

Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2017 30 stp
Fakultet for realfag og teknologi

Analyser av interaksjonen mellom pæle og havbunn for en offshore vindturbin med monopæle fundament

Analysis of the soil-pile interaction for an offshore
wind turbine with monopile foundation

Marius Nicolaysen Raaen
Industriell økonomi - Maskin- og Produktutvikling

Forord

Denne oppgaven er skrevet som en del av mastergraden min i Industriell økonomi – Maskin- og Produktutvikling ved fakultetet for Realfag og Teknologi (RealTek) ved Norges Miljø- og Biovitenskapelige Universitet (NMBU). Oppgaven er skrevet for personer med en utdanning innen mekanikk og personer som er interesserte i vindenergi.

Masteroppgaven, som er skrevet våsemesteret 2017, er en del av REDWIN-prosjektet og er skrevet i samarbeid med NGI og IFE. Mer informasjon om REDWIN prosjektet blir gitt i introduksjonskapitlet. Masteroppgaven er skrevet som en fortsettelse av masteroppgaven til Steffen Aasen, som ble skrevet våsemesteret 2016 ved NMBU.

Først vil jeg takke hovedveilederen min Professor Tor Anders Nygaard for all hjelp og støtte igjennom arbeidet med oppgaven. Det å få være med på møte i REDWIN-prosjektet var både nyttig og lærerikt. Videre vil jeg takke biveilederen min Førsteamanuensis Marit Irene Kvitten (DNV GL) for python-script brukt under arbeidet med oppgaven og lærerike faglige diskusjoner under prosjektet. Jeg vil også takke fjorårets masterstudent innen REDWIN prosjektet, Steffen Aasen, som har gitt god støtte igjennom prosjektet vedrørende mine spørsmål knyttet til arbeidet han gjorde i sin studie. Jeg vil også trekke fram medstudentene mine som har gitt meg god moralsk støtte gjennom perioden hvor jeg har arbeidet med prosjektet. En spesiell takk går til *Christina Stald, Erlend Solfeld Kjelstad og Simen Stovner* som har vært gode sparringspartnere under arbeidet med masteroppgaven.

Ås, 12. Mai 2017

Marius Nicolaysen Raaen

Sammendrag

Studien har vært en fortsettelse av fjorårsstudien til Steffen Aasen (2016), og har vært en del av REDWIN-prosjektet. REDWIN-prosjektet har som mål å redusere de høye kostnadene i offshore vindindustrien gjennom å ta i bruk bedre jordmodeller.

Det har blitt brukt *National Renewable Energy Laboratory (NREL)* sin 5 MW vindturbin og de samme karakteristikene for havbunnen som i *Offshore Code Collaboration (OC3)-prosjektet*. I simuleringene ble det brukt det samme komprimerte diagrammet som i *UpWind-prosjektet* (Fisher et al. 2010), og utmattingsberegningene ble utført med Miner Palmgren.

Fire forskjellige jordmodeller ble undersøkt for å se på effekten av demping i havbunnen. Modell 1 bruker kun en enkel stivhetsmatrise på havbunnen som ble utviklet av Passon (2006) for OC3-prosjektet. Modell 2 brukte den samme stivhetsmatrisen som Modell 1, men brukte også en rotasjonsfjær for å få med demping fra havbunnen. Modell 3 har blitt utviklet av NGI for REDWIN-prosjektet og er en kinetisk fastningsmodell. Modell 4 bruker p-y metoden som er industristandarden i dag.

Studien har utført åtte simuleringer med jordmodellene uten retningsforskjell for å undersøke usikkerheten fra simuleringer med ulike bølgerrealiseringer. Resultatene indikerte at delskaden synker med en økende demping fra havbunnen, spesielt i tilfeller hvor vindturbinen er parkert. Dette støtter under resultatene til Steffen Aasen. Mer demping fra havbunnen førte til mer stabile resultater med en mindre usikkerhet i den totale delskaden. Resultatene indikerte at mellom fem til åtte simuleringer var tilstrekkelig.

Det har blitt sett på effekten av å simulere med en retningsforskjell mellom vind og bølger. Delskaden på monopælen og bunnen av tårnet var nesten den samme for en retningsforskjell opp til 30 grader, noe som kan begrunnes med at delskaden fordeler seg mer i tverrsnittet. En retningsforskjell på 60 og 90 grader førte til en betydelig større delskade. For monopælen økte delskaden med henholdsvis 67,2 % og 130,5 % i forhold til uten retningsforskjell. For bunnen av tårnet økte delskaden med henholdsvis 120,7 % og 228,1 % i forhold til uten retningsforskjell. For tilfellene der vindturbinen er parkert har retningsforskjellen liten effekt på delskaden. Dette kan forklares ved at det er lite aerodynamisk demping i disse tilfellene.

Modell 3 er en ikke-lineær modell og kan derfor gi feil respons fra havbunnen når belastningen ikke kommer fra 0 grader på vindturbinen. En følsomhetsanalyse av denne modellen indikerte at den største feilen ved bruk av modellen fås når belastningene kommer fra 45 grader. Dette førte til maksimum feil på 4,1 %, 9,0 % og 2,3 % for henholdsvis monopælen, bunnen av tårnet og toppen av tårnet. For bladroten ga den ingen feil. Dette kan forklares med at de aerodynamiske kreftene dominerer og demping fra havbunnen betyr lite for delskaden her.

Abstract

This study is a continuation of last year's masterthesis done by Steffen Aasen, and has been part of the REDWIN project. The REDWIN project was started due to high-cost in the offshore wind industry, and the goal is to reduce cost through a better soil-pile interaction model. A better soil-pile interaction model will give a more realistic response from the soil, which lead to a more optimally design and increased lifetime.

The National Renewable Energy Laboratory (NREL) 5 MW wind turbine from the Offshore Code Collaboration(OC3) phase II project, and there has been used the same characteristics for the soil as in the OC3-project. To simplify the simulation, the same lumped diagram as in the UpWind project was used, and the fatigue calculation was done with Miner Palmgren.

Four different soil models have been investigated to see the effect of soil damping. Model 1 consists of a stiffness matrix fixed to a node at seabed that was developed by Passon for the OC3-project. Model 2 uses the same stiffness matrix as Model 1, but in addition a rotational dashpot to account for soil damping. Model 3 has been developed at NGI for the REDWIN project and is a kinematic hardening soil model. Model 4 uses the p-y method, which is the model used in the industry.

In this study, there have been performed eight simulations with no misalignment and the results showed high accuracy with the results gained by Steffen Aasen. The partial fatigue damage decreased with increased soil damping, especially in idle cases. Model 3 led to the lowest uncertainty and the result clearly indicated a decrease in uncertainty with higher soil damping.

Cross wind partial fatigue damage due to waves misaligned with the wind has been analyzed. Less than 30 degrees misalignment showed almost no difference in partial fatigue damage, due to a more spread fatigue damage in the cross-area. A 60 and 90 degrees misalignment showed a big increase in cross wind partial fatigue damage. The partial fatigue damage increased with 67,2 % and 130,5 % respectively, compared to no misalignment for the monopile. For the tower bottom the partial fatigue damage increase by 120,7 % and 228,1 % respectively, compared to no misalignment. The results indicated no difference in idle cases, which can be explained by low aerodynamic damping in these load cases.

This study examined Model 3 in more detail to see if the model led to wrong response from the soil when the loading deviated from 0 degrees. The analysis indicated the biggest mistake when the loading approached from 45 degrees. This led to maximum mistakes at 4,1 %, 9,0 % and 2,3 % for the monopile, tower bottom and tower top respectively. The model led to no mistake for the partial fatigue damage at blade root, which can be explained by the aerodynamic forces dominating the fatigue damage at this location.

Symboler

Symbol	Betydning	Enhet
A	Tverrsnittsareal	m^2
A'	Maks forskyvning	m
c	Dempingskoeffisient	Nms/rad
D	Delskade	
D'	Diameter	m
$E_h(M)$	Hystereseenergien som mistes fra systemet per belastningssyklus	J
E	Elastisitetsmodul	MPa
F	Kraft	N
F'	Respons fra havbunnen	N
I	Tregghetsmoment	m^4
I_p	Polart tregghetsmoment	m^4
K	Stivhetsmatrise	
k	Stivhetskoeffisient	$\frac{N}{m}, \frac{Nm}{rad}, \frac{N}{rad}$
k'	Kontaktstivhet	N/m
L_c	Kritisk lengde	m
M	Moment	Nm
m	Stigningsfaktoren til S-N kurve	
m'	Forandrings hastigheten til jordsmonnets <i>shear modulus</i>	

N	Antall elementer	
N'	Antall sykler før brudd	
n	Antall sykler	
n'	Antall i utvalget	
P_x	Aksialkraft	N
p	Resistansen i havbunnen	N/m
r_0	Ytre radius	m
S	Standardavviket for utvalget	
t	Tykkelsen til konstruksjonen	mm
U	Gjennomsnittlig vindhastighet	m/s
W	Distribuert kraft langs pælen	N/m
$W(\varepsilon_m)$	Energitap per syklus	J
X	Forskyvning i horisontal retning	m
\bar{X}	Gjennomsnittet for utvalget	
X'	Verdi for en delskade i utvalget	
y	Horisontal forskyvning	m
Z	Forskyvning i vertikal retning	m
z	Høyde over vannlinjen	m
α	<i>Wind shear exponent</i>	
γ	Vinkel i tverrsnittet	<i>grader</i>

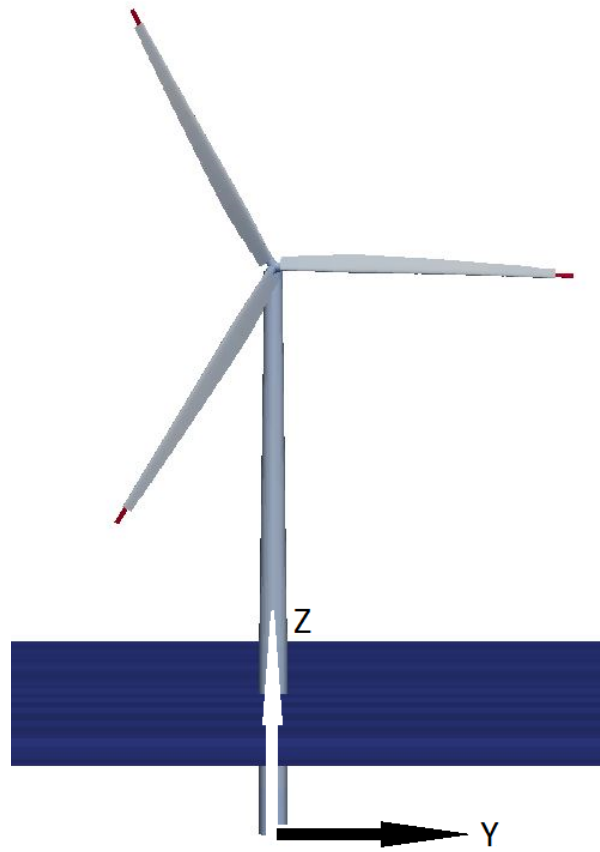
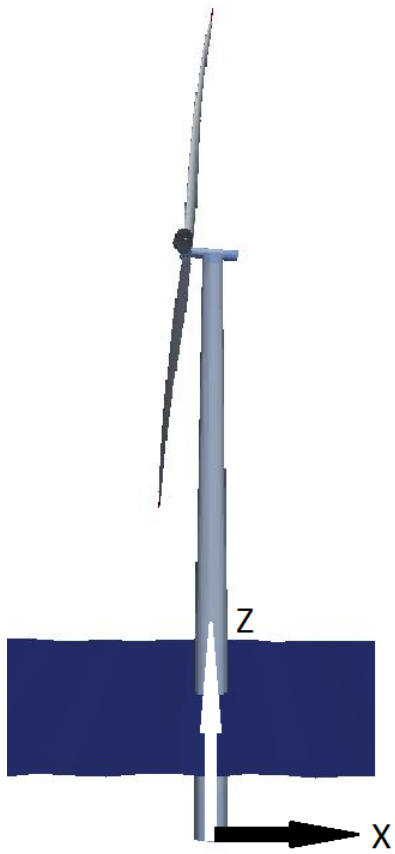
γ'	Effektiv vekt	N/m^3
ε	Tøyning	
η	Tillatt utnyttelsesgrad	
θ	Faseforskyvning	<i>Grader</i>
θ'	Amplituden til vinkelforskyvningen	<i>rad</i>
ν	Poisson's ratio	
σ	Aksialspenning	<i>MPa</i>
σ_i	Kritisk spenning	<i>MPa</i>
τ	Skjærspenning	<i>MPa</i>
φ'	Vinkel til den interne friksjonen	<i>grader</i>
ω	Vinkelfrekvens	<i>rad/s</i>

For å gjøre det enklere å lese har alle engelske ord og uttrykk som har blitt benyttet i oppgaven blitt skrevet i kursiv.

Terminologi

Term	Beskrivelse
1P	Rotorfrekvens
3DFloat	Aero-hydro-servo-elastisk simuleringsprogram
3P	Bladfrekvens
API	<i>American Petroleum Institute</i>
Cut-in vindhastighet	Vindhastigheten hvor rotorbladene begynner å gå rundt
Cut-out vindhastighet	Vindhastigheten hvor rotorbladene slutter å gå rundt
DNV-GL	Det Norske Veritas Germanischer Lloyd
FEM	<i>Finite Element Method</i>
FLS	<i>Fatigue Limit State</i>
Hs	Signifikant bølgehøyde
HUB	Delen av nacellen som er koblet til rotorbladene
IFE	Institutt for energiteknikk
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>
JONSWAP	<i>Joint North Sea Wave Analysis Project</i>
Nacelle	Huset øverst på vindturbinen (inneholder blant annet generatoren)
NGI	Norges Geotekniske Institutt
NMBU	Norges miljø-og biovitenskapelige universitet
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
NTNU	Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
OC3	<i>Offshore Code Comparison Collaboration 3</i>
REDWIN	<i>REDucing cost in offshore WIND by integrated structural and geotechnical design</i>
Tp	Spekterets største bølgeperiode

Koordinatsystemet brukt i oppgaven



Innholdsfortegnelse

1	Innledning	1
1.1	Prosjektbeskrivelse og mål	1
1.1.1	Problemstilling	1
1.1.2	Hovedmål	2
1.1.3	Delmål	2
1.2	Bakgrunn	2
1.3	Støttestrukturer for bunnfaste vindturbiner	4
1.4	Framtidsutsikter innen <i>offshore</i> -vind	5
1.5	Tidligere studier	6
1.5.1	Jordmodeller	6
1.5.2	Egenfrekvensanalyse	7
1.5.3	Egenskapene til havbunnen sin betydning for utmatting	7
1.5.4	Oppsummering	8
1.6	Oppbygging av oppgaven	8
1.6.1	Teori	8
1.6.2	Metode	9
1.6.3	Resultat og diskusjon	9
1.6.4	Konklusjon	9
2	Teoretisk grunnlag	11
2.1	Belastninger på vindturbinen	11
2.1.1	Vind	12
2.1.2	Bølger	12
2.2	Frekvens	14
2.3	Demping	15
2.3.1	Aerodynamisk demping	15
2.3.2	Hydrodynamisk demping	16
2.3.3	Demping i konstruksjonen	16
2.3.4	Demping fra havbunnen	16
2.4	Oppførselen til havbunnen under dynamisk belastning	17
3	Utmattingsanalyse og usikkerhet i simuleringer	19
3.1	Bakgrunn for utmattingsberegninger	19
3.2	Rainflow-metoden	19
3.3	Kapasitetskontroll etter Miner-Palmgrens delskadehypotese	21
3.4	Komprimert diagram	23
3.5	Usikkerhet i simuleringer	23
3.6	Standardavvik	24
4	Ulike typer jordmodeller	25
4.1	Lineære modeller	25
4.1.1	Fast effektiv lengde	26
4.1.2	Stivhetsmatrise med ukoblede fjærer	26
4.1.3	Koblede fjærer	27

4.2	Ikke-lineære modeller	28
4.2.1	P-y metoden	28
4.2.2	IWAN-modellen	29
5	Metode	35
5.1	Programvarer	35
5.2	3Dfloat	35
5.2.1	Hydrodynamikk	35
5.2.2	Aerodynamikk	36
5.2.3	Kontrollsystem	36
5.2.4	Konstruksjon	36
5.3	Oppbygning av vindturbinen	37
5.4	Miljøforhold	37
5.5	Havbunnen	39
5.6	Simuleringer	39
5.7	Utmattingsberegninger	41
5.8	Usikkerhetsberegninger	43
5.9	Implementerte modeller	44
5.9.1	Modell 1	44
5.9.2	Modell 2	45
5.9.3	Modell 3	46
5.9.4	Modell 4	48
6	Resultater og diskusjon	51
6.1	Egenfrekvensanalyse	52
6.2	Analyse av flere simuleringer med forskjellige jordmodeller	54
6.2.1	Monopælen på havbunnen	54
6.2.2	Bunnen av tårnet	58
6.2.3	Toppen av tårnet	62
6.2.4	Roten av rotorbladet	64
6.3	Retningsforskjeller mellom vind og bølger	66
6.3.1	Monopælen på havbunnen	67
6.3.2	Bunnen av tårnet	71
6.3.3	Toppen av tårnet	74
6.3.4	Roten til rotorbladet	75
6.4	Følsomhetsanalyse av Modell 3	77
6.4.1	Monopælen på havbunnen	77
6.4.2	Bunnen av tårnet	79
6.4.3	Toppen av tårnet	81
6.4.4	Bladroten	82
7	Konklusjon	83
7.1	Hovedfunn i studien	83
7.2	Svakheter med denne studien	84
7.3	Forslag for fremtidig arbeid	85
8	Kilder	86

A	Appendiks	1
A.1	Geoteknisk teori	1
A.1.1	Spenning-tøynings kurve	1
A.1.2	Elastoplastisk modul	2
A.1.3	Flyteregel	2
A.1.4	Fastning av materialer	2
A.2	Støttestrukturer	5
A.2.1	Monopæler	5
A.2.2	Gravitasjonsfundament	5
A.2.3	<i>Jacket-konstruksjon</i>	5
A.2.4	<i>Tripod</i>	5
A.2.5	<i>Tripile</i>	6
A.3	Morison likningen	7
A.4	Retningsforskjeller mellom vind og bølger	8
8.1.1	Monopælen	8
8.1.2	Bunnen av tårnet	9
A.5	Spenningsberegninger i tverrsnittet	10
A.6	Rainflow algoritme og utmattingsberegninger	15
A.7	3DFloat input-fil	21

Figurliste

Figur 1-1: Energikostnaden beregnet med vektet gjennomsnitt for ulike fornybare energikilder. Kostandene er beregnet i 2016 USD/ MWh. Figur fra IRENA (2017)	2
Figur 1-2 Bunnfaste <i>offshore</i> vindsystemer. Figur fra Koh & Ng (2015).....	4
Figur 2-1: Forklaring av karakteristikken til en bølge. Figur fra Rasool (2015)	13
Figur 2-2: Eksempel på et JONSWAP og et Person-Moskowitz spektrum. Figur fra Long & Moe (2012).....	13
Figur 2-3: Spektrum med bølger på havet. Fra (Munk 1950).....	14
Figur 2-4: Observert oppførsel for havbunnen. Figur fra Aasen et al. (2016)	17
Figur 3-1: Gangen i utmattingsberegninger med rainflow-metoden. Figur fra Berglind & Wisniewski (2014).....	20
Figur 3-2: Rainflow-metoden. Figur fra Chen et al. (2016)	20
Figur 3-3: S-N kuve med to helninger. Figur fra Terjesen (2016).....	21
Figur 3-4: Eksempel på et 3D <i>scatter</i> diagram for vind og bølgedata. Figur fra Fisher et al. (2010)	23
Figur 4-1: Fra venstre: p-y metoden, fast effektiv lengde, stivhetsmatrise på havbunnen, ukoblet fjærmodell. Bilde er hentet fra Zaaier (2006)	25
Figur 4-2: p-y kurver for pæle. Figur fra Reese & Wang (2006)	29
Figur 4-3: Parallellkoblet IWAN-modell. Figur fra IWAN (1967)	30
Figur 4-4: Syklisk belastning gir en slik hysteresekurve. Figur fra Iwan (1967).....	31
Figur 4-5: Hysteresekurven ved dynamiske sykliske belastninger	32
Figur 5-1: Koordinatsystem for elementene i 3DFloat. Figur fra Nygaard & Vaal (2015)	36
Figur 5-2: Dimensjonene til NREL sin 5MW vindturbin stående på monopæle. Figur fra Aasen et al. (2016)	37
Figur 5-3: Sannsynligheten for hvert lasttilfelle.....	38
Figur 5-4: Karakteristikken til fundamentet brukt i oppgaven. Figur fra Aasen et al. (2016).....	39
Figur 5-5: Steder for utmattingsberegninger på vindturbinen.....	41
Figur 5-6: Posisjon for utmattingsberegninger i tverrsnittet for bladroten (til venstre) og for monopælen og tårnet (til høyre)	42
Figur 5-7: Posisjon for utmattingsberegninger i tilfellene: hvor det er en retningsforskjell mellom vind og bølger (fra venstre) og for følsomhetsanalysen av Modell 3 (til høyre)	43
Figur 5-8: Illustrasjon av Modell 1. Figur fra Aasen et al. (2016)	44
Figur 5-9: Illustrasjon av Modell 2, figur tatt fra Aasen et al. (2016)	46
Figur 5-10: Illustrasjon av Modell 3. Figur fra Aasen et al. (2016).....	47
Figur 5-11: En kombinasjon av fjær-glideelementer kan modellere systemet med en hysteresepåførsel. Figur fra Aasen et al. (2016)	48
Figur 5-12: Illustrasjon av Modell 4. Figur fra Aasen et al. (2016).....	49
Figur 6-1: 1st langsgående for tårnet (til venstre) og 1st sideveis for tårnet (til høyre)	53

Figur 6-2: 2 1st rotorbladets svake akse (<i>flapwise</i>) svingning om den globale z-aksen (til venstre) og 1st rotorbladets svake akse (<i>flapwise</i>) svingning om den globale y-aksen (til høyre).....	53
Figur 6-3: Total akkumulert delskade per år for monopælen, rangert etter jordmodell.....	54
Figur 6-4: Utviklingen av total akkumulerte delskaden per år for monopælen.....	55
Figur 6-5: Utviklingen i usikkerheten i 95 % konfidensintervallet.....	55
Figur 6-6: Normalisert akkumulert delskade etter lasttilfelle for monopælen.....	56
Figur 6-7: Maksimum moment ved havbunnen rangert etter lasttilfelle.....	58
Figur 6-8: Total akkumulert delskade per år for bunnen av tårnet, rangert etter jordmodell.....	58
Figur 6-9: Utviklingen av total akkumulert delskade for bunnen av tårnet.....	59
Figur 6-10: Utviklingen av usikkerheten i 95 % konfidensintervallet.....	60
Figur 6-11: Normalisert akkumulert delskade etter lasttilfelle for bunnen av tårnet.....	61
Figur 6-12: Maksimum moment ved bunnen av tårnet, rangert etter lasttilfelle.....	61
Figur 6-13: Total akkumulert delskade per år for toppen av tårnet, rangert etter jordmodell.....	62
Figur 6-14: Normalisert akkumulert delskade etter lasttilfelle for toppen av tårnet.....	63
Figur 6-15: Maksimum moment ved toppen av tårnet, rangert etter lasttilfelle.....	64
Figur 6-16: Total akkumulert delskade per år for bladroten, rangert etter jordmodell.....	64
Figur 6-17: Normalisert akkumulert delskade etter lasttilfelle for bladroten.....	65
Figur 6-18: Maks moment ved bladroten, rangert etter lasttilfelle.....	66
Figur 6-19: Total akkumulert delskade per år for monopælen, rangert etter belastningssituasjon.....	67
Figur 6-20: Usikkerheten i 95 % konfidensintervallet, rangert etter belastningssituasjon.....	69
Figur 6-21: Delskaden for de 18 første punktene i tverrsnitt for lasttilfelle 8.....	69
Figur 6-22: Delskaden for de 18 første punktene i tverrsnitt for lasttilfelle 15.....	69
Figur 6-23: Total akkumulert delskade for hele tverrsnittet, rangert etter lasttilfelle.....	70
Figur 6-24: Amplituden til momentet ved monopælen.....	70
Figur 6-25: Total akkumulert delskade per år, rangert etter belastningssituasjon.....	71
Figur 6-26: Usikkerheten i 95 % konfidensintervallet, rangert etter belastningssituasjon.....	72
Figur 6-27: Delskaden for de 18 første punktene i tverrsnittet for lasttilfelle 8.....	73
Figur 6-28: Delskade for de 18 første punktene i tverrsnittet for tilfelle 15.....	73
Figur 6-29: Total akkumulert delskade for tverrsnittet for bunnen av tårnet.....	73
Figur 6-30: Total akkumulert delskade per år for toppen av tårnet, rangert etter belastningssituasjon.....	74
Figur 6-31: Total akkumulert delskade per år for bladroten, rangert etter belastningssituasjon.....	75
Figur 6-32: Total akkumulert delskade per år for monopælen, rangert etter belastningssituasjon.....	77
Figur 6-33: Delskaden for de første 36 punktene i tverrsnittet for lasttilfelle 8.....	78
Figur 6-34: Delskaden for de første 36 punktene i tverrsnittet for lasttilfelle 13.....	79

Figur 6-35: Total akkumulert delskade per år for bunnen av tårnet, rangert etter belastningssituasjon.....	79
Figur 6-36: Delskaden for de første 36 punktene i tverrsnittet for lasttilfelle 8	80
Figur 6-37: Delskaden for de første 36 punktene i tverrsnittet for lasttilfelle 13.....	81
Figur 6-38: Total akkumulert delskade per år for toppen av tårnet, rangert etter belastningssituasjon.....	81
Figur 6-39: Total akkumulert delskade per år for bladroten, rangert etter belastningssituasjon.....	82
Figur 8-1: Maks moment ved havbunnen, rangert etter lasttilfelle	8
Figur 8-2: Gjennomsnittlig moment ved havbunnen, rangert etter lasttilfelle	8
Figur 8-3: Maks moment ved bunnen av tårnet, rangert etter lasttilfelle	9
Figur 8-4: Gjennomsnittlig moment ved bunnen av tårnet. rangert etter lasttilfelle	9

Tabelliste

Tabell 5-1: Programvarer benyttet under arbeidet i studien.....	35
Tabell 5-2: Karakteristikkene til NREL sin 5 MW vinturbin stående på monopæle.....	37
Tabell 5-3: Lasttilfeller som er blitt simulert.....	38
Tabell 5-4: Parameterne for S-N kurve F3 i luft fra DNV-OS-J101	41
Tabell 5-5: Modell 2 med ulike dempingskoeffisienter	46
Tabell 5-6: Fjærene som Modell 3 består av	47
Tabell 6-1: Frekvensen for belastningene 1P og 3P	52
Tabell 6-2: Egenfrekvensen for de 11 første modene til vindturbinen	52
Tabell 6-3: 95 % konfidensintervall for delskaden per år etter alle simuleringene.....	56
Tabell 6-4: 95 % konfidensintervall for total akkumulert delskade etter alle simuleringene..	60
Tabell 6-5: 95 % konfidensintervall for gjennomsnittet av alle simuleringene	63
Tabell 6-6: 95 % konfidensintervall for total akkumulert delskade etter alle simuleringene..	65
Tabell 6-7: 95 % konfidensintervall for total akkumulert delskade etter alle simuleringene..	68
Tabell 6-8: 95 % konfidensintervall for total akkumulert delskade etter alle simuleringene..	72
Tabell 6-9: 95 % konfidensintervall for total akkumulert delskade etter alle simuleringene..	74
Tabell 6-10: 95 % konfidensintervall for total akkumulert delskade etter alle simuleringene	75
Tabell 6-11: 95 % konfidensintervall for total akkumulert delskade etter alle simuleringene og avvik fra situasjonen når både vind og bølger kommer fra 0 grader	78
Tabell 6-12: 95 % konfidensintervall for total akkumulert delskade etter alle simuleringene og avvik fra situasjonen når både vind og bølger kommer fra 0 grader	80
Tabell 6-13: 95 % konfidensintervall for total akkumulert delskade etter alle simuleringene og avvik fra situasjonen når både vind og bølger kommer fra 0 grader	82
Tabell 6-14: 95 % konfidensintervall for total akkumulert delskade etter alle simuleringene og avvik fra situasjonen når både vind og bølger kommer fra 0 grader	82

1 Innledning

1.1 Prosjektbeskrivelse og mål

Denne studien fokuserer på en vindturbin stående på en monopæle og hvordan ulike jordmodeller påvirker utmattingen på vindturbinen. Arbeidet som er gjort i denne studien bygger videre på arbeidet utført av Steffen Aasen (2016). Etter at masteroppgaven til Steffen Aasen ble fullført, har muligheten for å implementere p-y kurver i 3DFloat kommet. I tillegg til jordmodellene som ble brukt i hans studie, vil p-y modellen bli brukt for å kunne sammenligne med industristandarden.

Resultatene i studien til Steffen Aasen kom fra én simulering, noe som skaper usikkerhet rundt resultatet og liten validitet. Hver ny simulering produserer forskjellige bølger, noe som skaper avvik i resultatene mellom hver simulering. Hvor store disse avvikene er kan variere. Denne studien simulerer derfor med de samme jordmodellene som ble brukt av Steffen Aasen, for å se hvordan resultatene varierer og om konklusjonen fortsatt er den samme.

Et av forslagene til Steffen for videre arbeid var å se på effekten av retningsforskjeller mellom vind og bølger. Grunnen til at dette er viktig å se nøyer på er fordi det er mindre aerodynamisk demping sideveis enn det er i lengderetning. For å gjøre denne analysen vil den beste jordmodellen fra studien til Steffen Aasen bli benyttet.

Jordmodellen som er produsert på NGI for REDWIN-prosjektet, se kapittel 5.9.3, er en ikke-lineær modell. Dette kan skape feil resultater når belastningene ikke kommer fra 0 grader på jordmodellen, på grunn av ikke-lineære effekter. Hadde modellen vært lineær ville den alltid gitt det samme resultatet fordi kreftene da kunne blitt dekomponert, for deretter å legges sammen til slutt. En følsomhetsanalyse vil derfor bli gjort for å finne størrelsen på feilmarginene når kreftene ikke kommer i 0 grader på vindturbinen.

1.1.1 Problemstilling

Problemstillingen i denne studien er tredelt:

1. Undersøke hvor mange simuleringer som skal til for å få resultater med en akseptabel statistisk usikkerhet ved bruk av ulike realiseringer av irregulære bølger. Undersøke resultatene fra simuleringene med ulike jordmodeller og sjekke om resultatene stemmer overens med resultatene til Steffen Aasen.
2. Finne ut hvordan delskaden forandrer seg når det er en retningsforskjell mellom vind og bølger
3. Finne ut om Modell 3 gir feil respons fra havbunnen når belastningene ikke kommer fra 0 grader på jordmodellen, se kapittel 5.9.3 for beskrivelse av denne modellen

1.1.2 Hovedmål

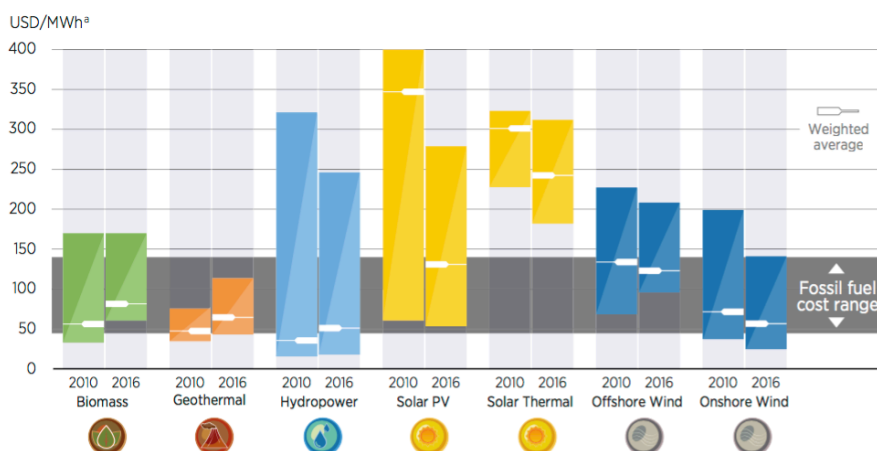
Hovedmålet med studien er å redusere kostnader for *offshore* vindturbiner stående på monopæler gjennom å finne en bedre jordmodell som beskriver interaksjonen mellom monopæle og havbunnen på en bedre måte enn det industristandarden gjør i dag.

1.1.3 Delmål

1. Gjøre en litteraturstudie på arbeidet som er gjort på pæle-havbunn interaksjonen
2. Forstå hvordan 3DFloat fungerer, og hvordan dette simuleringsverktøyet kan benyttes til å løse problemstillingen.
3. Lære seg å anvende animasjonsverktøyet Paraview for å se på tilfeller som er blitt simulert
4. Få tak i python-script som kan benyttes til utmattingsberegningene og forstå hvordan disse kan benyttes. Gjør forandringer hvis dette synes hensiktsmessig.
5. Gjøre en analyse med forskjellige jordmodeller, hvor det blir sett på usikkerheten og sammenlignet med resultatene fra studien til Steffen Aasen
6. Analysere utmattingen på vindturbiner når det er en retningsforskjell mellom vind og bølger på opp til 90 grader.
7. Gjøre en følsomhetsanalyse av jordmodellen som er laget av NGI

1.2 Bakgrunn

I november 2016 forpliktet alle land seg til Paris-avtalen. Dette er en avtale hvor alle parter har skrevet under på at temperaturen ikke skal øke mer enn 2 °C og helst ikke mer enn 1,5 °C. Et annet mål i avtalen sier at verden skal nå en utslippstopp så snart som mulig, og at utslippet deretter skal minkes jevnlige til verden blir klimanøytral en gang mellom 2050 og 2100. At verden blir klimanøytral betyr at det ikke slippes ut mer klimagasser enn det som blir fanget opp eller fjernet (FN-sambandet 2016). Skal verden klare å nå disse målene er det nødvendig å gå over til mer miljøvennlige energikilder.



Figur 1-1: Energikostnaden beregnet med vektet gjennomsnitt for ulike fornybare energikilder. Kostandene er beregnet i 2016 USD/ MWh. Figur fra IRENA (2017)

Offshore vindkraft er blant disse energikildene, og er en industri som har vært i voldsom vekst de siste årene. En av de største utfordringene til *offshore* vindindustri i dag er de høye kostnadene, se Figur 1-1, og det jobbes derfor mye med å kutte kostnader. En av tingene det jobbes med er å øke turbinstørrelsen og i 2016 ble den første 8 MW vindturbinen installert. Gjennomsnittet på turbinstørrelsen var i 2016 på 4,8 MW, noe som er en 15 % økning fra 2015. Monopæler er den mest brukte støttestrukturen og utgjør 81 % av alle installerte fundamenter. I 2016 ble det installert 88 % monopæler og 12 % Jacket-konstruksjoner. De fleste konstruksjoner har blitt installert på grunt vann nær land. Gjennomsnittsdybden ligger på 29,2 meter, mens den gjennomsnittlige avstanden fra land ligger på 43,5 km (WindEurope Januar 2017).

Det er ingen enighet i litteraturen om effektene på oppførselen til monopælen på grunn av pæle-havbunn interaksjonen. I dag brukes p-y modellen som industristandard for modellering av havbunn-pæle interaksjonen ved design av *offshore* vindturbiner stående på monopæler (DNV GL AS 2014a). P-y kurvene er hovedsakelig basert på eksperimentell data fra fleksible pæler med små diametere som har vært gjenstand til få sykler, mens dagens monopæler er korte og stive konstruksjoner. Analysen av monopæler er derfor utenfor dagens analyse/design metoder og klarer ikke å ta hensyn til spesifikke forhold i grunnen (Arshad & O'Kelly 2015).

Modellen med p-y kurver tar ikke med demping, og i dag finnes det ingen anbefalt metode for å beregne demping fra havbunnen. Dempingen fra havbunnen på en *offshore* vindturbin er lite forsket på, og her er det store forskjeller mellom teoretiske og observerte verdier (Carswell et al. 2015).

Dagens designmåte for *offshore* vindturbiner stående på monopæler under- eller overestimerer egenfrekvensen til vindturbinen. Målinger gjort på monopæler i sand av DONG Energy viste at egenfrekvensen ble underestimert med 5-7 % (Kallehave et al. 2012). Grunnen til feil egenfrekvens kan være at stivheten og dempingen i havbunnen blir feil predikert. Ved å estimere feil egenfrekvens, vil også levetiden kunne bli kortere enn antatt. Dette øker kostnadene for vindparken betraktelig.

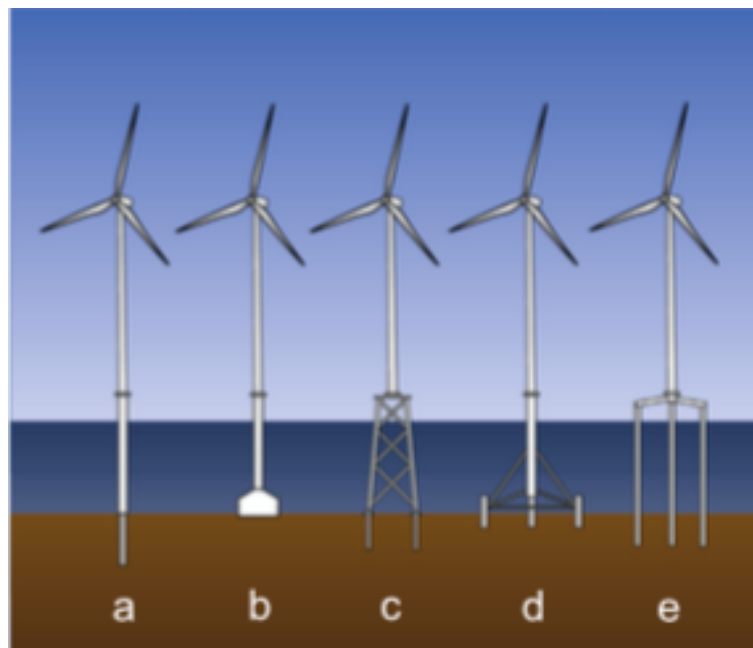
Jordmodeller som passer bedre med virkeligheten og har riktig demping, vil føre til at *offshore* vindturbiner kan designes for mindre belastninger, da mer energi blir tatt opp av havbunnen enn det vindturbinene designes for i dag. Dette vil føre til mindre bruk av materiale, da monopæler kan designes mindre stive. Dette kan senke kostnaden for *offshore* vindturbiner betydelig, da støttestrukturen til en *offshore* vindturbin typisk står for 25 – 34 % av de totale kostnadene (Bhattacharya 2014).

Siden dagens jordmodell på pæle-havbunn interaksjonen er for dårlig, er det flere studier som har sett på hvordan jordmodellen kan forbedres. Dette kommer jeg til å snakke mer om i kapittel 1.5. Som et ledd i denne prosessen ble det skrevet en masteroppgave av Steffen Aasen (2016) på Norges Miljø- og Biovitenskapelige Universitet (NMBU), som studerte forskjellige modeller for havbunnen i 3DFloat. 3DFloat er en kode utviklet av Instituttet for Energiteknikk (IFE) og NMBU som analyserer oppførselen til hele systemet under forskjellige forhold, se kapittel 5.2. 3DFloat har vært mest brukt for flytende vindturbiner, men har nå også blitt tatt i bruk for bunnfaste systemer. Denne masteroppgaven vil være en fortsettelse på masteroppgaven til Steffen Aasen.

Denne masteroppgaven er en del av et prosjekt som heter REDWIN. Dette er et forskningsprosjekt som handler om å redusere kostnader for *offshore* vind gjennom å lage en bedre modell som beskriver dempingen i havbunnen. Samarbeidspartnere i dette prosjektet er Norges Geotekniske Institutt (NGI), IFE, Norges Teknisk-Naturvitenskapelige Universitet (NTNU), Dr.techn. Olav Olsen AS, Statoil og Vattenfall (Nygaard et al. 2016).

1.3 Støttestrukturer for bunnfaste vindturbiner

Målet til støttestrukturen er å støtte tårnet, samt å overføre kreftene fra vann og vind ned i havbunnen. De vanligste støttestrukturene for bunnfaste offshoresystemer er som sett i Figur 1-2; (a) monopæler, (b) gravitasjonsfundament, (c) *jacket*, (d) *tripod* og (e) *tripile*. Av disse er monopælen mest brukt med en andel på 81 % av dagens støttestrukturer (WindEurope Januar 2017).



Figur 1-2 Bunnfaste *offshore* vindsystemer. Figur fra Koh & Ng (2015)

Denne studien ser på en 5 MW vindturbin stående på en monopæle. Her vil derfor kun monopælen beskrives. For mer informasjon om de andre støttestrukturene, se kapittel A.2. Monopæler brukes opp til en dybde på 30 meter og er 30-40 meter lange stålrør med en diameter på 3,5 – 6 meter (Bhattacharya 2014). Disse presses 15-30 meter gjennom havbunnen ved hjelp av en drill eller hammer eller begge deler. Grunnen til at monopælen blir mest brukt er fordi den har en enkel innstallering, logistikk og er billigst (Arshad & O'Kelly 2015). Av økonomiske årsaker brukes ikke monopælen dypere enn 30 meter i dag (Kupferschmidt et al. 2013).

1.4 Framtidsutsikter innen *offshore*-vind

Ute på havet møter vindturbinene større utfordringer enn på land. Her må turbinen ikke bare motstå vinden, men også store krefter fra havet. Dette gjør at kostnadene knyttet til drift og administrasjon er 2-3 ganger så høye ute på havet som på land (Carswell et al. 2015). For å senke kostnadene økes turbinstørrelsen, og dermed blir det enda viktigere med gode modeller for oppførselen til vindturbinen for å unngå overdimensjonering av konstruksjonen. Egenfrekvensen blir da et mye viktigere tema, siden belastningene er nær egenfrekvensen til vindturbinen. Med for dårlige modeller vil vindturbinen dimensjoneres feil med tanke på egenfrekvensen og levetiden vil reduseres betraktelig på grunn av resonans.

Selv om det er noen ulemper, finnes det også flere fordeler *offshore*. Vinden er sterkere og mer stabil, noe som fører til en høyere utnyttingsgrad. Det visuelle og lyden fra vindturbinene er et mindre problem, noe som gjør det lettere å bygge ut. Ute på havet er det lettere å finne store tilgjengelige arealer og turbulensnivåene er lavere (Dalgic et al. 2015).

Lave renter, stålpriser og oljepriser har bidratt til lavere kostnader, men det er ikke disse som har vært hovedårsaken til kostnadsreduksjonen som har skjedd i *offshore* vind ifølge en analyse av Roland Berger (2016). Det er erfaring med drift, teknisk innovasjon, større turbiner og større konkurranse mellom leverandørene som har spilt størst rolle, og dette vil også føre til at kostnadene vil fortsette å synke i årene fremover.

Det kommer til å bli forsket mer på å øke turbinstørrelsen for å senke energikostnaden. Typiske vindturbiner som blir installert i dag har en kapasitet på 6 MW og en rotordiameter på 150 meter. En rapport av *International Renewable Energy agency* (IRENA 2016) indikerer at 10 MW vindturbiner vil komme på markedet på 2020-tallet og at 15 MW vindturbiner vil komme på markedet rundt 2030.

Monopæler og *jacket*-konstruksjonen vil mest sannsynlig fortsette å dominere de neste 10 årene. Det kommer til å forskes mer på større monopæler som kan brukes på opptil 45 meters dyp. Både *tripod* og *tripiles* vil mest sannsynlig forsvinne fra markedet, da *jacket*-konstruksjonen blir sett på som det beste alternativet etter monopælen for bunnfaste systemer (Seidel 2014).

Bunnfaste *offshore* vindturbiner kommer til å fortsette og dominere i nær framtid. Dette er fordi det er lettere å få støtte til konstruksjoner som er bevist at fungerer, slik som bunnfaste systemer (Seidel 2014).

1.5 Tidligere studier

1.5.1 Jordmodeller

Masteroppgaven skrevet av Steffen Aasen (2016) studerte hvordan forskjellige jordmodeller endret utmattingen på en *offshore* vindturbin på en monopæle. I studien ble det sammenlignet tre forskjellige jordmodeller, der en av jordmodellene ble simulert med forskjellige dempingskoeffisienter for å kunne se effekten av mer demping fra havbunnen. Studien viste at stivheten og dempingen i havbunnen har mye å si for utmattingen på en *offshore* vindturbin, spesielt når vindturbinen er parkert (rotorbladene står stille). Ved havbunnen varierte den akkumulerte utmattingen opp til 16 % for de forskjellige jordmodellene.

Jung et al. (2015) sammenlignet tre forskjellige jordmodeller for fundamentet og fokuserte på effekten de hadde på *offshore* vindturbiner. I denne studien ble responsen fra havbunnen modellert med en stivhetsmatrise på havbunnen, med p-y-kurve-metoden og med elementmetoden. P-y-metoden og elementmetoden førte til ganske like bøyemomenter ved havbunnen, men helningsvinkelen økte med 14 % ved bruk av elementmetoden. Denne studien anbefaler derfor å bruke elementmetoden på grunn av at en stor helningsvinkel kan føre til problemer.

Beuckelaers (2015) introduserte en kinetisk fastningsmodell og beskrev hvordan den kan bli brukt i dagens designmetoder for *offshore* vindturbiner på monopæler i sand for bedre å predikere dempingen fra pæle-havbunn interaksjonen. Studien sammenlignet en kinetiske fastningsmodell mot p-y kurve metoden. P-y kurver tar ikke med demping fra havbunnen, noe en kinetisk fastningsmodell gjør. Studien viste at å bruke en kinetisk fastningsmodell er passende for utmattingskalkulasjoner av *offshore* vindturbiner.

Pradhan (2012) sammenlignet resultater fra p-y kurver basert på API-standarder, med resultater fra FEM-modellering. Det viste seg at metodene ga større forskjeller når diameteren økte. Han argumenterte dette med at monopælen har en stiv oppførsel pga. den store diameteren, mens API-standarder er bygget på tester av tynne fleksible pæler.

En studie av Carswell (2015) så på en metode for å konvertere tap av hysterese-energi til viskøs energi. Studien satte på en rotasjonsfjær i havbunnen som representerte dempingen i havbunnen. Denne studien fant at dempingen i havbunnen senker maksimum og standardavviket for momentet ved havbunnen med 7 – 9 %.

Zaaijer (2006) studerte lineære pæle-havbunn-modeller for en 3 MW vindturbin stående på en monopæle, med mål å forenkle den dynamiske modellen for fundamentet. Studien fant at en stivhetsmatrise på havbunnen ville være det beste alternativet for monopæler. Dette kunne føre til en unøyaktighet på 4 % for den første egenfrekvensen til vindturbinen. Den sammenlignet også data fra modellene med data fra eksperimenter for å se på nøyaktigheten til modellene. For fem vindturbiner var resultatene som forventet, men to vindturbiner viste uventede høye feilmarginer.

Cassidy (1999) studerte *jacket*-konstruksjoner som var utsatt for tilfeldige bølger og lagde en modell kalt *Modell C*. Dette er en plastisitetmodell hvor responsen fra havbunnen blir gitt som en funksjon av forskyvningen til konstruksjonen. Modellen tar med både elastisk og plastisk respons fra havbunnen ved å la flytegrensen bevege seg etter en kinetisk fastningsregel. Denne modellen ble evaluert av Houlsby og Cassidy (2002), og resultatene fra modellen viste god nøyaktighet med resultatene fra eksperimentene.

1.5.2 Egenfrekvensanalyse

En studie av Damsgaard et al. (2014) studerte egenfrekvensen til *offshore* vindturbiner på monopæler ved å analysere frie vibrasjonstester. Studien fant at den beregnede egenfrekvensen ved de anbefalte beregningsmetodene førte til en underestimert egenfrekvens. Det ble funnet at gjennomtrengeligheten til havbunnen hadde stor effekt på stivheten til fundamentet til en *offshore* vindturbin, noe som kan forklare denne forskjellen i målte og beregnede verdier for egenfrekvensen. Stivheten til havbunnen blir underestimert, noe som fører til feile verdier for egenfrekvensen.

1.5.3 Egenskapene til havbunnen sin betydning for utmatting

Damsgaard (2015) så på hva endringer i egenskapene til havbunnen hadde å si for utmattingen til vindturbiner som er parkert. Studien viste at endringer i stivheten til havbunnen, dempingen i havbunnen og transport av sedimenter langs havbunnen er kritisk for turbinens utmatting. Ved endringer i disse faktorene kan utmattingen endre seg med mer enn 30 % for vindturbiner som er parkert. Det ble funnet at en reduksjon på 50 % i elastisitetsmodulen til havbunnen økte utmattingskaden ved havbunnen med 12 %, og en reduksjon på 50 % i dempingsegenskapene i havbunnen økte utmattingskaden med 25 %.

En studie av Schafhirt et al. (2016) så på hvor mye endringer i stivheten til havbunnen hadde å si for utmattingslevetiden for en bunnfast *offshore* vindturbin i sand. Denne studien brukte API sine p-y kurver for å modellere responsen fra havbunnen. Resultatene viste at en 50 % reduksjon i stivheten til havbunnen førte til en 7 % økning i ekvivalent delskade. Denne studien mente at bedre modeller for pæle-havbunn interaksjonen er viktig for å optimere designet av *offshore* bunnfaste vindturbiner.

1.5.4 Oppsummering

Studiene som har blitt presentert har studert beregnet egenfrekvens mot virkelig målt egenfrekvens, egenskapene til havbunnen sin betydning for utmattingen og gjort sammenligning av forskjellige jordmodeller. Oppsummert har disse studiene funnet at dagens modeller for havbunnen er for dårlige og feilestimerer både egenfrekvensen til vindturbinen og utmattingen. Samtidig er det vist at en fastningsmodell kan gi en bedre predikasjon av pæle-havbunn interaksjonen enn industristandarden gjør i dag.

1.6 Oppbygging av oppgaven

For å kunne navigere lettere i teksten blir det her beskrevet hvordan denne oppgaven er bygget opp og hva som vil bli gjennomgått hvor.

1.6.1 Teori

Kapittel to tar for seg bakgrunnsteori for *offshore* vindturbiner for bedre å forstå oppgavens innhold og tema. Her blir det gjennomgått hvilke belastninger en offshore vindturbin er utsatt for, frekvensområdet den kan operere i, de forskjellige typene av demping den opplever og hvordan havbunnen oppfører seg under dynamisk belastning.

Kapittel tre presenterer teorien bak utmattingsanalysen som er blitt gjort. Her blir det sett på utmattingsberegninger, hvordan et komprimert diagram for sjøtilstandene kan lages og usikkerheten rundt simuleringer.

Kapittel fire beskriver forskjellige måter å beskrive havbunnen på for en *offshore* vindturbin. Dette kapitlet består av en beskrivelse av ulike lineære og ikke-lineære jordmodeller. Selv om ikke alle disse jordmodellene har blitt benyttet i oppgaven, er de tatt med for lettere å forstå modellene som er blitt implementert.

1.6.2 Metode

Kapittel fem vil gå inn på hvilken metode som er blitt brukt i studien. Her vil følgende temaer bli tatt opp:

- En presentasjon av programvarene som er brukt under arbeidet, med spesiell vekt på simuleringsverktøyet 3DFloat
- Karakteristikkene til vindturbinen og fundamentet som er brukt i oppgaven
- Beskrivelse av miljøforholdene som vindturbinen i studien opererer under
- En presentasjon av hvordan simuleringene, utmattingsberegningene og analysen av usikkerheten har blitt utført
- Beskrivelse av de implementerte jordmodellene i studien

1.6.3 Resultat og diskusjon

Kapittel seks presenterer diskusjonen sammen med resultatene fra studien. Dette er gjort for å gjøre det lettere å navigere i teksten og forstå analysen av resultatene. Fire resultatdeler blir presentert:

- Egenfrekvensen til vindturbinen
- Analyse av simuleringer med jordmodellene som er blitt implementert i studien, se kapittel 5.9 for informasjon om disse. Her blir det undersøkt nærmere hvordan middelveidien og usikkerheten av den totale delskaden per år utvikler seg med antall simuleringer.
- Analyse av delskaden på vindturbinen når det er en retningsforskjell mellom vind og bølger.
- Følsomhetsanalyse av jordmodellen som er laget av NGI for REDWIN-prosjektet

1.6.4 Konklusjon

Kapittel syv oppsummerer resultatet av arbeidet som er gjort i denne studien og består av tre deler:

- De viktigste resultatene fra studien
- Svakheter med studien
- Forslag til videre arbeid

2 Teoretisk grunnlag

2.1 Belastninger på vindturbinen

En *offshore* vindturbin opplever fra 10^7 – 10^8 sykler gjennom levetiden på 20 – 25 år (Bhattacharya 2014). Kreftene som fungerer på en *offshore* vindturbin er aksialkraften (egenvekten) fra komponentene, horisontale krefter (hydro- og aerodynamiske), bøyemomenter og torsjonsmomenter. De horisontale kreftene er som regel dynamiske, men små.

Belastningene på en *offshore* vindturbin kan deles i fire kategorier; statiske, periodiske, stokastiske og transiente. Statiske belastninger er belastning fra gjennomsnittlig vind og strøm, samt gravitasjon på ikke roterende komponenter. Periodisk belastning inkluderer gravitasjon på roterende komponenter og regulære bølger. Stokastisk belastning inkluderer irregulære bølger og turbulent vind. Transiente belastninger kommer fra ekstreme bølger og start og stopp av turbinen. (Kupferschmidt et al. 2013)

Offshore vindturbiner er store konstruksjoner med rotorblader på 90 – 120 meter og et tårn som er omtrent 100 meter høyt. Dette medfører store momenter ved havbunnen fra de horisontale kreftene. I en studie av Byrne og Houlsby (2003) ble det funnet at selv om vinden sto for kun 25 % av de horisontale kreftene, produserte vindkraftene 75 % av det totale momentet ved havbunnen. Dette kommer av den lange armen til vinden. De vertikale kreftene er relativt små i forhold til de laterale kreftene og bøyemomentet (Aasen et al. 2016). Vindkraftene er sjeldent større enn de hydrodynamiske kreftene, og forandringen i vindhastighet er liten i forhold til forandringen av bølgeperioden (Arshad & O'Kelly 2015).

Vinden skifter oftere retning enn det bølgene gjør. Dette gjør at vind og bølger som regel vil komme fra forskjellige retninger. Observasjoner fra Nordsjøen antyder at en retningsforskjell på opptil 30 grader er vanlig, mens en retningsforskjell på større enn 60 grader hender mindre enn 5 % av tiden (Bachynski et al. 2014). Retningsforskjellen mellom vind og bølger har større betydning for lave vindhastigheter fordi bølgeperioden da er nærmere egenfrekvensen til den første moden. Belastningene fra bølger og vind har vist seg å føre til opp mot 1,5 ganger så stor belastning som når vind og bølger kommer fra samme retning, men hvis retningsforskjellen er liten kan det være konservativt å simulere med vind og bølger i samme retning (Andersen et al. 2009).

2.1.1 Vind

Vind er luftmasse som beveger seg på grunn av trykkforskjeller. Kald luft har større tetthet enn varmluft. Dette gjør at den kalde luften vil legge seg langs bakken, noe som skaper et høytrykk. Solen varmer opp bakken, noe som varmer opp luften nær bakken. Dette gjør at den varme luften vil stige oppover, som igjen skaper et lavtrykk. Luft beveger seg fra steder med høyt trykk til steder med lavt trykk.

Bladene på vindturbinene kan vinkles opp 90 grader, slik kan vindturbinen stopper opp hvis vindhastigheten blir for høy og dermed unngå at rotorbladene blir skadet. Dette gjør at det ikke er nødvendig å modellere med ekstrem vind, men kun tilfeller med moderat vind. I denne studien blir rotorbladene vinklet manuelt i input-filen, se kapittel A.7.

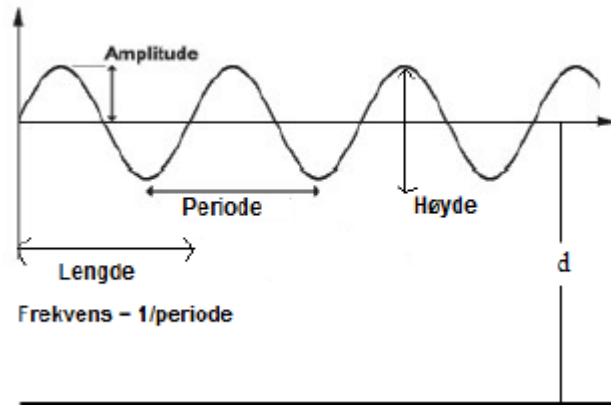
Vinden forandres både med tiden og med høyden. For å finne gjennomsnittlig vindhastigheten i en bestemt høyde uten å måle alle vindhastighetene ved alle høyder, kan likning 2.1 benyttes:

$$U_z = U_{ref} \left(\frac{z}{z_{ref}} \right)^\alpha \quad (0.1)$$

Her er U_{ref} gjennomsnittshastighet ved referansehøyden, z_{ref} . Dette kan for eksempel være gjennomsnittlig vindhastighet 10 meter over havoverflaten. U_z er gjennomsnittlig vindhastighet for den høyden, z , hvor det ønskes å finne gjennomsnittlig vindhastighet, mens α er en *wind shear* eksponent. Formelen viser at den gjennomsnittlige vindhastigheten øker med høyden. Dette er et godt argument for å bygge enda større vindturbiner i fremtiden.

2.1.2 Bølger

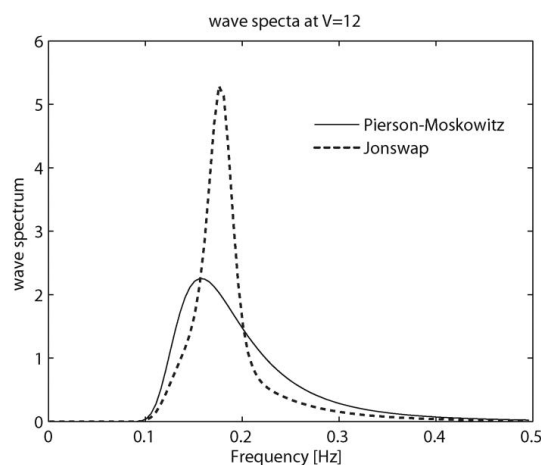
De hydrodynamiske kreftene kommer hovedsakelig fra bølger og strøm, med et lite bidrag fra tidevann (Vorpahl et al. 2013). Figur 2-1 viser en regulær sinusbølge. Bølgelengden er definert som avstanden mellom to topper, høyden er avstanden fra bølgetopp til bølgebunn. Avstanden fra vannlinjen til bølgetoppen kalles for amplitude og perioden er tiden det tar for to etterfølgende bølgetopper å passere samme punkt. IEC 61400-3; "Wind turbines – part 3: Design requirements for offshore wind turbines" setter returperioden for bølger til 50 år. Dette betyr at det vil i gjennomsnitt gå 50 år mellom hver gang den oppgitte bølgen overskrides. I denne studien blir det ikke sett på ekstrembølger, men kun regulære forhold, da ekstremtilfeller har lite å si for utmatting.



Figur 2-1: Forklaring av karakteristikkene til en bølge. Figur fra Rasool (2015)

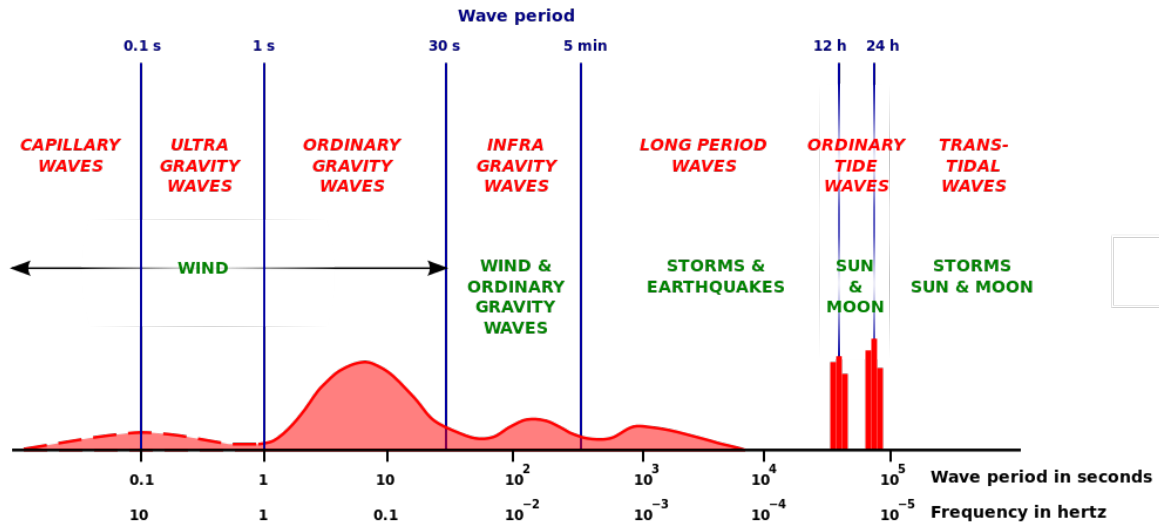
Vanlige regulære bølger på dypt vann kan beskrives med lineær bølgeteori, også kalt airy bølgeteori. I denne teorien er hastigheten og akselerasjonen til vannpartiklene høyest ved vannoverflaten og så synker hastigheten med dybden. Lineær bølgeteori sier at bølgene har form som en sinuskurve og havbunnen er flat slik at vanddybden er lik hele tiden (Arshad & O'Kelly 2015). På grunnere vann må ofte en høyere ordens teori brukes, som for eksempel strømningsfunksjoner.

En måte å lage irregulære bølger på er å bruke superposisjonsprinsippet. Det vil si å legge sammen mange regulære bølger med varierende amplitude, frekvens og perioder. Irregulære bølger blir ofte beskrevet med Person-Moskowitz-spekter eller JONSWAP-spekteret (Kupferschmidt et al. 2013). Disse er bølgespektrere som beskriver vanlige sjøtilstander og viser hvordan den totale energien i sjøen er distribuert med frekvensene til de ulike bølgekomponentene (Michel 1968). I denne studien har det blitt brukt et JONSWAP-spektrum.



Figur 2-2: Eksempel på et JONSWAP og et Person-Moskowitz spektrum. Figur fra Long & Moe (2012)

Det finnes forskjellige typer bølger, ofte på samme tid, og de er forskjellige på grunn av deres opprinnelse og periode (Munk 1950). Vanlige bølger blir laget av vinden og disse er de viktigste å ta hensyn til. Grunnen til dette er at frekvensen til disse bølgene ligger nærme egenfrekvensen til vindturbinen.



Figur 2-3: Spektrum med bølger på havet. Fra (Munk 1950)

2.2 Frekvens

Egenfrekvensen til et system er frekvensen som systemet svinger med når det blir overlatt til seg selv. Hvis det er null motstand vil den svinge med denne frekvensen i det uendelige. Egenfrekvensen påvirkes av mengde masse og stivheten til systemet. En lavere masse eller et stivere system, fører til en høyere egenfrekvens, mens en høyere masse og et mykere system fører til en lavere egenfrekvens. Grunnen til dette er at en stiv konstruksjon vil ha kortere svingninger og derfor en høyere frekvens enn et mykere system. Tendensen mot å bygge større vindturbiner i dag fører derfor til en lavere egenfrekvens.

Når en vindturbin designes er det viktig å legge egenfrekvensen utenfor frekvensområdene til belastningene slik at resonans unngås. Resonans fører til høyere spenninger og nedsatt utmattingslevetid.

Rotorfrekvensen kalles for 1P (per omdreining) og ligger i denne studien fra 0,12 Hz til 0,20 Hz. 1P kommer av at massen til vindturbinen og aerodynamisk ubalanse skaper vibrasjon om toppen av tårnet, noe som skaper en horisontal kraft på tårnet. Siden rotorbladene har ulik hastighet ettersom vindhastigheten varierer, er 1P et frekvensområde og ikke noe bestemt frekvens. Dersom konstruksjonen designes til å ha en egenfrekvens under 1P, kalles det for et mykt-mykt design. Ulempen med dette er at konstruksjonen blir for fleksibel og øker risikoen for utmatting (Bisoi & Haldar 2015). Frekvensene fra de hydrodynamiske og aerodynamiske kreftene ligger også i dette området.

For en vindturbin skaper *wind shear* og skyggen til tårnet en dynamisk kraft som er lik antall rotorblader ganger frekvensen til rotorbladene. For en vindturbin med tre blader kalles denne for 3P. *Wind shear* kommer av at rotorbladene opplever varierende hastighet ved forskjellige høyder, mens skyggeeffekten kommer av at vinden blir endret på grunn av eksistensen til tårnet. Vinden på en *upwind* turbin blir skyvet ut til sidene, noe som reduserer torsjonsmomentet på hvert rotorblad. Denne effekten er størst for en *downwind* turbin hvor vinden blir blokkert av tårnet. (Dolan & Lehn 2006).

I denne studien brukes det en vindturbin med tre rotorblader og 3P ligger på 0,35 Hz til 0,61 Hz. Legges egenfrekvensen over 3P, kalles designet for stiv-stiv. Dette er det sikreste alternativet, men også det mest kostbare (Bisoi & Haldar 2015).

Det mest vanlige designet kalles myk-stiv og da legges egenfrekvensen til systemet mellom 1P og 3P. Vindturbinen i denne studien har dette designet. Ulempen med dette designet er at frekvensområdet hvor egenfrekvensen kan ligge er smalt. Dersom egenfrekvensen forandrer seg over tid kan det oppstå resonans begge veier (Bisoi & Haldar 2015).

2.3 Damping

Damping av et system vil si å omforme mekanisk energi til andre energiformer. Den kinetiske energien blir ved damping vanligvis omgjort til varme, lyd eller bølger. Damping blir vanligvis gitt som en prosent av kritisk damping og er avhengig av hastighet. En *offshore* bunnfast vindturbin opplever fire typer damping; aerodynamisk, hydrodynamisk, strukturell og damping fra havbunnen. I denne studien vil hovedfokuset ligge på dempingen i havbunnen, men det kan være lurt å ha et overblikk over alle typer damping som påvirker en *offshore* vindturbin. Selv om fokuset ligger på dempingen fra havbunnen, er det lurt forstå aerodynamisk demping for å få en bedre forståelse av resultatene fra simuleringene med en retningsforskjell mellom vind og bølger.

2.3.1 Aerodynamisk demping

Når toppen av tårnet beveger seg framover vil rotorbladene oppleve en liten økning i vindhastighet, noe som skaper en ekstra aerodynamisk kraft som motvirker bevegelsen til tårnet. Hvis tårnet isteden beveger seg bakover vil det bli en mindre aerodynamisk kraft på rotorbladene, noe som motvirker bevegelsen til toppen av tårnet. Dette er en type demping som er relatert til vindhastigheten, og kalles derfor for aerodynamisk demping (Salzmann & Tempel 2005).

Under drift er det denne typen demping som utgjør størsteparten av den totale dempingen, men når vindturbinen er parkert kan denne typen demping derimot ses bort fra. Dette er fordi at når vind og bølger kommer fra forskjellige retninger eller rotoren er parkert, er den aerodynamiske dempingen liten (Carswell et al. 2014). Det er derfor viktig å undersøke tilfeller der vindturbinen er parkert eller det er retningsforskjeller mellom vind og bølger.

Når vinden og bølgene kommer fra forskjellige retninger kan det hende at den aerodynamiske dempingen ikke klarer å dempe bevegelsen for toppen av tårnet nevneverdig på grunn av bølgene. Dette ble blant annet undersøkt av Trøen (2014). I disse tilfelle blir derfor dempingen fra havbunnen viktigere. Det er lite aerodynamisk demping sideveis, og en retningsforskjell mellom vind og bølger kan derfor føre til stor utmatting i denne retningen (Koukoura et al. 2016).

2.3.2 Hydrodynamisk demping

Denne typen demping kommer av de hydrodynamiske kreftene som motvirker vindturbinens bevegelse, og består av geometrisk- og dragdemping. Ved geometrisk demping blir noe av bevegelsesenergien til konstruksjonen sendt ut i form av bølger, mens dragdemping kommer fra strømningsvirvler og viskositeten til vannet. Viskøs demping kommer av at molekyler i en viskøs fluid gnis mot hverandre, noe som skaper en kraft på objektet som prøver å bevege seg i fluidet. For store konstruksjoner som monopæler er dragdempingen liten, og den geometriske dempingen dominerer (Bøhn August 2016).

2.3.3 Demping i konstruksjonen

Dette er demping som kommer fra kontakt mellom ulike elementer i et system eller mellom to kontaktflater som gnis mot hverandre. Det kan ses på som glidefriksjon mellom to lag i materialet, og er intern demping i konstruksjonen. Denne dempingen er proporsjonal med forskyvningen. *Offshore Code Comparison Collaboration* (OC3) prosjektet satte dempingen fra konstruksjonen til å være 1 % av kritisk demping (Jonkman & Musial 2010).

2.3.4 Demping fra havbunnen

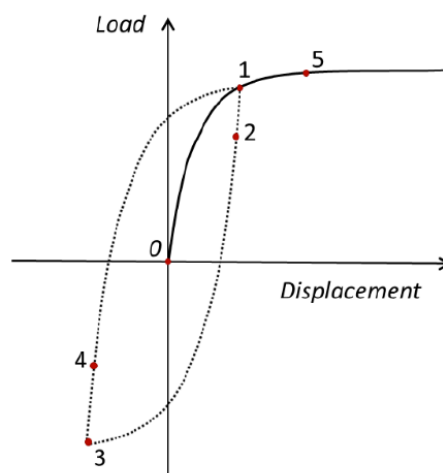
Dempingen i havbunnen skjer på to forskjellige måter; geometrisk- og hysteressedemping. Ved geometrisk demping blir energien fra vibrasjoner i fundamentet tatt opp av havet og omgjort til bølger som blir sendt ut fra konstruksjonen. Geometrisk demping kan bli sett bort fra når frekvensen er under 1 Hz (Carswell et al. 2015). Hovedfokuset i denne studien vil derfor ligge på hysteressedemping, siden frekvensen til bølger og vind oftest ligger under 1 Hz. Ved hysteressedemping blir energien fra konstruksjonen tatt opp av havbunnen på grunn av indre friksjon i materialet i havbunnen og plastisk deformasjon. Konstruksjonen deformerer materialet i havbunnen slik at planene glir fra hverandre. Denne typen demping er avhengig av spenningsnivået i grunnen og belastningshistorikken (Aasen et al. 2016).

2.4 Oppførselen til havbunnen under dynamisk belastning

De horisontale kreftene fra bølger og vind har en arm på 20 – 110 m, noe som skaper store bøyemomenter i fundamentet. Alle kreftene som virker på vindturbinen blir transportert ned til havbunnen (Cui & Bhattacharya 2016), og monopæler står imot disse store belastningene ved lateral motstand i jordsmonnet.

Egenskapene til havbunnen oppfører seg ikke-lineært, med styrken og stivheten avhengig av spenningshistorikken. Spenningsakkumulering i havbunnen under syklisk belastning er avhengig av materialegenskapene i havbunnen, spenningsnivået og antall sykler. Syklisk belastning kan føre til forskyvning av pælen og en fastning eller mykning av jordsmonnet rundt pælen. Dette fører til variasjoner i stivheten til fundamentet, noe som endrer egenfrekvensen til vindturbinen. At stivheten til fundamentet forandrer seg etter hver syklus betyr at flytegrensen til materialet beveger seg etter hver syklus. Dette kan beskrives med en kinetisk fastningsregel.

Når jordsmonnet blir belastet kan det deformere seg plastisk, noe som skaper en ikke-lineær forskyvningsrespons. Den ikke-lineære responsen er vist fra punkt 0-1 på Figur 2-4. Arealet innenfor punktene på figuren er størrelsen på energitapet grunnet hysteressedemping.



Figur 2-4: Observert oppførsel for havbunnen. Figur fra Aasen et al. (2016)

Havbunnen viser forskjellig stivhet når den blir belastet, når den blir avlastet og når den så blir belastet igjen. Når kreftene som fungerer på vindturbinen snur, blir vindturbinen avlastet. Havbunnen har en elastisk oppførsel når den blir avlastet, og fundamentet blir stivere etter avlastning. Ettersom forskjellen mellom belastning og avlastning blir større, blir jordsmonnet mer plastisk deformert og stivheten minker. Dette er vist på Figur 2-4 fra punkt 2 til 3. Når pælen igjen blir belastet vil den oppleve det samme, dette kan ses fra punkt 3 til 5 (Aasen et al. 2016). Denne oppførselen til jordsmonnet har blitt rapportert i små- og storskala tester med pæler, se for eksempel studien til Little og Briaud (1988).

Spenningen i fundamentet går ikke til 0 etter hver syklus, men bygger seg gradvis oppover. Det er kun den elastiske tøyningen som vil gå tilbake til 0, mens den plastiske tøyningen vil ikke gjøre dette. Dette gjør at stivheten til fundamentet øker med tiden under dynamisk belastning og denne økningen vil forandre egenfrekvensen til vindturbinen. For en monopæle med et mykt-stivt design vil egenfrekvensen til systemet bevege seg mot 2P/3P. Grunnen til at stivheten øker er forflytning- og fortetning av jord (Cui & Bhattacharya 2016). Store belastninger kan føre til varige deformasjoner for strukturen i havbunnen. Dette endrer egenskapene til havbunnen og egenfrekvensen til vindturbinen.

Stivheten til havbunnen kan typisk bli uttrykt som en funksjon av momentbelastningen på fundamentet. Kurven kan være basert på en analyse med elementmetoden og bør ta med effekter fra syklisk belastning, forspenning og vertikal belastning som er relevant for situasjonen. Selv om analyseprogrammer har muligheten til implementere ikke-lineære modeller, blir disse modellene vanligvis vanskelig å implementere og blir derfor ikke brukt i praksis (Skau et al. 2015).

3 Utmattingsanalyse og usikkerhet i simuleringer

3.1 Bakgrunn for utmattingsberegninger

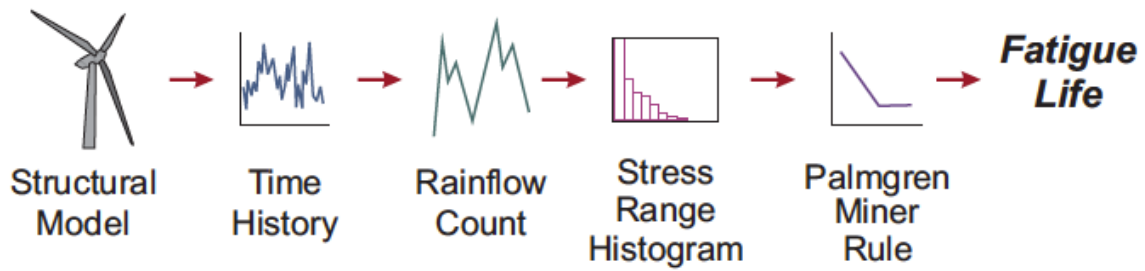
Denne studien gjør en *fatigue limit state (FLS)*-analyse av en *offshore* vindturbin stående på en monopæle. Dette er en analyse av hvor lang tid det tar før konstruksjonen går til brudd grunnet utmatting. Utmattingsbrudd er den vanligste skaden for maskindeler og er en av de dimensjonerende faktorene for en monopæle. Et utmattingsbrudd utvikles over tid når en konstruksjon blir utsatt for en periodisk varierende spenning. Utmattingsbrudd deles inn i tre faser; initiering, sprekkvekst og restbrudd.

Initieringsfasen er den første fasen, og det som skjer i denne fasen er at det dannes en sprekk. Grunnen til sprekkdannelse kan være en feil i overflaten, metallurgisk svakhet (svakhet i metallstrukturen) eller en spenningskonsentrasjon. Jo mer feilfri overflaten er, dess lenger tid vil det ta å danne en sprekk. Det vanligste er at en sprekk dannes på overflaten, men en sprekk kan også starte under overflaten. Dette kan skje hvis det er store trykkspenninger i overflaten, porer i materialet eller hvis skjærspenningen er størst under overflaten, for eksempel ved sammentrykking av to deler.

Den andre fasen er sprekkvekstfasen. I denne fasen vokser sprekken hver gang strekkspenningen i materialet er over en kritisk verdi. Sprekken vokser i konsentriske sirkler ut fra initieringspunktet. Sprekken vokser vanligvis 90 grader på den største hovedspenningen. Restbrudd er siste fase og her blir sprekken til slutt så stor at bruddspenningen overstiges fordi sprekken har redusert tverrsnittet og restbrudd oppstår. Spenningen som skaper et utmattingsbrudd ligger vanligvis under både strekkfastheten og flytegrensen til materialet. For å beregne utmattingslevetiden brukes det i denne oppgaven *Miner-Palmgren* som brukes på komponenter uten sprekk som blir utsatt for over 10^7 sykler.

3.2 Rainflow-metoden

En *offshore* vindturbin er utsatt for stor variasjon i lastspekteret, noe som medfører stor spenningsvariasjon. Det er komplisert å beregne med en tilfeldig spenningsvariasjon, og det er derfor lurt å transformere disse tilfeldige spenningene til en dominerende spenningsvidde. I denne oppgaven ble *rainflow-metoden* benyttet for å transformere spenningene til et spenningspektrum med en dimensjonerende spenningsvidde for konstruksjonen. Denne metoden er en telleteknikk som brukes for å telle spenningsvidder og de korresponderende antall sykler. Denne metoden kan ta med ikke-lineære effekter og blir sett på som den mest nøyaktige metoden (Berglind & Wisniewski 2014). Etter å ha brukt *rainflow-metoden* kan spenningene benyttes i *Miner-Palmgrens* delskadehypotese for å finne levetiden til konstruksjonen.

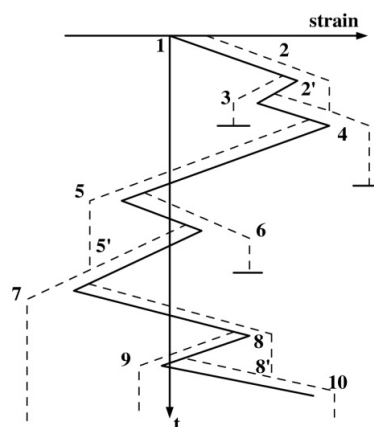


Figur 3-1: Gangen i utmattingsberegninger med rainflow-metoden. Figur fra Berglind & Wisniewski (2014)

Gangen i utmattingsberegninger med *rainflow-metoden* kan ses i Figur 3-1. Først brukes *rainflow-metoden* for å omgjøre spenningene fra et diagram med varierende spenningsamplituder, til et histogram med et visst antall blokker. Her har hver blokk en spenningsvidde og et visst antall sykler. Fra dette histogrammet kan den totale delskaden beregnes ved hjelp av *Miner Palmgren*.

Rainflow-metoden teller opp hel- og halvsyklus spenninger fra en graf med varierende spenningsamplituder over en tidsperiode. Før *rainflow-metoden* kan benyttes må grafen, hvor spenningen er langs y-aksen og tiden langs x-aksen, roteres 90 grader, se Figur 3-2. I Figur 3-2 representerer hver stiplede linje en syklus med en spenningsamplitude. I metoden lates det som om vann renner ned fra toppen av grafen, den stiplede linjen på Figur 3-2, og vannet slutter å renne når en av følgende betingelser oppfylles (Terjesen 2016):

- Når den rennende dråpen møter en dråpe som har falt fra et overliggende tak (se 2', 5', 8' i Figur 3-2.)
- Dråpen renner i positiv retning før det faller fra taket og dråpen detter ned på et tak som starter på en mindre spenning enn den verdien dråpen hadde i utgangspunktet (se 6 i Figur 3-2.)
- Dråpen renner i negativ retning før fritt fall og den faller ned på et tak som starter med en større verdi enn dråpen gjorde på sitt opprinnelige tak (se 3 i Figur 3-2.)



Figur 3-2: Rainflow-metoden. Figur fra Chen et al. (2016)

3.3 Kapasitetskontroll etter Miner-Palmgrens delskadehypotese

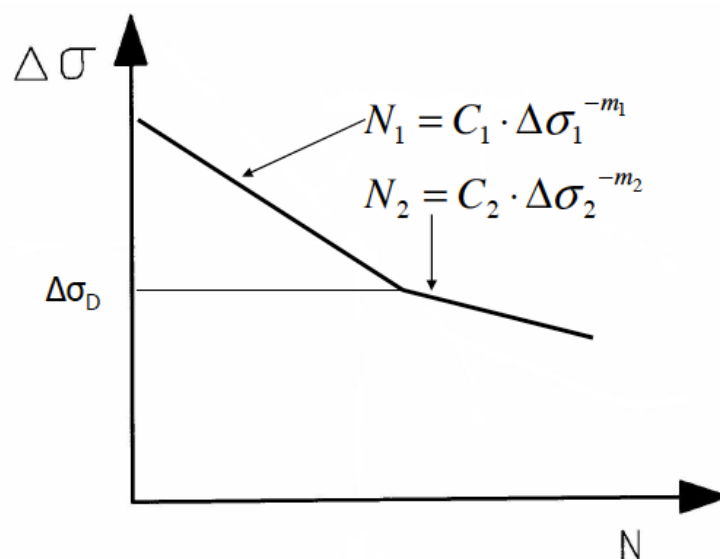
Ved denne metoden antas det at utmattingskaden akkumuleres lineært, det vil si at en liten spenning fører til en liten delskade, mens en stor spenning fører til en stor delskade. Problemet med denne metoden er at den ikke tar med rekkefølgen til når spenningene oppstår. Rekkefølgen kan ha noe å si for levetiden. Små amplitudespenninger klarer kanskje ikke øke sprekken hvis de kommer først, men hvis de kommer etter en større amplitudespenning skal det mindre til for å få sprekkvekst. I *Miner-Palmgren* beregnes delskaden som gitt av likning 3.1.

$$D = \sum_i^k \frac{n_i}{N'_i} \leq \eta \quad (3.1)$$

Hvor betydningen til parameterne er:

D	=	Delskade
k	=	Antall forskjellige lasttyper
i	=	Et spesifikt lasttilfelle
N_i	=	Antall sykluser av denne typen som vil føre til brudd
n_i	=	Antall sykluser av en bestemt lasttype
η	=	tillatt utnyttelsesgrad (en eller mindre)

Offshore vindturbiner designes etter metoden *sikker levetid*. Her dimensjoneres konstruksjonen gjerne med designkurver som har en bruddsannsynlighet på rundt 2,5 % når kurven utnyttes helt.



Figur 3-3: S-N kuve med to helninger. Figur fra Terjesen (2016)

Figur 3-3 viser en S-N kurve med to helninger. Knekkpunktet kalles for σ_D , og spenningsamplituder under kurvene kan ses bort ifra. Er spenningen under kurvene har konstruksjonen har uendelig levetid. C i likningen på Figur 3-3 er en konstant som beregnes ved å benytte likning 3.2:

$$C = 10^{\log \bar{a}} \quad (3.2)$$

Hvis konstruksjonen har en tykkelse over referansetykkelsen, må dette korrigeres for. For sveisete forbindelser er referansetykkelsen 25 mm, noe både monopælen og tårnet til vindturbinen er. Da kan likning 3.3 benyttes for å finne en ny C-verdi.

$$C = 10^{\log \bar{a}'} \text{ hvor } \log \bar{a}' = \log \bar{a} - m \times k \times \log \left(\frac{t}{t_{ref}} \right) \quad (3.3)$$

For å kunne beregne antall sykler til brudd må spenningene som oppstår i konstruksjonen finnes først. I et tredimensjonalt system kan likning 3.4 og 3.5 benyttes til å beregne henholdsvis aksialspenningen og skjærspenningen.

$$\sigma = \frac{M_y}{I_y} \times r \times \cos(\gamma) - \frac{M_x}{I_x} \times r \times \sin(\gamma) - \frac{F_z}{A} \quad (3.4)$$

$$\tau = \frac{2F_y}{A} \times \cos(\gamma) - \frac{2F_x}{A} \times \sin(\gamma) - \frac{M_z}{I_p} \quad (3.5)$$

Her er A tverrsnittarealet til cylinderen, I_x er treghetsmomentet om x-aksen, I_y er treghetsmomentet om y-aksen og I_p er det polare treghetsmomentet. M_x , M_y og M_z er momentene om de forskjellige aksene og F_x , F_y og F_z er kreftene langs de respektive aksene.

3.4 Komprimert diagram

Når det blir gjort utmattingsanalyser er det vanlig å komprimere alle sjøtilstandene ned til noen få tilfeller, da en fullstendig analyse av alle sjøtilstandene tar veldig lang tid. Startstedet er som regel mye data som samles i diagrammer, slik som i Figur 3-4.

Table 47: Part of a 3-D scatter diagram for $V_w = 10$ m/s

Vw = 9-11 m/s		Tp [s]														
		< 0,5	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	>11,5		
Hs [m]	9,5														0,00000	
	9														0,00000	
	8,5														0,00000	
	8														0,00000	
	7,5														0,00000	
	7														0,00000	
	6,5														0,00000	
	6														0,00000	
	5,5														0,00000	
	5														0,00000	
	4,5										0,00002				0,00002	
	4									0,00002	0,00002	0,00002	0,00002	0,00002	0,00002	0,00008
	3,5									0,00006	0,00016	0,00005	0,00002			0,00028
	3								0,00006	0,00040	0,00037	0,00009				0,00093
	2,5							0,00003	0,00204	0,00191	0,00061	0,00003				0,00462
2						0,00002	0,00302	0,01006	0,00353	0,00047	0,00002				0,01711	
1,5					0,00089	0,02336	0,01448	0,00114	0,00009	0,00002	0,00002				0,03999	
1				0,00076	0,02344	0,02666	0,00366	0,00033	0,00005	0,00002		0,00002			0,05492	
0,5			0,00002	0,00866	0,01416	0,00244	0,00039	0,00012	0,00002	0,00003					0,02584	
<0,25				0,00026	0,00026	0,00008									0,00061	
		0,00000	0,00000	0,00000	0,00002	0,00969	0,03876	0,05559	0,03069	0,00751	0,00177	0,00028	0,00005	0,00003	0,14440	

Figur 3-4: Eksempel på et 3D scatter diagram for vind og bølgedata. Figur fra Fisher et al. (2010)

Standarden DNV-RP-F204 (2010) foreslår å begynne komprimeringen ved å putte flere sjøtilstander inn i mindre blokker. En blokk kan for eksempel være sjøtilstanden ved en bestemt vindhastighet. Den mest representative sjøtilstanden for hver blokk brukes deretter for å representere hele blokken. Kravet til denne sjøtilstanden er at den gir mer delskade enn hele blokken totalt. Dette gjør analysen mye enklere og skaper stor tidsbesparelse. Sannsynligheten for den valgte sjøtilstanden er lik summen av sannsynlighetene for alle de originale sjøtilstandene i blokkene.

Det er vanskelig å se hvilken tilstand som er konservativ, og den valgte sjøtilstanden kan derfor bli mye større enn nødvendig, noe som gjør at utmattingskaden blir overestimert. En annen metode for å finne den mest representative sjøtilstanden ble foreslått av Sheehan (2006). Denne metoden bruker den høyeste bølgehøyden og gjennomsnittet av alle bølgeperiodene som den mest representative. Dette fører til at det overestimeres noe.

3.5 Usikkerhet i simuleringer

Usikkerheten i simuleringer kommer av at simuleringer med flere realiseringer av samme sjøtilstand fører til en spredning i resultatene fra hver simulering. Dette er fordi simuleringstiden er relativ kort og hver realisering inneholder derfor forskjellige bølger. For utmattingen beregnes det mest sannsynlige resultatet som gjennomsnittet av alle simuleringene.

3.6 Standardavvik

Standardavviket forteller noe om spredningen i datasettet. Innen studier opereres det ofte med et utvalg, og ønsket er å generalisere standardavviket for hele populasjonen basert på dette utvalget. Kravet for å kunne beregne med standardavvik er at resultatene er normalfordelt. Dette standardavviket kan beregnes ved hjelp av likning 3.6 (Lærd statistics)

$$S = \sqrt{\frac{\sum(X_i - \bar{X})^2}{n' - 1}} \quad (3.6)$$

Hvor betydningen til parameterne er:

S	=	Standardavviket for utvalget
X_i	=	Verdi for et utvalg
\bar{X}	=	Gjennomsnittet for utvalget
n'	=	Antall i utvalget

4 Ulike typer jordmodeller

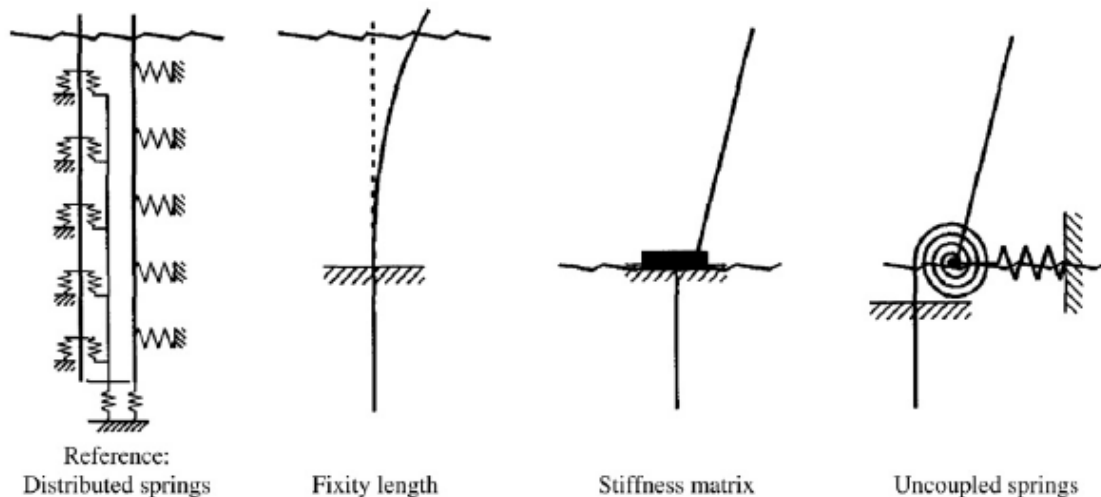
4.1 Lineære modeller

Lineære modeller sier at kraften fra fundamentet er proporsjonal med forskyvningen til monopælen. For små belastninger vil det være tilstrekkelig å beregne med en lineær respons fra havbunnen fordi når forskyvningen er liten vil spenningene vokse lineært (Zaaijer 2002). Er belastningene derimot store må det beregnes med en ikke-lineær respons. Disse modellene er todimensjonale og ser bort fra damping i havbunnen og erosjon grunnet rennende vann. For en *offshore* vindturbin betyr dette at bevegelsene fra side til side ikke blir tatt med (Aasen 2016).

Lineære modeller representerer havbunnen ved hjelp av en stivhetsmatrise. Responen fra havbunnen, F , kan finnes med likning 4.1 i følge Zaaijer (2006):

$$F' = \begin{bmatrix} F_x \\ M \\ F_z \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} K_{xx} & K_{x\theta} & 0 \\ K_{\theta x} & K_{\theta\theta} & 0 \\ 0 & 0 & K_z \end{bmatrix} \begin{bmatrix} X \\ \theta \\ Z \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

Her står X for forskyvning i horisontal retning, Z for forskyvning i vertikal retning og θ for faseforskyvningen, mens F_x , M og F_z er deres respektive krefter og momenter. K 'ene er de korresponderende stivhetskoeffisientene.



Figur 4-1: Fra venstre: p-y metoden, fast effektiv lengde, stivhetsmatrise på havbunnen, ukoblet fjærmodell. Bilde er hentet fra Zaaijer (2006)

4.1.1 Fast effektiv lengde

I denne modellen har monopælen det virkelige designet over havbunnen, men under havbunnen får den et fiktivt design. Den effektive lengden (L) representerer dybden under havbunnen slik at monopælen får samme stivhet som det sanne pæle-jordsmonn systemet (Bush & Manuel 2009). På denne dybden sitter monopælen helt fast og responsen fra havbunnen blir representert ved at monopælen kan rotere fritt om en node på havbunnen. Den effektive lengden kan bestemmes som en funksjon av diameteren, havbunntype og lengden på pælen (Kühn et al. 1998). I følge Zaaijer (2006) vil det å bruke en lengde under havbunnen på 4 ganger diameteren på monopælen gi best resultater, men denne modellen er veldig sensitiv til valget av den effektive lengden. Zaaijer anbefaler derfor å gjøre en sensitivitetsanalyse ved bruk av denne modellen. Andre studier anbefaler en verdi på mellom 3,3 og 3,7 ganger diameteren (Kühn et al. 1998) og en lengde mellom 3,5 og 8 ganger diameteren (Barltrop & Adams 1991). Stivhetsmatrisen K på havbunnen kan ifølge Zaaijer (2006) settes opp som vist i matriselikning 4.2:

$$K = \frac{2EI}{l^3} \begin{bmatrix} 6 & -3l & 0 \\ -3l & 2l^2 & 0 \\ 0 & 0 & \frac{Al^2}{2I} \end{bmatrix} \quad (4.2)$$

Her er l lengden på pælen, E er E-modulen til pælen, A er tverrsnittsarealet til pælen og I er treghetsmomentet til pælen.

4.1.2 Stivhetsmatrise med ukoblede fjærer

Denne metoden representerer stivheten til pæle-havbunn-systemet som et sett med separate fjærer. Her beregnes fjærene hver for seg og hver fjær hører til en frihetsgrad. For å finne stivheten til fjærene kan enten kraftmetoden eller forskyvningsmetoden benyttes. I disse matrisene er det kun stivhetskoeffisienter på diagonalen fordi frihetsgradene er uavhengige av hverandre. I følge Zaaijer (2006) kan matrisene skrives som likning 4.3 for kraftmetoden og som likning 4.4 for forskyvningsmetoden:

$$F = \begin{bmatrix} K_{xx} - \frac{K_{x\theta}^2}{K_{\theta\theta}} & 0 & 0 \\ 0 & K_{\theta\theta} - \frac{K_{x\theta}^2}{K_{xx}} & 0 \\ 0 & 0 & K_z \end{bmatrix} \quad (4.3)$$

$$F = \begin{bmatrix} K_{xx} & 0 & 0 \\ 0 & K_{\theta\theta} & 0 \\ 0 & 0 & K_z \end{bmatrix} \quad (4.4)$$

Forskyvningsmetoden introduserer ekstra begrensninger, noe som fører til økt stivhet, økt energi i fundamentet og økt egenfrekvens. Ved bruk av kraftmetoden reduseres energiinnholdet til monopælen, noe som fører til en mer nøyaktig egenfrekvens.

4.1.3 Koblede fjærer

I metoden med koblede fjærer er fjærene avhengige av hverandre, noe som gjør at frihetsgradene påvirker hverandre. Her blir interaksjonen mellom de forskjellige responsene tatt med. Denne metoden gir en mer nøyaktig respons fra havbunnen enn effektiv lengde og stivhetsmatrise med ukoblede fjærer ifølge Zaaier (2006). Denne modellen bruker både laterale og rotasjonsfjærer på havbunnen. En metode er foreslått av Zaaier (2006) til å bruke matrise-likningen 4.5:

$$\begin{bmatrix} F_1 \\ M_1 \\ F_2 \\ F_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} x_1 & \theta_1 & 0 & 0 \\ 0 & x_1 & \theta_1 & 0 \\ x_2 & \theta_2 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & z \end{bmatrix} \begin{bmatrix} k_{xx} \\ k_{x\theta} \\ k_{\theta\theta} \\ k_z \end{bmatrix} \quad (4.5)$$

En annen metode er å bruke Randolph sin elastiske kontinuerlige modell. Her blir pælen sett på som uendelig lang, og den vertikale frihetsgraden er fastlåst. Det blir kun sett på rotasjon (θ) og lateral forskyvning (u), og kan beskrives med stivhetsmatrisen i likning 4.6 (Zaaier 2002):

$$K = \begin{bmatrix} F \\ M \end{bmatrix} \begin{bmatrix} K_{xx} & K_{x\theta} \\ K_{\theta x} & K_{\theta\theta} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u \\ \theta \end{bmatrix} \quad (4.6)$$

Hvor koeffisientene i følge Randolph (1981) kan beregnes med likning 4.7 – 4.10:

$$K_{xx} = 4.52 * m^* * r_0^2 \left[\frac{E_p}{m^* * r_0} \right]^{(\frac{1}{3})} \quad (4.7)$$

$$K_{x\theta} = K_{\theta x} = -2.40 * m^* * r_0^3 \left[\frac{E_p}{m^* * r_0} \right]^{(\frac{5}{9})} \quad (4.8)$$

$$K_{\theta\theta} = 2.16 * m^* * r_0^4 \left[\frac{E_p}{m^* * r_0} \right]^{(\frac{7}{9})} \quad (4.9)$$

Her er:

$$E_p = \frac{EI}{\frac{1}{64}\pi D'^4} \text{ og } m^* = m * \left(1 + \frac{3}{4}\nu \right) \quad (4.10)$$

E er elastisitetsmodulen, I er annet arealmoment av tverrsnittet, r_0 er den ytre radiusen, D er diameteren til pælen, ν er Poisson's ratio og m er forandrings hastigheten til jordsmonnets *shear modulus*. Modellen gjelder for pæler som er lengre enn den kritiske lengden som blir beregnet ved likning 4.11:

$$L_c = 2r_0 * \left(\frac{E_p}{m^* * r_0} \right)^{\frac{2}{9}} \quad (4.11)$$

4.2 Ikke-lineære modeller

Sand og leire oppfører seg vanligvis som et plastisk materiale under statisk lateral belastning (Jonkman & Musial 2010), noe som gjør at det er viktig å bruke en ikke-lineær sammenheng mellom friksjonen til fundamentet og forskyvningen til pælen. Høye belastninger kan føre til deformasjon i havbunnen, noe som endrer stivheten til havbunnen rundt monopælen. Dette vil endre egenfrekvensen til vindturbinen og er derfor viktig å ta hensyn til.

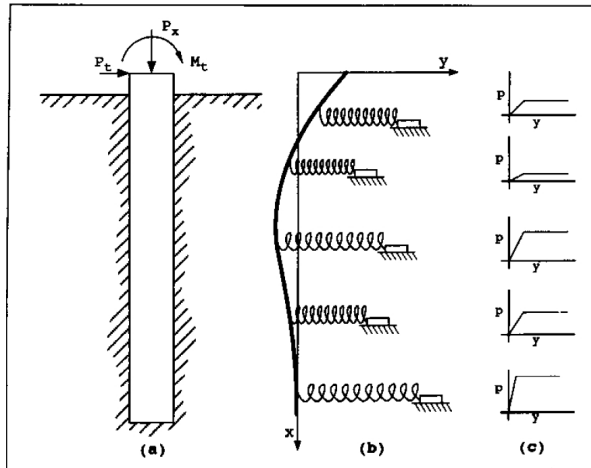
4.2.1 P-y metoden

En måte å representere den ikke-lineære effekten fra havbunnen er å bruke p-y kurver. P-y kurver viser forholdet mellom belastningen (p) og forskyvningen (y) i et punkt på konstruksjonen (Pradhan 2012). Dette er industristandarden i dag for å illustrere responsen fra havbunnen ved simuleringer. Denne metoden modellerer kun stivheten i havbunnen og tar ikke med demping fra havbunnen. Metoden modellerer pælen som en bjelke med det virkelige designet både over og under havbunnen, samtidig som det brukes virkelig penetreringsdybde. Havbunnen er representert ved hjelp av en serie ikke-lineære, elastiske fjærer på koordinater langs pælen. Stivheten til grunnen øker vanligvis med dybden (grunnet trykk), og stivheten til fjærene øker derfor nedover langs monopælen (Aasen et al. 2016). P-y modellen bruker Winklers antagelse som sier at hver fjær opererer separat og uavhengig av deformasjon på andre steder (Zaaijer 2002). Forskyvningen til pælen kan bli funnet ved å bruke Randolph sin metode eller numerisk ved en programvare.

Deformasjonen til hver fjær kan beregnes med likning 4.12 (Reese & Wang 2006):

$$\frac{d^2}{dx^2} \left(EI \frac{d^2 y}{dx^2} \right) + P_x \left(\frac{d^2 y}{dx^2} \right) - p - W = 0 \quad (4.12)$$

Her står P_x for aksialkraften på pælen, y er horisontal forskyvning, p står for resistansen i havbunnen per lengde, W er den distribuerte kraften langs pælen og E_p er elastisitetsmodulen til pælen og I_p treghetsmomentet. Styrken til havbunnen varierer med dybden, noe som betyr at E-modulen varierer.



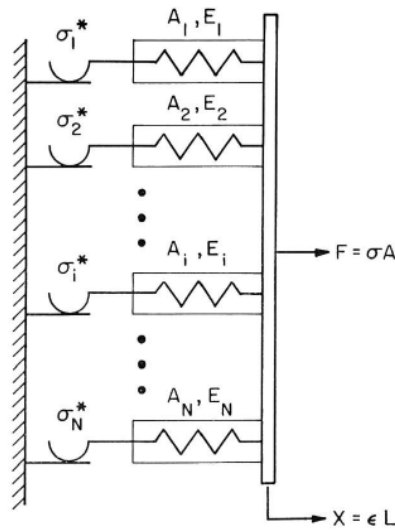
Figur 4-2: p-y kurver for pæle. Figur fra Reese & Wang (2006)

I følge DNV (DNV GL AS 2014a) er p-y kurvene ment for å evaluere kapasiteten til fleksible slanke pæler i ULS-tilfeller. Disse kurvene er ikke valide for pæler med en diameter som er større enn 1,0 meter og derfor ikke valide å bruke på monopæler. P-y kurver som skal brukes for design av monopæler må først bli validert gjennom Elementmetoden.

4.2.2 IWAN-modellen

De finnes to typer IWAN-modeller, en parallellkoblet og en seriekoblet. Her blir kun den parallellkoblede modellen beskrevet, da det er denne typen som blir benyttet i en av jordmodellene i oppgaven. For mer informasjon om den seriekoblede modellen, se artikkelen til Iwan (1967). Formlene 4.13 – 4.19 som blir presentert er hentet fra artikkelen til Iwan (1967) og formlene fra 4.21-4.23 er hentet fra artikkelen til Ahmadian & Rajaei (2014).

Den parallellkoblede modellen består av et antall fjær-glideelementer i parallell, kalt Jenkin-elementer. Jenkin-elementer er perfekt elastoplastiske og består av en fjær i serie med en Coulombdemper som er karakterisert med en kritisk belastning. Coulombdemping betyr at energi blir frigitt gjennom glidefriksjon. I Figur 4-3 er modellen illustrert.



$$A_i = A / N$$

Figur 4-3: Parallellkoblet IWAN-modell. Figur fra IWAN (1967)

I Figur 4-3 er N antall elementer, E_i den elastisitetsmodulen (E-modulen) til elementet, σ_i er den kritiske spenningen og A_i er arealet til elementet. Spenningen disse elementene opplever kan beskrives med likning 4.13:

$$\sigma = \frac{F}{A} = \sum_{i=1}^n \frac{E_i}{N} \varepsilon + \sum_{i=n+1}^n \frac{\sigma_i}{N} \quad (4.13)$$

Her er F kraften på elementene og ε er tøyningen. Den første summasjonen inkluderer alle elementene som ikke har gått i flyt (som fremdeles er elastiske) etter belastning til en tøyning ε , og det andre summasjonstegnet inkluderer alle elementene som har gitt seg. Hvis antallet elementer går mot uendelig, kan spenningen for hvert element bli beskrevet med en distribusjon funksjon. Da kan likning 4.13 omskrives til likning 4.14:

$$\sigma = E\varepsilon \int_{E\varepsilon}^{\infty} \varphi(\sigma) d\sigma + \int_0^{E\varepsilon} \sigma \varphi(\sigma) d\sigma; \varepsilon > 0 \quad (4.14)$$

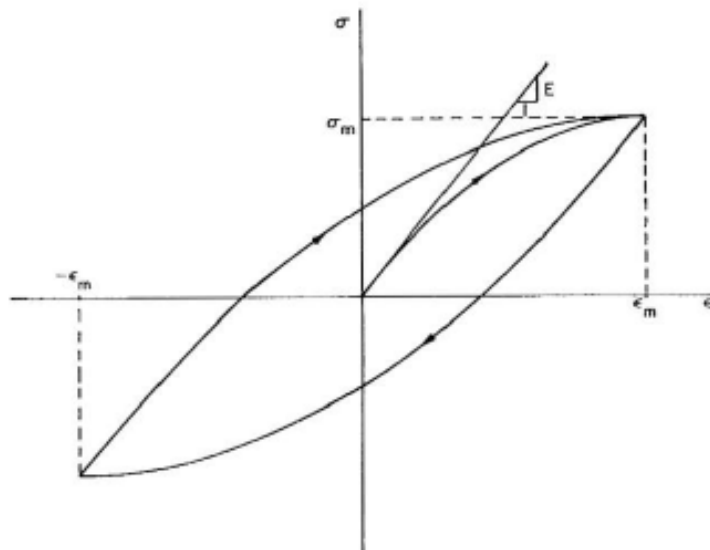
Når en ytre kraft blir påsatt modellen, blir kraften distribuert mellom Jenkin-elementene. Etersom den påsatte kraften øker, vil flere og flere glideelementer gi seg, og det vil være en kraft som gjør at alle elementene gir seg. For å finne den største flytespenningen kan vi la $\varepsilon \rightarrow \infty$, noe som vil føre til at det første leddet i likningen blir null. Dette tilfellet tilsvarer at en bestemt del av elementene har en flytegrense lik uendelig. Da vil likning 4.15 beskrive den kritiske spenningen:

$$\sigma_i = \int_0^{\infty} \sigma \varphi(\sigma) d\sigma \quad (4.15)$$

I parallell-serie metoden vil alltid spenningen være en funksjon av tøyningen. Da plastisitetsteorien sier at tøyningen burde deles inn i en plastisk del og en elastisk del, hvor den totale tøyningen er summen av disse, er det fint å bruke tøyningen som den variable.

Formen til hysteresekurven kommer fra tre grupper av elementer; elementene som ikke har gått i flyt og derfor fremdeles er elastiske, elementene som gikk i flyt ved et punkt, men som nå er tilbake til sin elastiske oppførsel og elementene som har gått i flyt. Formen til en hysteresekurve ved syklisk belastning er illustrert i Figur 4-4. Funksjonen for spenning-tøyningskurve for *steady state* kan beskrives med likning 4.16:

$$\sigma = - \int_0^{E(\epsilon_m - \epsilon)/2} \varphi(\sigma) d\sigma + \int_{\frac{E(\epsilon_m - \epsilon)}{2}}^{E\epsilon_m} (E\epsilon - E\epsilon_m + \sigma) \varphi(\sigma) d\sigma + E\epsilon \int_{E\epsilon_m}^{\infty} \varphi(\sigma) d\sigma \quad (4.16)$$



Figur 4-4: Syklisk belastning gir en slik hysteresekurve. Figur fra Iwan (1967)

Distribusjonsfunksjonen kan bestemmes ved hjelp av data fra eksperimenter og en spenning-tøyningskurve basert på disse dataene. Distribusjonsfunksjonen kan så finnes fra spenning-tøyningskurven med likning 4.17:

$$\varphi(E\epsilon) = - \frac{1}{E^2} \frac{d^2\sigma}{d\epsilon^2} \quad (4.17)$$

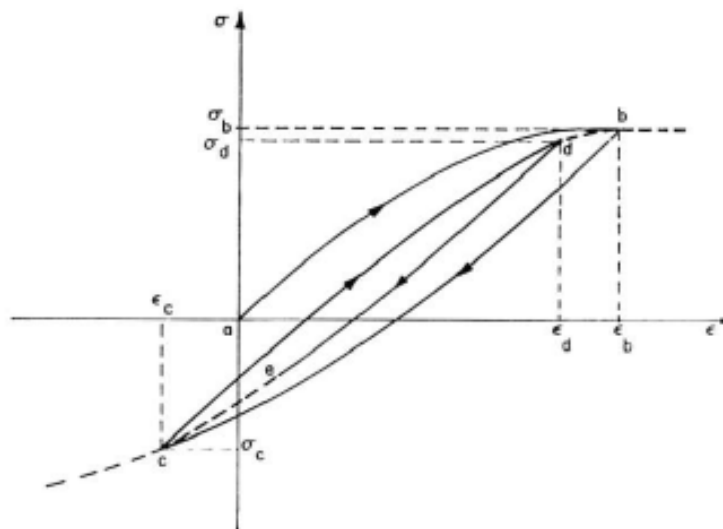
Noen ganger kan det være enklere å få tak i eksperimentell data om energitapet per volumenhet ved syklisk belastning, enn det er å få tak i den sykliske spenning-tøyning relasjonen. Da kan likning 4.18 brukes for å beregne distribusjonsfunksjonen:

$$\varphi(E\varepsilon_m) = \frac{1}{4\varepsilon_m E^2} \frac{d^2 W(\varepsilon_m)}{d\varepsilon_m^2} \quad (4.18)$$

Her er $W(\varepsilon_m)$ energitapet per syklus per volumenhet uttrykt som en funksjon av tøyningen. Spenningen kan da beregnes ved å benytte likning 4.19:

$$\sigma = E\varepsilon - \varepsilon \int_0^\varepsilon \frac{1}{4\varepsilon_m} \left[\frac{dW(\varepsilon_m)}{d\varepsilon_m} - \frac{dW(\varepsilon_m)}{d\varepsilon_m} \right] d\varepsilon_m \quad (4.19)$$

Dynamiske systemer vil være utsatt for belastninger med varierende størrelse. Figur 4-5 viser hvordan hysteresekurven til et dynamisk system vanligvis ser ut. Her blir systemet først belastet til spenningen ved punkt b, deretter avlastet til punkt c før systemet igjen blir belastet til spenningen ved punkt d. Slik fortsetter det i samme mønster ved syklisk belastning.



Figur 4-5: Hysteresekurven ved dynamiske sykliske belastninger

Denne modellen beskriver oppførselen til et materiale som går i flyt ved en bestemt flytegrense. Flytegrensen spesifiserer ved hvilken spenning materialet begynner å flyte. Deretter benyttes en fastningslov til å beskrive hvordan flytegrensen endres ved plastifisering av materialet og en flytelov som relaterer den plastiske tøyningen til spenningstilstanden. Etter at systemet har blitt belastet vil distribusjonen til flyteområdene forandre seg og det vil også fastningsoppførselen for neste belastning eller avlastning. Dette fører til bauschingereffekt av typen Masing. Denne effekten sier at flytegrensen reduseres når belastningen blir reversert.

Kraften og forskyvningene til elementene kan benyttes til beregninger istedenfor, men da må spenningen byttes ut med kraften. Grunnen til dette er at forholdene mellom disse kun er en skalar, se likning 4.20.

$$\frac{F}{x} = \frac{\sigma}{\varepsilon} \times \frac{A}{L} \quad (4.20)$$

Aksesystemet vil da bestå av forflytningen, x , langs x -aksen og kraften, F , langs y -aksen. Kraften som skal til for å forflytte systemet fra punkt a til b kan da bli beskrevet med likning 4.21:

$$f_{a-b}(x) = \int_0^{k'x} f \varphi(f) df + k'x \int_{k'x}^{\infty} \varphi(f) df \quad (4.21)$$

Her er k' den første kontaktstivheten og x er den relative bevegelsen til kontaktflatene. Hysteresekurven blir produsert basert på den første belastning-forskyvning sløyfen ved å bruke forrige likning opp til elementene gir seg. Hysteresesløyfen kan da beskrives med likning 4.22:

$$\begin{aligned} f_{b-c-d}(x, A') = & - \int_0^{k'(A'-x)/2} f \varphi(f) df \\ & + k' \int_{k'(A'-x)/2}^{k'A'} \left(x - \left(A' - \frac{f}{k'} \right) \right) \varphi(f) df + k'x \int_{k'A'}^{\infty} \varphi(f) df \end{aligned} \quad (4.22)$$

Her er A maks forskyvning. Kraften som skal til for å deformere systemet langs stien $d-e-b$ kan finnes på samme måte, da disse er symmetriske. Iwan viste at distribusjonsfunksjonen kan beregnes med likning 4.23:

$$\varphi(kx) = -\frac{1}{k'^2} \frac{\partial^2 f_{a-b}}{\partial x^2} \quad (4.23)$$

5 Metode

5.1 Programvarer

I arbeidet med denne studien har det blitt benyttet flere ulike programmer. En kort beskrivelse av hvilke programvarer som er blitt brukt og hva de er blitt brukt til kan avleses i Tabell 5-1. Det er valgt å utdype mer om simuleringsverktøyet i kapittel 5.2, da dette er viktig for å forstå hva som er blitt gjort.

Tabell 5-1: Programvarer benyttet under arbeidet i studien

Programvare	Bruksområde
3DFloat	Dette er simuleringsverktøyet som er blitt benyttet under arbeidet med oppgaven
ParaView	Blitt brukt til å lage animasjoner av simuleringene.
Notepad ++	For å redigere input-filene som er blitt brukt i 3DFloat
Spyder (python)	Alle utmattingsberegninger er gjort med dette verktøyet
Excel	Dette programmet er blitt brukt til usikkerhetsanalysene, i tillegg til å produsere grafer og tabeller

5.2 3Dfloat

Dette er et aero-hydro-servo-elastisk simuleringsverktøy utviklet av IFE og NMBU, og er laget for å gjøre ikke-lineære, tidskrevende simuleringer for *offshore* konstruksjoner. Det blir brukt til å simulere den dynamiske responsen fra både bunnfaste og flytende vindturbiner. I programmet legges det inn en input-fil hvor konstruksjonen har blitt modellert og miljøet har blitt bestemt. Dette gjøres ved å sette på krefter fra gravitasjon, vind, oppdrift, bølger og strøm (Nygaard et al. 2016).

5.2.1 Hydrodynamikk

De hydrodynamiske kreftene kommer fra bølger (ser bort ifra strøm i denne studien) og blir beregnet ved hjelp av den relative formen til Morison-likningen. Kreftene fra bølgene blir enten laget med lineær uendelig dybde *airy-teori* eller med strømningsfunksjoner opp til 12te orden. For å simulere den irregulære sjøen ble det brukt superposisjon av *airy-bølger* produsert med et JONSWAP-spektrum med en gamma faktor på 2,87. Ved første simulering ble det kjørt med JONSWAP-spekteret, noe som genererte en bølgefil. Ved neste simulering ble JONSWAP-spekteret slått av, og bølgefilen fra forrige simulering ble brukt isteden. Slik fikk alle lasttilfellene samme bølger, noe som skapte et godt sammenligningsgrunnlag.

5.2.2 Aerodynamikk

Den aerodynamiske kraften kommer fra vinden og blir satt på som en ikke-lineær dragkraft over vannoverflaten, unntatt for rotorbladene hvor det brukes tabeller for drag og oppdrift. Kraftene beregnes med *unsteady Blade Element Momentum Theory*, og vindhastigheter, retning og turbulens kan bestemmes i input-fila.

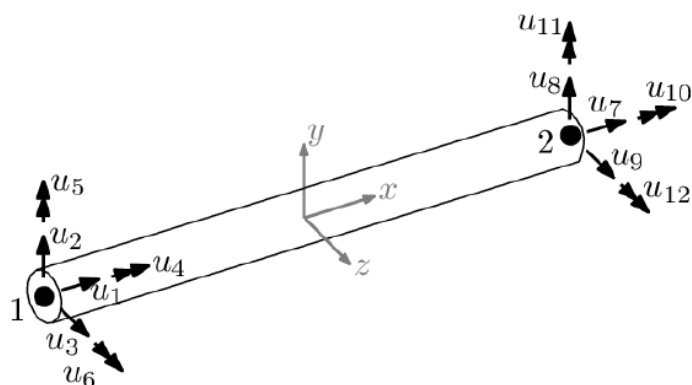
Turbulensen ble generert med de samme filene som ble brukt av Steffen Aasen (2016) i hans masteroppgave på REDWIN-prosjektet. Disse ble generert med Mann 64bit turbulens generator fra HAWC2-prosjektet, og vinden har blitt gitt i høyden til *huben*.

5.2.3 Kontrollsystem

Servo står for kontrollsystemet til vindturbinen. Kontrollsystemet som brukes er for en rotor med variabel hastighet, og vinkelen til rotorbladene er konstant før nominell vindhastighet blir nådd. Etter denne vindhastigheten vil kontrollsystemet vinkle rotorbladene slik at vindturbinen får et konstant turtall til den når *cut-out* hastighet. Hvis vindhastigheten er for lav eller høy, må rotorbladene vinkles 90 grader manuelt i inputfila. I disse tilfellene er vindturbinen parkert. Dersom vinden har en annen retning enn 0 grader, må hele *nacellen* vris manuelt i input-fila, siden vindturbinen ikke snur seg automatisk etter vinden i 3DFloat.

5.2.4 Konstruksjon

Vindturbinen er modellert med Euler-Bernoulli bjelker med 12 frihetsgrader. Dette vil si at det er seks frihetsgrader i hver ende. Programmet bruker et FEM-rammeverk som er en generell ikke-lineær elementmetode.



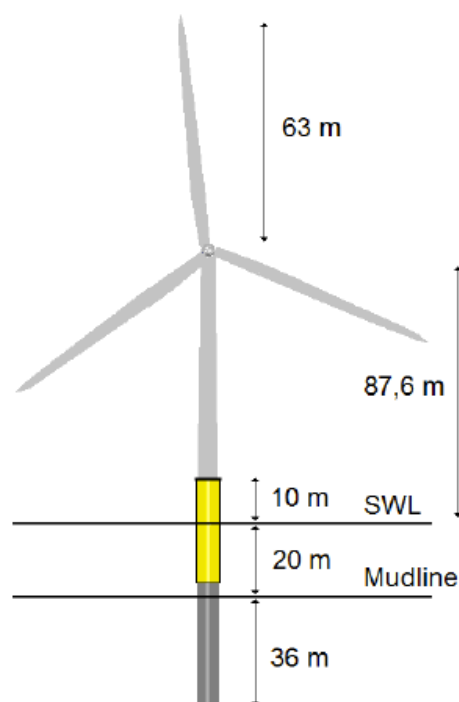
Figur 5-1: Koordinatsystem for elementene i 3DFloat. Figur fra Nygaard & Vaal (2015)

5.3 Oppbygning av vindturbinen

I denne studien ble det brukt en fiktiv vindturbin fra OC3-fase-II-prosjektet (Jonkman & Musial 2010), se Figur 5-2. Designet er konsistent med andre 5,0 MW vindturbiner på *offshore* vindmarkedet og er en baseline vindturbin som er utviklet av *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) for å brukes i konseptstudier (Jonkman et al. Februar 2009). Overgangsdelen er ikke blitt modellert, men monopælen sitter direkte fast i tårnet. Karakteristikkene til vindturbinen er spesifisert i Tabell 5-2.

Tabell 5-2: Karakteristikkene til NREL sin 5 MW vindturbin stående på monopæle

Turbin	Verdi	Benevning
Nominell effekt	5	MW
Konfigurasjon	3	blader
Rotordiameter	126	m
Hub diameter	3	m
Hub høyde	90	m
Tyngde til rotor	110	tonn
Tyngde til nacelle	240	tonn
Tyngde til tårnet	347,5	tonn
Cut-in vindhastighet	3	m/s
Nominell vindhastighet	11,4	m/s
Cut out vindhastighet	25	m/s
Nominell bladhastighet	80	m/s
Wind shear exponent	0,14	-
Ruhet	0,002	m
Minste rotorturtall	6,9	rpm
Driftsturtall	12,1	rpm



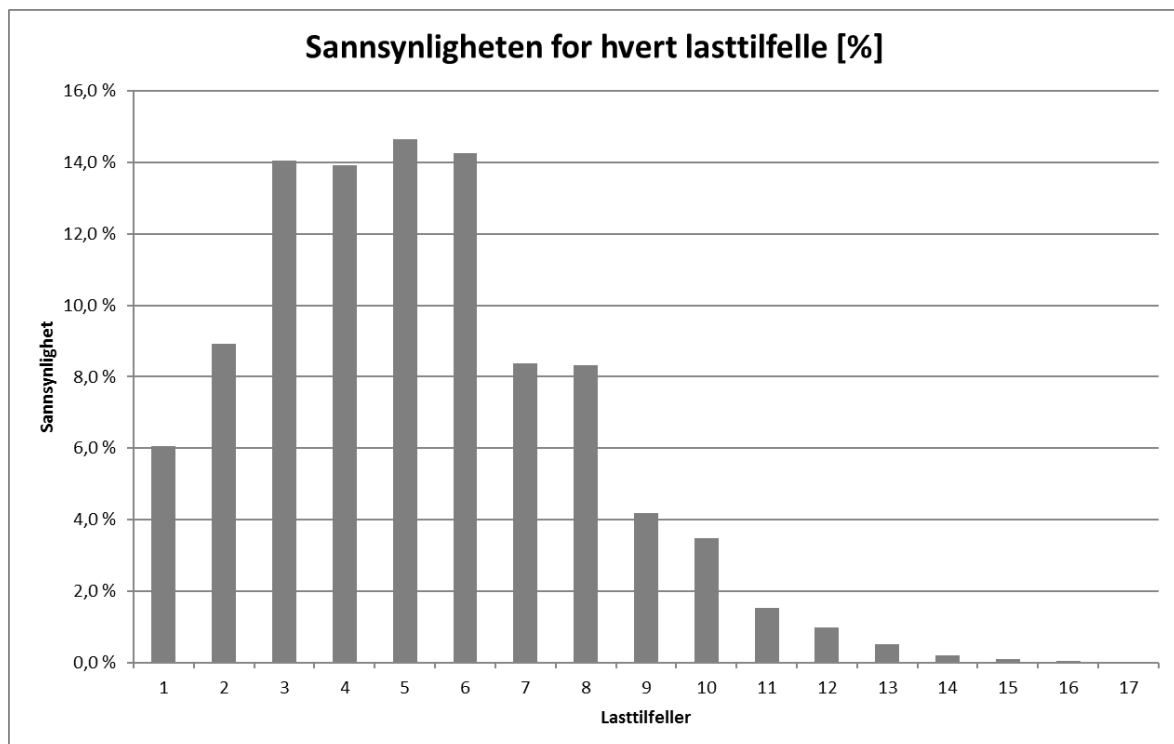
Figur 5-2: Dimensjonene til NREL sin 5MW vindturbin stående på monopæle. Figur fra Aasen et al. (2016)

5.4 Miljøforhold

I denne studien har det blitt brukt det samme komprimerte diagrammet som ble brukt i UpWind-prosjektet for K13-lokasjonen (Fisher et al. 2010) og i masteroppgaven til Steffen Aasen (2016). Dette diagrammet vises i Tabell 5-3 og sannsynligheten for hvert belastningstilfelle vises i Figur 5-3. Dette er værforhold som representerer en lokasjon i Nordsjøen på 25 meters dyp hvor det er mulig å installere monopæler. I UpWind-prosjektet valgte de miljøparameterne for de samlede belastningstilfellene, slik at de resulterer i omtrent samme delskade som blir akkumulert hvis alle de originale belastningstilfellene med vind og bølger fra ulike retninger blir tatt i betraktning. For utfyllende informasjon om metoden for komprimeringen, se Kühn (Januar 2001).

Tabell 5-3: Lasttilfeller som er blitt simulert

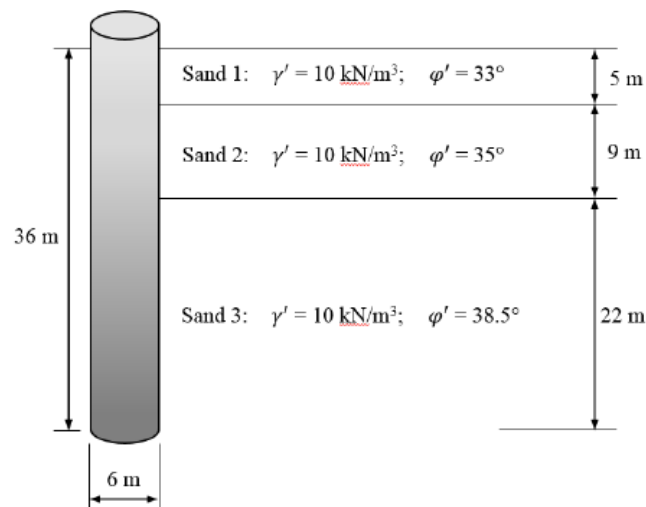
Belastnings-tilfelle	Vindhastighet [m/s]	Turbulens-intensitet [%]	Bølgehøyde [m]	Bølgeperiode [s]
1	2	29,2	1,07	6,03
2	4	20,4	1,10	5,88
3	6	17,5	1,18	5,76
4	8	16,0	1,31	5,67
5	10	15,2	1,48	5,74
6	12	14,6	1,70	5,88
7	14	14,2	1,91	6,07
8	16	13,9	2,19	6,37
9	18	13,6	2,47	6,71
10	20	13,4	2,76	6,99
11	22	13,3	3,09	7,40
12	24	13,1	3,42	7,80
13	26	12,0	3,76	8,14
14	28	11,9	4,17	8,49
15	30	11,8	4,46	8,86
16	32	11,8	4,79	9,12
17	34-42	11,7	4,90	9,43



Figur 5-3: Sannsynligheten for hvert lasttilfelle

5.5 Havbunnen

Denne studien bruker de samme karakteristikkene for havbunnen som det ble brukt i OC3-prosjektet. Havbunnen består av tre lag med sand og leire som har forskjellige egenskaper i form av interne friksjonsvinkler og økende stivhet med dybde. Dette er vist i Figur 5-4. Egenskapene til havbunnen er basert på reelle verdier, selv om den er fiktiv. Intensjonen er ikke å finne det mest optimale designet for monopælen, men å studere ulike jordmodeller og belastningssituasjoner. Det er derfor akseptabelt å bruke en fiktiv havbunn. I figur 5-4 står γ' for den effektive vekten til jordsmonnet og φ' står for vinkelen til den interne friksjonen i jordsmonnet.



Figur 5-4: Karakteristikkene til fundamentet brukt i oppgaven. Figur fra Aasen et. Al (2016)

5.6 Simuleringer

I denne studien har det blitt utført følgende simuleringer for de forskjellige analysene:

- 1. Usikkerheten knyttet til å simulere med forskjellige bølger for jordmodellene og en sammenligning med resultatene til Steffen Aasen**
 - a. Åtte simuleringer med både vind og bølger fra 0 grader
- 2. Effekten av en retningsforskjell**

Fire simuleringer er blitt gjort

 - a. Vind fra 0 grader og bølger fra 0 grader
 - b. Vind fra 0 grader og bølger fra 10 grader
 - c. Vind fra 0 grader og bølger fra 20 grader
 - d. Vind fra 0 grader og bølger fra 30 grader
 - e. Vind fra 0 grader og bølger fra 60 grader
 - f. Vind fra 0 grader og bølger fra 90 grader

3. Følsomhetsanalyse av Modell 3, se delkapittel 5.9.3.

Fire simuleringer er blitt gjort

- a. Både vind og bølger fra 0 grader (*Basecase*)
- b. Både vind og bølger fra 10 grader
- c. Både vind og bølger fra 20 grader
- d. Både vind og bølger fra 30 grader
- e. Både vind og bølger fra 45 grader

Alle tilfellene under punkt en har blitt simulert på samme måte som i studien til Steffen Aasen, med de samme turbulensfilerne. Dette betyr at både vinden og bølgene kom langs x-aksen i Figur 5-6. Det ble brukt samme turbulensfiler slik at vinden ikke skulle skape noe forskjell mellom resultatene hans og resultatene i denne studien. Det eneste som er forskjellig er bølgene som har blitt brukt i de forskjellige tilfellene. For å se på usikkerheten i simuleringene i punkt en, har det blitt simulert åtte ganger med forskjellige bølger som deretter er blitt konverget til et resultat.

For å gjøre resultatene sammenlignbare med resultatene fra arbeidet til Steffen Aasen, har alle simuleringer for punkt en blitt simulert i 1800 sekunder (30 min), mens resultatene er blitt tatt ut ifra de siste 1600 sekunder. Dette er samme måte som ble brukt av Steffen Aasen.

Under arbeidet med følsomhetsanalysen ble vinden simulert fra forskjellige retninger. I disse belastningssituasjonene ble *huben* dreid slik at den alltid sto mot vinden. Disse tilfellene ble simulert uten turbulens og gravitasjonskraften på *nacellen* og *huben* ble fjernet. Dette ble gjort fordi da *huben* ble dreid, skjedde det noe feil med disse punktmassene som gjorde at vindturbinen fikk oppstartsproblemer. I denne studien har ikke de riktige verdiene vært av interesse, men bare at forholdet mellom de ulike belastningssituasjonene var likt. Dette har derfor blitt sett på som akseptabelt.

For punkt to og tre har simuleringene blitt simulert i 2000 sekunder, mens resultatene er tatt ut ifra de siste 1800 sekundene (30 min). Her har det ikke blitt gjort noe usikkerhetsanalyse, men det ble simulert med fire forskjellige bølgefiler for å få et sikrere resultat. Alle simuleringene har blitt gjort med samme turbulensfiler akkurat som for punkt en.

Det er brukt en vindtransient for å få en rolig start på simuleringene. Resultatene er blitt tatt ut etter det er gått 200 sekunder. Dette er fordi vinden begynner rolig og ikke er stabil før etter 100 sekunder under simuleringene, noe som gjør at resultatene ikke stabiliserer seg før etter mellom 100 og 200 sekunder.

Siden det kun er bølgene som er forskjellige mellom de forskjellige simuleringene under hvert punkt, kommer usikkerheten i resultatene kun fra bølger, og ikke fra vinden.

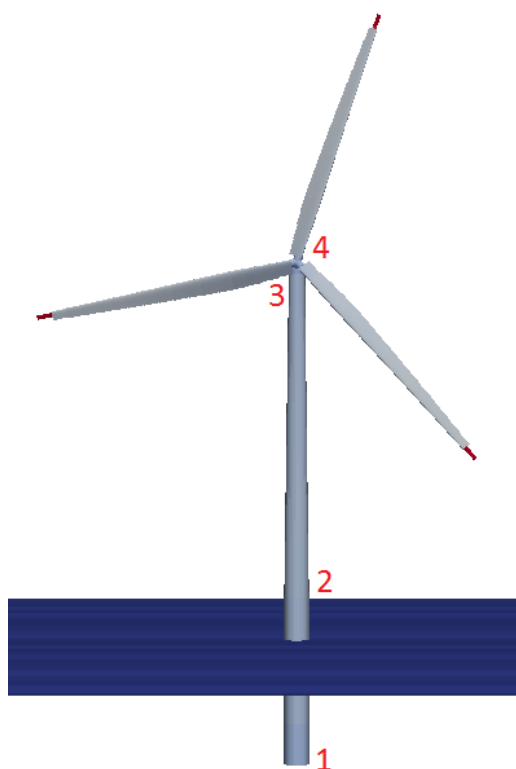
5.7 Utmattingsberegninger

Utmattingsberegningene er gjort i henhold til DNV-RP-C203 (2014b), og studien bruker S-N kurver med Miner-Palmgren for å beregne utmattingen for vindturbinen (se delkapittel 3.3). I denne studien har jeg valgt å bruke S-N kurven F3 for stål i luft fra tabell 7.14 i DNV standarden DNV-OS-J101 (2014a) for alle steder på vindturbinen. Parameterne for denne kurven kan avleses i Figur 5-4. Dette kan gi feil verdier for steder som blir utsatt for sjøsprøyt, men i denne studien går det fint siden resultatene med de ulike jordmodellene blir sett relativt i forhold til hverandre. Dette er også det samme som ble gjort av Steffen Aasen.

Tabell 5-4: Parameterne for S-N kurve F3 i luft fra DNV-OS-J101

	$N < 10^7$	$N > 10^7$
Log a	11.546	14.576
m	3.0	5.0
k	0.25	0.25
t_{ref}	25 mm	25 mm

Utmattingsberegningene er gjort på fire forskjellige steder på vindturbinen. Hvor på vindturbinen disse stedene befinner seg, kan ses i Figur 5-5. Alle tverrsnittene som det er gjort utmattingsberegninger for, tilsvarer et sted der den er sveist, da det er i sveisen at utmatting vil skje.

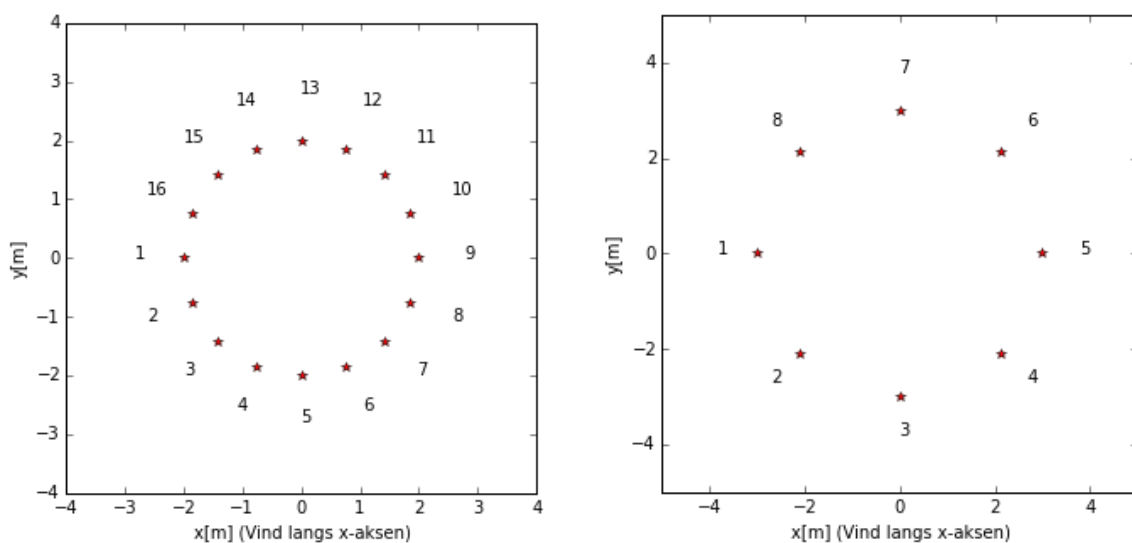


Figur 5-5: Steder for utmattingsberegninger på vindturbinen

Hvert tall i Figur 5-5 korresponderer med et i punktlista nedenfor:

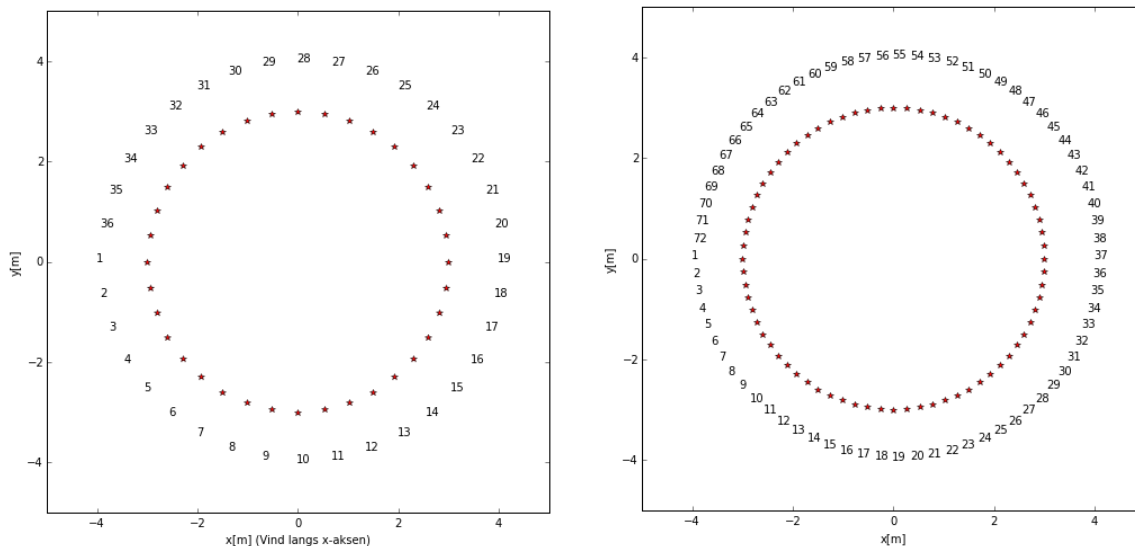
1. Monopælen
2. Bunnen av tårnet (10 meter over havoverflaten)
3. Toppen av tårnet
4. Roten av rotorbladet

Figur 5-6 viser hvilke punkter i tverrsnittet det har blitt beregnet delskade for under arbeidet med usikkerhetsanalysen. For bladrotten er det blitt gjort beregninger på 16 punkter, mens for tårnet og monopælen har det blitt gjort beregninger på åtte forskjellige punkter. I denne figuren kommer vinden langs x-aksen når den kommer fra 0 grader. Når både vind og bølger kommer langs x-aksen skaper disse et moment om y-aksen, men turbulens i vinden vil også skape moment om x-aksen. Det største momentet kommer om y-aksen og det er derfor blitt valgt å presentere momentgrafene når både vind og bølger kommer langs x-aksen som summen av momentet om y-aksen. Selv om dette ikke gir helt riktige verdier blir det sett på som akseptabelt, da det er en sammenligning mellom momentene i de ulike tilfellene som er av interesse.



Figur 5-6: Posisjon for utmattingsberegninger i tverrsnittet for bladrotten (til venstre) og for monopælen og tårnet (til høyre)

Tverrsnittet til venstre i Figur 5-7 viser punktene for utmattingsberegninger under arbeidet med en retningsforskjell mellom vind og bølger. Her kom vinden langs x-aksen mens bølgene endret retning. Grunnen til at tverrsnittet ble delt opp i 36 punkter, var fordi en retningsforskjell førte til en mer fordelt delskade i tverrsnittet. Når det er en retningsforskjell mellom vind og bølger, dannes det et moment om både x- og y-aksen. I disse tilfellene er det blitt benyttet pytagoras for å beregne resultatmomentet, for deretter å plote resultatmomentet fra denne beregningen.



Figur 5-7: Posisjon for utmattingsberegninger i tilfellene: hvor det er en retningsforskjell mellom vind og bølger (fra venstre) og for følsomhetsanalysen av Modell 3 (til høyre)

Tverrsnittet til høyre i Figur 5-7 viser posisjonen for punktene i tverrsnittet hvor det ble beregnet utmatting under arbeidet med følsomhetsanalysen av Modell 3. Tverrsnittet ble delt i 72 for å kunne studere tilfeller hvor vindturbinen ble dreid med 5 grader om gangen. I disse tilfellene ble det benyttet pytagoras til å beregne totalmomentet.

For å beregne aksialspenningen, σ , er det blitt benyttet likning 3.4 og for å finne skjærspenningen, τ , er det blitt benyttet likning 3.5. Dette er blitt gjort for alle punktene i tverrsnittet, og posisjonen med størst delskade blir presentert i resultatet. I likning 3.4 og 3.5 er vinkelen γ null langs x-aksen og øker mot klokka. Dette betyr at alle beregningene er gjort mot klokka. Alle momentene og kreftene har kommet som output fra 3DFloat og er gitt relativt til en node i senter av sylinderelementet.

Spenningsene i tverrsnittene varierer mye og det er derfor blitt benyttet en rainflow-counting-algoritme i python, med krefter og momenter fra 3DFloat. Dette scriptet har blitt laget av Marit Irene Kvittem som jobber ved NMBU og DNV-GL. Python-scriptet er lagt ved i kapittel A.6.

5.8 Usikkerhetsberegninger

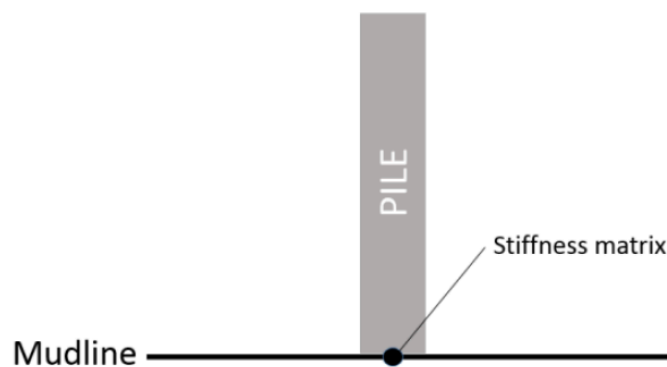
Usikkerhetsanalysen for hvert punkt i kapittel 5.6 har blitt gjort ved å beregne usikkerheten av den totale akkumulerte delskaden per år. For denne analysen har det blitt benyttet stdev.s funksjonen i Excel. Denne funksjonen beregner standardavvik fra et utvalg, se likning 3.6. Etter hver simulering som har blitt gjort under hvert punkt i kapittel 5.6, ble det beregnet en middelferdi for den totale akkumulerte delskaden per år. Usikkerheten blir presentert som et 95 % konfidensintervall med middelferdien etter alle simuleringene \pm usikkerheten i konfidensintervallet. I tillegg blir utviklingen av middelferdien presentert.

5.9 Implementerte modeller

Denne studien har gjort simuleringer med fire ulike jordmodeller. De kommende delkapitlene beskriver hver av modellene som er blitt implementert i denne studien.

5.9.1 Modell 1

Denne modellen setter på en elastisk stivhetsmatrise på en node på havbunnen som representerer responsen fra havbunnen. Dette er en lineær modell som er blitt utviklet av Passon (2006). Responsen blir gitt som en kraft som fungerer fra havbunnen på monopøelen. Denne modellen ignorerer ikke-lineære effekter og demping.



Figur 5-8: Illustrasjon av Modell 1. Figur fra Aasen et al. (2016)

Parameterne i stivhetsmatrisen ble estimert av Passon ved hjelp av koden LPILE. I analysen ble responsen fra havbunnen modellert med laterale p-y fjærer. Koeffisientene ble produsert for et 2D-system, men ble utvidet for et 3D-system ved å bruke samme stivhetskoeffisienter langs begge de horisontale aksene. Dette gjør at det ikke blir noe koblingseffekt mellom de horisontale aksene, men dette kan aksepteres da kun belastningen i tverrsnittet er av interesse. Stivhetsmatrisen er gitt ved likning 5.1, Mens stivhetskoeffisientene blir gitt i likning 5.2-5.5:

$$K = \begin{bmatrix} k_{xx} & 0 & 0 & 0 & k_{x\beta} & 0 \\ 0 & k_{yy} & 0 & k_{y\alpha} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & k_{\alpha y} & 0 & k_{\alpha\alpha} & 0 & 0 \\ k_{\beta x} & 0 & 0 & 0 & k_{\beta\beta} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (5.1)$$

$$k_{xx} = k_{yy} = 2.57481 * 10^9 \text{ [N/m]} \quad (5.2)$$

$$k_{\alpha\alpha} = k_{\beta\beta} = 2.62912 * 10^{11} \text{ [Nm/rad]} \quad (5.3)$$

$$k_{x\beta} = k_{\beta x} = -2.23325 * 10^{10} \left[\frac{N}{rad} \right], [N] \quad (5.4)$$

$$k_{y\alpha} = k_{\alpha y} = 2.25325 * 10^{10} \left[\frac{N}{rad} \right], [N] \quad (5.5)$$

Her er x og y forskyvning i det horisontale planet, mens α og β er rotasjon om disse aksene.

5.9.2 Modell 2

I Modell 2 brukes samme stivhetsmatrise som i Modell 1, men her legges det også på demping i form av viskøse rotasjonsfjærer rundt begge de horisontale aksene på havbunnen. Carswell (2015) argumenterer for at en rotasjonsfjær vil gi mer riktige resultater enn en horisontal fjær, fordi på havbunnen er det vanligvis momentet som er dominerende. Rotasjonsfjærene representerer dempingen fra havbunnen. Dempingen i havbunnen er satt til 1 % nær nominell vindhastighet, noe som uttrykker tap av hystereseenergi som en prosent av den totale *elastiske* energien i havbunnen. Dette er forskjellig fra en dempingsratio som vanligvis brukes som en prosent av kritisk spenning. Dette blir sett på som greit ut ifra andre studier (Carswell et al. 2014). Responsen fra rotasjonsfjæren er gitt ved likning 5.6:

$$M_c = c * \omega \quad (5.6)$$

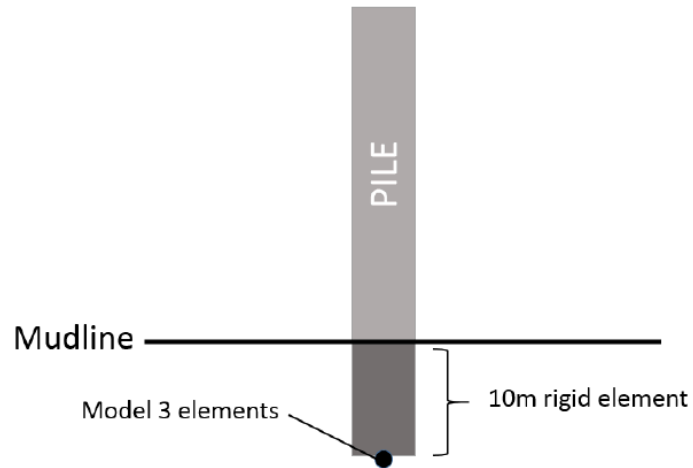
Her er c en dempingskoeffisient gitt i Nms/rad og ω er vinkelfrekvensen gitt i rad/s. Mens hysterese dempingen er en funksjon av belastningsnivået, beregnes dempingen med likning 5.6 som en funksjon av frekvens. Dette gjør at dempingskoeffisienten bør kalibreres til et gitt belastningsnivå og ikke frekvens. Dersom tap av hystereseenergi per belastningssyklus grunnet demping i havbunnen er kjent, kan dempingskoeffisienten for et system med en frihetsgrad finnes ved likning 5.7:

$$c = \frac{E_h(M)}{2\theta'^2 \pi^2 \omega} \quad (5.7)$$

hvor $E_h(M)$ [J] er hystereseenergien som mistes fra systemet per belastningssyklus, θ' [rad] er amplituden til vinkelforskyvingen og ω [rad/s] er vinkelfrekvensen til systemet.

I denne studien brukes samme dempingskoeffisienter som i Steffen Aasen sin masteroppgave (2016):

$$c_{\theta\theta} = c_{\beta\beta} = 9.34 \times 10^8 \text{ Nms}/rad$$



Figur 5-9: Illustrasjon av Modell 2, figur tatt fra Aasen et al. (2016)

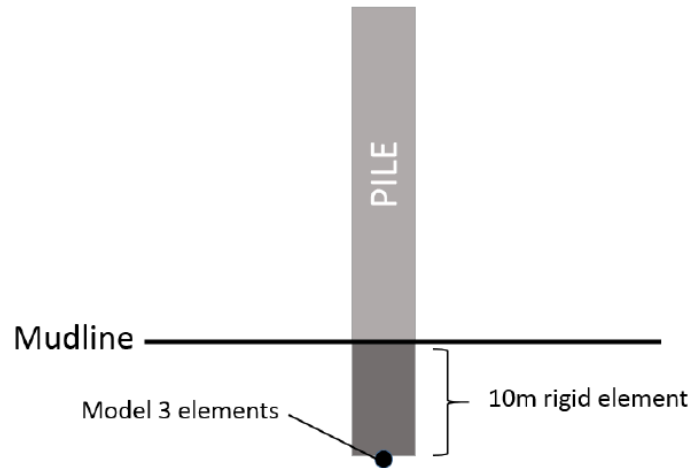
I denne modellen er dempingen konstant for alle belastningstilfeller, noe som ikke er realistisk. I virkeligheten vil dempingen øke med økende belastning. For å se på effekten av demping i havbunnen er det blitt simulert med forskjellige dempingskoeffisienter som kan avleses fra Tabell 5-5:

Tabell 5-5: Modell 2 med ulike dempingskoeffisienter

Jordmodell	$C_{\theta\theta} = C_{\beta\beta}$ [Nms/rad]
Model 2a	4,6700E+08
Modell 2b	7,0050E+08
Modell 2	9,3400E+08
Modell 2c	1,1675E+09
Modell 2d	1,4010E+09

5.9.3 Modell 3

Modell 3 er utviklet på NGI og er en kinetisk fastningmodell. Dette er en modell som ble utviklet av NGI som en del av REDWIN-prosjektet og er en endimensjonal ikke-lineær rotasjonsmodell, som sier at stivheten til havbunnen avhenger av belastningsnivået. Denne modellen følger Masings regel og produserer forskjellig stivhet under belastning, avlastning og omlasting. Modellen blir satt på frihetsgraden for rotasjon, med en forskyvning som følger momentet. Den blir satt på 10 meter under havbunnen, hvor den henger sammen med tårnet ved hjelp av en stiv bjelke.



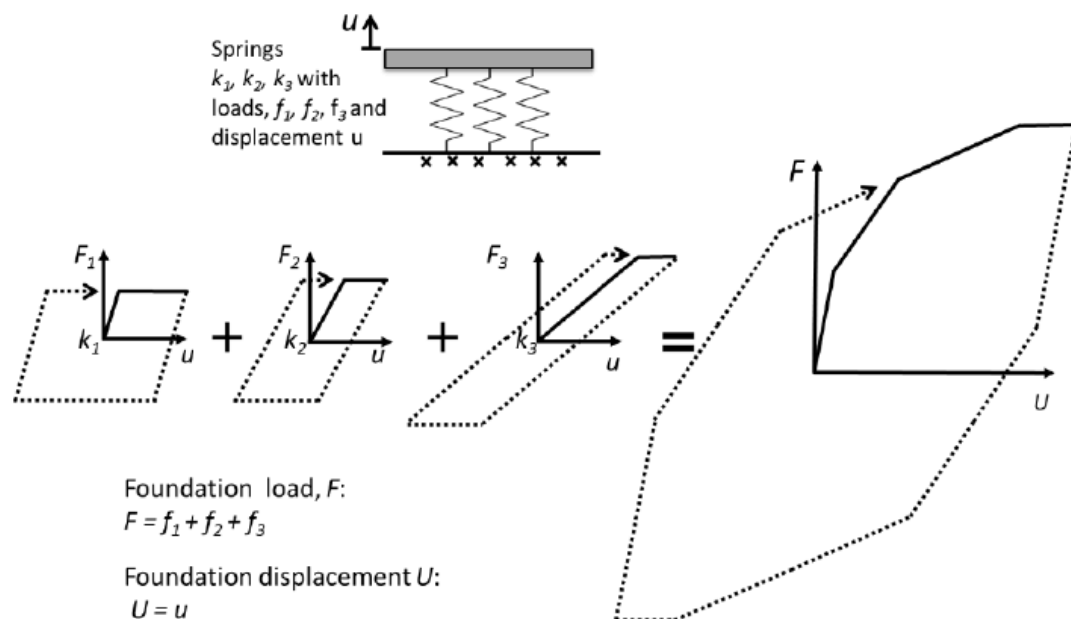
Figur 5-10: Illustrasjon av Modell 3. Figur fra Aasen et al. (2016)

I modellen brukes flere lineære elastiske fjærer som står i parallell for å representere responsen fra havbunnen. Dette er metoden som ble foreslått av Iwan (1967). Parameterne til fjærene som er brukt kan leses i Tabell 5-6. Siden fjærene henger sammen, er dette en koblet modell. Hver fjær gir en elastisk respons, har forskjellig stivhet og gir seg ved forskjellig belastninger, men har den samme deformasjonen. Siden hver fjær har forskjellig stivhet, men lik forskyvning, vil hver fjær motta ulik kraft. Kraften blir slik fordelt mellom fjærene. Den ikke-lineære oppførselen er en sum av oppførselen til alle fjærene. Belastning utover punktet hvor fjæren gir seg gir en konstant respons. Når en fjær har gitt seg, vil den gå tilbake til å oppføre seg lineær-elastisk når den blir avlastet og vil ikke gi seg igjen før den når den samme belastningen. Stivheten til fjæren vil endre seg etter at den har gitt seg, for så å bli avlastet. Dette følger fastningmodellen brukt i Brinkgreve et al. (2010). I denne modellen oppfører forskyvningen seg stykkevis lineær som ved kinetisk fastning. Ved å bruke mange nok fjærer oppnås det en jevn og fin belastnings-forskyvnings-kurve, se Figur 5-11.

Tabell 5-6: Fjærene som Modell 3 består av

Fjærsett		
Nummer	Stivhet [Nm/rad]	Flytegrense [Nm]
1	5,841E+10	8,587E+10
2	4,187E+09	5,108E+06
3	1,440E+09	1,438E+06
4	2,784E+09	2,216E+06
5	2,977E+09	1,831E+06
6	2,986E+09	1,361E+06
7	3,615E+09	1,148E+06
8	3,160E+09	6,371E+05
9	3,416E+09	3,671E+05
10	7,174E+09	2,711E+04

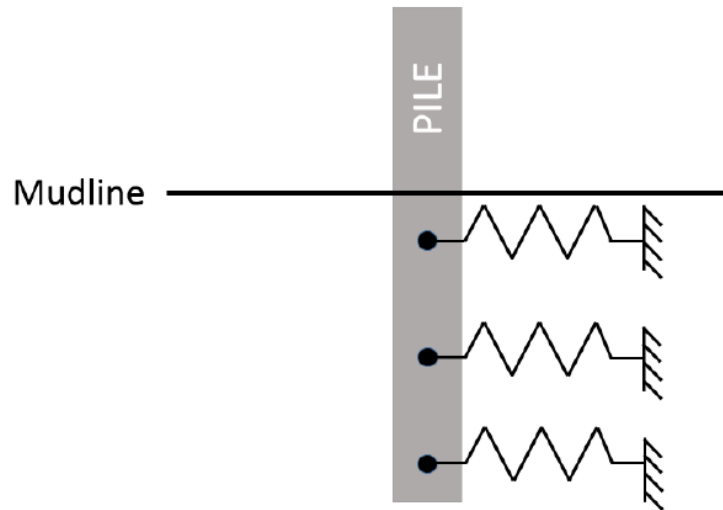
Fjærene blir satt på ved 0 grader og ved 90 grader mot klokka på monopælen. Når vind og bølger kommer fra samme retning fører dette til en riktig belastning-forskyvningskurve, noe som gjør at den riktige responsen fra havbunnen blir nådd. Hvis det derimot er en retningsforskjell mellom vind og bølger vil kraft-forskyvningskurven bli feil for en ikke-lineær modell på grunn av ikke-lineære effekter. Hadde denne modellen vært lineær kunne belastningen blitt dekomponert i x og y-retning, for deretter å legge sammen resultatet fra alle fjærene. Dette ville gitt samme resultat som hvis både vind og bølger kommer fra 0 grader. I denne studien er det blitt gjort en følsomhetsanalyse av denne modellen, dette kan leses om i kapittel 6.4.



Figur 5-11: En kombinasjon av fjær-glideelementer kan modellere systemet med en hysteresepåførsel.
 Figur fra Aasen et al. (2016)

5.9.4 Modell 4

Dette er industristandarden og her brukes det p-y metoden. P-y kurvene som brukes følger API sin sandmodell og ble laget av Passon (2006) for OC3 fase II -prosjektet. Kurvene viser liten ikke-linearitet i belastningsregionen som denne studien opererer i (Aasen et al. 2016). I denne modellen forlenges monopælen 36 meter under havbunnen, og det settes på ikke-lineære elastiske fjærer distribuert langs pælen med én meters mellomrom. Disse fjærene representerer motstanden til jordsmonnet ved ulike dybder. Hver fjær har forskjellige karakteristikk og stivheten øker med dybden. På Figur 5-12 er Modell 4 illustrert.



Figur 5-12: Illustrasjon av Modell 4. Figur fra Aasen et al. (2016)

6 Resultater og diskusjon

Resultatene fra simuleringene i denne studien vil variere noe fra resultatene som ble presentert i arbeidet til Steffen Aasen (2016) fordi simuleringene i denne studien er gjort med en nyere versjon av 3DFloat. Variasjonene vil ikke være veldig store, men vil gi noe utslag.

I dette kapitlet blir resultatene og diskusjonen presentert sammen for å gjøre det enklere å lese og forstå diskusjonen. Dette har blitt gjort for alle posisjonene på vindturbinen. Kapitlet vil bli delt inn i følgende deler:

1. Egenfrekvensanalyse
2. Usikkerhet ved bruk av forskjellige bølger ved simuleringer med jordmodellene brukt i masteroppgaven til Steffen Aasen (2016) og industristandarden, og en analyse av hva resultatene viser
3. Resultater fra simuleringer med Modell 3 med retningsforskjeller mellom vind og bølger
4. Følsomhetsanalyse av Modell 3

Det er viktig å huske på at for lasttilfelle 1, 13, 14 og 15 er vindturbinen parkert, mens for resten av lasttilfellene er vindturbinen i drift. Alle tilfellene er vektet med sannsynlighet for at de inntreffer etter sannsynlighetene i Figur 5-3. Modell 2-a-b-c-d er helt like bortsett fra ulike dempingskoeffisienter. Her er det Modell 2d som har mest demping, mens Modell 2a har minst demping.

For å isolere effekten av å simulere med forskjellige bølger, har det blitt simulert med de samme turbulensfilene i de forskjellige simuleringene. Dette betyr at usikkerheten som blir presentert, kommer fra bølgene og ikke vinden.

For usikkerhetsanalysene av simuleringene som er blitt gjort med de ulike jordmodellene er det viktig å huske på at den beste jordmodellen er den modellen som representerer virkeligheten best mulig, ikke nødvendigvis den modellen som gir minst usikkerhet. Den beste modellen kan være mer følsom for endringer i belastningene enn en annen modell, men dette er ok hvis den representerer virkeligheten bedre. Usikkerhetsanalysen som er gjort sier derfor kun noe om antallet simuleringer som må til for å få lite usikkerhet i resultatet med de ulike jordmodellene.

I kapittel 7 har de viktigste resultatene blitt oppsummert. Her vil det også bli presentert svakheter med denne studien og forslag til hva som kan arbeides med i kommende studier.

6.1 Egenfrekvensanalyse

Det er blitt gjort en analyse av egenfrekvensen til vindturbinen i 3DFloat, for å finne ut om egenfrekvensen ligger nærme noen av belastningene. Minste rotorhastighet til vindturbinen ligger på 6,9 rpm, noe som tilsvarer 0,12 Hz og driftsturtallet ligger på 12,1 rpm, noe som tilsvarer 0,20 Hz. Dette betyr at rotorfrekvensen 1P ligger i intervallet mellom 0,12 Hz og 0,20 Hz. Rotorbladets skyggeeffekt er tre ganger så stor og ligger da i intervallet mellom 0,35 Hz og 0,61 Hz. Dette er oppsummert i Tabell 6-1.

Tabell 6-1: Frekvensen for belastningene 1P og 3P

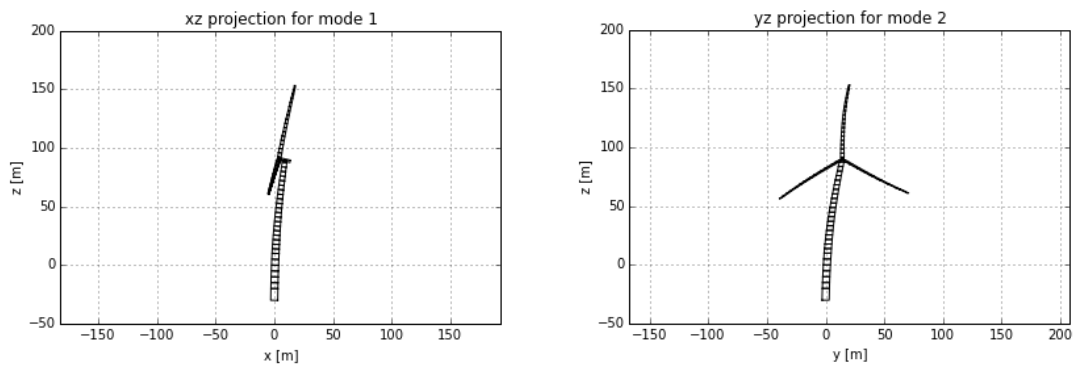
Egenfrekvens		
	1P	3P
Minste rotorhastighet	0,12	0,35
Driftshastighet	0,20	0,61

Resultatene fra egenfrekvensanalysen er presentert i Tabell 6-2. Tabellen viser at mode 1 og 2 ligger godt over 1P, mens mode 3 og 4 ligger i nærheten av 3P. Mode 1 ligger 31 % over 1P, mens mode 2 ligger 32,6 % under 3P. Dette betyr at de to første modene ligger godt unna å skape resonans på vindturbinen. Mode 3 ligger 8,4 % over 3P, noe som er mye nærmere. Dette indikerer at mode 3 er moden som er nærmest å skape resonans på vindturbinen, og denne egenfrekvensen bør derfor følges nøyest med på under levetiden til vindturbinen.

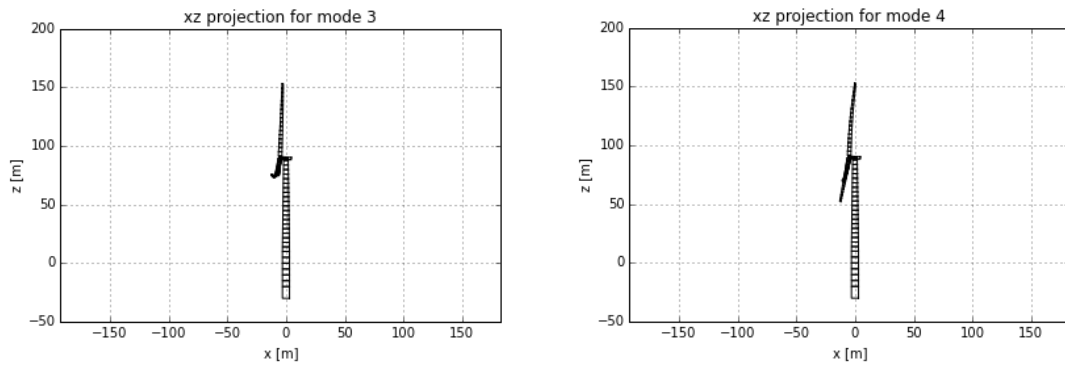
Tabell 6-2: Egenfrekvensen for de 11 første modene til vindturbinen

Mode	Frekvens [Hz]
1	0,262
2	0,264
3	0,661
4	0,668
5	0,907
6	0,996
7	1,048
8	1,194
9	1,631
10	1,657
11	1,897

I Figur 6-1 og Figur 6-2 er de fire første modene visualisert.



Figur 6-1: 1st langsgående for tårnet (til venstre) og 1st sideveis for tårnet (til høyre)

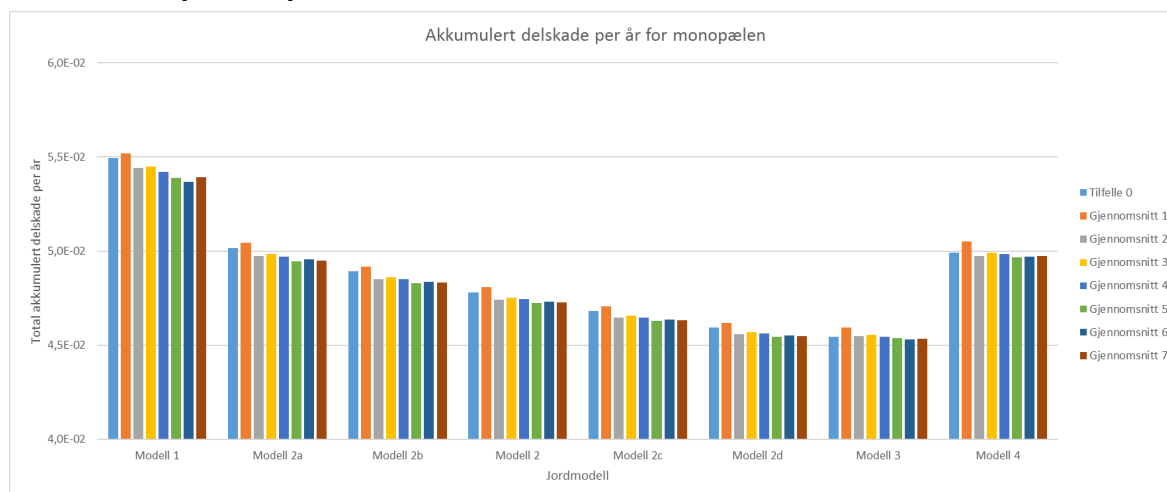


Figur 6-2: 1st rotorbladets svake akse (*flapwise*) svingning om den globale z-aksen (til venstre) og 1st rotorbladets svake akse (*flapwise*) svingning om den globale y-aksen (til høyre)

6.2 Analyse av flere simuleringer med forskjellige jordmodeller

I denne studien har det blitt utført simuleringer med de samme jordmodellene som i masteroppgaven til Steffen Aasen (2016), og i tillegg er det blitt simulert med industristandarden. Resultatene fra studien til Steffen Aasen kom fra kun én simulering, noe som kan skape usikkerheter rundt resultatene. Her har det derfor blitt gjort flere simuleringer, for å se om resultatene hans var relativt valide og hvor mange simuleringer som kan være lurt å gjøre. I oppgaven til Steffen Aasen ble resultatene for utmattingskadene presentert fra bunnen av vindturbinen og opp, og hver figur viste resultater fra alle jordmodellene som ble kjørt. Resultatene i denne oppgaven vil derfor bli presentert på samme måte, slik at det blir lettere å sammenligne resultatene mellom studiene. Som nevnt tidligere er grafene som blir presentert i denne delen en konvergering av åtte simuleringer med forskjellige bølger, men med lik turbulens. Det er også viktig å huske på at de ulike versjonene av Modell 2 er like bortsett fra ulike dempingskoeffisienter.

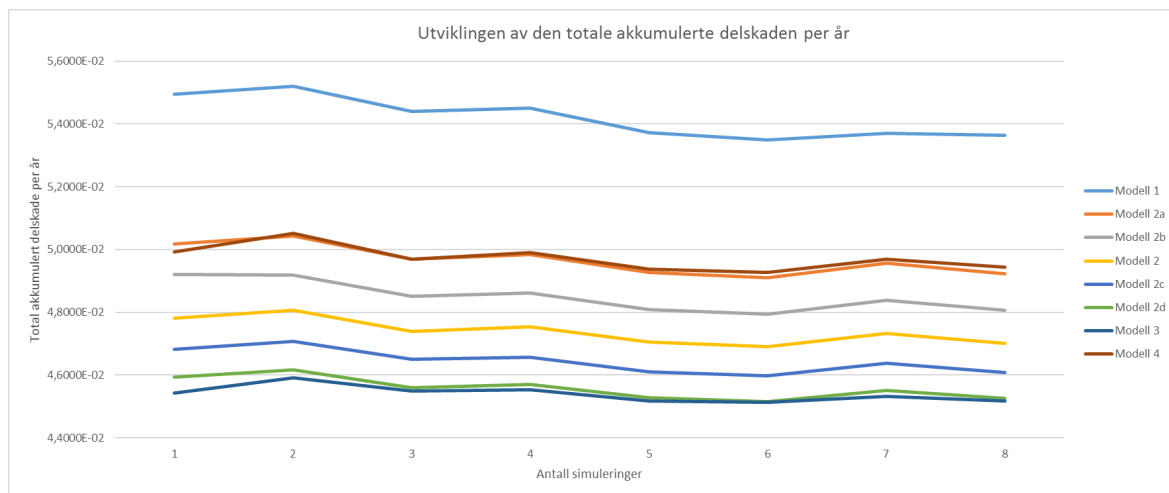
6.2.1 Monopælen på havbunnen



Figur 6-3: Total akkumulert delskade per år for monopælen, rangert etter jordmodell

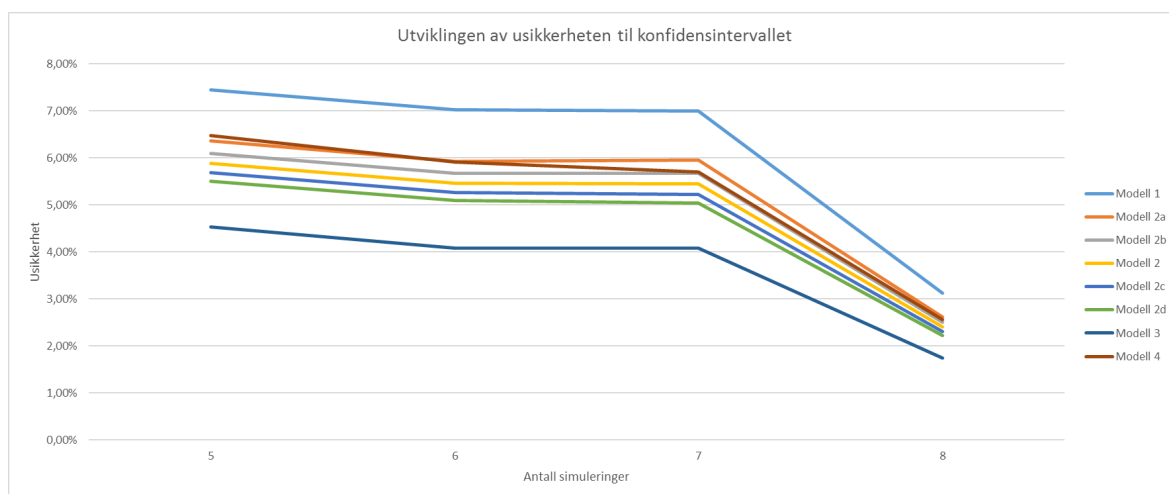
Figur 6-3 viser total utmattingskade per år akkumulert for de ulike jordmodellene. Det er Modell 1 og 4 som gir den største delskaden, mens Modell 3 gir den minste totale delskaden. Dette indikerer at delskaden for monopælen synker når det blir introdusert demping fra havbunnen i jordmodellen. Resultatene fra Modell 2 forsterker denne indikasjonen. Her synker delskaden med en større dempingskoeffisient.

Sammenlignet med Modell 3 førte Modell 1 til en 18,9 % større delskade, mens Modell 4 førte til 9,7 % større delskade. Modell 1 og 2 er like bortsett fra at Modell 2 tar med demping fra havbunnen. Sammenligningen av disse viser at Modell 1 fører til 12,4 % større delskade enn Modell 2. Dette indikerer at delskaden synker betraktelig når demping fra havbunnen introduseres i systemet. Disse resultatene er konsistente med det som ble funnet av Steffen Aasen (2016).



Figur 6-4: Utviklingen av total akkumulerte delskaden per år for monopælen

Figur 6-4 viser utviklingen av middelerdien til den totale akkumulerte delskaden per år. Denne viser at den akkumulerte delskaden per år synker ettersom flere simuleringer ble gjennomført og er relativt stabil etter fem simuleringer. Dette indikerer at fem simuleringer kunne vært nok. Figuren viser også tydelig at den totale akkumulerte delskaden synker med mer demping fra havbunnen.



Figur 6-5: Utviklingen i usikkerheten i 95 % konfidensintervallet

Etter hver simulering ble det produsert et 95 % konfidensintervall for gjennomsnittet av den totale akkumulerte delskaden. Figur 6-5 viser utviklingen til usikkerheten i disse konfidensintervallene etter fem simuleringer. Figuren viser at usikkerheten synker gradvis ettersom det blir simulert flere ganger, og fra simulering syv til åtte synker usikkerheten drastisk. Dette skyldes nok at resultatet i simulering åtte var veldig likt gjennomsnittet. Dette indikerer at åtte simuleringer fører til et sikkert resultat, med lite usikkerhet i resultatet.

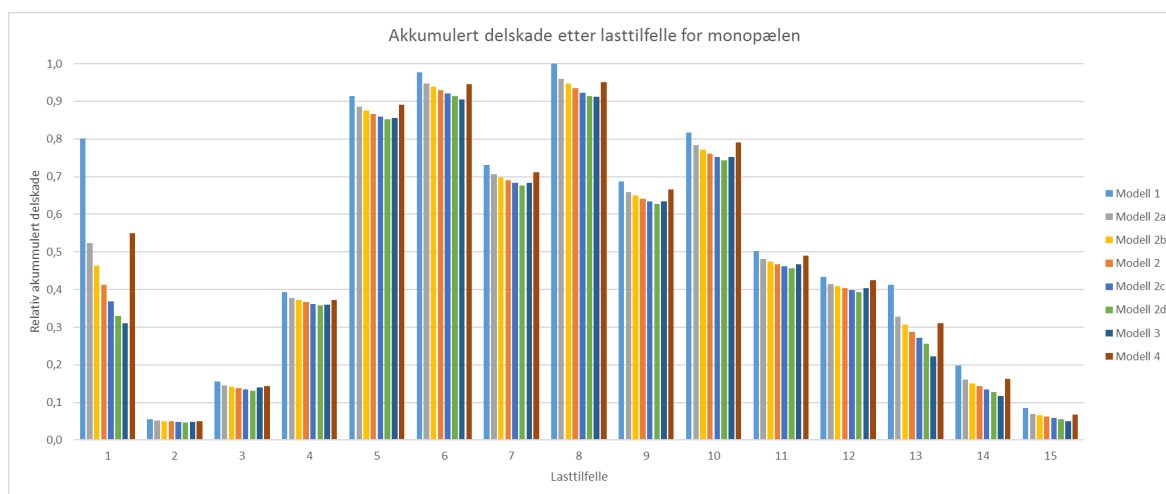
Modell 3 er den modellen som gir minst usikkerhet etter at det ble kjørt fem ganger eller mer. Denne modellen viser de mest stabile resultatene og er den modellen som gir minst usikkerhet i resultatene. Den største usikkerheten i resultatene fra Modell 3 er bare litt over 4 %. Dette indikerer at det å la dempingen være en funksjon av belastningen fører til en mindre usikkerhet i resultatet, enn om det simuleres med en konstant demping eller uten demping fra havbunnen.

Figur 6-5 viser at usikkerheten synker med en økende demping fra havbunnen. Modell 3 fører til lavest usikkerhet, mens Modell 1 og 4 er blant modellen som utviser størst usikkerhet i resultatet.

Tabell 6-3: 95 % konfidensintervall for delskaden per år etter alle simuleringene

Jordmodell	95 % konfidensintervall
Modell 1	5,363E-02 ± 3,12 %
Modell 2a	4,923E-02 ± 2,62 %
Modell 2b	4,806E-02 ± 2,50 %
Modell 2	4,702E-02 ± 2,40 %
Modell 2c	4,609E-02 ± 2,31 %
Modell 2d	4,525E-02 ± 2,23 %
Modell 3	4,518E-02 ± 1,75 %
Modell 4	4,943E-02 ± 2,56 %

Tabell 6-3 viser 95 % konfidensintervallet for den totale akkumulerte delskaden etter alle åtte simuleringene. Usikkerheten er ikke på mer enn 3,12 % for Modell 1 som er modellen med mest usikkerhet i resultat, mens Modell 3 fører til den laveste usikkerheten med 1,75 %. Dette konfidensintervallet indikerer at åtte simuleringer fører til et veldig riktig resultat og er nok simuleringer for å få et sikkert resultat.



Figur 6-6: Normalisert akkumulert delskade etter lasttilfelle for monopælen

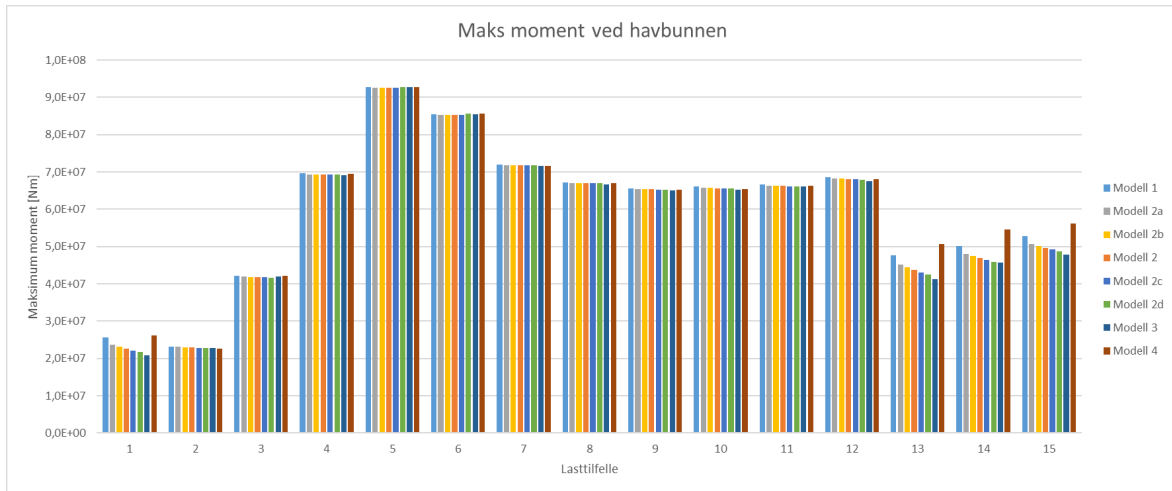
Figur 6-6 viser den normaliserte akkumulerte delskaden for hvert lasttilfelle. Alle søylene i diagrammet vises relativt til den høyeste delskaden for å sammenligne lasttilfellene relativt til hverandre. Figuren viser at Modell 1 og 4 gir den største delskaden i de fleste tilfellene. Denne forskjellen er spesielt markant i tilfelle 1 og 13, som er tilfeller der vindturbinen er parkert. Dette er tilfeller med lite aerodynamisk demping, noe som gjør at dempingen fra havbunnen utgjør en større del av den totale dempingen. Siden Modell 1 og 4 ikke tar med noe demping fra havbunnen, er dette en sterk indikasjon på at å ta med demping fra havbunnen i jordmodellen minker delskaden betraktelig når vindturbinen er parkert.

Utmattingsskader er en funksjon av amplituden på belastningene og i mindre grad middelverdien. Dette betyr at det ikke nødvendigvis er tilfellet med størst belastning som gir mest delskade, men det tilfellet med størst belastningsamplitude. Selv om det er større belastninger når vindturbinen er i drift, er amplituden større når vindturbinen er parkert. Det er derfor tilfelle 1 viser ganske stor delskade, selv om det nesten ikke er noe vind. Grunnen til at tilfelle 15 da ikke gir størst delskade er at det er mindre sannsynlighet for at dette tilfellet oppstår enn de andre tilfellene.

Den relative delskaden synker med en økende demping fra havbunnen og at det er Modell 3 som gir minst delskade når vindturbinen er parkert. Når vindturbinen er parkert er det større belastningsamplituder noe som fører til mer demping fra Modell 3, siden denne modellen gir dempingen i havbunnen som en funksjon av belastningsnivået.

Vindturbinen viser den samme trenden når den er i drift, selv om forskjellene er mindre her siden dempingen fra havbunnen her utgjør en mindre del av den totale dempingen. Når vindturbinen er i drift er de den aerodynamiske demping som utgjør mesteparten av dempingen.

Figur 6-6 viser den samme trenden som resultatet til Steffen Aasen, men den relative delskaden for belastningstilfellene er litt forskjellig. Delskaden for Modell 1 ved tilfelle 1 har gått litt ned og tilfelle 5,6,8 og 10 har stabilisert seg som de verste tilfellene.

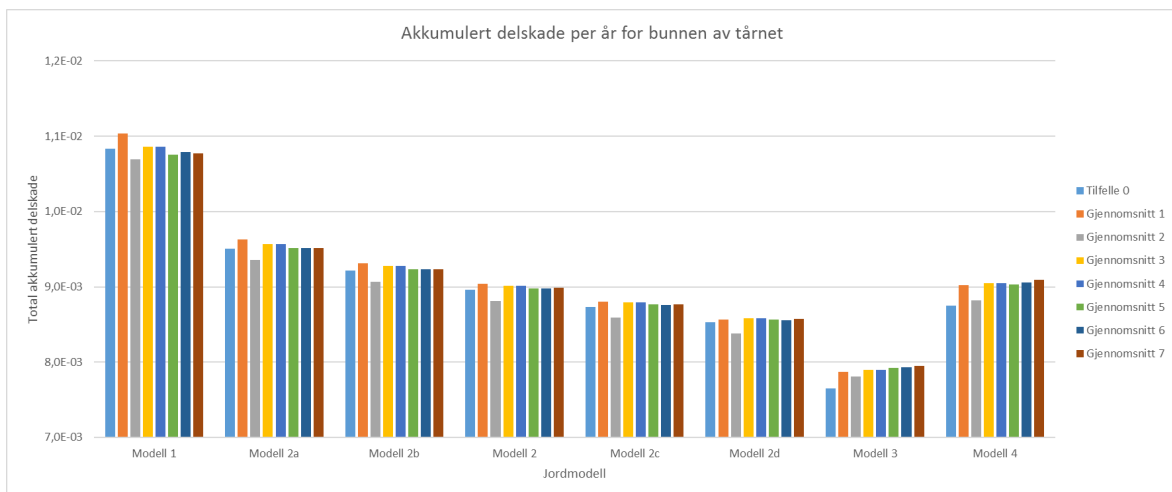


Figur 6-7: Maksimum moment ved havbunnen rangert etter lasttilfelle

Figur 6-7 viser maksimum moment på havbunnen. Tilfellene hvor vindturbinen er parkert viser mindre momenter enn når vindturbinen er i drift, og en større forskjell i maksimum moment mellom modellene. Dette er fordi disse tilfellene har mer demping fra havbunnen, noe som senker det maksimale momentet. Når vindturbinen er i drift har dempingen fra havbunnen mindre å si relativt sett, og det er derfor lite forskjell mellom jordmodellene her.

Det høyeste momentet er i tilfelle 5 hvor vindhastigheten er rett under nominell vindhastighet (11,4 m/s). Når vinden går over nominell hastighet slår *pitch* kontrollen inn, og sørger for et jevnt turtall. Dette fører til at momentet stabiliserer seg.

6.2.2 Bunnen av tårnet

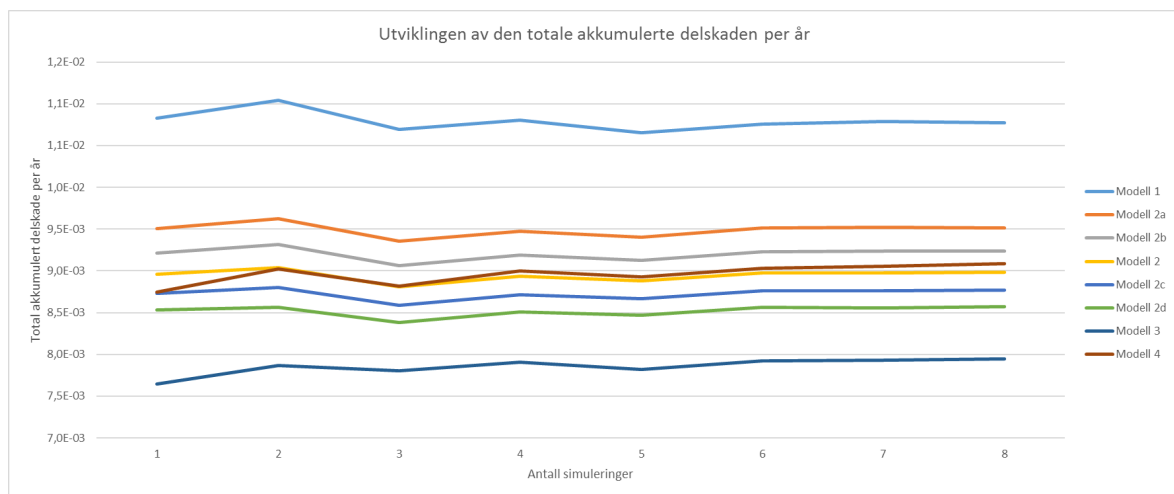


Figur 6-8: Total akkumulert delskade per år for bunnen av tårnet, rangert etter jordmodell

Total akkumulert delskade for alle lasttilfellene for bunnen av tårnet vises i Figur 6-8. Denne figuren viser den samme trenden som Figur 6-3, og det er fortsatt Modell 1 som viser størst delskade. Dette indikerer at økende demping fra havbunnen senker delskaden per år for bunnen av tårnet. Modell 4 gir nå ganske lik delskade som Modell 2, mens Modell 3 produserer den minste delskaden. Forskjellen i delskade mellom Modell 1 og 3 er enda større enn for monopælen, noe som kan tyde på at demping fra havbunnen har større effekt på bunnen av tårnet enn på monopælen.

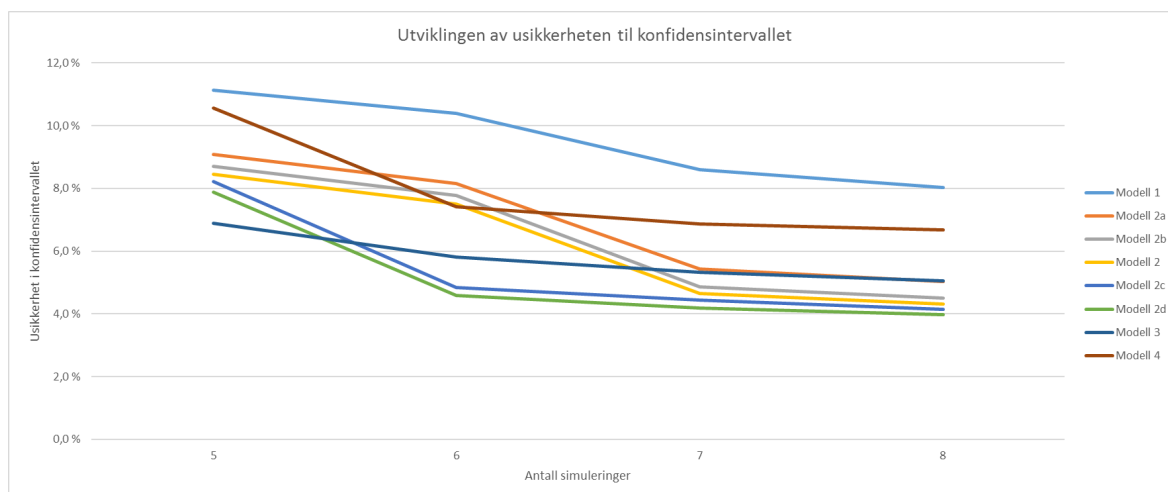
Sammenlignet med Modell 3 fører Modell 1 til 35,5 % større delskade, mens Modell 4 fører til 14,4 % større delskade. Forskjellen i delskade for Modell 1 og 2 er interessant da disse bruker den samme stivhetsmatrisen, mens forskjellen ligger i demping fra havbunnen i form av en rotasjonsfjær for Modell 2. Modell 1 viste en 16,6 % større delskade enn Modell 2. Grunnen til at Modell 3 fører til en lavere delskade enn Modell 2, er fordi Modell 3 angir belastningen som en funksjon av belastningene, mens dempingen er konstant for Modell 2. Dette tyder på en høyere demping i havbunnen enn det som er blitt brukt i Modell 2.

Disse resultatene stemmer godt overens med det Steffen Aasen fant i sin studie.



Figur 6-9: Utviklingen av total akkumulert delskade for bunnen av tårnet

Figur 6-9 viser utviklingen av middelverdien til den totale akkumulerte delskaden per år for bunnen av tårnet. Denne viser at den akkumulerte delskaden per år synker ettersom flere simuleringer ble gjennomført og er relativt stabil etter seks simuleringer. Dette indikerer at seks simuleringer kunne vært nok for å få et sikkert nok resultat. Figuren viser tydelig hvordan delskaden synker med demping fra havbunnen.



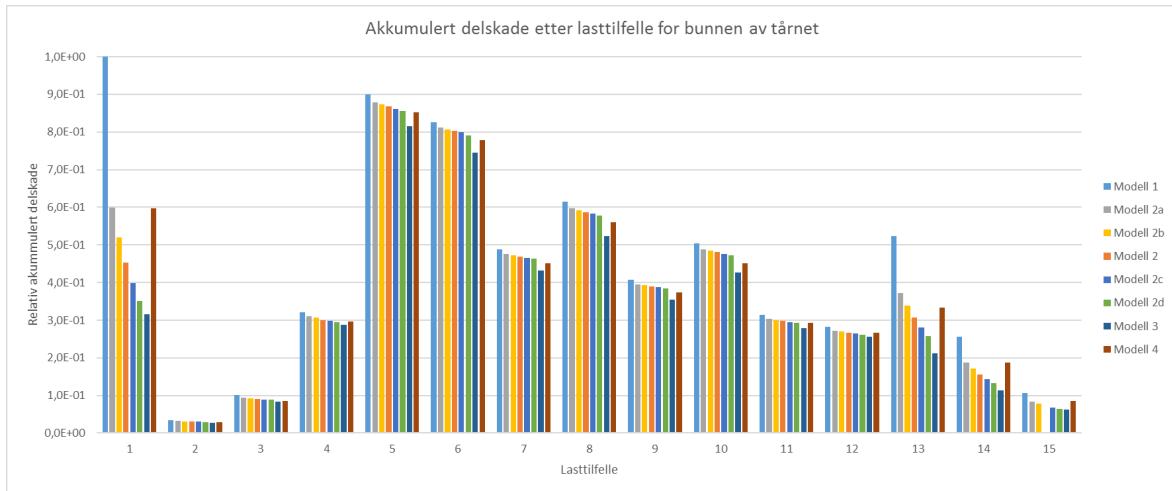
Figur 6-10: Utviklingen av usikkerheten i 95 % konfidensintervallet

Etter hver simulering ble det produsert et 95 % konfidensintervall for gjennomsnittet av den totale akkumulerte delskaden. Figur 6-10 viser utviklingen til usikkerheten i disse konfidensintervallene etter at fem simuleringer var gjennomført. Figuren viser at usikkerheten synker gradvis for alle jordmodellen og at det er jordmodellene uten demping som utviser størst usikkerhet i resultatet. Dette er samme trend som for monopælen. For jordmodellene med demping synker usikkerheten i resultatene lite, noe som indikerer at hvis usikkerheten skal mye mer ned, må det simuleres en god del flere simuleringer.

Tabell 6-4: 95 % konfidensintervall for total akkumulert delskade etter alle simuleringene

Jordmodell	95 % konfidensintervall
Modell 1	1,077E-02 ± 8,03 %
Modell 2a	9,517E-03 ± 5,04 %
Modell 2b	9,236E-03 ± 4,51 %
Modell 2	8,984E-03 ± 4,32 %
Modell 2c	8,768E-03 ± 4,15 %
Modell 2d	8,570E-03 ± 3,97 %
Modell 3	7,946E-03 ± 5,05 %
Modell 4	9,089E-03 ± 6,68 %

Tabell 6-4 viser 95 % konfidensintervallet for total akkumulert delskade etter alle åtte simuleringene. Usikkerhetene varierer mellom 3,97 % for Modell 2d til 8,03 % for Modell 1. Det er modellene uten demping som gir høyest usikkerheten og Figur 6-10 viser at disse modellene gir den største variasjonen i usikkerheten. Dette indikerer at mer demping fra havbunnen fører til mindre variasjon i resultatene mellom simuleringene, og at det derfor er nødvendig med færre simuleringer. Modellene med demping viser en akseptabel usikkerhet som ikke er større enn 5 %, mens modellene uten demping viser en noe høyere usikkerhet.

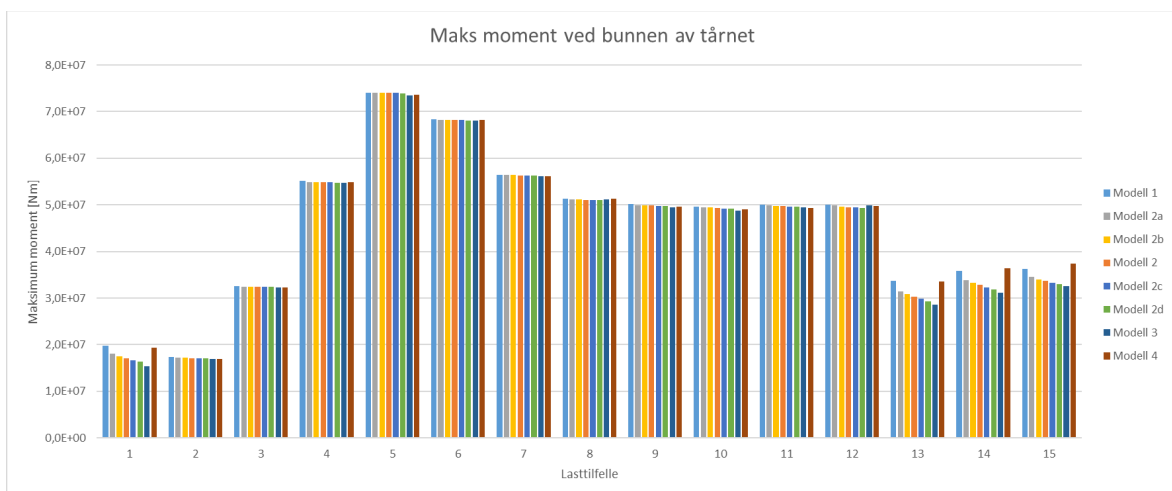


Figur 6-11: Normalisert akkumulert delskade etter lasttilfelle for bunnen av tårnet

Figur 6-11 viser den normaliserte akkumulerte delskaden for hvert lasttilfelle. Alle søylene i diagrammet vises relativt til den høyeste delskaden for å sammenligne lasttilfellene relativt til hverandre. Som for monopælen viser tilfellene hvor vindturbinen er parkert store forskjeller mellom jordmodellene, og forskjellene er større her enn de var for monopælen. Dette tyder på at demping fra havbunnen har mer å si for delskaden på bunnen av tårnet enn på monopælen. Dette resultatet stemmer godt overens med resultatet til Steffen Aasen.

Modell 1 gir størst delskade i tilfelle 1, men resten av jordmodellene gir størst delskade ved lasttilfelle 5. Dette indikerer at når demping fra havbunnen blir tatt med i simuleringen, vil tilfellet rett under nominell vindhastighet føre til den største delskaden.

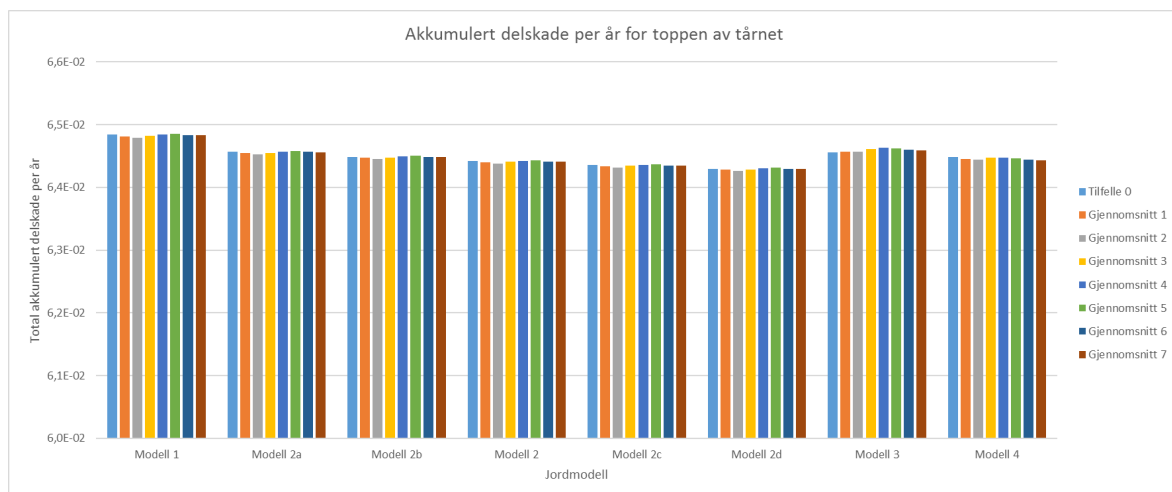
Modell 3 viser en mindre delskade i forhold til de andre jordmodellene enn den gjorde for monopælen. Dette indikerer at det er større belastningsamplituder her enn det er for monopælen og at å gi dempingen i havbunnen som en funksjon av belastningsnivået gir en riktigere delskade, enn å sette på en konstant demping.



Figur 6-12: Maksimum moment ved bunnen av tårnet, rangert etter lasttilfelle

Maksimum moment ved bunnen av tårnet er gitt i Figur 6-12. Denne figuren viser like tendenser som for monopælen. Maksimum moment synker ved økende demping fra havbunnen og maksimum moment stabiliserer seg når vindturbinen har konstant turtall. Når vindturbinen er parkert synker maksimum moment med økende demping, akkurat som for delskaden, mens under drift er det liten forskjell i det maksimale momentet mellom modellene. Dette er fordi demping fra havbunnen har større effekt når vindturbinen er parkert, siden det er lite aerodynamisk demping i disse tilfellene.

6.2.3 Toppen av tårnet



Figur 6-13: Total akkumulert delskade per år for toppen av tårnet, rangert etter jordmodell

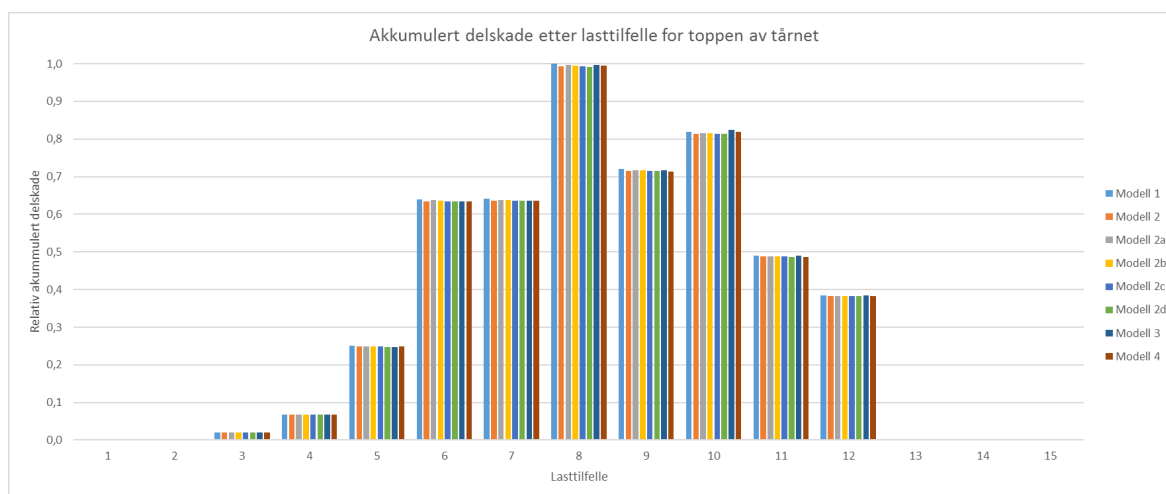
Total akkumulert delskade for alle lasttilfellene for toppen av tårnet vises i Figur 6-13. Figuren viser at alle jordmodellene gir veldig lik delskade. Liten forskjell i delskade tyder på at demping fra havbunnen har lite å si for delskaden ved toppen av tårnet. Grunnen til at dempingen fra havbunnen har liten effekt for toppen av tårnet, kan forklares med at det er aerodynamikken som dominerer ved denne lokasjonen og som gir de største belastningsamplitudene. Dette vises tydelig på Figur 6-14 som viser at delskaden når vindturbinen er parkert er ubetydelig i forhold til når vindturbinen er i drift. Når den er parkert tar vindturbinen opp lite aerodynamiske krefter og delskaden blir derfor liten. Dette stemmer godt overens med resultatene fra studien til Steffen Aasen.

Selv om dempingen fra havbunnen har lite å si, viser Modell 2 at delskaden synker litt med økende demping fra havbunnen. Den lille forskjellen i delskade mellom Modell 2a og 2d indikerer at en større demping fra havbunnen fører til litt mindre delskade ved toppen av tårnet.

Tabell 6-5: 95 % konfidensintervall for gjennomsnittet av alle simuleringene

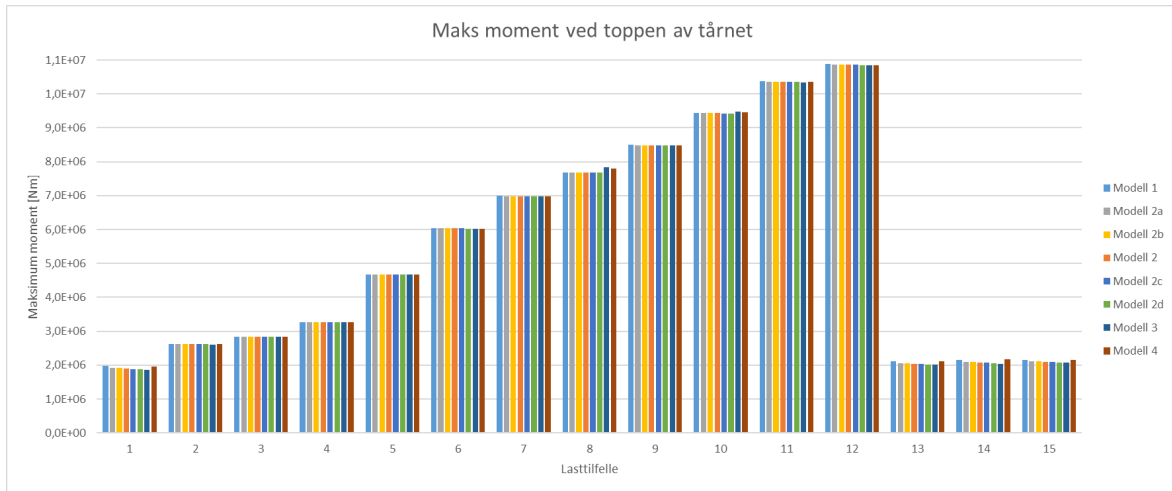
Jordmodell	95 % konfidensintervall
Modell 1	6,483E-02 ± 0,16 %
Modell 2a	6,456E-02 ± 0,19 %
Modell 2b	6,449E-02 ± 0,19 %
Modell 2	6,442E-02 ± 0,19 %
Modell 2c	6,435E-02 ± 0,17 %
Modell 2d	6,429E-02 ± 0,18 %
Modell 3	6,461E-02 ± 0,28 %
Modell 4	6,444E-02 ± 0,22 %

Tabell 6-5 viser 95 % konfidensintervallet etter alle åtte simuleringene. Resultatene er veldig stabile mellom de ulike simuleringene og det siste gjennomsnittet har et lite konfidensintervall. Dette er veldig naturlig da det er kjørt med samme vindhastighet og turbulensfiler i alle de forskjellige tilfellene. Dette viser at det er de aerodynamiske kreftene som betyr mest for delskaden på toppen av tårnet. Endringer i bølgekreftene har lite å si for den totale delskaden.



Figur 6-14: Normalisert akkumulert delskade etter lasttilfelle for toppen av tårnet

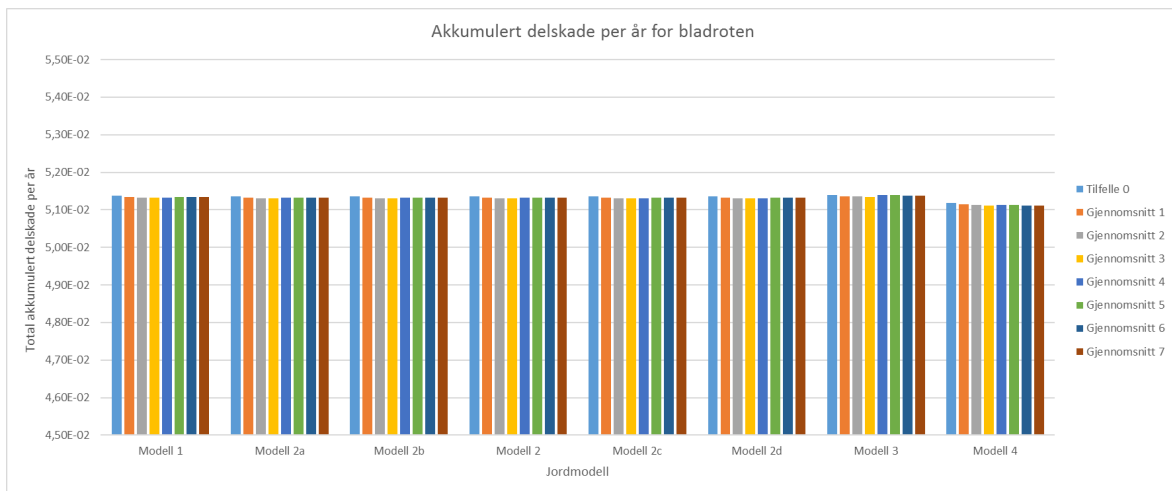
Figur 6-14 viser den normaliserte akkumulerte delskaden for hvert lasttilfelle. Alle søylene i diagrammet vises relativt til den høyeste delskaden for å sammenligne lasttilfellene relativt til hverandre. Figuren viser veldig liten forskjell mellom de ulike jordmodellene. Dette er som ventet, da jordmodellene viste liten forskjell i total delskade. Som tidligere nevnt skaper de aerodynamiske kreftene de største belastningsamplitudene, noe som gjør at dempingen i havbunnen har lite å si for delskaden. Tilfellene hvor vindturbinen er parkert viser derfor liten delskade sammenlignet med tilfellene hvor vindturbinen er i drift. For monopælen og bunnen av tårnet er det derimot større bøyemomenter som skaper store belastningsamplituder og dominerer, og her har demping i havbunnen mye mer å si.



Figur 6-15: Maksimum moment ved toppen av tårnet, rangert etter lasttilfelle

Figur 6-15 viser maksimum moment ved toppen av tårnet. Denne figuren viser at maksimum moment øker med økende vindhastighet, men det er liten forskjell mellom de ulike jordmodellene. Når vindturbinen er parkert er det maksimale momentet lite, noe som kommer av at det er de aerodynamiske kreftene som dominerer momentet.

6.2.4 Roten av rotorbladet



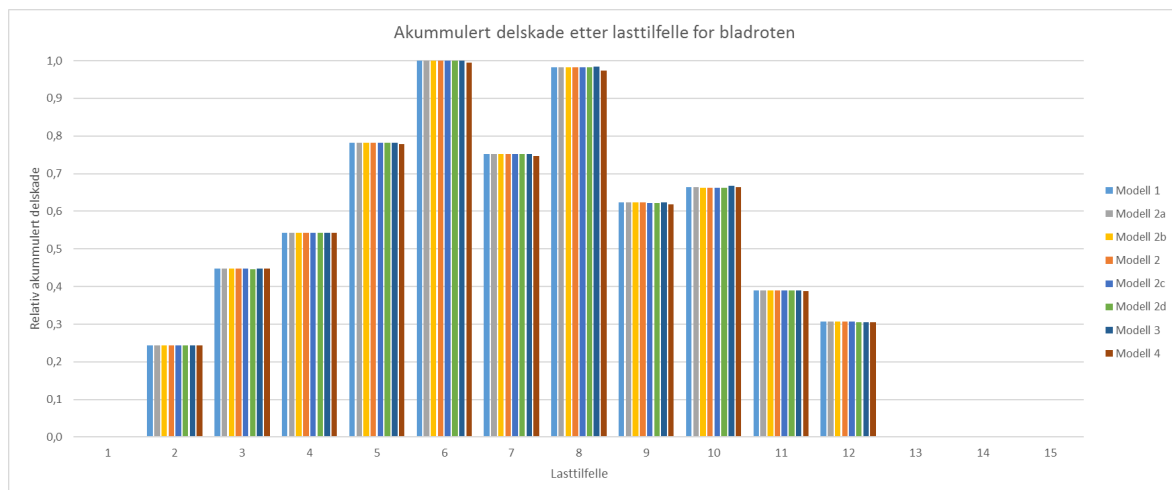
Figur 6-16: Total akkumulert delskade per år for bladrotten, rangert etter jordmodell

Den totale akkumulerte delskaden for bladrotten er gitt i Figur 6-16. Figuren viser at det er liten forskjell i delskade mellom de ulike modellene, men Modell 4 gir litt mindre delskade enn de andre. Dette er lik trend som for toppen av tårnet, og samme forklaring gjelder her. Det er de aerodynamiske kreftene som skaper de største belastningsamplitudene og er den dominerende faktoren. Dette stemmer godt overens med funnene til Steffen Aasen.

Tabell 6-6: 95 % konfidensintervall for total akkumulert delskade etter alle simuleringene

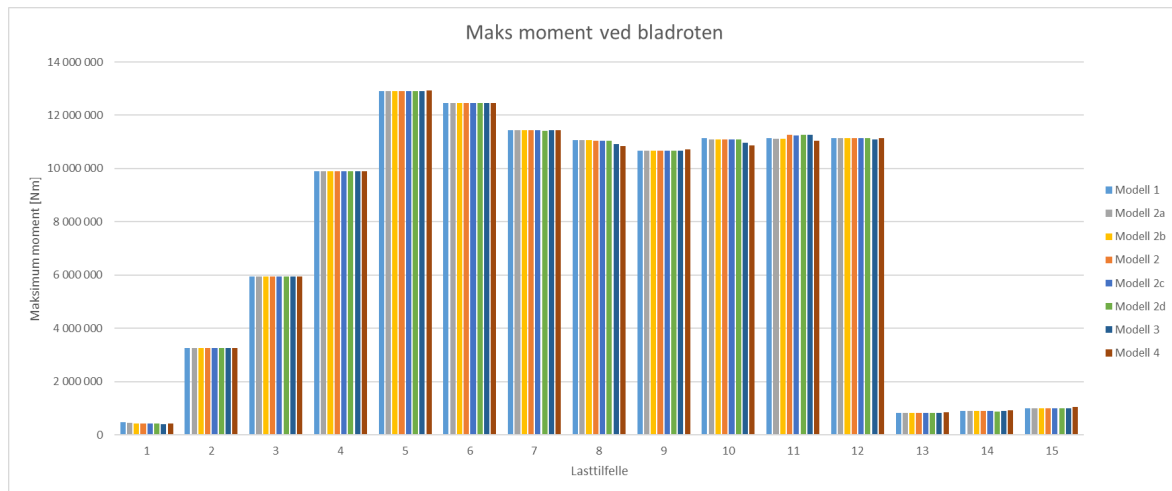
Jordmodell	95 % konfidensintervall
Modell 1	5,134E-02 ± 0,16 %
Modell 2a	5,133E-02 ± 0,15 %
Modell 2b	5,133E-02 ± 0,15 %
Modell 2	5,132E-02 ± 0,15 %
Modell 2c	5,132E-02 ± 0,14 %
Modell 2d	5,132E-02 ± 0,14 %
Modell 3	5,137E-02 ± 0,32 %
Modell 4	5,111E-02 ± 0,17 %

Tabell 6-6 viser 95 % konfidensintervallet etter alle åtte simuleringene. Resultatene er veldig stabile og konfidensintervallet viser at gjennomsnittet ligger veldig nærme den sanne verdien. Dette er veldig naturlig da det er kjørt med samme vindhastighet og turbulensfiler i alle de forskjellige tilfellene. Dette understøtter resultatet om at det er de aerodynamiske kreftene som betyr klart mest for delskaden på bladroten.



Figur 6-17: Normalisert akkumulert delskade etter lasttilfelle for bladroten

Figur 6-17 viser den normaliserte akkumulerte delskaden for hvert lasttilfelle. Alle søylene i diagrammet vises relativt til den høyeste delskaden for å sammenligne lasttilfellene relativt til hverandre. Resultatene med de ulike jordmodellene er veldig like, og viser kun små forskjeller. Dette er likt som ved toppen av tårnet, noe som er naturlig da det er de aerodynamiske kreftene og dynamikken til rotorbladene som er dominerende. Figuren indikerer at dempingen fra havbunnen har ingen effekt på delskaden på bladroten.



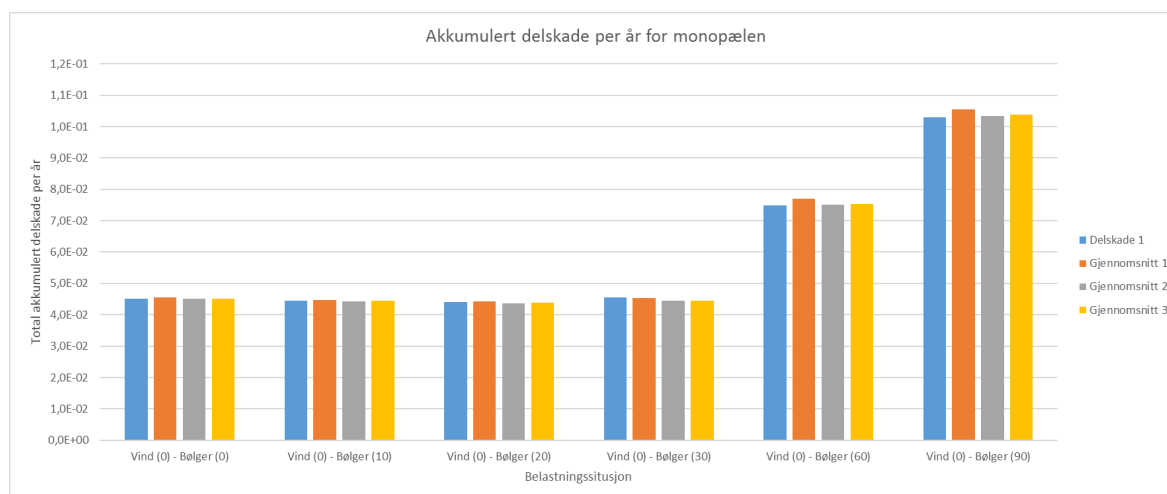
Figur 6-18: Maks moment ved bladroten, rangert etter lasttilfelle

Figur 6-18 viser maks moment ved bladroten. Som for de andre stedene øker maksimum moment til vindturbinen når nominell vindhastighet, for så å stabilisere seg. Når vindturbinen er parkert tar rotorbladene opp lite krefter, noe som fører til små maksimum moment i disse tilfellene.

6.3 Retningsforskjeller mellom vind og bølger

Resultatene for utmattingsskadene vil bli presentert fra bunnen av vindturbinen og opp. For å få en bedre forståelse av forskjellene i delskaden mellom de ulike belastningssituasjonene, har det blitt plottet delskade for punktene i halve tverrsnittet. I denne delen er det viktig å huske på at det kun har blitt simulert med Modell 3, siden fokuset ikke har ligget på forskjeller mellom jordmodellene, men heller hvordan retningsforskjeller mellom vind og bølger har en effekt på utmattingsskaden. Grunnen til at denne analysen kun er blitt simulert med Modell 3 er fordi dette var den beste jordmodellen fra studien til Steffen Aasen. Som nevnt tidligere er grafene som blir presentert her en konvergering av fire simuleringer med forskjellige bølger, men med samme turbulens. Det er blitt simulert med en retningsforskjell på 10, 20, 30, 60 og 90 grader mellom vind og bølger.

6.3.1 Monopælen på havbunnen



Figur 6-19: Total akkumulert delskade per år for monopælen, rangert etter belastningssituasjon

Figur 6-19 viser delskaden per år på monopælen når vind og bølger kommer med en retningsforskjell på opptil 90 grader. Når vind og bølger kommer fra samme retning, fører dette til omtrent samme delskade som når det er en retningsforskjell på opptil 30 grader. Tabell 6-7 viser at ingen retningsforskjell fører til litt større delskade enn en retningsforskjell opp til 20 grader. Øker retningsforskjellen mer begynner delskaden å bli litt større. Dette vises i Figur 6-21 hvor toppunktene er relativt like opp til en retningsforskjell på 30 grader. Dette tyder på at når både vinden og bølgene kommer i fra samme retning, fører dette til samme levetid som hvis retningsforskjellen mellom vind og bølger er på opptil 30 grader.

En retningsforskjell på 60 og 90 grader øker delskaden betraktelig og disse retningsforskjellene er derfor viktig å ta hensyn til under simuleringene. Den største delskaden kommer ved en 90 graders retningsforskjell. Delskaden økte med henholdsvis 67,2 % og 130,5 % når retningsforskjellen var på 60 og 90 grader, i forhold til uten en retningsforskjell.

Grunnen til at det er liten forskjell i delskaden opp til en 30 graders retningsforskjell, er fordi delskaden fordeler seg mer i tverrsnittet, se Figur 6-21 og Figur 6-22. Er retningsforskjellen liten vil punktet med maksimal delskade være like stor som når det ikke er noen retningsforskjell. Ved beregning av utmatting tas det kun hensyn til det verste punktet og da vil det være konservativt å beregne med vind og bølger i samme retning hvis det kun er en liten retningsforskjell. Men det er viktig å huske på at delskaden i hele tverrsnittet sett under ett blir større, og sjansen for at utmatting oppstår er derfor større for flere steder i tverrsnittet.

Når det er en retningsforskjell mellom vind og bølger foregår det en koblingseffekt mellom fjærene i modellen. Denne effekten gjør at dersom belastningene fra både vind og bølger hadde vært like, og den aerodynamiske dempingen hadde vært lik både i lengderetning og sideveis, ville delskaden gått ned. Dette kommer av at resultatanten til delskaden fra begge belastningene i punktet med høyest delskade når det er en retningsforskjell, er mindre enn summen av delskaden fra begge belastningene uten en retningsforskjell. En retningsforskjell kan føre til at den største delskaden fra vind alene og bølger alene, kan ende opp forskjellige steder i tverrsnittet.

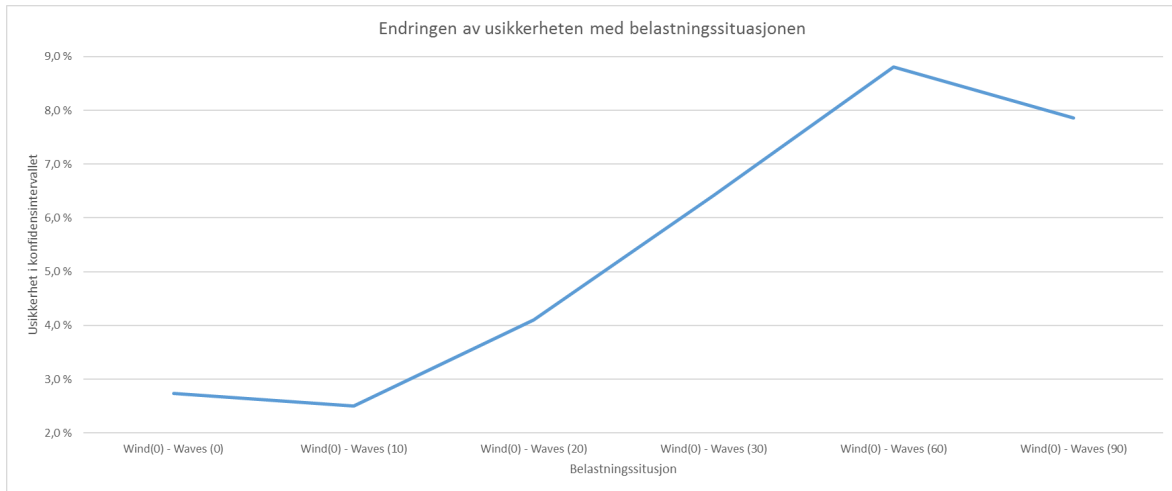
Den totale delskaden for hele tverrsnittet øker med retningsforskjellen når vindturbinen er i drift, men forskjellen er liten når vindturbinen er parkert, se Figur 6-23. Grunnen til at delskaden går opp når det er en retningsforskjell mellom belastningene, er fordi den aerodynamiske dempingen er liten sideveis sammenlignet med i lengderetningen. Dette gjør at bølgene lager en større delskade når de kommer fra siden, enn når de kommer uten en retningsforskjell med vinden. Dermed kan resultatanten øke når det er en retningsforskjell kontra summeringen av delskaden når det ikke er noe retningsforskjell. Det verste tilfellet er derfor når det er 90 grader retningsforskjell mellom vind og bølger. Når vindturbinen er parkert er den aerodynamiske dempingen liten, og da blir denne effekten borte.

Figur 6-21 og Figur 6-22 viser se at punktet med høyest utmatting er forflyttet litt mot høyre i forhold til der bølgene treffer. Grunnen til dette er at det er mindre aerodynamisk demping sideveis i forhold til i lengderetning. Disse figurene viser delskaden i for halve tverrsnittet, og ikke hele tverrsnittet. Dette er fordi delskade er symmetrisk om x-aksen.

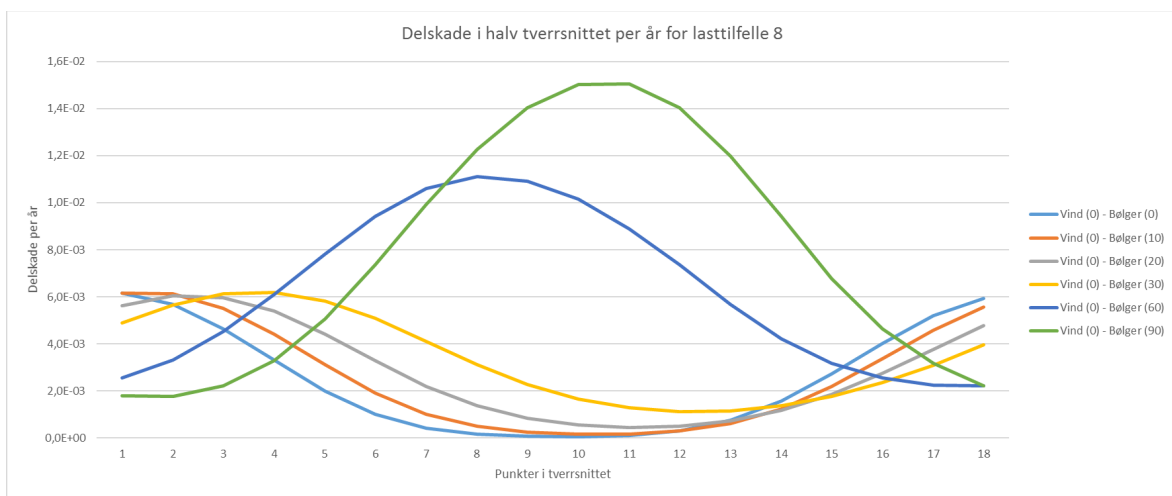
Tabell 6-7: 95 % konfidensintervall for total akkumulert delskade etter alle simuleringene

Belastningssituasjon	95 % konfidensintervall
Vind (0) - Bølger (0)	4,501E-02 ± 2,74 %
Vind (0) - Bølger (10)	4,443E-02 ± 2,50 %
Vind (0) - Bølger (20)	4,393E-02 ± 4,11 %
Vind (0) - Bølger (30)	4,440E-02 ± 6,42 %
Vind (0) - Bølger (60)	7,529E-02 ± 8,81 %
Vind (0) - Bølger (90)	9,852E-02 ± 7,86 %

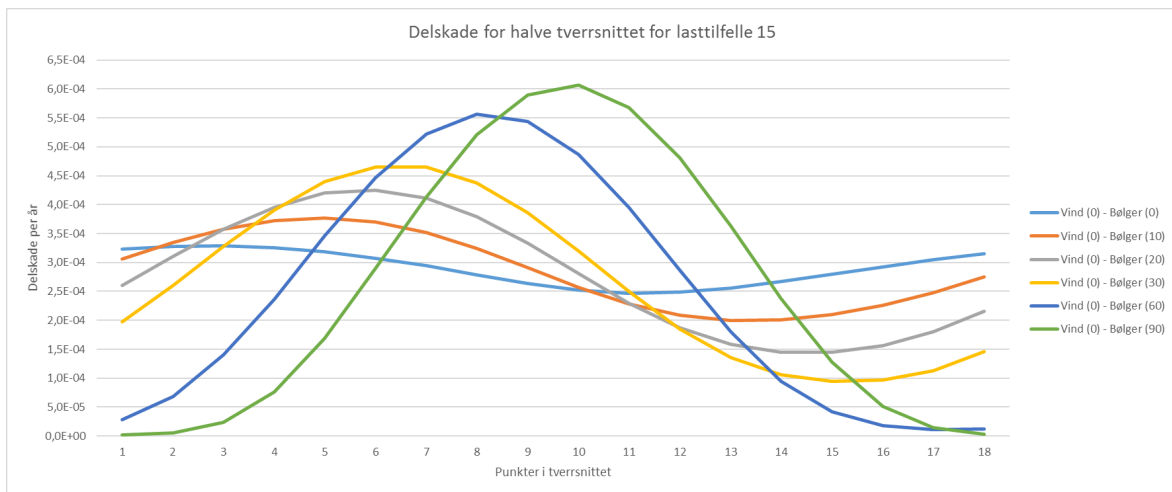
Tabell 6-7 viser 95 % konfidensintervallet for den totale akkumulerte delskaden etter alle simuleringene. Tabellen og Figur 6-20 viser at usikkerheten i resultatene øker med retningsforskjellene og at usikkerheten er størst ved 60 graders retningsforskjell. Dette indikerer at det må simuleres flere ganger med enn uten en retningsforskjell, for å få like sikkert resultat.



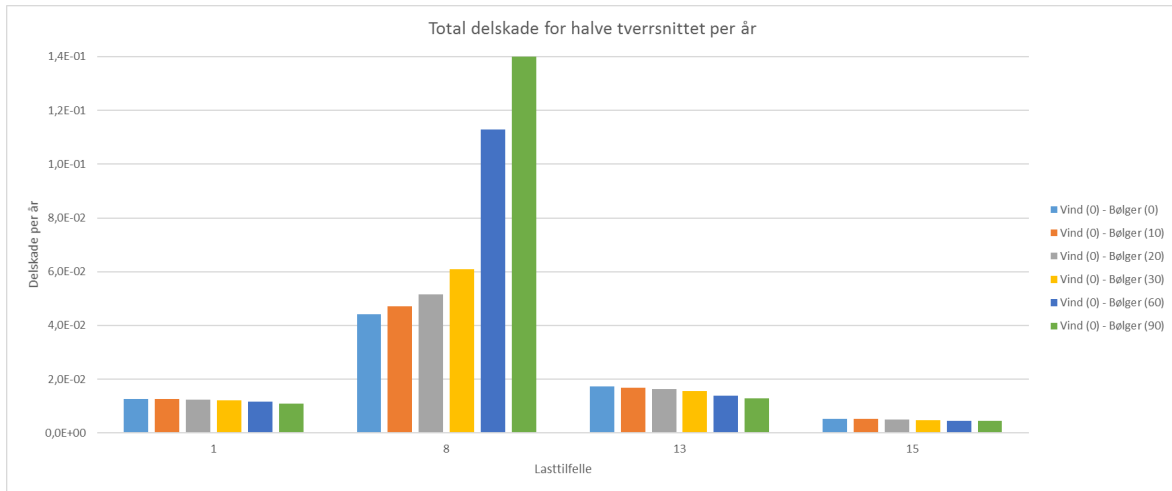
Figur 6-20: Usikkerheten i 95 % konfidensintervallet, rangert etter belastningssituasjon



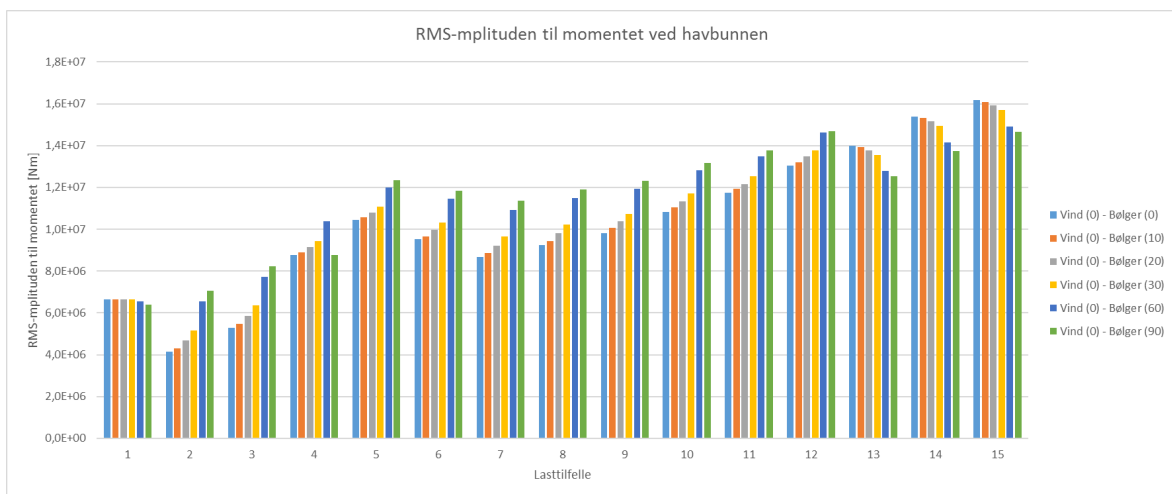
Figur 6-21: Delskaden for de 18 første punktene i tverrsnitt for lasttilfelle 8



Figur 6-22: Delskaden for de 18 første punktene i tverrsnitt for lasttilfelle 15



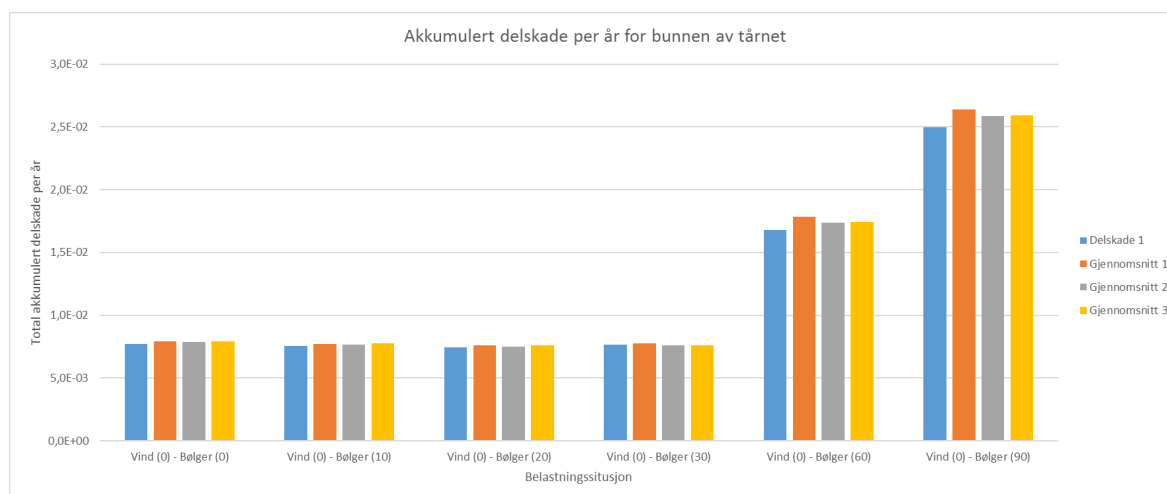
Figur 6-23: Total akkumulert delskade for hele tverrsnittet, rangert etter lasttilfelle



Figur 6-24: Amplituden til momentet ved monopælen

Figur 6-24 viser *root mean square (RMS)*-amplituden for momentet på havbunnen for alle belastningssituasjonene. RMS er et mål på variasjonene og gir dermed en pekepinn på utmattingen siden det er spenningsamplituden som brukes i utmattingsberegninger. Figur 6-24 viser at RMS-amplituden til momentet øker når vindturbinen er i drift, men synker når den er parkert. At amplituden til momentet øker når vindturbinen er i drift er i tråd med Figur 6-23 som viser at delskaden totalt i tverrsnittet øker med retningsforskjellen. Dette kommer av lite aerodynamisk demping sideveis. Når vindturbinen er parkert er det lite aerodynamisk demping, noe som fører til at denne effekten blir borte. Da fører koblingseffekten til at delskaden går ned.

6.3.2 Bunnen av tårnet



Figur 6-25: Total akkumulert delskade per år, rangert etter belastningssituasjon

Figur 6-25 viser delskaden per år på bunnen av tårnet når vind og bølger kommer med en retningsforskjell på opptil 90 grader. Delskaden ved bunnen av tårnet viser den samme trenden som delskaden for monopælen. Vind og bølger i samme retning gir omtrent samme delskade som en retningsforskjell på opptil 30 grader, men hvis retningsforskjellen øker til over 60 grader øker delskaden betydelig. Delskaden økte med henholdsvis 120,7 % og 228,1 % når det var en retningsforskjell på 60 og 90 grader, i forhold til uten en retningsforskjell.

En retningsforskjell på opptil 30 grader har liten forskjell i delskade, og forskjellene kan forklares på samme måte som for monopælen. Delskaden fordeler seg bedre utover tverrsnittet, se Figur 6-27 og Figur 6-28. Selv om gjennomsnittet av delskaden for tverrsnittet øker, se Figur 6-29, endres den største delskaden i tverrsnittet seg veldig lite.

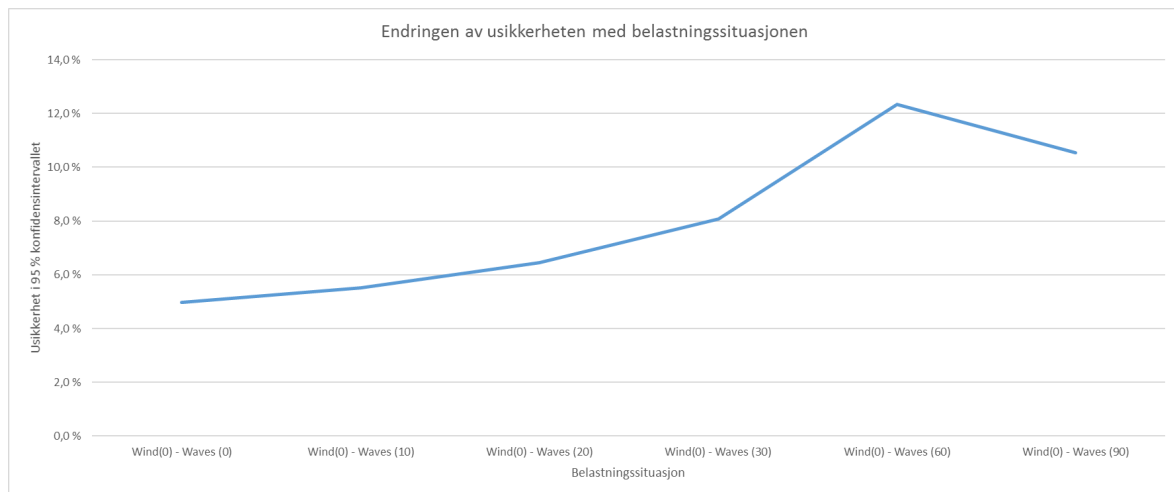
Når vindturbinen er parkert er det kun små forskjeller i den totale delskaden for hele tverrsnittet, se Figur 6-29. Det er når vindturbinen er i drift at det blir en forskjell i delskaden mellom de ulike tilfellene. Forskjellene her kan forklares på samme måte som for monopælen. Den aerodynamiske dempingen er liten sideveis, og mer belastning fra siden fører derfor til en større delskade. Når vindturbinen er parkert er den aerodynamiske dempingen liten, noe som gjør at delskaden endrer seg lite for de ulike situasjonene.

Akkurat som for monopælen forflytter delskaden seg mot høyre i tverrsnittet i forhold til der bølgene treffer. Denne effekten kommer fra at den aerodynamiske dempingen er mindre sideveis.

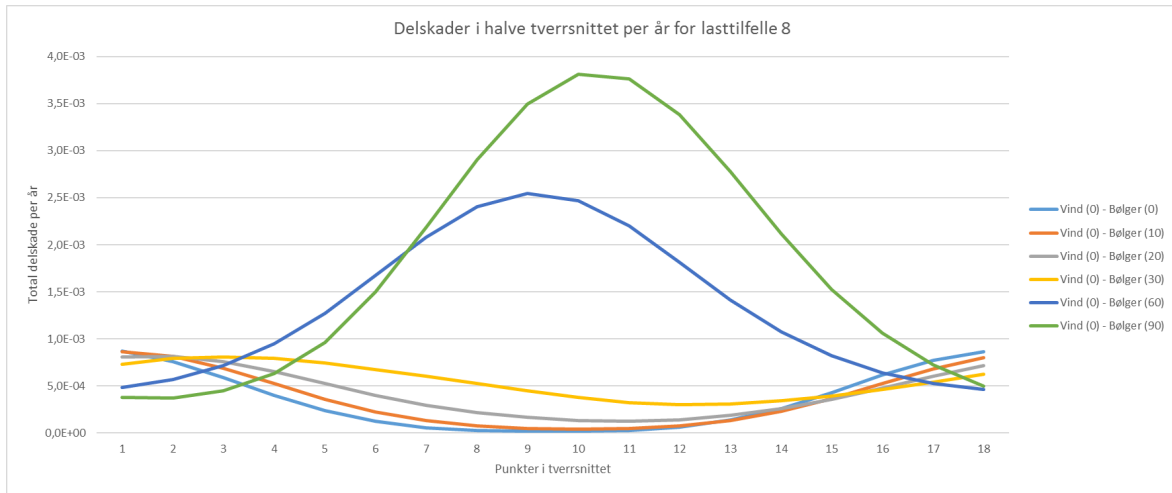
Tabell 6-8: 95 % konfidensintervall for total akkumulert delskade etter alle simuleringene

Belastningssituasjon	95 % konfidensintervall
Vind (0) - Bølger (0)	7,904E-03 ± 4,97 %
Vind (0) - Bølger (10)	7,746E-03 ± 5,52 %
Vind (0) - Bølger (20)	7,600E-03 ± 6,47 %
Vind (0) - Bølger (30)	7,604E-03 ± 8,08 %
Vind (0) - Bølger (60)	1,744E-03 ± 12,35 %
Vind (0) - Bølger (90)	2,593E-03 ± 10,55 %

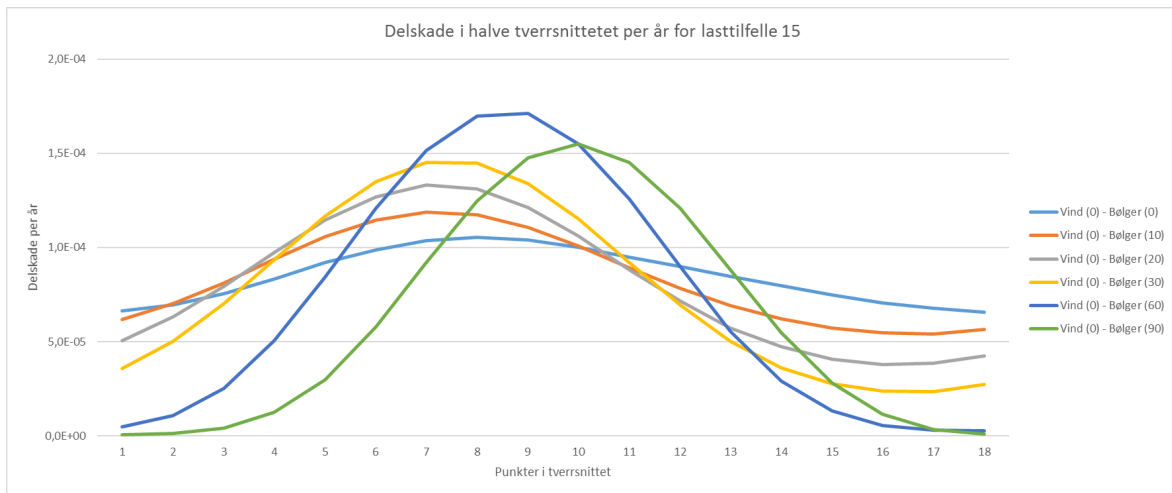
Tabell 6-8 viser et 95 % konfidensintervall for gjennomsnittet av alle simuleringene til den totale akkumulerte delskaden per år. Usikkerheten i konfidensintervallet for de ulike belastningssituasjonene vises grafisk i Figur 6-26. Usikkerheten i resultatene øker til en retningsforskjell på 60 grader for deretter å synke litt. Dette stemmer overens med resultatene for monopælen. Dette indikerer at det må simuleres flere ganger med en retningsforskjell enn uten, for å få like sikre resultater.



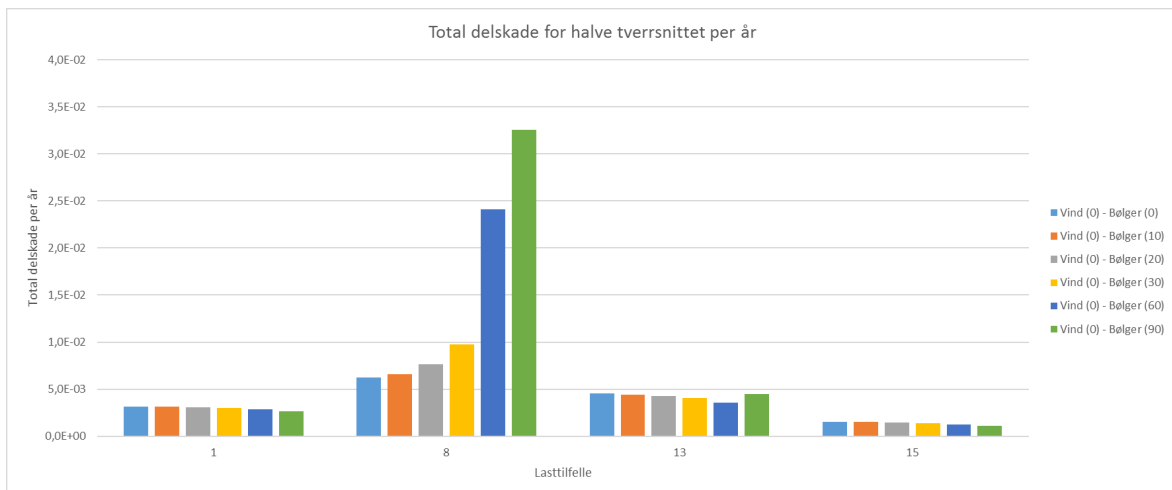
Figur 6-26: Usikkerheten i 95 % konfidensintervallet, rangert etter belastningssituasjon



Figur 6-27: Delskaden for de 18 første punktene i tverrsnittet for lasttilfelle 8

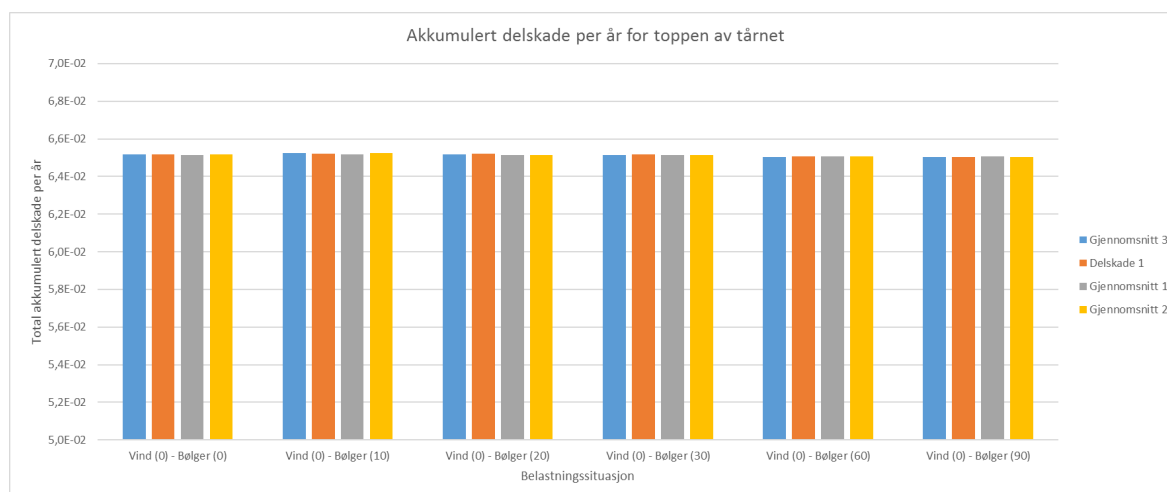


Figur 6-28: Delskade for de 18 første punktene i tverrsnittet for tilfelle 15



Figur 6-29: Total akkumulert delskade for tverrsnittet for bunnen av tårnet

6.3.3 Toppen av tårnet



Figur 6-30: Total akkumulert delskade per år for toppen av tårnet, rangert etter belastningssituasjon

Figur 6-30 viser delskaden per år for toppen av tårnet når vind og bølger kommer med en retningsforskjell på opptil 90 grader. Resultatene viser liten forskjell uansett hvor stor retningsforskjellen er mellom vind og bølger. Dette indikerer at retningsforskjeller mellom vind og bølger har lite å si for delskaden ved toppen av tårnet. Dette stemmer overens med resultatene fra kapittel 6.2.3, og kan forklares på samme. Det er de aerodynamiske kreftene som er dominerende, og bølgene har lite å si på denne lokasjonen.

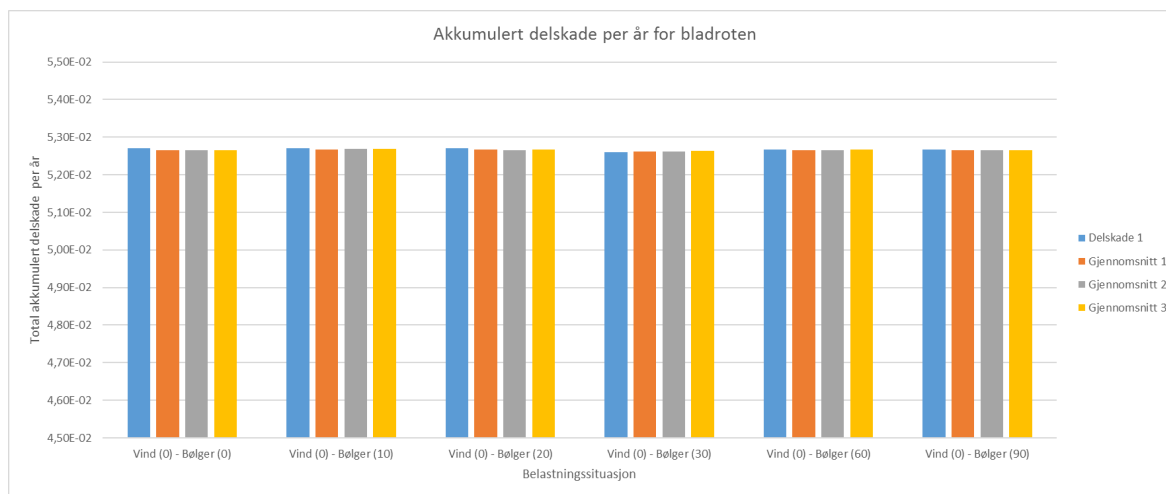
Tabell 6-9: 95 % konfidensintervall for total akkumulert delskade etter alle simuleringene

Belastningssituasjon	95 % konfidensintervall
Vind (0) - Bølger (0)	6,519E-02 ± 0,18 %
Vind (0) - Bølger (10)	6,524E-02 ± 0,33 %
Vind (0) - Bølger (20)	6,517E-02 ± 0,17 %
Vind (0) - Bølger (30)	6,515E-02 ± 0,15 %
Vind (0) - Bølger (60)	6,505E-02 ± 0,12 %
Vind (0) - Bølger (90)	6,502E-02 ± 0,12 %

Tabell 6-9 viser et 95 % konfidensintervall for den totale akkumulerte delskaden etter alle fire simuleringene. Resultatene viser liten variasjon og det siste gjennomsnittet har et lite konfidensintervall. Grunnen til dette er at det er blitt kjørt med samme turbulensfiler, fordi interessen i denne studien har vært på effekten av retningsforskjeller mellom vind og bølger.

Resultatene for toppen av tårnet viser liten forskjell mellom de ulike belastningssituasjonene, og vil derfor ikke bli diskutert noe mer.

6.3.4 Roten til rotorbladet



Figur 6-31: Total akkumulert delskade per år for bladrotten, rangert etter belastningssituasjon

Figur 6-31 viser delskaden per år for bladrotten når vind og bølger kommer med en retningsforskjell på opptil 90 grader. Resultatene viser en identisk trend som toppen av tårnet, og grunnen er den samme. De aerodynamiske kreftene dominerer og bølgeretningen har derfor liten betydning.

Tabell 6-10: 95 % konfidensintervall for total akkumulert delskade etter alle simuleringene

Belastningssituasjon	95 % konfidensintervall
Vind (0) - Bølger (0)	5,265E-02 ± 0,13 %
Vind (0) - Bølger (10)	5,270E-02 ± 0,22 %
Vind (0) - Bølger (20)	5,267E-02 ± 0,14
Vind (0) - Bølger (30)	5,264E-02 ± 0,17
Vind (0) - Bølger (60)	5,266E-02 ± 0,10 %
Vind (0) - Bølger (90)	5,264E-02 ± 0,06 %

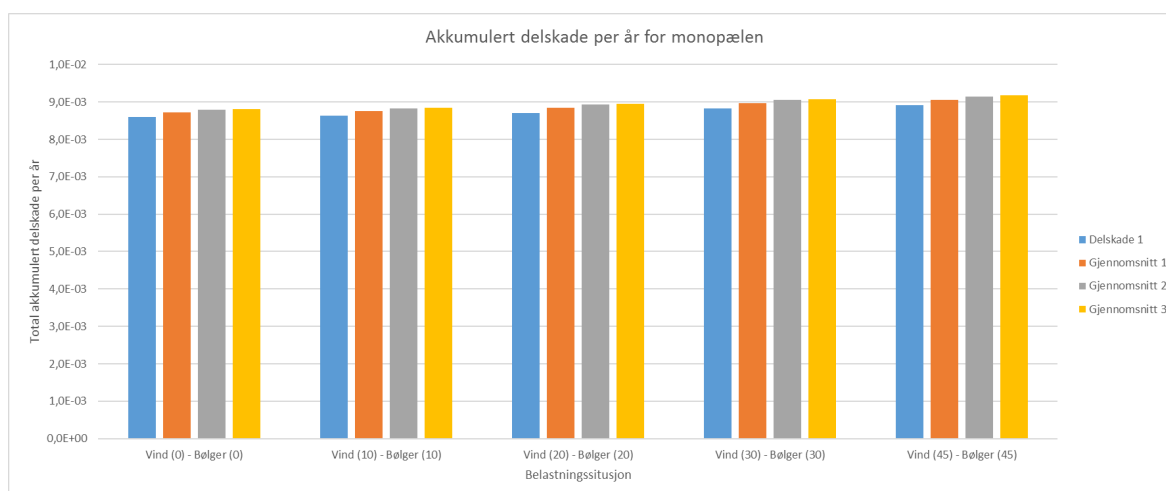
Tabell 6-10 viser et 95 % konfidensintervall for den total akkumulerte delskaden per år etter alle fire simuleringene. Dette er lite, og grunnen til dette er samme begrunnelse som for toppen av tårnet. Resultatene for bladrotten viser liten forskjell mellom de ulike belastningssituasjonene, og vil derfor ikke bli diskutert noe mer.

6.4 Følsomhetsanalyse av Modell 3

Denne delen er en følsomhetsanalyse av Modell 3. Grunnen til at det har blitt gjort en følsomhetsanalyse av denne modellen er fordi denne modellen førte til minst delskader i analysene fra kapittel 6.2, og fordi dette er en ikke-lineær modell, noe som kan gi avvik ettersom hvor belastningene treffer modellen. Som nevnt tidligere er grafene som blir presentert her en konvergering av fire simuleringer med forskjellige bølger og disse simuleringene er gjort uten turbulens. Det er blitt sett på følgende belastningssituasjoner:

- Både vind og bølger fra 0 grader
- Både vind og bølger fra 10 grader
- Både vind og bølger fra 20 grader
- Både vind og bølger fra 30 grader
- Både vind og bølger fra 45 grader

6.4.1 Monopælen på havbunnen



Figur 6-32: Total akkumulert delskade per år for monopælen, rangert etter belastningssituasjon

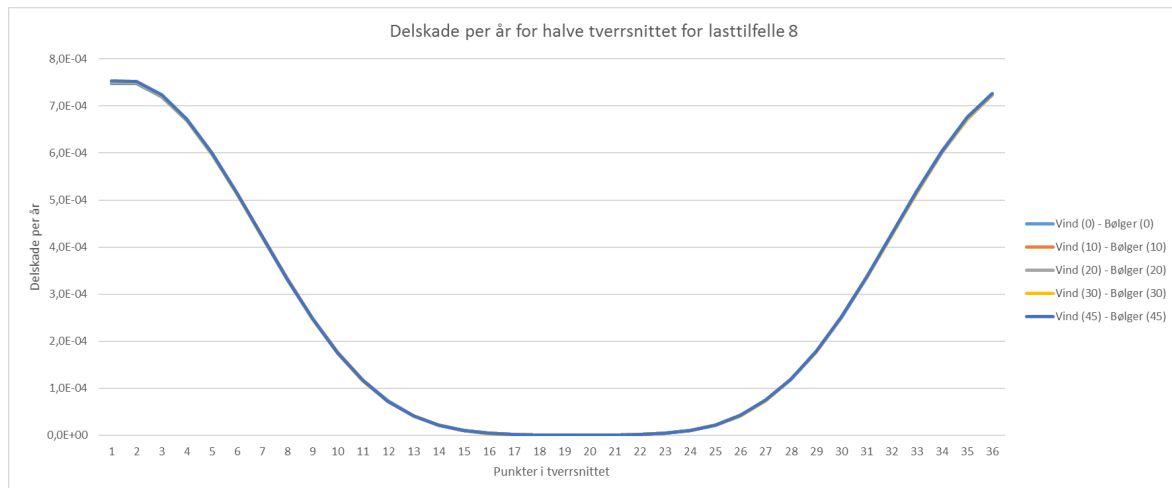
Figur 6-32 viser total delskade per år for monopælen for de ulike belastningssituasjonene som er blitt analysert. Tabell 6-11 viser at delskaden øker noe, til et maksimum avvik på 4,10 % når vind og bølger kommer fra 45 grader. Denne usikkerheten indikerer liten variasjon i resultatene, og at det ikke er nødvendig med mange simuleringer for å få et sikkert resultat.

Tabell 6-11: 95 % konfidensintervall for total akkumulert delskade etter alle simuleringene og avvik fra situasjonen når både vind og bølger kommer fra 0 grader

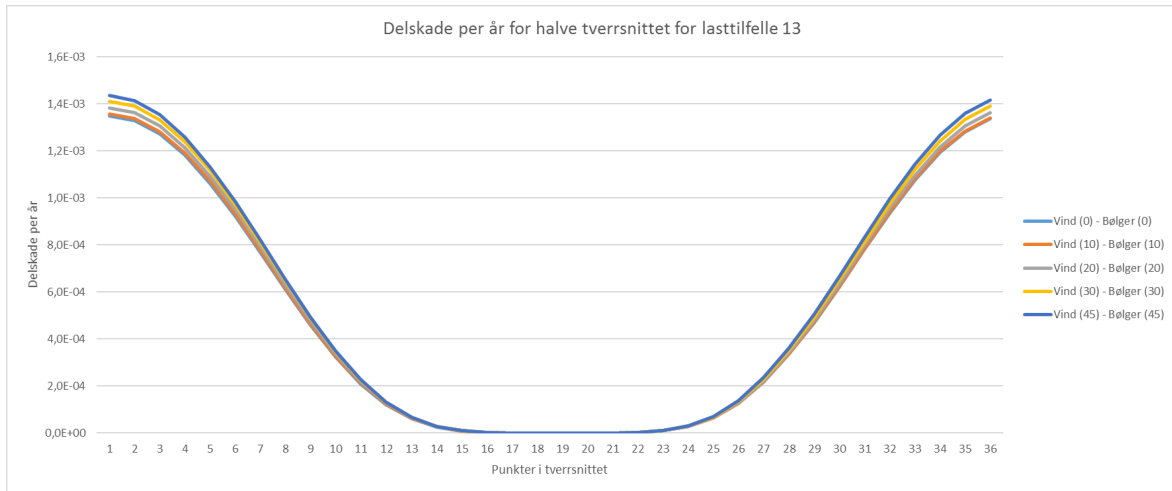
Belastningssituasjon	95 % konfidensintervall	% Avvik
Vind (0) - Bølger (0)	8,817E-03 ± 3,28 %	0,00 %
Vind (10) - Bølger (10)	8,852E-03 ± 3,50 %	0,40 %
Vind (20) - Bølger (20)	8,955E-03 ± 3,84 %	1,57 %
Vind (30) - Bølger (30)	9,081E-03 ± 3,92 %	2,99 %
Vind (45) - Bølger (45)	9,179E-03 ± 4,10 %	4,10 %

For belastningsområdet som denne vindturbinen opererer under, gir modellen små feil i delskade når belastningene ikke kommer fra 0 grader på vindturbinen. Grunnen til dette er ikke-lineære effekter når spenningene kommer opp i det ikke-lineære området på hysteresekurven. Dette betyr at når de samlede belastningene ikke går langs x-aksen, oppstår det en feil på grunn av koblinger som oppstår mellom komponenter langs x- og y-aksen når man er oppe i det ikke-lineære området.

Figur 6-33 viser hvordan delskaden fordeler seg i tverrsnittet ved de ulike belastningssituasjonene for lasttilfelle 8. Figuren viser liten forskjell i delskaden når vindturbinen er i drift, mens Figur 6-34 viser noen små avvik i delskaden når vindturbinen er parkert. Dette indikerer at den største feilen kommer i tilfellene hvor vindturbinen er parkert, noe som er logisk da det er i disse tilfellene dempingen i havbunnen har mest å si for delskaden.

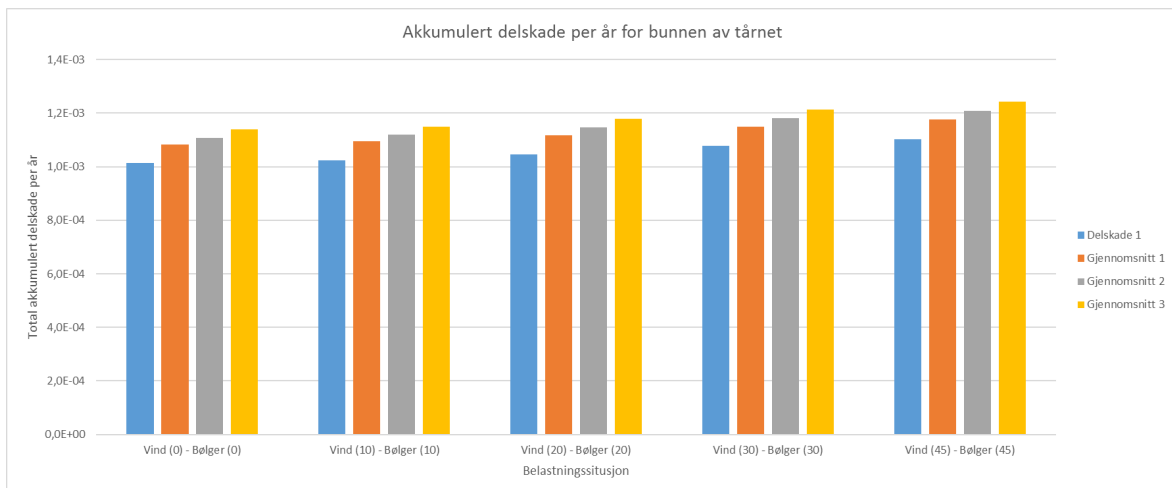


Figur 6-33: Delskaden for de første 36 punktene i tverrsnittet for lasttilfelle 8



Figur 6-34: Delskaden for de første 36 punktene i tverrsnittet for lasttilfelle 13

6.4.2 Bunnen av tårnet



Figur 6-35: Total akkumulert delskade per år for bunnen av tårnet, rangert etter belastningssituasjon

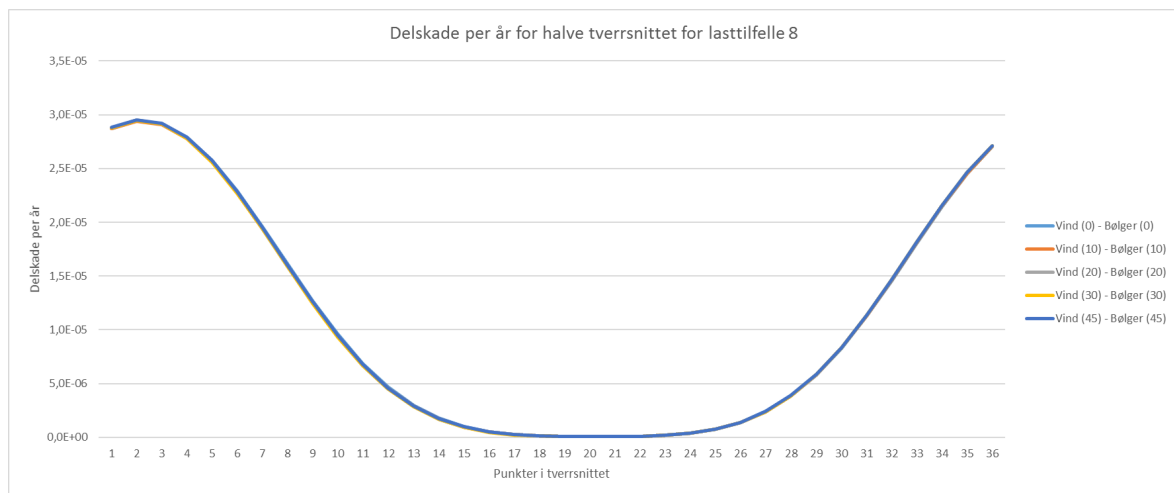
Figur 6-35 viser total delskade per år for bunnen av tårnet for de fem ulike belastningssituasjonene som er blitt analysert. Delskaden øker opp til når belastningene kommer fra 45 grader, og figuren viser noe variasjon i resultatene mellom hver simulering. Tabell 6-12 viser at delskaden øker til et maksimalt avvik på 9,0 % når vind og bølger kommer fra 45 grader. Figur 6-36 og Figur 6-37 viser at delskaden er veldig lik når vindturbinen er i drift, mens når vindturbinen er parkert fører modellen til noe avvik.

Tabell 6-12: 95 % konfidensintervall for total akkumulert delskade etter alle simuleringene og avvik fra situasjonen når både vind og bølger kommer fra 0 grader

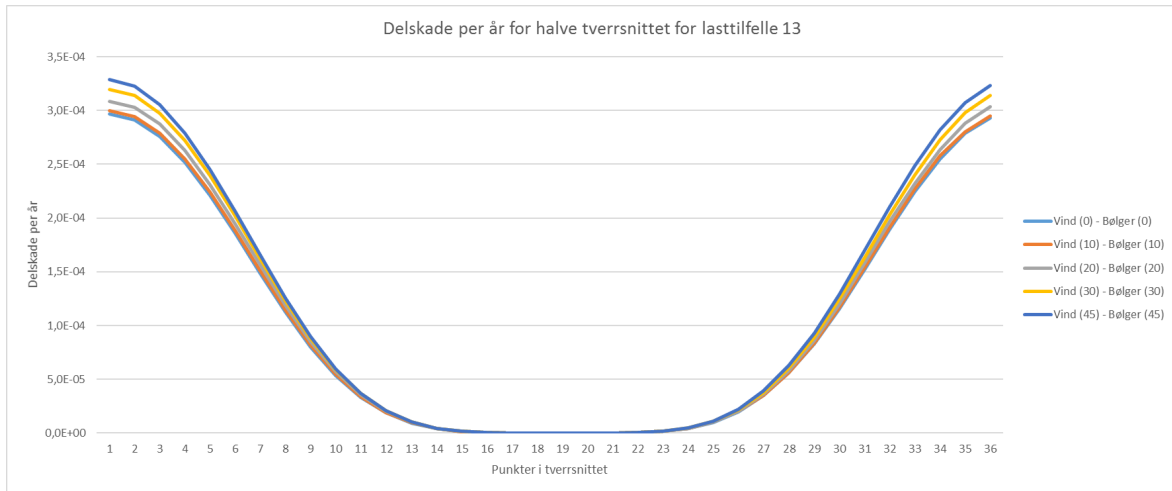
Belastningssituasjon	95 % konfidensintervall	% avvik
Vind (0) - Bølger (0)	1,139E-03 ± 16,08 %	0,00 %
Vind (10) - Bølger (10)	1,150E-03 ± 16,03 %	0,96 %
Vind (20) - Bølger (20)	1,178E-03 ± 16,15 %	3,38 %
Vind (30) - Bølger (30)	1,166E-03 ± 16,82 %	2,31 %
Vind (45) - Bølger (45)	1,242E-03 ± 16,16 %	9,00 %

Selv om konfidensintervallet til resultatene fra simuleringene har en usikkerhet på litt over 16 %, er dette veldig likt for alle belastningssituasjonene. Hvis usikkerheten i avvikene etter hver simulering sammenlignes istedenfor, er usikkerheten mindre. Avvikene for de fire simuleringene har på det meste en usikkerhet på 6 %, noe som betyr at avvikene ikke har så stor usikkerhet.

Disse resultatene indikerer at når belastningene ikke kommer langs x-aksen, kan det bli en liten feil for delskaden på bunnen av tårnet. Den verste feilen gjøres når belastningene kommer fra 45 grader, da dette kan føre til en feil på 9 %.

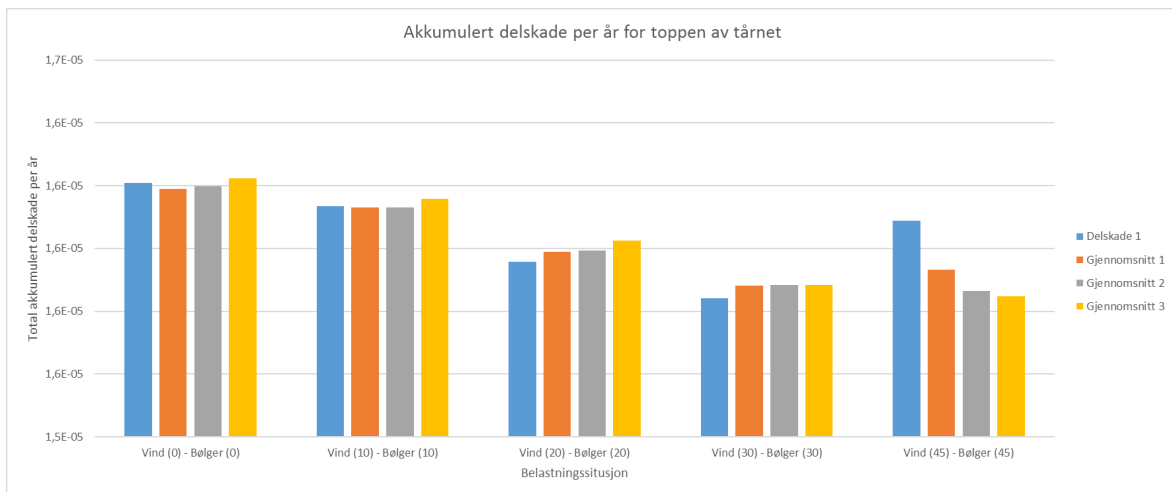


Figur 6-36: Delskaden for de første 36 punktene i tverrsnittet for lasttilfelle 8



Figur 6-37: Delskaden for de første 36 punktene i tverrsnittet for lasttilfelle 13

6.4.3 Toppen av tårnet



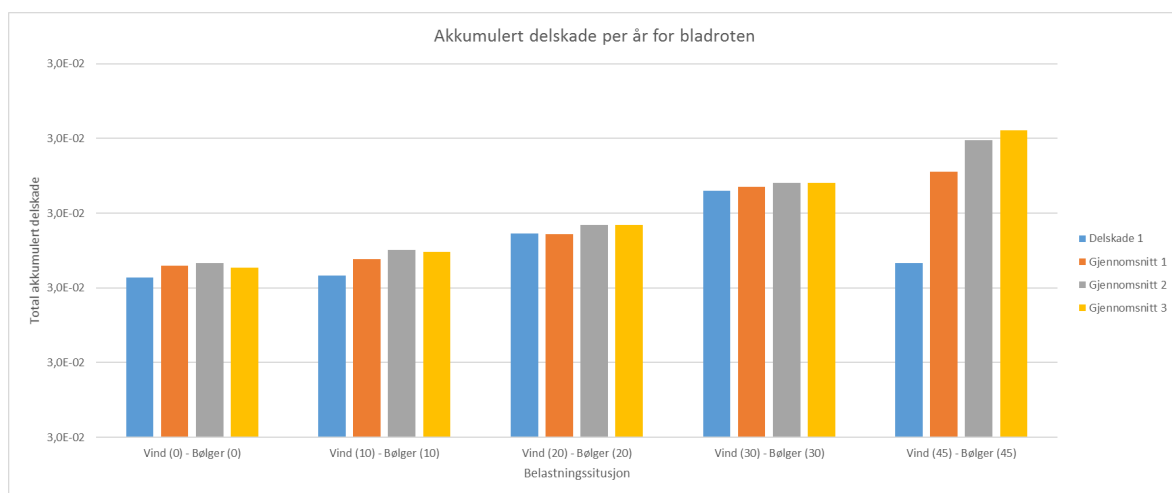
Figur 6-38: Total akkumulert delskade per år for toppen av tårnet, rangert etter belastningssituasjon

Figur 6-38 viser total delskade per år for toppen av tårnet for de fem ulike belastningssituasjonene som er blitt analysert. Tabell 6-13 viser at avviket i delskaden på toppen av tårnet øker til et maksimum på 2,3 % når belastningene kommer fra 45 grader. Dette er ikke noe stort avvik, noe som indikerer at feilen til delskaden på toppen av tårnet når denne modellen brukes er liten. Dette er som ventet, da analysen fra delkapittel 7.1 indikerte at jordmodellen hadde lite å si for delskaden.

Tabell 6-13: 95 % konfidensintervall for total akkumulert delskade etter alle simuleringene og avvik fra situasjonen når både vind og bølger kommer fra 0 grader

Belastningssituasjon	95 % konfidensintervall	% avvik
Vind (0) - Bølger (0)	1,612E-05 ± 0,67 %	0,0 %
Vind (0) - Bølger (10)	1,606E-05 ± 0,67 %	0,4 %
Vind (0) - Bølger (20)	1,593E-05 ± 0,90 %	1,2 %
Vind (0) - Bølger (30)	1,578E-05 ± 0,71 %	2,1 %
Vind (0) - Bølger (45)	1,575E-05 ± 2,06 %	2,3 %

6.4.4 Bladroten



Figur 6-39: Total akkumulert delskade per år for bladroten, rangert etter belastningssituasjon

Figur 6-39 viser total delskade per år for bladroten for de fem ulike belastningssituasjonene som er blitt analysert. Tabell 6-14 viser at avviket i delskaden på toppen av tårnet øker til et maksimum på 0,3 % når belastningene kommer fra 45 grader. Denne forskjellen er så liten at den kan ses bort ifra. Konfidensintervallet er veldig lite, noe som indikerer liten usikkerhet i resultatet. Dette stemmer overens med det som er funnet i delkapittel 6.2, der det ble funnet at jordmodellen hadde lite å si for delskaden på bladroten siden aerodynamikken er dominerende her.

Tabell 6-14: 95 % konfidensintervall for total akkumulert delskade etter alle simuleringene og avvik fra situasjonen når både vind og bølger kommer fra 0 grader

Belastningssituasjon	95 % konfidensintervall	% avvik
Vind (0) - Bølger (0)	3,011E-02 ± 0,06 %	0,0 %
Vind (10) - Bølger (10)	3,012E-02 ± 0,08 %	0,0 %
Vind (20) - Bølger (20)	3,014E-02 ± 0,06 %	0,1 %
Vind (30) - Bølger (30)	3,017E-02 ± 0,03 %	0,2 %
Vind (45) - Bølger (45)	3,021E-02 ± 0,39 %	0,3 %

7 Konklusjon

7.1 Hovedfunn i studien

Resultatene fra kapittel 6.2 viser de samme trendene som Steffen Aasen fant i sin oppgave. Hvilken jordmodell som brukes har stor betydning for delskaden på en vindturbin stående på en monopæle. Delskaden synker med økende demping fra havbunnen, og Modell 3 er modellen som fører til den minste delskaden på vindturbinen.

Situasjonene hvor vindturbinen er parkert viser tydelig at demping fra havbunnen fører til redusert delskade. I disse tilfellene er det lite aerodynamisk demping, og dempingen fra havbunnen har derfor større effekt på delskaden i disse tilfellene. En retningsforskjell mellom vind og bølger fører til liten endring når vindturbinen er parkert. Dette kan forklares med at det er lite aerodynamisk demping.

Usikkerhetsanalysen utført når bølger og vind kom uten en retningsforskjell, indikerte at åtte simuleringer førte til en akseptabel usikkerhet i resultatet for den totale akkumulerte delskaden per år. Denne usikkerheten kommer fra at forskjellige realiseringer av samme sjøtilstand fører til forskjellige resultater, da hver simulering er relativt kort og realiseringen inneholder forskjellige bølger. For monopælen lå usikkerheten for 95 % konfidensintervallet fra 3,97 % - 8,03 % for bunnen av tårnet, mens den lå på 1,75 % - 3,12 % for monopælen. Dette indikerer at det må simuleres flere ganger for å få sikre resultater for bunnen av tårnet, enn for monopælen.

For den totale akkumulerte delskaden per år på monopælen og på bunnen av tårnet sank usikkerheten med en økende demping fra havbunnen, og med en økende retningsforskjell opp til 60 grader. Fra en retningsforskjell på 60 – 90 grader gikk usikkerheten litt ned. Dette indikerer at det må gjøres flere simuleringer med retningsforskjeller mellom vind og bølger eller med lite demping fra havbunnen, for å få like sikre resultater som når det simuleres uten en retningsforskjell eller med en høyere demping. For bunnen av tårnet går usikkerheten fra 4,97 % når bølgene kommer fra samme retning, til 12,35 % når det er en retningsforskjell på 60 grader mellom vind og bølger. Uten en retningsforskjell førte Modell 1 til en 18,9 % høyere delskade på monopælen enn Modell 3.

For toppen av tårnet og bladroten er det de aerodynamiske kreftene som dominerer og dempingen fra havbunnen har lite å si for delskaden på disse stedene. Retningsforskjeller mellom vind og bølger gir derfor en marginal forskjell i delskade på disse lokasjonene. Variasjonene i resultatene er derfor også minimale.

Når vindturbinen er parkert indikerer studien at maksimum moment synker med økende demping fra havbunnen, mens ved drift indikerer resultatene liten forskjell i maksimum moment. Dette kommer av at det er aerodynamisk demping som er dominerende under drift, mens det er lite aerodynamisk demping når vindturbinen er parkert. Det største momentet opptrer rett før nominell vindhastighet.

For monopælen og bunnen av tårnet er den totale delskaden når det er en retningsforskjell på opptil 30 grader omtrent den samme som når det ikke er en retningsforskjell. Grunnen til dette er at selv om delskaden totalt for hele tverrsnittet går opp, fordeler delskaden seg mer i tverrsnittet. Selv om det verste punktet ikke får en større delskade, er det viktig å huske på at delskaden blir verre flere steder i tverrsnittet, noe som gjør at faren for utmatting øker flere steder i tverrsnittet. Økes retningsforskjellen til 60- og 90 grader økes delskaden betraktelig, og det er derfor viktig å ta med disse retningsforskjellene i simuleringer. For monopælen økte delskaden med henholdsvis 67,2 % og 130,5 % i forhold til uten en retningsforskjell. For bunnen av tårnet økte delskaden med henholdsvis 120,7 % og 228,1 % i forhold til uten en retningsforskjell. Grunnen til at delskaden totalt for hele tverrsnittet øker med en økende retningsforskjell, kommer av at det er lite aerodynamisk demping sideveis i forhold til langsgående. Mer belastning fra siden fører dermed til en større delskade for vindturbinen.

Ved en retningsforskjell forflytter delskaden seg i langsgående retning i forhold til der bølgene treffer. Grunnen til dette er at det er mindre aerodynamisk demping sideveis enn i langsgående retning.

Modell 3 gir små feil i resultatene når ikke belastningene kommer fra 0 grader på modellen. Resultatene indikerte at den største feilen ved bruk av modellen skjer når belastningene kommer fra 45 grader. Dette førte til maksimal feil på 4,1 %, 9,0 % og 2,3 % for henholdsvis monopælen, bunnen av tårnet og toppen av tårnet. For bladroten gir den ingen feil. Dette er fordi de aerodynamiske kreftene dominerer og demping fra havbunnen betyr lite.

7.2 Svakheter med denne studien

For å korte ned simuleringstiden har simuleringene blitt gjort med en komprimert tabell fra UpWind-prosjektet (Fisher et al. 2010), istedenfor å simulere med et diagram med alle sjø- og vindtilstandene. Da den totale delskaden ikke er av interesse, men kun den relative delskaden mellom ulike jordmodeller eller belastningssituasjoner, blir dette sett på som akseptabelt.

Dempingskoeffisienten for Modell 2 er representativ for et sted der det kan bli installert og er tatt fra studien til Steffen Aasen (2016). I denne studien ble verdien for dempingskoeffisienten tatt fra studien til Carswell et al. (2015). Siden målet med denne studien var det samme som for Steffen Aasen, nemlig å sammenligne forskjellige jordmodeller, har denne måten blitt godkjent.

Overgangsdelen mellom monopælen og tårnet har ikke blitt modellert i detalj. Dette gjør at stivheten til hele systemet ikke blir helt riktig, noe som fører til at egenfrekvensen ikke blir helt nøyaktig.

Simuleringene har blitt gjort uten strømminger i havet, og kun med belastninger fra bølger og vind. Dette gjør at den totale delskaden blir feil, men burde ikke ha noe å si for den relative delskaden. Det er også blitt benyttet lik turbulens for alle tilfellene i arbeidet med usikkerhetsanalysen og retningsforskjellene mellom vind og bølger. Dette blir sett på som legitimt da fokuset har ligget på effekten av ulike jordmodeller og effekten fra at bølgene kommer fra en annen retning enn vinden.

7.3 Forslag for fremtidig arbeid

I denne studien er det blitt simulert med et komprimert diagram for miljøforholdene. Et slikt diagram bruker en sjøtilstand som gir større delskade i punktet i tverrsnittet som ligger ved 0 grader, enn den verste delskaden i tverrsnittet når det simuleres med et fullstendig *scatter* diagram. Det kunne derfor vært interessant å se om det å simulere med et fullstendig *scatter* diagram hvor bølgene og vinden kommer fra forskjellige retninger ville ført til de samme resultatene som ble funnet i denne studien.

I denne studien har det blitt brukt en fiktiv vindturbin og fundament. En naturlig fortsettelse er å lage Modell 3 slik at den passer med en virkelig lokasjon og i tillegg modellere en ekte vindturbin i 3DFloat.

Modell 3 som er blitt brukt i denne studien er blitt kalibrert ved en monoton belastning og ikke en syklisk belastning. På en ekte lokasjon ville det vært syklisk belastning, så en oppdatering av parameterne i modellen med hensyn på syklisk belastning vil gi mer representative resultater.

Resultatene fra denne studien har vist at bunnen av tårnet er stedet som er mest følsomt for dempingen i havbunnen. En oppdatering av modellen i 3DFloat hvor overgangsdelen modelleres bør derfor vurderes. Da kunne det blitt vurdert om dette har noe innvirkning på resultatene.

8 Kilder

- 4C offshore. (05 juni 2013). *Tripile Support Structure*. 4C offshore. Tilgjengelig fra: <http://www.4coffshore.com/windfarms/tripile-support-structures-aid6.html> (lest 30. januar 2017).
- Ahmadian, H. & Rajaei, M. (2014). Identification of Iwan distribution density function in frictional contacts. *Journal of Sound and Vibration*, 333 (2014): 3382-3393.
- Andersen, L., Christensen, E. D., Mørch, C., Kallesøe, B. & Frandsen, S. (2009). *Comparing Sources of Damping of Cross-Wind Motion*. European Offshore Wind 2009: Conference & Exhibition: The European Wind Energy Association.
- Arshad, M. & O'Kelly, B. C. (2015). Analysis and Design of Monopile Foundations for Offshore Wind-Turbine Structures. *Marine Georesources & Geotechnology*, 34 (6): 503-525.
- Bachynski, E. E., Jvittem, M. I., Luan, C. & Moan, T. (2014). Wind-Wave Misalignment Effects on Floating Wind Turbines: Motions and Tower Load Effects. *Offshore Mechanics and Arctic Engineering*, 136 (November 2014): 1-12.
- Barltrop, N. D. & Adams, A. J. (1991). *Dynamics of fixed marine structures*. Tredje utg.: Butterworth Heinemann Ltd, Oxford.
- Berglind, J. J. B. & Wisniewski, R. (2014). Fatigue estimation methods comparison for wind turbine control. *Optimization and Control (math.OC)*.
- Beuckelaers, W. (2015). Fatigue life calculation of monopiles for offshore wind turbines using a kinematic hardening soil model. *Ground Engineering*: pp. 26 - 29.
- Bhattacharya, S. (2014). Challenges in Design of Foundations for Offshore Wind Turbines. *Engineering & Technology Reference* (2014): pp. 1 - 9.
- Bisoi, S. & Haldar, S. (2015). Design of monopile supported offshore wind turbine in clay considering dynamic soil-structure-interaction. *Soil Dynamics and Earthquake Engineering*, 73 (2015): 103-117.
- Brinkgreve, R., Engin, E. & Engin, H. (2010). Validation of empirical formulas to derive model parameters for sands. *Numerical methods in geotechnical engineering*: 137-142.
- Bush, E. & Manuel, L. (2009). Foundation Models for Offshore Wind Turbines. *47th AIAA Aerospace Sciences Meeting Including The New Horizons Forum and Aerospace Exposition*, 5-8 January 2009, Orlando, Florida.
- Byrne, B. W. & Houlby, G. T. (2003). Foundations for offshore wind turbines. *Philosophical Transactions of the Royal Society of London*, 361 (2909-30).
- Bøhn, A. (August 2016). *Fatigue loads on large diameter offshore wind monopile foundations in non-operational situations*: NTNU, Department of Marine Technology.
- Carswell, W., Løvholt, F., Johansson, J., Arwade, S. R. & DeGroot, D. J. (2014). Dynamic mudline damping for offshore wind turbine monopiles. *Proceedings of the ASME*

- 2014 33rd International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering, San Francisco, California, USA.
- Carswell, W., Johansson, J., Løvholt, F., Arwade, S. R., Madshus, C. & DeGroot, D. J. (2015). Foundation damping and the dynamics of offshore wind turbine monopiles. *Renewable Energy*, 80 (2015): 724-736.
- Cassidy, M. J. (1999). *Non-Linear Analysis of Jack-Up Structures Subjected to Random Waves*: University of Oxford.
- Chakrabarti, S. K. (2005). *Handbook of offshore engineering*. Offshore Structure Analysis, Inc., b. 1.
- Chen, L., Wu, Z., Zhang, B. & Sun, N. (2016). Study on fatigue damage characteristics of deformable mirrors under thermal-mechanical coupling effect. *Applied Optics*, 55 (31): 8779-8786.
- Cui, L. & Bhattacharya, S. (2016). Soil-monopile interactions for offshore wind turbines. *Proceedings of the Institution of Civil Engineers - Engineering and Computational Mechanics*, 169 (4): 171-182.
- Dalgic, Y., Lazakis, I., Dinwoodie, I., McMillan, D. & Revie, M. (2015). Advanced logistics planning for offshore wind farm operation and maintenance activities. *Ocean Engineering*, 101 (2015): 211-226.
- Damgaard, M., Bayat, M., Andersen, L. V. & Ibsen, L. B. (2014). Assessment of the dynamic behaviour of saturated soil subjected to cyclic loading from offshore monopile wind turbine foundations. *Computers and Geotechnics*, 61 (2014): 116-126.
- Damgaard, M., Andersen, L. V. & Ibsen, L. B. (2015). Dynamic response sensitivity of an offshore wind turbine for varying subsoil conditions. *Ocean Engineering*, 101 (2015): 227-234.
- DNV GL AS. (2010). *Riser fatigue*. DNV-RP-F204.
- DNV GL AS. (2014a). *Design of Offshore Wind Turbine Structures*. DNV-OS-J101. Offshore standard: Det Norske Veritas. 238 s.
- DNV GL AS. (2014b). *RP-C203: Fatigue design of offshore steel structures*. 201 s.
- Dolan, D. S. L. & Lehn, P. W. (2006). Simulation Model of Wind Turbine 3p Torque Oscillations due to Wind Shear and Tower Shadow. *IEEE transactions in energy conversion*, 21 (3): 717-724.
- Fisher, T., Vries, W. d. & Schmidt, B. (2010). Upwind Design Basis (WP4: Offshore Foundations and Support Structures). *Upwind*.
- FN-sambandet. (2016). *Klimaforhandlinger*. Tilgjengelig fra: <http://www.fn.no/print/topic/21946> (lest 04. november 2016).
- GMBH, R. B. (2016). Offshore wind power - Takeaways from the Borssele wind farm. *Think act - Beyond mainstream*.
- Houlsby, G. T. & Cassidy, M. (2002). A plasticity model for the behavior of footings on sand under combined loading. *Geotechnique*, 52 (2): 117-129.
- IRENA. (2016). Innovation outlook: Offshore Wind, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

- IRENA. (2017). RETHinking Energy 2017: Accelerating the global energy transformation. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- Iwan, W. D. (1967). On a Class of Models for the Yielding Behavior of Continuous and Composite Systems. *Applied mechanics*: 612-617.
- Jirasek, M. & Bazant, Z. P. (November 2001). *Inelastic Analysis of Structures*: John Wiley & Sons, LTD.
- Jonkman, J. & Musial, W. (2010). Offshore code comparison collaboration (OC3) for IEA task 23 offshore wind technology and deployment.
- Jonkman, J., Butterfield, S., Musial, W. & Scott, G. (Februar 2009). Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development. I: Laboratory, N. R. E. (red.): A national laboratory of the U.S. Department of Energy.
- Jung, S., Kim, S.-R., Patil, A. & Hung, L. C. (2015). Effect of monopile foundation modeling on the structural response of a 5-MW offshore wind turbine tower. *Ocean Engineering*, 109 (2015): 479-488.
- Kallehave, D., Thilsted, C. L. & Liingaard, M. A. (2012). Modification of the p-y curve formulation of initial stiffness of sand.
- Koh, J. H. & Ng, E. Y. K. (2015). Downwind offshore wind turbines: Opportunities, trends and technical challenges. *Renewable Energy and Sustainable Energy*, 54 (2016): 797-808.
- Koukoura, C., Natarajan, A., Brown, C. & Vesth, A. (2016). Cross-wind fatigue analysis of a full scale offshore wind turbine in the case of wind-wave misalignment. *Engineering Structures*, 120 (2016): 147-157.
- Kupferschmidt, C., Strach, M., Huhn, H. & Vorpahl, F. (red.). (2013). *Handbook of Technical Diagnostics*. Fundamentals and Application to Structures and Systems. 505 - 517 s.
- Kühn, M., Cockerill, T. T., Harland, L. A., Harrison, R., Schöntag, C., Bussel, G. J. W. v. & Vugts, J. H. (1998). Methods Assisting the Design of Offshore Wind Energy Conversion Systems. *Opti-OWECS Final Report Vol. 2*. Delft: Institute for Wind Energy.
- Kühn, M. J. (Januar 2001). *Dynamics and design optimisation of offshore wind energy conversion systems*, b. 2nd edition.
- Little, R. L. & Briaud, J.-L. (1988). Full scale cyclic lateral load tests on six single piles in sand. *DTOC Document*.
- Long, H. & Moe, G. (2012). Preliminary Design of Bottom-Fixed Lattice Offshore Wind Turbine Towers in the Fatigue Limit State by the Frequency Domain Method. *Offshore Mechanics and Arctic Engineering*, 134 (3): 10.
- Lærd statistics. *Standard Deviation*. I: Ltd, L. R. (red.). Tilgjengelig fra: <https://statistics.laerd.com/statistical-guides/asures-of-spread-standard-deviation.php> (lest 10. Mai 2017).
- Michel, W. H. (1968). Sea Spectra Simplified. *Marine Technology*, 5 (1): 17-30.
- Munk, W. H. (1950). Origin and generation of waves. *Costal engineering proceedings 1950* (531).

- Nygaard, T. A. & Vaal, J. D. (2015). 3Dfloat User Manual. IFE: Institute for Energy Technology, Norway.
- Nygaard, T. A., Vaal, J. D., Pierella, F., Oggiano, L. & Stenbro, R. (2016). Development, Verifaication and Validation of 3DFloat; Aero-Servo-Hydro-Elastic Computations of Offshore Structures. *Energy Procedia*, 94 (2016): 425-433.
- Passon, P. (2006). Derivation and Description of the Soil-Pile-Interaction Models, IEA-Annex XXIII Subtask 2. *University of Stuttgart*.
- Pradhan, D. L. (2012). Development of p-y curves for monopiles in clay using finite element model plaxis 3D foundation, M. thesis, Trondheim: NTNU.
- Randolph, M. F. (1981). The response of flexible piles to lateral loading. *geotechnique*, 31 (2): 247-259.
- Rasool, I. (2015). *Dynamisk belastninger og utmatting av tårnet til en flytende vindturbin*: Norges miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU), Instituttet for matematiske realfag og teknologi.
- Reese, L. C. & Wang, S.-T. (2006). *Verification of computer program LPILE as a valid tool for design of a single pile under lateral loading*. http://www.ensoftinc.com/main/products/pdf/Lpile-Validation_Notes.pdf (lest 23. februar 2017).
- Salzmann, D. J. C. & Tempel, J. v. d. (2005). Aerodynamic damping in the design of support structures for offshore wind turbines. *Duwind, Faculty of Civil Engineering and Geosciences, Delft University of Technology*.
- Schafhirt, S., Page, A., Eiksund, G. R. & Muskulus, M. (2016). Influence of Soil Parameters on the Fatigue Lifetime of Offshore Wind Turbines with Monopile Support Structure. *Energy Procedia*, 94 (2016): 347-356.
- Seidel, M. (2014). Substructures for offshore wind turbines - Current trends and developments. *Festschrift Peter Schaumann, 2014*.
- Sheehan, J. M., Smith, R. J., Grealish, F. W. & Harte, A. M. (2006). Characterizing the Wave Environment in the Fatigue Analysis of Flexible Risers. *Offshore Mechanics and Arctic Engineering*, 128(2) (Mai 2006).
- Skau, K. S., Torgersrud, Ø., Jostad, H. P., Hofstede, H. & Hermans, S. (2015). Linear and nonlinear foundation response in dynamic analyses of jack-up structures. *Frontiers in Offshore Geotechnics III - Meyer (ed.)*.
- Terjesen, G. (2016). *TMP301: Utmatting 2*.
- Trøen, T. L. (2014). *Fatigue Loads on Large Diameter Monopile Foundations of Offshore Wind Turbines*: NTNU, Marine Technology.
- Vorpahl, F., Schwarze, H., Fisher, T., Seidel, M. & Jonkman, J. (2013). Offshore wind turbine environment, loads, simulation, and design. *WIRES Energy Environ 2013*, 2: 548-570.
- WindEurope. (Januar 2017). The European offshore wind industry - Key trend ans statistics 2016.
- Zaaijer, I. M. B. (2002). Design Methods for Offshore Wind Turbines at Exposed Sites (OWTES). *Sensitivity Analysis for Foundations of Offshore wind turbines*.

- Zaaijer, M. (2006). Foundation modelling to assess dynamic behaviour of offshore wind turbines. *Applied Ocean Research*, 28 (2006): pp. 45 - 47.
- Öchsner, A. (2014). *Elasto-Plasticity of Frame structure Elements*: Springer-Verlag Berlin Heidelberg 2014.
- Aasen, S. (2016). *Soil-structure interaction modelling for an offshore wind turbine with monopile foundation*: NMBU, Department of Mathematical Sciences and Technology.
- Aasen, S., Page, A. M., Skau, K. S. & Nygaard, T. A. (2016). Effect of the Foundation Modelling on the Fatigue Lifetime of a Monopile-based Offshore Wind Turbine. *Wind Energy Science* (2016): 1-22.

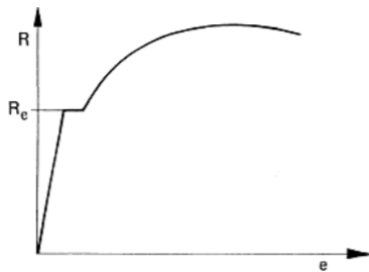
A APPENDIKS

A.1 Geoteknisk teori

A.1.1 Spenning-tøynings kurve

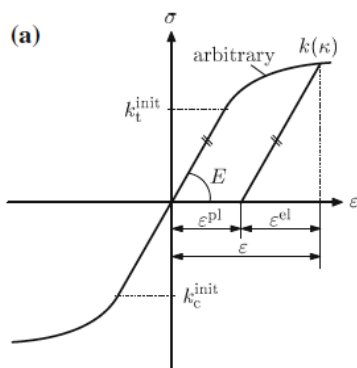
Materialer har en spenning-tøyningskurve som forteller oss hvordan deformasjonen til materialet utvikler seg ved ulike spenningsnivåer. Før flytegrensen, R_e , har materialet en elastisk oppførsel og i dette området gjelder Hook's lov:

$$\sigma = E\varepsilon \quad (\text{A.1.1})$$



Hook's lov forteller oss at spenningen er proporsjonal med tøyningen. Når spenningen over flytegrensen begynner materialet å få en plastisk deformasjon, noe som fører til en forandring i egenskapene til materialet. Karakteristikkene med et plastisk materiale er at den plastiske tøyningen, ε^{pl} , forblir etter at belastningen er borte. Det er kun den elastiske tøyningen, ε^{el} , som blir borte når belastningen tas vekk (Öchsner 2014). Tøyningen kan da summeres slik:

$$\varepsilon = \varepsilon^{el} + \varepsilon^{pl} \quad (\text{A.1.2})$$



A.1.2 Elastoplastisk modul

Stivheten til et materiale forandrer seg under plastisk deformasjon og tøyningstilstanden er avhengig av belastningshistorikken. HOOKE's lov som er valid for lineær-elastiske oppførsel går ikke å bruke etter at plastisk tøyning har oppstått og må bli erstattet med likning :

$$d\sigma = E^{elpl} d\varepsilon \quad (\text{A.1.3})$$

hvor E^{elpl} er den elastoplastiske modulen.

A.1.3 Flyteregel

Flytregelen fungerer som en matematisk beskrivelse av utviklingen til den uendelig lille plastiske tøyningen $d\varepsilon^{pl}$ i løpet av belastningshistorikken. Flytregelen kan uttrykkes:

$$d\varepsilon^{pl} = d\lambda r(\sigma, \kappa) \quad (\text{A.1.4})$$

hvor faktoren $d\lambda$ er konsistensparameteren, κ er en fastning parameter og r er retningen.

A.1.4 Fastning av materialer

A.1.4.1 Isotrop fastning

Ved en plastisk deformasjon skjer det en endring i mikrostrukturen til materialet noe som gjør at flytegrensen til materialet vil forflytte seg. Hvis den plastiske deformasjonen øker flytegrensen sier vi at det skjer en fastning av materialet, mens hvis flytegrensen synker blir materialet mykere. Vanligvis blir materialet først stivere, før det blir mykere igjen. Ved beregning kaller vi både en økning og en senkning av flytegrensen for fastning. En positiv verdi betyr at materialet blir stivere, mens en negativ verdi betyr at materialet mykner (Jirasek & Bazant November 2001).

Siden flytegrensen endrer seg, er deformasjon avhengig av spenningshistorikken i materialet. Fastningsregelen beskriver hvordan flytegrensen forandrer seg med plastisk deformasjon. Den enkleste måten å beskrive dette på kalles for isotrop fastning (se figur under). Her forandrer spenningsområdet seg uniformt. Ved isotrop fastning kan flytspenningen uttrykkes som avhengig av fastningsparameteren κ .

$$d\kappa = d|\varepsilon^{pl}| = d\lambda \quad (\text{A.1.5})$$

Likningen for den indre variabelen kan bli skrevet på sin mest generelle form:

$$dq = d\lambda \times h(\sigma, q) \quad (\text{A.1.6})$$

Hvor funksjonen h definerer utviklingen til fastningsparameteren. Flytspenningen kan da uttrykkes som avhengig av fastningsparameteren:

$$F = F(\sigma, \kappa) \quad (\text{A.1.7})$$

Hvis $F < 0$ oppfører materialet seg elastisk, mens hvis $F=0$, oppfører materialet seg plastisk. $F > 0$ gir ingen løsning fordi kraften alltid skal ligge inni eller på overflaten til flyteområdet. Flytebetingelsen kan splittes opp i en ren spenningsdel $f(\sigma)$ som også kalles flytekriteriet, og i en materialparameter $k(\kappa)$ som kan finnes eksperimentelt. Flytspenningen kan da finnes:

$$F(\sigma, \kappa) = f(\sigma) - k(\kappa) \quad (\text{A.1.8})$$

Dette kan omskrives til:

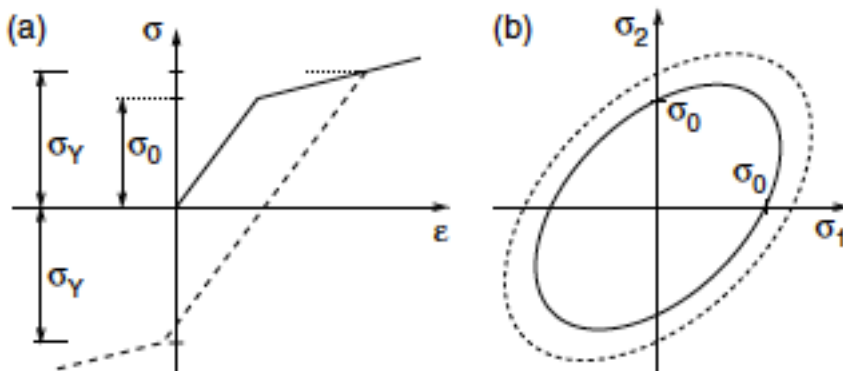
$$F(\sigma, \kappa) = |\sigma| - (\kappa^{init} - E^{pl}\kappa) \quad (\text{A.1.9})$$

Hvor E^{pl} er den plastiske modulen.

Von Mises sin flytbetingelse er basert på at flyting starter når den elastiske energien når en kritisk verdi. Matematisk kan dette skrives:

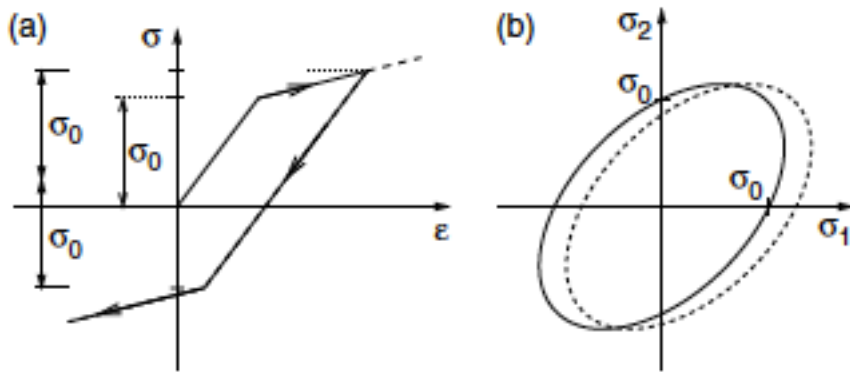
$$F_{\sigma-\tau} = \sqrt{\sigma^2 + 3\tau^2} - \kappa_t \quad (\text{A.1.10})$$

Her er κ_t flytspenning grunnet strekk.



A.1.4.2 Kinetisk fastning

En annen type fastning kalles for kinetisk fastning. En kinetisk fastningsmodell simulerer både oppførselen mot flyt og hysteredemping. I slike modeller lar man flytegrensen bevege seg etter hver syklus, noe som gjør at man tar hensyn til flyteoppførselen og forskjellige belastning-forskyvningskurver for belastning og avlasting gjør at den for med hysterese-demping.



Ved kinetisk fastning kan endringen i flytgrensen beskrives med likningen:

$$F = |\sigma - \alpha(\kappa)| - k = 0 \quad (\text{A.1.11})$$

Her er den første flytspenningen k konstant og den kinetiske fastning parameteren α er en funksjon av den interne variabelen κ . Den enkleste relasjonen mellom den kinetiske fastning parameteren og den interne variabelen er:

$$\alpha = H\varepsilon^{pl} \quad (\text{A.1.12})$$

hvor H er en konstant som heter den kinetiske fastning modulen og den plastiske tøyningen er den indre variabelen. En mer generell formulering er kjent som Prager's fastning regel:

$$d\alpha = H(\sigma, \kappa_i)d\varepsilon^{pl} \quad (\text{A.1.13})$$

Hvor den kinetiske fastningsmodulen er en skalar funksjon.

A.2 Støttestrukturer

A.2.1 Monopæler

Monopæler brukes opp til en dybde på 30 meter og er 30-40 meter lange stålrør med en diameter på 3,5 – 6 meter (Bhattacharya 2014). Disse presses 15-30 meter gjennom havbunnen ved hjelp av en drill eller hammer eller begge deler. Grunnen til at monopælen blir mest brukt er fordi den har en enkel innstallering, logistikk og er billigst (Arshad & O'Kelly 2015). Stålmengden som brukes vokser uproporsjonalt med dybden, i tillegg vil diameter måtte øke med økende turbinstørrelse og klima. Dette gjør at monopælen ikke brukes dypere enn 30 meter i dag. Siden dette er den billigste løsningen blir det forsket på å bruke monopæler opp til 45 meter, og da øke diameteren til 10 meter, men dette er enda på forskningsstadiet.

A.2.2 Gravitasjonsfundament

Denne typen støttestruktur brukes opp til 30 meters dyp. Gravitasjonsfundamentet består av stål eller betong, og står i ro pga. sin store egenvekt. Denne konstruksjonen kan være vanskelig å transportere til sin endestasjon, så de produseres for det meste langs kysten.

A.2.3 Jacket-konstruksjon

Jacket-konstruksjon består av 3-4 bein med gitterstruktur i mellom. Beinene blir festet i bakken ved hjelp av pæler som går 10-20 meter ned i havbunnen. Denne støttestrukturen brukes fra 30 – 60 meters dyp. Stålsylinderne i konstruksjonen har lite tverrsnittsareal, noe som gjør at dette er en lettere konstruksjon enn monopælen og at den tar opp mindre krefter. Ulemper med denne typen er at det er mange deler som skal sveises sammen (sveis har mindre levetid), tar opp stor plass på arbeidsplassen og det må store båter til for å taue den ut til endelokasjonen (Kupferschmidt et al. 2013). *Jacket-konstruksjonen* blir sett på som en sikker løsning etter erfaring fra offshore olje- og gass industrien, men en dyr løsning pga. mengden stål som trengs (Bhattacharya 2014).

A.2.4 Tripod

Tripod passer for 30-60 meters dyp og er en blanding av monopælen og *jacket-konstruksjonen*. Den har tre bein i bunnen- som gir god resistans mot bøyemoment, og en lang sylinder i midten. Dessverre har den også ulemper fra begge disse konstruksjonene. Den kan oppleve store hydrodynamiske laster på linje med monopælen, og deler høye produksjons- og logistikkostnader med *jacket-konstruksjonen* (Kupferschmidt et al. 2013).

A.2.5 Tripile

Dette er en støttestruktur som er utviklet og kun brukt av BARD gruppen. Den har tre bein laget av stålsylindere som er koblet til en monopæle på toppen. Beinene har en diameter på 3 meter og kan være 65-90 meter lange. Denne støttestrukturen er designet for en dybde på 25-40 meter (4C offshore 05 juni 2013).

A.3 Morison likningen

Dette er en likning som brukes for å estimere krefter fra bølger og strøm som fungerer på en vertikal sylinder. Likningen sier at kraften fra fluidet på sylindere er summen av treghetskraften som er i fase med akselerasjonen til strømmingen og dragkraften som er i fase med hastigheten til strømmingen. For å beregne kraften kan man da bruke likning 2.2 (Arshad & O'Kelly 2015):

$$F = F_I + F_D \quad (0.2)$$

Her er F_I treghetskraften og F_D dragkraften. For å beregne kraften på en liten bit av sylindere kan man bruke likning 2.3 (Chakrabarti 2005):

$$dF = \rho \frac{\pi D^2}{4} * C_M a dz + \frac{\rho}{2} * C_D * D * u^2 dz \quad (0.3)$$

Her er C_M treghetskoeffisienten, C_D er drag koeffisienten, a er akselerasjonen til fluidet, u er hastigheten til fluidet, D er diameteren til sylindere, ρ er tettheten og dz er en liten seksjon av sylindere. Koeffisientene C_m og C_d tar med effekten fra strømningshistorien og blir bestemt via eksperimenter i laboratoriet eller tester ute på havet. C_M og C_D er avhengige av Reynolds-tall (Re), Keulegan Carpenter-tallet (KC) og ruheten på overflaten. Hvis det er en struktur med stor masse, vil dragkraften være veldig liten i forhold til treghetskraften. KC beskriver distansen en fluidpartikkel må bevege seg relativt til diameteren på sylindere. For å finne KC -tallet kan man bruke likning 2.4:

$$KC = \frac{\pi H}{D} \quad (0.4)$$

Her står H for bølgehøyden langt unna konstruksjonen.

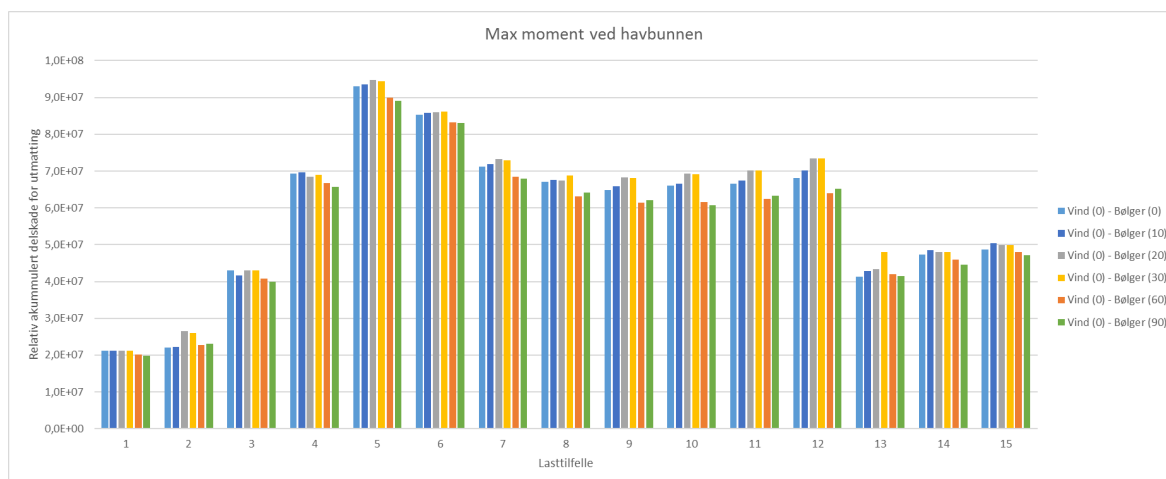
A.4 Retningsforskjeller mellom vind og bølger

8.1.1 Monopælen

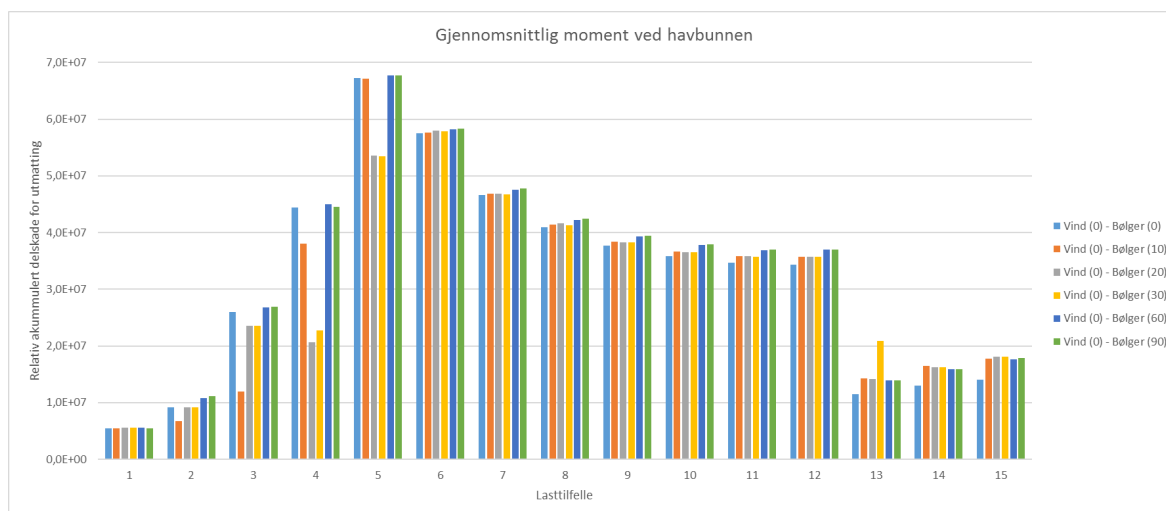
Mest relevant for ULS tilfeller og dette ble derfor ikke tatt med i oppgaven

Figur 8-1 viser maks moment for de ulike belastningssituasjonene for alle 15 lasttilfellene. En retningsforskjell på 20 og 30 grader skaper det største momentet under drift. Siden det er mindre aerodynamisk demping sideveis går det gjennomsnittlige momentet opp med en økende retningsforskjell. Dette kan ses i Figur 8-2. Samtidig fører en retningsforskjell på 60 og 90 grader det minste maksimale momentet.

Opp til en 30 grader retningsforskjell gir bølgebelastningen størst bidrag langsgående enn sideveis. Når det er større retningsforskjell enn 60 grader gir bølgebelastningen derimot et større bidrag sideveis enn langsgående. Dette kan forklare hvorfor det blir forskjeller, men dette må undersøkes nærmere.

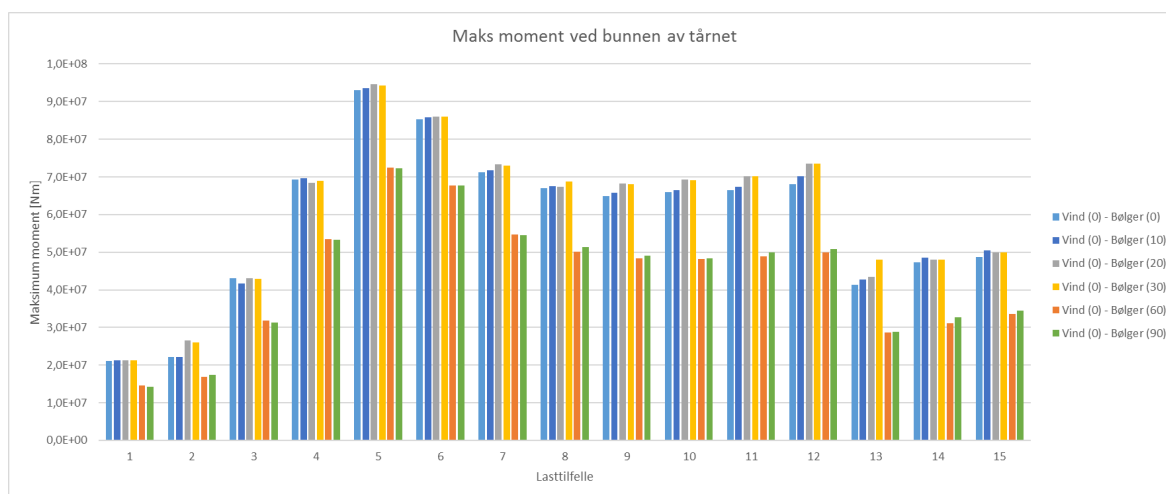


Figur 8-1: Maks moment ved havbunnen, rangert etter lasttilfelle



Figur 8-2: Gjennomsnittlig moment ved havbunnen, rangert etter lasttilfelle

8.1.2 Bunnen av tårnet

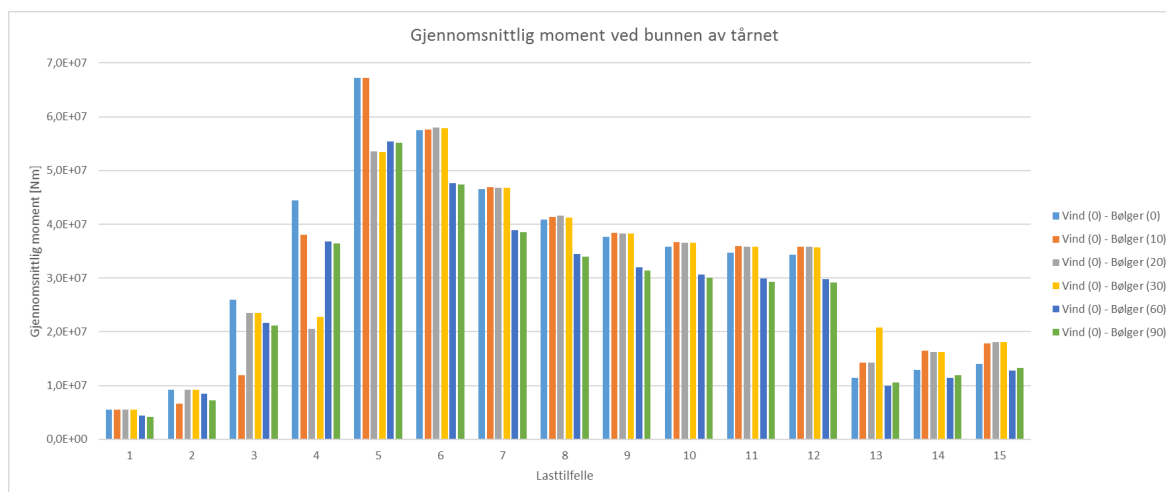


Figur 8-3: Maks moment ved bunnen av tårnet, rangert etter lasttilfelle

Figur 8-3 viser maks moment for de ulike belastningssituasjonene for alle 15 lasttilfellene. Figuren viser tydelig at det maksimale momentet går ned fra 30 grader til 60 grader. Dette er samme trend som for monopælen, men her er skillet enda større. Mens skillet kun var der under drift, er det nå også en stor forskjell når vindturbinen er parkert.

Figur 8-4 viser det gjennomsnittlige momentet for de ulike belastningssituasjonene for alle 15 lasttilfellene. I motsetning til monopælen, viser denne figuren at det gjennomsnittlige momentet for bunnen av tårnet synker når retningsforskjellen går fra 30 - 60 grader også når vindturbinen er parkert.

En grunn til denne forskjellen kan være endringen i hvordan bølgebelastningen fordeler seg i langsgående og sideveis retning når retningsforskjellen øker, men dette må undersøkes nærmere.



Figur 8-4: Gjennomsnittlig moment ved bunnen av tårnet, rangert etter lasttilfelle

A.5 Spenningsberegninger i tverrsnittet

```
import shutil
import numpy as np
import matplotlib.pyplot as plt
from mik_fatigue_funcs import fatiguedamage_twoslope
from mik_fatigue_funcs import turningpoints_own2
from heapq import nlargest
import os
import xlswriter

## Cross section input
OD = 6.0 # Outer diameter of tubular cross section
th = 0.06 # Base material thickness (m)
Nloc = 8 # Number of locations for stress calculation around the circumference

## S-N kurve input fra kurve F3 "in air"
## SN-curve parameters from DNV-OS-J101:
m1 = 3 # Slope 1
m2 = 5 # Slope 2
loga1 = 11.546 # Intercept 1
loga2 = 14.576 # Intercept for high cycle region
Nlim = 1.0E7 # limit for high-cycle region
tref=25E-3 # reference thickness
k=0.25 # thickness exponent

def readcol(filename,ignore,colnbr): # By Steffen Aasen
    data=[]
    myfile=open(filename,'r')
    for line in myfile:
        if line[0]!=ignore:
            a=line.split()
            if 1800>=float(a[1])>200: #read data between time 200s and 1800s
                data.append(float(a[colnbr]))
    myfile.close()
    return data

def
fatigue_calculations(OD,th,Nloc,moments_file,colxm,colym,colzm,forces_file,colxf,colyf,colzf
):
    #OD = Outer diameter of tubular cross section
```



```

#th = Base material thickness
#Nloc= Number of locations for stress calculation around the circumference

dirnames = ['1.1', '1.2', '1.3', '1.4','1.5', '1.6', '1.7', '1.8', '1.9', '1.10','1.11', '1.12', '1.13',
            '1.14','1.15']
path = 'D:\Master\Tilfelle_0\Modell_1'
M = 'D:\Master\Tilfelle_0\Excel_Tilfelle0\Mudline'
for k in range(len(dirnames)):
    os.chdir(dirnames[k])

#Coordinate system different from 3dfloats inertial sytem
t=readcol(moments_file,'% ',1)
dt=t[1]-t[0]
Mx_col=readcol(moments_file,'% ',colxm)
My_col=readcol(moments_file,'% ',colym)
Mz_col=readcol(moments_file,'% ',colzm)
Fx_col=readcol(forces_file,'% ',colxf)
Fy_col=readcol(forces_file,'% ',colyf)
Fz_col=readcol(forces_file,'% ',colzf)

(Mx,My,Mz,Fx,Fy,Fz)=(np.array(Mx_col),np.array(My_col),np.array(Mz_col),np.array(Fx_col),
np.array(Fy_col),np.array(Fz_col))

#Pick max values for moment at circumfence
moments_data=[]
moments_stdav=[]

#Pick max values for moment at circumfence
moments_data=[]
moments_avg=[]

#Beregning av max moment
Pyth_moment=np.sqrt(My**2+Mx**2)
moments_top=turningpoints_own2(Pyth_moment,0.0)
Max_moments=nlargest(10,moments_top)
Avg_max_moments=sum(Max_moments)/len(Max_moments)
moments_data.append(Avg_max_moments)

#Calculation of average moment
moment_avg = sum(Pyth_moment)/len(Pyth_moment)
moments_avg.append(moment_avg)

```

```

## Cross sectional parameters for tubular cross section
r1 = OD/2.0 # Outer radius
r2 = r1 - th # Inner radius
rm = r1
A = np.pi*(r1**2-r2**2)
Iy = np.pi/4.0*(r1**4-r2**4) # 2nd moment of inertia
Ix = Iy # Symmetry
Ip = np.pi/2.0*(r1**4-r2**4) # Polar moment of inertia
Wp = 4.0/3.0*(r1**3-r2**3) # Plastic modulus
Sy = 0.5*Wp # 1st moment of inertia
Sx = Sy # Symmetry

## Cross section locations
yvec = []
xvec = []
for theta in np.arange(0,2*np.pi,2*np.pi/Nloc):
    yvec.append(-rm*np.sin(theta)) #changed to sin by SAA
    xvec.append(-rm*np.cos(theta)) #changed to cos by SAA
yvecn = []
xvecn = []
for theta in np.arange(0,2*np.pi,2*np.pi/Nloc):
    yvecn.append(-(rm+0.8)*np.sin(theta))
    xvecn.append(-(rm+0.8)*np.cos(theta))

#Plot circumference
if k==0:
    plt.figure(figsize=(5, 5))
    plt.plot(xvec, yvec, 'r*')
    plt.axis([-5, 5, -5, 5])
    #plt.title('Locations on tower circumference')
    plt.xlabel('x[m] (Vind langs x-aksen)')
    plt.ylabel('y[m]')
#    plt.title('Posisjon for beregning av utmattingskade. Pos0 er (-3,0) og beveger seg
#    deretter mot klokka')

    for n in range(Nloc):
        plt.annotate(n+1, xy=(xvec[n],yvec[n]), xytext=(xvecn[n],yvecn[n]))

Dsx = np.zeros(Nloc)
Dtxy = np.zeros(Nloc)

```

```

ii = 0
for loc in range(Nloc):
    x = xvec[loc]
    y = yvec[loc]
    cosa = -x/np.sqrt(y**2+x**2)
    sina = -y/np.sqrt(y**2+x**2)

    ## Axial stress
    sigmax = - My/Iy*x + Mx/Ix*y + Fz/A ## [Pa]
    ## Shear stress
    tauxy = 2.0/A*(-Fy*cosa+Fx*sina)+ Mz*r1/Ip #Fasthetslaere p. 53 /
Stalkonstruksjoner

    dsx = fatiguedamage_twoslope(t,sigmax,m1,loga1,m2,loga2,Nlim,th,tref=25E-
3,k=0.25)
    dtauxy = fatiguedamage_twoslope(t,tauxy,m1,loga1,m2,loga2,Nlim,th,tref=25E-
3,k=0.25)

    Dsx[ii] = dsx
    Dtxy[ii] = dtauxy
    print 'Partial fatigue damage (axial stress) for position %d: %.5e,' %(ii,dsx)
    print 'Partial fatigue damage (shear stress) for position %d: %.5e,' %(ii,dtauxy)
    ii += 1

#### Write results to file ####

workbook = xlswriter.Workbook('Mudline'+str(dirnames[k]) +'\.xlsx')
worksheet = workbook.add_worksheet()
row = 2
col = 0

First = workbook.add_format('bold': True,'font_color': 'green','font_size': '18')
bold = workbook.add_format('bold': True)

worksheet.write(0,col,'Tilfelle ' +str(dirnames[k]),First)
worksheet.write('A2','Punkt',bold)
worksheet.write('B2','ypos[m]',bold)
worksheet.write('C2','zpos[m]',bold)
worksheet.write('D2','Delskade_utmatting_aksial',bold)
worksheet.write('E2','Delskade_Utmatting_Torsjon',bold)

```

```

worksheet.write('F2','Simuleringstid[s]',bold)
worksheet.write('G2','D per aar',bold)
worksheet.write('H2','D per 20 aar',bold)
worksheet.write('I2','Levetid[aar]',bold)
worksheet.write('J2','Max moment',bold)
worksheet.write('K2','Standardavvik for momentet',bold)

for i in range(Nloc):
    worksheet.write(row,col,1+i)
    worksheet.write(row,col+1,float(yvec[i]) )
    worksheet.write(row,col+2,float(xvec[i]) )
    worksheet.write(row,col+3,float(Dsx[i]) )
    worksheet.write(row,col+4,float(Dtxy[i]) )
    worksheet.write(row,col+5,float(len(t)*dt) )
    worksheet.write(row,col+6,float((Dsx[i] + Dtxy [i]) * (31536000.0/(len(t)*dt))))
    worksheet.write(row,col+7,float((Dsx[i] + Dtxy [i]) * (20.0*31536000.0/(len(t)*dt))))
    lifetime = (1/((Dsx[i] + Dtxy [i]) * (31536000.0/(len(t)*dt))))
    worksheet.write(row,col+8,float(lifetime))
    worksheet.write(row,col+9,float(moments_data[0]))
    worksheet.write(row,col+10,float(moments_stdav[0]))
    row += 1
workbook.close()

shutil.copy('Mudline'+str(dirnames[k]) +'.xlsx',M)
print('Fatigue damage calculation done on: Tilfelle '+str(dirnames[k]) + '. Results are
written to ' + 'Mudline' +str(dirnames[k]) +'.xlsx')

os.chdir(path)
return ('fatigue damage function done')
fatigue_calculations(OD,th,Nloc,'mudline_moments.txt',5,6,7,'mudline_forces.txt',5,6,7)

```

A.6 Rainflow algoritme og utmattingsberegninger

```
import numpy as np
import matplotlib.pyplot as plt
import scipy

#####
## Functions to calculate partial fatigue damage for welded ##
## steel structures from timeseries of stress given in Pa ##
## and two-sloped SN-curves as defined in DNV-OS-C203 Fatigue##
## Design of Offshore Steel Structures. ##
## ##
## Stress concentration factors for hot-spot stress must be ##
## included in the stress timeseries before these functions ##
## are used. ##
## ##
## Stress cycles are counted using Rainflow counting. ##
## ##
## See example_fatigue_funcs.py for example of how to use ##
## ##
## Marit Kvittem Feb 2015 ##
#####

def turningpoints(x): #function returns wrong array of turningpoints

    ## Find the amplitude at turning points of a 1D numpy array x

    dx = np.diff(x)
    Np = np.sum( dx[1:] * dx[:-1] < 0)
    ind = np.where(dx[1:] * dx[:-1] < 0)
    tp_m = x[ind]

    ## add end points
    tp = [x[0]]
    tp.extend(tp_m)
    tp.extend([x[-1]])

    return tp

def turningpoints_own2(x,amp): #x: data array, amp should be 0.0
```

```

#save indexes of turning points
turningpoints=[]
indexes=[]
for i in range(1,len(x)-1):
    if x[i-1]>x[i] and x[i+1]>x[i] or x[i-1]<x[i] and x[i+1]<x[i]:
        indexes.append(i)
#make array with turningpoints
for element in indexes:
    if abs(x[element-1]-x[element])>amp and abs(x[element+1]-x[element])>amp:
        turningpoints.append(x[element])

#delete turningpoints that come in a row
indexes=[]

for i in range(len(turningpoints)-2):
    if turningpoints[i+1]>turningpoints[i] and turningpoints[i+2]>turningpoints[i+1] or
turningpoints[i+1]<turningpoints[i] and turningpoints[i+2]<turningpoints[i+1]:
        indexes.append(i+1)

turningpoints_2=[]
for i in range(len(turningpoints)):
    if i not in indexes:
        turningpoints_2.append(turningpoints[i])

return turningpoints_2

def findrfc_wafo(x):

## Rainflow counting of 1D list of turning points x
## based on matlab wafo's tp2arfc4p and default values given in tp2rfc

def_time=0.
res0 = []
T = len(x)
ARFC = np.zeros((np.floor(T/2),2))
N = -1

res = np.zeros(max([5000,len(res0)]))

nres = -1

```

```

for i in range(0,T):
    nres = nres+1
    res[nres] = x[i]
    cycleFound = 1
    while cycleFound ==1 and nres >=4:
        if res[nres-1] < res[nres-2]:
            A = [res[nres-1], res[nres-2]]
        else:
            A = [res[nres-2], res[nres-1]]

        if res[nres] < res[nres-3]:
            B = [res[nres], res[nres-3]]
        else:
            B = [res[nres-3], res[nres]]

        if A[0] >= B[0] and A[1] <= B[1]:
            N=N+1
            arfc = [[res[nres-2]], [res[nres-1]]]
            ARFC[N] = [res[nres-2], res[nres-1]]
            res[nres-2] = res[nres]
            nres = nres-2
        else:
            cycleFound = 0

## residual
res = res[0:nres+1]

def res2arfc(res):
    nres = len(res)
    ARFC = []
    if nres < 2:
        return
    ## count min to max cycles, gives correct number of upcrossings
    if (res[1]-res[0]) > 0.:
        i_start = 0
    else:
        i_start=1
    l = range(i_start,nres-1,2)
    lp1 = range(i_start+1,nres,2)
    ## def_time = 0

```

```

        for ii in range(len(I)):
            ARFC.append( [res[I[ii]], res[Ip1[ii]]] )

    ARFC = np.array(ARFC)

    return ARFC

ARFC_res = res2arfc(res)

ARFC = np.concatenate((ARFC,ARFC_res))

## make symmetric
[N,M] = np.shape(ARFC)
I = []
J=0
RFC = ARFC

for ii in range(N):
    if ARFC[ii,0] > ARFC[ii,1]:
        ## Swap variables
        RFC[ii,J],RFC[ii,J+1] = RFC[ii,J+1],RFC[ii,J]

cc = RFC

rfcamp = (RFC[:,1] - RFC[:,0])/2.

return rfcamp

def fatiguedamage_twoslope(time,stress,m1,loga1,m2,loga2,Nlim,th=25E-3,tref=25E-
3,k=0.25):
    ## stress: stressvector, unit: Pa
    ## m1, loga1, m2, loga2: Parameters from table 2.2 in RP-C203
    ## Note that the parameters in RP C203 are given for stress ranges in MPa
    ## tref, k: parameters from point 2.4 in RP-C203
    ## th: structural detail thickness
    ## Calculates fatigue damage for bilinear SN curves
    ## hist: true/false parameter, wether or not to plot histogram

    stress = stress*1.E-6

    tp = np.array(turningpoints_own2(stress,0.0)) ## Find turning points

```



```
mm = findrfc_wafo(tp)#rn.rainflow(tp)[0]*0.5 ## Rainflow cycles as by the routine in
matlab wafo
```

```
Nbins = len(mm)
```

```
if th<tref:
```

```
    th = tref
```

```
a1 = 10.**loga1
```

```
K1 = 2.0**m1/a1*(th/tref)**(k*m1)
```

```
beta1 = m1
```

```
a2 = 10.**loga2
```

```
K2 = 2.0**m2/a2*(th/tref)**(k*m2)
```

```
beta2 = m2
```

```
alim = (1.0/(K1*Nlim))**(1./m1)
```

```
alim2 = (1.0/(K2*Nlim))**(1./m2)
```

```
avalid = (1.0/(K2*1.0E7))**(1./m2)
```

```
if not np.round(alim,0) == np.round(alim2,0):
```

```
    print loga1
```

```
    print loga2
```

```
    print m1
```

```
    print m2
```

```
    print K1
```

```
    print K2
```

```
    print alim
```

```
    print alim2
```

```
    print 'alim not the same as alim2, check SN curve values'
```

```
dd = 0.0
```

```
amp = abs(mm)
```

```
for aa in amp:
```

```
    if aa > alim:
```

```
        dd = dd + K1*aa**beta1
```

```
elif aa <= alim:
    if aa < avalid:
        key = True

        dd = dd + K2*aa**beta2
    else:
        dd = dd + K2*aa**beta2

D_T = dd

return D_T
```

A.7 3DFloat input-fil

! 3dfloat test input file for a 5MW NREL MONOPILE

! Created by: JB de Vaal

! updated: 18.02.16 SAA

!

Fra Modell 1 – Lasttilfelle 3

! -----

! SET ENVIRONMENT:

! -----

set_environment

gravity: on

buoyancy: on

rho_water: 1025.

rho_air: 1.225

nu_water: 0.00001000

nu_air: 0.00000100

waves: irregularairywavelets

tshift_waves: 10. OK

wave_ramps: 0. !TAN

wave_rampe: 100. !TAN

!wave_amplitude: 1.5 OK

!spectral_peak: 10. OK

wave_direction: 0. OK

depth: 20. OK

norder -1 OK ! 1,2 for regular and irregular streamfunc: -1 automatic, 1-12

surface_option: 2ndorder OK !interpolated !msl add option "extrapolatedairy"

eq constant_above_msl remember default interpolated (dny)

kinematics_option: initial OK !updated

dtwkin: -1. OK

pre_computed_waves_file: off OK

hydro_force: morison ok !morison_dean none NEW: morison_gauss,

mcamy_fuchs, rainy

current_speed: 0. OK

current_exponent: 0. OK

current_direction: 0. OK

wind: mean_profile ! none, turb_box, mean_profile_from_turb_box, mean_profile

tshift_wind: 0. OK

wind_speed: 12. OK ! is set up at line 700

wind_ref_height: 90. ! TAN
wind_exponent: 0.14
wind_direction: 0.
wind_force: drag !off

!-----
! SET UP AND TEST IRREGULAR WAVES:
!-----
!jswap_wavelets_constant hs: 1.18 tp: 5.76 tstart: 25. tcut: -1. gamma: 2.87
!depth: 20. file: wavelets1.txt tperiodic: 1800. ! TAN

wavelets scale_amplitude: 1. file wavelets1.3.txt

test_irregairy dt 1. nstep 600 x 0. 0. 0. filename waveheight.txt

wave_forces cm_morison 1.63

!-----
! MATERIALS DEFINITION:
!-----
define_material name OC4semisub rho 7850.0 e 2.1e+13 g 7.89473684211e+12
define_material name connect_mat rho 1e-08 e 2.1e+15 g 8.1e+14
define_material name wire_OC4 rho 24596.54 e 1.6353e+11 g 65119666311.8
define_material name massless1 rho 0.0001 e 210.e9 g 80.8e9
define_material name massless2 rho 0.0001 e 210.e9 g 80.8e9
define_material name massless3 rho 0.0001 e 210.e10 g 80.8e11 !Applied
to Nacelle to avoid 3f
define_material name mainshaft rho 0.0001 e 210.e9 g 1.05610143e9
define_material name mainshaft_stiff rho 0.0001 e 210.e11 g 80.8e11
!Applied to mainshaft to avoid 3f
!define_material name mainshaft_stiff rho 1000. e 210.e11 g 80.8e11
define_material name steeltowerMassless rho 0.00001 e 2.1e+11 g 8.08e+11
define_material name steeltowerMassless2 rho 0.00001 e 2.1e+15 g 8.08e+15
define_material name steeltower2 rho 8500. e 20.1e+11 g 80.08e+10

!-----
! STRUCTURE DEFINITION:
!-----
!-----
! MONOPILE: BELOW MUDLINE TO MUDLINE DEFINITION:
!-----

```
!new_elements_beam1 nelem 11 material steeltower connect_mode connect_none
!x1 0.0 0.0 -55.0 dcyl1 6.00 tcyl1 0.06
!x2 0.0 0.0 -33.0 dcyl2 6.00 tcyl2 0.06 btype beam
```

```
!new_elements_beam1 nelem 3 material steeltower connect_mode connect_1
!x1 0.0 0.0 -33.0 dcyl1 6.00 tcyl1 0.06
!x2 0.0 0.0 -25.0 dcyl2 6.00 tcyl2 0.06 btype beam
```

```
!new_elements_beam1 nelem 5 material steeltower connect_mode connect_1
!x1 0.0 0.0 -25.0 dcyl1 6.00 tcyl1 0.06
!x2 0.0 0.0 -20.0 dcyl2 6.00 tcyl2 0.06 btype beam
```

```
!-----
! MONOPILE: MUDLINE TO TOWER DEFINITION:
!-----
```

```
new_elements_beam1 nelem 6 material steeltower connect_mode connect_1 !TAN
according to OC3 doc
x1 0.0 0.0 -20.0 dcyl1 6.00 tcyl1 0.06
x2 0.0 0.0 10.0 dcyl2 6.00 tcyl2 0.06 btype beam
```

```
!-----
! TOWER DEFINITION:
!-----
```

```
new_body name tower reftype inertial parent inertial axes normal
```

```
new_elements_beam1 nelem 20 material steeltower connect_mode connect_1 !TAN
according to OC3 report
x1 0.0 0.0 10.0 dcyl1 6.00 tcyl1 0.035
x2 0.0 0.0 87.6 dcyl2 3.87 tcyl2 0.024 btype beam
```

```
!-----
! NACELLE DEFINITIONS:
!-----
```

```
! yaw drive
```

```
new_body name yawdrive parent tower reftype refnode xfind 0. 0. 87.6
rotorder 123 rotation 0. 0. 0. axes normal
! yaw can be added here eg rotation 0. 0. 8.
```

```

! element to Nacelle reference point
new_elements_beam1 nelem 1 material massless1 connect_mode connect_1
x1 0. 0. 0.   dcyl1 4.0  tcyl1 1.
x2 0. 0. 1.9626  dcyl2 4.0  tcyl2 1.   btype beam

! nacelle
new_body name nacelle parent yawdrive reftype refnode xfind 0. 0. 1.9626 rotorder 123
rotation 0. 5. 0. axes normal ! rotor tilt: 5 degrees

! shaft from main bearing to point mass 1
new_elements_beam1 nelem 1 material massless3 connect_mode no_connect
x1 -3.1071 0. 0.  dcyl1 2.0  tcyl1 1.
x2 -0.7968 0. 0.  dcyl2 2.0  tcyl2 1. btype beam

! point mass 1 to nacelle reference point
new_elements_beam1 nelem 1 material massless3 connect_mode connect_both
x1 -0.7968 0. 0.  dcyl1 2.0  tcyl1 1. pointmass 120.e3
x2 0.   0. 0.  dcyl2 2.0  tcyl2 1. btype beam

! nacelle reference point to nacelle CG
new_elements_beam1 nelem 1 material massless3 connect_mode connect_1
x1 0.   0. 0.  dcyl1 2.0  tcyl1 1.
x2 1.9072 0. 0.  dcyl2 2.0  tcyl2 1. btype beam

! point mass 2 to nacelle CG
new_elements_beam1 nelem 1 material massless3 connect_mode connect_2
x1 4.6113 0. 0.  dcyl1 2.0  tcyl1 1. pointmass 120.e3
x2 1.9072 0. 0.  dcyl2 2.0  tcyl2 1. btype beam

! mainbearing
new_body name mainbearing parent nacelle reftype refnode
xfind -3.1071 0. 0. rotorder 123 rotation 0. 0. 0. axes normal

! shaft from hub CG to main bearing via moment sensor

new_elements_beam1 nelem 1 material mainshaft_stiff connect_mode no_connect      !
Stiffness chosen to avoid 3f
x1 -1.912  0. 0.  dcyl1 2.0  tcyl1 1. pointmass 5159.11681
x2 -1.0    0. 0.  dcyl2 2.0  tcyl2 1. btype beam
generator nrel5mwfloating !NB: have to define generator "nrel5mwfloating"

```

```

new_elements_beam1 nelem 1 material mainshaft_stiff connect_mode connect_both !
Stiffness chosen to avoid 3f
x1 -1. 0. 0. dcy1 2.0 tcyl1 1.
x2 0. 0. 0. dcy2 2.0 tcyl2 1. btype beam

! hub
new_body name hub parent mainbearing reftype refnode xfind -1.912 0. 0. rotorder
123 rotation 0. 0. 0. axes normal

! -----
! BLADE STRUCTURAL AND AERODYNAMIC PROPERTIES
! -----
!
! blade element structural coordinate system:
!
! y out TE      along flap principal axis
! z out suction side along lag principal axis
! x = y x z ! NB CAN THEREFORE BE TOWARDS TIP OR HUB
!
! structural twist is positive around x
! mass center and shear center offsets are given in blade element structural
! coordinate system
! BLADE PROPERTIES
! -----
! distributed structural properties for blade, 5MW NREL rotor
!
r[m],eiflap[Nm**2],eiedge,gtors,ea[N],rho[kg/m],structwist[deg],flpinert[kgm],edginert[kgm
],&
! flpcgofs[m],edgcgofs[m],flpshrofs[m],edgshrofs[m]
!
blade_table bname nrel5mw
1.4999e+00 1.8110e+10 1.8114e+10 5.5644e+09 1.3943e+10 6.7893e+02 13.30818 972.86
973.04 0. 0.00017 0. 0.
1.6999e+00 1.8110e+10 1.8114e+10 5.5644e+09 1.3943e+10 6.7893e+02 13.30818 972.86
973.04 0. 0.00017 0. 0.
2.6999e+00 1.9425e+10 1.9559e+10 5.4316e+09 1.5055e+10 7.7336e+02 13.30818 1091.52
1066.38 0. -0.02309 0. 0.
3.6999e+00 1.7456e+10 1.9498e+10 4.9940e+09 1.3708e+10 7.4055e+02 13.30818 966.09
1047.36 0. 0.00344 0. 0.

```

4.6998e+00 1.5287e+10 1.9789e+10 4.6666e+09 1.3330e+10 7.4004e+02 13.30818 873.81
1099.75 0. 0.04345 0. 0.
5.6998e+00 1.0782e+10 1.4859e+10 3.4747e+09 9.9814e+09 5.9250e+02 13.30818 648.55
873.02 0. 0.05893 0. 0.
6.6998e+00 7.2297e+09 1.0221e+10 2.3235e+09 6.8863e+09 4.5027e+02 13.30818 456.76
641.49 0. 0.06494 0. 0.
7.6998e+00 6.3095e+09 9.1447e+09 1.9079e+09 6.0480e+09 4.2405e+02 13.30818 400.53
593.73 0. 0.07718 0. 0.
8.6998e+00 5.5284e+09 8.0632e+09 1.5704e+09 5.2795e+09 4.0064e+02 13.30818 351.61
547.18 0. 0.08394 0. 0.
9.7010e+00 4.9801e+09 6.8844e+09 1.1583e+09 4.4607e+09 3.8206e+02 13.30818 316.12
490.84 0. 0.10174 0. 0.
1.0700e+01 4.9368e+09 7.0092e+09 1.0021e+09 4.3293e+09 3.9965e+02 13.30818 303.60
503.86 0. 0.10758 0. 0.
1.1700e+01 4.6917e+09 7.1677e+09 8.5590e+08 4.4610e+09 4.2632e+02 13.30818 289.24
544.70 0. 0.15829 0. 0.
1.2700e+01 3.9495e+09 7.2717e+09 6.7227e+08 4.6253e+09 4.1682e+02 13.30818 246.57
569.90 0. 0.22235 0. 0.
1.3700e+01 3.3865e+09 7.0817e+09 5.4749e+08 5.0243e+09 4.0619e+02 13.18151 215.91
601.28 0. 0.30756 0. 0.
1.4701e+01 2.9337e+09 6.2445e+09 4.4884e+08 4.3749e+09 3.8142e+02 12.84784 187.11
546.56 0. 0.30386 0. 0.
1.5700e+01 2.5690e+09 5.0490e+09 3.3592e+08 3.4799e+09 3.5282e+02 12.19218 160.84
468.71 0. 0.26519 0. 0.
1.6700e+01 2.3887e+09 4.9485e+09 3.1135e+08 3.2615e+09 3.4948e+02 11.56072 148.56
453.76 0. 0.25941 0. 0.
1.7700e+01 2.2720e+09 4.8080e+09 2.9194e+08 3.0296e+09 3.4654e+02 11.07246 140.30
436.22 0. 0.25007 0. 0.
1.9701e+01 2.0501e+09 4.5014e+09 2.6100e+08 2.5650e+09 3.3933e+02 10.79246 124.61
398.18 0. 0.23155 0. 0.
2.1700e+01 1.8283e+09 4.2441e+09 2.2882e+08 2.1678e+09 3.3000e+02 10.23218 109.42
362.08 0. 0.20382 0. 0.
2.3700e+01 1.5887e+09 3.9953e+09 2.0075e+08 1.8811e+09 3.2199e+02 9.67221 94.36
335.01 0. 0.19934 0. 0.
2.5700e+01 1.3619e+09 3.7508e+09 1.7438e+08 1.6197e+09 3.1382e+02 9.10971 80.24
308.57 0. 0.19323 0. 0.
2.7700e+01 1.1024e+09 3.4471e+09 1.4447e+08 1.2478e+09 2.9473e+02 8.53403 62.67
263.87 0. 0.14994 0. 0.
2.9701e+01 8.7580e+08 3.1391e+09 1.1998e+08 1.0212e+09 2.8712e+02 7.93217 49.42
237.06 0. 0.15421 0. 0.

3.1700e+01 6.8130e+08 2.7342e+09 8.1192e+07 7.5893e+08 2.6334e+02 7.32134 37.34
 196.41 0. 0.13252 0. 0.
 3.3700e+01 5.3472e+08 2.5549e+09 6.9091e+07 6.5899e+08 2.5321e+02 6.71112 29.14
 180.34 0. 0.13313 0. 0.
 3.5700e+01 4.0890e+08 2.3340e+09 5.7454e+07 5.5600e+08 2.4167e+02 6.12152 22.16
 162.43 0. 0.14035 0. 0.
 3.7700e+01 3.1454e+08 1.8287e+09 4.5915e+07 4.1878e+08 2.2064e+02 5.54647 17.33
 134.83 0. 0.13950 0. 0.
 3.9701e+01 2.3863e+08 1.5841e+09 3.5977e+07 3.4208e+08 2.0029e+02 4.97147 13.30
 116.30 0. 0.15134 0. 0.
 4.1700e+01 1.7588e+08 1.3234e+09 2.7441e+07 2.7031e+08 1.7940e+02 4.40118 9.96
 97.98 0. 0.17418 0. 0.
 4.3700e+01 1.2601e+08 1.1837e+09 2.0903e+07 2.9801e+08 1.6509e+02 3.83417 7.30
 98.93 0. 0.24922 0. 0.
 4.5700e+01 1.0726e+08 1.0202e+09 1.8543e+07 2.3954e+08 1.5441e+02 3.33243 6.22
 85.78 0. 0.26022 0. 0.
 4.7700e+01 9.0884e+07 7.9781e+08 1.6276e+07 1.7713e+08 1.3894e+02 2.88971 5.19
 69.96 0. 0.22554 0. 0.
 4.9701e+01 7.6310e+07 7.0961e+08 1.4535e+07 1.4630e+08 1.2956e+02 2.50304 4.36
 61.41 0. 0.22795 0. 0.
 5.1700e+01 6.1049e+07 5.1819e+08 9.0729e+06 9.6794e+07 1.0726e+02 2.11618 3.36
 45.44 0. 0.20600 0. 0.
 5.3700e+01 4.9482e+07 4.5487e+08 8.0573e+06 7.9643e+07 9.8776e+01 1.72958 2.75
 39.57 0. 0.21662 0. 0.
 5.5700e+01 3.9359e+07 3.9512e+08 7.0783e+06 6.4663e+07 9.0248e+01 1.34158 2.21
 34.09 0. 0.22784 0. 0.
 5.6700e+01 3.4672e+07 3.5372e+08 6.0927e+06 5.4862e+07 8.3001e+01 0.95358 1.93
 30.12 0. 0.23124 0. 0.
 5.7700e+01 3.0414e+07 3.0473e+08 5.7539e+06 2.8044e+07 7.2906e+01 0.76037 1.69
 20.15 0. 0.14826 0. 0.
 5.8700e+01 2.6522e+07 2.8142e+08 5.3306e+06 2.5113e+07 6.8772e+01 0.57435 1.49
 18.53 0. 0.15346 0. 0.
 5.9200e+01 2.3837e+07 2.6171e+08 4.9352e+06 2.2218e+07 6.6264e+01 0.40435 1.34
 17.11 0. 0.15382 0. 0.
 5.9701e+01 1.9632e+07 1.5881e+08 4.2381e+06 1.1334e+07 5.9340e+01 0.31935 1.10
 11.55 0. 0.09470 0. 0.
 6.0200e+01 1.6002e+07 1.3788e+08 3.6589e+06 8.6067e+06 5.5914e+01 0.25317 0.89
 9.77 0. 0.09018 0. 0.
 6.0700e+01 1.2825e+07 1.1879e+08 3.1269e+06 6.4434e+06 5.2484e+01 0.21572 0.71
 8.19 0. 0.08561 0. 0.

6.1200e+01 1.0083e+07 1.0163e+08 2.6432e+06 4.7679e+06 4.9114e+01 0.17820 0.56
6.82 0. 0.08035 0. 0.
6.1700e+01 7.5459e+06 8.5070e+07 2.1719e+06 3.3999e+06 4.5818e+01 0.14033 0.42
5.57 0. 0.07096 0. 0.
6.2200e+01 4.6046e+06 6.4256e+07 1.5810e+06 1.9367e+06 4.1669e+01 0.10107 0.25
4.01 0. 0.05424 0. 0.
6.2700e+01 2.4509e+05 6.6083e+06 2.5369e+05 3.8278e+05 1.1453e+01 0.06181 0.04
0.94 0. 0.05387 0. 0.
6.3001e+01 1.7458e+05 5.0128e+06 1.8655e+05 2.2568e+05 1.0319e+01 0.02295 0.02
0.68 0. 0.05181 0. 0.

```
aero_blade_table blname nrel5mw ! r/R c/R twist [deg] airfoil
0.02      0.05622222222222  13.308 Cylinder1
0.0455031746032 0.05622222222222  13.308 Cylinder1
0.08888888888889 0.0611746031746  13.308 Cylinder1
0.132274603175  0.0661428571429  13.308 Cylinder2
0.186507936508  0.07233333333333  13.308 DU40_A17
0.251587301587  0.0738412698413  11.48  DU35_A17
0.316666666667  0.0707619047619  10.162 DU35_A17
0.381746031746  0.06744444444444  9.011  DU30_A17
0.446825396825  0.0636031746032  7.795  DU25_A17
0.511904761905  0.0594920634921  6.544  DU25_A17
0.576984126984  0.0555873015873  5.361  DU21_A17
0.642063492063  0.0516825396825  4.188  DU21_A17
0.707142857143  0.04777777777778  3.125  NACA64_A17
0.772222222222  0.043873015873  2.319  NACA64_A17
0.837301587302  0.0399682539683  1.526  NACA64_A17
0.891534920635  0.0367142857143  0.863  NACA64_A17
0.934920634921  0.03311111111111  0.37   NACA64_A17
0.978306349206  0.0225238095238  0.106  NACA64_A17
1.001      0.00001      0.106  NACA64_A17 ! dbg used to be as at .978
```

```
read_airfoil
file c:\masterthesis\airfoils\Cylinder1.dat afname Cylinder1 thick .059
read_airfoil
file c:\masterthesis\airfoils\Cylinder2.dat afname Cylinder2 thick .059
read_airfoil
file c:\masterthesis\airfoils\DU40_A17.dat afname DU40_A17 thick .059
read_airfoil
file c:\masterthesis\airfoils\DU35_A17.dat afname DU35_A17 thick .059
read_airfoil
```

```

file c:\masterthesis\airfoils\DU30_A17.dat  afname DU30_A17  thick .059
read_airfoil
file c:\masterthesis\airfoils\DU25_A17.dat  afname DU25_A17  thick .059
read_airfoil
file c:\masterthesis\airfoils\DU21_A17.dat  afname DU21_A17  thick .059
read_airfoil
file c:\masterthesis\airfoils\NACA64_A17.dat afname NACA64_A17  thick .059

```

! BLADE GEOMETRY

! -----

! blade 1

! blade_1_root - body coordinate system that does not pitch

```

new_body name blade_1_root parent hub reftype refnode xfind -1.912 0. 0.
rotorder 321 rotation 0. -2.5 0. axes normal

```

! blade_1_pitching - this body has coordinate system that pitches

```

new_body name blade_1_pitching parent blade_1_root reftype refnode
xfind 0. 0. 0. rotorder 321 rotation 0. 0. 0. axes normal ! pitch (z axis) idle: 0. 0. -90.0

```

! from blade root to hub CG

```

new_elements_beam1 nelem 3 material massless2 connect_mode connect_2
x1 0. 0. 1.5 dcy1 2.0 tcyl1 1. pointmass 17206.961
x2 0. 0. 0.0 dcy2 2.0 tcyl2 1. btype beam

```

! from blade tip to root

```

new_elements_beam1 nelem 17 material massless1 connect_mode connect_2
x1 0. 0. 63.0 dcy1 1. tcyl1 .45
x2 0. 0. 1.5 dcy2 3. tcyl2 .45 btype beam
blname nrel5mw scale_mass 1.057486996 frac_stiff 1.

```

! blade 2

! blade_2_root - body coordinate system that does not pitch

```

new_body name blade_2_root parent hub reftype refnode xfind -1.912 0. 0.
rotorder 321 rotation 120. -2.5 0. axes normal

```

! blade_2_pitching - this body has coordinate system that pitches

```

new_body name blade_2_pitching parent blade_2_root reftype refnode
xfind 0. 0. 0. rotorder 321 rotation 0. 0. 0. axes normal ! pitch (z axis) idle: 0. 0. -90.0

```

```
! from blade root to hub CG
new_elements_beam1 nelem 3 material massless2 connect_mode connect_2
x1 0. 0. 1.5 dcyl1 2.0 tcyl1 1. pointmass 17206.961
x2 0. 0. 0.0 dcyl2 2.0 tcyl2 1. btype beam
```

```
! from blade tip to root
new_elements_beam1 nelem 17 material massless1 connect_mode connect_2
x1 0. 0. 63.0 dcyl1 1. tcyl1 .45
x2 0. 0. 1.5 dcyl2 3. tcyl2 .45 btype beam
blname nrel5mw scale_mass 1.057486996 frac_stiff 1.
!copy_elements
!from_body: blade_1_pitching
!to_body: blade_2_pitching
```

```
print_b1_elements
e34.txt
34 34
1 12
1 12
```

```
print_b1_elements
e54.txt
54 54
1 12
1 12
```

```
! blade 3
```

```
! blade_3_root - body coordinate system that does not pitch
new_body name blade_3_root parent hub reftype refnode xfind -1.912 0. 0.
rotorder 321 rotation -120. -2.5 0. axes normal
```

```
! blade_3_pitching - this body has coordinate system that pitches
new_body name blade_3_pitching parent blade_3_root reftype refnode
xfind 0. 0. 0. rotorder 321 rotation 0. 0. 0. axes normal ! pitch (z axis) idle: 0. 0. -90.0
```

```
! from blade root to hub CG
new_elements_beam1 nelem 3 material massless2 connect_mode connect_2
x1 0. 0. 1.5 dcyl1 2.0 tcyl1 1. pointmass 17206.961
x2 0. 0. 0.0 dcyl2 2.0 tcyl2 1. btype beam
```

```

! from blade tip to root
new_elements_beam1 nelelem 17 material massless1 connect_mode connect_2
x1 0. 0. 63.0 dcyl1 1. tcyl1 .45
x2 0. 0. 1.5 dcyl2 3. tcyl2 .45 btype beam
blname nrel5mw scale_mass 1.057486996 frac_stiff 1.

```

```

!copy_elements
!from_body: blade_1_pitching
!to_body: blade_3_pitching

```

```

! -----
! ROTOR WAKE MODEL AND PITCH CONTROL NODES
! -----

```

```

rotor_wake
name: rotor_1
shaft_element_body: mainbearing
shaft_element_position: -1.4 0. 0. ! expressed in body mainbearing system
rotating_node: 1
induction: all
logfile: rotor_1.txt
nblades: 3
bladenames: blade_1_pitching
            blade_2_pitching
            blade_3_pitching
pitch_control_name: 5mw_floating
pitch_actuator_bodies: blade_1_pitching
                       blade_2_pitching
                       blade_3_pitching
pitch_actuator_positons: 0. 0. 0.75
                        0. 0. 0.75
                        0. 0. 0.75

```

```

! -----
! CONTROL SYSTEM PART 1: Define the generator specification
! -----

```

```

generator name: nrel5mwfloating gen_eta: 1.
scale_omega: 1.26710903694 scale_mgen: 4180074.35
omega: mgen: ! [rad/s] [Nm]
0.570826146749 0.0 ! constant torque above and below this
0.742097666716 0.450259926989
0.824734617833 0.556121407034

```

```
0.90737156895 0.673149455494
0.990008520067 0.801344072373
1.0 1.0
omega_eta: eta:
0.15 0.85
0.97 0.944
```

```
!-----
! CONTROL SYSTEM PART 2: Define the pitch control specification
!-----
```

```
pitchcontrol
control_type:  iea_oc3_floating
name:          5mw_floating
scale_omega:   1.
scale_vaxial:  1.
scale_pitchcoll: -1.0
omeganom:     1.2671
ti:           10.
gain:         1.
pitchref:     0.
aux: 1. 2. 3. 4. 5. 6. 7. 8. 9. 10.
```

```
!-----
! APPLY BOUNDARY CONDITIONS
!-----
```

```
! Apply gravity to point masses for nacelle/hub system
```

```
!
apply_nodal_bc find -7.9377E-01 0.0000E+00 8.9632E+01 apply_force 0. 0. -1176780.0 0. 0.
0. ! nacelle 120 t
apply_nodal_bc find 4.5938E+00 0.0000E+00 8.9161E+01 apply_force 0. 0. -1176780.0 0. 0.
0. ! nacelle 120 t
apply_nodal_bc find -5.0000E+00 0.0000E+00 90.0 apply_force 0. 0. -556821.59 0. 0. 0. !
hub (on shaft and at eccentricities)
```

```
! Soil stiffness at mudline. Coupled springs model from IEA OC3
```

```
add_node_stiffness find 0. 0. -20.
f_lin 0. 0. 0. 0. 0. 0.
x_lin 0. 0. -20. 0. 0. 0.
1 1 2.57481E+09
2 2 2.57481E+09
```

```
4 4 2.62912E+11
5 5 2.62912E+11
1 5 -2.25325E+10
5 1 -2.25325E+10
2 4 2.25325E+10
4 2 2.25325E+10
```

```
add_node_damping find 0. 0. -20.
```

```
1 1 0.01
```

```
2 2 0.01
```

```
4 4 934000000.0
```

```
5 5 934000000.0
```

```
!Insert node dampinge here:
```

```
! NGI Springs replaces command above
```

```
!springs          ! Define a set of springs
```

```
name: oc3_monopile ! Name of this set of springs.
```

```
type: linear_yield ! Algorithm : model4_2_1 (NGI)
```

```
stiffness_maxforce: ! List of springs, terminated by blank line
```

```
58412252007.6695 85866010000.4512741 ! Stiffness and max (yield) force (Nm)
```

```
4187574448.53236 5107733.92114167
```

```
1439957987.76162 1438303.94521298
```

```
2784383133.65020 2216481.22651808
```

```
2977011078.09655 1831194.45114593
```

```
2985500325.80499 1360777.61069876
```

```
3615084766.59404 1148234.04642973
```

```
3160487024.19231 637063.872596068
```

```
3415972763.05734 367093.827295028
```

```
717428638.554153 27106.6476876316
```

```
!add_node_stiffness
```

```
find: 0. 0. -30. ! Add the stiffness to this node
```

```
f_lin: 0. 0. 0. 0. 0. 0. ! Add this steady generalized force to the node
```

```
x_lin: 0. 0. -30. 0. 0. 0. ! node initial reference position/orientation
```

```
springs_name: oc3_monopile ! refers to name in springs input
```

```
idof_springs: 4 ! apply spring force along this DOF
```

```
logfile: metmast1_dof4.txt ! optional logfile for force added to the node
```

```
!add_node_stiffness
find: 0. 0. -30.    ! Add the stiffness to this node
f_lin: 0. 0. 0. 0. 0.    ! Add this steady generalized force to the node
x_lin: 0. 0. -30. 0. 0. 0.    ! node initial reference position/orientation
springs_name: oc3_monopile    ! refers to name in springs input
idof_springs: 5            ! apply spring force along this DOF
logfile: metmast1_dof5.txt    ! optional logfile for force added to the node
```

```
!-----
! CLAMP TOWER BOTTOM NODE FOR DOF 3&6
!-----
```

```
apply_nodal_bc find 0. 0. -30. apply_displ idofs 3 idofe 3 displ 0.
apply_nodal_bc find 0. 0. -30. apply_displ idofs 6 idofe 6 displ 0.
apply_nodal_bc find 0. 0. -30. apply_displ idofs 1 idofe 1 displ 0.
apply_nodal_bc find 0. 0. -30. apply_displ idofs 2 idofe 2 displ 0.
```

```
! To implement linear 'py-curves', extend the tower below ground level/mudline, and apply
linear stiffness instead of fixing the displacement, see
! help for 'add_node_stiffness' command
```

```
!-----
! TOWER SHADOWING
!-----
```

```
tower_shadow type: potential
xfind: 0. 0. 10.  dcy: 6. cdn: 1.0  ! node in tower, diameter, drag
xfind: 0. 0. 87.6 dcy: 3.87 cdn: 1.0 ! if linear all the way, two nodes are enough
```

```
!-----
! LINEAR P-Y CURVE
!-----
```

```
!Example with one spring
```

```
!springs
! maxsprings 36
! name: spring_no_1
! type: linear_py
! stiffness_maxforce:
! 387772.325 23174.437
```


! 2950258.081 56065.773
! 2166906.152 30919.055
! 2888318.246 32920.0
! 763363.288 7263.048
! 2621703.336 20418.942
! 754465.031 4863.678
! 1226539.294 6360.105
! 1153469.406 4656.218
! 627037.827 1866.601
! 472816.699 926.612
! 235984.084 229.546

!
!add_node_stiffness
! find: 0. 0. -20.5
! f_lin: 0. 0. 0. 0. 0. 0.
! x_lin: 0. 0. -20.5 0. 0. 0.
! springs_name: spring_no_1
! idof_springs: 1
! logfile: py_spring_no_1_x.txt

!
!add_node_stiffness
! find: 0. 0. -20.5
! f_lin: 0. 0. 0. 0. 0. 0.
! x_lin: 0. 0. -20.5 0. 0. 0.
! springs_name: spring_no_1
! idof_springs: 2
! logfile: py_spring_no_1_y.txt

!-----
! APPLY MONITORS TO SENSOR SELECTED OUTPUT
!-----

! sensor 18 to 23 platform displacements swl
monitor_element_b1 type orientation file turb1_swl.txt nmonitor 1 find 0.0 0.0 0.5 node 1
body_name inertial
label PtfmSurge PtfmSway PtfmHeave Ptfm_xx Ptfm_xy Ptfm_xz Ptfm_yx

! sensor 48 to 50 blade 1 tip deflection
monitor_element_b1 type forces file UC1DU1_forces.txt nmonitor 1 find -7.21687836487
12.5 10.0 node 2 body_name inertial
label UC1DU1Fx UC1DU1Fy UC1DU1Fz s4 s5 s6

! sensor 39 to 41 tower base forces
monitor_element_b1 type forces file TwrBs_forces_z.txt nmonitor 1 find 0.0 0.0 2.5 node
1 body_name tower
label s1 s2 s3 TwrBsFxt TwrBsFyt TwrBsFzt to 100 !'to' set by saa

! sensor 42 to 44 tower base moments
monitor_element_b1 type moments file TwrBs_moments.txt nmonitor 1 find 0.0 0.0 2.5
node 1 body_name tower
label s1 s2 s3 TwrBsMxt TwrBsMyt TwrBsMzt to 100 !'to' set by saa

! sensor 15 to 17 blade 1 tip deflection
monitor_element_b1 type orientation file tower_topx.txt nmonitor 1 find 0.0000E+00
0.0000E+00 8.6900E+01 node 2 body_name tower
label TTDspFA TTDspSS s3 s4 s5 s6 TTDsp_yx

! sensor 5 Wave elevation
monitor_element_b1 find 0. 0. 18. nmonitor 1 node 1 type waveheight_origin
file waves_origin.txt label WaveElev

! sensor 11 to 12 blade 1 tip deflection
monitor_element_b1 find 0. 0. 63. nmonitor 1 node 1 type orientation
file blade_1_tipx.txt body_name blade_1_root label OoPDefl1 IPDefl1

! Elastic twist of blade tip
monitor_element_b1 find 0. 0. 63. nmonitor 1 node 1 type orientation
file blade_1_tiptwist.txt body_name blade_1_pitching label s1 s2 s3 s4 s5 s6 Twst_yx

! Actual pitch angle measured at blade root
monitor_element_b1 find 0. 0. 1.5 nmonitor 1 node 1 type orientation
file blade_1_pitch.txt body_name blade_1_root label s1 s2 s3 s4 s5 s6 Pitch_yx

! sensor 24 to 26 blade 1 forces at 0% span (1.5 m)

monitor_element_b1 find 0. 0. 1.25 nmonitor 1 node 1 type forces ! dbg
file blade_1_root_force_hub_n1.txt body_name blade_1_root label s1 s2 s3 RootFxc1
RootFyc1 RootFzc1

monitor_element_b1 find 0. 0. 1.25 nmonitor 1 node 1 type moments ! dbg
file blade_1_root_moment_hub_n1.txt body_name blade_1_root label s1 s2 s3 RootMxc1
RootMyc1 RootMzc1

! sensor 27 to 29 blade 1 moments at 0% span (1.5 m)
monitor_element_b1 find 0. 0. 3.305 nmonitor 1 node 2 type moments ! dbg
file blade_1_root_moment.txt body_name blade_1_root label blade_mx blade_my
blade_mz ! elem system

! sensor 30 to 32 low speed shaft moments TAN May 20, 2013
monitor_element_b1 find 1.162 0. 0. nmonitor 1 node 2 type moments ! dbg
file lsshft_torque.txt body_name hub label s1 s2 s3 RotTorq

monitor_element_b1 find 1.662 0. 0. nmonitor 1 node 2 type moments ! dbg
file lsshft_bend.txt body_name hub label s1 s2 s3 s4 LSSGagMya LSSGagMza

! sensor 33 to 35 tower top forces
!TAN 20/5-2013 Express in system following tower top

monitor_element_b1 find 0. 0. 0. nmonitor 1 node 1 type forces
file tower_top_force.txt body_name yawdrive label s1 s2 s3 YawBrFxp YawBrFyp YawBrFzp

! sensor 36 to 38 tower top forces
!TAN 20/5-2013 Express in system following tower top

monitor_element_b1 find 0. 0. 0. nmonitor 1 node 1 type moments
file tower_top_moment.txt body_name yawdrive label s1 s2 s3 YawBrMxp YawBrMyp
YawBrMzp

monitor_element_b1 type wind_fixed find 0. 0. 90. nmonitor 1 node 2
file wind.txt body_name inertial label WindVxi WindVyi WindVzi

! Mudline forces and moments
monitor_element_b1 type forces file mudline_forces.txt nmonitor 1 find 0.0 0.0 -17. node
1 body_name inertial
label s1 s2 s3 fx_mud fy_mud fz_mud

monitor_element_b1 type moments file mudline_moments.txt nmonitor 1 find 0.0 0.0 -17.
node 1 body_name inertial
label s1 s2 s3 mx_mud my_mud mz_mud

monitor_element_b1 type orientation file turb1_mud.txt nmonitor 1 find 0.0 0.0 -20. node
1 body_name inertial
label surge_mud sway_mud heave_mud mud_xx mud_xy mud_xz mud_yx

monitor_element_b1 find 0. 0. -20. nmonitor 1 node 1 type gather
 file IFE_3Dfloat_sensors.txt label oc4_gather toffset 1.

sensors:

nfact: 1 source: WindVxi	scale: 1.	unit: [m/s] ! header as source label
nfact: 1 source: WindVyi	scale: 1.	unit: [m/s] !
nfact: 1 source: WindVzi	scale: 1.	unit: [m/s] !
nfact: 1 source: WaveElev	scale: 1.	unit: [m] !
nfact: 1 source: GenPwr_1	scale: .000944	unit: [kW] header: GenPwr
nfact: 1 source: GenTq_1	scale: 1.030927835e-5	unit: [kNm] ! 1./97.e3 header: GenTq
nfact: 1 source: Azimuth_1	scale: 57.295779513082323	unit: [deg] header: Azimuth ! 180./rpi
nfact: 1 source: RotSpeed_1	scale: 9.549296585513721	unit: [rpm] header: RotSpeed ! 30./pi
nfact: 1 source: RotSpeed_1	scale: 926.2817687948309	unit: [rpm] header: GenSpeed ! 30.*97./rpi
nfact: 1 source: PtfmSurge	scale: 1.	unit: [m] !
nfact: 1 source: PtfmSway	scale: 1.	unit: [m] !
nfact: 1 source: PtfmHeave	scale: 1.	unit: [m] !
nfact: 1 source: OoPDefl1	scale: 1.	unit: [m] !
nfact: 1 source: IPDefl1	scale: 1.	unit: [m] !
nfact: 1 source: Twst_yx	scale: -57.295779513082323	unit: [deg] header: TwstDefl1
nfact: 1 source: BldPitch1_1	scale: -57.295779513082323	unit: [deg] header: BldPitch1 !
nfact: 1 source: TTDspFA	scale: 1.	unit: [m] !
nfact: 1 source: TTDspSS	scale: 1.	unit: [m] !
nfact: 1 source: TTDsp_yx	scale: 57.295779513082323	unit: [deg] header: TTDspTwst
nfact: 1 source: RootFxc1	scale: .001	unit: [kN]
nfact: 1 source: RootFyc1	scale: .001	unit: [kN]
nfact: 1 source: RootFzc1	scale: -.001	unit: [kN]
nfact: 1 source: RootMxc1	scale: -.001	unit: [kNm]
nfact: 1 source: RootMyc1	scale: -.001	unit: [kNm]
nfact: 1 source: RootMzc1	scale: -.001	unit: [kNm] !
nfact: 1 source: RotTorq	scale: -.001	unit: [kNm] !
nfact: 1 source: blade_mx	scale: -.001	unit: [kNm] !
nfact: 1 source: blade_my	scale: -.001	unit: [kNm] !
nfact: 1 source: blade_mz	scale: -.001	unit: [kNm] !
nfact: 1 source: LSSGagMya	scale: .001	unit: [kNm] !
nfact: 1 source: LSSGagMza	scale: .001	unit: [kNm] !
nfact: 1 source: YawBrFxp	scale: -.001	unit: [kN] ! Nacelle coord.system.
nfact: 1 source: YawBrFyp	scale: -.001	unit: [kN] !

nfact: 1 source: YawBrFzp	scale: .001	unit: [kN] !
nfact: 1 source: YawBrMxp	scale: .001	unit: [kNm] !
nfact: 1 source: YawBrMyp	scale: .001	unit: [kNm] !
nfact: 1 source: YawBrMzp	scale: .001	unit: [kNm] !
nfact: 1 source: TwrBsFxt	scale: -.001	unit: [kN] ! Tower base coord.sys.
nfact: 1 source: TwrBsFyt	scale: -.001	unit: [kN] !
nfact: 1 source: TwrBsFzt	scale: .001	unit: [kN] !
nfact: 1 source: TwrBsMxt	scale: .001	unit: [kNm] !
nfact: 1 source: TwrBsMyt	scale: .001	unit: [kNm] !
nfact: 1 source: TwrBsMzt	scale: .001	unit: [kNm] !
nfact: 1 source: fx_mud	scale: -.001	unit: [kN] !
nfact: 1 source: fy_mud	scale: -.001	unit: [kN] !
nfact: 1 source: fz_mud	scale: .001	unit: [kN] !
nfact: 1 source: mx_mud	scale: .001	unit: [kNm] !
nfact: 1 source: my_mud	scale: .001	unit: [kNm] !
nfact: 1 source: mz_mud	scale: .001	unit: [kNm] !

! -----
! SET UP WIND INCLUDING TURBULENCE
! -----

! Wind settings ! TAN LC 6, Table 1 "Effects of soil stiffness scaling ..

!
wind_transient
0. 0. 0.
100. 6. 0. !

turbulence_box:
turbulence: file
turbulence_info: c:\3dfloat\turbulence\turbulence_case_3_9320_u.txt
mean_profile: user_def_mean_profile
turbulence_scaling: target_turbulence_intensity
turb_tstart: 0.
turb_intens: 0.175
reference_node: 0. 0. 0.
reference_height: 90.

! -----
! RUN DESIRED SOLUTION SETTINGS
! -----

```

! Take one step to assemble all matrices
! -----

monitor_element_b1 type plot nmonitor 10
file turb1.plot

!add_node_damping find -4.0915 0. 89.921 ! to kill surge eigen mode about 200s
1 1 1.e3
2 2 1.e3
3 3 1.e3
4 4 1.e6
5 5 1.e6
6 6 1.e6

! set material damping
damping type ratio2rayl ratio_1 0.51 ratio_2 0.51 omega_1 0.1 omega_2 1.
!damping type rayleigh alpha 0. beta .001

! set solver settings
newmark dt: 0.01 nassemble: 1 nnewton: 50 nsubmin: 2 rwilson: 0.9
relax: 0.0 resid_newton: 1e-8 nmonitor: 10

!-----
!EIGEN ANALYSIS
!-----
! eigen frequency analysis
! short step to assemble matrices and apply added mass

!newmark dt 0.000000001 nassemble 1 nnewton: 1 nsubmin: 0 rwilson: 0.9 relax: 0.0
resid_newton: 0.00000001 nmonitor: 1

!step nstep 1 method new_gen_alpha

!eigen_analysis amplitude 20. nfreq 20 filename plotall

!end
!-----

```

```
!take one step
step nstep 1 method step9

! time = 0.01sec

step nstep 499 method step9

! time = 5.00sec

damping type ratio2rayl ratio_1 0.00 ratio_2 0.01 omega_1 0.0 omega_2 1.57

step nstep 178500 method step9 ! TAN legger på for oppstart-transient

! Tecplot

monitor_element_b1 type tecplot file turb1.dat nmonitor 10

step nstep 1000 method step9

!time 1800s, 30min

print_solution
solution.txt

END
```



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

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway