



Universitetet
i Stavanger

DET TEKNISK-NATURVITSKAPLIGE FAKULTET

MASTEROPPGAVE

Studieprogram/spesialisering: Konstruksjon og materialer	Vår semesteret, 2013 Åpen
Forfatter: Erlend Hopland (signatur forfatter)
Fagansvarlig: Lene Eliassen Veiledere: Sorin Isac, Charlotte Obhrai	
Tittel på masteroppgaven: <i>"Offshore vindturbin; Effekt av aerodynamisk demping, og utmattelse av støttekonstruksjonen"</i> Engelsk tittel: <i>"Offshore Wind Turbine; The effects of aerodynamic damping, and fatigue of the support structure"</i>	
Studiepoeng: 30	
Emneord: Aerodynamisk demping Utmatting Vindturbin	Sidetal: 62 + 8 appendix Stavanger, 17.06.2013



DET TEKNISK-NATURVITENSKAPELIGE FAKULTET

Master Oppgave

Offshore vindturbin; Effekt av aerodynamisk demping, og utmattelse av støttekonstruksjonen

Erlend Hopland

6/17/2013

Studieprogram/Spesialisering	Vår semesteret 2013
Konstruksjon og materialer	
Fagansvarlig: Lene Eliassen	
Veiledere: Sorin Isac, Charlotte Obhrai	
Studiepoeng: 30	
Emneord: Aerodynamisk demping Utmattning Vindturbin	Sidetall: 62 + 8 appendix Stavanger, 17.06.2013

I denne oppgaven analyseres effekten av aerodynamisk demping på en offshore vindturbin, der bølge- og vindretninger spiller inn på dempingseffekt. På dette grunnlag, blir det foretatt en DEL-analyse (skadeekvivalent last) på deler støttekonstruksjonen.

Sammendrag

Hensikten med denne oppgaven er å analysere effekten av aerodynamisk demping på en offshore vindturbin, og hvilken effekt denne vil ha på utmattelse av støttekonstruksjonen. Spesielt interessant er det å se hva effekten er ved et tilfelle der vindretningen ikke er den samme som bølgeretningen. Det kan ikke ses at det er foretatt noen form for analyse av den aerodynamiske dempingseffekten i slike tilfeller fra før. Gjeldende standard[11], tar heller ikke hensyn til slike lasttilfeller. Det diskuteres i denne oppgaven hvorvidt det er konservativt. Oppgavens utgangspunkt blir dermed de to tilfellene, lik bølge- og vindretning og ulik bølge- og vindretning. Bevegelsen inn og ut av vinden vil være mer dempet enn side til side bevegelsen. Dersom bølgene kommer inn fra siden, vil sideveis bevegelser eksiteres. Dette er en rent teoretisk oppgave og faktiske målinger er ikke gjort.

Det er tatt utgangspunkt i en 5MW Referanse vindturbin for offshore systemutvikling. Vindturbinen er tenkt fundamentert på et såkalt sugeanker fundament på 25 meters dyp. Antatt plassering er Dogger bank, som ligger øst for Storbritannia.

Støttekonstruksjonen, det vil si tårnet og overgangsstykket, er modellert i analyseprogrammet SESAM-GeniE. Hvor tårnet er modellert etter spesifikasjoner gitt i[18]. Modellen er videre lagt inn i analyseprogrammet FEDEM-Windpower, der tårnet kobles sammen med referanse vindturbin. Det er videre kjørt simuleringer med forskjellige vind og bølgekombinasjoner. FEDEM-Windpower genererer resultatfiler for varierende bølger og vindturbulens, samt konstruksjonens lastrespons og bevegelse. Disse resultatene er så blitt fremstilt grafisk ved hjelp av Matlab. I Matlab er det også foretatt en utmattings analyse, ved hjelp av Mlife-applikasjon.

Lastkombinasjonene som er simulert består av 4 ulike vindhastigheter fra 0 til 20 m/s, og 5 ulike bølgestørrelser, avhengig av signifikant bølgehøyde fra 1,0 til 7,8 meter og perioder fra 4,0 til 12,9 sekund. Det er også kjørt simulasjoner der en vindhastighet og en bølgestørrelse er kombinert med ulike vind- og bølgeretninger, fra 0 til 90 graders vinkel mellom dem.

De viktigste observasjonene i denne oppgaven, er forskjellen i konstruksjonens responsspektra ved to spesifikke tilfeller. En hvor vind- og bølgeretningen er den samme, og en hvor bølgeretningen er normalt på vindretningen. Det vises at lasttilfellet med bølgeretning normalt på vindretning gir en mye høyere energitetthet over konstruksjonens egenmoder. I utmattingsanalysen vises det samme resultat, hvor relativ utmattingskade øker med vinkelen mellom vind- og bølgeretningen. Dette viser at det er mindre demping i side-til-side bevegelsen ved ulik vind- og bølgeretning.

Forord

Følgende rapport er utarbeidet som avsluttende oppgave i masterstudiet Konstruksjon og materialer ved Universitet i Stavanger. Oppgavens formulering er utarbeidet i samarbeid med mine tre veildere. Lene Eliassen ved Universitetet i Stavanger, Charlotte Obhrai ved Universitetet i Stavanger og Sorin Isac, ekstern veileder hos Aibel AS.

Jeg vil herved rette en stor takk til min veileder ved Universitetet i Stavanger, Lene Eliassen. Hun har hjulpet meg med mye gjennom oppgaven. Og da spesielt med forståelsen av aerodynamikk og aerodynamisk demping, da dette er et tema som jeg ikke hadde mye kunnskap om fra før. Jeg vil rette en stor takk til min veileder ved Aibel AS, Sorin Isac som har vist meg mye innen bølge teori og bølgekrefter, samt modellering i SESAM-GeniE. Begge veiledere har vært delaktige i diskusjoner og hjelpelige gjennom hele oppgaven. Jeg vil også takke Laurens Alblas fra DNV, som har veiledet om koblingen mellom SESAM-GeniE og FEDEM-Windpower. Jeg takker også Charlotte Obhrai for hjelp med å definere oppgaven.

Til slutt retter jeg en takk til Kristian Dahl og Kristian Øglænd, som holdt humøret mitt oppe gjennom de siste lange og hektiske dagene på Paviljong 4 "kontoret".

Innholdsfortegnelse

Sammendrag.....	iii
Forord	iv
Innholdsfortegnelse.....	v
Tabelloversikt	vi
Figuroversikt.....	vi
1. Introduksjon.....	1
2. Generelt om offshore vindturbiner	2
2.1 Vindturbin.....	2
2.2 Historie.....	2
2.3 Valg av design	4
2.4 Fundamentering.....	4
2.4.1 Sugeanker	5
3. Relevant teori.....	7
3.1 Mekanikk.....	7
3.2 Dynamikk.....	8
3.3 Bølgeteori.....	9
3.3.1 Regulære bølger	10
3.3.2 Irregulære bølger	13
3.3.3 Hydrodynamikk.....	15
3.4 Vindteori	17
3.4.1 Aerodynamikk	17
3.4.2 Aerodynamisk last.....	20
3.4.3 Aerodynamisk demping	21
3.5 Utmatting.....	25
4 Analyse.....	30
4.1 Konseptvalg.....	30
4.2.1 Modellering	30
4.4 Bergningsgrunnlag	33
4.4.1 Data.....	33
5 Resultater	36
5.1 Stabilitet.....	36
5.2 Tidsserier	36
6 Diskusjon.....	56
7 Konklusjon.....	58
8 Forslag til videre arbeid.....	59
9 Referanser	60

Tabelloversikt

Tabell 1 Formler som beskriver bølgeegenskaper for lineær bølgeteori [6].....	12
Tabell 2 Dimensjoner på bjelkeelementene.....	31
Tabell 3 Valgte vind- og bølgeparametere	34
Tabell 4 Valgte vind- og bølgekombinasjoner for simulering.....	34
Tabell 5 A1 lastfaktorer [3]	35
Tabell 6 Resultat fra DEL analyse relativt til basis lastkombinasjon 9	50

Figuroversikt

Figur 1 Dogger bank	1
Figur 2 Vindturbinens hoveddeler[26]	2
Figur 3 Noen anvendelige fundamenttyper til forskjellige vanddybder	5
Figur 4 Moment som følge av krefter på vindturbinen.....	5
Figur 5 Sugeanker [14]	6
Figur 6 Overgangsstykke og fundament til Horns Rev 2[30]	6
Figur 7 Typisk lastsituasjon for en vindturbin.....	7
Figur 8 Støttekonstruksjonens stivhet og egenfrekvens i forhold til 1-P og 3-P[22].....	8
Figur 9 SDOF system [22]	9
Figur 10 Forenklet system for vindturbinen	9
Figur 11 Illustrasjon av sinus bølger	10
Figur 12 Partikkelbevegelse på grunt og dypt vann[8]	11
Figur 13 Partikkelhastighet m.h.p dybde.....	11
Figur 14 Irregulære bølger hentet fra en simulering på 50 sekund.....	13
Figur 15 JONSWAP-spektrum og Pierson-Moskowitz-spektrum m.h.p. frekvens	14
Figur 16 Scatterdiagram fra Nordsjøen; målinger gjort fra 1973 til 2001.....	15
Figur 17 Formfaktor m.h.p. ruhet og Reynolds nummer[3]	16
Figur 18 Vindturbinen henter ut vindenergi	17
Figur 19 Vindstrøm for en rotordisk.....	17
Figur 20 Betz grensen[16].....	19
Figur 21 Variasjon av C_p og C_T m.h.p aksial induksjonsfaktor, a	19
Figur 22 Turbulent vind[21]	20
Figur 23 "Rotational sampling"[21]	21
Figur 24 Vindturbinens forskyvning og hastighet for en harmonisk svingning[31]	21
Figur 25 Aerodynamisk tilstand for turbinbladet i første fase(venstre) og resulterende angrepsvinkel og aerodynamiske koeffisienter (høyre)[31].....	22
Figur 26 Aerodynamisk tilstand for bladet i fase to(høyre) og resulterende angrepsvinkel og aerodynamiske koeffisienter(venstre).....	23
Figur 27 Aerodynamisk tilstand for bladet i fase fire(høyre) og resulterende angrepsvinkel og aerodynamiske koeffisienter(venstre).....	23
Figur 28 Elastisk bruddmekanikk	25
Figur 29 Spenningsmoder for sprekkdannelse	25

Figur 30 Typisk S-N kurve for en strukturell komponent med stigningstall 3 og 5 på log-log skala [20].....	26
Figur 31 Flytskjema for beregning av utmattning grunnet variable spenningsvidder, ved bruk av S-N kurve og Miner summering [20]	26
Figur 32 (venstre) Tidsdomene, målt i kraftens variasjon over et tidsrom, (høyre) Frekvensdomene spektrumet over samme tidsrom.....	27
Figur 33 Flytskjema for "Peak counting" metoden[20]	27
Figur 34 Ser på Største positive topper kontra alle positive topper	28
Figur 35 Illustrasjon av regnflyt metoden[20].....	28
Figur 36 Tidsdomene kontra frekvensdomene [20].....	29
Figur 37 Konstruksjonens geometri.....	31
Figur 38 Frekvensområder for de dynamiske lastene som en vindturbin blir utsatt for [22]	32
Figur 39 Sammenligning av bølgenes oppførsel over en periode på 50 sekund.....	36
Figur 40 Turbulent vindhastighet og rotorhastighet gjennom en simulasjon på 800 sekund	36
Figur 41 Lastkombinasjon 2: kraftrespons av tårnbase i bølgens retning.....	37
Figur 42 Tidsserier for kraftrespons på tårnbase i vindretning, for lastkombinasjon 9, 13 og 19.....	37
Figur 43 Tidsserier for kraftrespons på tårnbase normalt på vindretning, for lastkombinasjon 9, 13 og 19.....	38
Figur 44 Tidsserier for kraftrespons på overgangsstykket i vindretning, for lastkombinasjon 9, 13 og 19.....	39
Figur 45 Tidsserier for kraftrespons på overgangsstykket normalt vindretning, for lastkombinasjon 9, 13 og 19.....	40
Figur 46 Tidsserier for kraftrespons i topp av tårn, i vindretning, for lastkombinasjon 9, 13 og 19.....	41
Figur 47 Tidsserier for kraftrespons i topp av tårn normalt på vindretning, for lastkombinasjon 9, 13 og 19.....	42
Figur 48 Identifikasjon av spektrale topper.....	43
Figur 49 Responsspektrum for kraft på tårnbase i vindretning, for lastkombinasjon 9, 13 og 19.....	43
Figur 50 Responsspektrum for kraft på tårnbase normalt på vindretning, for lastkombinasjon 9, 13 og 19.....	44
Figur 51 Responsspektrum for kraft på overgangsstykket, i vindretning, for lastkombinasjon 9, 13 og 19.....	45
Figur 52 Responsspektrum for kraft på overgangsstykket, normalt på vindretning, for lastkombinasjon 9, 13 og 19.....	46
Figur 53 Responsspektrum for kraft i topp av tårn, i vindretning, for lastkombinasjon 9, 13 og 19.....	47
Figur 54 Responsspektrum for kraft i topp av tårn normalt på vindretning, for lastkombinasjon 9, 13 og 19.....	48
Figur 55 Lastretninger for konstruksjonens tre analysepunkt	50
Figur 56 Grafisk fremstilling av DEL resultater for lastkombinasjoner med samme vind- og bølgeretning.....	52
Figur 57 Grafisk fremstilling av DEL resultater for lastkombinasjoner med økende forskyvning mellom vind- og bølgeretning.....	53
Figur 58 Aerodynamisk demping for lastkombinasjon 9(høyre) og lastkombinasjon 17 (venstre).....	54

Figur 59 Lastkombinasjon 9: Toppen av tårnets responskraft i vindretningen kontra tårnets hastighet i vindretningen	54
Figur 60 Lastkombinasjon 19: Toppen av tårnets responskraft i vindretningen kontra tårnets hastighet i vindretningen	54
Figur 61 Lastkombinasjon 9: Toppen av tårnets responskraft side til side kontra tårnets hastighet side til side	55
Figur 62 Lastkombinasjon 19: Toppen av tårnets responskraft side til side kontra tårnets hastighet side til side.....	55
Figur 63 Lastkombinasjon 9: Tårntoppens vertikale responskraft kontra tårntoppens vertikale hastighet	55
Figur 64 Lastkombinasjon 19: Tårntoppens vertikale responskraft kontra tårntoppens vertikale hastighet	55
Figur 65 (høyre)Responsspektra for 8m/s vind kombinert med bølge; Hs 2.5meter Tp 6.3sekund. Vind og bølge i samme retning. (venstre)Samme vind og bølge, men normalt på hverandre.....	57

1. Introduksjon

Med det globale målet om å senke utslippene fra klimagasser, må fornybare energikilder tas i bruk. En av de større og lett tilgjengelige energikilder vi har, er vindenergien. Vindenergi er blitt benyttet i lengre tid ved bruk av landbaserte vindturbiner. De siste årene har det blitt mer og mer fokus på å bygge vindturbiner offshore, der det er sterkere og mer stabil vind.

Problem kan oppstå da kjent teknologi fra landbaserte vindturbiner skal introduseres offshore, der bølger er en ny lastfaktor. IEC 61400-3[11] og DNV-OS-J101[3] er standarder utviklet for å sikre prosjektering av offshore vindturbiner. Herunder oppfylningen av minimumskravene for kvalitet, styrke og integritet. Overnevnte standarder tar ikke hensyn til at vind- og bølgeretning kan være forskjøvet i forhold til hverandre. Dette kan skje ved lavere vindhastigheter, da bølgene ikke blir styrt av vinden. Et slikt tilfelle, vil ikke være dimensjonerende i f.eks. bruddgrensetilstand, men kan være utslagsgivende ved utmatting av konstruksjonen.

Grunnen til at en forskjøvet bølgeretning i forhold til vindretning kan være utslagsgivende, er at den aerodynamiske dempingseffekten av en operativ vindturbin er ganske liten sideveis. Hvis bølger treffer vindturbinen fra slike retninger, vil konstruksjonen oppleve en eksitasjon side-til-side. Oppgaven tar for seg denne problemstillingen, og hvor vidt det er konservativt at standard ikke tar med en slik lastkombinasjon for kontroll av utmatting gjennom konstruksjonens levetid

Flere dataprogram er blitt benyttet i denne oppgaven; SESAM-GeniE, FEDEM-Windpower, Matlab (R2013a) og Mathcad 15.

Siden det ikke er foretatt faktiske målinger av vind- og bølgeindusert respons av en vindturbin, er dette en rent teoretisk oppgave. Vindturbinen er tenkt plassert på Dogger Bank, som er eid av Statoil og Statkraft. Området er regulert for utbygging av vindturbiner. Data fra området er hentet fra design basisen til Carbon Trust [1].



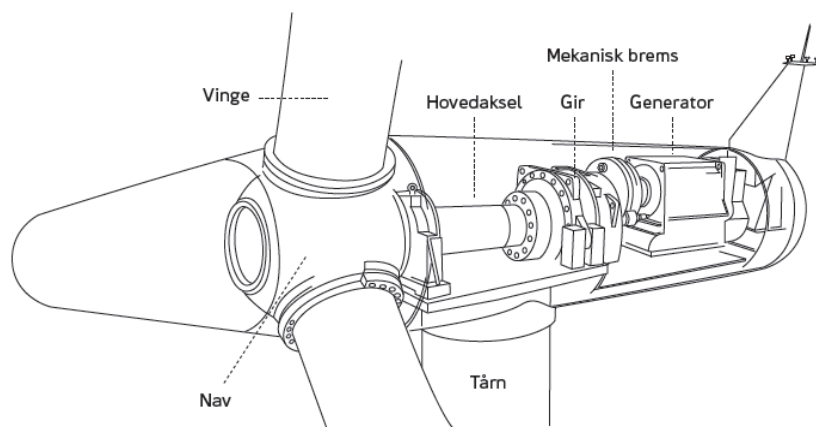
Figur 1 Dogger bank

2. Generelt om offshore vindturbiner

2.1 Vindturbin

En vindturbin er et redskap for å omforme vindenergien til elektrisitet. Turbinbladene på en vindturbin fanger opp vindens bevegelsesenergi og overfører den via en drivaksel til generatoren i maskinhuset (nacellen). Både maskinhuset og vingebladene kan dreies og slik tilpasses vindretning og vindens styrke, for best mulig utnyttelse av energien.

Vindhastigheten må være minst tre meter per sekund (m/s) for at en typisk moderne vindturbin skal produsere strøm. Maksimal effekt oppnås når vindhastigheten er 13 m/s (liten kuling). Ved 25 m/s (full storm) slår turbinen seg av for å unngå skade på maskindelene[26]. Figur 2 viser hvordan en vindturbin er satt sammen, der de viktigste delene er navngitt.



Figur 2 Vindturbinens hoveddeler[26]

Vindturbiner har i utgangspunktet blitt bygget på land, men har de siste 20 årene også blitt bygget offshore. Det er flere fordeler med å bygge vindturbinene offshore. Blant disse er at vindforholdene er mer stabile, det er generelt sterkere vind offshore som genererer mer vindenergi og de skjemmer mindre naturen ved å bygge dem hvor folk verken ser eller hører dem. En måling fra EWEA i 2013 har vist at en gjennomsnittlig offshore vindturbin har en mye høyere utnyttelsesgrad (41%) enn en onshore vindturbin (24%). Det er også noen bakdeler ved å bygge vindturbinene offshore. Noen av disse er at konstruksjonen må tåle store bølgekrefter i tillegg til vinden og det må dimensjoneres for kollisjonslaster fra fartøy, noe som gjør at konstruksjonen må være kraftigere. Dette resulterer i høyere byggekostnader. Installasjon av offshore vindturbiner er også mer omfattende og kostbart enn for landbaserte vindturbiner. Installasjoner offshore kan også komme i konflikt med flere næringer, som fiskerier, skipsfart og andre marine operasjoner. Disse må også tas hensyn til.

2.2 Historie

Dette kapitlet er inspirert fra [25]. Det har vært et fokus på vindenergi i over 30 år. Det som kan ses på som starten på vindenergi i Europa er stiftelsen av EWEA "The European Wind Energy Association", i september 1982. Dette året ble også den første europeiske vindparken bygd. Denne besto av 5 vindturbiner som genererte 20kW hver. Den aller første vindparken ble

forøvrig bygd i New Hampshire, USA i 1980, den bestod av 20 vindturbiner som genererte 30kW hver. Utbyggingen av vindkraft bare økte utover 80-tallet og i 1990 ble, til da, Europas største vindpark bygget på Jutland i Danmark. 42 turbiner som genererte 300kW hver. Danmark satte seg et videre mål på 800 – 1350MW vind generert energi innen 2000.

I 10 år hadde vindturbinene kun blitt bygget på land, men i 1991 ble den første offshore vindpark bygget på Vindeby, ved kysten av Danmark. Ved å plassere vindparkene offshore kunne en høste vindkraft fra en sterkere og mer stabil vindstrøm.

Mye skjedde på 90-tallet innen teknologiutvikling og målsettinger. Myndigheter i Spania, Tyskland, Danmark m.fl. ble sentrale støttespillere i utviklingen av fornybar energi.

Turbinene ble større og bedre, og i 1995 utviklet det danske selskapet Nordex erects en prototype som genererte 1,5MW.

På slutten av 90-tallet ble EWEA offisielt anerkjent av flere globale organisasjoner og deltok blant annet på den berømte Kyoto avtalen i 1997. Året etter annonserte EWEA en målsetting på 100GW innen 2020. I 1999 publiserte Greenpeace, EWEA og Danish Forum en rapport som viste hvordan vindkraft kunne generere 10 % av det globale elektrisitetsbehovet innen 2020.

Fokuset på fornybar energi har økt i takt med energikrisen. I 2005 gikk oljeprisen over \$70 pr. fat, og har i dag overskredet \$90 pr. fat. Dette har også påvirket vindindustrien, og flere vindparker har blitt bygget på 2000-tallet. I 2000 ble den første storskala offshore vindparken bygget i Middelgrunden ved København, og i 2002 ble Horns Rev åpnet. Denne bestod av 80 vindturbiner som genererte 2MW hver. Størrelsen på turbinene har også økt, og i 2004 installerte RE power en prototype som genererte 5MW. 2 år senere ble det installert en 7.5MW-turbin i Emden, Tyskland. Dette er til nå den vindturbinen med høyest effekt i verden, og generer nesten 12 ganger så mye energi alene som den første vindparken kunne generere.

De senere årene er det også forsket på flytende vindturbiner for installasjon på dypere vann. Statoils HYWIND er den første fullskala, flytende vindturbinen. Denne ble installert utenfor Karmøy i Norge i 2010, hvor hovedhensikten ikke var å tjene penger på vindkraften, men å finne ut hvordan bølger påvirket konstruksjonen, for senere å kommersialisere konseptet [24].

Den positive utviklingen gjorde også at EWEA i 2006 satte et nytt mål på 180GW innen 2020.

På slutten av 90-tallet var den totale kapasiteten av installert vindenergi i Europa nesten 20GW. I dag er det installert nesten 100GW, som utgjør 6 % av Europas elektrisitet.

Selv om det har vært mye utbygging og teknologiutvikling innenfor vindenergi, må det fremdeles være en mer enn tilsvarende økning for å nå EU sin bindende avtale på 20 % fornybar energi innen 2020, som ble satt i gang i 2009.

Planleggingen og utbyggingen av vindparker er en pågående prosess, og de største og mest kjente er London Array, som skal være fullt operativ våren 2013, Greater Gabbard Wind farm og Dogger Bank.

2.3 Valg av design

Design av vindturbiner har vært hovedgrunnlaget for den store økningen av energiutvinning som har vært de siste 30 årene. Flere designtilnærminger er blitt prøvd, der mesteparten av forskningen har pekt mot at den 3 bladers, horisontale upwind turbinen er den beste løsningen. Dette er også den dominerende turbinen på markedet. Upwind betyr at vinden treffer turbinen når navet peker mot vinden. Bruken av komposittmaterialer for fabrikasjon av turbinblader har også vært sentralt, hvor vekten av bladene kontra materialets styrke og fleksibilitet har mye å si for hvor store bladene kan bygges.

Valg av design skal være ihht. [11]. Denne standarden er utviklet for å sikre prosjekteringsintegritet av vindturbiner. Hensikten er å gi en tilstrekkelig beskyttelse mot skader fra mulige risikoer gjennom den planlagte levetiden, som settes til 20 år, etter J104[3]. En lenger levetid vil ikke være økonomisk hensiktsmessig, pga. materialkostnader og vedlikeholdskostnader i forhold til gevinst.

En vindturbin kan bli utsatt for mange forskjellige påkjenninger. Det er viktig å vite hvilke påkjenninger som er relevante for vindturbinen, og det avhenger av hvor den er plassert. Etter gjeldende standard, [11] skal en metocean database være utviklet for det gjeldende området. Den skal inneholde

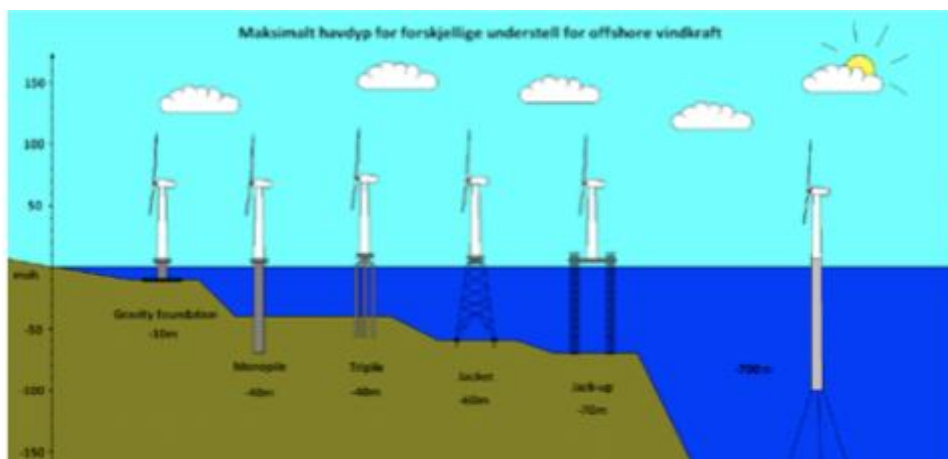
- Vindhastigheter og retninger
- Signifikante bølgehøyder, bølgeperioder og retninger
- Havstrømhastigheter og retninger
- Vannstand
- Forekomster og egenskaper til isflak
- Forekomster av ising
- Andre relevante metocean parametere, som luft – og vanntemperatur og densitet, saltnivå i vannet, batymetri, tilgroing osv.

Alle disse parameterne vil ha innvirkning på designet, men forenklinger er blitt gjort i denne oppgaven, både på grunn av tidsbesparelse og på grunn av at det er vind og bølger som genererer mesteparten av de dynamiske effektene.

2.4 Fundamentering

Det finnes flere måter å fundamenterer en offshore vindturbin. Kjente konsepter fra offshore bransjen, som gravitasjonsfundament, jacketer, pæler og strekkstag er brukte til fundamentering av vindturbiner.

Det finnes mange faktorer som spiller inn på valget av fundament, som havdybde, vindforhold, bølgeforhold, grunnforhold og materialkostnader [28]. Figur 3 illustrerer noen typer fundament for offshore vindturbiner.

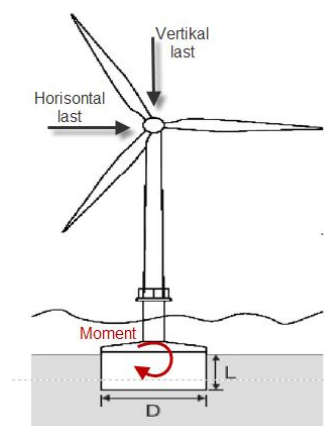


Figur 3 Noen anvendelige fundamenttyper til forskjellige vanddybder

For den antatte vanddybden på 25 meter, er de mest anvendelige fundamenttypene monopæler, gravitasjons fundament eller sugeanker [3]. Det er valgt å bruke sistnevnte i denne oppgaven, da kan en se bort fra utmattelsen ved pæling, som er nødvendig ved installasjon av monopæler.

2.4.1 Sugeanker

Et sugeanker er populært kalt "bucket foundation" på engelsk, fordi det ser ut som en bøtte, snudd på hodet. Fundamentet har en sirkulær overflate med et tynnvegget skjørt rundt omkretsen. Bucket fundamenter eller sugeanker er tidligere brukt på flere offshore plattformer. Da er hovedformålet å motstå vertikale og horisontale laster. Når det blir brukt et enkelt fundament, må det ta opp et stort bøyemoment. Dette gjør at denne løsningen blir uøkonomisk ved dypere vann [14].



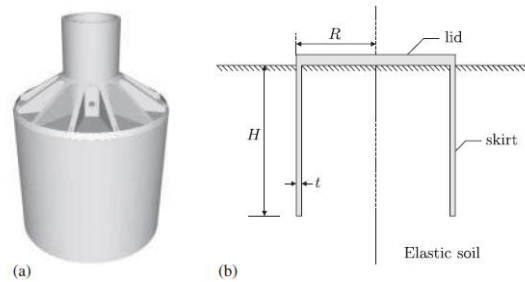
Figur 4 Moment som følge av krefter på vindturbinen

Installasjon

Skjørtet på sugeankeret blir først penetrert ned i sjøbunnen av egenvekten, videre penetrasjon skjer ved at vannet pumpes ut av sugeankeret så det dannes et vakuum på innsiden.

Penetrasjonen stopper når topplaten kommer i kontakt med sjøbunnen. Dypere forankring av ankeret øker vertikale og horisontale kapasiteter. Dette skjer på grunn av mobiliseringen av friksjon langs siden og sideveis motstand av skjørtet [14].

Figur 5 viser design av et sugeanker. Stiverne rundt tårnet overfører laster fra tårnet til skjørtet.

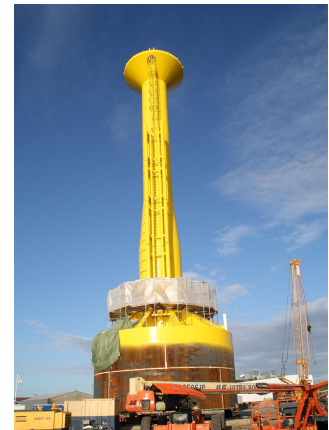


Figur 5 Sugeanker [14]

Metoden for montering av vindturbinen kan være som for prototypen for Horns Rev 2 [30], hvor overgangsstykket og sugeankeret er sveiset sammen før installasjon. Tårnet blir montert på overgangstykket offshore. Sammenføyningen skjer ved at tårnet blir boltet fast i overgangstykket som har en flens i toppen.

Figur 6 viser sugeankeret og overgangstykket til prototypen for Horns Rev 2, klar for installasjon. Denne konstruksjonen er dimensjonert for en 3MW vindturbin. Overgangstykket har en diameter på 6 meter, og sugeankeret er 12 meter i diameter med et skjørt som er 6 meter høyt.

Denne rapporten tar for seg en 5MW vindturbin, noe som betyr større laster og større dimensjoner. Overgangsstykket er 7 meter, sugeankeret er antatt 16 meter i diameter med et skjørt som er 8 meter høyt.



Figur 6 Overgangsstykke og fundament til Horns Rev 2[30]

3. Relevant teori

3.1 Mekanikk

Det statiske systemet av en vindturbin kan enkelt ses på som en stav med en innspenning i bunn. For at systemet skal være i likevekt, må alle kreftene tas opp i innspenningen.

Vind og bølger skaper krefter i horisontal retning på vindturbinen som resulterer i store skjærkrefter og moment på støttekonstruksjonen. Vertikale krefter kommer hovedsakelig fra bølger og egenvekt. Støttekonstruksjonen må ha kapasitet til å motstå disse kreftene. Figur 7 viser en lastsituasjon med vind- og bølgekrefter. For å sjekke konstruksjonens stabilitet, kan disse lastene ses på som statiske for å enkelt gjøre en stabilitetskontroll av fundamentet og en kontroll av spenninger i konstruksjonen.

Tårnets karakteristiske kapasiteter finnes ut fra følgende formler, utledet fra kap.6 [17]:

$$\text{Normalkraft: } N = f_y \cdot \frac{d_0^2 - d_i^2}{4} \cdot \pi \quad \text{Formel 1}$$

$$\text{Skjærkraft: } V = \frac{f_y}{\sqrt{3}} \cdot \frac{d_0^2 - d_i^2}{4} \cdot \pi \quad \text{Formel 2}$$

$$\text{Bøyemoment: } M = f_y \cdot \frac{d_0^4 - d_i^4}{64} \cdot \frac{\pi}{d_0} \quad \text{Formel 3}$$

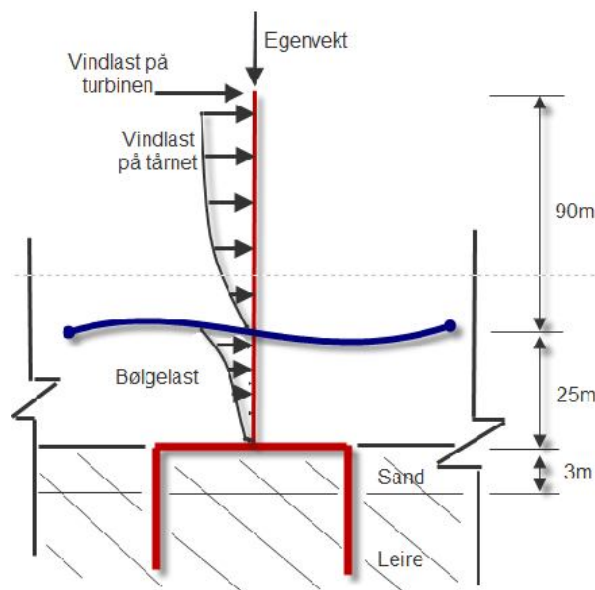
$$\text{Torsjonsmoment: } T = \frac{f_y}{\sqrt{3}} \cdot \frac{d_0^4 - d_i^4}{32} \cdot \frac{\pi}{d_0} \quad \text{Formel 4}$$

f_y = Stålets karakteristiske flytegrense

d_0 = Tårnets ytre diameter

d_i = Tårnets indre diameter

For stivere konstruksjoner, hvor den dynamiske responsen er svært liten, er det ofte nok å legge til en dynamisk lastfaktor. En vindturbin er sensitiv til disse varierende lastene og det kreves en dynamisk analyse for denne konstruksjonen[11].



Figur 7 Typisk lastsituasjon for en vindturbin

3.2 Dynamikk

Den dynamiske påkjenningen på en offshore vindturbin, kommer, som nevnt tidligere, hovedsakelig fra vind og bølger. Det kan deles inn i harmoniske og uharmoniske laster [22];

De harmoniske bidragene er;

- Masse-ubalanse på rotorbladene
- Aerodynamisk ubalanse
- Små, regulære bølger

De uharmoniske, regulære bidragene er;

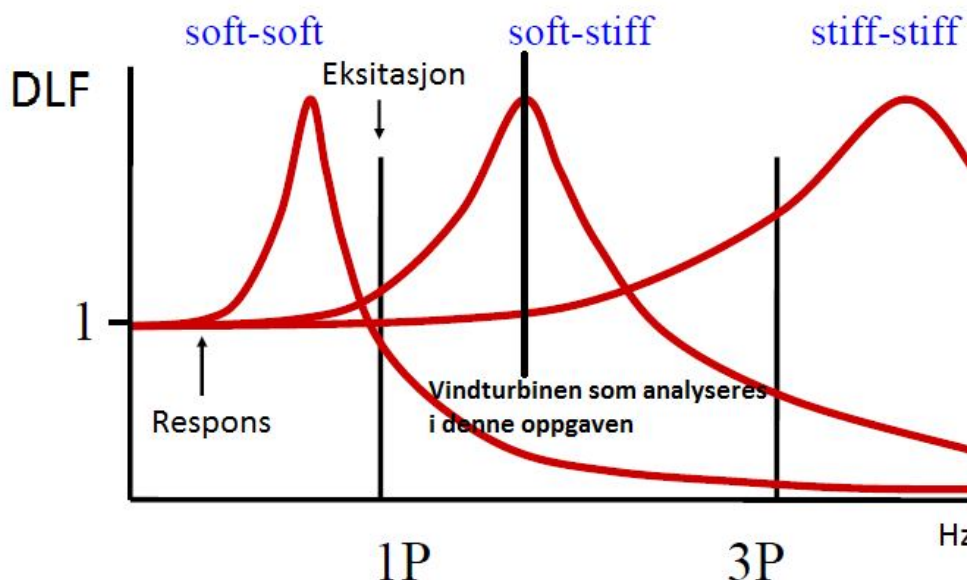
- Skjær fra vind
- Krøyning (yaw missalgnment)
- Skyggeeffekt (1P)
- Turbulens pga. Rotasjon (3P)

De uharmoniske, irregulære bidragene kommer fra

- Turbulens
- Irregulære bølger

Disse parameterne blir nærmere forklart i de neste kapitlene, som alle omhandler dynamiske lastvirkninger.

Det er viktig å beregne hvilken stivhet konstruksjonen skal ha for at egenfrekvensen ikke skal treffe gjentatte lastvirkninger, som rotor og rotorbladfrekvenser, 1-P og 3-P. Disse lastvirkningene er nærmere beskrevet i kapittel 3.4.2 Aerodynamiske laster.



Figur 8 Støttekonstruksjonens stivhet og egenfrekvens i forhold til 1-P og 3-P[22]

Tårnet på en vindturbin kan for enkelhets skyld ses på som en stav med stivhet EI , med en punktmasse i tyngdepunktet og et system med en frihetsgrad. Det er da lett å se at bevegelsesligningen kan brukes for å beskrive tårnets bevegelse som funksjon av tiden, og egenfrekvensen kan finnes.

$$m \cdot \ddot{x} + c \cdot \dot{x} + k \cdot x = F(t)$$

m = masse

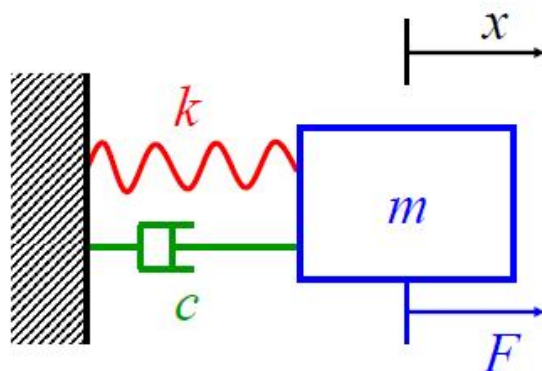
c = demping

k = stivhet

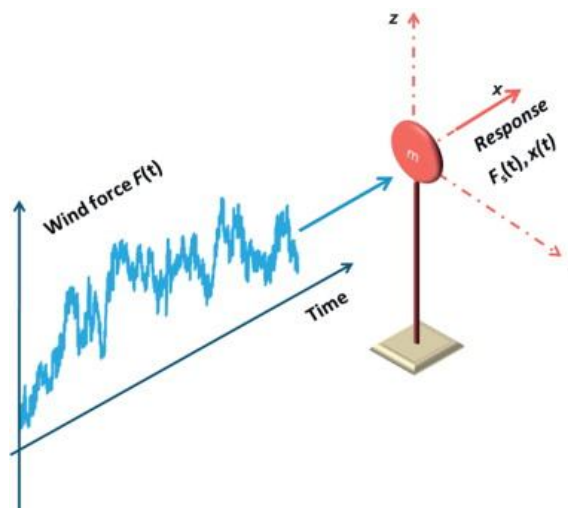
x = forskyvning i x - retning mhp. tid

$F(t)$ = kraft mhp.tid

Formel 5



Figur 9 SDOF system [22]



Figur 10 Forenklet system for vindturbinen

Konstruksjonens naturlige frekvens eller egenfrekvens finnes etter formel 10:

$$f_n = \frac{1}{2 \cdot \pi} \sqrt{\frac{k}{m}}$$

k = Konstruksjonens stivhet

m = Konstruksjonens ekvivalente masse

Formel 6

Den aerodynamiske lasten F_{aero} , kan relateres til bevegelsesligningen. Denne består av to komponenter: en konstant last del, $F_{aero, kon}$ og en tidsavhengig del. Formel 5, kan da skrives som:

$$m \cdot \ddot{x} + c \cdot \dot{x} + k \cdot x = F_{aero}(t) = c_{aero} \cdot \dot{x} + F_{aero, konst}$$

Hvis den dynamiske delen flyttes over på venstre side av ligningen og konstante kraften settes alene igjen på høyre side, kan den settes til 0 for å få en homogen ligning, og vi får at:

$$m \cdot \ddot{x} + (c - c_{aero}) \cdot \dot{x} + k \cdot x = 0$$

Det er da mulig å løse ut den aerodynamiske dempingskonstanten fra ligningen.

3.3 Bølgeteori

For å vite hvilke krefter som havbølger påfører konstruksjonen, må en først ha kunnskap om bølgenes bevegelsesmønster. De tre kapitlene nedenfor tar for seg hvordan havbølger kan beskrives matematisk og hvordan bølgene kan konverteres til krefter på konstruksjonen

3.3.1 Regulære bølger

Regulære bølger er best beskrevet ved lineær bølgeteori, individuelle bølger hvor bølgehøyden H , bølgelengden L og perioden T , kan beskrives som sinusformet. Forutsettelse for å bruke lineær bølgeteori er liten bølge-knapphet ($H/L \ll 1$) og at vanddypet er mye større enn bølgehøyden ($H/L \gg 1$). Sinusbølgen er det simpleste eksempelet på en periodisk, kontinuerlig bølge og kan brukes til å bygge mer komplekse bølger.

Overflateprofilen til sinusformede bølger, kan beskrives som i formel 3[6]:

$$\varepsilon = \varepsilon(x, t) = \varepsilon_0 \cdot \sin(\omega \cdot t - k \cdot x)$$

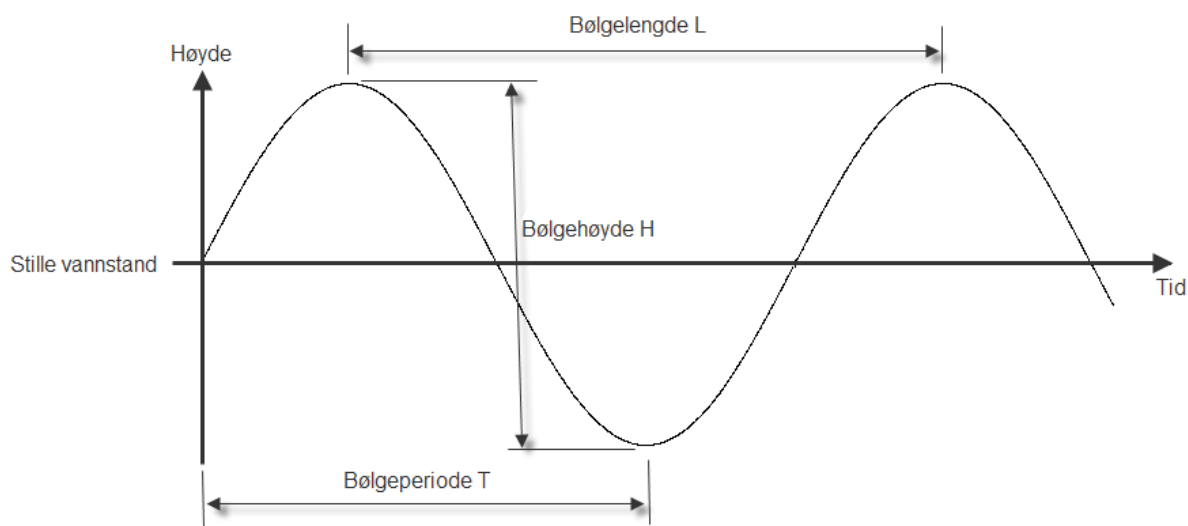
Formel 7

ε_0 = amplitude

$k = 2 \cdot \pi / L$ (bølgetall)

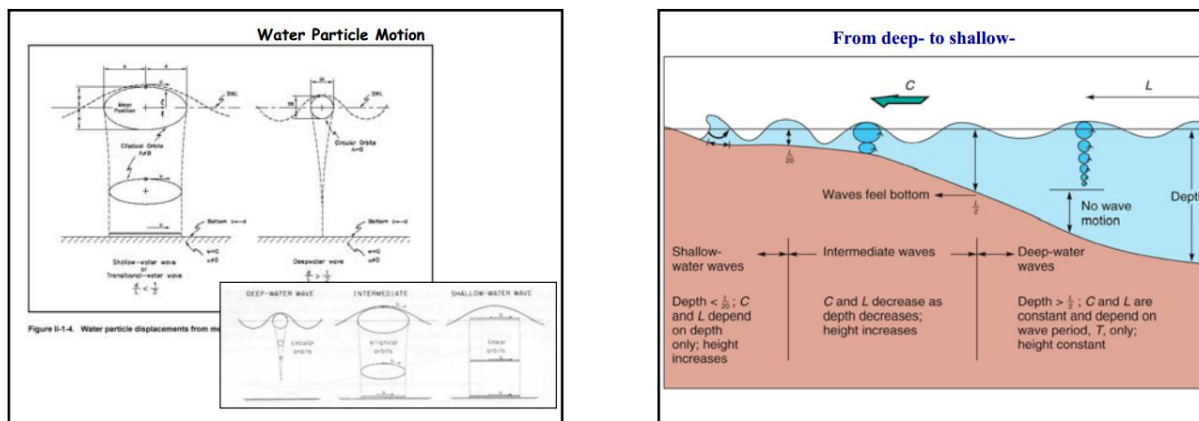
$\omega =$ bølgefrequens ($1/s$)

$t =$ tid (s)



Figur 11 Illustrasjon av sinus bølger

Ut fra lineær bølgeteori kan det vises at vannpartiklene beveger seg i lukkede, elliptiske baner (halvaksene til ellipsene avtar med dypet). Partikkelbevegelsen avhenger av vanddybder relativ til bølgelengde. Ved dypt vann ($d/L > 1/2$) beveger partiklene seg i sirkler ved overflaten. Er man i område med svært grunt vann ($d/L \ll 1/20$) beveger partiklene seg i ellipser, men de horisontale aksene er konstante fra vannoverflate til bunn. Figuren nedenfor illustrerer partikkelbevegelsen på grunt og dypt vann.



Figur 12 Partikkelbevegelse på grunt og dypt vann[8]

Hastighetspotensialet for vannpartikler er gitt ut fra formlene[6]:

$$\varphi(x, y, z) = \frac{\xi_0 \cdot g}{\omega} \cdot e^{-k \cdot z} \cos(\omega \cdot t - k \cdot x) \text{ for dypt vann} \quad \text{Formel 8}$$

[6]

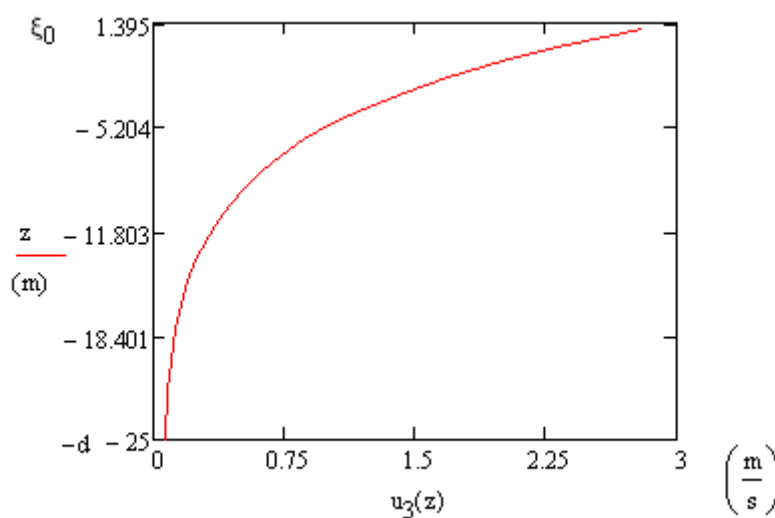
$$\varphi(x, y, z) = \frac{\xi_0 \cdot g}{\omega} \cdot \cos(\omega \cdot t - k \cdot x) \text{ for grunt vann} \quad \text{Formel 9}$$

Vannpartikkelens horisontale hastighet finner vi ved å derivere potensialfunksjonen mhp. Horizontal retning, x. Da får vi formlene:

$$u = \frac{\partial \varphi}{\partial x} = \frac{\xi_0 \cdot g}{\omega} \cdot \frac{\cosh(k \cdot (z + d))}{\cosh(kd)} \cdot \sin(\omega \cdot t - k \cdot x) \quad \text{Formel 10}$$

Den horisontale hastigheten er høyest ved bølgetoppen, dvs. Når $\sin(\omega \cdot t / k \cdot x) = 1$

Videre ser vi at partikkelhastigheten vil synke jo større dybde, z vi har. Ut fra dette kan vi få ut følgende diagram for horisontal hastighet m.h.p dybde:



Figur 13 Partikkelhastighet m.h.p dybde

Linear Wave Theory Review			
Wave Property	Shallow Water $d/L < 1/20$	Intermediate Water $1/20 < d/L < 1/2$	Deep Water $d/L > 1/2$
Velocity potential	$\varphi = \frac{\xi_0 \cdot g}{\omega} \cdot \cos(\omega t - kx)$	$\varphi = \frac{\xi_0 \cdot g}{\omega} \cdot \frac{\cosh k(z+d)}{\cosh(kd)} \cdot \cos(\omega t - kx)$	$\varphi = \frac{\xi_0 \cdot g}{\omega} \cdot e^{kz} \cdot \cos(\omega t - kx)$
Dispersion relation	$\omega^2 = g \cdot d \cdot k^2$ $L = \sqrt{g \cdot d} \cdot T^2$	$\omega^2 = g \cdot k \cdot \tanh(kd)$ $L = \frac{g}{2\pi} \cdot T^2 \cdot \tanh(kd)$	$\omega^2 = g \cdot k$ $L = \frac{g}{2\pi} \cdot T^2$
Wave profile	$\xi = \xi_0 \sin(\omega t - kx)$	$\xi = \xi_0 \sin(\omega t - kx)$	$\xi = \xi_0 \sin(\omega t - kx)$
Dynamic pressure	$P_d = \rho \cdot \xi_0 \cdot g \cdot \sin(\omega t - kx)$	$P_d = \rho \cdot \xi_0 \cdot g \cdot \frac{\cosh k(z+d)}{\cosh(kd)} \cdot \sin(\omega t - kx)$	$P_d = \rho \cdot \xi_0 \cdot g \cdot e^{kz} \cdot \sin(\omega t - kx)$
Horizontal particle velocity	$u = \frac{\xi_0 \cdot k \cdot g}{\omega} \cdot \sin(\omega t - kx)$	$u = \frac{\xi_0 \cdot k \cdot g}{\omega} \cdot \frac{\cosh k(z+d)}{\cosh(kd)} \cdot \sin(\omega t - kx)$	$u = \frac{\xi_0 \cdot k \cdot g}{\omega} \cdot e^{kz} \cdot \sin(\omega t - kx)$
Vertical particle velocity	$w = \frac{\xi_0 \cdot k^2 \cdot g}{\omega} \cdot (z+d) \cdot \cos(\omega t - kx)$	$w = \frac{\xi_0 \cdot k \cdot g}{\omega} \cdot \frac{\sinh k(z+d)}{\cosh(kd)} \cdot \cos(\omega t - kx)$	$w = \frac{\xi_0 \cdot k \cdot g}{\omega} \cdot e^{kz} \cdot \cos(\omega t - kx)$
Horizontal particle acceleration	$\dot{u} = \xi_0 \cdot k \cdot g \cdot \cos(\omega t - kx)$	$\dot{u} = \xi_0 \cdot k \cdot g \cdot \frac{\cosh k(z+d)}{\cosh(kd)} \cdot \cos(\omega t - kx)$	$\dot{u} = \xi_0 \cdot k \cdot g \cdot e^{kz} \cdot \cos(\omega t - kx)$
Vertical particle acceleration	$\dot{w} = -\xi_0 \cdot k^2 \cdot g \cdot (z+d) \cdot \sin(\omega t - kx)$	$\dot{w} = -\xi_0 \cdot k \cdot g \cdot \frac{\sinh k(z+d)}{\cosh(kd)} \cdot \sin(\omega t - kx)$	$\dot{w} = -\xi_0 \cdot k \cdot g \cdot e^{kz} \cdot \sin(\omega t - kx)$
Phase velocity c	$c^2 = g \cdot d$	$c^2 = \frac{g}{k} \cdot \tanh(kd)$	$c^2 = \frac{g}{k}$
$\omega = 2\pi / T$, $k = 2\pi / L$ T = wave period L = wave length ξ_0 = wave amplitude g = acceleration of gravity $c = \omega / k = L / T$ = phase velocity		t = time x = direction of propagation z = vertical co-ordinate, positive upward, origin at still water level d = water depth P _d = dynamic pressure P ₀ = atmospheric pressure	

Tabell 1 Formler som beskriver bølgeegenskaper for lineær bølgeteori [6]

For å bestemme om det er grunt, middels eller dypt vann som skal vurderes, benyttes :

$$\frac{d}{L} = \frac{d}{\sqrt{g \cdot d} \cdot T_p^2}$$

Formel 11

I vurdert område, er følgende data gitt, som gir følgende vanndybde:

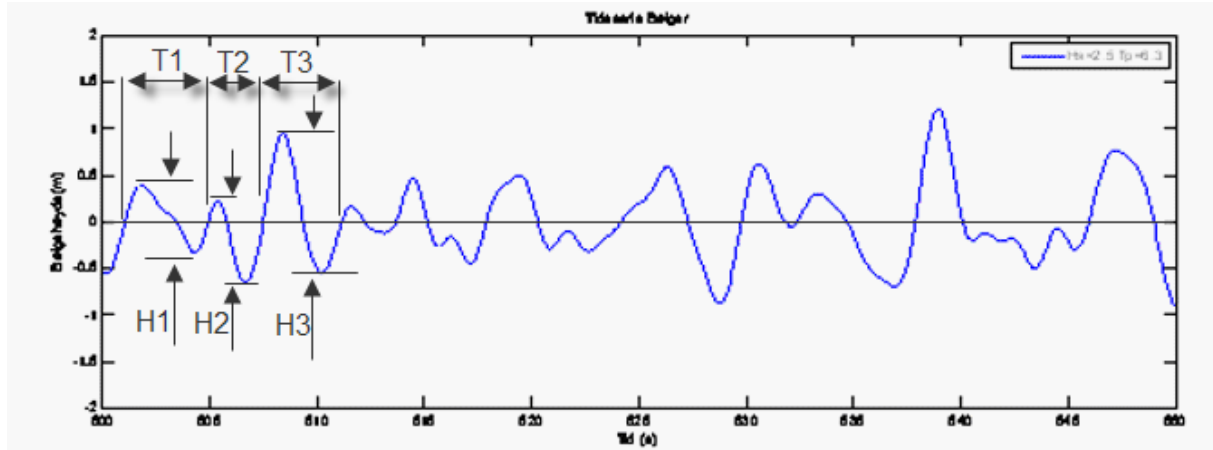
$$d = 25m \quad \text{Vanndybde} = \frac{25m}{\sqrt{9.81 \cdot 25m \cdot (14.2s)^2}} = 0.112$$

$$g = 9.81 \frac{m}{s^2}$$

$$T_p = 14.2s \quad \frac{1}{20} < 0.112 < \frac{1}{2} \xrightarrow{\text{Vanndybde}} \text{middels}$$

3.3.2 Irregulære bølger

Regelmessige bølger er ikke en realistisk tilstand. Både bølgehøyder og bølgeperioder vil variere på en måte som kan beskrives som irregulært. Figuren nedenfor illustrerer en mer realistisk bølgetilstand:



Figur 14 Irregulære bølger hentet fra en simulering på 50 sekund

For uregelmessige bølger er bølgeperioden (null-oppkrysningsperioden) definert som tiden det tar en gitt bølge å gå fra stille vannstand og oppover for så å krysse stille vannstand nedover til den igjen krysser stille vannstanden oppover. Bølgehøyden er definert som avstanden mellom høyeste og laveste høyde i en bølgeperiode.

For å beskrive sjøtilstanden for en lineær uregelmessig bølgemodell, velges et bølgespektrum basert på signifikant bølgehøyde, H_s og periode, T_p . Hvilket spektrum som anvendes, avhenger av geografisk område, sjø forholdene og modelleringsprogrammet. Et bølgespektrum viser energitetthet pr. frekvens og ut fra spekteret kan det beregnes bølgeparametere, som null-oppkrysningsperiode, middels bølgeperiode, bølgebratthet osv. De mest brukte spektra er Pierson-Moskowitz (PM) spektrum og JONSWAP spektrum. PM spektrum gjelder for fullt utviklet bølgeforhold, dvs. bølgevekst som ikke er begrenset av hindringer som f.eks. is og grunt vann. Pierson-Moskowitz-spektral tetthet for havoverflaten beregnes etter Formel 6, B.2, ref. (IEC 61400-3)[11]

$$S_{PM}(f) = \frac{\alpha \cdot g^2}{(2 \cdot \pi)^2} \cdot f^{-5} \cdot \exp\left[-\frac{5}{4} \cdot \left(\frac{f}{f_p}\right)^{-4}\right] \quad \text{Formel 12}$$

JONSWAP spektra beskriver en sjøtilstand bedre når bølgevekst blir områdebegrenset og ekstreme bølgetilstander.

I denne oppgaven blir det brukt JONSWAP for å beregne bølgespektrum, som er anvendelig i det antatte området, Dogger Bank, hvor bølgeveksten er områdebegrenset.

JONSWAP er en forkortelse for "Joint North Sea Wave Project", som var et banebrytende forskningsarbeid for utviklingen av modellspektra for vindbølger. Bølgespektra ble målt på opp til 13 forskjellige steder i en ti - ukers periode langs en trase vest for Sylt og ut i Nordsjøen. Hensikten med eksperimentet var å bestemme strukturen i kildefunksjonene for energibalansen i spekteret og med spesiell vekt på hvordan bølgeveksten er under stasjonære fralandsvinder [8].

JONSWAP-spektrum beregnes etter Formel 13, C302, [3]

$$S(f) = \frac{\alpha \cdot g^2}{(2 \cdot \pi)^2} \cdot f^{-5} \cdot \exp\left[-\frac{5}{4} \cdot \left(\frac{f}{f_p}\right)^{-4}\right] \cdot \gamma \cdot \exp\left[-0.5 \cdot \left(\frac{f-f_p}{\sigma \cdot f_p}\right)^2\right]$$

f = bølgefrequens, $f = \frac{1}{T}$

T = bølgeperiode

f_p = Spektraltopp frekvens, $f_p = \frac{1}{T_p}$

T_p = Topp periode

g = Gravitasjonsakselerasjonen

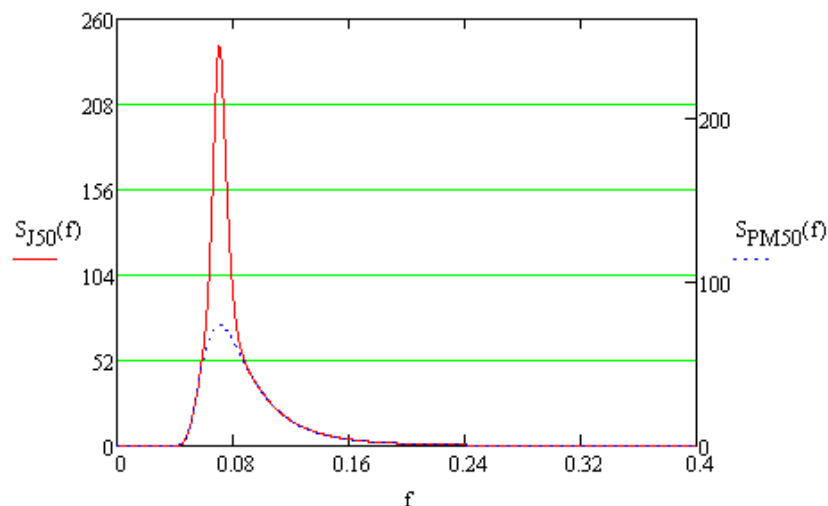
α = Generalisert Phillips konstant = $5 \cdot \left(H_s^2 \frac{H_s^2 \cdot f_p^4}{g} \right) \cdot (1 - 0.287 \cdot \ln \gamma) \cdot \pi^4$

σ = Spektralvidde parameter

γ = Topptetthetsparameter

Formel 13

Hvis topptetthetsparameteren blir satt til 1, ser vi at JONSWAP-spektrum blir redusert til Pierson-Moskowitz spektrum. Topptetthetsparameteren er satt til 3.3 ihht. 4.5[1]. Kalkulasjoner for å finne JONSWAP bølgespektrum er gjort i MathCAD, ihht. [3] og [4].



Figur 15 JONSWAP-spektrum og Pierson-Moskowitz-spektrum m.h.p. frekvens

Bølgehøyder og bølgeperioder kan hentes fra et scatterdiagram for området. Dette ligger vanligvis med metocean data.

Figur 16, hentet fra [29] viser et scatterdiagram for Nordsjøen med målinger gjort fra 1973 til 2001. De valgte bølgene er ikke de med flest forekomster, men det vil være interessant å se på

konstruksjonens respons av bølger med perioder nærme konstruksjonens naturlige periode. I realiteten vil nok de fleste bølgene ha lengre perioder.

h_s (m)	t_p (s)																		
	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	> 20
0.5	18	15	123	113	110	390	260	91	38	42	32	3	19	13	9	1	3	2	7
1.0	16	49	675	433	589	1442	1802	959	273	344	125	33	64	29	13	1	7	1	6
1.5	5	32	417	893	1107	1486	2757	1786	636	731	299	121	92	43	18	10	5	2	13
2.0	1	0	102	741	1290	1496	2575	1968	780	868	492	200	116	51	31	8	4	4	8
2.5	0	0	9	256	969	1303	2045	1892	803	941	484	181	157	58	23	19	5	1	8
3.0	0	0	1	45	438	1029	1702	1898	705	957	560	218	196	92	40	11	4	2	5
3.5	0	0	1	4	124	650	1169	1701	647	865	456	237	162	100	36	12	6	1	5
4.0	0	0	2	0	33	270	780	1369	573	868	427	193	157	91	51	13	3	0	1
4.5	0	0	0	0	3	90	459	1017	466	761	380	127	137	86	31	23	6	5	0
5.0	0	0	0	0	0	15	228	647	408	737	354	119	96	50	32	18	2	4	1
5.5	0	0	0	0	0	2	68	337	363	580	283	94	92	31	24	10	6	2	0
6.0	0	0	0	0	0	1	20	166	221	418	307	63	76	24	13	9	4	0	0
6.5	0	0	0	0	0	0	5	50	140	260	257	59	49	20	12	4	2	2	2

Figur 16 Scatterdiagram fra Nordsjøen; målinger gjort fra 1973 til 2001

3.3.3 Hydrodynamikk

Havbølgene og havstrømmen vil gjøre at vannets masse vil fungere som dynamiske krefter på overgangstykket til vindturbinen. Disse kreftene kan beregnes etter Morrisons formel hvis følgende kriterium er oppfylt:

- Diameter på konstruksjonen ikke overstiger 0,2 ganger bølgelengden
- Ikke-brytende bølger, dvs. at bølgehøyde/bølgelengde $\leq 0,14$
- Konstruksjonen må ha lav forskyvning; Amplitude/diameter $\leq 0,2$

Hydrodynamiske krefter deles opp i den masseinduserte kraften og drag kraften. Formfaktorene kan bestemmes ut fra en funksjon av Reynolds nummer, Keugelan-Carpenter nummer og ruhet. [5].

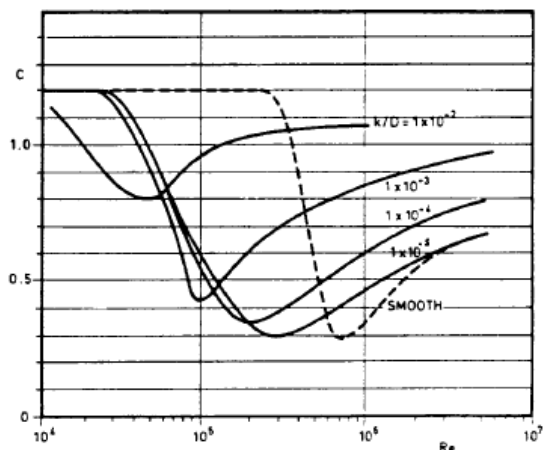
Reynolds nummer kan beregnes ihht. Formel 14.

$$Re = u_{tot} \cdot \frac{D}{\nu} \quad \text{Formel 14}$$

u_{tot} = Total horisontal partikkelhastighet, (snitt bølgehastighet + strømhastighet)

ν = Kinematisk viskositet; $1.35 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$ for det antatte omsådet Appendix A(Carbon Trust)[1]

Ruheten på sylindren vil øke med årene, p.g.a. marin begroing, så den kan antas relativt høy ved utmattingsanalyse og formfaktoren kan leses av fra Figur 17 [3].



Figur 17 Formfaktor m.h.p. ruhet og Reynolds nummer[3]

Den resulterende, horisontale kraften F_{res} , som virker på det sylindriske overgangsstykket til vindturbinen, uttrykkes slik ved integrasjon av Morrisons formel; seksjon 4[3]:

$$F_{res} = F_M + F_D = \int_{-d}^{\eta(t)} C_M \cdot \rho_{vann} \cdot A_{kon} \cdot \ddot{x} \cdot dz + \int_{-d}^{\eta(t)} \frac{1}{2} \cdot C_D \cdot \rho_{vann} \cdot D \cdot \dot{x} |\dot{x}| dz \quad \text{Formel 15}$$

F_M = Masseindusert kraft

F_D = Dragkraften

C_M = Formfaktor for masseindusert kraft, satt til 2.0 (Sek.4, DNV - OS - J101)

C_D = Formfaktor for dragkraft, satt til 1.0 etter anbefaling fra O.T.Gudmestad ref..APPENDIX F

A_{kon} = Konstruksjonens tverrsnittsareal

D = Konstruksjonens diameter

ρ_{vann} = Vannets densitet

\ddot{x} = Vannpartikkels akselerasjon i horisontal retning

\dot{x} = Vannpartikkels hastighet i horisontal retning (bølge + strøm)

$\eta(t)$ = Bølgetoppens tidsavhengige høyde

$-d$ = havbunnen

Det er viktig å påpeke at maksimal drag kraft skjer ved minimum masseindusert kraft og omvendt, siden akselerasjon er den tidsderiverte av hastighet. Så maksimal total kraft må finnes en plass imellom de to maksima. Det kan undersøkes hvilken av disse leddene som dominerer m.h.p. konstruksjonens diameter, D og bølgehøyde, H ; Hvis $0,5 \leq D/H \leq 1,0$, er den masseinduserte kraften dominerende og drag kraften kan neglisjeres. Hvis $D/H < 0,1$, vil drag kraften dominere og den masseinduserte kraften kan neglisjeres. Hvis $0,1 \leq D/H < 0,5$ må begge kreftene tas med i beregningen. Formfaktoren vil forandre seg m.h.p. partikkelfart, dvs. at den forandrer seg med vanddyppet. Faktoren kan likevel settes konstant som en forenkling, uten at det vil gi store avvik i resultat, fordi det største bidraget til drag kraften ligger nær vannoverflaten.

3.4 Vindteori

Vind er kvasi-horisontale luftbevegelser i atmosfæren som hovedsakelig kommer av ujevn oppvarming av jordens overflate. Forskjellig temperatur i to luftmasser fører til forskjellig lufttrykk i de to luftmassene. Vind oppstår når luft strømmer fra området med høyt trykk til området med lavt trykk for å jevne ut denne trykkforskjellen. I tillegg vil jordrotasjonen virke inn på vinden. Dette er også kalt Corioliseffekten, som gjør at vinden ikke strømmer i rette linjer mellom høyt og lavt trykk, men strømmer i sirkulære baner inn mot lavtrykksenteret. (Det store norske leksikon)[9]. Eksempel: hvis en kaster noe ut av vinduet på en bil i fart, vil det ikke lande rett foran vinduet, men et stykke bak. Det samme skjer med luft som vil følge et sirkulært mønster, pga. jordrotasjonen.

Luftstrømning skaper vindkraft, som kan beregnes etter formel 10:

$$F_{snitt} = C_f \cdot A \cdot 0,5 \cdot \rho_{luft} \cdot U_{snitt}^2 \quad \text{Formel 16}$$

C_f = Formfaktor, som bestemmes etter konstruksjonens form og ruhet og bestemmes

mhp. Reynolds nummer ref. DNV - RP - C205

A = Overflatearealet som vinden treffer

U_{snitt} = Gjennomsnittelig vindhastighet

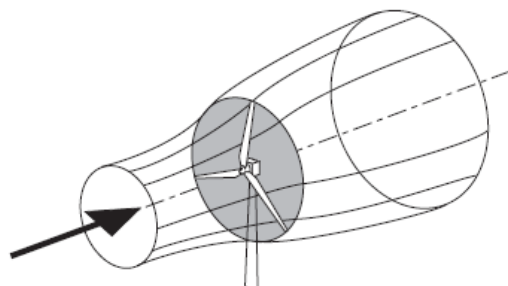
ρ_{luft} = Massetettheten til luft

Luftstrømning er ikke konstant og konstruksjoner som er sensitive for vindkast må beregnes m.h.p at vinden er en dynamisk effekt.

3.4.1 Aerodynamikk

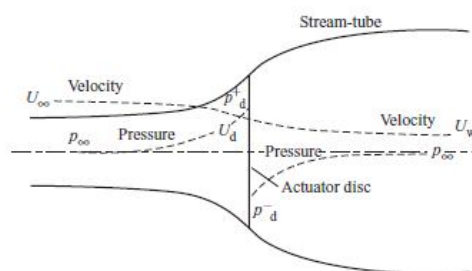
En vindturbin er en redskap for å utnytte kinetisk energi fra vind. Ved å ta bort noe av den kinetiske energien må vindhastigheten synke, men bare den vindmassen som passerer gjennom rotordisken blir berørt.

Dette avsnittet er i stor grad inspirert av (Burton, Sharpe, Jenkins, & Bossanyi, 2001)[19], som gir en metode for å beregne vindlasten på vindturbinen når den er operativ. Når turbinbladene spinner rundt kan arealet av turbinens diameter ses på som en rotordisk. Når vinden passerer den operative rotordisken dannes det en trykkforskjell oppstrøms og nedstrøms. Vindstrømmen kan ses på som en tube. Når vinden treffer rotordisken synker vindhastigheten. For at flyten av luftmassen skal være den samme, må "tuben" utvide seg, som illustrert i Figur 18 og 19.



Figur 18 Vindturbinen henter ut vindenergi

THE ACTUATOR DISC CONCEPT



Figur 19 Vindstrøm for en rotordisk

Og vi får følgende ligning for likevekt:

$$\rho_{\text{luft}} \cdot A_{\infty} \cdot U_{\infty} = \rho_{\text{luft}} \cdot A_d \cdot U_d = \rho_{\text{luft}} \cdot A_w \cdot U_w$$

Formel 17

∞ refererer til tilstander langt oppstrøms

d refererer til tilstander ved rotordisken

w refererer til tilstander langt nedstrøms

ρ_{luft} = Luftdensitet

A = Areal av strømtuben

U = Vindhastighet

Vindhastigheten synker ved rotordisken, og en kan uttrykke hastigheten ved rotordisken slik:

$$U_d = U_{\infty} (1 - a)$$

Formel 18

a = aksial induksjonsfaktor for flyt

Momentumteori

Den totale forandringen av vindhastigheten er lik forandringsraten i momentum, og forandringsraten i momentum kan uttrykkes slik:

$$\text{Forandringsrate} = (U_{\infty} - U_w) \cdot \rho_{\text{luft}} \cdot A_d \cdot U_d$$

Formel 19

Kraften som skaper forandringen i momentum kommer fra trykkforskjell gjennom rotordisken:

$$(p_d^+ - p_d^-) \cdot A_d = (U_{\infty} - U_w) \cdot \rho_{\text{luft}} \cdot A_d \cdot U_{\infty} \cdot (1 - a)$$

Formel 20

Total energi er forskjellig oppstrøms og nedstrøms. Bernoullis ligning kan brukes for å beregne trykkforskjellen. Bernoullis ligning sier (Burton, Sharpe, Jenkins, & Bossanyi, 2001);

Under stabile forhold er den totale energi, (kinetiske energi, potensielle energi og trykk)

konstant, forutsatt at arbeid ikke blir gjort på eller av fluiditet. Samme for en volumenhet av luft.

$$\text{Bernoulli: } \frac{1}{2} \cdot \rho_{\text{luft}} \cdot U^2 + p + \rho_{\text{luft}} \cdot g \cdot h = \text{konstant}$$

$$\text{Oppstrøms} = \frac{1}{2} \cdot \rho_{\infty} \cdot U_{\infty}^2 + \rho_{\infty} \cdot g \cdot h_{\infty} = \frac{1}{2} \cdot \rho_d \cdot U_d^2 + p_d^+ + \rho_d \cdot g \cdot h_d$$

$$\text{Nedstrøms} = \frac{1}{2} \cdot \rho_{\text{luft}} \cdot U_w^2 + p_w = \frac{1}{2} \cdot \rho_{\text{luft}} \cdot U_d^2 + p_d^-$$

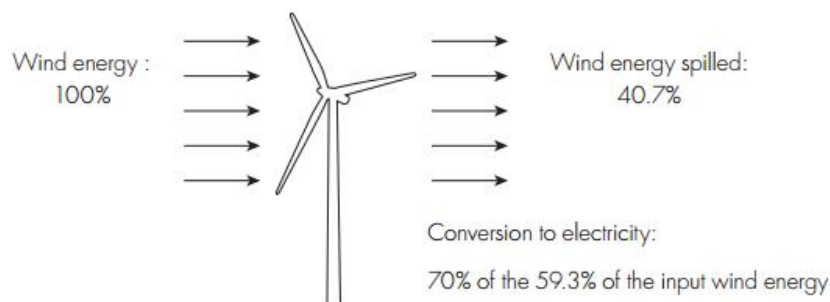
Og siden luft er inkompressibelt:

$$p_d^+ - p_d^- = \frac{1}{2} \cdot \rho_{\text{luft}} \cdot (U_{\infty}^2 - U_w^2)$$

Kan det da vises at Formel 20 kan uttrykkes slik:

$$F = (p_d^+ - p_d^-) \cdot A_d = 2 \cdot \rho_{\text{luft}} \cdot A_d \cdot U_{\infty}^2 \cdot a \cdot (1 - a)$$

Et teoretisk maksimum for vindkraften kan finnes fra et teoretisk maksimum effektutbytte for vindturbiner. Albert Betz var en tysk fysiker, som beregnet at det ikke kunne konvertere mer enn 59.3% av kinetisk energi (se Figur 20) til mekanisk energi ved hjelp av en rotor [15]:



Figur 20 Betz grensen[16]

Når da effekt er definert som:

$$Effekt = F \cdot U_d = 2 \cdot \rho_{luft} \cdot A_d \cdot U_\infty^3 \cdot a \cdot (1-a)^2 \quad \text{Formel 21}$$

Og effektkoeffisienten, definert som:

$$C_p = \frac{Effekt}{\frac{1}{2} \cdot \rho_{luft} \cdot U_\infty^3 \cdot A_d} = 0.593 \rightarrow \text{Blir den aksiale induksjonsfaktoren, } a = \frac{1}{3} \quad \text{Formel 22}$$

Kraften F , kan da løses ut av Formel 20. Når vindhastighet og rotordiameter er kjent. Den aksiale induksjonsfaktoren vil forøvrig variere m.h.p. faktisk utbytte fra vindturbinen og ingen vindturbiner frem til i dag har oppnådd denne utnyttelsesgraden. Noe går tapt i generator, og ved høye vindhastigheter slippes mer av vinden gjennom for å minske lastene på vindturbinen

Skyvekraftkoeffisienten

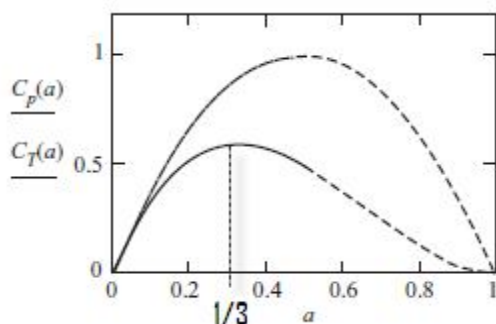
Som tidligere nevnt, er kraften på rotordisken forårsaket av at lufttrykket synker når vinden passerer gjennom rotordisken. Skyvekraftkoeffisienten C_T , kan uttrykkes ved

$$C_T = \frac{Effekt}{\frac{1}{2} \cdot \rho_{luft} \cdot U_\infty^2 \cdot A_d}$$

$$C_T = 4 \cdot a \cdot (1-a)$$

Når den aksiale induksjonsfaktoren når 0,5, gjelder ikke momentum-teorien lenger, og en empirisk modifikasjon må gjøres, ref. 3.5[19].

Variasjonen av effektkoeffisienten og skyvekraftkoeffisienten er vist i Figur 21



Figur 21 Variasjon av C_p og C_T m.h.p aksial induksjonsfaktor, a

For en kontroll av konstruksjonens kapasitet v.h.a beregning av vindkraft, vil en verdi for aksial induksjonsfaktor på $1/3$ være en god tilnærming.

3.4.2 Aerodynamisk last

De aerodynamiske lastene som virker offshore er en del lavere enn på land p.g.a. mindre terrengruhet som skaper turbulens. Noe last-økning blir det likevel, fordi vindhastighetene offshore er høyere. Aerodynamisk last karakteriseres ved vindprofil, middels vindhastighets distribusjon og turbulens. Som følge av den lave terrengruheten er kurven til offshore vindprofiler relativt bratt i forhold til landbaserte vindprofiler [31]. Vinden kan beskrives ved eksponential vindhastighet, hvor $\alpha=0.11$ [1].

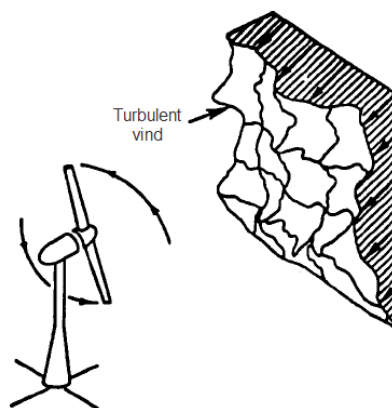
$$U(z) = U(z_0) \cdot \left(\frac{z}{z_0} \right)^\alpha$$

Formel 23

z_0 = Referansehøyde

$U(z_0)$ = Referansevindhastighet

Turbulens er kortvarig forandring i vindhastigheten. Graden av turbulens avhenger av faktorer som terrengruhet og atmosfæriske forhold. Turbulensen øker ved ruere terreng, men avtar med høyden. Turbulens kan måles i intensitet, som er definert som i Formel 24, vindens standardavvik m.h.p. vindens snitthastighet[31].



Figur 22 Turbulent vind[21]

$$I = \frac{\sigma_{vind}}{U_{hub}}$$

Formel 24

En annen faktor som skaper turbulens er vindturbinenes rotasjon når vinden passerer gjennom dem, (wake induced turbulence), som varer over lengre distanser offshore enn på land.

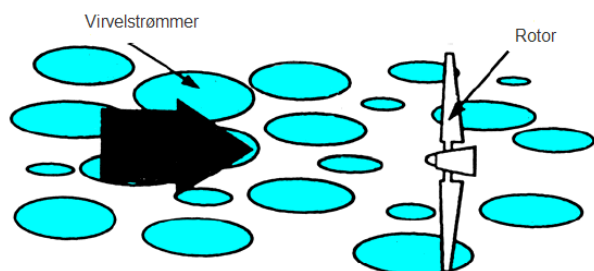
Disse to bidragene av turbulens er en viktig effekt med tanke på utmattelse av konstruksjonen, da disse lastsyklene skjer svært ofte gjennom levetiden[31].

Effekten av 1-P og 3-P

Når en vindturbin med 3 blader skal modelleres, må konstruksjonen unngå å ha en egenfrekvens lik rotorfrekvens, 1-P og rotorbladfrekvens, som blir 3-P for en vindturbin med 3 blader.

Vindhastigheten varierer med høyde, dvs. at rotorbladene vil oppleve forskjellig vindhastighet som følge av rotasjonen. For å forklare rotasjonsturbulensen eller "rotational sampling», som er vist i Figur 23 kan en se for seg at vindhastigheten forblir konstant m.h.p. tid. Et rotorblad vil da oppleve forandring av vindhastighet som et signal lik rotorfrekvensen, 1-P [21].

Rotorbladene vil med jevne mellomrom være posisjonert rett foran tårnet. I denne posisjonen vil de oppleve den laveste vindlasten. Denne effekten kalles skyggeeffekten, eller "tower shadow". For en vindturbin med tre blader, vil hvert av bladene passere tårnet en gang per rotasjon. Skyggeeffekten vil da bidra til 3-P effekten[2]

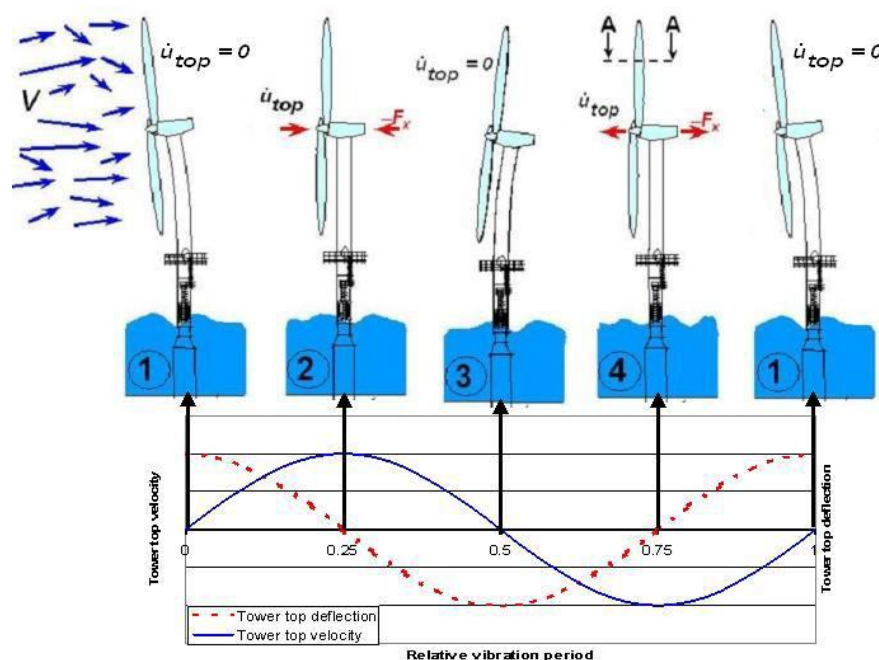


Figur 23 "Rotational sampling"[21]

3.4.3 Aerodynamisk demping

Dette kapitlet er i stor grad inspirert av (Fisher, 2006)[31]. Aerodynamisk demping er en av hovedkildene til demping av vindturbiner og er hovedsakelig forårsaket av svingninger i toppen av tårnet. Dette tilsvarer tårnet sin bevegelse i første mode. På grunn av svingningen frem og tilbake, vil tårnet også oppleve en forandring i vindhastigheten ΔU , i forhold til vindhastigheten, U_2 . Den relative vindhastigheten på rotoren kan skrives slik:

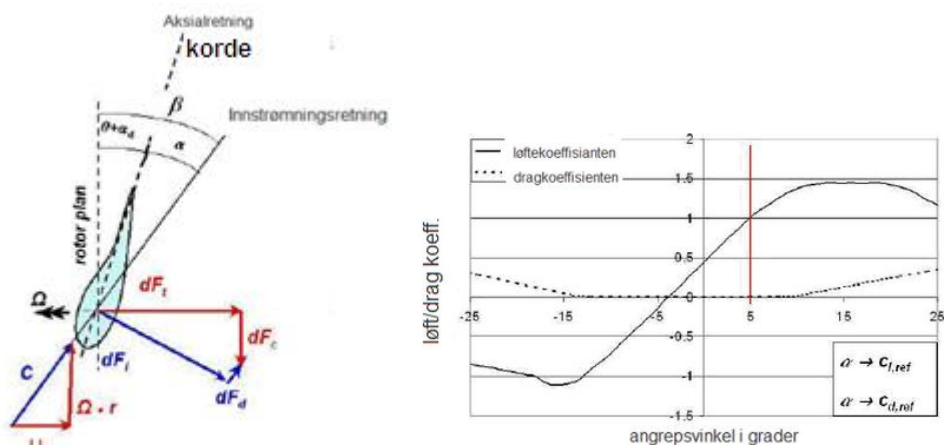
$U_{rel} = U_2 + \Delta U$ Når vindturbinen beveger seg mot vinden og $U_{rel} = U_2 - \Delta U$ når vindturbinen beveger seg fra vinden. Disse forandringene i relativ vindhastighet gir forandringer i de aerodynamiske tilstandene på rotorbladene.



Figur 24 Vindturbinens forskyvning og hastighet for en harmonisk svingning[31]

Figur 24 viser forskyvning og hastighet av rotoren for en svingeperiode. Dette er en forenkling siden det ikke er tatt hensyn til variasjon i vindhastigheten. I første fase opplever turbinen maksimal forskyvning mot vinden og ingen forandring i vindhastigheten, ΔV . Figur 25 viser den aerodynamiske angrepsvinkelen og kreftene i første fase for rotorbladet i snitt A-A. Her er en forklaring på de ulike betegnelsene:

- β = Innstrømningsvinkel dF_c = Kraft i tangentiell retning
 α_d = Distribusjonsvinkel Ω = Rotasjonshastighet
 θ = Stigningsvinkel (pitch) r = avstand fra rotorakse
 α = Angrepsvinkel U_1 = Vindhastigheten
 dF_l = Løftekraft U_2 = Vindhastighet i rotorplanet
 dF_d = Dragkraft C = resulterende innstrømningshastighet
 dF_t = Skyvekraft a = aksial induksjons faktor



Figur 25 Aerodynamisk tilstand for turbinbladet i første fase(venstre) og resulterende angrepsvinkel og aerodynamiske koeffisienter (høyre)[31]

$$U_2 = U_1 \cdot (1 - a)$$

$$\beta = \theta + \alpha_d + \alpha$$

$$dF_t = dF_l \cdot \cos \beta + dF_d \cdot \sin \beta$$

$$dF_c = dF_l \cdot \sin \beta + dF_d \cdot \cos \beta$$

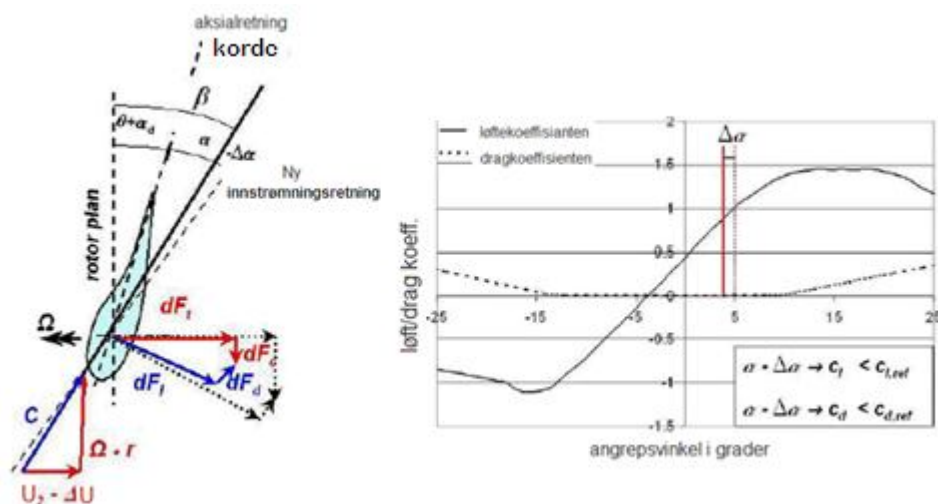
Innstrømmingen, C avhenger av rotorhastigheten og vindhastigheten i rotorplanet.

$$C = \sqrt{U_{rot}^2 + U_{rel}^2}$$

Formel 25

Angrepsvinkelen, α , er vinkelen mellom rotorbladets normalakse og resulterende vindhastighet i planet, mens innstrømningsvinkelen avhenger av angrepsvinkelen + rotasjonsvinkelen og den øyeblikkelige stigningsvinkelen. Målt i rotorplanet, gir disse aksial retning av bladet. Den faktiske angrepsvinkelen til innstrømmingen er forskjellen mellom innstrømningsvinkelen, rotasjonsvinkelen og stigningsvinkelen. Løft- og drag-koeffisientene kan hentes fra diverse vingeprofiler på grunnlag av angrepsvinkelen, α . Løftekoeffisienten er typisk mye større enn drag-koeffisienten for moderne pitch regulerte turbiner. Drag-kraften C_D , blir neglisjert her.

I andre fase er det null forskyvning og maksimal endring i vindhastigheten, $U_{rel} = U_2 - \Delta U$. På dette tidspunktet er den relative vindhastigheten på det laveste, og hvis rotorhastigheten antas å være den samme, vil innstrømningsvinkelen, som vist i Figur 26, minke og de aerodynamiske koeffisientene forandres.



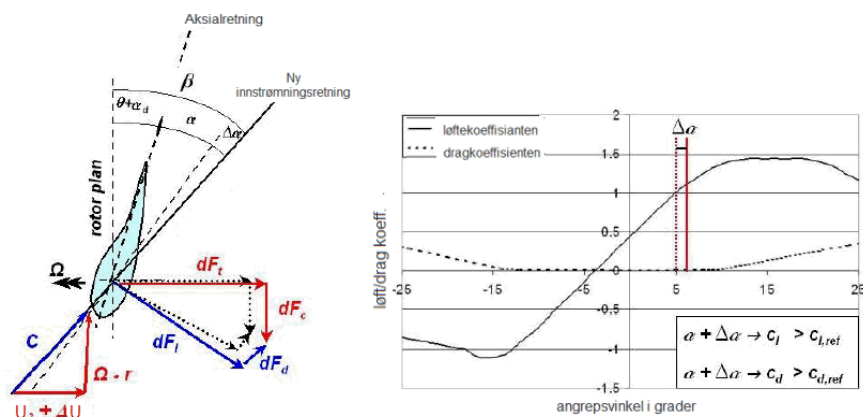
Figur 26 Aerodynamisk tilstand for bladet i fase to(høyre) og resulterende angrepsvinkel og aerodynamiske koeffisienter(venstre)

Det kan ses fra Figur 26 at den innstrømningsresultanten blir litt mindre, men denne effekten er neglisjerbar i de fleste tilfeller. Det kan også ses at en mindre innstrømningsvinkel gir en mindre angrepsvinkel, som gir lavere løftekoeffisient og dermed lavere løftekraft. Siden skyvekraften avhenger av løftekraften, $dF_t = dF_l \cdot \cos \beta + dF_d \cdot \sin \beta$, reduseres også total skyvekraft.

Reduksjon av total skyvekraft kan betraktes som en kraft som virker i motsatt retning av tårnets bevegelse, og gir derfor en dempingseffekt.

I tredje fase opplever vindturbinen maksimal forskyvning fra vinden og ingen forandring i relativ vindhastighet, $\Delta U = 0$. Den aerodynamiske strømmingen og kreftene tilsvarer første fase, men pga. at tårnet har en annen forskyvningsvinkel, vil vinden treffe rotorplanet med en annen vinkel.

I fjerde fase har vindturbinen ingen forskyvning og maksimal forskyvningshastighet mot vinden. Relativ vindhastighet blir da $U_{rel} = U_2 + \Delta U$, som øker innstrømningsvinkelen og angrepsvinkelen. Økt angrepsvinkel svarer til økt løftekoeffisient og dermed økt løftekraft. Dette øker den totale skyvekraften, som i denne fasen virker motsatt retning av tårnets bevegelse, og dermed demper bevegelsen.



Figur 27 Aerodynamisk tilstand for bladet i fase fire(høyre) og resulterende angrepsvinkel og aerodynamiske koeffisienter(venstre)

Løftekraften på bladet og kan skrives som

$$F_L = \frac{1}{2} \cdot \rho_{\text{luft}} \cdot K \cdot C_L \cdot C^2 \quad \text{Formel 26}$$

Hvor C_L er løftekoeffisienten og K er kordelengden.

Som forklart over, er løftekoeffisienten avhengig av angrepsvinkelen, som forandrer seg med tiden. Ut fra dette, har vi at:

$$C_L(t) = C_L(\alpha_0) + \frac{\partial C_L(\alpha)}{\partial \alpha} \cdot \frac{\partial \alpha}{\partial t} \quad \text{Formel 27}$$

Og innstrømningsretningen og hastigheten i planet avhenger av rotasjonsvinkel og angrepsvinkel, som igjen avhenger av tid, har vi at:

$$\tan(\alpha + \alpha_d + \theta) = \frac{U_2 - \Delta U}{U_{\text{rot}}}$$

Løftekraften er da tidsavhengig og kan uttrykkes ved:

$$\frac{dF_L}{dt} = \frac{1}{2} \cdot \rho_{\text{luft}} \cdot K \cdot \frac{d(C_L(t) \cdot C(t)^2)}{dt} = \frac{1}{2} \cdot \rho_{\text{luft}} \cdot \frac{C_L(t)}{dt} + \frac{1}{2} \cdot \rho_{\text{luft}} \cdot K \cdot C_L(t) \cdot \frac{dC(t)^2}{dt} \quad \text{Formel 28}$$

Den aerodynamiske dempingen for første mode er definert i Formel 29. Utledningen er ikke skrevet, men står forklart i [19].

$$\xi_{a1} = \frac{\rho_{\text{luft}} \cdot U_2 \cdot C_d \cdot \int_0^R k(r) \cdot \mu_1^2(r) dr}{2 \cdot \omega_1 \int_0^R m(r) \cdot \mu_1^2(r) dr} \quad \text{Formel 29}$$

$\mu(r)$ = Første modeform

$k(r)$ = Lokal korde

$m(r)$ = masse pr. lengdeenhet

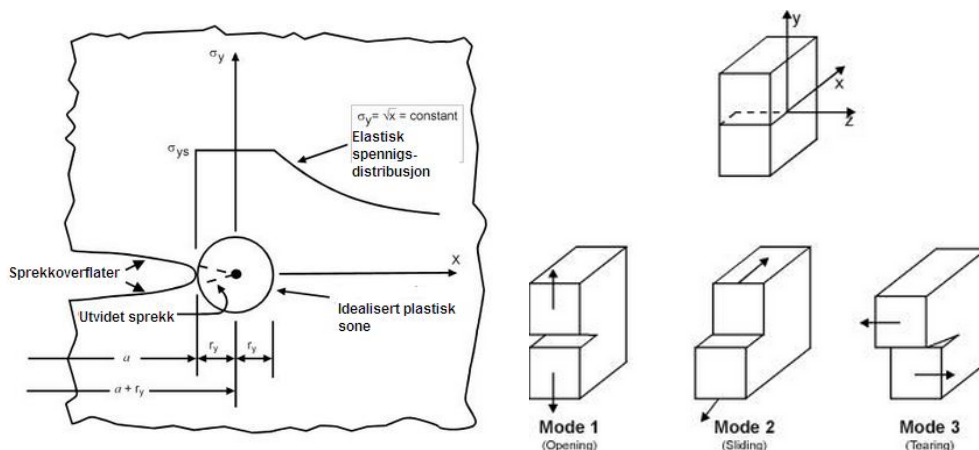
R = Turbinradius

ω_1 = Radial egenfrekvens

3.5 Utmatting

Utmatting skjer når et materiale stadig blir utsatt for varierende påkjenninger eller spenningsendringer. Materialet blir gradvis svekket og sprekker vil oppstå, som til slutt fører til brudd. En offshore vindturbin vil bli utsatt for slike variable påkjenninger i form av vind - og bølgelaster.

Brudd som følge av dynamisk lastpåkjenning deles opp i brudd som følge av spenningscykler over den elastiske sonen, som gir mindre og mindre duktilitet i materialet og utmattingsbrudd som skjer som følge av sprekkdannelse pga. Dynamisk belastning ved spenningsnivåer langt under flytegrensen[7]. Som vist på Figur 28 vil det dannes lokale spennings-økninger i sprekker. Teorien som er brukt i denne oppgaven kalles LEFM (linear-elastic fracture mechanics). Denne tilnærmingen er ikke helt korrekt, da radiusen r , går mot null siden uendelig spenning ikke eksisterer.



Figur 28 Elastisk bruddmekanikk

Figur 29 Spenningsmoder for sprekkdannelse

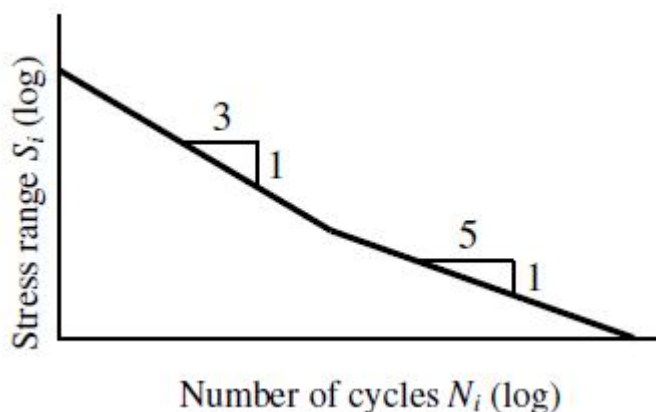
Som vist i Figur 29, kan det deles inn i tre forskjellige spenningsmoder, hvor mode 1 er den viktigste og vanligste moden når det kommer til utmattning av en konstruksjon.

Det angis metode for analyse av utmattning i seksjon 7, J100[3]. Levetiden for en vindturbin settes til 20år. Noe lenger levetid enn det, er ikke økonomisk hensiktsmessig m.h.p byggekostnader og vedlikehold i forhold til økonomisk gevinst.

Dette avsnittet er i stor grad inspirert av (van Der Tempel, 2006)[20].

For utmattingsanalyse er en empirisk metode for design av stålkonstruksjoner ofte brukt. Eksempelvis blir en typisk komponent testet på lab, med sinusformet spenningsvariasjon, S . Ved å telle antall, N sykler som trengs før prøven går i brudd, kan man ut fra dette få en $S-N$ kurve. Dette er en ideell linearisering. I realiteten vil det være en tidsavhengig utmattning.

Figur 30 illustrerer en typisk $S-N$ kurve.



Figur 30 Typisk S-N kurve for en strukturell komponent med stigningstall 3 og 5 på log-log skala [20]

For beregning av kumulativ utmattingskade, kan Palmgren-Miners regel anvendes;

$$D_{fat} = \sum_i \frac{n_i}{N_i}$$

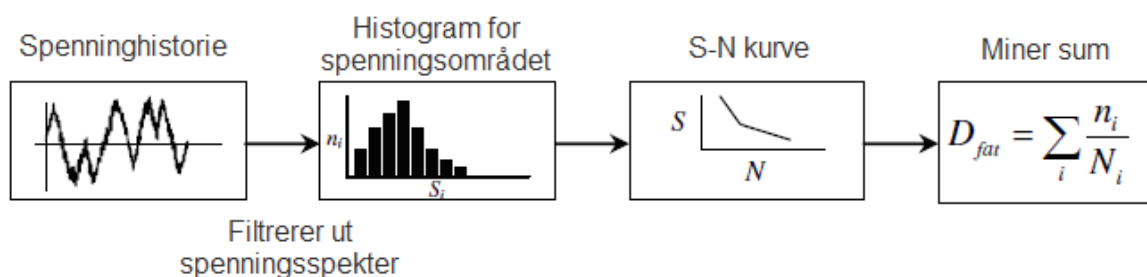
$$D_{fat} < 1.0 \rightarrow OK$$

Formel 30

n_i = antall spenningsykler som oppstår

N_i = antall spenningsykler som tåles

Analyse for utmatting for variable spenninger kan oppsummeres som vist i Figur 31. Beregning av spenninger fra alle mulige lasttilfeller i løpet av levetiden, vil resultere i et stort antall tidsserier. Ved å filtrere ut variasjonene for hver spenningsvidde, kan Palmgren-Miner summen beregnes. [20]



Figur 31 Flytskjema for beregning av utmatting grunnet variable spenningsvidder, ved bruk av S-N kurve og Miner summering [20]

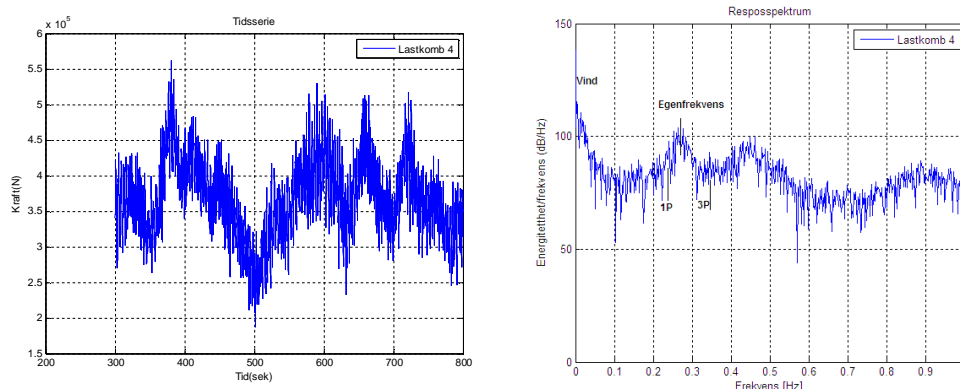
Metoden i Figur 31, forklarer ikke hvordan man tar hensyn til telling av spenningsyklusler. Det finnes flere metoder som forklarer hvordan man tar hensyn til dette. Metodene deles inn i metoder basert på tidsdomene og frekvensdomene. Tidsdomene omhandler telling av maksimalverdier ("Peak counting") og regnflytmetode ("Rainflow"). Frekvensdomene omhandler bruken av Rayleigh distribusjon, Rice distribusjon og Dirlik ligningen.

Dimensjonering for utmattelse blir utført ved hjelp av S-N kurver og Palmgren-Miners summering.

Laster - og dermed respons av offshore vindturbiner varierer i tid. For analyse av tidsserier i tidsdomenet, kan vi finne maksimum, minimum, middels, sjeldne topper og langsomme variasjoner.

Tidsdomenet er i dette tilfellet analysen av bølge - og vindhastighetsdata over et tidsrom. Figur 32 viser et tidsrom for målt kraftrespons i overgangsstykke til tårn over et tidsrom .

Frekvensdomenet viser frekvensspektrum og spektral tetthet for det samme tidsrommet

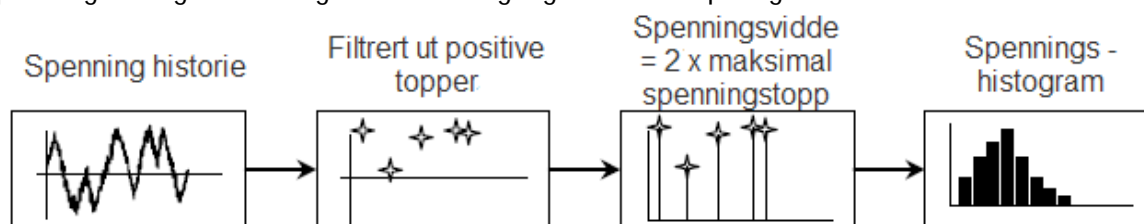


Figur 32 (venstre) Tidsdomene, målt i kraftens variasjon over et tidsrom, (høyre) Frekvensdomene spektrumet over samme tidsrom

Med dagens kraftige datamaskiner, er analysemetoden å kjøre en rekke lasttilfeller gjennom komplekse tidsdomene modeller. I tidligere år ble frekvensdomene metoder utviklet for å gjøre det beste ut av en mer begrenset datakapasitet.

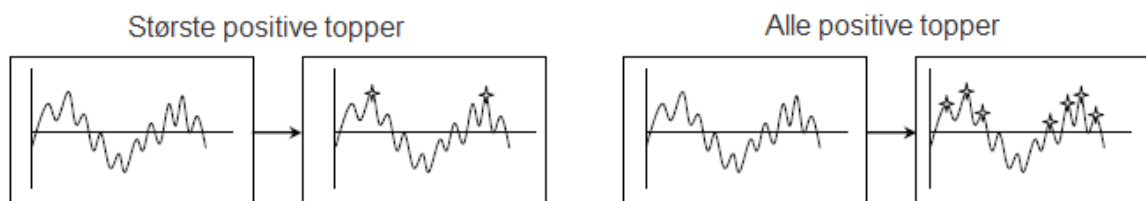
Tidsdomene metoder

Metoden for telling av maksimalverdier kan oppsummeres som i Figur 33. Høyden på spenningstopperne kan bestemmes over gjennomsnittlig spenning mellom to kryssinger av spenningsnittet. Et spenningsmaksimum er fulgt av et spenningsminimum ved påfølgende kryssning. Spenningsvidden er nå definert som maksimal spenning minus minimum spenning. Alternativt, spenningsvidden defineres som den doble av maksimal spenning. Spenningshistogrammet lages ut fra fremgangsmåten vist på Figur 33



Figur 33 Flytskjema for "Peak counting" metoden[20]

Spenninger pga. Komponenter med høyere frekvens, som last fra turbinen på en vindturbin, kan der være flere spenningstopper som ikke krysser middel linjen for middels spenning. Hvis en ser på alle topper, vil denne metoden gi et stort antall spenningsvidder i forhold til om vi ser på kun maksimale spenningstopper.



Figur 34 Ser på Største positive topper kontra alle positive topper

Regnflytmetoden:

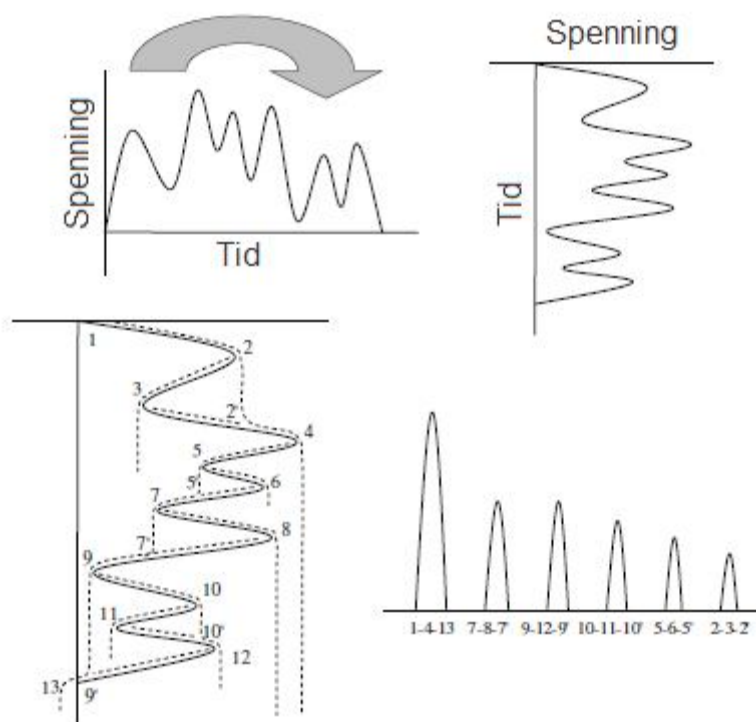
For å redusere et spektrum varierende spenninger, til et forenklet sett av spenninger, utviklet Tatsudo Endo og M. Matsuishi i 1968 regnflytmetoden [27]. Denne metoden har navnet sitt fra at algoritmen minner om regn som renner ned, som vist i Figur 35

Når spenningsserien roteres 90 grader, starter tellealgoritmen:

- I starten av serien (1)
- Ved hver topp, hvor den tidligere regnflyten forsvinner (2, 4, 6...)
- Ved hver bunn

Hver regnflyt stopper

- Ved slutten av et signal (13)
- Når den støter i bunnen av en regnflyt (2-3)
- Når den støter i regnflyt ovenfra (3-2)



Figur 35 Illustrasjon av regnflyt metoden[20]

Metoden returnerer et antall spennings-halvsykluser av forskjellig størrelse, men kun i en retning. Metoden kombinerer halvsykluser i par, f.eks.; 1-4 og 4-13 blir 1-4-13. Det som står

igjen da er størrelsen på spenningsyklusene og antall forekomster, som igjen kan bli brukt i kombinasjon med en S-N kurve for å finne Palmgren-Miner summering [20].

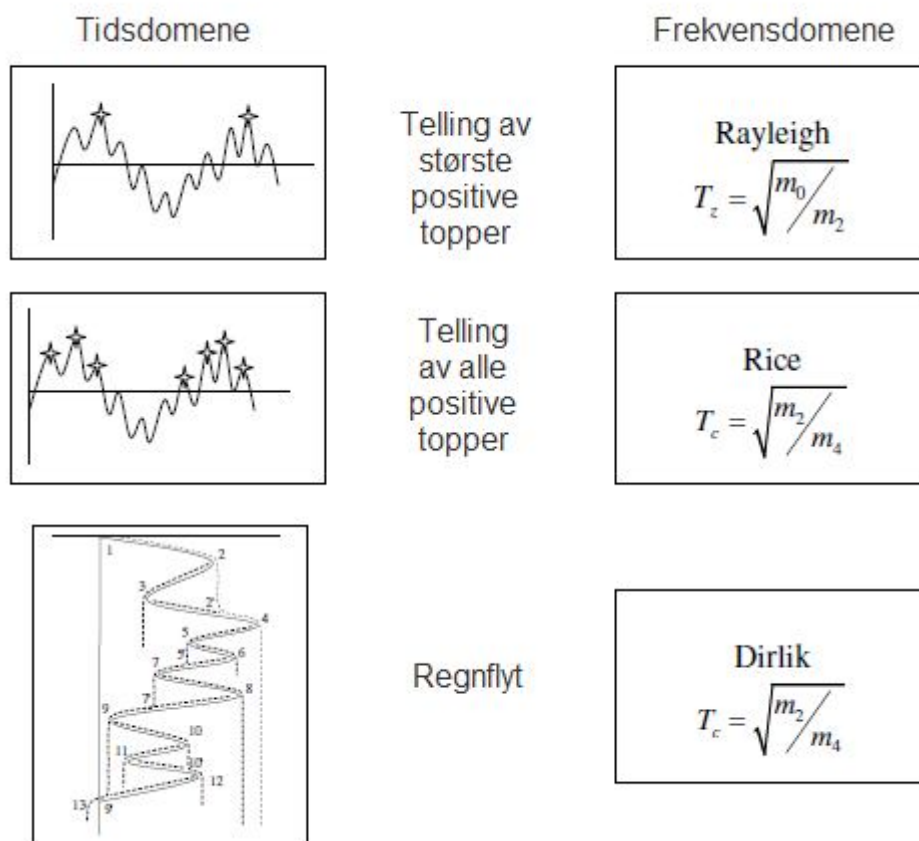
Frekvensdomene metoder

Tidsvarierende signaler kan være avbildet som tidsserier, men kan også fanges i et spektrum. Når et spektrum er opprettet av spenninger, finnes det flere metoder for å bestemme spenningsvariasjoner fra de spektrale egenskaper. Alle metodene har de samme grunnleggende trinnene:

- Bestemme en sannsynlighetsfordeling for spenningstoppene, basert på spektrale parametere fra spekteret;
- Spenningsområdene antas å være to ganger spenningstoppene og fordelingen av Spenningsområder antas å være lik fordelingen av spenningstopper;
- Bestemme det totale antall topper eller områder som forekommer i tidsperioden.

Metodene; Reyleigh distribusjon, Rice distribusjon og Dirlik ligningen er nærmere beskrevet i (van Der Tempel, 2006)[20]

Figur 36 viser en oversikt over metodene som beskrives i Tidsdomene og frekvensdomene:



Figur 36 Tidsdomene kontra frekvensdomene [20]

Kapasiteten til valg av design på konstruksjonen skal bestemmes ihht. ISO-standard for strukturell utforming. Alternativt kan kapasiteten av tårnet bestemmes ihht. [11].

De karakteristiske verdiene for materialegenskaper og tilhørende sikkerhetsfaktorer skal hentes fra denne standarden.

4 Analyse

4.1 Konseptvalg

Det er valgt å bruke en 5MW Reference wind turbine for offshore utvikling [16], denne har et 87,6meter høyt tårn. Tårnet festes på et sylindrisk overgangsstykke, som igjen er festet i et sugeanker. Det er valgt å analysere støttekonstruksjonens respons fra vind- og bølgelaster i tidsserier, som simuleres i et analyseprogram. Resultat-filene fra simulasjonene genereres til grafer og tabeller.

4.2 Software

Analyseprogrammet Genie fra SESAM-pakken er brukt for modellering av overgangstykket, samt turbintårnet.

SESAM (Super Element Structural Analysis Modules) er en software pakke for konstruksjonsanalyse, basert på superelement teknikken fra elementmetoden. Pga. Bølgesimulatoren, egner dette programmet egner seg godt for analyse av offshore konstruksjoner.

SESAM består av flere moduler; Genie for modellering av bjelke- og plateelementer, WAJACK beregner bølgelaster på slanke konstruksjoner (Morrison), WADAM beregner bølgelaster på tykkere konstruksjoner, der Morrison ikke gjelder, PRESEL tar for seg superelement montasjen og SESTRA gir lineær løsning for mesh som blir foretatt. De fleste funksjonene er ikke relevante for denne oppgaven, men SESTRA må kjøres for å få en FEM fil som kan legges inn i Analyseprogrammet FEDEM-Windpower. FEDEM er brukt for analyse av hele modellen, inkludert vindturbinen. En modell av selve turbinen er lagt inn i programmet, (5MW Reference Wind Turbine) og koblet med modellen fra SESAM. FEDEM gir da en komplett analyse av konstruksjonen.

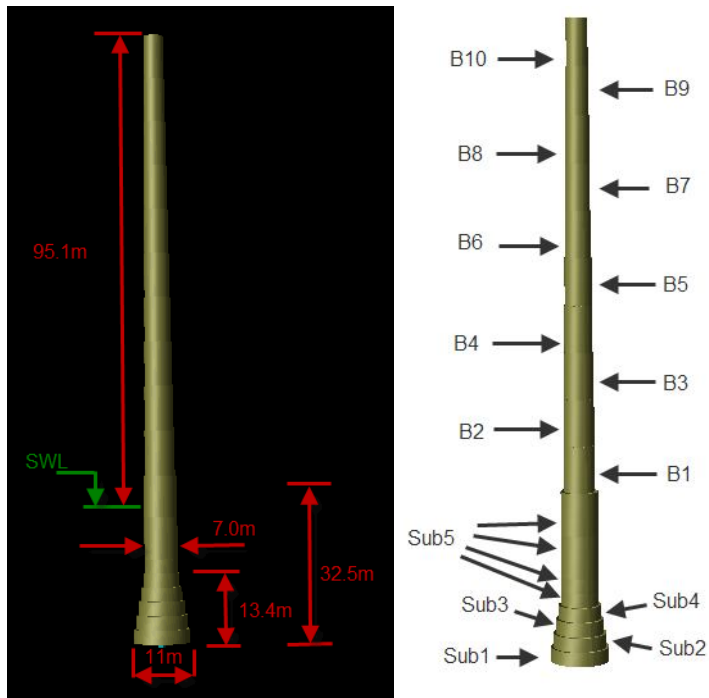
Grunnen til at FEDEM er brukt til analyse i denne oppgaven, er at programmet tar hensyn til aerodynamiske lastvirkninger. Dette er sentralt for resultatet i denne oppgaven.

4.2.1 Modellering

Tårnet er modellert og foreløpig analysert i SESAM, GeniE. Her er en kort beskrivelse av hvordan konstruksjonen er modellert:

Tårnet og overgangsstykket er modellert med bjelkeelementer. Tårnet er fordelt opp i 15 seksjoner som gradvis avtrapper med høyden. Det har vist seg at SESAM er begrenset til analyse av konstruksjoner med pæle fundamentering, så modellering av sugeankeret er neglisjert.

Tårnets geometri er som vist i Figur 37, med stålqualität S355[16].



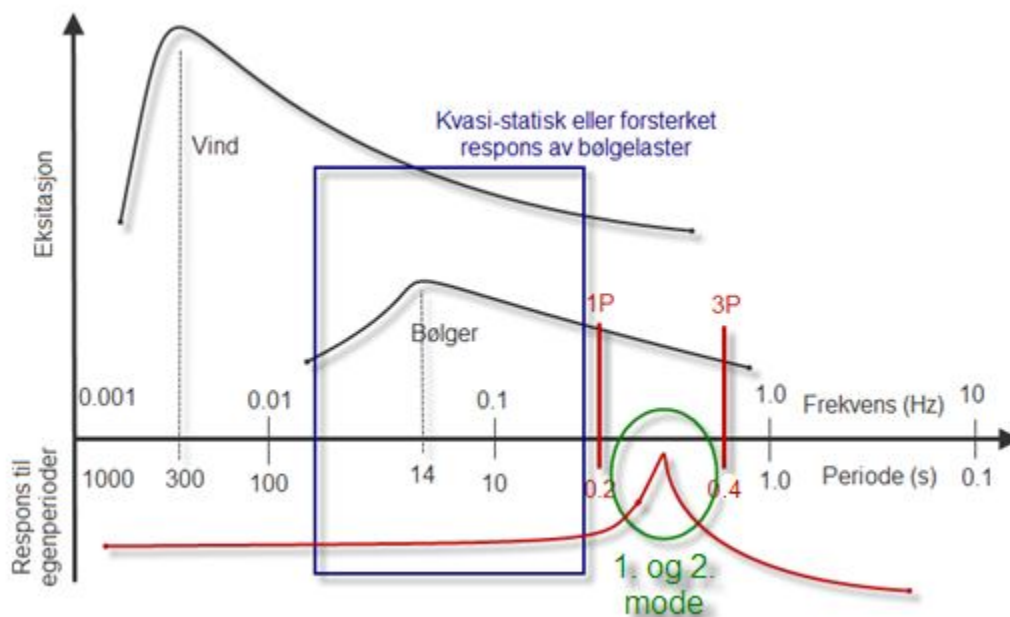
Figur 37 Konstruksjonens geometri

Navn	Diameter (m)	Tykkelse (m)
Sub_1	11,000	0,150
Sub_2	10,000	0,150
Sub_3	9,000	0,150
Sub_4	8,000	0,150
Sub_5	7,000	0,150
B1	5,787	0,027
B2	5,574	0,026
B3	5,361	0,025
B4	5,148	0,024
B5	4,935	0,023
B6	4,722	0,022
B7	4,509	0,021
B8	4,296	0,021
B9	4,083	0,020
B10	3,977	0,019

Tabell 2 Dimensjoner på bjelkeelementene

4.3 Sjekk av frekvensområder

Et grunnleggende prinsipp for konstruksjoner som blir utsatt for dynamiske laster, er at konstruksjonen må unngå resonans. Dvs. at konstruksjonen ikke kan ha samme frekvensområde som de dynamiske lastene den blir utsatt for. Det er derfor viktig å finne egenfrekvens til konstruksjonen som prosjekteres og frekvensområder til de dynamiske lastene. For vindturbinen kan det deles inn i tre basiselementer som gir frekvenser som konstruksjonen må unngå; Vind, bølger og rotor. Figur 38 illustrerer hvor frekvensområder ligger for de forskjellige dynamiske lastene.



Figur 38 Frekvensområder for de dynamiske lastene som en vindturbin blir utsatt for [22]

Konstruksjonen bør ha en egenfrekvens som ligger mellom 1-P og 3-P, dvs. At egenfrekvensen bør ligge rundt 0,3 Hertz. Dette blir også kalt en myk – stiv konstruksjon, som er vanlig egenfrekvens for vindturbiner. Egenfrekvensen kan også ligge under 1-P, som kalles en myk – myk konstruksjon. Faren er da at konstruksjonen kan treffe en havbølgefrequens. En konstruksjon som har en høyere frekvens enn 3-P er også mulig, men det trengs en svært høy stivhet for å oppnå en slik egenfrekvens. Høy stivhet oppnås med større og grovere ståltverrsnitt og det vil ikke være en lønnsom løsning.

Nedenfor vises beregningen av 1-P og 3-P. Rotorhastigheten er hentet fra tabell 1.1[16].

Vurdert _ Rotorhastighet = 12,1rpm

Vurdert _ Rotorfrkvens :

$$1P = \frac{12.1}{60sek} = 0,202Hz$$

$$3P = 3 \cdot 1P = 0,605Hz$$

Oppstart _ Rotorhastighet = 6.9rpm

Oppstart _ Rotorhastighet :

$$1P = \frac{6.9}{60sek} = 0.115Hz$$

$$3P = 3 \cdot 1P = 0.345Hz$$

Konstruksjonens _ Egenfrekvens : $0.202Hz < f_n < 0.345Hz$

I følge[1], må egenfrekvensen være innenfor 0.26 – 0.29Hz. Dette er da satt som et utgangspunkt

for modellering av konstruksjonen.

4.4 Bergningsgrunnlag

Sannsynlighetsbasert design:

Offshore vindturbiners pålitelighet er definert som sannsynligheten for konstruksjonens svikt, eller at spesifisert svikt kriterium ikke inntreffer i levetiden(DNV-OS-J101)[3].

Pålitelighetsanalyse skal baseres på nivå 3; pålitelighetsmetoder, ref. CN30-6 1992.

Tallene for vind og bølgedata er basert på 50 års returperiode, etter definisjon, Tabell B1[3].

4.4.1 Data

Aktuelle vind og bølgedata er hentet fra tabell 4.4 [1]:

- Bølgehøyde: $H_s = 9,4m$
 $H_{max} = 16,2mm$
- Periode: $T_p = 14,2sek$
- Gj. Snitt strøm: $0,4m/s$
- Max strøm: $0,55m/s$
- Marin begroing: 50mm (0 til 25m)
 $U_{10m,1h} = 37m/s$
- Vind: $U_{100m,1h} = 48,5m/s$
 $U_{100m,3s} = 61m/s$
- Luftdensitet: $Luft_{Normal} = 1,24kg/m^3$
 $Luft_{ekstrem} = 1,28kg/m^3$
- Sjøvannsdensitet: $Vann = 1010kg/m^3$

For operasjonstilstander er det valgt ut noen få vindhastigheter og bølgesituasjoner som det kjøres simulasjoner for. Simulasjonene varer i 800 sekund. Ideelt sett skulle det blitt kjørt simulasjoner på 10800 sekund for å få 3 timers perioder, men det ble det ikke tid til.

Analysen er satt opp på følgende måte: Kun bølgelast, kun vindlast og kombinasjon av bølge- og vindlast. Bølgene er analysert i forskjellige retninger i forhold til vindretningen for å kunne se hvilke responser de vil gi på tårnet. Nacellen er antatt å alltid ha retning mot vinden, da den vil snu seg etter vindretningen

Bølge	Signifikant bølgehøyde(m)	Bølgeperiode(s)	Vindhastigheter (m/s)
1	1.0	4.0	0
2	1.5	4.9	8
3	2.0	5.7	10
4	2.5	6.3	20

Tabell 3 Valgte vind- og bølgeparametere

Last-komb.	10m Ref. Vind (m/s)	Angrepsvinkel vind (deg)	Signifikant Bølge, Hs (m)	Bølgeperiode Tp (sek)	Angrepsvinkel bølge (deg)	Navn på filer
1	0	Samme angrepsvinkel for vinden i alle tilfeller; 0grader	1.0	4.0	0	noWind_event_102.asc
2			1.5	4.9		noWind_event_103.asc
3			2.0	5.7		noWind_event_104.asc
4			2.5	6.3		noWind_event_105.asc
5			7.8	12.9		noWind_event_106.asc
6	8		1.0	4.0		8ms_event_102.asc
7			1.5	4.9		8ms_event_103.asc
8			2.0	5.7		8ms_event_104.asc
9			2.5	6.3		8ms_event_105.asc
10	10		1.0	4.0		10ms_event_102.asc
11			1.5	4.9	10ms_event_103.asc	
12			2.0	5.7	10ms_event_104.asc	
13			2.5	6.3	10ms_event_105.asc	
14	20		2.0	5.7	20ms_event_104.asc	
15			2.5	6.3	20ms_event_105.asc	
16			7.8	12.9	20ms_event_102.asc	
17	8		2.5	6.3	30	8ms_wavedir30_event_105.asc
18			2.5	6.3	60	8ms_wavedir60_event_105.asc
19			2.5	6.3	90	8ms_wavedir90_event_105.asc
20	8					8msWind_noWave.asc
21	10					10ms_noWave.asc
22	20					20ms_noWave.asc

Tabell 4 Valgte vind- og bølgekombinasjoner for simulering

4.5 Stabilitet

En enkel beregning er gjort for å sjekke bærekapasiteten av fundamentet. Beregningen er gjort ihht. [10] og med grunnlag på data fra forrige kapittel. Maksimal belastning fra vind, skjer forøvrig mens turbinen er operativ og ikke ved en 50 års storm (37,5m/s).

Vindturbinen stopper når vindhastigheten kommer over 25m/s ref. Tabell 1-1 (NREL/TP-500-38060, 2009)[16]. D.v.s at høyeste vindlast skjer når vindhastigheten er 25m/s.

Stabilitetskontrollen gjøres i bruddgrensetilstand, hvor lastfaktorer er hentet fra Tabell A1 (DNV-OS-J101)[3]

Load factor set	Limit state	Load categories			
		G	Q	E	D
(a)	ULS	1.25	1.25	1.0	1.0
(b)	ULS	ψ	ψ	1.35	1.0
(c)	ULS for abnormal wind load cases	ψ	ψ	1.1	1.0

Tabell 5 A1 lastfaktorer [3]

Last kategorier:

G = Permanent last Q = Variabel funksjonell last E = Naturlast D = Deformasjonslast

$\psi = 1.0$ normalt sett, $\psi = 0,9$, hvis G og Q gir et mer ideelt lastbilde (DNV-OS-J101)[3].

Beregningen finnes i Appendix C.

4.6 Utmattingsanalyse

Opgaven tar for seg en DEL (damage equivalent load) analyse, som betyr ekvivalent last for utmatting. Analysen er begrenset til noen få vindhastigheter og bølger. De antatte vindhastighetene og bølgene vil ikke gi en fullstendig lastsituasjon for utmatting, men det vil gi et bilde av utmattingen som vil skje med og uten vindlaster.

Analysen er gjort i programmet Matlab, med utmattelses-applikasjonen, Mlife, som kjører en regnflyt algoritme for tidsseriene. Tidsserier av kraft og momentrespons er hentet ut som tekstfiler fra programmet FEDEM, og lest av i Matlab, Mlife.

Input-parametere

- Levetid: 20 år
- antall skuffer med lastsykler: 20
- 2 Wohler eksponenter, satt til 3 og 5, da den bør ligge mellom disse verdiene, ihht. gjeldende standard, (DNV-OS-J101)[3]
- JONSWAP γ -faktor: 3,3
- Partiell sikkerhetsfaktor: 1,0

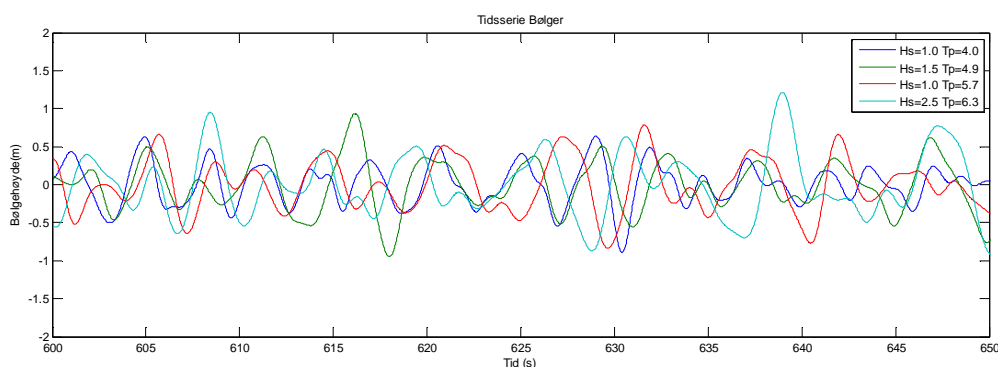
5 Resultater

5.1 Stabilitet

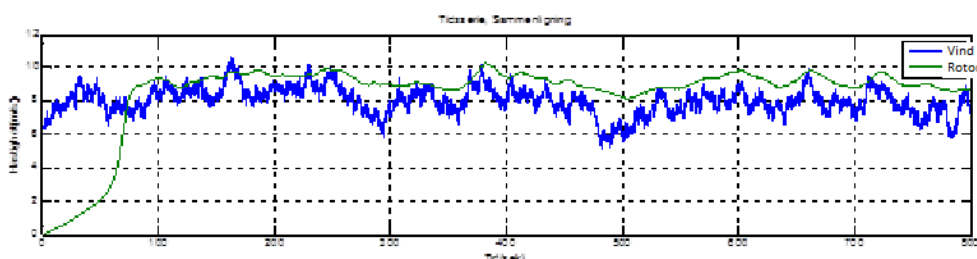
Fundamentets stabilitet mot laster er beregnet etter utnyttelsesgrad mellom 0,0 og 1,0. Utnyttelsen var $0,087 < 1,0$. Beregningen finnes i Appendix E

5.2 Tidsserier

Her vises JONSWAP-bølgeserier som er brukt i simulasjonene. 1 års-bølgen er ikke tatt med her, men finnes i Appendix A



Figur 39 Sammenligning av bølgenes oppførsel over en periode på 50 sekund

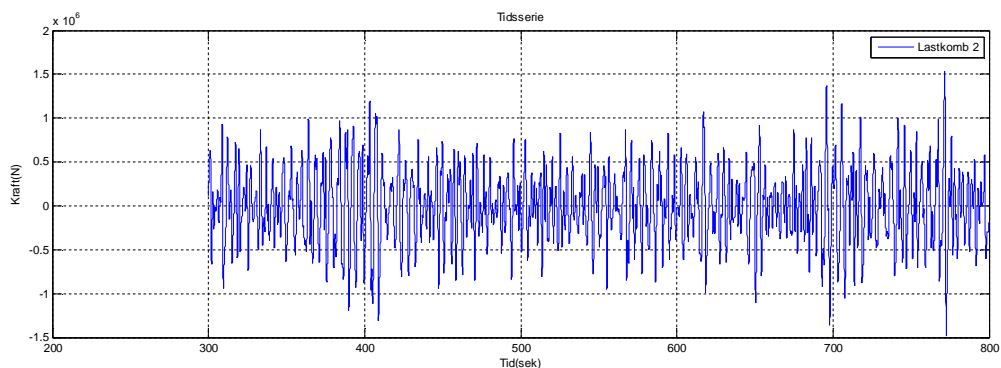


Figur 40 Turbulent vindhastighet og rotorhastighet gjennom en simulasjon på 800 sekund

Figur 40 viser simulasjon av 8m/s referansevind over 800 sekund, der den grønne linjen viser rotorhastigheten. Som det vises i starten av simulasjonen, går rotorhastigheten fra 0 til operasjonshastighet. Det betyr at resultater for operativ respons bør hentes ut et stykke ut i simulasjonen, når rotoren har stabilisert seg på et nivå.

En håndkalkulasjon av airy bølge med $H_{max}=2,79$ meter og $T_p=4,9$ meter er gjort i mathcad for å sammenligne med FEDEM resultat. Håndkalkulasjoner gir en masseindusert skjærkraft på 1,35MN og en drakraft på 0,37MN. Resultater sammenlignes med kraftrespons i horisontal retning, tårnbase for lastkombinasjon 2. Resultatene er i samme størrelsesorden. Håndkalkulasjonene vises i Appendix D.

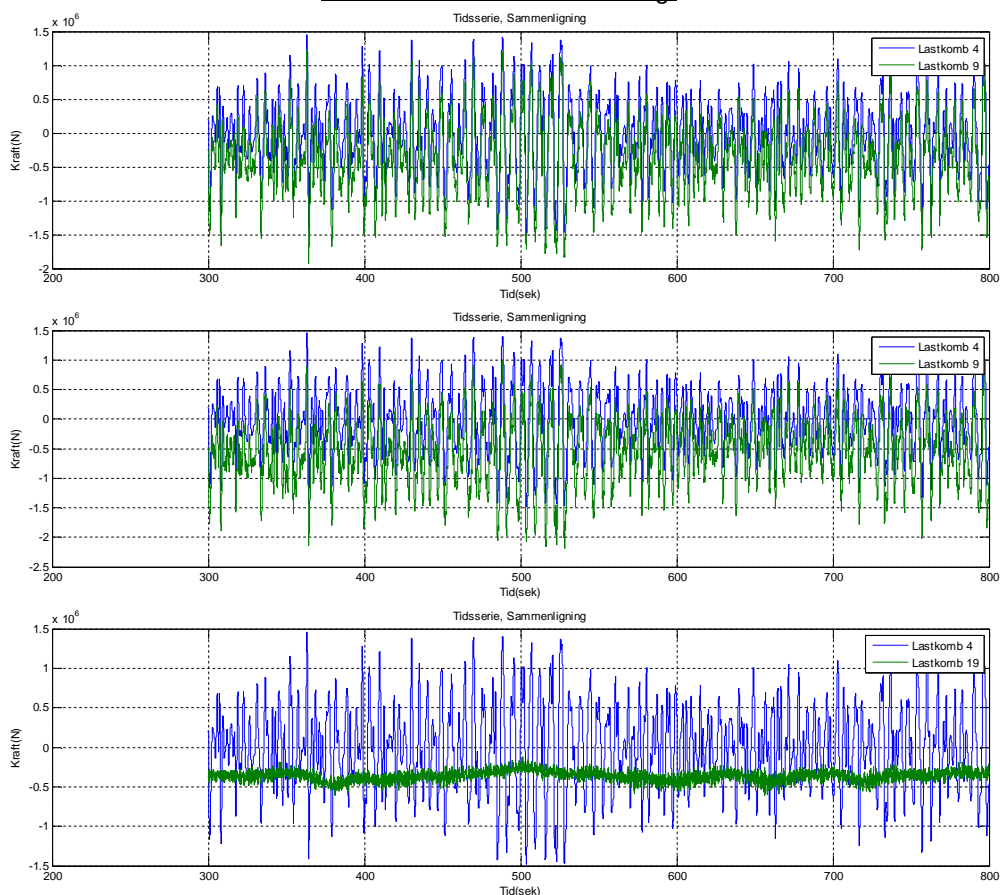
Kraft Tårnbase Y-retning



Figur 41 Lastkombinasjon 2: kraftrespons av tårnbase i bølgens retning

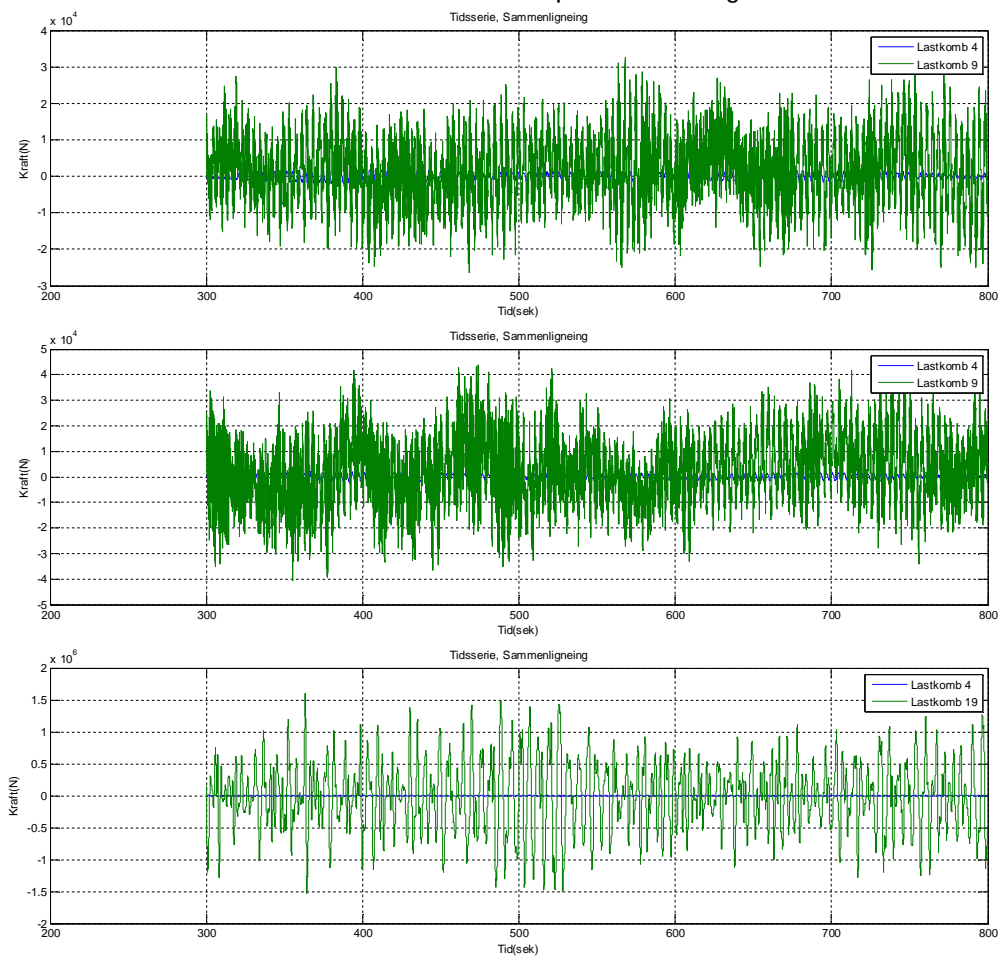
Det er valgt å presentere noen tidsserier for horisontal lastrespons av tårnet, hvor det sammenlignes simulasjoner med og uten bølger. Lastkombinasjon 4, uten vind (se Tabell 4) er sammenlignet med henholdsvis lastkombinasjon 9, 13 og 19 (bølgeretning normalt på vindretning). Vindretningen er her definert som Y-retning og 90 grader på vindretningen er definert som Z-retning. Blå graf er kun bølger, og grønn graf er bølger og vind kombinert. Flere tidsserier finnes i Appendix B.

Kraft Tårnbase, vindretning:



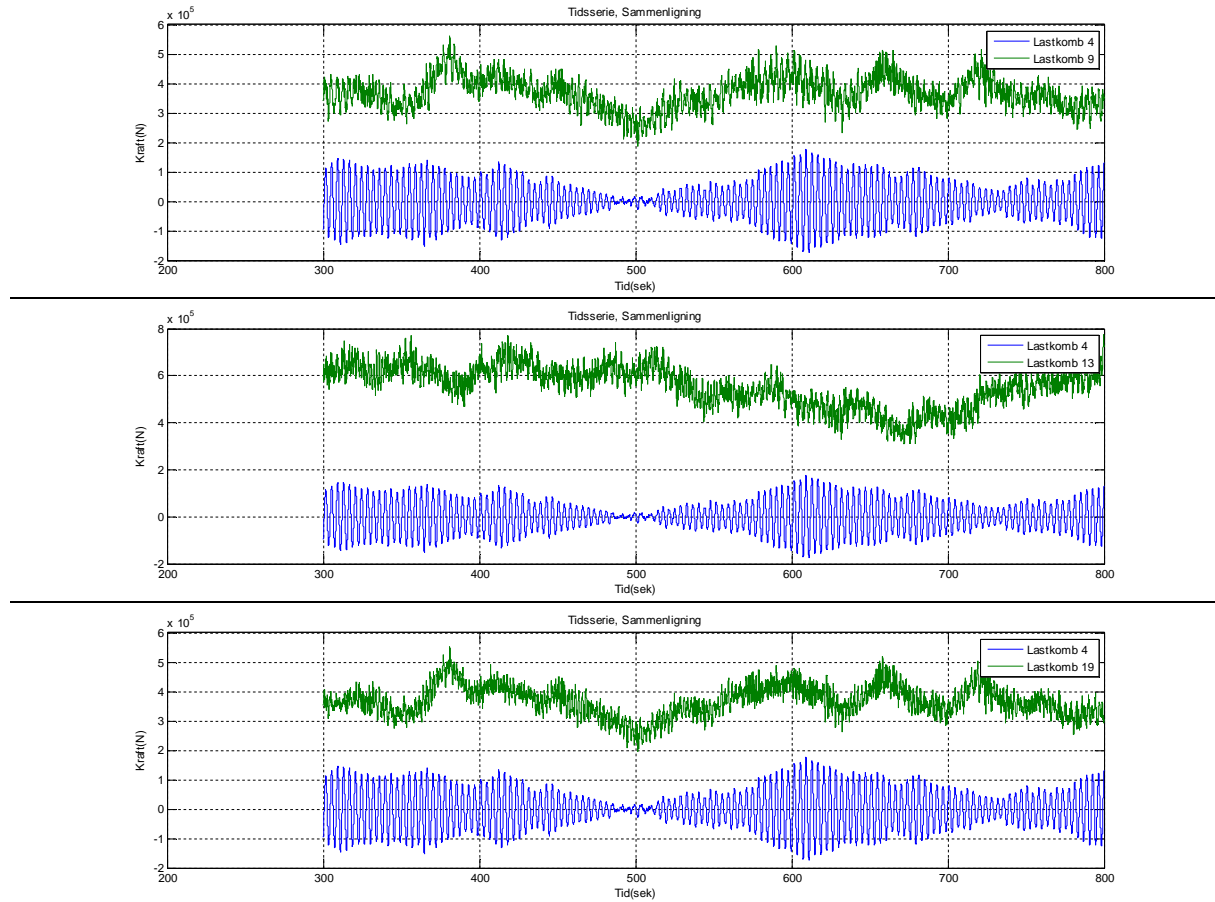
Figur 42 Tidsserier for kraftrespons på tårnbase i vindretning, for lastkombinasjon 9, 13 og 19

Kraft Tårnbase, normalt på vindretning:



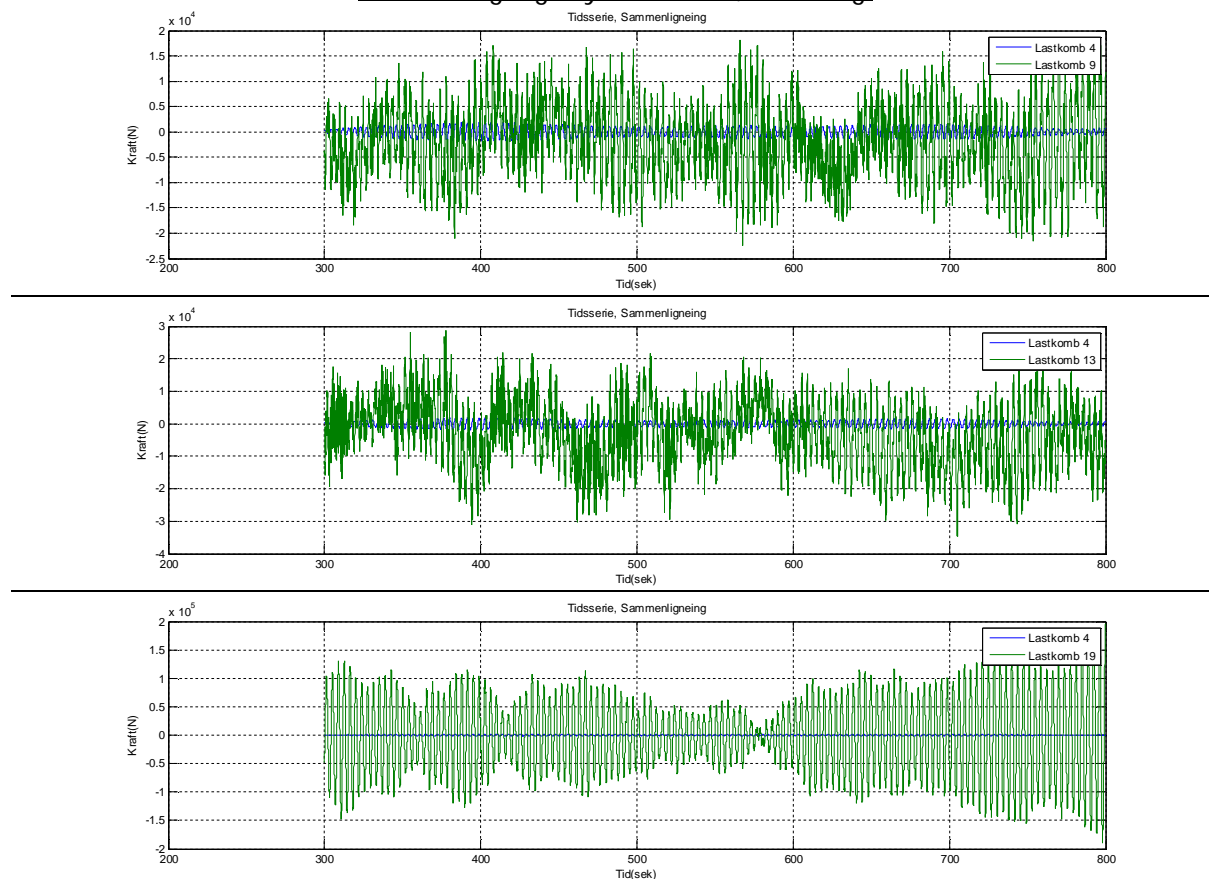
Figur 43 Tidsserier for kraftrespons på tårnbase normalt på vindretning, for lastkombinasjon 9, 13 og 19

Kraft Overgangsstykke til tårn, Y-retning:



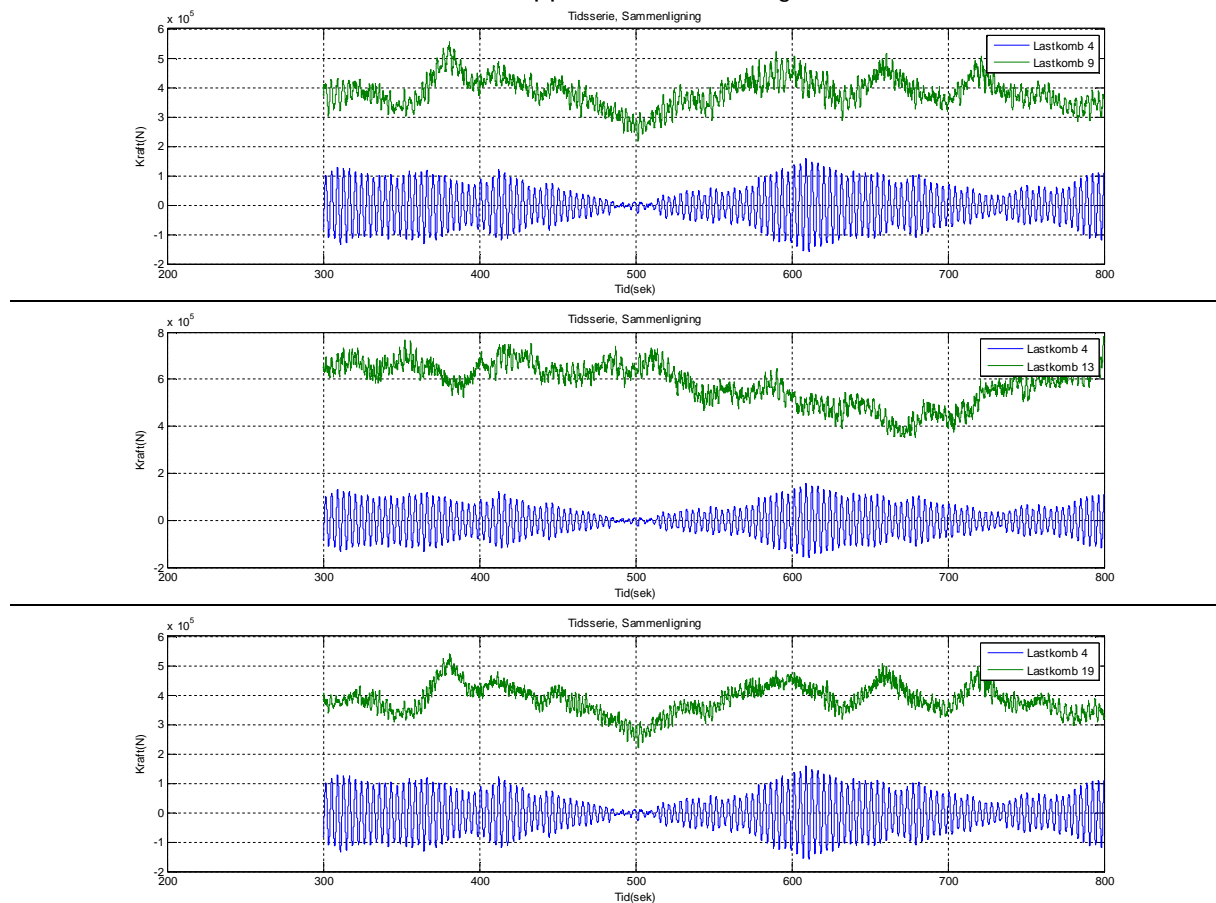
Figur 44 Tidsserier for kraftrespons på overgangsstykke i vindretning, for lastkombinasjon 9, 13 og 19

Kraft Overgangsstykke til tårn, Z-retning:

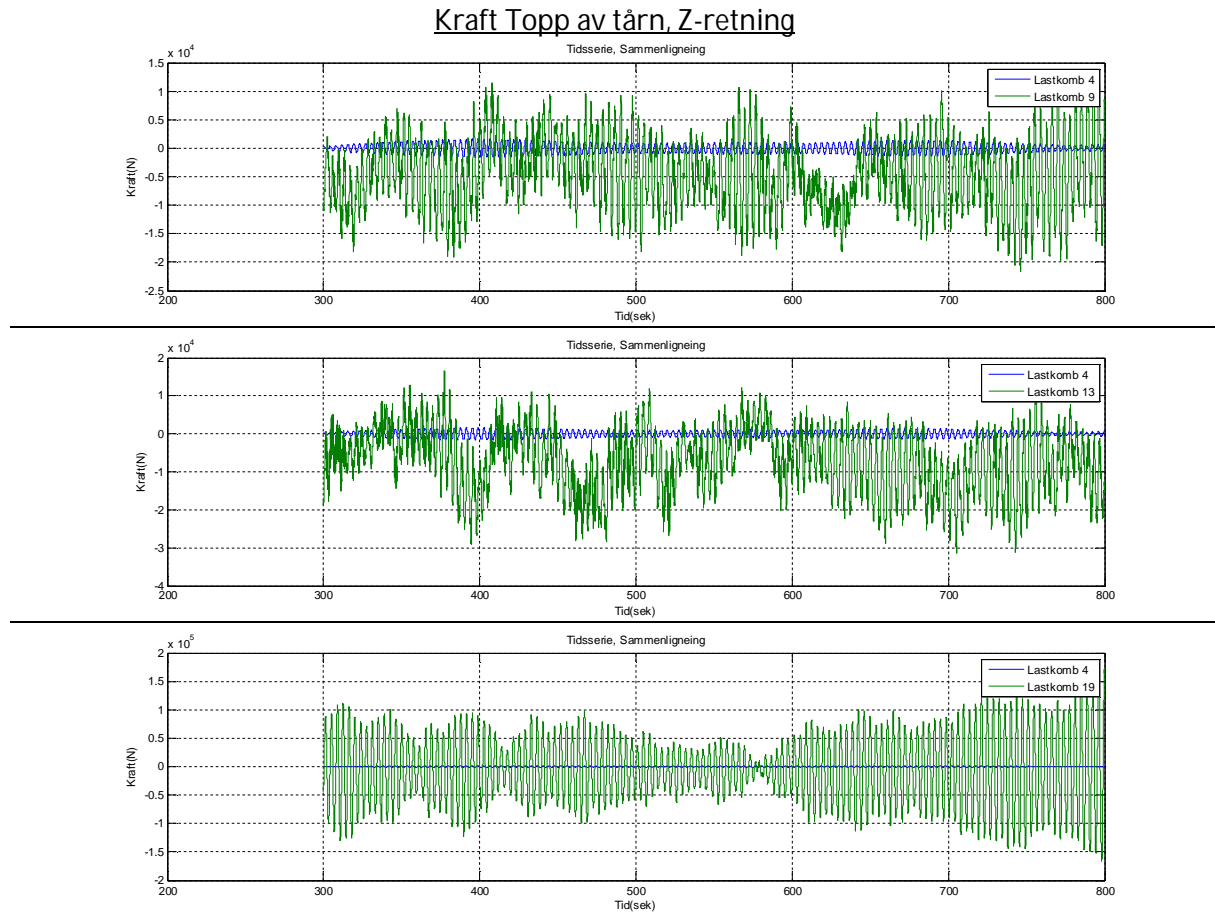


Figur 45 Tidsserier for kraftrespons på overgangsstykke normalt vindretning, for lastkombinasjon 9, 13 og 19

Kraft topp av tårn, Y-retning

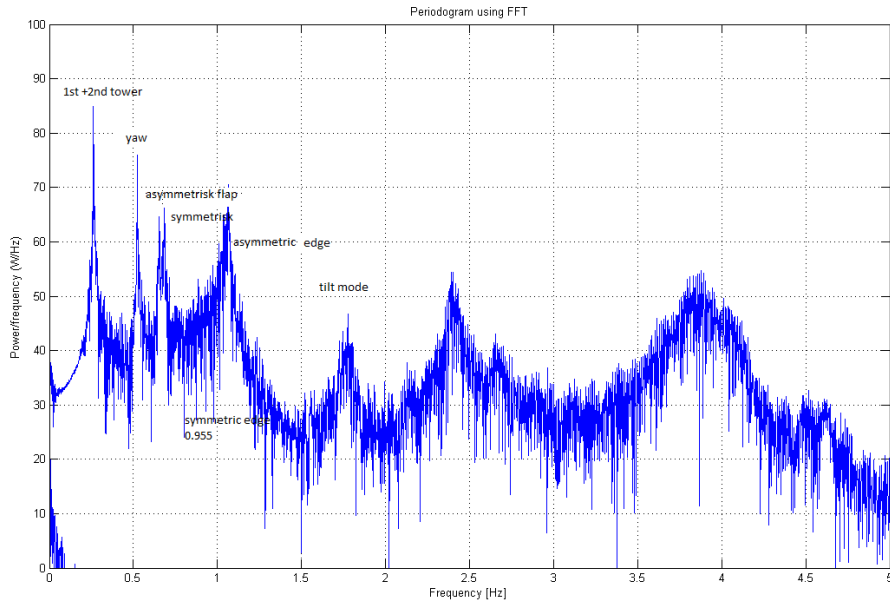


Figur 46 Tidsserier for kraftrespons i topp av tårn, i vindretning, for lastkombinasjon 9, 13 og 19



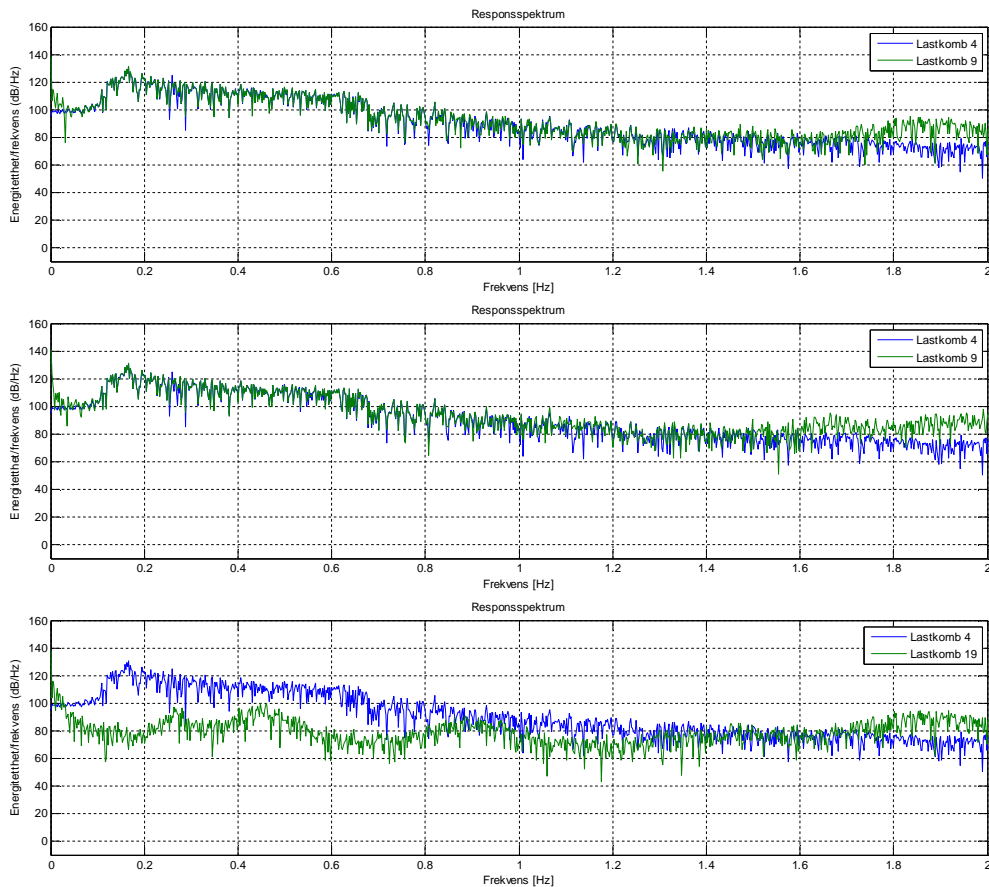
Figur 47 Tidsserier for kraftrespons i topp av tårn normalt på vindretning, for lastkombinasjon 9, 13 og 19

Frekvensspektra for tårnets respons til de samme tidsseriene er presentert under. Blå graf er kun bølger og grønn graf er bølger og vind kombinert. Lastkombinasjonene som er presentert står beskrevet i Tabell 4. For å kunne identifisere spektraltoppene, er det presentert et generelt responspekter i Figur 48, som navngir de ti første egen-modene. Energitettheten blir høyere rundt konstruksjonens egenmoder.



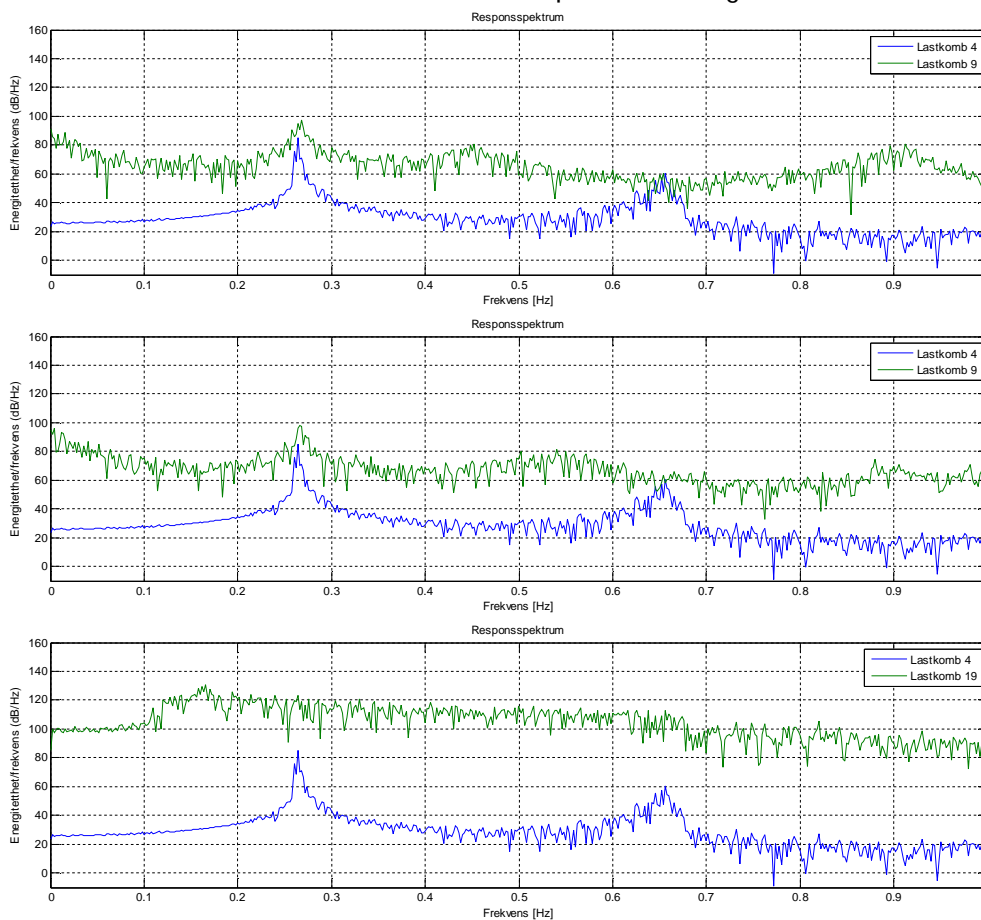
Figur 48 Identifikasjon av spektrale topper

Kraft Tårnbase, i vindretning:



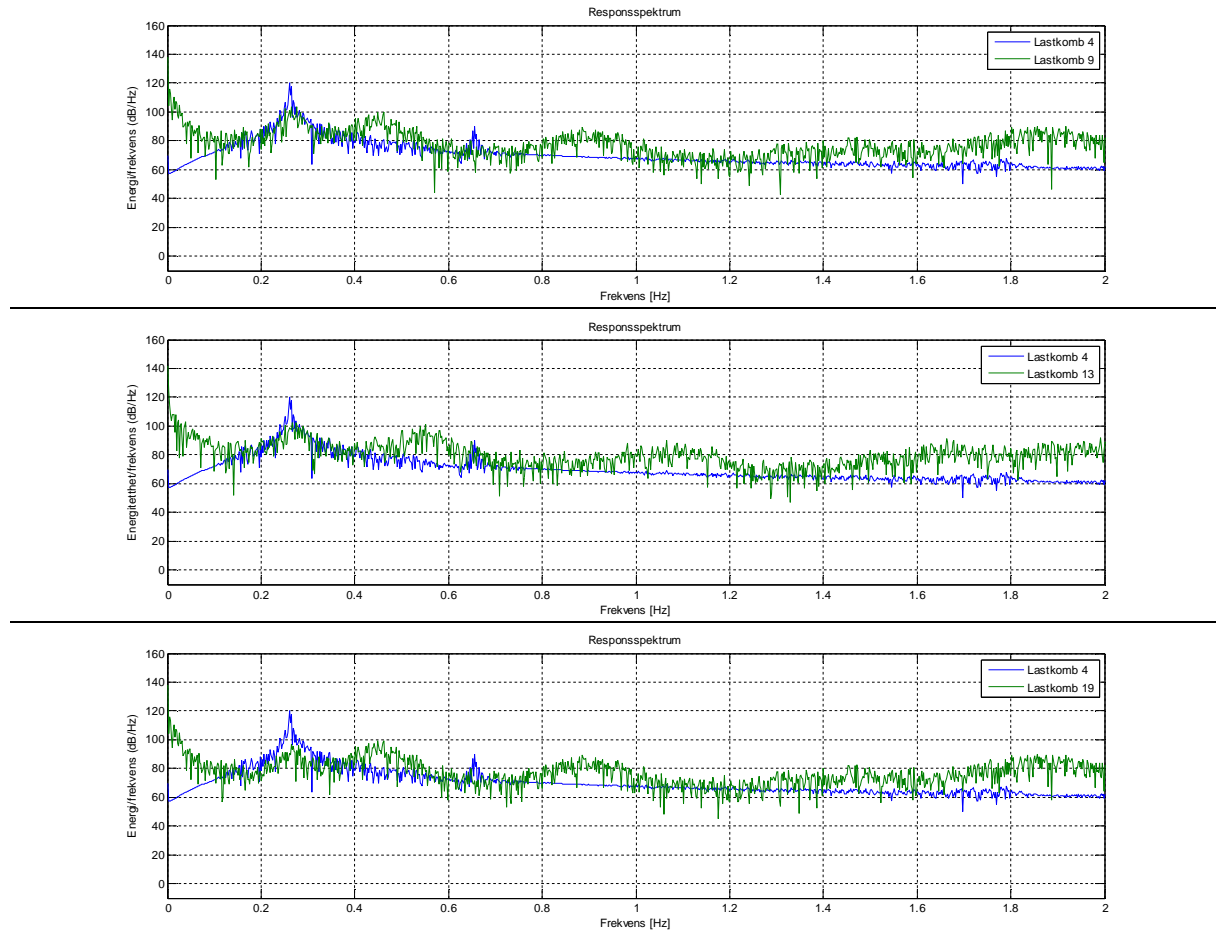
Figur 49 Responsspektrum for kraft på tårnbase i vindretning, for lastkombinasjon 9, 13 Og 19

Kraft Tårnbase, normalt på vindretning:



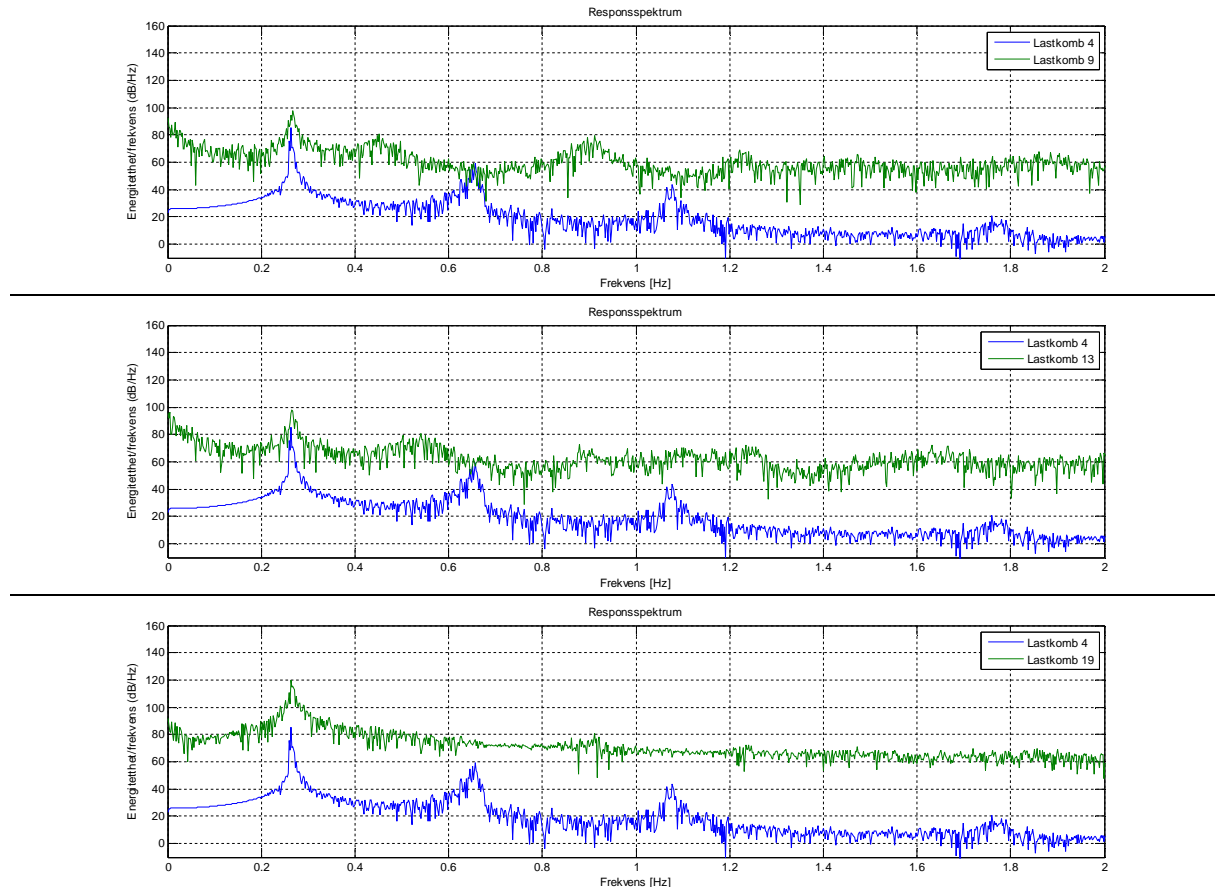
Figur 50 Responsspektrum for kraft på tårnbase normalt på vindretning, for lastkombinasjon 9, 13 og 19

Kraft Overgangsstykke til tårn, Y-retning:



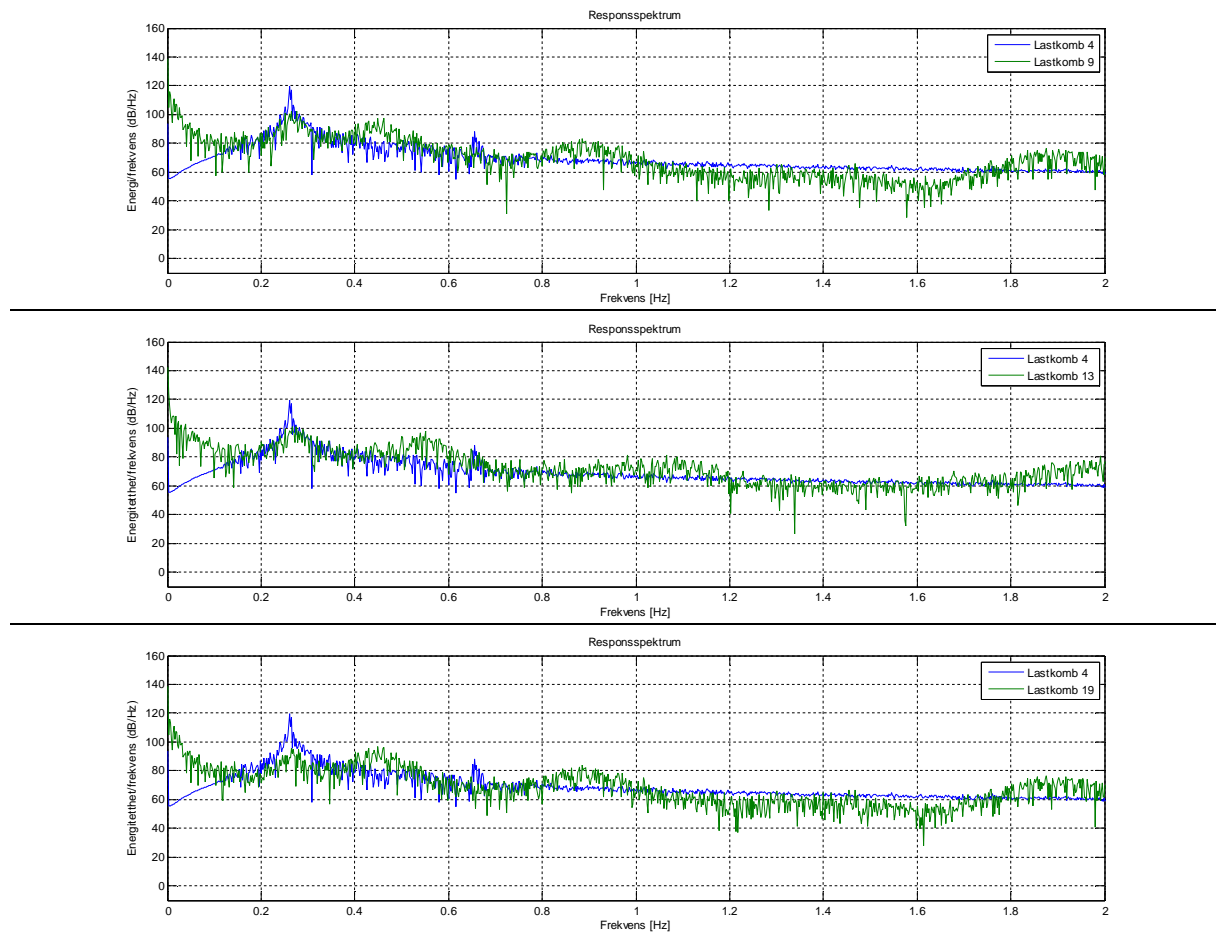
Figur 51 Responsspektrum for kraft på overgangsstykke, i vindretning, for lastkombinasjon 9, 13 og 19

Kraft Overgangsstykke til tårn, Z-retning:



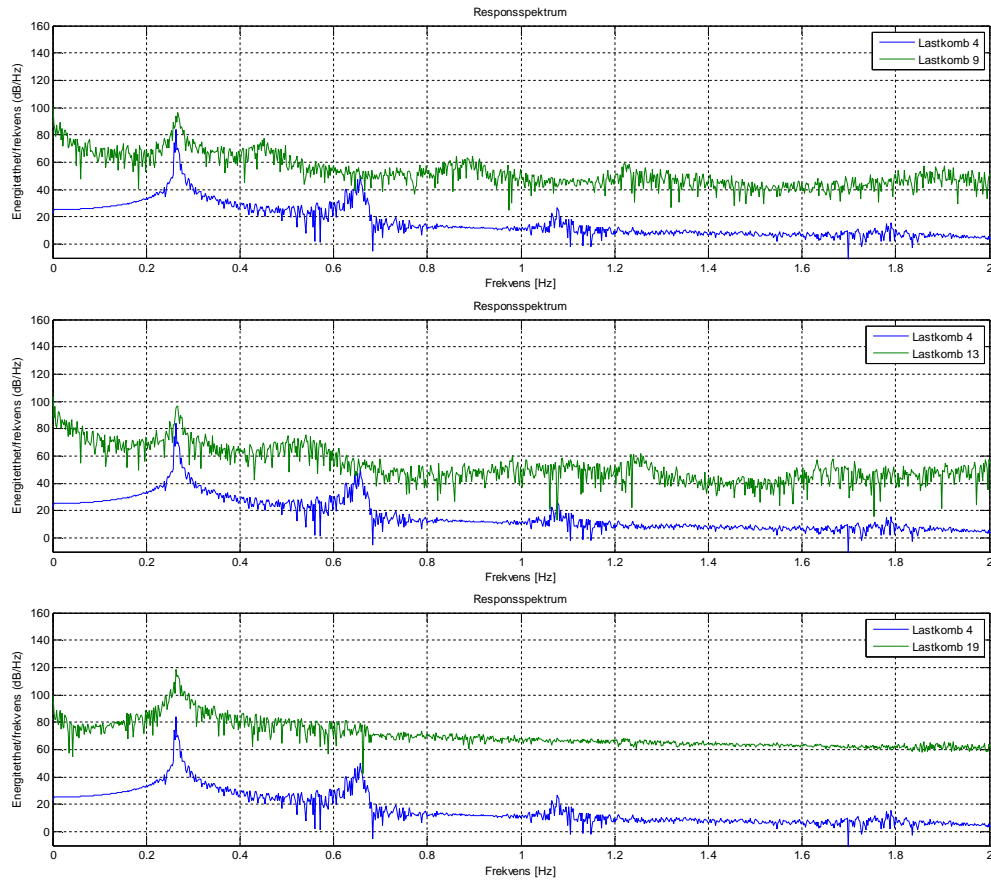
Figur 52 Responsspektrum for kraft på overgangsstykke, normalt på vindretning, for lastkombinasjon 9, 13 og 19

Kraft Topp av tårn, Y-retning:



Figur 53 Responsspektrum for kraft i topp av tårn, i vindretning, for lastkombinasjon 9, 13 og 19

Kraft topp av tårn, Z-retning



Figur 54 Responsspektrum for kraft i topp av tårn normalt på vindretning, for lastkombinasjon 9, 13 og 19

5.3 Utmattning

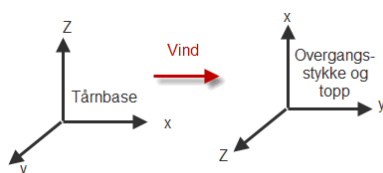
Resultatene er presentert med lastkombinasjon 9 som basis. Lastkombinasjon 9 er 8m/s vindhastighet kombinert med bølge i samme retning. Signifikant bølgehøyde er 2.5meter bølgetopp periode er 6.325sekund. De andre lastkombinasjonene er presentert relativ til lastkombinasjon 9, altså de deles på lastkombinasjon 9.

Utmattning DEL										
Last kombinasjon	Kraft/ Moment	Tårnbase			Overgangsstykke			Topp av tårn		
		X	Y	Z	X	Y	Z	X	Y	Z
9	K	1,06 E+06	2,85 E+04	2,87 E+05	3,20 E+04	1,28 E+05	1,76 E+04	2,88 E+04	1,07 E+05	1,29 E+04
	M	1,89 E+06	2,70 E+07	1,95 E+06	1,94 E+06	1,19 E+06	9,58 E+06	1,92 E+06	4,21 E+05	1,58 E+06
1	K	0,944	0,123	0,970	0,135	2,513	0,193	0,136	2,683	0,236
	M	0,216	1,614	0,004	0,004	0,248	2,966	0,004	0,014	0,624
2	K	1,129	0,085	1,358	0,077	1,641	0,131	0,078	1,751	0,159
	M	0,146	1,393	0,003	0,003	0,168	1,938	0,003	0,009	0,451
3	K	1,204	1,135	1,629	0,061	1,213	0,131	0,063	1,302	0,159
	M	1,338	1,108	0,997	0,003	0,168	1,438	0,003	0,009	0,356
4	K	1,314	0,078	1,989	0,057	1,332	0,120	0,057	1,425	0,146
	M	0,134	1,248	0,003	0,003	0,154	1,570	0,003	0,009	0,370
5	K	2,060	0,105	4,474	0,035	1,229	0,166	0,035	1,308	0,203
	M	0,186	1,504	0,001	0,001	0,214	1,451	0,001	0,012	0,287
6	K	0,736	0,931	0,497	1,006	1,031	0,859	1,003	1,034	0,820
	M	0,838	0,849	0,998	0,998	0,802	1,075	0,998	1,002	1,000
7	K	0,836	1,080	0,683	1,005	0,988	1,137	1,001	0,979	1,161
	M	1,147	0,898	0,999	0,998	1,161	1,006	1,003	1,012	0,990
8	K	0,886	1,056	0,809	1,000	0,956	1,110	0,999	0,960	1,107
	M	1,121	0,941	0,995	0,997	1,124	0,953	0,997	1,008	0,999
9	K	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
	M	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
10	K	0,753	1,440	0,505	1,547	1,210	1,335	1,500	1,168	1,298
	M	1,294	0,893	1,380	1,381	1,274	1,137	1,384	1,573	1,337
11	K	0,866	1,453	0,696	1,559	1,174	1,355	1,494	1,183	1,312
	M	1,310	0,975	1,373	1,373	1,272	1,130	1,372	1,557	1,333
12	K	0,912	1,491	0,827	1,567	1,186	1,464	1,497	1,176	1,481
	M	1,448	0,966	1,377	1,377	1,441	1,118	1,387	1,584	1,344
13	K	1,020	1,410	1,012	1,551	1,188	1,281	1,487	1,211	1,240
	M	1,238	1,027	1,378	1,380	1,209	1,145	1,382	1,583	1,334
14	K	0,958	3,795	0,840	2,558	1,627	4,732	2,604	1,509	5,237
	M	4,961	1,134	1,756	1,758	5,299	1,531	1,759	0,948	2,016
15	K	1,068	3,622	1,002	2,570	1,650	4,390	2,599	1,544	4,869
	M	4,631	1,204	1,758	1,759	4,878	1,572	1,765	0,942	2,022
16	K	1,601	3,982	2,270	2,565	1,609	4,939	2,606	1,493	5,493
	M	5,207	1,335	1,750	1,750	5,529	1,505	1,753	0,960	2,024
17	K	0,875	23,151	0,999	0,999	0,977	4,563	0,996	0,962	5,289

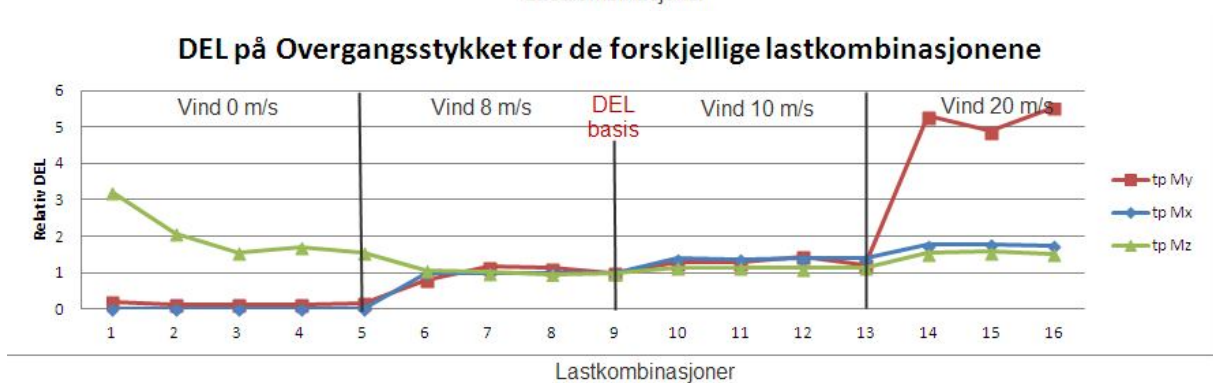
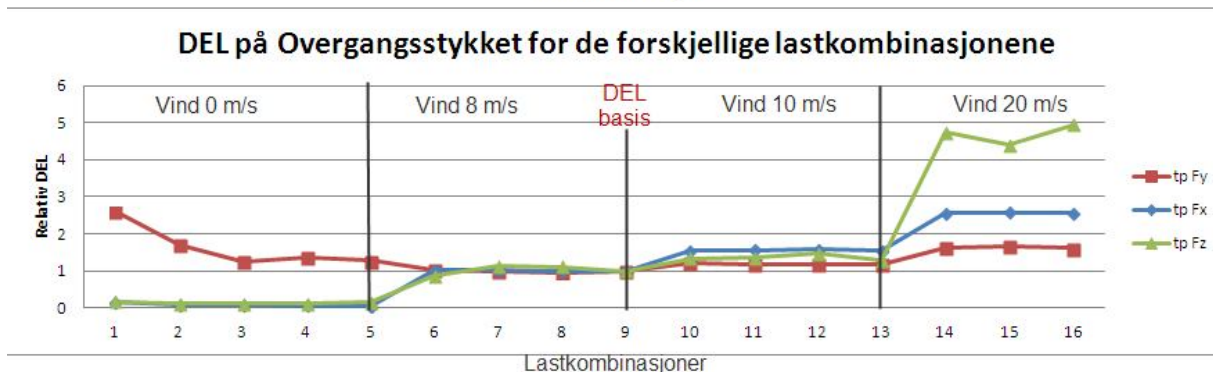
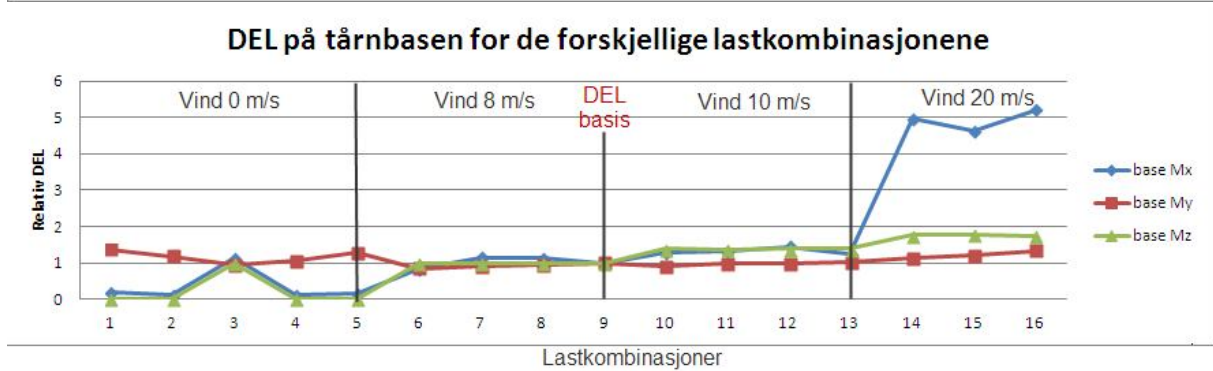
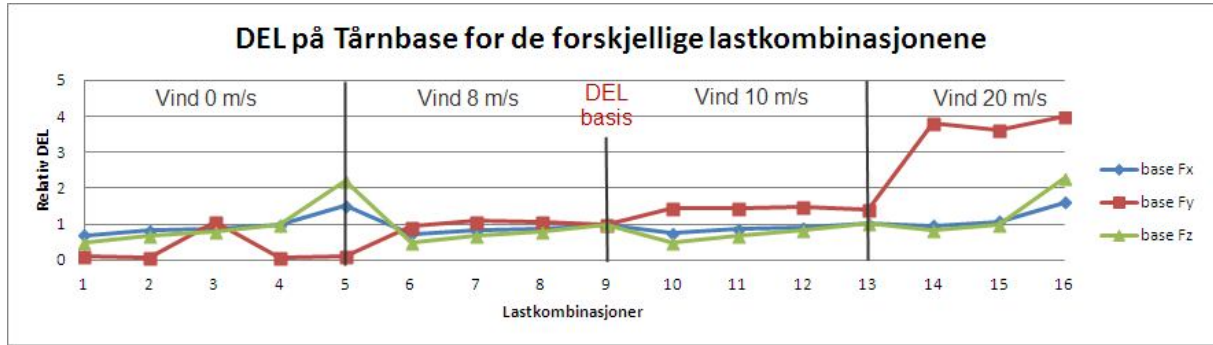
	M	8,051	0,893	0,996	0,995	5,332	0,978	0,994	1,078	0,996
18	K	0,531	39,983	0,998	0,998	0,932	7,422	1,000	0,919	8,712
	M	13,699	0,604	0,992	0,991	8,901	0,915	0,992	1,171	0,988
19	K	0,142	46,058	0,999	1,002	0,912	8,324	0,999	0,890	9,781
	M	15,725	0,389	0,991	0,991	10,018	0,881	0,990	1,202	0,987
20	K	0,140	0,950	0,057	1,002	0,892	0,899	1,004	0,878	0,876
	M	0,881	0,378	0,990	0,989	0,868	0,868	0,990	0,999	0,999
21	K	0,142	0,945	0,057	0,999	0,902	0,907	0,998	0,885	0,890
	M	0,892	0,385	0,996	0,994	0,882	0,876	0,995	1,003	0,986
22	K	0,062	3,669	0,147	2,571	1,611	4,516	2,600	1,471	5,000
	M	4,768	0,672	1,757	1,755	5,036	1,495	1,759	0,949	2,015

Tabell 6 Resultat fra DEL analyse relativt til basis lastkombinasjon 9

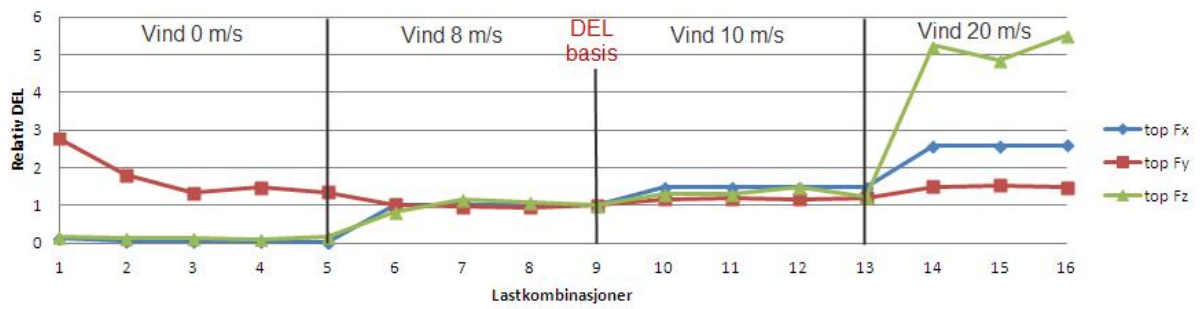
Grafisk fremstilling av DEL resultatene, m.h.p. Basis lastkombinasjon 9 er vist under. x-retning er tårnets aksialretning, altså F_x blir vertikal belastning og M_x blir torsjonsmoment. Y-retning er vindretningen og Z-retning er normalt på vindretningen. F_y og F_z blir da skjærkrefter, og M_y og M_z blir bøyemomenter. Dette gjelder ikke tårnbase, hvor x-retning er vindretning, y-retning er normalt på vindretning og z-retning er vertikal retning. Dette må tas i betraktning ved avlesning av resultat.



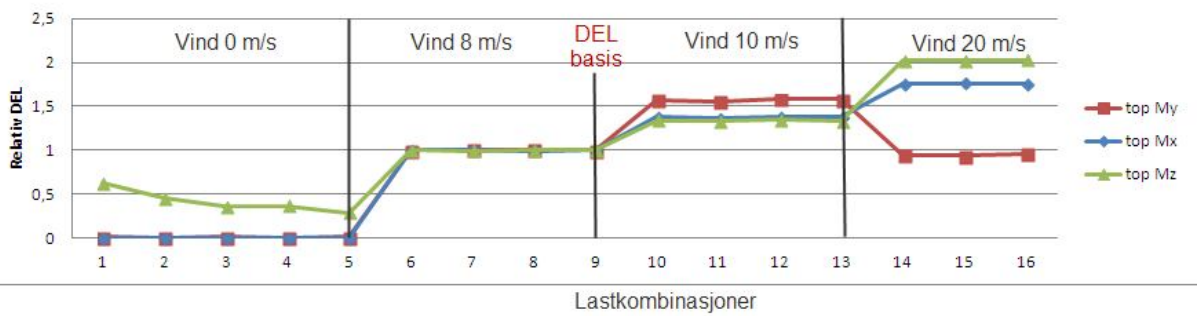
Figur 55 Lastretninger for konstruksjonens tre analysepunkt



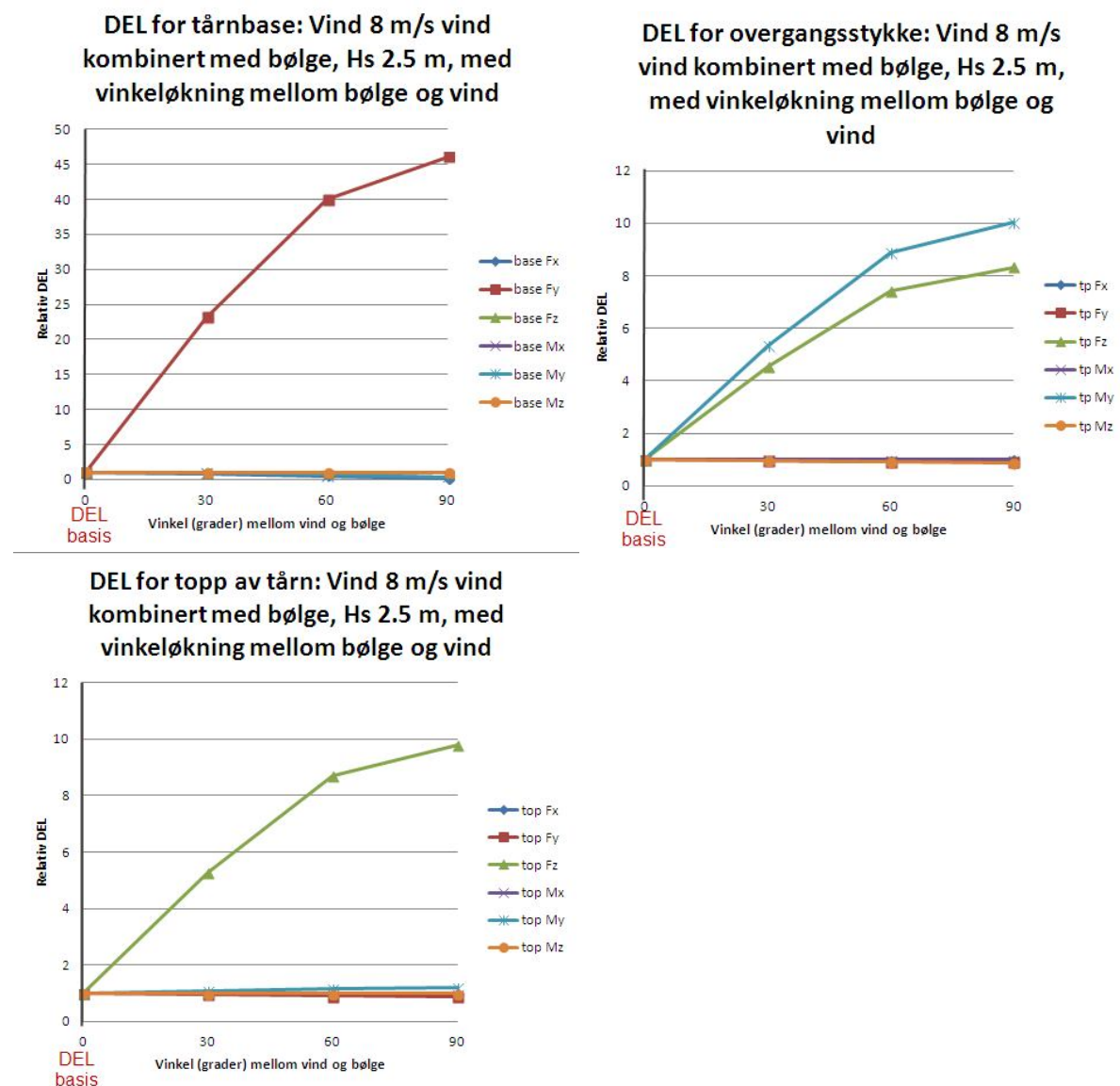
DEL på toppen av tårnet for de forskjellige lastkombinasjonene



DEL på toppen av tårnet for de forskjellige lastkombinasjonene



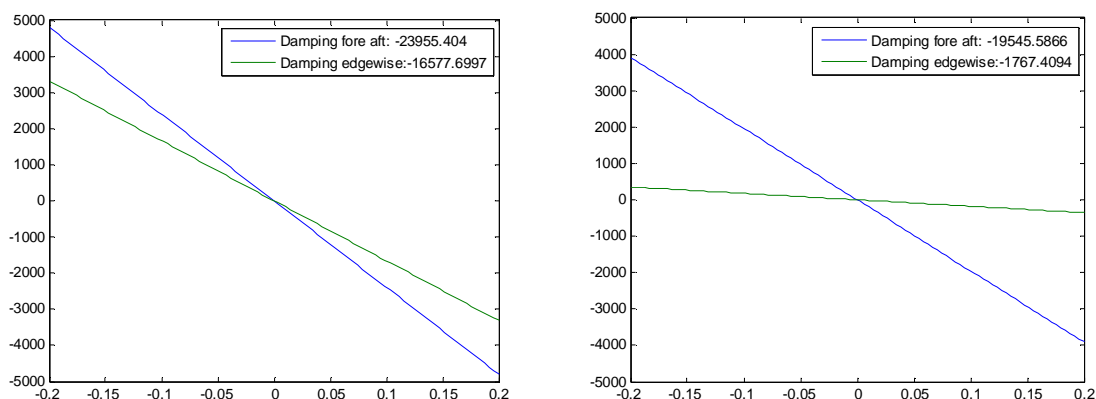
Figur 56 Grafisk fremstilling av DEL resultater for lastkombinasjoner med samme vind- og bølgeretning



Figur 57 Grafisk fremstilling av DEL resultater for lastkombinasjoner med økende forskyvning mellom vind- og bølgeretning

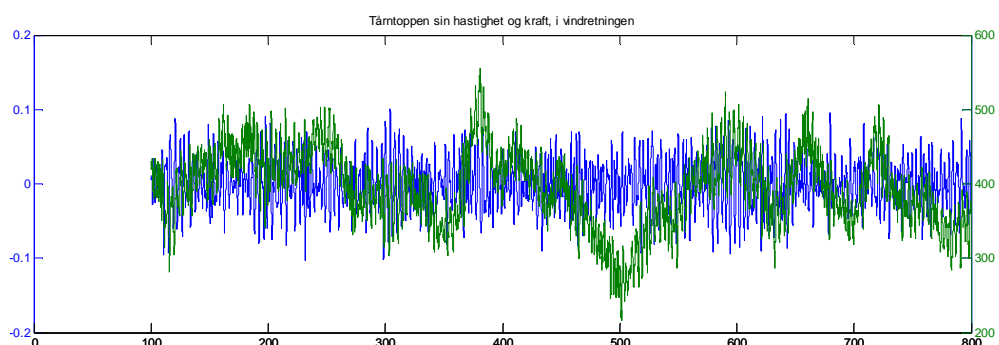
5.4 Aerodynamisk demping

Grafene nedenfor presenterer den aerodynamiske dempingskoeffisienten C_{aero} , som er stigningstallet til linjene Blå linje representerer dempingen frem og tilbake i vindens retning fore-aft bevegelsen, og grønn linje representerer dempingen sideveis eller «edgewise». Det er valgt å presentere lastkombinasjon 9 og 17 (se Tabell 4), hvor vind-bølgeretning forskyver seg fra 0 til 30 grader..

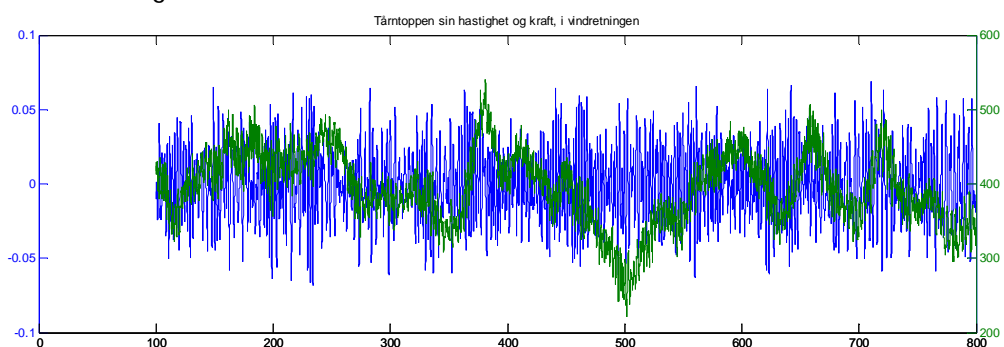


Figur 58 Aerodynamisk demping for lastkombinasjon 9(høyre) og lastkombinasjon 17 (venstre)

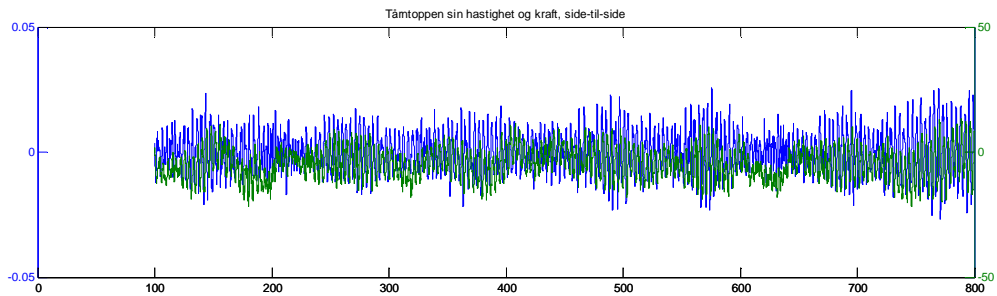
Nedenfor er det presentert kraftresponsen til tårnet (grønn graf) sammenlignet med hastigheten av tårnet (blå graf) i samme retning. Resultatene som vises er fra lastkombinasjon 9 og 19 (se Tabell 4)



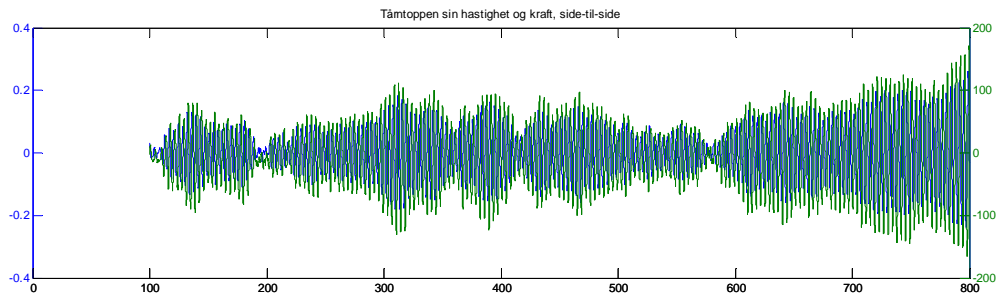
Figur 59 Lastkombinasjon 9: Toppen av tårnets responskraft i vindretningen kontra tårnets hastighet i vindretningen



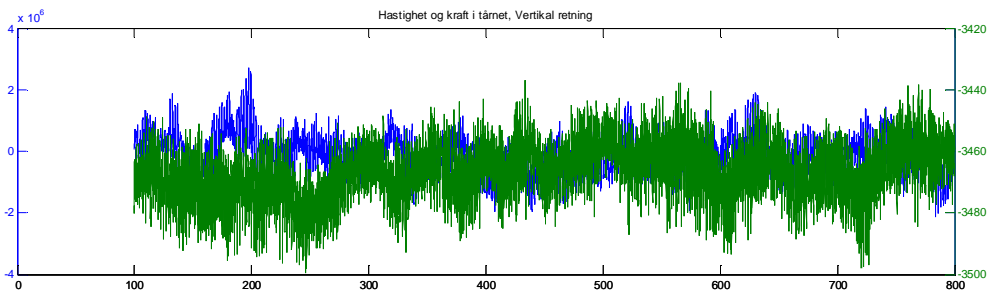
Figur 60 Lastkombinasjon 19: Toppen av tårnets responskraft i vindretningen kontra tårnets hastighet i vindretningen



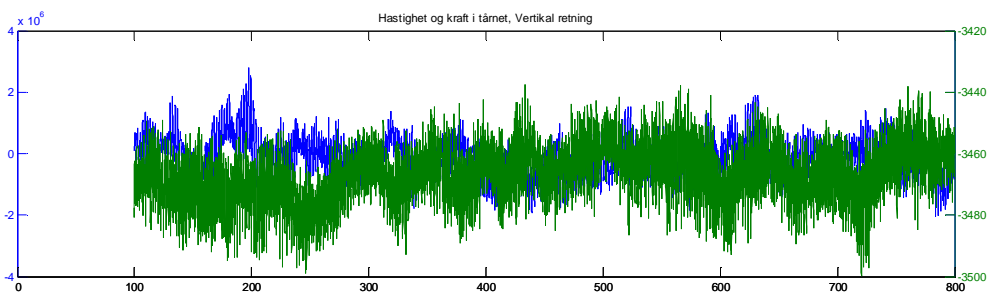
Figur 61 Lastkombinasjon 9: Toppen av tårnets responskraft side til side kontra tårnets hastighet side til side



Figur 62 Lastkombinasjon 19: Toppen av tårnets responskraft side til side kontra tårnets hastighet side til side



Figur 63 Lastkombinasjon 9: Tårntoppens vertikale responskraft kontra tårntoppens vertikale hastighet



Figur 64 Lastkombinasjon 19: Tårntoppens vertikale responskraft kontra tårntoppens vertikale hastighet

6 Diskusjon

Det valgte designet for overgangsstykket er nok ikke en optimal løsning, da det er en relativt grov stålkonstruksjon i forhold til tårnet det er festet til. Grunnen til den store dimensjonen på overgangsstykket er oppnåelse av "riktig" stivhet av konstruksjonen m.h.p. egenfrekvens. Ved en lavere stivhet kommer egenfrekvensen i samme frekvensområde som rotorfrekvens, som fører til resonans. I utgangspunktet var planen å modellere både tårn og fundament i SESAM-GeniE, men det har vist seg og ikke å la seg gjøre. SESAM-GeniE analyserer kun pæler i grunnen. Det er i stedet gjort en simpel stabilitetskontroll av turbinen, hvor det er antatt at den er fundamentert i leire. Stabilitetskontrollen er gjort for å se om valgte design vil være en reell løsning for området. Denne metoden er et usikkerhetsmoment, da metoden ikke er ihht. noe standard, men ihht. en rapport basert på laboratorieforsøk [10]. Det er også en stor usikkerhet i konstruksjonens innspenning, da denne i utgangspunktet skulle beregnes i SESAM-GeniE, m.h.p. grunnens spesifikasjoner, er det i stedet tatt en kvalifisert gjetning på hvor mye innspenningen skal løses m.h.p. stivhet i grunnen.

Mye tid er brukt på opplæring i analyseprogrammet SESAM-GeniE og tilpasning av modell, da denne forandrer egenfrekvens når koblingen mellom vindturbin og tårn blir gjort i FEDEM-Windpower. Det er også blitt brukt mye tid på analyse av fundamentet, da dette ikke har latt seg gjøre i anvendt analyseprogram. Dette har resultert i begrenset tid på hovedformålet; Vurdere effekten av den aerodynamiske dempingen på støttekonstruksjonen (tårnet).

En feil ble gjort i generering av grafer av resultatfiler, hvor tårnbasens x, y, z retning ikke er definert som for tårnets overgangsstykke og topp. x-retning for tårnets base er vindretning, y-retning er normalt på vindretning og z-retning er vertikal retning. Feilen ble oppdaget for seint til å få gjort noe med, men den er tatt i betraktning i diskusjon og konklusjon.

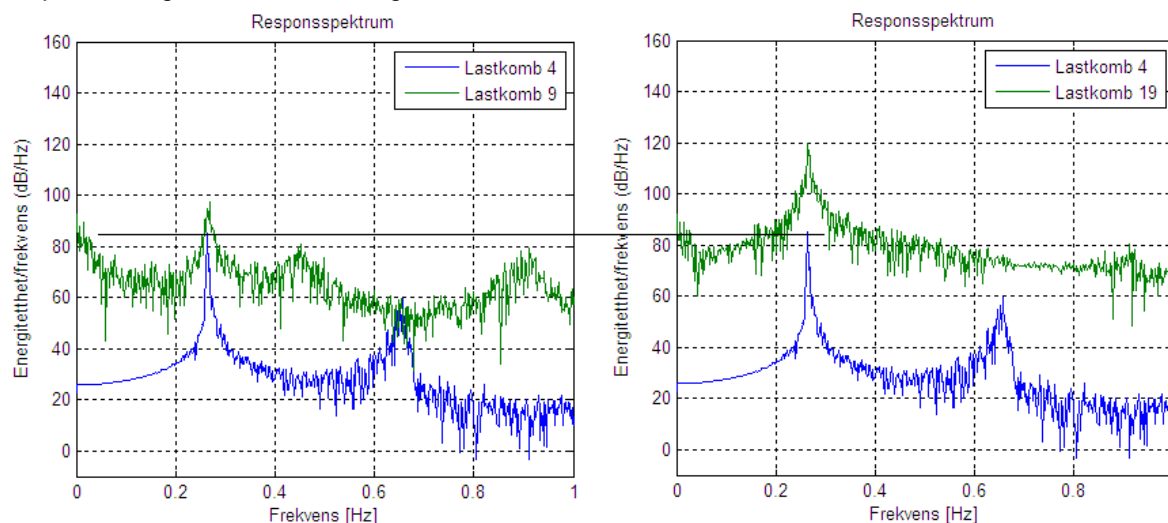
Responsspektra for kraft som er presentert i 5.1 Tidsserier, viser at kraftresponsen fra bølger bygger opp energitetthet rundt vindturbinens moder, og spesielt rundt første og andre mode. De forskjellige egenmodene er navngitte på engelsk, da det ikke er noen spesielt gode norske ord for dem. De viktigste modene i denne sammenheng er første og andre mode, som er tårnets bevegelse frem- og tilbake i vindens retning (fore-aft), og fra side til side (edgewise). De to modeformene ligger på ca. 0.261Hz, som er litt over 1-P.

Fra sammenligningene av lastkombinasjonene i Figur 49 til og med Figur 54, ser man at påført vindkraft generelt gir to effekter;

1. Energitettheten dempes rundt første og andre mode i vindretningen.
2. Normalt på vindretningen øker responsenergien i første og andre mode i forhold til bølgeresponsen.

Ved en forskyvning av bølgeretningen i forhold til vindretningen, vises en ytterligere økning i responsenergien normalt på vindretningen, men liten forandring parallelt med vindretningen. Dette sier mest om at aerodynamisk demping har stor effekt i nacellen sin retning, og at dempingen i denne retning ikke får stor påvirkning av bølgeretningen. Det sier også at den aerodynamiske dempingen har mye mindre effekt sideveis i forhold til vindretningen.

Tendensen er at vinden gir et bidrag til økning i spektral tetthet med bølgeretning normalt på vindretningen, noe som tyder på en redusert dempingseffekt. Dette vises tydelig i Figur 65, der situasjonen hvor bølgeretningen er forskjøvet i forhold til vindretningen genererer høyest responsenergi i sideveis retning.



Figur 65 (høyre) Responsspektra for 8m/s vind kombinert med bølge; Hs 2.5meter Tp 6.3sekund. Vind og bølge i samme retning. (venstre) Samme vind og bølge, men normalt på hverandre

Det kan videre diskuteres hvilken effekt den aerodynamiske dempingen har ut fra utmattingsresultatene, hvor relativ utmatting er beregnet for alle lastsituasjoner. Det vises i Figur 57 at utmattingen vil øke med økende vinkel mellom vind og bølgeretning, for lastvirkningene normalt på vindens retning. Dette er en følge av at bølgelasten øker i denne retningen. Den aerodynamiske dempingen har i utgangspunktet liten eller ingen effekt normalt på vindens retning, spørsmålet er om effekten blir negativ i denne retningen p.g.a. tårnets eksitering sideveis. Det som må legges merke til i Figur 57 er at ved overgangsstykket, er det kraften F_z og Momentet M_y , som dominerer. Dette er logisk, da bølgen dreier mot z-retning. Ved tårnbasen og i toppen av tårnet er det kun kraften som øker når bølgen dreier mot denne retningen. Dette kan skyldes en feil i resultat.

Den aerodynamiske dempingen avhenger av tårnets kraftrespons m.h.p. tårnets hastighet i samme retning. Figur 58 viser grafisk den aerodynamiske dempingen, som er stigningstallet til de lineære grafene. Det kan leses at dempingen side til side (edgewise) er lavere enn for frem og tilbake (fore-aft), i forhold til vindretningen. Dette stemmer i forhold til teorien. Figur 59 er et resultat fra lastkombinasjon 9, vind og bølge i samme retning (se Tabell 4). Denne viser tårntoppens responskraft frem og tilbake i vindretningen (blå graf) og tårntoppens hastighet i vindretningen (grønn graf). Det kan ses at de to grafene ikke følger samme mønster, noe som indikerer at noe av kraften må virke i motsatt retning av tårnets bevegelse. Dette kan linkes til en dempingseffekt. Figur 60 viser et resultat fra lastkombinasjon 19, bølgeretning normalt på vindretning. Kraftresponsen er omtrent den samme, men tårnets hastighet frem og tilbake er høyere. Hastigheten følger omtrent samme frekvens syklene som i Figur 60, noe som må bety at forskyvningsamplituden også er høyere (tårnet forskyver seg over en lenger distanse i løpet av en syklus, eksitering). Figur 61 og Figur 62 viser henholdsvis lastkombinasjon 9 og 19, der tårnets sideveis kraftrespons er sammenlignet med tårnets hastighet sideveis (edgewise). Her

viser det en tydelig forskjell mellom de to tilfellene, hvor kraftresponsen i Figur 62 er mye høyere i forhold til tårnets hastighet. Dette tyder på en lavere aerodynamisk demping side-til-side og en beregning av dempingen ut fra denne simulasjonen vil muligens gi et resultat for en negativ demping.

Ut fra de relative utmattingsanalysene som er vist i Tabell 6 og Figur 56, ser man lastkombinasjoner med økende vindstyrke og bølgestørrelse. Vind og bølger i samme retning. Relativ utmatting øker generelt med økt vindstyrke, noe som er logisk. Det som er tendensen i lastkombinasjonene uten vind er at de minste bølgene gir høyest relativ utmatting. Dette kan forklares med at bølgefrekvensen er høyere og de nærmer seg egenfrekvensen. I Appendix B finnes det noen tidsserier med de minste bølgene, som indikerer eksitering av tårnet. I lastkombinasjonene med samme vindhastighet, er det liten forandring av relativ utmattelse, uansett bølgestørrelse. Dette indikerer at utmattingen er styrt av vinden, men også at bølgene som er antatt er relativt små. Lastkombinasjon 16 har en betydelig større bølgeserie, men det gir ikke en betydelig større relativ utmattelse i forhold til en lastkombinasjon med samme vindstyrke og mindre bølge, noe tyder på at vinden styrer responsen i operativ tilstand.

Det er viktig å påpeke at disse analysene er basert på simulasjoner i et dataprogram og ikke ved faktiske målinger. Det bør ikke dras absolutte konklusjoner uten å ha gjort faktiske målinger. Det er heller ikke betraktet alle typer bølger, bølgeretninger eller vindhastigheter. Det kan tenkes at større bølger gir andre resultat, spesielt ved ulik vind- og bølgeretning.

7 Konklusjon

Fra resultat som er generert i denne oppgaven, kan det leses at den aerodynamiske effekten har mye å si for dynamisk respons av en offshore vindturbin. Det er en betydelig forskjell i respons for samme vind- og bølgeretning kontra en ulik retning på bølge og vind. Akkurat hvor stor effekt den aerodynamiske dempingen har i disse simulasjonene er ikke kommet klart frem i de resultater som er beregnet, men det er mulig å se en klar effekt ut fra responsspektra fra tidsseriene. Mye tyder på en redusert aerodynamisk effekt i sideveis respons, ved lastkombinasjon 19 (se Figur 52), der vinden gir et betydelig bidrag til tårnets responsenergi rundt 0,26Hz (egenmode 1 og 2).

Alle simuleringer som er gjort, peker mot at en ulik vind og bølgeretning gir et mer ugunstig lastbilde. Slike lasttilfeller bør standardiseres for utmattingsanalyse. For å kunne gjøre rede for hvor mye mer ugunstig slike lasttilfeller er, må det gjøres flere undersøkelser med flere forskjellige bølger og bølgeretninger. Dette for å kartlegge og sammenligne den aerodynamiske dempingen for vindturbinens respons fra side til side.

Det er lite overraskende resultater for lastkombinasjonene med høyere vindhastigheter. Konstruksjonens respons m.h.p kraft og moment oker med lasten. Det som kan konkluderes med er at lasten fra vinden har mest å si for hele tårnets respons m.h.p kraft og moment ved de antatte vind- og bølgekombinasjonene (vind og bølge i samme retning).

8 Forslag til videre arbeid

Siden dette er en rent teoretisk oppgave, er resultatene basert på simuleringer. Det gjenstår å gjøre faktiske målinger for å verifisere resultatene. Disse målingene bør tas av respons ved og samtidig å måle vind og bølgeretning, så vidt det lar seg gjøre i praksis.

Det ble ikke tid i denne oppgaven å beregne den aerodynamiske dempingen. Dette lar seg gjøre ut fra foretatte simuleringer. Det mest interessante lasttilfellet er med bølgeretning normalt på vindretning.

Relativt små bølger er antatt i denne analysen, sett bort fra 1.årsbølgen. Det anbefales å gjøre analyser med større bølger kontra vind for å se om det har noen effekt

På grunn av tidsbegrensningen ble ikke designet av overgangsstykket optimalt. Dette kan forbedres og muligens gjøres «slankere». Det kan også være interessant å foreta en FEM- analyse av sugeankeret for å se hvilken respons dette vil gi. (Dette kan da foreløpig ikke gjøres i SESAM-GeniE).

9 Referanser

- [1] Carbon Trust. (2009, November). OWA Offshore Wind Farm Foundations UK; Round 3, Design Basis, Version 2.
- [2] Das, S., Karnik, N., & Santoso, S. (2011). Time-Domain Modeling of Tower Shadow and Wind Shear in Wind Turbines. ISRN Renewable Energy.
- [3] Det Norske Veritas. (2011). DNV-OS-J101: Design of offshore wind turbine structures.
- [4] Det Norske Veritas. (2010). DNV-RP-C203; Fatigue design of offshore steel structures.
- [5] Det Norske Veritas. (2010). DNV-RP-C205; Environmental Conditions and Environmental Loads.
- [6] Gudmestad, O. T. (2012, Vår). MKO 110, Naturlaster. Linear Waves .
- [7] Hansen, V. (2011, Høst). BIM 120, Materialmekanikk. Kapittel 8 .
- [8] Arntsen, Ø. A. (u.d.). <http://folk.ntnu.no/oivarn/flid37083/def-ny.htm>. Hentet Juni 10, 2013 fra Definisjoner
- [9] Det store norske leksikon. (n.d.). Vind. Retrieved Juni 11, 2013, from <http://snl.no/vind>.
- [10] Hung, C., & Kim, S. R. (2012). Ocean Engineering. Evaluation of vertical and horizontal bearing capacities of bucket foundations in clay .
- [11] IEC 61400-3 Wind Turbines - Part 3; Design requirements for Offshore Wind Turbines. (2009).
- [12] Jakobsen, J. B. (2012, Vår). MKO 110, Naturlaster. Wind Load on structures
- [13] Jakobsen, J. B. (2011, Høst). MOM 140, Mechanical Vibrations.
- [14] Liingaard, M., Andersen, L., & Ibsen, L. B. (2007). Impedance of flexible foundations. Wiley InterScience.
- [15] Wikipedia. (u.d.). Betz` law. Hentet Juni 11, 2013 fra en.wikipedia.org/wiki/Betz`_law.
- [16] Kidwind. (u.d.). Understanding coefficient of power (Cp) and Betz limit. Hentet Juni 11, 2013 fra Kidwind.
- [17] Eurocode 3. (2009). NS-EN 1993-1-1:2005+NA:2008; Design of steel structures Part 1-1: General rules for buildings. Standard Norge.
- [18] NREL/TP-500-38060. (2009, Februar). Definition of a 5-MW Reference Wind turbine for Offshore Development.
- [19] Tony, B., Sharpe, D., Jenkins, N., & Bossanyi, E. (2001). Wind Energy Handbook. John Wiley & Sons.
- [20] van Der Tempel, J. (2006). Design of Support Structures for Offshore Wind Turbines. DUWIND, Delfit University of Technology.
- [21] van Kuik, G., & Bierbooms, W. (2002). Introduction to wind turbine design. DUWIND, Delfit University Wind Energy Research Institute.
- [22] Zaaier, M. (2007). Presentation of Offshore Wind Farm Design. Delfit University of Technology.

- [23] Cerda Salzmann, D. J., & van der Tempel, J. Aerodynamic damping in the design for offshore wind turbines. Duwind, Faculty of Civil Engineering and Geosciences, Delfit University of Technology.
- [24] Statoil. (2012). HYWIND. Stavanger: Statoil ASA.
- [25] European Wind Energy Association. (2012). Wind Directions Article: EWEA at 30 - from humble beginnings to mainstream power player.
- [26] Statkraft. (2010, Oktober). Vindkraft.
- [27] Gao, Z., & Moan, T. (2008, Januar 16). Frequency-domain fatigue analysis of wide-band stationary Gaussian processes using a trimodal spectral formulation. Science Direct .
- [28] Ravlo, E., Kaldahl, J. A., Ingebrigtsen, K., Ringstad, A., & Åtland, E. (2011). Fremtidsutsikter for offshore vindkraft. Hentet fra folk.ntnu.no.
- [29] Chackrabarti, S. K. (2005). Handbook of offshore engineering. Oxford: Elsevier.
- [30] LORC Knowlege. (2011, Mars 9). <http://www.lorc.dk/offshore-wind/foundations/suction-buckets#>. Hentet Juni 3, 2013 fra lorc.dk.
- [31] Fisher, T. (2006). WP4: Offshore Foundations and Support Structures. Stuttgart: TU Delfit.

10 Appendix

APPENDIX A: Grafisk fremstilling av vind og bølgesimulasjonene

APPENDIX B: Grafisk fremstilling av konstruksjonens respons for krefter og moment

APPENDIX C: Beregning av konstruksjonens dimensjonerende kapasitet ved utmattingsgrense

APPENDIX D: Håndberegninger av operative bølger og bølgekrefter

APPENDIX E: Stabilitetskontroll av fundament

APPENDIX F: E-post til O.T. Gudmestad

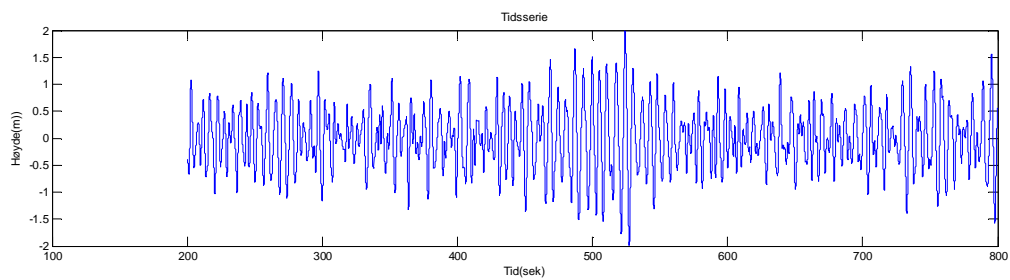
APPENDIX G: Input-fil for utmattingsanalyse i Matlab, Mlife.

APPENDIX H: SESTRA resultatfall for lineær modal analyse

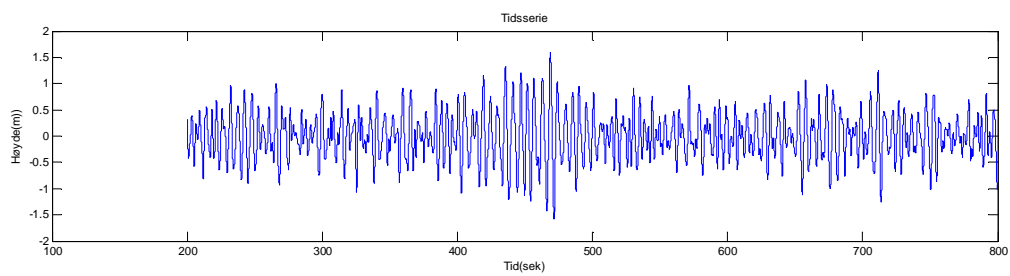
APPENDIX A

Bølgeoppførsel over simulasjon på 800 sekund; Tidsserie og bølgespektrum (JONSWAP).

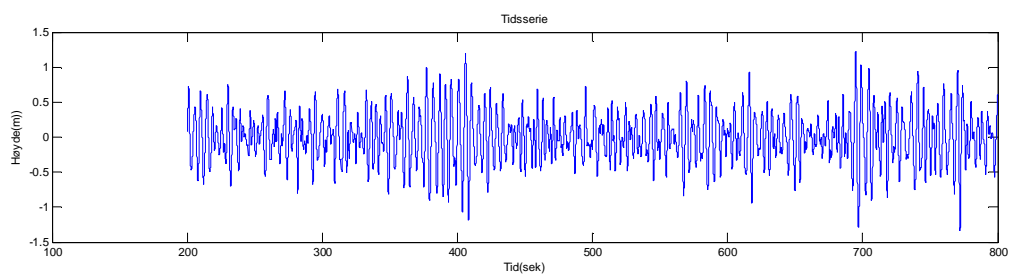
Signifikant bølgehøyde: $H_s=2.5$ m Bølgeperiode: $T_p=6.325$ s



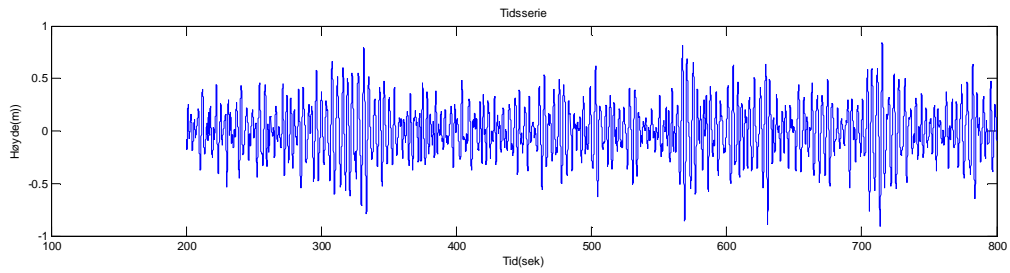
Signifikant bølgehøyde: $H_s=2.0$ m Bølgeperiode: $T_p=5.657$ s



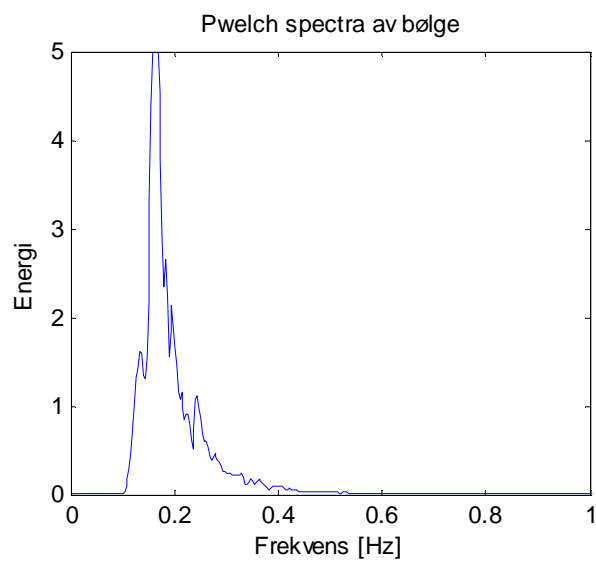
Signifikant bølgehøyde: $H_s=1.5$ m Bølgeperiode: $T_p=4.899$ s



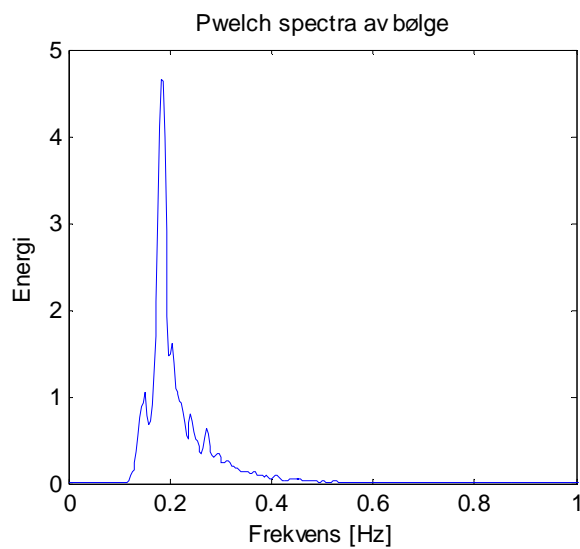
Signiffikant bølgehøyde: $H_s=1.0$ m Bølgeperiode: $T_p=4.0$ s



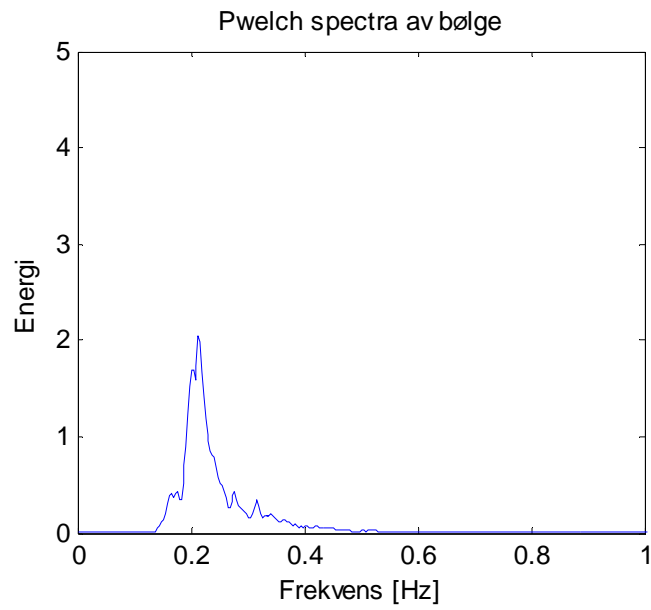
Signiffikant bølgehøyde: $H_s=2.5$ m Bølgeperiode: $T_p=6.325$ s



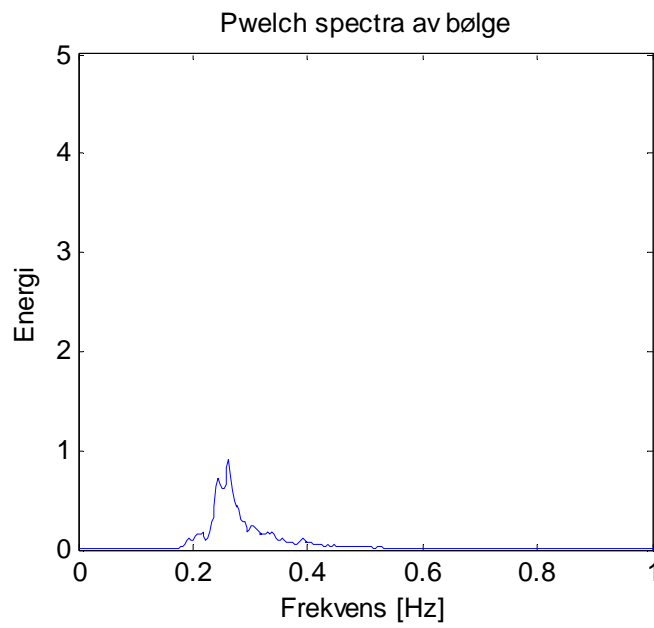
Signiffikant bølgehøyde: $H_s=2.0$ m Bølgeperiode: $T_p=5.657$ s



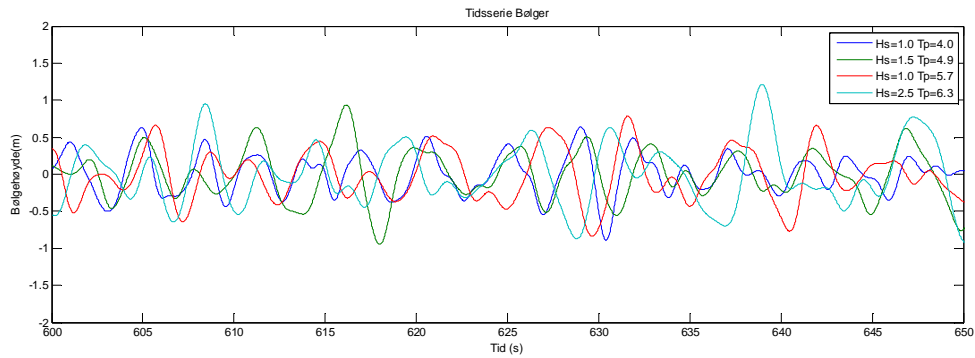
Signiffikant bølgehøyde: $H_s=1.5$ m Bølgeperiode: $T_p=4.899$ s



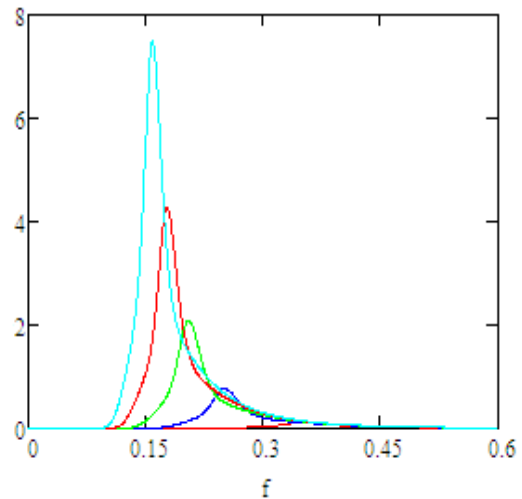
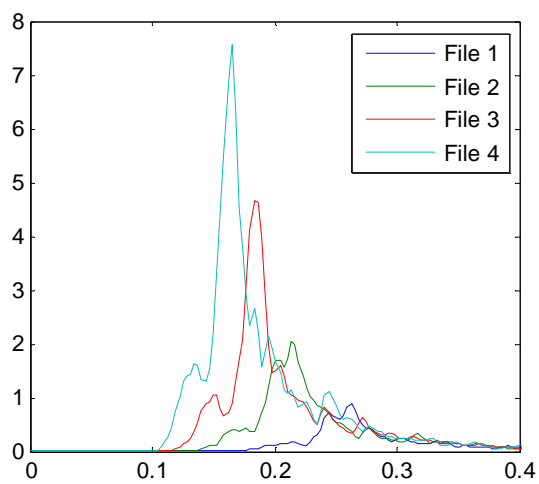
Signiffikant bølgehøyde: $H_s=1.0$ m Bølgeperiode: $T_p=4.0$ s



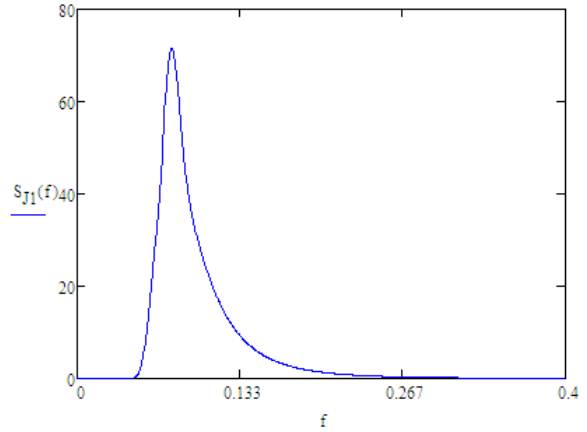
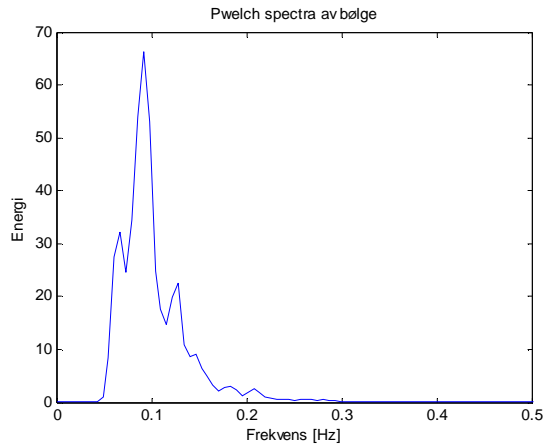
Sammenligning av bølgeserier: blå : $H_s=1.0\text{m}$, grønn: $H_s=1.5\text{m}$, rød: $H_s=2.0\text{m}$, turkis: $H_s=2.5\text{m}$



Sammenligning av de samme bølgene i frekvensspektrum, Welch (JONSWAP). Grafen til venstre er tatt ut fra FEDEM simulasjoner og grafen til høyre er JONSWAP spektra fra håndkalkulasjoner i Mathcad

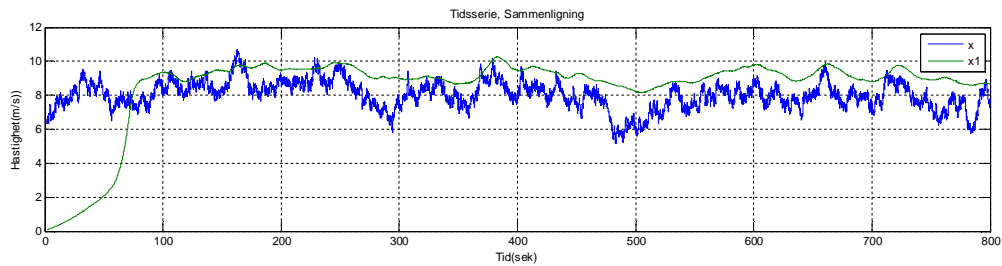


1 årsbølge, Hs 7.8m Tp 12.9sek. Grafen til venstre er tatt ut fra FEDEM simulasjon og grafen til høyre er fra håndkalkulasjoner av JONSWAP spektrum i Mathcad

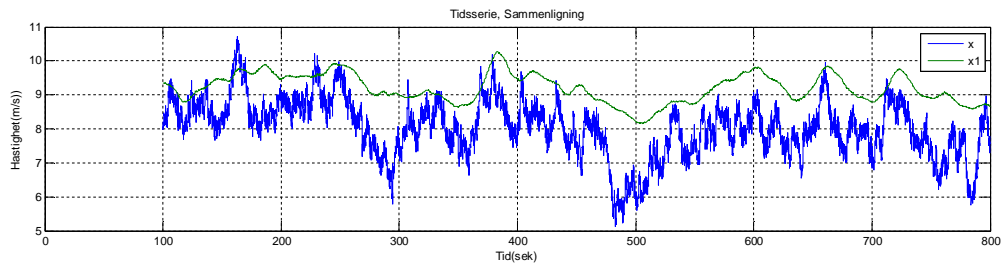


Vindens variasjon over en simulasjon på 800 sekund; Vindhastighet er blå graf og turbinhastigheten er grønn graf

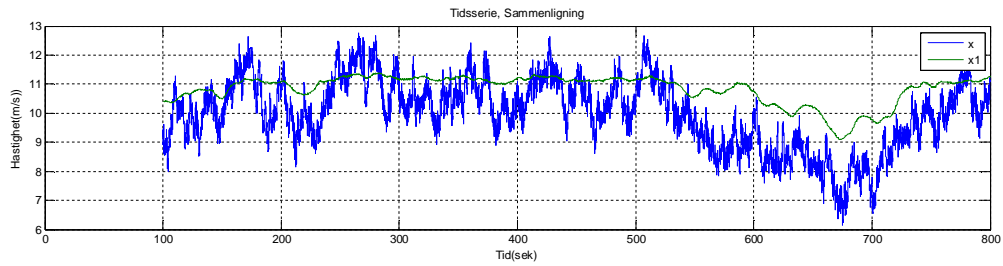
Vindhastighet 8m/s med oppstart turbin



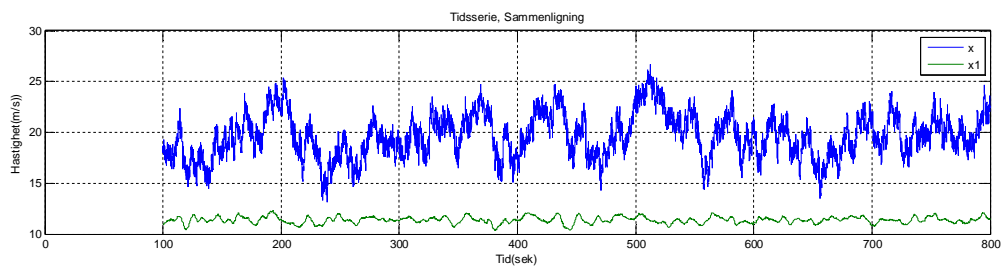
Vindhastighet 8m/s



Vindhastighet 10m/s

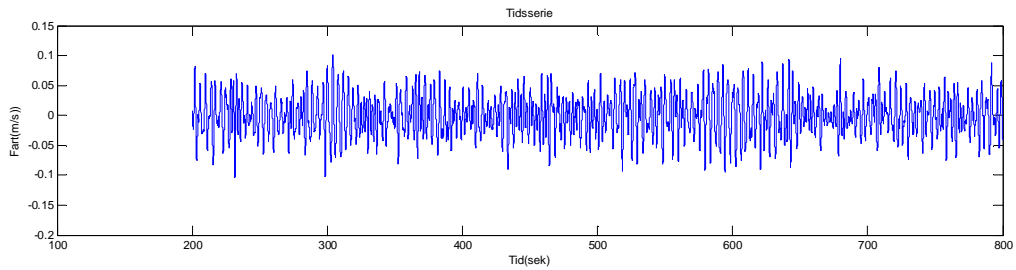


Vindhastighet 20 m/s

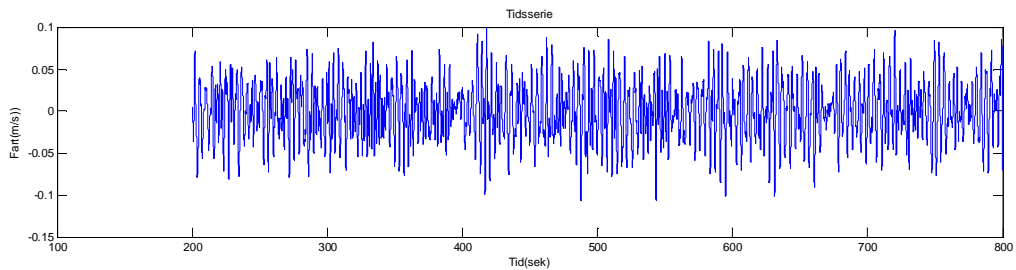


Bevegelsesfart i toppen av tårnet over en simulasjon på 800 sekund

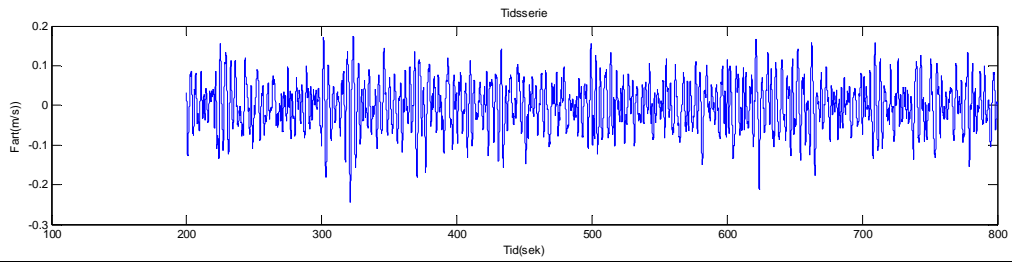
Vindhastighet 8m/s Tårnets hastighet i toppen, vindretning(X)



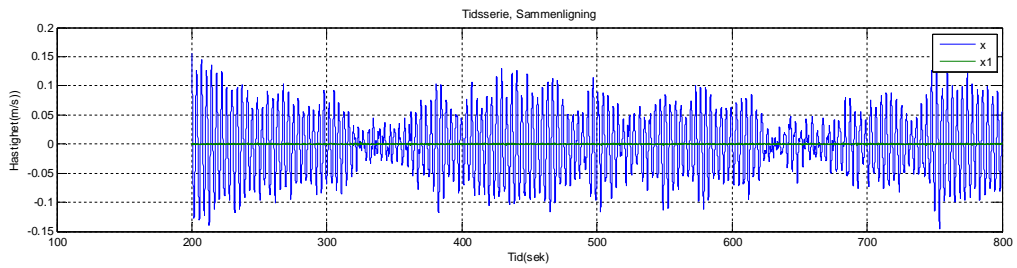
Vindhastighet 10m/s Tårnets hastighet i toppen, vindretning retning(X)



Vindhastighet 20m/s Tårnets hastighet i toppen, vindretning retning(X)

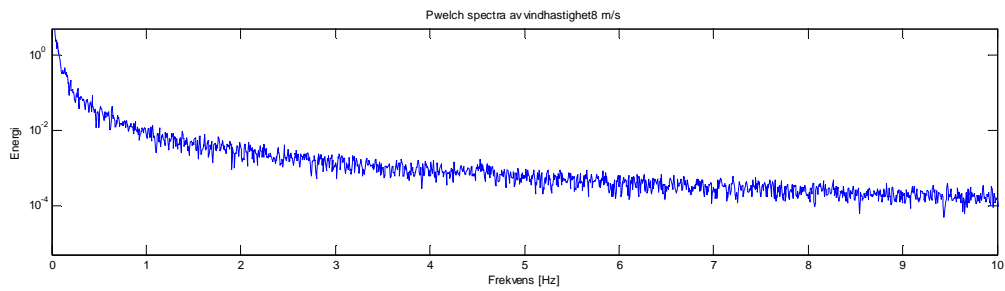


Vindhastighet 20m/s Tårnets hastighet i toppen, horisontal retning(Y-blå, Z-grønn)

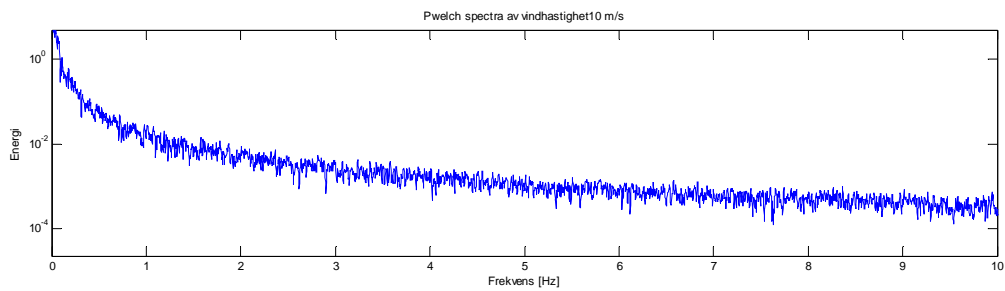


Energispektrum mhp. Frekvens for de forskjellige vindhastighetene

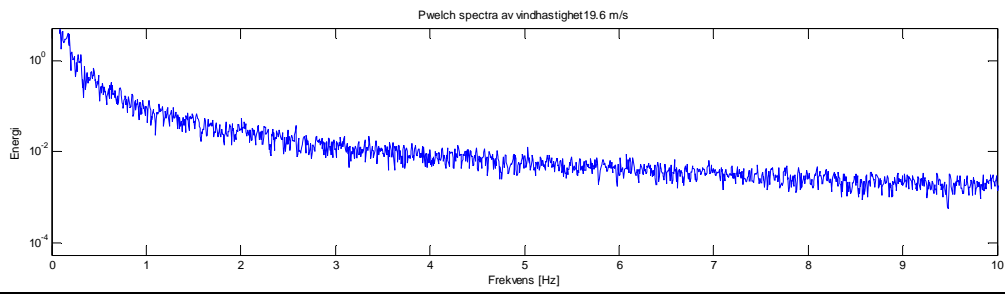
Vindspektra, 8m/s vindhastighet



Vindspektra, 10m/s vindhastighet



Vindspektra, 20m/s vindhastighet



APPENDIX B

Tårnets respons fra forskjellige simulasjoner, vist i tidsdomene og frekvensdomene

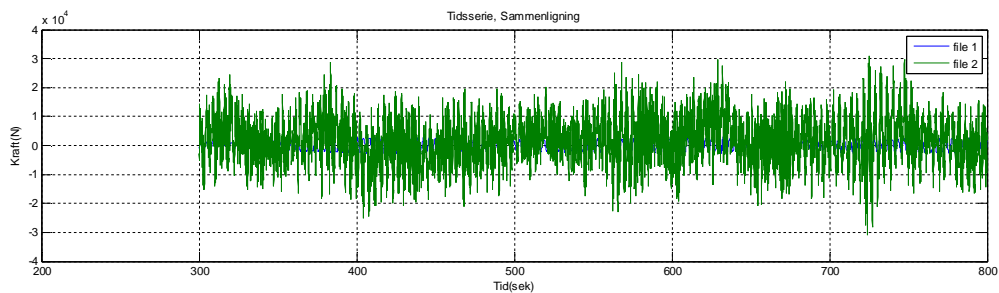
(NB! Feil i retninger ved tårnbase. Y-retning blir normalt på vindretningen, z-retning blir vertikal retning)

Vind 8m/s

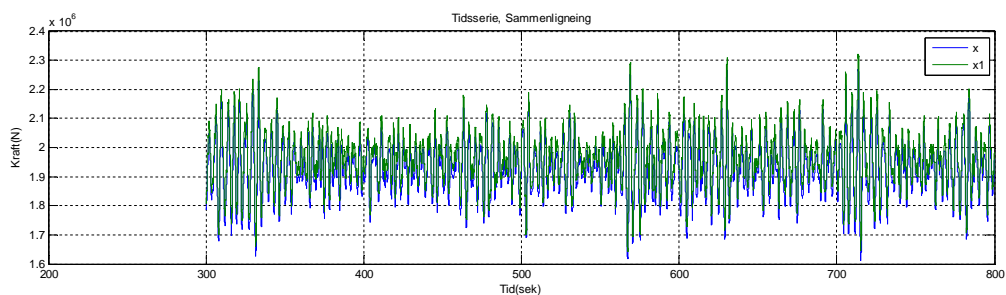
Sammenligning av tidsserier og energispektrum med og uten vind: Vindhastighet 8m/s Signifikkant bølgehøyde 1,0m Bølgeperiode 4,0sek. Samme vind og bølgeretning. Vindretning= Y, 90 grader på vindretning= Z, Tårnets aksialretning= X. Blå graf er kun bølger og grønn graf er kombinert:

Tidsdomene

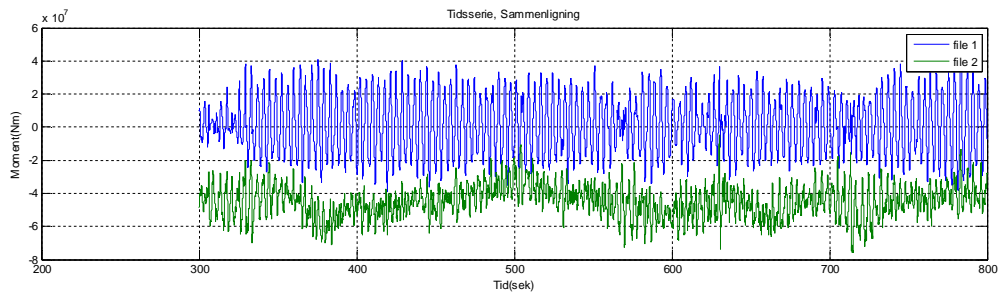
Kraft Tårnbase, Y-retning:



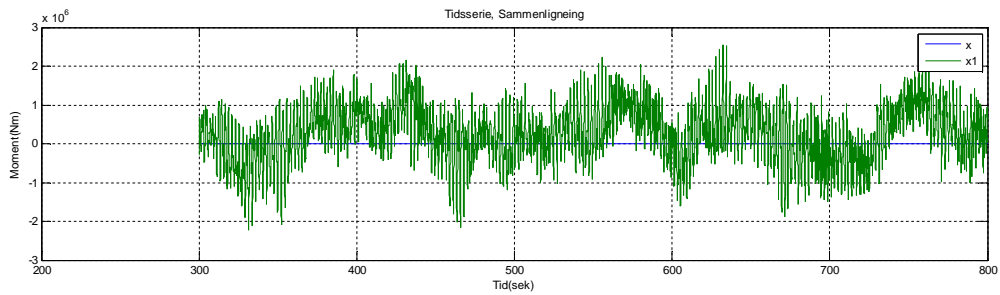
Kraft Tårnbase, Z-retning:



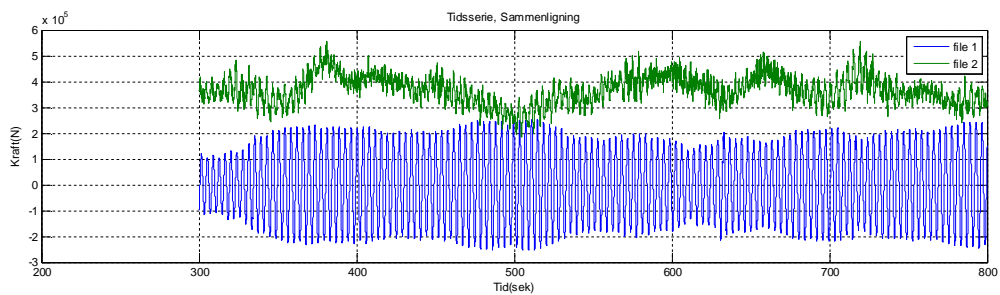
Moment Tårnbase, Y-retning:



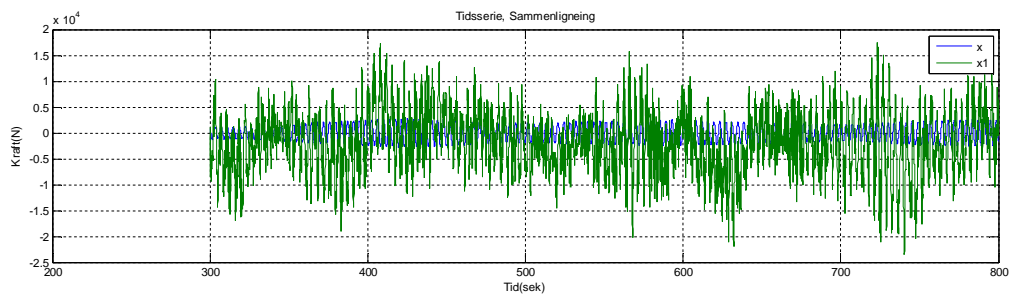
Moment Tårnbase, Z-retning:



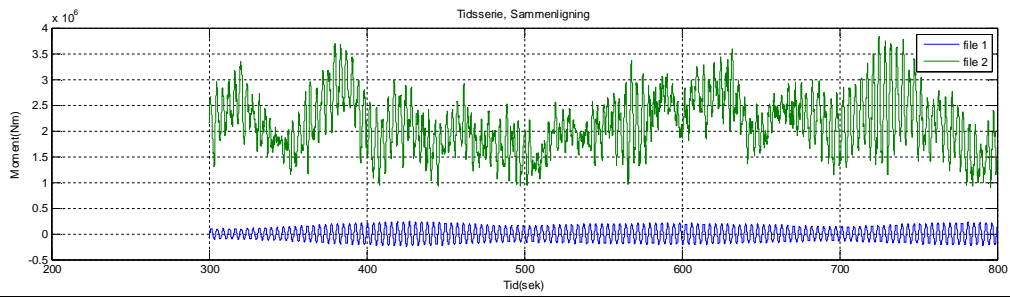
Kraft Overgangsstykke til tårn, Y-retning:



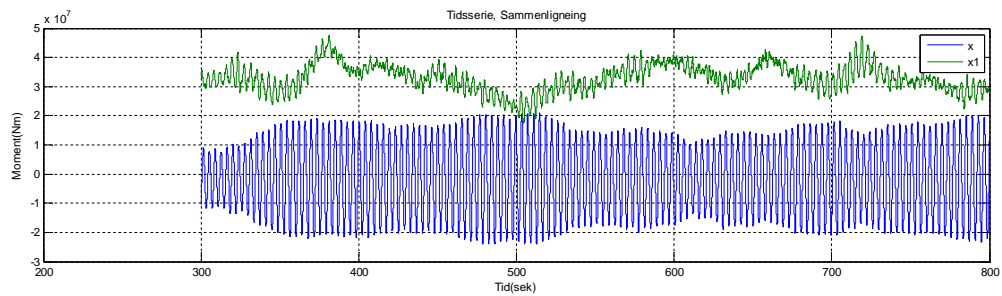
Kraft Overgangsstykke til tårn, Z-retning:



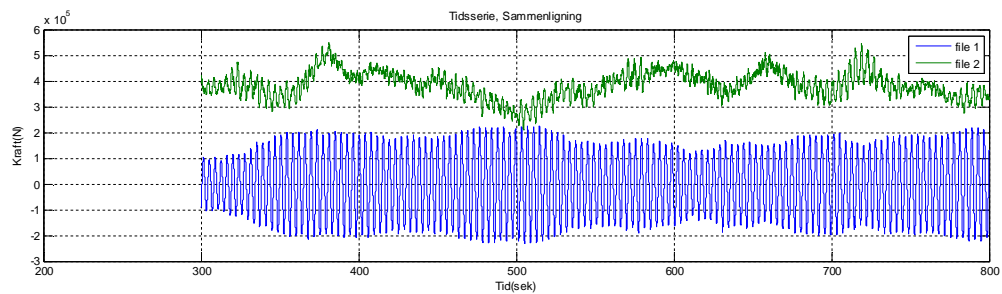
Moment Overgangsstykke til tårn Y-retning



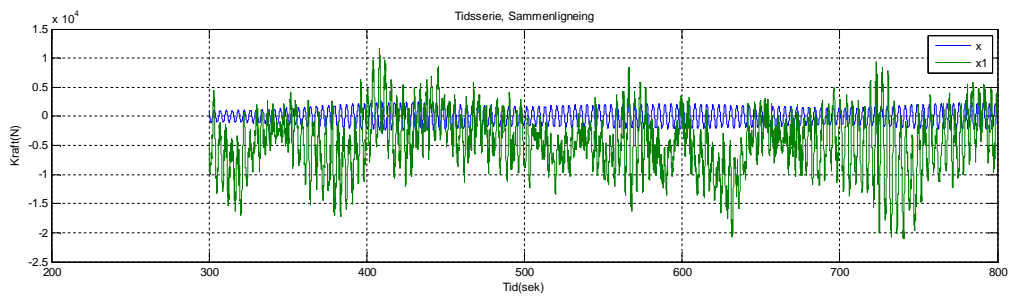
Moment Overgangsstykke tårn Z-retning



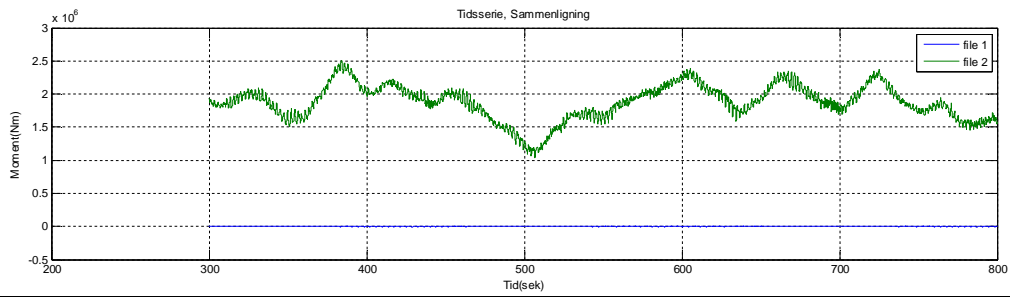
Kraft Topp av tårn Y-retning



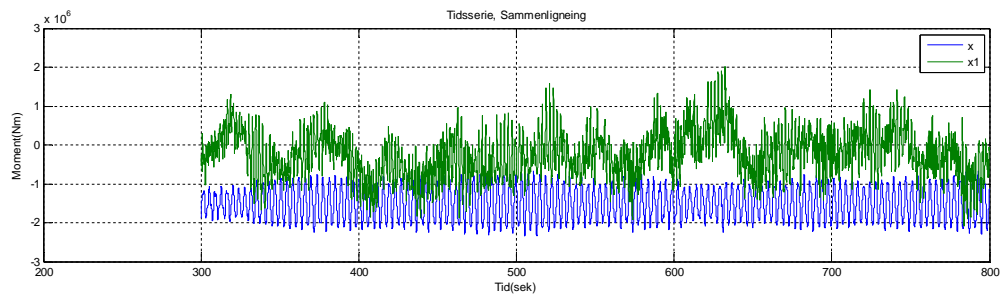
Kraft Topp av tårn Z-retning



Moment Topp av tårn Y-retning

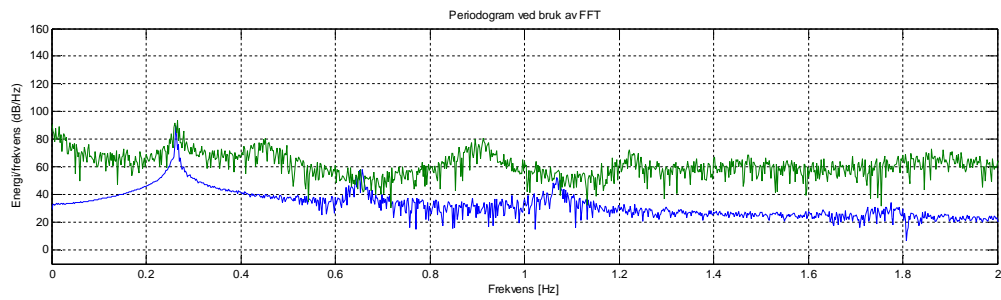


Moment Topp av tårn Z-retning

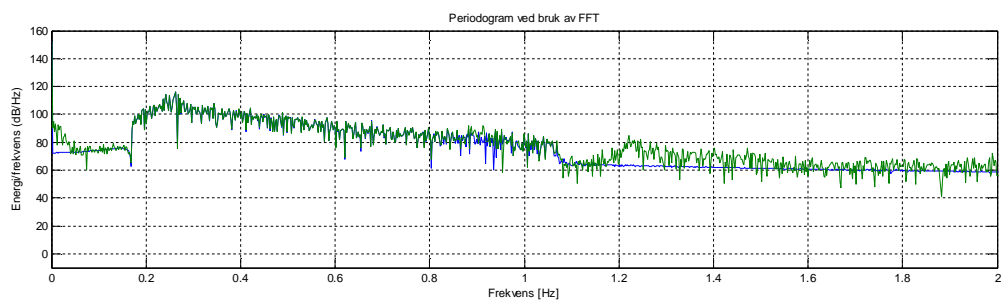


Frekvensdomene

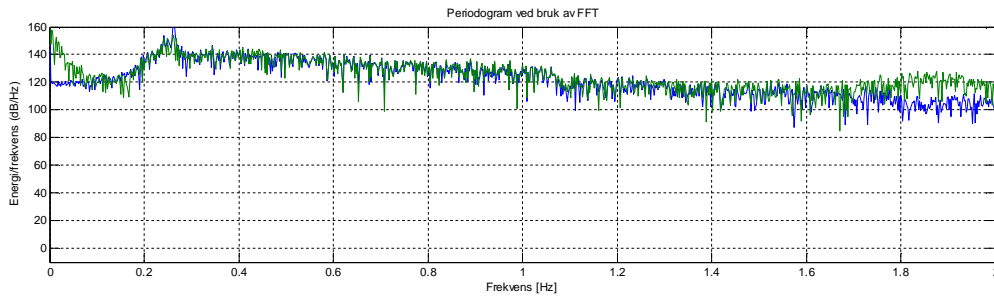
Kraft Tårnbase, Y-retning:



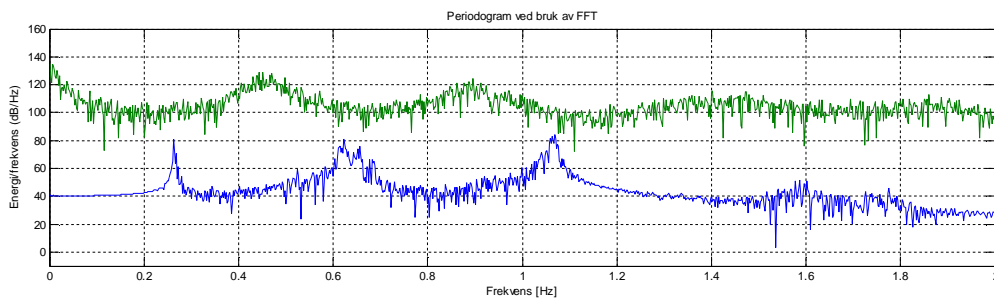
Kraft Tårnbase, Z-retning:



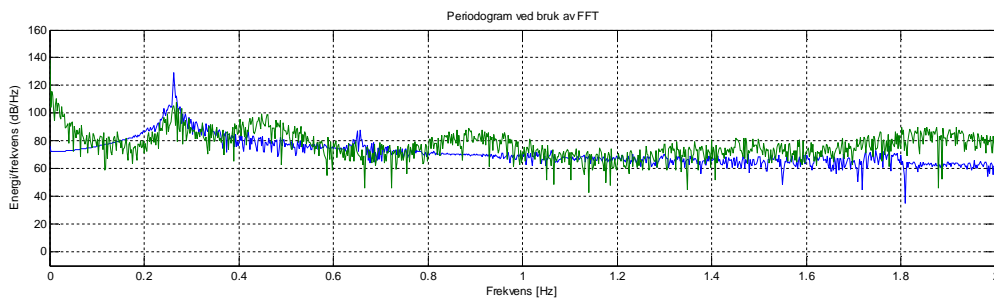
Moment Tårnbase, Y-retning:



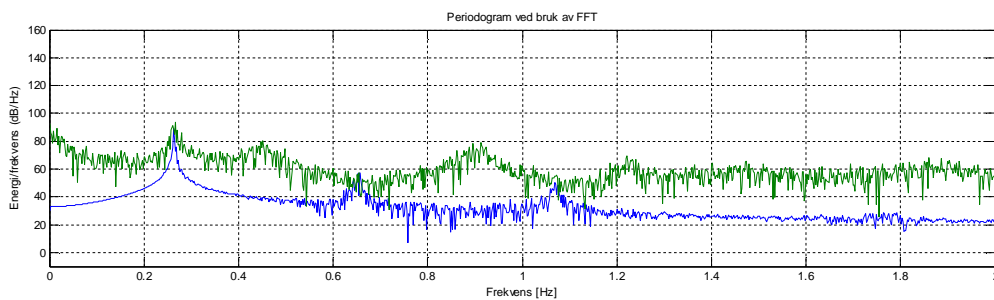
Moment Tårnbase, Z-retning:



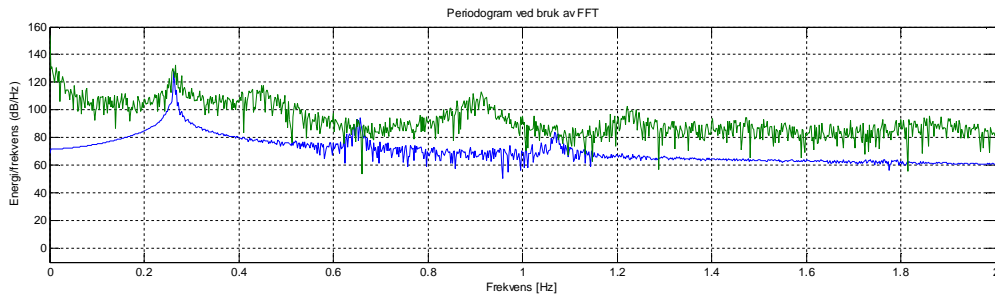
Kraft Overgangsstykke til tårn, Y-retning:



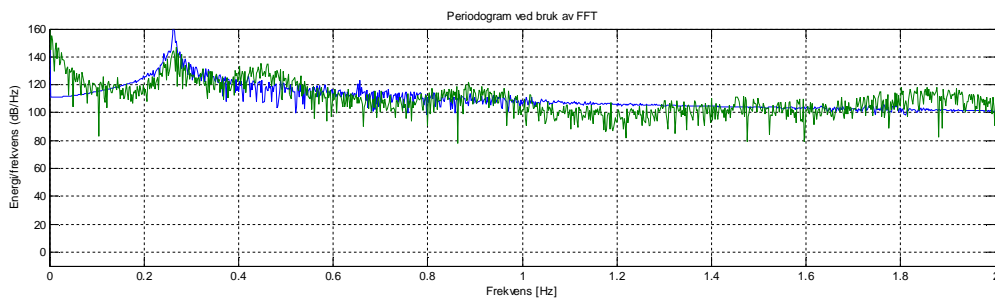
Kraft Overgangsstykke til tårn, Z-retning:



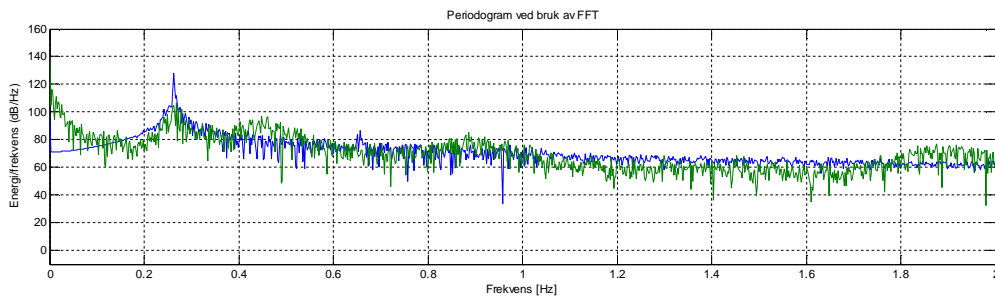
Moment Overgangsstykke til tårn Y-retning



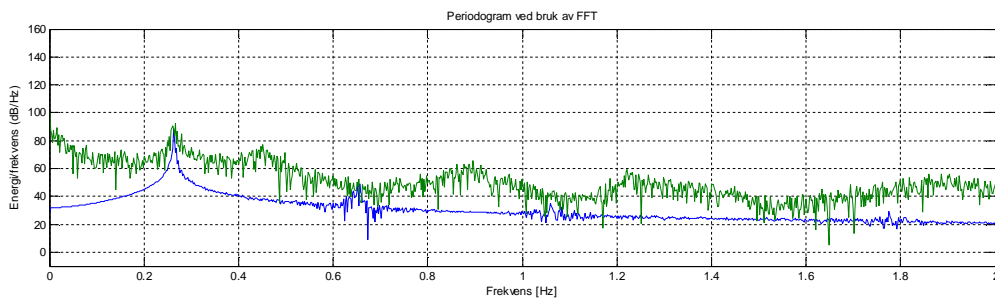
Moment Overgangsstykke tårn Z-retning



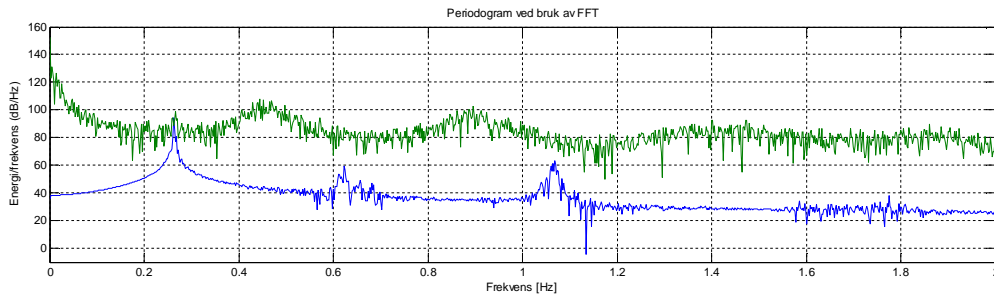
Kraft Topp av tårn Y-retning



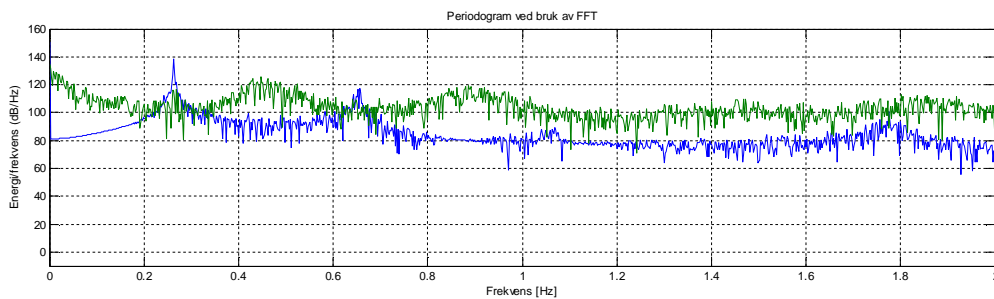
Kraft Topp av tårn Z-retning



Moment Topp av tårn Y-retning



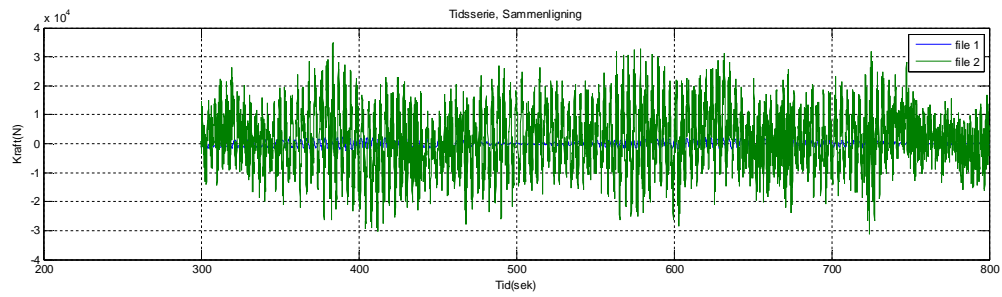
Moment Topp av tårn Z-retning



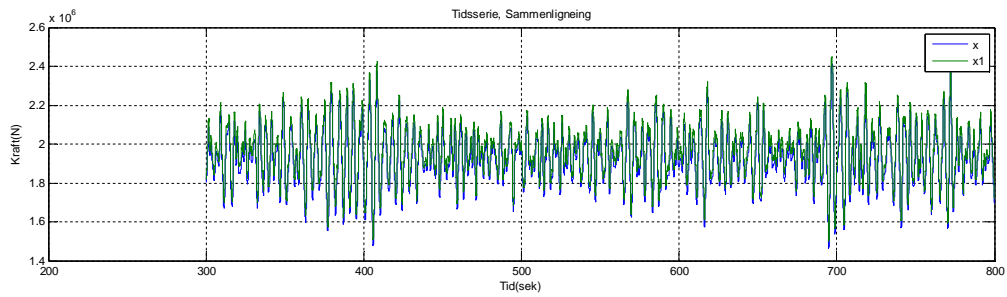
Sammenligning av tidsserier og energispektrum med og uten vind: Vindhastighet 8m/s Signifikant bølgehøyde 1,5m Bølgeperiode 4,899sek. Samme vind og bølgeretning. Vindretning= Y, 90 grader på vindretning= Z, Tårnets aksialretning= X. Blå graf er kun bølger og grønn graf er kombinert:

Tidsdomene

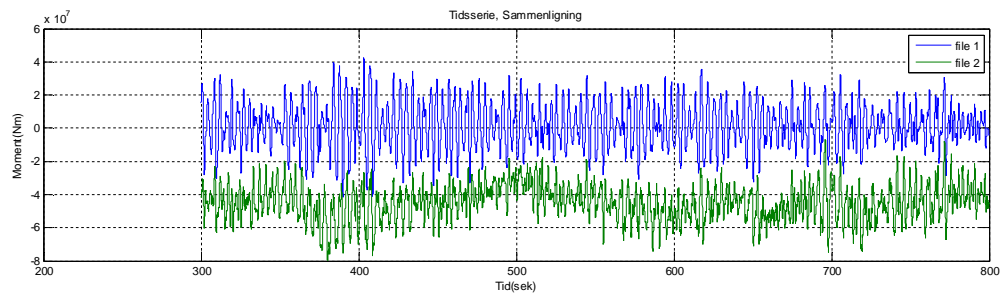
Kraft Tårnbase, Y-retning:



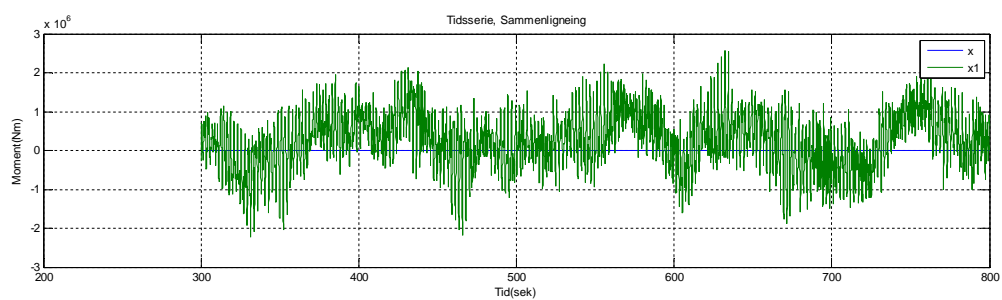
Kraft Tårnbase, Z-retning:



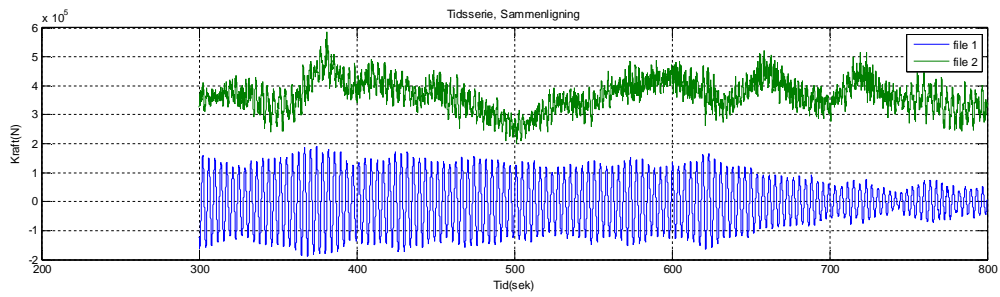
Moment Tårnbase, Y-retning:



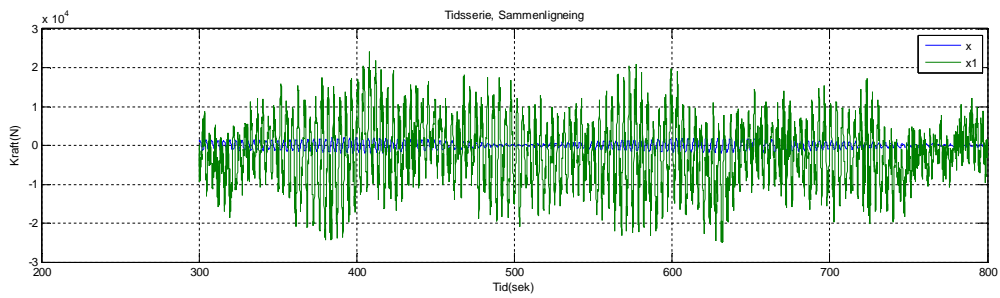
Moment Tårnbase, Z-retning:



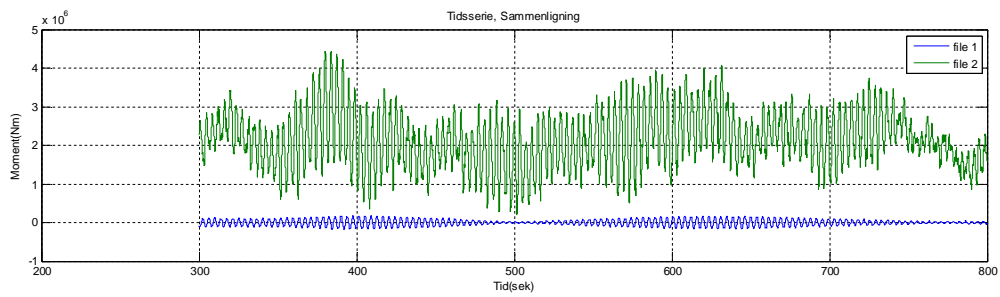
Kraft Overgangsstykke til tårn, Y-retning:



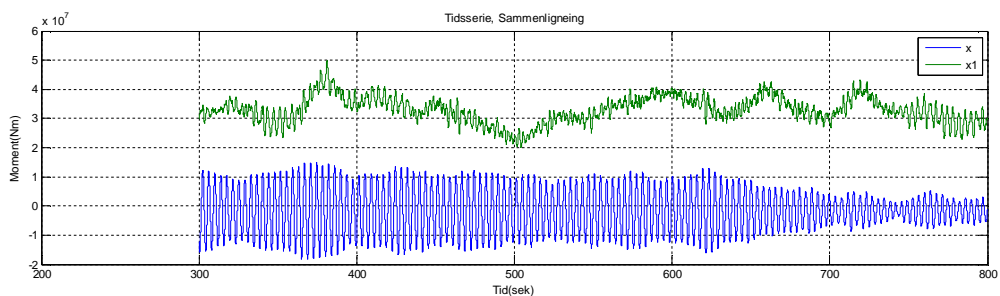
Kraft Overgangsstykke til tårn, Z-retning:



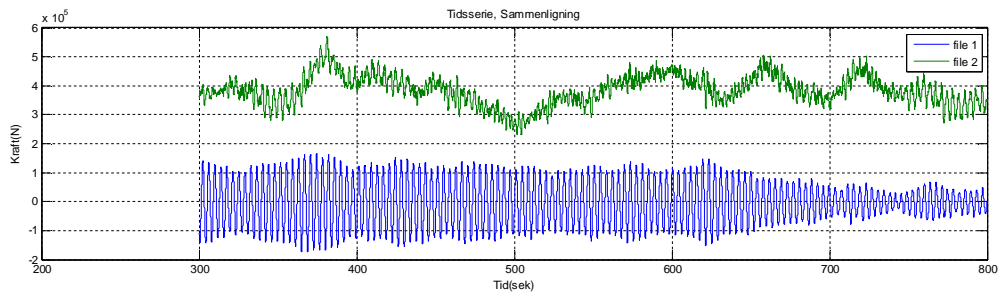
Moment Overgangsstykke til tårn Y-retning



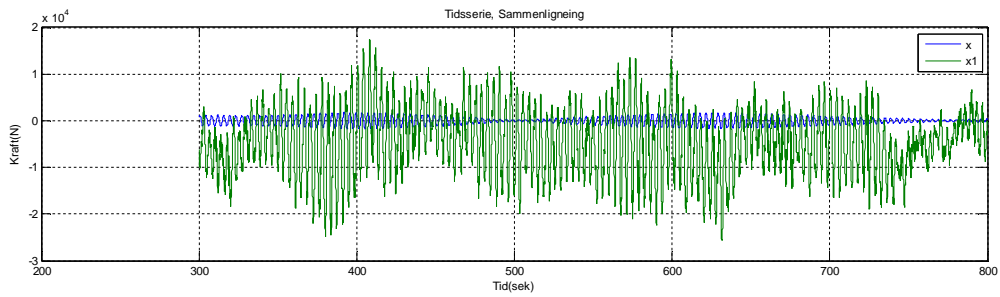
Moment Overgangsstykke tårn Z-retning



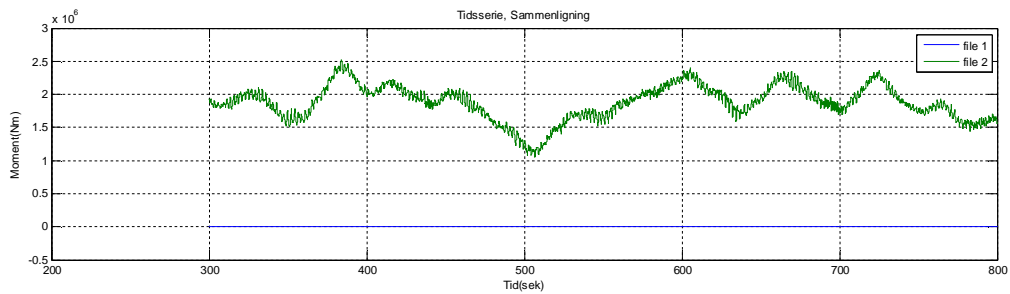
Kraft Topp av tårn Y-retning



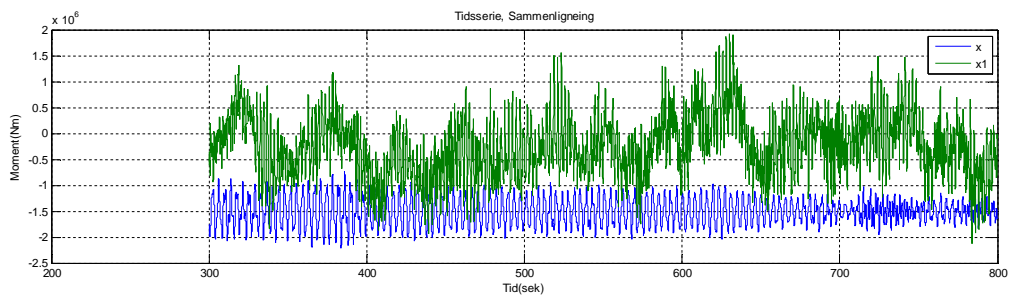
Kraft Topp av tårn Z-retning



Moment Topp av tårn Y-retning

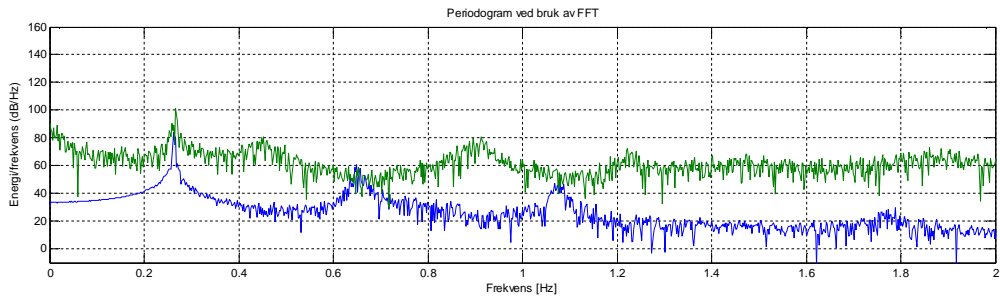


Moment Topp av tårn Z-retning

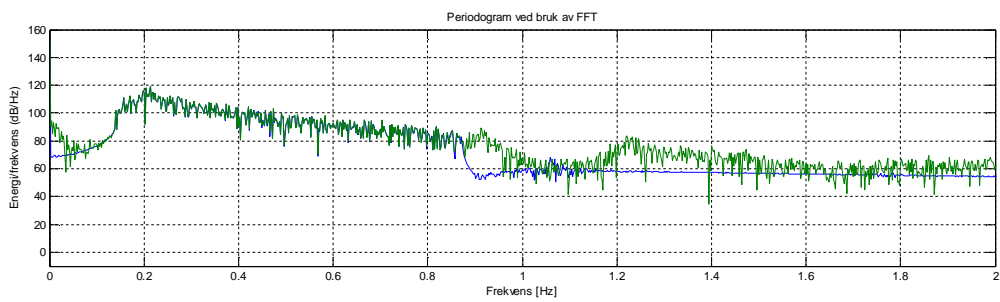


Frekvensdomene

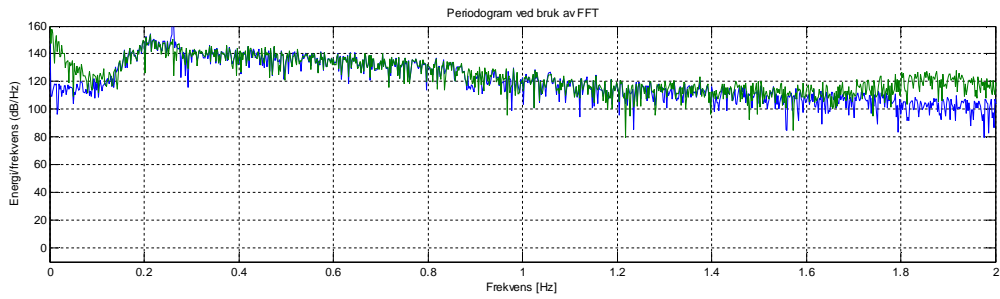
Kraft Tårnbase, Y-retning:



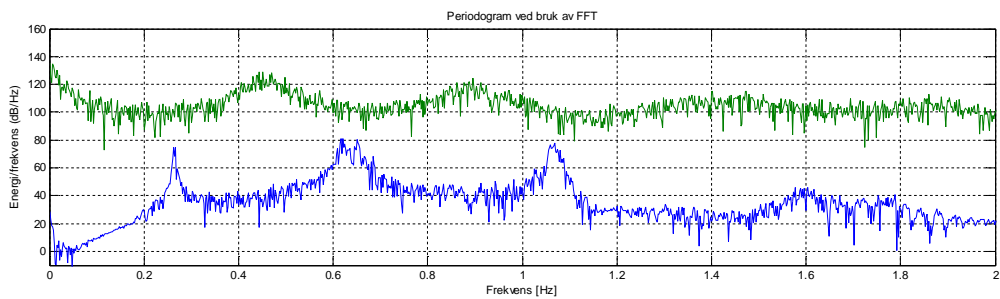
Kraft Tårnbase, Z-retning:



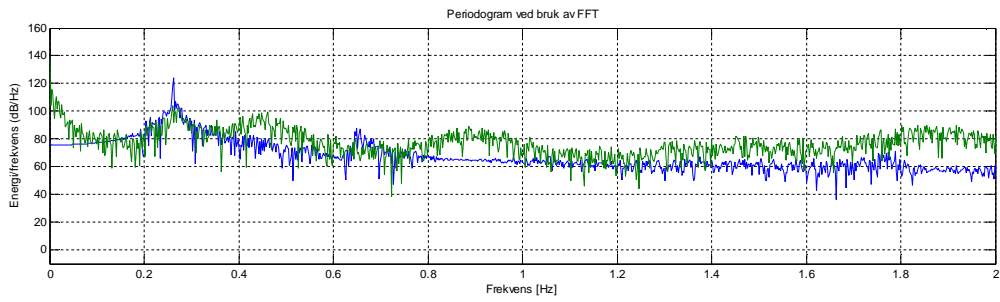
Moment Tårnbase, Y-retning:



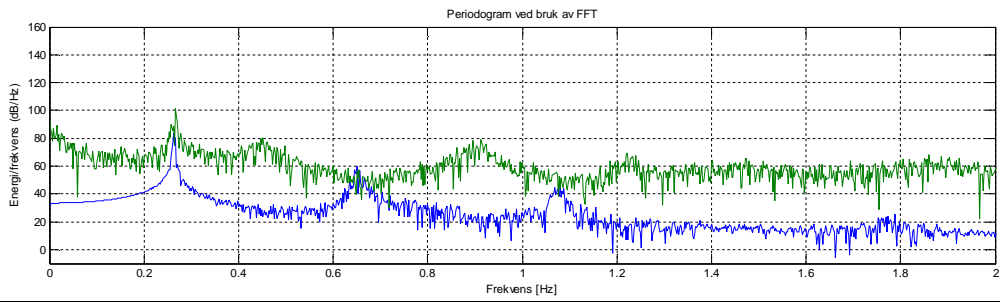
Moment Tårnbase, Z-retning:



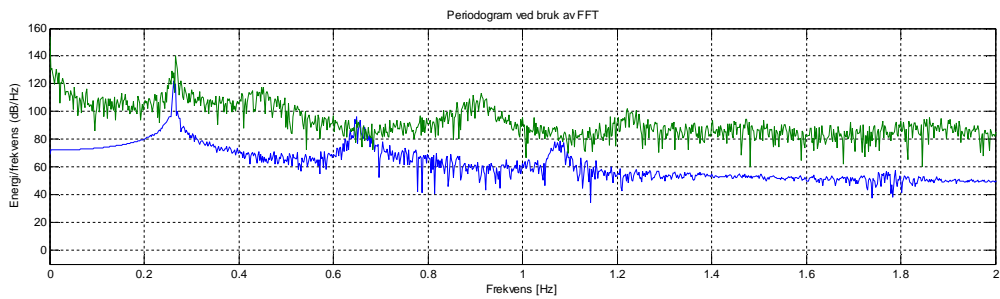
Kraft Overgangsstykke til tårn, Y-retning:



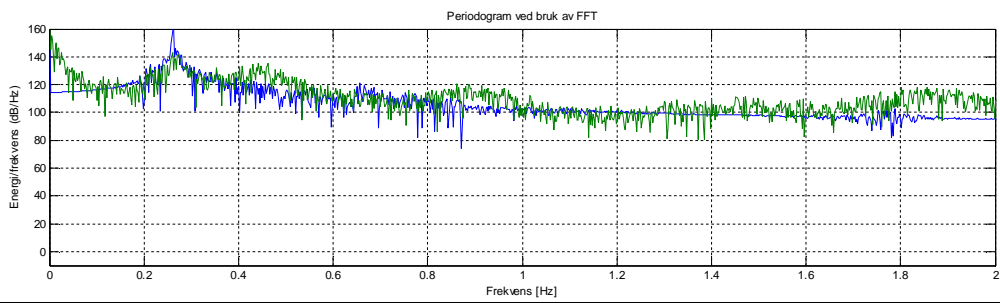
Kraft Overgangsstykke til tårn, Z-retning:



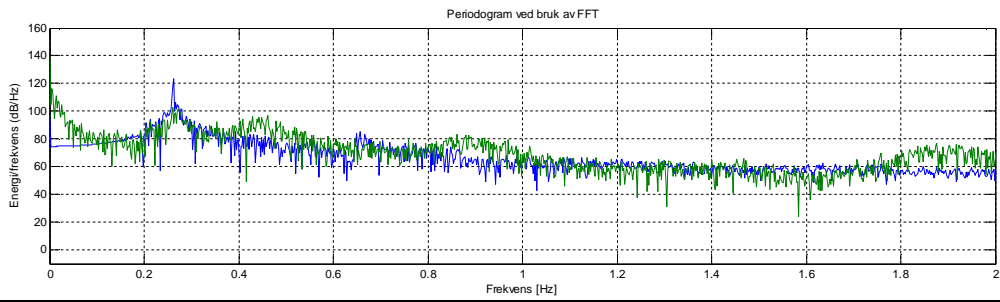
Moment Overgangsstykke til tårn Y-retning



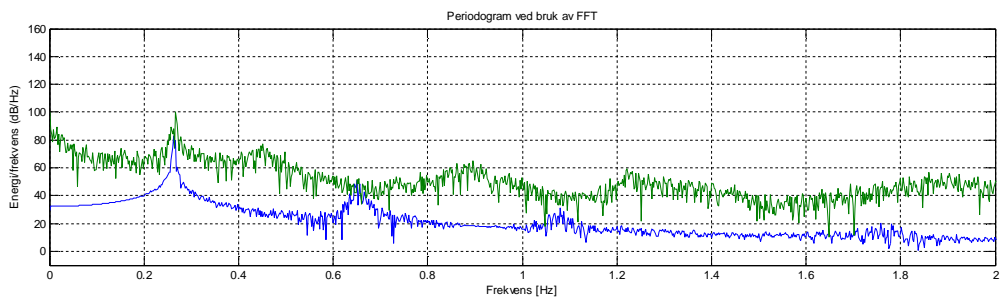
Moment Overgangsstykke tårn Z-retning



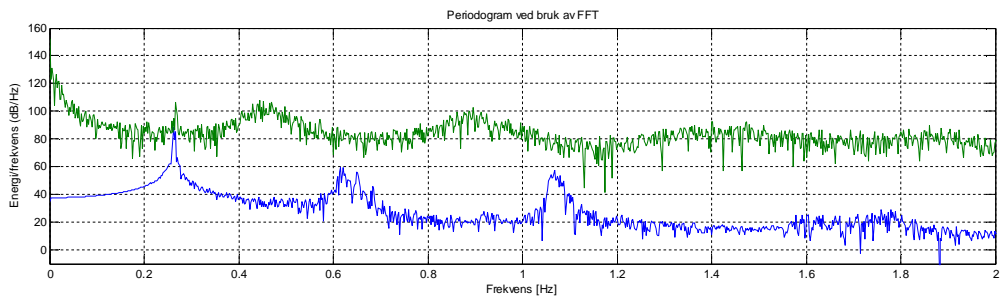
Kraft Topp av tårn Y-retning



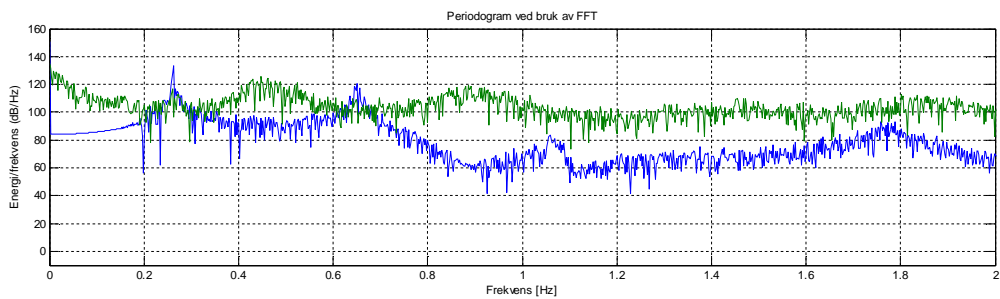
Kraft Topp av tårn Z-retning



Moment Topp av tårn Y-retning



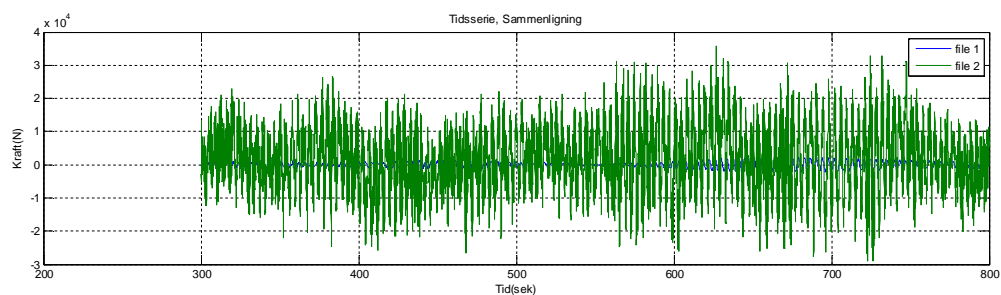
Moment Topp av tårn Z-retning



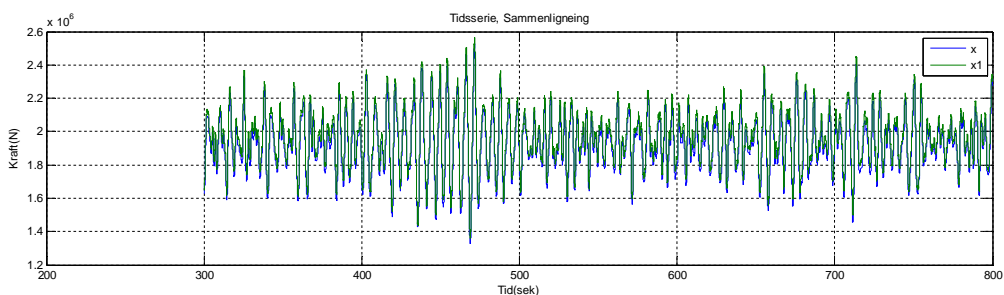
Sammenligning av tidsserier og energispektrum med og uten vind: Vindhastighet 8m/s Signiffikant bølgehøyde 2,0m Bølgeperiode 5.657sek. Samme vind og bølgeretning. Vindretning= Y, 90 grader på vindretning= Z, Tårnets aksialretning= X. Blå graf er kun bølger og grønn graf er kombinert:

Tidsdomene

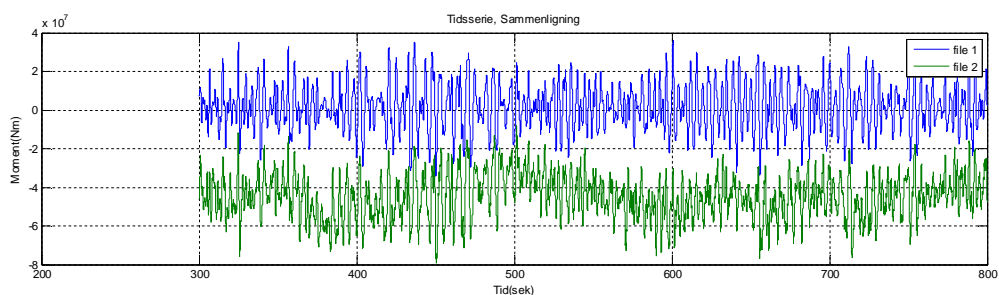
Kraft Tårnbase, Y-retning:



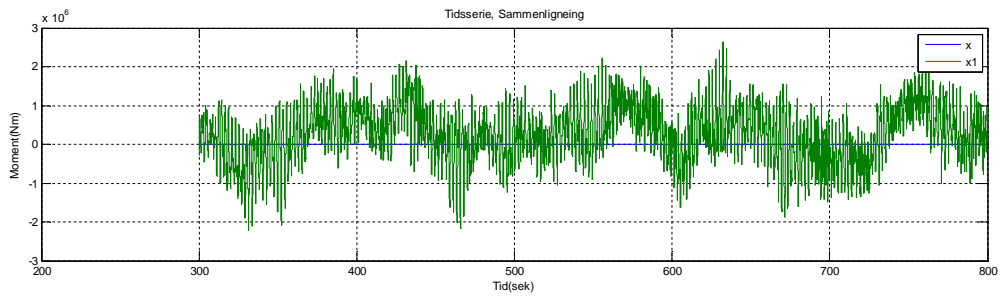
Kraft Tårnbase, Z-retning:



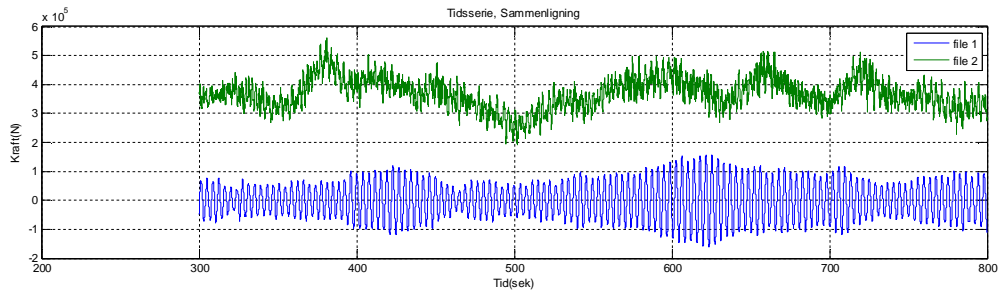
Moment Tårnbase, Y-retning:



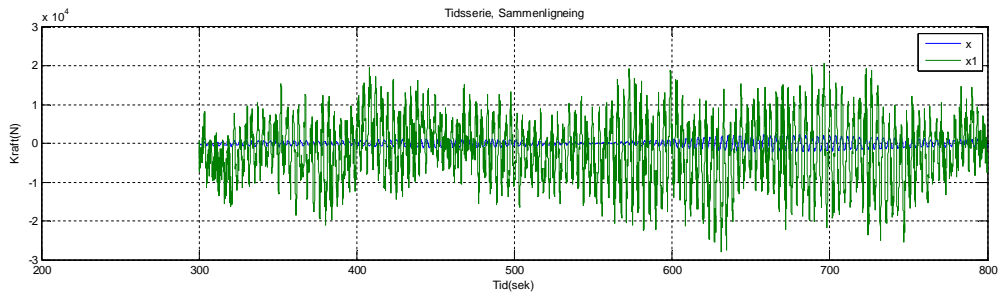
Moment Tårnbase, Z-retning:



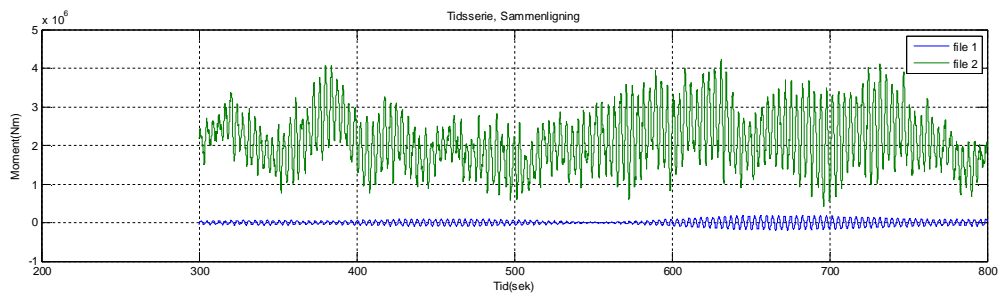
Kraft Overgangsstykke til tårn, Y-retning:



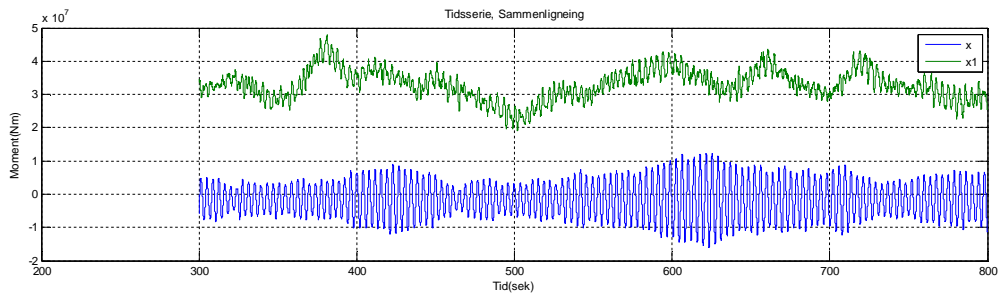
Kraft Overgangsstykke til tårn, Z-retning:



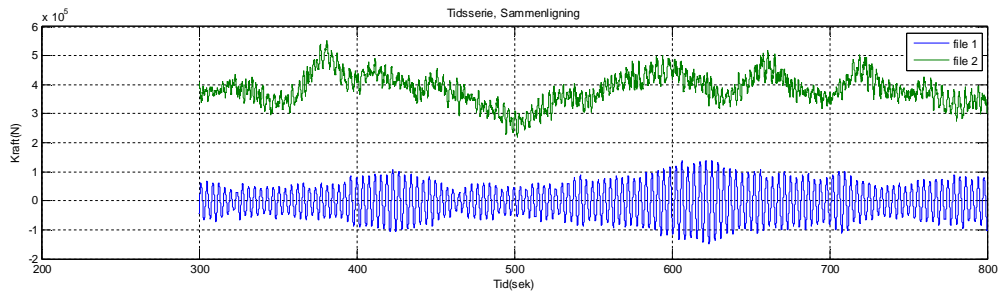
Moment Overgangsstykke til tårn Y-retning



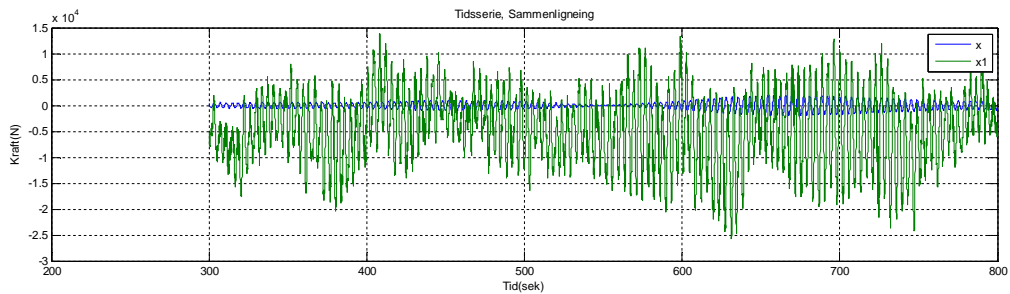
Moment Overgangsstykke tårn Z-retning



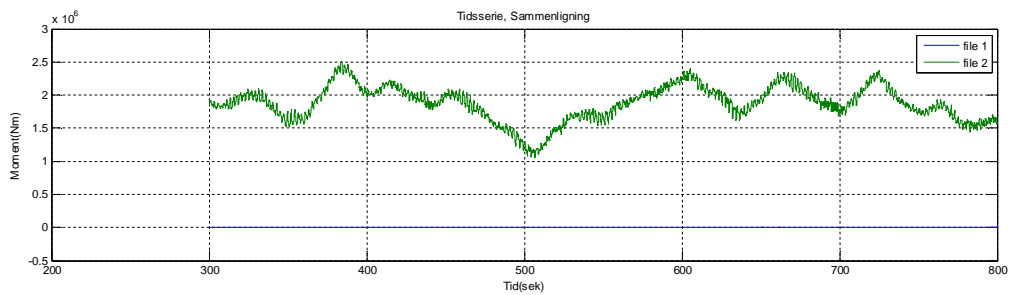
Kraft Topp av tårn Y-retning



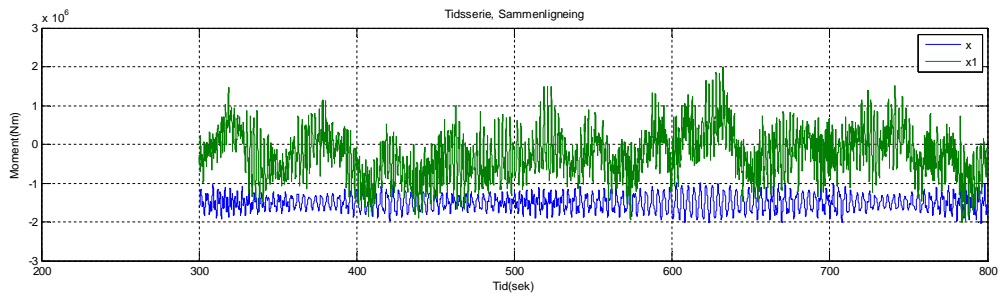
Kraft Topp av tårn Z-retning



Moment Topp av tårn Y-retning

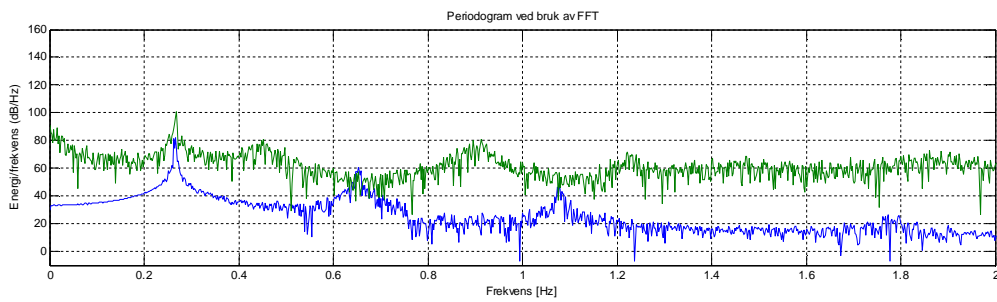


Moment Topp av tårn Z-retning

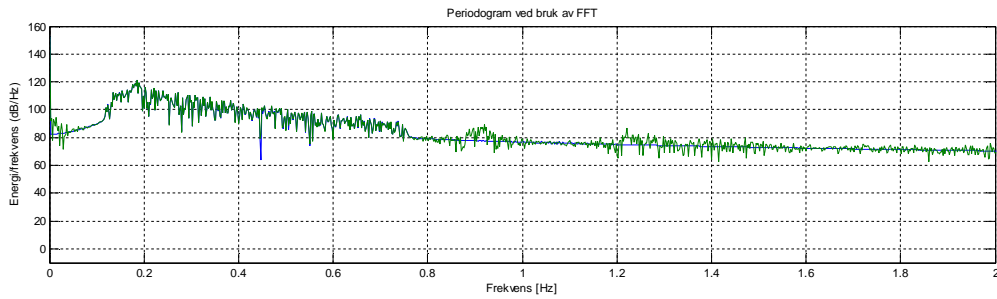


Frekvensdomene

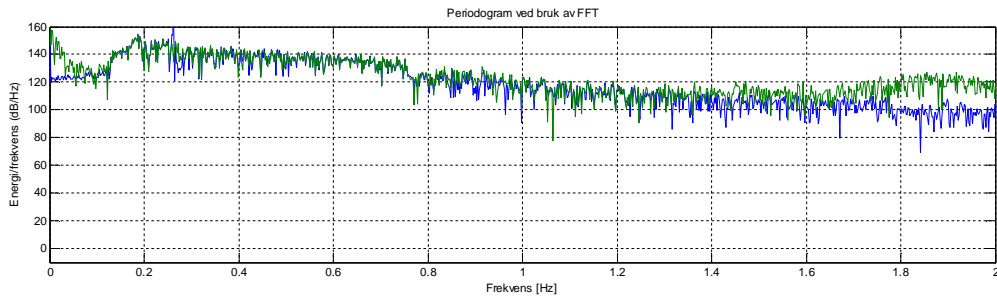
Kraft Tårnbase, Y-retning:



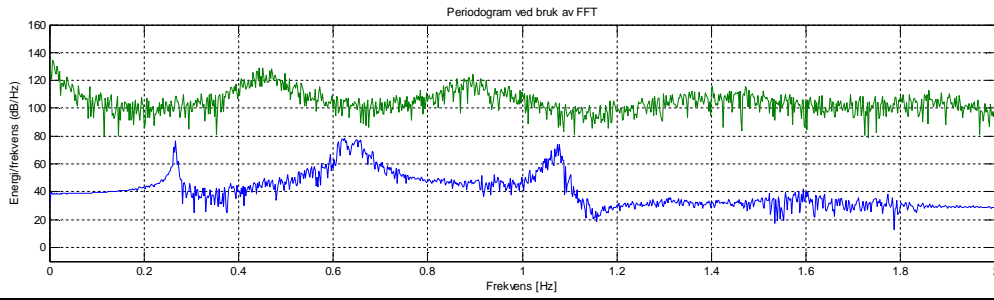
Kraft Tårnbase, Z-retning:



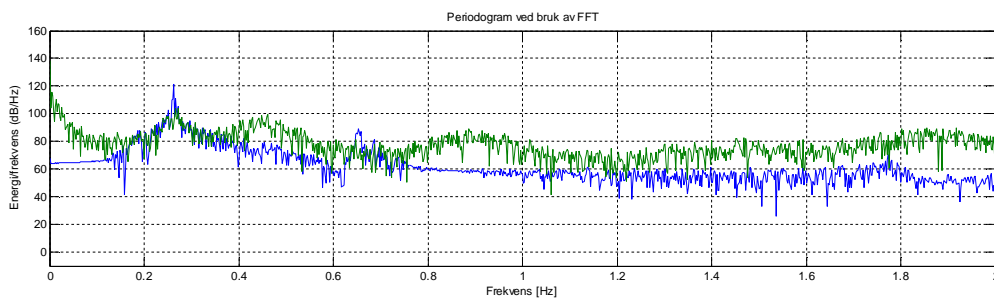
Moment Tårnbase, Y-retning:



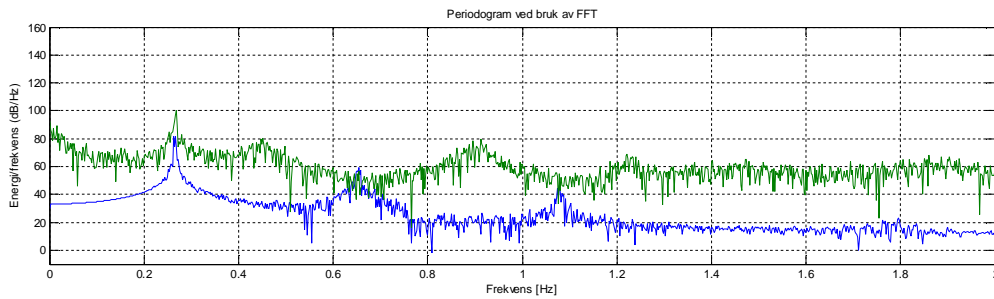
Moment Tårnbase, Z-retning:



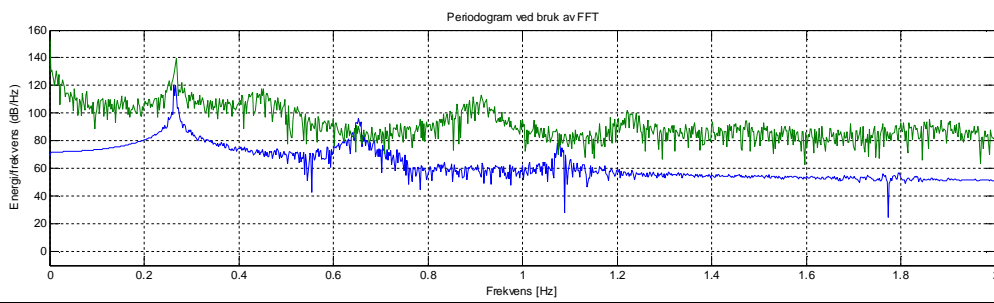
Kraft Overgangsstykke til tårn, Y-retning:



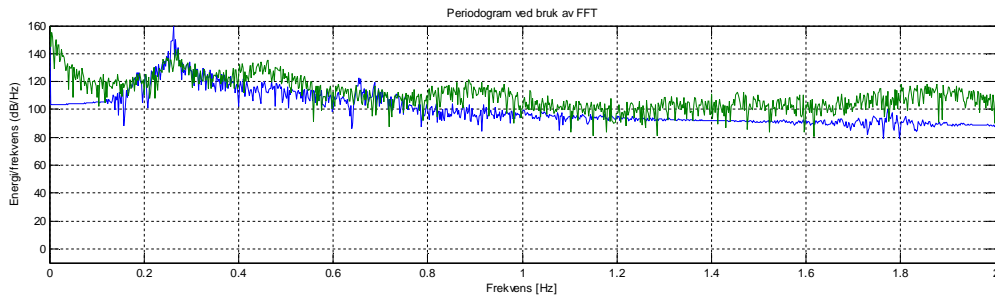
Kraft Overgangsstykke til tårn, Z-retning:



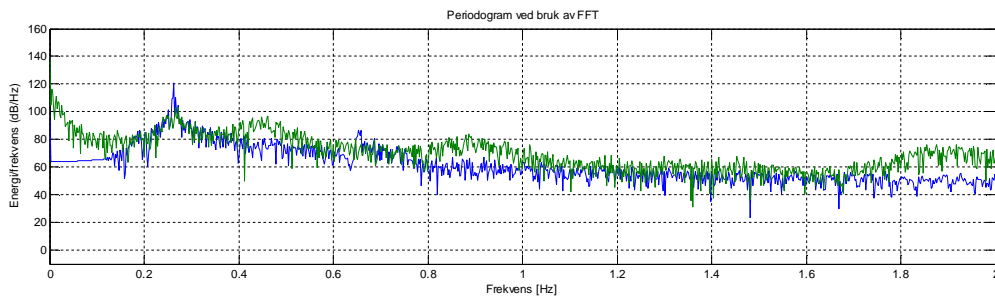
Moment Overgangsstykke til tårn Y-retning



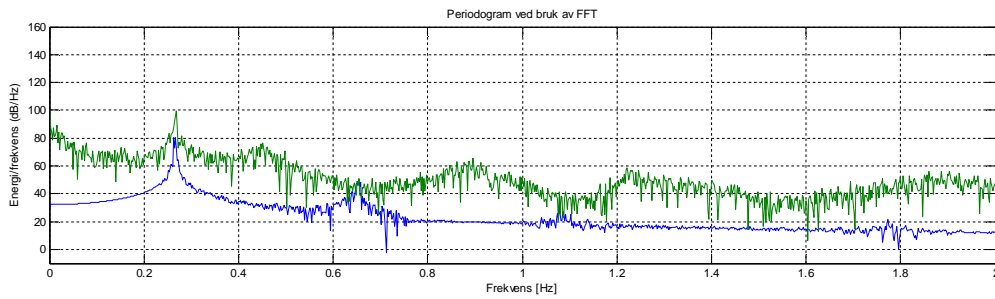
Moment Overgangsstykke tårn Z-retning



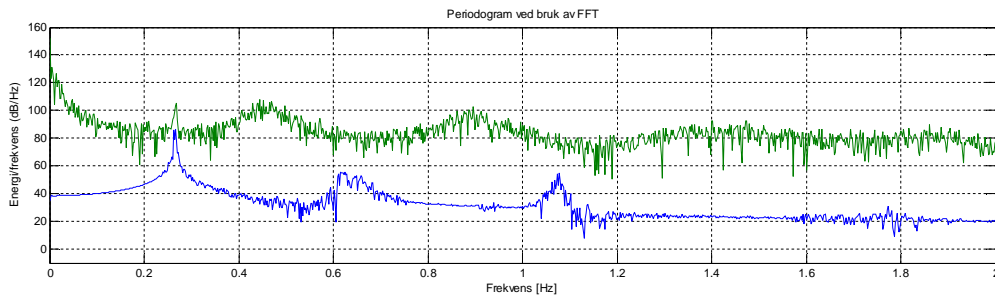
Kraft Topp av tårn Y-retning



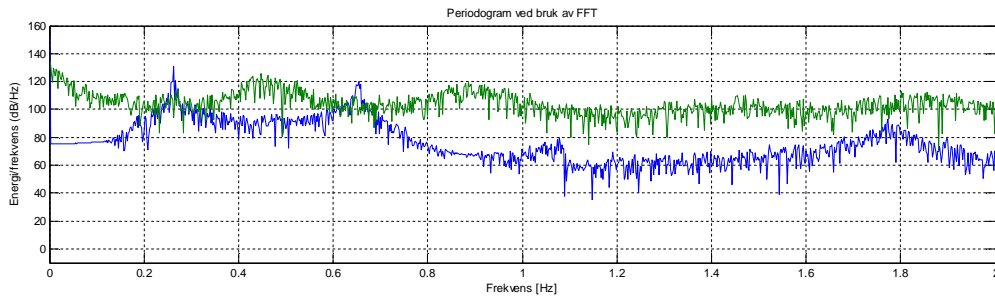
Kraft Topp av tårn Z-retning



Moment Topp av tårn Y-retning



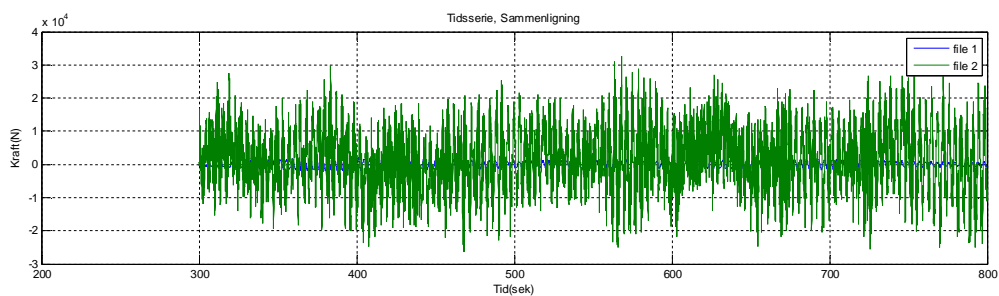
Moment Topp av tårn Z-retning



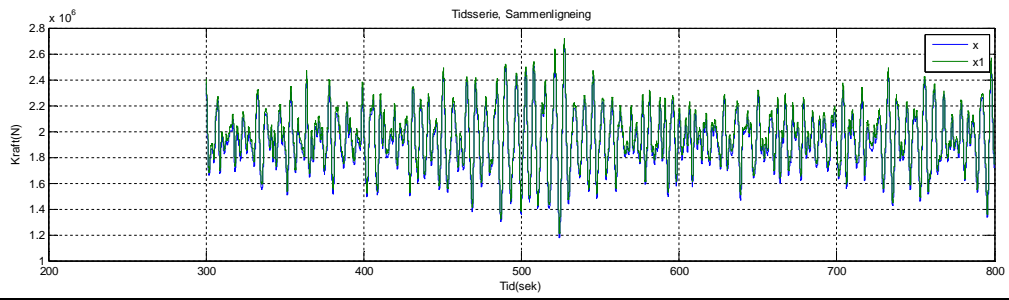
Sammenligning av tidsserier og energispektrum med og uten vind: Vindhastighet 8m/s Signifikant bølgehøyde 2,5m Bølgeperiode 6.325sek. Samme vind og bølgeretning. Vindretning= Y, 90 grader på vindretning= Z, Tårnets aksialretning= X. Blå graf er kun bølger og grønn graf er kombinert:

Tidsdomene

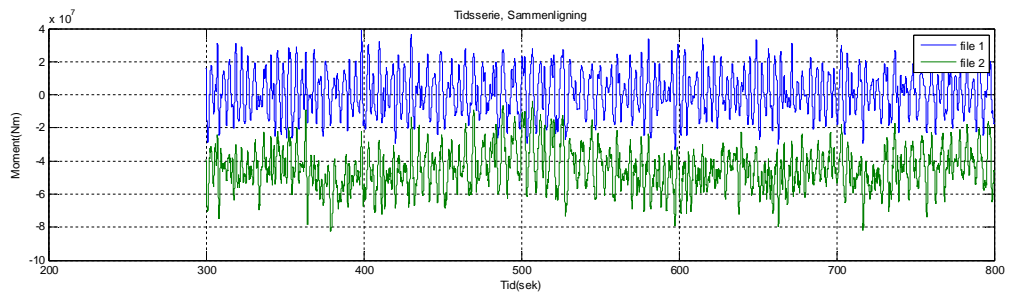
Kraft Tårnbase, Y-retning:



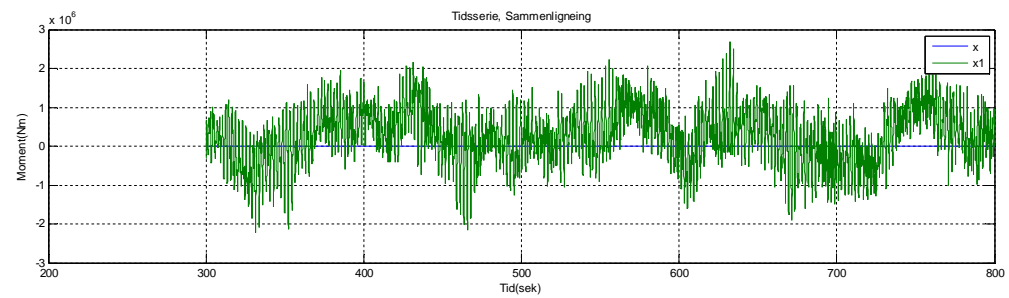
Kraft Tårnbase, Z-retning:



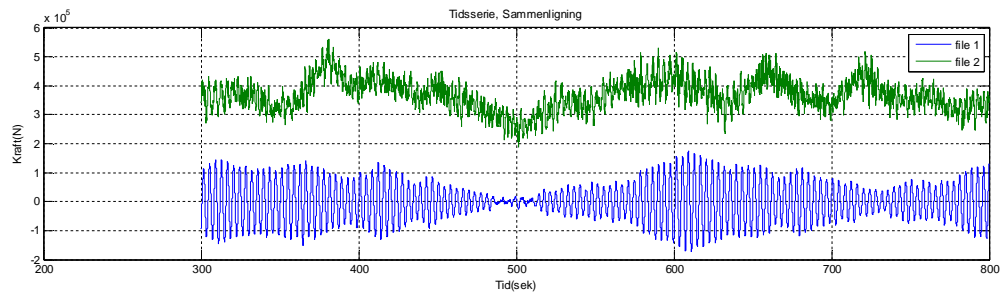
Moment Tårnbase, Y-retning:



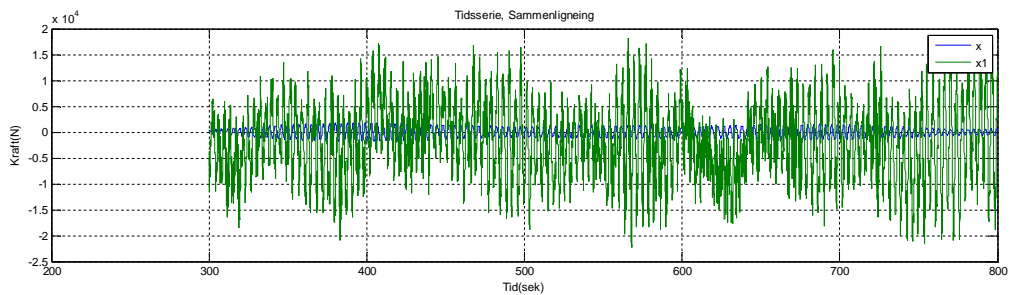
Moment Tårnbase, Z-retning:



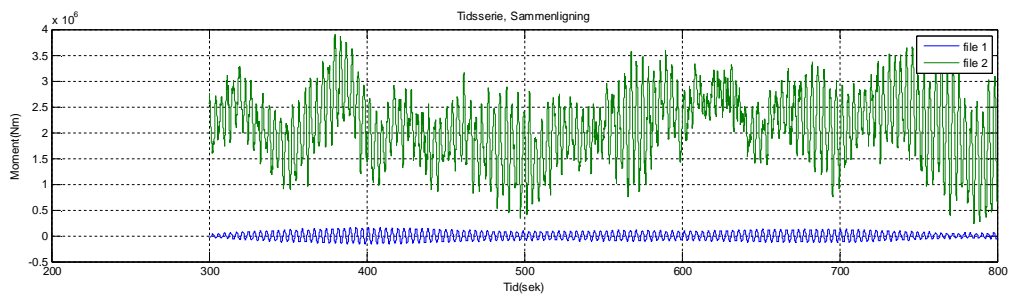
Kraft Overgangsstykke til tårn, Y-retning:



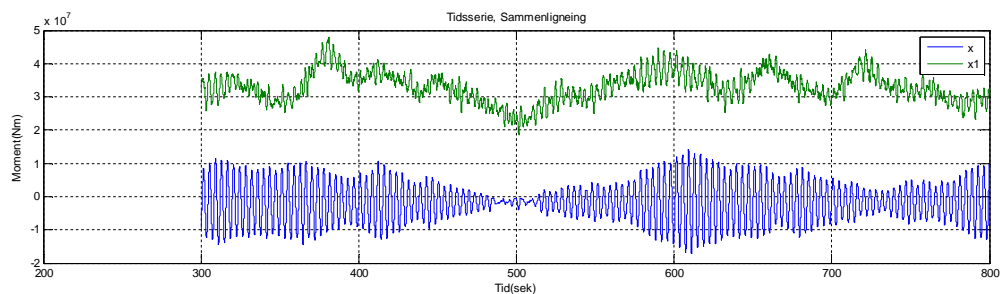
Kraft Overgangsstykke til tårn, Z-retning:



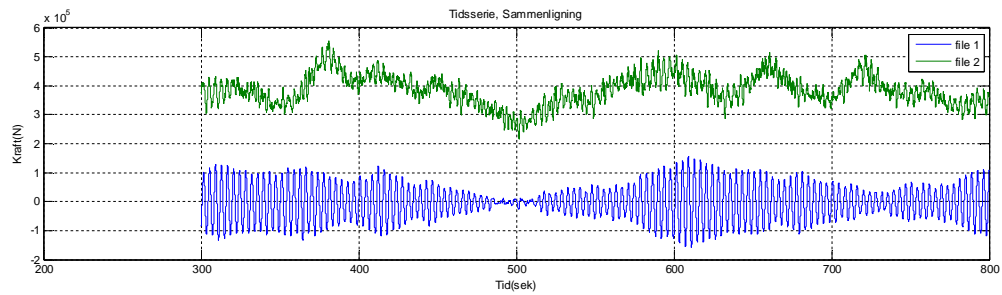
Moment Overgangsstykke til tårn Y-retning



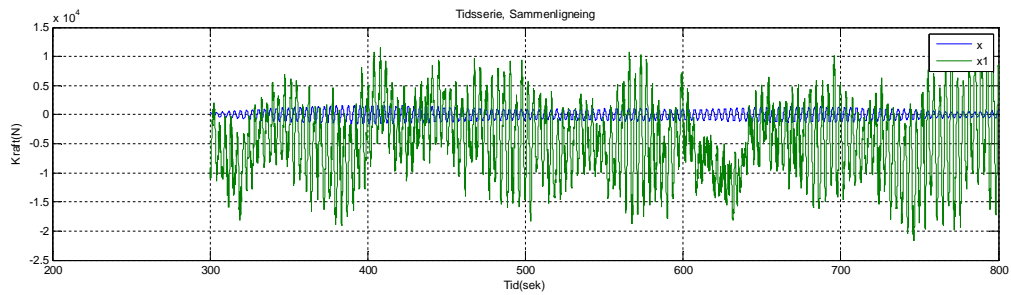
Moment Overgangsstykke tårn Z-retning



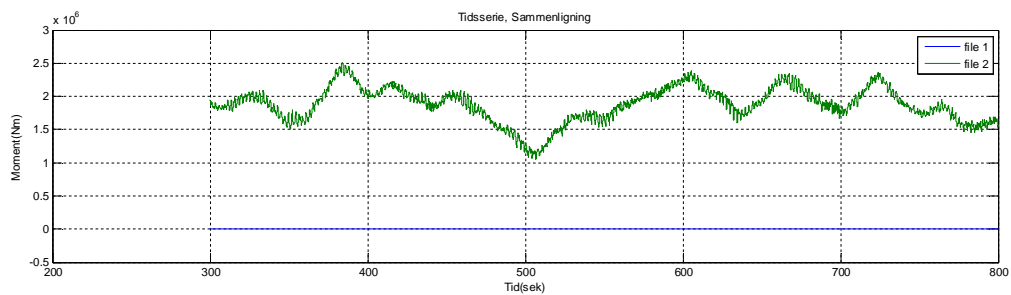
Kraft Topp av tårn Y-retning



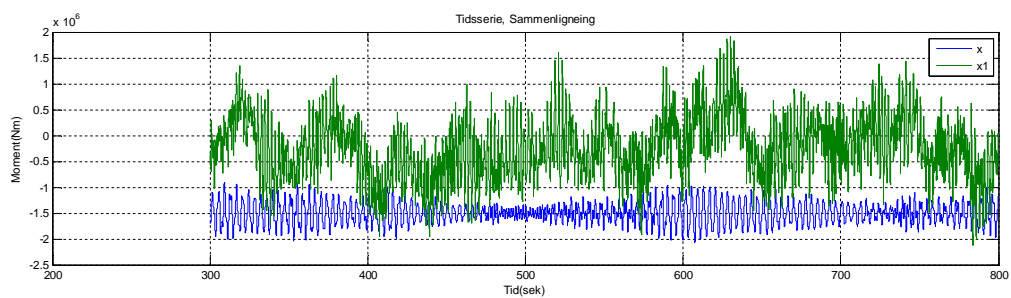
Kraft Topp av tårn Z-retning



Moment Topp av tårn Y-retning

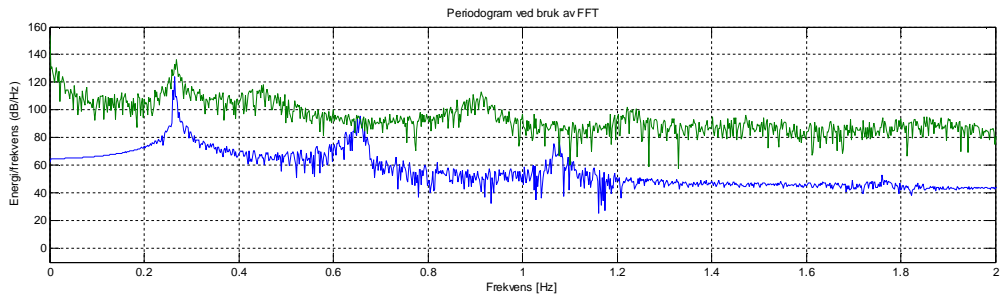


Moment Topp av tårn Z-retning

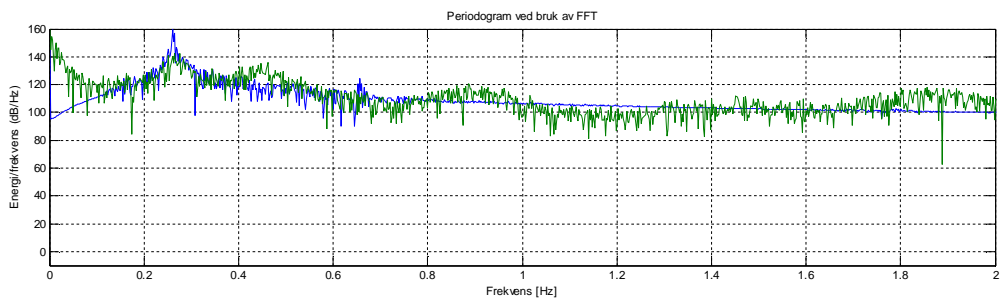


Frekvensdomene

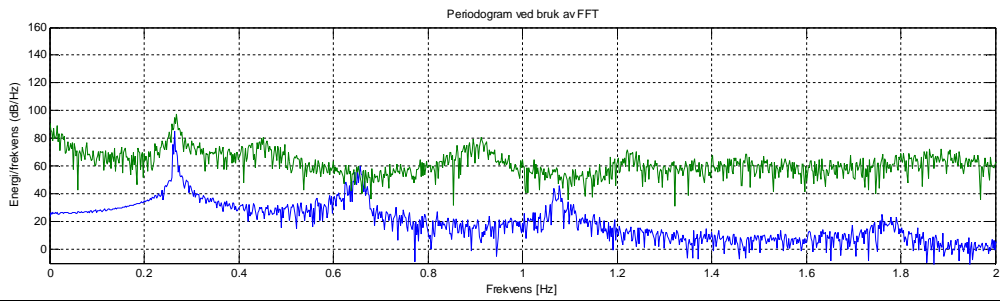
Kraft Tårnbase, Y-retning:



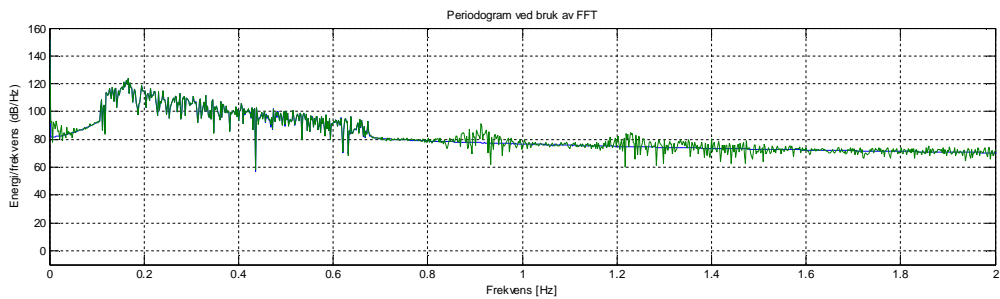
Kraft Tårnbase, Z-retning:



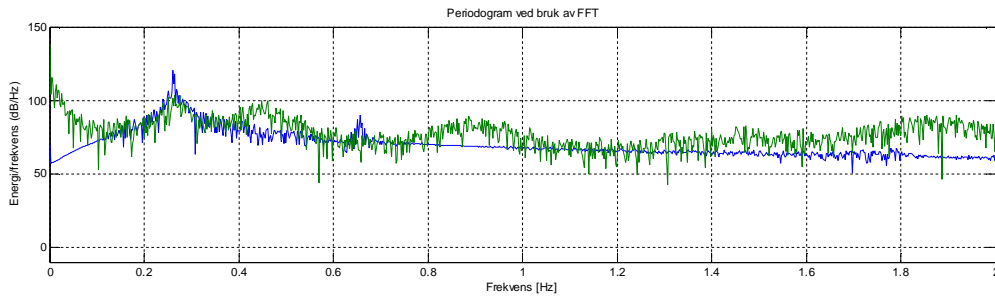
Moment Tårnbase, Y-retning:



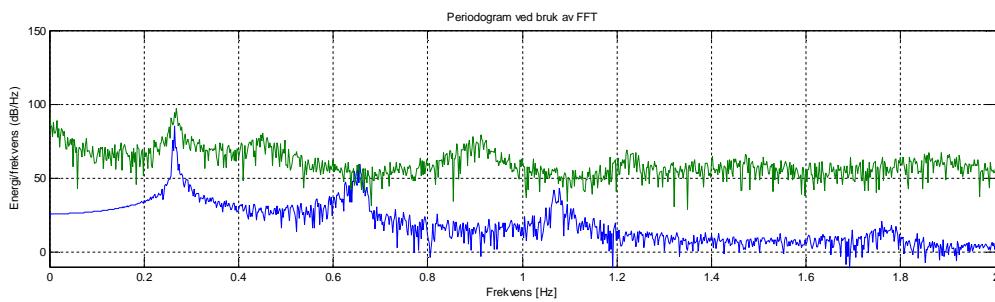
Moment Tårnbase, Z-retning:



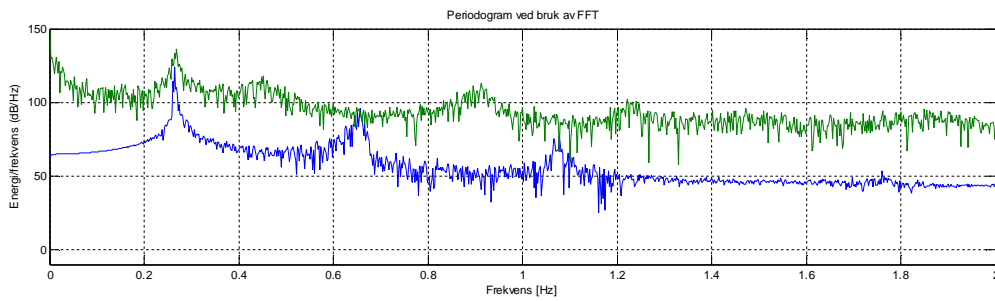
Kraft Overgangsstykke til tårn, Y-retning:



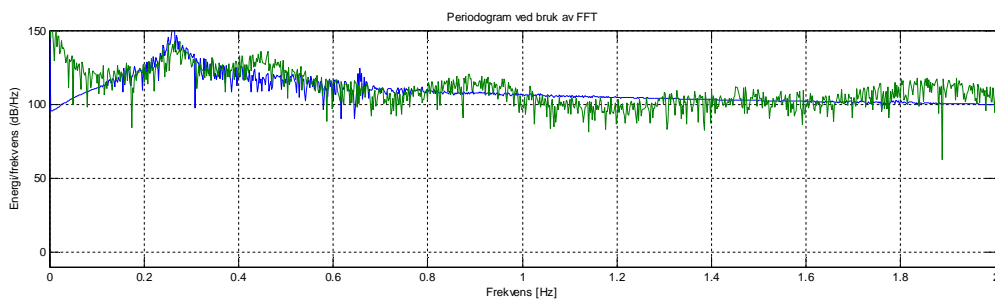
Kraft Overgangsstykke til tårn, Z-retning:



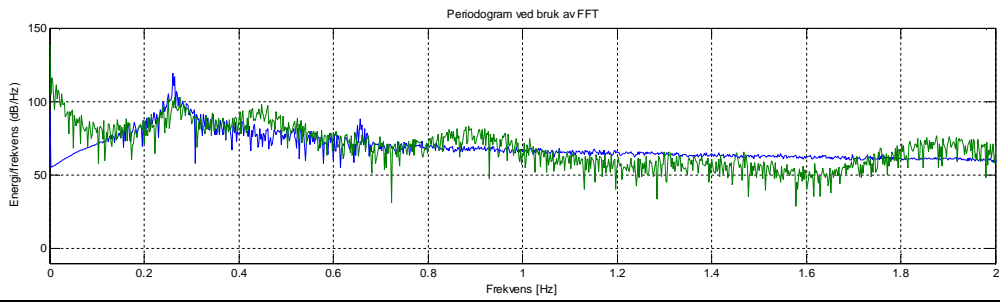
Moment Overgangsstykke til tårn Y-retning



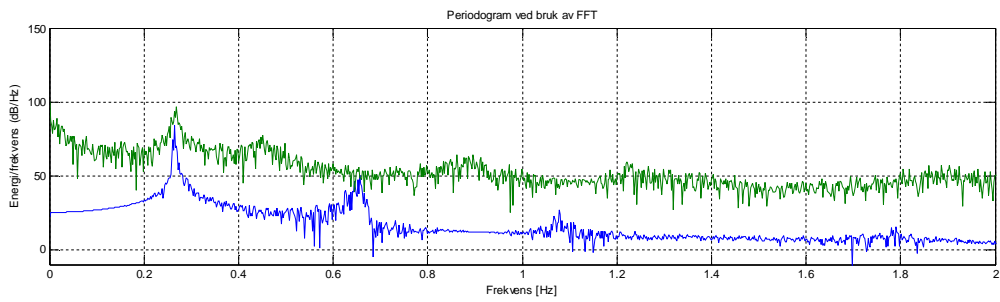
Moment Overgangsstykke tårn Z-retning



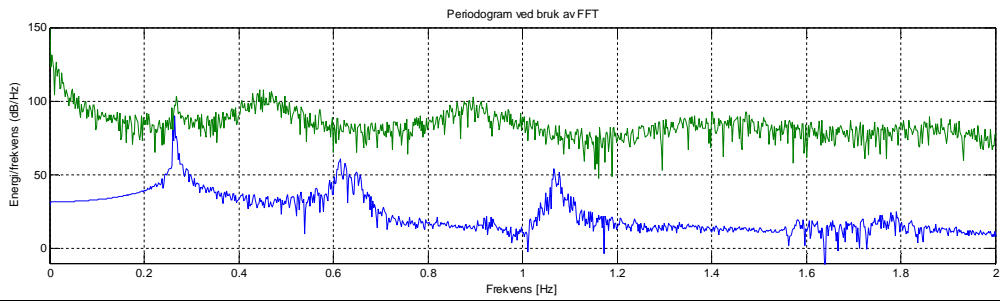
Kraft Topp av tårn Y-retning



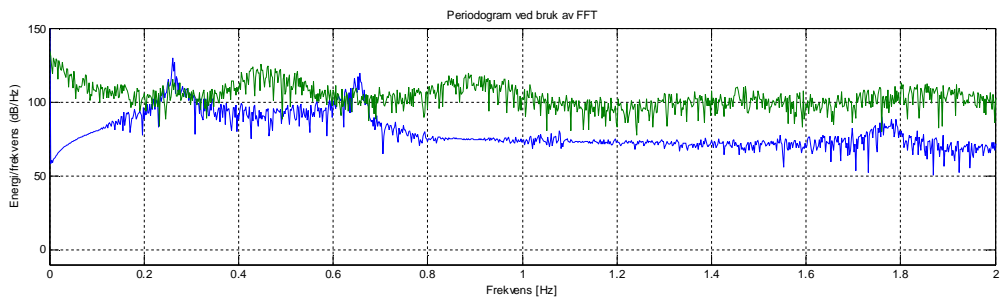
Kraft Topp av tårn Z-retning



Moment Topp av tårn Y-retning



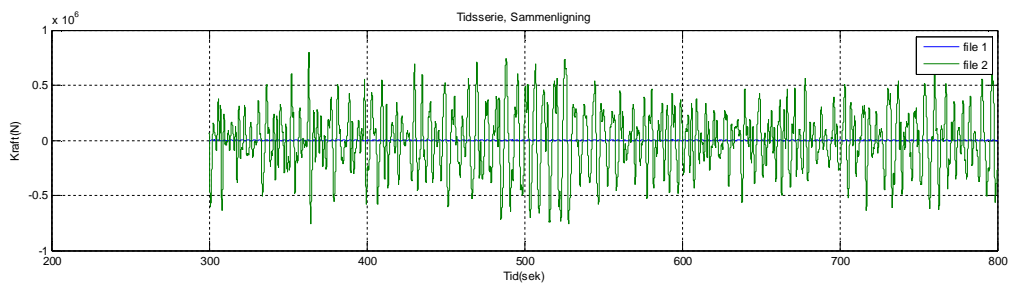
Moment Topp av tårn Z-retning



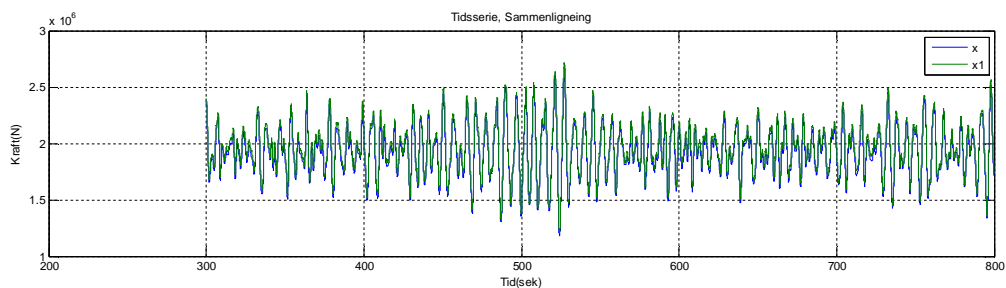
Sammenligning av tidsserier og energispektrum med og uten vind: Vindhastighet 8m/s Signiffikant bølgehøyde 2,5m Bølgeperiode 6.325sek. Bølgeretning er 30 grader på vindretningen. Vindretning= Y, 90 grader på vindretning= Z, Tårnets aksialretning= X. Blå graf er kun bølger og grønn graf er kombinert:

Tidsdomene

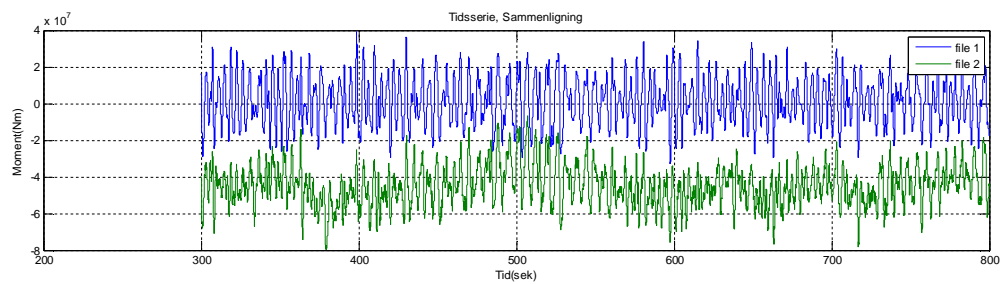
Kraft Tårnbase, Y-retning:



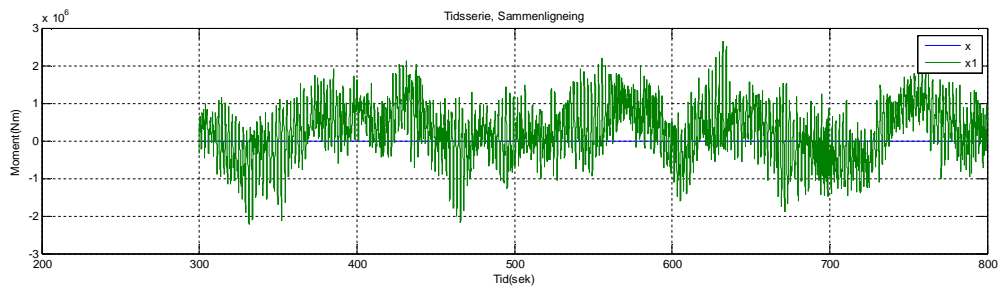
Kraft Tårnbase, Z-retning:



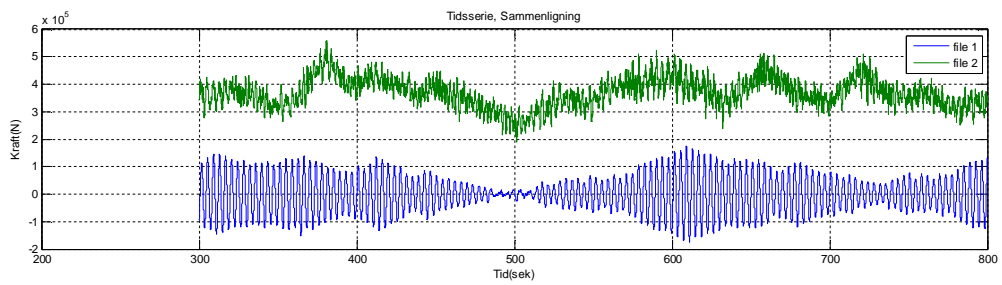
Moment Tårnbase, Y-retning:



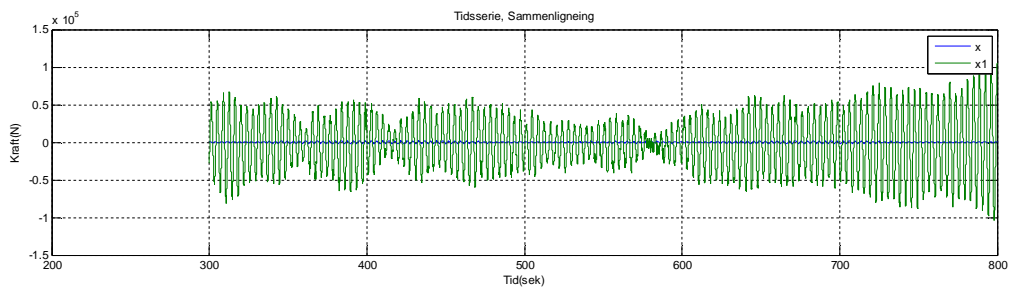
Moment Tårnbase, Z-retning:



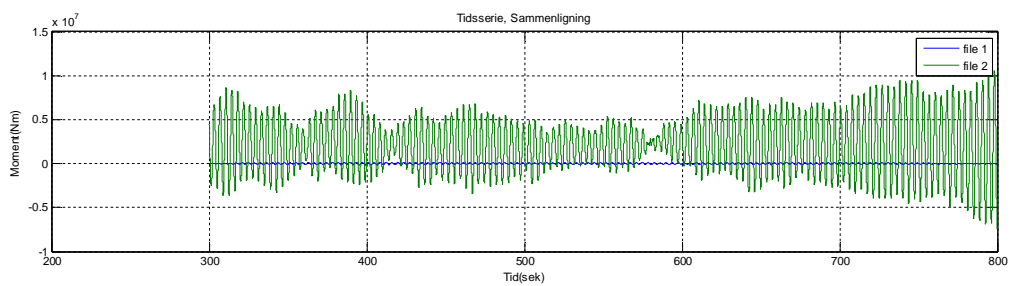
Kraft Overgangsstykke til tårn, Y-retning:



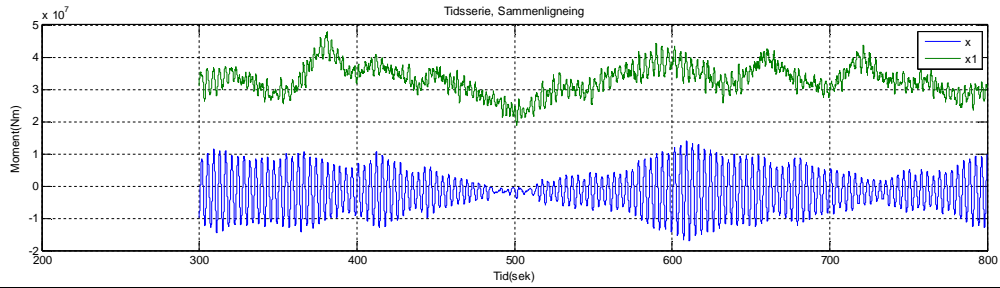
Kraft Overgangsstykke til tårn, Z-retning:



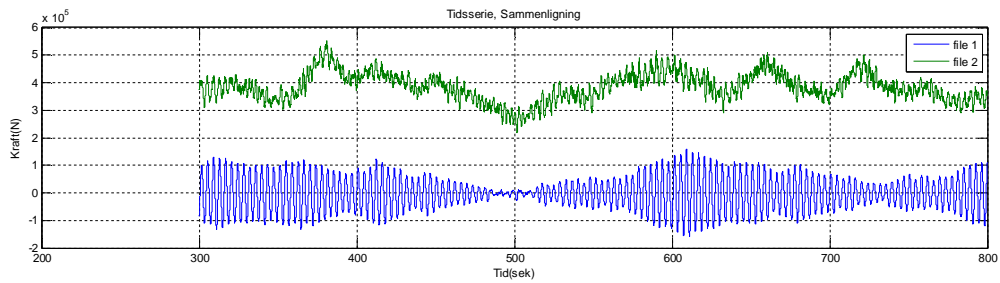
Moment Overgangsstykke til tårn Y-retning



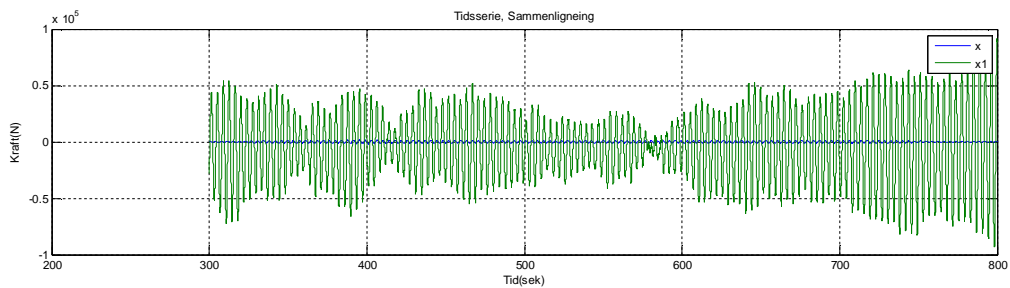
Moment Overgangsstykke tårn Z-retning



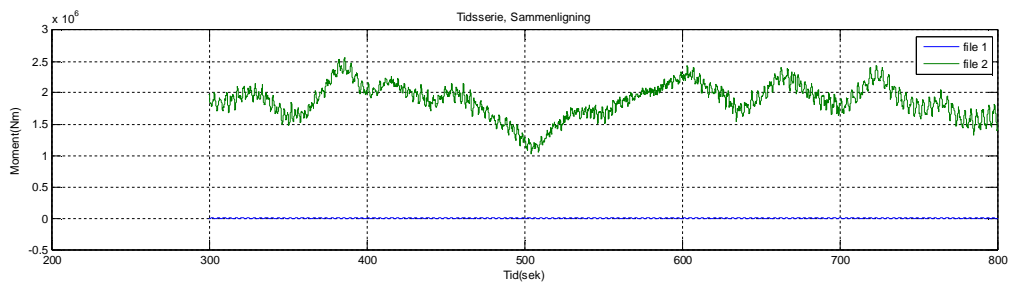
Kraft Topp av tårn Y-retning



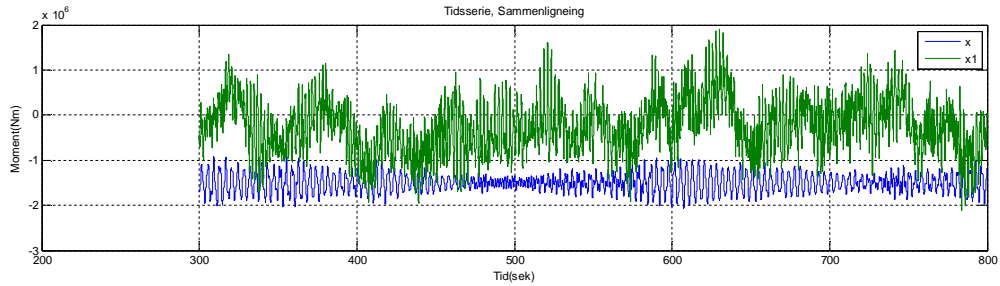
Kraft Topp av tårn Z-retning



Moment Topp av tårn Y-retning

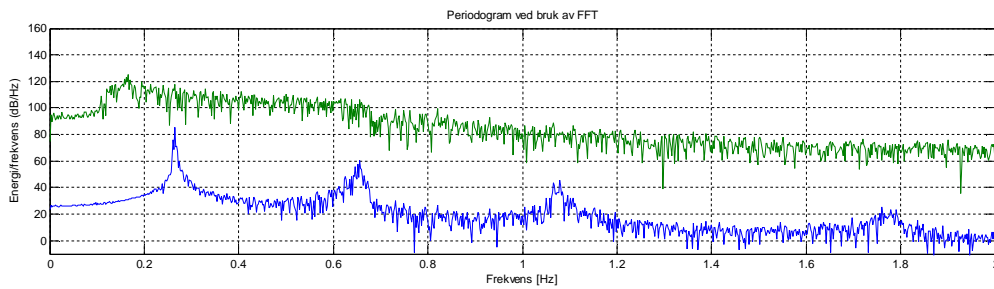


Moment Topp av tårn Z-retning

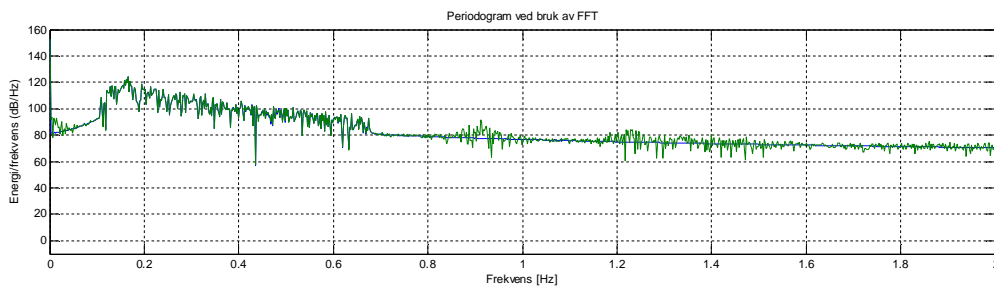


Frekvensdomene

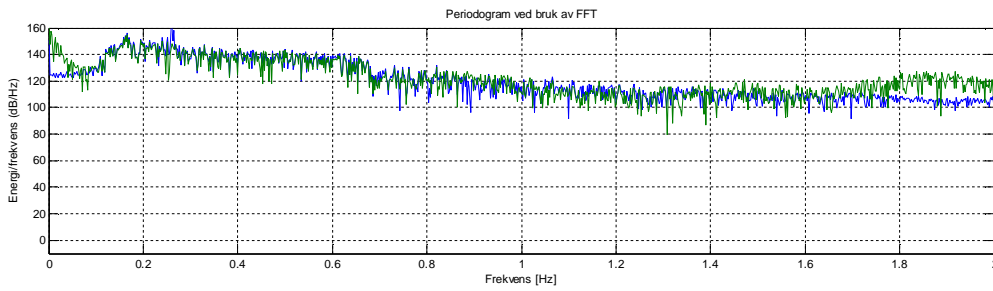
Kraft Tårnbase, Y-retning:



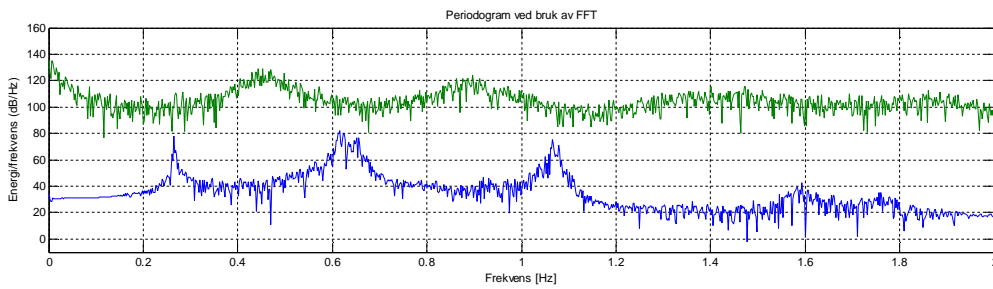
Kraft Tårnbase, Z-retning:



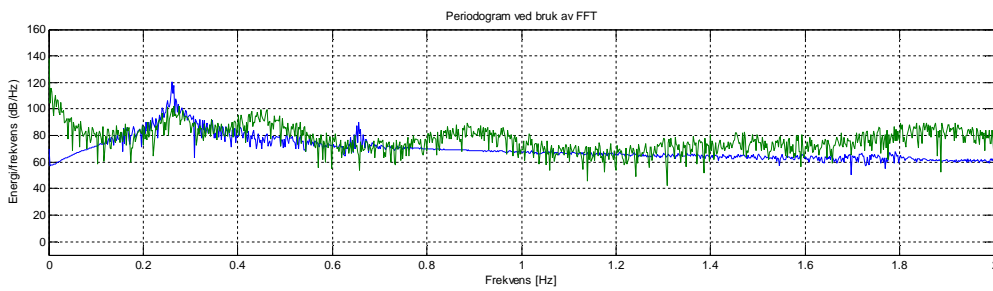
Moment Tårnbase, Y-retning:



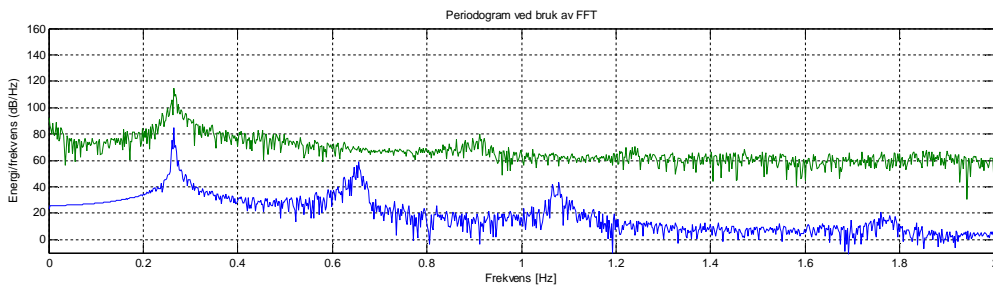
Moment Tårnbase, Z-retning:



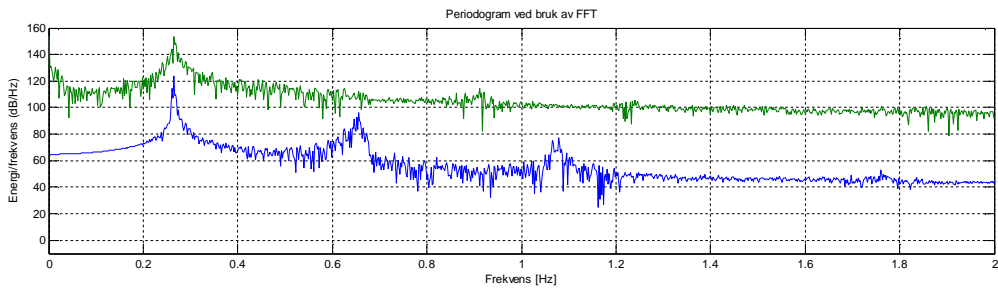
Kraft Overgangsstykke til tårn, Y-retning:



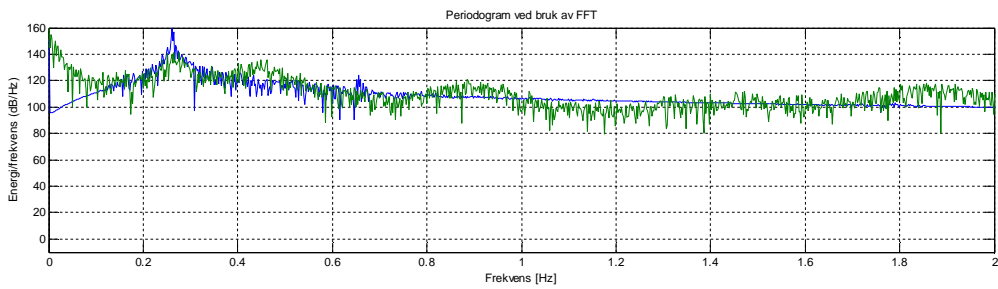
Kraft Overgangsstykke til tårn, Z-retning:



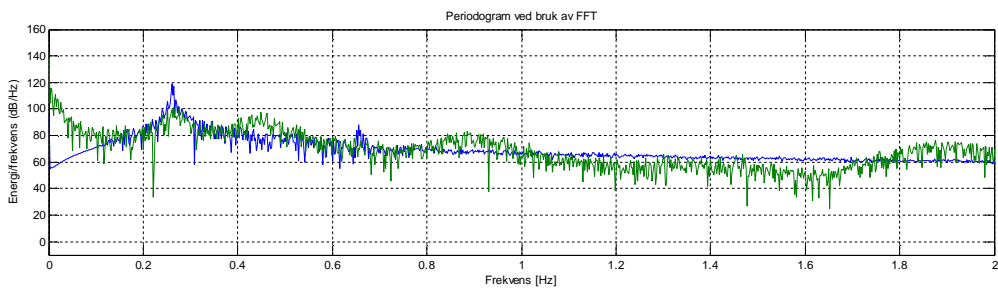
Moment Overgangsstykke til tårn Y-retning



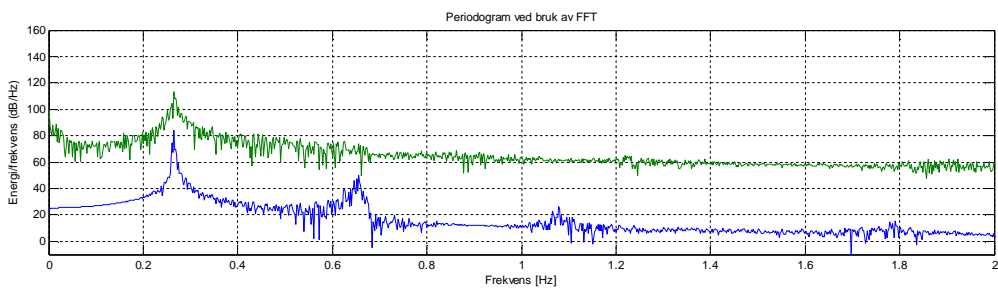
Moment Overgangsstykke tårn Z-retning



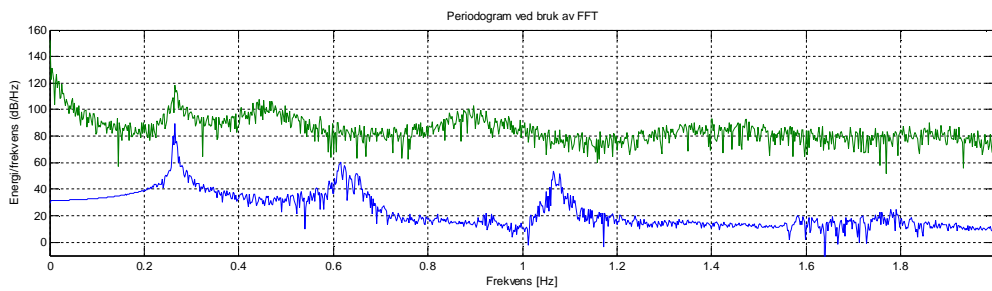
Kraft Topp av tårn Y-retning



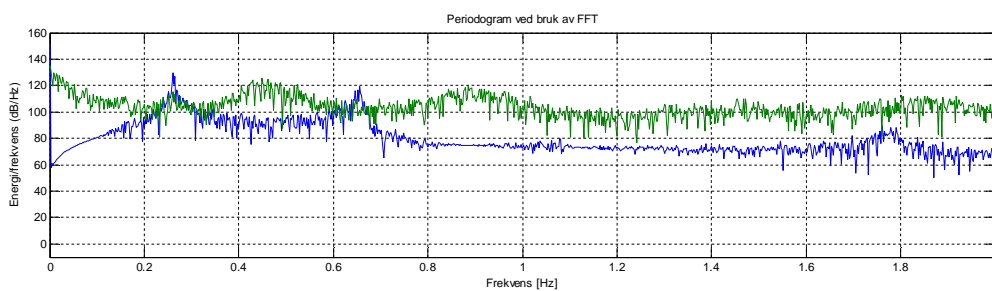
Kraft Topp av tårn Z-retning



Moment Topp av tårn Y-retning



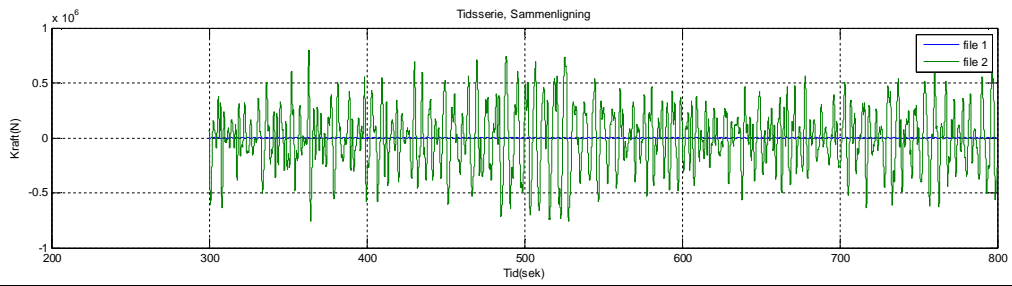
Moment Topp av tårn Z-retning



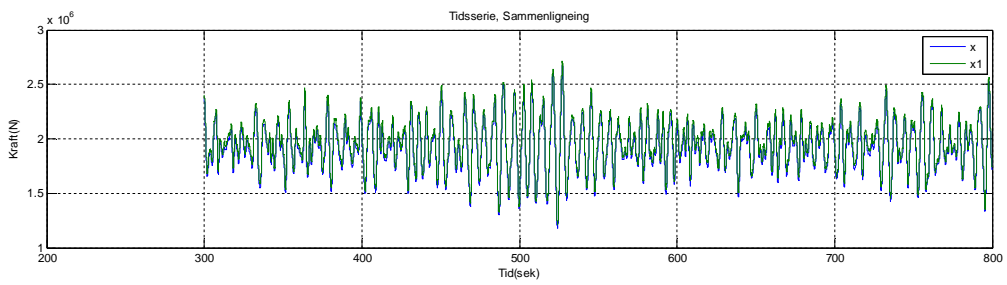
Sammenligning av tidsserier og energispektrum med og uten vind: Vindhastighet 8m/s Signiffikant bølgehøyde 2,5m Bølgeperiode 6.325sek. Bølgeretning er 60 grader på vindretningen. Vindretning= Y, 90 grader på vindretning= Z, Tårnets aksialretning= X. Blå graf er kun bølger og grønn graf er kombinert:

Tidsdomene

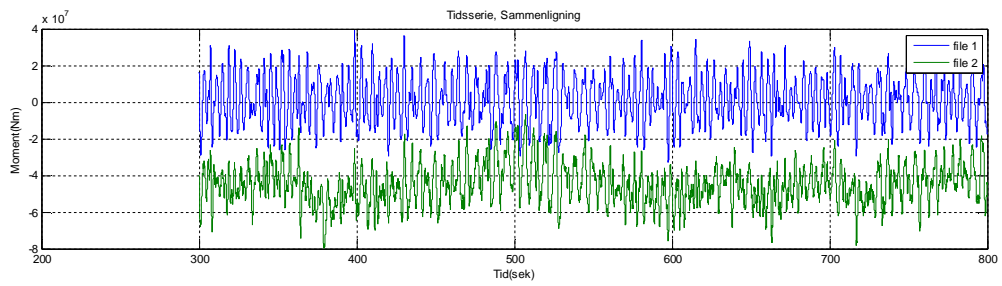
Kraft Tårnbase, Y-retning:



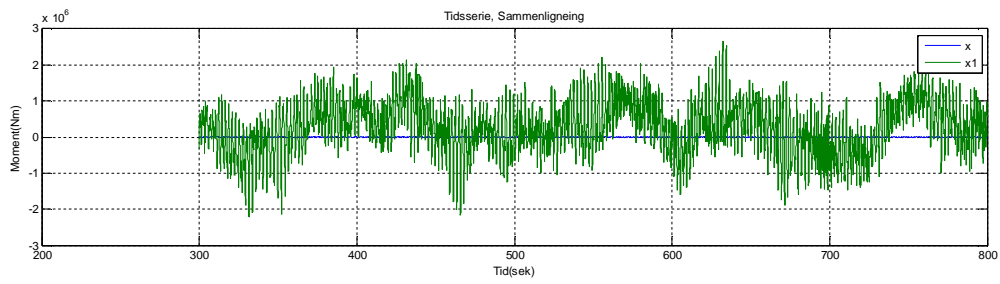
Kraft Tårnbase, Z-retning:



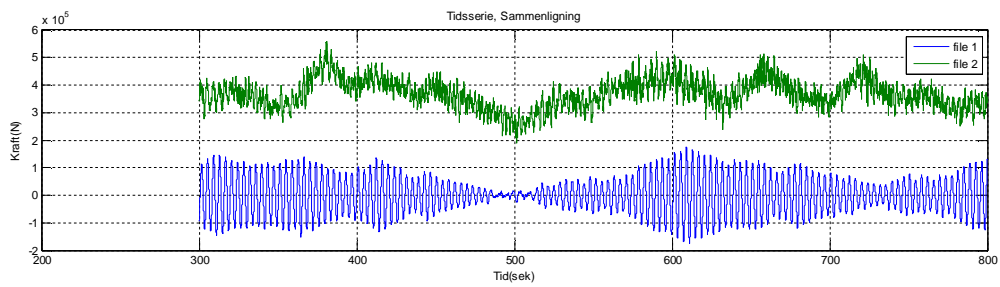
Moment Tårnbase, Y-retning:



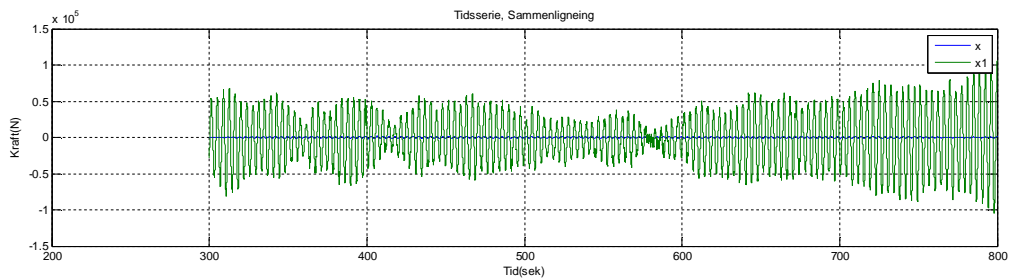
Moment Tårnbase, Z-retning:



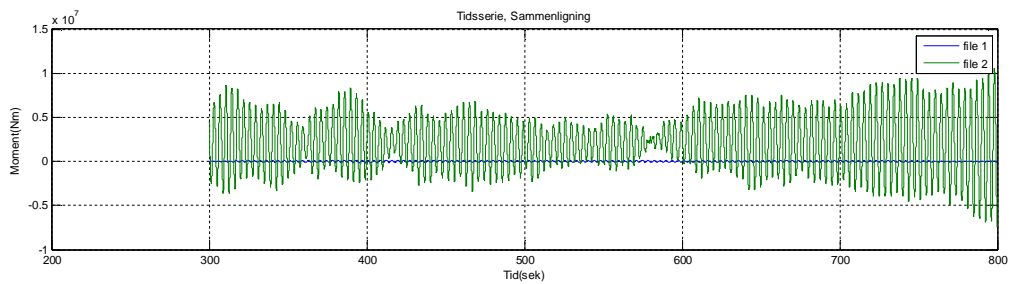
Kraft Overgangsstykke til tårn, Y-retning:



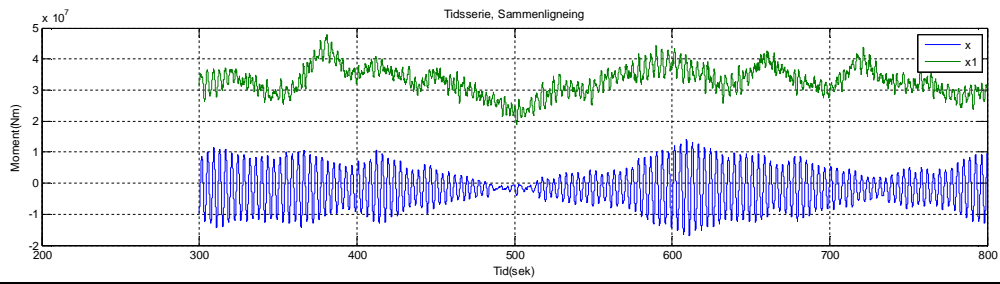
Kraft Overgangsstykke til tårn, Z-retning:



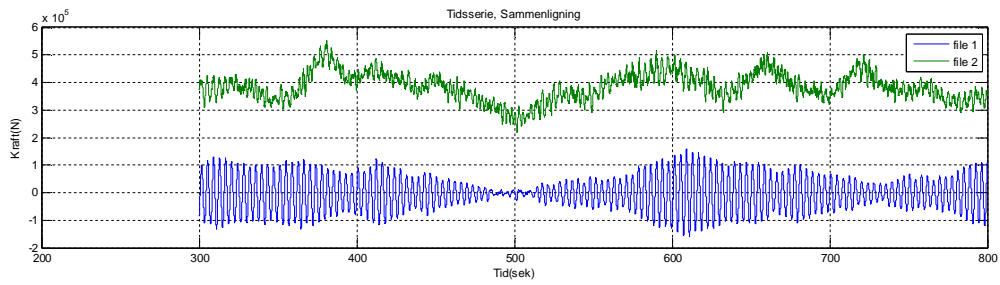
Moment Overgangsstykke til tårn Y-retning



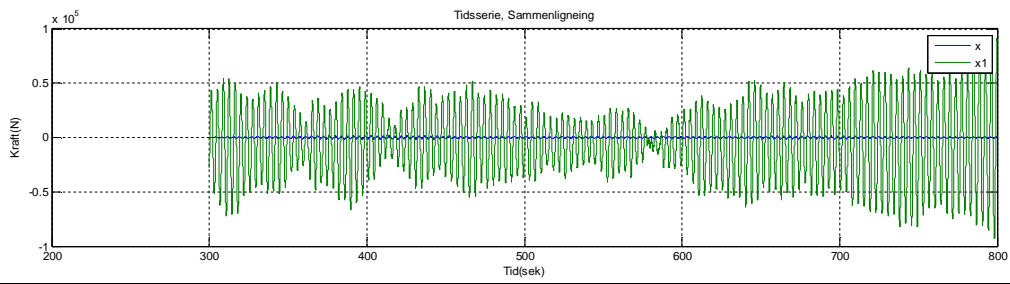
Moment Overgangsstykke tårn Z-retning



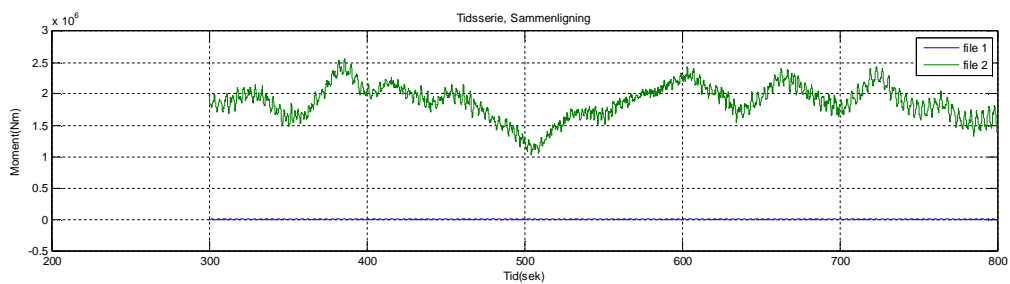
Kraft Topp av tårn Y-retning



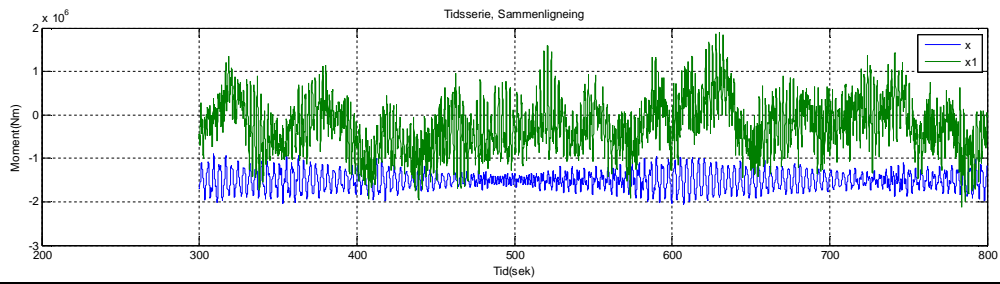
Kraft Topp av tårn Z-retning



Moment Topp av tårn Y-retning

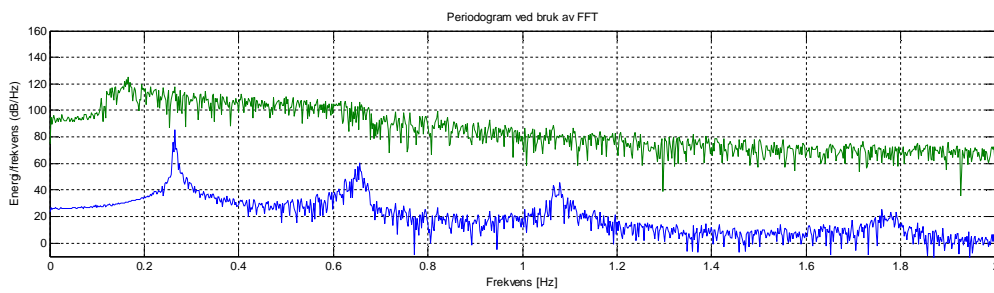


Moment Topp av tårn Z-retning

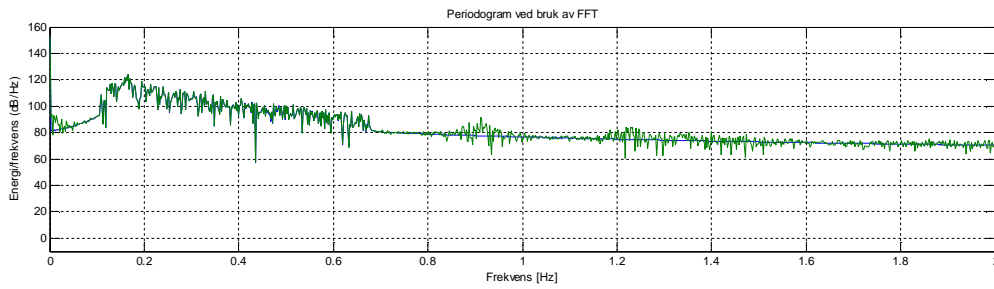


Frekvensdomene

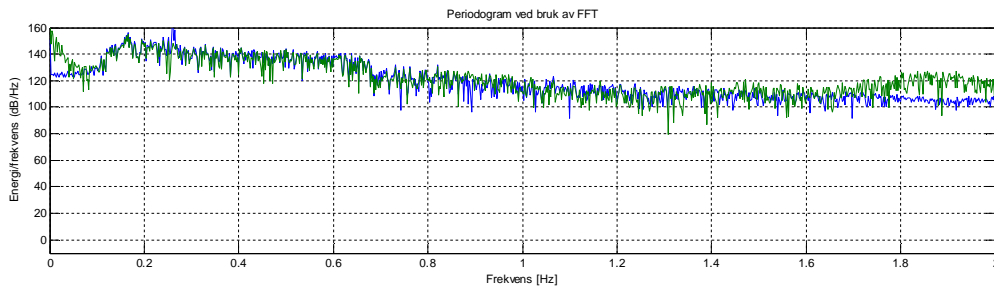
Kraft Tårnbase, Y-retning:



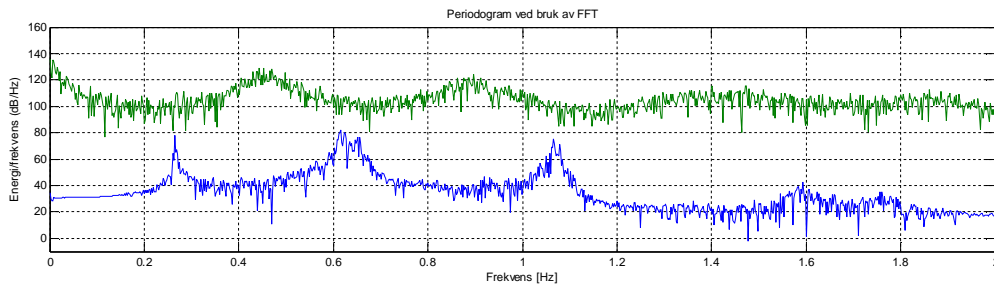
Kraft Tårnbase, Z-retning:



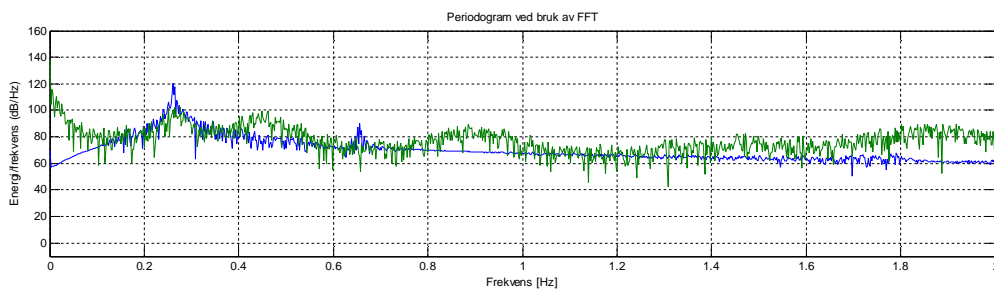
Moment Tårnbase, Y-retning:



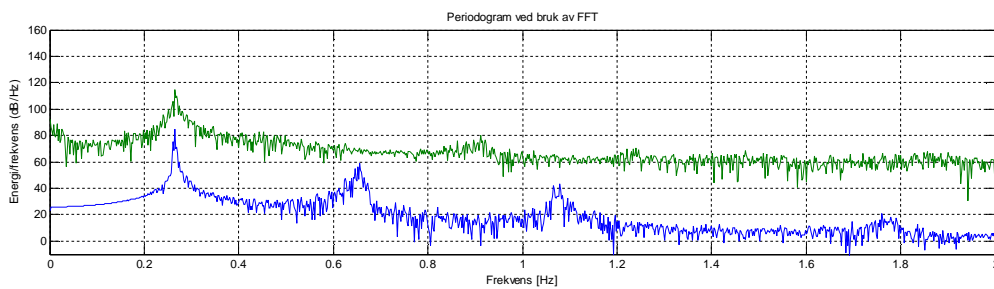
Moment Tårnbase, Z-retning:



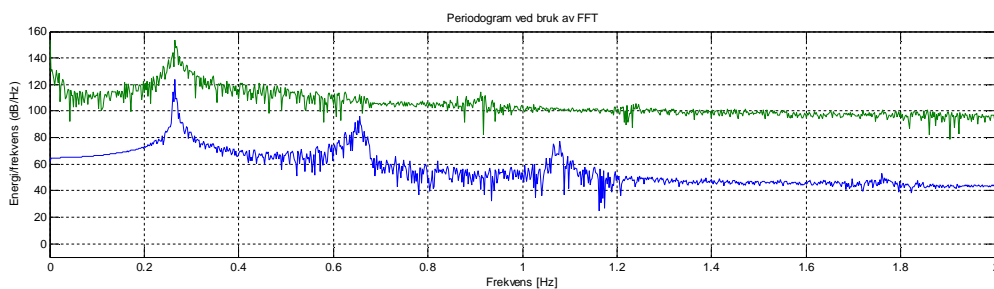
Kraft Overgangsstykke til tårn, Y-retning:



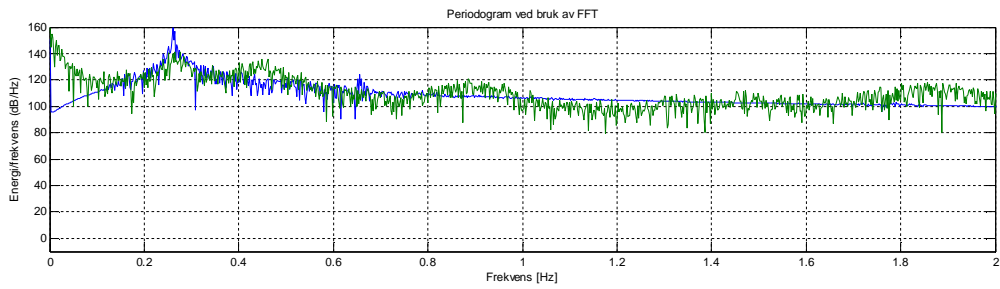
Kraft Overgangsstykke til tårn, Z-retning:



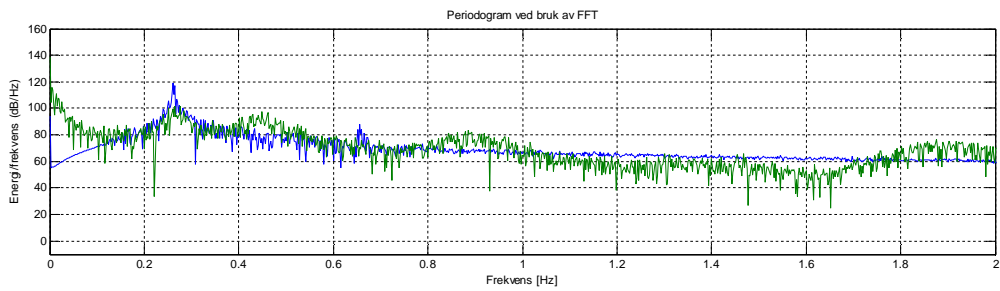
Moment Overgangsstykke til tårn Y-retning



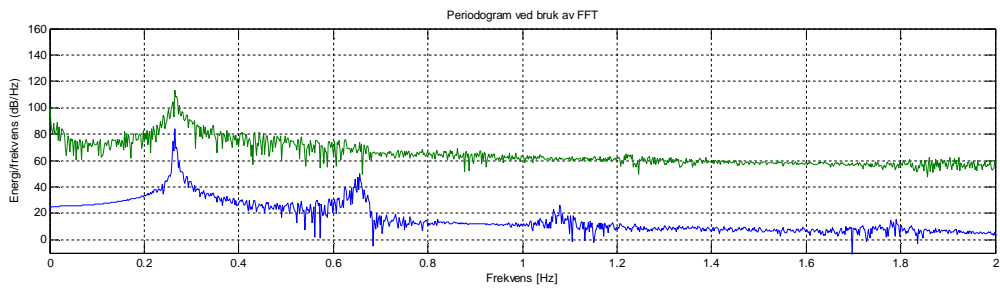
Moment Overgangsstykke tårn Z-retning



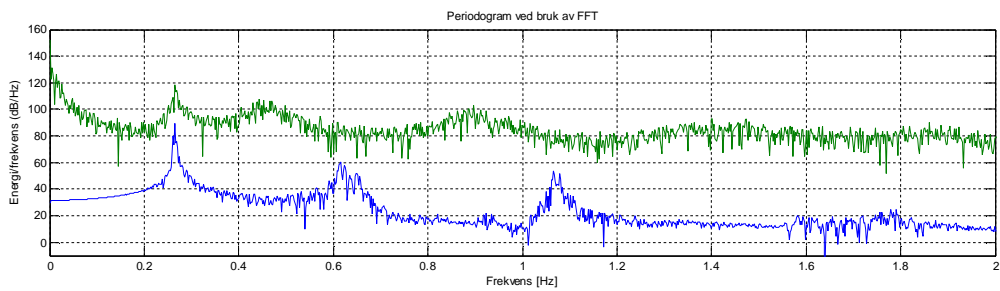
Kraft Topp av tårn Y-retning



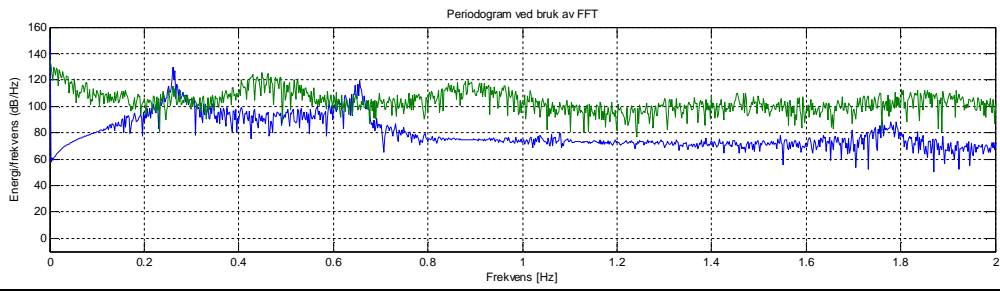
Kraft Topp av tårn Z-retning



Moment Topp av tårn Y-retning



Moment Topp av tårn Z-retning

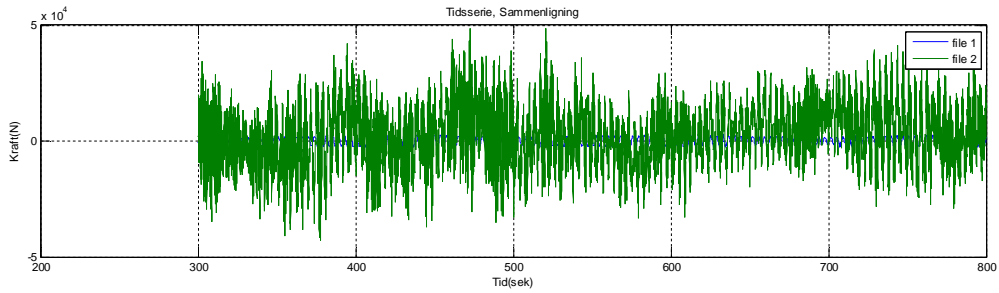


Vind 10m/s

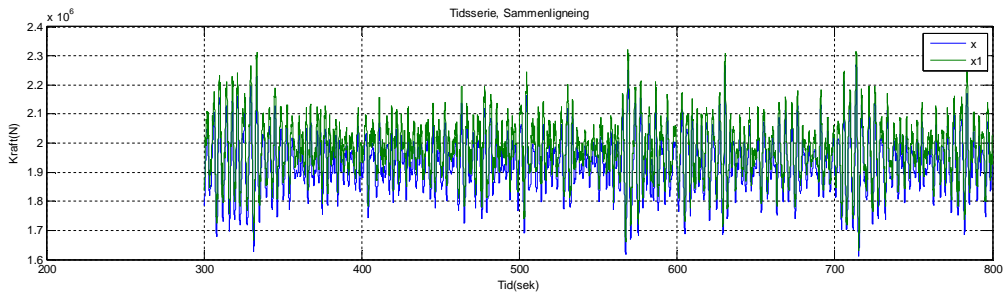
Sammenligning av tidsserier og energispektrum med og uten vind: Vindhastighet 10m/s Signiffikant bølgehøyde 1,0m Bølgeperiode 4,0sek. Samme vind og bølgeretning. Vindretning= Y, 90 grader på vindretning= Z, Tårnets aksialretning= X. Blå graf er kun bølger og grønn graf er kombinert:

Tidsdomene

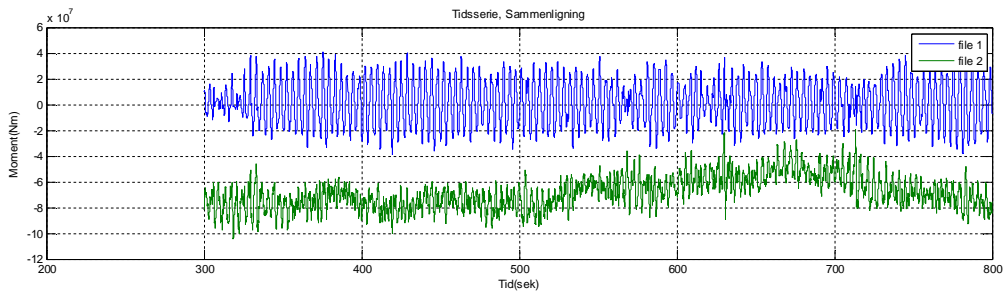
Kraft Tårnbase, Y-retning:



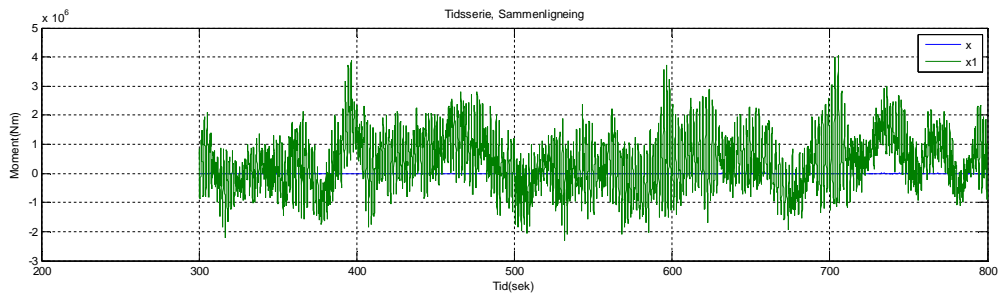
Kraft Tårnbase, Z-retning:



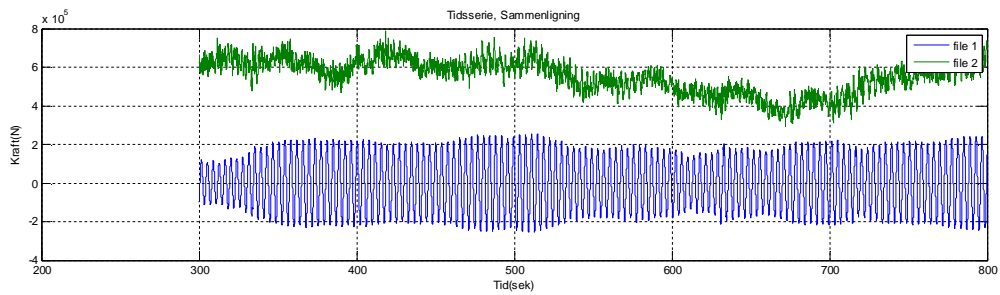
Moment Tårnbase, Y-retning:



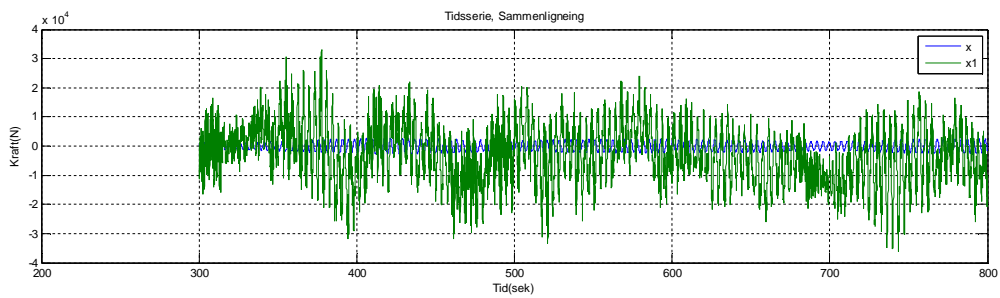
Moment Tårnbase, Z-retning:



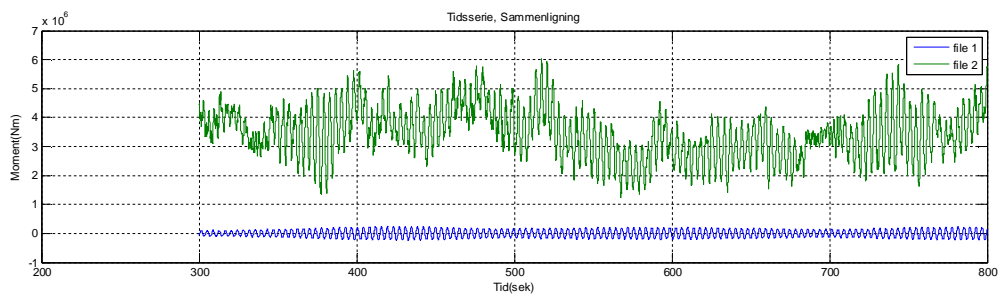
Kraft Overgangsstykke til tårn, Y-retning:



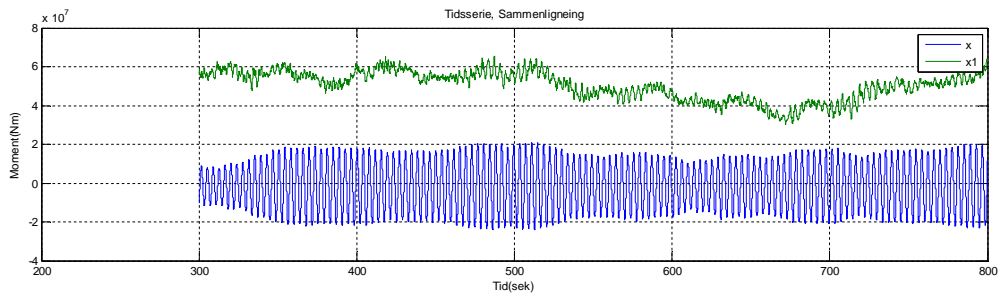
Kraft Overgangsstykke til tårn, Z-retning:



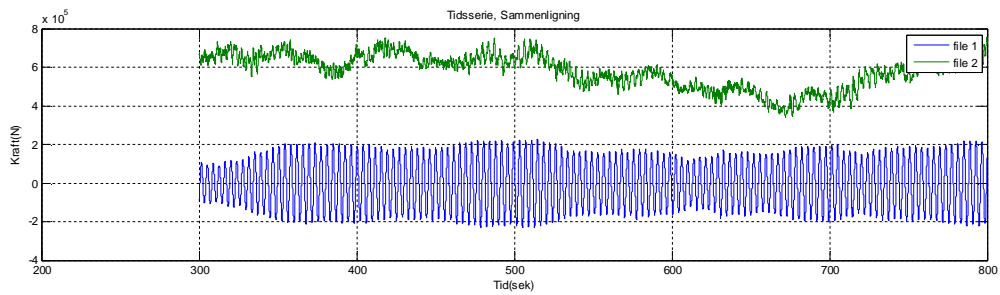
Moment Overgangsstykke til tårn Y-retning



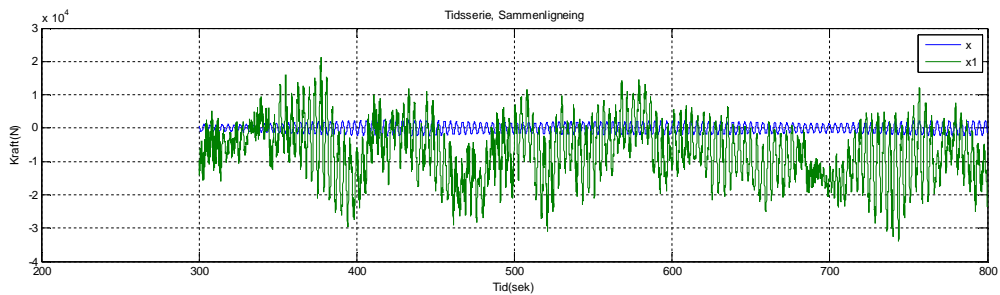
Moment Overgangsstykke tårn Z-retning



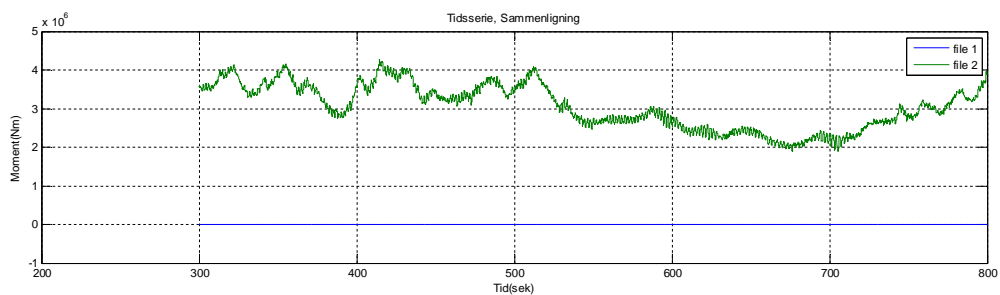
Kraft Topp av tårn Y-retning



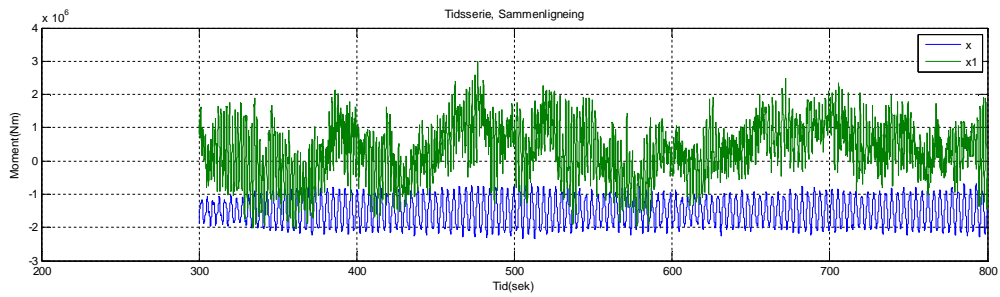
Kraft Topp av tårn Z-retning



Moment Topp av tårn Y-retning

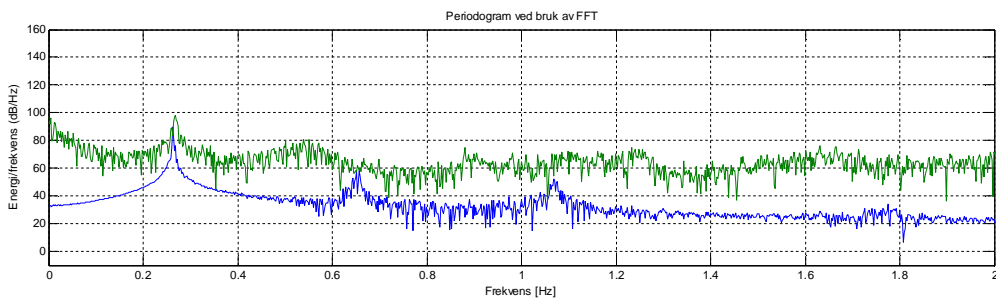


Moment Topp av tårn Z-retning

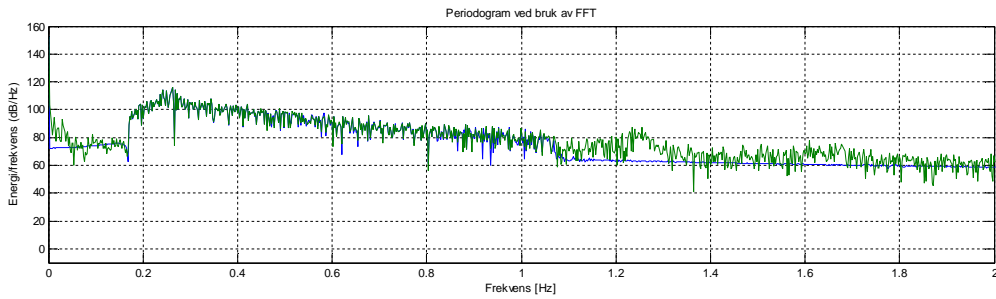


Frekvensdomene

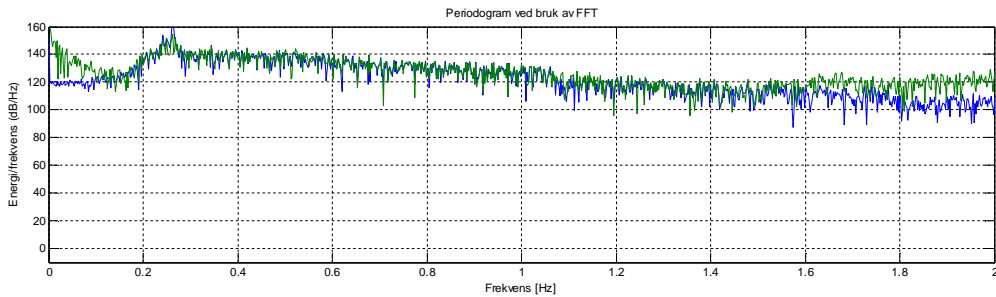
Kraft Tårnbase, Y-retning:



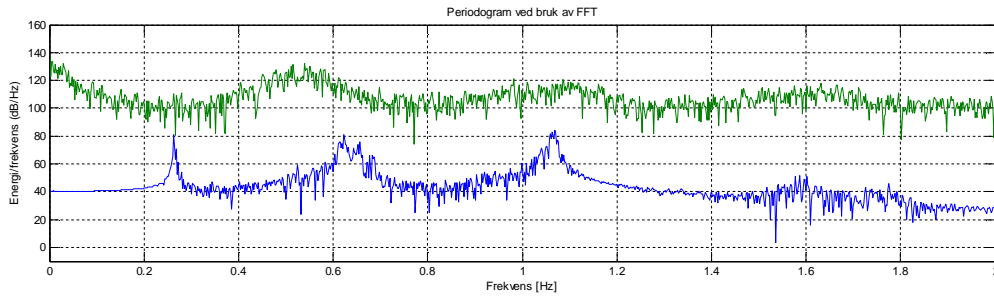
Kraft Tårnbase, Z-retning:



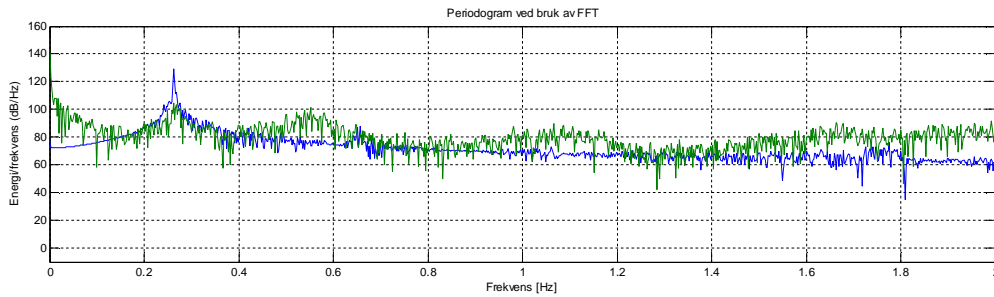
Moment Tårnbase, Y-retning:



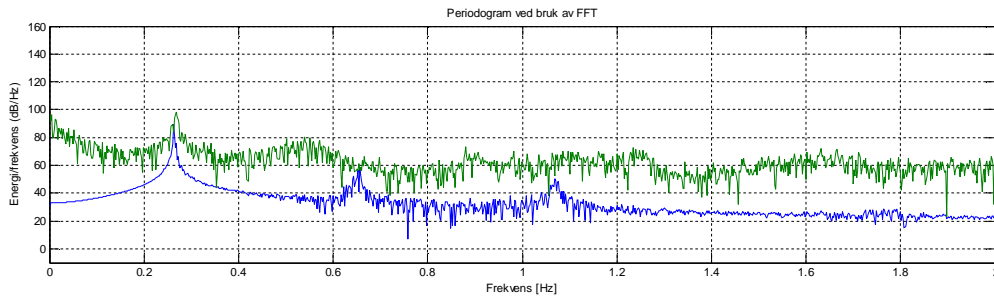
Moment Tårnbase, Z-retning:



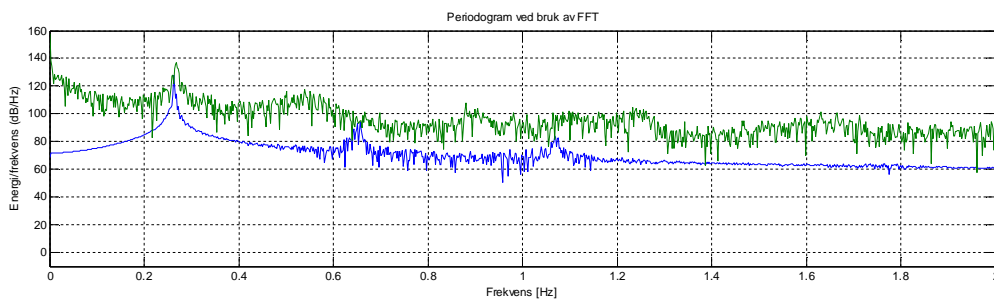
Kraft Overgangsstykke til tårn, Y-retning:



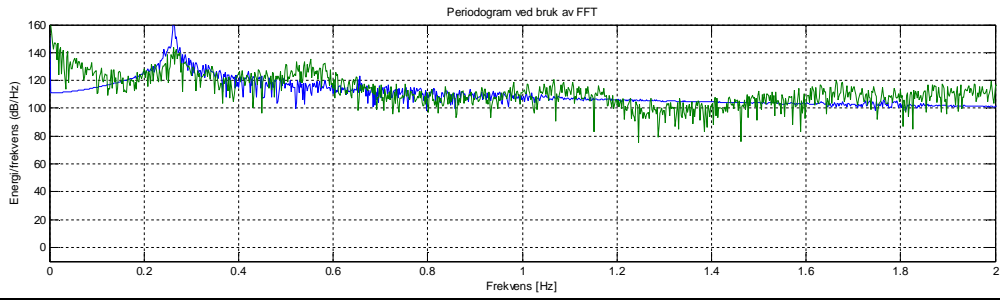
Kraft Overgangsstykke til tårn, Z-retning:



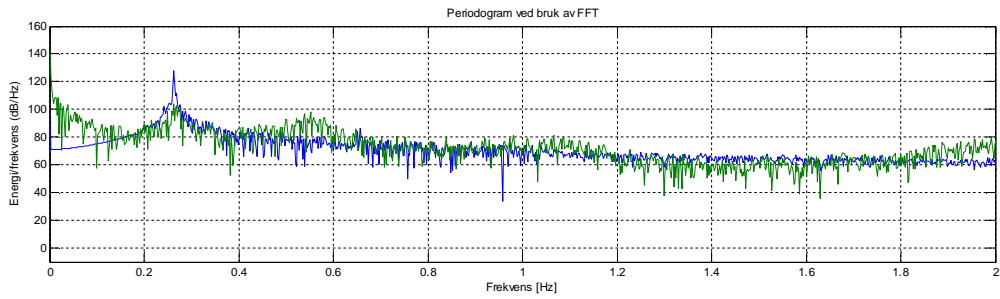
Moment Overgangsstykke til tårn Y-retning



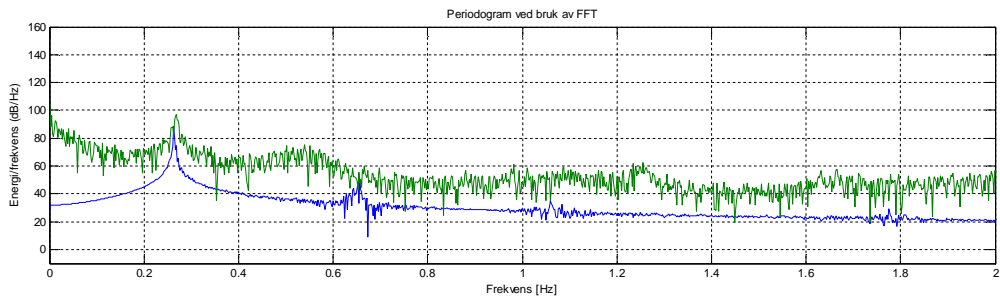
Moment Overgangsstykke tårn Z-retning



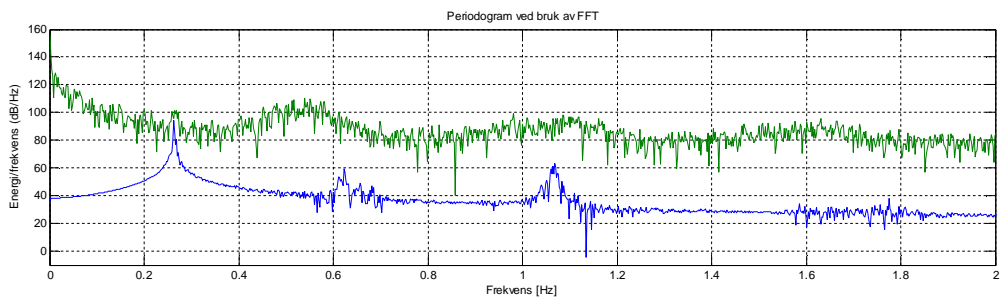
Kraft Topp av tårn Y-retning



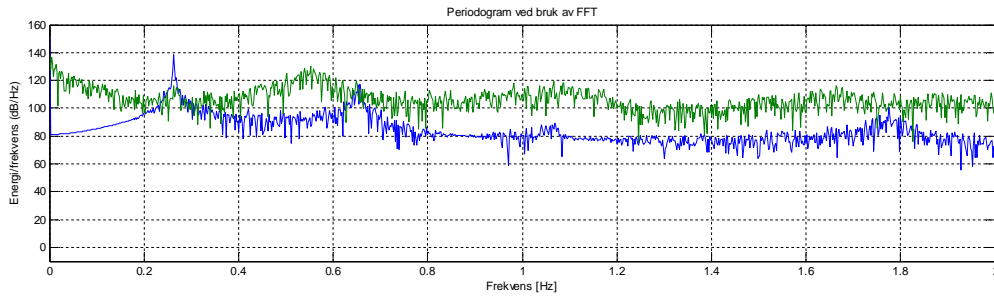
Kraft Topp av tårn Z-retning



Moment Topp av tårn Y-retning



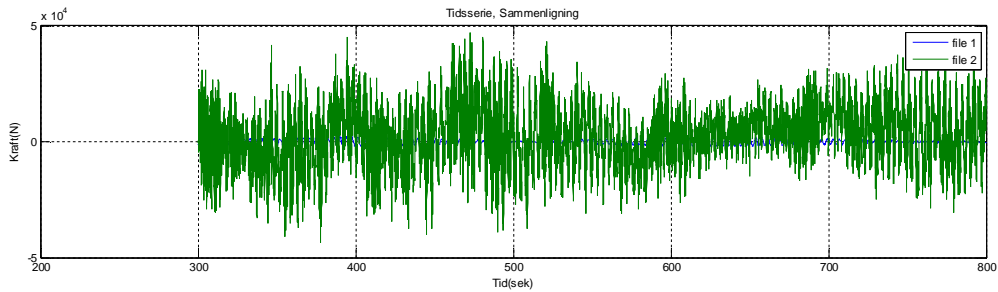
Moment Topp av tårn Z-retning



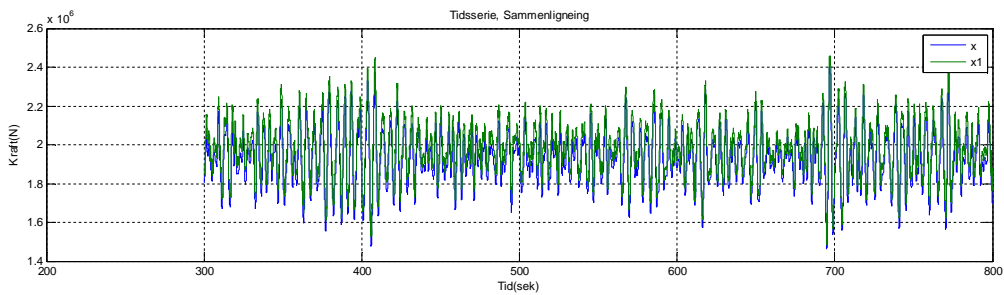
Sammenligning av tidsserier og energispektrum med og uten vind: Vindhastighet 10m/s Signifikkant bølgehøyde 1,5m Bølgeperiode 4,0sek. Samme vind og bølgeretning. Vindretning= Y, 90 grader på vindretning= Z, Tårnets aksialretning= X. Blå graf er kun bølger og grønn graf er kombinert:

Tidsdomene

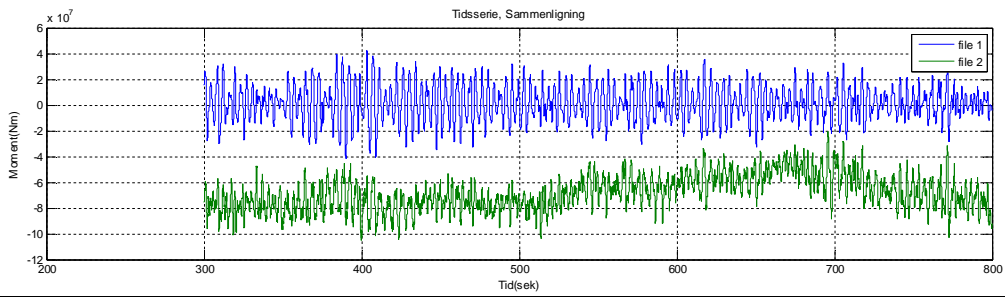
Kraft Tårnbase, Y-retning:



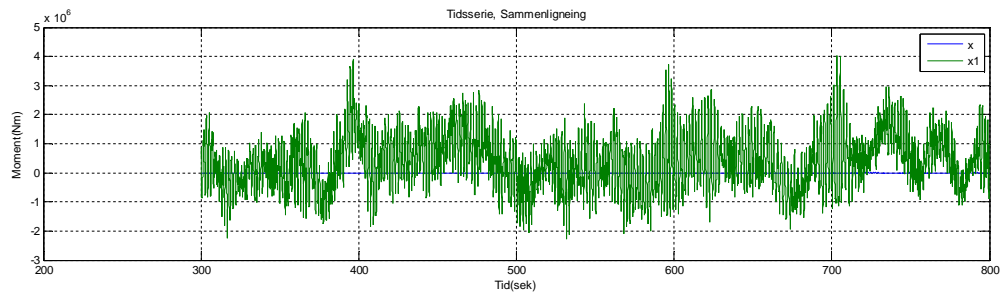
Kraft Tårnbase, Z-retning:



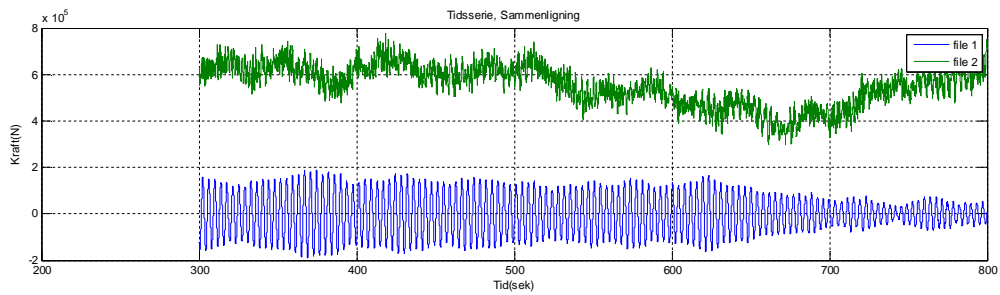
Moment Tårnbase, Y-retning:



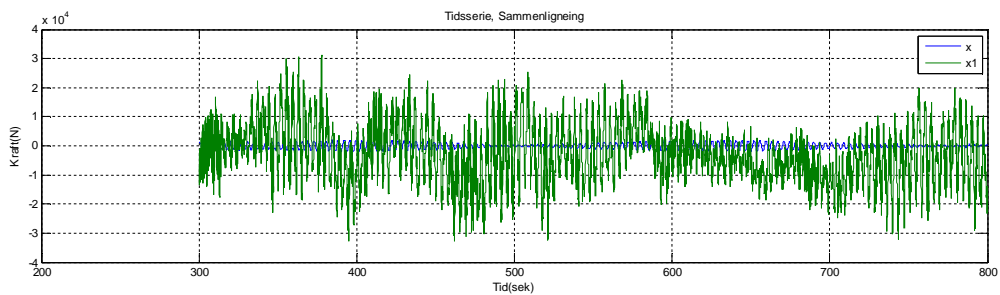
Moment Tårnbase, Z-retning:



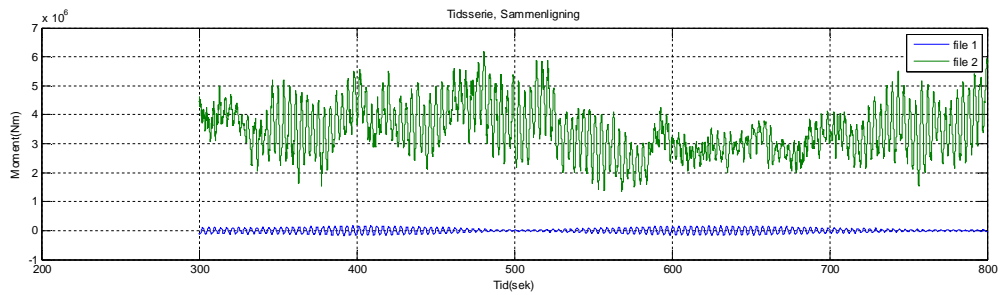
Kraft Overgangsstykke til tårn, Y-retning:



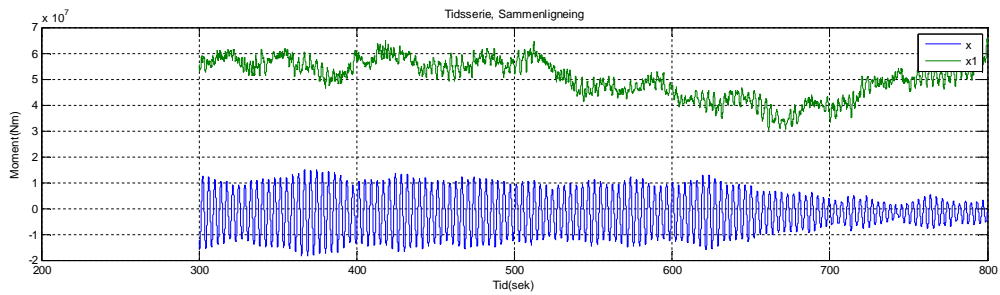
Kraft Overgangsstykke til tårn, Z-retning:



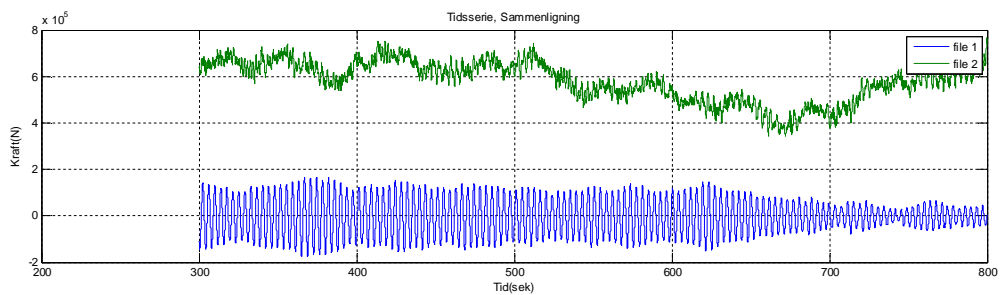
Moment Overgangsstykke til tårn Y-retning



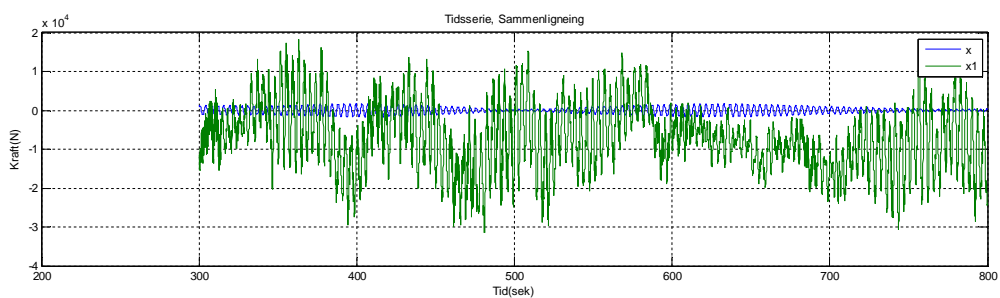
Moment Overgangsstykke tårn Z-retning



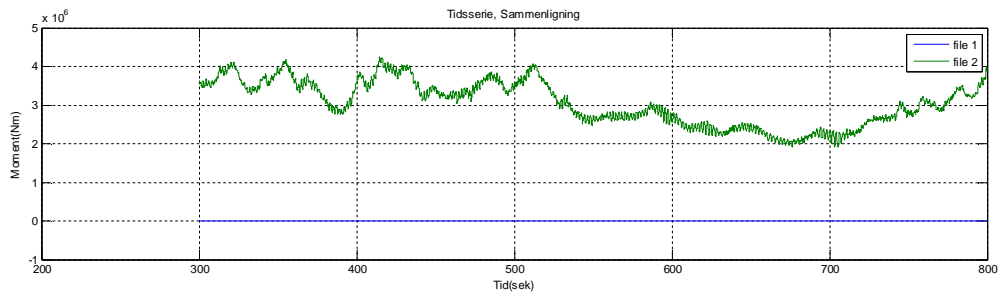
Kraft Topp av tårn Y-retning



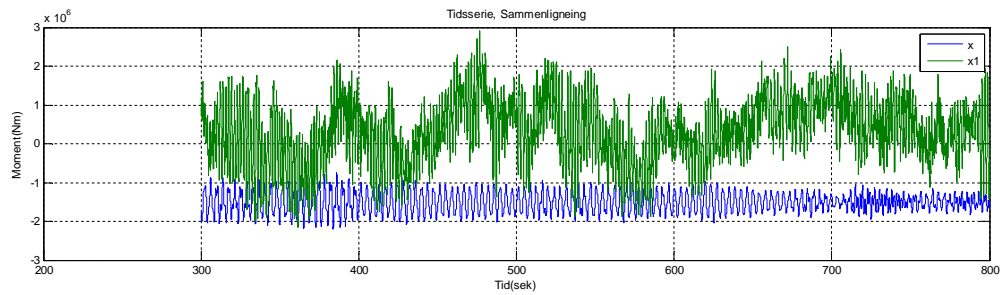
Kraft Topp av tårn Z-retning



Moment Topp av tårn Y-retning

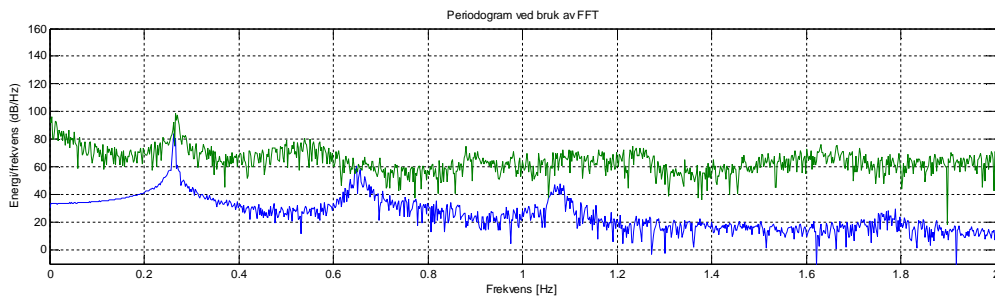


Moment Topp av tårn Z-retning

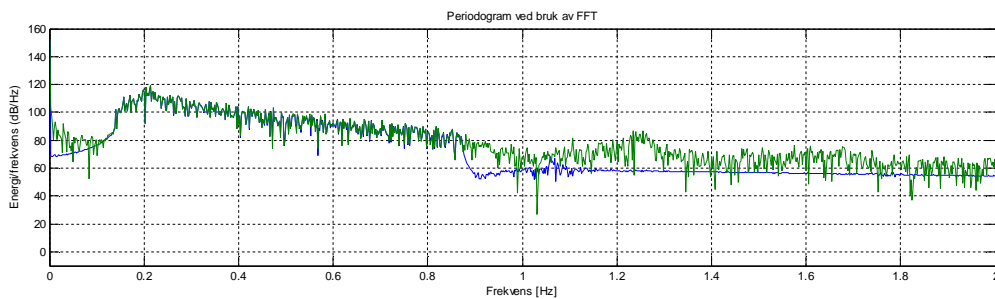


Frekvensdomene

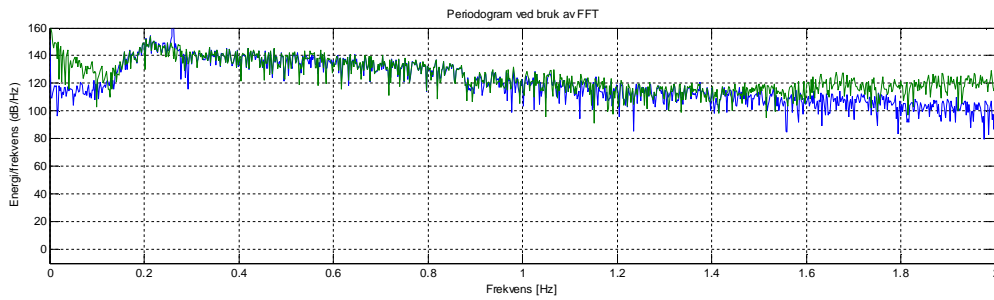
Kraft Tårnbase, Y-retning:



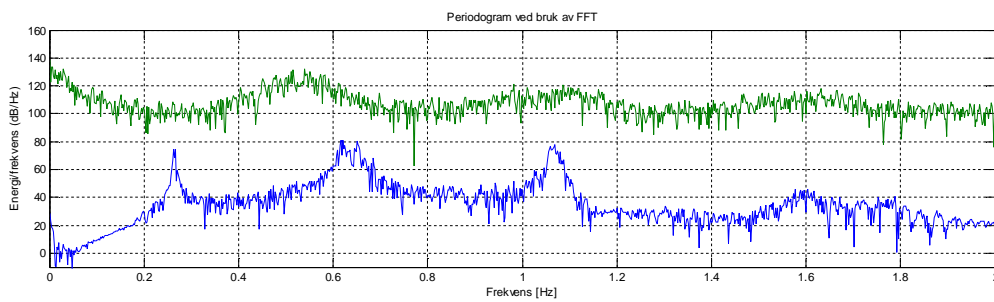
Kraft Tårnbase, Z-retning:



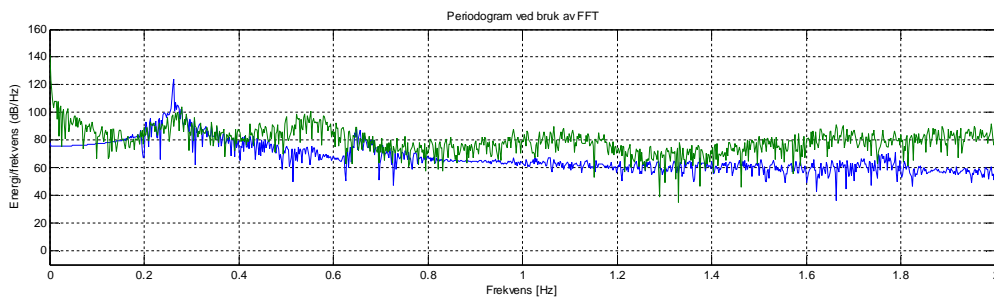
Moment Tårnbase, Y-retning:



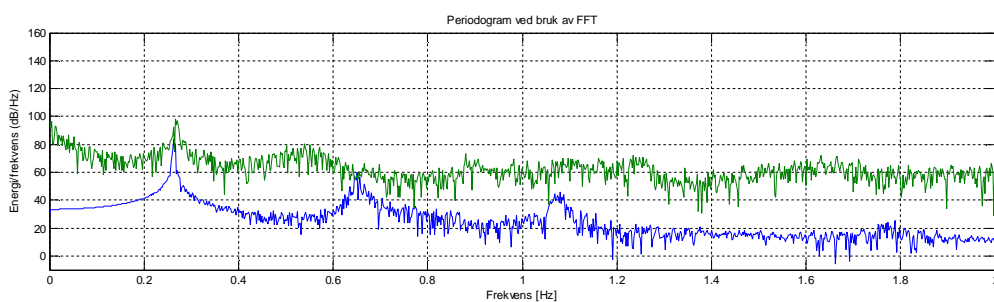
Moment Tårnbase, Z-retning:



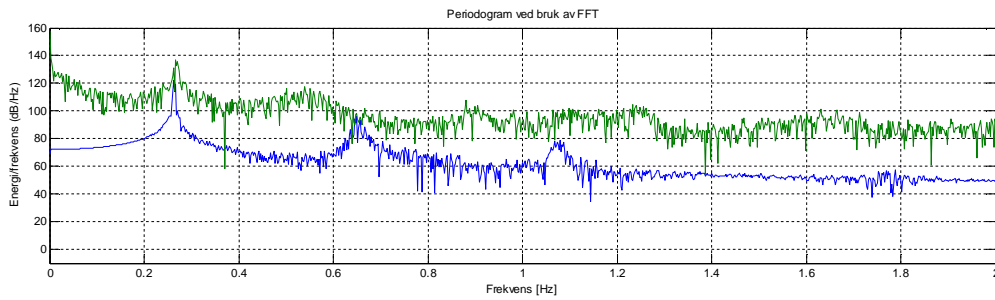
Kraft Overgangsstykke til tårn, Y-retning:



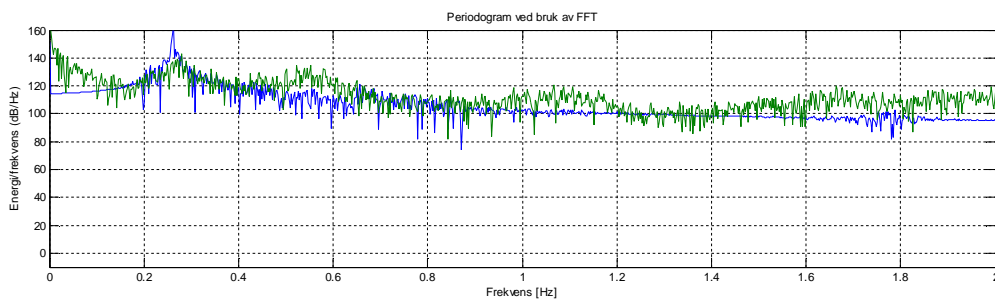
Kraft Overgangsstykke til tårn, Z-retning:



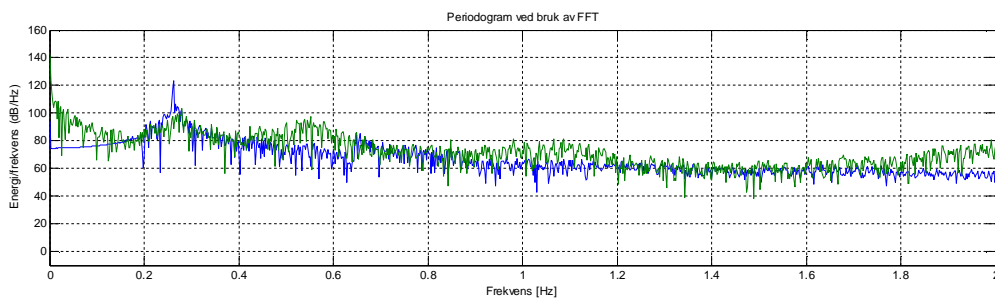
Moment Overgangsstykke til tårn Y-retning



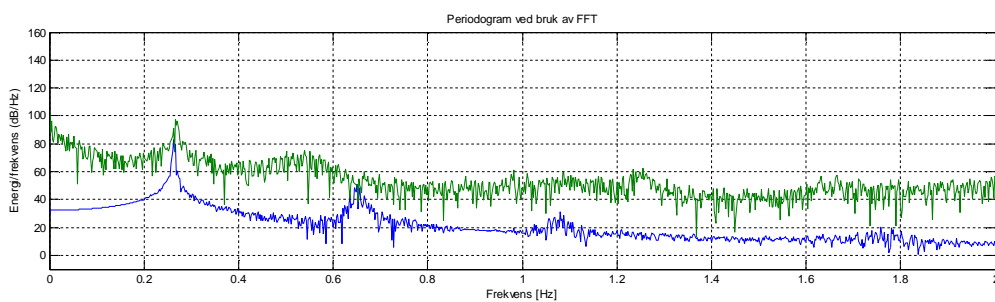
Moment Overgangsstykke tårn Z-retning



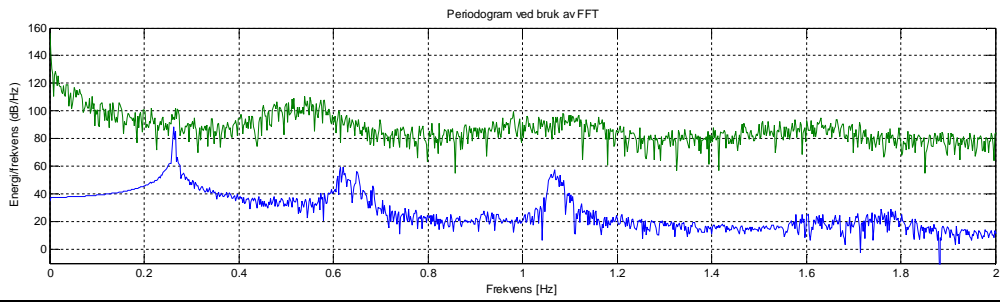
Kraft Topp av tårn Y-retning



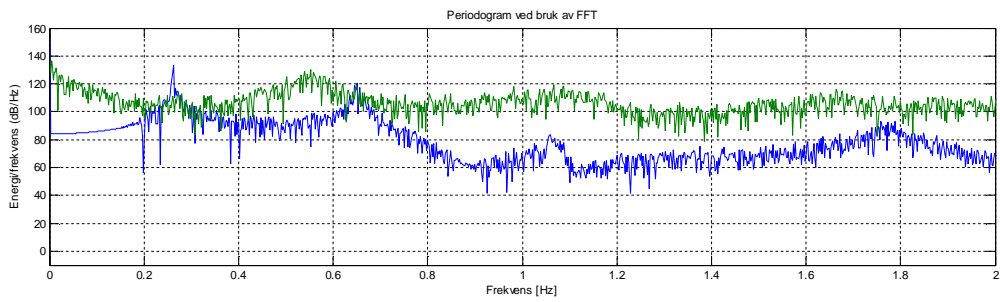
Kraft Topp av tårn Z-retning



Moment Topp av tårn Y-retning



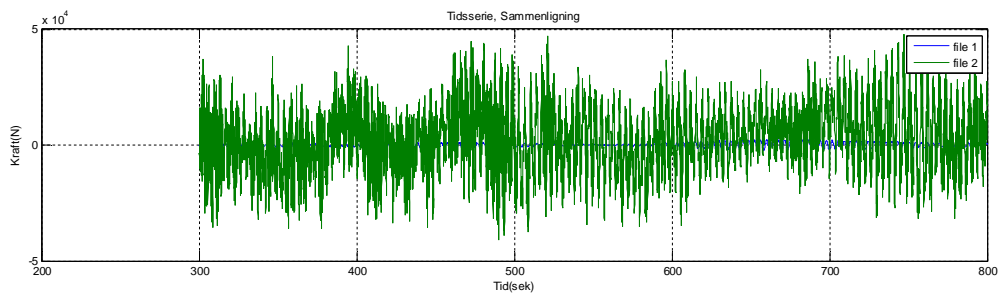
Moment Topp av tårn Z-retning



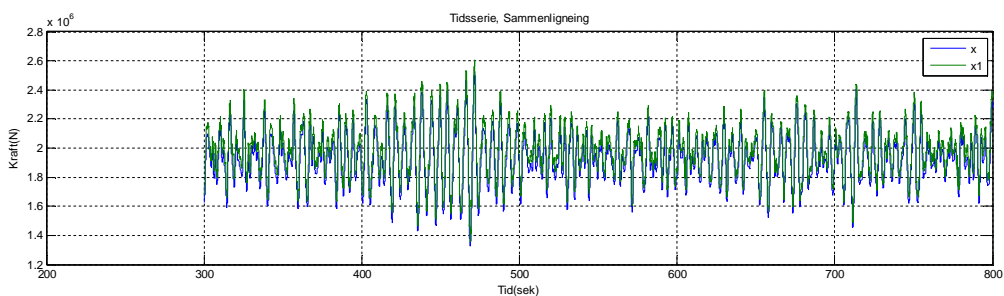
Sammenligning av tidsserier og energispektrum med og uten vind: Vindhastighet 10m/s Signifikant bølgehøyde 2.0m Bølgeperiode 5.657sek. Samme vind og bølgeretning. Vindretning= Y, 90 grader på vindretning= Z, Tårnets aksialretning= X. Blå graf er kun bølger og grønn graf er kombinert:

Tidsdomene

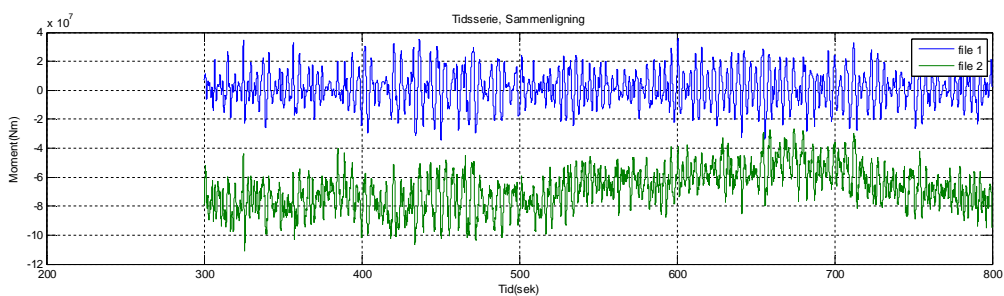
Kraft Tårnbase, Y-retning:



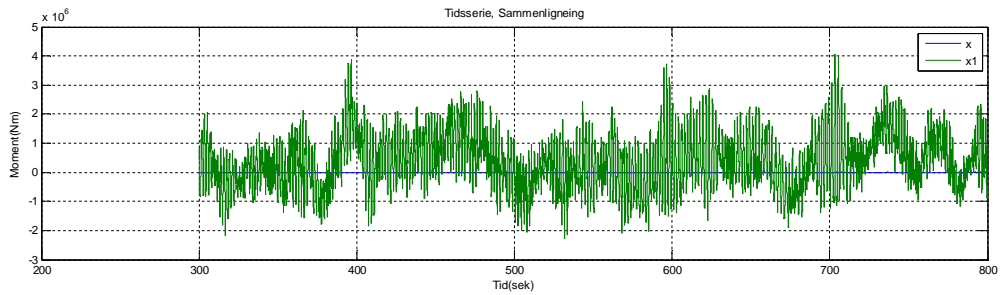
Kraft Tårnbase, Z-retning:



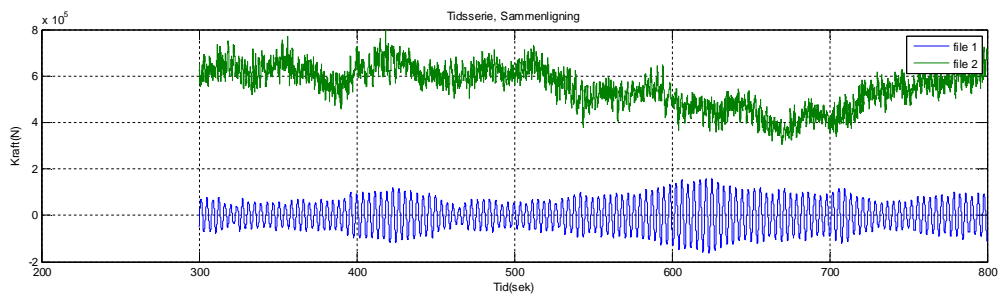
Moment Tårnbase, Y-retning:



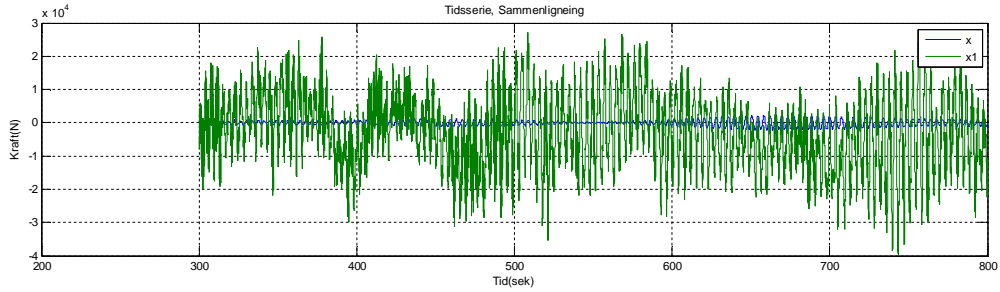
Moment Tårnbase, Z-retning:



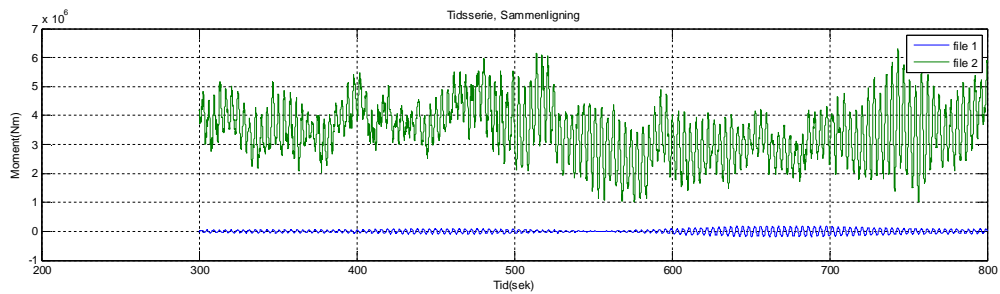
Kraft Overgangsstykke til tårn, Y-retning:



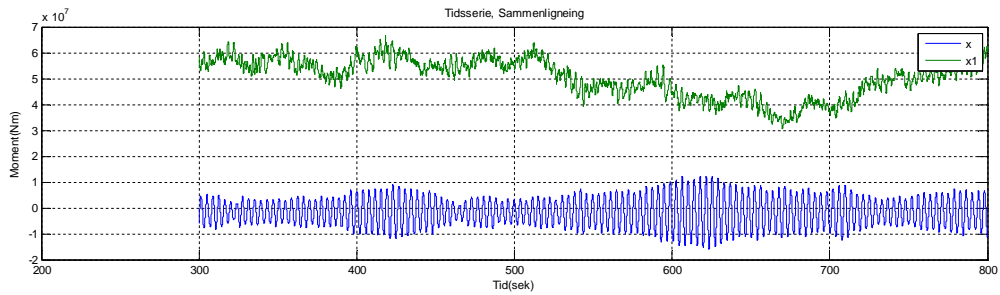
Kraft Overgangsstykke til tårn, Z-retning:



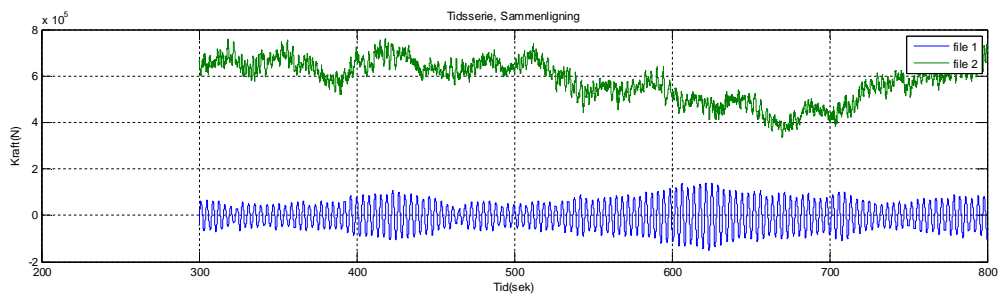
Moment Overgangsstykke til tårn Y-retning



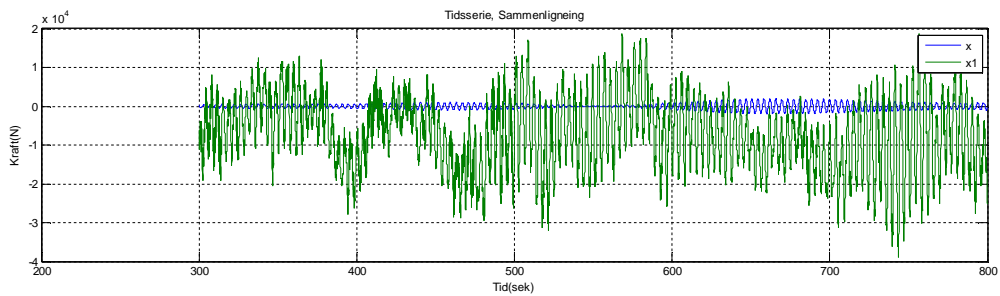
Moment Overgangsstykke tårn Z-retning



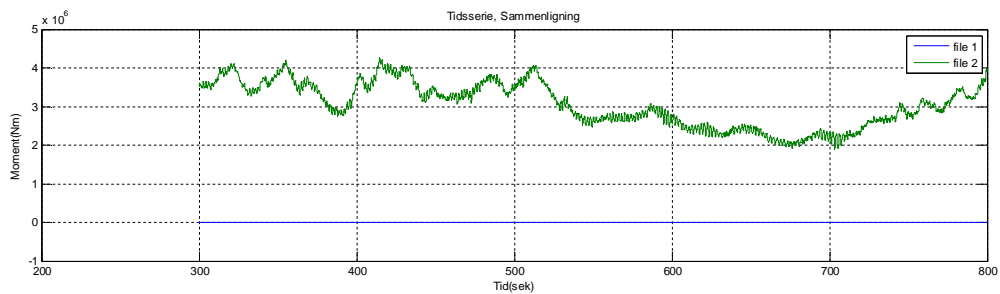
Kraft Topp av tårn Y-retning



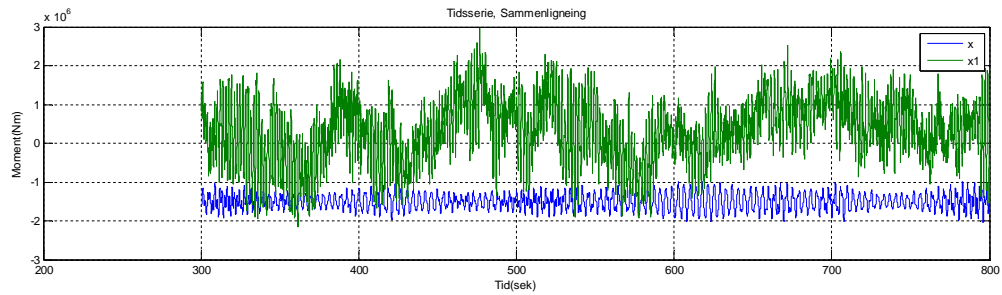
Kraft Topp av tårn Z-retning



Moment Topp av tårn Y-retning

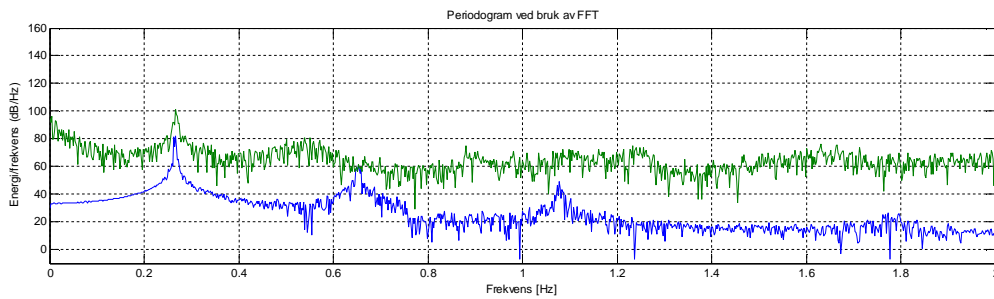


Moment Topp av tårn Z-retning

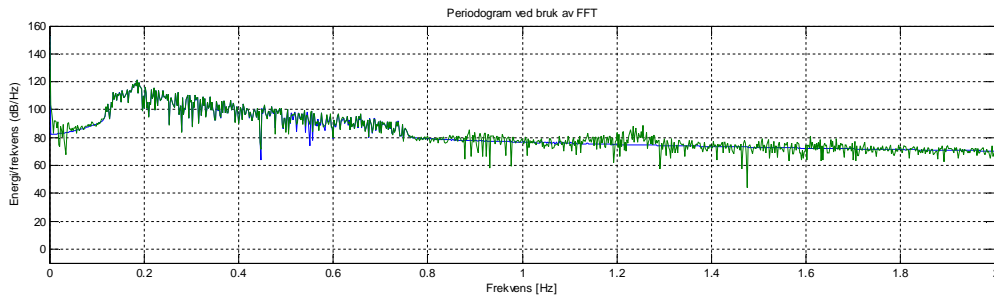


Frekvensdomene

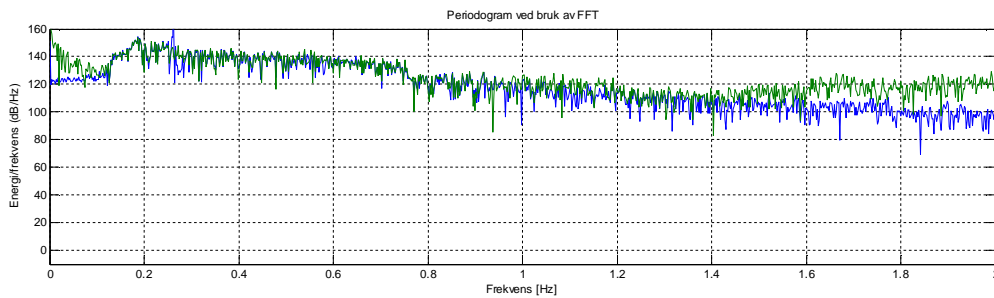
Kraft Tårnbase, Y-retning:



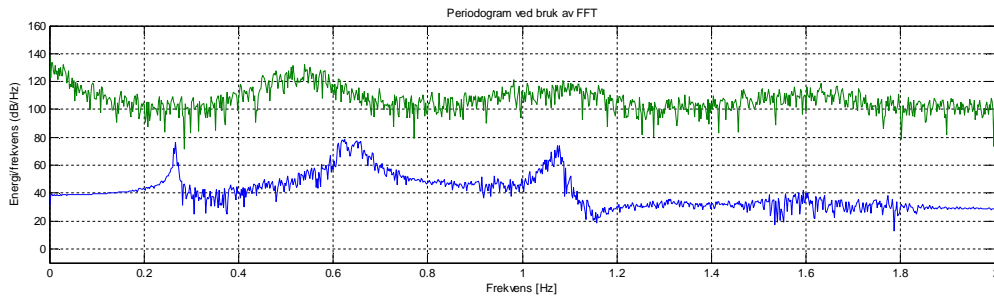
Kraft Tårnbase, Z-retning:



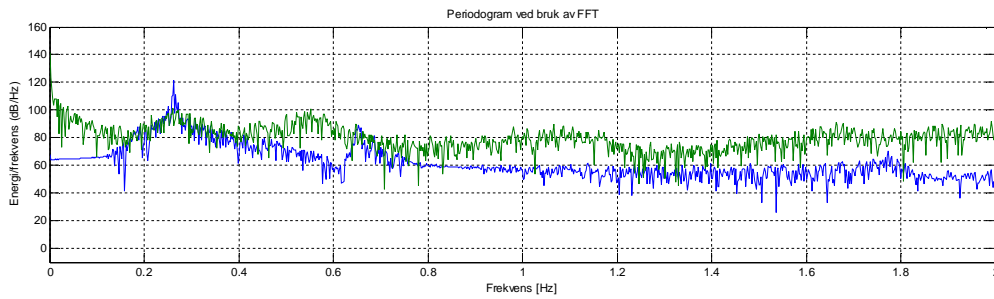
Moment Tårnbase, Y-retning:



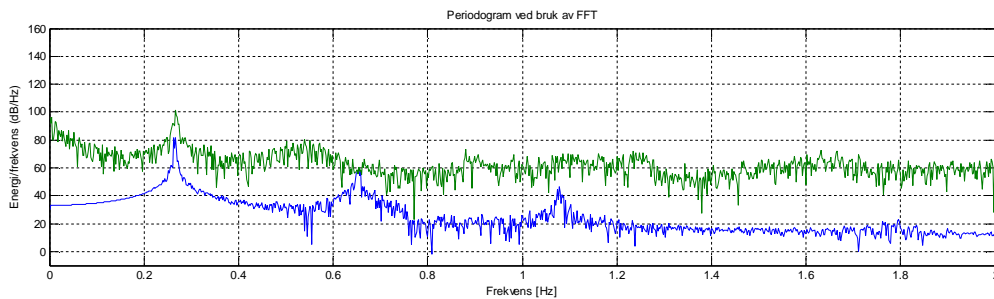
Moment Tårnbase, Z-retning:



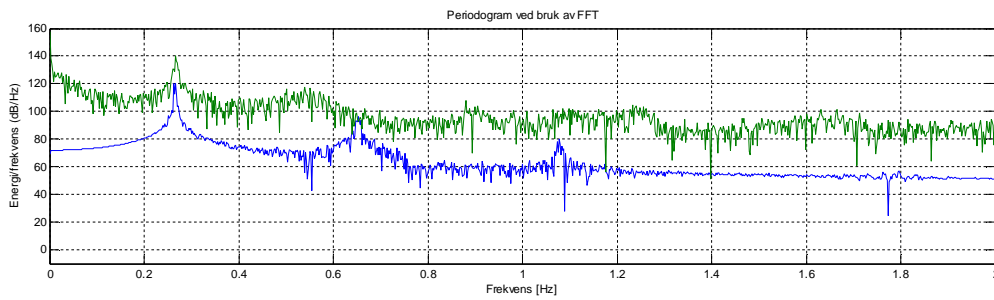
Kraft Overgangsstykke til tårn, Y-retning:



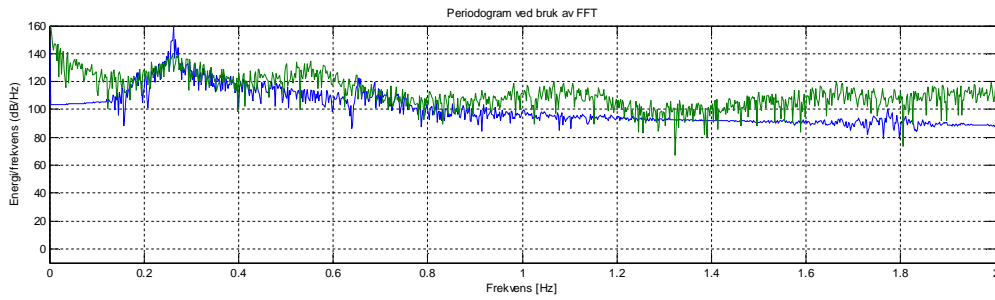
Kraft Overgangsstykke til tårn, Z-retning:



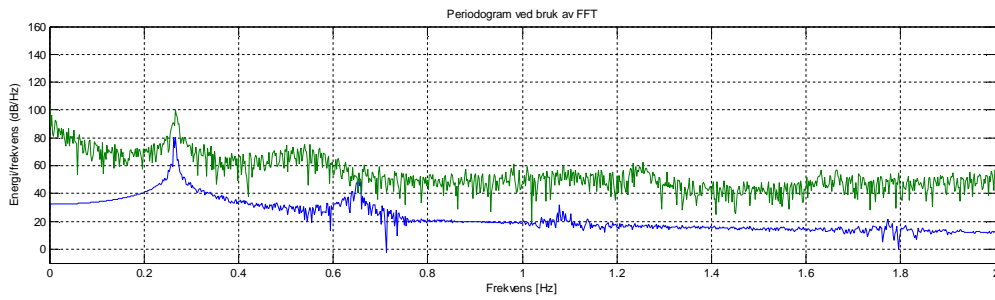
Moment Overgangsstykke til tårn Y-retning



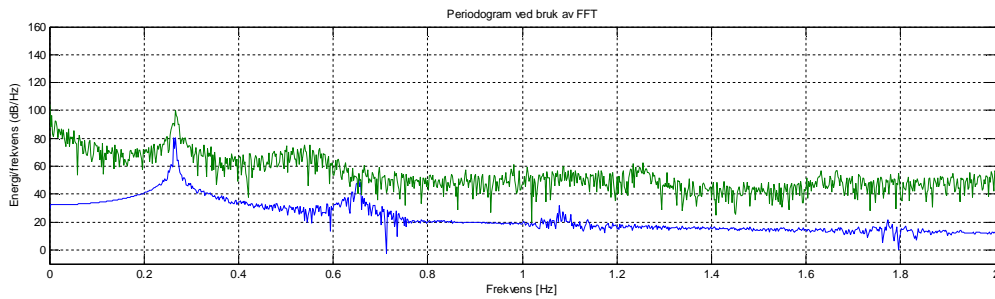
Moment Overgangsstykke tårn Z-retning



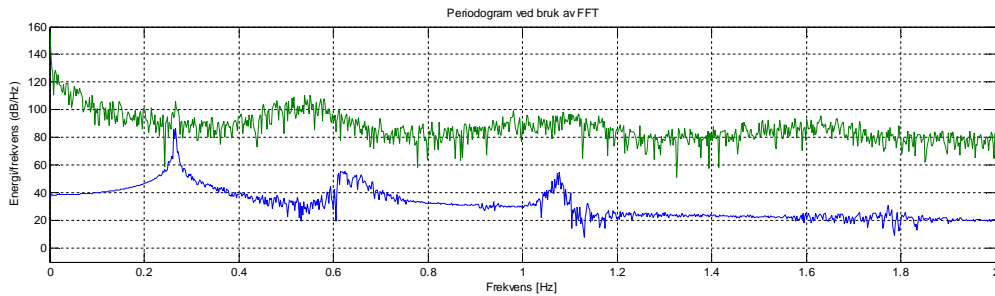
Kraft Topp av tårn Y-retning



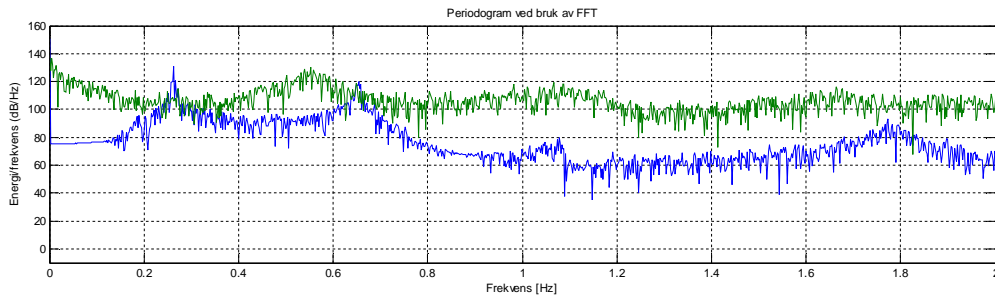
Kraft Topp av tårn Z-retning



Moment Topp av tårn Y-retning



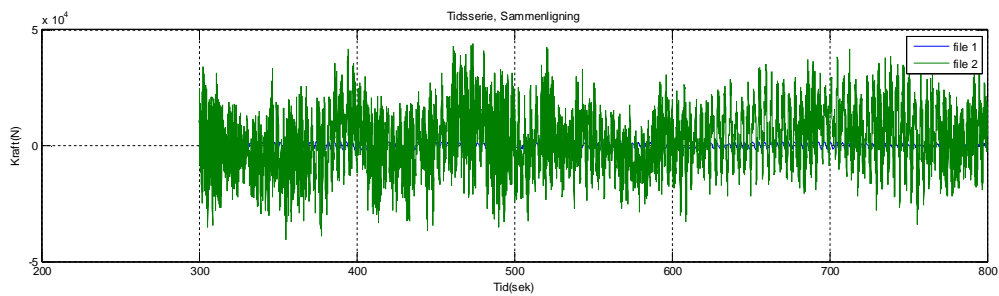
Moment Topp av tårn Z-retning



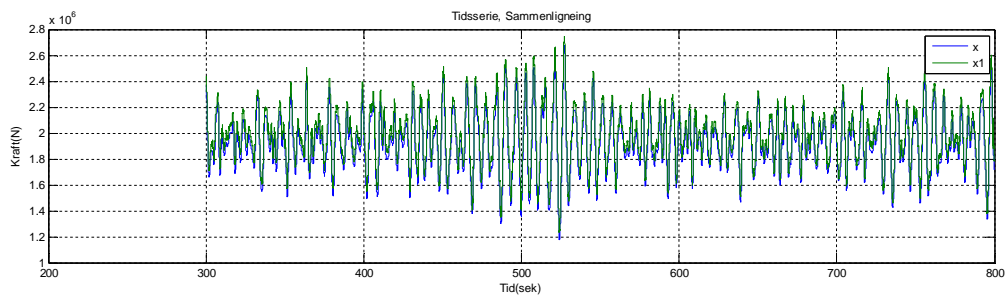
Sammenligning av tidsserier og energispektrum med og uten vind: Vindhastighet 10m/s Signifikant bølgehøyde 2.5m Bølgeperiode 6.325sek. Samme vind og bølgeretning. Vindretning= Y, 90 grader på vindretning= Z, Tårnets aksialretning= X. Blå graf er kun bølger og grønn graf er kombinert:

Tidsdomene

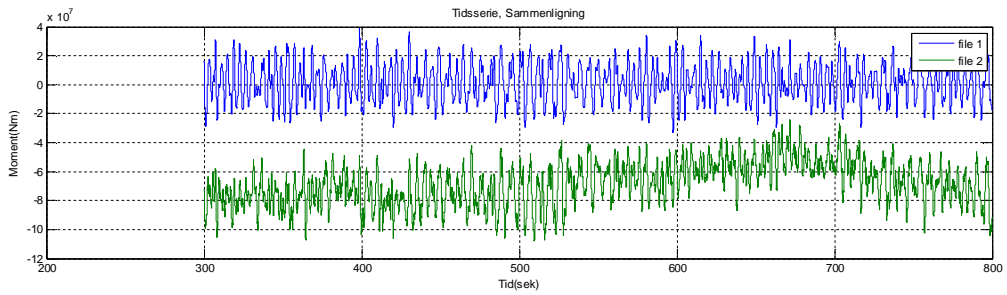
Kraft Tårnbase, Y-retning:



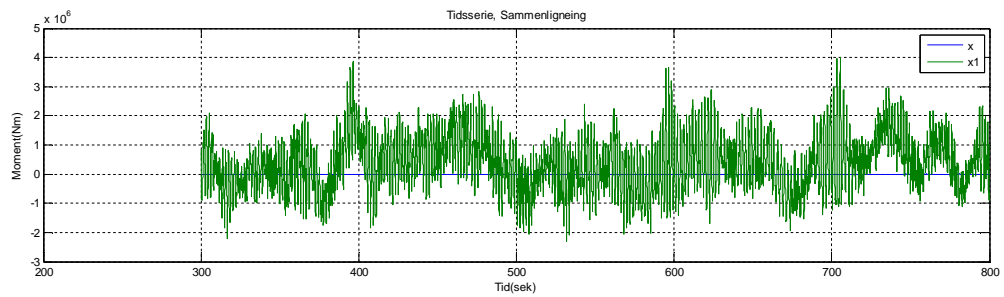
Kraft Tårnbase, Z-retning:



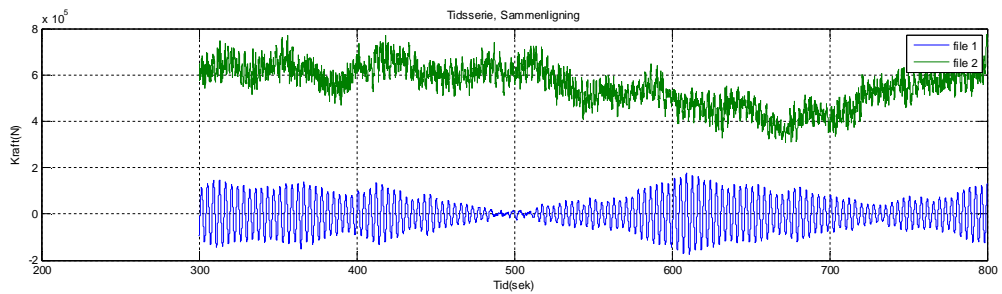
Moment Tårnbase, Y-retning:



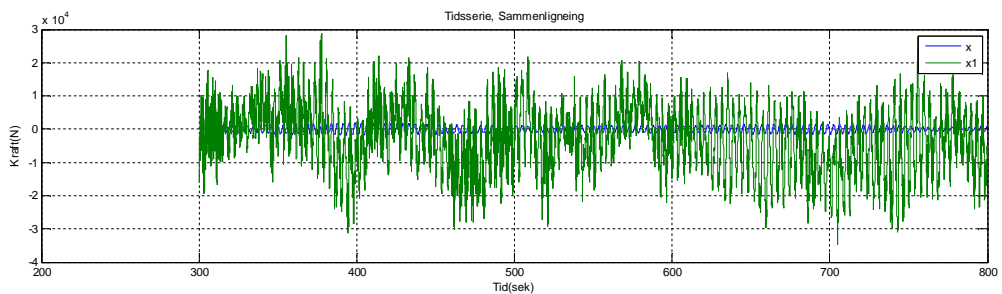
Moment Tårnbase, Z-retning:



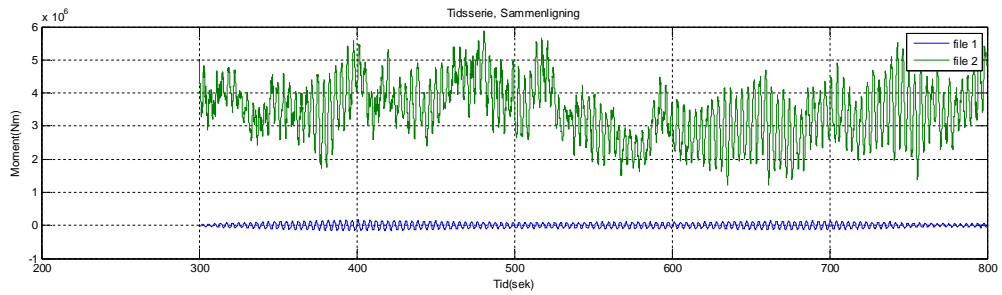
Kraft Overgangsstykke til tårn, Y-retning:



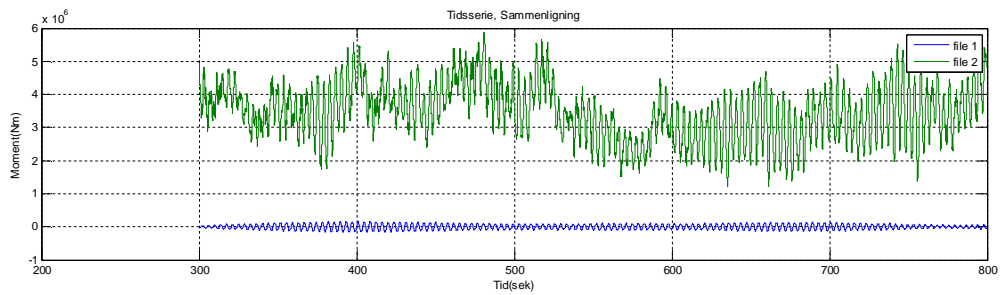
Kraft Overgangsstykke til tårn, Z-retning:



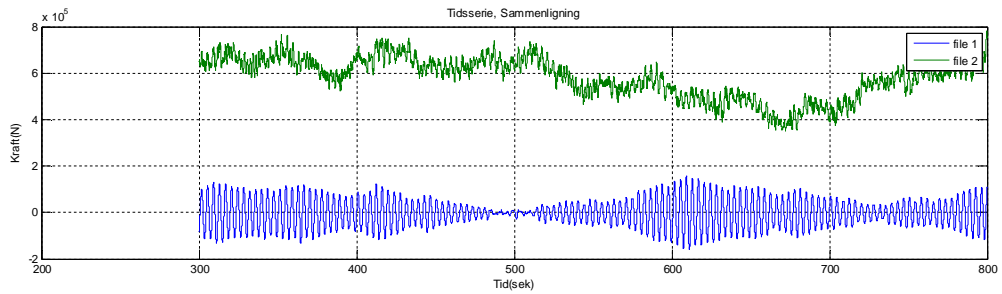
Moment Overgangsstykke til tårn Y-retning



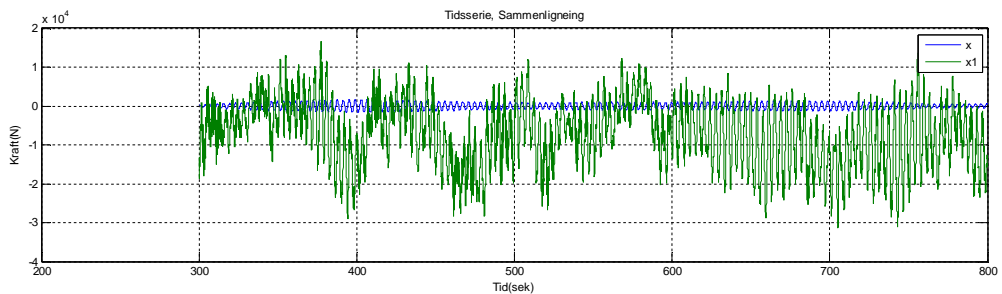
Moment Overgangsstykke tårn Z-retning



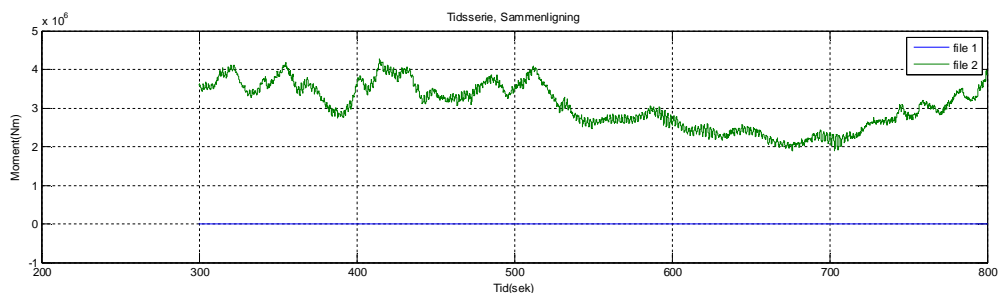
Kraft Topp av tårn Y-retning



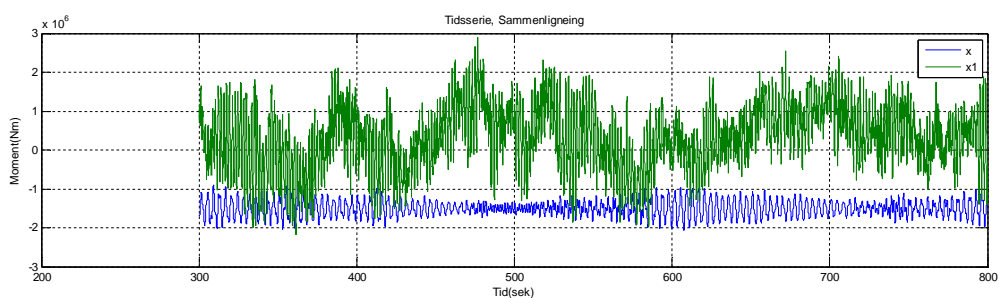
Kraft Topp av tårn Z-retning



Moment Topp av tårn Y-retning

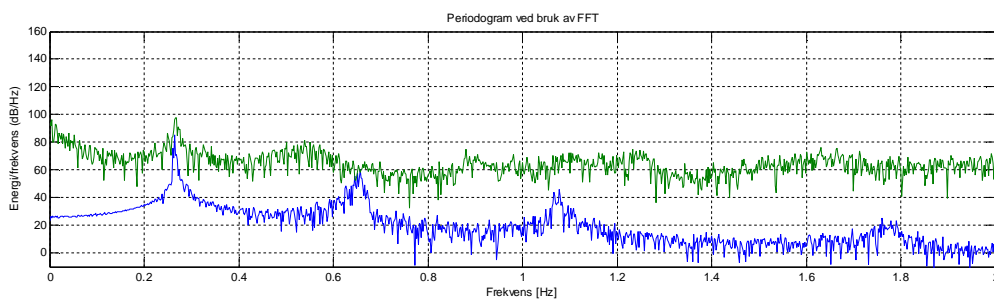


Moment Topp av tårn Z-retning

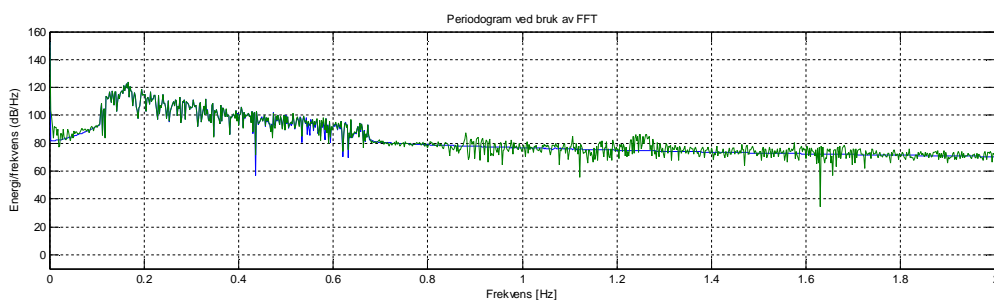


Frekvensdomene

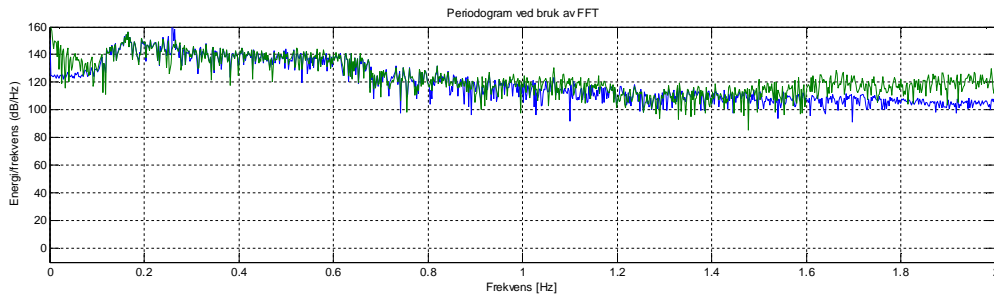
Kraft Tårnbase, Y-retning:



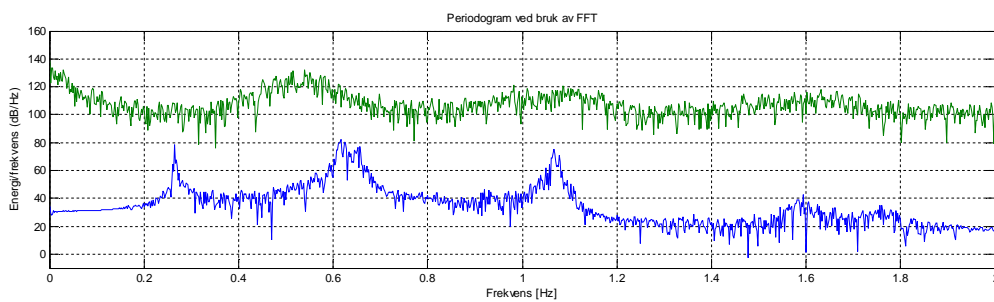
Kraft Tårnbase, Z-retning:



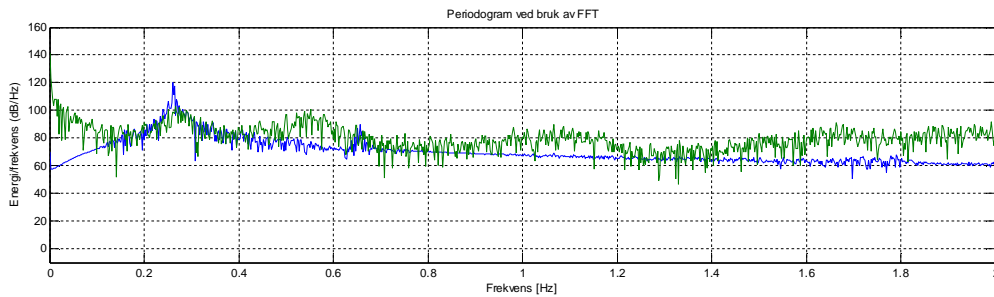
Moment Tårnbase, Y-retning:



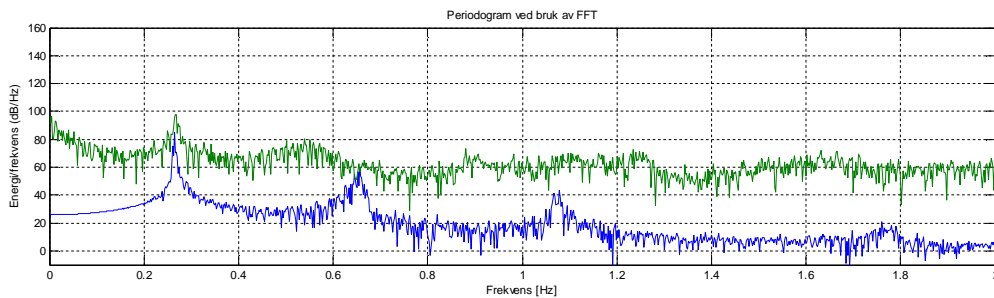
Moment Tårnbase, Z-retning:



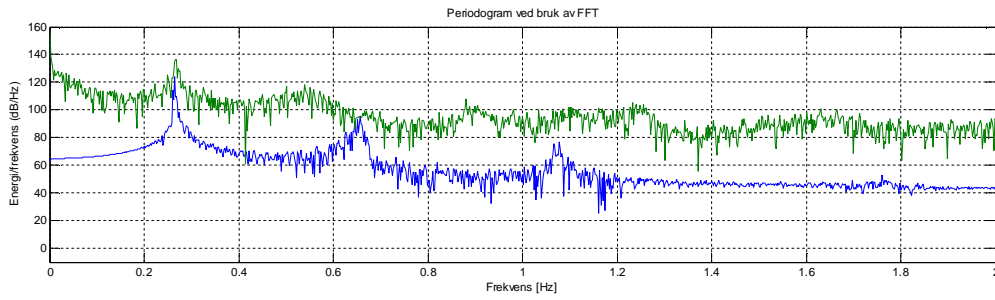
Kraft Overgangsstykke til tårn, Y-retning:



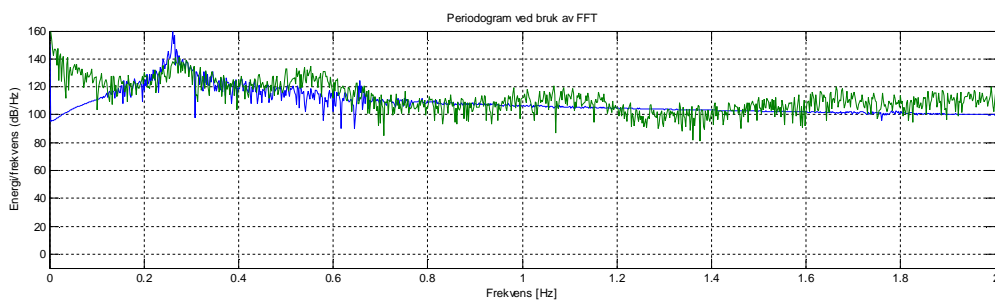
Kraft Overgangsstykke til tårn, Z-retning:



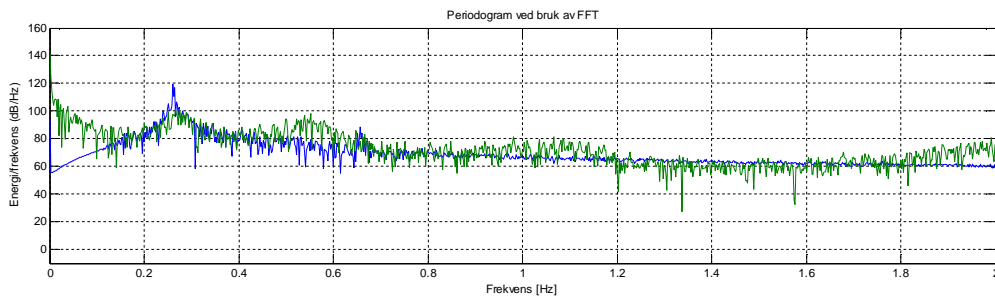
Moment Overgangsstykke til tårn Y-retning



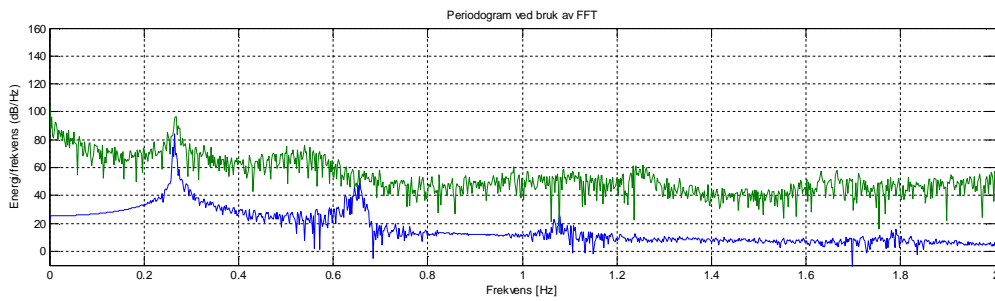
Moment Overgangsstykke tårn Z-retning



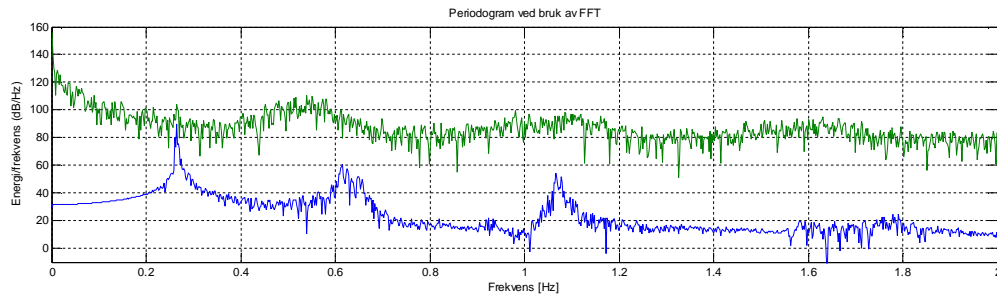
Kraft Topp av tårn Y-retning



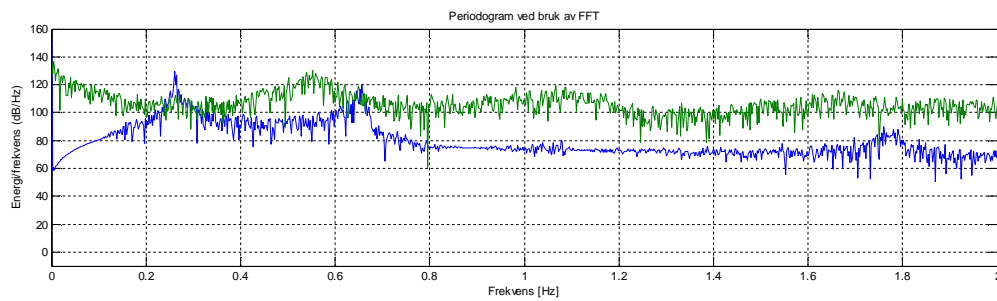
Kraft Topp av tårn Z-retning



Moment Topp av tårn Y-retning



Moment Topp av tårn Z-retning

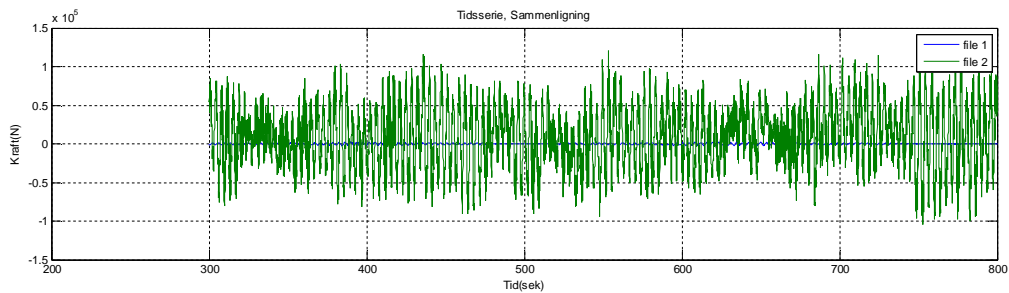


Vind 20m/s

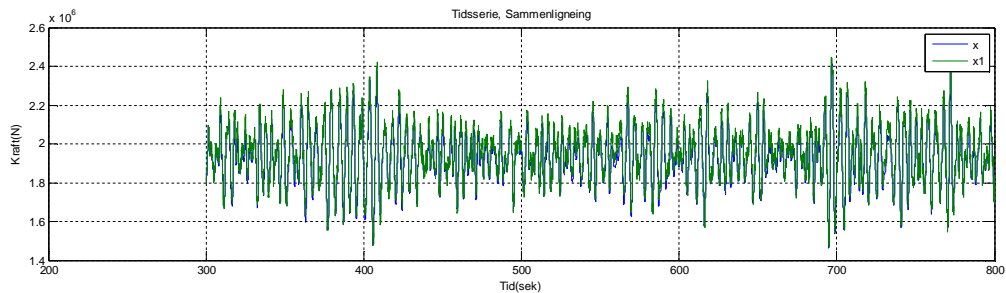
Sammenligning av tidsserier og energispektrum med og uten vind: Vindhastighet 20m/s Signiffikant bølgehøyde 1.5m Bølgeperiode 4.899 sek. Samme vind og bølgeretning. Vindretning= Y, 90 grader på vindretning= Z, Tårnets aksialretning= X. Blå graf er kun bølger og grønn graf er kombinert:

Tidsdomene

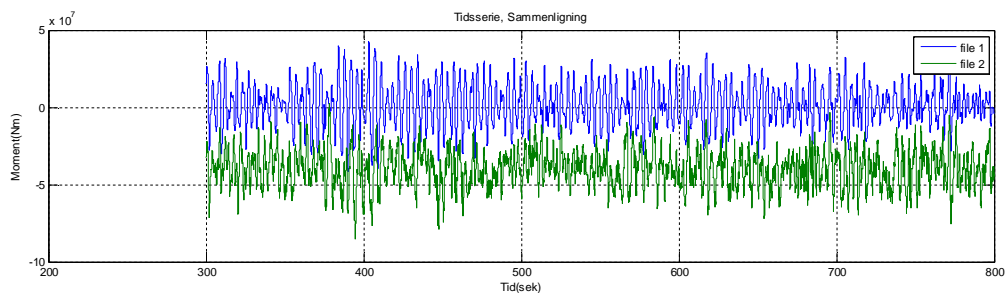
Kraft Tårnbase, Y-retning:



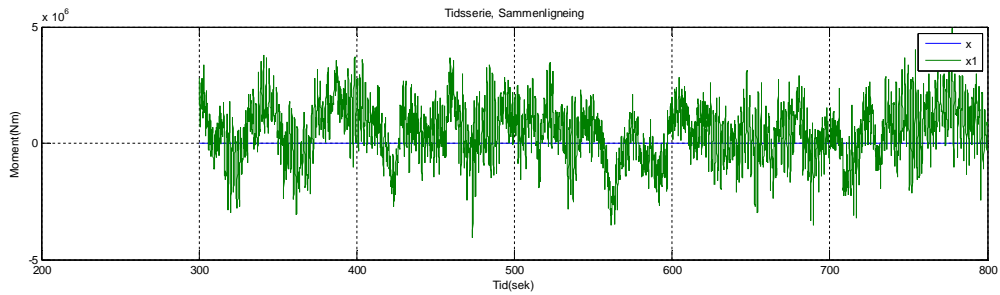
Kraft Tårnbase, Z-retning:



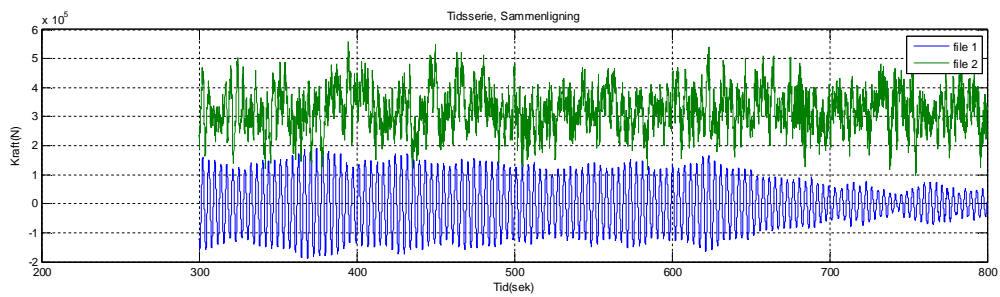
Moment Tårnbase, Y-retning:



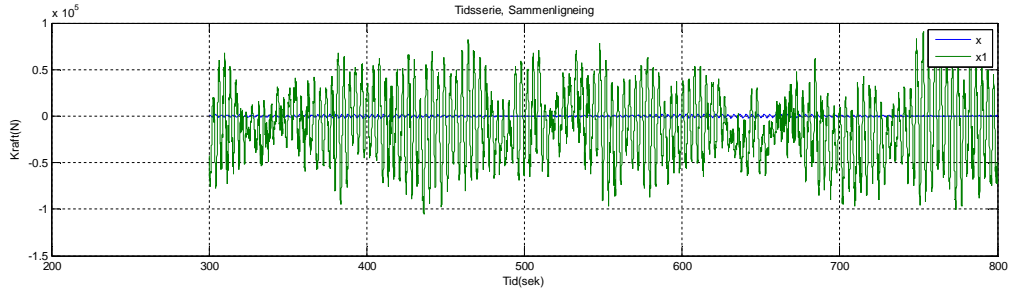
Moment Tårnbase, Z-retning:



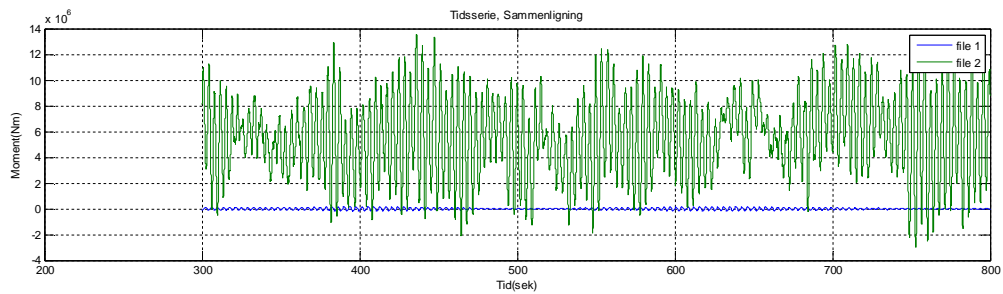
Kraft Overgangsstykke til tårn, Y-retning:



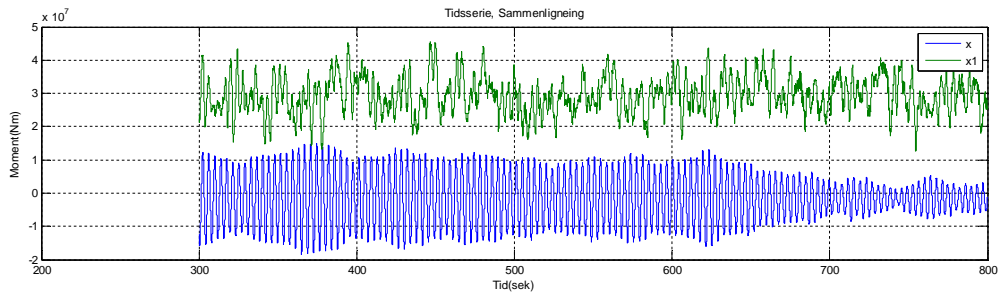
Kraft Overgangsstykke til tårn, Z-retning:



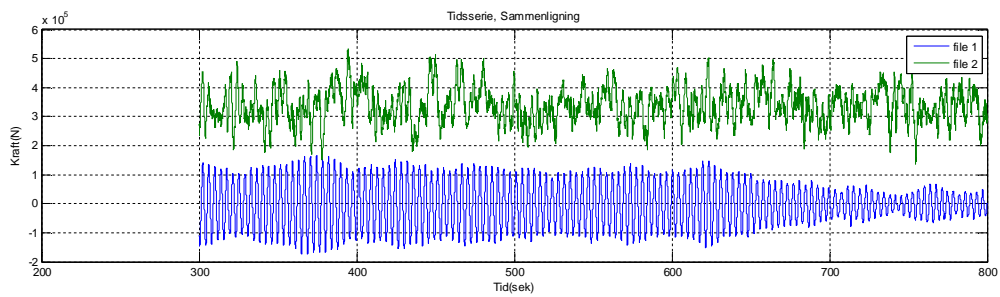
Moment Overgangsstykke til tårn Y-retning



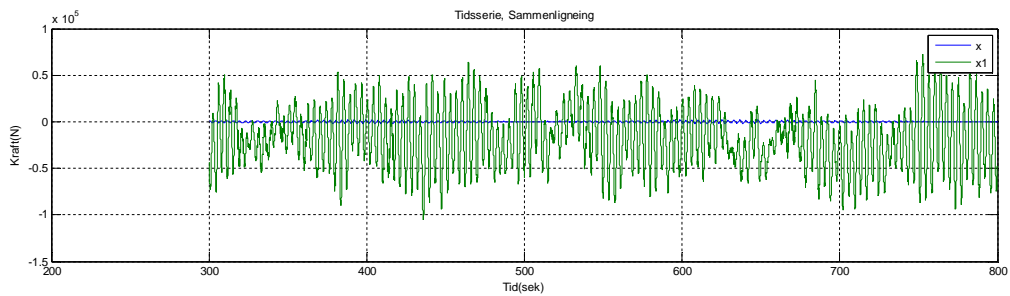
Moment Overgangsstykke tårn Z-retning



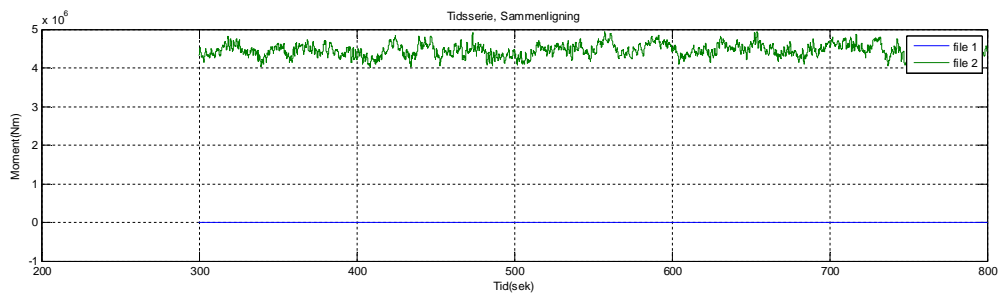
Kraft Topp av tårn Y-retning



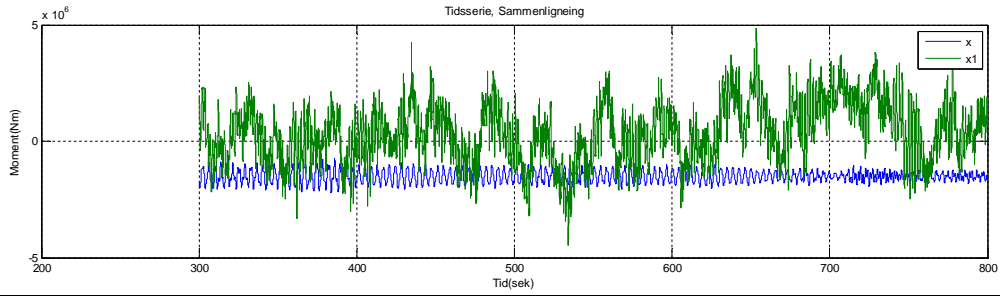
Kraft Topp av tårn Z-retning



Moment Topp av tårn Y-retning

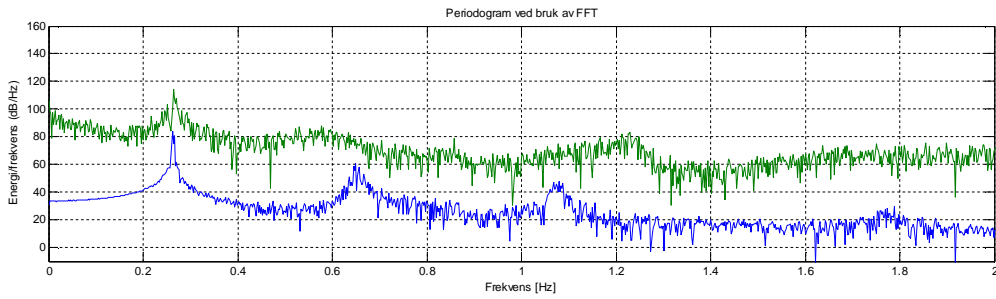


Moment Topp av tårn Z-retning

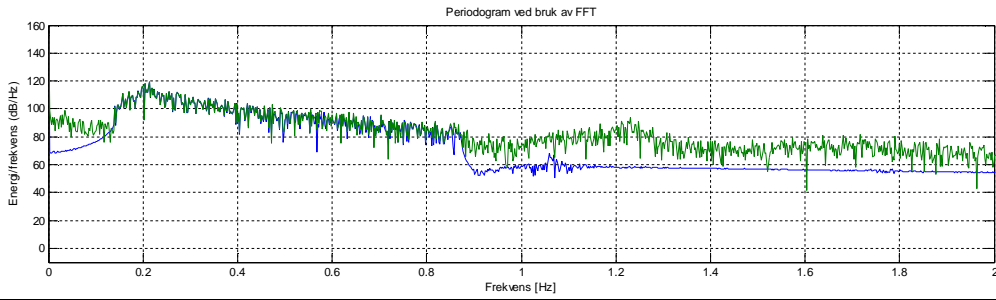


Frekvensdomene

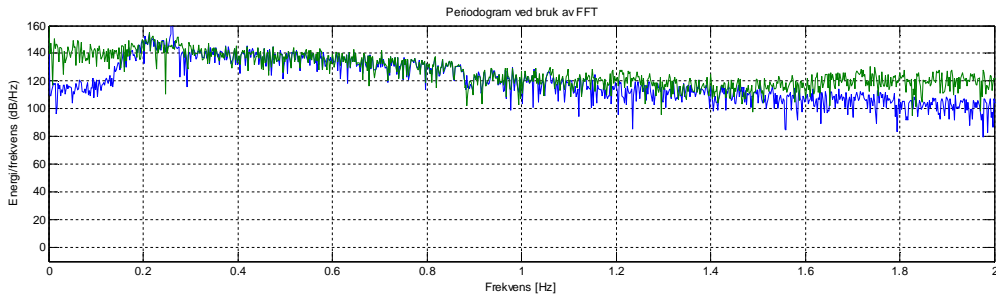
Kraft Tårnbase, Y-retning:



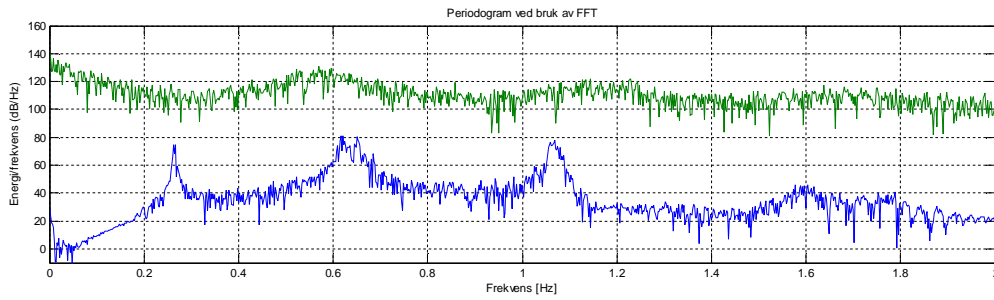
Kraft Tårnbase, Z-retning:



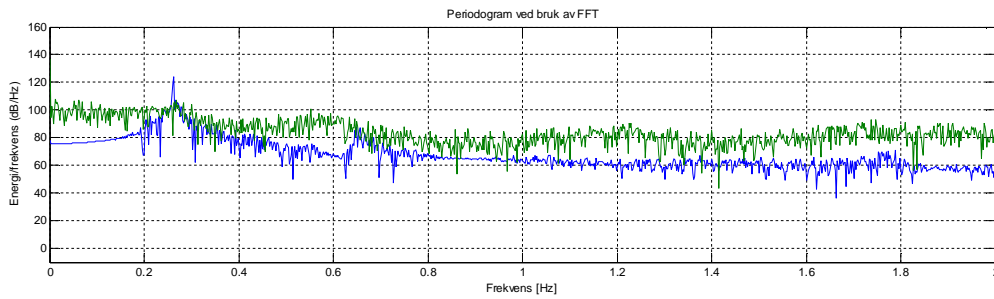
Moment Tårnbase, Y-retning:



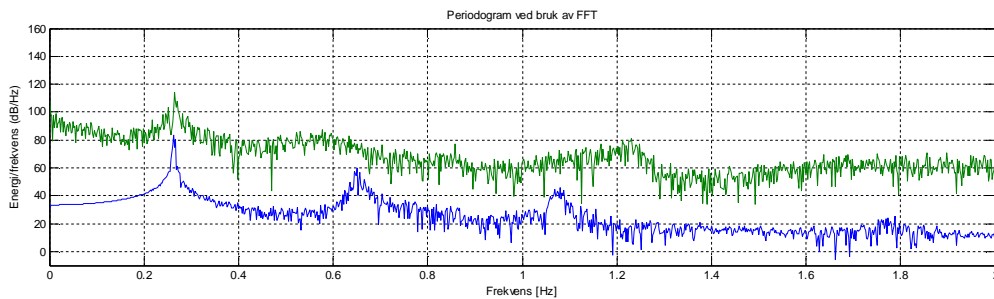
Moment Tårnbase, Z-retning:



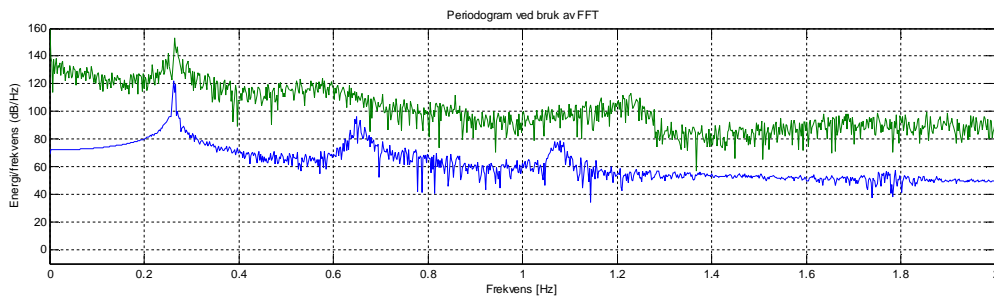
Kraft Overgangsstykke til tårn, Y-retning:



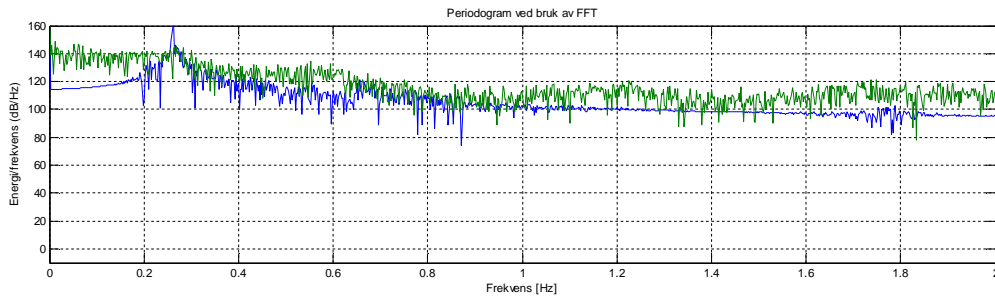
Kraft Overgangsstykke til tårn, Z-retning:



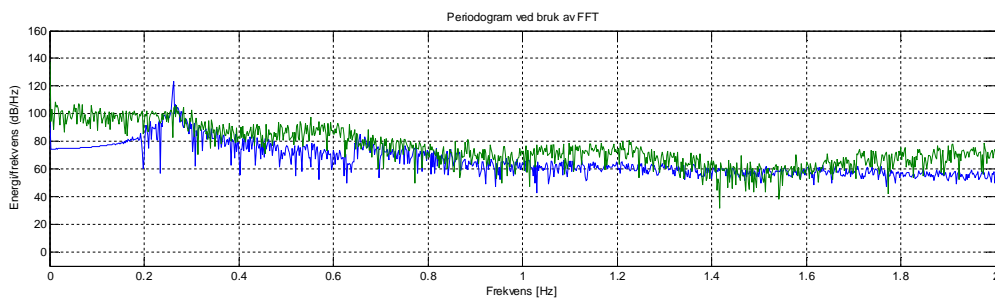
Moment Overgangsstykke til tårn Y-retning



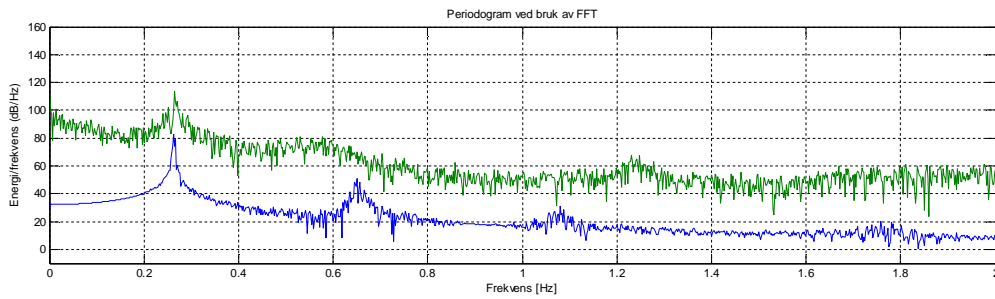
Moment Overgangsstykke tårn Z-retning



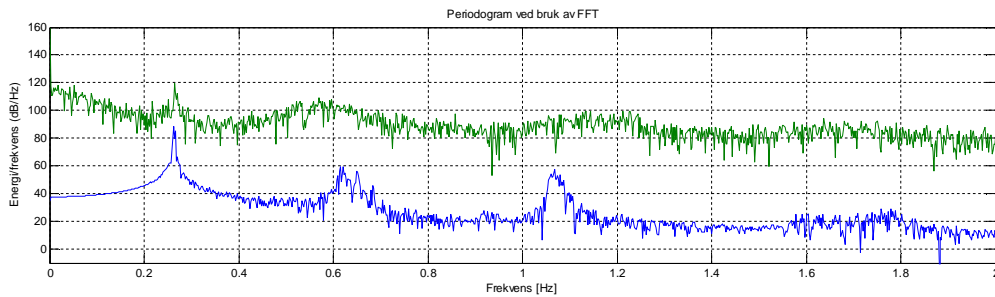
Kraft Topp av tårn Y-retning



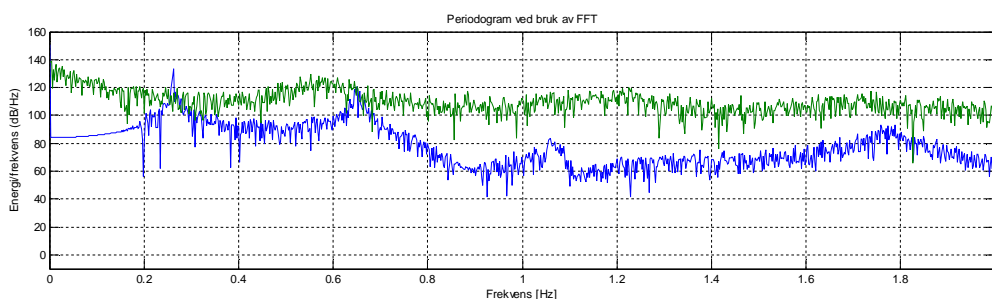
Kraft Topp av tårn Z-retning



Moment Topp av tårn Y-retning



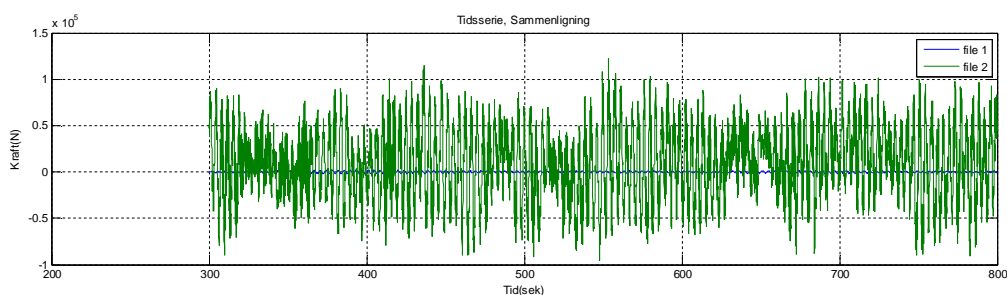
Moment Topp av tårn Z-retning



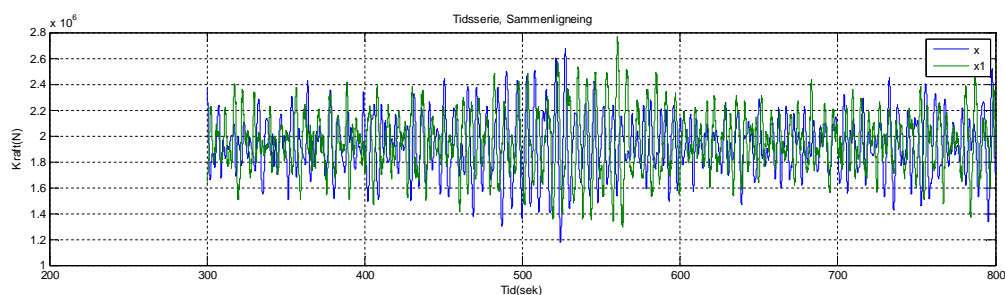
Sammenligning av tidsserier og energispektrum med og uten vind: Vindhastighet 20m/s Signifikant bølgehøyde 2.5m Bølgeperiode 6.325sek. Samme vind og bølgeretning. Vindretning= Y, 90 grader på vindretning= Z, Tårnets aksialretning= X. Blå graf er kun bølger og grønn graf er kombinert:

Tidsdomene

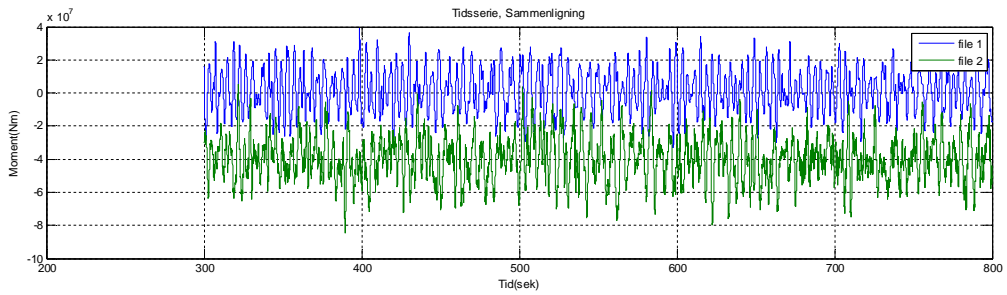
Kraft Tårnbase, Y-retning:



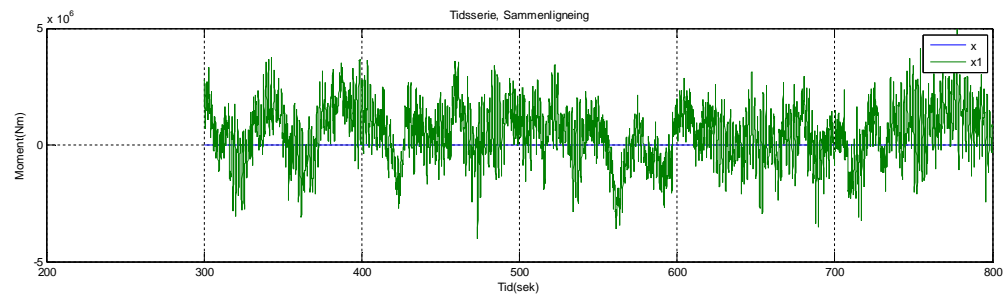
Kraft Tårnbase, Z-retning:



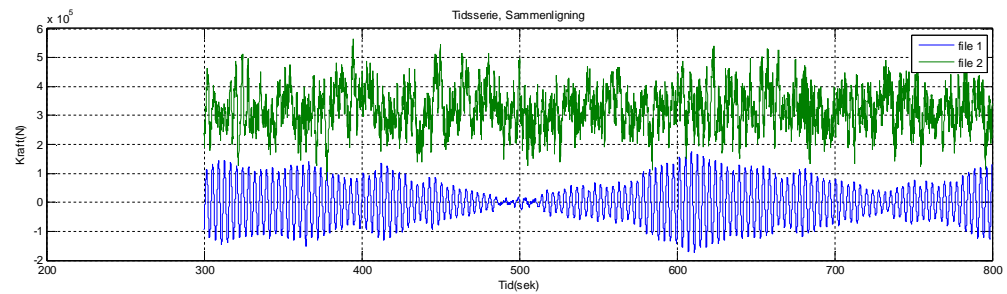
Moment Tårnbase, Y-retning:



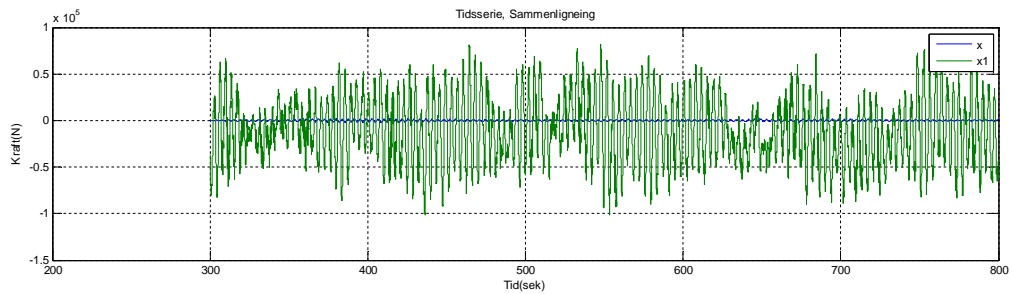
Moment Tårnbase, Z-retning:



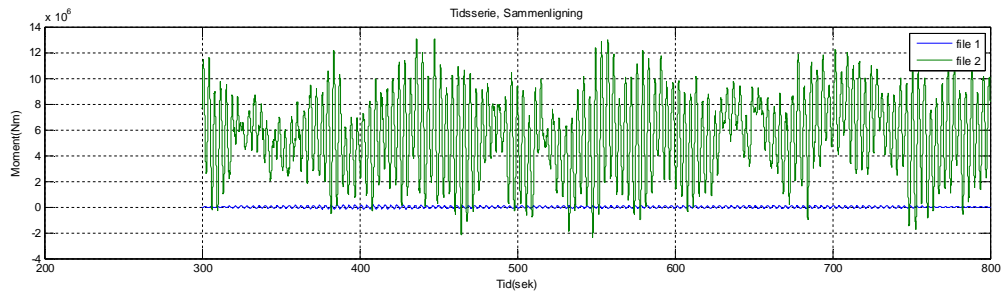
Kraft Overgangsstykke til tårn, Y-retning:



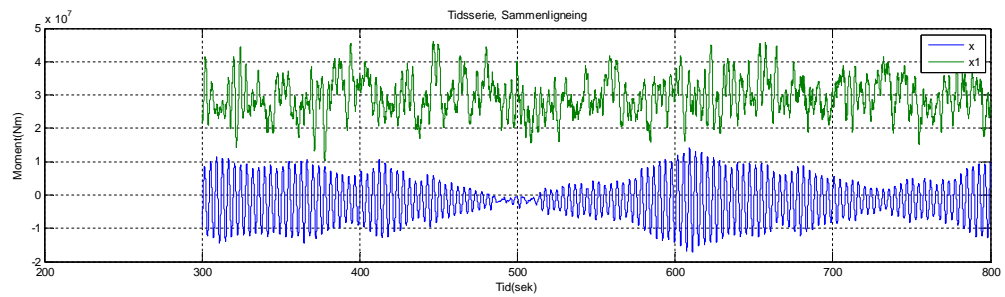
Kraft Overgangsstykke til tårn, Z-retning:



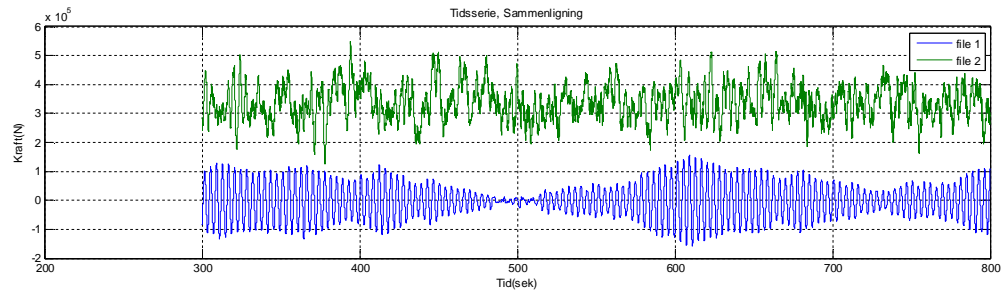
Moment Overgangsstykke til tårn Y-retning



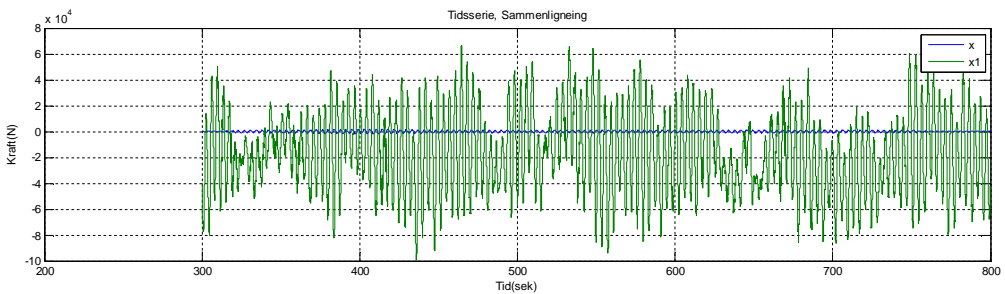
Moment Overgangsstykke tårn Z-retning



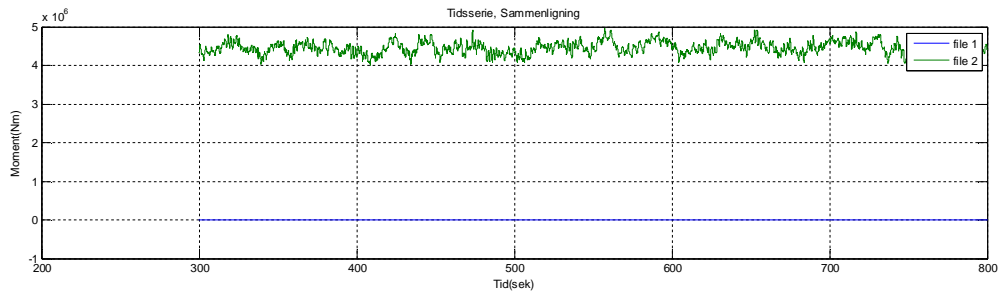
Kraft Topp av tårn Y-retning



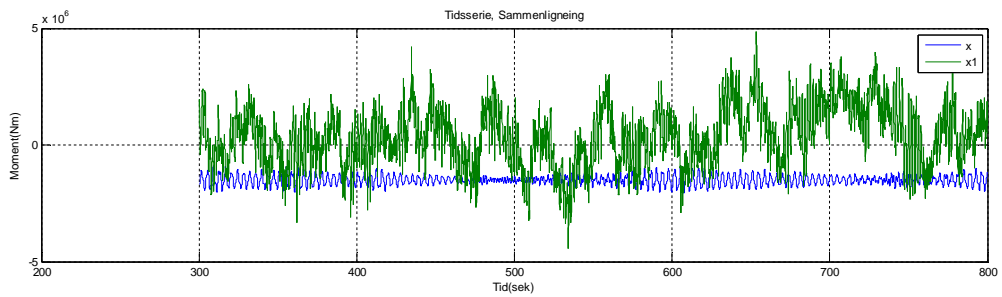
Kraft Topp av tårn Z-retning



Moment Topp av tårn Y-retning

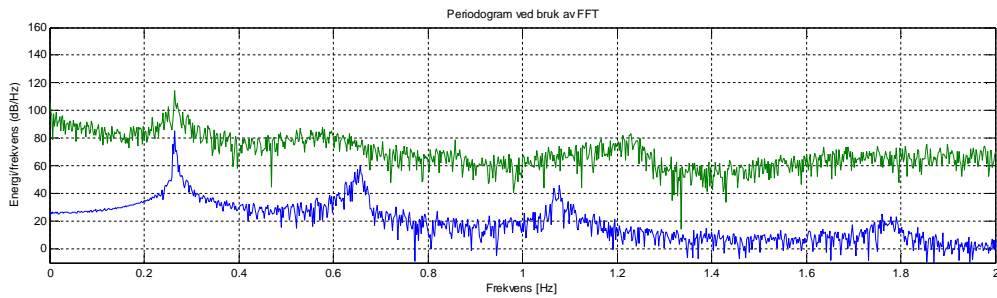


Moment Topp av tårn Z-retning

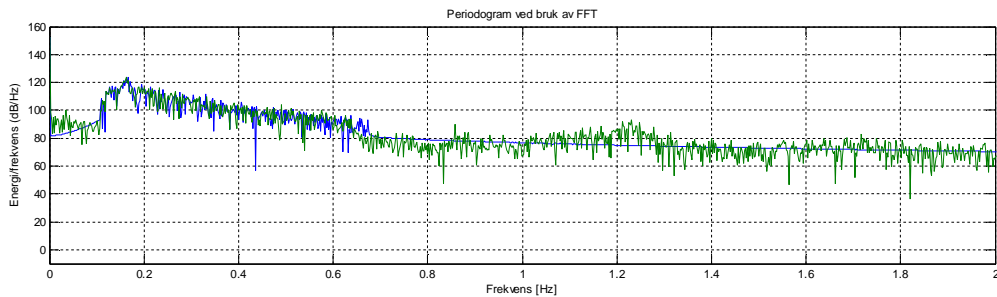


Frekvensdomene

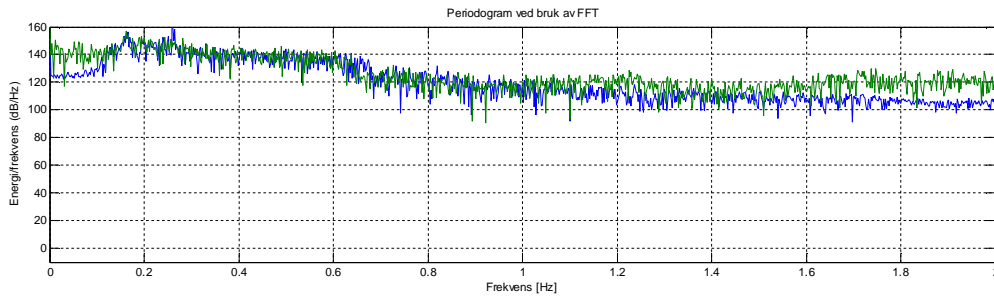
Kraft Tårnbase, Y-retning:



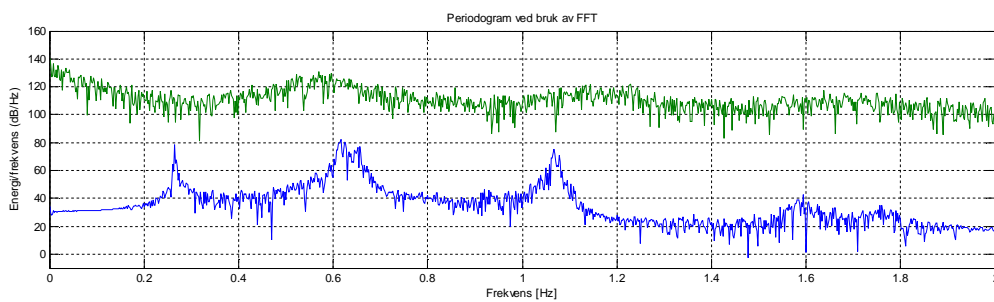
Kraft Tårnbase, Z-retning:



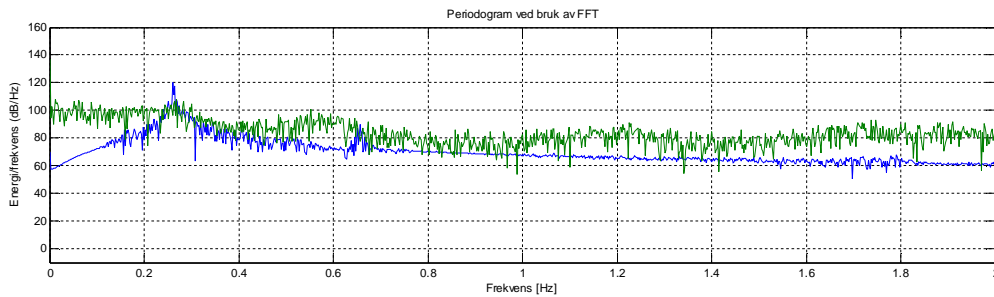
Moment Tårnbase, Y-retning:



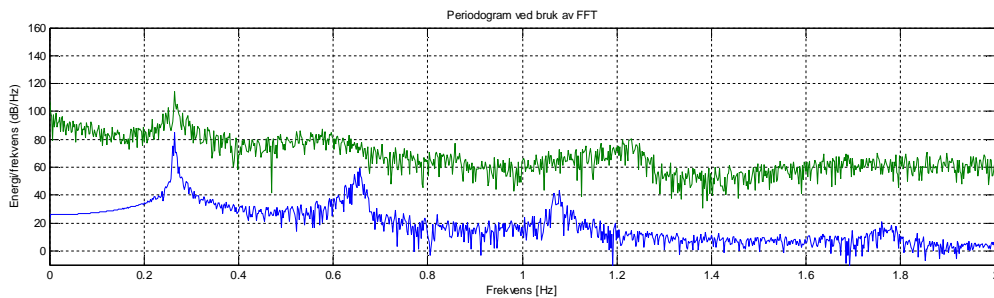
Moment Tårnbase, Z-retning:



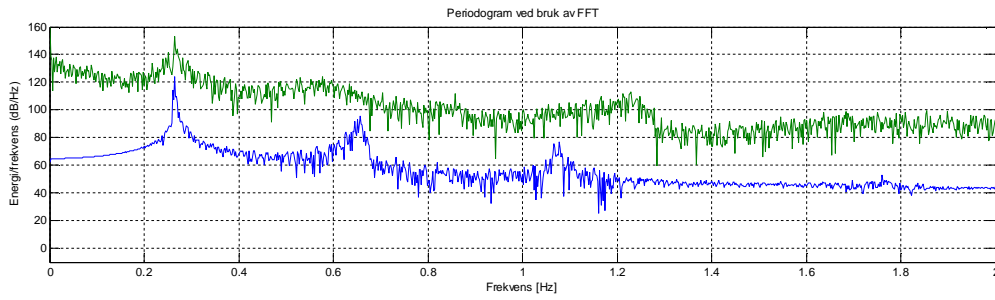
Kraft Overgangsstykke til tårn, Y-retning:



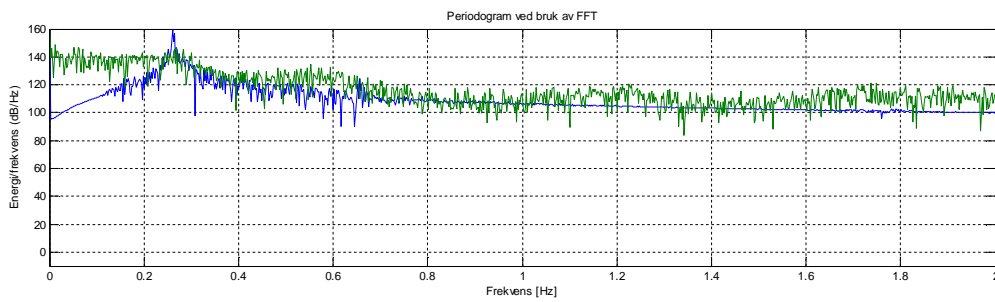
Kraft Overgangsstykke til tårn, Z-retning:



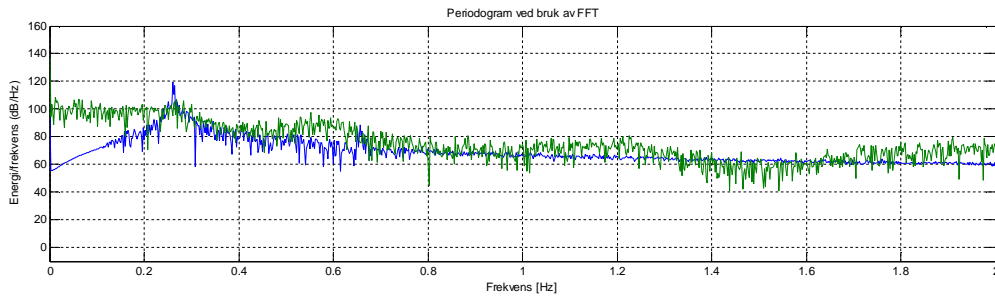
Moment Overgangsstykke til tårn Y-retning



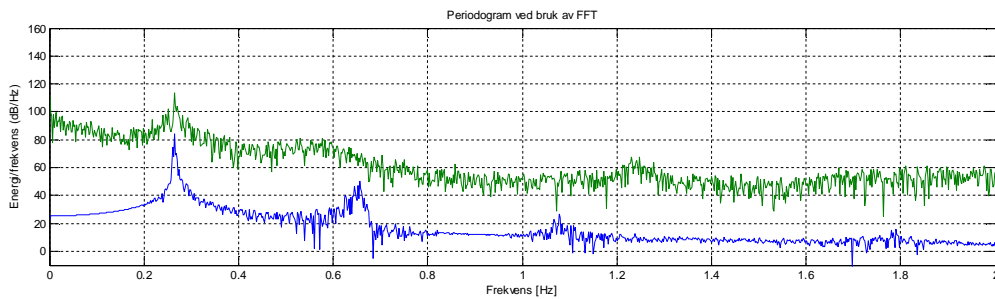
Moment Overgangsstykke tårn Z-retning



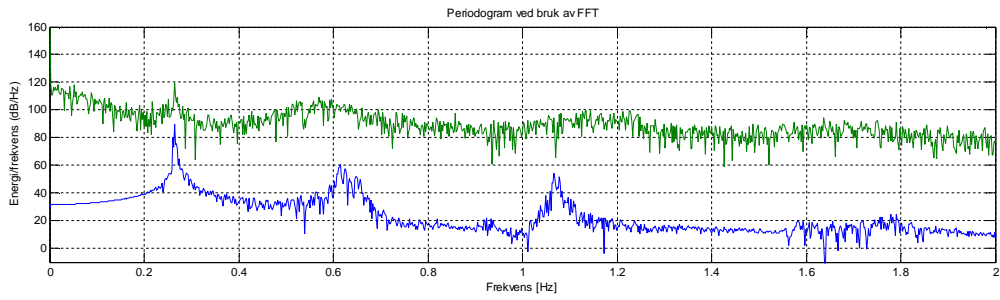
Kraft Topp av tårn Y-retning



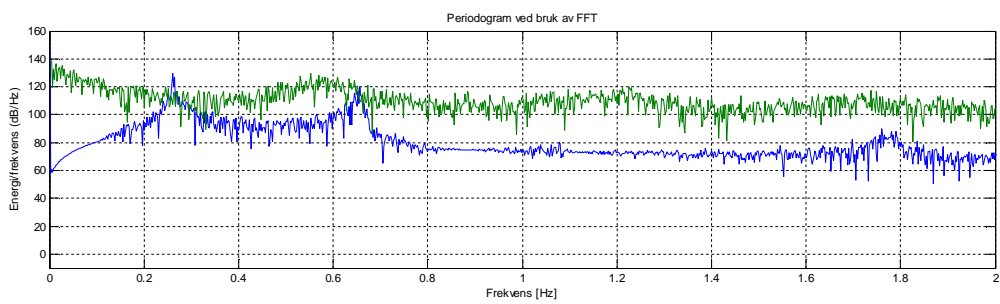
Kraft Topp av tårn Z-retning



Moment Topp av tårn Y-retning



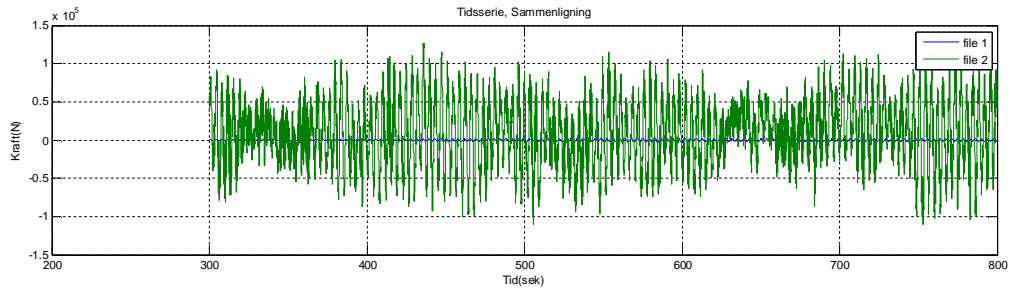
Moment Topp av tårn Z-retning



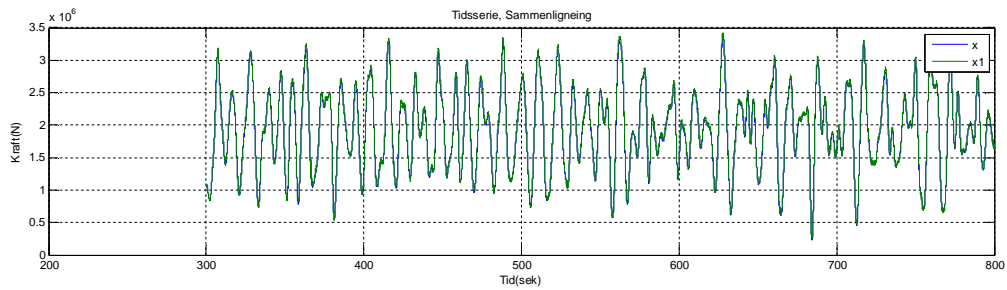
Sammenligning av tidsserier og energispektrum med og uten vind: Vindhastighet 20m/s Signifikant bølgehøyde 7.8m Bølgeperiode 12.9sek. Samme vind og bølgeretning. Vindretning= Y, 90 grader på vindretning= Z, Tårnets aksialretning= X. Blå graf er kun bølger og grønn graf er kombinert:

Tidsdomene

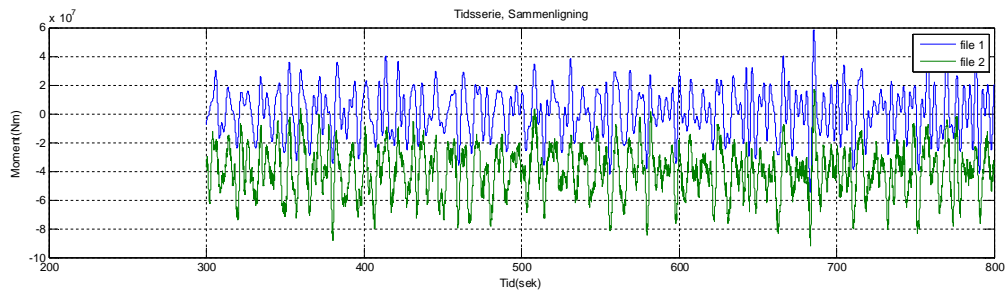
Kraft Tårnbase, Y-retning:



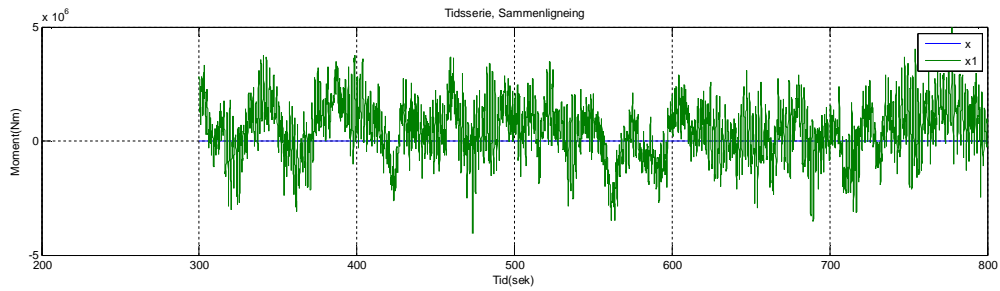
Kraft Tårnbase, Z-retning:



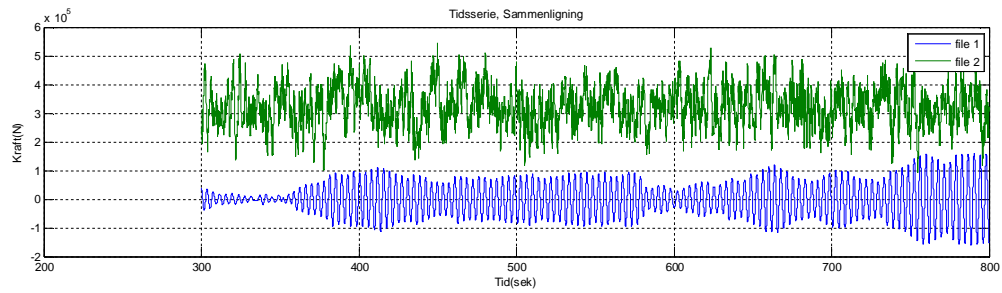
Moment Tårnbase, Y-retning:



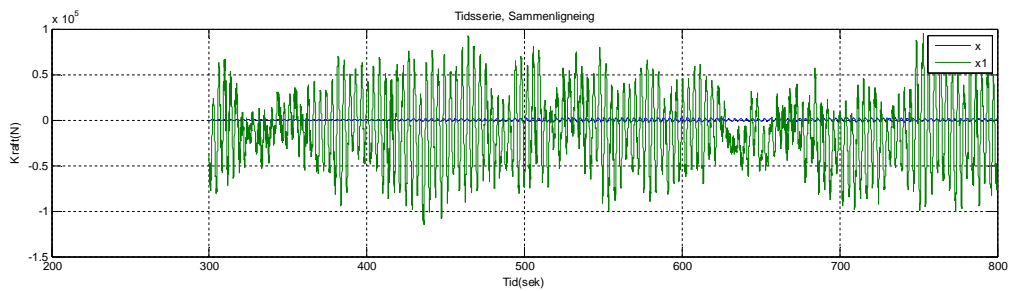
Moment Tårnbase, Z-retning:



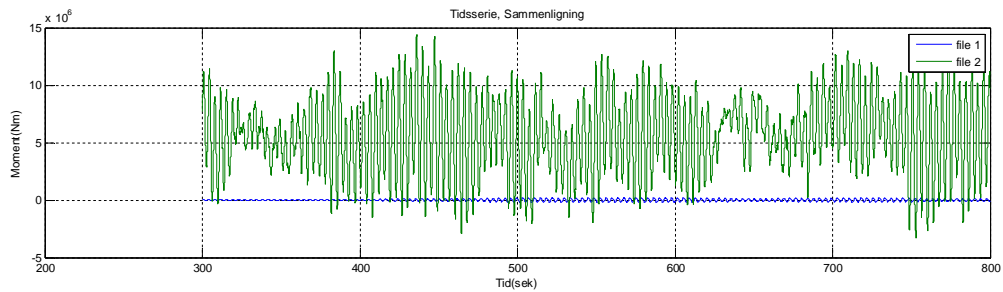
Kraft Overgangsstykke til tårn, Y-retning:



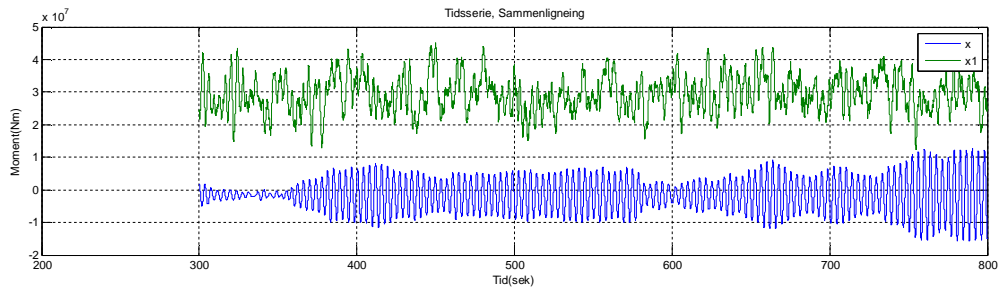
Kraft Overgangsstykke til tårn, Z-retning:



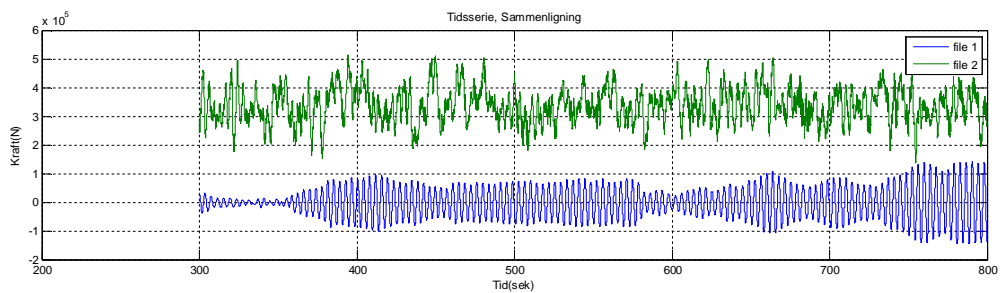
Moment Overgangsstykke til tårn Y-retning



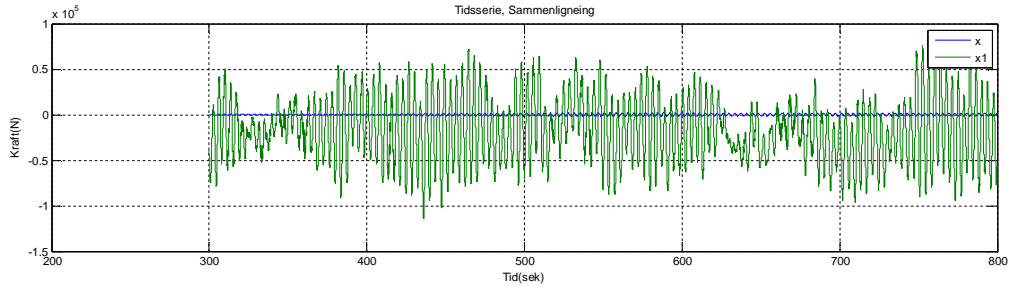
Moment Overgangsstykke tårn Z-retning



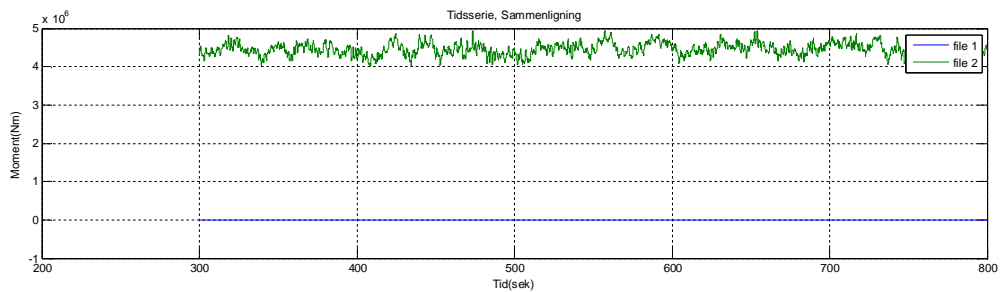
Kraft Topp av tårn Y-retning



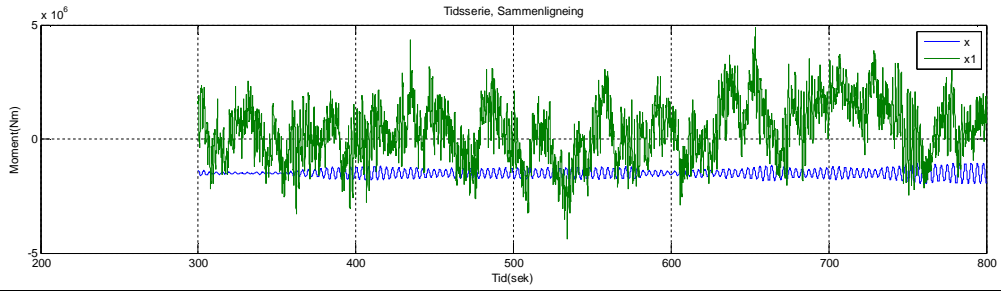
Kraft Topp av tårn Z-retning



Moment Topp av tårn Y-retning

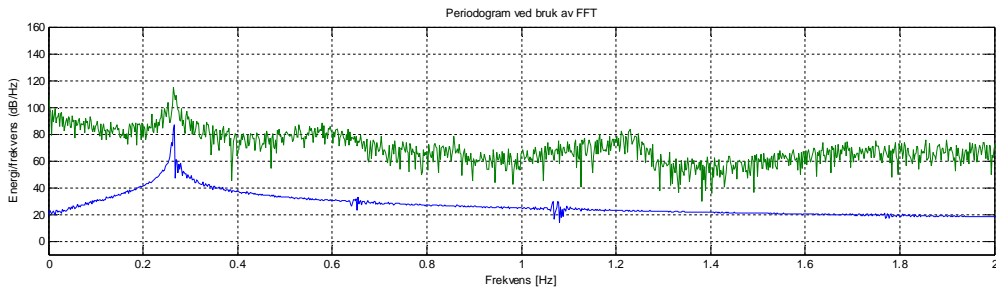


Moment Topp av tårn Z-retning

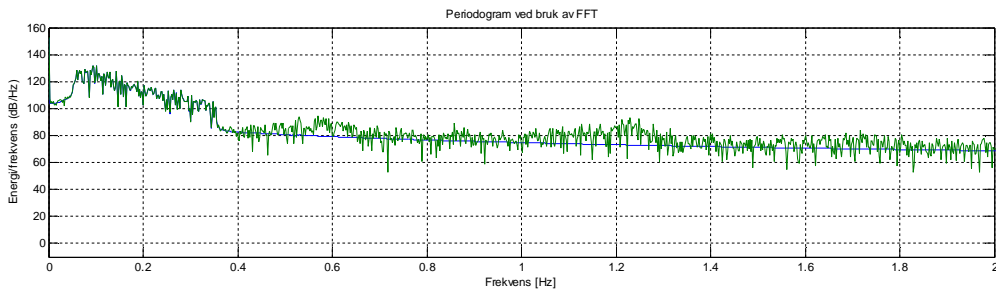


Frekvensdomene

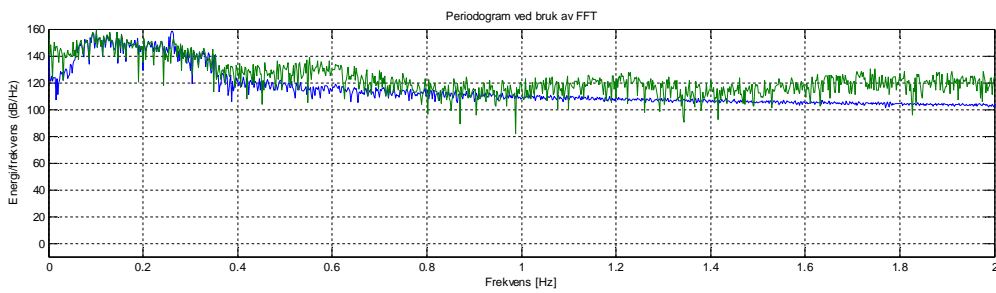
Kraft Tårnbase, Y-retning:



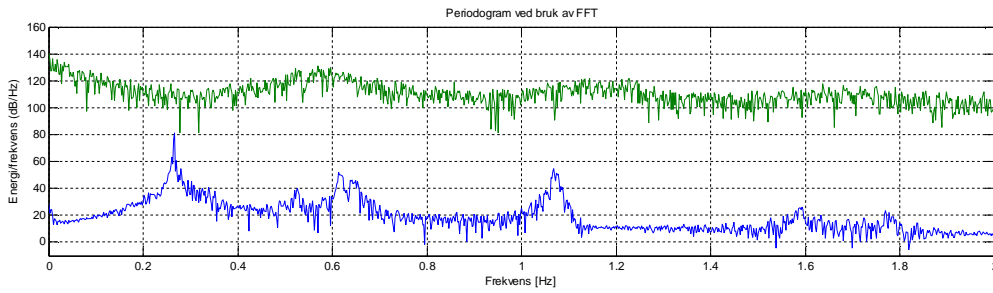
Kraft Tårnbase, Z-retning:



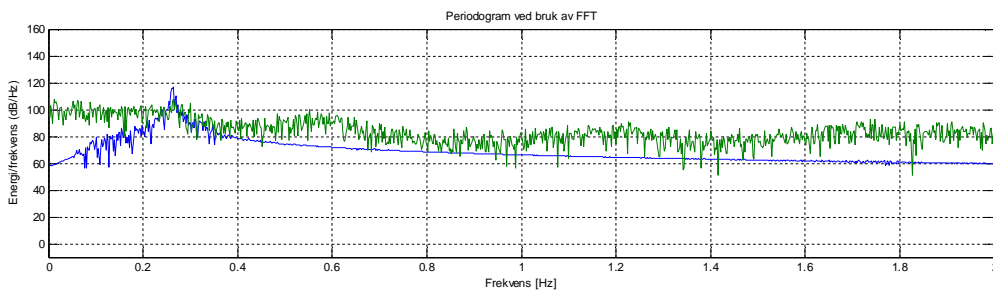
Moment Tårnbase, Y-retning:



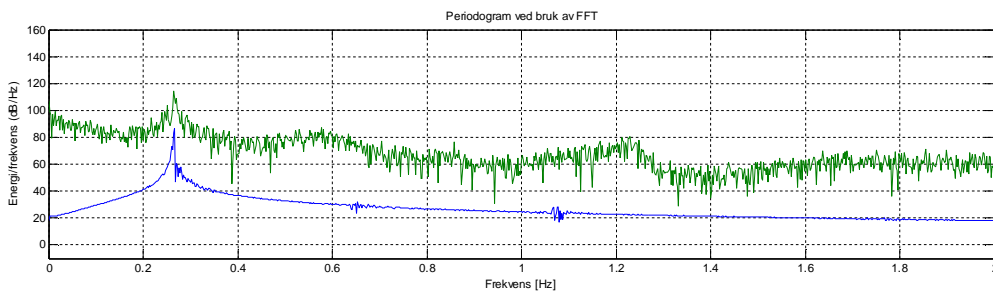
Moment Tårnbase, Z-retning:



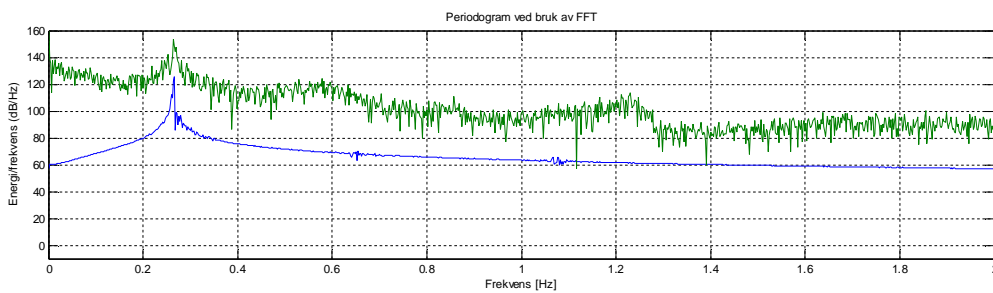
Kraft Overgangsstykke til tårn, Y-retning:



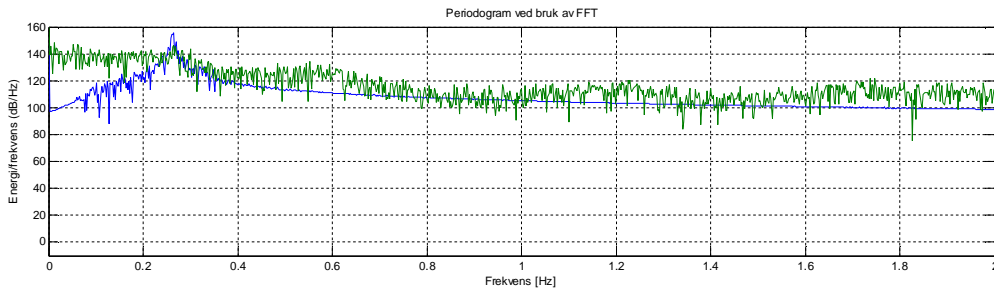
Kraft Overgangsstykke til tårn, Z-retning:



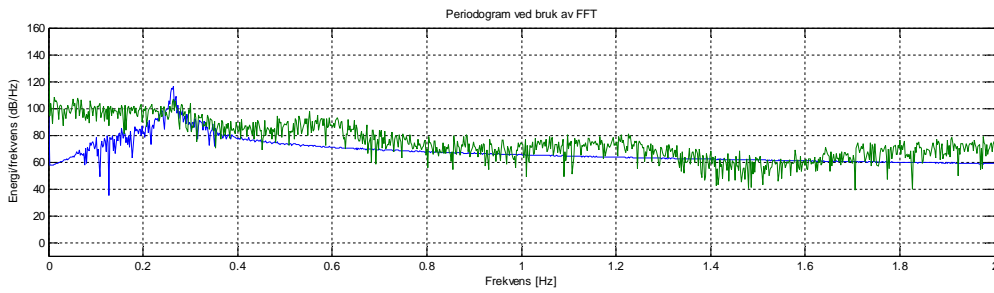
Moment Overgangsstykke til tårn Y-retning



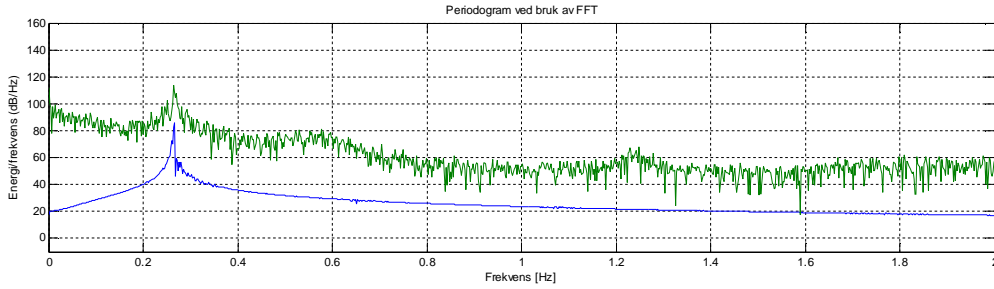
Moment Overgangsstykke tårn Z-retning



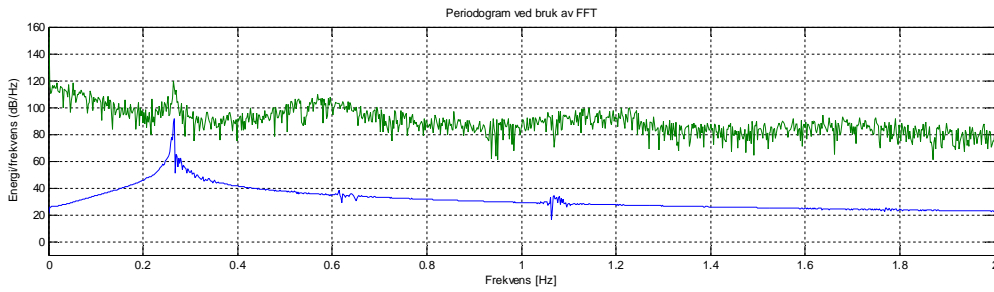
Kraft Topp av tårn Y-retning



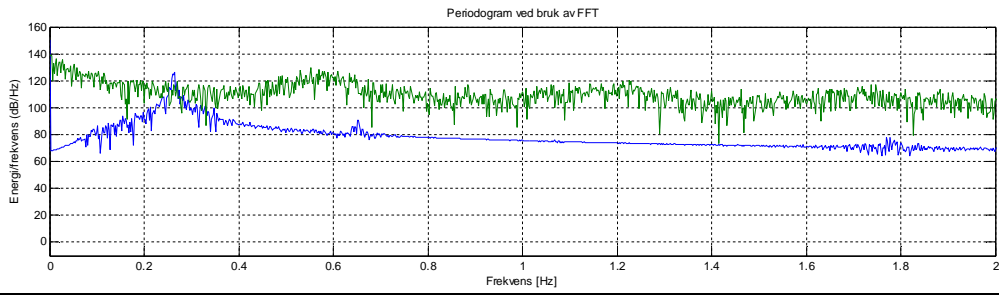
Kraft Topp av tårn Z-retning



Moment Topp av tårn Y-retning



Moment Topp av tårn Z-retning



APPENDIX C

Beregning av tårnbasens- overgnagsstykkets- og tårntoppens dimensjonerende kapasiteter i utmattingsgrense.

Materialegenskaper

Lastfaktorer 7.6.2.1 ref IEC 61400-3 FLS : =1.0
A202 ref DNV-OS-J101

Materialfaktorer J602 Tabell J3 $\gamma_{m0} : =1.0$ $\gamma_{m1} : =1.15$ $\gamma_{m2} : =1.25$
ref DNV-OS-J101

Spenningskapasiteter
kapittel 6, NS-1993 1-1:2005

Maks spenning s355: $\sigma : =355\text{MPa}$ $\nu : =0.3$

Youngs modulus: E : =210GPa

Skjer modul: $G : =\frac{E}{2(1 + \nu)} = 80.769 \cdot \text{GPa}$

Skjer spenning: $\tau : =\frac{\sigma}{\sqrt{3}} = 204.959 \cdot \text{MPa}$

Tårnbase

Areal av tverrsnitt: $d_0 : =11\text{m}$ $d_i : =10.7\text{m}$

$$A : =\pi \cdot \frac{(d_0^2 - d_i^2)}{4} = 5.113 \text{ m}^2$$

Annet Arealmoment: $I : =\pi \cdot \frac{(d_0^4 - d_i^4)}{64} = 75.253 \text{ m}^4$

Dimensjonerende Momentkapasitet $M_{Rd} : =\frac{I}{\gamma_{m2} \cdot d_0} \cdot 2\sigma = 3.886 \times 10^9 \cdot \text{N} \cdot \text{m}$

Dimensjonerende Skjærkraftkapasitet $V_{Rd} : =\tau \cdot \frac{A}{\gamma_{m2}} = 8.384 \times 10^8 \cdot \text{N}$

Dimensjonerende Aksialkraftkapasitet $N_{Rd} : =\sigma \cdot \frac{A}{\gamma_{m2}} = 1.452 \times 10^9 \cdot \text{N}$

Dimensjonerende Torsjonskapasitet: $T_{Rd} : =\frac{4I \cdot \tau}{d_0 \cdot \gamma_{m2}} = 4.487 \times 10^9 \cdot \text{N} \cdot \text{m}$

Overgangsstykke til tårn

Areal av tverrsnitt: $d_0 : =6\text{m}$ $d_i : =5.946\text{m}$

$$A : =\pi \cdot \frac{(d_0^2 - d_i^2)}{4} = 0.507 \text{ m}^2$$

Annet Arealmoment:
$$I : = \pi \cdot \frac{(d_0^4 - d_i^4)}{64} = 2.259 \text{ m}^4$$

Dimensjonerende Momentkapasitet
$$M_{Rd} : = \frac{I}{\gamma_{m0} \cdot d_0} \cdot 2\sigma = 2.674 \times 10^8 \cdot \text{N} \cdot \text{m}$$

Dimensjonerende Skjærkraftkapasitet
$$V_{Rd} : = \tau \cdot \frac{A}{\gamma_{m0}} = 1.038 \times 10^8 \cdot \text{N}$$

Dimensjonerende Aksialkraftkapasitet
$$N_{Rd} : = \sigma \cdot \frac{A}{\gamma_{m0}} = 1.799 \times 10^8 \text{ N}$$

Dimensjonerende Torsjonskapasitet:
$$T_{Rd} : = \frac{4I \cdot \tau}{d_0 \cdot \gamma_{m0}} = 3.087 \times 10^8 \cdot \text{N} \cdot \text{m}$$

Topp av tårn

Areal av tverrsnitt: $d_0 : = 3.87 \text{ m} \quad d_i : = 3.832 \text{ m}$

$$A : = \pi \cdot \frac{(d_0^2 - d_i^2)}{4} = 0.23 \text{ m}^2$$

Annet Arealmoment:
$$I : = \pi \cdot \frac{(d_0^4 - d_i^4)}{64} = 0.426 \text{ m}^4$$

Dimensjonerende Momentkapasitet
$$M_{Rd} : = \frac{I}{\gamma_{m0} \cdot d_0} \cdot 2\sigma = 7.818 \times 10^7 \cdot \text{N} \cdot \text{m}$$

Dimensjonerende Skjærkraftkapasitet
$$V_{Rd} : = \tau \cdot \frac{A}{\gamma_{m0}} = 4.711 \times 10^7 \cdot \text{N}$$

Dimensjonerende Aksialkraftkapasitet
$$N_{Rd} : = \sigma \cdot \frac{A}{\gamma_{m0}} = 8.16 \times 10^7 \text{ N}$$

Dimensjonerende Torsjonskapasitet:
$$T_{Rd} : = \frac{4I \cdot \tau}{d_0 \cdot \gamma_{m0}} = 9.027 \times 10^7 \cdot \text{N} \cdot \text{m}$$

APPENDIX D

ref/1/ Carbon Trust OWA Offshore Wind Farm Foundations, Version 2, Nov. 2009

ref/3/ DNV-OS-J101 Design of Offshore Wind Turbine Structures

ref/5/ DNV-RP-C205 Environmental conditions and loads, Edition 10, 2010

Weibull distribusjon C304 ref/5/:



Forekomst av H_s gjennom ett år, figur 4.4 ref/1/:

$$H_{s0.5} := \frac{(0.99 + 0.99 + 0.98 + 0.97 + 0.95 + 0.96 + 0.89 + 0.94 + 0.98 + 0.98 + 0.99 + 0.97)}{12} = 0.9$$

$$H_{s1.0} := \frac{(0.9 + 0.88 + 0.83 + 0.72 + 0.64 + 0.59 + 0.51 + 0.63 + 0.73 + 0.85 + 0.92 + 0.85)}{12} = 0.75$$

$$H_{s1.5} := \frac{(0.73 + 0.7 + 0.58 + 0.42 + 0.36 + 0.28 + 0.25 + 0.33 + 0.46 + 0.67 + 0.73 + 0.7)}{12} = 0.517$$

$$H_{s2.0} := \frac{(0.56 + 0.54 + 0.36 + 0.23 + 0.17 + 0.13 + 0.12 + 0.16 + 0.27 + 0.47 + 0.52 + 0.53)}{12} = 0.3$$

$$H_{s2.5} := \frac{(0.4 + 0.37 + 0.21 + 0.12 + 0.06 + 0.05 + 0.06 + 0.07 + 0.17 + 0.32 + 0.36 + 0.38)}{12} = 0.21$$

Antar perioder som gir $T_p/rot.H_s$ gjeldende mellom 3.6 og 5, etter 3.5.5 ref/5/:

$$H_{s1} := 0.5m \quad H_{s2} := 1.0m \quad H_{s3} := 1.5m \quad H_{s4} := 2.0m \quad H_{s5} := 2.5m$$

$$T_{p1} := 4 \sqrt{\frac{H_{s1}}{m}} \text{ s} = 2.828 \text{ s} \quad T_{p2} := 4 \sqrt{\frac{H_{s2}}{m}} \text{ s} = 4 \text{ s} \quad T_{p3} := 4 \sqrt{\frac{H_{s3}}{m}} \text{ s} = 4.899 \text{ s}$$

$$T_{p4} := 4 \sqrt{\frac{H_{s4}}{m}} \text{ s} = 5.657 \text{ s} \quad T_{p5} := 4 \sqrt{\frac{H_{s5}}{m}} \text{ s} = 6.325 \text{ s}$$

$$f_{p1} := \frac{1}{T_{p1}} \quad f_{p2} := \frac{1}{T_{p2}} \quad f_{p3} := \frac{1}{T_{p3}} \quad f_{p4} := \frac{1}{T_{p4}} \quad f_{p5} := \frac{1}{T_{p5}}$$



JONSWAP



Beregning av bølgespektra, ref/2/

JONSWAP gjeldende 3.5.5 ref/5/:
$$JS := \begin{cases} \text{"Gjelder"} & \text{if } 3.6 < \frac{T_{p1} \cdot \sqrt{m}}{\sqrt{H_{s1}} \cdot s} < 5 \\ \text{"Ikke gjeldende"} & \text{otherwise} \end{cases} = \text{"Gjelder"}$$

Toppforbedrings faktor:
$$\gamma := \begin{cases} 5 & \text{if } \frac{T_{p1} \cdot \sqrt{m}}{\sqrt{H_{s1}} \cdot s} \leq 3.6 \\ e^{\left(\frac{5.75 - 1.15 \cdot \frac{T_{p1} \cdot \sqrt{m}}{\sqrt{H_{s1}} \cdot s}}{\sqrt{H_{s1}} \cdot s} \right)} & \text{if } 3.6 < \frac{T_{p1} \cdot \sqrt{m}}{\sqrt{H_{s1}} \cdot s} \leq 5 \\ 1 & \text{otherwise} \end{cases} = 3.158$$

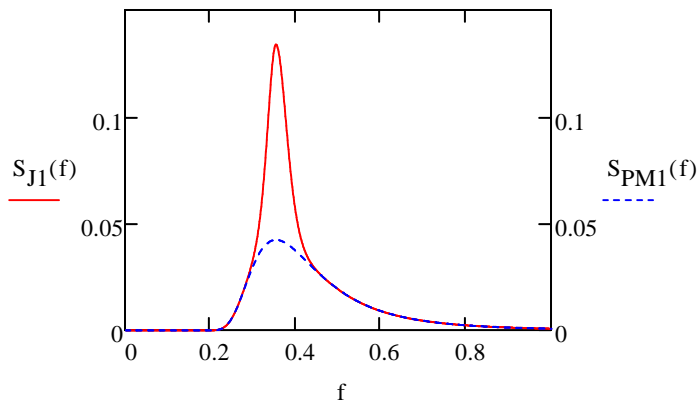
Generell Phillips konstant:
$$\alpha_1 := 5 \left[\frac{(H_{s1})^2 \cdot f_{p1}^4}{g^2} \right] \cdot (1 - 0.287 \ln(\gamma)) \cdot \pi^4$$

Spektralvidde parameter:
$$\sigma_1(f) := \begin{cases} 0.07 & \text{if } (f - f_{p1}) \leq 0 \\ 0.09 & \text{otherwise} \end{cases}$$

Pierson-Moskowitz-spektrum
$$S_{PM1}(f) := \frac{\alpha_1 \cdot g^2}{(2\pi)^4} \cdot (f)^{-5} \cdot e^{\left[\frac{-5}{4} \cdot \left(\frac{f}{f_{p1}} \right)^{-4} \right]}$$

JONSWAP-spektrum C300 ref/2/:
$$S_{J1}(f) := \frac{\alpha_1 \cdot g^2}{(2\pi)^4} \cdot (f)^{-5} \cdot e^{\left[\frac{-5}{4} \cdot \left(\frac{f}{f_{p1}} \right)^{-4} \right]} \cdot \gamma^{\left[-0.5 \cdot \left(\frac{f - f_{p1}}{\sigma_1(f) \cdot f_{p1}} \right)^2 \right]}$$



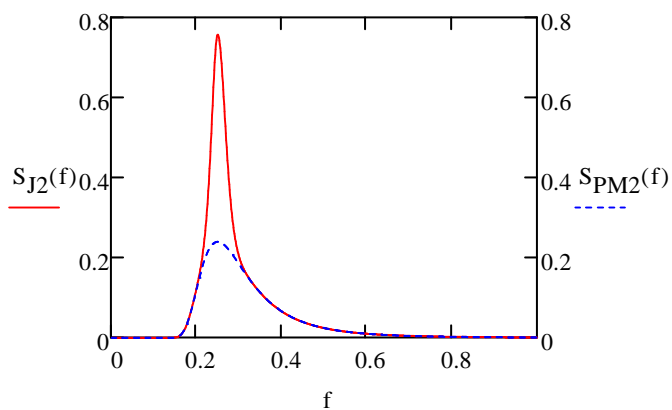


Generell Phillips konstant:
$$\alpha_2 := 5 \left[\frac{(H_{s2})^2 \cdot f_{p2}^4}{g^2} \right] \cdot (1 - 0.287 \ln(\gamma)) \cdot \pi^4$$

Spektralvidde parameter:
$$\sigma_2(f) := \begin{cases} 0.07 & \text{if } (f - f_{p2}) \leq 0 \\ 0.09 & \text{otherwise} \end{cases}$$

Pierson-Moskowitz-spektrum
$$S_{PM2}(f) := \frac{\alpha_2 \cdot g^2}{(2\pi)^4} \cdot (f)^{-5} \cdot e^{\left[\frac{-5}{4} \cdot \left(\frac{f}{f_{p2}} \right)^{-4} \right]}$$

JONSWAP-spektrum C300 ref/2/:
$$S_{J2}(f) := \frac{\alpha_2 \cdot g^2}{(2\pi)^4} \cdot (f)^{-5} \cdot e^{\left[\frac{-5}{4} \cdot \left(\frac{f}{f_{p2}} \right)^{-4} \right]} \cdot \gamma \cdot e^{\left[-0.5 \cdot \left(\frac{f - f_{p2}}{\sigma_2(f) \cdot f_{p2}} \right)^2 \right]}$$



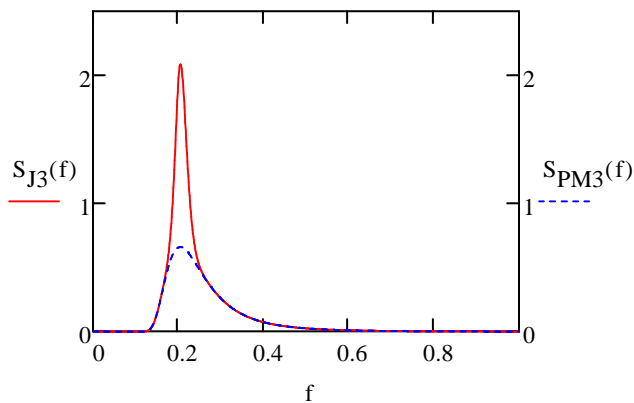


Generell Phillips konstant:
$$\alpha_3 := 5 \left[\frac{(H_{s3})^2 \cdot f_{p3}^4}{g^2} \right] \cdot (1 - 0.287 \ln(\gamma)) \cdot \pi^4$$

Spektralvidde parameter:
$$\sigma_3(f) := \begin{cases} 0.07 & \text{if } (f - f_{p3}) \leq 0 \\ 0.09 & \text{otherwise} \end{cases}$$

Pierson-Moskowitz-spektrum
$$S_{PM3}(f) := \frac{\alpha_3 \cdot g^2}{(2\pi)^4} \cdot (f)^{-5} \cdot e^{\left[\frac{-5}{4} \cdot \left(\frac{f}{f_{p3}} \right)^{-4} \right]}$$

JONSWAP-spektrum C300 ref/2/:
$$S_{J3}(f) := \frac{\alpha_3 \cdot g^2}{(2\pi)^4} \cdot (f)^{-5} \cdot e^{\left[\frac{-5}{4} \cdot \left(\frac{f}{f_{p3}} \right)^{-4} \right]} \cdot \gamma^{\left[-0.5 \cdot \left(\frac{f - f_{p3}}{\sigma_3(f) \cdot f_{p3}} \right)^2 \right]}$$

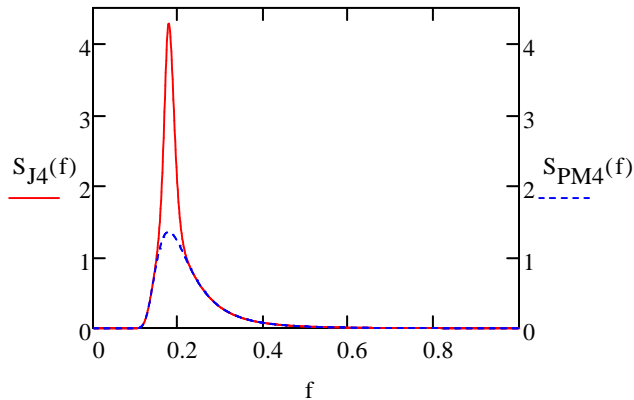


Generell Phillips konstant:
$$\alpha_4 := 5 \left[\frac{(H_{s4})^2 \cdot f_{p4}^4}{g^2} \right] \cdot (1 - 0.287 \ln(\gamma)) \cdot \pi^4$$

Spektralvidde parameter:
$$\sigma_4(f) := \begin{cases} 0.07 & \text{if } (f - f_{p4}) \leq 0 \\ 0.09 & \text{otherwise} \end{cases}$$

Pierson-Moskowitz-spektrum
$$S_{PM4}(f) := \frac{\alpha_4 \cdot g^2}{(2\pi)^4} \cdot (f)^{-5} \cdot e^{\left[\frac{-5}{4} \cdot \left(\frac{f}{f_{p4}} \right)^{-4} \right]}$$

JONSWAP-spektrum C300 ref/2/:
$$S_{J4}(f) := \frac{\alpha_4 \cdot g^2}{(2\pi)^4} \cdot (f)^{-5} \cdot e^{\left[\frac{-5}{4} \cdot \left(\frac{f}{f_{p4}} \right)^{-4} \right]} \cdot \gamma \cdot e^{\left[-0.5 \cdot \left(\frac{f-f_{p4}}{\sigma_4(f) \cdot f_{p4}} \right)^2 \right]}$$



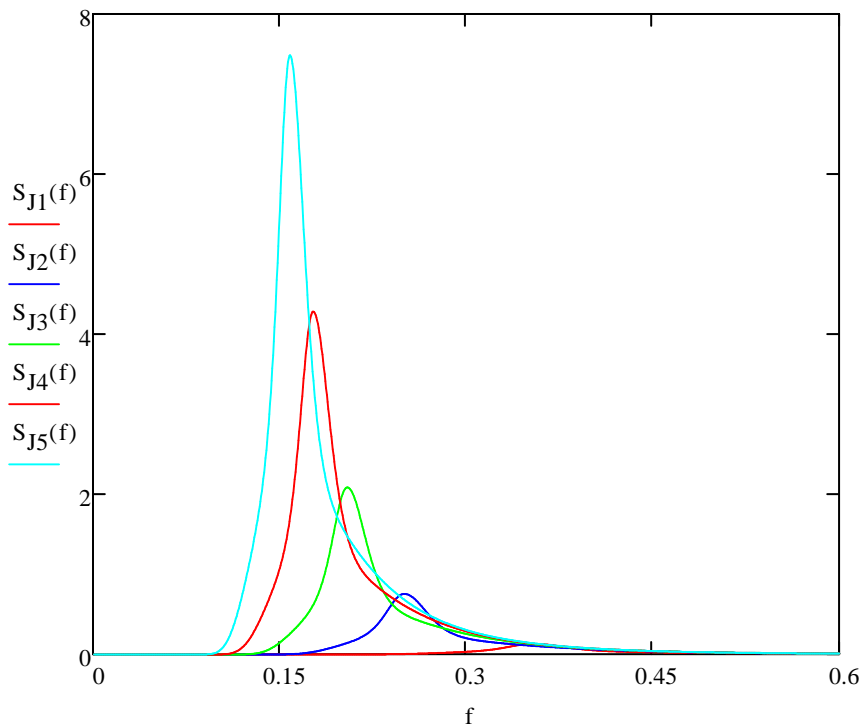
Generell Phillips konstant:
$$\alpha_5 := 5 \left[\frac{(H_{s5})^2 \cdot f_{p5}^4}{g^2} \right] \cdot (1 - 0.287 \ln(\gamma)) \cdot \pi^4$$

Spektralvidde parameter:
$$\sigma_5(f) := \begin{cases} 0.07 & \text{if } (f - f_{p5}) \leq 0 \\ 0.09 & \text{otherwise} \end{cases}$$

Pierson-Moskowitz-spektrum
$$S_{PM5}(f) := \frac{\alpha_5 \cdot g^2}{(2\pi)^4} \cdot (f)^{-5} \cdot e^{\left[\frac{-5}{4} \cdot \left(\frac{f}{f_{p5}} \right)^{-4} \right]}$$

JONSWAP-spektrum C300 ref/2/:
$$S_{J5}(f) := \frac{\alpha_5 \cdot g^2}{(2\pi)^4} \cdot (f)^{-5} \cdot e^{\left[\frac{-5}{4} \cdot \left(\frac{f}{f_{p5}} \right)^{-4} \right]} \cdot \gamma \cdot e^{\left[-0.5 \cdot \left(\frac{f-f_{p5}}{\sigma_5(f) \cdot f_{p5}} \right)^2 \right]}$$





Antall forekomster av bølger pr år:

Antall 3 timers sjøforhold på 1 år: $N_0 := 2920$

$$N_{Hs0.5} := N_0 \cdot H_{s0.5} = 2.82 \times 10^3 \quad N_{Hs1.0} := N_0 \cdot H_{s1.0} = 2.202 \times 10^3$$

$$N_{Hs1.5} := N_0 \cdot H_{s1.5} = 1.511 \times 10^3 \quad N_{Hs2.0} := N_0 \cdot H_{s2.0} = 987.933$$

$$N_{Hs2.5} := N_0 \cdot H_{s2.5} = 625.367 \quad N_{Hs7.8} := 1 \quad N_{Hs9.4} := 0.02$$

Hmax, 307 ref/3/

$$H_{1max} := \sqrt{\frac{1}{2} \cdot \ln(N_{Hs0.5})} \cdot H_{s1} = 0.997 \text{ m} \quad H_{2max} := \sqrt{\frac{1}{2} \cdot \ln(N_{Hs1.0})} \cdot H_{s2} = 1.962 \text{ m}$$

$$H_{3max} := \sqrt{\frac{1}{2} \cdot \ln(N_{Hs1.5})} \cdot H_{s3} = 2.87 \text{ m} \quad H_{4max} := \sqrt{\frac{1}{2} \cdot \ln(N_{Hs2.0})} \cdot H_{s4} = 3.714 \text{ m}$$

$$H_{5max} := \sqrt{\frac{1}{2} \cdot \ln(N_{Hs2.5})} \cdot H_{s5} = 4.486 \text{ m}$$

Setter Hmax til 1.86Hs (3 timers periode)

$$\underline{H_{1max}} := H_{s1} \cdot 1.86 \quad \underline{H_{2max}} := H_{s2} \cdot 1.86 \quad \underline{H_{3max}} := H_{s3} \cdot 1.86 \quad \underline{H_{4max}} := H_{s4} \cdot 1.86$$

$$\underline{H_{5max}} := H_{s5} \cdot 1.86$$



Maks signifikant bolgehøyde paa 1 år:

$$H_{\text{smax}} := 7.8\text{m}$$

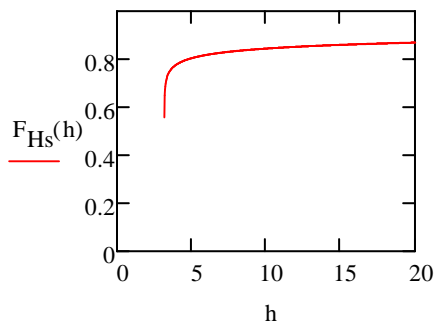
$$F_{H_{\text{smax}}}(h) := 1$$

$$F_{H_{\text{smax}}}(h) = F_{H_s}(h)^{N_0}$$

$$\beta := 0.1$$

$$F_{H_s}(h) := 1 - e^{-\left[\frac{(h-\gamma)}{\alpha I}\right]^\beta}$$

Sannsynlighet for signifikant bølge:



Null oppkrysningsperioden:

$$T_{z1} := T_{p1} \cdot \sqrt{\frac{5 + \gamma}{11 + \gamma}} = 2.147\text{s}$$

$$T_{z2} := T_{p2} \cdot \sqrt{\frac{5 + \gamma}{11 + \gamma}} = 3.036\text{s}$$

$$T_{z3} := T_{p3} \cdot \sqrt{\frac{5 + \gamma}{11 + \gamma}} = 3.719\text{s}$$

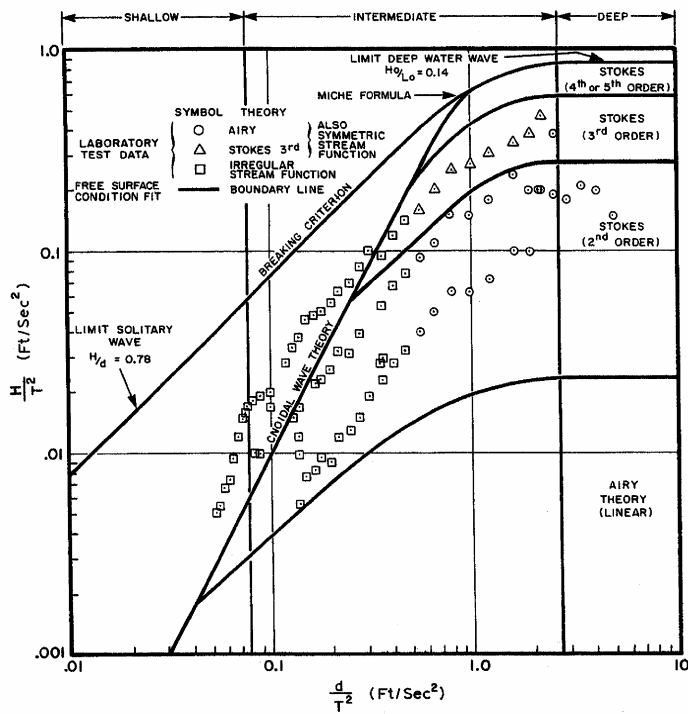
$$T_{z4} := T_{p4} \cdot \sqrt{\frac{5 + \gamma}{11 + \gamma}} = 4.294\text{s}$$

$$T_{z5} := T_{p5} \cdot \sqrt{\frac{5 + \gamma}{11 + \gamma}} = 4.801\text{s}$$



Airy Bolgeteori tabell 3-1 ref/5/:





Relevant teori:

Vannedybde: $d := 25\text{m}$

$\frac{d}{T_{p1}^2} = 10.253 \cdot \frac{\text{ft}}{\text{s}^2}$	$\frac{H_{s1}}{T_{p1}^2} = 0.205 \cdot \frac{\text{ft}}{\text{s}^2}$	$\frac{d}{T_{p2}^2} = 5.126 \cdot \frac{\text{ft}}{\text{s}^2}$	$\frac{H_{s2}}{T_{p2}^2} = 0.205 \cdot \frac{\text{ft}}{\text{s}^2}$
$\frac{d}{T_{p3}^2} = 3.418 \cdot \frac{\text{ft}}{\text{s}^2}$	$\frac{H_{s3}}{T_{p3}^2} = 0.205 \cdot \frac{\text{ft}}{\text{s}^2}$	$\frac{d}{T_{p4}^2} = 2.563 \cdot \frac{\text{ft}}{\text{s}^2}$	$\frac{H_{s4}}{T_{p4}^2} = 0.205 \cdot \frac{\text{ft}}{\text{s}^2}$
$\frac{d}{T_{p5}^2} = 2.051 \cdot \frac{\text{ft}}{\text{s}^2}$	$\frac{H_{s5}}{T_{p5}^2} = 0.205 \cdot \frac{\text{ft}}{\text{s}^2}$		

Airy bolgeteori er anvendelig:

Bølgeperiode:

$\omega_1 := 2 \frac{\pi}{T_{p1}}$	$\omega_2 := 2 \frac{\pi}{T_{p2}}$	$\omega_3 := 2 \frac{\pi}{T_{p3}}$
$\omega_4 := 2 \frac{\pi}{T_{p4}}$	$\omega_5 := 2 \frac{\pi}{T_{p5}}$	

Regulær bølge teori 3.2.1 ref/5/:

Bratthetsparameter:

$S_1 := 2\pi \cdot \frac{H_{s1}}{g \cdot T_{p1}^2}$	$S_2 := 2\pi \cdot \frac{H_{s2}}{g \cdot T_{p2}^2}$	$S_3 := 2\pi \cdot \frac{H_{s3}}{g \cdot T_{p3}^2}$
---	---	---

Grunt vann parameter:

$$S_4 := 2\pi \cdot \frac{H_{s4}}{g \cdot T_{p4}^2} \quad S_5 := 2\pi \cdot \frac{H_{s5}}{g \cdot T_{p5}^2}$$

$$\mu_1 := 2\pi \cdot \frac{d}{g \cdot T_{p1}^2} \quad \mu_2 := 2\pi \cdot \frac{d}{g \cdot T_{p2}^2} \quad \mu_3 := 2\pi \cdot \frac{d}{g \cdot T_{p3}^2}$$

$$\mu_4 := 2\pi \cdot \frac{d}{g \cdot T_{p4}^2} \quad \mu_5 := 2\pi \cdot \frac{d}{g \cdot T_{p5}^2}$$

Ursell tall:

$$U_{R1} := \frac{S_1}{\mu_1^3} \quad U_{R2} := \frac{S_2}{\mu_2^3} \quad U_{R3} := \frac{S_3}{\mu_3^3}$$

$$U_{R4} := \frac{S_4}{\mu_4^3} \quad U_{R5} := \frac{S_5}{\mu_5^3} = 0.624$$

$$U_{r1} := \frac{U_{R1}}{4\pi} \quad U_{r2} := \frac{U_{R2}}{4\pi} \quad U_{r3} := \frac{U_{R3}}{4\pi}$$

$$U_{r4} := \frac{U_{R4}}{4\pi} \quad U_{r5} := \frac{U_{R5}}{4\pi} = 0.05$$

Bolgelengde:

$$\lambda_1 := \frac{d}{\mu_1} = 12.486 \text{ m} \quad \lambda_2 := \frac{d}{\mu_2} = 24.972 \text{ m}$$

$$\lambda_3 := \frac{d}{\mu_3} = 37.459 \text{ m} \quad \lambda_4 := \frac{d}{\mu_4} = 49.945 \text{ m}$$

$$\lambda_5 := \frac{d}{\mu_5} = 62.431 \text{ m}$$

Bolgetallet:

$$k_1 := 2 \frac{\pi}{\lambda_1} \quad k_2 := 2 \frac{\pi}{\lambda_2} \quad k_3 := 2 \frac{\pi}{\lambda_3}$$

$$k_4 := 2 \frac{\pi}{\lambda_4} \quad k_5 := 2 \frac{\pi}{\lambda_5}$$

Horisontal partikkelforskyvning:

$$\xi_1(x, t) := \frac{-H_{s1}}{2} \cdot \frac{\left[\cosh \left[k_1 \cdot \left(\frac{H_{s1}}{2} + d \right) \right] \right]}{\sinh(k_1 \cdot d)} \cdot \sin(k_1 \cdot x - \omega_1 \cdot t)$$

$$\xi_2(x, t) := \frac{-H_{s2}}{2} \cdot \frac{\left[\cosh \left[k_2 \cdot \left(\frac{H_{s2}}{2} + d \right) \right] \right]}{\sinh(k_2 \cdot d)} \cdot \sin(k_2 \cdot x - \omega_1 \cdot t)$$

$$\xi_3(x, t) := \frac{-H_{s3}}{2} \cdot \frac{\left[\cosh \left[k_3 \cdot \left(\frac{H_{s3}}{2} + d \right) \right] \right]}{\sinh(k_3 \cdot d)} \cdot \sin(k_3 \cdot x - \omega_3 \cdot t)$$

$$\xi_4(x, t) := \frac{-H_{s4}}{2} \cdot \left[\frac{\cosh \left[k_4 \cdot \left(\frac{H_{s4}}{2} + d \right) \right]}{\sinh(k_4 \cdot d)} \right] \cdot \sin(k_4 \cdot x - \omega_4 \cdot t)$$

$$\xi_5(x, t) := \frac{-H_{s5}}{2} \cdot \left[\frac{\cosh \left[k_5 \cdot \left(\frac{H_{s5}}{2} + d \right) \right]}{\sinh(k_5 \cdot d)} \right] \cdot \sin(k_5 \cdot x - \omega_5 \cdot t)$$

$$x := 0, 0.05\lambda_5 \dots 2\lambda_5 = t := 0, 0.5s \dots 20s =$$

0	m
3.122	
...	

0	s
0.5	
...	

Overflapprofil:

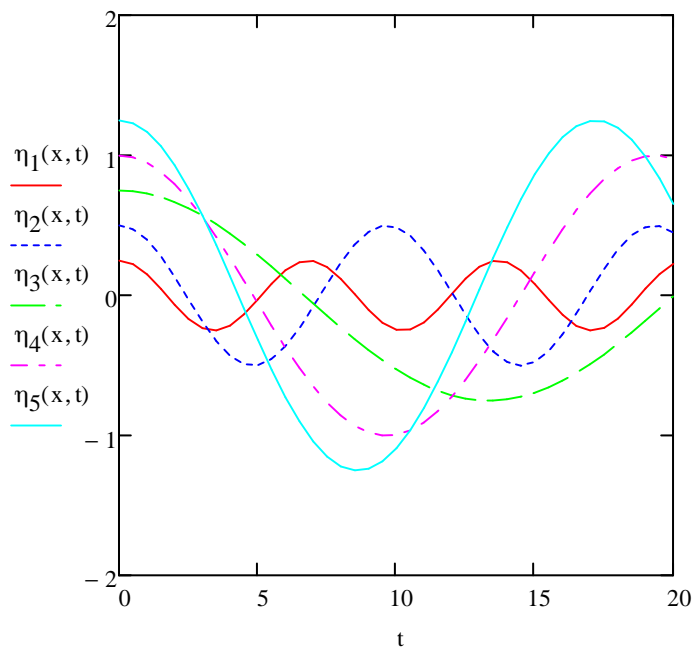
$$\eta_1(x, t) := \frac{H_{s1}}{2} \cdot \cos(k_1 \cdot x - \omega_1 \cdot t)$$

$$\eta_3(x, t) := \frac{H_{s3}}{2} \cdot \cos(k_3 \cdot x - \omega_3 \cdot t)$$

$$\eta_2(x, t) := \frac{H_{s2}}{2} \cdot \cos(k_2 \cdot x - \omega_1 \cdot t)$$

$$\eta_4(x, t) := \frac{H_{s4}}{2} \cdot \cos(k_4 \cdot x - \omega_4 \cdot t)$$

$$\eta_5(x, t) := \frac{H_{s5}}{2} \cdot \cos(k_5 \cdot x - \omega_5 \cdot t)$$



Horizontal partikkelfart og partikkelakselerasjon:



$$z := -d, -24m.. \left(\frac{H_{s5}}{2} \right)$$

$$u_1(z) := \frac{\pi \cdot H_{1\max}}{T_{p1}} \cdot \left[\frac{\cosh[k_1 \cdot (z + d)]}{\sinh(k_1 \cdot d)} \right]$$

$$u'_1(z) := \frac{2\pi^2 \cdot H_{1\max}}{T_{p1}^2} \cdot \left[\frac{\cosh[k_1 \cdot (z + d)]}{\sinh(k_1 \cdot d)} \right]$$

$$u_2(z) := \frac{\pi \cdot H_{2\max}}{T_{p2}} \cdot \left[\frac{\cosh[k_2 \cdot (z + d)]}{\sinh(k_2 \cdot d)} \right]$$

$$u'_2(z) := \frac{2\pi^2 \cdot H_{2\max}}{T_{p2}^2} \cdot \left[\frac{\cosh[k_2 \cdot (z + d)]}{\sinh(k_2 \cdot d)} \right]$$

$$u_3(z) := \frac{\pi \cdot H_{3\max}}{T_{p3}} \cdot \left[\frac{\cosh[k_3 \cdot (z + d)]}{\sinh(k_3 \cdot d)} \right]$$

$$u'_3(z) := \frac{2\pi^2 \cdot H_{3\max}}{T_{p3}^2} \cdot \left[\frac{\cosh[k_3 \cdot (z + d)]}{\sinh(k_3 \cdot d)} \right]$$

$$u_4(z) := \frac{\pi \cdot H_{4\max}}{T_{p4}} \cdot \left[\frac{\cosh[k_4 \cdot (z + d)]}{\sinh(k_4 \cdot d)} \right]$$

$$u'_4(z) := \frac{2\pi^2 \cdot H_{4\max}}{T_{p4}^2} \cdot \left[\frac{\cosh[k_4 \cdot (z + d)]}{\sinh(k_4 \cdot d)} \right]$$

$$u_5(z) := \frac{\pi \cdot H_{5\max}}{T_{p5}} \cdot \left[\frac{\cosh[k_5 \cdot (z + d)]}{\sinh(k_5 \cdot d)} \right]$$

$$u'_5(z) := \frac{2\pi^2 \cdot H_{5\max}}{T_{p5}^2} \cdot \left[\frac{\cosh[k_5 \cdot (z + d)]}{\sinh(k_5 \cdot d)} \right]$$

$$u_5 \left(\frac{H_{5\max}}{2} \right) = 2.95 \frac{m}{s}$$

$$u_2 \left(\frac{H_{2\max}}{2} \right) = 1.846 \frac{m}{s}$$

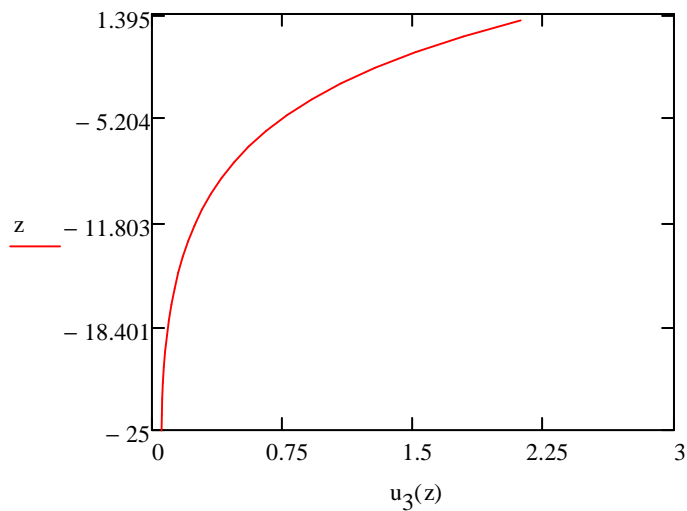
$$u_4 \left(\frac{H_{4\max}}{2} \right) = 2.618 \frac{m}{s}$$

$$u_3 \left(\frac{H_{3\max}}{2} \right) = 2.262 \frac{m}{s}$$

$$u_1 \left(\frac{H_{1\max}}{2} \right) = 1.305 \frac{m}{s}$$



Bølgetopp for Hmax 2.262m $\xi := \frac{H_{3\max}}{2} = 1.395 m$



Tidevann Tabell 4.4 ref/1/

Gjennomsnitt strømhastighet $u_{str} := 0.4 \frac{m}{s}$

Maks strømhastighet: $u_{max_str} := 0.55 \frac{m}{s}$

$$u_{3snitt} := \frac{\int_{-d}^{\left(\frac{H_{s3}}{2}\right)} u_3(z) dz}{\left(25m + \frac{H_{s3}}{2}\right)} = 0.47 \frac{m}{s}$$

Total flythastighet 6.2.1.3 ref/5/: $u_{tot} := u_{3snitt} + u_{str} = 0.87 \frac{m}{s}$

Bølge- og strøminduserte laster på slanke konstruksjoner, 6 DNV-C205 ref/5/

Diameter på subkonstruksjon $D := 7m$ $D_{in} := 6.7m$

Morrison := $\begin{cases} \text{"gjeldende"} & \text{if } \lambda_3 > 5D \\ \text{"ikke gjeldende"} & \text{otherwise} \end{cases}$ Morrison = "gjeldende" 6.1.2.2 ref/1/

Areal av subkonstruksjon per lengdeenhet: $A_{stru} := \pi \cdot \frac{(D^2 - D_{in}^2)}{4} = 3.228 m^2$

Areal av fortrengt vann: $A_{\text{v}} := \frac{\pi \cdot D^2}{4} = 38.485 m^2$

Tillagt masse per lengdeenhet: $m_a := A_{stru} \cdot 7850 \frac{kg}{m^3}$

massetetthet av vann: $\rho := 1010 \frac{kg}{m^3}$

Tillagt masse koeffisienten:

$$C_{A1} := \frac{m_a}{\rho \cdot A} = 0.652$$

Masse koeffisienten:

$$C_{M1} := 1 + C_{A1} = 1.652$$

Reynolds nummer, ref/5/ 6.7.1:

Overflateruhet:

$$k_1 := 5 \times 10^{-2} \text{ m}$$

dragkoeffisienten for ruhet:

$$\Delta := \frac{k_1}{D} = 7.143 \times 10^{-3}$$

kinematisk viskositet
10grC sjøvann, Appendix A:

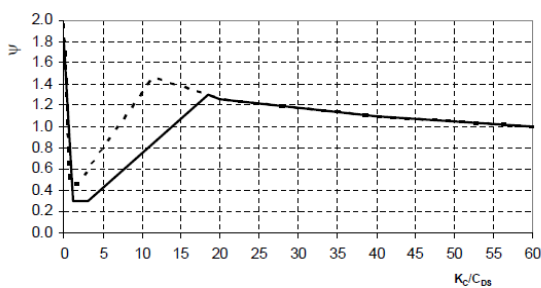
$$\nu := 1.35 \cdot 10^{-6} \frac{\text{m}^2}{\text{s}}$$

Reynolds nummer:

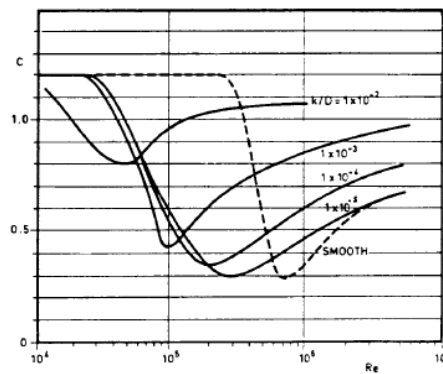
$$Re := u_{\text{tot}} \cdot \frac{D}{\nu} = 4.51 \times 10^6$$

$$C_{DS} := \begin{cases} 0.65 & \text{if } \Delta < 10^{-4} \\ \frac{(29 + 4 \log(\Delta))}{20} & \text{if } 10^{-4} \leq \Delta \leq 10^{-2} \\ 1.05 & \text{otherwise} \end{cases} \quad C_{DS} = 1.021$$

Keugelan-Carpenter nummer: $K_c := \frac{u_{\text{tot}} \cdot T_{p3}}{D} = 0.609$ $\frac{K_c}{C_{DS}} = 0.596$



Kc tall ref/5/



Reynolds nummer ref/5/

$$C_{\pi} := 1.5 - 0.024 \cdot \left(\frac{12}{C_{DS}} - 10 \right) = 1.458$$

$$K_c = 0.609$$

$$\psi := \begin{cases} C_{\pi} + 0.1 \cdot (K_c - 12) & \text{if } 2 \leq K_c < 12 \\ C_{\pi} - 1 & \text{if } 0.75 \leq K_c < 2 \\ C_{\pi} - 1 - 2 \cdot (K_c - 0.75) & \text{otherwise} \end{cases} \quad \psi = 0.74$$

$$C_A := \max[1.0 - 0.044 \cdot (K_c - 3), 0.6 - (C_{DS} - 0.65)] = 1.105$$

6.9.1.2 ref/5/

$$C_{D1} := C_{DS} \cdot \psi = 0.756 \quad 6.7.2.1 \text{ ref/5/}$$

For utmattelsesanalyse, kan CD og CM settes til 1.0 og 2.0 ref.O.T. Gudmestad
ref. APPENDIX F

$$C_D := 1 \quad C_{MA} := 1.0$$

$$z := -d, -24.75m \dots \left(\frac{H_{3\max}}{2} \right)$$

Morrison's formel for fast innspent konstruksjon 6.2.1 ref/5/:

-25	m
-24.75	
-24.5	
...	

$$f_{\text{tot}} := \begin{cases} \rho \cdot (1 + C_A) \cdot A \cdot u_3'(z) & \text{if } \frac{D}{\lambda_3} < 0.2 \wedge 0.5 \leq \frac{D}{H_{3\max}} \leq 1.0 \\ \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot C_D \cdot D \cdot u_3(z) \cdot |u_3(z)| & \text{if } \frac{D}{\lambda_3} < 0.2 \wedge \frac{D}{H_{3\max}} < 0.1 \\ \rho \cdot (1 + C_A) \cdot A \cdot u_3'(z) + \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot C_D \cdot D \cdot u_3(z) \cdot |u_3(z)| & \text{otherwise} \end{cases}$$

Horisontal kraft på konstruksjonen:

$$f_{\text{drag}} := \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot C_D \cdot D \cdot u_3(z) \cdot |u_3(z)|$$

$$f_{\text{mass}} := \rho \cdot (1 + C_A) \cdot A \cdot u_3'(z)$$

$$F_{\text{drag}} := \sum f_{\text{drag}} \cdot 0.25m = 3.702 \times 10^5 \text{ N}$$

$$F_{\text{mass}} := \sum f_{\text{mass}} \cdot 0.25m = 1.34 \times 10^6 \text{ N}$$

APPENDIX E

ref/10/ Evaluation of vertical and horizontal bearing capacities of bucket foundations in clay; Le Chi Hung, Sung Ryul Kim 28.June 2012

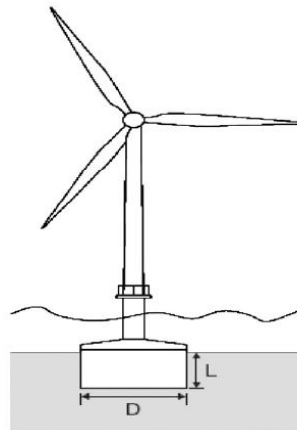
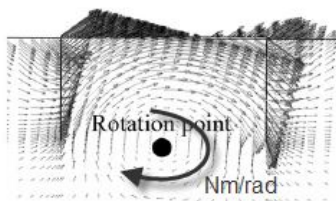
ref/1/ OWA Offshore Wind Farm Foundation version 2, 2009

ref/18/ Definition of a 5 MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development; Jonkman, Butterfield, Musial, Scott 2009

ref/19/ Wind Energy Handbook; Burton, Sharpe, Jenkins, Bossanyi, 2001

Stabilitetskontroll av fundament:

Formålet med denne kalkulasjonen er å finne rotasjonsstivheten til fundamentet



Grunnforhold:

Grunnforholdene er hentet fra tabell 15.4, ref/1/. topplaget består av 3meter sand og 40 meter Till-leire med følgende egenskaper:

$$\text{Vekt}_{\text{sand}} : = 10 \frac{\text{kN}}{\text{m}^3} \quad \text{fi} : = 37\text{deg} \quad \text{coh} : = 0 \quad \text{Esand}_{\text{dyn}} : = 69\text{MPa}$$

$$\text{Kon resistens:} \quad \text{CPT}_{\text{sand}_{0\text{m}}} : = 0 \quad \text{CPT}_{\text{sand}_{3\text{m}}} : = 7.5\text{MPa} \quad \text{Esand}_{\text{stat}} : = 34.5\text{MPa}$$

$$\text{Vekt}_{\text{leire}} : = 10 \frac{\text{kN}}{\text{m}^3} \quad \text{S}_{\text{u}} : = 250\text{kPa} \quad \text{Eleire}_{\text{dyn}} : = 188\text{MPa}$$

$$\text{Eleire}_{\text{stat}} : = 37.6\text{MPa}$$

Egenskaper material

Stål, S355 : $f_y = 355\text{MPa}$ $\rho_{\text{stål}} = 7850 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$
 $f_u = 510\text{MPa}$

Materialfaktorer sek. 7 E100 ref/3/: $\gamma_{m0} = 1.1$ $\gamma_{m2} = 1.2$

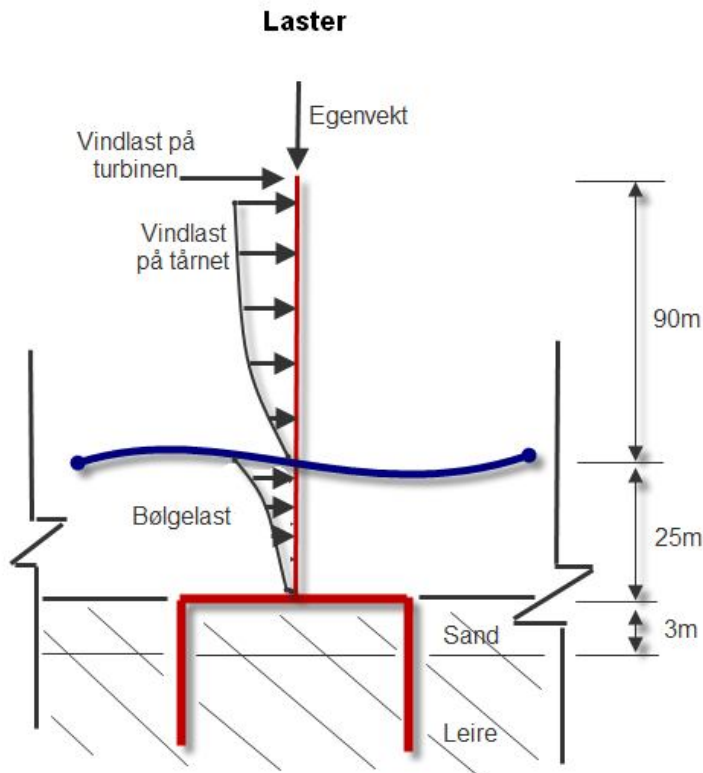
Fundament dimensjoner:

Bredde, høyde: $D = 16\text{m}$ $L = 8\text{m}$

Bredde/høyde-forhold: $\frac{L}{D} = 0.5$

Tykkelse skjørt: $t_{\text{skirt}} = 0.004D = 0.064\text{m}$

Tykkelse plate $t_{\text{plate}} = 0.01D = 0.16\text{m}$



Beregning av vindlast på tårnet for operativt tilfelle

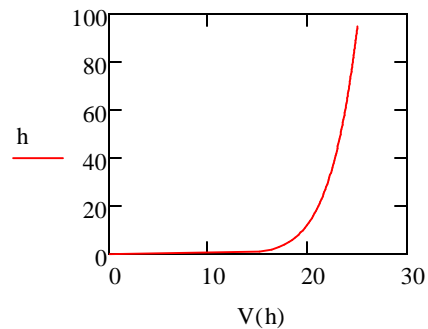
$h_{\text{max}} = 95\text{m}$

$$V_{\text{ref}} : = 19.5 \frac{\text{m}}{\text{s}} \quad h_{\text{ref}} : = 10\text{m} \quad h : = 0\text{m}, 1\text{m}, h_{\text{max}} \quad h_{\text{hub}} : = 95.1\text{m}$$

$$\text{Vindskjer 4.1 ref/1/}: \quad V(h) : = V_{\text{ref}} \left(\frac{h}{h_{\text{ref}}} \right)^{0.11}$$

$$V(h_{\text{max}}) = 24.98 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

$$V(h_{\text{hub}}) = 24.982 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$



$$\text{Tårnets diameter:} \quad d_0 : = 6\text{m} \quad d_t : = 3.87\text{m}$$

$$\text{Tårndelens høyde:} \quad h_t : = 87.6\text{m}$$

$$\text{Tangentiell innsnevring av areal:} \quad a : = \frac{d_0 - d_t}{2h_t} = 0.012$$

$$\text{Distribuert diameter} \quad d(h) : = d_0 - a \cdot h$$

$$\text{Distribuert areal} \quad A(h) : = d_0 \cdot h - a \cdot h^2$$

$$\text{Massetetthet for luft:} \quad \rho_{\text{luft}} : = 1.223 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$$

$$\text{Formfaktor for vind:} \quad C_s : = 0.6 \quad \alpha : = 90\text{deg}$$

$$\text{Vindkraft på tårn:} \quad f_w(h) : = 0.5 \rho_{\text{luft}} \cdot C_s \cdot d(h) \cdot V(h)^2 \cdot \sin(\alpha)$$

$$\text{Total vindkraft på tårnet} \quad F_{\text{tårn}} : = \int_0^{h_{\text{max}}} f_w(h) dh = 95.647 \cdot \text{kN}$$



$$\text{kraftens resultant høyde:} \quad \text{Tyngd} : = \frac{1}{A(87.6\text{m})} \cdot \int_0^{87.6\text{m}} d(h) \cdot h dh = 46.951 \text{m}$$

$$\text{Moment på fundament:} \quad M_{\text{tårn}} : = F_{\text{tårn}} \cdot (\text{Tyngd} + 32.4\text{m}) = 7.59 \cdot \text{MN} \cdot \text{m}$$

Aerodynamikk av Horisontal-Akse for Vindturbiner

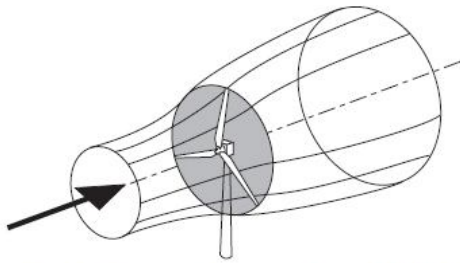
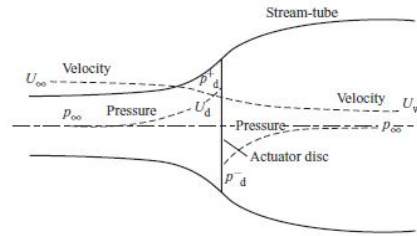


Figure 3.1 The Energy Extracting Stream-tube of a Wind Turbine

THE ACTUATOR DISC CONCEPT



Lengde på rotorblad ref/2/:

$$R_{\text{rotorblad}} = 61.5 \text{ m}$$

Luft densitet:

$$\rho = 1.225 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$$

Høyeste Upåviket vindhastighet før rotor stopper:

$$U_{\text{oo}} = 10 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

Areal av vind som treffer rotorbladene

$$A_d = \pi \cdot R_{\text{rotorblad}}^2$$

For at systemet skal være i likevekt:

$$\rho \cdot A_{\text{oo}} \cdot U_{\text{oo}} = \rho \cdot A_d \cdot U_d = \rho \cdot A_w \cdot U_w$$

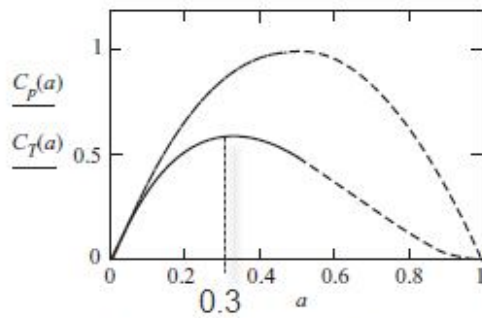


Figure 3.3 Variation of C_p and C_T with Axial Induction Factor a

Maksimalt oppnåelig verdi av kraft koeffisienten, $C_p = 16/27$, kjent som Betz grensen, som gir innstrømningsfaktoren, $a = 1/3$. ref/1/

$$a = \frac{1}{3}$$

Vindhastighet i det vinden treffer vindturbinen:

$$U_d = U_{\text{oo}} \cdot (1 - a) = 6.667 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

Moment teori

Kraft som fører til forandring i moment kommer kun fra trykkdifferansen på tvers av rotorbladene

pluss : = 1
minus : = 1

$$\left(p_d^{\text{pluss}} - p_d^{\text{minus}} \right) A_d = (U_{oo} - U_w) \rho \cdot A_d \cdot U_{oo} (1 - a)$$

Total energi er forskjellig oppstrøms og nedstrøms, bruker derfor Bernoullis ligning som sier;
Under stabile forhold, er den totale energi, (kinetiske energi, potensielle energi og trykk) konstant, forutsatt at arbeid ikke blir gjort på eller av fluiditet. Samme for en volumenhet av luft.

$$\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot (U_{oo}^2 - U_w^2) \cdot A_d = (U_{oo} - U_w) \rho \cdot A_d \cdot U_{oo} \cdot (1 - a)$$

$$U_w = \left(\begin{array}{c} U_{oo} \\ U_{oo} - 2 \cdot a \cdot U_{oo} \end{array} \right) = \left(\begin{array}{c} 10 \\ 3.333 \end{array} \right) \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

Forandringsrate i den horisontale kraften på turbinbladene:

$$\Delta F = (U_{oo} - U_w) \rho \cdot A_d \cdot U_d = \left(\begin{array}{c} 0 \\ 646.925 \end{array} \right) \cdot \text{kN}$$

Nacell høyde:

$$H_{\text{nacell}} = 95 \text{m}$$

Vanndybde:

$$d = 25 \text{m}$$

Moment på fundament:

$$M_{\text{turbin}} = \Delta F_I \cdot (H_{\text{nacell}} + d) = 77.631 \cdot \text{MN} \cdot \text{m}$$

Laster

Lastfaktor for bruddgrense
Tabell A1 ref/3/:

$$f_G = 1.0 \quad f_E = 1.35$$

Egenvekt:

$$F_G = 697460 \text{kg} \cdot g = 6.84 \times 10^3 \cdot \text{kN}$$

Vindlast på turbinen:

$$F_{\text{turbin}} = 647 \text{kN}$$

Vindlast på tårnet:

$$F_{\text{tårn}} = 9.565 \times 10^4 \text{N}$$

Moment fra vind på tårn:

$$M_{\text{tårn}} = 9.5 \text{MN} \cdot \text{m}$$

Bølgelast hentet fra tåmbasens
respons i Y-retning for 1 års bølgen,
Appendix B

$$F_b = 2.953 \text{MN}$$

$$M_b = 49.355 \text{MN} \cdot \text{m}$$

Dimensjonerende moment ved
fundament:

$$M_{\text{Ed}} = [F_{\text{turbin}} \cdot (h_{\text{max}} + 25 \text{m}) + M_{\text{tårn}} + M_b] f_E = 184.268 \cdot \text{MN} \cdot \text{m}$$

Kraftpar i horisontal retning:

$$F_m = \frac{M_{\text{Ed}}}{L} = 2.303 \times 10^4 \cdot \text{kN}$$

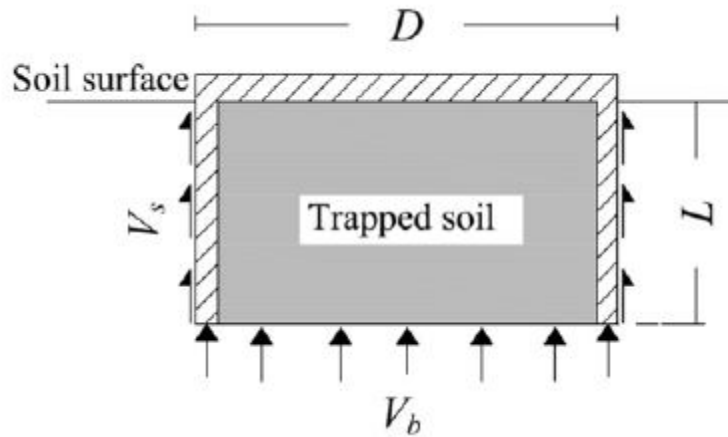
Total dimensjonerende horisontal last

$$F_H = F_{\text{turbin}} \cdot f_E + F_{\text{tårn}} \cdot f_E + F_b \cdot f_E + F_m = 28.023 \cdot \text{MN}$$

Dimensjonerende vertikal last

$$F_V = F_G \cdot f_G = 6.84 \cdot \text{MN}$$

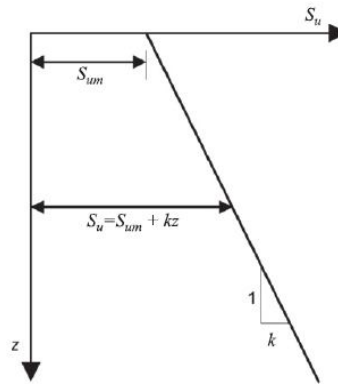
Fundamentkapasitet



Leirens skjærkapasitetstabell 15.4 ref/1/: $S_{um} : = 250\text{kPa}$ $\alpha : = 1$

Styrke gradient: $k \cdot \frac{D}{S_{um}} = 0.4$

$$k : = \frac{0.4 \cdot S_{um}}{D} = 6.25 \cdot \frac{\text{kN}}{\text{m}^3}$$



Areal fundament

$$A : = \pi \frac{D^2}{4}$$

$$z := \begin{pmatrix} 0 \\ 0.1 \\ 0.2 \\ 0.3 \\ 0.37 \\ 0.4 \\ 0.5 \\ 0.6 \\ 0.7 \\ 0.8 \\ 0.9 \\ 1.0 \end{pmatrix} \quad L \quad z_1 := \begin{pmatrix} 0 \\ 0.0455 \\ 0.091 \\ 0.137 \\ 0.182 \\ 0.228 \\ 0.273 \\ 0.319 \\ 0.364 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} \quad E \quad z_2 := \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0.409 \\ 0.455 \\ 0.5 \end{pmatrix} \quad D$$

Vertikal kapasitet, ref/10/:

For evaluering av V_s , kan S_u settes som en middelværdi langs skjørtlengden:

$$S_{us} := \frac{2S_{um} + k \cdot L}{2} = 275 \cdot \text{kPa}$$

For evaluering av V_b , settes S_u til verdien $D/10$ under skjørt-enden

$$S_{ub} := S_{um} + k \cdot L + k \cdot \frac{D}{10} = 310 \cdot \text{kPa}$$

$$N_c := 5.14 \quad d_s := 1.2 \quad d_{cv} := 1 + 1.02 \left(\frac{L}{D} \right) - 0.42 \left(\frac{L}{D} \right)^2$$

Trykkmotstand i ende:

$$V_b := N_c \cdot d_s \cdot d_{cv} \cdot A \cdot S_{ub} = 540.147 \cdot \text{MN}$$

Friksjonsmotstand side:

$$V_s := 0.25 \cdot \pi \cdot L \cdot D \cdot S_{us} = 27.646 \cdot \text{MN}$$

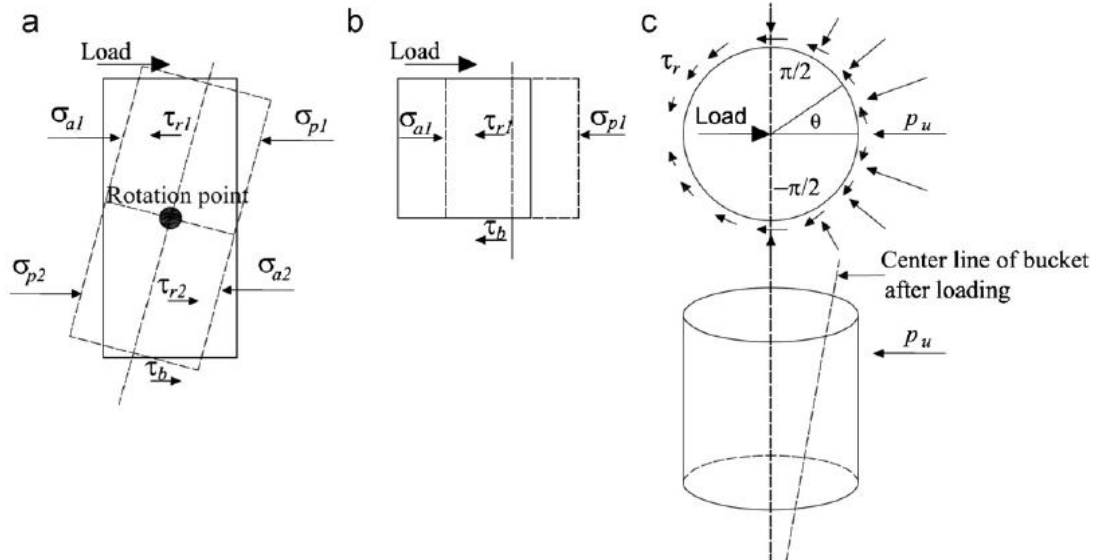
Verikal kapasitet:

$$V_0 := V_b + V_s = 5.678 \times 10^5 \cdot \text{kN}$$

Utnyttelse verikal kapasitet:

$$UV := \frac{F_V}{V_0} = 0.012$$

Horizontal kapasitet, ref/10/:



For horizontal kapasitet for normal resistens, radial skjær og skjær på bunnen, settes S_u lik kapasiteten ved $2L/3$

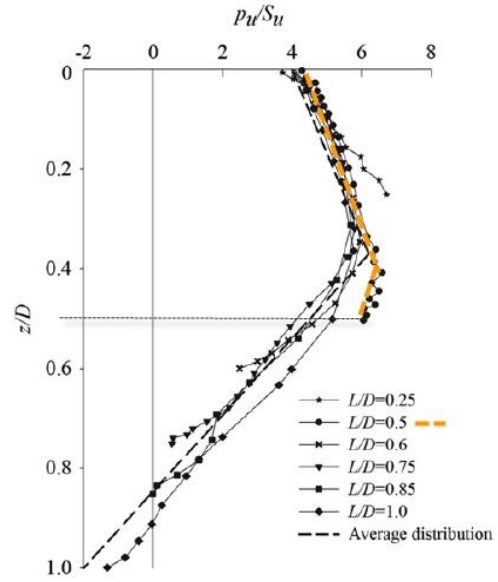
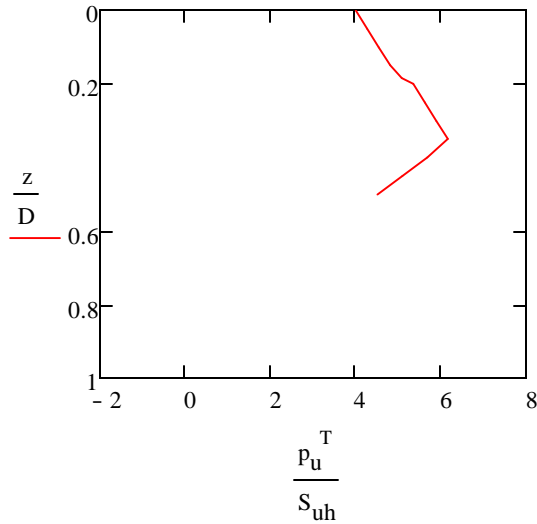
$$S_{uh} := S_{um} + k \cdot \frac{2}{3} L = 283.333 \cdot \text{kPa}$$

$$P_{u1} := \left(4 + 5.95 \cdot \frac{z_1^T}{D} \right) \cdot S_{uh} \cdot \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix}$$

$$P_{u2} := \left(11.02 - 13.02 \cdot \frac{z_2^T}{D} \right) \cdot S_{uh} \cdot \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{pmatrix}$$

Ligningene er anslått for å passe til en gjennomsnittelig verdi for p_u/S_u , tabell 14 ref/10/

$$P_u := P_{u1} + P_{u2}$$



Figur 14 ref/1/

$$P_u := 0.5 \cdot \pi \cdot p_u \cdot D \cdot L \cdot \begin{pmatrix} 0.0455 \\ 0.0455 \\ 0.0455 \\ 0.0455 \\ 0.0455 \\ 0.0455 \\ 0.0455 \\ 0.0455 \\ 0.0455 \\ 0.0455 \\ 0.0455 \end{pmatrix} = 158.258 \cdot \text{MN}$$

Resultanthøyde for P_u :

$$z_{pu} := \frac{0.5 \cdot \pi \cdot p_u \cdot D \cdot L \cdot 0.0455 \cdot z}{P_u} = 4.078 \text{ m}$$

Fra figur 15, ref/10/ kan det leses av at radial skjærkapasitet ligger i snitt på ca $0.26 \times S_u$ og rotasjonspunkt ligger på ca $0.55 \times D$.

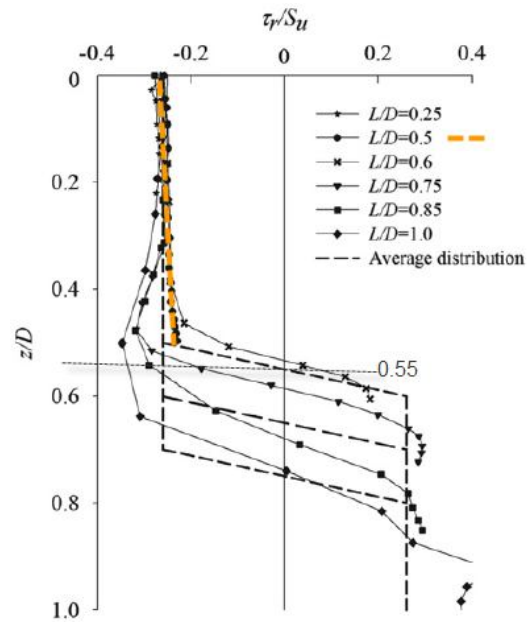
Rotasjonspunkt: Rot : =0.55D = 8.8 m

Radial skjærkapasitet: $\tau_r : =0.26 \cdot S_{uh}$

$$T_{side} := \int_0^L \tau_r \cdot \pi \cdot D \cdot dz = 29.623 \cdot MN$$

$$\tau_b := \alpha \cdot S_{um} = 2.5 \times 10^5 \text{ Pa}$$

$$T_{base} := \tau_b \cdot A = 50.265 \cdot MN$$



Figur 15 ref/1/

Total horisontal kapasitet

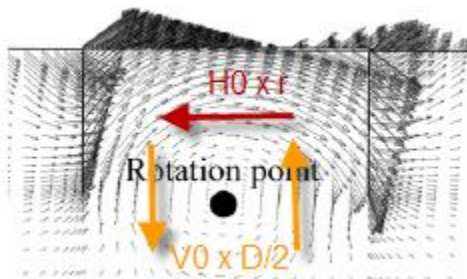
$$H_0 := P_u + T_{side} + T_{base} = 238.147 \cdot MN$$

Utnyttelse horisontal kapasitet:

$$UH := \frac{F_H}{H_0} = 0.118$$

Momentkapasitet til fundament:

$$M_r := P_u \cdot (\text{Rot} - z_{pu}) + T_{side} \cdot (\text{Rot} - 0.5L) + T_{base} \cdot (\text{Rot} - L) + V_b \cdot \frac{D}{2} + V_s \cdot D = 5.693 \times 10^3 \cdot MN \cdot m$$



$$\frac{M_{Ed}}{M_r} = 0.032$$

APPENDIX F

Fra: Erlend Hopland

Sendt: 21. mai 2013 14:55

Til: Ove Tobias Gudmestad

Emne: Masteroppgave; bølgeteori

Hei!

Jeg skriver for tiden Masteroppgave om en Offshore vindturbin og jeg har noen spørsmål angående bølgeteori og bølgeinduserte laster (Morrison). Jeg lurte på om du har tid en dag å svare på noen ting som er litt uklart for meg.

f.eks; Er Lineær bølgeteori og Airy bølgeteori det samme (viser til tabell 3-1 DNV-RP-C205)? **JA**

Litt usikker på hvilken verdi jeg skal sette for dragkoeffisienten og massekoeffisienten, (skal regne utmatting) **$C_d = 1.0$, $C_m = 2.0$**

Hvordan brukes JONSWAP spekteret og hvilken bølge skal brukes for å beregne det(1år, 50år, 100år)? **Hvor er møllene plassert?**

Har begrenset med bølgedata, men Jeg kan i tilfelle ta med det jeg har.

mvh

Erlend Hopland

APPENDIX G

```

----- MLife version 1.0 Input File -----
Test #02 (-Names, +Chans, +CC, +TSp, +Stats, -SwT, -SwX, -SF, -EE, -Bins, -Bp,
+PDF, +PDFp, -PSD, -PSDp, -PSDtxt, -PSDxls, +F, +FBR, +FBM, +DEL, -CF, -FwDELT,
+FwDELx, -FwRFt, +FwRFx, +FpBC, -FpPE, -FpCC, -FpRM, +TbDEL, +Multi).
----- Job Options -----
false      EchoInp      Echo input to <rootname>.echo as this file
is being read.
true       StrNames     Use channel names following a "$" instead of
numbers when specifying channels in this input file.
false     OutData      Output modified data array after scaling and
calculated channels. (currently unavailable)
"%12. 4e" RealFmt      Format for outputting floating-point values.
"Test02"  AggRoot       Root name for aggregate output files.
----- Input-Data Layout -----
5         TitleLine    The row with the file title on it (zero if
no title is available).
0         NamesLine    The row with the channel names on it (zero
if no names are available or are specified below).
0         UnitsLine    The row with the channel units on it (zero
if no units are available or are specified below).
15000    FirstDataLine The first row of data.
30       NumChans      The number of channels in each input file.
ChanTitle ChanUnits  Scale  Offset  NumCols rows of data follow. Title
and units strings must be 10 characters or less.
" Tid"      "(sec)"      1.0    0.0
"HubAngVel" "(m/sek)"      1.0    0.0
"Vind_hast" "(m/s)"        1.0    0.0
"F_TP_X"    "(N)"          1.0    0.0
"F_TP_Y"    "(N)"          1.0    0.0
"F_TP_Z"    "(N)"          1.0    0.0
"Mom_TP_X"  "(Nm)"         1.0    0.0
"Mom_TP_Y"  "(Nm)"         1.0    0.0
"Mom_TP_Z"  "(Nm)"         1.0    0.0
"F_Base_X"  "(N)"          1.0    0.0
"F_Base_Y"  "(N)"          1.0    0.0
"F_Base_Z"  "(N)"          1.0    0.0
"Mom_Base_X" "(Nm)"         1.0    0.0
"Mom_Base_Y" "(Nm)"         1.0    0.0
"Mom_Base_Z" "(Nm)"         1.0    0.0
"F_Top_X"   "(N)"          1.0    0.0
"F_Top_Y"   "(N)"          1.0    0.0
"F_Top_Z"   "(N)"          1.0    0.0
"Mom_Top_X" "(Nm)"         1.0    0.0
"Mom_Top_Y" "(Nm)"         1.0    0.0
"Mom_Top_Z" "(Nm)"         1.0    0.0
"Vind_hast" "(m/sek)"      1.0    0.0
"hast_Top_X" "(m/s)"        1.0    0.0
"hast_Top_y" "(m/s)"        1.0    0.0
"hast_Top_Z" "(m/s)"        1.0    0.0
"hast_TP_X"  "(m/s)"        1.0    0.0
"hast_TP_Y"  "(m/s)"        1.0    0.0
"hast_TP_Z"  "(m/s)"        1.0    0.0
"B_hoyde"   "(m)"          1.0    0.0
"null"     "(null)"       1.0    0.0
----- Calculated Channels -----
2         NumCChan     The number calculated channels to generate.
1234567890 Seed        The integer seed for the random number
generator (-2, 147, 483, 648 to 2, 147, 483, 647)
Col_Title Units  Equation  Put each field in quotes.  Titles and units
are limited to 10 characters.  NumCChan rows of data follow.
"RootFMyz1" "(N)"      "sqrt( timeSeriesData(:, 4).^2 + timeSeriesData(:, 5).^2 )"
"RootMMyz1" "(N.m)"    "sqrt( timeSeriesData(:, 7).^2 + timeSeriesData(:, 8).^2 )"
----- Time and Wind Speed -----
$Tid$      TimeChan      The channel containing time.
$Vind_hast$ WSChan      The primary wind-speed channel (used
for mean wind speed and turbulence intensity, 0 for none)
----- Statistics and Extreme Events -----

```

12j uni_Mvi nd_Test02

```

false          DoStats          Generate statistics of all the channels.
true          WrStatsTxt        Write the stats to a text file?
false        WrStatsXLS        Write the stats to an Excel file?
0            NumSFChans        Number of channels that will have summary
statistics generated for them.
4 5 6        SFChans          List of channels that will have summary
statistics generated for them. Must number NumSFChans.
----- Fatigue -----
20           nFatigueChannels  The number of rainflow channels. Next six
lines ignored if zero.
0.0          Filtratio         The fraction of the maximum range of each
channel used as a cutoff range for the racetrack filter. Use zero for no
filter.
630720000    DesignLife        Number of seconds in the design lifetime (20
years = 630720000 seconds).
true         BinCycles         Bin the rainflow cycles?
0.5          UCMult           Multiplier for binning unclosed cycles. (0
discards, 1 counts as a full cycle)
true         DoSimpDELS        Compute short-term (file-based)
damage-equivalent loads?
true         DoLife           Do lifetime-related calculations?
10           WeibullMeanWS     Weibull-average wind speed.
2           WeibullShapeFactor Shape parameter for Weibull distribution.
2 = Rayleigh distribution
3           WSMIn             Starting value for the wind-speed bins for
the Weibull distribution.
BN          WSBInFlag         BN = number of bins specified or BW = bin
width specified
1           WSBInVal          Number of bins or the width of the
wind-speed bins for the Weibull distribution.
true        WrDELSTxt         Write DELs to plain-text files?
false      WrDELSXLS         Write DELs to an Excel workbook?
true       WrLifeTxt         Write lifetime results to plain-text files?
false     WrLifeXLS         Write lifetime results to an Excel workbook?
1         EquivFreq          The frequency of the damage equivalent load
(Hz)
true       DEL_AsRange        true = report DELs as a range value, false
= report as a one-sided amplitude
Channel#  NSlopes  SNslopeLst  BinFlag  BinWidth/Number  TypeLMF  LUI t
BinWidth not used when BinCycles is false. nFatigueChannels rows of data follow.
LUI t >> LMF
$F_Base_X$  2      3 5      BN      20.0      AM      1452000000
$F_Base_Y$  2      3 5      BN      20.0      AM      838400000
$F_Base_Z$  2      3 5      BN      20.0      AM      838400000
$Mom_Base_X$ 2      3 5      BN      20.0      AM      4487000000
$Mom_Base_Y$ 2      3 5      BN      20.0      AM      3886000000
$Mom_Base_Z$ 2      3 5      BN      20.0      AM      3886000000
$F_TP_X$    2      3 5      BN      20.0      AM      179900000
$F_TP_Y$    2      3 5      BN      20.0      AM      103800000
$F_TP_Z$    2      3 5      BN      20.0      AM      103800000
$Mom_TP_X$  2      3 5      BN      20.0      AM      308700000
$Mom_TP_Y$  2      3 5      BN      20.0      AM      267400000
$Mom_TP_Z$  2      3 5      BN      20.0      AM      267400000
$RootFMyz1$ 2      3 5      BN      20.0      AM      103800000
$RootMMyz1$ 2      3 5      BN      20.0      AM      267400000
$F_Top_X$   2      3 5      BN      20.0      AM      81600000
$F_Top_Y$   2      3 5      BN      20.0      AM      47110000
$F_Top_Z$   2      3 5      BN      20.0      AM      47110000
$Mom_Top_X$ 2      3 5      BN      20.0      AM      90270000
$Mom_Top_Y$ 2      3 5      BN      20.0      AM      78180000
$Mom_Top_Z$ 2      3 5      BN      20.0      AM      78180000
3           NumDELGroups
NChannels   Channel List
6           1 2 3 4 5 6
8           7 8 9 10 11 12 13 14
6           15 16 17 18 19 20
----- Input Files -----
1           NumFiles          The number of input files to read.
"20ms_noWave.asc"

```

12j uni _Mvi nd_Test02

==EOF==

"DLC2.3_2.out"

AFTER LAST LINE OF VALID INPUT.

"DLC2.3_3.out"

DO NOT REMOVE OR CHANGE. MUST COME JUST

SESTRA.LIS

Software

```

Computer      Program id   : 8.4-05
              : 8664
              Release date : 13-JUL-2011
Impl. update  :
              Access time  : 11-JUN-2013 13:08:11
Operating system : win NT 6.1 [7601]
              User id     : ofserhop
CPU id       : 1946373286
Installation  : , NOLSU68951

```

Norway

Copyright DET NORSKE VERITAS AS, P.O.Box 300, N-1322 Hovik,

Library	Version	Impl.Upd	Release date
ELLIB	1.9-07	Debug	12-JUL-2011
SIFTOOL	8.3-07	Debug	12-JUL-2011
NORSAM	8.4-02	Debug	12-JUL-2011
MFR	8.3-05	Debug	12-JUL-2011
PRIMAS	5.3-04	Debug	12-JUL-2011
AUXLIB	8.2-02	Debug	12-JUL-2011
SESTRA_PRL	8.1-02		12-JUL-2011

Run identification :

♀

```

DATE: 11-JUN-2013 TIME: 13:08:17 ***** SESTRA *****
                                PAGE:      1

```

DATA GENERATION MODULE

SUB PAGE: 1

PRINTOUT OF DATA GIVEN AS DIRECT INPUT TO SESTRA

HEAD

COMM

COMM Created by: GeniE V6.0-08 24-Nov-2011

COMM

COMM Date : 11-Jun-2013 Time : 13:08:11 User : ofserhop

COMM

COMM	CHCK	ANTP	MSUM	MOLO	STIF	RTOP	LBCK	PILE	CSING	SIGM
------	------	------	------	------	------	------	------	------	-------	------

CMAS	0.	2.	1.	0.	0.	0.	0.	0.	0.00E+00	0.00E+00
------	----	----	----	----	----	----	----	----	----------	----------

0.00E+00
COMM

SESTRA.LIS

```

COMM          WCOR
ELOP    0.  0.  0.  1.  0.  0.  0.  0.  0.  0.  0.00E+00  0.00E+00
0.00E+00
COMM
COMM  ITYP
ITOP    1.  0.  0.  0.  0.  0.  0.  0.  0.  0.  0.00E+00  0.00E+00
0.00E+00
COMM
COMM  PREFIX
INAM  20130611_130811_
COMM
COMM  PREFIX  FORMAT
LNAM  20130611_130811_ UNFORMATTED
COMM
COMM  PREFIX  FORMAT
RNAM  20130611_130811_ NORSAM
COMM
COMM  SEL1 SEL2 SEL3 SEL4 SEL5 SEL6 SEL7 SEL8
RSEL    1.  0.  0.  0.  0.  0.  1.  0.  0.  0.  0.00E+00  0.00E+00
0.00E+00
COMM
COMM  RTRA
RETR    3.  0.  0.  0.  0.  0.  0.  0.  0.  0.  0.00E+00  0.00E+00
0.00E+00
COMM
COMM  ENR
EIGL   10.  0.  0.  0.  0.  0.  0.  0.  0.  0.  0.00E+00  0.00E+00
0.00E+00
COMM
COMM  SELT
IDTY    1.
COMM
COMM  IMAS IDAM ISST
DYMA    1.  0.  0.  0.  0.  0.  0.  0.  0.  0.  0.00E+00  0.00E+00
0.00E+00
Z

```

♀
DATE: 11-JUN-2013 TIME: 13:08:17 ***** SESTRA *****
PAGE: 2

DATA GENERATION MODULE

Type of Analysis :

Eigenvalue Solution by Lanczos Method
Retracking

Input from CMAS Command :

ANTYP = 2 Dynamic Analysis
MSUM > 0 Calculation of Sum of Masses and Centroid

The singularity constant for membrane and shell elements
CSING = 1.0000E-08

Lowest accepted condition number in reduction
EPSSOL= 1.1102E-14

Input from EIGL Command :

Specification of eigenvalues to be calculated:

ENR = 10 eigenvalues are demanded.
MAXO 50 Maximum number of iterations.
NBLO 2 Block size.
NFIG 5 No. of digits of accuracy.
IU = 0 The stiffness matrix is triangularised.
PRIN 0 Print of eigenvalues.

Input from RSEL Command :

Data types selected for storing on Results File :

- Input Interface File Records,
- mode shapes, sequence:

all nodes for the first resultcase, all nodes for the second resultcase, etc.

(Can be redefined by RSEL for selected superelements, see below.)

SESTRA.LIS

Storing is done for superlements specified in RETR command.

♀
DATE: 11-JUN-2013 TIME: 13:08:17 ***** SESTRA *****
PAGE: 3

DATA GENERATION MODULE

SUB PAGE: 3

INPUT INTERFACE FILES :

20130611_130811_T1.FEM

DATE:	11-Jun-2013	TIME:	13:08:11
PROGRAM:	SESAM Genie	VERSION:	V6.0-08 24-Nov-2011
COMPUTER:	X86 windows	INSTALLATION:	
USER:	ofserhop	ACCOUNT:	

DATE:	11-Jun-2013	TIME:	13:08:11
PROGRAM:	SESAM Gamesha	VERSION:	R5.0-3 24-Nov-2011
COMPUTER:	X86 windows	INSTALLATION:	
USER:	ofserhop	ACCOUNT:	

♀
DATE: 11-JUN-2013 TIME: 13:08:17 ***** SESTRA *****
PAGE: 4

DATAGENERATION - SUPERELEMENT TYPE 1

SUB PAGE: 4

INTERPRETATION OF ANALYSIS CONTROL DATA

FOR SUPERELEMENT TYPE 1 ON LEVEL 1

Input from DYMA Command :

IMAS = 1 Consistent mass matrices from the subelements are demanded.

*** SUMMARY OF DATA FROM INPUT AND LOAD INTERFACE FILES ***

FOR SUPERELEMENT TYPE 1 ON LEVEL 1

The superlement has

SESTRA.LIS

18 subelements
19 nodes
6 specified (fixed) degrees of freedom
108 internal (free) degrees of freedom
totally
114 degrees of freedom

1 loadcases

The following kinds of loads are given:

gravitational load

The following basic elements are given:

18 2 node beam elements BEAS

♀

DATE: 11-JUN-2013 TIME: 13:08:17 ***** SESTRA *****
PAGE: 5

DATAGENERATION - SUPERELEMENT TYPE 1

SUB PAGE: 5

*** SUM OF LOADS AND MOMENTS FOR SUPERELEMENT TYPE 1 ON LEVEL 1 ***

X-LOAD = SUM OF GIVEN LOADS IN GLOBAL X-DIRECTION

Y-LOAD = SUM OF GIVEN LOADS IN GLOBAL Y-DIRECTION

Z-LOAD = SUM OF GIVEN LOADS IN GLOBAL Z-DIRECTION

X-MOM = SUM OF LOCAL MOMENTS ABOUT GLOBAL X-AXIS

Y-MOM = SUM OF LOCAL MOMENTS ABOUT GLOBAL Y-AXIS

Z-MOM = SUM OF LOCAL MOMENTS ABOUT GLOBAL Z-AXIS

X-RMOM = SUM OF MOMENTS ABOUT GLOBAL X-AXIS FROM GIVEN LOADS AND MOMENTS

Y-RMOM = SUM OF MOMENTS ABOUT GLOBAL Y-AXIS FROM GIVEN LOADS AND MOMENTS

Z-RMOM = SUM OF MOMENTS ABOUT GLOBAL Z-AXIS FROM GIVEN LOADS AND MOMENTS

LOADCASE X-LOAD Y-LOAD Z-LOAD X-MOM Y-MOM

SESTRA.LIS

Z-MOM	X-RMOM	Y-RMOM	Z-RMOM		
0.0000E+00	1 0.0000E+00	0.0000E+00	-1.1460E+07	0.0000E+00	0.0000E+00
0.0000E+00	0.0000E+00	0.0000E+00	0.0000E+00		

♀ DATE: 11-JUN-2013 TIME: 13:08:17 ***** SESTRA *****
 PAGE: 6

DATAGENERATION - SUPERELEMENT TYPE 1

SUB PAGE: 6

*** SUM OF MASSES AND CENTROID FOR SUPERELEMENT TYPE 1 ON LEVEL 1

MASS MATRIX IN GLOBAL COORDINATE SYSTEM (OF THE SUPERELEMENT):

1.16858E+06	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	1.85595E+06
0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	-1.85595E+06	0.00000E+00
0.00000E+00	0.00000E+00	1.16858E+06	0.00000E+00	0.00000E+00
0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00
0.00000E+00	-1.85595E+06	0.00000E+00	8.38449E+08	0.00000E+00
0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	8.38449E+08
0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00
1.65482E+07				

COORDINATES OF CENTROID:

0.0000E+00	0.0000E+00	1.5882E+00
------------	------------	------------

MASS MATRIX AT CENTROID:

1.16858E+06	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00
0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00
0.00000E+00	1.16858E+06	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00
0.00000E+00	0.00000E+00	1.16858E+06	0.00000E+00	0.00000E+00
0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00
0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	8.35501E+08	0.00000E+00
0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	8.35501E+08
0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00	0.00000E+00
1.65482E+07				

*** Estimated size of stiffness matrix for superelement 1: 7164 variables

SESTRA.LIS

*** Estimate of total size of stiffness matrices for new superelements:
7164 variables

⊕
DATE: 11-JUN-2013 TIME: 13:08:17 ***** SESTRA *****
PAGE: 7

REDUCTION MODULE - SUPERELEMENT TYPE 1

SUB PAGE: 1

- STIFFNESS MATRICES ALLOCATED
- CONSISTENT MASS MATRICES ALLOCATED
- LOAD MATRICES ALLOCATED
- STIFFNESS MERGE PERFORMED
- MASS MERGE PERFORMED
- LOAD MERGE PERFORMED

⊕
DATE: 11-JUN-2013 TIME: 13:08:17 ***** SESTRA *****
PAGE: 8

DYNAMIC ANALYSIS OF STRUCTURE

SUB PAGE: 1

- EIGENVALUEPROBLEM SOLVED BY LANCZOS METHOD

♀

DATE: 11-JUN-2013 TIME: 13:08:17

***** SESTRA *****
PAGE: 9

DYNAMIC ANALYSIS OF STRUCTURE

SUB PAGE: 2

* * * * *
* E I G E N V A L U E S *
* * * * *
* F R E Q U E N C I E S *
* * * * *

ALL EIGENVALUES BEING CALCULATED ARE PRINTED TOGETHER WITH THE CORRESPONDING FREQUENCIES AND PERIODS.
FREQ = SQRT(EIGENV)/(2.*PI)
PERI = 1./FREQ

UNIT: HERTZ		NO.	PERIOD	EIGENVALUE	UNIT: (SEC)-2	FREQUENCY
I	I	I	I	I	I	I
I	I	1	I	I	I	I
			1.16597	0.2903933E+02		0.858
I	I	2	I	I	I	I
			1.16597	0.2903933E+02		0.858
I	I	3	I	I	I	I
			0.26766	0.5510546E+03		3.736
I	I	4	I	I	I	I
			0.26766	0.5510546E+03		3.736
I	I	5	I	I	I	I
			0.13186	0.2270577E+04		7.584
I	I	6	I	I	I	I
			0.13186	0.2270577E+04		7.584
I	I	7	I	I	I	I
				0.5783446E+04		12.104

			SESTRA.LIS		
	I	0.08262	I		
I	8	I	0.5863549E+04	I	12.187
	I	0.08205	I		
I	9	I	0.5863549E+04	I	12.187
	I	0.08205	I		
I	10	I	0.1063602E+05	I	16.414
	I	0.06092	I		
I		I		I	
	I		I		

+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+-----+

♀
DATE: 11-JUN-2013 TIME: 13:08:17 ***** SESTRA *****
PAGE: 10

DYNAMIC ANALYSIS OF STRUCTURE

SUB PAGE: 3

Results file name: 20130611_130811_R1.SIN

Load sum is missing

SUPERELEMENT TYPE: 1 ACTUAL ELEMENT: 1
HAS BEEN STORED ON RESULT FILE

TOTAL TIME CONSUMED IN SESTRA CPU TIME: 0.25 CLOCK
TIME: 0.88 CHANNEL TIME: 0.00