	-9,2	3,2
19	2,6	5,2	6,1	0,7	8,9	4,2	3,0	4,6	3,7
Prosentvis endring av delskade for turb_dist_1040 fra turb_dist_0									
1	22,4	12,8	25,0	2,2	27,2	41,6	6,2	39,2	48,9
4	13,8	43,6	36,7	-1,6	12,6	27,8	3,9	21,6	22,2
7	35,1	63,3	77,1	7,5	49,3	46,2	-4,2	90,1	65,8
10	20,8	37,7	30,5	19,0	27,3	38,7	22,0	34,0	7,7
13	1,5	5,5	0,5	1,3	3,7	26,5	5,6	10,1	9,1
16	0,6	10,5	2,8	-2,1	4,3	-5,0	-0,9	-9,7	2,2
19	1,7	2,9	2,5	0,0	6,1	-4,2	1,9	-2,2	3,0
Prosentvis endring av delskade for turb_dist_1300 fra turb_dist_0									
1	13,3	6,6	13,8	-1,0	2,9	15,5	3,6	19,2	16,3
4	9,8	31,2	19,5	-1,8	4,6	9,2	3,0	11,6	8,7
7	24,9	29,3	46,8	3,1	30,6	17,9	-4,9	46,2	45,9
10	8,3	17,5	26,9	10,6	30,2	31,7	13,1	25,1	3,9
13	2,7	5,8	4,1	1,5	-1,5	3,7	3,6	4,7	3,7
16	0,7	12,5	4,5	-0,1	5,8	3,7	0,2	3,0	1,33
19	4,3	3,2	7,9	0,8	4,7	-1,8	1,8	-0,8	1,59

5 DISKUSJON

Observasjoner gjort på bakgrunn av resultatene som fremkom av undersøkelsene er listet opp nedenfor. Disse vil bli nærmere beskrevet og diskutert i dette kapittelet.

Følgende observasjoner vil bli tydeligere fremstilt og diskutert ved å undersøke det opptredende vindfelt i delkapittel 5.1:

1. Reduksjonen av levetid er avtagende med økende avstand fra oppstrømssturbinen
2. Forstyrret vindfelt har økende utslag for delskaden for vindhastigheter opp til *rated*, og avtagende med økende vindhastighet over *rated*.

Følgende interne variasjoner i forankringssystemet vil bli undersøkt i delkapittel 5.2 til 5.6 ved å betrakte systemets dynamiske respons opp mot resulterende aksialkrefter i linene.

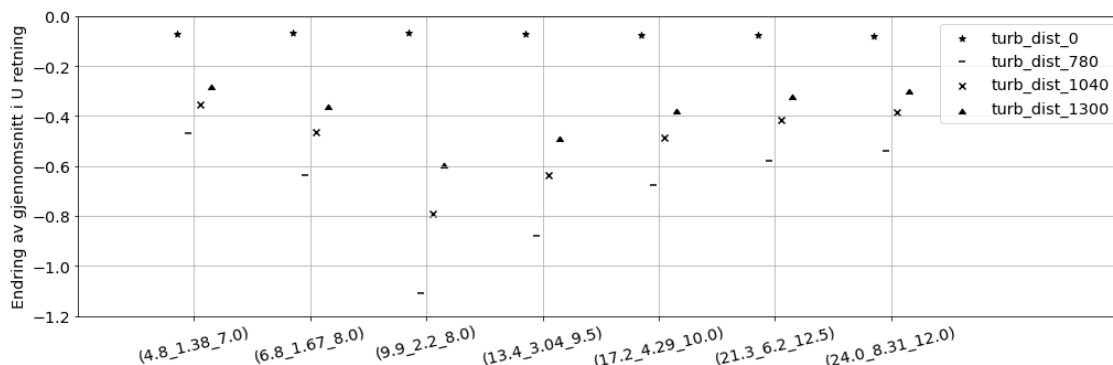
3. Deltalinene er mer utsatt enn ankerlinene
4. Oppstrømslinene er mer utsatt enn nedstrømslinene

5.1 OPPTREDENDE VINDFELT

For å betrakte opptredende vindlast er statistiske parametere av vindomenet hentet fra loggfilene til 3Dfloat og postprosessert med Python skript.

Figur 24 og Figur 25, er henholdsvis spredningsplott av turbulensintensitet og endring av middelvindhastighet i forhold til oppstrømssturbinen i vindens hovedretning. Spredningsplottene er plottet mot samtlige benyttede vindhastigheter i utmattelsessimuleringene for både oppstrømssturbin og nedstrømssturbinene.

De ulike vindhastighetene er annotert med tre etterfølgende tall, hvor det første tallet er vindhastigheten i meter per sekund og de to neste tallene angir henholdsvis tilhørende signifikant bølgehøyde og *peak*-periode.



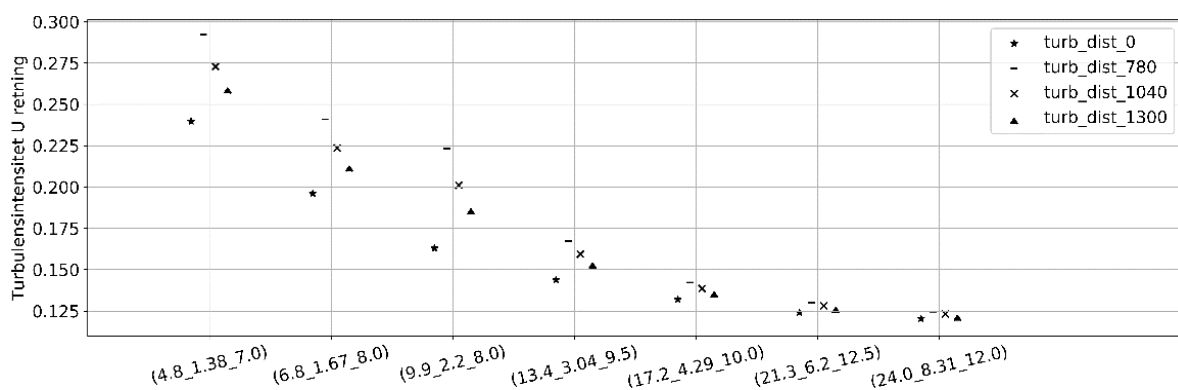
Figur 24: Spredningsplott, Endring av gjennomsnittlig vindhastighet [m/s] i vindomenet, mot betraktete vindhastighet for ulike turbinavstander, (U-retning)

I Figur 24 kan man se en tydelig spredning av hastighetsreduksjonen for de ulike turbinavstandene. Vindhastigheten blir gjennomsnittlig redusert med henholdsvis 4,52, 3,11 og 2,23 prosent for turb_dist_780, turb_dist_1040 og turb_dist_1300 i forhold til vindhastigheten i turb_dist_0. Det gjøres oppmerksom på at middelvinden for turb_dist_0 også blir redusert med om lag 0,07 m/s.

En annen sammenheng som kommer frem i Figur 24, er hvordan hastighetsreduksjonen øker med økende middelvindhastighet frem til 9,9 meter per sekund. For vindhastigheter over 9,9 meter per sekund, avtar derimot hastighetsreduksjonen ved økende middelvindhastighet.

Dette skyldes trolig kontrollsystemet til oppstrøms turbinen, som er modellert med *rated* vindhastighet på 11,4 meter per sekund. For vindhastigheter under *rated* ekstraheres mest mulig av den kinetiske energien ut av vinden, og følgelig reduseres den opptredende vinden ved økende vindhastighet. For vindhastigheter over *rated* holdes derimot strømproduksjonen konstant, og andelen kinetisk energi som blir ekstrahert fra vinden reduseres.

I likhet med middelvinden har kontrollsystemet til oppstrøms turbinen trolig stor innvirkning på turbulensen for vindhastigheter *under-rated*, som illustrert i Figur 25.

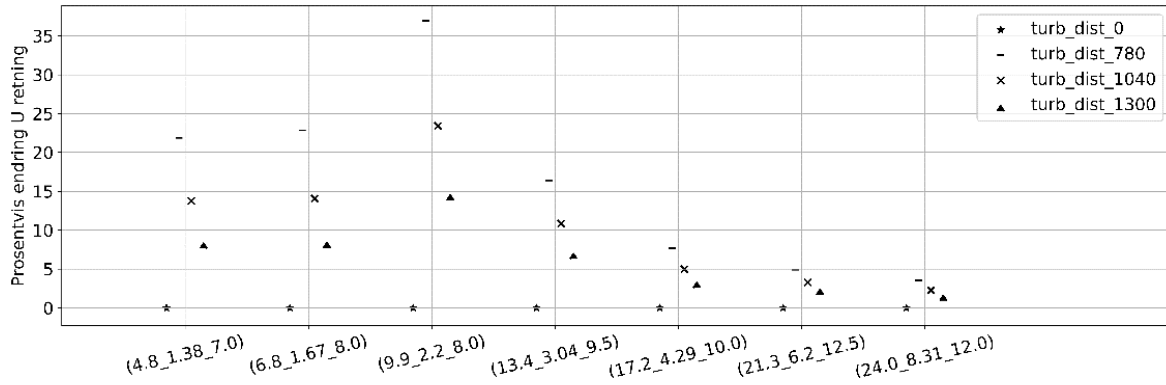


Figur 25: Spredningsplott, turbulensintensitet i vindomet, mot betraktete vindhastighet for ulike turbinavstander, (U-retning)

Tilsvarende plott for V og W er også betraktet. Turbulensintensiteten for V komponenten er jevnt over høyere for nedstrøms turbinene enn turb_dist_0, men uten bemerkelsesverdig forskjell mellom turbinavstandene.

For komponenten i W var Turbulensintensiteten tilnærmet lik turb_dist_0, og uten store forskjeller mellom turbinavstandene.

I Figur 26 er prosentvis endring av turbulensintensiteten plottet. Figuren illustrerer spesielt godt forskjellen mellom vindhastigheter som befinner seg *under-rated* og *over-rated* for de ulike turbinavstandene.



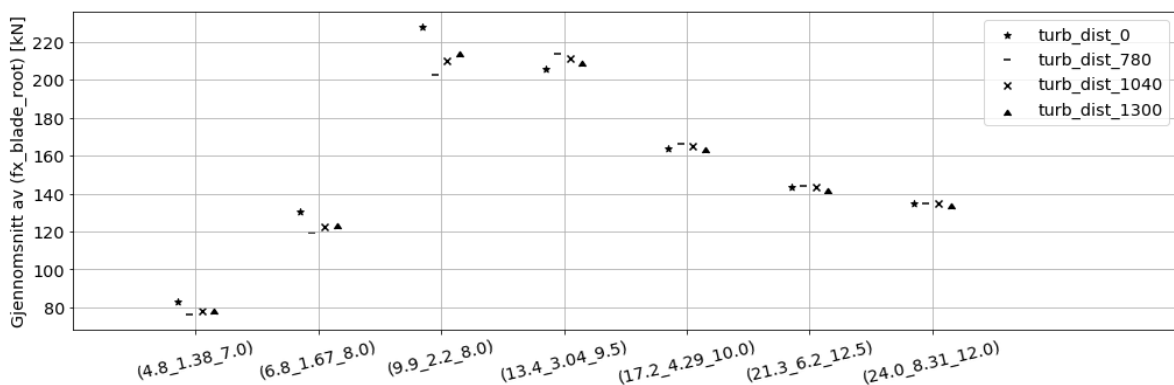
Figur 26: Spredningsplott, prosentvis endring av turbulensintensitet i vindomenet i henhold til *turb_dist_0*, mot betraktete vindhastighet for ulike turbinavstander, (*U*-retning)

Ved å studere opptredende middelvind og turbulensintensitet er det kartlagt en trend hvor vindens utmattende karakteristikk reduseres med økende turbinavstand. En tilsvarende trend i reduksjon av levetidsreduksjon ved økende turbinavstand skyldes derfor trolig at vakens turbulens vannes ut i det omgivende vindfeltet.

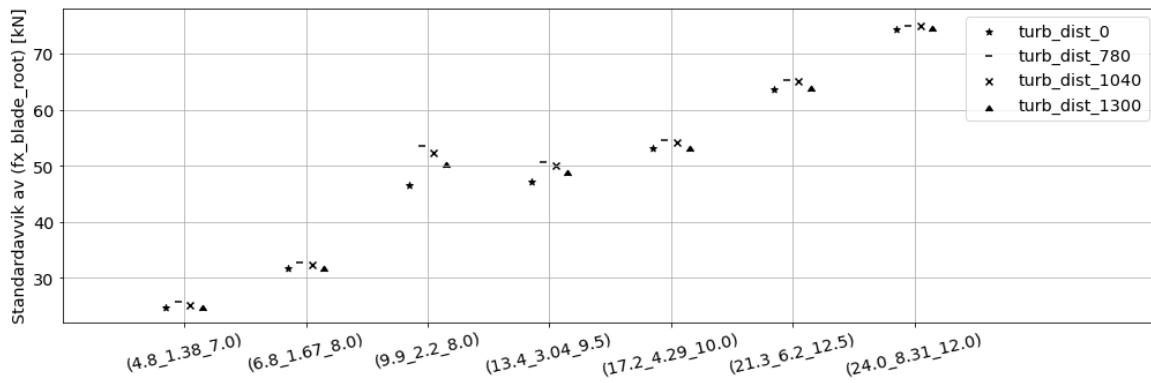
Fenomenet med at forstyrret vindfelt har økende utslag for vindhastigheter opp til *rated*, og avtagende med økende vindhastighet over *rated*, stammer derimot trolig fra kontrollsystemet til oppstrømturbinen, som igjen blir forsterket av kontrollsystemet til nedstrømturbinen. Innvirkningen av kontrollsystemet til nedstrømturbinene blir nærmere undersøkt i neste delkapittel.

5.2 OPPTREDENDE VINDLAST

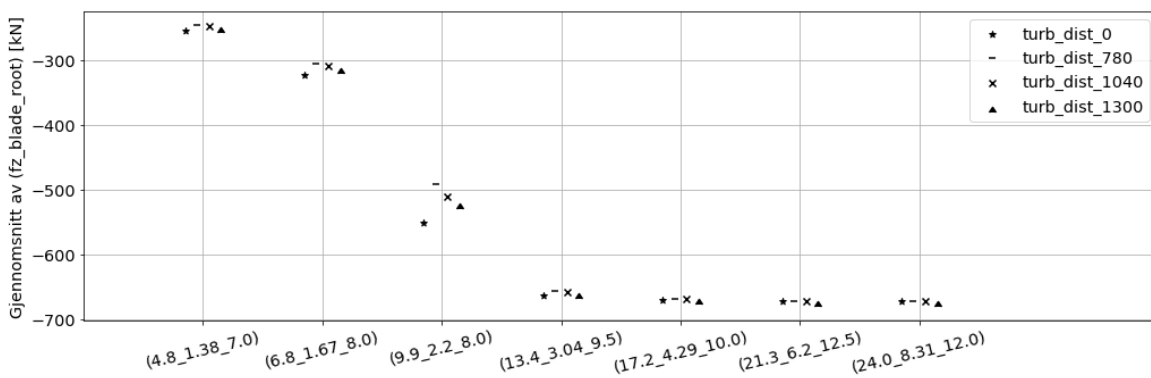
For kunne gi et tolkningsgrunnlag av vindfeltets utslag i systemet er gjennomsnittet og standardavviket for opptredende vindlast i *x*- og *z*-retning illustrert i Figur 27 til Figur 30. Kraftene er hentet ut i elementet mellom bladfoten og *hub* senterets tyngdepunkt, som har en 5 graders vinkel om *y*-aksen forhold til vindturbinens koordinatsystem.



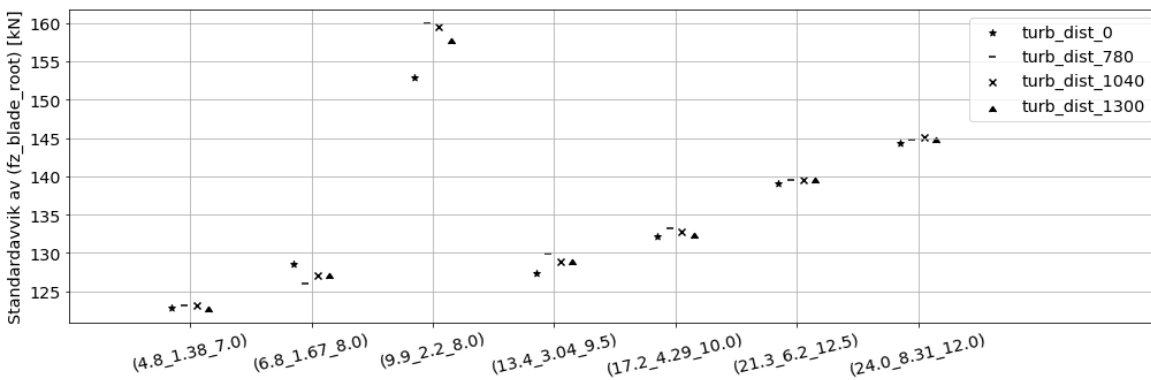
Figur 27: Spredningsplott, gjennomsnittlig vindlast [kN] i *x*-retning, mot betraktete vindhastighet for ulike turbinavstander



Figur 28: Spredningsplott, standardavviket for vindlast [kN] i x-retning, mot betraktete vindhastighet for ulike turbinavstander



Figur 29: Spredningsplott, gjennomsnittlig vindlast [kN] i z-retning, mot betraktete vindhastighet for ulike turbinavstander



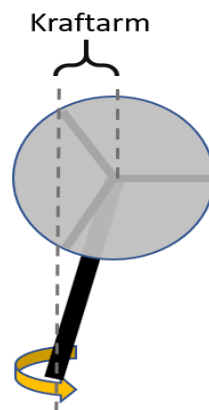
Figur 30: Spredningsplott, standardavviket for vindlast [kN] i z-retning, mot betraktete vindhastighet for ulike turbinavstander

5.3 DYNAMISK RESPONS

Ulike deler av forankringssystemet har vist seg å være mer sensitiv til forstyret vindfelt. For å betrakte dette er spredningsplott av standardavviket, samt spredningsplott av prosentvis endring i standardavviket til systemets frihetsgrader, i forhold til turb_dist_0 fremstilt i Figur 35 til Figur 38

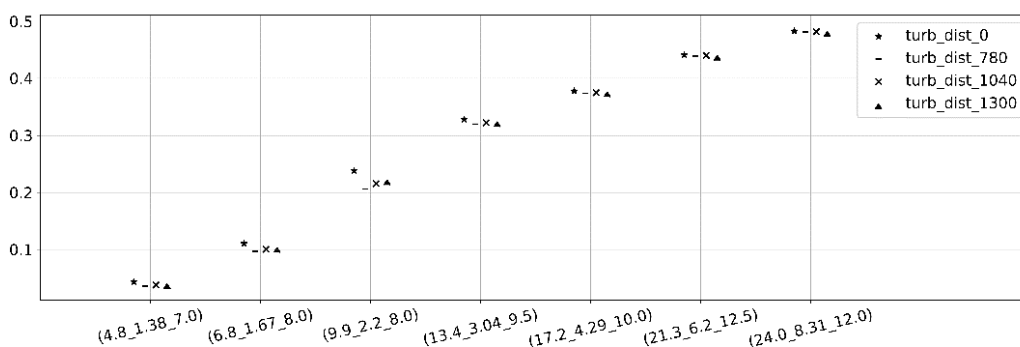
Forankringssystemet står i hovedsak for systemets stivhet i *surge*, *sway* og *yaw*. Frihetsgraden *heave*, *roll* og *pitch* er i motsetning godt dempet av hydrodynamiske krefter. På grunnlag av dette er det valgt å avgrense diskusjonen hovedsakelig til frihetsgradene *surge*, *sway* og *yaw*.

Av indirekte årsaker knyttet til *yaw*-bevegelse er det likevel valgt å betrakte gjennomsnittlig bevegelse i *roll*. Samtlige simuleringer er gjennomført med vind- og bølgeretning vinkelrett på turbinen. Om man ser bort ifra turbulensen vil derfor ikke miljølastene direkte resultere i *yaw*-bevegelse.

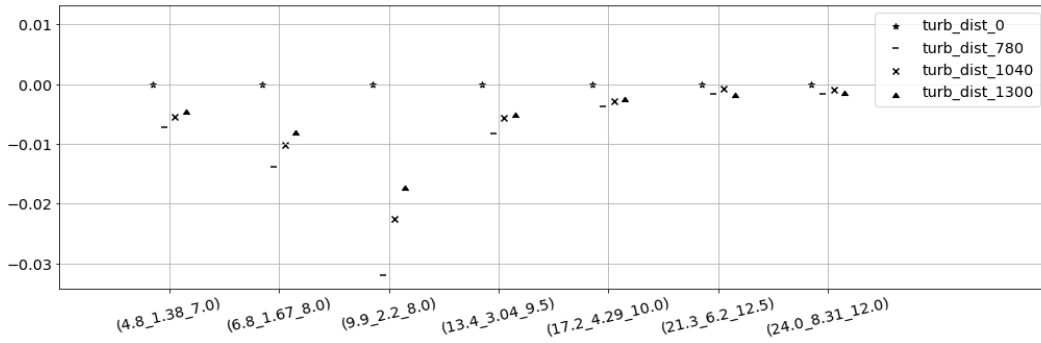


Figur 31: Illustrasjon av kraftarm fra z-aksen ved rotorroll (egenprodusert)

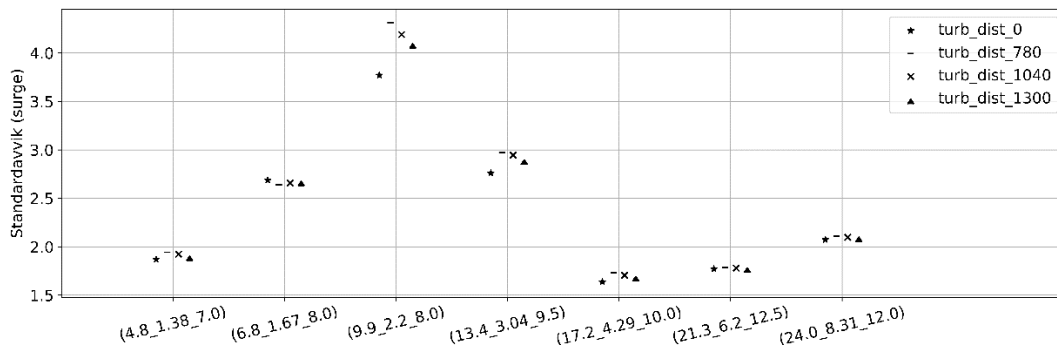
Som følge av rotorens rotasjon, vil turbinen lene seg over til den ene siden, et fenomen som benevnes rotorroll. Ved økning av rotorroll vil drag kreftene på turbinen få en kraftarm om den globale z-aksen, illustrert i Figur 31. Følgelig vil rotorrollen utsette turbinen for økt *yaw*-bevegelse.



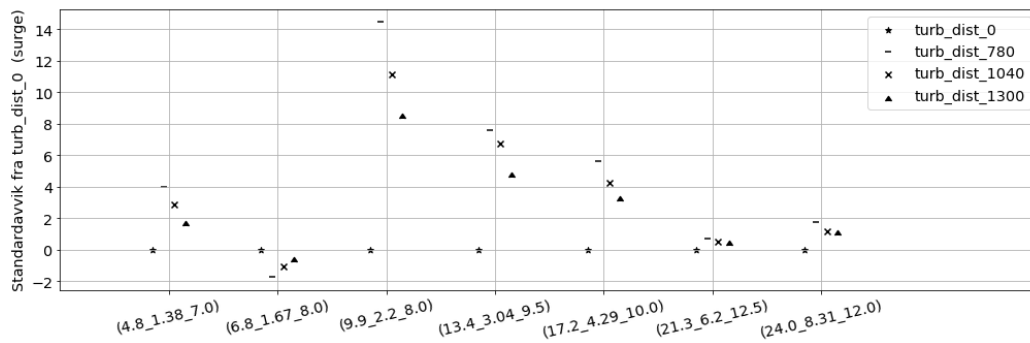
Figur 32: Spredningsplott, gjennomsnittlig roll [grader], mot betraktete vindhastighet for ulike turbinavstander



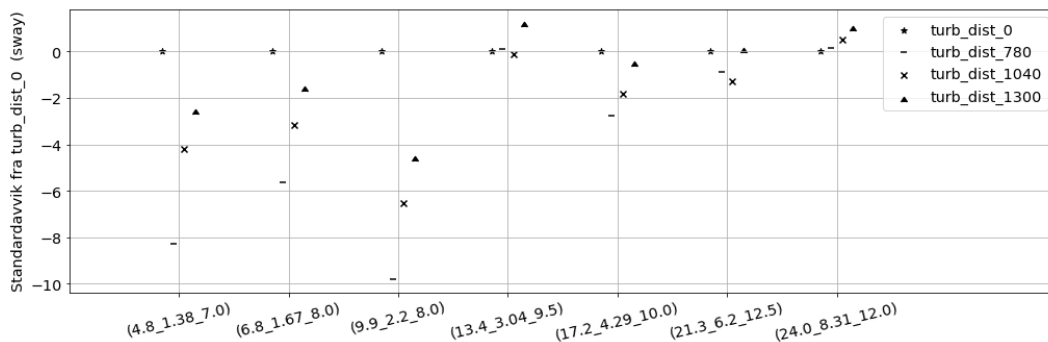
Figur 33: Spredningsplott, gjennomsnittlig endring roll [grader], i forhold til turb_dist_0, mot betraktete vindhastighet for ulike turbinavstander



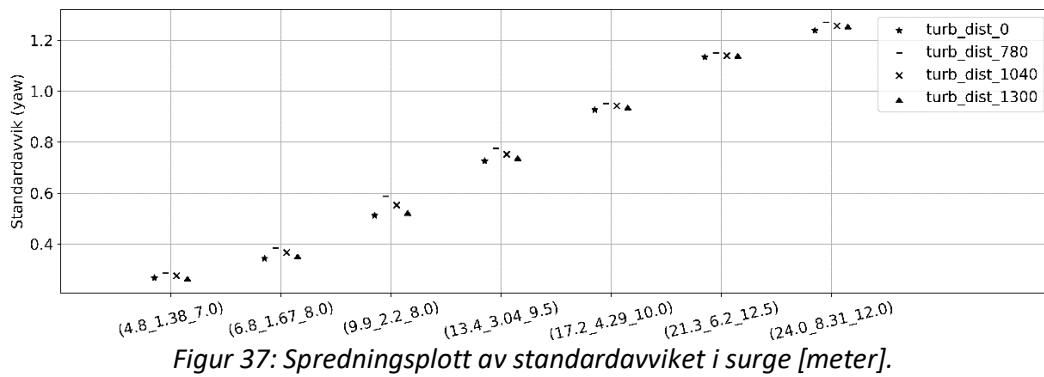
Figur 34: Spredningsplott av standardavviket i surge [meter].



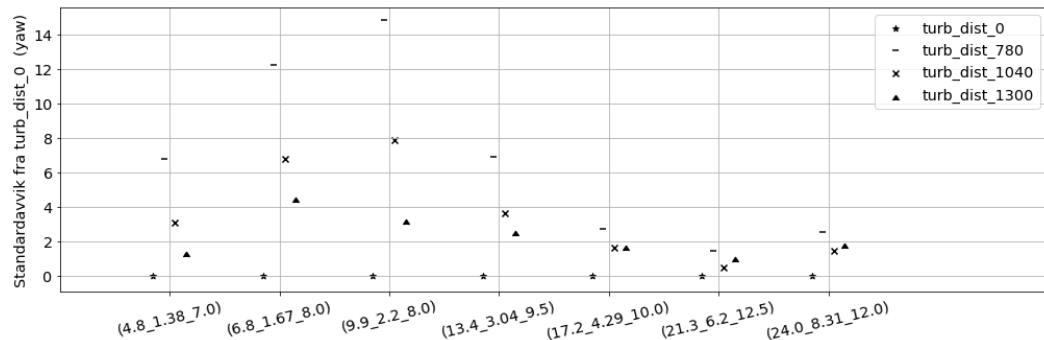
Figur 35: Spredningsplott av prosentvis endring i standardavviket (surge), i henhold til turb_dist_0.



Figur 36: Spredningsplott av prosentvis endring i standardavviket (sway), i henhold til turb_dist_0.



Figur 37: Spredningsplott av standardavviket i surge [meter].



Figur 38: Spredningsplott av prosentvis endring i standardavviket (yaw), i henhold til turb_dist_0.

For *sway*, illustrert i Figur 36, har systemet noe overraskende en reduksjon i standardavviket for *under-rated* vindhastigheter, og ved *rated* er denne reduksjonen bemerkelsesverdig 10%.

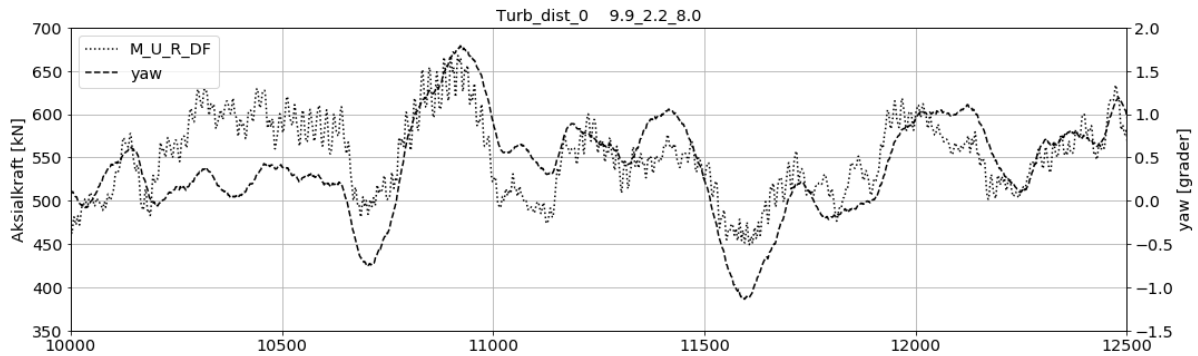
For *yaw*, illustrert i Figur 38; er det tydelig at vindlastens trend om økende utslag for vindhastigheter opp til *rated*, og deretter avtagende med økende vindhastighet over *rated*; har forplantet seg i systemets dynamikk.

Det er også verdt å bemerke seg at gjennomsnittlig bevegelse i *roll* er redusert for samtlige turbinavstander og vindhastigheter, illustrert i Figur 33. Spesielt for lasttilfellet (9.9_2.2_8.0) hvor den største endringen i *yaw* forekommer; er også det tilfellet hvor gjennomsnittlig bevegelse i *roll* er mest redusert.

5.4 DELTALINER OG YAW.

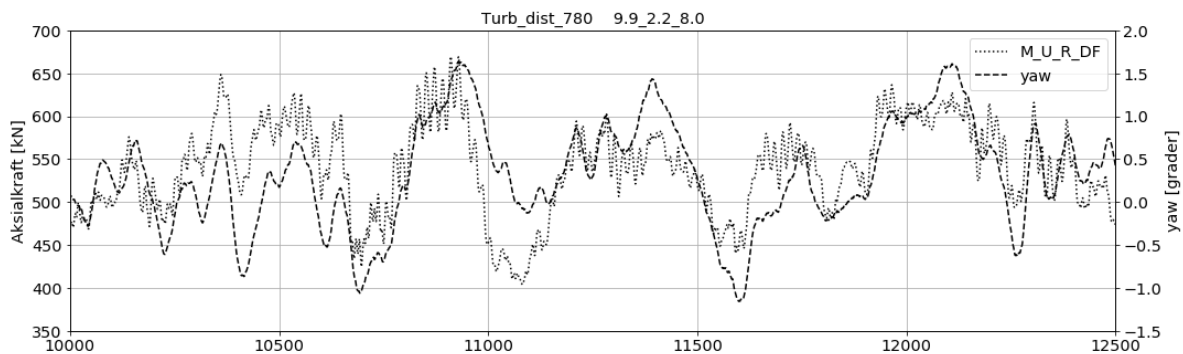
Ved å betrakte det aksielle kraftforløpet i deltalinene oppimot *yaw*-bevegelsen, er det tydelig at aksialkreftenes lavfrekvente svingninger samsvarer med *yaw*-bevegelsen.

I Figur 39 er aksialkreftene til deltalinene som befinner seg oppstrøms og til høyere for oppstrøms-turbinen plottet sammen med bevegelsen i *yaw*, for et vilkårlig utdrag av lasttilfellet (9.9_2.2_8.0). I plottet er korrelasjonen mellom *yaw* og lavfrekvente svingninger i aksialkreftene fremhevet ved å benytte to y-akser, samt sentrere *yaw* bevegelsen om likevektslinjen til aksialkraften.



Figur 39: Plott av aksialkrefter ($M_U_R_{DF}$) og yaw bevegelse fra 1000 til 1250 sekunder, for $turb_dist_0$, lasttilfelle 9.9_2.2_8.0

For å studere innvirkningen av forstyrret vindfelt er det i Figur 40 fremstilt tilsvarende plott for nedstrømsturbinen ($turb_dist_{780}$). Amplituden til den samsvarende frekvensen til yaw og aksialkraften, blir noe redusert som følge av reduksjon i opptredende vindhastighet, illustrert i Figur 24. Muligens som følge av økningen i turbulensintensitet, illustrert i Figur 26, er den samsvarende frekvensen blitt mer høyfrekvent og trolig forklaringen til redusert levetid i deltaline ved forstyrret vindfelt opp mot uforstyrret.



Figur 40: Plott av aksialkrefter ($M_U_R_{DF}$) og yaw bevegelse fra 1000 til 1250 sekunder, for $turb_dist_{780}$, lasttilfelle 9.9_2.2_8.0

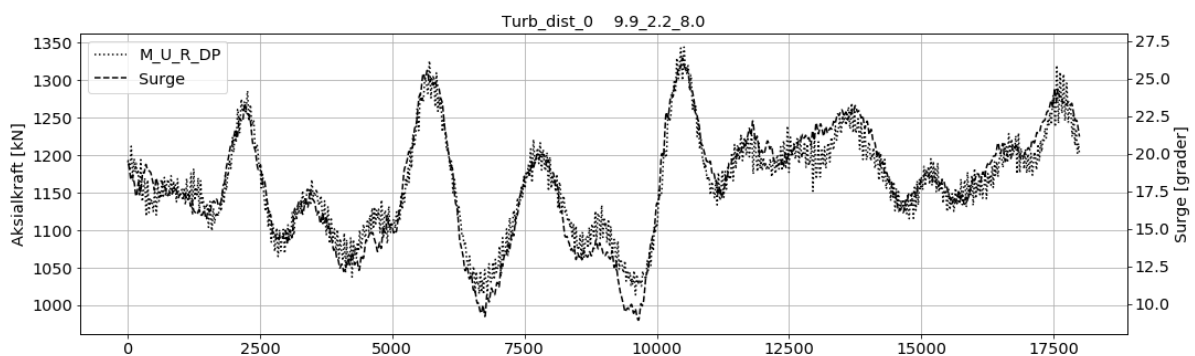
Den mer høyfrekvente spenningsvariasjonen enn den som samsvarer med yaw bevegelsen er funnet mer utfordrende å fastslå opphavet til.

5.5 ANKERLINER OG SURGE

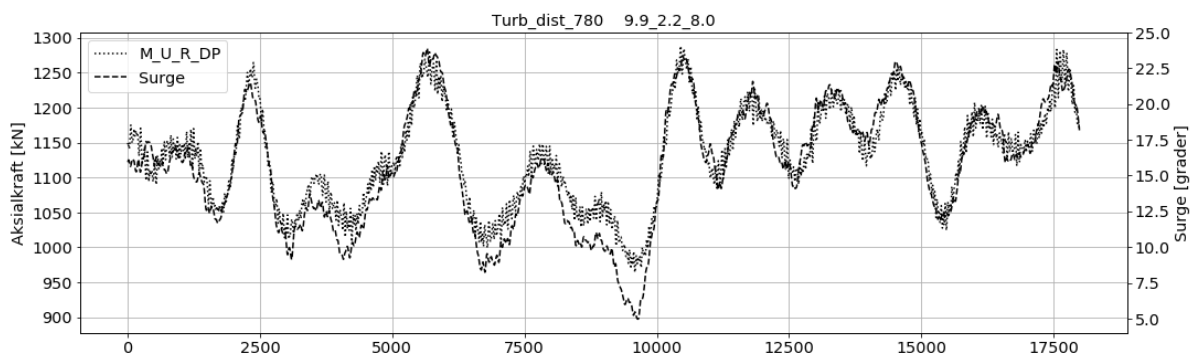
Tilsvarende sammenheng som mellom deltaline og *yaw*-bevegelsen er funnet for ankerlinene og bevegelsen i *surge*. *Surge* bevegelsen er naturlig kraftigere, men vesentlig roligere sammenlignet med bevegelsene i *yaw* og er trolig grunnen til at deltaline er mer utsatt enn ankerlinene.

I Figur 41 og Figur 42 er sammenhengen mellom *surge* og *yaw* plottet for *turb_dist_0* og *turb_dist_780*, tilsvarende Figur 39 og Figur 40, men for hele simuleringstiden. Amplituden for nedstrøms-turbinen, er i likhet med *surge* og deltaline noe redusert i forhold til oppstrøms-turbinen.

Frem til 1100 sekunder er variasjonene i aksialspenning og *surge* nokså lik mellom oppstrøms- og nedstrøms-turbinen. Fra 1100 sekunder derimot er variasjonen vesentlig større for nedstrøms-turbinen. Det er ikke lyktes med å kartlegge den bakenforliggende årsaken til den drastiske forskjellen etter 1100 sekunder.



Figur 41: Plott av aksialkrefter (M_U_R_DP) og *surge* bevegelsen fra 0 til 1800 sekunder, for *turb_dist_0*, lasttilfelle 9.9_2.2_8.0



Figur 42: Plott av aksialkrefter (M_U_R_DP) og *surge* bevegelsen fra 0 til 1800 sekunder, for *turb_dist_780*, lasttilfelle 9.9_2.2_8.0

5.6 OPPSTRØMSLINER MOT NEDSTRØMSLINER

Som utdypet i delkapittelet 2.1 er forankringssystemets stivhet posisjonsavhengig. Når flyteren beveger seg i positiv *surge*, løftes mer av kjettingen opp for oppstrømslinene og resulterer i en økt aksialspenning i oppstrømslinene. Konsekvent vil nedstrømslinen avlaste mer av kjettingens masse ned på havbunden og dermed redusert aksialspenning. Det hele vil resultere i økt bidrag fra oppstrømslinene, og redusert bidrag fra nedstrømslinene til systemets stivhet i *surge*, *sway* og *yaw*. Dette er trolig grunnen til at levetiden er vesentlig lavere for linene som står fremfor turbinen, enn linene som står nedstrøms. Forskjellen mellom levetiden i oppstrømslinene og nedstrømslinene er vesentlig større for deltalinenene enn ankerlinene, og det er derfor valgt å avgrense diskusjonen til deltalinenene, og tilhørende posisjonsavhengige *yaw*-stivhet.

For lasttilfelle 9.9_2.2_8.0, og turb_dist_780 befinner plattformen seg mellom 10 og 25 meter fra systemet likevektsposisjon.

For å undersøke forankringssystemets stivhet i *yaw* ved en forflytning på 20 meter i *surge*, er tilsvarende simuleringen som ved modellering av deltakoblingen gjennomført, hvor forankringssystemet er simulert med fravær av selve turbinen og miljølaster.

Posisjonsstivheten i *yaw* ved 20 meter forflytning i *surge* er estimert til 156,72 MN/rad. Hvor oppstrømslinene står for om lag 140 MN/rad til sammen, enn økning fra likevektsposisjon på 90 %. Nedstrømslinen derimot er redusert til 16,17 MN/rad, en endring fra likevektsposisjonen på -56 %. Dette er trolig grunnen til at oppstrømslinene er mer utsatt enn nedstrømslinene.

6 USIKKERHET

Vind

- Opptredende vakesenter på nedstrømssturbinen er i DIWA, simulert som om turbinene er bunnfaste, innvirkningen av relativ forflytning mellom nedstrøms- og oppstrømssturbinen er dermed ikke tatt i betraktning.
- Det er ikke gjennomført simuleringer hvor vaken er modellert med rett propageringslinje. Det kan derfor ikke trekkes eksplisitte slutninger vedrørende effekten av oscillerende vake.
- Usikkerhet vedrørende generering og implementering av forstyrret vindfelt er gitt i delkapittelet 6.1.

Levetidsberegninger

- Høyfrekvente spenningsvariasjoner er inkludert i levetidsberegningene. Opphavet til de høyfrekvente spenningsvariasjonene er ikke kartlagt og det kan ikke utelukkes at de stammer fra numeriskstøy i fairlead.
- Samtlige liner i forankringssystemet er simulert med elementdiameter på 90 mm. Til tros for dette er det benyttet 120 mm i kjettingdiameter for deltaline under beregning av aksialspenningen. Utdypende forklaring er gitt i delkapittel 6.2.
- Begroing, forvitring, OPB og IPB er ikke tatt i betraktning.

Øvrige miljølaste

- Sjøtilstandene er modulert med enkelt Jonswap og innvirkningen av dønninger er ikke betraktet.
- To tredjedeler av lasttilfellene har et forhold mellom *peak-period* og signifikant bølgehøyde som burde i henhold til (DNV-GL-C205, 2017) benyttes med varsomhet, når de modelleres med Jonswap.

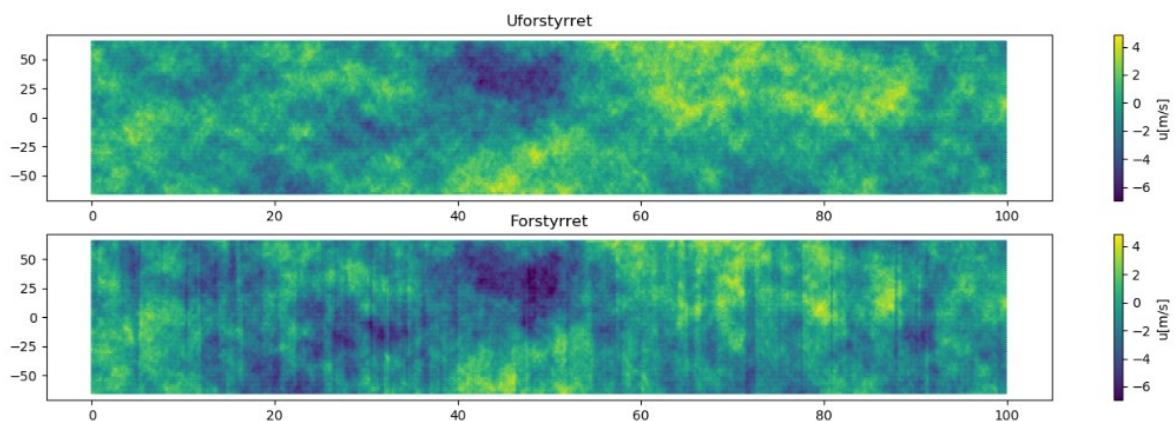
6.1 VINDOMENET

Programvaren, DIWA som er benyttet til å fremstille de forstyrrede turbulensdomene er et pionerprogram under utvikling, og følgelig er det begrenset erfaring i benyttelse av programvaren. Det er derfor valgt å fremvise plott av de første 100 sekundene til turbulensdomenene ved vindhastighetene 6.8, 9.9 og 13.4 m/s. Vi har ikke klart å fremstille plott hvor vakekonturen kommer til syne, men observerer isteden skarpe kutt.

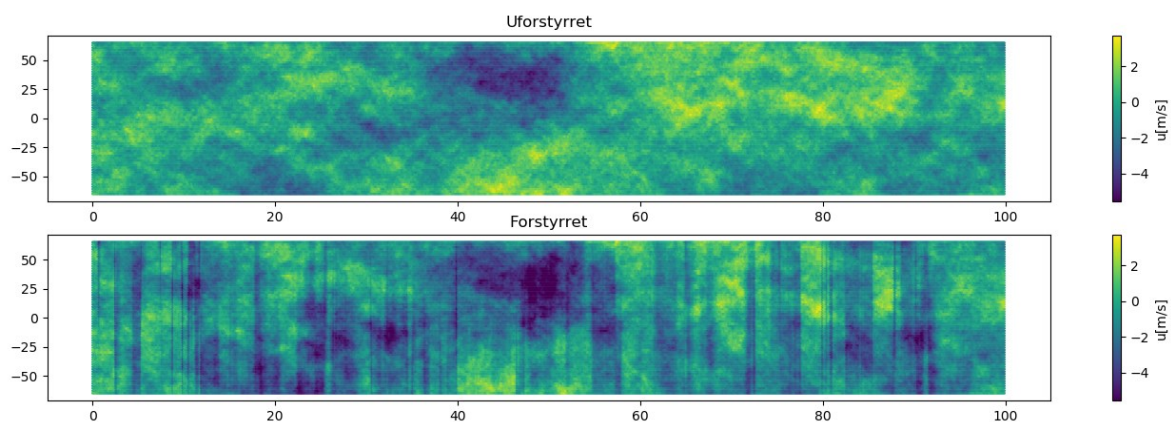
DIWA modellert turbulensdomene har heller ikke blitt implementert i 3dfloat, eller tilsvarende simuleringverktøy tidligere. Derfor er det også valgt å fremstille et utdrag etter implementering i 3dfloat, samt belyse og diskutere noen av utfordringen ved implementering.

6.1.1 DIWA generert turbulensdomene

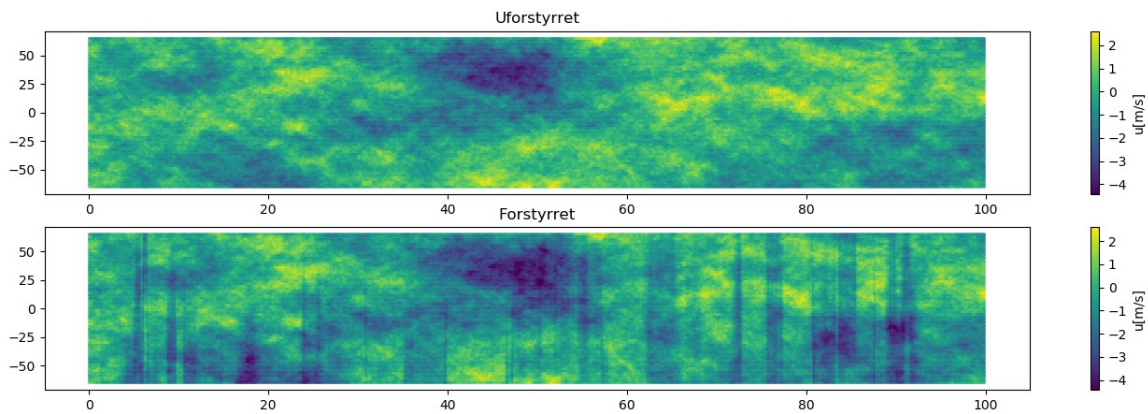
Figur 43 til Figur 45 er snittplott i 90 meters høyde av turbulensen i u-retning plottet før implementering i 3dfloat, for de første 100 sekundene. Figurene er for de tre vindhastighetene som har resultert i størst endring i delskade mellom oppstrøms- og nedstrøms turbin. Y-aksen er i meter, og x-aksen i sekunder.



Figur 43: Snittplott i 90 meters høyde av uforstyrret (*turb_dist_0*) og forstyrret (*turb_dist_780*) turbulens før implementering i 3Dfloat, ved vindhastighet 6.8 m/s, (U-retning).



Figur 44: Snittplott i 90 meters høyde av uforstyrret (*turb_dist_0*) og forstyrret (*turb_dist_780*) før implementering i 3Dfloat, ved vindhastighet, 9.9 m/s, (U-retning).



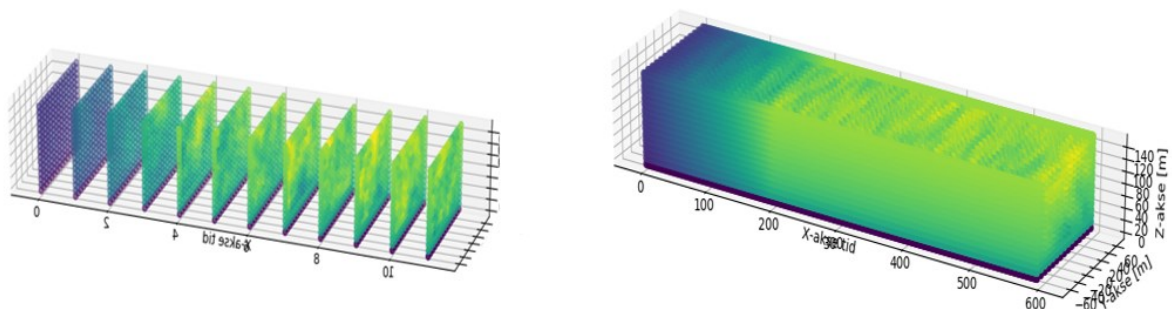
Figur 45: Snittplott i 90 meters høyde av uforstyrret (*turb_dist_0*) og forstyrret (*turb_dist_780*) før implementering i 3Dfloat, ved vindhastighet, 13.4 m/s, (U-retning).

6.1.2 Implementering av turbulensdomenet

For å gi økt innsikt i det resulterende vindomenet etter implementering av DIWA generert turbulens, er det funnet hensiktsmessig å studere tredimensjonale og todimensjonale snittplott med farge representasjon av vindhastigheten.

Dette er gjort ved kjøre simuleringer med et *mesh* av vindmonitor i x-y planet. *Meshet* har maskestørrelse tilsvarende de generte turbulensfilene, men dekker et litt bredere og lavere tverrsnitt for å synliggjøre hele det opptredende vindfeltet som berører modellen.

Tredimensjonalt plott med farge representasjon av vindhastigheten, illustrert i *Figur 46*, er et eksempel på plott som er benyttet til å betrakte implementeringen av vindomenet.

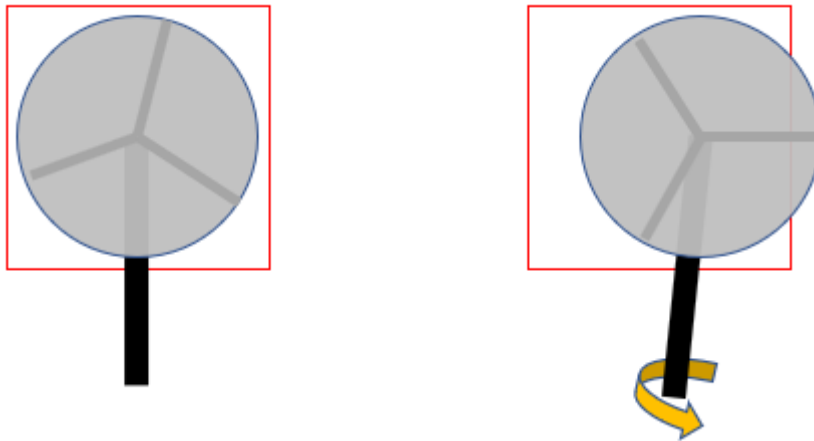


Figur 46: Tredimensjonalt plott av opptredende vindomene med farge representasjon av vindhastigheten

I *Figur 46* kan man tydelig se hvordan turbulensdomenet er omfavnet av middelvinden, samt den transiente fasen hvor hastigheten øker fra 4.8 m/s til 24 m/s i løpet av de første 200 sekundene.

6.1.3 Vinddomenet ved *roll*

Fremstilling av turbulensdomenet er en ressurskrevende prosess, domenet er derfor lagd med forholdsvis lite tverrsnitt på 130×130 meter, i forhold til rotordiameteren på 126 meter. Når turbulensdomenet implementeres i 3Dfloat sentreres det i rotorsenteret, og forflytter seg i tverrgående retning i henhold til senternoden i vannplanet. Dette innebærer at rotoren kan komme utenfor turbulensdomenet illustrert i *Figur 47*, ved vesentlig rotasjon i *roll*.



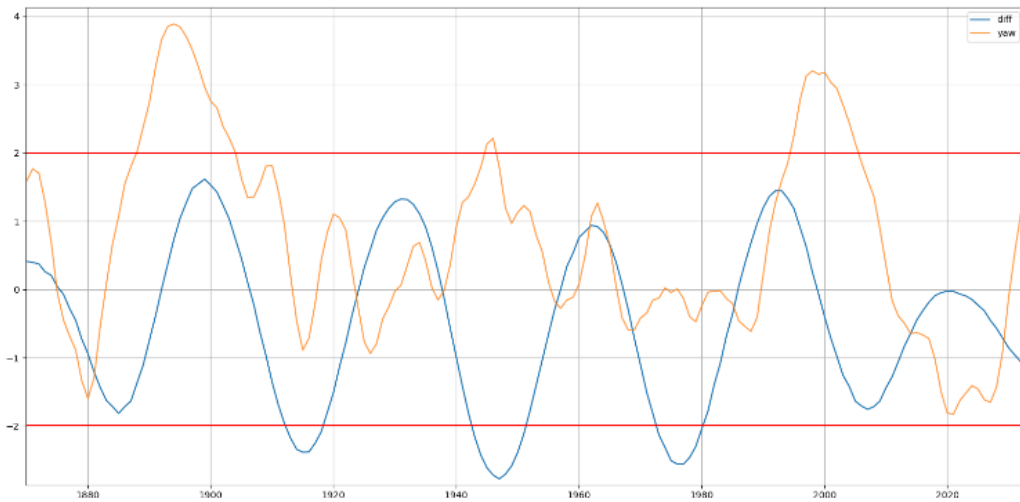
Figur 47: Bevegelse i roll i henhold til turbulensdomenet (Egenprodusert)

Turbulensdomenets bredde på 130 meter og rotordiameter 126 meter gir kritisk tverrgående forflytning av rotorsenteret i henhold til vannplannoden på 2 meter, som innebærer en rotasjon på 1.27 grader i *roll*.

Spar-plattformens lave stivhet i *roll* gjør den blant annet utsatt for rotorroll, og det er observert at turbinen tidvis vil havne utenfor vinddomenet ved høyere vindhastigheter. Ved 17 meter pr sekund havnet rotoren på det meste 26 cm utenfor vinddomenet, mens med vindhastighet på 24 meter pr sekund var den i overkant av 3 meter.

Når turbinen havner utenfor vinddomenet vil den bli utsatt for laminær vind med middelvindhastigheten, denne hastigheten er høyere enn i skyggekastene og vil kunne gi et moment om z-aksen. For å kartlegge innvirkningen er det mest kritiske lasttilfelle med vindhastighet på 24 meter i sekundet under uforstyrret turbulens tatt i betraktning.

I *Figur 48* er relativ forflytning av rotoren plottet med *yaw*-bevegelsen. I plottet er x-aksen tiden i sekunder og y-aksen meter forflytning. Når den blå linjen befinner seg utenfor de røde linjene er rotoren utenfor vinddomenet. For å kunne se om dette påvirker *Yaw*-bevegelsene er den tilpasset forflytningen ved å skalere verdiene.

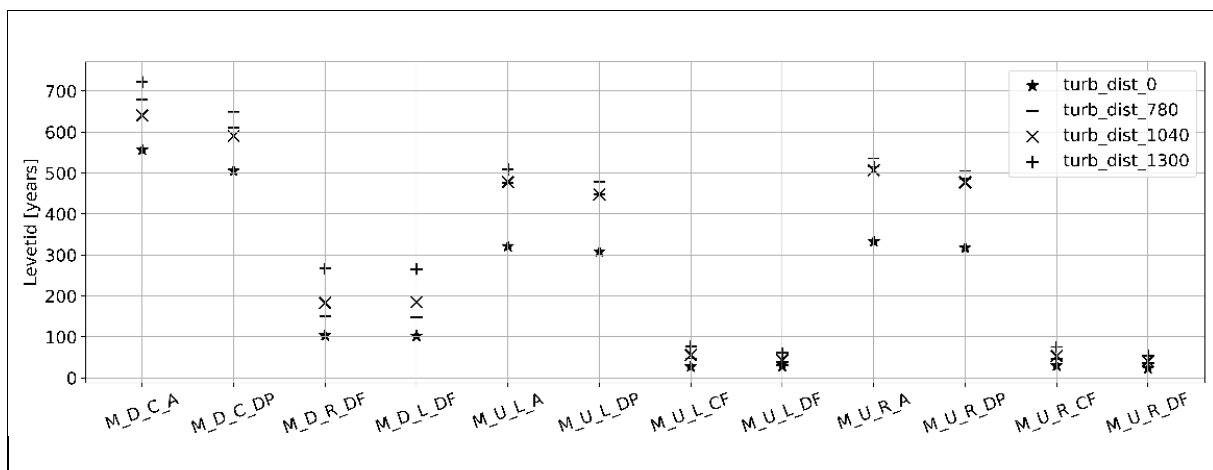


Figur 48: Forflytning i y-akse av rotorsenter i henhold til vannplannoden med skalert yaw-bevegelse.

Fra Figur 48 har vi ikke klart å se noe drastisk endringer i yaw bevegelsen når turbinen beveger seg utenfor vinddomenet, og et er derfor ikke funnet nødvendig å kjøre nye simuleringer med større turbulensdomene. Det er heller ikke observert samvirkende spenningstopper i rotorbladene når turbinen beveger seg utenfor turbulensdomenet.

6.2 ØKNING AV KJETTINGDIAMETER FOR DELTALINENE

Forankringslinene er originalt i OC3 IV modellert med ekvivalente materialegenskaper og elementdiameter på 90 mm, et valg som ble videreført ved modellering av deltalinerne. Videre benyttelse av denne diameteren for levetidsberginger resulterte i urealistiske lave levetider for deltalinerne illustrert i Figur 49.



Figur 49: Spredningsplott av levetid i henhold til monitor, med lik kjettingdiameter på 90 mm for både deltaliner og ankerliner.

Som innledningsvis nevnt er OC3 IV basert på Hywind demo, en flytende vindturbin på 2,3 MW hvor det er benyttet forankringsliner med 76 mm i kjettingdiameter. OC3 IV er derimot modellert med 5MW og er i effekt nærmere Hywind Scotland, som øvrig har en effekt på 6MW og kjettingdiameter på 126 mm. Kjettingdimensjon på 90 mm for OC3 IV er derfor ansett som mistenkelig lavt.

Tidligere studier som har benyttet OC3 IV styrker denne mistanken. I (Karimirad, 2011) ble det blant annet kartlagt bøyespenninger i tårnfoten som overstiger flytegrensen til stålet. Noe som tyder på at OC3 IV ikke er dimensjonert oppimot FLS eller ULS analyser.

For å oppnå et mer realistisk sammenligningsgrunnlag er det valgt å øke tverrsnittetarealet til forankringssystemet. Grunnet flere komplikasjoner under prosjektet var det ikke tilstrekkelig med tid til å dimensjonere et nytt forankringssystem for simuleringene. Det er i stedet valgt å opprettholde elementdiameter på 90 mm, og heller dimensjonere opp tverrsnittsarealet ved postprosessering av aksialkreftene.

Strukturelle komponenter skal i henhold til (DNVGL-ST-0119, 2018) normalt dimensjoneres med minst 20 års levetid. En levetid som også er antatt for Hywind Scotland. Til tross for at utskiftbare komponenter som moringsliner kan dimensjoneres med lavere levetid enn selve konstruksjonen, er det her valgt å dimensjonere for levetid på 20 år.

For valg av utmattelsesfaktor må det avgjøres om systemet er redundant. For både Hywind Scotland og Hywind demo er forankringssystemet redundant. Siden det er benyttet tilsvarende flyter og forankringssystem i dette studiet, anses de derfor som tilstrekkelig representative for avgjørelse om redundans. (Statoil, April 2015, s. 330) (Frederick Driscolla, 2016, s. 5)

Det studerte forankringssystemet anses å være redundant, og følgelig benyttes konsekvensklasse 1. For konsekvensklasse 1 skal det benyttes utmattelsesfaktor på 5; kombinert med ønsket levetid på 20 år gir det en dimensjonerendelevetid på 100år.

For å oppnå dimensjonerendelevetid på 100 år har det vist seg å være tilstrekkelig å øke kjettingdiameter til 120 mm for deltalineene, mens kjettingdiameteren for ankerlinene opprettholdes på 90 mm.

7 KONKLUSJON & VIDERE ARBEID

7.1 KONKLUSJON

Fra resultatene er det tydelig at forstyrret vindfelt medfører en utmattende belastning på forankringslinene. I hvilken grad denne belastningen er knyttet opp til vakens oscillerende bevegelse kan det derimot ikke tas stilling til.

Videre i konklusjonen vil det tas forklarende slutninger om de adresserte bemerkelsene som har tråd frem i lys av resultatene:

1. Som trolig følge av redusert turbulensintensitet med økende avstand fra oppstrømsturbinen, er reduksjonen av levetiden avtagende med økende avstand fra oppstrømsturbinen.
2. Som trolig følge av kontrollsystemet til både oppstrøms- og nedstrømsturbinen, har forstyrret vindfelt økende utslag for vindhastigheter opp til *rated*, og avtagende med økende vindhastighet over *rated*.
3. Som trolig følge av systemets laver treghet i *yaw* enn i *surge*, er deltaline mer utsatt enn ankerlinene.
4. Som trolig følge av høyere aksialspenning i oppstrømmlinene, enn nedstrømmlinene ved positiv forflytning i *surge*, er oppstrømmlinene mer utsatt enn nedstrømmlinene.

7.2 VIDERE ARBEID

- Komparative simuleringer hvor vaken er modellert med rett propageringslinje burde gjennomføres. Dette vil kunne avgjøre i hvilken grad reduksjonen i levetid skyldes vakens oscillerende bevegelse.
- Miljølastene er syntetisk modellert med stokastiske funksjoner, for å redusere usikkerheten i resultatene burde det betraktes modellerte miljølaste med ulike *seed*. I henhold til (LIFES50+, 2015) burde minst 3 *seeds* pr vindhastighet benyttes.
- Modellering av sjøtilstandene burde gjennomføres med Torsethaugen spektrum, eventuelt kombinere to Jonswap, for å også ta hensyn til dønninger. 3DFloat har nylig blitt utvidet til å skalere og superponere forskjellige bølgetabeller, og gjør det mulig for senere prosjekter å kombinere vindsjø med dønninger, som for øvrig også kan ha en annen bølgeretning.
- For å ta i betraktning relativforflytning mellom oppstrøms- og nedstrømsturbin. Burde modelleringen av skyggekastene gjennomføres under selve fem-analysen.

8 REFERANSER

3dfloat User Manual . (upublisert). 3dfloat User Manual.

Adam Wise, E. B. (2019). Analysis of wake effects for a floating two-turbine case. *EERA DeepWind'19, 16-18 January 2019* (s. 15). Trondheim, Norway: NTNU. Hentet fra https://www.sintef.no/globalassets/project/eera-deepwind-2019/presentations/f_wise_ntnu.pdf

Adam Wise, E. B. (Akseptert for publisering). Analysis of wake effects on global responses for a floating two-turbine case. *Journal of Physics conference series for EERA Deepwind-konferansen i januar 2019*, s. 14.

American Institute of Aeronautics and Astronautics (AIAA). (1998). GUIDE FOR THE VERIFICATION AND VALIDATION OF. Hentet fra https://www.nafems.org/downloads/edocs/aiaa_guide_review.pdf

Ameya Sathe, R. B. (2015). *Estimating Turbulence Statistics and Parameters from*. International Energy Agency Wind Implementing Agreement. doi:0602-02486B

Antonia Krieger, G. K. (2015, 11 5). *Qualification of innovative floating substructures for 10MW wind turbines and water depths greater than 50m*. LIFES50+. Hentet fra http://lifes50plus.eu/wp-content/uploads/2015/11/D72_Design_Basis_Retyped-v1.1.pdf

ASTM E1049-85. (2017, 6 1). Standard Practices for Cycle Counting in Fatigue Analysis. Hentet fra <https://www.standard.no/no/Nettbutikk/produktkatalogen/Produktpresentasjon/?ProductID=922523>

B Panjwani, M. K. (Akseptert for publisering). Effect of Wake Meandering on Aeroelastic Response of a Wind Turbine Placed in a Park . *Journal of Physics conference series for EERA Deepwind-konferansen i januar 2019*. Hentet 3 29, 2019

B.J. Jonkman, L. K. (2019). *TurbSim User's Guide*:. NREL. Hentet fra <https://nwtc.nrel.gov/system/files/TurbSim.pdf>

Bak, C., Zahle, F., Bitsche, R., Kim, T., Yde, A., & Henriksen, L. C. (2013). The DTU 10-MW Reference Wind Turbine. *Danish Wind Power Research 2013, Trinity, Fredericia, Denmark*. Hentet fra http://orbit.dtu.dk/files/55645274/The_DTU_10MW_Reference_Turbine_Christian_Bak.pdf

Berglind, B. (2015). Fatigue-Damage Estimation and Control for Wind Turbines. *Ph.d.-serien for Det Teknisk-Naturvidenskabelige Fakultet*. doi:10.5278/vbn.phd.engsci.00040

Coudou, N. (2017). Experimental study on the wind-turbine wake meandering inside a scale model wind farm placed in an atmospheric-boundary-layer wind tunnel. *Phys.: Conf. Ser. 854 012008*.

DNV-GL-C205. (2017, August). Environmental conditions and environmental loads. Hentet fra <https://rules.dnvgl.com/docs/pdf/DNVGL/RP/2017-08/DNVGL-RP-C205.pdf>

DNVGL-E301. (2018, 7). Position mooring. Hentet fra <https://rules.dnvgl.com/docs/pdf/DNVGL/OS/2018-07/DNVGL-OS-E301.pdf>

DNVGL-RP-C203. (2016, 4). Fatigue design of offshore steel structures. 216. Hentet fra <https://rules.dnvgl.com/docs/pdf/DNVGL/RP/2016-04/DNVGL-RP-C203.pdf>

- DNVGL-ST-0119. (2018, 7). Floating wind turbine structures. Hentet fra <https://rules.dnvgl.com/docs/pdf/DNVGL/ST/2018-07/DNVGL-ST-0119.pdf>
- DNV-OS-J101. (2014, 5). Design of Offshore Wind. Hentet fra <https://rules.dnvgl.com/docs/pdf/DNV/codes/docs/2014-05/Os-J101.pdf>
- Equinor. (2017, 10 18). *Produksjonsstart ved verdens første flytende vindpark*. Hentet fra Equinor: <https://www.equinor.com/no/news/worlds-first-floating-wind-farm-started-production.html>
- Equinor. (2019, 3 12). *Hywind—the world’s leading floating offshore wind solution*. Hentet fra Equinor: <https://www.equinor.com/no/what-we-do/hywind-where-the-wind-takes-us.html>
- European Union, IRENA . (2018). *Irena*. Hentet fra Renewable Energy Prospects for the European Union: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Feb/IRENA_REmap-EU_2018_summary.pdf?la=en&hash=818E3BDBFC16B90E1D0317C5AA5B07C8ED27F9EF
- FN-sambandet. (2018, 10 1). *Parisavtalen*. Hentet fra FN-sambandet: <https://www.fn.no/Om-FN/Avtaler/Miljoe-og-klima/Parisavtalen>
- Frandsen, S. T. (2007). *Turbulence and turbulencegenerated structural loading in*. Roskilde: Risø National Laboratory. Hentet fra http://orbit.dtu.dk/fedora/objects/orbit:79899/datastreams/file_269c3f19-0001-4e41-b754-b5b322a826cb/content
- Frederick Driscolla, J. J. (2016). *Validation of a FAST Model of the Statoil-Hywind Demo Floating*. Denver: National Renewable Energy Laboratory. Hentet fra <https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S1876610216308207?token=CE3988D054E3847F07A21D0622B7D6CD08D82A7EC84C99196299FADE9B3106E7CDAF81DF70116762BA51BE53444DFEC6>
- G. C. Larsen, H. A. (u.d.). *Wake meandering: a pragmatic approach*. Roskilde: John Wiley & Sons, Ltd. doi:10.1002/we.276
- HAWC2. (2018, 4 2). *Pre-processing tools*. Hentet fra HAWC2: <http://www.hawc2.dk/download/pre-processing-tools>
- Ideol,Upublisert. (2015). *Fatigue analysis method proposal*. Hentet fra ABOUT IDEOL.
- IEA. (2018). *International Energy Agency*. Hentet fra World Energy Outlook: <https://www.iea.org/weo/>
- IEC 61400-1. (2005). Wind turbines – Part 1: Design requirements Third edition.
- Infobilder. (2019, 5 5). *Bilde å fargelegge vekt*. Hentet fra Infobilder : <https://www.infobilder.com/bilde-a-fargelegge-vekt-i19264.html>
- Infobilder. (2019, 5 5). *Infobilder*. Hentet fra Bilde å fargelegge timeglass: <https://www.infobilder.com/bilde-a-fargelegge-timeglass-i27121.html>
- J. Jonkman. (2010). *Definition of the Floating System for Phase IV of OC3*. Colorado: CO: National Renewable Energy Laboratory. Hentet fra <https://www.nrel.gov/docs/fy10osti/47535.pdf>

- J. Jonkman, S. B. (2009). *Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development*. Colorado: National Renewable Energy Laboratory. Hentet fra <https://www.nrel.gov/docs/fy09osti/38060.pdf>
- Janiszewski, P. (2018, 6 14). *rainflow 2.1.2*. Hentet fra pypi.org: <https://pypi.org/project/rainflow/>
- Joao Cruz, M. A. (2016). *Floating Offshore Wind Energy The Next Generation of Wind Energy*. Lisbon, Switzerland: Springer International Publishing AG Switzerland. doi:10.1007/978-3-319-29398-1
- Karimirad, M. (2011). *Stochastic Dynamic Response Analysis of Spar-Type Wind Turbines with Catenary or Taut Mooring Systems*. Faculty of Engineering Science and Technology, Marine Technology. Trondheim: Norwegian University of Science and Technology . doi:ISSN 1503-8181
- Larsen, C. M. (2012). Krefter og bevegelser for marine konstruksjoner. I C. M. Larsen, *Havromsteknologi*. Hentet 4 3, 2019 fra <http://www.marin.ntnu.no/havromsteknologi/Bok/Kapittel%205.pdf>
- Lyse. (2017, 11 10). *Frykter at opprusting av vannkraft vil stoppe*. Hentet fra lysekonsern.: <https://www.lysekonsern.no/nyheter/frykter-at-opprusting-av-vannkraft-vil-stoppe-article2501-200.html>
- M.Letcher, T. (2018). *Wind Energy Engineering A Handbook for Onshore and Offshore Wind Turbines*. London: Elsevier Inc.
- Madjid Karimirad, T. M. (2012, 9 10). Feasibility of the Application of a Spar-type Wind Turbine at a Moderate Water Depth. *Selected papers from Deep Sea Offshore Wind R&D Conference, Trondheim, Norway, 19-20 January 2012*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2012.06.117>
- Medici, D. &.-H. (2016). *Measurements on a wind turbine wake: 3D effects and bluff body vortex shedding*. Wind Energy Volume 9, Issue 3. doi:<https://doi.org/10.1002/we.267>
- Mohammed Khair Al-Solihat, M. N. (2016). *Mooring and hydrostatic restoring of offshore floating wind turbine platforms*. Montreal: McGill University Center for Intelligent Machines. doi:10.1109/OCEANS.2014.7003269
- Musial, J. J. (2010). *Offshore Code Comparison Collaboration (OC3) for IEA Task 23 Offshore Wind Technology and Deployment*. Colorado: NREL/TP-5000-48191. Hentet fra <https://www.nrel.gov/docs/fy11osti/48191.pdf>
- N. Moskalenko, K. R. (2010). Study of wake effects for offshore wind farm planning. *IEEE Xplore*, (s. 8). Hentet fra https://www.researchgate.net/profile/N_Moskalenko/publication/224256728_Study_of_wake_effects_for_offshore_wind_farm_planning/links/54b3afe10cf28ebe92e2fb19/Study-of-wake-effects-for-offshore-wind-farm-planning.pdf?origin=publication_detail
- NILSEN, J. (2010). Laget eget simuleringsverktøy. *Teknisk ukeblad*. Hentet 2019 fra <https://www.tu.no/artikler/laget-eget-simuleringsverktoy/222439>
- NVE. (2018, 11 12). *Vindressurser*. Hentet fra Nores vann og energiresurser: <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/vindkraft/vindressurser/>

- Nygaard, T. A. (2016). *Development, Verification and Validation of 3DFloat; Aero-servo-hydro-elastic Computations of Offshore Structures*. Trondheim: Energy Procedia. Hentet fra https://www.researchgate.net/publication/309170467_Development_Verification_and_Validation_of_3DFloat_Aero-servo-hydro-elastic_Computations_of_Offshore_Structures
- Odd Henrik Sælen, J. E. (2018, 9 14). *havbølger*. Hentet 4 1, 2019 fra STORE NORSKE LEKSIKON: <https://snl.no/havb%C3%B8lger>
- Olje- og energidepartementet. (2019, 1 3). *Kraftproduksjon*. Hentet fra Energifakta Norge: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftforsyningen/>
- Phillips, O. M. (1957, 7). On the generation of waves by turbulent wind. *Journal of Fluid Mechanics* vol 2. doi:10.1017/S0022112057000233
- SINTEF. (2005). *Interaksjon – totalsystem*. Havbruksteknologi. Trondheim: SINTEF Fiskeri og havbruk AS. doi:840154.30
- SSB. (2018, 2 13). *Elektrisitet*. Hentet fra Statistisk sentralbyrå: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/elektrisitet/aar>
- Statkraft. (2019, 12 3). *Vannkraft kort forklart*. Hentet fra Statkraft: <https://www.statkraft.no/Energikilder/Vannkraft/vannkraft-kort-forklart/>
- Statoil. (April 2015). *Hywind Scotland*. Hentet fra <https://www.equinor.com/content/dam/statoil/documents/impact-assessment/Hywind/Statoil-Environmental%20Statement%20April%202015.pdf>
- Terjesen, G. (Upublisert). GRUNNLEGGENDE OM UTMATTING I METALLER 2018. REALTEK/NMBU.
- Vindportalen. (2019, 3 12). *Bunnfaste turbiner*. Hentet fra Vindportalen: <https://www.vindportalen.no/Vindportalen-informasjonssiden-om-vindkraft/Vindkraft/Offshore-vindkraft/Bunnfaste-turbiner>
- Vindportalen. (2019, 3 12). *Offshore vindkraft*. Hentet fra Vindportalen: <https://www.vindportalen.no/Vindportalen-informasjonssiden-om-vindkraft/Vindkraft/Offshore-vindkraft>

9 VEDLEGG

9.1 MODELLERING AV FORANKRINGSSYSTEM MED HANEFOT

Originalt er OC3 fase IV implementert med en forenklet modellering av forankringssystemet, illustrert i Figur: 50. Modellen gir ikke et tilstrekkelig spenningsbilde i moringslinene, og en mer virkelignende modell av forankringssystemet må modelleres før FLS-simuleringer kan gjennomføres.



Figur: 50 OC3 IV spar-modell (J. Jonkman, 2010)

Modifiseringen av forankringssystemet innebærer implementering av modellerte forankringslinjer i kråkefotkonfigurasjon. Deltakobling som utdypet i delkapittel 2.1.2, har til hensikt å øke *yaw*-stivheten, og modifiseringen innebærer eliminering av den kunstige påført *yaw*-stivheten

Modellen i OC3 fase IV er konstruert for å representere en virkelignende benchmarkingsmodell, det er på bakgrunn av dette funnet ønskelig å bevare modellens karakteristiske respons i størst mulig grad. Forankringssystemets utforming i hovedsak innvirker på plattformens respons i *yaw*, *sway* og *surge*. Respons i frihetsgradene *heave*, *roll*, og *pitch* blir derfor ikke betraktet under selv modelleringen.

Som et tids og ressursbesparende tiltak blir parameterne justert inn ved simulering av forankringssystemet isolert, med fravær av flottør og turbin. Måleparameterne for ivaretagelse av modellens respons betraktes under statiske eller kvasistatiske forhold for begrensede frihetsgrader og parametere.

9.1.1 Mål og modelleringsbegrensninger

For en systematisk og resurseffektiv modelleringsprosess er følgende resultatmål, måleparametere, begrensninger og variable modelleringsparametere kartlagt:

Resultatmålet

- Modellere et forankringssystem med forankringslinjer i kråkefotkonfigurasjon.
- Oppnå karakteristiskrespons med 5% toleransemargin oppimot OC3 modellen, for kartlagte måleparametere under gitte simuleringsbegrensninger.

Måleparametere

- Kvasistatisk *yaw*-stivhet ved likevektsposisjon på $110 \left[\frac{MN}{rad} \right]$.
- Kvasistatisk posisjonsstivhet
- Kvasistatisk aksialspenning i forankringslinene.

Simuleringsbegrensninger

- Forankringsbelastning blir kun utført gjennom kvasistatisk tvungenbevegelse; for følgende situasjoner:
 - $\pm 0,3$ [rad] tvungenvridning om *yaw*.
 - ± 36 meter tvungen forflytning i *surge* og *sway*

Modelleringsbegrensninger

- Modifiseringen skal kun omfatte forankringslinnene, flottøren, masten, rotoren, samt rotorbladene forblir uendret fra OC3 IV.
- Moringslinenes originale ekvivalente materialegenskaper skal opprettholdes.
- Punktlaster på moringslinene skal ikke implementeres.
- Kunstig påført *yaw*-stivhet skal ikke benyttes.

Variable parametere

- Fr – Fairleadradius
- Dr – Deltaradius
- Ps- Forspenning i deltaline
- Psd – Forspenning i ankerlinene
- n – Antall elementer i ankerlinene
- nd – Antall elementer i deltaline

9.1.2 Modelleringsprosess & resultat

For å oppnå en effektiv modelleringsprosess ble et python-skript for generering av 3Dfloat-syntaks utviklet. Skriptet benytter de variable parameterne kartlagt i forprosjektet som innputt og generer et skript med korrekt geometri og monitor-plassering for prosessering i 3Dfloat.

Det ble gjennomført simuleringer med tvungen vridning om z-aksen for det originale og modifiserte moringsmodellen. Parameterne **Dr** og **Fr** ble justert inn til gjennomsnittlig *yaw*-stivhet mellom 0,3 rad fra likevektsorientering var oppnådd for den modifiserte modellen, som den originale.

Deretter ble simuleringer med tvungen forflytning i x og y-akse gjennomført for å kartlegge stivhetsdifferansen i *surge* og *sway*. Differansen var her tilstrekkelig lik, og det ble derfor funnet hensiktsmessig å beholde forspenningsparameteren **Ps** tilsvarende den originale modellen.

Som en ekstra sjekk for hvor vidt systemets respons var tilstrekkelig ivaretatt, ble det utført en komplett simulering med hele vindturbinen utsatt for miljølaster, med original og modifisert moringsmodell. Postprosesseringen av simuleringresultatene ble her gjort med visualiseringsprogrammet ParaView. Animasjon av vindturbinens dynamiskebevegelse med originalt og modifisert forankringssystem ga en god visuell bekreftelse på at systemets sammensatte respons var ivaretatt.

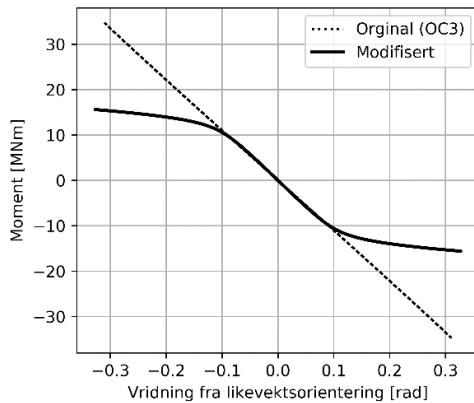
Tabell 17 Forankringssystem modelleringsparametere

Parameter	OC3 IV (original)	Deltkobling (modifisert)
Antall moringsliner	Ankerliner 3 [stk]	Ankerliner 3 [stk] Deltaliner 6 [stk]
Vinkel mellom tilstøtende liner	120° [grader]	120° [grader]
Ankerdybde (SWL)	320 [m]	320 [m]
Fairlead dybde (SWL)	70,0 [m]	70,0 [m]
Anker radius fra senteret av plattformen	853,87 [m]	853,87 [m]
Fairlead radius fra senteret av plattformen	5,2 [m]	6,7 [m]
Utstrukket moringsline	902,2 [m]	902,2 [m]
Ekvivalent moringsline diameter	0,09 [m]	0,09 [m]
Ekvivalent tetthet	12214,70567 $\left[\frac{kg}{m^3}\right]$	12214,70567 $\left[\frac{kg}{m^3}\right]$
Ekvivalent elastisitetsmodul	60,39918 e9 $\left[\frac{N}{m^2}\right]$	60,39918 e9 $\left[\frac{N}{m^2}\right]$
Ekvivalent skjærmodul	22,3e9 $\left[\frac{N}{m^2}\right]$	22,3e9 $\left[\frac{N}{m^2}\right]$
Ytterligere <i>yaw</i> stivhet	93,340,000 $\left[\frac{Nm}{rad}\right]$	0 $\left[\frac{Nm}{rad}\right]$

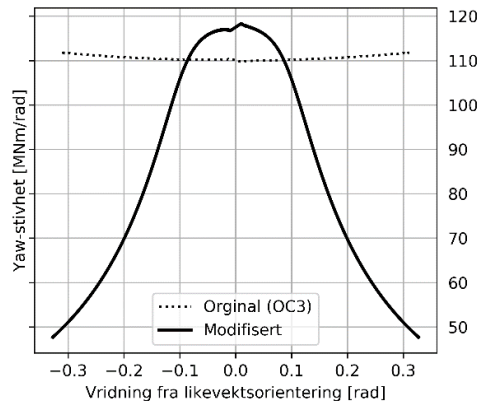
9.1.3 Stivhet plott

Som illustrert i plott *Figur 51* er deltakoblingen justert inn med tilnærmet lik *yaw*-stivhet for $\pm 0,1$ [rad]. For stivhetsplottene på høyre side er numeriskstøy fjernet rundt nullpunktet, $\pm 0,01$ [rad] for *yaw* *Figur 52* og ± 1 [m] for *sway* og *surge*, henholdsvis *Figur 54* og *Figur 56*.

Yaw-Stivhet Forankringssystem

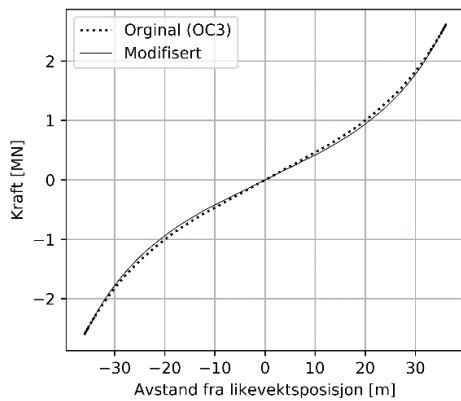


Figur 51: Forankringssystem; Yaw-moment mot avstand fra likevektsposisjon

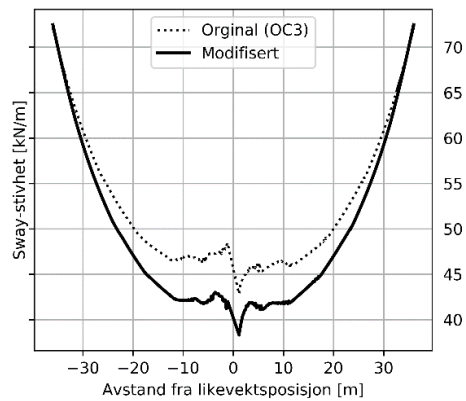


Figur 52: Forankringssystem; yaw-stivhet mot avstand fra likevektsposisjon

Sway-Stivhet Forankringssystem

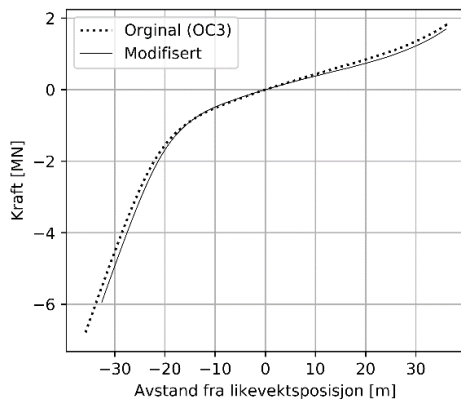


Figur 53: Forankringssystem; Sway-kraft mot avstand fra likevektsposisjon

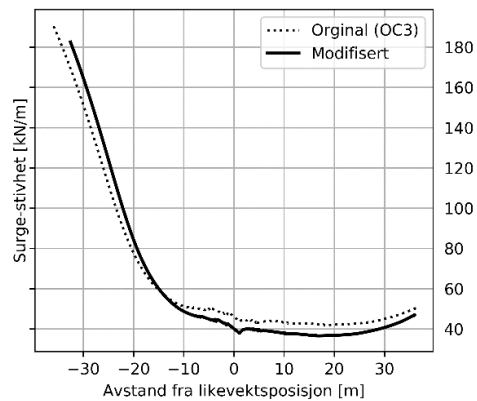


Figur 54: Forankringssystem; Sway-stivhet mot avstand fra likevektsposisjon

Surge-Stivhet Forankringssystem

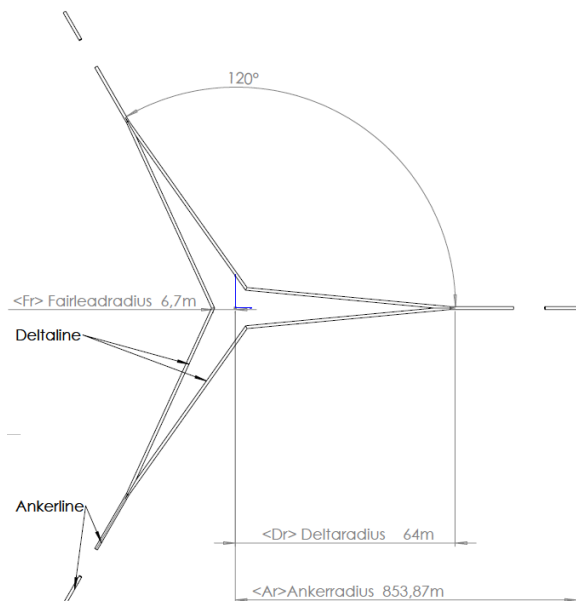


Figur 55: Forankringssystem; Surge-kraft mot avstand fra likevektsposisjon

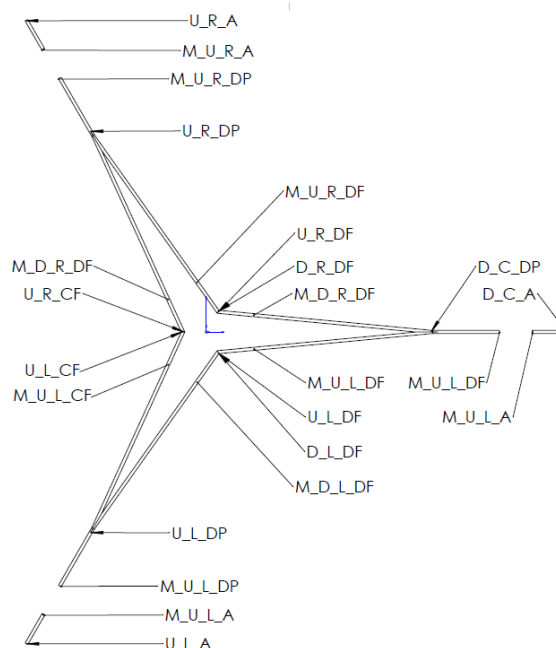


Figur 56: Forankringssystem; Surge-stivhet mot avstand fra likevektsposisjon

9.1.4 Geometriske forankringssystemparametere og monitor plasseringer



Figur 57: Deltakobling dimensjoner og linnavn



Figur 58: Deltakobling; navn og plassering av noder og monitorer

Tabell 18 Deltakobling navn og plassering av noder og monitorer

D_C_A	<i>Downstream_Center_Anchor</i>
D_C_DP	<i>Downstream_Center_Deltapoint</i>
D_L_DF	<i>Downstream_left_Downstreamfairlead</i>
D_R_DF	<i>Downstream_Right_Downstreamfairlead</i>
U_R_A	<i>Upstream_Right_Anchor</i>
U_R_DP	<i>Upstream_Right_Deltapoint</i>
U_R_CF	<i>Upstream_Right_Centerfairlead</i>
U_R_DF	<i>Upstream_Right_Downstreamfairlead</i>
U_L_A	<i>Upstream_Left_Anchor</i>
U_L_DP	<i>Upstream_Left_Deltapoint</i>
U_L_CF	<i>Upstream_Left_Centerfairlead</i>
U_L_DF	<i>Upstream_Left_Downstreamfairlead</i>
M_D_C_A	<i>Monitor_Downstream_Center_Anchor</i>
M_D_C_DP	<i>Monitor_Downstream_Center_Deltapoint</i>
M_D_L_DF	<i>Monitor_Downstream_left_Downstreamfairlead</i>
M_D_R_DF	<i>Monitor_Downstream_Right_Downstreamfairlead</i>
M_U_R_A	<i>Monitor_Upstream_Right_Anchor</i>
M_U_R_DP	<i>Monitor_Upstream_Right_Deltapoint</i>
M_U_R_CF	<i>Monitor_Upstream_Right_Centerfairlead</i>
M_U_R_DF	<i>Monitor_Upstream_Right_Downstreamfairlead</i>
M_U_L_A	<i>Monitor_Upstream_Left_Anchor</i>
M_U_L_DP	<i>Monitor_Upstream_Left_Deltapoint</i>
M_U_L_CF	<i>Monitor_Upstream_Left_Centerfairlead</i>
M_U_L_DF	<i>Monitor_Upstream_Left_Downstreamfairlead</i>

Som et kvalitetssikrende tiltak ble det modifiserte forankringssystemet testet med ulike antall elementer i moringslinene og aksialkreftene sammenlignet. Det ble utfra dette avgjort at en fin balanse mellom presisjons og prosesseringstid ble oppnådd med 3 elementer i deltaline og 16 elementer i ankerlinene.

9.2 PROGRAMMER (SOFTWARE)

9.2.1 3Dfloat

Det vil i dette delkapittelet bli gitt innblikk i 3Dfloats prinsipielle metoder og teorier for modulering og påføring av lastene, med hensikt å gi leseren tilstrekkelig tolkningsgrunnlag av resultatene og forståelse for innvirkningen av dynamisk modellert vakebevegelser. Utredelsen er gjort på bakgrunn dokumentet (Development, Verification and Validation of 3DFloat; Aero-servo-hydro-elastic Computations of Offshore Structures, 2016), (3dfloat User Manual , upublisert), samt samtaler med Tor Anders Nygaard.

9.2.1.1 Påførte laster og grensebetingelser

3Dfloat simulerer aerodynamiske, hydrodynamiske og strukturelle lasters koblede innvirkning på strukturen, men ikke strukturens påvirkning på de ytre lastene. Vind, bølger, gravitasjon og oppdrift blir generelt betraktet som jevnt fordelte laster på strukturen. De jevnt fordelte lastene evalueres i gausepunktet til elementene og fordeles ut til respektive noder gjennom *Galerking* metode. Resulterende gravitasjonskrefter fra simplifikasjoner av modellens geometriske masse defineres direkte i nodene som punktlaster.

Hydrodynamisk interaksjon mellom modellen og miljøet blir gjort ved å påføre lastene gjennom relativ form av Morrisons ligning. Global Rayleigh-demping og eksplisitt definering av node-demping sørger for at interaksjonen mellom væsken og modellen blir tilstrekkelig modellert.

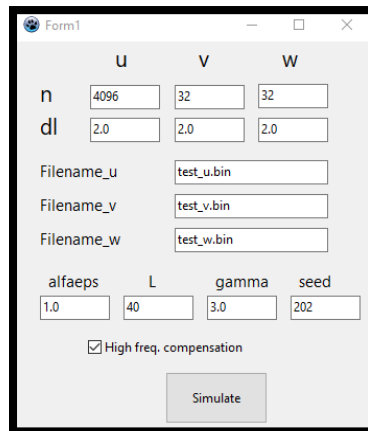
Den relative formen av Morrisons ligning tar i betraktning Froude-kyrlovkrefter, dragkrefter og treghetskrefter

Aerodynamiske krefter blir som innledningsvis nevnt påført modellen som jevnt fordelte laster. De jevnt fordelte vindlastene blir beregnet ulineært som motstandskrefter ut fra vindhastighetene definert i vinddomenet. Dette gjelder for hele modellen som befinner seg over den initiale vannlinjen med unntak av rotoren.

I motsetning til resten av modellen er rotorens interaksjon på vinddomenet inkludert. Utvidet bladelement-bevegelsesmengdemetode benyttes for rotor-aerodynamikken internt, mens interaksjonen mellom turbinene implementeres gjennom vinddomenet av eksternt genererte turbulensfiler.

Den utvidet bladelement-bevegelsesmengdemetoden inkluderer effekten av dynamisk og vinklet innstrømning. Det er essensielt i dette studiet at metoden er utvidet for vinklet innstrømning til tross for at middelvinden defineres vinkelrett på rotorflaten. Turbulensfilene som implementerer vakebevegelsen medføre potensielt vinklet innstrømning og effekten av dette er viktig at blir inkludert.

For å oppnå ønsket standardavvik beregnes skaleringsfaktorer fra turbulensfilene, som videre implementeres i 3Dfloat for oppstrømsimuleringer. For nedstrømssimuleringer implementeres dem gjennom DIWA.



	U	V	W
n	4096	32	32
dl	2.0	2.0	2.0
Filename_u	test_u.bin		
Filename_v	test_v.bin		
Filename_w	test_w.bin		
alfaeps	L	gamma	seed
1.0	40	3.0	202

High freq. compensation

Simulate

Figur: 61 Mann 64bit turbulence generator (HAWC2, 2018)

Mann 64bit turbulensgenerator er et selvstendigprogram og er tilgjengelig for all på HAWC2 sin nettside. (HAWC2, 2018)

9.2.3 DIWA- *Disturbed Inflow Wind Analyzer*

DIWA er et pionerprogram utviklet av SINTEF, under et prosjekt subsidiert av Equinor. Prosjektet har til hensikt å modulere skyggekast og dens meanderende bevegelse, resursakseptabelt og tilstrekkelig presist.

Presis og resursakseptabel modellering av fenomenet er svært utfordrende. *Large eddy simulations* basert på CFD er presise, men resurskrevende. Tidligere benyttede ingeniørmodeller er resurseffektive, men ikke tilstrekkelig presise og kan blant annet ikke modellere vakebevegelsen.

Dagens DIWA baserer modelleringen av vakedynamikken på C.Larsen med flere sitt studium. (G. C. Larsen). Hvor vakebevegelsen betraktes som en passiv spore, drevet av store eddy turbulente vindstrømmer i atmosfæren, illustrert i Figur 15.

DIWA modulen består hovedsakelig av tre undermodeller. Første modul betrakter vakens interne dynamikk, i den andre modulen kalkuleres vakesenterets lokasjon, og den siste modulen tar hensyn til små skala turbulenser fra vaken. En dypere utredelse av kalkuleringsmetoden og øvrig informasjon blir tilgjengelig i *journal of Physics conference series for EERA Deepwind-konferansen januar 2019*. (B Panjwani, Aksepter for publisering)

Kalkulasjonene tar utgangspunkt i turbulensfiler som representerer vinddomenets initielle turbulens, generert av f.eks. Mann eller Turbsim, for deretter å generer et nytt vinddomene hvor vaken og meanderingsturbulensen også er representert. Det gjøres oppmerksom på at denne prosessen innebærer stokastiske kalkulasjoner og direkte sammenligning av simulering

med initielle turbulensfelt og DIWA produsert ikke nødvendigvis gir et representativt bilde, til tross for at samme seed nr benyttes i sammenligningen.

DIWA er øvrig verifisert etter (American Institute of Aeronautics and Astronautics (AIAA), 1998). Sammenligningsstudium av effekt og kraft utakk for NREL 5MW oppimot Reflex er også blitt utført av SINTEF.

9.3 VEDLEGG DELSKADE

I dette vedlegge er beregnede delskader for samtlige betraktede lasttilfeller og områder tabulert.

I Tabell 20 til Tabell 23 er uvektet delskade tabulert med dynamisk fargeindikering for å fremheve trender, røde celler indikerer høy delskade, og grønn lav. I Tabell 24 til Tabell 27 er vektete delskader tabulert med dynamisk fargeindikering, hvor røde celler indikerer høy delskade, og hvit lav.

Tabell 19 Levetid & Vektet summert delskade i henhold til turbinavstand og monitor

Turb_dist	Nedstrømslinjer				Oppstrømslinjer Høyre				Nedstrømslinjer Venstre			
	Ankerline		Deltaliner		Ankerline		Deltaliner		Ankerline		Deltaliner	
	Anker	Deltapunkt	V_Fairlead	H_Fairlead	Anker	Deltapunkt	H_Fairlead	V_Fairlead	Anker	Deltapunkt	V_Fairlead	H_Fairlead
	M_D_C_A	M_D_C_DP	M_D_L_DF	M_D_R_DF	M_U_R_A	M_U_R_DP	M_U_R_CF	M_U_R_DF	M_U_L_A	M_U_L_DP	M_U_L_CF	M_U_L_DF
	Vektet summert årlig delskade i henhold til turbinavstand											
0	1,80E-03	1,98E-03	1,72E-03	1,74E-03	3,11E-03	3,25E-03	6,44E-03	6,27E-03	3,00E-03	3,15E-03	5,95E-03	7,60E-03
780	2,32E-03	2,55E-03	2,33E-03	2,34E-03	3,60E-03	3,76E-03	8,64E-03	8,94E-03	3,49E-03	3,64E-03	8,22E-03	9,71E-03
1040	2,11E-03	2,32E-03	2,06E-03	2,07E-03	3,38E-03	3,53E-03	7,60E-03	7,55E-03	3,27E-03	3,40E-03	7,48E-03	8,79E-03
1300	1,98E-03	2,17E-03	1,92E-03	1,98E-03	3,13E-03	3,39E-03	7,31E-03	7,04E-03	3,11E-03	3,26E-03	6,97E-03	8,32E-03
	Levetid i år											
0	557	506	583	576	321	308	155	159	333	318	168	132
780	432	392	429	427	278	266	116	112	287	275	122	103
1040	475	431	485	482	296	283	132	132	306	294	134	114
1300	505	461	521	504	319	295	137	142	321	307	144	120

9.3.1 Tabell 20 Delskade, 30 minutter: Oppstrøms turbin (Turb_dist_0)

sim_nr	Nedstrømslinjer				Oppstrømslinjer Høyre				Nedstrømslinjer Venstre				P [%]
	Ankerline		Deltaliner		Ankerline		Deltaliner		Ankerline		Deltaliner		
	Anker	Deltapunkt	V_Fairlead	H_Fairlead	Anker	Deltapunkt	H_Fairlead	V_Fairlead	Anker	Deltapunkt	V_Fairlead	H_Fairlead	
	M_D_C_A	M_D_C_DP	M_D_L_DF	M_D_R_DF	M_U_R_A	M_U_R_DP	M_U_R_CF	M_U_R_DF	M_U_L_A	M_U_L_DP	M_U_L_CF	M_U_L_DF	
0	1,10E-07	1,07E-07	1,60E-08	1,36E-08	4,89E-08	4,80E-08	1,45E-08	1,29E-08	4,85E-08	4,73E-08	1,24E-08	1,55E-08	3,45
1	7,36E-08	7,81E-08	1,43E-08	1,22E-08	3,78E-08	3,88E-08	1,28E-08	1,18E-08	3,65E-08	3,74E-08	1,07E-08	1,35E-08	6,89
2	4,03E-08	4,43E-08	1,23E-08	1,07E-08	1,37E-08	1,46E-08	1,14E-08	1,12E-08	1,33E-08	1,41E-08	1,10E-08	1,53E-08	3,45
3	1,30E-07	1,29E-07	2,70E-08	2,75E-08	9,16E-08	9,23E-08	5,56E-08	5,30E-08	9,85E-08	9,91E-08	4,86E-08	4,92E-08	5,99
4	9,80E-08	1,06E-07	2,59E-08	2,79E-08	7,51E-08	7,82E-08	5,14E-08	5,43E-08	7,59E-08	7,90E-08	4,68E-08	5,63E-08	11,98
5	7,73E-08	8,46E-08	2,54E-08	2,46E-08	4,01E-08	4,27E-08	4,93E-08	5,42E-08	4,69E-08	4,96E-08	4,67E-08	5,68E-08	5,99
6	1,14E-07	1,19E-07	4,59E-08	3,85E-08	3,10E-07	3,12E-07	2,33E-07	2,42E-07	3,07E-07	3,14E-07	2,07E-07	2,31E-07	6,41
7	1,04E-07	1,14E-07	4,31E-08	3,84E-08	2,77E-07	2,86E-07	2,04E-07	2,16E-07	2,98E-07	3,07E-07	2,01E-07	2,53E-07	12,83
8	8,38E-08	9,24E-08	4,24E-08	4,01E-08	1,85E-07	1,93E-07	2,14E-07	2,20E-07	2,05E-07	2,13E-07	2,16E-07	3,23E-07	6,41
9	1,51E-07	1,67E-07	1,11E-07	9,63E-08	4,03E-07	4,22E-07	4,86E-07	4,36E-07	3,73E-07	3,88E-07	3,74E-07	6,13E-07	5,12
10	9,95E-08	1,13E-07	1,01E-07	9,59E-08	2,88E-07	3,01E-07	4,54E-07	4,09E-07	2,41E-07	2,57E-07	4,34E-07	6,08E-07	10,24
11	6,28E-08	7,19E-08	1,11E-07	9,17E-08	1,58E-07	1,66E-07	4,29E-07	3,77E-07	1,34E-07	1,42E-07	3,80E-07	5,36E-07	5,12
12	1,34E-07	1,51E-07	2,86E-07	2,77E-07	2,49E-07	2,58E-07	9,64E-07	9,42E-07	2,25E-07	2,38E-07	8,77E-07	1,16E-06	2,9
13	1,20E-07	1,46E-07	2,62E-07	2,86E-07	1,87E-07	2,02E-07	1,00E-06	8,57E-07	1,69E-07	1,87E-07	8,78E-07	1,10E-06	5,81
14	7,43E-08	8,60E-08	2,71E-07	2,84E-07	1,27E-07	1,39E-07	9,78E-07	9,66E-07	6,38E-08	7,24E-08	8,99E-07	1,06E-06	2,9
15	1,66E-07	2,14E-07	5,53E-07	5,90E-07	2,20E-07	2,49E-07	1,75E-06	1,83E-06	2,44E-07	2,78E-07	1,75E-06	2,19E-06	0,94
16	1,28E-07	1,54E-07	5,19E-07	5,84E-07	1,74E-07	1,95E-07	1,90E-06	2,10E-06	1,63E-07	1,85E-07	1,92E-06	2,04E-06	1,88
17	1,15E-07	1,22E-07	5,28E-07	5,70E-07	9,35E-08	1,04E-07	1,97E-06	1,96E-06	9,92E-08	1,13E-07	1,72E-06	1,94E-06	0,94
18	4,56E-07	5,77E-07	7,60E-07	8,99E-07	4,87E-07	5,55E-07	2,48E-06	2,57E-06	5,30E-07	6,08E-07	2,80E-06	3,42E-06	0,19
19	3,84E-07	4,22E-07	7,54E-07	8,95E-07	3,31E-07	3,88E-07	2,71E-06	3,32E-06	3,35E-07	3,90E-07	2,55E-06	3,21E-06	0,37
20	3,39E-07	3,51E-07	6,99E-07	9,11E-07	2,37E-07	2,73E-07	2,58E-06	2,71E-06	2,35E-07	2,70E-07	2,45E-06	3,00E-06	0,19

9.3.2 Tabell 21 Delskade, 30 minutter: Nedstrøms turbin (Turb_dist_780)

sim_nr	Nedstrømslinjer				Oppstrømslinjer Høyre				Nedstrømslinjer Venstre				P [%]
	Ankerline		Deltaliner		Ankerline		Deltaliner		Ankerline		Deltaliner		
	Anker	Deltapunkt	V_Fairlead	H_Fairlead	Anker	Deltapunkt	H_Fairlead	V_Fairlead	Anker	Deltapunkt	V_Fairlead	H_Fairlead	
	M_D_C_A	M_D_C_DP	M_D_L_DF	M_D_R_DF	M_U_R_A	M_U_R_DP	M_U_R_CF	M_U_R_DF	M_U_L_A	M_U_L_DP	M_U_L_CF	M_U_L_DF	
0	1,41E-07	1,39E-07	2,08E-08	2,17E-08	5,16E-08	5,07E-08	2,33E-08	2,21E-08	5,21E-08	5,14E-08	2,42E-08	2,66E-08	3,45
1	9,49E-08	1,01E-07	1,76E-08	1,69E-08	3,93E-08	4,03E-08	2,40E-08	2,04E-08	3,92E-08	4,02E-08	1,91E-08	2,55E-08	6,89
2	5,39E-08	5,85E-08	1,58E-08	1,53E-08	1,58E-08	1,63E-08	2,15E-08	2,06E-08	1,63E-08	1,72E-08	1,96E-08	2,70E-08	3,45
3	1,52E-07	1,54E-07	4,46E-08	4,54E-08	9,79E-08	9,84E-08	7,60E-08	7,92E-08	9,86E-08	9,99E-08	7,12E-08	8,89E-08	5,99
4	1,17E-07	1,26E-07	4,44E-08	4,38E-08	7,73E-08	7,92E-08	6,79E-08	8,07E-08	7,83E-08	8,17E-08	7,03E-08	9,11E-08	11,98
5	9,04E-08	9,84E-08	4,06E-08	4,29E-08	4,60E-08	4,86E-08	6,98E-08	7,89E-08	6,03E-08	6,38E-08	6,97E-08	9,67E-08	5,99
6	1,66E-07	1,74E-07	1,00E-07	9,03E-08	3,32E-07	3,36E-07	3,78E-07	4,51E-07	3,20E-07	3,23E-07	4,23E-07	4,63E-07	6,41
7	1,67E-07	1,83E-07	9,67E-08	9,51E-08	3,21E-07	3,30E-07	3,66E-07	4,76E-07	2,98E-07	3,09E-07	4,27E-07	4,94E-07	12,83
8	1,35E-07	1,49E-07	9,64E-08	9,64E-08	2,29E-07	2,40E-07	3,70E-07	4,88E-07	3,16E-07	3,26E-07	4,21E-07	4,64E-07	6,41
9	1,66E-07	1,87E-07	1,70E-07	1,50E-07	4,63E-07	4,78E-07	7,98E-07	6,14E-07	4,38E-07	4,53E-07	6,92E-07	7,50E-07	5,12
10	1,30E-07	1,48E-07	1,55E-07	1,44E-07	3,65E-07	3,80E-07	7,70E-07	6,87E-07	3,15E-07	3,29E-07	6,03E-07	7,52E-07	10,24
11	1,15E-07	1,31E-07	1,66E-07	1,45E-07	2,58E-07	2,71E-07	7,72E-07	6,72E-07	2,39E-07	2,53E-07	7,26E-07	7,72E-07	5,12
12	1,37E-07	1,56E-07	3,13E-07	3,32E-07	2,55E-07	2,77E-07	1,10E-06	1,07E-06	2,49E-07	2,62E-07	9,62E-07	1,27E-06	2,9
13	1,27E-07	1,55E-07	2,92E-07	3,08E-07	1,97E-07	2,13E-07	1,00E-06	1,11E-06	1,82E-07	1,98E-07	9,95E-07	1,23E-06	5,81
14	8,22E-08	9,42E-08	3,08E-07	3,12E-07	1,12E-07	1,24E-07	1,15E-06	1,05E-06	7,36E-08	8,14E-08	1,11E-06	1,26E-06	2,9
15	1,71E-07	2,19E-07	5,72E-07	6,01E-07	2,42E-07	2,75E-07	1,84E-06	1,94E-06	2,41E-07	2,81E-07	1,92E-06	2,49E-06	0,94
16	1,33E-07	1,56E-07	5,78E-07	6,27E-07	1,72E-07	1,94E-07	2,09E-06	2,25E-06	1,63E-07	1,85E-07	1,75E-06	2,10E-06	1,88
17	1,24E-07	1,32E-07	5,56E-07	6,03E-07	1,09E-07	1,20E-07	1,84E-06	2,13E-06	1,03E-07	1,18E-07	1,77E-06	1,88E-06	0,94
18	4,72E-07	5,84E-07	7,90E-07	9,01E-07	5,03E-07	5,78E-07	2,81E-06	3,02E-06	5,58E-07	6,38E-07	2,83E-06	3,77E-06	0,19
19	3,99E-07	4,33E-07	7,93E-07	9,50E-07	3,32E-07	3,91E-07	2,95E-06	3,46E-06	3,48E-07	4,02E-07	2,67E-06	3,32E-06	0,37
20	3,35E-07	3,57E-07	7,15E-07	9,26E-07	2,41E-07	2,73E-07	2,72E-06	3,10E-06	2,46E-07	2,78E-07	2,86E-06	3,21E-06	0,19

9.3.3 Tabell 22 Delskade, 30 minutter: Nedstrøms turbin (Turb_dist_1040)

sim_nr	Nedstrømslinjer				Oppstrømslinjer Høyre				Nedstrømslinjer Venstre				P [%]
	Ankerline		Deltaliner		Ankerline		Deltaliner		Ankerline		Deltaliner		
	Anker	Deltapunkt	V_Fairlead	H_Fairlead	Anker	Deltapunkt	H_Fairlead	V_Fairlead	Anker	Deltapunkt	V_Fairlead	H_Fairlead	
	M_D_C_A	M_D_C_DP	M_D_L_DF	M_D_R_DF	M_U_R_A	M_U_R_DP	M_U_R_CF	M_U_R_DF	M_U_L_A	M_U_L_DP	M_U_L_CF	M_U_L_DF	
0	1,32E-07	1,30E-07	1,92E-08	1,68E-08	5,14E-08	5,13E-08	1,85E-08	1,71E-08	5,10E-08	5,01E-08	1,81E-08	2,20E-08	3,45
1	9,02E-08	9,56E-08	1,61E-08	1,53E-08	3,87E-08	3,97E-08	1,62E-08	1,67E-08	3,87E-08	3,97E-08	1,49E-08	2,01E-08	6,89
2	4,93E-08	5,38E-08	1,39E-08	1,33E-08	1,51E-08	1,58E-08	1,54E-08	1,58E-08	1,53E-08	1,60E-08	1,53E-08	2,18E-08	3,45
3	1,48E-07	1,49E-07	4,09E-08	3,92E-08	9,65E-08	9,84E-08	6,21E-08	7,10E-08	1,00E-07	1,01E-07	5,93E-08	6,91E-08	5,99
4	1,11E-07	1,20E-07	3,72E-08	3,81E-08	7,39E-08	7,69E-08	5,79E-08	6,94E-08	7,87E-08	8,20E-08	5,70E-08	6,87E-08	11,98
5	8,88E-08	9,67E-08	3,60E-08	3,65E-08	4,44E-08	4,71E-08	5,83E-08	6,74E-08	4,85E-08	5,11E-08	5,70E-08	8,05E-08	5,99
6	1,46E-07	1,51E-07	6,32E-08	6,94E-08	2,98E-07	3,02E-07	2,90E-07	2,94E-07	2,89E-07	2,93E-07	3,16E-07	3,74E-07	6,41
7	1,40E-07	1,54E-07	7,03E-08	6,80E-08	2,96E-07	3,07E-07	3,05E-07	3,16E-07	2,85E-07	2,94E-07	3,82E-07	4,19E-07	12,83
8	1,15E-07	1,28E-07	6,62E-08	6,69E-08	2,02E-07	2,12E-07	2,94E-07	3,88E-07	2,10E-07	2,20E-07	3,15E-07	3,59E-07	6,41
9	1,27E-07	1,42E-07	1,57E-07	1,35E-07	4,38E-07	4,47E-07	7,00E-07	5,44E-07	4,50E-07	4,61E-07	6,21E-07	6,97E-07	5,12
10	1,18E-07	1,37E-07	1,39E-07	1,25E-07	3,44E-07	3,58E-07	5,77E-07	5,67E-07	3,03E-07	3,13E-07	5,81E-07	6,55E-07	10,24
11	1,05E-07	1,19E-07	1,35E-07	1,21E-07	2,37E-07	2,50E-07	5,73E-07	5,16E-07	2,29E-07	2,43E-07	6,31E-07	6,95E-07	5,12
12	1,37E-07	1,54E-07	3,04E-07	3,26E-07	2,52E-07	2,66E-07	1,06E-06	9,46E-07	2,51E-07	2,65E-07	8,47E-07	1,24E-06	2,9
13	1,25E-07	1,48E-07	2,76E-07	2,87E-07	1,84E-07	2,05E-07	1,04E-06	1,08E-06	1,81E-07	1,97E-07	9,66E-07	1,21E-06	5,81
14	7,85E-08	9,05E-08	2,72E-07	3,01E-07	1,32E-07	1,45E-07	1,10E-06	1,00E-06	7,16E-08	7,92E-08	1,06E-06	1,22E-06	2,9
15	1,75E-07	2,20E-07	5,83E-07	5,51E-07	2,47E-07	2,74E-07	1,84E-06	1,81E-06	2,45E-07	2,70E-07	1,82E-06	2,13E-06	0,94
16	1,28E-07	1,55E-07	5,74E-07	6,01E-07	1,70E-07	1,91E-07	1,99E-06	2,00E-06	1,60E-07	1,83E-07	1,74E-06	2,08E-06	1,88
17	1,19E-07	1,28E-07	5,50E-07	5,94E-07	9,37E-08	1,07E-07	1,97E-06	2,02E-06	9,48E-08	9,43E-08	1,76E-06	1,80E-06	0,94
18	4,64E-07	5,83E-07	7,70E-07	8,85E-07	4,92E-07	5,65E-07	2,52E-06	2,79E-06	5,24E-07	6,20E-07	2,94E-06	3,55E-06	0,19
19	3,92E-07	4,29E-07	7,76E-07	9,18E-07	3,30E-07	3,88E-07	2,87E-06	3,18E-06	3,41E-07	3,97E-07	2,50E-06	3,30E-06	0,37
20	3,41E-07	3,57E-07	7,77E-07	9,45E-07	2,35E-07	2,71E-07	2,55E-06	2,85E-06	2,41E-07	2,75E-07	2,77E-06	3,16E-06	0,19

9.3.4 Tabell 23 Delskade, 30 minutter: Nedstrømsturbin (Turb_dist_1300)

sim_nr	Nedstrømslinjer				Oppstrømslinjer Høyre				Nedstrømslinjer Venstre				P [%]
	Ankerline		Deltaliner		Ankerline		Deltaliner		Ankerline		Deltaliner		
	Anker	Deltapunkt	V_Fairlead	H_Fairlead	Anker	Deltapunkt	H_Fairlead	V_Fairlead	Anker	Deltapunkt	V_Fairlead	H_Fairlead	
	M_D_C_A	M_D_C_DP	M_D_L_DF	M_D_R_DF	M_U_R_A	M_U_R_DP	M_U_R_CF	M_U_R_DF	M_U_L_A	M_U_L_DP	M_U_L_CF	M_U_L_DF	
0	1,23E-07	1,21E-07	1,74E-08	1,47E-08	4,99E-08	4,89E-08	1,67E-08	1,45E-08	4,93E-08	4,84E-08	1,39E-08	1,81E-08	3,45
1	8,35E-08	8,85E-08	1,52E-08	1,39E-08	3,75E-08	3,84E-08	1,31E-08	1,36E-08	3,77E-08	3,87E-08	1,28E-08	1,57E-08	6,89
2	4,58E-08	4,99E-08	1,32E-08	1,22E-08	1,41E-08	1,50E-08	1,26E-08	1,35E-08	1,45E-08	1,52E-08	1,36E-08	1,73E-08	3,45
3	1,46E-07	1,46E-07	3,53E-08	3,58E-08	9,50E-08	9,65E-08	5,79E-08	6,07E-08	1,00E-07	1,02E-07	5,51E-08	5,56E-08	5,99
4	1,08E-07	1,16E-07	3,40E-08	3,33E-08	7,42E-08	7,68E-08	5,37E-08	5,92E-08	7,82E-08	8,14E-08	5,23E-08	6,12E-08	11,98
5	8,30E-08	9,12E-08	3,19E-08	3,22E-08	4,32E-08	4,57E-08	5,30E-08	6,17E-08	4,81E-08	5,07E-08	5,21E-08	6,44E-08	5,99
6	1,37E-07	1,42E-07	5,76E-08	5,70E-08	2,91E-07	2,95E-07	2,76E-07	2,61E-07	2,89E-07	2,94E-07	2,80E-07	2,80E-07	6,41
7	1,29E-07	1,43E-07	5,57E-08	5,64E-08	2,84E-07	2,94E-07	2,67E-07	2,55E-07	2,83E-07	2,92E-07	2,94E-07	3,69E-07	12,83
8	1,07E-07	1,19E-07	5,51E-08	5,61E-08	1,84E-07	1,93E-07	2,63E-07	2,85E-07	2,03E-07	2,13E-07	2,73E-07	3,76E-07	6,41
9	1,24E-07	1,33E-07	1,32E-07	1,28E-07	4,25E-07	4,39E-07	6,36E-07	5,32E-07	4,31E-07	4,45E-07	5,22E-07	6,73E-07	5,12
10	1,06E-07	1,23E-07	1,19E-07	1,22E-07	2,52E-07	3,33E-07	5,91E-07	5,39E-07	2,78E-07	2,90E-07	5,43E-07	6,32E-07	10,24
11	6,52E-08	7,48E-08	1,25E-07	1,16E-07	2,16E-07	2,27E-07	5,53E-07	4,97E-07	1,49E-07	1,58E-07	5,79E-07	6,16E-07	5,12
12	1,50E-07	1,56E-07	2,92E-07	2,96E-07	2,57E-07	2,66E-07	1,09E-06	1,01E-06	2,51E-07	2,63E-07	8,86E-07	1,20E-06	2,9
13	1,25E-07	1,50E-07	2,77E-07	2,97E-07	1,90E-07	2,05E-07	9,89E-07	8,89E-07	1,76E-07	1,93E-07	9,19E-07	1,14E-06	5,81
14	8,24E-08	9,33E-08	2,90E-07	2,91E-07	1,33E-07	1,38E-07	9,84E-07	1,00E-06	7,09E-08	7,94E-08	9,41E-07	1,16E-06	2,9
15	1,69E-07	2,07E-07	5,27E-07	6,05E-07	2,20E-07	2,50E-07	1,82E-06	1,88E-06	2,42E-07	2,79E-07	1,80E-06	2,30E-06	0,94
16	1,31E-07	1,55E-07	5,84E-07	6,11E-07	1,74E-07	1,95E-07	2,01E-06	2,18E-06	1,63E-07	1,86E-07	1,98E-06	2,06E-06	1,88
17	1,18E-07	1,27E-07	5,43E-07	5,87E-07	9,44E-08	1,04E-07	2,03E-06	1,96E-06	1,02E-07	1,15E-07	1,88E-06	1,85E-06	0,94
18	4,64E-07	5,86E-07	7,76E-07	8,83E-07	5,00E-07	5,71E-07	2,52E-06	2,75E-06	5,74E-07	6,24E-07	2,90E-06	3,66E-06	0,19
19	3,91E-07	4,40E-07	7,79E-07	9,66E-07	3,37E-07	3,91E-07	2,83E-06	3,26E-06	3,42E-07	3,97E-07	2,53E-06	3,26E-06	0,37
20	3,42E-07	3,54E-07	7,30E-07	8,66E-07	2,37E-07	2,72E-07	2,64E-06	2,87E-06	2,40E-07	2,74E-07	2,69E-06	3,24E-06	0,19

9.3.5 Tabell 24 Vektlagt årlig delskade: Oppstrømsturbin (Turb_dist_0)

sim_nr	Nedstrømslinjer				Oppstrømslinjer Høyre				Nedstrømslinjer Venstre				P [%]
	Ankerline		Deltaliner		Ankerline		Deltaliner		Ankerline		Deltaliner		
	Anker	Deltapunkt	V_Fairlead	H_Fairlead	Anker	Deltapunkt	H_Fairlead	V_Fairlead	Anker	Deltapunkt	V_Fairlead	H_Fairlead	
	M_D_C_A	M_D_C_DP	M_D_L_DF	M_D_R_DF	M_U_R_A	M_U_R_DP	M_U_R_CF	M_U_R_DF	M_U_L_A	M_U_L_DP	M_U_L_CF	M_U_L_DF	
0	6,63E-05	6,47E-05	9,65E-06	8,24E-06	2,96E-05	2,90E-05	8,77E-06	7,82E-06	2,93E-05	2,86E-05	7,51E-06	9,34E-06	3,45
1	8,88E-05	9,43E-05	1,73E-05	1,48E-05	4,57E-05	4,68E-05	1,54E-05	1,42E-05	4,41E-05	4,51E-05	1,29E-05	1,63E-05	6,89
2	2,44E-05	2,68E-05	7,45E-06	6,48E-06	8,30E-06	8,80E-06	6,89E-06	6,80E-06	8,03E-06	8,54E-06	6,66E-06	9,27E-06	3,45
3	1,36E-04	1,36E-04	2,84E-05	2,88E-05	9,62E-05	9,68E-05	5,84E-05	5,57E-05	1,03E-04	1,04E-04	5,10E-05	5,16E-05	5,99
4	2,06E-04	2,22E-04	5,44E-05	5,85E-05	1,58E-04	1,64E-04	1,08E-04	1,14E-04	1,59E-04	1,66E-04	9,83E-05	1,18E-04	11,98
5	8,12E-05	8,88E-05	2,66E-05	2,59E-05	4,21E-05	4,48E-05	5,17E-05	5,69E-05	4,92E-05	5,20E-05	4,91E-05	5,96E-05	5,99
6	1,28E-04	1,33E-04	5,15E-05	4,32E-05	3,48E-04	3,50E-04	2,62E-04	2,71E-04	3,45E-04	3,52E-04	2,32E-04	2,59E-04	6,41
7	2,33E-04	2,57E-04	9,68E-05	8,63E-05	6,22E-04	6,42E-04	4,59E-04	4,86E-04	6,70E-04	6,90E-04	4,52E-04	5,68E-04	12,83
8	9,41E-05	1,04E-04	4,76E-05	4,50E-05	2,07E-04	2,16E-04	2,40E-04	2,48E-04	2,30E-04	2,39E-04	2,43E-04	3,63E-04	6,41
9	1,35E-04	1,50E-04	9,97E-05	8,64E-05	3,62E-04	3,79E-04	4,36E-04	3,91E-04	3,34E-04	3,48E-04	3,35E-04	5,50E-04	5,12
10	1,79E-04	2,03E-04	1,81E-04	1,72E-04	5,17E-04	5,40E-04	8,14E-04	7,34E-04	4,33E-04	4,60E-04	7,78E-04	1,09E-03	10,24
11	5,63E-05	6,45E-05	9,94E-05	8,23E-05	1,41E-04	1,49E-04	3,85E-04	3,38E-04	1,20E-04	1,28E-04	3,40E-04	4,81E-04	5,12
12	6,83E-05	7,65E-05	1,46E-04	1,41E-04	1,26E-04	1,31E-04	4,90E-04	4,79E-04	1,15E-04	1,21E-04	4,46E-04	5,92E-04	2,9
13	1,23E-04	1,49E-04	2,67E-04	2,91E-04	1,90E-04	2,06E-04	1,02E-03	8,72E-04	1,72E-04	1,90E-04	8,93E-04	1,12E-03	5,81
14	3,77E-05	4,37E-05	1,38E-04	1,44E-04	6,45E-05	7,05E-05	4,97E-04	4,91E-04	3,24E-05	3,68E-05	4,57E-04	5,37E-04	2,9
15	2,74E-05	3,52E-05	9,11E-05	9,72E-05	3,63E-05	4,10E-05	2,89E-04	3,02E-04	4,02E-05	4,58E-05	2,88E-04	3,60E-04	0,94
16	4,21E-05	5,09E-05	1,71E-04	1,92E-04	5,73E-05	6,43E-05	6,27E-04	6,93E-04	5,37E-05	6,10E-05	6,34E-04	6,71E-04	1,88
17	1,89E-05	2,01E-05	8,69E-05	9,38E-05	1,54E-05	1,71E-05	3,25E-04	3,23E-04	1,63E-05	1,86E-05	2,83E-04	3,19E-04	0,94
18	1,52E-05	1,92E-05	2,53E-05	2,99E-05	1,62E-05	1,85E-05	8,25E-05	8,55E-05	1,77E-05	2,02E-05	9,32E-05	1,14E-04	0,19
19	2,49E-05	2,74E-05	4,89E-05	5,80E-05	2,14E-05	2,51E-05	1,75E-04	2,15E-04	2,17E-05	2,53E-05	1,66E-04	2,08E-04	0,37
20	1,13E-05	1,17E-05	2,33E-05	3,03E-05	7,88E-06	9,09E-06	8,60E-05	9,01E-05	7,82E-06	8,97E-06	8,16E-05	1,00E-04	0,19

9.3.6 Tabell 25 Vektlagt årlig delskade: Nedstrømsturbin (Turb_dist_780)

sim_nr	Nedstrømslinjer				Oppstrømslinjer Høyre				Nedstrømslinjer Venstre				P [%]
	Ankerline		Deltaliner		Ankerline		Deltaliner		Ankerline		Deltaliner		
	Anker	Deltapunkt	V_Fairlead	H_Fairlead	Anker	Deltapunkt	H_Fairlead	V_Fairlead	Anker	Deltapunkt	V_Fairlead	H_Fairlead	
	M_D_C_A	M_D_C_DP	M_D_L_DF	M_D_R_DF	M_U_R_A	M_U_R_DP	M_U_R_CF	M_U_R_DF	M_U_L_A	M_U_L_DP	M_U_L_CF	M_U_L_DF	
0	8,53E-05	8,39E-05	1,26E-05	1,31E-05	3,12E-05	3,06E-05	1,41E-05	1,34E-05	3,15E-05	3,11E-05	1,46E-05	1,61E-05	3,45
1	1,15E-04	1,22E-04	2,12E-05	2,04E-05	4,75E-05	4,87E-05	2,90E-05	2,46E-05	4,73E-05	4,86E-05	2,30E-05	3,08E-05	6,89
2	3,26E-05	3,54E-05	9,52E-06	9,22E-06	9,58E-06	9,82E-06	1,30E-05	1,25E-05	9,85E-06	1,04E-05	1,19E-05	1,63E-05	3,45
3	1,60E-04	1,62E-04	4,68E-05	4,76E-05	1,03E-04	1,03E-04	7,97E-05	8,31E-05	1,04E-04	1,05E-04	7,47E-05	9,33E-05	5,99
4	2,46E-04	2,64E-04	9,31E-05	9,20E-05	1,62E-04	1,66E-04	1,43E-04	1,69E-04	1,64E-04	1,71E-04	1,47E-04	1,91E-04	11,98
5	9,48E-05	1,03E-04	4,26E-05	4,50E-05	4,83E-05	5,10E-05	7,32E-05	8,28E-05	6,33E-05	6,69E-05	7,31E-05	1,01E-04	5,99
6	1,87E-04	1,95E-04	1,13E-04	1,01E-04	3,73E-04	3,77E-04	4,25E-04	5,06E-04	3,60E-04	3,62E-04	4,75E-04	5,19E-04	6,41
7	3,75E-04	4,12E-04	2,17E-04	2,14E-04	7,20E-04	7,43E-04	8,22E-04	1,07E-03	6,71E-04	6,95E-04	9,59E-04	1,11E-03	12,83
8	1,52E-04	1,67E-04	1,08E-04	1,08E-04	2,58E-04	2,69E-04	4,16E-04	5,48E-04	3,55E-04	3,66E-04	4,72E-04	5,21E-04	6,41
9	1,49E-04	1,68E-04	1,53E-04	1,34E-04	4,16E-04	4,29E-04	7,16E-04	5,50E-04	3,93E-04	4,07E-04	6,21E-04	6,73E-04	5,12
10	2,34E-04	2,66E-04	2,78E-04	2,59E-04	6,55E-04	6,82E-04	1,38E-03	1,23E-03	5,64E-04	5,91E-04	1,08E-03	1,35E-03	10,24
11	1,03E-04	1,18E-04	1,49E-04	1,30E-04	2,32E-04	2,43E-04	6,92E-04	6,03E-04	2,15E-04	2,27E-04	6,52E-04	6,93E-04	5,12
12	6,98E-05	7,91E-05	1,59E-04	1,68E-04	1,30E-04	1,41E-04	5,61E-04	5,42E-04	1,27E-04	1,33E-04	4,89E-04	6,43E-04	2,9
13	1,29E-04	1,57E-04	2,97E-04	3,14E-04	2,01E-04	2,17E-04	1,02E-03	1,13E-03	1,85E-04	2,01E-04	1,01E-03	1,25E-03	5,81
14	4,17E-05	4,79E-05	1,56E-04	1,58E-04	5,70E-05	6,29E-05	5,85E-04	5,32E-04	3,74E-05	4,13E-05	5,64E-04	6,39E-04	2,9
15	2,81E-05	3,60E-05	9,43E-05	9,90E-05	3,99E-05	4,52E-05	3,03E-04	3,19E-04	3,97E-05	4,62E-05	3,16E-04	4,10E-04	0,94
16	4,37E-05	5,13E-05	1,90E-04	2,06E-04	5,67E-05	6,39E-05	6,88E-04	7,41E-04	5,35E-05	6,11E-05	5,76E-04	6,92E-04	1,88
17	2,04E-05	2,18E-05	9,15E-05	9,93E-05	1,79E-05	1,98E-05	3,02E-04	3,50E-04	1,70E-05	1,95E-05	2,92E-04	3,10E-04	0,94
18	1,57E-05	1,94E-05	2,63E-05	3,00E-05	1,67E-05	1,92E-05	9,35E-05	1,00E-04	1,86E-05	2,12E-05	9,43E-05	1,25E-04	0,19
19	2,58E-05	2,81E-05	5,14E-05	6,16E-05	2,15E-05	2,53E-05	1,91E-04	2,24E-04	2,25E-05	2,60E-05	1,73E-04	2,15E-04	0,37
20	1,12E-05	1,19E-05	2,38E-05	3,08E-05	8,04E-06	9,08E-06	9,06E-05	1,03E-04	8,19E-06	9,25E-06	9,51E-05	1,07E-04	0,19

9.3.7 Tabell 26 Vektlagt årlig delskade: Nedstrømsturbin (Turb_dist_1040)

sim_nr	Nedstrømslinjer				Oppstrømslinjer Høyre				Nedstrømslinjer Venstre				P [%]
	Ankerline		Deltaliner		Ankerline		Deltaliner		Ankerline		Deltaliner		
	Anker	Deltapunkt	V_Fairlead	H_Fairlead	Anker	Deltapunkt	H_Fairlead	V_Fairlead	Anker	Deltapunkt	V_Fairlead	H_Fairlead	
	M_D_C_A	M_D_C_DP	M_D_L_DF	M_D_R_DF	M_U_R_A	M_U_R_DP	M_U_R_CF	M_U_R_DF	M_U_L_A	M_U_L_DP	M_U_L_CF	M_U_L_DF	
0	7,99E-05	7,85E-05	1,16E-05	1,02E-05	3,11E-05	3,10E-05	1,12E-05	1,03E-05	3,08E-05	3,03E-05	1,09E-05	1,33E-05	3,45
1	1,09E-04	1,15E-04	1,95E-05	1,85E-05	4,67E-05	4,79E-05	1,96E-05	2,02E-05	4,67E-05	4,79E-05	1,80E-05	2,42E-05	6,89
2	2,98E-05	3,25E-05	8,42E-06	8,01E-06	9,10E-06	9,57E-06	9,29E-06	9,56E-06	9,24E-06	9,65E-06	9,24E-06	1,32E-05	3,45
3	1,55E-04	1,56E-04	4,29E-05	4,11E-05	1,01E-04	1,03E-04	6,51E-05	7,45E-05	1,05E-04	1,06E-04	6,22E-05	7,25E-05	5,99
4	2,33E-04	2,52E-04	7,81E-05	8,00E-05	1,55E-04	1,61E-04	1,21E-04	1,46E-04	1,65E-04	1,72E-04	1,20E-04	1,44E-04	11,98
5	9,32E-05	1,01E-04	3,78E-05	3,83E-05	4,66E-05	4,94E-05	6,12E-05	7,07E-05	5,09E-05	5,36E-05	5,99E-05	8,45E-05	5,99
6	1,64E-04	1,69E-04	7,10E-05	7,80E-05	3,34E-04	3,39E-04	3,25E-04	3,30E-04	3,25E-04	3,30E-04	3,55E-04	4,20E-04	6,41
7	3,14E-04	3,47E-04	1,58E-04	1,53E-04	6,65E-04	6,90E-04	6,85E-04	7,10E-04	6,40E-04	6,61E-04	8,59E-04	9,43E-04	12,83
8	1,29E-04	1,44E-04	7,43E-05	7,52E-05	2,27E-04	2,38E-04	3,30E-04	4,36E-04	2,36E-04	2,47E-04	3,54E-04	4,03E-04	6,41
9	1,14E-04	1,28E-04	1,41E-04	1,21E-04	3,92E-04	4,01E-04	6,28E-04	4,88E-04	4,04E-04	4,14E-04	5,57E-04	6,25E-04	5,12
10	2,11E-04	2,46E-04	2,49E-04	2,24E-04	6,18E-04	6,42E-04	1,04E-03	1,02E-03	5,44E-04	5,61E-04	1,04E-03	1,18E-03	10,24
11	9,41E-05	1,07E-04	1,21E-04	1,09E-04	2,12E-04	2,24E-04	5,14E-04	4,63E-04	2,06E-04	2,18E-04	5,66E-04	6,24E-04	5,12
12	6,96E-05	7,80E-05	1,55E-04	1,66E-04	1,28E-04	1,35E-04	5,38E-04	4,81E-04	1,27E-04	1,35E-04	4,30E-04	6,29E-04	2,9
13	1,27E-04	1,51E-04	2,81E-04	2,92E-04	1,87E-04	2,08E-04	1,06E-03	1,10E-03	1,84E-04	2,00E-04	9,84E-04	1,23E-03	5,81
14	3,99E-05	4,60E-05	1,38E-04	1,53E-04	6,71E-05	7,35E-05	5,58E-04	5,09E-04	3,64E-05	4,02E-05	5,39E-04	6,20E-04	2,9
15	2,88E-05	3,62E-05	9,59E-05	9,08E-05	4,07E-05	4,52E-05	3,03E-04	2,99E-04	4,03E-05	4,45E-05	2,99E-04	3,51E-04	0,94
16	4,23E-05	5,12E-05	1,89E-04	1,98E-04	5,59E-05	6,30E-05	6,54E-04	6,59E-04	5,27E-05	6,04E-05	5,72E-04	6,86E-04	1,88
17	1,96E-05	2,10E-05	9,05E-05	9,79E-05	1,54E-05	1,76E-05	3,25E-04	3,32E-04	1,56E-05	1,55E-05	2,90E-04	2,96E-04	0,94
18	1,54E-05	1,94E-05	2,56E-05	2,95E-05	1,64E-05	1,88E-05	8,37E-05	9,27E-05	1,75E-05	2,06E-05	9,79E-05	1,18E-04	0,19
19	2,54E-05	2,78E-05	5,03E-05	5,95E-05	2,14E-05	2,51E-05	1,86E-04	2,06E-04	2,21E-05	2,57E-05	1,62E-04	2,14E-04	0,37
20	1,14E-05	1,19E-05	2,59E-05	3,15E-05	7,81E-06	9,03E-06	8,48E-05	9,48E-05	8,01E-06	9,15E-06	9,24E-05	1,05E-04	0,19

9.3.8 Tabell 27 Vektlagt årlig delskade: Nedstrømsturbin (Turb_dist_1300)

sim_nr	Nedstrømslinjer				Oppstrømslinjer Høyre				Nedstrømslinjer Venstre				P [%]
	Ankerline		Deltaliner		Ankerline		Deltaliner		Ankerline		Deltaliner		
	Anker	Deltapunkt	V_Fairlead	H_Fairlead	Anker	Deltapunkt	H_Fairlead	V_Fairlead	Anker	Deltapunkt	V_Fairlead	H_Fairlead	
	M_D_C_A	M_D_C_DP	M_D_L_DF	M_D_R_DF	M_U_R_A	M_U_R_DP	M_U_R_CF	M_U_R_DF	M_U_L_A	M_U_L_DP	M_U_L_CF	M_U_L_DF	
0	7,43E-05	7,30E-05	1,05E-05	8,89E-06	3,02E-05	2,95E-05	1,01E-05	8,77E-06	2,98E-05	2,92E-05	8,38E-06	1,09E-05	3,45
1	1,01E-04	1,07E-04	1,84E-05	1,68E-05	4,53E-05	4,64E-05	1,59E-05	1,64E-05	4,55E-05	4,67E-05	1,54E-05	1,89E-05	6,89
2	2,77E-05	3,02E-05	8,00E-06	7,36E-06	8,54E-06	9,06E-06	7,64E-06	8,16E-06	8,77E-06	9,21E-06	8,25E-06	1,04E-05	3,45
3	1,54E-04	1,53E-04	3,70E-05	3,76E-05	9,97E-05	1,01E-04	6,07E-05	6,37E-05	1,05E-04	1,07E-04	5,78E-05	5,84E-05	5,99
4	2,26E-04	2,44E-04	7,14E-05	6,99E-05	1,56E-04	1,61E-04	1,13E-04	1,24E-04	1,64E-04	1,71E-04	1,10E-04	1,28E-04	11,98
5	8,71E-05	9,57E-05	3,35E-05	3,38E-05	4,53E-05	4,79E-05	5,57E-05	6,47E-05	5,05E-05	5,32E-05	5,47E-05	6,76E-05	5,99
6	1,53E-04	1,59E-04	6,47E-05	6,40E-05	3,27E-04	3,31E-04	3,10E-04	2,93E-04	3,24E-04	3,31E-04	3,14E-04	3,15E-04	6,41
7	2,91E-04	3,21E-04	1,25E-04	1,27E-04	6,39E-04	6,62E-04	6,00E-04	5,73E-04	6,36E-04	6,56E-04	6,60E-04	8,29E-04	12,83
8	1,20E-04	1,34E-04	6,19E-05	6,30E-05	2,07E-04	2,17E-04	2,95E-04	3,20E-04	2,29E-04	2,39E-04	3,07E-04	4,22E-04	6,41
9	1,11E-04	1,19E-04	1,19E-04	1,15E-04	3,82E-04	3,93E-04	5,71E-04	4,77E-04	3,87E-04	3,99E-04	4,68E-04	6,04E-04	5,12
10	1,91E-04	2,20E-04	2,13E-04	2,18E-04	4,52E-04	5,97E-04	1,06E-03	9,67E-04	5,00E-04	5,21E-04	9,74E-04	1,13E-03	10,24
11	5,85E-05	6,71E-05	1,12E-04	1,04E-04	1,94E-04	2,04E-04	4,96E-04	4,46E-04	1,34E-04	1,42E-04	5,19E-04	5,53E-04	5,12
12	7,62E-05	7,94E-05	1,48E-04	1,50E-04	1,30E-04	1,35E-04	5,56E-04	5,14E-04	1,28E-04	1,33E-04	4,50E-04	6,11E-04	2,9
13	1,27E-04	1,53E-04	2,82E-04	3,03E-04	1,94E-04	2,09E-04	1,01E-03	9,05E-04	1,79E-04	1,97E-04	9,35E-04	1,17E-03	5,81
14	4,19E-05	4,74E-05	1,47E-04	1,48E-04	6,74E-05	7,01E-05	5,00E-04	5,08E-04	3,60E-05	4,03E-05	4,78E-04	5,87E-04	2,9
15	2,78E-05	3,41E-05	8,67E-05	9,96E-05	3,62E-05	4,11E-05	2,99E-04	3,09E-04	3,98E-05	4,60E-05	2,96E-04	3,79E-04	0,94
16	4,32E-05	5,12E-05	1,92E-04	2,01E-04	5,72E-05	6,43E-05	6,63E-04	7,19E-04	5,37E-05	6,11E-05	6,53E-04	6,80E-04	1,88
17	1,94E-05	2,10E-05	8,95E-05	9,67E-05	1,55E-05	1,72E-05	3,34E-04	3,23E-04	1,67E-05	1,90E-05	3,09E-04	3,04E-04	0,94
18	1,54E-05	1,95E-05	2,58E-05	2,94E-05	1,66E-05	1,90E-05	8,39E-05	9,17E-05	1,91E-05	2,08E-05	9,64E-05	1,22E-04	0,19
19	2,53E-05	2,85E-05	5,05E-05	6,26E-05	2,19E-05	2,54E-05	1,84E-04	2,11E-04	2,22E-05	2,57E-05	1,64E-04	2,11E-04	0,37
20	1,14E-05	1,18E-05	2,43E-05	2,88E-05	7,90E-06	9,05E-06	8,78E-05	9,56E-05	7,98E-06	9,13E-06	8,95E-05	1,08E-04	0,19



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

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway