



Bacheloroppgave

Maskin

Våren 2018

**UTVIKLING AV ROTORBLAD OG  
SELVBÆRENDE MAST TIL SMÅSKALA  
VINDKRAFTVERK**

Oumaru Kamara, Runar Rovik, Linnea Stråbø og Eric Thörn

Mai 2018

# Forord

Denne bacheloroppgaven representere gruppens avsluttende rapport ved bachelorutdanningen *Maskiningeniør* ved NTNU. Alle gruppemedlemene har spesialisert seg innen konstruksjonsteknikk, hvilket gir en god kompetansebakgrunn for gjennomføring av bacheloroppgaven som både inkluderer konstruksjonsmessige vurderinger og beregningsarbeid. Rapporten er en presentasjon av gruppen arbeid med videreutviklingen av nytt rotor og utvikling av en selvbærende konisk mast til vindturbinen Sviab VK-240.

Oppdragsgiver er GETEK AS, Martin Brunstad Høydal og daglig leder Morten Gaustad er kontaktperson. Veileder ved NTNU, er førsteamanuensis Detlef Blankenburg.

Fornybar og utvikling av vindturbiner er et fagfelt gruppen anses som veldig interessant, og finner derfor problemstillingen fra GETEK AS som relevant. Prosessen med denne bacheloren har stimulert til anvendelse og utvikling av teoretiske kunnskaper, ferdigheter og erfaringer vi har tilegnet oss gjennom 3 år utdanning ved NTNU.

Vi vil med dette rette en stor takk til vår veileder Detlef Blankenburg som har støttet oss gjennom hele prosjektet. Han har gitt konstruktiv tilbakemeldinger til hva vi burde fokusere på. En takk rette også til Morten Gaustad og Martin Brunstad Høydal ved GETEK AS, for en fengende og utfordrende oppgave. Videre vil vi gjerne takke Tania Bracchi som har vært en viktig støttespiller ved tekniske spørsmål, som har omfattet alt fra konstruksjonsmessige valg til konstruktive tilbakemeldinger. En stor takk rettes også til Felix Kelberlau for god brukerstøtte ved bruk av Ashes. Tilslutt rettes en takk til Ina Marie Jagær for en eksepsjonell jobb med en visuell fremstilling av prosjektet.

# Sammendrag

Formålet med denne bacheloroppgaven er å utvikle en selv bærende mast og videreutvikle et nytt rotordesign til vindturbinen SVIAB VK 240. På grunn av sterk vind og nedbør har rotoren i flere tilfeller blitt ødelagt og bardunene som holder masten oppe har strekt seg og fått slakke. På bakgrunn av dette ønsker arbeidsgiveren GETEK AS å redesigne vindturbinen.

GETEK AS er en bedrift som tilbyr energiløsninger på avsidesliggende steder hvor strøm ikke er tilgjengelig. For å oppnå dette bruker de aggregat og fornybare løsninger i kombinasjon. Bedriften har over 30 års erfaring fra solcellebransjen og produktet deres er installert flere steder i Norge.

Prosjektgruppen har først begynt med konseptutvikling av mulige design av masten. Konseptene har så blitt sammenlignet og satt opp mot hverandre. Informasjonen om de ulike konseptløsningene er hentet fra litteratur om emnet og ved besøk hos leverandøren, GETEK AS.

Vurdering av de ulike konseptene er gjort med systematiske produktutviklingsmetoder og hvert konsept er rangert i forhold til vindturbinens funksjonskriterier og operasjonsområder. Rangeringen av kriteriene er så sammenlignet med GETEKs krav til den nye designet.

For nøyaktighet i beregninger, og for å se hva som bør tas hensyn til i utviklingen av småskala vindturbiner, benytter gruppen standarden IEC/NEK 61400-2 i beregning av krefter som virker på SVIAB VK 240. Det er benyttet flere simuleringsprogrammer i tillegg til håndberegninger.

Utviklingen av rotorbladet baserer seg på en tidligere bacheloroppgave fra 2017 ("Utvikling av ny rotor for vindturbin SVIAB VK-240"). Der presenteres det tre potensielle rotordesign. Gjennom GETEKs krav og analyse av rotorbladets effektivitet, ble det endelige rotordesignet bestemt. Testing av rotorbladet og mastens endelige design viser at de begge i stor grad tåler påkjenningene de blir utsatt for. Det finnes områder som må forbedres før masten kan tas i bruk, da især på mastfoten. Mastfoten opplever

store spenninger, og trenger å forsterkes. Rotorbladet tåler påkjenningene godt, men får en for stor utbøyning til å kunne tas i bruk. Utbøyningen er så stor at bladet vil treffe masten under drift ved sterk vind, og dette må derfor endres. Før rotorbladet og masten kan tas i bruk, må de forsterkes videre.

# Abstract

The purpose of this bachelors thesis is to develop a self-supporting tower and to further develop a new design for a rotor blade for the wind turbine SVIAB VK 240. The rotor blade have in several cases been destroyed due to strong winds and precipitation. This has also weakened the guy-wires used for holding the tower steady. As a result of this, GETEK wishes to redesign the wind turbine.

GETEK AS is a company which offers energy solutions in remote locations without access to electricity. To achieve this they employ a combination of generators and renewable solutions. The company have more than 30 years of experience in solar and their products are installed several places in Norway.

The project group started with a concept development of possible tower designs. The concepts were then compared to each other. Information regarding the different concept were collected from topic specific literature and through visits to GETEK AS.

The evaluation of the different concepts have been done with systematic product development techniques and every concept have been rated according to the function criteria and areas of operation for the wind turbines. The rating have then been compared to the specifications provided by GETEK.

For accurate calculations and to discover what to take into consideration while developing smale scale wind turbines, the group have used the standard IEC/NEK 61400-2. This has been used for calculations of forces on SVIAB VK 240. Beyond calculations by hand, simulations have been used for furter accuracy in the results.

The development of the rotor blade is based on another bachelors thesis from 2017, DD-evelopment of a New Rotor for the Wind Turbine SVIAB VK-240."In it, three different rotor blade designs are presented. Through the specifications from GETEK and analysis of the efficiency of the rotor blade the final design was chosen. Testing of the rotor blade and the tower show that they both could largely withstand the stresses applied. There are areas on the tower that need further improvement before it can be used, especially on the towers foot. The foot is exposed to large stresses and needs further strengthening.

The rotor blade handles the stresses well, but sees too large displacements to be used. The displacement is so large that the blade will crash with the tower during operation, and must be improved. Before the rotor blade and tower can be employed, they need further improvements and strengthening.

# Innhold

<b>Forord</b>	<b>i</b>
<b>Sammendrag</b>	<b>ii</b>
<b>Abstract</b>	<b>iv</b>
<b>Innhold</b>	<b>vi</b>
<b>Figurer</b>	<b>xv</b>
<b>Tabeller</b>	<b>xvii</b>
<b>Ord og uttrykk</b>	<b>xviii</b>
<b>Infoside</b>	<b>xxiii</b>
<b>I Innledning</b>	<b>1</b>
<b>1 Beskrivelse av oppgaven</b>	<b>2</b>
1.1 Oppgavetekst . . . . .	2
1.2 Bakgrunn for oppgaven . . . . .	3
1.3 GETEK . . . . .	3
1.4 Vindturbinen SVIAB VK 240 . . . . .	4
1.5 Læringsmål . . . . .	5
1.6 Begrensninger . . . . .	5
<b>2 Hva gruppen skal utvikle</b>	<b>7</b>
<b>3 Disposisjon av rapporten</b>	<b>8</b>

<b>II</b>	<b>Metode</b>	<b>9</b>
4	<b>Generell Fremgangsmåte</b>	<b>10</b>
4.1	Rotorblad . . . . .	10
4.2	Mast . . . . .	10
4.3	Værdata . . . . .	11
4.4	CES EduPack . . . . .	11
5	<b>Beregning av vindturbinens laster</b>	<b>12</b>
5.1	IEC/NEK 61400-2 . . . . .	12
5.2	SWT-klasse og vindforhold . . . . .	12
5.3	Forenklede lastberegninger . . . . .	13
5.4	Lasttilfeller for den forenklede metoden . . . . .	13
5.5	Utmatting . . . . .	14
5.6	Egenfrekvens . . . . .	14
5.7	Kritisk utbøyning . . . . .	15
6	<b>Modellering og Simulering</b>	<b>16</b>
<b>III</b>	<b>Teori og Litteraturstudie</b>	<b>17</b>
7	<b>Aerodynamikk og vindturbiner</b>	<b>18</b>
7.1	Aerodynamikk . . . . .	18
7.2	Beregne vindlaster . . . . .	19
8	<b>Rotorblad</b>	<b>20</b>
8.1	Vingeprofilen . . . . .	20
8.2	Antall rotorblad på vindturbiner . . . . .	22
8.3	Faktorer som påvirker levetiden til rotorbladet . . . . .	23
8.4	Ising . . . . .	24
8.5	Anti- og avisingsteknologi . . . . .	25
9	<b>Simuleringsstudier og dataprogrammer</b>	<b>27</b>
9.1	Ashes 3.1.6 . . . . .	27
9.2	Solidworks . . . . .	28



9.3	Mesh . . . . .	29
9.4	Typer studier . . . . .	30
<b>IV Utvikling</b>		<b>34</b>
<b>10 Vindturbinens bruksmiljø og laster</b>		<b>35</b>
<b>11 Vinndata i Norge</b>		<b>37</b>
11.1	Årsmiddelvind . . . . .	37
11.2	Kraftigste vindkast . . . . .	39
11.3	Kraftigste middelhastighet over 10 min ( $V_{ref}$ ) . . . . .	41
11.4	Sterkeste registrerte middelvind og vindkast i Norge (1957 - dd.) . . . . .	43
11.5	Konklusjon av vinndata . . . . .	43
<b>12 Vindturbinen SVIAB VK 240</b>		<b>45</b>
12.1	Rotorblad . . . . .	45
12.2	Stormskydd og effektregering (Yaw funksjon) . . . . .	45
12.3	Masten . . . . .	46
12.4	Installasjon . . . . .	46
<b>13 Sikkerhetsvurdering</b>		<b>48</b>
13.1	Standarder . . . . .	48
13.2	Erfaring . . . . .	49
13.3	Faremomenter, konsekvenser og hyppighet . . . . .	49
13.4	Hva bør gjøres? . . . . .	51
<b>14 Lastanalyse</b>		<b>52</b>
14.1	Data og utgangspunkt . . . . .	52
14.2	Lasttilfeller . . . . .	53
14.3	Resultat av beregninger . . . . .	55
14.4	Dimensjonerende spenning . . . . .	58
14.5	Videre dimensjonering . . . . .	60
14.6	Utmatting . . . . .	61
14.7	Kritisk utbøying . . . . .	61

<b>15 Brukeranalyse</b>	<b>63</b>
15.1 Brukeranalyse . . . . .	63
15.2 Vindturbinens brukere . . . . .	63
<b>16 Rotorblad</b>	<b>65</b>
16.1 Funksjonsdiagram . . . . .	65
16.2 Rotorbladets produktkravsspesifikasjoner . . . . .	66
16.3 Bakgrunn for valg av vingeprofil og dimensjoner . . . . .	66
16.4 Valg av lengde på rotorblad . . . . .	70
16.5 Rotorblad - Materialstudie . . . . .	70
16.6 Antagelser for brudd på tidlig rotorblad . . . . .	73
16.7 Produksjonsmetode for rotorblad . . . . .	74
16.8 Samanlikning med andre småskalavindturbinar . . . . .	76
16.9 Anti-is teknologi på Sviab vk240 rotorblad . . . . .	77
16.10 Struktur og Utforming . . . . .	78
16.11 Materialval Rotorblad . . . . .	80
16.12 Endelige spesifikasjoner . . . . .	81
<b>17 Mast</b>	<b>82</b>
17.1 Funksjonsdiagram . . . . .	82
17.2 Mastens produktkravsspesifikasjon . . . . .	82
17.3 Teknologianalyse . . . . .	83
17.4 Form . . . . .	84
17.5 Oppsetting . . . . .	85
17.6 Høyde . . . . .	85
17.7 Stabilitet . . . . .	87
17.8 Vibrasjoner . . . . .	87
17.9 Transport . . . . .	89
17.10 Knekking . . . . .	89
17.11 Litteraturstudie om materialvalg til mast . . . . .	90
17.12 Morfologisk tabell for konseptidéer . . . . .	91
17.13 Evaluering og valg av konsept . . . . .	96
17.14 Materialvalg . . . . .	98
17.15 Dimensjonering . . . . .	100

17.16 Endelig løsning og spesifikasjoner . . . . .	102
<b>V Modelling og simulering</b>	<b>104</b>
<b>18 Rotorblad - Modell og simuleringer</b>	<b>105</b>
18.1 Beskrivelse . . . . .	105
18.2 Resultater . . . . .	105
18.3 Frekvensanalyse i SolidWorks . . . . .	111
18.4 Konklusjon . . . . .	112
<b>19 Mast - Modell</b>	<b>114</b>
<b>20 Mast - Simulering</b>	<b>120</b>
20.1 Frekvensanalyse . . . . .	120
20.2 Statisk analyse av krefter på mastfoten . . . . .	123
20.3 Statisk analyse av krefter på masten under reising . . . . .	125
20.4 Statisk analyse av vindlaster på fronten av masten . . . . .	126
20.5 Statisk analyse av vindlaster fra siden på masten . . . . .	131
<b>21 Mast - Konklusjon av simuleringer</b>	<b>133</b>
<b>VI Diskusjon, konklusjon og videre arbeid</b>	<b>134</b>
<b>22 Diskusjon</b>	<b>135</b>
22.1 Vinddata i Norge . . . . .	135
22.2 Sikkerhetsvurdering . . . . .	135
22.3 Lastanalyse . . . . .	136
22.4 Avising og anti-is . . . . .	137
22.5 Endelig løsning og spesifikasjoner . . . . .	138
22.6 Dimensjonering . . . . .	139
22.7 Simulering av rotorblad . . . . .	140
22.8 Simulering av mast . . . . .	140
22.9 Sammenligning av spenning fra håndberegninger og simuleringer . . . . .	142
22.10 Metodikk . . . . .	142
22.11 Læringsmål . . . . .	143

<b>23 Konklusjon</b>	<b>144</b>
23.1 Rotorblad . . . . .	144
23.2 Masten . . . . .	145
23.3 Oppsummert . . . . .	146
<b>24 Videre arbeid</b>	<b>147</b>

**Tillegg**

<b>VII Vedlegg</b>	<b>1</b>
<b>A Vinndata</b>	<b>A2</b>
<b>B Lastanalyse - håndberegninger</b>	<b>B31</b>
<b>C Rangbetingelser og belastningstilfeller</b>	<b>C55</b>
C.1 Last og randbetingelser . . . . .	C55
<b>D Frekvensanalysen</b>	<b>D58</b>
<b>E CES EduPack Materialdata</b>	<b>E59</b>
<b>F Tegning fra Solidworks</b>	<b>F74</b>

# Figurer

1.1	Vindturbinen SVIAB VK 240 . . . . .	4
5.1	SWT-klasser . . . . .	13
5.2	Lasttilfeller fra IEC/NEK 61400-2 . . . . .	14
7.1	Krefter på rotorblad . . . . .	18
7.2	Horisontal-akset til venstre og vertikal-akset til høyre . . . . .	19
8.1	Modell av et rotorblad . . . . .	20
8.2	Utklipp av rotorblad med ulike vingeprofil . . . . .	21
8.3	Vingeprofilen NREL-S835 . . . . .	22
8.4	Betz limit grafisk fremstilt med antall blader . . . . .	22
8.5	Hydrofobisk dråpe . . . . .	25
9.1	Simulering i Ashes . . . . .	28
9.2	Skjermdump fra SolidWorks . . . . .	28
9.3	Meshing i SolidWorks . . . . .	30
9.4	Betz limit . . . . .	30
9.5	Utklipp fra Ashes med grafisk fremstilling av drag (Blå farge) og løft (Oransje farge) . . . . .	31
9.6	Forhold mellom belastning og forskyvning . . . . .	33
11.1	Vinddata fra Wikipedia . . . . .	43
12.1	Bladprofil NACA 4412-24 . . . . .	45
12.2	SVIAB VK 240 - Mast . . . . .	46
12.3	Heisesystem for liten vindturbin fra Proven . . . . .	47
13.1	Risikomatrise . . . . .	50
14.1	Lasttilfeller for rotorblad og mast . . . . .	54

14.2	Vindturbinens akser som brukt i beregningene . . . . .	56
14.3	Sikkerhetsfaktor for material . . . . .	59
14.4	Sikkerhetsfaktor for laster . . . . .	59
15.1	Produktets brukere . . . . .	63
16.1	Funksjonsdiagram Rotor . . . . .	65
16.2	$C_p$ som funksjon av TSR for SG-Familien . . . . .	68
16.3	$C_p$ som funksjon av TSR for SG-Familien fra Ashes . . . . .	70
16.4	RTM . . . . .	74
16.5	Har vises rotorbladet totale lengde og tilpasset bredde på festet . . . . .	79
16.6	Har vises oversikt over dimensjoner på festet til eksisterende rotorblad . . . . .	79
17.1	Funksjonsdiagram for masten . . . . .	82
17.2	Konisk sylindermast, fagverksmast og trebeint mast. De to førstnevnte er de mest utbredte masttypene . . . . .	85
17.3	Graf over vindhastigheter . . . . .	86
17.4	Illustrasjon av valgte konsepter og virkemåte . . . . .	102
18.1	Endelig modell av rotorbladet . . . . .	105
18.2	Maks spenning $37.8 \frac{N}{mm^2}$ for lasttilfelle D . . . . .	106
18.3	Maks utbøyning på 320mm for for lasttilfelle D . . . . .	107
18.4	Maks spenning på $70.5 \frac{N}{mm^2}$ for lasttilfelle H . . . . .	107
18.5	Maks utbøyning på bladet på 491mm for lasttilfelle H . . . . .	108
18.6	Maks spenning $31 \frac{N}{mm^2}$ for lasttilfelle fra Ashes . . . . .	109
18.7	Maks utbøyning på bladet på 273mm for lasttilfelle fra Ashes . . . . .	109
18.8	Maks spenning på $82.3 \frac{N}{mm^2}$ for $70 \frac{m}{s}$ vind . . . . .	110
18.9	Maks utbøyning på 534mm for lasttilfelle for $70 \frac{m}{s}$ vind . . . . .	110
18.10	Graf av Frekvens/Mode Nr. . . . .	111
18.11	Rotorbladets egenfrekvenser ved de fem modene . . . . .	111
18.12	Frekvensmode Nr.1 . . . . .	112
18.13	Overgang mellom tykk og tynn vingeprofil . . . . .	113
19.1	Modell av mast . . . . .	114
19.2	Mastfoten i detalj . . . . .	115

---

19.3	Forsterkning på innsiden av masten . . . . .	116
19.4	Senket mast . . . . .	117
19.5	Toppen av den øverste rørseksjonen. . . . .	117
19.6	Overgangen mellom midtre og øverste rørseksjon. . . . .	118
19.7	Overgangen mellom nederste og midtre rørseksjon. . . . .	118
20.1	Mastens egenfrekvenser . . . . .	121
20.2	Campbelldiagram . . . . .	122
20.3	Mastfotens spenninger, lav . . . . .	123
20.4	Spenninger og utbøyning under reising av masten . . . . .	125
20.5	Spenninger ved vindlast på mastens front . . . . .	126
20.6	Maks spenning ved vind på mastens front . . . . .	127
20.7	Spenninger på utsiden av midtseksjonen . . . . .	128
20.8	Spenninger på håndhull . . . . .	129
20.9	Spenninger på innsiden av masten . . . . .	130
20.10	Utbøyning av masten . . . . .	130
20.11	Spenninger ved vindlast fra siden på masten . . . . .	131
20.12	Største spenning på masten . . . . .	132
A.1	Vinddata fra NVE . . . . .	A10
A.2	Vinddata fra NVE . . . . .	A11
C.1	Innstilling for material med egendefinert materialelegenskaper fra SolidWorksC55	
C.2	Fastholdning . . . . .	C56
C.3	Belastninger på rotorbladet overflate . . . . .	C56
C.4	Curvature-based mesh på rotorbladet . . . . .	C57
D.1	Frekvensmode Nr.1 . . . . .	D58
D.2	Frekvensmode Nr.2 . . . . .	D58
D.3	Frekvensmode Nr.3 . . . . .	D58
D.4	Frekvensmode Nr.5 . . . . .	D58



# Tabeller

3.1	Disposisjon . . . . .	8
8.1	Vingeprofiler fra NREL-S . . . . .	21
11.1	Årsmiddelvind fra NVE Vindkart, 2009 . . . . .	37
11.2	Årsmiddelvind 2015-2016 fra eKlima . . . . .	38
11.3	Årsmiddelvind 2016-2017 fra eKlima . . . . .	38
11.4	Årsmiddelvind 2017-2018 fra eKlima . . . . .	38
11.5	Vindkast for Adventdalen, Svalbard . . . . .	39
11.6	Vindkast for Anda fyr, Andøya . . . . .	39
11.7	Vindkast for Træna fyr, Træna . . . . .	40
11.8	Vindkast for Adventdalen, Svalbard . . . . .	41
11.9	Vindkast for Anda fyr, Andøya . . . . .	42
11.10	Vindkast for Træna fyr, Træna . . . . .	42
11.11	Høyeste verdier av vinddatan . . . . .	43
12.1	<i>Grunnleggende data for VK 240</i> . . . . .	45
13.1	Ulike faremoment for umiddelbare hendelser . . . . .	49
14.1	SWT-klasse I . . . . .	52
14.2	Isparametere for beregninger . . . . .	53
14.3	Turbin og Generatordata . . . . .	53
14.4	Forklaring av lasttilfeller . . . . .	55
14.5	Resultat av krefter, moment og spenninger for lasttilfeldene . . . . .	57
14.6	Resultat av krefter, moment og spenninger med ising . . . . .	58
14.7	Sikkerhetsfaktorer for aktuelle materialer . . . . .	59
14.8	Dimensjonerende spenninger for våre materialer. Data fra CES EduPack. . . . .	60
15.1	Tabell over brukergruppenes krav . . . . .	64

16.1	Produktkravspesifikasjon for rotorblad . . . . .	66
16.2	Vingeprofilseksjoner fra NREL-S profilmfamilien . . . . .	67
16.3	Vingeprofilseksjoner fra NACA profilmfamilien . . . . .	67
16.4	Vingeprofilseksjoner fra SG profilmfamilien . . . . .	67
16.5	Virkningsgrad for SG-Familien . . . . .	68
16.6	Verdier bruk til bladesign av NREL-S Familien . . . . .	69
16.7	Verdier bruk til bladesign av NACA-S Familien . . . . .	69
16.8	Verdier bruk til bladesign av SG Familien . . . . .	69
16.9	Tabell over tettleik i ulike material . . . . .	72
16.10	Tabell for samanlikning med andre småskalavindturbin . . . . .	76
16.11	Kvalitetar ved ulike material . . . . .	80
16.12	Endelig spesifikasjon for rotorblad . . . . .	81
17.1	Produktkravspesifikasjon for mast . . . . .	83
17.2	Data hentet fra norsk lovdata og statens vegvesen . . . . .	89
17.3	Data hentet fra RContainer AS . . . . .	89
17.4	Pris i forhold til S235 . . . . .	90
17.5	Morfologisk tabell for konseptidéer . . . . .	92
17.6	Evalueringsmatrise for konseptidéer til modulær innfestning . . . . .	97
17.7	Evalueringsmatrise for konseptidéer til innfestning i bakkenivå . . . . .	97
17.8	Evalueringsmatrise for konseptidéer til hevesystem . . . . .	97
17.9	Endelig konseptvalg . . . . .	98
17.10	Relevant data for galvanisert stål . . . . .	99
17.11	Største moment for hver modulær bit . . . . .	100
17.12	Dimensjonering av diameter og tykkelse for de tre modulære delene av masten . . . . .	101
17.13	Endelig konseptvalg . . . . .	102
17.14	Material, volum og vekt for den endelige løsningen . . . . .	103
17.15	Endelige rørdimensjoner . . . . .	103

# Ord og uttrykk

**50 års vind** En uvanlig sterk vind som statistisk sett vil opptre en gang per 50 år.

**Aerodynamikk** er læren om strømming i gasser.

**Ashes** Programvare som benyttes for å utføre simuleringer av vindturbiner og deres samspill med aerodynamiske belastninger.

**Barduner** En bardun er et tau eller vaier som har til hensikt å skape støtte og stabilitet til for eksempel en mast.

**Betz limit** Den teoretiske begrensningen av hvor mye effekt som maksimalt kan tas ut av vinden, lik 0.59.

**CES EduPack** En materialdatabas.

**Effektregulering** En vindturbin må regulere effekten den tar ut av vinden så at ikke generatoren ødelegges ved for store vindhastigheter. Denne kan gøres på flere måter. På SVIAB VK-240 gjøres dette passivt gjennom at vindturbinen roteres ut av vinden ved høye vindhastigheter.

**eKlima** Hjemmeside fra meteorologisk institutt, der en kan bestille værdata fra målestasjoner i Norge.

**Ekstremvær** Når været kan utgjøre en fare for liv og verdier dersom det ikke igangsettes forebyggende tiltak.

**Hjelpestang** En stang som festes vinkelrett på masten når den ligger ned. En vinsj festes i hjelpestangen og vindturbinen heises opp.

**Høyeste middelhastighet** Den høyeste middenhastigheten under 10 minutter som oppstår under et år.

**IEC/NEK 61400-2** Standard fra International Electrotechnical Commission som omhandler design av små vindturbiner.

**Ising** Når det fastner is på gjenstander.

**Komposittmateriale** er materialer sammensatt av to eller flere forskjellige materialer.

**Konisk mast** Rund mast som blir smalere lengre opp.

**Mesh** Elementnett som brukes i 'finite element analysis' i solidworks og andre lignende programvarer.

**NREL og NREL-S** Vingeprofilfamilier fra 'National Renewable Energy Laboratory'.

**Modulær** Noe som sammensettes av flere biter.

**NVE** Norges vassdrags- og energidirektorat.

**Passiv regulering** Når vindturbinens inntak av vindenergi reguleres mekanisk uten aktive tiltak, slik at generatoren og rotorblad ikke blir overbelastet. For eksempel gjennom at hele vindturbinen vrir seg ut av vinden når vindhastigheten øker.

**Profilmfamilie** Vingeprofiler hør ofte til en familie"med lignende vingeprofiler.

**Relativ tykkelse (vingeprofil)** Tykkelse av en vingeprofil i forhold til lengde av vingeprofilen.

**Reynoldstall** Beskriver om fluiden strømmer laminært eller turbulent. Under 2300 er strømmingen laminær, over er den turbulent.

**Rotor** En roterende maskindel, for eksempel turbindelen av en vindturbin.

**RPM** Rotasjoner per minutt.

**Selvbærende mast** En mast som bare bruker sin egen struktur for å stå opp. Bruker ikke barduner eller andre tiltak.

**Solidworks** CAD-programvare der man kan simulere gjennom finite element analysis'.

**SVIAB VK-240** En vindturbinmodell laget av Svensk Vind Industri AB.

**SWT Klasse** SWT står for small wind turbine. SWT Klasse beskriver hvilket værforhold som utgjør basis for utregningene i standarden IEC 61400-2.

**Thrust** Kort av Thrust force. Kraften som virker fra vinden på vindturbinen.

**Turbin** En roterende mekanisk maskin som henter energi fra en fluidstrøm og konverterer den til nyttbar rotasjonsenergi.

**Turbulens** Uregelmessige og tilsynelatende tilfeldige variasjoner i væskers og gassers bevegelse.

**TSR** Forkortelse av tip speed ratio. Forholdet mellom hastigheten på toppen av rotorbladet og vindhastigheten.

**Vindkast** er den største øyeblikkelige vindhastigheten en vindmåler registrerer i et tidsrom, vanligvis ti minutter

**Vingeprofil** Hvis du ser på tversnittet av en vinge så får du vingeprofilen hvis du følger overflaten av vingen helt rundt. Det finnes mange forskjellige profiler med ulike egenskaper. Profilene beskrives av et standardisert firesifret nummer.

**xfoil** En programvare for design og analys av vingeprofiler.

**Yaw funksjon** En funksjon som gjør at vindturbinen kan rotere rundt akselen som er parallell med masten.

## Variabler

$A$  Areal

$A_{root,B}$  Tverrsnittsarealet ved roten av rotorbladet

$A_{surface,B}$  Overflateareal av rotorbladet

$A_{proj}$  Den projeksjonerte arealen i en retning. Kan være fremfra på bladet, fra siden på bladet, på masten, og med eller uten is.

$B$  Rotorbladet

$C_l$  Liftkraftkoeffisient

$C_d$  Dragkraftkoeffisient

$C_p$  Effektkoeffisient

$f_n$  Egenfrekvensen

$g$  Gravitasjonsakselerasjonen, lik  $9.81 \text{ m/s}^2$

$I_{15}$  Turbulensintensitet ved hubbens høyde og 10 minutters middelhastighet på  $15 \text{ m/s}$ .

$I_B$  Trehetsmoment om rotorbladet i x-retning ved massepunkt.

$k$  Fjærkonstant

$L_{rb}$  Distansen mellom rotorns senter og første lageret

$L_{rt}$  Distans mellom rotorns senter og yaw aksen

$L_{lt}$  Distans mellom løftepunktet ved heising og toppen av masten

$m$  Masse

$m_{mast}$  Mastens masse

$m_{top}$  Massen av alt som er fastsatt på toppen av masten (turbinen, generator, etc.)

$m_B$  Rotorbladets masse

$n_{design}$  Turtallet som generatoren er designet for og gir effekten  $P_{design}$

$n_{maks}$  Høyeste turtallet som kan oppstå

$P_{design}$  Effekten som generatoren er designet for.

$Q_{design}$  Drivmomentet som trengs får å gi effekten  $P_{design}$

$R$  Radius

$R_{cog}$  Distanse mellom rotorbladets massepunkt og rotorns senter.

$V$  Vindhastighet.

$V_{ref}$  Høyeste middelhastighet over 10 minutter.

$V_{ave}$  Årsmiddelvind

$V_{hub}$  Vindhastighet i høyden av mitten på rotorn.

$V_{design}$  Den vindhastighet der generatoren leverer høyest effekt.

$V_{e1}$  Den vindhastigheten vars størrelse statistisk sett oppstår en gang hvert år.

$V_{e50}$  Den vindhastigheten vars størrelse statistisk sett oppstår en gang hvert femtjonde år.

$W$  Tverrsnittsmodule

$\delta$  Distanse i meter

$\eta$  Virkningsgraden mellom rotoren og den elektriske utgangen.

$\lambda$  Tip speed ratio.

$\lambda_{design}$  Tip speed ratio som vindturbinen er beregnet for

$\pi$  Tallet pi (3.14159....)

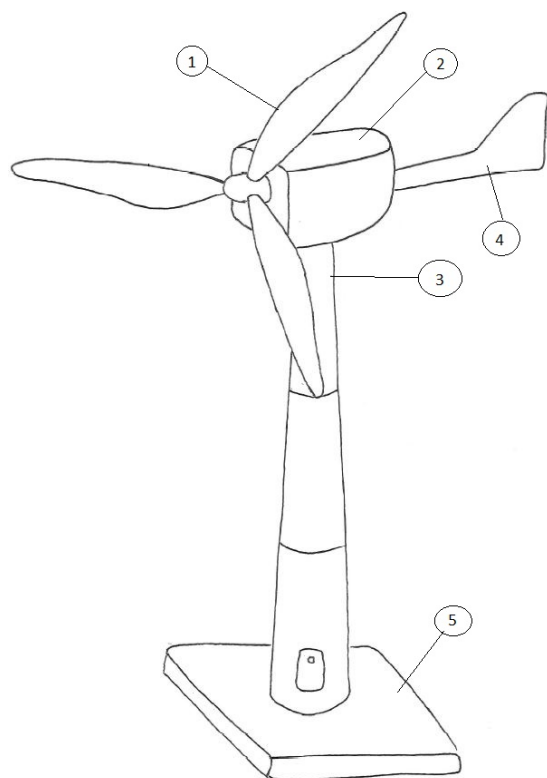
$\rho$  Massetetthet

$\sigma$  Spenning

$\sigma_{eq}$  Ekvivalent spenning

$\sigma_d$  Dimensjonerende spenning

# Infoside



## Vindturbin

1. Rotorblad
2. Nacellen med generator og gir
3. Mast
4. Styrefinne
5. Fundament

Hovedkomponenter i en moderne vindturbin består av turbinblad som driver en generator, generatoren omformer rotasjonen til elektrisitet. Bladene på turbinen er montert på et nav som til sammen utgjør rotoren. Rotoren er festet på en lukket kapsel via hovedakslingen som er med eller uten gir tilkobling med generatoren. Kapselen er montert på en maskinramme som er festet til masten som skal bære konstruksjonen.





Del I

Innledning

# 1. Beskrivelse av oppgaven

Oppgaven omhandler utvikling av rotorblad og selvbærende mast til småskala vindkraftverk som er utsatt for ekstremvær, og tar utgangspunkt i vindturbinen SVIAB VK-240. Oppgaven gjøres i samarbeid med GETEK AS, en leverandør av energiløsninger der hvor strøm ellers ville vært utilgjengelig. Rotorbladets utforming baserer seg på en tidligere bacheloroppgave fra 2017.

## 1.1 Oppgavetekst

Et vindkraftverk omformer vind til elektrisitet, fra kinetisk energi til mekanisk energi gjennom at vinden får rotorbladene til å rotere. Rotorbladenes utforming baserer seg på en tidligere bacheloroppgave (Utvikling av ny rotor for vindturbin SVIAB VK-240; 2017).

Oppgaven inneholder følgende punkter.

1. Kort analyse og beskrivelse av produkt, teknologi og marked.
2. Utvikling av nødvendige spesifikasjoner som grunnlag for arbeidet.
3. Utvikling, evaluering og presentasjon av alternative konsepter.
4. Valg, videre detaljering og raffinering av de mest lovende konseptene.
5. Utvikling av struktur, utforming og dokumentasjon av utvalgte komponenter.
6. Fremstilling og test av utvalgte komponenter.
7. Evaluering og presentasjon av resultatene.
8. Evaluering av valgt metodikk og resultatene i forhold til læringsmålene.

Oppgaven skal aktiv ta i bruk PU-journal. Senest tre uker etter oppgavestart skal et A3-ark som illustrerer arbeidet leveres til faglærer. Arket skal også oppdateres en uke før innlevering av bacheloroppgaven.

Arbeidet skal risikovurderes. Risikovurdering er en løpende dokumentasjon og skal gjøres før oppstart av enhver aktivitet som kan være forbundet med risiko.

Besvarelsen skal ha med signert oppgavetekst, et sammendrag på norsk og engelsk, konklusjon, litteraturliste, innholdsfortegnelse, etc. Ved utarbeidelse av teksten skal kandidaten legge vekt på å gjøre teksten oversiktlig og velskrevet. Ved bedømmelse legges det stor vekt på at resultater er grundig bearbeidet, at de oppstilles tabellarisk og/eller grafisk på en oversiktlig måte og diskuteres utførlig.

## 1.2 Bakgrunn for oppgaven

Bakgrunnen for denne oppgaven er et ønske fra GETEK AS om utvikling av et nytt rotorblad og en selv bærende mast for vindkraftverket SVIAB VK-240. Vindkraftverket brukes på steder utsatt for mye vind og nedbør, og er derfor utsatt for over gjennomsnittlig mye krefter. Dette har ført til flere episoder hvor rotorbladet har blitt ødelagt. Masten til vindkraftverket har vært holdt oppe ved hjelp av barduner, og det har hendt at disse har strekt seg og fått slakke. Dette gjør at GETEK nå ønsker seg et mindre og sterkere rotorblad, og en selv bærende mast som slipper å bruke barduner.

## 1.3 GETEK

GETEK er en bedrift som tilbyr energiløsninger på avsidesliggende steder hvor strøm ikke er tilgjengelig. For å oppnå dette bruker de aggregat og fornybare løsninger i kombinasjon. GETEK kjøpte opp rettighetene til det svenske vindturbinfirmaet SVIAB og ønsker nå å forbedre en av turbinene med nytt rotordesign og ny mast.

## 1.4 Vindturbinen SVIAB VK 240



Figur 1.1: Vindturbinen SVIAB VK 240

Vindturbinen er i størrelsen  $750W$  og ble originalt utviklet for å forsyne strøm til feriehus i skjærgården uten strømnnett. Vindturbinen har deretter blitt brukt for strømforsyning på ulike steder som fyrtårn, radio- og målestasjoner, vannforsyningsprosjekt, drift av solspeil og mer. I dag brukes vindturbinen fortsatt for å lade opp batterier til strømforsyning, og brukes ofte sammen med solceller og dieselaggregat. Generatoren tåler belastningene i værutsatte områder godt, men som tidligere nevnt har det vært problemer med masten og rotorbladene.

Vindturbinen har passiv regulering når vindhastigheten går over det den er designet for. Ved  $12m/s$  begynner vindturbinen å vri seg ut av vinden, og den vil ha vridd seg helt ut ved  $20m/s$ .

Når vindturbinen installeres så heises den opp ved hjelp av en vinsj som er koblet til en hjelpestang som illustrert i figur 12.3. Masten er da hengslet i bunnen på fundamentet og boltes fast når vindturbinen er heist helt opp.

En mer detaljert beskrivelse av vindturbinen finnes i delen *Utvikling*.

## 1.5 Læringsmål

Rapporten er skrevet av Oumarou Kamara, Runar Rovik, Linnea Stråbø og Eric Thörn og disse omtales heretter som *Gruppen*. Gruppen har satt opp sine egne læringsmål med rapporten. Formålet med disse er å gi en føring på hvilke ting det arbeides med undervegs. Læringsmålene styrer hva som er formålet med alle deler som inngår i rapporten. Listen over læringsmål er som følger:

1. Lære hvordan man skriver en god og strukturert bacheloroppgave.
2. Lære hvordan å styre og samarbeide i et prosjekt.
3. Lære å samarbeide med en bedrift.
4. Lære hvilke krefter og beregninger som er aktuelle for små vindkraftverk.
5. Lære fremgangsmåten for å designe og utvikle rotorblad og mast.
6. Lære om utfordringer som er spesielle for vindkraftverk.
7. Forbedre egne ferdigheter med 3D-simulering.
8. Forbedre egne ferdigheter i skriftlig norsk.

## 1.6 Begrensninger

### 1.6.1 Mangel på data

Vi mangler konkret data på hvordan det tidligere rotorbladet har blitt produsert, samt hvordan det gått i stykker. Dette gjør at vi må gjøre en større generell analyse av rotorbladet istedenfor å fokusere på et spesifikt problem (hvis det var kjent).

### 1.6.2 Teoretisk oppgave

Denne oppgaven tar ikke for seg fysisk testing av det endelige resultatet av utviklingen. All testing vil foregå i simuleringsprogrammene Ashes og Solidworks.

### 1.6.3 Forenklet lastanalyse

Lastanalysen som presenteres i denne oppgaven gjøres ut i fra standarden IEC 61400-2: Wind turbines - Part 2: Small wind turbines. Det brukes her en forenklet lastanalyse som er egnet til bruk på små vindturbiner med sveipeareal på under  $200m^2$ , som tilsvarer bladlengder på omtrent  $8m$  og kortere.

## 2. Hva gruppen skal utvikle

Oppgaven fra oppdragsgiveren er todelt, med en del som omhandler utvikling av rotorblad og den andre om utvikling av selvbærende mast.

1. I første delen av oppgaven som tar utgangspunkt i en tidligere bachelor fra 2017, er oppdraget å videreutvikle ny rotor for vindturbin SVIAB VK 240. Den nye rotoren skal ha en diameter på 1.6 meter, og en tykkelse som er større enn det som brukes på eksisterende vindturbin. Oppdragsgiveren opplyser at den eksisterende turbinen under drift, i enkelte tilfeller har vært utsatt for påkjenninger hvor bladet på rotoren har tatt fatale skade grunnet ekstreme værforhold. Oppdragsgiveren definerer disse værforholdene som:

- (a) Ising
- (b) Turbulens
- (c) Sterke vindkast
- (d) stor nedbørmengde
- (e) Stor endring i temperatur

På dette grunnlag ønsker oppdragsgiveren en ny rotor som er lett i vekt, med material som gir lav produksjonskostnad og god yteevne. Samtidig som den skal kunne operere i ovennevnte værforhold, og håndtere store påkjenninger ved drift.

2. I andre del av oppgaven ønsker oppdragsgiveren at gruppen skal designe en selvbærende mast for vindturbinen SVIAB VK 240. Designet på masten skal muliggjør enkelt frakt og montering av vindturbinen. Den skal være lett i vekt, og skal kunne håndtere store påkjenninger ved drift.



### 3. Disposisjon av rapporten

Oppgaven er delt i syv deler, og disse vises i listen under.

Del	Tittel	Forklaring
I	Innledning	Kort introduksjon til oppgavens formål og omfang
II	Metode	Hvilke metoder og fremgangsmåter gruppen har brukt
III	Teori og litteraturstudie	Grunnleggende teori rundt vindturbinen
IV	Utvikling	Den kreative delen hvor et endelig konsept bestemmes
V	Modellering og simulering	Testing ved simulering av utvalgte komponenter
VI	Diskusjon og konklusjon	Drøfting og oppsummering av raportens resultater
VII	Videre arbeid	Hva som må gjøres videre før produktet kan tas i bruk

Tabell 3.1: Oppgavens disposisjon

Del II

Metode

## 4. Generell Fremgangsmåte

Det følges i rapporten en generell produktutviklingsprosess. Denne prosessen varierer noe mellom rotorblad og mast.

### 4.1 Rotorblad

Rotorbladets form er allerede bestemt før arbeidet påbegynnes. Derfor ligger det største arbeidet i å finne rette påkjenninger, velge material og simulere dette i Solidworks. Det skal også utforskes rundt ulike avisingsmetoder. Arbeidet som er gjort med rotorbladet beskrives i listen under.

1. Studere tidligere bacheloroppgave («Utvikling av ny rotor for vindturbin Sviab VK - 240»)
2. Velge vingeprofil fra data i Ashes
3. Analysere dagens rotorblad for å forstå hva som har gått galt
4. Forstå problemet: Litteratursøk og studere teorien bak vindturbiner og hvordan vi skal beregne påkjenninger
5. Finne værddata
6. Lage en produktkravspesifikasjon
7. Beregne alle potensielle krefter og påkjenninger
8. Overføre modell fra Ashes til SolidWorks
9. Simulere krefter på rotorbladet i SolidWorks

### 4.2 Mast

Masten utvikles og designes fra bunnen av og følger en naturlig produktutviklingsprosess.

1. Analysere dagens mast for å oppdage hva som skal forbedres og endres på
2. Utføre en teknologi- og markedsanalyse
3. Forstå problemet: Litteratursøk og studering
4. Finne værdata
5. Utføre en brukerkravsanalyse
6. Lage en produktkravspesifikasjon
7. Utvikle konsept og idéer
8. Beregne potensielle krefter og påkjenninger
9. Dimensjonere
10. Simulere krefter på masten i SolidWorks

### 4.3 Værdata

For å finne værdata brukes databasen eKlima, som drives av det meteorologiske instituttet. Databasen inneholder måledata på vær fra de fleste målestasjonene i Norge. Arbeidet som gjøres for utviklingen knyttet opp mot værdata vises i listen under.

1. Finne ut hvor vindturbinen skal brukes
2. Finne aktuelle måledata fra værstasjoner
3. Bestemme hva som er aktuelt å bruke for lastberegninger

### 4.4 CES EduPack

For å bestemme de mest egnede materialene brukes Materialverktøyet CES EduPack. Dette er en stor materialdatabase som inneholder det meste av relevant informasjon om et materiale.

## 5. Beregning av vindturbinens laster

For å utvikle et rotorblad og en mast, så må kreftene være kjent. Ettersom den største faktoren for påkjenninger er en ekstern kilde, vind, så kan det være vanskelig å bestemme korrekte krefter. Det må undersøkes hvilke vindstyrker og lasttilfeller som kan oppstå. Som et hjelpemiddel i dette brukes standarden IEC/NEK 61400-2, som blant annet omhandler styrkeberegninger for ulike lasttilfeller på en småskala vindturbin.

### 5.1 IEC/NEK 61400-2

Standarden omhandler design av små vindturbiner med mindre enn  $200m^2$  i rotorareal. I denne rapporten brukes de delene av standarden som er relevante for våre konstruksjoner, og de brukes for det å bestemme hvilke påkjenninger det må dimensjoneres for. Standardens fremgangsmåte beskrives i listen under.

1. Definér SWT-klasse. Denne tar for seg vind- og miljøforhold som ising
2. Analysere aktuelle lasttilfeller
3. Beregn krefter
4. Bestem opptredende ekvivalente spenninger, egenfrekvens og kritisk utbøying på rotorblad
5. Legg på sikkerhetsfaktorer og bestem dimensjonerende spenninger

### 5.2 SWT-klasse og vindforhold

SWT står for Small Wind Turbine og den definerer hvilke vind- og turbulensforhold som skal tas hensyn til i beregningene. Standarden har fire ulike SWT-klasser der hver klasse tar for seg ulike vindforhold hvor maks vind og gjennomsnittsvinden varierer. SWT-lassen hvor masten settes opp må bestemmes for å kunne dimensjonere etter værforholdene.

SWT class		I	II	III	IV	S
$V_{ref}$	(m/s)	50	42,5	37,5	30	Values to be specified by the designer
$V_{ave}$	(m/s)	10	8,5	7,5	6	
$I_{15}$ (Note 2)	(-)	0,18	0,18	0,18	0,18	
$a$	(-)	2	2	2	2	

Figur 5.1: De fire ulike SWT-klassene

Første del i analysen av størrelsen på lastene på vindturbinen er å finne vinddata fra relevante steder, og deretter bestemme hvilken SWT-klasse som er passende.

### 5.3 Forenklete lastberegninger

I standarden finnes det flere metoder for å beregne påkjenningene fra vinden: Aeroelastiske modeller, forenklete lastberegninger, eller direkte måling.

Den forenklete metoden er mindre nøyaktig enn de andre metodene, men gruppen mangler kunnskap om aeroelastiske modeller og har ingen mulighet for direkte måling. Dermed faller valget på den forenklete metoden for å beregne størrelsen på lastene.

De forenklete beregningene stiller krav til at vindturbinen oppfyller disse kriteriene:

- Horisontal rotorakse
- To eller flere blad
- Fritt bærende blad som kun bæres inne ved rotorhubben
- Rigid hubb

VK 240 oppfyller alle disse kravene.

### 5.4 Lasttilfeller for den forenklete metoden

Det må regnes på alle lasttilfeller som kan oppstå for vindturbinen. Standarden gir en oversikt over de aktuelle lasttilfellene som brukes i den forenklete beregningsmetoden i

figur 5.2.

Design situation	Load cases	Wind inflow	Type of analysis	Remarks	
Power production	A	Normal operation		F	
	B	Yawing	$V_{hub}=V_{design}$	U	
	C	Yaw error	$V_{hub}=V_{design}$	U	
	D	Maximum thrust	$V_{hub}=2,5 V_{ave}$	U	Rotor spinning but could be furling or fluttering
Power production plus occurrence of fault	E	Maximum rotational speed		U	
	F	Short at load connection	$V_{hub}=V_{design}$	U	Maximum short-circuit generator torque
Shutdown	G	Shutdown (Braking)	$V_{hub}=V_{design}$	U	
Extreme wind Loading	H	Extreme wind loading	$V_{hub}=V_{e50}$	U	The turbine may be parked (idling or standstill) or governing. No manual intervention has occurred.
Parked and fault conditions	I	Parked wind loading, maximum exposure	$V_{hub}=V_{ref}$	U	Turbine is loaded with most unfavourable exposure
Transport, assembly, maintenance and repair	J	To be stated by manufacturer		U	
<b>Key</b>					
F analysis of fatigue loads					
U analysis of ultimate loads					

Figur 5.2: Lasttilfeller for den forenkede beregningsmetoden

For rotorbladet er det aktuelt med alle tilfeller utenom G. For masten er det kun H, I og J som er aktuelle.

## 5.5 Utmatting

Her brukes de vekslende kreftene fra lasttilfelle A, og sammenlignes med utmattingsfastheten for materialet som hentes fra CES EduPack.

## 5.6 Egenfrekvens

Denne analysen gjøres ved hjelp av SolidWorks og egenfrekvensene settes opp i et Campbelldiagram som viser hvilke turtall som kan treffe egenfrekvensen. Dette forklares nærmere i del V - Modellering og simulering.

## **5.7 Kritisk utbøyning**

Rotorbladets maksimale utbøyning skal undersøkes, og sammenlignes med avstanden inn til masten. Dette undersøkes for å passe på at rotorbladet ikke kan bøyes så mye at det kommer i kontakt med masten.



## 6. Modellering og Simulering

Basert på kreftene fra de forenklede lastberegningene gjøres det simuleringer med FEA, Finite Element Analysis, i SolidWorks. Det fokuseres her på situasjonene som de sterkeste påkjenningene. Under følger en liste over stegene som gjøres før simuleringen.

1. Definér vind- og miljøforhold
2. Få rotordata fra simulering i Ashes
3. Beregn krefter, spenninger, utmatting, kritisk rotorbladbøying.
4. Teste komponentene i Solidworks

Del III

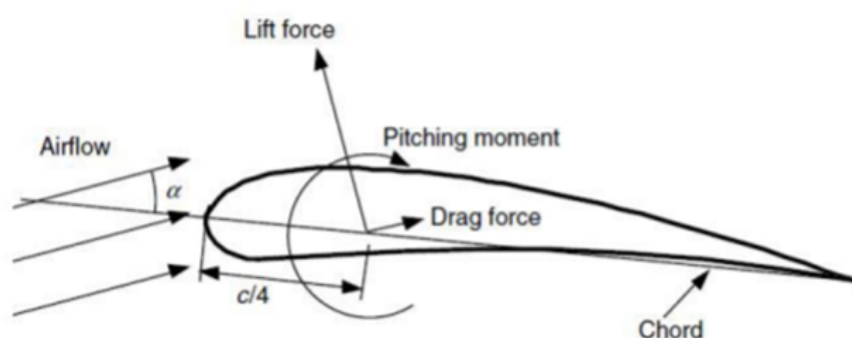
# Teori og Litteraturstudie

# 7. Aerodynamikk og vindturbiner

## 7.1 Aerodynamikk

Aerodynamikk er læren om luftens bevegelse og de krefter legemer utsettes for når de beveger seg gjennom luft, eller luft strømmer rundt dem. Resultatet av alle disse kreftene som virker har blitt forenklet til to krefter og et moment. Utregningen av disse lastene presenteres i kapittel 14. I dette delkapittelet skal gruppen beskrive hva kreftene er:

- Løftekraft
- Dragkraft
- Torsjonsmoment



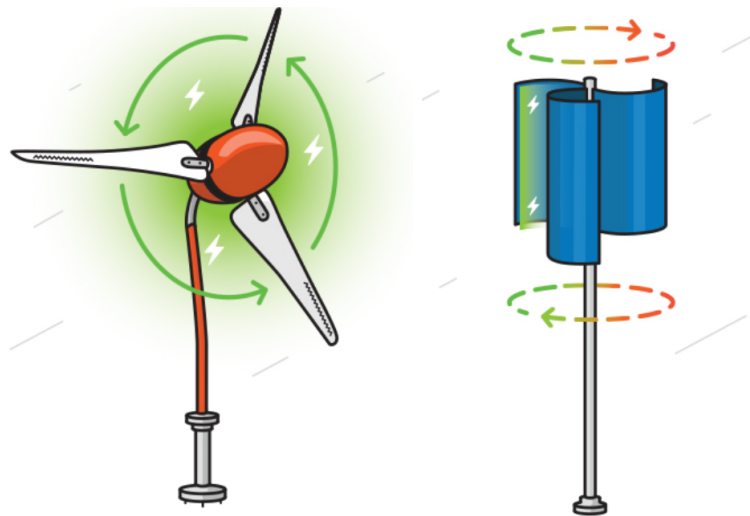
Figur 7.1: Vingeprofil med kreftene og momentet som påvirker den

**Løftekraften** vil alltid virke vinkelrett på den innkommende luftstrømmen. Løftekraften er et resultat av trykkforskjellen mellom under- og oversiden av bladet. Trykkforskjellen skapes av geometrien på bladet, som tvinger luften til å bevege seg med ulik fart (Rogers 2010a).

**Dragkraften** vil alltid virke parallelt med innkommende luftstrøm. Dragkraften er et resultat av friksjonskrefter og trykkforskjellen mellom fram- og baksiden av bladet. (Rogers 2010a).

**Torsjonsmomentet** virker om en akse vinkelrett på vingeprofilen tverrsnitt som vist i figur 7.1 (Rogers 2010a)

Hvilken kraft det blir tatt mest hensyn til i designfasen vil avhenge av vindturbinen. Vindturbiner kan deles i to hovedgrupper, løft- og dragmaskiner. Dragmaskiner bruker dragkraften til å generere strøm. Løftmaskiner bruker løftkraften. Nesten alle moderne vindturbiner, inkludert småskala horisontal-akset vindturbiner som SVIAB VK 240, er løftemaskiner. Løftemaskiner er foretrukket fordi de har mange tekniske fordeler over dragmaskinen i kraftproduksjonen (Rogers 2010a).



Figur 7.2: Horisontal-akset til venstre og vertikal-akset til høyre

## 7.2 Beregne vindlaster

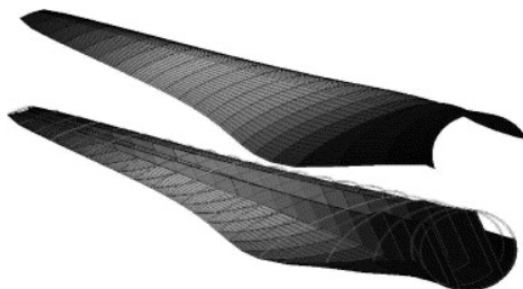
Beregning av vindlaster baseres på formelen under.

$$F = K \times \frac{1}{2} \rho v^2 A \quad (7.1)$$

Her er  $K$  en kraftkonstant,  $v$  vindhastigheten,  $\rho$  massetettheten for luft og  $A$  arealet vinden treffer.

Løfte- og dragkraften baseres på denne formelen, hvor  $K$  byttes ut mot gjeldende koeffisient for løft ( $C_l$ ) og drag ( $C_d$ ). Disse koeffisientene endres basert på vingeprofilen til rotorbladet og angrepsvinkel på vinden.

## 8. Rotorblad



Figur 8.1: Strukturell modell av et rotorblad med vingeprofilseksjoner

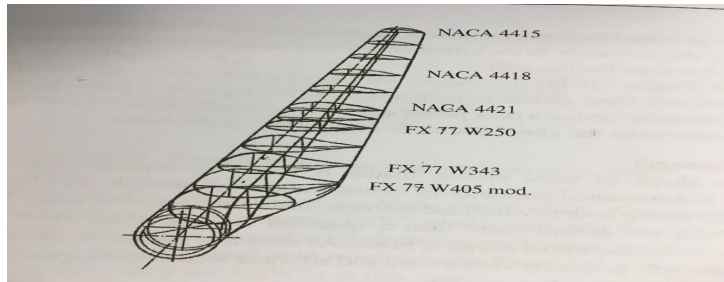
Rotorbladet er den viktigste delen av en vindturbin, da det ikke kan produseres strøm uten denne. En rotor består vanligvis av tre rotorblad, og det er disse som konverterer energien i vinden til rotasjon som igjen gir elektrisk strøm. Vind og vær er uforutsigbart, og bladene vil derfor være utsatt for mange krefter. Et optimalt design av rotorbladet vil være sterkt nok for å tåle vinden og utformet slik at det tar vare på mest mulig energi. For å få til dette er det en rekke ting som må tas i betraktning i designfasen:

1. **Vingeprofilen**
2. **Aerodynamikken**
3. **Bøyemoment og andre påkjenninger**
4. **Antall blad og kosteffektivitet**
5. **Dimensjonering**

### 8.1 Vingeprofilen

Rotorbladet på moderne vindturbiner har flere vingeprofiler som baserer seg på teknologi fra flyindustrien. Forskjellen mellom dem ligger i geometri og strukturen i vingeprofilene. Profilene i bladet gir en gradvis vridning av bladgeometrien som øker den aerodynamiske effekten, noe som er et viktig mål i ethvert bladdesign (Rogers 2010a). Det finnes i dag mange ulike vingeprofiler med ulike dimensjoner og tykkelser. Utseendet på rotorbladet avhenger av vingeprofilene som blir brukt. I moderne tid er det vanlig med to eller flere

vingeprofilene, hovedsakelig for å øke styrken og yteevnen til bladene. Figur 3.2 viser et rotorblad med seks ulike vingeprofilene delt i tolv seksjoner.



Figur 8.2: Utklipp av rotorblad med ulike vingeprofilene

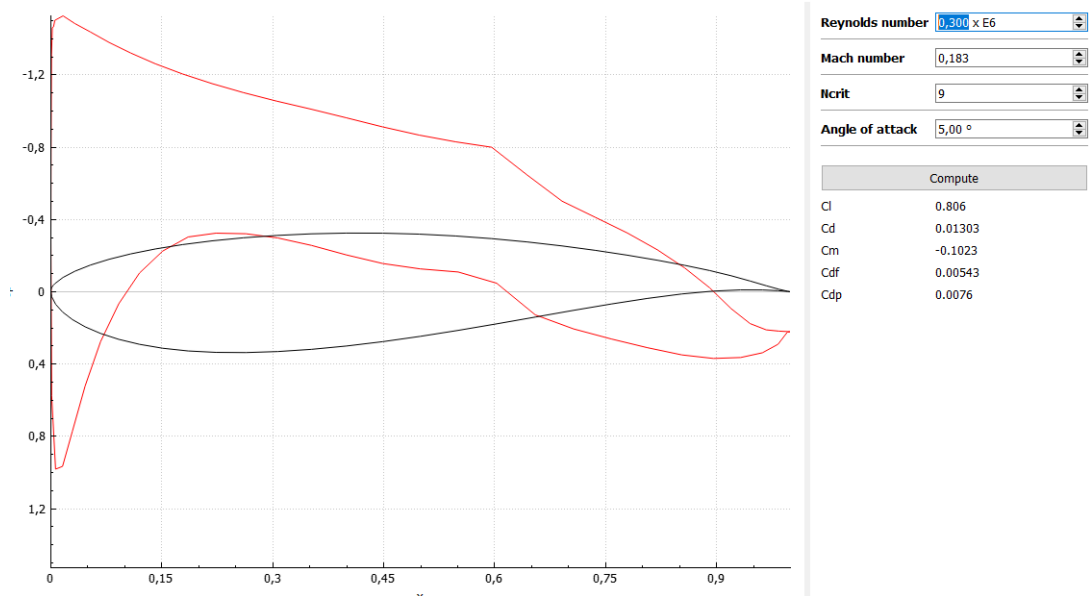
Vingeprofilene som brukes i et blad baserer seg på samme profilmfamilier, men relativ tykkelse på de forskjellige seksjonene varierer. På enden av bladet brukes det tynne vingeprofilene for å øke forholdet mellom løfte- og dragkraften, mens ved roten brukes det tykke vingeprofilene fra samme profilmfamilie for økt styrke i strukturen (Rogers 2010a). For å vise et eksempel, skal vi ta for oss SVIAB VK 240 småskala vindturbin. På den nye bladgeometrien brukes det totalt tre vingeprofilene fra National Renewable Energy Laboratory (NREL) profilmfamilie som vist i tabell 8.1 og figur 8.3. Videre i rapporten omtales vingeprofilene som NREL-S.

Disse profilene er beregnet for bruk i vindturbiner som har en diameter på 1-3m, og som kategoriseres som tykke. Profilene har høy løftkoeffisient, og regnes som støysvake (Buhl 2012). Dette er ideelt for et småskala vindkraftverk som SVIAB VK 240.

Tabell 8.1 og figur 8.3 viser hvordan tykkelsen er på et vanlig rotorblad for bruk til vindturbiner. Geometrien på bladet avgjør trykkfordelingen, og de mest utsatte områdene får størst tykkelse og styrke.

Blad seksjon	Profil	Relativ tykkelse [%]
Rot	NREL-S835	21.3
Primær	NREL-S833	18.2
Tupp	NREL-S834	15

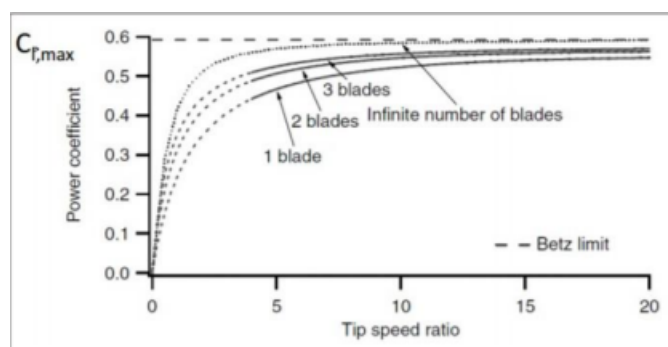
Tabell 8.1: Vingeprofilseksjoner fra NREL-S profilmfamilien



Figur 8.3: Utklipp fra Ashes av NREL-S835 vingeprofil med gitte parametere hvor grafen viser trykkfordelingen over profilen

## 8.2 Antall rotorblad på vindturbiner

Betz lov sier at det er umulig å omdanne all energi fra vinden til elektrisk energi. Den teoretiske grensen ligger på 59,3%, og den oppnås ved et uendelig antall blad. Figur 8.4 viser sammenhengen mellom antall blad og hvor stor effekt som kan hentes ut av vinden. Figuren viser at det blir en neglisjerbar økning i effekt når det brukes flere enn tre blad. Det er altså økonomisk ugunstig å bruke flere enn tre rotorblad.



Figur 8.4: Betz limit grafisk fremstilt med antall blader

Samtidig er ikke forskjellen i  $C_p$ -verdien stor mellom ett, to eller tre rotorblad.  $C_p$ -verdien er et mål på hvor mye energi vi henter fra vinden, og forklares nærmere i delkapittel 11.4 - Typer studier. Grunnen til at ett eller to blad ikke brukes så mye er at tre blad gir større stabilitet og jevnere kraftflyt når rotoren går rundt.

Tre rotorblad gir altså en bra kombinasjonen av effekteffektivitet, kostnad og stabilitet. Det er derfor de fleste av dagens vindturbiner bruker tre blad.

### 8.3 Faktorer som påvirker levetiden til rotorbladet

Sterk vind, løse gjenstander og ekstreme værforhold er de tre faktorene som som påvirker levetiden til bladene mest. Noen konsekvenser av disse faktorene er slitasje, korrosjon, og degenerering på grunn av UV-stråling på rotorbladet. Ved beregning av levetiden må alle disse faktorene tas i betrakning. I dag er beregnet levetid på rotorbladet på 20 år (Clausen, Reynal og Wood 2013a). Etter det kan levetiden til bladet forlenges ved godt vedlikehold (Dr Athanasios Kolios 2016).

Levetiden vil være avhengig av hvordan bladet blir tatt vare på. For småskala vindturbiner er det viktig med regelmessig vedlikehold av rotorbladene for at de skal gi beregnet levetid. Ting som kan ha innvirkning på levetiden er (Dr Athanasios Kolios 2016):

- Vibrasjonsskade
- Deformasjonsskade
- Bøying
- korrosjonsskade/UV-skade

Materialvalg vil ha mye å si for levetiden til bladet. Skader som brudd og deformasjoner er ofte et resultat av dårlige materialeegenskaper. Materialet styrer flere egenskapene til bladet, som styrke, nedbøyning og vekt. Dette beskrives nærmere senere i dette kapitlet.

Produksjonsmetoden vil også ha en innvirkning på levetiden. I produksjonsfasen er det viktig å ta hensyn til overflateruhet og geometri på bladet. For at det skal gi god aerodynamisk ytelse er det viktig at overflaten er tilstrekkelig glatt og at geometrien



er nøyaktig. Dersom overflatebehandling utføres feil vil dette gi dårligere ytelse og øke faren for oppbygning av is og snø. Det kan føre til lav effekt fra generatoren, og isen kan skade bladet, masten og området rundt vindturbinen.

## 8.4 Ising

Kunnskap om ising på vindturbinar er eit felt som ikkje vart forska så mykje på før i 2013. Ising skjer i kaldt innlandsklima, gjerne litt opp i høgda. Det er lite data på ising då det ikkje er noko som blir målt som ein del av dei metrologiske data. Så når ein skal bygge eit vindturbinanlegg må ein gjere sine egne målingar, eventuelt bruke sikkerhetsfaktorar i planlegginga. ISO har gitt ut ein standard (ISO12494) om atmosfærisk ising på strukturar og kva ein bør tenke på når ein designar for utstyr som vil bli satt opp i områder med fare for ising. I introduksjonen seier dei at dette er eit område som er lite undersøkt og at det er veldig lite informasjon enda. Så ein må bruke standarden med omhu.

Ising på kan føre til auka slitasje på delane til vindturbinen grunna auka og ustabil vektfordeling. Det kan føre til redusert produksjon og produksjonstans, både fordi det kan sette seg fast mellom dei bevegelige delane og fordi laget med is endrar turbinbladprofilen og kan gjere at blada ikkje vil få tilstrekkeleg løftekraft. I ei studie som vart gjennomført i Sveits fant dei ut at den årlege straumproduksjonen vart redusert med 10% på grunn av ising på rotorblada (Dierer, Oechslin og Cattin 2011). Medan ein i andre studier har funne eit tap på mellom 15-30% (Fakorede mfl. 2016) Vidare kan ising føre til personskade eller skade på omgivnadane, ved iskasting der is fell ned frå vindturbinen. Det kan også gje økt støynivå, økt produksjon ved til dels fastising av stallcontrol og dermed mulig skade på generatoren(Fakorede mfl. 2016).

Atmosfærisk ising er prosessane der det dannar seg eit islag på overflata til eit objekt. Delt inn i to typer som er relevant for vindturbinar. Det kan dannast av vatn og våt snø. Eller det kan dannast frå vassdamp i lufta (Fakorede mfl. 2016).

Når vi tek omsyn til ising i utrekningane våre og dimensjoneringa av rotorblada vil vi bruke den britiske standarden IEC 61400-2 som utgangspunkt. Då legg ein til eit lag med is på 30mm for å sikre at konstruksjonen vil tåle påkjenningane.

## 8.5 Anti- og avisingsteknologi

Avising er når ein etter at ising har oppstått fjerner is, medan anti-ising er forebyggande teknikkar ein brukar for å hindre isen i å feste seg. Etter eit litteratursøk på anti-icing og de-icing technology ser det ut til at det er tre ulike løysingar som blir brukt i avising og anti-isingsteknologi på vindturbinar.

1. Overflatebehandling (anti-ising)
2. Varmekablar i rotorblada (avising)
3. Varmluft gjennom rotorblada (avising)

I følge Elforsk (Ronsten og FOI 2004) krevde avisingproduktene som er tilgjengeleg på marknaden at vindturbinen stoppar medan avising pågår, desse metodane krevjer også bruk av energi. Dette lønner seg kun på store vindkraftverk. Punkt ein er den som det for tida blir forska mykje på. Det er framleis ikkje utvikla nokon fullt fungerande overflatebehandling for å få til tilstrekkeleg anti-ising, som vi vare over tid (Zhiwei He 2017). I overflatebehandling ser på korleis geometrien på overflata kan gjere at is ikkje festar seg. Ein kan tilsette overflatebehandling med til dels hydrofobiskmaterial. Hydrofobisk overflatebehandling kan gjere det vanskligare for vatn å feste seg til overflata, men desverre hindrar det ikkje is i å feste seg i stor nok grad. Mykje brukt er isfobisk overflatebehandling, til dels polytetrafluoroethylene (PTFE), polydimethylsiloxane (PDMS) og Wearlon (Fakorede mfl. 2016).

Hydrofobisk og isfobisk overflatebehandling går ut på å endre overflata på makronivå slik at slippvinkelen blir større og at isen blir brutt grunna forma og at vatnet prellar av.



(Ruan mfl. 2017)

Figur 8.5: til venstre dråpe på hydrofobisk material SHS, til høgre dråpe på ubehandla aluminium

Ein annan overflatebehandling kan vere å male rotorblada svarte, dette er med på å smelte isen raskare. Dette er kun ideelt på plassar der det ikkje er veldig mange tilfeller av ising og det blir over 0 grader etter isingsepisoder. Eit anna problem med å male blada svarte er at dei kan bli for varme om sommaren noko som kan gå utover dei mekaniske eigenskapane til rotorbladet (Fakorede mfl. 2016).

Det som fungerer best er ein kombinasjon av anti og av-ising. Der overflata er isavstøytande og det er lagt inn varme for å av-ise (Fakorede mfl. 2016).

## 9. Simuleringsstudier og dataprogrammer

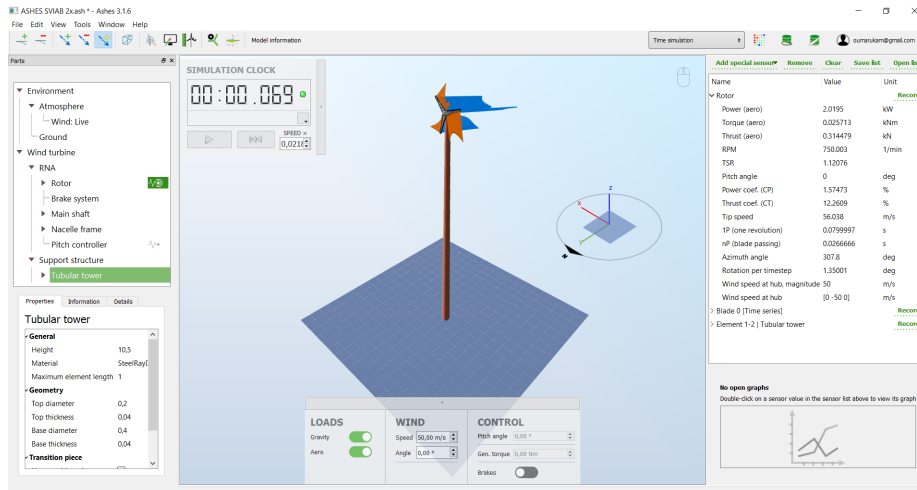
Det har blitt gjort en simuleringsanalyse for å se på belastningene som påvirker rotoren og masten under drift. Simuleringene er for verst tenkte belastningstilfelle og beregnet belastningstilfelle. For å få realistiske resultater har simuleringsprogrammet Ashes blitt brukt. Det gir sanntids 3D-visualisering av vindens påvirkning på vindturbinen. For å dobbeltsjekke resultateter og avdekke feil har CAD- og simuleringsprogrammet SolidWorks blitt brukt. Resultatene fra simuleringene i Ashes og SolidWorks vises i del V - Modellering og simulering.

### 9.1 Ashes 3.1.6

Ashes er en programvare som benyttes til å utføre simuleringsanalyse av vindturbiner, og deres samspill med hydrodynamiske og aerodynamiske belastninger på land og offshore. I Ashes kan simuleringshastigheten økes eller reduseres, slik at ulike deler av vindturbinen kan studeres nærmere (Simmis 2017). Dette gjør Ashes til en utmerket verktøy for simulering av vindturbiner. Programmet anses også som et godt læringsverktøy (Simmis 2017).

Programmet kommer med maler som gjør det mulig å lage egne vindturbinmodeller. Det har også vingeprofil-data som gjør det enkelt å lage standardblad. Dersom det brukes egne vingeprofiler, er det mulig å importere disse til programmet.

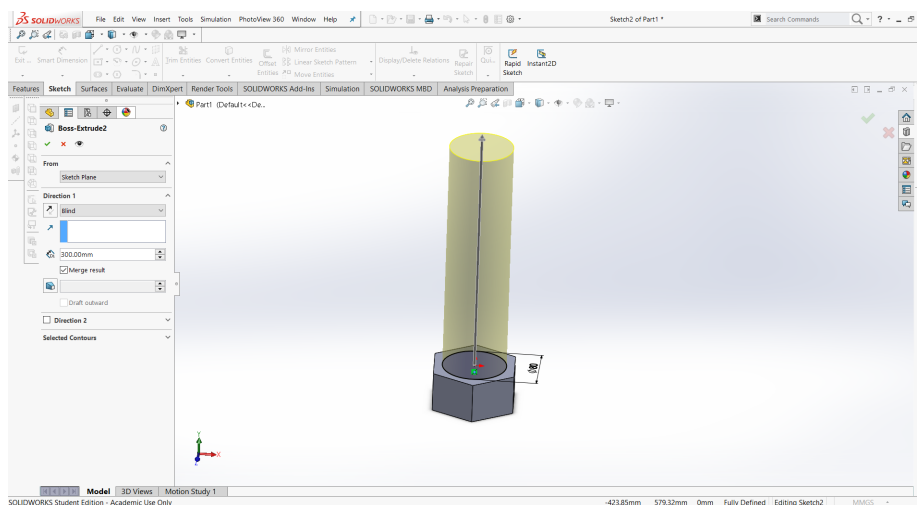
Det er mulig å endre på flere innstillinger for vindturbinen, blant annet omgivelser, energitap eller materialegenskaper. Verdiene som beregnes oppdateres undervegs i simuleringen, og gir et dynamisk bilde på hvordan vinden påvirker både mast og rotor.



Figur 9.1: Oversikt fra Ashes over data som kan avleses underveis i simuleringen

## 9.2 Solidworks

SolidWorks er et CAD- og simuleringsprogram som bruker FEA. Det brukes til å skape solide modeller i 2D eller 3D, og det kan deretter gjøres analyser på hvordan modellen vil tåle forskjellige belastninger. Det kan blant annet gjøres forskyvningsanalyser, spenningsanalyser, egenfrekvensanalyser og knekkingsanalyser.



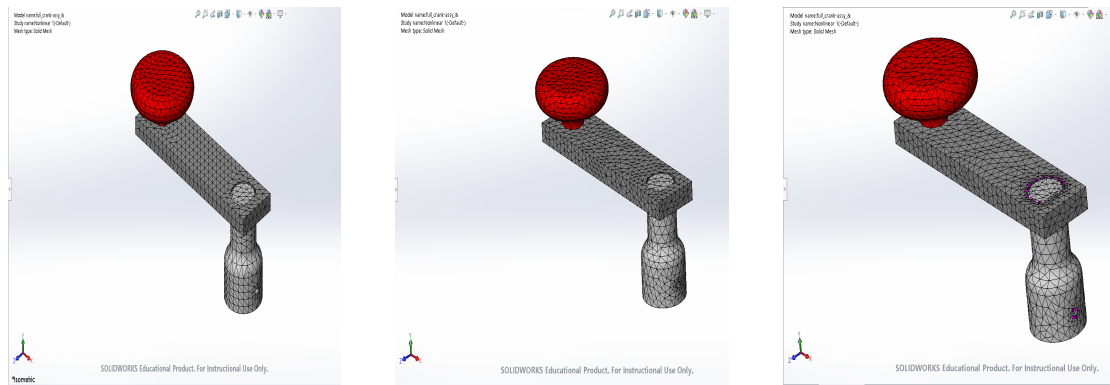
Figur 9.2: Skjermdump fra SolidWorks

### 9.3 Mesh

Mesh-funksjonen brukes til å dele en modell opp i mindre biter som kan beregnes for spenninger og forskyvninger. Nodene, knutepunktene, mellom hvert element gir da grunnlaget for disse beregningene. Nøyaktigheten i beregningen og resultatet av analysen, vil være avhengige av elementstørrelsen og antall elementer i meshen.

Det er ofte at programmet støter på problemer med meshen, som da hindrer simuleringen i å fullføre. Typiske årsaker er modellkanter, store forskjeller på bredde/høyde til smale flater, komplekse geometrier og ulik størrelse på sammenstilte komponenter. Løsningen på dette avhengig av modellen er å bruke Standard Mesh, Curvature-based Mesh eller Mesh control.

- **Standard Mesh** funksjonen vil forsøker å gi jevn størrelse på alle elementer i konstruksjonen. Denne funksjonen er best egnet på ikke komplekse konstruksjoner
  
- **Curvature** Mesh funksjonen legge større elementer over store like flater og mindre ved knekker og store overganger i konstruksjonen. På denne måten oppnås mindre og mer nøyaktig elementer, og kalkulasjonene av elementnettet blir mer matematisk korrekte (Team 2013).
  
- **Mesh Control** brukes på modeller med komplekse geometri og skarpe kjerv, som i realiteten vil resultere med spenningskonsentrasjoner. Disse områdene kan virke ødeleggende på simuleringsresultatene da utregningen blir unøyaktige (Kurowski 2014).



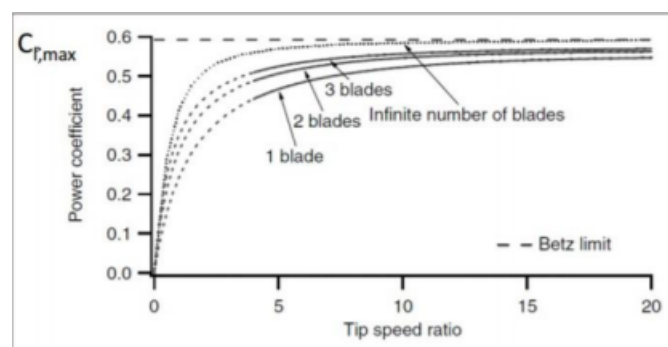
Figur 9.3: Skjermdump fra Solidworks av standard mesh, curvature based mesh og mesh control

## 9.4 Typer studier

### 9.4.1 Aerodynamikk

**Effekt-koeffisienten**  $C_p$  er et mål på hvor effektiv vindturbinen er på å omforme kinetisk energi fra vinden til mekanisk energi. Å ha gode  $C_p$ -verdier er derfor det man prøver å oppnå ved design av rotorblad. Likning 9.1 viser utregningen av  $C_p$ , den forteller at den maksimale energien som kan hentes fra vinden er  $C_p=16/27$ , ca. 0,593. Denne maksimale grensen kalles Betz limit, og viser at det ikke er mulig å omdanne 100% av energien i vinden til elektrisk energi (Clausen, Reynal og Wood 2013b). Betz limit tar imidlertid ikke hensyn til rotasjon av turbinen, endelig antall blader eller friksjonsdrag.

$$C_p = \frac{P_{Mek}}{P_{wind}} \quad (9.1)$$

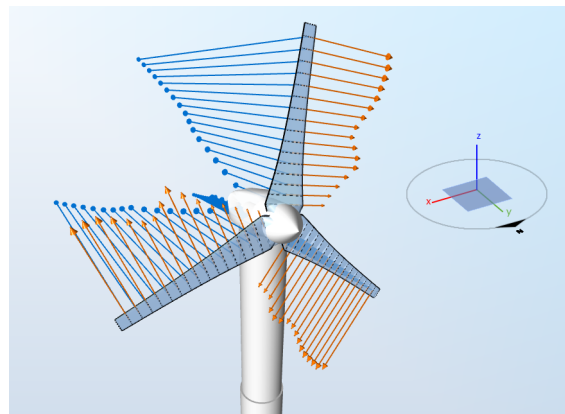


Figur 9.4: Betz limit grafisk fremstilt med antall blader

**Thrust**,  $T$ , er den samlede kraften fra innkommende vind som virker normalt på vindturbinen. Likning 9.2 viser utregningen av thrust (Rogers 2010a).

$$T = U_1(\rho AU)_1 - U_4(\rho AU)_4 \quad (9.2)$$

Her er  $U_1$  vindhastigheten før den treffer rotorbladene,  $\rho$  massetettheten til luft,  $A$  sveipearealet til rotoren og  $U_4$  vindhastigheten etter vinden treffer rotoren. Formelen beregner hvor stor kraft fra vinden som påvirker rotorbladene.



Figur 9.5: Utklipp fra Ashes med grafisk fremstilling av drag (Blå farge) og løft (Oransje farge)

Figur 9.5 viser drag og løft på rotorbladene. Sammen med thrust er dette de tre typene krefter som påvirker rotorbladet i drift.

#### 9.4.2 Frekvens

Frekvensanalysen er en type analysemetode i SolidWorks Simulation som benyttes til å finne frekvensverdier og vibrasjonsmoden for en konstruksjon. Vibrasjonsmoder viser et 3D-visualisert bilde av hvordan modellen svinger. Man bestemmer selv antall frekvenser, frekvensverdier og type kalkulering som programmet skal benytte. Ytre belastninger vil ikke påvirke frekvensene, dermed blir de ikke tatt med i analysen. Fastholdninger og mesh blir derimot tatt med. Etter simuleringen får vi oppgitt egenfrekvensene i tabellform (Kurowski 2014).



### 9.4.3 Utmatting

Utmattingsbrudd er en type brudd som inntreffer etter et stort antall lastveksler og ved spenninger som er mye lavere enn materialets statiske bruddfasthet. De fleste brudd i konstruksjoner skyldes utmatting, og det må derfor dimensjoneres ut i fra dette. Utmattingsanalyse er en analysemetode i SolidWorks Simulation som benyttes til å finne materialestyrken mot utmattingsbrudd. I resultatet fra utmattingsanalyser får vi vite om ting som:

- Levetiden til konstruksjonen i form av antall vekslinger den tåler før brudd
- Prosentvis hvor mye levetiden reduseres av utmattingsbrudd
- Sikkerhetsfaktoren mot utmattingsbrudd

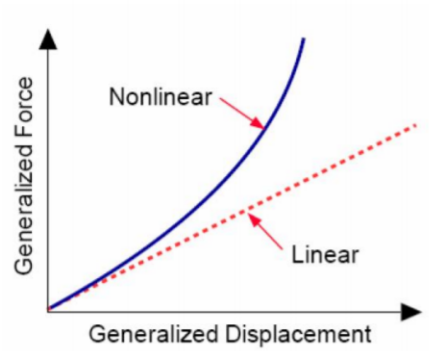
For å gjennomføre en utmattingsanalyse trengs først enten en statisk, ikke lineær eller en dynamisk analyse. Har vil det være geometrien som avgjør type analyse.

### 9.4.4 Statisk

Statisk analyse er en analysemetode i SolidWorks som gir resultater om forskyvning, spenninger og deformasjoner som oppstår i materialet ved en fysisk påkjennelse. Fastholdninger og påkjenninger må beregnes på forhånd for at modellen skal kunne analyseres. Det må også brukes tilstrekkelig liten mesh-størrelse for nøyaktige resultater. Det er to typer statiske analysemetoder i SolidWorks Simulation, statisk lineær og ikke-lineær analyse:

- Lineær statisk analyse gir et lineær forhold mellom krefter og resultater, det vil si forskyvninger og spenninger blir dobbelt så stor ved dobling av påført kraft. Alle krefter må ha lik størrelse og være likt fordelt gjennom hele forløpet. Forskyvningene fra påført kraft vil være såpass små at stivheten kan sees bort fra, dermed vil spenning og utbøyning være proporsjonalt, se figur 9.6
- Ikke-lineær analyse er den andre analysemetoden som benyttes når kravene for en lineær antagelse ikke er oppfylt. Denne type analyse vil fungere når materialet går

forbi sitt elastiske område over til det plastiske område, får store deformasjoner eller har tidsavhengig belastning.



Figur 9.6: Forhold mellom belastning og forskyvning

Del IV

Utvikling

## 10. Vindturbinens bruksmiljø og laster

Sviab vk-240 kommer med en generator som er godt egnet til å levere i vanskelige værforhold og kalde strøk. Den har vært tatt i bruk bl.a. på Andøya, Træna og Svalbard. Disse stedene er utsatt for sterke vindkast, høye middelvinder, lave temperaturer, mye nedbør og sjøsprøyt. Sterke vindkast øker kravene til styrken av delene, og forutsetter at de er laget for å tåle de kraftigste kastene som kan oppstå. Nedbøren kan komme som regn eller snø, og kan føre til isdannelse. Det er spesielt uheldig på rotorbladene, som da utsettes for store krefter når de må dra med seg ekstra vekt fra isen. Der hvor det er sjøsprøyt som når fram til vindturbinen vil det være nødvendig med materialer med korrosjonsmotstand.

I områder med sterk vind er det verste for konstruksjonen vindkast og mye turbulens. Den utsettes for store krefter når vindhastigheten endres mye, og turbulensen fører til store effekttap, samt fare for resonans. Resonansen kan bygge seg opp og treffe egenfrekvensen, som da vil føre til store, ødeleggende vibrasjoner som kan få masten til å kollapse. Selv uten å nå egenfrekvensen, utsettes alle komponenter for utmattende last som over tid kan føre til brudd pga. materialtretthet. Turbulensen i et område forsterkes av nærliggende trær eller bakketopper, som betyr at flate områder er å foretrekke. Ved høye vindhastigheter får man problemer med at rotoren roterer for fort, som påfører navet og generatoren store påkjenninger. Det gjør også at ting kan rives med og ødelegge bladene. Bladene beskyttes mot store vindhastigheter gjennom å vris ut av vinden, som beskrevet i seksjon 12.2 Stormskydd og Effektregulering.

De lave temperaturene er et problem m.t.p. is og snø. Når temperaturene faller, endrer dette materialegenskapene. Avhengig av hvilket materiale som brukes, kan det tåle større eller mindre påkjenninger ved lave temperaturer, og materialvalget må derfor gjøres med omhu. Der hvor det er nødvendig med korrosjonsbestandighet kreves det spesielle materialer eller beskyttende malingslag. Uten beskyttelse mot dette, vil materialet over tid svekkes av rust, som fører til kollaps.

Dagens mast bruker barduner for å holde masten oppreist. Isdannelse på disse har over tid ført til slakke, som har gjort at konstruksjonen har stått i fare for å falle ned. Uten

den ekstra forankringen fra bardunene har ikke masten den stabiliteten den trenger for å holde seg oppe. Det er naturlig at is også legger seg opp på andre deler av vindturbinen, og kan føre til utbøyninger av masten. Uavhengig av om det brukes barduner for ekstra stabilitet øker vekten fra isen faren for at konstruksjonen faller ned.

Tabellene i kapittel 11 viser at forholdene varierer fra sted til sted. Når det skal designes deler som skal brukes på flere steder, må det dimensjonere etter de verste tilfellene. Om det ses på alle stedene under ett, kan det hentes ut data om de verste tilfellene fra hvert sted og lages en oversikt over hva delene må tåle. Denne tabellen blir så førende for lastene som brukes i spesifikasjonen for beregning av krefter. En oversikt over de sterkeste vindkastene på ulike steder er gitt i delkapittel 13.2.

# 11. Vinddata i Norge

Det har blitt tatt utgangspunkt i de tre mest værutsatte stedene der GETEK har satt opp et anlegg. Disse er Træna fyr, Anda fyr ved Andøya og NORSAR i adventdalen på Svalbard.

For å samle værdata har det blitt brukt vindkart over hele Norge fra NVE (Kjeller Vindteknikk 2009), eKlima (Meteorologisk institutt 2018) (som har data fra alle målestasjoner i Norge), samt sett på historiske ekstremvær de siste 50 årene.

For å finne de aktuelle målestasjonene som er nært de tidligere nevnte stedene så ble det brukt et målestasjonskart fra meteorologisk institutt (Meteorologisk institutt 2007). Her ble det hentet data fra målestasjoner i nærheten av de aktuelle stedene. Dette gir ikke eksakt data, men er en god tilnærming.

## 11.1 Årsmiddelvind

### 11.1.1 Data fra NVE Vindkart i 50m høyde, 2009. [Referere til vedlegg]

Fra NVE's vindkart fra 2009 kan årsmiddelvinden for ulike områder avleses. Vindhastigheten er basert i høyden 50 meter over havet, hvilket vil gi noe høyere vindhastighet enn ved vindturbinens høyde som er på 10,5 meter. En sammenheng mellom høyde over bakken og forventede vindhastigheter gis i kapittel 17, teknologianalysen av masten.

Posisjon	Årsmiddelvind	Dato
NORSAR, Adventdalen, Svalbard	ingen data	
Anda fyr, Andøya	8-8.5 <i>m/s</i>	2009
Træna fyr, Træna	9-9.5 <i>m/s</i>	2009

Tabell 11.1: Årsmiddelvind fra NVE Vindkart, 2009

11.1.2 Data fra eKlima målestasjoner

2015-2016			
Plass	Målestasjon	Årsmiddelvind	Standard avvik
NORSAR, Adventdalen, Svalbard	Adventdalen	5.5 <i>m/s</i>	3.8 <i>m/s</i>
Anda fyr, Andøya	Andøya	6.0 <i>m/s</i>	3.2 <i>m/s</i>
	Andøya Trolltinden	7.7 <i>m/s</i>	5.0 <i>m/s</i>
	Bø i Vesterålen	5.7 <i>m/s</i>	3.5 <i>m/s</i>
Træna Fyr, Træna	Myken	8.0 <i>m/s</i>	4.1 <i>m/s</i>

Tabell 11.2: Årsmiddelvind 2015-2016 fra eKlima

2016-2017			
Plass	Målestasjon	Årsmiddelvind	Standard avvik
NORSAR, Adventdalen, Svalbard	Adventdalen	5.0 <i>m/s</i>	3.1 <i>m/s</i>
Anda fyr, Andøya	Andøya	5.9 <i>m/s</i>	3.2 <i>m/s</i>
	Andøya Trolltinden	7.1 <i>m/s</i>	4.7 <i>m/s</i>
	Bø i Vesterålen	5.4 <i>m/s</i>	3.4 <i>m/s</i>
Træna Fyr, Træna	Myken	7.8 <i>m/s</i>	4.0 <i>m/s</i>

Tabell 11.3: Årsmiddelvind 2016-2017 fra eKlima

2017-2018			
Plass	Målestasjon	Årsmiddelvind	Standard avvik
NORSAR, Adventdalen, Svalbard	Adventdalen	5.0 <i>m/s</i>	3.0 <i>m/s</i>
Anda fyr, Andøya	Andøya	6.1 <i>m/s</i>	3.4 <i>m/s</i>
	Andøya Trolltinden	7.1 <i>m/s</i>	4.7 <i>m/s</i>
	Bø i Vesterålen	5.5 <i>m/s</i>	3.5 <i>m/s</i>
Træna Fyr, Træna	Myken	8.1 <i>m/s</i>	4.2 <i>m/s</i>

Tabell 11.4: Årsmiddelvind 2017-2018 fra eKlima

## 11.2 Kraftigste vindkast

### 11.2.1 Data fra eKlima målestasjoner

#### NORSAR, Adventdalen, Svalbard

Målestasjon	Høyeste Vindkast	Dato
Adventdalen (2016-nå)	31.1 <i>m/s</i>	2016
	31.1 <i>m/s</i>	2016
	29.1 <i>m/s</i>	2017
	28.4 <i>m/s</i>	2017
	25.8 <i>m/s</i>	2017

Tabell 11.5: Vindkast for Adventdalen, Svalbard

#### Anda fyr, Andøya

Målestasjon	Høyeste Vindkast	Dato
Andøya 10 m.o.h. (1958-nå)	51.4 <i>m/s</i>	1993
	41.2 <i>m/s</i>	1982
	41.2 <i>m/s</i>	1985
	41.2 <i>m/s</i>	1989
	40.1 <i>m/s</i>	1983
Andøya Trolltinden 436 m.o.h (2007-nå)	58 <i>m/s</i>	2010
	55.3 <i>m/s</i>	2010
	53.8 <i>m/s</i>	2014
	52.1 <i>m/s</i>	2010
	50.3 <i>m/s</i>	2010
Bø i Vesterålen 7 m.o.h. (2002-nå)	51.4 <i>m/s</i>	2005
	39.5 <i>m/s</i>	2015
	38.6 <i>m/s</i>	2005
	37.5 <i>m/s</i>	2006
	37.4 <i>m/s</i>	2015

Tabell 11.6: Vindkast for Anda fyr, Andøya



Træna fyr, Træna

Målestasjon	Høyeste Vindkast	Dato
Myken 19 m.o.h. (1992-nå)	57.9 <i>m/s</i>	2011
	46.3 <i>m/s</i>	2005
	42.6 <i>m/s</i>	2008
	41.2 <i>m/s</i>	2005
	41.2 <i>m/s</i>	2015

Tabell 11.7: Vindkast for Træna fyr, Træna

### 11.3 Kraftigste middelhastighet over 10 min ( $V_{ref}$ )

Denne vinddataen ( $V_{ref}$ ) brukes til diverse beregninger i standarden IEC/NEK 61400-2, blant annet for å regne ut teoretisk 50-års vind.

#### 11.3.1 Data fra eKlima målestasjoner

##### NORSAR, Adventdalen, Svalbard

Målestasjon	Kraftigste middelhastighet	Dato
Adventdalen (2016-nå)	25.4 <i>m/s</i>	2016
	24.4 <i>m/s</i>	2016
	22.1 <i>m/s</i>	2017
	18.6 <i>m/s</i>	2017
	18.0 <i>m/s</i>	2017

Tabell 11.8: Vindkast for Adventdalen, Svalbard

## Anda fyr, Andøya

Målestasjon	Kraftigste middelhastighet	Dato
Andøya 10 m.o.h. (1958-nå)	30.9 <i>m/s</i>	1975
	29.3 <i>m/s</i>	1982
	29.3 <i>m/s</i>	1993
	28.8 <i>m/s</i>	1987
	27.8 <i>m/s</i>	1983
Andøya Trolltinden 436 m.o.h (2007-nå)	41.3 <i>m/s</i>	2010
	40.3 <i>m/s</i>	2014
	35.2 <i>m/s</i>	2017
	32.6 <i>m/s</i>	2011
	32.3 <i>m/s</i>	2016
Bø i Vesterålen 7 m.o.h. (2002-nå)	50.9 <i>m/s</i>	2005
	30.6 <i>m/s</i>	2015
	26.5 <i>m/s</i>	2014
	25.8 <i>m/s</i>	2017
	25.7 <i>m/s</i>	2003

Tabell 11.9: Vindkast for Anda fyr, Andøya

## Træna fyr, Træna

Målestasjon	Kraftigste middelhastighet	Dato
Myken 19 m.o.h. (1992-nå)	37.0 <i>m/s</i>	2005
	35.0 <i>m/s</i>	1993
	33.4 <i>m/s</i>	2008
	31.9 <i>m/s</i>	2005
	30.9 <i>m/s</i>	2000

Tabell 11.10: Vindkast for Træna fyr, Træna

## 11.4 Sterkeste registrerte middelvind og vindkast i Norge (1957 - dd.)

Følgende tabell er tatt fra Wikipedia og viser de høyeste registrerte verdiene for middelvind og vindkast i Norge, fra 1957 til idag.

Fylke	Middelvind (m/s)	Sted	Dato	Vindkast (m/s)	Sted	Dato
Østfold	30,9	Jeløya <sup>[a]</sup>	26. september 1963	33,4	Gullholmen fyr	5. oktober 2008
Akershus	22,6	Gardermoen <sup>[a]</sup>	5. november 1957	31,9	Fornebu	6. desember 1986
Oslo	26,8	Tryvannshøgda <sup>[a]</sup>	18. desember 1992	34,4	Tryvannshøgda	15. januar 2018
Hedmark	28,8	Sæter i Kvikne <sup>[a]</sup>	29. januar 1989	-	-	-
Oppland	44,0	Juvvasshøe <sup>[b]</sup>	26. desember 2011	<b>64,7</b>	Juvvasshøe <sup>[b]</sup>	26. desember 2011
Buskerud	26,8	Geilo <sup>[a]</sup>	21. januar 1957	-	-	-
Vestfold	35,0	Færder fyr <sup>[a]</sup>	29. september 1969	35,0	Færder fyr	14. januar 2007
Telemark	30,9	Langeytangen fyr <sup>[a]</sup>	13. januar 1984	44,2	Gaustatoppen	7. februar 2015
Aust-Agder	35,0	Torungen fyr <sup>[a]</sup>	13. januar 1957	38,1	Torungen fyr	12. januar 2005
Vest-Agder	35,0	Lista fyr <sup>[a]</sup>	22. september 1969	41,7	Lista fyr	30. oktober 2000
Rogaland	37,6	Eigerøy fyr	10. januar 2015	46,8	Eigerøy fyr	5. desember 2013
Hordaland	45,5	Folgefonna	15. januar 2018	56,8	Folgefonna	15. januar 2018
Sogn og Fjordane	<b>48,9</b> <sup>[23]</sup>	Kråkenes fyr <sup>[c]</sup>	29. januar 2016	<b>61,7</b> <sup>[24]</sup>	Kråkenes fyr	29. januar 2016
Møre og Romsdal	<b>46,0</b>	Svinøy fyr <sup>[d]</sup>	1. januar 1992	<b>62,0</b>	Svinøy fyr <sup>[d]</sup>	1. januar 1992
Sør-Trøndelag	40,0	Halten fyr	1. januar 1992	55,0	Halten fyr	1. januar 1992
Nord-Trøndelag	41,2	Nordøyen fyr	1. januar 1992	51,0	Nordøyen fyr	16. november 2013
Nordland	43,2	Fagemesfjellet	29. januar 2015	55,3	Trolltinden	1. november 2010
Troms	37,0	Torsvåg fyr	15. november 1996	46,3	Fugløykalven fyr	31. januar 1997
Finmark	43,5	Sluskfjellet	3. desember 2013	53,3	Sluskfjellet	3. desember 2013

Figur 11.1: Vinndata fra Wikipedia

## 11.5 Konklusjon av vinndata

Tabell 11.11 sammenfatter de høyeste verdiene for årsmiddelvind, vindkast og middel-hastighet over 10 min. Disse verdiene skal brukes videre for å bestemme SWT-klasse i standarden IEC/NEK 61400-2, og videre for å beregne påkjenninger.

	eKlima	NVE Vindkart (50m høyde)
Årsmiddelvind	8.0m/s	9 – 9.5m/s
Vindkast	58.0m/s	
Middelkastighet over 10 min ( $V_{ref}$ )	50.9m/s	

Tabell 11.11: Høyeste verdier av vinndatan

Middelvinden fra Bø i Vesterålen på  $50.9m/s$  virker å være en anomalitet, om ikke en feil i måledata, men det må brukes som utgangspunkt i mangel på annen informasjon. Fra vinddataen fra wikipedia kommer det frem at de høyeste middelvindene var  $48.9m/s$  ved Kråkenes fyr 2016 og  $46.0m/s$  ved Svinøy fyr 1992. Det tyder på at det er mulig med middelvinder nært 50-tallet, slik at det kan tas utgangspunkt i  $50.9m/s$ .

Ved å sammenligne data fra eKlima og NVE Vindkart for Træna, kommer det frem at vindkartet vil gi en høyere verdi for vindhastighet. Ettersom Myken og Træna er på geografisk ekvivalente posisjoner så kan dette skyldes at målestasjonen Myken er i markhøyde og NVE's vindkart er basert på 50m høyde. Vi kan dermed tenke oss at datan fra eKlima vil være nærmere den reelle vindhastigheten vår vindturbin vil oppleve på 10,5 meters høyde.

## 12. Vindturbinen SVIAB VK 240

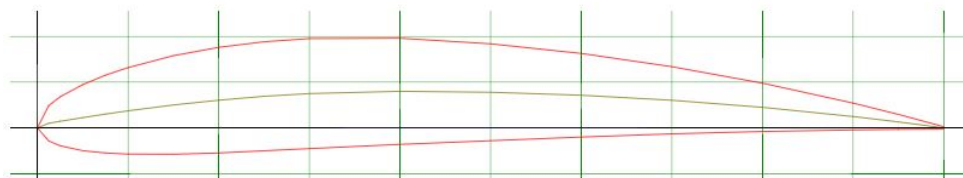


Data	Verdi
Merkeeffekt	750W
Merketurtall	750RPM
Maksturtall	800RPM
Antall rotorblad	3
Rotordiameter	2.4m
Effektregulering	Vris ut av vinden ved 10 – 20m/s

Tabell 12.1: Grunnleggende data for VK 240

### 12.1 Rotorblad

Den originale vindturbinen har tre rotorblad med turbinbladprofilen NACA 4412-24.



Figur 12.1: Bladprofil NACA 4412-24

Rotordiameteren er 2,4m i følge produktbladet. Turbinbladene var laget i karbonfiberforsterket plast med bindemiddel PUR86 (polyurethane). Bladene ble malt i svart polyurethanemaling for å beskytte mot UV-stråling. Det hadde også en kjerne av skum.

### 12.2 Stormskydd og effektregulering (Yaw funksjon)

For å tåle høye vindstyrker så er vindturbinen utrustet med et stormskydd (yaw funksjon). Det fungerer ved at turbinen vris ut av vinden ved høyere vindhastigheter.

Ved vind over 20 m/s er vindturbinen vridd helt vinkelrett mot vinden. Dette gjør at selv ved ekstreme vindforhold så blir ikke rotorbladene kritisk belastet.

### 12.3 Masten



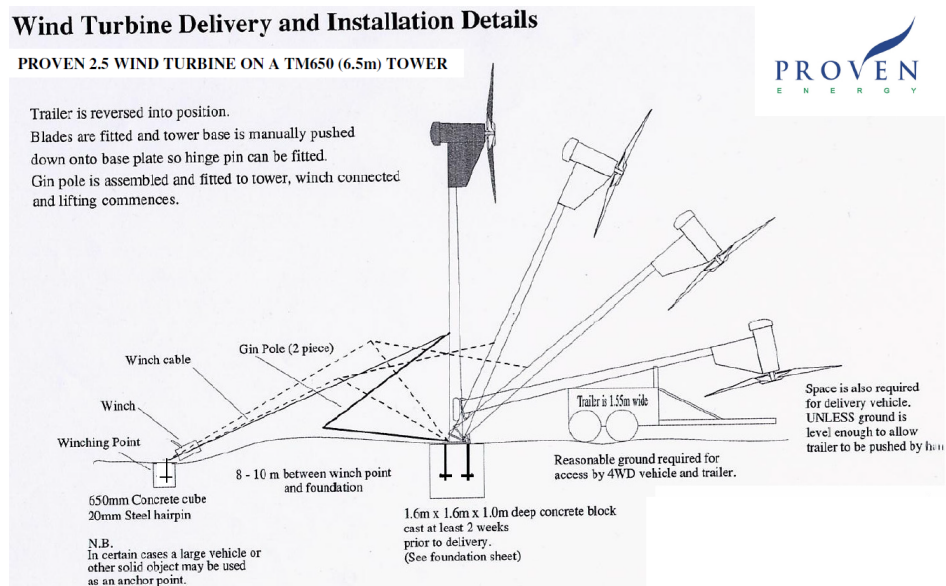
Figur 12.2: SVIAB VK 240 - Mast

Den tidligere masten er syv meter lang, konisk og lagd i galvanisert stål. Masten heises opp med hjelp av en hevestang og boltes fast i et fundament av betong. Barduner festes fra masten til marken for å gi bedre stabilitet og en mindre mast.

### 12.4 Installasjon

Vindturbinen settes opp ved hjelp av vinsj, og prinsippet er illustrert i figur 12.3. Bunnen av masten settes fast i gjenger i fundamentet. En hjelpestang settes fast vinkelrett på masten, slik at hjelpestangen står rett opp når turbinen ligger på bakken. Vinsjen festes så i hjelpestangen og vindturbinen heves opp. Når vindturbinen står loddrett så

festes bunnen av masten i fundamentet og bardunene festes i berg eller andre mindre fundament.



Figur 12.3: Heisesystem for liten vindturbin fra Proven



# 13. Sikkerhetsvurdering

Vindturbinen må sikkerhetsvurderes før det endelige designet kan bestemmes. Det gjøres her en gjennomgang av de ulike farene ved vindturbinen ut i fra en sikkerhetssjekkliste fra 'Produktutvikling av Mette Mo Jakobsen'. Dette arbeidet vil bli førende for enkelte deler av spesifikasjonen. (Jakobsen 1997)

## 13.0.1 Sikkerhetssjekkliste

1. Standarder
2. Erfaring
3. Faremomenter, konsekvenser og hyppighet
4. Hva bør gjøres?

## 13.1 Standarder

De krav som gjelder for denne oppgaven er konstruksjonskrav til komponentene. Disse gis gjennom standarden NEK EN 61400-2:2014 – Vindturbiner Del 2: Små vindturbiner. Standarden er utgitt av International Electrotechnical Commission (IEC) i samarbeid med Norsk Elektroteknisk Komite (NEK). Standarden gir internasjonalt godkjente retningslinjer for konstrueringen av mast og rotorblad. Arbeidet med standarden, egne beregninger og simuleringer vil sammen gi en trygg konstruksjon.

NEK EN 61400-2:2014 gir en oversikt over hvilke krefter som må tas hensyn til, og ulike styrkeklasser som må følges avhengig av værforhold. Den gir også retningslinjer for ulike miljøforhold som ising, saltvann og lave temperaturer. Det gis ikke krav til prosedyre for transport, montering, eller reising av mast. Disse punktene må det derfor gjøres en egen konsekvensutredning på.

## 13.2 Erfaring

Det nye rotorbladet med nytt design og ny lengde har blitt utviklet på bakgrunn av at det gamle, lengre rotorbladet har blitt ødelagt i drift, som beskrevet i delkapittel 16.6. Dette utgjør en fare for brukere av produktet. Hvis bladene går i stykker mens noen er i nærheten av vindturbinen kan de bli skadet.

Turbiner som er satt opp med barduner har hatt episoder med mye isdannelse. Dette tyder på at man kan få isdannelse på vindturbinen som kan være farlig. Is som faller utgjør en fare like ved masten. Det kan også være fare knyttet til is på rotorbladene som løsner og slynges lengre ut fra masten.

## 13.3 Faremomenter, konsekvenser og hyppighet

Farenivå varierer mellom nivå 1 og 12, hvor nivå 12 utgjør den største faren. Innholdet i tabellen og risikomatriksen går på hendelser som skjer umiddelbart. Sannsynligheten for enkelte av faremomentene øker over tid som et resultat av utmatting i delene. Sannsynlighet for at uhellene skjer og farenivå er basert på egen forståelse av hendelsene. Det presenteres i tabell 13.1 en oversikt over de ulike faremomentene ved vindturbinen og farenivå for hver av de.

Navn	Hva	Sannsynlighet	Farenivå	Tallkode
F1	Klemfare ved frakt	Usannsynlig	Lav	1
F2	Klemfare ved montering	Usannsynlig	Medium	4
F3	Is faller/slynges av rotorbladene	Usannsynlig	Høy	6
F4	Rotorblad ødelegges under drift	Mulig	Høy	8
F5	Kollaps av mast under drift	Usannsynlig	Ekstrem	10
F6	Kollaps ved reising/senking av mast	Mulig	Ekstrem	11

Tabell 13.1: Ulike faremoment for umiddelbare hendelser

RISIKO-VURDERING		LAV	MEDIUM	HØY	EKSTREM
		0 - AKSEPTABEL OK Å FORTSETTE	1 - LAV(Så lav som praktisk mulig) GJØR REDUSERENDE TILTAK	2 - GENERELT UAKSEPTABEL SØK STØTTE	3 - UHOLDBART SETT UTVIKLINGEN PÅ VENT
		ALVORLIGHET			
		AKSEPTABELT	TOLERABELT	UØNSKET	UTOLERABELT
		LITEN PÅVIRKNING PÅ HENDELSE	PÅVIRKNING MERKES, MEN ER UKRITISK	ALVORLIG PÅVIRKNING AV HENDELSER OG RESULTAT	KAN ENDE I KATASTROFE
SANNSYNLIGHET	USANNSYNLIG	F1	F2	F3	F5
	LITE SANNSYNLIG AT FAREN OPPSTÅR	- 1 -	- 4 -	- 6 -	- 10 -
	MULIG	LAV	MEDIUM	F4	F6
	FARE KAN OPPSTÅ	- 2 -	- 5 -	- 8 -	- 11 -
SANNSYNLIG	MEDIUM	HØY	HØY	EKSTREM	
FARE KOMMER TIL Å OPPSTÅ	- 3 -	- 7 -	- 9 -	- 12 -	

Figur 13.1: Risikomatrix for tabell 4.4

Det kommer frem fra tabellen at de største faremomentene oppstår under reising og senking av masten. Det er nødvendig å reise og senke den ved installasjon og vedlikehold, som må gjøres med noen års mellomrom. Det er også stor fare knyttet til kollaps av masten under drift. Dersom noen oppholder seg nære masten når dette skjer, er sannsynligheten stor for at noen blir stygt skadet. Totalvekten av vindturbinen gjør at det er en reell fare for dødsfall dersom den faller på noen. Dette gir et ekstremt farenivå på 11 for situasjon F6.

Faren for kollaps av masten under drift øker med tiden grunnet utmatting i materialet. Dette svekker materialets egenskaper over tid og øker faren for kollaps. Utmatting vil også svekke styrken til rotorbladene over tid. Blad som er laget i to deler og dermed limt sammen, tåler utmattende belastninger dårlig. Slike blad har større sannsynlighet for å gå i stykker, og burde derfor ikke brukes.

Vedlikehold, oppbevaring og transport kan føre til skader på arbeiderne. Hovedrisikoen er klemskader ved flytting og montering av delene. Dette gir moderate skader som helst skal unngås. Vedlikehold av deler i eller på maskinhuset utgjør en risiko pga. senking av masten. Det må derfor tas hensyn til vedlikeholdsarbeidet slik at ingen unødvendige farer oppstår, og farene blir så små som mulig. Dårlig vedlikeholdsarbeid vil føre til økt fare for at bladene eller masten går i stykker.

## **13.4 Hva bør gjøres?**

Situasjon F6 gir den største risikoen. Det må designes for å redusere farene, og ettertestes for å bekrefte at spenningene ikke blir for store. Et alternativ som reduserer farene er å flytte utstyret som brukes bort fra nedslagsfeltet til masten. Materialvalget vil også styres av hvor godt det beskytter vindturbinen mot denne typen uhell. Testingen som gjøres i denne rapporten er simulering av lasttilfellet, resultatene av dette presenteres i delkapittel 20.3.

Det må også tas hensyn til uhell hvor konsekvensene er mindre, men dersom designhensyn som kommer fra sikkerhetsvurderingen står i konflikt med hverandre, må farene med de største konsekvensene ha prioritet. Klemmefaren reduseres ved lavere vekt av de individuelle delene, samt innpakning av delene før transport. Ved montering er det viktig at mastmodulene er designet med hensyn på klemfaren, slik at sjansen for at det skjer reduseres mest mulig. Selv om sannsynligheten er lav for skader som følge av fallende is, gjøres det et arbeid med å se på tiltak mot isdannelse på de ulike delene av vindturbinen. Dette gjøres også i sammenheng med at den økte belastningen fra isdannelsen kan få konsekvenser for utmatting på delene. De ulike tiltakene mot isdannelse står beskrevet i 8.4 - Ising og 8.5 - Anti og de-isingsteknologi.

# 14. Lastanalyse

Som beskrevet i metodedelen så brukes standarden NEK/IEC 61400-2. Her regnes det på utmatting, krefter fra vind (i ulike situasjoner), belastinger fra ising og oppsetting av mast.

## 14.1 Data og utgangspunkt

### 14.1.1 Vind

Fra vindanalysen er det definert at årsmiddelvinden er på  $> 8m/s$ , vindkastene kan bli  $58m/s$  og høyeste middelhastighet er på  $50.9m/s$ .

Disse tilsvarer et sted mellom SWT-klasse I og II i standarden (se figur 5.1). Vi har valgt å bruke den hardeste klassen (I) for å være helt sikre på at våre dimensjoneringer vil klare alle vindforhold.

SWT-klasse I gir følgende data:

$$\begin{aligned}V_{ref} & 50 \text{ m/s} \\V_{ave} & 10 \text{ m/s} \\I_{15} & 0,18\end{aligned}$$

Tabell 14.1: Værdata for SWT-klasse I

$V_{ref}$  reflekterer den høyeste opplevde middelhastighet under 10 min,  $V_{ave}$  er årlige gjennomsnittsvinden og  $I_{15}$  er turbulensintensiteten.

### 14.1.2 Is

Vindturbinen SVIAB VK 240 kan i noen strøk være utsatt for ising, derfor tas ising med i disse beregninger. Det regnes først på alle tilfeller uten ising, og deretter alle tilfeller med ising. Det brukes disse parameterene:

Istykkelse	30mm på all overflateareal
Is - massetetthet	900kg/m <sup>3</sup>

Tabell 14.2: Isparametere for beregninger

Det regnes også på at noen funksjoner kan fryses fast (for eksempel stormskyddet) og at det derfor kan bli ekstra store påkjenninger på vindturbinen.

### 14.1.3 Vindturbinens egenskaper og data

Her er de mest vesentlige dataene for vindturbinen som er brukt for utregningene. For en liste over all data som er brukt, se vedlegg.

$V_{design}$	$1,4 \times V_{ave}$
$P_{design}$	750 W
$n_{design}$	750 RPM
$Q_{design}$	15.82 Nm
$n_{max}$	800 RPM
Vekt turbin og generator	90 kg
Vekt masten	500 kg

Tabell 14.3: Turbin og Generatordata

## 14.2 Lasttilfeller

For å gjøre en enhetlig lastanalyse så trenger vi å se på alle forskjellige lasttilfeller som kan oppstå. Standarden gir oss en oversikt i figur 14.1.

Det er ikke alle lasttilfeller som er aktuelle for både rotorblad og mast. I figuren viser rød markering alle lasttilfeller som er aktuelle for rotorbladet og blå markering viser de som er aktuelle for masten.

Design situation	Load cases	Wind inflow	Type of analysis	Remarks
Power production	A Normal operation		F	
	B Yawing	$V_{hub}=V_{design}$	U	
	C Yaw error	$V_{hub}=V_{design}$	U	
	D Maximum thrust	$V_{hub}=2,5 V_{ave}$	U	Rotor spinning but could be furling or fluttering
Power production plus occurrence of fault	E Maximum rotational speed		U	
	F Short at load connection	$V_{hub}=V_{design}$	U	Maximum short-circuit generator torque
Shutdown	G Shutdown (Braking)	$V_{hub}=V_{design}$	U	
Extreme wind Loading	H Extreme wind loading	$V_{hub}=V_{e50}$	U	The turbine may be parked (idling or standstill) or governing. No manual intervention has occurred.
Parked and fault conditions	I Parked wind loading, maximum exposure	$V_{hub}=V_{ref}$	U	Turbine is loaded with most unfavourable exposure
Transport, assembly, maintenance and repair	J To be stated by manufacturer		U	
<b>Key</b>				
F analysis of fatigue loads		■ Rotorbladets lasttilfeller		
U analysis of ultimate loads		■ Mastens lasttilfeller		

Figur 14.1: Lasttilfeller for rotorblad og mast

Vindturbinen har ingen brems, derfor er tilfelle G ikke aktuell.

Tilfelle A brukes til å gjøre en utmattelsesanalyse ved normal operasjon. Alle andre tilfeller brukes for styrkeanalyse. I figur 14.4 følger en forklaring for hver lasttilfelle.

Lasttilfelle	Forklaring
A	Normal Operasjon: Normale vindforhold uten noen feil. Dette er en utmattingsbelastning på kreftene og momentene som oppstår ved normal drift.
B	Yawing: Rotasjon rundt den vertikale akse (masten). Dette skjer når vinden blir høy og vindturbinen vrir seg ut av vinden. Belastningen kommer fra gyroskopiske krefter.
C	Yaw error: Alle vindturbiner har en form av vridning ved normal bruk (at vinden ikke er helt vinkelrett på rotoren). Dette kan gjøre at bladet kommer i en posisjon som gir maksimal lift-kraft.
D	Max Thrust: Den største thrust-kraften fra vinden som kan oppstå ved gjennomsnittlig årsvind.
E	Maksimum rotasjonshastighet: Belastningen kommer fra sentrifugalkraften.
F	Short at load connection: Hvis det blir kortslutning i generatoren. Da blir det vanskeligere for rotoren å rotere aksene og det gir et høyere drivmoment.
H	Extreme wind: Kreftene fra 50årsvinden. Uten ising er det regnet med at rotoren vinkler seg fra vinden. Med ising er det regnet med at stormskyddet fryst fast og at vinden kommer vinkelrett på rotorbladene, parallelt med rotoraksen.
I	Maximum exposure: Her er turbinen helt stille på grunn av mekanisk feil.
J	Oppheising: Her ser vi på momentet som kommer på masten ved oppheising/nedsetting.

Tabell 14.4: Forklaring av lasttilfeller

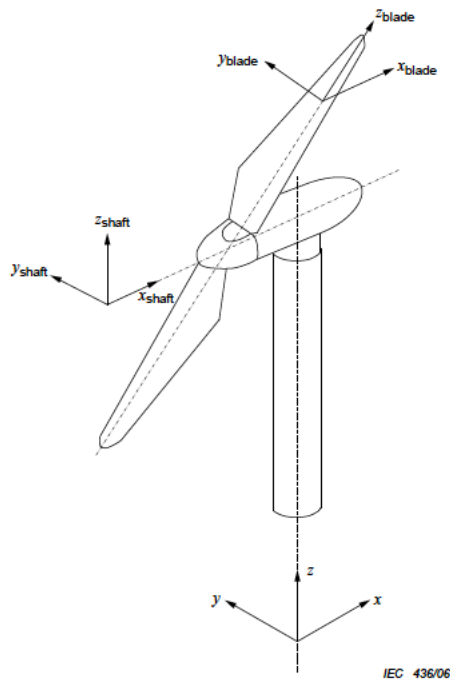
### 14.3 Resultat av beregninger

I følgende tabeller kan vi se resultatene på våre beregninger. Beregningene er gjort for hånd og fullstendige utregninger finnes i vedlegg.



Når vi regner med ising så blir det en spesiell situasjon på tilfelle H. Her fryser alt fast og vinden kjem rett frem fra på rotorbladene med  $70\text{ m/s}$ . Denne samme situasjonen oppstår også i tilfelle I, men her er det et mekanisk feil istedenfor is. Så både i H (med is) og I så kommer vinden rett frem fra på rotorbladene, forskjellen er vindhastighet. Så hvis en ikke ønsker å bruke den usannsynlige ekstremisituasjonen med fastfrost rotor og  $70\text{ m/s}$ , så kan en regne med situasjon I istedenfor H (med is) og få litt lavere spenninger å forholde seg til. Hvis en gjør det så må en fortsatt regne med tilfelle H (uten is).

$F$  står for kraft,  $M$  står for Moment,  $x/y/z$  står for retning,  $B$  står for rotorblad,  $\delta_{eq}$  står for ekvivalent spenning (Von Mises),  $\delta_{bs}$  står for bøyespenning og  $\delta_{ss}$  står for strekkspenning.



Figur 14.2: Vindturbinens akser som brukt i beregningene

14.3.1 Uten is

Tilfelde	Kreft og Moment	Spenning	Merked
A	$\Delta F_{zB} = 5551.7N$ $\Delta M_{yB} = 14.1Nm$ $\Delta M_{xB} = 23.68Nm$	$\sigma_{eq} = 2.63MPa$	Sentrifugalkraften Generatormotstand Årsmiddelvind
B	$M_{yB} = 40.48Nm$	$\sigma_{bs} = 1.85MPa$	Gyroskopiske krefter
C	$M_{yB} = 85.46Nm$	$\sigma_{bs} = 0.87MPa$	Maksimal lift kraft
D	$F_{x-shaft} = 684.2N$	$\sigma_{bs} = 4.34MPa$	Maks thrust kraft
E	$F_{zB} = 3158.6N$	$\sigma_{ss} = 0.752MPa$	Sentrifugalkraft
F	$M_{yB} = 27.52Nm$	$\sigma_{bs} = 0.281MPa$	Generatormotstand
H (Blad)	$M_{yB} = 12.46Nm$	$\sigma_{bs} = 0.16MPa$	50årsvind
H (Mast)	$M_{mast} = 30466Nm$		Moment ved roten
I (Blad)	$F_{xB} = 162N$	$\sigma_{bs} = 2.31MPa$	Vind ( $V_{ref}$ )
I (Mast)	$M_{mast} = 20465Nm$		Vind ( $V_{ref}$ )
J (Mast)	$M_{tower} = 54614Nm$		Tyngde fra masten ved oppheising

Tabell 14.5: Resultat av krefter, moment og spenninger for lasttilfeldene

### 14.3.2 Med is

Tilfelle	Kreft og Moment	Spenning	Merked
A	$\Delta F_{zB} = 13879N$ $\Delta M_{yB} = 27.35Nm$ $\Delta M_{xB} = 23.68Nm$	$\Delta\sigma_{eq} = 5.03MPa$	Sentrifugalkraften Generatormotstand Årsmiddelvind
B	$M_{yB} = 180.9Nm$	$\sigma_{bm} = 0.41MPa$	Gyroskopiske krefter
C	$M_{yB} = 157.64Nm$	$\sigma_{bs} = 1.6MPa$	Maks lift kraft
D	<i>ingen forandring</i>		Maks thrust
E	$F_{zB} = 7896.5N$	$\sigma_{ss} = 1.88MPa$	Setrifugalkraft
F	$M_{yB} = 53Nm$	$\sigma_{bs} = 0.54MPa$	Generatormotstand
H (Blad)	$M_{xB} = 176Nm$	$\sigma_{bs} = 8.38MPa$	50-årsvind
H (Mast)	$M_{mast} = 50894Nm$		Moment ved roten
I (Blad)	$F_{xB} = 299N$	$\sigma_{bs} = 4.27MPa$	Vind ( $V_{ref}$ )
I (Mast)	$M_{mast} = 28329Nm$		Vind ( $V_{ref}$ )
J (Mast)	<i>settes ikke opp med is</i>		

Tabell 14.6: Resultat av krefter, moment og spenninger med ising

Det vises at det mest kritiske tilfellet for rotorbladet er ved ekstremvind (50-årsvind) kombinert med ising som gjør at stormskyddet fryser fast.

For masten er oppheisingen som er kritisk, da momentet blir større ved oppheising enn ved ekstremvær.

## 14.4 Dimensjonerende spenning

Den dimensjonerende spenningen kommer fra formelen under. Her deles bruddstyrken til materialet med sikkerhetsfaktorene for material og last. Grunnen til at bruddstyrken brukes er at det er hva standarden bruker, og det må antas at sikkerhetsfaktorene er

basert på en utregning med bruddstyrken og ikke flytegrensen.

$$\sigma_d \leq \frac{\sigma_b}{\gamma_m \gamma_f} \quad (14.1)$$

#### 14.4.1 Sikkerhetsfaktorer

Det brukes sikkerhetsfaktorer for material og last, og disse vises i figur 14.3 og 14.4.

Full characterisation betyr at fullstendige tester av materialet er utført gjennom standardiserte metoder, med en 95% sannsynlighet med 95% "confidence limit". Minimal characterisation betyr helt enkelt at en ikke har så mye informasjon om materialet som skal brukes.

**Table 6 – Partial safety factors for materials**

Material characterisation	Fatigue strength, $\gamma_m$	Ultimate strength, $\gamma_m$
Full characterisation	1,25 <sup>a</sup>	1,1
Minimal characterisation	10,0 <sup>b</sup>	3,0
<sup>a</sup> Factor is applied to the measured fatigue strength of the material. <sup>b</sup> Factor is applied to the measured ultimate strength of the material.		

Figur 14.3: Sikkerhetsfaktor for material

**Table 7 – Partial safety factors for loads**

Load determination method (see 5.2)	Fatigue loads, $\gamma_f$	Ultimate loads, $\gamma_f$
1. Simplified equations	1,0	3,0
2. Simulation model	1,0	1,35
3. Full scale load measurement	1,0	3,0

Figur 14.4: Sikkerhetsfaktor for laster

Sikkerhetsfaktorene for materialene vi skal bruke oppsummeres i tabell 14.7.

Material	Materialfaktor	Lastfaktor
Galvanisert stål	1.1	3
Karbonfiber med epoksy	3	3

Tabell 14.7: Sikkerhetsfaktorer for aktuelle materialer

Grunnen til at det brukes minimal characterisation for karbonfiber er at informasjon om tester for materialet ikke har vært tilgjengelig. Hvis en finner en leverandør som leverer karbonfiber/epoksy og har gjort fullstendige tester, så kan sikkerhetsfaktoren minskes.

#### 14.4.2 Dimensjonerende spenning - resultat

For masten skal det brukes galvanisert stål, og for rotorbladet karbonfiber med epoksy. Den dimensjonerende spenningen vises i tabell 14.8.

Material	Bruddgrense	Total sikkerhetsfaktor	$\sigma_d$
Galvanisert stål	4606 – 600MPa	3.3	139.4MPa
Karbonfiber med Epoksy	533MPa	9	59Mpa

Tabell 14.8: Dimensjonerende spenninger for våre materialer. Data fra CES EduPack.

### 14.5 Videre dimensjonering

#### 14.5.1 Rotorblad

Rotorbladet er allerede dimensjonert og det skal undersøkes at spenningen fra beregninger og simuleringer ikke overstiger den dimensjonerende spenningen. Hvis den overstiger så må bladet omdimensjoneres og gjøres det sterkere.

#### 14.5.2 Mast

Masten er ikke dimensjonert fra før, det kan nå brukes den dimensjonerende spenningen sammen med moment og krefter fra tidligere til å velge rett diameter og tykkelse.

Dette kan gjøres gjennom en enkel bøyespenningsformel:

$$\sigma = \frac{\text{Moment}}{\frac{\pi}{32} \times \frac{D^4 - d^4}{D}} \leq \sigma_d \quad (14.2)$$

Her setter det inn verdier for moment, ytre diameter og indre diameter. Beregningene er gjort videre i Excel for å kunne gjøre dette på en rask måte, se vedlegg.

## 14.6 Utmatting

Det brukes som utgangspunkt at bladene skal ha en levetid på 20 år. Det er ikke mulig å få nøyaktige verdier på RPMen til det nye bladet uten å ha testdata på motstand fra generatoren. Den tidligere versjonen hadde en RPM på 750 ved 12 *m/s*. Derfor kan det gjøres en konservativ beregning med 750 RPM som gjennomsnittsturtall. Antall vekslinger under 20 år får vi fra formelen:

$$n = \frac{B \times n_{design} \times T_d}{60} = \frac{3 \times 750 \times 630720000}{60} = 2.365 \times 10^{10} \text{vekslinger} \quad (14.3)$$

$T_d$  er livslengden i sekunder.

Tabell 14.6 viser at den vekslende spenningen ved normal operasjon er  $\Delta 5.03 \text{MPa}$ . Fra CES EduPack har vi at utmattingsfastheten ved  $10^7$  vekslinger er 293-503 MPa for karbonfiber med epoxy og resin infused woven fabric".

Den vekslende spenningen er høyere enn den egentlig vil være på grunn av at rotorbladene ikke alltid vil være utsatt for ising. Samtidig er spenningen langt under utmattingsfastheten for  $10^7$  vekslinger. Men ettersom vi har lyst på  $10^{10}$  vekslinger, som er 1000 ganger så mange, så sier det ikke så mye om rotorbladet vil holde i 20 år.

I mangel på S-N kurver og kunnskap om hvordan karbonfiber/epoksy oppfører seg etter  $10^7$  vekslinger i en slik kurve, så er denne utregningen veldig usikker. Det er alt for mange usikre parametere til å gi et konkluderende svar angående utmatting.

## 14.7 Kritisk utbøying

Kritisk utbøying betyr den lengden rotorbladet kan bøyes uten at den berører masten. Dette er selvfølgelig viktig å se på, slik at rotorbladet ikke bøyer seg inn i masten ved høy vindstyrke. På grunn av den kompliserte formen av rotorbladet så kan ikke dette beregnes for hånd, derfor må det gjøres en simulering ved hjelp av SolidWorks for å se hvor stor utbøyingen blir ved kritiske laster.

Den maksimale utbøyningen er målt på en eksisterende vindturbin og går fra tuppen

av rotorblad til midten av masten. Det må deretter trekkes fra radiusen til den nye dimensjonen på masten.

Distansen vi må holde oss under er:

$$311mm - \frac{220mm}{2} = 201mm \quad (14.4)$$

Der  $311mm$  er distansen fra rotorbladets tupp til midten av masten og  $220mm$  er mastens diameter ved toppen.

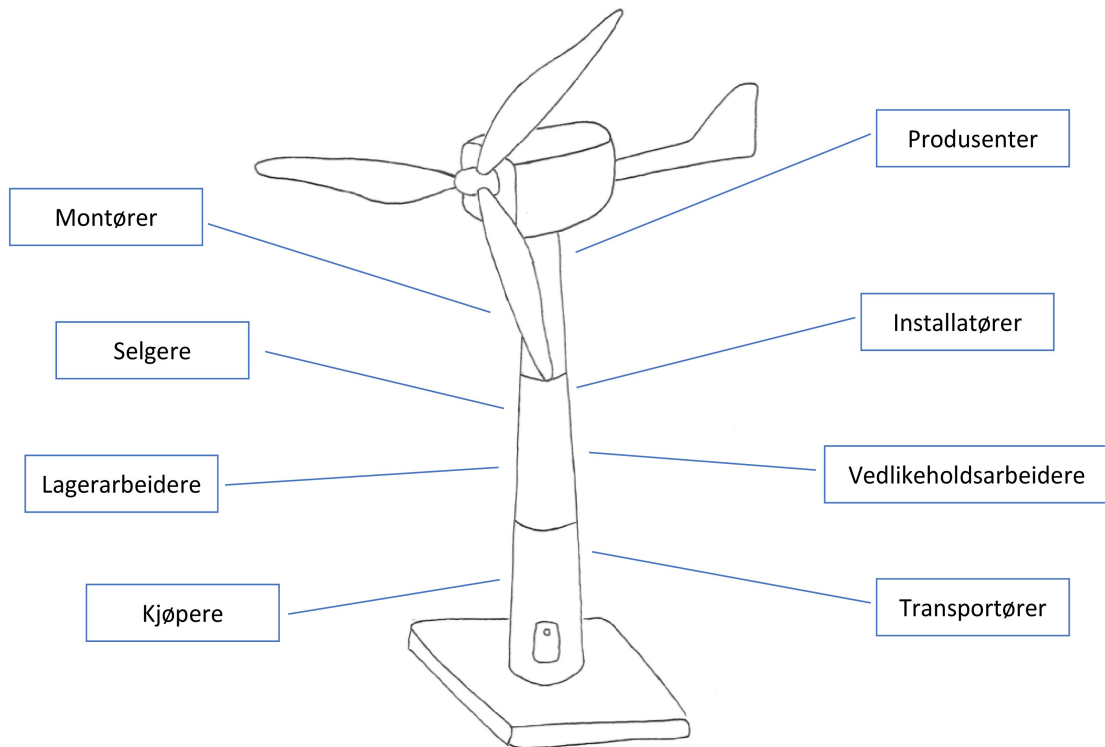
# 15. Brukeranalyse

## 15.1 Brukeranalyse

Kundegruppen består av ulike bedrifter og organisasjoner som trenger elektrisitet på avsidesliggende plasser der det ikke er utbygd strømnnett. Plasseringen er som oftest steder med ekstreme temperaturer og vindforhold.

Eksempler på prosjekter er strømforsyning til forskningsstasjoner, målestasjoner og radiolinjestasjoner. Felles for disse er at de er ubemannet mesteparten av tiden og at de ligger langt fra allfarvei.

## 15.2 Vindturbinens brukere



Figur 15.1: Alle som kommer i kontakt med produktet



Denne delen tar for seg de ulike brukerne av vindturbinen og de krav som settes av hver brukergruppe. Figur 15.1 viser en oversikt over alle som kommer i kontakt med vindturbinen i dens levetid. Ulike brukere setter ulike krav til produktets utforming og virkemåte. Vindturbinen må lages slik at den er trygg og enkel å ha med å gjøre for alle involverte parter. Der hvor interesser fra ulike brukere havner i konflikt, må det gjøres et valg om hvilke hensyn som er viktigst.

Tabell 15.1 viser en liste over de ulike krav som stilles av kundegruppene.

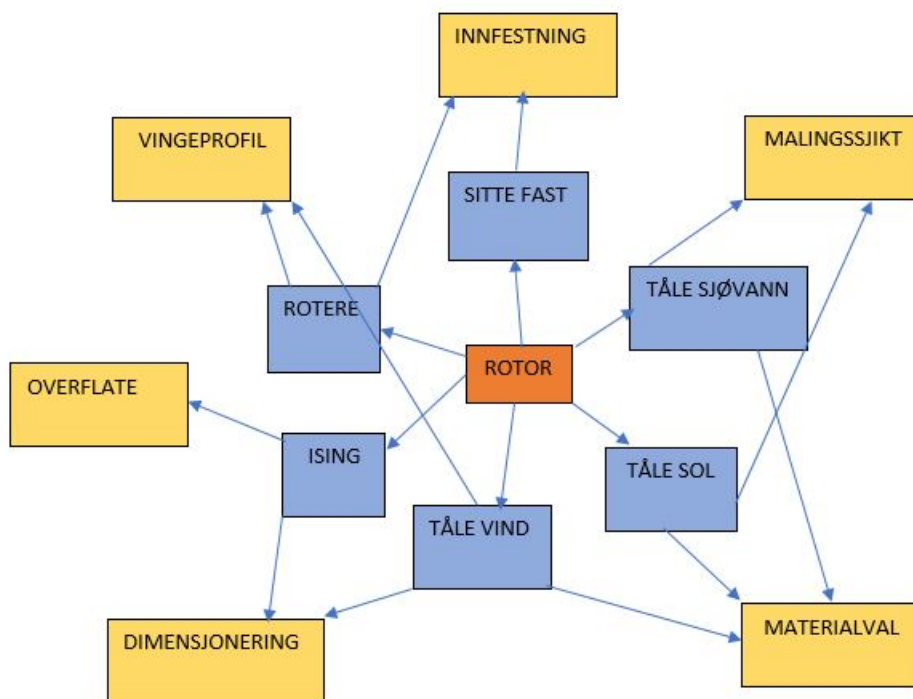
Brukergruppe	Ønskede kvaliteter	Nødvendige kvaliteter
<b>GETEK</b>	Billig og enkelt å ta i bruk	Trygt å bruke
<b>Kunde</b>	Pent og billig	Gir god effekt
<b>Selger</b>	Pent og billig	God fortjeneste
<b>Montør</b>	Lett å montere og veier lite	Trygt å montere
<b>Installatør</b>	Lett og raskt å reise/senke og veier lite	Trygt å reise/senke
<b>Transportør</b>	Veier lite og lett å håndtere	Må passe inn i transportmidlet
<b>Vedlikeholdsarbeider</b>	Lett og raskt å komme til for vedlikehold	Trygt å utføre vedlikehold

Tabell 15.1: Tabell over brukergruppenes krav

Det kommer frem av tabellen at flere av kundegruppene har de samme kravene. Vindturbinen bør derfor designes for å tilfredstille disse kravene. De felles kravene er at vindturbinen må være trygg, veie lite, være billig og se pen ut. Det gjøres en nøye gjennomgang på hva som kreves for en trygg konstruksjon i delkapittel 13 Sikkerhetsvurdering.

# 16. Rotorblad

## 16.1 Funksjonsdiagram



Figur 16.1: Funksjonsdiagram Rotor

## 16.2 Rotorbladets produktkravsspesifikasjoner

Dette er spesifikasjonene vi har å forholde oss til før vi begynner med utviklingsarbeidet.

Produktkravsspesifikasjon for rotorblad	
Total lengde	0.67m
Material	må tåle sjøvann, ising og vindstyrke 70m/s
Vingeprofil	Går ut ifra tidligere bacheloroppgåve frå fornybar energi
Overflatebehandling	Tåle sol, vann og is
Vekt	Så lav som mulig, for å minke turbuensen, tidligere blad var rundt 2,5kg
Styrke	må tåle 70m/s vind utan å få for stor utbøying eller skade.
Max utbøying	201mm
Påkjenninger	Må dimensjoneres fro 30mm islag

Tabell 16.1: Produktkravsspesifikasjon for rotorblad

## 16.3 Bakgrunn for valg av vingeprofil og dimensjoner

Valg av vingeprofil er en sentral del av bladdesignet. Hvilket vingeprofil gruppen har valgt, og hvorfor, blir diskutert i denne kapitlet.

Som nevnt tidligere, er gruppens oppgave en videre utvikling av en tidligere bacheloroppgave. Bakgrunn for vårt valg av vingeprofil tar derfor utgangspunkt i vingeprofilene som er presentert i deres rapport. I rapporten er det presentert tre profilmiljøer (NREL-S Familien, NACA Familien, SG Familien) som de hadde gjort tester og beregninger på.

**NREL-S profilmiljøet** basere seg på en familie vingeprofil, utviklet av NREL for småskala vindturbiner. Bladet ble designet med aerodymiske karakteristikk for 18 seksjoner, jevnt fordelt fra roten til tuppen. Profilene ble kategorisert som tykke, med høy løft koeffisient og er regnet som støysvake (Stig Yngve Martinsen 2017). Se tabell 16.2.

Blad seksjon	Profil	Relativ tykkelse [%]
Rot	NREL-S835	21.3
Primær	NREL-S833	18.2
Tupp	NREL-S834	15

Tabell 16.2: Vingeprofilseksjoner fra NREL-S profilmfamilien

**NACA profilmfamilien** basere seg på en familie vingeprofiler, utviklet av NACA. Dette designet benytter en vingeprofil gjennom hele bladets lengde. Profilen er kategorisert som tykke med høy løft koeffisient, og den antas å kunne håndtere større påkjenninger ved sterk vind. Bladet er designet med aerodynamiske karakteristikk for 18 seksjoner jevnt fordelt fra roten til tuppen (Stig Yngve Martinsen 2017). Se figur 16.3

Blad seksjon	Profil	Relativ tykkelse [%]
Primær	NACA4415	15.1

Tabell 16.3: Vingeprofilseksjoner fra NACA profilmfamilien

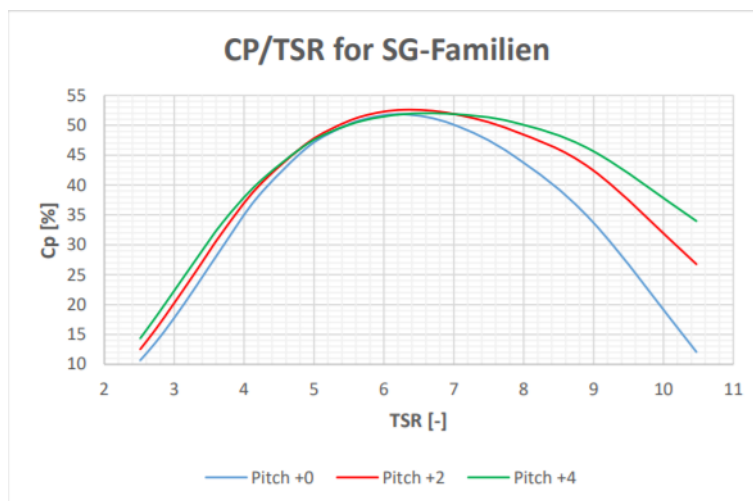
I likhet med NREL-S Familien er **SG profilmfamilien** konstruert for småskala vindkraftverk. Rot profilen er tykk, og danner dermed grunnlag for å håndtere ekstreme værforhold. Primærprofilen har en moderat tykkelse som danner grunnlag for god ytelse. Det ble gjort teste av forskjellige vingeprofil kombinasjoner med SG6040. Profilen som jobber best sammen, med hensyn på Cp-TSR kurve og som danner godt grunnlag for å håndtere ekstreme værforhold er som vist i tabell 16.4 (Stig Yngve Martinsen 2017)

Blad seksjon	Profil	Relativ tykkelse [%]
Rot	SG-6040	16
Primær	SG-6043	10.1

Tabell 16.4: Vingeprofilseksjoner fra SG profilmfamilien

Pitch	TSR bredde ( $C_p \geq 40\%$ )	$C_{pMax}$	$C_{pMerke}$
+0	8.4-4.4	51.8	48.7
+2	9.3-4.2	52.6	49.3
+4	9.7-4.2	51.9	48.9

Tabell 16.5: Virkningsgrad for SG-Familien

Figur 16.2:  $C_p$  som funksjon av TSR for SG-Familien

Vingeprofilene for de forskjellige profilmiljene ble analysert i xfoil. Analysen for vingeprofilene ble gjort gjentatte ganger slik at reynoldstallet i programmene matlab, xfoil og Ashes stemmer overens. Når reynoldstallet er stabilisert ble siste analyse gjort for å få de optimaliserte verdiene for  $C_l$ ,  $C_d$  og  $\alpha$  til gitt vingeprofil (Stig Yngve Martinsen 2017).

Under er det tatt med tabeller som viser resultater for  $Re$ ,  $C_l$ ,  $C_d$  og  $\alpha$  for respektive profilmiljer:

Profil	Reynoldstall	$\alpha$	Cl	Cd	a
NREL-S835	300.000	5 °C	0.7549	0.01244	60.6832
NREL-S833	336.000	4 °C	0.7265	0.01054	68.9278
NREL-S835	365.000	5 °C	0.6802	0.00982	69.2668

Tabell 16.6: Verdier bruk til bladesign av NREL-S Familien

Profil	Reynoldstall	$\alpha$	Cl	Cd	a
NACA4415	235.000	6 °C	1.0413	0.01426	73.0224

Tabell 16.7: Verdier bruk til bladesign av NACA-S Familien

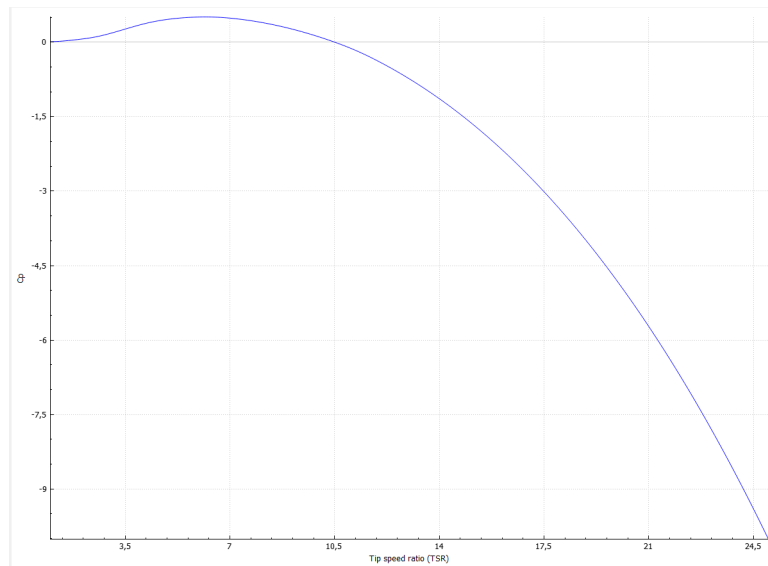
Profil	Reynoldstall	$\alpha$	Cl	Cd	a
SG-6040	210.000	7 °C	1.0462	0.01483	70.5461
SG-6043	206.000	4.5 °C	1.1737	0.01206	97.32172

Tabell 16.8: Verdier bruk til bladesign av SG Familien

I følge rapporten til tidligere bachelorgruppe, er alle tre profildesignene robuste, med gode aerodynamiske egenskaper. Forskjellen ligger i forholdene mellom soliditet og aerodynamiske ytelse, samt hvor god variasjon i vindhastigheter blir håndtert med hensyn på virkningsgrad (Stig Yngve Martinsen 2017). Noe som gjorde det vanskelig for gruppen å bestemme hvilket design som best tilfredsstillte oppdragsgiverens kriterier og ønsker. Gruppen bestemte dermed å gjøre egne analyser på Ashes, for å avgjøre hvilken profilmfamilie som er mest aktuelt å bruke i videre studier basert på  $C_p$  verdi og soliditet.

Etter gjentatte simuleringsanalyse på Ashes, var det SG profilmfamilien som skilte seg ut

mest med høyest og mer stabilt  $C_p$  verdig, se figur 16.3. Dermed valgte gruppen denne profilmfamilien for videre studier i SolidWorks Simulation.



Figur 16.3:  $C_p$  som funksjon av TSR for SG-Familien fra Ashes

## 16.4 Valg av lengde på rotorblad

Det ble bestemt i samarbeid med oppdragsgiveren å bruke en mindre rotordiameter. Diameteren på dagens rotor er på 2.4m. Oppdragsgiveren ønsker dermed at vi designer rotoren med en kortere diameter på 1.6m. Dette vil gi en radius på 0.80m på rotoren, hvor 0.127m vil tilsvare radius på huben. Lengden på det nye bladet ble dermed 0.673m.

## 16.5 Rotorblad - Materialstudie

Vindturbinar blir utsett for veldig mange lastvekslingar i løpet av brukstida. I val av material er det derfor viktig å velje eit material som har høg utmattingsfastleik (Rogers 2010a). Det er også viktig for rotorblada at desse har nok stivhet slik at dei ikkje bøyer seg så mykje at dei kjem i kontakt med masten under rotasjon.

Dei siste 20 åra har rotorblad blitt framstilt i stål, aluminium, komposittmateriale som laminert tre, fiberglass, polyester-harpiksar, epoxyar og karbonfiber (Tangler, 2000). Stål

og aluminium veg for mykje og har låg utmattingsfastleik samanlikna med moderne komposittmaterial. Komposittmateriale er det mest brukte materialet i rotorblad nå (Rogers 2010a).

Det er viktig at rotorblada veg lite og ein må sjå etter eit lett material. Høg vekt på rotorbladet kan gje større tregghetsmoment og bevegelsesmengd, dette påverkar bladets utmattingsfastleik og levetid. Ved høg vekt blir det større utfordringar med turbulens (Tangler, 2000).

Dei største fordelane ved bruk av komposittmateriale er at det er enkelt å produsere til ynskja aerodynamisk form, den har høg styrke og høg stivet i forhold til vekt. Andre fordelar er at de ikkje rustar eller leier elektrisitet. Komposittar er motstandsdyktige mot miljøpåverknad og kan lett produserast på mange ulike måtar (Rogers 2010a).

### 16.5.1 Glassfiber

Glassfiber er tynne fibrar framstilt frå smeltet glass. Glass er eit stivt og samtundes veldig elastisk material heilt til det når sitt bristepunkt. Tynne fiber trukket av glass er bøyelige, men også spenstige, slik at dei rettar seg ut igjen uten varig deformering så snart bøyekrafta fjernast. Glassfiber med tettleik på ca.  $2,55\text{g/cm}^3$  har utmerkede fasthetsegenskaper. Elastisitetsmodulen ligg på ca.  $70\text{kN/mm}^2$  og bruddforlenginga er på 3,5%. Fibra strekk seg elastisk etter Hookes lov heilt til bruddgrensa. Strekkstyrken er  $1-4\text{kN/mm}^2$ , og det er denne som nyttiggjerast ved armering av plast etter eit prinsipp analogt med armert betong (SNL 2018). Av armert plast framstillast til dels rotorblad. Då legg en lag på lag med glassfiberduk og fikserer dette med polyester harpiks eller epoxy.

### 16.5.2 Karbonfiber

Dette er svart kunstfiber som består av nesten reint karbon. Det utmerkar seg med si høge strekkstyrke og stivhet, varme og kjemikaliebestandighet, samtidig som tettleiken er låg ( $1,7-2,0\text{ g/cm}^3$ ) i forhold til mange konkurrerande material (glassfiber, Metall) (SNL 2018). Karbonfiber er om lag 8 gangar meir kostbart enn glassfiber, og brukast derfor ofte i kombinasjon med vanleg glassfiber (Rogers 2010a).



### 16.5.3 Naturfiber og plantefiber

Ein kan bruke komposittmateriale som er av naturfiber. Til dels brukes sisal, et fiber fra agaveplanten, eller ulike tresortar som douglasgran (Rogers 2010a). Fordelen med bruk av naturfiber er at desse er lett tilgjengeleg, rimelege og miljøvennlege. Det som er utfordrande ved bruk av naturfiber er at dei har veldig varierende kvalitet og tek til seg mykje fuktighet (Mishnaevsky Jr., et al., 2017). Det er gjort studier på bambuspoplar epoxy som viste god styrke og stivhet, og at det fungerte bra som erstatning av syntetiske komposittar (Holmes, et al., 2009). Bambus er ein tresort som brukar lite vatn samanlikna med andre tresortar og dei veks raskt, derfor er det eit lovende alternativt material i rotorblad (Mishnaevsky Jr., et al., 2017).

Det er framleis litt nytt territorium med bruk av naturfiber til fordel for syntetiske material, men en kan med god forbehandling av naturmateriala oppnå god styrke og høg utmattelsesfastleik (Holmes, et al., 2009).

### 16.5.4 Bindemiddel

I følge J.F.Manwell et.al.(2010) er det er tre bindemiddel som hovedsakeleg blir brukt for å binde saman komposittar. Desse er usaturert polyester, epoxy og vinylester. Desse bindemidla startar i flytande form og blir fast form ved herding eller tilsetting av katalysator. Alle tre er sprø etter at dei blir i fast form. Dei ulike bindemidla har ulike styrker og svakheter. Så valg av bindemiddel har effekt på eigenskapane til kompositten.

Den som har vore mest brukt i vindturbinar er polyester, dette på grunn av at den har kort herdetid og låg kostnad.

Epoxy er sterkare, krympar mindre i herdingsprosessen, og har betre kjemisk motstandskraft, men er omlag 50% dyrare enn polyester og tar lengre tid på å herde (Rogers 2010a).

	Karbonfiber	Glassfiber	Naturfiber
$g/cm^3$	1,7-2,0	2,55	0,1-1,25

Tabell 16.9: Tabell over tettleik i ulike material

## 16.6 Antagelser for brudd på tidlig rotorblad

Som nevnt tidligere, har den nåværende rotoren på SVIAB VK-240 under drift vært utsatt for påkjenninger hvor rotorbladet har tatt fatale skader i form av brudd. På grunn av dette har oppdragsgiveren (GETEK AS) et ønske om et nytt rotordesign som skal være i stand til å operere ved ekstreme værhold (Se kap.1.2.).

Gruppen ønsket å undersøke de ødelagte rotorbladene for å finne årsaken til bruddet. Dessverre eksisterte ikke de ødelagte bladene lenger, og det fantes heller ikke mer informasjon om årsaken til bruddet.

Gruppen skal gjøre sine egne antagelser basert på tilgjengelig informasjon fra oppdragsgiver. I møte med oppdragsgiveren og igjennom studier av tidligere arbeidstegninger ble gruppen informert om material, produksjonsmåte, tidligere eiere av SVIAB VK-240 og geografisk plassering av SVIAB VK-240.

Gruppen har kommet frem til en liste med antagelser på faktorer som kan ha ført til at rotorbladet har gått i stykker.

- Produksjonsfeil
- Svikt pga. ekstremvær
- skade fra UV-stråling
- Geometrisk feil
- Feil lengde på bladet
- Feil material

Det har vært usikkerhet rundt hvordan bladene er produsert. GETEK kunne informere om at bladene er laget av en enkeltperson som muligens ikke hadde riktig utstyr for presisjonstilvirkning av bladene. De ble som tidligere nevnt også produsert 5cm lenger enn det som står i produktbeskrivelsen.

Disse faktorene vil gruppen ta hensyn til når vi utvikler rotorbladet.

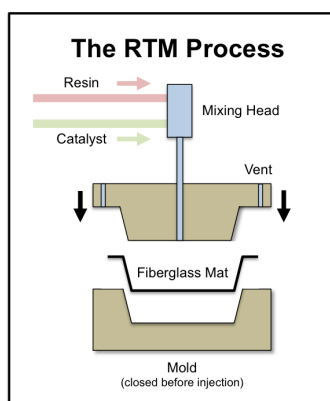
## 16.7 Produksjonsmetode for rotorblad

Små rotorblad brukar fleire ulike material og produksjonsmetodar enn til dels store turbinar. Dette kjem kanskje frå at det ikkje er eit område som er så standardisert eller undesøkt som i store vindturbinar. Det er mykje forsøk med bruk av meir miljøvenlege material. Her vi dei vanligaste metodane bli beskrive. Produksjonsmetoden varierar etter kva slags material ein har valgt(Clausen, Reynal og Wood 2013c).

Dersom tre er materialet i rotorbladet kan ein bruke ei CNC maskin til å skjære ut bladet. CNC-maskiner som er nøyaktige nok, er dyre å kjøpe og leige. Ein kan bruke kopieringsmaskin, men desse har dårleg nøyaktighet. Også handutskjæring blir for unøyaktig(Clausen, Reynal og Wood 2013c).

Ved bruk av Fiberforsterkakomposittar er mengden blad som skal produserast relevant for valg av produksjonsmetode. Dersom ein skal produsere store kvantum kan ein investere i dyrare produksjonsutstyr, enn dersom ein kun skal produsere få. Det er veldig viktig at forma på rotorbladet blir riktig og er presis, sidan små endringar i på overflata vil endre dei aerodynamiske eigenskapane til bladet(Clausen, Reynal og Wood 2013c).

Det er to metodar som blir mykje brukt til produksjon av små turbinblad i fiberforsterka komposittar, det er RTM (Resin Transfer Moulding), og Vakuum infusjon.



Figur 16.4: RTM

RTM er ein støypeprosess med lukka form. Ein legg fiber i forma og lukker denne, så tilfører ein bindemiddel (resin), deretter varmeherdar ein forma og bindemiddelet blir hardplast. Det kan vere vakuum assistert. Då sug ein ut lufta og vil få eit boblefritt resultat. (Kalpakjian, Schmid og Vijay Sekar 2014). RTM gir eit presist resultat gang på gang og er bra til masseproduksjon av blad. Det er dyrt dersom ein kun skal lage få produkt, då ein må investere i å lage forma (Clausen, Reynal og Wood 2013c).

Vakuum infusjon er billigare enn RTM dersom ein kun skal produsere eit lite antall blad. Ein treng ikkje lage ei dyr form, men det er arbeidsintensivt då det ikkje går av seg sjølv å produsere. Ved vakuum-

infusjon vil ein få meir fibertettleik enn i til dels ein RTM. Altså brukar ein mindre bindemiddel og det vert billegare. Problemet med dette er at produktet blir meir fleksibelt og får meir utbøying enn ved RTM. For å hindre dette må ein legge inn forsterkingar i midten og dette kan resultere i at det ein har spart på redusert bindemiddel, blir brukt på å forsterke produktet på andre måtar(Clausen, Reynal og Wood 2013c; Moore 2016).

## 16.8 Samanlikning med andre småskalavindturbinar

Ser på tre andre småskala vindturbinar og litt samanlikning av data med Sviab-VK240.

Tekniske spesifikasjoner	Zohan 600W	SilentWind24V	Bornay600	Sviab-VK240
Antall rotorblad	3	3	2	3
Rotordiameter	1,8 m	1,15 m	2 m	2,4 m (2,5 m)
Rotormaterial	Nylon fiber	Karbonfiber	Fiberglass, karbonfiber	Polyurethane
Nominell effekt	600 W	450 W	600 W	750 W
Hastighet				
For start	2,5 m/s	2,0 m/s	3,5 m/s	2-3 m/s
For nominell effekt	12 m/s	14,5 m/s	11,0 m/s	11,0-12,0 m/s

Tabell 16.10: Tabell for samanlikning med andre småskalavindturbin

### 16.8.1 Andre produksjonsmetoder av rotorblad

SilentWind lagar sine rotorblad i ein miks av glassfiber og karbonfiber. Blada er handlaminert. Desse fibera tåler UV betre enn til dels ved bruk av granulat til injeksjons støyping. Det å handlage rotorblada tar lengre tid og er har høgare kostnad enn ved støyping. Ein har god kontroll over forma på produktet og det gir eit meir slitesterkt produkt. vanskelig å produsere mange identiske produkt.

Bornay brukar resin transfer moulding (RTM) i sin produksjon av rotorblad (sjå brettetida). Dei brukar også ei blanding av glass og karbonfiber. Fordelen med denne teknikken er at det gir glatt overflate, rask produksjon og identiske produkter.

Zohan brukar nylonfiber som er støypt grå granulat. Dette er ein rimelig produksjonsmetode, men ikkje like presis og slitesterk som de teknikkene SilentWind og Bornay brukar.

## 16.9 Anti-is teknologi på Sviab vk240 rotorblad

Det har blitt forklart rundt ulike former for anti-is og avisingssteknologiar i teoridelen. Her beskrivers det hvilke teknologier som er aktuelle å bruke på SVIAB VK 240.

På små vindturbinar er det anti-ising som er mest relevant sidan desse turbinane ikkje produserer nok straum til å kunne bruke elektrisitet på å varme opp rotorbladene. Derfor er anti-ising det som er relevant å bruke på Sviab VK240.

Noko som har vist lovande testresultat i ulike forskningsartiklar er isfobisk material. Desse svekker isens mulighet til å feste seg til overflaten ved at den har ein låg overflatespenning. Eit slikt material er til dels PDMS polydimethylsiloxane. Dette materialet er konkludert til å ha gode eigenskapar for anti-ising(Ruan mfl. 2017). Eit av problema med desse materiala er at det ikkje er gjort så mange studier over tid som ser på kor lenge materiala varar.

Men (Ruan mfl. 2017) har testa ut varighet og styrke til materialet PDMS. Deira konklusjon var at materialet etter 34 ising- og avisings-syklusar hadde overflata kun mindre endring frå 163 grader slippvinkel til 140 grader slippvinkel. Dei utsette også materialet for slitasje ved å pusse det med sandpapir med ein kraft på 14.4 KPa i ein meter. Då vart også slippvinkelen redusert frå 163 grader til 140 grader. Så det vil vare over ein lengre periode enn andre isofobiske material.

I dei områda vi har sett på er det kun to av tre som har isingsdata på NVE sitt værkart, Anda fyr og TRæena fyr(Kjeller Vindteknikk 2009). Begge er plassert ute på øyer i havgapet, der det ifølge værkartet er 0-50 t/år med ising, som er den lågaste kategorien for ising. Og det vil derfor vere få gongar i året det blir ising på vindturbinen.

Så ei overflatebehandling med PDMS ville antakeleg vere nok til å hindre store isansamlingar på vindturbinen. Så dersom dette produktet var tilgjengeleg på marknaden kunne ein ha valgt å bruke det til overflata av turbinblada, for å hindre ising. Men Så langt er det berre i eksperimentfase (Fakorede mfl. 2016).

Så den anti-isingsteknikken som er mulig å få til og brukbar på småskala vindturbinanlegg er å male turbinblada svarte, med UV-beskyttande måling. Dette kan som tidligare nemnt

på varme og solfylte dagar endre dei mekaniske eigenskapane til rotorbladet. Og sidan vindturbinane er plassert i område der det er lite eller ingen isingstilfeller kan det vere at dette vil vere tilstrekkeleg avising for vårt rotorblad. I tillegg vil vi teste om turbinblada er dimensjonert for ising, ved å følge standarden for design av småskalavindturbinar NEK 61400-2.

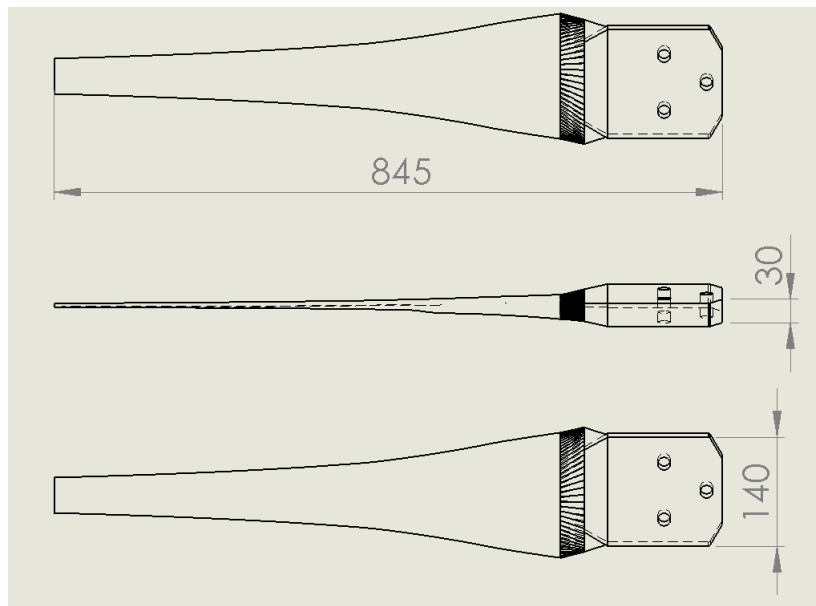
## 16.10 Struktur og Utforming

Rotorbladets utforming tar utgangspunkt i vingeprofilen til eit av blada som vart utvikla av den tidlegare bachelor gruppa. Den gruppa hadde ikkje teke hensyn til innfestinga då dei ikkje skulle konstruere bladet ferdig. Så for å få ferdig strukturen måtte ein legge til innfestinga og denne tar utgangspunkt i arbeidsteikningar frå Sviab VK 240. Vidare for å sette saman innfestingsdelen og vingeprofilen måtte ein lage ein overgang. Har var utfordringa å ikkje få for store skjervar og få ein god lfyttande overgang.

Bladet endte opp med å bli litt lengre enn det som var utgangspunktet, då Ashes ikkje tek hensyn til innfestinga. Så bladet har endt opp med å få ein lengd på 0,865m.

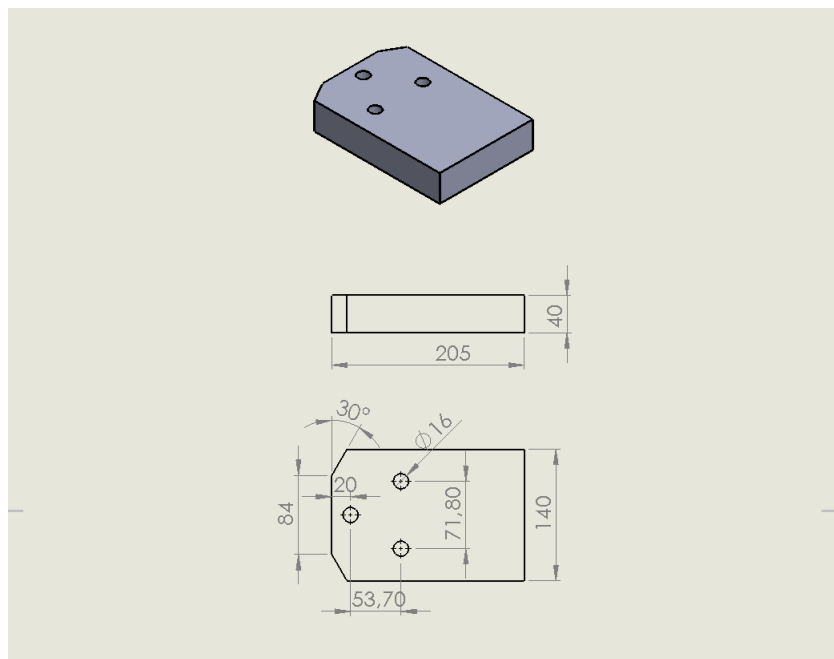
### 16.10.1 Endelig dimensjon

Figur 16.5 viser det endelige lengde til bladet når innfestningen er satt på. Overgangen fra vingeprofilen til innfestningen er som vist på figuren grunnet kompleksiteten i vingeprofilens geometri. Bredden på innfestningen ble satt til 30 mm for å tilpasse den til geometrien på vingeprofilen. På den eksisterende rotorbladet er tykkelsen større, som vist i figur 16.6. Hovedhensikten med festet er for å sette på en fastholdning i FEA programmet SolidWorks på rotorbladet. Tykkelsen på festet har derfor ikke mye å si for simuleringen.



Figur 16.5: Her vises rotorbladet totale lengde og tilpasset bredde på festet

I figur 16.6 vises dimensjonene til innfestningen på eksisterende rotorblad som brukes på Sviab VK-240. Tykkelsen har er større enn det som brukes på prosjektgruppens rotorblad. Dette var som nevnt tidligere for å tilpasse tykkelsen med vingeprofilens geometri.



Figur 16.6: Her vises oversikt over dimensjoner på festet til eksisterende rotorblad



## 16.11 Materialval Rotorblad

Rotorblada skal produserast i Karbonfiberforsterka glassfiber, med epoxy som bindemiddel. Dette er det samme materialet dei har brukt tildligere, muligens med unntak av val av bindemiddel og at dei hadde ein kjerne av polyurethane-skum.

Dei lagast ved vakuumasistert RTM. der ein fyller forma med karbonfiber. Så lagar ein vakuum og sug inn epoxyen. Dermed bruker ein ikkje meir enn naudsynt med epoxy og ein får eit sterkare produkt utan luftbobler. Dette gjer også rotorblada meir motstandsdyktige mot varme og sol. Det skal tilsettast svart pigment i epoxyen slik at turbinblada vert svarte og is vil smelte raskare.

Karbonfiber er sterkt og lett. Det er eit forholdsvis dyrt material, men har blitt mykje billigare med åra. Det rustar ikkje. Sjå vedlagt info om materialet frå CES edupack.

Material	krav							
	styrke	lav vekt	pris	temp (-37C-30C)	ferskvann	sjøvann	UV	
Karbonfiber epoxy	+++	++	--	+	+	+	-	
Karbonfiber resin	++	++	-	+	+	+	--	
Glassfiber epoxy	+	+	+	+	+	+	-	
Glassfiber resin	+	+	+	+	+	+	-	

Tabell 16.11: Kvalitetar ved ulike material

Etter å ha gjort simuleringar og handberekningar på rotorbladet med informasjonen om materialet kommer det frem at bladet tåler alle påkjenningane med veldig god margin. Det kan derfor være mogleg å velge eit svakare og billigare materiale dersom ein ynskjer dette. Tildels Glassfiber epoxy, med samme produksjonsmetode. Då må ein sjølvsagt rekne seg igjennom standarden igjenmed verdiane for dette materialet.

## 16.12 Endelige spesifikasjoner

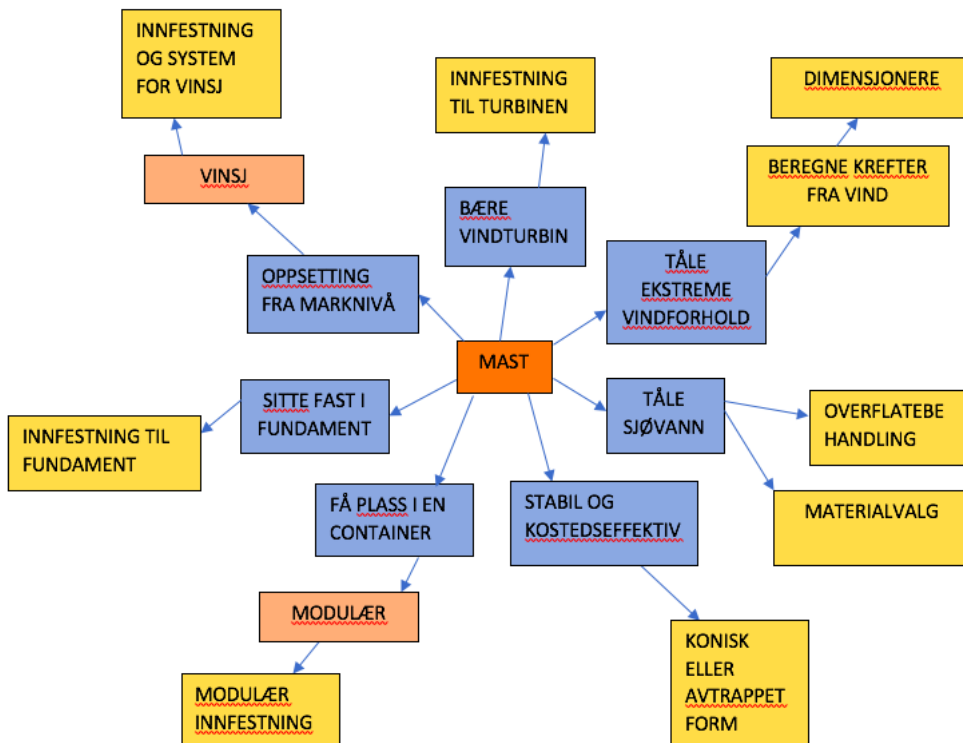
Endelige spesifikasjoner for rotorbladet	
Total lengde	0,845m
Maks tjukkelse	0,04m
Volum	$1,26 \times 10^9 mm^3$
Material	Karbonfiberforsterka epoxy, sjå CES edupack vedlegg
Vingeprofilar	SG 6040, SG 6043
Overflatebehandling	Tilsatt svart pigment i epoxyen
Vekt	1,932 kg

Tabell 16.12: Endelig spesifikasjon for rotorblad

# 17. Mast

## 17.1 Funksjonsdiagram

Funksjonsdiagrammet visualiserer som er viktig for masten og hvilke problem som vi trenger å løse.



Figur 17.1: Funksjonsdiagram for masten

De *blå* rutene viser hvilke krav masten har og de *gule* rutene viser hva vi må gjøre eller løse.

## 17.2 Mastens produktkravspesifikasjon

I figur 17.1 ser vi resultatet fra de forskjellige analysene vi gjort i form av en produktkravspesifikasjon.

<b>Produktkravspesifikasjon for masten</b>	
Form	Konisk selvbærende mast
Total lengde	10.5m
Modulær	3 biter
Modulær lengde	3.5m
Maksimal total vekt	1000 kg
Korrosjonsbestandig	Mot sjøvann
Oppsetting	Uten kran (fra marken)
Reparering	Kan enkelt tas ned
Bruk av fundament	Ja
Bære turbin og maskinhus	95kg
Tåle påkjenninger fra vind	70 m/s
Kritisk moment ved roten	54614 Nm

Tabell 17.1: Produktkravspesifikasjon for mast

### 17.3 Teknologianalyse

Turbinen og maskinhuset er plassert på toppen av masten, og sammen utgjør disse delene vindturbinen. Masten finnes i flere ulike utforminger og materialer som hver takler ulike utfordringer godt. Under følger en liste over hensyn som må tas i betraktning i designfasen av en mast for vindturbin.

1. Form
2. Oppsetting
3. Høyde
4. Stabilitet
5. Vibrasjoner
6. Transport
7. Knekking

8. Materialvalg

## 17.4 Form

Mye av styrken til masten avhenger av formen. En oversikt over tre vanlige former vises i figur 17.2. Den mest utbredte formen i dag er den koniske sylindervermen man ser i de fleste vindparker. Denne bruker en hul sylinderver med relativt tynne vegger som gradvis får mindre ytterdiameter med høyden. Dette gir en svært stabil form som gir lavere materialbruk. Typisk for små vindturbiner er bruken av barduner som sørger for stabilitet for masten. Den lange og tynne profilen til masten for små vindturbiner gjør den utsatt for å falle, og bardunene bidrar med den styrken masten ellers mangler.

Tidligere har det vært vanlig å bruke fagverkstårn. Disse bruker mindre materialer enn de fleste andre alternativer, og sparer inn en del kostnader på det. De har også en fordel med at luftstrømmen får fortsette fritt gjennom masten bak rotorbladene. Det oppstår ellers en sone med turbulens mot tårnet som kan redusere rotasjonshastigheten og gi utmattende belastninger. Fagverksmastene har i senere tid falt av i popularitet grunnet vedlikeholdshensyn og lang tilvirkningstid som gjør dem uegnet for serieproduksjon for større vindparker.

For små vindturbiner blir det av og til brukt tre master istedenfor én. Dette gjør at hver enkelt mast kan være tynnere og formen gir økt stabilitet. Det bruker mer plass og gir et større fotavtrykk. Selv om mastene er tynnere hver for seg, brukes det mer materiale enn for andre løsninger. Det krever også flere innfestningspunkter og mer tid brukt på innfestingen. Dette gjør at oppsetting og demontering av denne løsningen tar lengre tid.



Figur 17.2: Konisk sylindermast, fagverksmast og trebeint mast. De to førstnevnte er de mest utbredte masttypene

## 17.5 Oppsetting

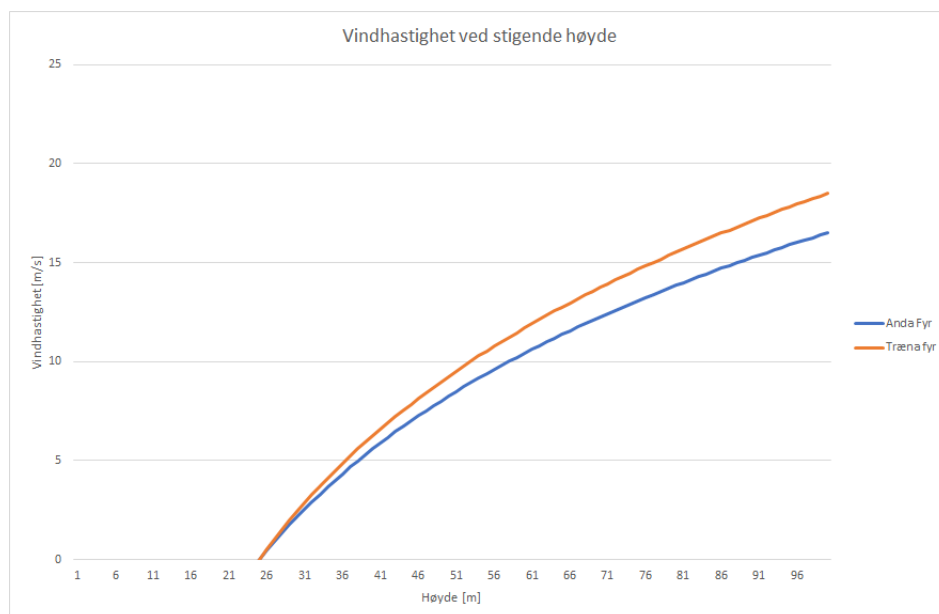
Oppsetting av små vindturbiner foregår på flere ulike måter. Vanligst er å bruke vaier festet til toppen av masten som dras med vinsj eller bil. Det brukes også hydrauliske løftesystem som festes på bunnen av masten og kan løfte selv store og tunge master. Hovedfordelen med metodene som brukes er at man slipper å bruke kran. Større vindturbiner er avhengige av store, dyre kraner som må transporteres langt og bruker mye tid. De små vindturbinene har en fordel i å kunne transportere utstyret til oppsetting sammen med masten.

## 17.6 Høyde

En høyere mast betyr høyere gjennomsnittsvind, men også større materialkostnader. Bestemmelse av den ideelle msthøyden avhenger av flere faktorer:

- Mastkostnad per meter
- Vindhastigheter avhengige av høyden over bakken
- Ekstra fortjeneste fra større elektrisitetsproduksjon

Det bør settes opp en egen beregning over dette for bruksområdet til vindturbinen, hvor man finner frem til krysningspunktet mellom disse faktorene og dermed bestemmer høyden. Kostnaden av masten pleier å avhenge lineært av høyden. Effekten en høyere mast har på gjennomsnittsvinden avtar ved store høyder, så gevinsten ved en høyere mast faller raskere av desto høyere man bygger.



Figur 17.3: Vindhastigheten som funksjon av høyde over bakken (Rogers 2010b)

Figur 17.3 viser en teoretisk modell for vindhastigheter ved varierende høyde gitt av Wortman, (Rogers 2010a), side 45. Modellen brukes her til å vise at vindhastigheten stiger med høyden over bakken, men veksten avtar sakte.

På grunn av dette vil den ekstra fortjenesten ved større effekt bli lavere enn kostnaden ved å bygge høyere. Det er også en utfordring ved høye master at egenvekten blir så høy at kreftene på systemet blir veldig store. Dette krever større veggtykkelse og mer materialbruk som da øker kostnaden av masten.

## 17.7 Stabilitet

Høye master står i fare for å kollapse dersom de har for lav stabilitet. Det er flere faktorer som spiller inn på stabiliteten til en mast. Plasseringen av alle komponenter på toppen av masten påvirker massesenteret, som bør ligge på senterlinjen til masten for å forhindre store bøyekrefter. Dersom massesenteret ligger utenfor senterlinjen vil en side av masten være i trykk, og motstående side være i strekk. Dette gir store påkjenninger i konstruksjonen. Massesenteret bør også ligge så lavt som mulig, for å gi økt stabilitet.

Formen til masten spiller en stor rolle, og bør utformes slik at mest mulig areal havner symmetrisk lengst mulig borte fra massesenteret. Når vi lager det slik at mest mulig av arealet havner borte fra massesenteret, øker vi arealtreghetsmomentet og dermed stabiliteten til masten. Alt innvendig areal i masten har liten til ingen påvirkning på stabiliteten til masten, og kan fjernes for å spare material og vekt. Fagverksmastene har her en fordel, da utformingen naturlig bygger på konseptet om at alt arealet er fjernet fra senterlinjen. Det er også vanlig å lage hele master som er sekskantede eller åttekantede med hule innsider. Dagens sylindriske master er blant de bedre løsningene for stabiliteten, hvor den runde formen tåler krefter i alle retninger og gir stort areal borte fra sentrum. Disse mastene er også hule på innsiden, og for store vindturbiner brukes innsiden til stige eller heis for vedlikehold av de øverste delene.

Stabiliteten kan forbedres ved å støtte opp i utsatte områder. Dersom lengden av masten blir for stor, kan det være aktuelt å skape innvendige forankringspunkt som bidrar med ekstra stabilitet. Med master som leveres i seksjoner og boltes sammen kan sammenføyningspunktene være utsatte for større krefter, og burde støttes opp av annen geometri.

## 17.8 Vibrasjoner

Den dimensjonerende faktoren for frekvensberegninger for masten er rotorbladene og rotasjonshastigheten deres. Når rotorbladene roterer passerer de på det laveste punktet foran masten. Da vil vinden stoppe i rotorbladet, og ikke lenger treffe masten i et kort øyeblikk. Rotorbladet roterer så ut og lar vinden treffe masten. Dette fører til en vekslende



last på masten som gir svingninger (Rogers 2010a).

Egenfrekvensen til et mekanisk system defineres ved formelen:

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

(William T. Thomson 1998)

Her er  $f_n$  egenfrekvensen i hertz,  $k$  er fjærkonstanten i  $\frac{N}{m}$ ,  $m$  er massen til systemet i kg,  $g$  er tyngdeakselerasjonen i  $\frac{m}{s^2}$  og  $\delta$  er utbøyningen i meter.

Definisjonen er for et system uten innebygd demping. Demping er komponenter som brukes til å redusere svingningene i systemet, og dersom dette brukes endres også egenfrekvensen. Typisk så vil dempingen både senke egenfrekvensen og senke utslaget ved egenfrekvensen. Et system uten demping vil kunne få store utslag når det treffer egenfrekvensen og det er derfor å foretrekke å ha demping dersom det risikerer å komme nære egenfrekvensen. Dette kan utnyttes brukes hvis egenfrekvensen ligger i et ugunstig område (William T. Thomson 1998).

Egenfrekvensen til et system avhenger av massen og stabiliteten til systemet. Ved å senke massen eller øke stabiliteten vil egenfrekvensen senkes. Dette betyr for masten at den bør være lett og stabil hvis den skal unngå å treffe egenfrekvensen under drift. Egenfrekvensen kan beregnes for hånd for enkle system, men masten er såpass kompleks at det må brukes simuleringsprogram for å få nøyaktige resultater.

For å analysere effekten av svingninger på masten og deres tendens til å treffe mastens egenfrekvens brukes det etter standarden et Campbelldiagram. Diagrammet plasserer rotorens rotasjonshastighet og frekvens sammen med mastens egenfrekvenser. Når man videre antar at rotorens rotasjon gir vibrasjoner med samme frekvens i masten, kan man oppdage hvilke frekvenser rotoren burde unngå. Diagrammet og simuleringen av egenfrekvensen vises i delkapittel 20.1.

## 17.9 Transport

En turbinmast må transporteres til stedet den skal brukes, og man må derfor tenke på dette i designfasen. Store vindturbiner krever ofte ny infrastruktur med vegutbygging og båtkaier når de skal settes opp på avsidesliggende steder, da flere av delene er lange og krever brede veier for å komme frem. Med småskala vindturbiner blir utfordringene helt annerledes. Delene skal gjerne fraktes med bil eller helikopter, og da er det viktig at delene er små nok. Den maks tillatte størrelsen på delene avhenger av om det skal fraktes med varebil, tilhenger, lastebil eller lignende.

Kjøretøy	Lastkapasitet[kg]	Maks tillatt lengde av last[m]
<b>Tilhenger</b>	3500	14
<b>Varebil</b>	3500	2,6
<b>Semitrailer</b>	12000	12,4

Tabell 17.2: Data hentet fra norsk lovdata og statens vegvesen

Containertype	Lastkapasitet[kg]	Innvendige dimensjoner
<b>6ft Container</b>	2500	1,6 x 1,6 x 1,6
<b>10ft Container</b>	10000	2,8 x 2,3 x 2,3
<b>15ft Container</b>	9000	4,3 x 2,3 x 2,3
<b>20ft Container</b>	28000	5,9 x 2,3 x 2,3

Tabell 17.3: Data hentet fra RContainer AS

## 17.10 Kneking

For master uten tilstrekkelig stabilitet oppstår det kneking og dermed kollaps. Dette problemet er større for lengre master, og skjer når kreftene som påvirker masten blir for store. En seksjon av masten hvor kreftene bygger seg opp vil kollapse, og fører dermed til total kollaps. I denne rapporten er det ikke gjort knekingsberegninger, og legges derfor til som en del av det videre arbeidet.

## 17.11 Litteraturstudie om materialvalg til mast

Det finnes flere valgmuligheter av material for master og tårn. Idag er stål helt klart mest brukt, men det finnes faktisk bedrifter som lager tårn i tre og betong. For eksempel driver Siemens et forskningsprosjekt om å bruke betong til master på opp til 140m høyde. Og bedriften Innoventum lager vindturbiner med master av tre.

### 17.11.1 Stål

I både store og små vindkraftverk er det som sagt stål som er mest brukt i mast og maskinhus. Stål er et tilgjengelig materiale og enkelt å bruke i produksjonsprosesser. Samtidig har den en tilstrekkelig styrke mot brudd og utmatting hvis masten er dimensjonert riktig. Stål kan også enkelt galvaniseres for å få økt korrosjonsbestandighet.

De vanligste stålkvalitetene som brukes er S235 og S355. Dette er fordi de kvalitetene gir en god kombinasjon mellom styrke og kostnad. Bedre stålkvaliteter som for eksempel S460 og S690 gir høyere flytegrense og bedre utmattingsfasthet (hvis spenningskonsentrasjonsfaktoren holdes lav og sveising etterarbeides). Med høyere styrke kan det dimensjoneres med mindre materiale, men samtidig blir det ofte for dyrt for at det skal være aktuelt med de høyere kvalitetene. (World Steel Association 2012).

Stålkvalitet	Pris i forhold til S235
S235	100%
S355	103%
S460	110%
S690	170%

Tabell 17.4: Pris i forhold til S235

### 17.11.2 Betong

Betong er et materiale som lenge har blitt brukt sammen med stål i tårn. Men i de siste årene har det kommet forskning og prototyper på tårn som er lagd med enbart

betong som hovedmateriale. Betong har muligheten for å gi et stabilere tårn på veldig høye høyder (120 – 140 m), og kan være enklere å transportere på grunn av at tårnet blir bygget opp av flere moduler enn med stål (Siemens 2015). Også her finnes det bedrifter som allerede har tatt denne teknologien i bruk (Acciona Windpower, 2018).

Det finnes ikke noen særlig litteratur om betong i små vindkraftverk.

### 17.11.3 Tre

Tre er et materiale som er brukt veldig lite men som kan ha stor potensiale. Dette er på grunn av at tre er både billigere og mer bærekraftig enn stål og andre alternativer. Tre konstruksjoner er dog mer komplisert å lage. TimberTower GmbH er et firma som lager tårn i tre og sier at høyden potensielt kan bli opp til 200m og vekten betydelig mindre enn stål (GmbH 2018). Et annet firma som lager master i tre for små vindkraftverk er Innoventum, der mastene er i høydene 7-16m (Innoventum 2011).

## 17.12 Morfologisk tabell for konseptidéer

Tabell 17.5 viser en morfologisk tabell. Den har flere ulike designløsninger for innfestning mellom delene, hevesystemet for hele turbinen og innfestning mot bakken. Det gjøres her en gjennomgang av alle løsninger, for å kunne definere styrker og svakheter. Etter gjennomgangen kan det gjøres en kvalitativ vurdering av hvilke løsninger som burde brukes, og også styrken av disse løsningene satt sammen.

### 17.12.1 Modulær innfestning

#### Gjenger

Første løsning i tabellen er bruk av gjenger for å sette sammen delene. Denne løsningen gjør det veldig enkelt og fleksibelt å sette sammen deler i felt. Det krever lite ekstra utstyr, og med riktig utforming ved starten av hver gjenge vil det være enkelt å få delene sammen.

Modulær innfestning	Innfestning bakkenivå	Hevesystem

Tabell 17.5: Morfologisk tabell for konseptidéer

Sammensetningen av deler byr på enkelte utfordringer med tanke på vekten og lengden av delene. Det er vanskelig å være presis med mastseksjonene, og det kan bli en utfordring å rotere de. Produksjonen av disse delene vil bli en utfordring, da de færreste dreibenker kan dreie opp gjenger på et 3,5m langt rør. Det største problemet er styrken til gjengene. De tåler store belastninger i trykk og strekk, men svært mye mindre i bøy. Vinden vil gi svingninger i masten, og disse vil sannsynligvis kunne ødelegge gjengene over tid.

### **Flens med boltinnfestning**

Andre løsning er å feste flenser på utsiden av rørdelene. Disse flensene har hull til bolter som fester de ulike seksjonene sammen. Denne løsningen gir god fleksibilitet under dimensjoneringen, da man kan øke antall bolter for å sikre seg nok trykk mellom flensene til at seksjonene holdes sammen. Antall bolter gir også en ekstra sikkerhet ved visuell inspeksjon, hvor man kan oppdage at en bolt har røket før flere gjør det. Ved å legge til ekstra bolter utover det som trengs, kan én eller flere ryke og byttes ut før det blir et problem. Sammensetningen i felt er enkel og fleksibel, og gjør det mulig å bruke skrumaskin for å effektivisere arbeidet. Det gir også god mulighet til å løsne delene fra hverandre når turbinens levetid er over.

Det blir mange deler med denne løsningen, og desto flere om man må øke antall bolter for å få høyt nok trykk mellom flensene. Man får ikke lenger en glatt overflate hele vegen opp på masten, som ødelegger for utseendet på den. Utseendet kan mer å si for kunden, men dette kommer an på hvor masten skal brukes.

### **Sveiste deler**

Siste løsning er å sveise sammen delene i felt. Denne løsningen gir en glatt og pen overflate, og vil tåle kreftene som masten utsettes for godt.

Det vil være vanskelig å sette denne sammen. Det krever at det er med sveisere opp i felt og at man har med seg utstyr for å gjennomføre sveisingen. Turbinen skal ofte settes opp i områder med snø eller mye nedbør, og man kan derfor anta at det vil være bløtt. Dette vil svekke sveisen betraktelig om det kommer hydrogen med i sveiseområdet. Det vil også være vanskelig å legge mastene til rette for å gjennomføre en god sveis.

### 17.12.2 Innfestning bakkenivå

#### Flens med bolt

Her gjelder mye av de samme fordelene som ved flens med boltinnfestning. Det kreves noe ekstra forarbeid på fundamentet for å kunne få inn boltene, men dette er enkelt nok å få til uten for mye utstyr. Denne flensen vil nødvendigvis ta opp mest krefter, og må derfor dimensjoneres deretter. Heldigvis er ikke plassmangel et problem på bakkenivå.

#### Flaggstangfot

Denne løsningen kopierer det systemet som brukes på de fleste flaggstenger. To høye ører støpes fast nede i betongen og holdes på plass av friksjon eller ankerformet geometri ved bunnen. Dette bruker en velkjent metode og er enkelt å sette opp.

All vekten vil overføres via bolter inn til ørene, og disse boltene må dimensjoneres for skjærspenninger som kan kløyve de. Her er man avhengig av at et relativt tynt tverrsnitt vil tåle vekten fra turbinen. Man er avhengig av å kunne sikre masten fra å bevege seg fram eller bakover, og også mot sidene. Dette krever flere komponenter som kan sørge for å stoppe mastens bevegelser. Det er spesielt viktig ved heving av masten at den har et område å stanse mot, slik at bevegelsen ikke blir lang.

#### Bøtte i fundamentet

Denne løsningen bruker en bøtte plassert nede i fundamentet som også fylles med betong. Dette gjør at masten blir bunntung og dermed mer stabil.

Det kan bli et problem å få utsiden av bøtten til å binde seg med resten av fundamentet. Det er også en utfordring at vekten av bøtten og betongen i den må være svært stor. Det vil bygge seg opp store spenninger i ytterveggen på bøtten, som fort kan ryke.

## Trerot med armeringsjern

Her plasseres flere stykker med armeringsjern i fundamentet, som også bygges opp til å stige opp og ut av bakken. Masten festes rundt delen av betong som stikker opp av bakken og festes til denne. Prinsippet bak dette er at armeringen oppfører seg som en trerot og holder masten godt festet til bakken.

Dette krever mye ekstra deler som forlates i fundamentet som driver prisen opp. Det er ikke mulig å enkelt demontere foten etter turbinen har levd sitt liv, og dette må eventuelt meisles ned eller sprenges bort. Det gjør det også vanskeligere å lage et godt hevesystem, siden masten må føres opp og over betongbiten som stikker opp av bakken.

## Betongfot

Denne versjonen følger det samme prinsippet som trerot med armeringsjern, men er uten den ekstra armeringen. De samme fordelene og ulempene oppstår her, men med en lavere styrke mot strekk. Det er også en noe billigere løsning, da man slipper å legge igjen armering i fundamentet.

### 17.12.3 Hevesystem

#### Flaggstangfot med vippeledd

Dette bygger videre på konseptet om å bruke flaggstangfot som innfestning mot bakken. Her føres en bolt mellom ørene som er forbindelsen med fundamentet. Boltene føres så gjennom hull i masten, slik at den hviler på boltene. Masten kan så løftes da den snur seg om boltene. Dette gjør at armen ut til toppen av masten fra vippepunktet blir kortere enn ellers, og reduserer kreftene. Dette krever lite deler og er enkelt å gjennomføre.

Bunnen av masten får ikke noen direkte kontakt med bakken uten ekstra deler. Masten trenger noen cm med åpenrom ned til bakken når den står fullt oppreist for at det skal være mulig å gjennomføre hevebevegelsen. Det trengs noe som stopper bevegelsen til masten når den står rett opp. Denne delen må tåle en del påkjenninger i tilfellet noe går galt ved heving, slik at masten stopper brått mot stoppkanten. De to neste skissene i



tabell 17.5 viser måter å utforme en stoppkant på.

### **Hydraulisk løftesystem**

Her tas det i bruk et standard hydraulisk løftesystem som festes mot bunnen av masten. Her er det tenkt at den nederste seksjonen av masten er en mye kortere del som hydraulikken kan festes mot. Ved å føre stampelet ut dyttes det på bunnen av masten. Når den er festet med et ledd på nederste seksjon vil den svinge på plass.

Siden innfestningen er ved bunnen av masten, må hydraulikken bidra med svært store krefter. Alternativet ville vært å dytte i toppen av masten, men man måtte da hatt et 10m langt hydraulikksystem. Det kreves uansett at man har med seg spesialisert utstyr med en del vekt for å kunne gjennomføre dette. Det beste for turbinen er at den kan heves og senkes uten at man er avhengige av å skaffe spesielt utstyr.

### **Hjelpestenger og vinsj**

Her brukes to kortere hjelpestenger strategisk plassert på masten for å dra en vaier til toppen av masten. Ved å feste denne til en vinsj kan man dra med stor kraft på toppen av masten. Dette kan fungere med flere måter å gjøre innfestningen mot bakken på. Fordelen her er at man reduserer kreftene som trengs for å løfte masten.

## **17.13 Evaluering og valg av konsept**

### **17.13.1 Evalueringsmatriser**

I evalueringsmatrisene får hvert konsept poeng fra 1-5 i hver evalueringskategori. Den totale poengsummen gir et innblikk i hvor bra hvert konsept er i forhold til hverandre. Poengene baserer seg på gruppens egne kunnskaper og erfaringer.

<b>Modulær innfestning</b>					
	Produksjonsvennlig	Monteringsvennlig	Servicevennlig	Utseende	<b>Totalt</b>
Gjenger	1	2	2	5	<b>10</b>
Flens med bolter	4	4	4	2	<b>14</b>
Sveising på plass	4	1	2	4	<b>11</b>

Tabell 17.6: Evalueringsmatrise for konseptidéer til modulær innfestning

<b>Innfestning bakkenivå</b>						
	Produksjonsvennlig	Monteringsvennlig	Servicevennlig	Praktisk for hevesystem	Stabilitet	<b>Totalt</b>
Flens med bolter	4	4	4	3	3	<b>18</b>
Flaggstang fot	3	4	3	5	4	<b>19</b>
Bøtte	3	3	1	3	3	<b>13</b>
Trerot	3	2	1	2	2	<b>10</b>
Betongfot	4	3	2	3	3	<b>15</b>

Tabell 17.7: Evalueringsmatrise for konseptidéer til innfestning i bakkenivå

<b>Hevesystem</b>					
	Produksjonsvennlig	Monteringsvennlig	Servicevennlig	Kostnad	<b>Totalt</b>
Flaggstangfot m. vinsj	4	5	4	5	<b>18</b>
Hydraulisk løftesystem	5	4	3	2	<b>14</b>
Hjelpestang og vinsj	4	4	4	4	<b>16</b>

Tabell 17.8: Evalueringsmatrise for konseptidéer til hevesystem

### 17.13.2 Konseptvalg

I konseptvalget prioriteredes enkelhet i produksjon, montering, og service. Samtidig var det viktig å holde kostnadene nede og at det skulle se bra ut, hvis mulig. Valg vises i

tabell 17.9.

Flens med bolter som modulær innfestning valgdes fordi det er en veldig enkel konstruksjon, både med tanke på produksjon og montering. Det vil også koste mindre. Det eneste problemet er utseende, då en jevn mast helt enkelt ser penere ut.

Flaggstangfot som innfestning i fundamentet valgdes fordi det gir enkel konstruksjon for oppheising og fastsetting av masten. Med flaggstangskonseptet så trengs kun et fundament for både mast og vinsj, mens med hjelpestang så trengs et ekstra separat fundament for vinsjen. Det er dog litt mer komplisert å produsere, men kosteden overlager vil være mindre på grunn at det kun trengs et fundament.

<b>Konseptvalg</b>	
Modulær innfestning	Flens med bolter
Innfestning bakkenivå	Flaggstangfot
Hevesystem	Flaggstangfot med vippepunkt og vinsj

Tabell 17.9: Endelig konseptvalg

## 17.14 Materialvalg

Materialene under vurdering for masten er stål, betong, tre og aluminium. Parametrene for vurderingen er kostnad, korrosjonsbestandighet, styrke, bærekraftighet og om det er enkelt å konstruere med.

Det ble valgt galvanisert stål som material fordi det er korrosjonsbestandig, har høy styrke, og er enkelt å konstruere med. Galvanisert stål er et vanlig material som er lett tilgjengelig og det finnes mange som kan konstruere masten for oss med det som material.

Tre hadde vært et alternativ, særlig fordi det er mer bærekraftig og kan være billigere. Men samtidig gir tre en utfordring i konstruksjonen. Det går ikke bare å lage et rør med tre uten det må lages et fagverk av noe slag. Dette er vanskeligere å få til på en god måte.

Aluminium er mindre aktuelt fordi det vil gi større utsvingninger i nærheten av

egenfrekvensen, og det har lavere styrke enn galvanisert stål. Det burde brukes ett materiale som gir så stor stivhet som mulig (uten å være sprøtt), galvanisert stål er da et naturlig valg.

Vår endelige valg av materiale er altså galvanisert stål. I tabell 17.10 følger litt relevant data for materialet.

	$NOK/kg$	$\sigma_f [MPa]$	$\sigma_b [MPa]$	$E [GPa]$	$\rho [kg/m^3]$
<b>Galvanisert stål</b>	6 – 7.1	250 – 395	420 – 600	200 – 215	$7.8 \times 10^3$

Tabell 17.10: Relevant data for galvanisert stål

## 17.15 Dimensjonering

Her er det tatt utgangspunkt i det tilfelle fra lastanalysen som gir høyeste påkjenninger. Dette er tilfelle J (oppsetting av mast). Måten det er dimensjonert på er å gjøre om kreftene til et totalt moment som påvirker roten av masten. Dette kan settes inn i en formel for spenning som må holdes under den dimensjonerte spenningen. I denne formelen settes ytre og indre diameter inn som variabler og det kan enkelt beregnes hvilken diameter og tykkelse som kommer under den dimensjonerte spenningen. Ettersom masten er modulær og trappes av lengre opp, så må det regnes på hva momentet blir for hver modulær bit. Momentene kan vises i tabell 17.11.

Modulær bit	Moment
Bunn	54614 Nm
Mitt	35937 Nm
Topp	12246 Nm

Tabell 17.11: Største moment for hver modulær bit

Momentet for bunnen er taget fra utregningen i lastanalysen, og momentene for midten og toppen er utregnet på samme måte som i tilfelle J, men med kortere arm og mindre vekt.

Videre skal settes momentene inn i formelen under for å finne hvilken diameter og tykkelse som trengs for hver del.

$$\sigma = \frac{\text{Moment}}{\frac{\pi}{32} \times \frac{D^4 - d^4}{D}}$$

$D$  er ytre diameter og  $d$  er indre diameter.

Resultatet er oppsummert i tabell 17.12. *Merk at dette er beregnet på et rent rør, uten tanke på kjerver og andre skarpe former som kan forekomme i mastens løsning.*

Del	Moment	D [mm]	d [mm]	$\sigma$	$\sigma_d$
Bunn	54614 Nm	300	280	85 MPa	127 MPa
		300	290	162 MPa	127 MPa
		300	286	118 MPa	127 MPa
		280	260	99 MPa	127 MPa
		280	264	121 MPa	127 MPa
Mitt	35937 Nm	240	220	90 MPa	127 MPa
		240	230	169 MPa	127 MPa
		240	226	124 MPa	127 MPa
		220	200	108 MPa	127 MPa
		220	202	119 MPa	127 MPa
Topp	12246 Nm	180	160	57 MPa	127 MPa
		180	170	105 MPa	127 MPa
		160	140	74 MPa	127 MPa
		160	150	134 MPa	127 MPa
		160	148	114 MPa	127 MPa

Tabell 17.12: Dimensjonering av diameter og tykkelse for de tre modulære delene av masten

### 17.15.1 Konklusjon av dimensjonering

Nå er det beregnet hvilken diameter og tykkelse som kan brukes videre i modellering i SolidWorks før det gjøres simuleringer med hele masten. Det antas at spenningene vil bli høyere ved ulike lokasjoner på masten på grunn av spenningskonsentrasjoner.

Videre vil det bli gjort nødvendige modifikasjoner etter simulering i SolidWorks.

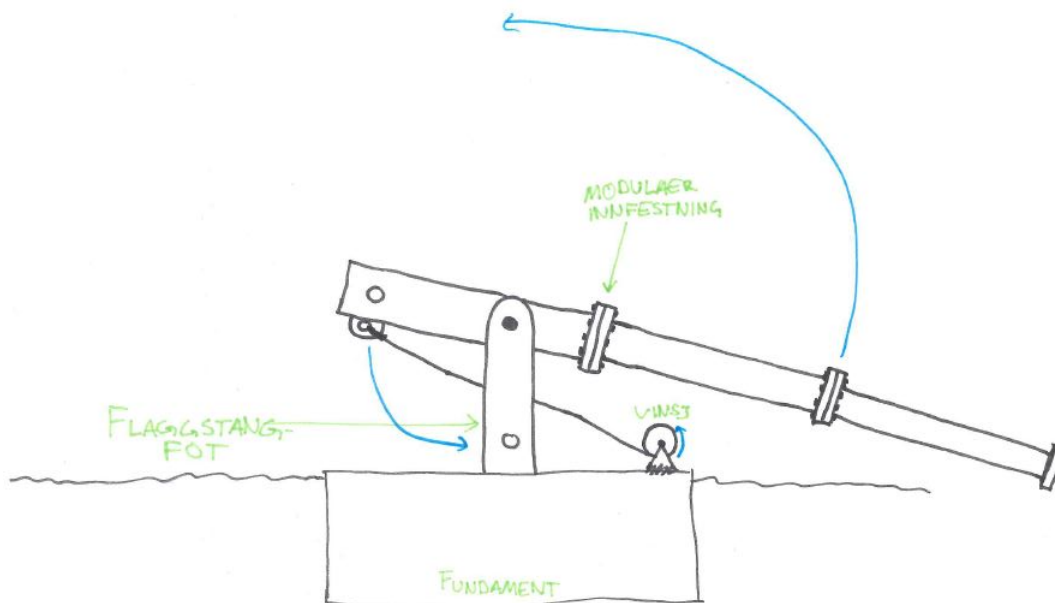
## 17.16 Endelig løsning og spesifikasjoner

### 17.16.1 Konsepter

Konseptvalg	
Modulær innfestning	Flens med bolter
Innfestning bakkenivå	Flaggstangfot
Hevesystem	Flaggstangfot med vippepunkt og vinsj

Tabell 17.13: Endelig konseptvalg

### 17.16.2 Illustrasjon



Figur 17.4: Illustrasjon av valgte konsepter og virkemåte

### 17.16.3 Spesifikasjoner

Material	Galvanisert stål
Total vekt	578 kg
Total lengde	10.5 m
Form	Sylindrisk med tre rørdeler

Tabell 17.14: Material, volum og vekt for den endelige løsningen

Seksjon	Høyde	Diameter	Indre diameter	Vekt
Bunnrør	3500 mm	300 mm	280 mm	251 kg
Mittrør	3500 mm	250 mm	234 mm	168 kg
Topprør	3500 mm	220 mm	210 mm	93 kg

Tabell 17.15: Endelige rørdimensjoner

For flere mål, se arbeidstegninger fra SolidWorks i vedlegg.



Del V

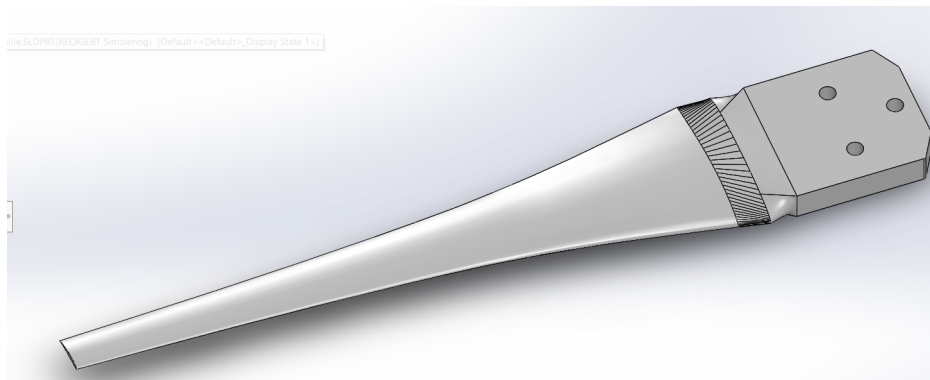
# Modellering og simulering

# 18. Rotorblad - Modell og simuleringer

## 18.1 Beskrivelse

Ved hjelp av FEM programmet SolidWorks er det gjort en statisk lineær analyse for å teste rotorbladets spenningsforhold. I denne analysen er det kun simulert på rotorbladet, uten turbinens andre deler. Siden bladet er festet med skruer til hubben, er bladet fast innspent i bolthullene sine. Det antas at det ikke vil utgjøre forskjell for resultatene om det er hele eller deler av systemet som blir simulert. Hensikten er å se på opptredende spenninger på rotorbladet, og å se om disse er under materialets flytegrense.

Det ble først kjørt en statisk lineær analyse med verdier for trykk fra Ashes, deretter en analyse med verdier fra håndberegningene som gruppen har gjort. Alle verdiene som brukes i analysen er for Lasttilfelle D og H. Materialet er definert med verdier fra CES EduPack.



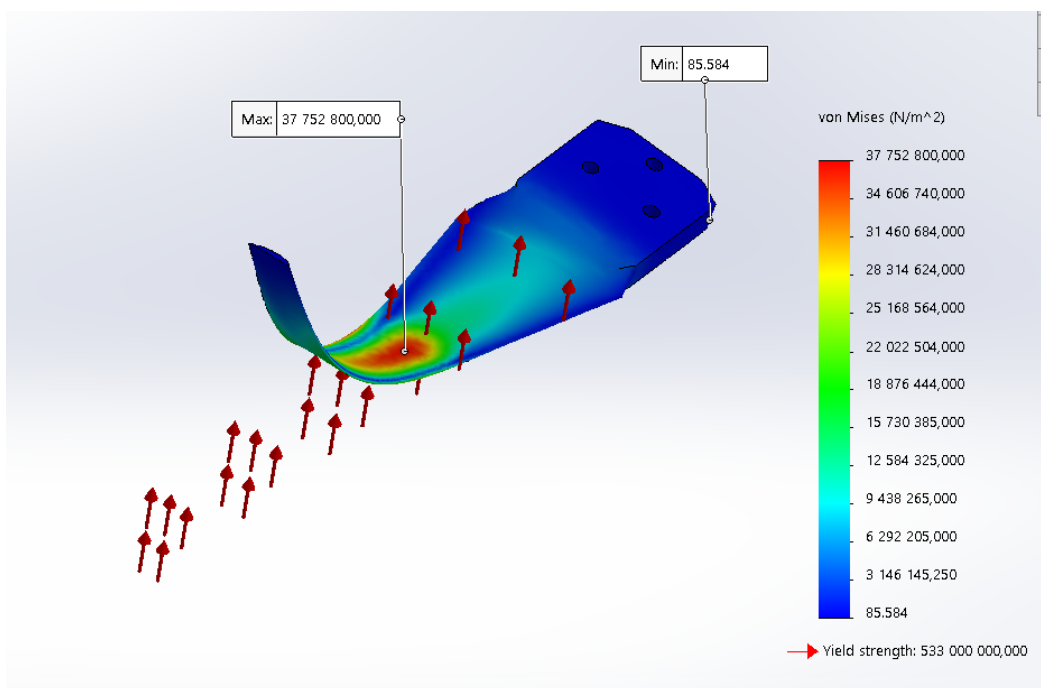
Figur 18.1: Endelig modell av rotorbladet

## 18.2 Resultater

Resultatene fra simuleringen for de forskjellige lasttilfellene i forhold til sine respektive vindhastigheter, vil bli presentert her. For sammeligning av resultatene, skal gruppen bruke verdier fra både Ashes og håndberegninger fra lasttilfelle D og H.

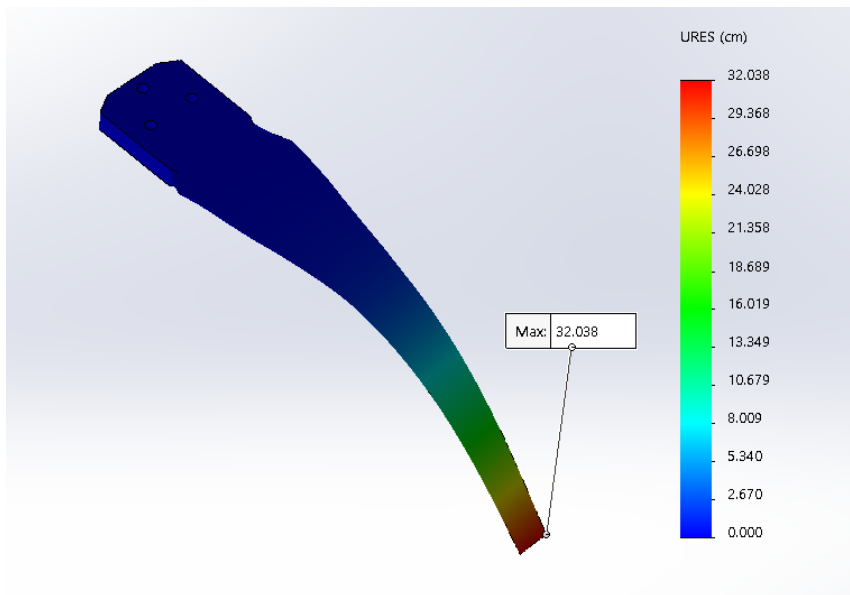
### 18.2.1 Simuleringsresultater for lastilfelle D

Figur 18.2 representere Von Mises spenningsfordelingen i rotorbladet for lastilfelle D. I følge resultatet fra analysen, vil maks spenning på bladet være som vist på figuren, noe som er langt under flytegrensen til materialet som er valgt.



Figur 18.2: Maks spenning  $37.8 \frac{N}{mm^2}$  for lastilfelle D

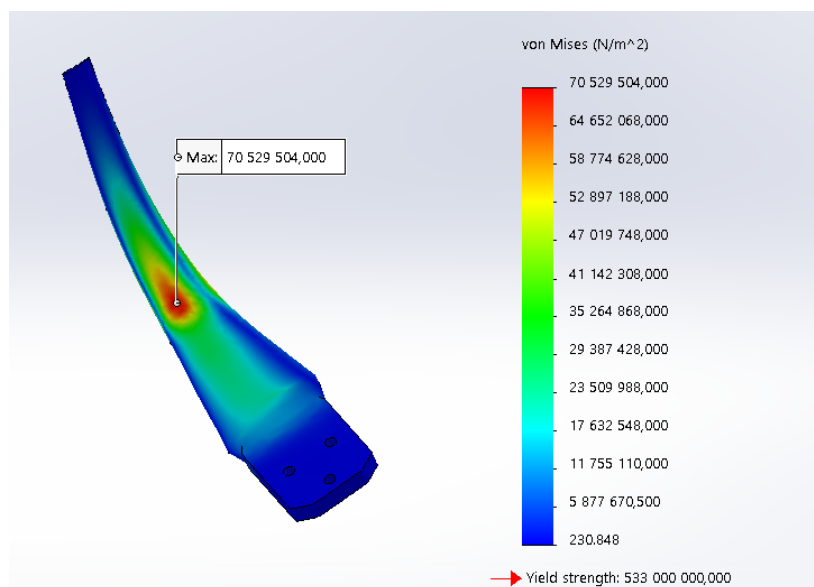
Figur 18.3 viser resultatet for utbøying av rotorbladet for lastilfelle D med en maks utbøying lik 320mm, noe som er for høyt i forhold til maks tillatte utbøyning på 201mm. Rød fargekode indikerer områdene på bladet der det er høyest utbøying, mens blå viser ingen eller liten utbøying.



Figur 18.3: Maks utbøyning på 320mm for for lasttilfelle D

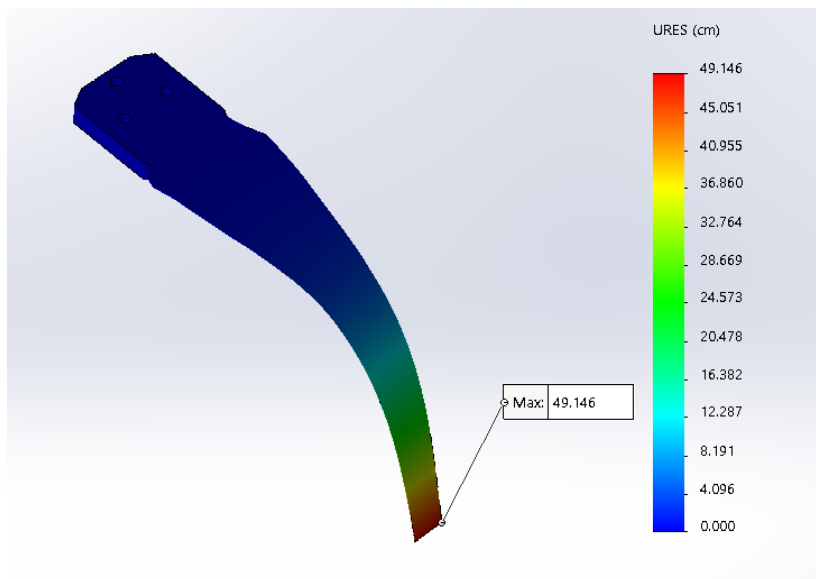
### 18.2.2 Simuleringsresultater for lasttilfelle H

Von Mises spenningsfordeling for lasttilfelle H viser en maks spenning i bladet som er høyere enn for lasttilfelle D. Det mest utsatte området på bladet forblir det samme for begge lasttilfellene.



Figur 18.4: Maks spenning på  $70.5 \frac{N}{mm^2}$  for lasttilfelle H

Figur 18.5 vises utbøyningen av rotorbladet for lasttilfelle H med en maks utbøyning lik 491mm. Akkurat som for lasttilfelle D, er maks-verdien for stor i forhold til maks tillatt utbøyning.



Figur 18.5: Maks utbøyning på bladet på 491mm for lasttilfelle H

### 18.2.3 Simuleringsresultater for lasttilfeller fra Ashes

Belastningene som gruppen bruke for denne simuleringen er hentet fra simuleringsresultatene i Ashes, les kapittelet som omhandler lasttilfeller. Resultatene fra simuleringen er som vist i etterfølgende figurer.

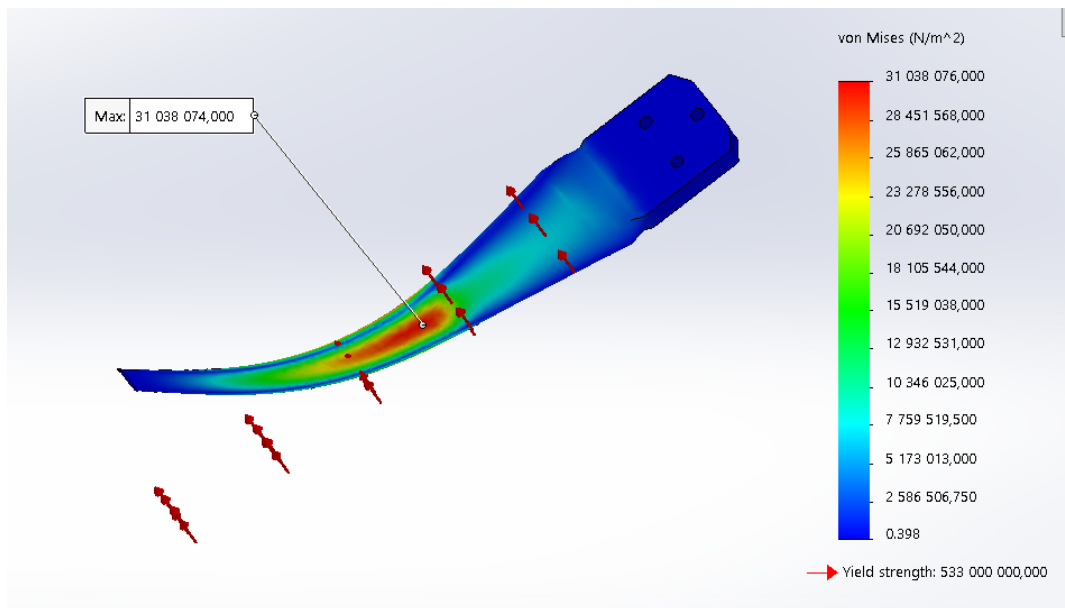
- **Lasttilfelle innhentet fra Ashes for  $10 \frac{m}{s}$  vindhastighet.**

Rotorbladet simuleres først i Ashes. For å få ut et brukbart resultat, må programmet kjøre i en tidsperiode til verdier for resultatene har stabilisert seg. Samtlige verdier kan da leses av fra simuleringsresultatene. Verdien for thrust, T, leses av og gjøres om til trykk, p, som innsettes i SolidWorks. Likningen for utregningen av trykket, p er som vist:

$$p = \frac{T}{A_{blad}} = \frac{115N}{0.057m^2} = 2017.54 \frac{N}{m^2} \quad (18.1)$$

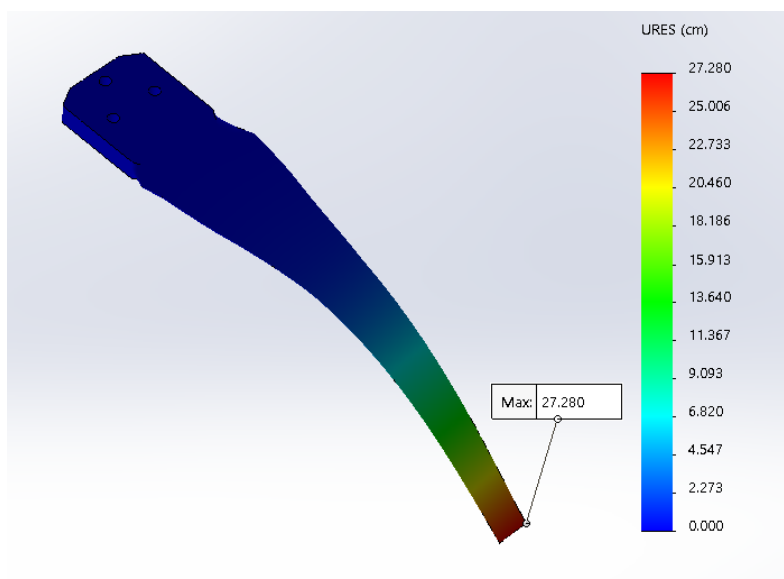
Figur 18.6 og 18.8 representere resultatene for Von Mises spenningsfordeling i bladet, med maks spenning på samme området som resultatene for lasttilfelle D og H.

Figur 18.6 viser Von Mises spenningsfordeling for lasttilfelle fra Ashes, med maks spenningen som vist i figuren. Har også er maks Von Mises spenningen langt under flytegrensen til materialet.



Figur 18.6: Maks spenning  $31 \frac{N}{mm^2}$  for lasttilfelle fra Ashes

Akkurat som i tidligere simuleringresultater, viser også denne resultatet av utbøyingen for lasttilfelle fra Ashes en maks verdi som er høyere enn prosjektsgruppens beregninger, se figur 18.7

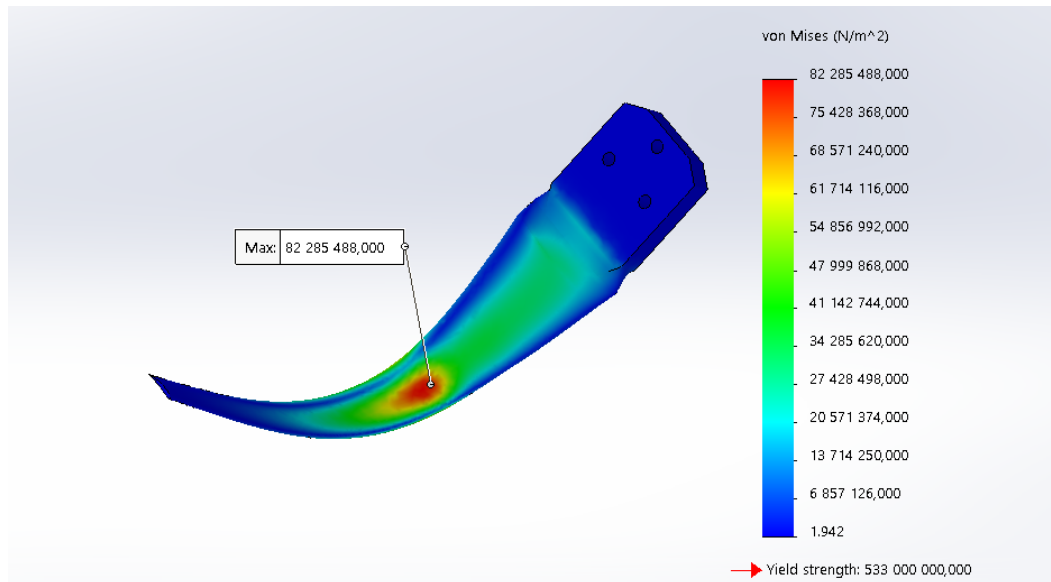


Figur 18.7: Maks utbøyning på bladet på 273mm for lasttilfelle fra Ashes

- Lastilfelle innhentet fra Ashes for  $70 \frac{m}{s}$  vindhastighet.

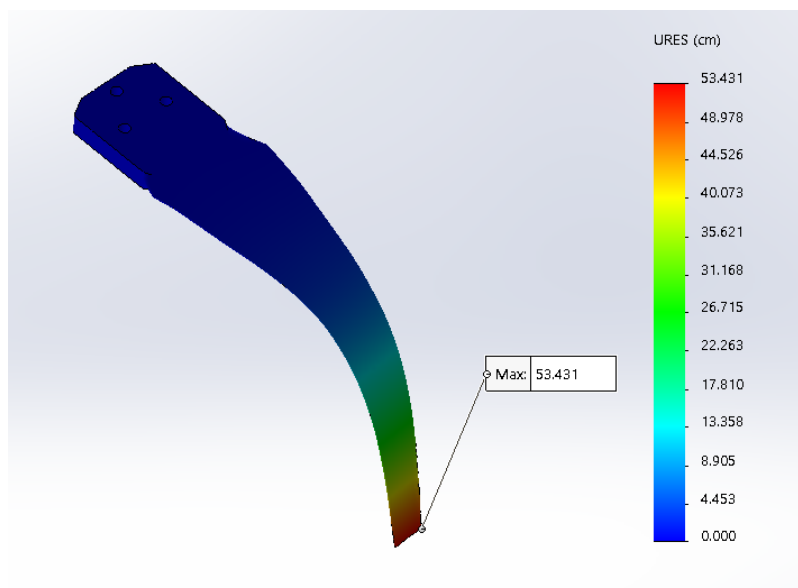
Utregningen for trykket er som vist:  $p = \frac{T}{A_{blad}} = \frac{620N}{0.057m^2} = 10877.19 \frac{N}{m^2}$

Resultatet for Maks Von Mises spenningen har, er også som forventet lavere enn materialet flytegrense med god margin, se figur 18.8.



Figur 18.8: Maks spenning på  $82.3 \frac{N}{mm^2}$  for  $70 \frac{m}{s}$  vind

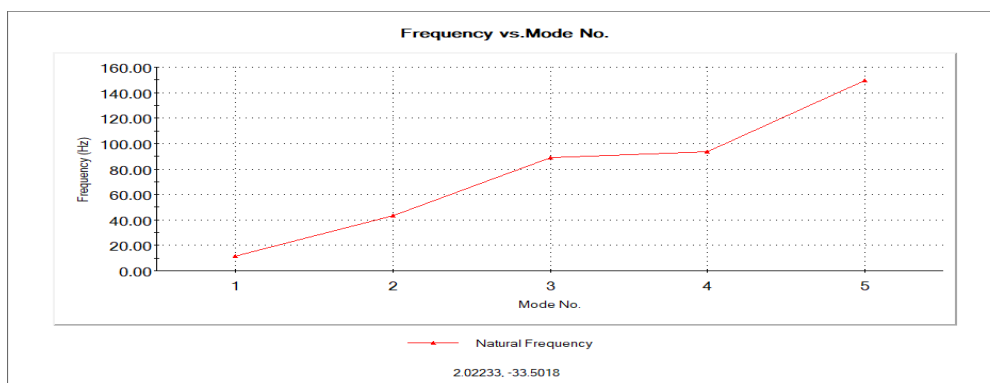
Som forventet er også maks utbøyning høyere enn tillatt verdi, se figur 18.9



Figur 18.9: Maks utbøyning på 534mm for lastilfelle for  $70 \frac{m}{s}$  vind

### 18.3 Frekvensanalyse i SolidWorks

Det ble gjort en frekvensanalyse på rotorbladet i SolidWorks for å finne de forskjellige egenfrekvensene til bladet. I denne analysen ble det ikke tatt med belastningene, da de vil ikke ha noe innvirkning på resultatene (William T. Thomson 1998). Fastholdningene ble derimot tatt med for å simulere at rotorbladet er festet til rotoren. Det er brukt samme mesh på bladet som tidligere. Resultatene fra frekvensanalysen presenteres under.



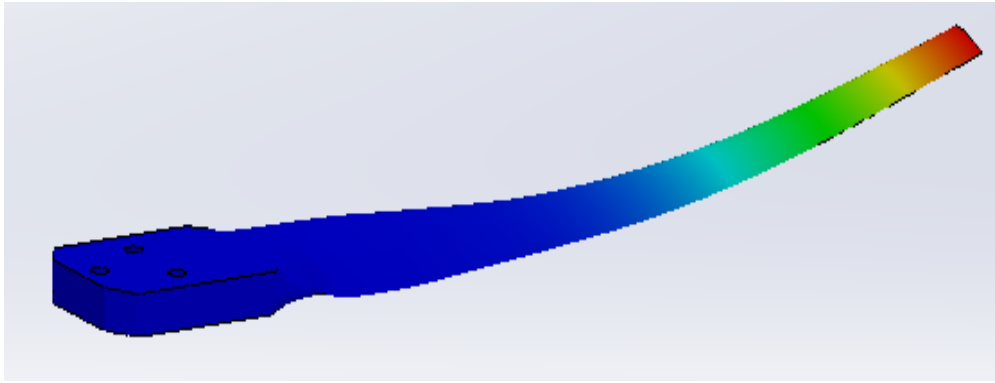
Figur 18.10: Graf av Frekvens/Mode Nr.

Mode No.	Frequency(Rad/sec)	Frequency(Hertz)	Period(Seconds)
1	72.485	11.536	0.086683
2	272.14	43.312	0.023088
3	557.65	88.752	0.011267
4	589.5	93.821	0.010659
5	940.3	149.65	0.0066821

Figur 18.11: Rotorbladets egenfrekvenser ved de fem modene

I figur 18.11 vises resultatet av de fem første egenfrekvensene for rotoren. Egenfrekvensene som er relevante for rotoren med tanke på maks RPM lik 800 som rotoren kan få, er modus en. Egenfrekvensene som kommer etter det er for høye til å anses som relevante, og er derfor ikke tatt med. Rotore kommer ikke til å treffe disse frekvensene. Mer om frekvensanalyse i kapitlet, (Mast - Modell og simulering).





Figur 18.12: Frekvensmode Nr.1

## 18.4 Konklusjon

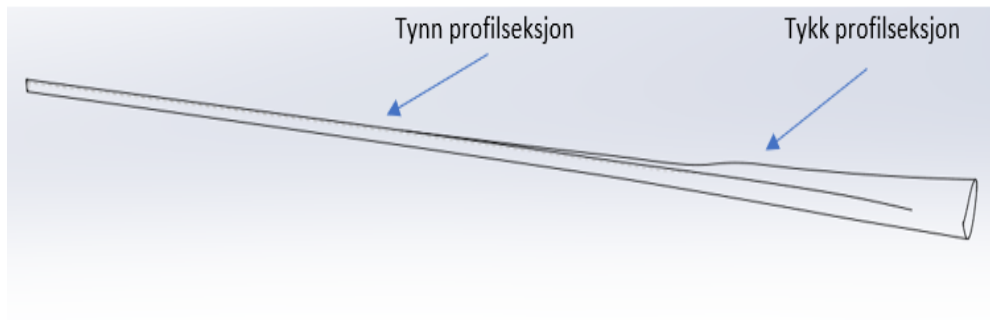
### 18.4.1 Lineær statisk analyse

Resultatene fra simuleringen viser tegn til at bladet med valgt vingeprofil vil være i stand til å tåle belastningene som den blir utsatt for i følge resultatene fra figur 18.2, 18.4, 18.6 og 18.8. I nevnte figurer over, vises det at maks spenningskonsentrasjon vil være på midten av rotorbladet i alle simuleringresultatene, og de ligger med god margin under flytegrensen til materialet Karbon forsterket Epoksy. Gruppen antas at det høye spenningskonsentrasjonen skyldes overgangen fra tynn til tykk vingeprofil, se 18.13.

Utbøyning som oppstår i bladet på grunn av trykket fra innkomende vind er for høyt, sammelignet med maks tillat utbøyning fra prosjektsgruppens beregninger. Resultater i forskjellige analysene varierer mye avhengig av innsatt verdi for trykk. I simuleringresultatene fra programmet for  $10 \frac{m}{s}$  vindhastighet ( $p = 2631.58 \frac{N}{m^2}$ ), er maks utbøyning lik med 32.1cm, se figur 18.3. Gruppen antas at det høye utbøyningen skyldes grunnet veldig tynn blad på det seksjonen av bladet med tynne vingeprofil, også på grunn av overgangen mellom tynn og tykk vingeprofil. En tykkere vingeprofil eller mindre antall seksjoner i geometrien mener gruppen kan minske utbøyningen i bladet.

På grunn av mangel på SN-kurve for valgt material, vær det ikke mulig å gjøre en utmattingsanalyse på bladet i FEA programmet SolidWorks. Gruppen antas at Overgangen mellom vingeprofilene kan fører til utmatting, fordi det er i dette punktet

spenningen er størst. Tykkere blad eller muligens annet materialtype kan øke bladet utmattingsgeneskaper, styrke og stivhet. Simulasjonen er en forenkling av lasttilfellene som virker på bladet når vinturbinen er i drift. I vårt oppgave er det kun tatt med trykk som virker på overflaten av bladet på grunn av innkommende vind i simuleringen, mens i virkeligheten vil det være flere krefter som spille inn.

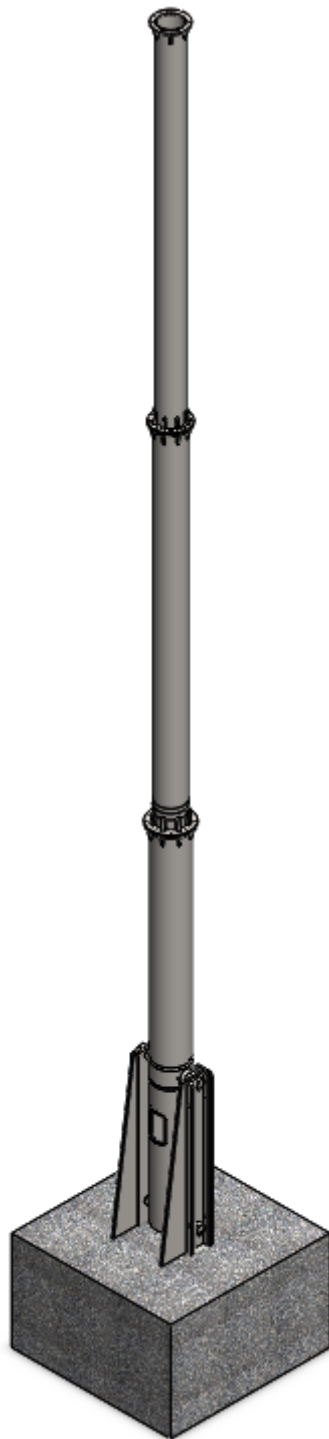


Figur 18.13: Overgang mellom tykk og tynn vingeprofil

#### 18.4.2 Frekvensanalysen

Som nevnt tidligere er frekvensanalysen gjort med forutsetningene at lasten ikke har noe påvirkning for simuleringsresultatene. Gruppen har brukt fastholdning og valgte å kjøre analysen med fem frekvenser på innstillingen. Resultatet fra analysen samt frekvens moden som er relevante for rotoren er som vist under kapittelet som omhandler frekvensanalysen. Egenfrekvensmodus en er lik 11.536Hz, som tilsvare 692RPM. Gruppen antas dette til å være bra sammelignet med maks RPM bladet kan ha. Det er viktig for vinturbinen at rotorbladet unngår egenfrekvensen så mye som mulig, for at det ikke skal oppstå resonans. Figur 18.12 viser en visualisert bilde av vibrasjonmodusen til bladet hvis rotorbladet skulle oppleve resonans.

## 19. Mast - Modell

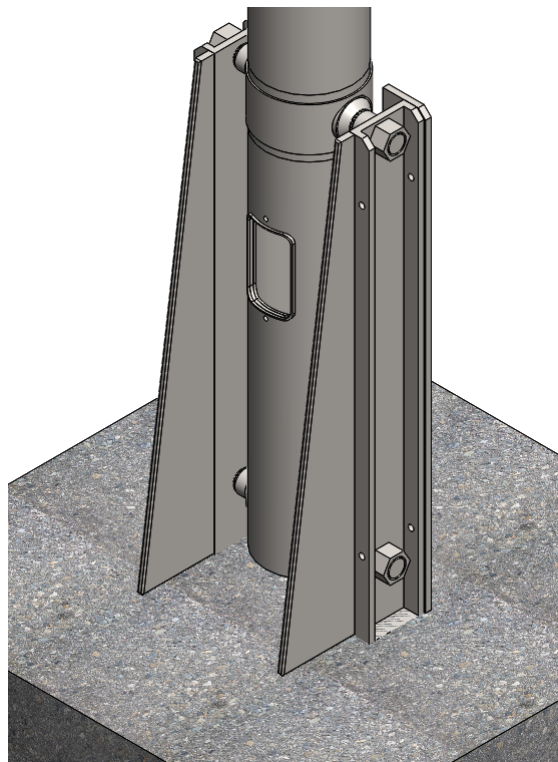


Figur 19.1: Endelig modell av vindturbinens mast.

Den endelige modellen av masten vises i figur 19.1. Masten består av fem større komponenter.

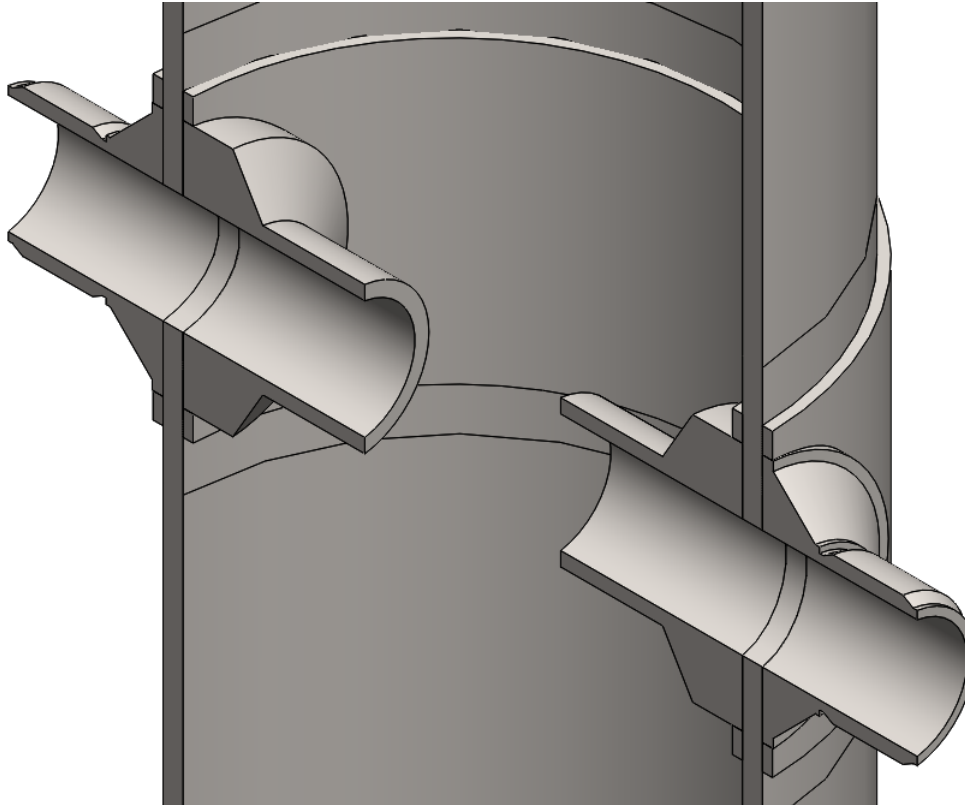
1. Tre rørsesjoner av lik lengde og avtagende indre og ytre diameter.
2. Mastfoten bestående av en frontplate og to høye boltholdere som kobler masten sammen med fundamentet.
3. Vippebolten som lar masten rotere ved heving og senking og er den direkte koblingen mellom mast og fot.

De tre rørsesjonenes dimensjoner beskrives i detalj i 17.16.3 Spesifikasjonen i del IV. Modellen viser at rørsesjonene er koblet sammen ved bolting gjennom flenser på hver seksjon. Masten er deretter koblet til foten via en vippebolt, og holdes på plass av en andre bolt ved bunnen av foten. Foten er  $1m$  lengre enn hva som vises på modellen, og denne delen er støpt nede i fundamentet.



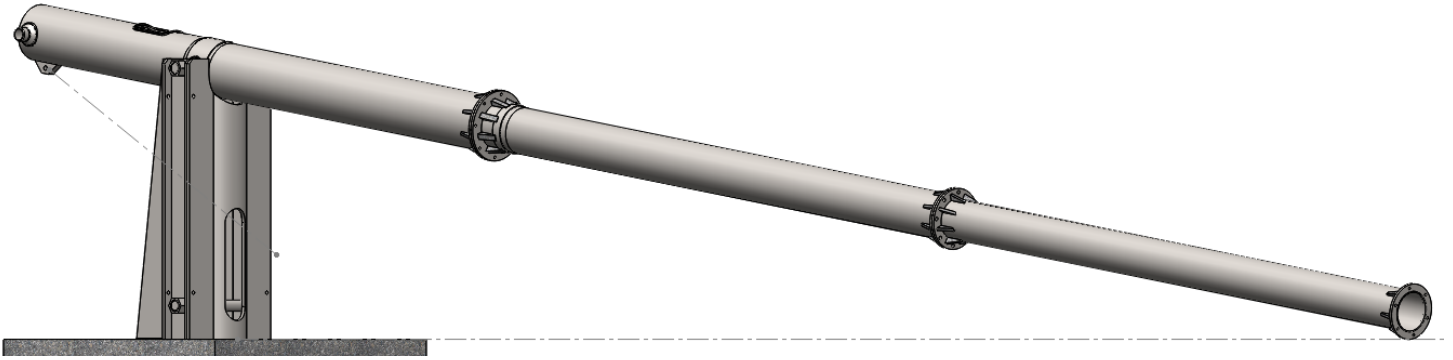
Figur 19.2: Mastfoten i nærmere detalj. To individuelle boltholdere er koblet sammen med en frontplate. Mastfoten bærer to bolter som holder masten på plass.

Mastfoten vises i nærmere detalj i figur 19.2. Det vises også et håndhull på fremsiden av masten i samme figur. Håndhullets funksjon er å gi tilgang til området rundt vippebolten på innsiden av masten. Dette området må forsterkes på bakgrunn av resultatene fra simuleringen på masten.



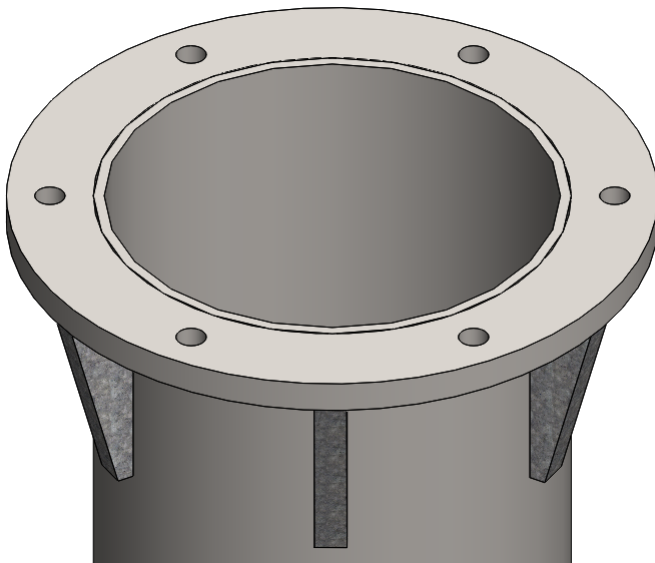
Figur 19.3: Innsiden av masten med de ulike forsterkningene som er gjort.

Figur 19.3 viser de forsterkningene som er lagt til for å motstå de store kreftene i området. Dette området utsettes for store bøy- og aksialspenninger fra mastens og maskinhusets vekt. Det er lagt på en gjennomgående hylse som vil være med å bære lasten i overgangen til vippebolten, og et skjørt på innsiden og utsiden som øker vegtykkelsen i området.

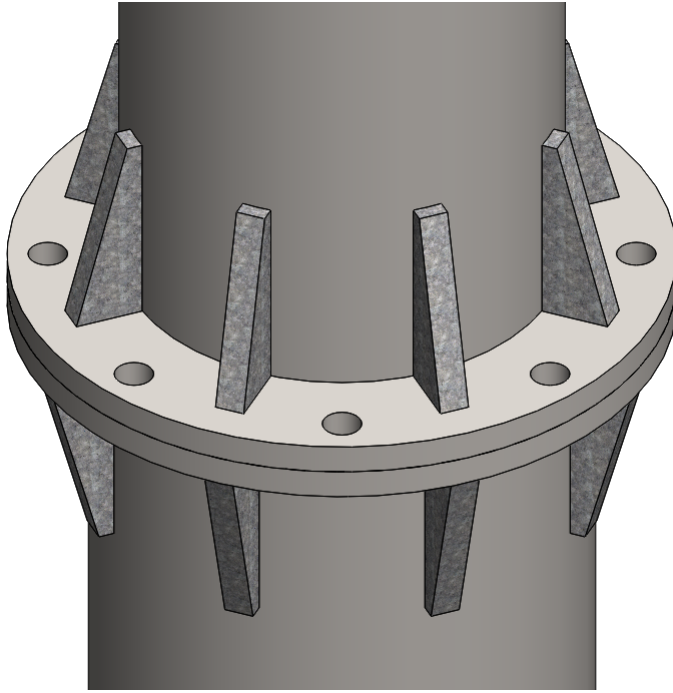


Figur 19.4: Masten vises i nedfelt posisjon.

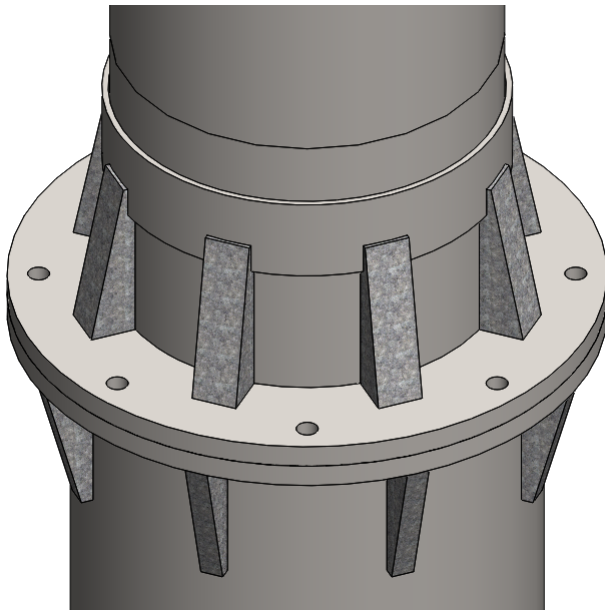
I figur 19.4 vises masten før heising. Hele masten roterer om vippebolten som hviler på mastfoten. Det vises et løfteøre som er festet på bunnen av masten. Dette løfteøret vil brukes til å feste en vaier på en vinsj til masten. Når vinsjen trekker til seg vaieren, vil mastens bunn trekkes ned, og masten reises. Den stiplede linjen viser hvordan vaieren går fra løfteøret og frem gjennom et hull i bunnen av frontplaten på mastfoten. Vinsjen er her ikke tegnet inn, men er tenkt å plasseres på motsatt side av mastfoten fra mastens løfteøre.



Figur 19.5: Toppen av den øverste rørseksjonen.



Figur 19.6: Overgangen mellom midtre og øverste rørseksjon.



Figur 19.7: Overgangen mellom nederste og midtre rørseksjon.

I figurene 19.5, 19.6 og 19.7 vises overgangene mellom hver rørseksjon. Det brukes flenser som skal boltes sammen. Flensene avstives av en serie ribber rundt masten. På den nederste overgangen brukes et ekstra skjørt på utsiden av masten for å gi ekstra styrke i området.



## 20. Mast - Simulering

Masten er testet ved simulering i SolidWorks. Simuleringen har for formål å gi et bilde på spenningene som oppstår og mastens evne til å motstå disse. Resultatene fra simuleringen har blitt brukt til å oppdage svake punkter i konstruksjonen og hvordan designet må endres for å fjerne disse svake punktene.

Det har blitt gjort fem simuleringer på masten, oversikten over disse vises i listen under.

1. Frekvensanalyse
2. Statisk analyse av krefter på mastfoten
3. Statisk analyse av krefter på masten under reising
4. Statisk analyse av vindlaster på fronten av masten
5. Statisk analyse av vindlaster fra siden på masten

Materialet som er brukt i simuleringen har litt lavere bruddgrense enn det som ville blitt brukt i virkeligheten. SolidWorks på skolens PC-er tillater ikke at det legges inn egne materialer, og simuleringene er derfor gjort med et tilsvarende materiale. Forskjellen mellom de to kan ses i vedlegg. Alle detaljer rundt fastholdninger og påførte laster er oppgitt i vedlegg. Meshkvaliteten og meshkontrollen er den samme for alle simuleringer. Alle simuleringer er kjørt med bonded contact mellom delene. Simuleringen er kjørt uten avrundinger eller filetering da dette gir komplekse områder som krever fin mesh og tar lengre tid å simulere.

### 20.1 Frekvensanalyse

Frekvensanalysen regner ut mastens egenfrekvenser. Teorien bak egenfrekvensen er forklart i 17.8. Masten bør unngå egenfrekvensen så mye som mulig, og derfor ble disse simuleringene prioritert først. Egenfrekvensen avhenger av mastens masse og stabilitet,

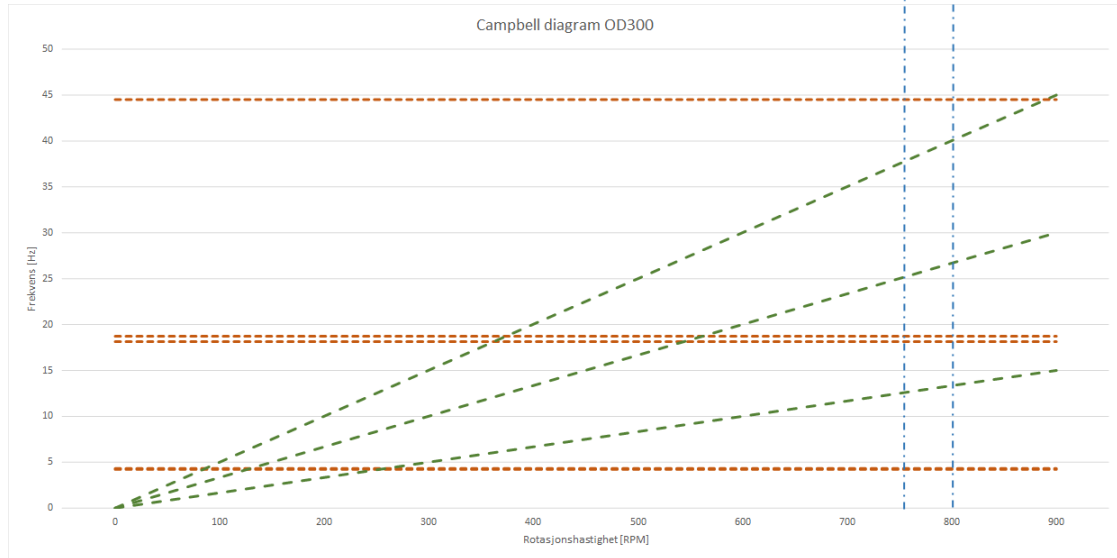
Study name:Natural frequencies OD300			
Mode No.	Frequency(Rad/sec)	Frequency(Hertz)	Period(Seconds)
1	26.068	4.1488	0.24103
2	26.845	4.2726	0.23405
3	113.65	18.088	0.055286
4	117.68	18.729	0.053394
5	279.56	44.493	0.022476

Figur 20.1: Mastens egenfrekvenser ved de fem første modi

og siden disse ikke kan endres når masten er dimensjonert, må man sikre en fornuftig egenfrekvens først. Figur 20.1 viser de fem første egenfrekvensene for masten. Egenfrekvensene som kommer etter modus 5 er for høye til å være relevante for masten, og er derfor ikke tatt med. Det som lager vibrasjoner i masten er rotorbladene når de roterer og passerer foran masten. Det er enkelt å omforme egenfrekvensene til hvilke rotasjonshastigheter man må unngå.

$$\text{Rotasjonshastighet}[RPM] = f \times 60$$

Hvor  $f$  er egenfrekvensen. Egenfrekvensene brukes videre i et Campbelldiagram. Diagrammet setter egenfrekvensene og rotasjonsfrekvensene i samme diagram, og på denne måten kan man se hvilke områder man må unngå for å forhindre egenfrekvens.



Figur 20.2: Campbelldiagrammet viser hvor egenfrekvensene treffer rotorens rotasjonshastighet

I campbelldiagrammet er x-aksen rotasjonshastigheten gitt i RPM og y-aksen frekvensen gitt i Hz. De grønne linjene viser frekvensen som rotasjonshastigheten tilsvarer i et gitt punkt. Siden rotoren består av tre blad, kan det bygge seg opp svingninger fra ett, to eller tre blad når de passerer foran masten. På grunn av dette ganges frekvensen for en hel rotasjon med 1, 2 og 3, og gir de tre grønne linjene.

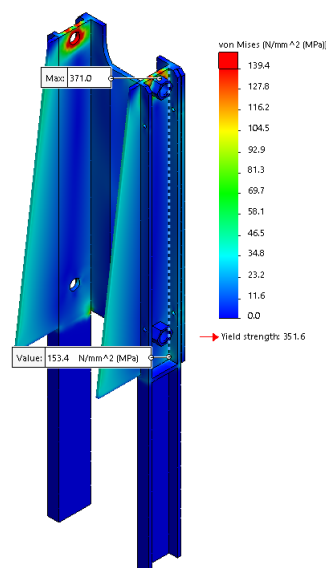
De blå linjene viser maks rotasjonshastighet og rotasjonshastigheten som gir merkeeffekt. De røde linjene viser egenfrekvensene. Der de røde linjene treffer de grønne får man egenfrekvens i masten, og det er enkelt å se hvilke områder man må unngå. Ved å inkludere de blå linjene kan man også bekrefte at det ikke oppstår egenfrekvens i de hastighetene man helst vil ha.

Man bør unngå å få frekvenser i området rundt egenfrekvensene. Det er anbefalt å unngå områdene  $0.8 \times f$  til  $1.25 \times f$ . (Dørum 2007) Man bør også bevege seg gjennom dette området fortest mulig. Siden hastigheten til rotoren er styrt av vinden, trenger man ekstra styring for å unngå egenfrekvensområdet og for å bevege seg raskt gjennom det. Rotoren har en oppstartshastighet, en minste vindhastighet som må til for at rotoren roterer. Basert på simuleringer i Ashes er denne på  $6m/s$ , som gir en høyere RPM enn det laveste punktet hvor den røde treffer den grønne linja. Fra campbelldiagrammet kan man se at den høyeste egenfrekvensen ligger litt utenfor de frekvensene rotoren gir. På

bakgrunn av dette kan man si at kun de to midterste egenfrekvensene er en fare for masten. Dette må testes videre med en fysisk modell. Siden det ikke finnes noen data på motstanden i generatoren, kan man ikke nøyaktig vite hvor fort rotoren vil rotere i vinden.

## 20.2 Statisk analyse av krefter på mastfoten

I denne analysen undersøkes spenningene som oppstår i mastfoten. Kraftene som påvirker foten kommer fra beregningene i 14.1. Det gjøres en simulering på tilfellet med størst krefter, som er når masten står oppreist. Vinden presser da på masten og rotorbladene med en kraft som overføres som et moment til foten. Samtidig presser tyngden av masten ned på vippebolten, og dette overføres også til foten.



Figur 20.3: Mastfotens spenninger med innspenning på de skrå avstiverne

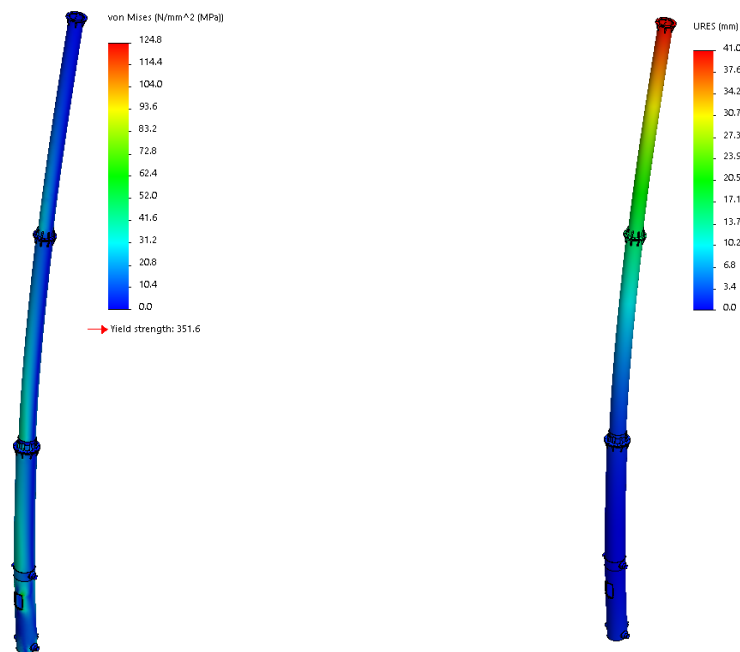
Fra materialvalget i spesifikasjonen kan vi regne oss frem til maks tillatt spenning i konstruksjonen. Med en bruddgrense på 460 får vi en maks tillatt spenning lik 139.4, og derfor er spenningene avbrutt der i simulasjonen. Alle steder som vises rødt i modellen går over den maks tillatte spenningen, og viser dermed hvor det må forsterkes videre.

Maks spenning i figur 20.3 er  $371\text{MPa}$ . Dette går over den maks tillatte spenningen i konstruksjonen, men er ikke nøyaktig for de faktiske spenningene. Den skrå avstiveren vil

i virkeligheten ikke kunne bevege seg ned i fundamentet under bøyning av masten, men kan bevege seg opp av underlaget. Denne fastholdningen er ikke mulig å lage i SolidWorks, og er derfor simulert med en fastholdning som forhindrer bevegelse både opp og ned. De virkelige spenningene vil være høyere enn simuleringsresultatene på grunn av dette. Det vises også på figuren hvordan spenningen er  $153MPa$  i overgangen til fundamentet. Disse spenningene vil også være større i virkeligheten.

Maks spenning oppstår i bolthullene. Disse må også forbedres videre før foten kan brukes. Det er det store flatetrykket mot den tynne veggen for hullet som gjør at spenningene blir så store. For å øke styrken i de svake punktene bør tykkelsen på boltbærerene økes og bolthullene bør forsterkes på lignende vis som bolthullene på masten.

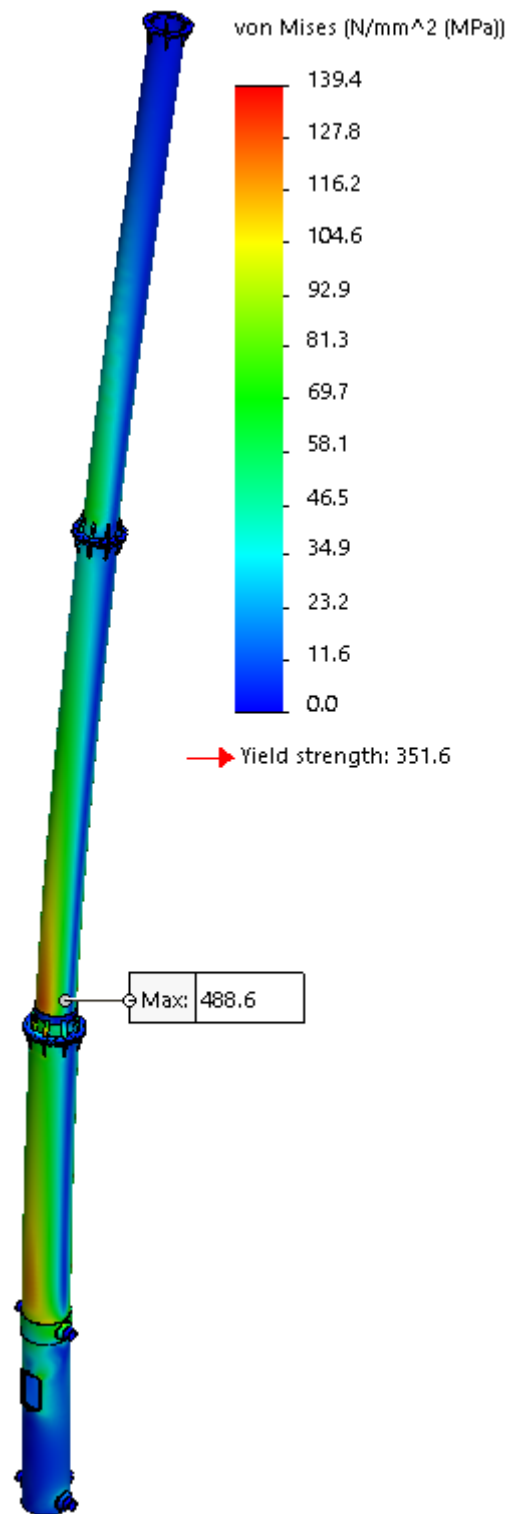
### 20.3 Statisk analyse av krefter på masten under reising



Figur 20.4: De to figurene viser spenningene og utbøyningen under reisingen av masten

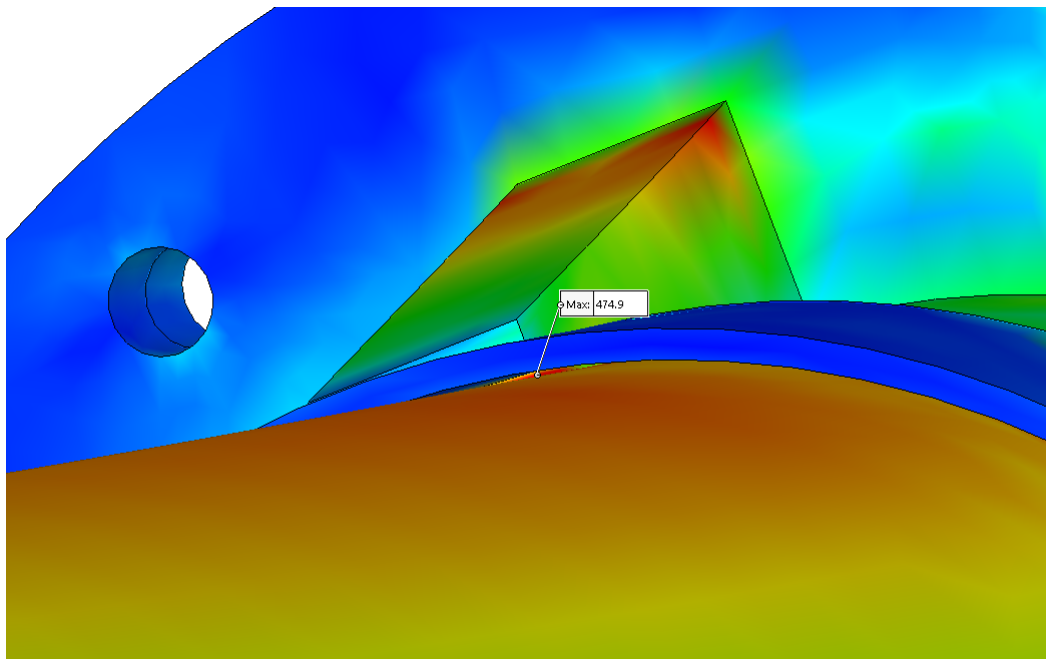
Som beskrevet i sikkerhetsvurderingen må det testes på kreftene som oppstår under reising og senking av masten. Resultatene er innenfor de tillatte spenningene, og vi kan konkludere med at masten tåler dette. Det kommer fram av figur 20.4 at spenningene er langt innenfor de tillatte verdiene på det meste av masten. Enkelte områder nærmer seg de maks tillatte spenningene, men er fortsatt ingen fare for konstruksjonen. Utbøyningen i masten er liten på 4cm og har liten innvirkning på reisingen. Utbøyningen som vises på figuren er ikke gjort i sann skala, og virker større enn den er i virkeligheten.

## 20.4 Statisk analyse av vindlaster på fronten av masten



Figur 20.5: Spenningene som oppstår når vinden treffer foran på masten

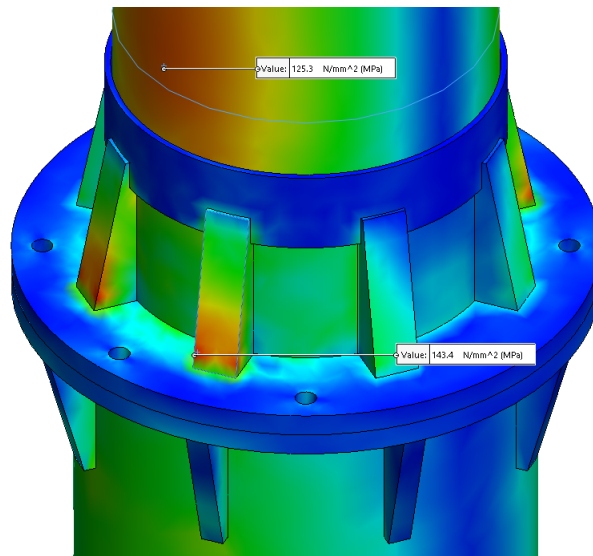
Fargeskalaen er fortsatt slik at områder som er helt røde er de eneste som går over den tillatte spenningen. Figur 20.5 viser at utsiden av masten har ingen røde områder, og vil tåle påkjenningene. Maks spenning på masten er markert og er på  $488MPa$ . Denne spenningen er en singularitet i et punkt som ikke eksisterer på den virkelige masten.



Figur 20.6: Punktet hvor den maksimale spenningen oppstår

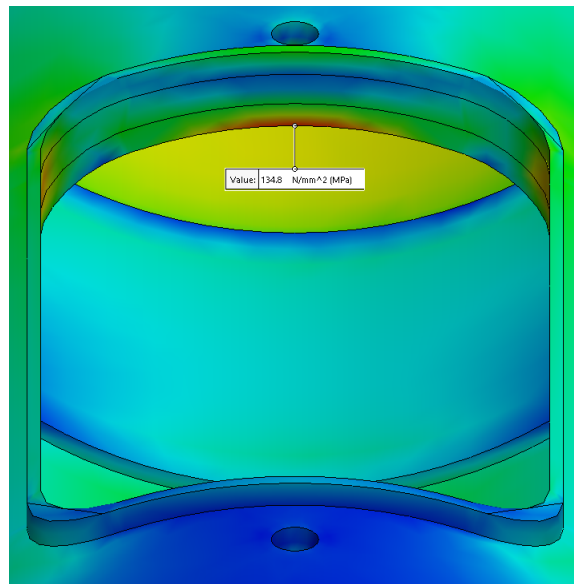
Det kommer frem av figur 20.6 hvordan den maksimale spenningen oppstår på toppen av en av ribbene. Dette punktet er på den virkelige masten sveist sammen med skjørtet på midtseksjonen. Områdene rundt punktet har blå eller grønn fargekoding og er dermed under den tillatte spenningen. Det store spranget i spenning tyder på at dette er en singularitet.





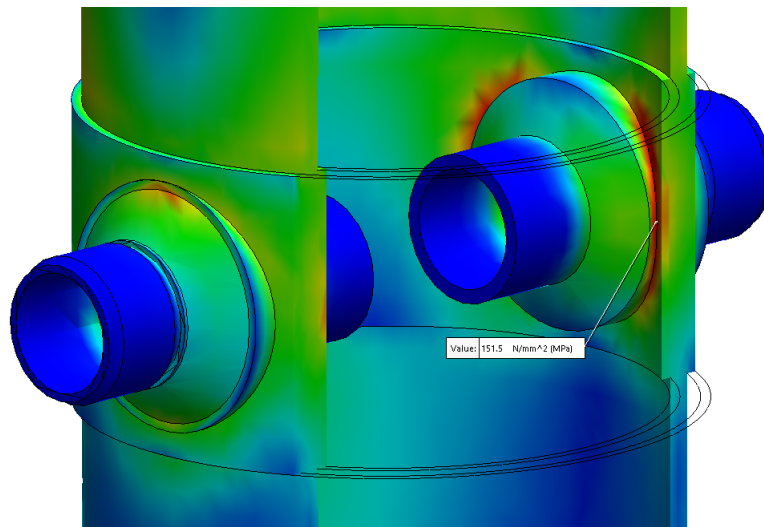
Figur 20.7: Spenningene som oppstår på utsiden av midtseksjonen

Figur 20.7 viser de største spenningene som oppstår på utsiden av midtseksjonen. Spenningene på ribbene går så vidt over den maks tillatte spenningen. Den virkelige masten vil ha avrundinger i kantene på ribbene, og dette vil være med på å gi en mindre utsatt overgang mellom flatene på ribbene. Avrundingen burde være nok til å havne under den tillatte spenningen.



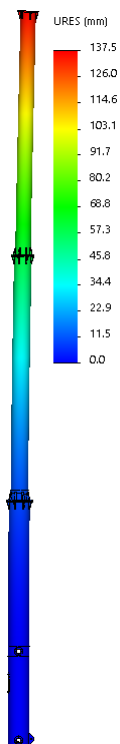
Figur 20.8: De største spenningene som oppstår på håndhullet

Figur 20.8 er en nærmere titt på spenningene i håndhullet ved mastens bunn. Håndhullet gjør det mulig å komme til ved sveising på innsiden av masten, og må derfor være med. Ved å stive av hullet med utstikkende flens kommer spenningene ned på et akseptabelt nivå.



Figur 20.9: De største reelle spenningene i masten oppstår på innsiden ved bolthullene

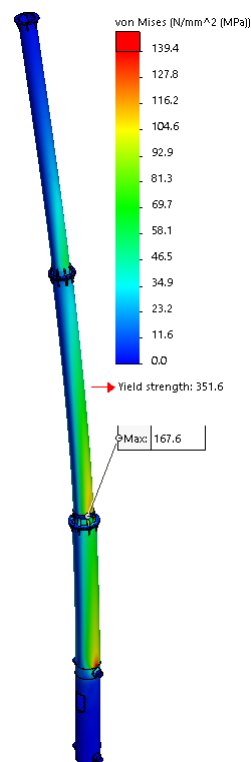
De største spenningene som faktisk oppstår i masten vises på figur 20.9. Selv med omfattende forsterkning på innsiden av masten går spenningene over den tillatte. Små forandringer er nok til å få disse ned på et akseptabelt nivå.



Figur 20.10: Den største utbøyningen av masten er på 13,7cm

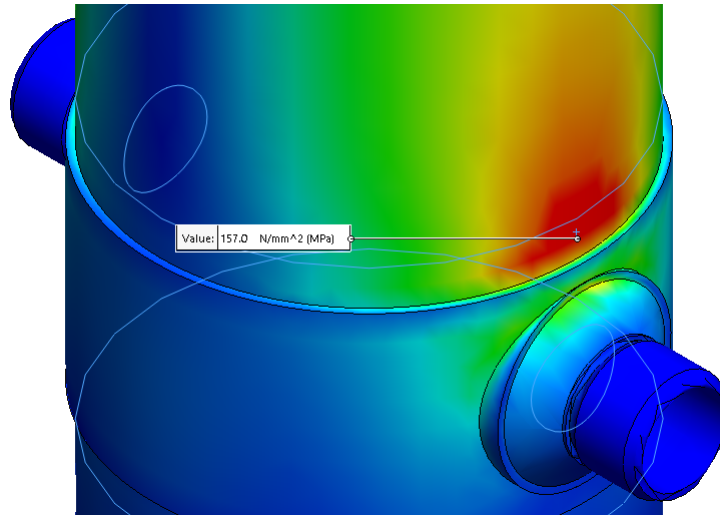
Figur 20.10 viser utbøyningen av masten i sann skala. Den største utbøyningen er på 13,7cm som er lite i forhold til lengden på masten. Utbøyningen ved normal drift vil være mye mindre, som gjør at maskinhuset får stå stabilt. Dette gjør at bevegelsen av masten gir lite påvirkning på maskinhuset, og tapene forbundet med dette blir små.

## 20.5 Statisk analyse av vindlaster fra siden på masten



Figur 20.11: De største spenningene som oppstår når vinden blåser på masten fra siden

Når vinden blåser fra siden og treffer masten, får vi spenningsbildet som vises i figur 20.11. Det meste av masten ligger under de tillatte spenningene, men noen områder har for høye verdier. På samme måte som i tilfellet med vindlasten forfra, oppstår den største spenningen i et punkt som ikke eksisterer. Det velges også her å se bort fra verdiene i dette punktet. Det er også likt for dette lasttilfellet at ribbene får for høy spenning, på  $146\text{MPa}$ . Også her antas det at avrundende kanter på ribbene er nok til å senke spenningene.



Figur 20.12: Området hvor masten ser de høyeste spenningene om man ignorerer feilen i midtseksjonen

Figur 20.12 viser hvordan de største spenningene oppstår på oversiden av skjørtet rundt bolthullene. Spenningen er på  $157\text{MPa}$  og dermed litt for høy. En utvidelse av skjørtet burde gi den ekstra styrken masten trenger i dette området, slik at alle områder havner innenfor de tillatte verdiene.

## 21. Mast - Konklusjon av simuleringer

Masten og mastfoten har fortsatt noen områder med spenninger over de tillatte. På masten er spenningene litt for høye, og fortsatt under flytgrensen for materialet. På mastfoten er spenningene alt for høye, spesielt i bolthullene. Resultatene fra simuleringen av mastfoten er ikke nøyaktig, og må derfor forsterkes slik at simuleringene gir akseptable resultater. Deretter burde en fysisk modell testes før det tas i bruk, slik at man får sikret seg mot feil.

Noen enkle grep vil endre masten slik at spenningene havner under de tillatte. Avrundende kanter på ribbene vil fjerne spenningsoppbygninger. Innsiden av masten trenger en mer gradvis overgang mellom skjørtet og hylsen som vippebolten skal ligge i. Dette burde fjerne de siste spenningstoppene som oppstår her. Til sist må utsiden av masten også forsterkes noe for å tåle sidevind. Skjørtet på utsiden kan forstørres og forsterkes dermed der det trengs.

Utbøyningen ved normal drift vil være liten nok til å ikke forstyrre rotoren nevneverdig, og vil føre til små energitap. Mastfoten krever videre designarbeid før den kan tas i bruk. Tykkelsen på boltholderne bør økes for å tåle belastningene i overgangen til fundamentet, og bolthullene burde forsterkes med hylser som senker flatetrykket. Videre simuleringer må gjøres etter dette er gjort for å forsikre seg om at alle spenningene er senket tilstrekkelig.

## Del VI

# Diskusjon, konklusjon og videre arbeid

## 22. Diskusjon

### 22.1 Vinddata i Norge

Dette arbeidet har tatt utgangspunkt i de tre mest værutsatte vindturbinlokasjonene fra GETEK, og vinddata fra vanlige værmålestasjoner som brukes av Meteorologisk Institutt i Norge. Vinddataene er fra målestasjoner nære stedene GETEK har oppgitt og disse har også hatt lik topografi som de faktiske stedene. Ettersom målestasjonene ofte har vært i drift i lang tid så har dataen gitt et godt bilde av den faktiske situasjonen. Resultatene kunne blitt bedre ved å måle på de faktiske stedene oppgitt av GETEK, men dette hadde krevd måledata over flere år, og hadde ikke vært mulig å få til før denne rapporten skrives. For en generell analyse så har de brukte måleverdiene gitt relativt nøyaktige vinddata. Sammenlignet med å måle selv så sparer denne metoden mye tid, og ettersom måledataen er fra perioder på 10-20 år så har dette gitt mulighet til å se på hvilke ekstreme vindforhold som har funnet sted ved målestasjonen. Denne metoden anbefales for en småskala vindturbin.

### 22.2 Sikkerhetsvurdering

Det er gjort en sikkerhetsvurdering på bruk av masten. Den har vist at reising og senking av masten utgjør den største risikoen ved bruk. Når masten heises brukes det en vinsj plassert inne ved masten. Det at arbeidere må oppholde seg her ved reising gjør at sannsynligheten for skader er stor. Det er gjort simuleringer på dette lasttilfellet for å analysere spenningene som oppstår. Simuleringen på masten viser at den tåler dette godt. Mastfoten er derimot for svak i to områder, som utdypes nærmere i diskusjonen om simuleringsresultatene. For sikkerhetsvurderingen betyr dette at masten ikke kan brukes som den er i dag. Det må endres på dimensjoner og design i mastfoten slik at spenningene blir små nok. Det kan ellers endres på hvordan man bruker vinsjen, slik at arbeidere slipper å være nære nedslagsfeltet til masten under reising. Dette vil være den beste løsningen med tanke på sikkerhet, men krever ekstra fundamentering og innfesting i området rundt masten.



Andre faktorer som kan være farlige har lav til medium risiko. De fleste er knyttet til vekten av masten, som fortsatt er høy for hver del. Flytting og sammensetting av mastseksjonene utgjør en mindre klemmefare, og dette unngås ved riktig håndtering av delene. Det er også en medium fare tilknyttet at rotorbladet ødelegges i drift, og dette stopper selvfølgelig driften om det skulle skje. Bitene kan skade folk i området, som betyr at folk bør holde seg unna masten ved høy vindstyrke. Generelt så unngås farene som kan oppstå ved å oppholde seg på trygg avstand fra masten, både ved reising og under drift.

## 22.3 Lastanalyse

Standarden IEC 61400-2 har blitt brukt som utgangspunkt for lasttilfeller og lastberegninger. Standarden gir en konkret fremgangsmåte for å beregne krefter og moment, samt gir retningslinjer for sikkerhetsfaktorer og beregning av spenning. Dette har vært veldig verdifullt da beregninger av påkjenninger fra vind har vist seg være komplisert. Ved hjelp av vinddataene så har vi valgt SWT-klasse I, hvilket er den mest ekstreme vindklassen å forholde seg til i standarden. Hvis vindturbinen kun skal brukes i Norge så er denne klassen litt ekstrem og det hadde vært mer rimelig å bruke SWT Klasse II som gir lavere vindhastigheter å forholde seg til. Det har også blitt regnet med ising og at vindturbinens funksjoner kan fryse fast. Fastfrysing sammen med en 50-årsvind gir et ekstremt tilfelle som har lav sannsynlighet for å inntreffe, men har likevel blitt regnet på og blitt tatt som utgangspunkt for simuleringer i SolidWorks. Generelt har lastberegningene vært konservative og det kan argumenteres for at det kan brukes lavere verdier for vind samt å ikke se på ekstremvind sammen med fastfrysing.

### 22.3.1 Usikkerheter med lastanalysen

Ettersom den forenklete lastmetoden har blitt brukt i standarden så følger det at verdiene fra beregningene er litt usikre. Samtidig har noen få punkter i standarden vært vanskelig å forstå så det finnes en liten usikkerhet på om alt har blitt beregnet på rett måte eller om beregningene er mer konservative enn de trenger å være. Det mangler og data og tester fra generator (for eksempel drivmoment) og dette kan påvirke noen av de mindre

kritiske lasttilfellene, men påvirker ikke tilfelle H med ekstremvind og ising.

### 22.3.2 Usikkerheter med utmattingsanalysen

Spenningen ved utmattingsanalysen er usikker fordi den er fra håndberegninger og som senere blir nevnt så er den kritiske spenningen antatt å være i roten mens i selve verket så kan den være lengre ut i bladet. Samtidig mangles det S-N kurver for karbonfiber og epoksy, så vi er nødt til å bruke utmattingsfastheten ved  $10^7$  vekslinger fra CES EduPack. Dette hadde vært greit hvis vi visste hva karakteristikkene for S-N kurver var for karbonfiber/epoksy, eller hvis antall vekslinger var under  $10^7$ . Men samtidig vil antall vekslinger på vindturbinen med en årsmiddelvind på  $8 - 9\text{ m/s}$  i 20 år være opp til  $10^{10}$  vekslinger. Vi kan derfor ikke si at rotorbladet klarer utmattingen, likevel om den vekslende spenningen er under utmattingsfastheten for  $10^7$  vekslinger. Derfor er utmattingsanalysen svært usikker og for å gjøre en korrekt analyse så trengs enten korrekte S-N kurver eller en virkelig utmattingstest.

## 22.4 Avising og anti-is

Det har blitt gjort en stor litteraturstudie om ising og avisingsmetoder. Dessverre er det et relativt nytt felt og de fleste metodene er enten i forskningsstadiet, for dyrt, eller kun praktisk for store vindturbiner. Den eneste metoden som er aktuell for rotorbladet i denne rapporten er å male den svart så at den tar opp mer varme fra solen. I fremtiden kan det være aktuelt med et lag av et hydrofobisk materiale på rotorbladet. Det har og vært vanskelig å beregne eller finne data på hvor mye ising som vindturbinene kan være utsatt for.

## 22.5 Endelig løsning og spesifikasjoner

De endelige løsningene på rotorblad og mast skal først og fremst oppfylle respektive produktkravspesifikasjoner. Rotorblad og mast vil hermed diskuteres separat.

### 22.5.1 Rotorblad

Produktkravspesifikasjonen for rotorbladet finnes i tabell 16.1. Dessverre klarer ikke rotorbladet kravet om utbøyning. Maksimal utbøyning som er lov for rotorbladet er  $201\text{mm}$ , men fra simuleringer i SolidWorks får vi en utbøyning på  $320\text{mm}$  i lasttilfelle D og  $491\text{mm}$  i lasttilfelle H. Dette er et katastrofalt resultat og hvis rotorbladet brukes som det er nå så er det stor risiko for at rotorbladet vil bøyes inn i masten. Den store utbøyningen kommer av at rotorbladet blir veldig tynt ved overgangen fra én type vingeprofil til en annen i midten på rotorbladet. Rotorbladet trenger altså å gjøres tykkere for å få større stivhet og mindre utbøyning. Ellers er materialvalget bra da karbonfiber og epoksy oppfyller kravene om letthet, styrke og stivhet. Glassfiber er et annet vanlig alternativ for rotorblad, men det har ennå lavere E-modul enn karbonfiber og epoksy som betyr enda større utbøyning. Ellers klarer rotorbladene spenningene ganske bra. Den høyeste spenningen fra våre simuleringer er  $70.5\text{MPa}$  i midten på rotorbladet ved den tynne overgangen mellom vingeprofiler, ved lasttilfelle H (og fastfrost rotor). Dette er ikke mye høyere enn den dimensjonerende spenningen som er satt til  $59\text{MPa}$  ved hjelp av standarden. I standarden er en ekstrem sikkerhetsfaktor på 9 brukt, og en lavere kan brukes hvis tester og dokumentasjon for materialet finnes til stede. Rotorbladet trenger altså å være tykkere på grunn av stor utbøyning. Dette vil gi større stivhet og samtidig gi lavere spenning ved det kritiske punktet.

Innfestningen på bladet er konstruert i SolidWorks for å simulere en fastholdning på rotorbladet. Dimensjonen på innfestningen baseres på dimensjonene som brukes på eksisterende blad. Eneste forskjellen er tykkelsen på dem. Innfestningen på det nye rotorbladet er  $30\text{mm}$ , mens på eksisterende rotorblad er det  $40\text{mm}$ . Det ble gjort forsøk på å lage innfestningen for å få en likhet med innfestningen på eksisterende blad, men på grunn av den komplekse geometrien på det nye bladet, ble det vanskelig gjøre store geometriske endringer. Den endelige løsningen på det nye rotorbladet er som vist i figur

16.5

### 22.5.2 Mast

Produktkravspesifikasjonen for masten finnes i tabell 17.1. Den endelige løsningen klarer utfordringene godt, men simuleringene i SolidWorks viser at spenningene i noen tilfeller blir for høye i forhold til dimensjonerende spenning. Dette antas å kunne unngås ved å dimensjonere med større tykkelser, men det må ses på videre. Løsningen anses fortsatt som fornuftig, særlig fordi oppsettingen blir veldig enkel og det trengs kun et fundament istedenfor et ekstra for vinsjen. Løsningen er som nevnt tidligere for dårlig på sikkerhet og styrke, og dette må jobbes videre med før en endelig prototyp kan utvikles. Andre løsninger burde også undersøkes, spesielt en løsning med hjelpestang for å kunne sammenligne de to løsningene.

## 22.6 Dimensjonering

GETEK ga noen krav til dimensjoner på masten. Den måtte være enkel å transportere og ha tilstrekkelig lav vekt. For at masten skulle være høy nok og samtidig enkel å transportere, ble hver seksjon satt til å være 3.5m lange. Totalvekten til masten måtte deretter være under omtrent 1200kg for å kunne fraktes med helikopter til avsidesliggende steder. Dette ble førende for å lage mastseksjoner med minst mulig veggtykkelse, slik at vekten forble lav. Med en blanding av stor ytre diameter og tynne vegger ble styrken og stabiliteten bevart. Verdiene fra håndberegningene ble testet frem til de ga gode verdier for egenfrekvens i masten, og deretter testet videre for styrke. Det er ikke gjort beregninger av flatetrykket mellom flensene på rørseksjonene. Dette må være tilstrekkelig høyt til å holde seksjonene sammen under drift. Flatetrykket kommer fra bolter som holder flensene sammen, og det må beregnes hvor mye disse må trekkes til for å gi tilstrekkelig flatetrykk. Det er heller ikke gjort beregninger på vippebolten som skal brukes som vippepunkt under reising av masten. Vippebolten er bindeleddet mellom mastfoten og masten, og er helt essensiell for at det skal gå an å reise masten. Vippebolten vil påvirkes av skjærspenninger under reising og drift, og må derfor dimensjoneres for å tåle disse.

## 22.7 Simulering av rotorblad

Simuleringen av rotorbladet viste at rotorbladet har god styrke, men må forbedres ytterligere på grunn av for store utbøyinger. Ved både lasttilfelle D, H og lasttilfeller hentet fra simuleringresultater i Ashes, vises det en maks Von Mises spenning som er med god margin under flytegrensen til materialet. Størst Von Mises spenningen som oppstår i rotorbladet er på  $82.3 \frac{N}{mm^2}$  for lasttilfelle hentet fra Ashes ved  $70 \frac{m}{s}$  vind. Simuleringresultatene fra de ulike lasttilfellene viser at maks spenning vil oppstå i overgangen mellom tykke- og tynne profilsesjoner av bladet. Resultatet viser også en maks utbøyning på  $53.43cm$ , noe som er for stor. Med en så stor utbøyning, vil rotorbladet treffe på masten. Det antas at den store utbøyningen skyldes tykkelsen i den tynne profilsesjonen av rotorbladet.

Det ble gjennomført en frekvensanalyse av rotorbladet med fem egenfrekvensmodi, der kun modus 1 var relevant med tanke på bladets maksimale RPM på  $800rpm$ . De resterende fire frekvensmodene ligger utenfor rotorbladets maksimale RPM, og rotorbladet vil ikke treffe disse under drift. Det anbefales å unngå området  $11.536Hz$ , som tilsvare  $692.16rpm$ . Det vil oppstå større ukontrollerte vibrasjoner i rotorbladene ved denne rotasjonshastigheten.

## 22.8 Simulering av mast

Simuleringen av masten og mastfoten viste at begge disse trenger videre forbedringer før de kan tas i bruk. Ved de største vindlastene hvor stormskyddet er fryst fast, lasttilfelle H, vil det oppstå spenninger som overgår de tillatte på enkelte områder på masten. Maks tillatt spenning er på  $139.4MPa$ , mens den høyeste spenningen oppstår i vind fra siden og er på  $157MPa$ . Den tillatte spenningen er beregnet med en stor sikkerhetsfaktor, og dette betyr at den høyeste spenningen fortsatt er godt innenfor flytegrensen til materialet. Den høyeste spenningen gir en sikkerhetsfaktor på 2.2 mot flyt i materialet. Denne sikkerhetsfaktoren er fortsatt tilstrekkelig for å unngå fare for uforutsette brudd i masten.

Simuleringer ble gjort på mastens egenfrekvens, og denne endte på et akseptabelt nivå. På grunn av at rotoren har en break in speed, en minste vindhastighet som trengs før det blir

bevegelse i rotoren, unngås de laveste egenfrekvensene. Den høyeste egenfrekvensen ligger utenfor den maksimale RPMen for rotoren, og burde ikke påvirke masten nevneverdig. Det anbefales samtidig å unngå området  $0.8 \times f$  til  $1.25 \times f$  (Dørum 2007), hvor  $f$  er egenfrekvensen. Dette området går ned til  $702RPM$  for rotoren, som betyr at det kan oppstå større vibrasjoner i masten ved de høyeste rotasjonshastighetene. Masten har også to egenfrekvenser som ligger rundt  $18.5Hz$ ,  $370RPM$ , og disse ligger i rotorens normale driftsområde. Disse egenfrekvensene gjør masten vil få store utslag ved enkelte vindhastigheter, og det trengs ekstra styring av rotoren for å unngå disse.

Mastfoten er simulert med kreftene den ser under reising av masten. Her oppstår det høye spenninger i overgangen til fundamentet og i bolthullene. Disse spenningene er på  $153.4MPa$  i overgangen og  $371MPa$  i bolthullene. Som for masten er spenningen i overgangen lav nok til at sikkerhetsfaktoren fortsatt er svært høy. I bolthullene går spenningene over flytegrensen, og dette er ikke akseptabelt.

### 22.8.1 Usikkerheter ved simulering

Alle simuleringene er gjort med like fastholdninger og mesh. Det antas at disse fastholdningene er representative for den virkelige masten. Disse fastholdningene avgjør mye av kraftflyten og spenningsstopper. Dersom disse er gjort på feil måte, vil resultatene være misvisende. Dette betyr at det bør gjøres fysiske tester på en prototyp før resultatene godkjennes. Meshkvaliteten er avgjørende for nøyaktigheten i resultatene, og det antas at denne har vært nøyaktig nok for alle delene.

For egenfrekvensanalysen antas det at frekvensen på rotoren gir nøyaktig samme frekvens i masten. Uten testing på en prototyp er det vanskelig å vite hvordan sammenhengen er mellom turtall og vibrasjonene i masten. Ved innføring av styresystem må det undersøkes hvordan denne sammenhengen egentlig er, dersom styringen skal unngå egenfrekvens og samtidig gi lite tap.

Generatoren er en kilde til motstand på rotoren. Det har ikke vært data om motstanden tilgjengelig, og dermed vet man ikke hvilket turtall man får for ulik vind. Man må vite turtallet for å vite om man ligger nære egenfrekvensene, og dette må derfor også testes med prototyp for å vite i hvilke områder styringen burde slå inn. Generatormotstanden

endrer også break in speed for rotoren. De laveste egenfrekvensene unngås kun dersom break in speed er høy nok. Også her trengs det testing for å bekrefte at egenfrekvensen unngås.

## 22.9 Sammenligning av spenning fra håndberegninger og simuleringer

Spenningene fra håndberegninger og simulering i SolidWorks er forskjellige. For eksempel fra lasttilfelle D viser håndberegningen en bøyespenning på rotorbladet på  $\sigma_{bs} = 4.34MPa$ , mens i SolidWorks gir samme tilfelle den høyeste spenningen ved på  $\sigma_{bs} = 37.8MPa$ . Dette er fordi i håndberegningene er det antatt at den høyeste spenningen skjer ved roten av rotorbladet, men i selve verket er det en rask overgang mellom vingeprofilene i bladet som gjør at den plutselig blir tynn i midten av bladet og derfor blir det en spenningskonsentrasjon akkurat der. Det samme skjer med masten. I avsnittet om dimensjonering av masten så er det regnet med et rent rør, mens masten i virkeligheten har spenningskonsentrasjoner ved flenser og hull. Dette ser vi også fra simuleringer der spenningen blir høyere i SolidWorks. Derfor blir spenningene fra håndberegninger kun styrende for første dimensjonering, mens simuleringene må til for å sikre den endelige dimensjonen. Det må noteres at kreftene fra håndberegningene antas som mer eller mindre korrekte, med litt margin for usikkerhet. Dette står det mer om i diskusjon om lastanalysene.

### 22.10 Metodikk

Generelt sett har fremgangsmåten fungert godt for denne rapporten, men for rotorbladet har det vært store problemer med å eksportere modellen fra Ashes (fra tidligere bacheloroppgave "Utvikling av rotorblad for SVIAB VK-240") til SolidWorks gjennom en step-fil. Importeringen i SolidWorks gav mange geometriske feil som var svært vanskelig å rette opp i. Mye tid ble brukt til å få overført bladet, og til slutt så måtte det bruke en kombinasjon av SolidWorks og CAD-programmet Inventor for å få dette til. Likevel var det ikke mulig å endre på designet i SolidWorks, kun å bruke det for simulering.

Den tidligere bacheloroppgaven utviklet tre unike blad, men kun ett av disse ble testet i SolidWorks som følge av utfordringene undervegs. Dersom oppgaven skulle blitt gjort på nytt, så hadde det vært bedre å lage rotorbladene fra bunnen av i SolidWorks. Dette hadde gitt større kontroll over designet og egenskaper som tykkelse og lengde. Ved prosjektstart ble det antatt at å lage bladmodellen selv ville ta lengre tid enn å overføre den eksisterende modellen. Det burde også blitt fokusert mer på å finne velegnede standarder i begynnelsen av prosjektet. Det tok lang tid før det ble funnet en passende standard. Ved å få den på plass tidligere ville det blitt frigjort mer tid til undersøkelser og testing.

### **22.11 Læringsmål**

Det har vært en utrolig lærerik prosess der vi har vært innom og oppnådd alle læremål vi har satt opp. Spesielt utfordrende var det å lære om aerodynamikk og hvilke krefter som må tas hensyn til, og det var dette som tok lengst tid. Selv når vi hadde standarden å bruke så tok det lang tid å forstå alt. Ellers oppnådde vi flere av læringsmålene gjennom å prøve og utføre et stort prosjekt sammen. For eksempel så merket vi etter hvert hva som fungerte og ikke fungerte med tanke på planlegging og styring, og brukte i slutten et system som fungerte veldig bra. Vi har alle blitt flinkere på å skrive rapport, skrive bedre norsk og samarbeide. Vi har og lært oss hvordan krefter fra vind fungerer, hvilke utfordringer et vindkraftverk står overfor, og hvilken prosess som kan brukes for å designe en.



## 23. Konklusjon

### 23.1 Rotorblad

For å videreutvikle et optimalt blad til vindturbinen SVIAB VK 240 er alle tre rotordesignene fra tidligere bacheloroppgave blitt grundig evaluert ved bruk av simuleringsprogrammen Ashes. Bladet med mest lovende kvaliteter er deretter testet i SolidWorks. Vingeprofilfamilien SG er blitt vurdert til å være den mest aktuelle rotorbladdesignet for videre arbeid for rotorbladet.

Ifølge simuleringsresultatene fra SolidWorks tåler rotorbladet spenningene godt. Utbøyingen i bladet er likevel for stor, og kan ikke brukes som det er nå fordi det får stor nok utbøyning til å kolliderer med masten. Det antas at den store utbøyning i rotorbladet er et resultat av for tynt blad. En løsning på dette er å gjøre bladet tykkere, som vil resultere med større stivhet og mindre utbøyning.

Materialet som brukes er godt nok, fordi materialegenskapene for karbonfiber og epoksy utfylle kravene om letthet, styrke og stivhet.

#### 23.1.1 Anti-ising

Det har blitt gjort en grundig undersøkelse av eksisterende teknikker for bruk til anti-ising og avising av rotorblad. De fleste teknikker på markedet i dag er enda for kompliserte eller dyre til å brukes på småskala vindturbiner. Det finnes teknikker for å behandle overflaten på rotorbladet slik at det ikke fester seg vann eller is til det. Disse er dyre å ta i bruk, og har en kort levetid. Det kan ellers brukes oppvarming av bladet fra innsiden for å fjerne is, men dette krever større blad enn denne turbinen har. En utbredt og enkel teknikk er å male bladet sort slik at det fanges mer solvarme som varmer opp bladet. Dersom overflatebehandlingene blir billigere og får økt levetid, burde det gjøres nye undersøkelser på om de lar seg bruke på SVIAB VK 240.

### 23.1.2 Spenning

Rotorbladet opplever en maks spenning på  $82 \frac{N}{mm^2}$  ved lasttilfelle H med  $70 \frac{m}{s}$  vindhastighet. Noe som ligger med god margin under flytegrensen til materialet for rotorbladet, og tyder på at rotorbladet har god styrke. Spenningen er størst ved overgangen mellom tynn og tykk profilsesjon i bladet. Ved eventuelle brudd på bladet, er det mest sannsynlig på dette punktet det vil skje. Et jevnere blad uten skarpe overganger mellom vingeprofilene vil gi en lavere spenningskonsentrasjon.

### 23.1.3 Egenfrekvens

Fra frekvensanalysen var det modus en som var relevant for rotorbladets del. De andre fire modusene er for høye, og rotoren kommer ikke til å rotere med en rotasjonshastighet som samsvare med dem. Det er viktig at rotoren ikke treffe på gjeldende egenfrekvens som er lik  $11.536 Hz$  ( $692.16 RPM$ ). Skulle rotorbladet treffer denne egenfrekvensen, kan det få ødeleggende konsekvenser for hele vindturbinen.

## 23.2 Masten

### 23.2.1 Løsning

Den endelige løsningen tar i bruk et flaggstangfotkonsept for oppheising of fastsetting av masten. Masten er konisk og modulær i tre biter med lengde  $3.5m$  per bit og total lengde  $10.5m$ . Materialvalget blev galvanisert stål for å ha høy styrke og motstandig mot korrosjon då masten er utsatt for sjøvann. Den totale vekten er sirka  $700kg$ , så alle deler kan legges i container og flys med helikopter.

### 23.2.2 Spenning

Ved det mest kritiske lasttilfellet med  $70 m/s$  vind opplever masten en spenning ( $157 MPa$ ) som er litt over den dimensjonerende spenningen ( $139.4 MPa$ ), men sikkerhetsfaktoren er fortsatt 2.2 og anses som god nok.

Mastfoten har samme dimensjonerende spenning og det mest kritiske lasttilfellet er ved reising av masten, der den høyeste spenningen ( $371MPa$ ) oppstår i bolthullene. Det oppstår også en høy spenning ( $153.4MPa$ ) i overgangen til fundamentet. Mastfoten må omdimensjoneres og omkonstrueres slik at spenningskonsentrasjonene blir lavere.

### 23.2.3 Egenfrekvens

Ved vanlig drift treffer masten egenfrekvensområdet mellom  $0.8 \times f$  og opp til maksimalt turtall på  $800RPM$ . Dette må testes i drift innen en endelig beslutning kan tas om det påvirker masten tilstrekkelig til å få ødeleggende konsekvenser.

## 23.3 Oppsummert

Problemstillingen var å utvikle et rotorblad og mast til en småskala vindturbin. Vi har ikke helt klart å utvikle et tilfredstillende rotorblad eller løsning for masten. Rotorbladet klarer spenningene som oppstår fra vinden, men får for stor utbøyning. Masten i seg selv fungerer bra, men mastfoten får for høye spenninger ved reising og trenger å videreutvikles for å få ned spenningene. Med tanke på ising og anti-isingsmetoder så er den eneste praktiske metoden til bruk på små rotorblad å male det sort for å fange mer solvarme.

## 24. Videre arbeid

- Det burde vurderes et annet materiale for rotorbladet siden spenningene blev så lave i forhold til flytegrens. Et material med lavere styrke (men med tilstrekkelig stivhet) kan eventuelt redusere kostnader.
- Selv med samme material må rotorbladet omdimensjoneres fordi med dimensjonene i denne rapporten vil rotorbladet treffe masten i sterk vind. Det burde også ses på rotorblad med annen geometri slik at den tynne tuppen av bladet unngås.
- Rotorbladet og masten burde testes i virkeligheten når de er tilstrekkelig forsterket mot utbøyning og spenninger. Testingen burde samtidig se på generatoren og motstanden den har mot rotasjon. Testingen burde også brukes til å samle data for et styresystem for å unngå egenfrekvens i masten.
- En utmattingsstest burde gjøres på rotorbladet som velges å ta i bruk. Eventuelt hvis det finnes en S-N kurve som går opp til  $10^{10}$  vekslinger så kan det brukes for en utmattingsberegning.
- Det er ikke gjort en knekkingsanalyse på masten i denne rapporten. Dette må gjøres på den endelige modellen for å passe på at knekking ikke kan føre til at masten kollapser.
- Det må gjøres beregninger på flatetrykket mellom flensene på masten for å tilse at det er høyt nok. Det må videre undersøkes at antallet bolter er tilstrekkelig for å gi flatetrykket som trengs mellom delene, og at boltene er sterke nok til å tåle spenningene gjennom de.
- Det må gjøres beregninger på styrken til vippebolten før masten kan tas i bruk. Vippebolten bærer vekten til masten både i drift og under reising og må derfor være sterk nok til å tåle dette.
- Simuleringene viser at enkelte steder på masten har litt for høye spenninger. Disse burde reduseres for å få riktig sikkerhetsfaktor. Mastfoten har alt for store spenninger i enkelte områder, og dette må forbedres før masten kan tas i bruk.

# Bibliografi

- Rogers, J.F. Manwell; J.G. McGowan; A.L. (2010a). *Wind Energy Explained, Theory, Design and Application*. Chippenham, Wiltshire: John Wiley & sons Inc.
- Buhl, M. (2012). *NREL's S-Series Airfoils*. URL: <http://wind.nrel.gov/airfoils/AirfoilList.html>.
- Clausen, P. D., F. Reynal og D. H. Wood (2013a). «Design, manufacture and testing of small wind turbine blades». I: *Advances in Wind Turbine Blade Design and Materials*. Red. av Rogier P. L. Nijssen og Povi Bronsted. Woodhead Publishing. Kap. 13, s. 422–424. ISBN: 9780857094261. DOI: [10.1533/9780857097286.3.413](https://doi.org/10.1533/9780857097286.3.413).
- Dr Athanasios Kolios, María Martínez Luengo (2016). *The end of the line for today's wind turbines*. URL: <http://www.renewableenergyfocus.com/view/43817/the-end-of-the-line-for-today-s-wind-turbines/>.
- Dierer, S., R. Oechslin og R. Cattin (2011). «Wind turbines in icing conditions: performance and prediction». I: *Advances in Science and Research* 6, s. 245–250. ISSN: 1992-0636. DOI: [10.5194/asr-6-245-2011](https://doi.org/10.5194/asr-6-245-2011).
- Fakorede, Oloufemi mfl. (2016). «Ice protection systems for wind turbines in cold climate: characteristics, comparisons and analysis». I: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 65, s. 662–675. ISSN: 13640321. DOI: [10.1016/j.rser.2016.06.080](https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.06.080).
- Ronsten, Göran og FOI (2004). *Svenska erfarenheter av vindkraft i kallt klimat -nedising, iskast och avising, Elforsk rapport 04:13*. Report.
- Zhiwei He Senbo Xiao, et al (2017). «Multiscale crack initiator promoted super-low ice adhesion surfaces». I: *Soft Matter* 13, s. 6562–6568. DOI: [10.1039/C7SM01511A](https://doi.org/10.1039/C7SM01511A).
- Ruan, Min mfl. (2017). «Preparation of PTFE/PDMS superhydrophobic coating and its anti-icing performance». I: *RSC Advances* 7.66, s. 41339–41344. ISSN: 2046-2069. DOI: [10.1039/c7ra05264b](https://doi.org/10.1039/c7ra05264b).
- Simmis (2017). *What is Ashes*. URL: [https://www.simis.io/index.html#Products\\_Ashes\\_Features](https://www.simis.io/index.html#Products_Ashes_Features).
- Team, Hawk Ridge Systems Engineering (2013). *CURVATURE BASED MESH ADVANTAGES IN SOLIDWORKS SIMULATION*. URL: <https://hawkridgesys.com/blog/curvature-based-mesh-advantages>.

- 
- Kurowski, Paul M. (2014). *Engineering Analysis with SolidWorks Simulation*. SDC Publications.
- Clausen, P. D., F. Reynal og D. H. Wood (2013b). «Design, manufacture and testing of small wind turbine blades». I: *Advances in Wind Turbine Blade Design and Materials*. Red. av Rogier P. L. Nijssen og Povi Bronsted. Woodhead Publishing. Kap. 3, s. 66–68. ISBN: 9780857094261. DOI: [10.1533/9780857097286.3.413](https://doi.org/10.1533/9780857097286.3.413).
- Kjeller Vindteknikk (2009). *Vindkart for Norge - Årsmiddelvind i 50m høyde*. Report.
- Meteorologisk institutt (2018). *Meteorologisk institutts vær- og klimadata fra historiske data til sanntidsobservasjoner*. <http://www.eklima.no>. Accessed: 2018-03-18.
- (2007). *Stasjonskart for stasjoner som met.no driver*. Report.
- Jakobsen, Mette Mo (1997). *verktøykasse for utvikling av konkurransedyktige produkter*. Fortuna forl.
- Stig Yngve Martinsen, Gøran Pedersen Krangsås (2017). «Utvikling av ny rotor for vindturbin Sviab VK-240». I:
- SNL (2018). *Store Norske Leksikon*. Oslo: SNL.
- Clausen, P. D., F. Reynal og D. H. Wood (2013c). «Design, manufacture and testing of small wind turbine blades». I: *Advances in Wind Turbine Blade Design and Materials*. Red. av Rogier P. L. Nijssen og Povi Bronsted. Woodhead Publishing. Kap. 13, s. 413–431. ISBN: 9780857094261. DOI: [10.1533/9780857097286.3.413](https://doi.org/10.1533/9780857097286.3.413).
- Kalpakkjian, Serope, Steven R. Schmid og K.S. Vijay Sekar (2014). «Plastics and Composite Materials: Forming and Shaping». I: *Manufacturing Engineering and Technology*. Singapore: Pearson. Kap. 19, s. 522. ISBN: 978-981-06-9406-7.
- Moore, John (2016). Web Page. URL: <https://www.rtmcomposites.com/blog/vacuum-infusion-not-direct-replacement-for-open-mold-or-rtm>.
- Rogers, J.F. Manwell; J.G. McGowan; A.L. (2010b). «Wind Characteristics and Resources». I: *Wind Energy Explained, Theory, Design and Application*. Kap. 2, s. 45–47.
- William T. Thomson, Marie Dillon Dahleh (1998). *Theory of Vibrations with Applications*. Upper Saddle River, N.J: Prentice Hall.
- World Steel Association (2012). *Steel Solutions in a Green Economy*. URL: <https://www.worldsteel.org/en/dam/jcr:41f65ea2-7447-4489-8ba7-9c87e3975aab/Steel+solutions+in+the+green+economy%5C%253A+Wind+turbines.pdf>.
-

- Siemens (2015). *Hexcrete: A New Concept for Taller Wind Turbine Towers*. URL: <https://www.siemens.com/innovation/en/home/pictures-of-the-future/energy-and-efficiency/sustainable-power-generation-windpower-hexcrete-tower.html>.
- GmbH, Timber Tower (2018). *Wood as a material*. URL: <http://www.timbertower.de/components/>.
- Innoventum (2011). *Dali XII and Dali XX - Unique Wooden Towers*. URL: [https://www.innoventum.se/wp-content/uploads/2011/04/Wooden-Towers\\_EN.pdf](https://www.innoventum.se/wp-content/uploads/2011/04/Wooden-Towers_EN.pdf).
- Dørum, Arne (2007). *Maskindeler 1*. akademika forlag.

**Tillegg**



Del VII

Vedlegg

## A. Vinddata

# Ising på vindturbinar, kva kan gjerast for å hindre eller redusere isingsfaren?

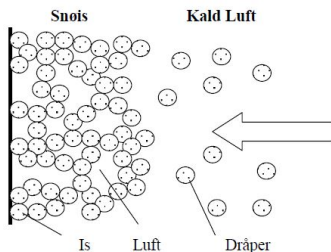
Oumaru Kamara, Runar Rovik, Linnea Stråbø og Eric Thörn

Ising på vindturbinar er eit område det ikkje var gjort så mykje forskning på før i 2013 (Ramstad (2013)). I Noreg har ein hittil bygd dei fleste vindturbinanlegg i område der ising ikkje er eit stort problem. Altså i kystnære strøk. Men no ynskjer Noreg å satse på vindmølleparkar som skal ligge meir i innlandet og det er derfor viktig å finne ut meir om korleis ein kan førebygge ising.

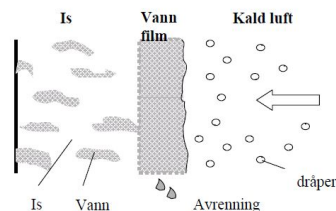


Figur 1: Ekstrem ising på vindturbin

**Atmosfærisk ising** er prosessane der det dannar seg eit islag på overflata til eit objekt. Delt inn i to typer som er relevante for vindturbinar. Det kan dannast av vatn og våt snø. Eller det kan dannast frå vassdamp i lufta. Det er to typar lag som dannast enten glatt is, eller snøis. Snøis er meir porøs og lett, medan glattis er hard og kompakt (Fakorede et al. (2016)).



Figur 2: Vekst av snøis (etter ISO/CD 12494, 2000)



Figur 3: Vekst av glatt is (etter ISO/CD 12494, 2000)

Ising på kan føre til auka slitasje på delane til vindturbinen grunna auka vekt og ustabil vektfordeling (Dierer et al. (2011)). Det kan føre til redusert produksjon og produksjonstans, både fordi det kan sette seg fast mellom dei bevegelige delane og fordi laget med is endrar turbinbladprofilen og kan gjere at blada ikkje vil få tilstrekkeleg løftkraft (Ronsten and FOI (2004)).

I ei studie som vart gjennomført i Sveits fant dei ut at den årlege straumproduksjonen vart redusert med 10% på grunn av ising på rotorblada (Dierer et al. (2011)). Medan ein i andre studier har funne eit tap på mellom 15-30% (Fakorede et al. (2016)). Vidare kan ising føre til personskade eller skade på omgivnadane, ved iskasting der is fell ned frå vindturbinen. Økt støynivå, økt produksjon ved til dels fastising av stallcontrol og dermed mulig skade på generatoren (Fakorede et al. (2016)).

**Anti- og avisings teknologi** Avising er når ein etter at ising har oppstått fjerner is, medan anti-ising er forebyggande teknikkar ein brukar for å hindre isen i å feste seg. Det er tre løysingar som er mest brukt

1. Overflatebehandling (anti-ising)
2. Varmekablar i rotorblada (av-ising)
3. Varmluft gjennom rotorblada (av-ising)

I følge Ronsten and FOI (2004) krevde avisingsprodukta som er tilgjengeleg på marknaden at vindturbinen stoppar medan avvising pågår, desse metodane krevjer også bruk av energi.

Det som er tilgjengeleg på marknaden av overflatebehandling for øyeblikket er kun svartmåling som vil gjere at isen

smeltar fortare enn dersom blada er kvite (Fakorede et al. (2016)). Men det forskas mykje på nye overflatebehandlingar som kan hindre isen i å feste seg. Det er framleis ikkje utvikla nokon fullt fungerande overflatebehandling for å få til tilstrekkeleg anti-ising, som vi vare over tid (Zhiwei He and Zhang (2017)).

Ein ser på korleis geometrien på overflata kan gjere at is ikkje festar seg. Ein kan tilsette overflatebehandling med til dels hydrofobisk material. Hydrofobisk overflatebehandling kan gjere det vanskligare for vann å feste seg til overflata, men desverre hindrar det ikkje is i å feste seg i stor nok grad. Mykje undersøkt er isfobisk overflatebehandling, til dels polytetrafluor-oethylene (PTFE), polydimethylsiloxane (PDMS) og Wearlon (Fakorede et al. (2016)).

Hydrofobisk og isfobisk overflatebehandling går ut på å endre overflata på macronivå slik at slippvinkelen blir større og at isen blir brutt grunna forma og at vatnet prellar av og isen knekk opp i små delar (Zhiwei He and Zhang (2017)).



Figur 4: til venstre dråpe på hydrofobisk material SHS, til høgre dråpe på ubehandla aluminium  
Ruan et al. (2017)

Det danske vindturbinseksket Vestas brukte i 2013 varmluft i turbinblada for å av-ise (Vindpportalen.no (2018)). Dette er ein teknologi som blir brukt på fly-vingar også. Varmluft sirkulerar igjennom hulrommet til blada og smeltar is som har festa seg. Denne teknikken krevjer at produksjonen stoppar, medan av-isinga skjer. Vindturbinen har overvåkingssystem som brukar ein algoritme til å kalkulere om det lønner seg å stoppe produksjonen og sette igang av-ising. Eller om ein skal fortsette produksjonen.

No i 2018 har Vestas lansert eit lovande av-isingssystem der ein ikkje treng å stoppe produksjonen for å setje i gang av-isinga. Det er innebygde intelligente varmeelement i turbinblada, elementa skruer seg på individuelt etter kvar det er ising. Så berre delar av elementa trekk straum imotsetning til varmluftssystemet der ein varma opp heile bladet. Systemet vil i følge Vesta kunne fungere tilstrekkeleg ned til  $-30^{\circ}\text{C}$ , og i tester Vesta har utført holdt vindturbinane seg oppe i 90% straumproduksjon under dei fleste isingsforhald (Weston (2018)).

I følge Fakorede et al. (2016) ville det mest effektive vere ein kombinasjon av anti og av-ising. Der overflata er



Figur 5: Vestas' 4.2MW V136 and V150 turbiner vil vere dei første til å nytte elektrotermal anti-ising system

isavstøytande og det er lagt inn varme for å av-ise. Det er framleis ein del utvikling som gjenstår på isofobisk overflatebehandling, men med meir forskning på område og utvikling burde det vere mogleg å få til eit godt kombinasjonssystem om ikkje alt for mange år.

## References

- Dierer, S., Oechslin, R., and Cattin, R. (2011). Wind turbines in icing conditions: performance and prediction. *Advances in Science and Research*, 6:245–250.
- Fakorede, O., Feger, Z., Ibrahim, H., Ilinca, A., Perron, J., and Masson, C. (2016). Ice protection systems for wind turbines in cold climate: characteristics, comparisons and analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 65:662–675.
- Ramstad, R. (2013). Slik skal de løse is-problemene. *TU*, pages <https://www.tu.no/artikler/slik-skal-de-lose-is-problemene/232993>.
- Ronsten, G. and FOI (2004). Svenska erfarenheter av vindkraft i kallt klimat -nedising, iskast och avising, elforsk rapport 04:13. Report.
- Ruan, M., Zhan, Y., Wu, Y., Wang, X., Li, W., Chen, Y., Wei, M., Wang, X., and Deng, X. (2017). Preparation of ptfе/pdms superhydrophobic coating and its anti-icing performance. *RSC Advances*, 7(66):41339–41344.
- Vindpportalen.no (2018). Anti-icing and de-icing technology. pages <http://www.vindportalen.no/Vindportalen-informasjonsiden-om-vindkraft/Vindkraft/Cold-climate-English/Anti-icing-and-de-icing-technology>.
- Weston, D. (2018). Vestas launches electrothermal anti-ice system. *TU*, pages <https://www.windpowermonthly.com/article/1456241/vestas-launches-electrothermal-anti-ice-system>.
- Zhiwei He, Senbo Xiao, H. G. J. H. and Zhang, Z. (2017). Multi-scale crack initiator promoted super-low ice adhesion surfaces. 13:6562–6568.

## Ekstremstatistikk for gitt datointervall



## Stasjoner

Stnr	Navn	I drift fra	I drift til	Hoh	Breddegrad	Lengdegrad	Kommune	Fylke	Region/Land
80610	MYKEN	okt 1992		17	66,7628	12,4860	Rødøy	Nordland	NORD-NORC
86740	BØ I VESTERÅLEN III	des 2002		8	68,6067	14,4333	Bø	Nordland	NORD-NORC
87110	ANDØYA	jan 1958		10	69,3073	16,1312	Andøy	Nordland	NORD-NORC
87120	ANDØYA - TROLLTINDEN	aug 2007		436	69,2413	16,0030	Andøy	Nordland	NORD-NORC
99870	ADVENTDALEN	nov 2016		15	78,2022	15,8310	Spitsbergen	Svalbard	NORGE

## Elementer

Kode	Navn	Enhet
FGX	Kraftigste vindkast	m/s

## Døgnrekorder i intervallet: 01.01-31.12

\*\*\* MELDING \*\*\*

Dataverdi merket **x** betyr manglende tilgang eller at kvaliteten er 'Svært usikker, modelldata' (Nivå 6 eller mer)

Mer om kvalitetsinformasjon.

## 80610 MYKEN

## 10 maksimale verdier

	FGX
<b>1</b>	57,9
<b>Dato</b>	23.03.2011
<b>2</b>	42,6
<b>Dato</b>	31.12.2008
<b>3</b>	41,2
<b>Dato</b>	26.02.2015
<b>4</b>	40,6
<b>Dato</b>	01.03.2015
<b>5</b>	39,2
<b>Dato</b>	21.07.2013
<b>6</b>	38,4

	<b>FGX</b>
<b>Dato</b>	07.12.2010
<b>7</b>	38,2
<b>Dato</b>	05.07.2013
<b>8</b>	37,8
<b>Dato</b>	26.11.2011
<b>9</b>	37,1
<b>Dato</b>	13.02.2008
<b>10</b>	36,4
<b>Dato</b>	27.11.2015
<b>Periode</b>	<b>2008-2017</b>

**86740 BØ I**  
**VESTERÅLEN III**  
**10 maksimale**  
**verdier**

	<b>FGX</b>
<b>1</b>	39,5
<b>Dato</b>	07.02.2015
<b>2</b>	37,4
<b>Dato</b>	27.11.2015
<b>3</b>	37,0
<b>Dato</b>	29.01.2008
<b>4</b>	35,7
<b>Dato</b>	18.02.2017
<b>5</b>	35,3
<b>Dato</b>	13.02.2008
<b>6</b>	35,2
<b>Dato</b>	14.03.2014
<b>7</b>	35,0
<b>Dato</b>	04.03.2011
<b>8</b>	34,1
<b>Dato</b>	16.11.2013
<b>9</b>	33,1
<b>Dato</b>	08.04.2015
<b>10</b>	32,9
<b>Dato</b>	26.12.2008
<b>Periode</b>	<b>2008-2017</b>

**87110 ANDØYA****10 maksimale  
verdier**

	<b>FGX</b>
<b>1</b>	39,5
<b>Dato</b>	08.03.2014
<b>2</b>	37,1
<b>Dato</b>	29.09.2015
<b>3</b>	35,8
<b>Dato</b>	04.12.2014
<b>4</b>	35,7
<b>Dato</b>	01.11.2015
<b>5</b>	35,2
<b>Dato</b>	15.10.2013
<b>6</b>	34,7
<b>Dato</b>	14.03.2014
<b>7</b>	34,3
<b>Dato</b>	07.02.2015
<b>8</b>	33,2
<b>Dato</b>	09.03.2011
<b>9</b>	32,0
<b>Dato</b>	02.11.2015
<b>10</b>	31,9
<b>Dato</b>	29.01.2008
<b>Periode</b>	<b>2008-2016</b>

**87120 ANDØYA -  
TROLLTINDEN****10 maksimale  
verdier**

	<b>FGX</b>
<b>1</b>	58,0
<b>Dato</b>	04.12.2010
<b>2</b>	55,3
<b>Dato</b>	01.11.2010
<b>3</b>	53,8
<b>Dato</b>	08.03.2014
<b>4</b>	52,1
<b>Dato</b>	02.11.2010
<b>5</b>	50,3

	<b>FGX</b>
<b>Dato</b>	03.12.2010
<b>6</b>	48,4
<b>Dato</b>	14.03.2014
<b>7</b>	47,4
<b>Dato</b>	12.03.2014
<b>8</b>	47,1
<b>Dato</b>	25.01.2017
<b>9</b>	45,6
<b>Dato</b>	15.10.2013
<b>10</b>	45,2
<b>Dato</b>	10.03.2014
<b>Periode</b>	<b>2009-2017</b>

**99870**  
**ADVENTDALEN**  
**10 maksimale**  
**verdier**

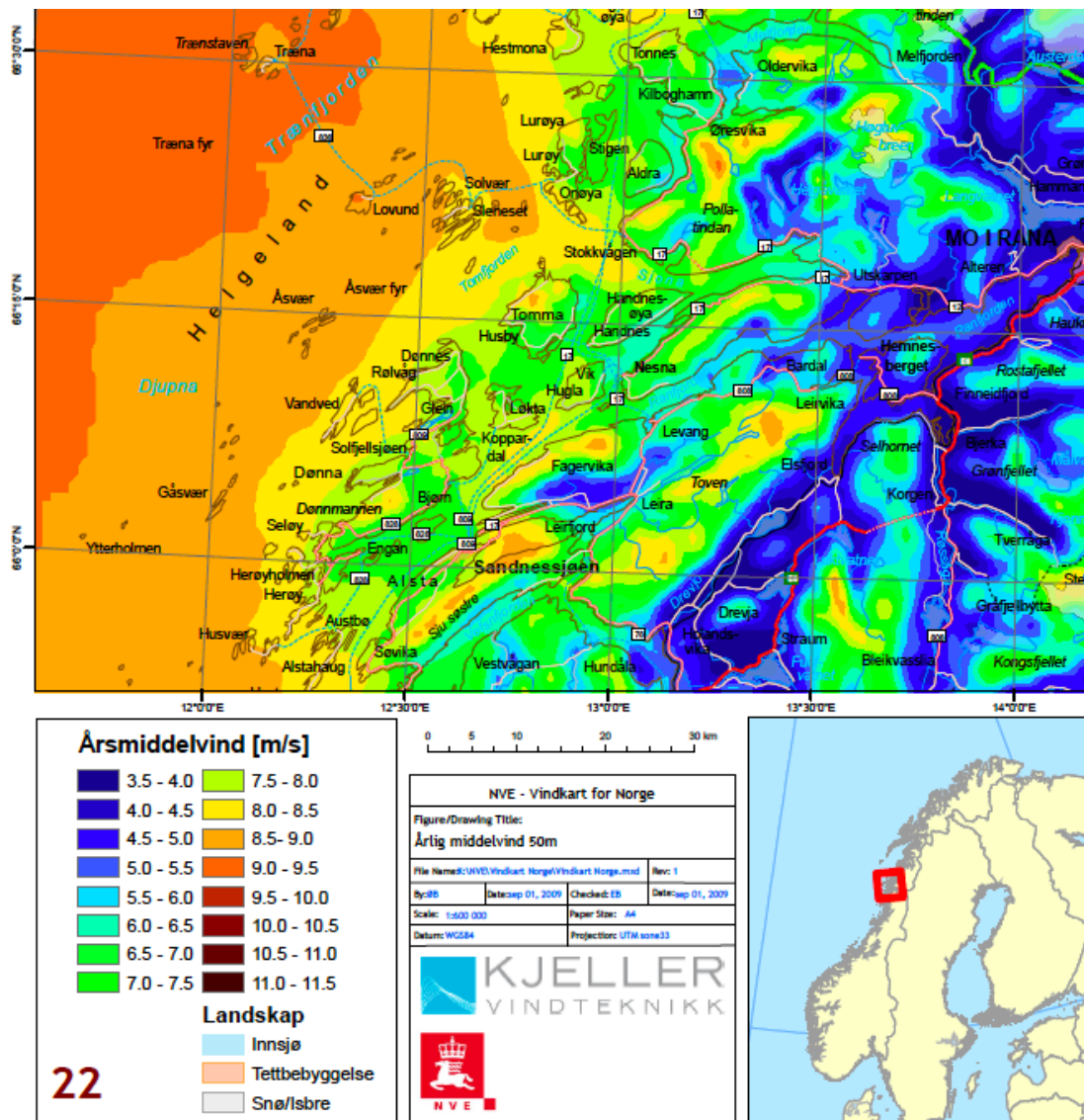
	<b>FGX</b>
<b>1</b>	31,1
<b>Dato</b>	29.12.2016
<b>2</b>	29,1
<b>Dato</b>	28.12.2016
<b>3</b>	28,4
<b>Dato</b>	21.02.2017
<b>4</b>	25,8
<b>Dato</b>	10.11.2017
<b>5</b>	25,6
<b>Dato</b>	19.12.2017
<b>6</b>	23,2
<b>Dato</b>	20.12.2017
<b>7</b>	23,1
<b>Dato</b>	09.11.2017
<b>8</b>	22,0
<b>Dato</b>	26.03.2017
<b>9</b>	21,9
<b>Dato</b>	30.05.2017
<b>10</b>	21,9
<b>Dato</b>	31.05.2017



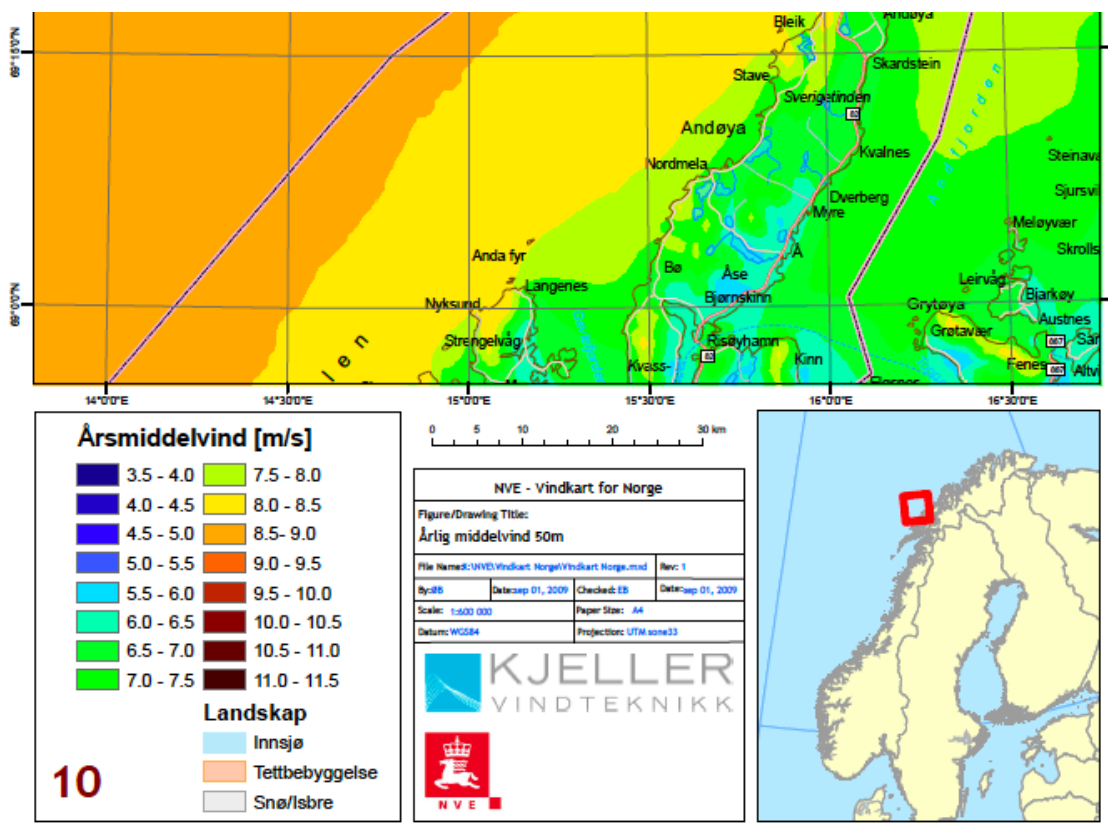
	<b>FGX</b>
<b>Periode</b>	<b>2016-2017</b>

---

*Data er gyldig per 20.03.2018 (CC BY 3.0), Meteorologisk institutt (MET)*  
[eKlima@met.no](mailto:eKlima@met.no)



Figur A.1: Vinddata fra NVE



Figur A.2: Vinddata fra NVE

## Frekvensfordeling med vindrose



## Stasjoner

Stnr	Navn	I drift fra	I drift til	Hoh	Breddegrad	Lengdegrad	Kommune	Fylke	Region/Land
80610	MYKEN	okt 1992		17	66,7628	12,4860	Rødøy	Nordland	NORD-NORGE
86740	BØ I VESTERÅLEN III	des 2002		8	68,6067	14,4333	Bø	Nordland	NORD-NORGE
87110	ANDØYA	jan 1958		10	69,3073	16,1312	Andøy	Nordland	NORD-NORGE
87120	ANDØYA - TROLLTINDEN	aug 2007		436	69,2413	16,0030	Andøy	Nordland	NORD-NORGE
99870	ADVENTDALEN	nov 2016		15	78,2022	15,8310	Spitsbergen	Svalbard	NORGE

## Elementer

Kode	Navn	Enhet
DD	Vindretning (FF)	grader
FF	Vindhastighet (10 meter over bakken)	m/s

Norsk Normaltid (NMT, Norwegian Mean Time) er det samme som sentraleuropeisk tid, tidssonen som ligger en time før UTC, og skrives dermed gjerne UTC+1. Det taes ikke hensyn til sommertid. NMT angir døgnetts timer fra 01 til 24.

## \*\*\* MELDING \*\*\*

I perioden 01.01.2017 - 31.12.2017 er timevise data benyttet for FF og DD.

**80610 Relativ frekvens (%) av observasjoner for DD horisontalt og FF vertikalt. 01.01.2017 - 31.12.2017**  
**Alle tilgjengelige måneder. Alle tilgjengelige timer**

	DD	345	15	45	75	105	135	165	195	225	255	285	315	Variabel	Stille	Sum	Rel.fr.	Kum.fr.	Middel	St.av.	
FF		14	44	74	104	134	164	194	224	254	284	314	344							DD	DD
<=	0,2														0,0	1	0,0	0,0			
0,3	12,6	6,7	9,0	4,4	4,9	11,0	10,1	8,9	8,3	6,9	3,8	4,6	7,4			7510	86,0	86,0			
12,7	25,1	1,0	0,2		0,6	2,4	1,2	2,7	0,9	1,0	1,4	1,0	1,6			1223	14,0	100,0			
25,2	37,6					0,0										1	0,0	100,0			
37,6	50,0																				
>	50,0																				
Sum		669	807	380	480	1173	982	1012	809	695	456	488	783		1	8735					
Rel.fr.		7,7	9,2	4,4	5,5	13,4	11,2	11,6	9,3	8,0	5,2	5,6	9,0		0,0		100,0				
Kum.fr.		7,7	16,9	21,2	26,7	40,2	51,4	63,0	72,3	80,2	85,4	91,0	100,0		100,0						
Middel	FF	7,5	6,6	4,8	6,8	9,3	7,5	9,3	7,8	8,3	9,8	8,5	8,6		0,2						
St.av.	FF	3,9	3,0	2,1	4,6	4,3	3,6	4,6	3,8	4,1	4,9	4,4	4,3								

## Statistikk

Statistikk	FF	DD	Dato
Middel	8,1		
St.av.	4,2		
Min FF	0,2		21.10.2017 15:00
Maks FF	25,2		23.11.2017 10:00
Min DD			
Maks DD			
Datadek.	100%	100%	

Klokkeslett er oppgitt i Norsk normaltid (UTC+1)

## \*\*\* MELDING \*\*\*

I perioden 01.01.2017 - 31.12.2017 er timevise data benyttet for FF og DD.

**86740 Relativ frekvens (%) av observasjoner for DD horisontalt og FF vertikalt. 01.01.2017 - 31.12.2017**

Alle tilgjengelige måneder. Alle tilgjengelige timer

	DD	345	15	45	75	105	135	165	195	225	255	285	315	Variabel	Stille	Sum	Rel.fr.	Kum.fr.	Middel	St.av.	
FF		14	44	74	104	134	164	194	224	254	284	314	344							DD	DD
<=	0,2														1,5	133	1,5	1,5			
0,3	12,6	7,2	6,9	9,9	18,4	8,4	6,2	7,6	5,8	5,7	5,0	6,0	6,3			8189	93,6	95,1			
12,7	25,1	0,1			0,1	0,3		1,1	0,3	0,9	0,9	0,9	0,3			430	4,9	100,0			
25,2	37,6																				
37,6	50,0																				
>	50,0																				
Sum		643	607	865	1620	761	545	765	541	575	519	604	574		133	8752					
Rel.fr.		7,3	6,9	9,9	18,5	8,7	6,2	8,7	6,2	6,6	5,9	6,9	6,6		1,5		100,0				
Kum.fr.		7,3	14,3	24,2	42,7	51,4	57,6	66,3	72,5	79,1	85,0	91,9	98,5		100,0						
Middel	FF	5,0	3,6	3,7	4,7	5,2	5,5	8,0	7,0	7,3	7,6	6,6	5,9		0,0						
St.av.	FF	2,8	1,8	1,7	2,2	3,0	2,8	4,0	3,3	4,3	4,6	4,5	3,4		0,1						

**Statistikk**

Statistikk	FF	DD	Dato
Middel	5,5		
St.av.	3,5		
Min FF	0,0		04.02.2017 14:00
Maks FF	22,5		18.02.2017 03:00
Min DD			
Maks DD			
Datadek.	100%	100%	

Klokkeslett er oppgitt i Norsk normaltid (UTC+1)

**\*\*\* MELDING \*\*\***

I perioden 01.01.2017 - 31.12.2017 er timevise data benyttet for FF og DD.

**87110 Relativ frekvens (%) av observasjoner for DD horisontalt og FF vertikalt. 01.01.2017 - 31.12.2017**

Alle tilgjengelige måneder. Alle tilgjengelige timer

	DD	345	15	45	75	105	135	165	195	225	255	285	315	Variabel	Stille	Sum	Rel.fr.	Kum.fr.	Middel	St.av.	
FF		14	44	74	104	134	164	194	224	254	284	314	344							DD	DD
<=	0,2														0,3	24	0,3	0,3			
0,3	12,6	4,7	9,3	6,6	3,9	6,8	11,0	20,9	9,6	5,9	6,1	5,4	4,8			7918	95,0	95,3			
12,7	25,1	0,2	0,5	0,0		0,9	0,0	0,3	0,1	0,9	0,9	0,8	0,1			395	4,7	100,0			
25,2	37,6																				
37,6	50,0																				
>	50,0																				
Sum		409	811	557	323	642	917	1768	808	567	584	519	408		24	8337					
Rel.fr.		4,9	9,7	6,7	3,9	7,7	11,0	21,2	9,7	6,8	7,0	6,2	4,9		0,3		100,0				
Kum.fr.		4,9	14,6	21,3	25,2	32,9	43,9	65,1	74,8	81,6	88,6	94,8	99,7		100,0						
Middel	FF	6,1	6,9	5,9	5,4	7,4	5,7	5,3	4,6	7,4	7,4	7,5	6,2		0,0						
St.av.	FF	3,3	3,3	2,7	2,5	4,1	2,5	2,6	2,6	4,3	4,1	4,1	3,3		0,0						

**Statistikk**

Statistikk	FF	DD	Dato
Middel	6,1		
St.av.	3,4		
Min FF	0,0		26.02.2017 16:00

Statistikk	FF	DD	Dato
Maks FF	24,2		25.01.2017 10:00
Min DD			
Maks DD			
Datadek.	95%	95%	

Klokkeslett er oppgitt i Norsk normaltid (UTC+1)

\*\*\* MELDING \*\*\*

I perioden 01.01.2017 - 31.12.2017 er timevise data benyttet for FF og DD.

**87120 Relativ frekvens (%) av observasjoner for DD horisontalt og FF vertikalt. 01.01.2017 - 31.12.2017**

**Alle tilgjengelige måneder. Alle tilgjengelige timer**

	DD	345	15	45	75	105	135	165	195	225	255	285	315	Variabel	Stille	Sum	Rel.fr.	Kum.fr.	Middel	St.av.
FF		14	44	74	104	134	164	194	224	254	284	314	344						DD	DD
<=	0,2																			
0,3	12,6	15,3	12,5	9,6	5,8	5,2	7,8	5,9	4,4	6,0	2,9	4,7	7,3			7552	87,4	87,4		
12,7	25,1	1,1	0,8			0,1	1,6	1,0	1,3	4,1	0,8	0,9	0,6			1068	12,4	99,7		
25,2	37,6						0,0			0,2	0,0					22	0,3	100,0		
37,6	50,0																			
>	50,0																			
Sum		1418	1156	832	498	456	818	594	489	888	322	480	691			8642				
Rel.fr.		16,4	13,4	9,6	5,8	5,3	9,5	6,9	5,7	10,3	3,7	5,6	8,0				100,0			
Kum.fr.		16,4	29,8	39,4	45,2	50,5	59,9	66,8	72,4	82,7	86,4	92,0	100,0							
Middel	FF	6,3	5,9	4,0	3,4	4,3	8,6	8,5	9,4	12,0	9,0	7,7	6,4							
St.av.	FF	3,8	3,8	2,0	1,7	2,6	4,5	4,1	4,3	6,0	4,6	4,4	4,1							

**Statistikk**

Statistikk	FF	DD	Dato
Middel	7,1		
St.av.	4,7		
Min FF	0,3		10.02.2017 02:00
Maks FF	33,1		25.01.2017 10:00
Min DD			
Maks DD			
Datadek.	99%	99%	

Klokkeslett er oppgitt i Norsk normaltid (UTC+1)

\*\*\* MELDING \*\*\*

I perioden 01.01.2017 - 31.12.2017 er timevise data benyttet for FF og DD.

**99870 Relativ frekvens (%) av observasjoner for DD horisontalt og FF vertikalt. 01.01.2017 - 31.12.2017**

**Alle tilgjengelige måneder. Alle tilgjengelige timer**

	DD	345	15	45	75	105	135	165	195	225	255	285	315	Variabel	Stille	Sum	Rel.fr.	Kum.fr.	Middel	St.av.
FF		14	44	74	104	134	164	194	224	254	284	314	344						DD	DD
<=	0,2														1,1	98	1,1	1,1		
0,3	12,6	2,1	1,1	2,3	12,8	34,2	9,1	2,4	4,3	2,5	4,6	13,0	9,0			8517	97,2	98,3		
12,7	25,1			0,0	1,2	0,3	0,0			0,0	0,0	0,1	0,0			145	1,7	100,0		
25,2	37,6																			
37,6	50,0																			
>	50,0																			
Sum		182	92	203	1230	3023	795	207	380	219	401	1142	788		98	8760				
Rel.fr.		2,1	1,1	2,3	14,0	34,5	9,1	2,4	4,3	2,5	4,6	13,0	9,0		1,1		100,0			

	DD	345	15	45	75	105	135	165	195	225	255	285	315	Variabel	Stille	Sum	Rel.fr.	Kum.fr.	Middel	St.av.
<b>Kum.fr.</b>		2,1	3,1	5,4	19,5	54,0	63,1	65,4	69,8	72,3	76,8	89,9	98,9		100,0					
<b>Middel</b>	<b>FF</b>	4,2	1,9	3,7	6,5	5,5	4,5	2,7	4,3	4,5	4,6	4,2	4,5		0,1					
<b>St.av.</b>	<b>FF</b>	3,0	1,8	3,2	4,1	2,8	2,4	1,7	2,1	2,7	2,5	2,2	2,5		0,1					

### Statistikk

Statistikk	FF	DD	Dato
<b>Middel</b>	5,0		
<b>St.av.</b>	3,0		
<b>Min FF</b>	0,0		26.04.2017 16:00
<b>Maks FF</b>	20,3		21.02.2017 10:00
<b>Min DD</b>			
<b>Maks DD</b>			
<b>Datadek.</b>	100%	100%	

Klokkeslett er oppgitt i Norsk normaltid (UTC+1)

Data er gyldig per 21.03.2018 08:52 (CC BY 3.0), Meteorologisk institutt (MET)  
[eKlima@met.no](mailto:eKlima@met.no)

## Frekvensfordeling med vindrose



## Stasjoner

Stnr	Navn	I drift fra	I drift til	Hoh	Breddegrad	Lengdegrad	Kommune	Fylke	Region/Land
80610	MYKEN	okt 1992		17	66,7628	12,4860	Rødøy	Nordland	NORD-NORGE
86740	BØ I VESTERÅLEN III	des 2002		8	68,6067	14,4333	Bø	Nordland	NORD-NORGE
87110	ANDØYA	jan 1958		10	69,3073	16,1312	Andøy	Nordland	NORD-NORGE
87120	ANDØYA - TROLLTINDEN	aug 2007		436	69,2413	16,0030	Andøy	Nordland	NORD-NORGE
99870	ADVENTDALEN	nov 2016		15	78,2022	15,8310	Spitsbergen	Svalbard	NORGE

## Elementer

Kode	Navn	Enhet
DD	Vindretning (FF)	grader
FF	Vindhastighet (10 meter over bakken)	m/s

Norsk Normaltid (NMT, Norwegian Mean Time) er det samme som sentraleuropeisk tid, tidssonen som ligger en time før UTC, og skrives dermed gjer UTC+1. Det taes ikke hensyn til sommertid. NMT angir døgnets timer fra 01 til 24.

## \*\*\* MELDING \*\*\*

I perioden 01.11.1992 - 31.01.2006 er data ved hovedtermin benyttet, i perioden 01.02.2006 - 31.12.2017 er timevise data benyttet

**80610 Relativ frekvens (%) av observasjoner for DD horisontalt og FF vertikalt. 01.11.1992 - 31.12.2017**  
 Alle tilgjengelige måneder. Alle tilgjengelige timer

	DD	345	15	45	75	105	135	165	195	225	255	285	315	Variabel	Stille	Sum	Rel.fr.	Kum.fr.	Middel	St.av.
FF		14	44	74	104	134	164	194	224	254	284	314	344						DD	DD
<=	0,2														0,6	914	0,6	0,6		
0,3	12,6	6,9	9,1	5,2	3,4	7,1	11,4	10,5	10,1	7,4	4,8	4,2	5,5			125757	85,7	86,3		
12,7	25,1	0,8	0,8	0,1	0,2	1,9	2,0	2,3	1,3	1,2	1,2	0,9	1,0			20072	13,7	100,0		
25,2	37,6	0,0			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			42	0,0	100,0		
37,6	50,0																			
>	50,0																			
Sum		11231	14554	7869	5262	13303	19616	18770	16748	12644	8828	7415	9631		914	146785				
Rel.fr.		7,7	9,9	5,4	3,6	9,1	13,4	12,8	11,4	8,6	6,0	5,1	6,6		0,6		100,0			
Kum.fr.		7,7	17,6	22,9	26,5	35,6	48,9	61,7	73,1	81,8	87,8	92,8	99,4		100,0					
Middel	FF	7,5	7,5	5,8	5,5	9,1	8,5	8,7	7,8	8,0	8,5	8,2	8,2		0,0					
St.av.	FF	3,7	3,5	2,9	3,4	4,4	3,8	4,2	3,9	4,1	4,9	4,6	4,4		0,0					

## Statistikk

Statistikk	FF	DD	Dato
Middel	7,9		
St.av.	4,2		
Min FF	0,0		03.11.1992 07:00
Maks FF	35,5		24.03.1997 10:00
Min DD			
Maks DD			
Datadek.	67%	67%	

Klokkeslett er oppgitt i Norsk normaltid (UTC+1)

## \*\*\* MELDING \*\*\*

I perioden 03.12.2002 - 31.12.2017 er timevise data benyttet for FF og DD.

**86740 Relativ frekvens (%) av observasjoner for DD horisontalt og FF vertikalt. 03.12.2002 - 31.12.2017**  
 Alle tilgjengelige måneder. Alle tilgjengelige timer

	DD	345	15	45	75	105	135	165	195	225	255	285	315	Variabel	Stille	Sum	Rel.fr.	Kum.fr.	Middel	St.av.
FF		14	44	74	104	134	164	194	224	254	284	314	344						DD	DD
<=	0,2														1,8	2416	1,8	1,8		
0,3	12,6	6,1	6,7	8,0	16,1	7,8	6,6	9,8	7,7	7,2	5,5	5,7	6,4			122583	93,6	95,4		
12,7	25,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	1,1	0,5	1,0	0,8	0,6	0,4			5976	4,6	100,0		
25,2	37,6									0,0	0,0	0,0	0,0			11	0,0	100,0		



	DD	345	15	45	75	105	135	165	195	225	255	285	315	Variabel	Stille	Sum	Rel.fr.	Kum.fr.	Middel	St.av.
37,6	50,0																			
>	50,0																			
Sum		8100	8806	10517	21120	10301	8736	14199	10810	10738	8195	8145	8903		2416	130986				
Rel.fr.		6,2	6,7	8,0	16,1	7,9	6,7	10,8	8,3	8,2	6,3	6,2	6,8		1,8		100,0			
Kum.fr.		6,2	12,9	20,9	37,1	44,9	51,6	62,4	70,7	78,9	85,1	91,4	98,2		100,0					
Middel	FF	4,8	3,6	3,7	4,4	5,3	5,5	7,8	7,1	7,5	7,1	6,2	5,8		0,0					
St.av.	FF	2,8	1,9	1,8	1,9	2,7	2,7	3,6	3,4	4,3	4,4	4,2	3,6		0,1					

## Statistikk

Statistikk	FF	DD	Dato
Middel	5,6		
St.av.	3,5		
Min FF	0,0		11.03.2003 14:00
Maks FF	29,1		07.02.2015 13:00
Min DD			
Maks DD			
Datadek.	99%	99%	

Klokkeslett er oppgitt i Norsk normaltid (UTC+1)

## \*\*\* MELDING \*\*\*

I perioden 01.06.1958 - 31.05.2009 er data ved hovedtermin benyttet, i perioden 01.06.2009 - 31.12.2017 er timevise data benyttet

## 87110 Relativ frekvens (%) av observasjoner for DD horisontalt og FF vertikalt. 01.06.1958 - 31.12.2017

## Alle tilgjengelige måneder. Alle tilgjengelige timer

	DD	345	15	45	75	105	135	165	195	225	255	285	315	Variabel	Stille	Sum	Rel.fr.	Kum.fr.	Middel	St.av.	
FF		14	44	74	104	134	164	194	224	254	284	314	344							DD	DD
<=	0,2														0,8	1596	0,8	0,8			
0,3	12,6	5,2	8,6	5,6	3,3	4,9	10,5	18,5	12,6	8,2	7,4	5,5	4,8	0,0		194337	95,1	95,9			
12,7	25,1	0,2	0,5	0,1	0,0	0,1	0,2	0,3	0,2	1,1	0,8	0,5	0,2			8426	4,1	100,0			
25,2	37,6	0,0	0,0		0,0				0,0	0,0	0,0		0,0			11	0,0	100,0			
37,6	50,0	0,0			0,0	0,0										3	0,0	100,0			
>	50,0					0,0						0,0				3	0,0	100,0			
Sum		11042	18567	11659	6837	10196	21840	38277	26229	19003	16571	12189	10336	34	1596	204376					
Rel.fr.		5,4	9,1	5,7	3,3	5,0	10,7	18,7	12,8	9,3	8,1	6,0	5,1	0,0	0,8		100,0				
Kum.fr.		5,4	14,5	20,2	23,5	28,5	39,2	57,9	70,8	80,1	88,2	94,1	99,2	99,2	100,0						
Middel	FF	5,5	6,6	5,5	4,9	5,6	6,1	5,3	5,1	7,2	6,9	6,6	5,9	0,8	0,0						
St.av.	FF	3,3	3,4	2,9	3,0	3,0	2,8	2,6	2,8	4,2	3,9	3,8	3,5	0,3	0,0						

## Statistikk

Statistikk	FF	DD	Dato
Middel	5,9		
St.av.	3,3		
Min FF	0,0		18.06.1958 07:00
Maks FF	56,1		22.06.2001 20:00
Min DD			
Maks DD			
Datadek.	39%	39%	

Klokkeslett er oppgitt i Norsk normaltid (UTC+1)

## \*\*\* MELDING \*\*\*

I perioden 14.12.2009 - 31.12.2017 er timevise data benyttet for FF og DD.

## 87120 Relativ frekvens (%) av observasjoner for DD horisontalt og FF vertikalt. 14.12.2009 - 31.12.2017

## Alle tilgjengelige måneder. Alle tilgjengelige timer

	DD	345	15	45	75	105	135	165	195	225	255	285	315	Variabel	Stille	Sum	Rel.fr.	Kum.fr.	Middel	St.av.	
FF		14	44	74	104	134	164	194	224	254	284	314	344							DD	DD
<=	0,2													0,0	5	0,0	0,0				
0,3	12,6	13,9	10,3	8,8	6,4	5,4	8,7	5,6	5,1	7,9	3,7	4,6	6,7			45323	87,1	87,1			

	DD	345	15	45	75	105	135	165	195	225	255	285	315	Variabel	Stille	Sum	Rel.fr.	Kum.fr.	Middel	St.av.
12,7	25,1	1,0	0,6	0,1	0,0	0,2	1,7	1,4	1,6	4,2	0,7	0,5	0,5			6527	12,5	99,7		
25,2	37,6	0,0					0,0	0,0	0,0	0,2	0,0					165	0,3	100,0		
37,6	50,0								0,0	0,0						4	0,0	100,0		
>	50,0																			
Sum		7787	5643	4608	3315	2938	5428	3660	3495	6415	2317	2651	3762		5	52024				
Rel.fr.		15,0	10,8	8,9	6,4	5,6	10,4	7,0	6,7	12,3	4,5	5,1	7,2		0,0		100,0			
Kum.fr.		15,0	25,8	34,7	41,0	46,7	57,1	64,2	70,9	83,2	87,7	92,8	100,0		100,0					
Middel	FF	6,5	5,5	3,9	3,3	5,2	9,0	9,4	9,7	11,2	7,9	6,8	6,0		0,0					
St.av.	FF	3,9	3,7	2,3	1,6	3,3	4,2	4,5	4,8	5,7	4,4	4,0	4,0		0,1					

## Statistikk

Statistikk	FF	DD	Dato
Middel	7,2		
St.av.	4,7		
Min FF	0,0		01.09.2011 22:00
Maks FF	40,2		08.03.2014 09:00
Min DD			
Maks DD			
Datadek.	74%	74%	

Klokkeslett er oppgitt i Norsk normaltid (UTC+1)

## \*\*\* MELDING \*\*\*

I perioden 21.11.2016 - 31.12.2017 er timevise data benyttet for FF og DD.

## 99870 Relativ frekvens (%) av observasjoner for DD horisontalt og FF vertikalt. 21.11.2016 - 31.12.2017

## Alle tilgjengelige måneder. Alle tilgjengelige timer

	DD	345	15	45	75	105	135	165	195	225	255	285	315	Variabel	Stille	Sum	Rel.fr.	Kum.fr.	Middel	St.av.
FF		14	44	74	104	134	164	194	224	254	284	314	344						DD	DD
<=	0,2														1,1	107	1,1	1,1		
0,3	12,6	2,0	1,1	2,4	13,1	35,1	9,6	2,5	4,1	2,4	4,3	12,0	8,3			9416	96,8	97,9		
12,7	25,1			0,0	1,7	0,3	0,0			0,0	0,0	0,1	0,0			203	2,1	100,0		
25,2	37,6																			
37,6	50,0																			
>	50,0																			
Sum		194	105	234	1438	3438	935	242	399	234	420	1173	807		107	9726				
Rel.fr.		2,0	1,1	2,4	14,8	35,3	9,6	2,5	4,1	2,4	4,3	12,1	8,3		1,1		100,0			
Kum.fr.		2,0	3,1	5,5	20,3	55,6	65,2	67,7	71,8	74,2	78,5	90,6	98,9		100,0					
Middel	FF	4,1	2,2	3,8	6,9	5,4	4,5	2,8	4,3	4,7	4,6	4,2	4,5		0,1					
St.av.	FF	3,0	2,0	3,1	4,5	2,7	2,4	1,7	2,1	2,9	2,5	2,3	2,5		0,1					

## Statistikk

Statistikk	FF	DD	Dato
Middel	5,0		
St.av.	3,1		
Min FF	0,0		25.12.2016 18:00
Maks FF	24,7		29.12.2016 00:00
Min DD			
Maks DD			
Datadek.	100%	100%	

Klokkeslett er oppgitt i Norsk normaltid (UTC+1)

Data er gyldig per 21.03.2018 08:54 (CC BY 3.0), Meteorologisk institutt (MET)  
eklima@met.no

## Frekvensfordeling med vindrose



## Stasjoner

Stnr	Navn	I drift fra	I drift til	Hoh	Breddegrad	Lengdegrad	Kommune	Fylke	Region/Land
80610	MYKEN	okt 1992		17	66,7628	12,4860	Rødøy	Nordland	NORD-NORGE
86740	BØ I VESTERÅLEN III	des 2002		8	68,6067	14,4333	Bø	Nordland	NORD-NORGE
87110	ANDØYA	jan 1958		10	69,3073	16,1312	Andøy	Nordland	NORD-NORGE
87120	ANDØYA - TROLLTINDEN	aug 2007		436	69,2413	16,0030	Andøy	Nordland	NORD-NORGE
99870	ADVENTDALEN	nov 2016		15	78,2022	15,8310	Spitsbergen	Svalbard	NORGE

## Elementer

Kode	Navn	Enhet
DD	Vindretning (FF)	grader
FF	Vindhastighet (10 meter over bakken)	m/s

Norsk Normaltid (NMT, Norwegian Mean Time) er det samme som sentraleuropeisk tid, tidssonen som ligger en time før UTC, og skriv dermed gjerne UTC+1. Det taes ikke hensyn til sommertid. NMT angir døgnets timer fra 01 til 24.

\*\*\* MELDING \*\*\*

I perioden 01.01.2016 - 31.12.2017 er timevise data benyttet for FF og DD.

## 80610 Relativ frekvens (%) av observasjoner for DD horisontalt og FF vertikalt. 01.01.2016 - 31.12.2017

## Alle tilgjengelige måneder. Alle tilgjengelige timer

	DD	345	15	45	75	105	135	165	195	225	255	285	315	Variabel	Stille	Sum	Rel.fr.	Kum.fr.	Middel	St.av.		
FF		14	44	74	104	134	164	194	224	254	284	314	344							DD	DD	
<=	0,2														0,0	4	0,0	0,0				
0,3	12,6	7,4	9,1	4,2	3,8	9,8	11,2	10,4	9,1	7,0	3,8	4,5	7,2			15332	87,5	87,5				
12,7	25,1	1,0	0,4	0,0	0,4	2,4	1,3	2,3	0,8	0,8	0,9	0,8	1,4			2181	12,4	100,0				
25,2	37,6					0,0							0,0			2	0,0	100,0				
37,6	50,0																					
>	50,0																					
Sum		1474	1657	746	725	2138	2203	2222	1735	1358	827	925	1505		4	17519						
Rel.fr.		8,4	9,5	4,3	4,1	12,2	12,6	12,7	9,9	7,8	4,7	5,3	8,6		0,0		100,0					
Kum.fr.		8,4	17,9	22,1	26,3	38,5	51,0	63,7	73,6	81,4	86,1	91,4	100,0		100,0							
Middel	FF	7,6	6,6	4,9	6,2	9,3	7,8	8,8	7,3	7,9	8,6	7,8	8,2		0,2							
St.av.	FF	3,9	3,0	2,2	4,3	4,1	3,6	4,2	3,6	4,0	4,7	4,4	4,4		0,1							

## Statistikk

Statistikk	FF	DD	Dato
Middel	7,8		
St.av.	4,0		
Min FF	0,1		15.08.2016 22:00
Maks FF	25,8		26.11.2016 19:00
Min DD			
Maks DD			
Datadek.	100%	100%	

Klokkeslett er oppgitt i Norsk normaltid (UTC+1)

\*\*\* MELDING \*\*\*

I perioden 01.01.2016 - 31.12.2017 er timevise data benyttet for FF og DD.

## 86740 Relativ frekvens (%) av observasjoner for DD horisontalt og FF vertikalt. 01.01.2016 - 31.12.2017

## Alle tilgjengelige måneder. Alle tilgjengelige timer

	DD	345	15	45	75	105	135	165	195	225	255	285	315	Variabel	Stille	Sum	Rel.fr.	Kum.fr.	Middel	St.av.
--	----	-----	----	----	----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	----------	--------	-----	---------	---------	--------	--------

FF	DD	345	45	75	105	135	165	195	225	255	285	315	Variabel	Stille	Sum	Rel.fr.	Kum.fr.	Middel	St.av.
<=	0,2													1,4	250	1,4	1,4		
0,3	12,6	6,7	7,1	8,5	17,0	8,2	7,2	8,9	6,7	6,9	5,3	6,1	6,2		16603	94,7	96,1		
12,7	25,1	0,2		0,1	0,1	0,0	1,0	0,3	0,7	0,6	0,6	0,3			678	3,9	100,0		
25,2	37,6																		
37,6	50,0																		
>	50,0																		
Sum		1199	1244	1484	3000	1467	1260	1723	1231	1340	1028	1167	1138	250	17531				
Rel.fr.		6,8	7,1	8,5	17,1	8,4	7,2	9,8	7,0	7,6	5,9	6,7	6,5	1,4		100,0			
Kum.fr.		6,8	13,9	22,4	39,5	47,9	55,1	64,9	71,9	79,6	85,4	92,1	98,6	100,0					
Middel	FF	5,0	3,6	3,5	4,4	5,2	5,4	7,8	6,9	7,1	6,8	5,9	5,6	0,0					
St.av.	FF	3,0	1,9	1,6	2,1	2,8	2,6	3,7	3,2	4,0	4,2	4,1	3,4	0,1					

## Statistikk

Statistikk	FF	DD	Dato
Middel	5,4		
St.av.	3,4		
Min FF	0,0		02.02.2016 03:00
Maks FF	22,5		18.02.2017 03:00
Min DD			
Maks DD			
Datadek.	100%	100%	

Klokkeslett er oppgitt i Norsk normaltid (UTC+1)

## \*\*\* MELDING \*\*\*

I perioden 01.01.2016 - 31.12.2017 er timevise data benyttet for FF og DD.

## 87110 Relativ frekvens (%) av observasjoner for DD horisontalt og FF vertikalt. 01.01.2016 - 31.12.2017

## Alle tilgjengelige måneder. Alle tilgjengelige timer

	DD	345	15	45	75	105	135	165	195	225	255	285	315	Variabel	Stille	Sum	Rel.fr.	Kum.fr.	Middel	St.av.
FF		14	44	74	104	134	164	194	224	254	284	314	344						DD	DD
<=	0,2														0,3	55	0,3	0,3		
0,3	12,6	5,4	9,1	5,7	3,2	5,5	11,0	21,5	10,6	7,6	6,9	4,9	4,6			16075	96,0	96,3		
12,7	25,1	0,2	0,7	0,1		0,4	0,1	0,2	0,1	0,6	0,6	0,5	0,1			615	3,7	100,0		
25,2	37,6																			
37,6	50,0																			
>	50,0																			
Sum		926	1637	967	528	998	1851	3649	1806	1384	1247	908	789		55	16745				
Rel.fr.		5,5	9,8	5,8	3,2	6,0	11,1	21,8	10,8	8,3	7,4	5,4	4,7		0,3		100,0			
Kum.fr.		5,5	15,3	21,1	24,2	30,2	41,2	63,0	73,8	82,1	89,5	95,0	99,7		100,0					
Middel	FF	5,5	7,0	5,6	4,8	6,6	5,8	5,3	4,7	6,8	6,9	6,7	6,0		0,0					
St.av.	FF	3,2	3,5	2,8	2,6	3,8	2,6	2,5	2,6	3,7	3,6	3,9	3,3		0,0					

## Statistikk

Statistikk	FF	DD	Dato
Middel	5,9		
St.av.	3,2		
Min FF	0,0		01.02.2016 14:00
Maks FF	24,2		25.01.2017 10:00
Min DD			
Maks DD			
Datadek.	95%	95%	

Klokkeslett er oppgitt i Norsk normalt tid (UTC+1)

## \*\*\* MELDING \*\*\*

I perioden 01.01.2016 - 31.12.2017 er timevise data benyttet for FF og DD.

**87120 Relativ frekvens (%) av observasjoner for DD horisontalt og FF vertikalt. 01.01.2016 - 31.12.2017****Alle tilgjengelige måneder. Alle tilgjengelige timer**

	DD	345	15	45	75	105	135	165	195	225	255	285	315	Variabel	Stille	Sum	Rel.fr.	Kum.fr.	Middel	St.av.
FF		14	44	74	104	134	164	194	224	254	284	314	344						DD	DD
<=	0,2														0,0	1	0,0	0,0		
0,3	12,6	15,4	10,8	8,1	5,6	4,9	7,8	6,5	4,9	7,5	4,0	4,8	6,6			11837	86,8	86,8		
12,7	25,1	1,5	0,9			0,1	1,5	1,0	1,4	4,5	0,8	0,7	0,6			1771	13,0	99,8		
25,2	37,6						0,0			0,2	0,0					29	0,2	100,0		
37,6	50,0																			
>	50,0																			
Sum		2295	1600	1100	763	680	1261	1024	851	1661	656	759	987		1	13638				
Rel.fr.		16,8	11,7	8,1	5,6	5,0	9,2	7,5	6,2	12,2	4,8	5,6	7,2		0,0		100,0			
Kum.fr.		16,8	28,6	36,6	42,2	47,2	56,5	64,0	70,2	82,4	87,2	92,8	100,0		100,0					
Middel	FF	6,6	5,9	3,7	3,2	4,2	8,5	8,4	9,2	11,5	8,3	7,3	6,3		0,2					
St.av.	FF	4,0	4,0	2,0	1,6	2,7	4,4	4,0	4,4	5,7	4,3	4,3	4,1							

**Statistikk**

Statistikk	FF	DD	Dato
Middel	7,1		
St.av.	4,7		
Min FF	0,2		23.09.2016 23:00
Maks FF	33,1		25.01.2017 10:00
Min DD			
Maks DD			
Datadek.	78%	78%	

Klokkeslett er oppgitt i Norsk normalt tid (UTC+1)

## \*\*\* MELDING \*\*\*

I perioden 21.11.2016 - 31.12.2017 er timevise data benyttet for FF og DD.

**99870 Relativ frekvens (%) av observasjoner for DD horisontalt og FF vertikalt. 21.11.2016 - 31.12.2017****Alle tilgjengelige måneder. Alle tilgjengelige timer**

	DD	345	15	45	75	105	135	165	195	225	255	285	315	Variabel	Stille	Sum	Rel.fr.	Kum.fr.	Middel	St.av.
FF		14	44	74	104	134	164	194	224	254	284	314	344						DD	DD
<=	0,2														1,1	107	1,1	1,1		
0,3	12,6	2,0	1,1	2,4	13,1	35,1	9,6	2,5	4,1	2,4	4,3	12,0	8,3			9416	96,8	97,9		
12,7	25,1			0,0	1,7	0,3	0,0			0,0	0,0	0,1	0,0			203	2,1	100,0		
25,2	37,6																			
37,6	50,0																			
>	50,0																			
Sum		194	105	234	1438	3438	935	242	399	234	420	1173	807		107	9726				
Rel.fr.		2,0	1,1	2,4	14,8	35,3	9,6	2,5	4,1	2,4	4,3	12,1	8,3		1,1		100,0			
Kum.fr.		2,0	3,1	5,5	20,3	55,6	65,2	67,7	71,8	74,2	78,5	90,6	98,9		100,0					
Middel	FF	4,1	2,2	3,8	6,9	5,4	4,5	2,8	4,3	4,7	4,6	4,2	4,5		0,1					
St.av.	FF	3,0	2,0	3,1	4,5	2,7	2,4	1,7	2,1	2,9	2,5	2,3	2,5		0,1					

**Statistikk**

Statistikk	FF	DD	Dato
Middel	5,0		

Statistikk	FF	DD	Dato
St.av.	3,1		
Min FF	0,0		25.12.2016 18:00
Maks FF	24,7		29.12.2016 00:00
Min DD			
Maks DD			
Datadek.	100%	100%	

Klokkeslett er oppgitt i Norsk normaltid (UTC+1)

---

Data er gyldig per 21.03.2018 08:53 (CC BY 3.0), Meteorologisk institutt (MET)  
[eKlima@met.no](mailto:eKlima@met.no)

## Frekvensfordeling med vindrose



## Stasjoner

Stnr	Navn	I drift fra	I drift til	Hoh	Breddegrad	Lengdegrad	Kommune	Fylke	Region/Land
80610	MYKEN	okt 1992		17	66,7628	12,4860	Rødøy	Nordland	NORD-NORGE
86740	BØ I VESTERÅLEN III	des 2002		8	68,6067	14,4333	Bø	Nordland	NORD-NORGE
87110	ANDØYA	jan 1958		10	69,3073	16,1312	Andøy	Nordland	NORD-NORGE
87120	ANDØYA - TROLLTINDEN	aug 2007		436	69,2413	16,0030	Andøy	Nordland	NORD-NORGE
99870	ADVENTDALEN	nov 2016		15	78,2022	15,8310	Spitsbergen	Svalbard	NORGE

## Elementer

Kode	Navn	Enhet
DD	Vindretning (FF)	grader
FF	Vindhastighet (10 meter over bakken)	m/s

Norsk Normaltid (NMT, Norwegian Mean Time) er det samme som sentraleuropeisk tid, tidssonen som ligger en time før UTC, og skriv dermed gjerne UTC+1. Det taes ikke hensyn til sommertid. NMT angir døgnets timer fra 01 til 24.

\*\*\* MELDING \*\*\*

I perioden 01.01.2015 - 31.12.2016 er timevise data benyttet for FF og DD.

## 80610 Relativ frekvens (%) av observasjoner for DD horisontalt og FF vertikalt. 01.01.2015 - 31.12.2016

Alle tilgjengelige måneder. Alle tilgjengelige timer

	DD	345	15	45	75	105	135	165	195	225	255	285	315	Variabel	Stille	Sum	Rel.fr.	Kum.fr.	Middel	St.av.
FF		14	44	74	104	134	164	194	224	254	284	314	344						DD	DD
<=	0,2														0,0	4	0,0	0,0		
0,3	12,6	6,9	7,6	4,1	3,0	8,4	11,5	10,6	10,3	8,3	4,3	4,7	6,3			15098	86,1	86,1		
12,7	25,1	0,7	0,3	0,0	0,3	2,5	2,2	2,3	1,0	1,7	0,9	0,9	1,0			2437	13,9	100,0		
25,2	37,6						0,0			0,0			0,0			5	0,0	100,0		
37,6	50,0																			
>	50,0																			
Sum		1348	1377	721	585	1911	2421	2263	1986	1768	902	976	1282		4	17544				
Rel.fr.		7,7	7,8	4,1	3,3	10,9	13,8	12,9	11,3	10,1	5,1	5,6	7,3		0,0		100,0			
Kum.fr.		7,7	15,5	19,6	23,0	33,9	47,7	60,6	71,9	82,0	87,1	92,7	100,0		100,0					
Middel	FF	7,6	6,6	5,0	6,5	9,6	8,7	8,8	7,4	8,5	8,3	7,8	7,9		0,2					
St.av.	FF	3,6	3,0	2,1	4,1	4,0	3,8	4,1	3,6	4,3	4,7	4,6	4,4		0,1					

## Statistikk

Statistikk	FF	DD	Dato
Middel	8,0		
St.av.	4,1		
Min FF	0,1		15.08.2016 22:00
Maks FF	27,2		26.11.2015 23:00
Min DD			
Maks DD			
Datadek.	100%	100%	

Klokkeslett er oppgitt i Norsk normaltid (UTC+1)

\*\*\* MELDING \*\*\*

I perioden 01.01.2015 - 31.12.2016 er timevise data benyttet for FF og DD.

## 86740 Relativ frekvens (%) av observasjoner for DD horisontalt og FF vertikalt. 01.01.2015 - 31.12.2016

Alle tilgjengelige måneder. Alle tilgjengelige timer

	DD	345	15	45	75	105	135	165	195	225	255	285	315	Variabel	Stille	Sum	Rel.fr.	Kum.fr.	Middel	St.av.
--	----	-----	----	----	----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	----------	--------	-----	---------	---------	--------	--------

FF	DD	345	45	75	105	135	165	195	225	255	285	315	Variabel	Stille	Sum	Rel.fr.	Kum.fr.	Middel	St.av.
<=	0,2													0,9	157	0,9	0,9		
0,3	12,6	5,6	6,3	7,0	16,0	8,0	7,7	9,4	8,1	8,3	6,0	5,9	6,1		16568	94,5	95,4		
12,7	25,1	0,1		0,0	0,0	0,0	0,1	1,0	0,5	1,3	0,8	0,4	0,3		809	4,6	100,0		
25,2	37,6									0,0			0,0		4	0,0	100,0		
37,6	50,0																		
>	50,0																		
Sum		1004	1104	1224	2810	1408	1366	1817	1519	1694	1189	1111	1135	157	17538				
Rel.fr.		5,7	6,3	7,0	16,0	8,0	7,8	10,4	8,7	9,7	6,8	6,3	6,5	0,9		100,0			
Kum.fr.		5,7	12,0	19,0	35,0	43,0	50,8	61,2	69,9	79,5	86,3	92,6	99,1	100,0					
Middel	FF	4,7	3,5	3,6	4,5	5,2	5,8	7,8	7,1	8,0	7,1	5,7	5,5	0,1					
St.av.	FF	2,9	1,9	1,9	2,0	2,6	2,7	3,5	3,3	4,4	4,4	3,9	3,7	0,1					

## Statistikk

Statistikk	FF	DD	Dato
Middel	5,7		
St.av.	3,5		
Min FF	0,0		20.03.2015 19:00
Maks FF	29,1		07.02.2015 13:00
Min DD			
Maks DD			
Datadek.	100%	100%	

Klokkeslett er oppgitt i Norsk normaltid (UTC+1)

## \*\*\* MELDING \*\*\*

I perioden 01.01.2015 - 31.12.2016 er timevise data benyttet for FF og DD.

## 87110 Relativ frekvens (%) av observasjoner for DD horisontalt og FF vertikalt. 01.01.2015 - 31.12.2016

## Alle tilgjengelige måneder. Alle tilgjengelige timer

	DD	345	15	45	75	105	135	165	195	225	255	285	315	Variabel	Stille	Sum	Rel.fr.	Kum.fr.	Middel	St.av.
FF		14	44	74	104	134	164	194	224	254	284	314	344						DD	DD
<=	0,2														0,2	39	0,2	0,2		
0,3	12,6	5,4	9,3	4,9	2,6	4,8	11,2	20,4	11,1	9,0	7,5	5,2	4,4			16411	95,7	96,0		
12,7	25,1	0,1	0,6	0,1	0,2	0,1	0,2	0,2	0,3	0,7	0,8	0,4	0,3			692	4,0	100,0		
25,2	37,6																			
37,6	50,0																			
>	50,0																			
Sum		947	1695	857	478	834	1952	3538	1957	1668	1412	961	804	39	17142					
Rel.fr.		5,5	9,9	5,0	2,8	4,9	11,4	20,6	11,4	9,7	8,2	5,6	4,7	0,2		100,0				
Kum.fr.		5,5	15,4	20,4	23,2	28,1	39,5	60,1	71,5	81,2	89,5	95,1	99,8	100,0						
Middel	FF	5,1	6,6	5,5	5,2	5,8	6,2	5,5	5,1	7,1	7,2	6,2	5,9	0,0						
St.av.	FF	2,9	3,4	2,9	3,9	3,1	2,8	2,5	2,9	3,7	3,9	3,6	3,6	0,0						

## Statistikk

Statistikk	FF	DD	Dato
Middel	6,0		
St.av.	3,2		
Min FF	0,0		02.04.2015 01:00
Maks FF	22,9		07.02.2015 16:00
Min DD			
Maks DD			
Datadek.	98%	98%	



Klokkeslett er oppgitt i Norsk normaltid (UTC+1)

\*\*\* MELDING \*\*\*

I perioden 01.01.2015 - 31.12.2016 er timevise data benyttet for FF og DD.

**87120 Relativ frekvens (%) av observasjoner for DD horisontalt og FF vertikalt. 01.01.2015 - 31.12.2016**  
**Alle tilgjengelige måneder. Alle tilgjengelige timer**

	DD	345	15	45	75	105	135	165	195	225	255	285	315	Variabel	Stille	Sum	Rel.fr.	Kum.fr.	Middel	St.av.
FF		14	44	74	104	134	164	194	224	254	284	314	344						DD	DD
<=	0,2														0,0	1	0,0	0,0		
0,3	12,6	13,8	7,9	6,2	5,5	4,3	7,6	7,8	5,5	9,1	5,2	4,8	5,4			4897	83,2	83,2		
12,7	25,1	2,0	0,9	0,5		0,1	2,1	1,5	1,8	5,4	1,0	0,6	0,7			971	16,5	99,7		
25,2	37,6	0,1								0,2						15	0,3	100,0		
37,6	50,0																			
>	50,0																			
Sum		931	519	394	325	260	571	546	429	864	363	318	363		1	5884				
Rel.fr.		15,8	8,8	6,7	5,5	4,4	9,7	9,3	7,3	14,7	6,2	5,4	6,2		0,0		100,0			
Kum.fr.		15,8	24,6	31,3	36,9	41,3	51,0	60,3	67,6	82,2	88,4	93,8	100,0		100,0					
Middel	FF	7,1	5,6	4,5	3,1	4,5	9,5	9,0	9,5	11,3	8,1	7,1	6,6		0,2					
St.av.	FF	4,4	4,5	4,2	1,5	3,0	4,7	3,8	4,6	5,5	4,3	4,2	4,5							

**Statistikk**

Statistikk	FF	DD	Dato
Middel	7,7		
St.av.	5,0		
Min FF	0,2		23.09.2016 23:00
Maks FF	30,5		07.02.2015 15:00
Min DD			
Maks DD			
Datadek.	34%	34%	

Klokkeslett er oppgitt i Norsk normaltid (UTC+1)

\*\*\* MELDING \*\*\*

I perioden 21.11.2016 - 31.12.2016 er timevise data benyttet for FF og DD.

**99870 Relativ frekvens (%) av observasjoner for DD horisontalt og FF vertikalt. 21.11.2016 - 31.12.2016**  
**Alle tilgjengelige måneder. Alle tilgjengelige timer**

	DD	345	15	45	75	105	135	165	195	225	255	285	315	Variabel	Stille	Sum	Rel.fr.	Kum.fr.	Middel	St.av.
FF		14	44	74	104	134	164	194	224	254	284	314	344						DD	DD
<=	0,2														0,9	9	0,9	0,9		
0,3	12,6	1,2	1,3	3,2	15,7	43,0	14,5	3,6	2,0	1,3	2,0	3,2	2,0			899	93,1	94,0		
12,7	25,1				5,8					0,2						58	6,0	100,0		
25,2	37,6																			
37,6	50,0																			
>	50,0																			
Sum		12	13	31	208	415	140	35	19	15	19	31	19		9	966				
Rel.fr.		1,2	1,3	3,2	21,5	43,0	14,5	3,6	2,0	1,6	2,0	3,2	2,0		0,9		100,0			
Kum.fr.		1,2	2,6	5,8	27,3	70,3	84,8	88,4	90,4	91,9	93,9	97,1	99,1		100,0					
Middel	FF	1,8	4,4	4,3	8,7	4,9	4,3	3,1	4,5	7,5	5,1	5,1	2,9		0,1					
St.av.	FF	1,9	2,4	2,7	5,8	2,1	1,9	1,6	2,2	4,3	2,5	3,0	1,7		0,1					

**Statistikk**

Statistikk	FF	DD	Dato
Middel	5,5		

Statistikk	FF	DD	Dato
St.av.	3,8		
Min FF	0,0		25.12.2016 18:00
Maks FF	24,7		29.12.2016 00:00
Min DD			
Maks DD			
Datadek.	98%	98%	

Klokkeslett er oppgitt i Norsk normaltid (UTC+1)

---

Data er gyldig per 21.03.2018 08:54 (CC BY 3.0), Meteorologisk institutt (MET)  
eKlima@met.no

## Frekvensfordeling med vindrose



## Stasjoner

Stnr	Navn	I drift fra	I drift til	Hoh	Breddegrad	Lengdegrad	Kommune	Fylke	Region/Land
80610	MYKEN	okt 1992		17	66,7628	12,4860	Rødøy	Nordland	NORD-NORGE
86740	BØ I VESTERÅLEN III	des 2002		8	68,6067	14,4333	Bø	Nordland	NORD-NORGE
87110	ANDØYA	jan 1958		10	69,3073	16,1312	Andøy	Nordland	NORD-NORGE
87120	ANDØYA - TROLLTINDEN	aug 2007		436	69,2413	16,0030	Andøy	Nordland	NORD-NORGE
99870	ADVENTDALEN	nov 2016		15	78,2022	15,8310	Spitsbergen	Svalbard	NORGE

## Elementer

Kode	Navn	Enhet
DD	Vindretning (FF)	grader
FF	Vindhastighet (10 meter over bakken)	m/s

Norsk Normaltid (NMT, Norwegian Mean Time) er det samme som sentraleuropeisk tid, tidssonen som ligger en time før UTC, og skrives dermed gjerne UTC+1. Det tas ikke hensyn til sommertid. NMT angir døgnetts timer fra 01 til 24.

## \*\*\* MELDING \*\*\*

I perioden 01.01.2008 - 31.12.2017 er timevise data benyttet for FF og DD.

## 80610 Relativ frekvens (%) av observasjoner for DD horisontalt og FF vertikalt. 01.01.2008 - 31.12.2017

## Alle tilgjengelige måneder. Alle tilgjengelige timer

	DD	345	15	45	75	105	135	165	195	225	255	285	315	Variabel	Stille	Sum	Rel.fr.	Kum.fr.	Middel	St.av.
FF		14	44	74	104	134	164	194	224	254	284	314	344						DD	DD
<=	0,2														0,6	482	0,6	0,6		
0,3	12,6	6,9	9,0	4,8	3,5	8,2	11,8	10,1	9,3	7,2	4,7	4,2	5,6			74151	85,3	85,8		
12,7	25,1	0,8	0,8	0,1	0,3	2,5	2,1	2,3	1,2	1,2	1,0	0,8	1,0			12293	14,1	100,0		
25,2	37,6					0,0	0,0	0,0		0,0	0,0	0,0	0,0			18	0,0	100,0		
37,6	50,0																			
>	50,0																			
Sum		6646	8480	4296	3267	9332	12048	10806	9200	7255	4957	4386	5789		482	86944				
Rel.fr.		7,6	9,8	4,9	3,8	10,7	13,9	12,4	10,6	8,3	5,7	5,0	6,7		0,6		100,0			
Kum.fr.		7,6	17,4	22,3	26,1	36,8	50,7	63,1	73,7	82,0	87,7	92,8	99,4		100,0					
Middel	FF	7,5	7,5	5,7	6,0	9,5	8,6	8,9	7,8	8,0	8,4	8,1	8,2		0,0					
St.av.	FF	3,6	3,4	2,8	3,7	4,3	3,7	4,2	3,9	4,2	4,8	4,5	4,3		0,1					

## Statistikk

Statistikk	FF	DD	Dato
Middel	8,1		
St.av.	4,1		
Min FF	0,0		13.01.2008 07:00
Maks FF	31,7		31.12.2008 05:00
Min DD			
Maks DD			
Datadek.	99%	99%	

Klokkeslett er oppgitt i Norsk normaltid (UTC+1)

## \*\*\* MELDING \*\*\*

I perioden 01.01.2008 - 31.12.2017 er timevise data benyttet for FF og DD.

## 86740 Relativ frekvens (%) av observasjoner for DD horisontalt og FF vertikalt. 01.01.2008 - 31.12.2017

## Alle tilgjengelige måneder. Alle tilgjengelige timer

	DD	345	15	45	75	105	135	165	195	225	255	285	315	Variabel	Stille	Sum	Rel.fr.	Kum.fr.	Middel	St.av.
FF		14	44	74	104	134	164	194	224	254	284	314	344						DD	DD

	DD	345	15	45	75	105	135	165	195	225	255	285	315	Variabel	Stille	Sum	Rel.fr.	Kum.fr.	Middel	St.av.
<=	0,2														1,0	916	1,0	1,0		
0,3	12,6	6,0	6,9	8,6	17,4	8,1	6,7	9,0	7,4	7,0	5,4	5,6	6,5			82934	94,6	95,7		
12,7	25,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,9	0,5	1,0	0,8	0,5	0,3			3791	4,3	100,0		
25,2	37,6									0,0	0,0		0,0			8	0,0	100,0		
37,6	50,0																			
>	50,0																			
Sum		5345	6021	7532	15304	7138	5950	8707	6931	7040	5445	5357	5963		916	87649				
Rel.fr.		6,1	6,9	8,6	17,5	8,1	6,8	9,9	7,9	8,0	6,2	6,1	6,8		1,0		100,0			
Kum.fr.		6,1	13,0	21,6	39,0	47,2	54,0	63,9	71,8	79,8	86,0	92,2	99,0		100,0					
Middel	FF	4,7	3,5	3,7	4,5	5,2	5,4	7,7	7,1	7,5	7,2	6,0	5,7		0,0					
St.av.	FF	2,9	1,9	1,8	1,9	2,7	2,7	3,6	3,4	4,3	4,5	4,1	3,5		0,1					

## Statistikk

Statistikk	FF	DD	Dato
Middel	5,5		
St.av.	3,4		
Min FF	0,0		19.02.2008 22:00
Maks FF	29,1		07.02.2015 13:00
Min DD			
Maks DD			
Datadek.	100%	100%	

Klokkeslett er oppgitt i Norsk normaltid (UTC+1)

## \*\*\* MELDING \*\*\*

I perioden 01.01.2008 - 31.05.2009 er data ved hovedtermin benyttet, i perioden 01.06.2009 - 31.12.2017 er timevise data benyttet

## 87110 Relativ frekvens (%) av observasjoner for DD horisontalt og FF vertikalt. 01.01.2008 - 31.12.2017

## Alle tilgjengelige måneder. Alle tilgjengelige timer

	DD	345	15	45	75	105	135	165	195	225	255	285	315	Variabel	Stille	Sum	Rel.fr.	Kum.fr.	Middel	St.av.
FF		14	44	74	104	134	164	194	224	254	284	314	344						DD	DD
<=	0,2														0,3	291	0,3	0,3		
0,3	12,6	5,0	9,5	6,0	3,3	5,4	11,1	19,9	11,2	7,6	7,0	5,3	4,6	0,0		82370	95,8	96,1		
12,7	25,1	0,1	0,5	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,3	0,9	0,7	0,5	0,2			3317	3,9	100,0		
25,2	37,6															1	0,0	100,0		
37,6	50,0																			
>	50,0																			
Sum		4415	8523	5251	2851	4733	9702	17325	9873	7264	6654	4969	4123	5	291	85979				
Rel.fr.		5,1	9,9	6,1	3,3	5,5	11,3	20,2	11,5	8,4	7,7	5,8	4,8	0,0	0,3		100,0			
Kum.fr.		5,1	15,0	21,2	24,5	30,0	41,3	61,4	72,9	81,3	89,1	94,9	99,7	99,7	100,0					
Middel	FF	5,3	6,7	5,8	5,1	5,9	6,2	5,4	5,0	7,2	7,1	6,8	6,0	0,9	0,0					
St.av.	FF	2,9	3,3	2,9	3,0	3,1	2,7	2,5	2,8	4,0	3,9	3,8	3,5	0,2	0,0					

## Statistikk

Statistikk	FF	DD	Dato
Middel	6,0		
St.av.	3,2		
Min FF	0,0		04.02.2008 12:00
Maks FF	27,0		01.11.2010 16:00
Min DD			
Maks DD			
Datadek.	98%	98%	

Klokkeslett er oppgitt i Norsk normaltid (UTC+1)

## \*\*\* MELDING \*\*\*

I perioden 14.12.2009 - 31.12.2017 er timevise data benyttet for FF og DD.

**87120 Relativ frekvens (%) av observasjoner for DD horisontalt og FF vertikalt. 14.12.2009 - 31.12.2017**

Alle tilgjengelige måneder. Alle tilgjengelige timer

	DD	345	15	45	75	105	135	165	195	225	255	285	315	Variabel	Stille	Sum	Rel.fr.	Kum.fr.	Middel	St.av.
FF		14	44	74	104	134	164	194	224	254	284	314	344						DD	DD
<=	0,2														0,0	5	0,0	0,0		
0,3	12,6	13,9	10,3	8,8	6,4	5,4	8,7	5,6	5,1	7,9	3,7	4,6	6,7			45323	87,1	87,1		
12,7	25,1	1,0	0,6	0,1	0,0	0,2	1,7	1,4	1,6	4,2	0,7	0,5	0,5			6527	12,5	99,7		
25,2	37,6	0,0					0,0	0,0	0,0	0,2	0,0					165	0,3	100,0		
37,6	50,0								0,0	0,0						4	0,0	100,0		
>	50,0																			
Sum		7787	5643	4608	3315	2938	5428	3660	3495	6415	2317	2651	3762		5	52024				
Rel.fr.		15,0	10,8	8,9	6,4	5,6	10,4	7,0	6,7	12,3	4,5	5,1	7,2		0,0		100,0			
Kum.fr.		15,0	25,8	34,7	41,0	46,7	57,1	64,2	70,9	83,2	87,7	92,8	100,0		100,0					
Middel	FF	6,5	5,5	3,9	3,3	5,2	9,0	9,4	9,7	11,2	7,9	6,8	6,0		0,0					
St.av.	FF	3,9	3,7	2,3	1,6	3,3	4,2	4,5	4,8	5,7	4,4	4,0	4,0		0,1					

## Statistikk

Statistikk	FF	DD	Dato
Middel	7,2		
St.av.	4,7		
Min FF	0,0		01.09.2011 22:00
Maks FF	40,2		08.03.2014 09:00
Min DD			
Maks DD			
Datadek.	74%	74%	

Klokkeslett er oppgitt i Norsk normaltid (UTC+1)

## \*\*\* MELDING \*\*\*

I perioden 21.11.2016 - 31.12.2017 er timevise data benyttet for FF og DD.

**99870 Relativ frekvens (%) av observasjoner for DD horisontalt og FF vertikalt. 21.11.2016 - 31.12.2017**

Alle tilgjengelige måneder. Alle tilgjengelige timer

	DD	345	15	45	75	105	135	165	195	225	255	285	315	Variabel	Stille	Sum	Rel.fr.	Kum.fr.	Middel	St.av.
FF		14	44	74	104	134	164	194	224	254	284	314	344						DD	DD
<=	0,2														1,1	107	1,1	1,1		
0,3	12,6	2,0	1,1	2,4	13,1	35,1	9,6	2,5	4,1	2,4	4,3	12,0	8,3			9416	96,8	97,9		
12,7	25,1			0,0	1,7	0,3	0,0			0,0	0,0	0,1	0,0			203	2,1	100,0		
25,2	37,6																			
37,6	50,0																			
>	50,0																			
Sum		194	105	234	1438	3438	935	242	399	234	420	1173	807		107	9726				
Rel.fr.		2,0	1,1	2,4	14,8	35,3	9,6	2,5	4,1	2,4	4,3	12,1	8,3		1,1		100,0			
Kum.fr.		2,0	3,1	5,5	20,3	55,6	65,2	67,7	71,8	74,2	78,5	90,6	98,9		100,0					
Middel	FF	4,1	2,2	3,8	6,9	5,4	4,5	2,8	4,3	4,7	4,6	4,2	4,5		0,1					
St.av.	FF	3,0	2,0	3,1	4,5	2,7	2,4	1,7	2,1	2,9	2,5	2,3	2,5		0,1					

## Statistikk

Statistikk	FF	DD	Dato
Middel	5,0		
St.av.	3,1		
Min FF	0,0		25.12.2016 18:00

Statistikk	FF	DD	Dato
Maks FF	24,7		29.12.2016 00:00
Min DD			
Maks DD			
Datadek.	100%	100%	

Klokkeslett er oppgitt i Norsk normaltid (UTC+1)

---

Data er gyldig per 21.03.2018 08:53 (CC BY 3.0), Meteorologisk institutt (MET)  
[eKlima@met.no](mailto:eKlima@met.no)

## B. Lastanalyse - håndberegninger

Disse håndberegninger baseres på standarden IEC 61400-2. Vi kan ikke legge til standarden i vedlegg, så det anbefalles å søke opp standarden på [www.standard.no](http://www.standard.no) og lese gjennom kapittel 7.4 sammen med utregningene.

# Data, konstanter, verdier

## SWT Class I:

$$v_{ref} = 50 \text{ m/s}$$

$$v_{ave} = 10 \text{ m/s}$$

$$I_{15} = 0,18$$

$$\alpha = 2$$

$$v_{50} = 70 \text{ m/s}$$

$$\lambda_{50} = 1,197$$

$$v_{e1} = 52,5 \text{ m/s}$$

## Generator/Turbin

$$v_{design} = 12 \text{ m/s}$$

$$P_{design} = 750 \text{ W}$$

$$n_{design} = 750 \text{ rpm}$$

$$Q_{design} = 15,82 \text{ Nm}$$

$$n_{max} = 800 \text{ rpm}$$

$$\lambda_{design} = 4,49$$

$$\kappa = 0,6038$$

## Konstanter

$$\rho_{luft} = 1,225 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$$

$$\rho_{is} = 900 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$$

## Rotorblad

$$R_{cog} = 225 \text{ mm}$$

$$m_B = 2 \text{ kg}$$

$$V_{olum} = 1254519 \text{ mm}^3$$

$$I_B = 59059 \text{ kgmm}^2$$

$$A_{proj, side} = 7763,28 \text{ mm}^2$$

$$A_{proj, front} = 52882,14 \text{ mm}^2$$

$$W_{yB} = 98000 \text{ mm}^3$$

$$W_{xB} = 21000 \text{ mm}^3$$

$$A_{root, B} = 4200 \text{ mm}^2$$

$$A_{surface, B} = 109010 \text{ mm}^2$$

$$A_{proj, from, is} = 97552 \text{ mm}^2$$

$$\rho_{carbonfiber} = 1,54 \cdot 10^3 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$$

## Mast

$$m_{mast} = \sim 500 \text{ kg}$$

$$L_{lt} = 9 \text{ m}$$

$$A_{proj, f} = 2,73 \text{ m}^2$$

$$A_{proj, t, is} = 3,36 \text{ m}^2$$

## Generelt

$$m_{top} = 95 \text{ kg}$$

$$m_r = 22 \text{ kg (blades + hub)}$$

$$R = 0,865 \text{ m}$$

$$L_{rt} = 0,2 \text{ m}$$

$$L_{rb} = 0,05 \text{ m}$$

## Beregninger med Ising:

- 30mm lager is på alle eksponerte yter
- Lasttilfeller: kan ikke rotere rundt yaw axis

## Dimensjonerende spenning

$$\sigma_{d, rotorblad} = 59,2 \text{ MPa} \quad (\sigma_B = 533 \text{ MPa}, f_s = 9)$$

$$\sigma_{d, mast} = 127 \text{ MPa} \quad (\sigma_B = 420-600 \text{ MPa}, f_s = 3,3)$$



# Beregninger UTEN IS

## Power Production

(A) Normal operation: Fatigue  
Blade loads:

Dette er en analyse av de vekslende kreftene ved normal operasjon, som brukes for utmattelsesberegning.

$$\begin{aligned}\Delta F_{zB} &= 2 \cdot m_B \cdot R_{\text{cog}} \cdot \omega_{n, \text{des}}^2 \\ &= 2 \cdot 2 \text{ kg} \cdot 0,225 \text{ m} \cdot \left(750 \cdot \frac{2\pi}{60}\right)^2 \\ &= \underline{555,7 \text{ N}}\end{aligned}$$

centripetal kraft

$$\begin{aligned}\Delta M_{yB} &= \frac{Q_{\text{design}}}{B} + 2 \cdot m_B \cdot g \cdot R_{\text{cog}} \\ &= \frac{15,82 \text{ Nm}}{3} + 2 \cdot 2 \text{ kg} \cdot 9,81 \text{ m/s}^2 \cdot 0,225 \text{ m} \\ &= \underline{14,1 \text{ Nm}}\end{aligned}$$

Moment fra generatormotsstand og vekt

$$\begin{aligned}\Delta M_{xB} &= \frac{\lambda_{\text{des}} \cdot Q_{\text{des}}}{B} \\ &= \frac{4,49 \cdot 15,82 \text{ Nm}}{3} \\ &= \underline{23,68 \text{ Nm}}\end{aligned}$$

Flapwise moment, forklaring i standard.

Shaft loads: (Brukes ikke for utmattelsesanalyse av bladet)

$$\Delta F_{x\text{-shaft}} = \frac{3}{2} \cdot \frac{\lambda_{\text{des}} \cdot Q_{\text{des}}}{R} = \frac{3}{2} \cdot \frac{4,49 \cdot 15,82 \text{ Nm}}{0,865 \text{ m}} = \underline{123,2 \text{ N}}$$

$$\begin{aligned}\Delta M_{x\text{-shaft}} &= Q_{\text{des}} + 2 \cdot m_r \cdot g \cdot e_r = 15,82 \text{ Nm} + 2 \cdot 22 \text{ kg} \cdot 9,81 \text{ m/s}^2 \cdot 4,325 \cdot 10^{-3} \text{ m} \\ &= \underline{17,69 \text{ Nm}}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\Delta M_{\text{shaft}} &= 2 \cdot m_r \cdot g \cdot L_{rb} + \frac{R}{6} \cdot \Delta F_{x\text{-shaft}} = 2 \cdot 22 \text{ kg} \cdot 9,81 \text{ m/s}^2 \cdot 0,05 \text{ m} + \frac{0,865 \text{ m}}{6} \cdot 123,2 \text{ N} \\ &= \underline{39,34 \text{ Nm}}\end{aligned}$$

## Med is

$$\text{islæg} = 0,03 \text{ m}, \rho_{\text{is}} = 900 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$$

Ⓐ

- $m_B$  blir større pga. is
- $R_{\text{cog}}$  endres kanskje litt

$$\text{Blad Surface Area} = A_{S,B} = 0,10901 \text{ m}^2$$

$$m_{\text{is}} = A_{S,B} \cdot 0,03 \text{ m} \cdot \rho_{\text{is}} = \underline{2,943 \text{ kg} \approx 3 \text{ kg}}$$

$$m_B = m_{\text{blad}} + m_{\text{is}} = 2 \text{ kg} + 3 \text{ kg} = \underline{5 \text{ kg}}$$

$$\begin{aligned} \Delta F_{zB} &= 2 \cdot m_B \cdot R_{\text{cog}} \cdot \omega_{\text{rot,des}}^2 \\ &= 2 \cdot 5 \text{ kg} \cdot 0,225 \text{ m} \cdot \left(750 \cdot \frac{2\pi}{60}\right)^2 \\ &= \underline{13879 \text{ N}} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta M_{xB} &= \frac{Q_{\text{des}}}{B} + 2 \cdot m_B \cdot g \cdot R_{\text{cog}} \\ &= \frac{15,82 \text{ Nm}}{3} + 2 \cdot 5 \text{ kg} \cdot 9,81 \frac{\text{m}}{\text{s}^2} \cdot 0,225 \text{ m} \\ &= \underline{27,35 \text{ Nm}} \end{aligned}$$

$$\Delta M_{yB} = \underline{23,68 \text{ Nm}}$$

## Utmatting

$T_d$  = design life of turbine in seconds  $\Rightarrow 20 \text{ år} = 63072 \cdot 10^4 \text{ s}$

$$\textcircled{A} \quad n = B \cdot \frac{n_{\text{des}} \cdot T_d}{60} = 3 \cdot \frac{750 \text{ rpm} \cdot 63072 \cdot 10^4 \text{ s}}{60} = \underline{2,37 \cdot 10^{10} \text{ velstinger}}$$

$$\Delta F_{zB} = \underline{5551,65 \text{ N}}$$

$$\Delta M_{yB} = \underline{14,1 \text{ Nm}}$$

$$\Delta M_{xB} = \underline{23,68 \text{ Nm}}$$

Material: Epoksy/Carbon fiber  $\rightarrow \sigma_B = 533 \text{ MPa} = \sigma_e$  (CES)

Ekvivalente spenninger (Blade root)

$$\left. \begin{array}{l} \text{Axial stress: } \sigma_{zB} = \frac{F_{zB}}{A_B} \\ \text{Bending stress: } \sigma_{MB} = \sqrt{M_{xB}^2 + M_{yB}^2} \cdot \frac{1}{W_B} \end{array} \right\} \sigma_{eqB} = \sigma_{zB} + \sigma_{MB}$$
$$W_B = \frac{1}{6} \cdot 140 \text{ mm} \cdot (30 \text{ mm})^2 = 21000 \text{ mm}^3$$
$$\Rightarrow \sigma_{eqB} = \frac{5551,65 \text{ N}}{140 \cdot 30 \text{ mm}^2} + \frac{\sqrt{(14,1 \text{ Nm})^2 + (23,68 \text{ Nm})^2} \cdot 1000 \frac{\text{mm}}{\text{m}}}{21000 \text{ mm}^3}$$

$$\underline{\Delta \sigma_{eqB} = 2,63 \text{ MPa}}$$

Her er  $\Delta \sigma_{eqB}$  langt under utmattelsefastheten, MEN, utmattelsefastheten ligger ved  $10^7$  velstinger og vår turbin har  $10^{10}$  velstinger (opp til) på 20 år.

Derfor gir denne beregningen usikre svar.

FRA CES:

Fatigue strength @  $10^7$  cycles: 293 MPa

$$\Delta \sigma_f \ll 293 \text{ MPa}$$

~~MEN~~



MEN, vår vindturbin vil ha opp mot  $10^{10}$  velstinger på 20 år.

## Med ICE

$$\begin{aligned} \textcircled{A} \quad \Delta F_{zB} &= 13879 \text{ N} \\ \Delta M_{xB} &= 27,35 \text{ Nm} \\ \Delta M_{yB} &= 23,68 \text{ Nm} \end{aligned}$$

Situasjonen er ganske urealistisk, da mestparten av tiden så vil det ikke være is på vindturbinen.

Ekvivalenta spenninger (både root)

$$\Delta \sigma_{eqB} = \frac{13879 \text{ N}}{14030 \text{ mm}^2} + \sqrt{\frac{(27,35 \text{ Nm})^2 + (23,68 \text{ Nm})^2}{21000 \text{ mm}^3}} \cdot 1000 \frac{\text{mm}}{\text{m}}$$

$$\underline{\Delta \sigma_{eqB} = 5,03 \text{ MPa}}$$

Fr CES:

Fatigue strength @  $10^7$  veloslinger: 293 MPa

$$\Delta \sigma_{eqB} \ll 293 \text{ MPa}$$

~~Men vi vil egentlig ha  $10^{10} \cdot 2,37$  veloslinger.~~

Så resultat er usikre.

Uten is

(B) Yawing: Ultimate strength (gyroscopic forces and moments)

$$\omega_{yaw,max} = 3 \text{ rad/s} \quad (7.4.3)$$

$$\omega_{n,des} = 750 \text{ rpm} \cdot \frac{\pi}{30} = 25\pi \frac{1}{s}$$

Blade

$$\begin{aligned} M_{yB} &= m_B \cdot \omega_{yaw,max}^2 \cdot L_{rt} \cdot R_{cg} + 2 \cdot \omega_{yaw,max} \cdot I_B \cdot \omega_{n,des} + \frac{R}{q} \cdot \Delta F_x \text{-shaft} \\ &= 2 \text{ kg} \cdot \left(3 \frac{1}{s}\right)^2 \cdot 0,2 \text{ m} \cdot 0,225 \text{ m} + 2 \cdot 3 \frac{1}{s} \cdot 59059 \text{ kgmm}^2 \cdot 10^{-6} \frac{\text{m}^2}{\text{mm}^2} \cdot 25\pi \frac{1}{s} \\ &\quad + \frac{0,865 \text{ m}}{q} \cdot 123,2 \text{ N} \\ &= \underline{40,48 \text{ Nm}} \end{aligned}$$

Gyroscopiske krefter og moment som oppstår ved yawing (når turbinen vrir seg ut vinden)

MED ICE

(B)

- $m_B$  blir større
- $I_B$  blir større (for ikke denne datoen)

$$m_B = 5 \text{ kg}$$

$$I_B = 59059 \text{ kgmm}^2$$

$$I_{B,2} = I_B \cdot 2 = \underline{118118 \text{ kgmm}^2}$$

$$\begin{aligned} M_{yB} &= 5 \text{ kg} \cdot \left(3 \frac{1}{s}\right)^2 \cdot 0,2 \text{ m} \cdot 0,225 \text{ m} + 2 \cdot \left(3 \frac{1}{s}\right)^2 \cdot 118118 \text{ kgmm}^2 \cdot 10^{-6} \frac{\text{m}^2}{\text{mm}^2} \cdot 25\pi \frac{1}{s} \\ &\quad + \frac{0,865 \text{ m}}{q} \cdot 123,2 \text{ N} \end{aligned}$$

$$= \underline{180,9 \text{ Nm}}$$

$$\left( = 264,3 \text{ Nm} \quad \text{med } I_{B,3} = I_B \cdot 3 \right)$$

Spinning:

Ⓑ Yarning: Ultimate strenght

$$M_{yB} = 40,48 \text{ Nm}$$

$$W_{yB} = \frac{1}{6} \cdot 30 \text{ mm} \cdot (140 \text{ mm})^2 = 98000 \text{ mm}^3$$

$$\sigma_B = \frac{M_{yB}}{W_{yB}} = \frac{40,48 \cdot 10^3 \text{ Nmm}}{98000 \text{ mm}^3} = \underline{\underline{0,413 \text{ MPa}}}$$

$$\sigma_B \ll \sigma_d = 59,2 \text{ MPa}$$

Med is:

$$M_{yB, is} = 180,9 \text{ Nm}$$

$$\sigma_{B, is} = \frac{180,9 \cdot 10^3 \text{ Nmm}}{98000 \text{ mm}^3} = \underline{\underline{1,85 \text{ MPa}}}$$

$$\sigma_{B, is} \ll \sigma_d$$

(C) Yaw error: ultimate strength

Yaw error of 30° is assumed. Yaw error means that the rotor is not perpendicular to the wind.

$$C_{L,max} = 2,0 \quad (\text{if no other data})$$

Flapwise moment caused by yaw error:

$$M_{yB} = \frac{1}{8} \cdot \rho \cdot A_{proj,B} \cdot C_{L,max} \cdot R^3 \cdot \omega_{n,des}^2 \cdot \left[ 1 + \frac{4}{3 \cdot \lambda_{des}} + \frac{1}{2} \left( \frac{1}{\lambda_{des}} \right)^2 \right]$$
$$= \frac{1}{8} \cdot 1,225 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot 0,05288 \text{m}^2 \cdot 2 \cdot (0,865 \text{m})^3 \cdot \left( 25 \frac{\pi}{5} \right)^2 \cdot \left[ 1 + \frac{4}{3 \cdot 4,49} + \frac{1}{2} \left( \frac{1}{4,49} \right)^2 \right]$$
$$= \underline{\underline{85,46 \text{ Nm}}}$$

MED ICE

(C)

•  $A_{proj,B}$  blis storre  $A_{proj,B,IS} = 97552 \text{ mm}^2 =$

$$M_{yB} = \frac{1}{8} \cdot 1,225 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot 0,09755 \text{m}^2 \cdot 2 \cdot (0,865 \text{m})^3 \cdot \left( 25 \frac{\pi}{5} \right)^2 \cdot \left[ 1 + \frac{4}{3 \cdot 4,49} + \frac{1}{2} \left( \frac{1}{4,49} \right)^2 \right]$$
$$= \underline{\underline{157,64 \text{ Nm}}}$$

# Spinninger

③ Yaw error: US

$$M_{yB} = 85,46 \text{ Nm}$$

$$\sigma_{MB} = \frac{M_{yB}}{W_{yB}} = \frac{85,46 \cdot 10^3 \text{ Nmm}}{98000 \text{ mm}^3} = 0,872 \text{ MPa}$$

$$\sigma_{MB} < \sigma_d = 59,2 \text{ MPa}$$

## Med ICE

$$M_{yB} = 157,64 \text{ Nm}$$

$$\sigma_{MB} = \frac{157,64 \cdot 10^3 \text{ Nmm}}{98000 \text{ mm}^3} = 1,6 \text{ MPa} < \sigma_d \quad \text{OK!}$$



① Maximum thrust: Ultimate strenght

$$v_{\text{hub}} = 2,5 \cdot v_{\text{ave}}$$

$$C_T = 0,5 \text{ eller } \frac{8}{9} \text{ ved høje rpm.}$$

$$\begin{aligned} F_{x\text{-shaft}} &= C_T \cdot 0,5 \cdot \rho \cdot (2,5 \cdot v_{\text{ave}})^2 \cdot \pi \cdot R^2 \\ &= \frac{8}{9} \cdot 0,5 \cdot 1,225 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot (2,5 \cdot 10 \text{ m/s})^2 \cdot \pi \cdot (0,8 \text{ m})^2 \\ &= \underline{\underline{684,17 \text{ N}}} \end{aligned}$$

Med ICE

①

ingen forandring

Formelen er fra  $F = C_T \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^2 \cdot A$   
men er endret for at passe thrust-  
loads som er simulert med  
aero-elastiske modeller.

# Spenninger

① Maximum thrust: US

$$F_{x\text{-shaft}} = 684,17 \text{ N}$$

Per blad:

$$F_{xB} = F_{x\text{-shaft}} \cdot \frac{1}{3} = \underline{228,1 \text{ N}}$$

Moment:

Antar sirkel  $0,4 \text{ m}$  fra roten til resultantkraften

$$M_{xB} = 228,1 \text{ N} \cdot 0,4 \text{ m} = 91,24 \text{ Nm}$$

$$W_{xB} = \frac{1}{6} \cdot 140 \text{ mm} \cdot (30 \text{ mm})^2 = 21000 \text{ mm}^3$$

Spenning:

$$\sigma_{xB} = \frac{91,24 \text{ Nm} \cdot 10^3 \frac{\text{mm}}{\text{m}}}{21000 \text{ mm}^3} = \underline{4,34 \text{ MPa}}$$

$$\underline{\sigma_{xB} < \sigma_d = 59,2 \text{ MPa}}$$

OK!

Med ICE

ingen forandring

⑤ Max rotational speed: Ultimate strenght

(centrifugal loads & rotor unbalance)

$$\omega_{n,\max} = \frac{\pi}{30} \cdot n_{\max} = 800 \text{ rpm} \cdot \frac{\pi}{30} = 83,78 \frac{1}{3}$$

$$\begin{aligned} F_{zB} &= m_B \cdot \omega_{n,\max}^2 \cdot R_{\text{cog}} \\ &= 2 \text{ kg} \cdot \left(83,78 \frac{1}{3}\right)^2 \cdot 0,225 \text{ m} \\ &= \underline{3158,6 \text{ N}} \end{aligned}$$

Sentripetalkraften som oppstår ved maks turtall.

Med ICE

⑤

$m_B$  endres til 5 kg

$$\begin{aligned} F_{zB} &= 5 \text{ kg} \cdot \left(83,78 \frac{1}{3}\right)^2 \cdot 0,225 \text{ m} \\ &= \underline{7896,5 \text{ N}} \end{aligned}$$

## Spanninger

(E) Max rotational speed: 0s

$$F_{zB} = 3158,6 \text{ N}$$

$$A_{B, \text{root}} = 30 \cdot 140 \text{ mm}^2 = 4200 \text{ mm}^2$$

$$\sigma_{zB} = \frac{3158,6 \text{ N}}{4200 \text{ mm}^2} = \underline{0,752 \text{ MPa}}$$

$$\underline{\sigma_{zB} < \sigma_d = 59,2 \text{ MPa}}$$

OK!

## Med ICE

$$F_{zB} = 7896,5 \text{ N}$$

$$\sigma_{zB} = \frac{7896,5 \text{ N}}{4200 \text{ mm}^2} = 1,88 \text{ MPa} < \sigma_d \quad \text{OK!}$$

## Ⓕ Short at load connection: Ultimate load

$G = 2,0$  (in absence of more accurate values)

$$\begin{aligned}M_{x\text{-shaft}} &= G \cdot Q_{\text{design}} \\ &= 2 \cdot 15,82 \text{ Nm} \\ &= \underline{31,64 \text{ Nm}}\end{aligned}$$

Moment ved vridning av rotoraksen som oppstår på grunn av kortslutning

$$\begin{aligned}M_{yB} &= \frac{M_{x\text{-shaft}}}{3} + m_B \cdot g \cdot R_{\text{cog}} \\ &= \frac{31,64 \text{ N}}{3} + 2 \text{ kg} \cdot 9,81 \text{ m/s}^2 \cdot 0,865 \text{ m} \\ &= \underline{27,52 \text{ Nm}}\end{aligned}$$

Med ICE

Ⓕ

$\cdot m_B$  blir 5kg

$$\begin{aligned}M_{yB} &= \frac{31,64 \text{ N}}{3} + 5 \text{ kg} \cdot 9,81 \text{ m/s}^2 \cdot 0,865 \text{ m} \\ &= \underline{53 \text{ Nm}}\end{aligned}$$

## Spannrefer

⑥ Short at lead connection: US

$$M_{x\text{-shaft}} = 31,64 \text{ Nm}$$

$$M_{yB} = 27,52 \text{ Nm}$$

$$W_{yB} = 98000 \text{ mm}^3$$

$$\sigma_{yB} = \frac{M_{yB}}{W_{yB}} = \frac{27,52 \cdot 10^3 \text{ Nmm}}{98000 \text{ mm}^3} = \underline{0,281 \text{ MPa}}$$

$$\sigma_{yB} < \sigma_d = 59,2 \text{ MPa} \quad \text{OK!}$$

## Med ICE

$$M_{yB} = 53 \text{ Nm}$$

$$\sigma_{yB} = \frac{53 \text{ Nm} \cdot 10^3 \frac{\text{mm}}{\text{m}}}{98000 \text{ mm}^3} = 0,54 \text{ MPa} < \sigma_d \quad \text{OK!}$$

## Ⓜ Extreme wind loading: Ultimate Strength

$$C_{L,max} = 2,0 \text{ (if no other data)}$$

Spinning rotor, vridt ut av vinden

Blade root bending moment

$$\begin{aligned} M_{yB} &= C_{L,max} \cdot \frac{1}{6} \cdot \rho \cdot v_{es0}^2 \cdot A_{proj,B,side} \cdot R \\ &= 2 \cdot \frac{1}{6} \cdot 1,225 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot (70 \frac{\text{m}}{\text{s}})^2 \cdot 7,76 \cdot 10^{-3} \text{ m}^2 \cdot 0,8 \text{ m} \\ &= \underline{12,46 \text{ Nm}} \end{aligned}$$

Krefter fra vinden ved ekstreme vaerforhold, vindhast: 70 m/s

→ Vindturbinen er ikke vindret på vinden ved hjælp av stormskyddet.

Thrust force

$$\begin{aligned} F_{x\text{-shaft}} &= 0,17 \cdot B \cdot A_{proj,B,side} \cdot v_{es0}^2 \cdot \rho \cdot v_{es0}^2 \\ &= 0,17 \cdot 3 \cdot 7,76 \cdot 10^{-3} \text{ m}^2 \cdot 1,197^2 \cdot 1,225 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot (70 \frac{\text{m}}{\text{s}})^2 \\ &= \underline{34 \text{ N}} \end{aligned}$$

Mast

→  $C_f$  = force coefficient, finnes i table 3 i Standarden.

$$\begin{aligned} F_{mast} &= C_f \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_{es0}^2 \cdot A_{proj,mast} \\ &= 0,7 \cdot 0,5 \cdot 1,225 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot (70 \frac{\text{m}}{\text{s}})^2 \cdot 2,73 \text{ m}^2 \\ &= \underline{5735 \text{ N}} \end{aligned}$$

Moment ved roten av masten

$$\begin{aligned} M_{root} &= F_{x\text{-shaft}} \cdot 10,5 \text{ m} + F_{mast} \cdot \frac{10,5 \text{ m}}{2} \\ &= 34 \text{ N} \cdot 10,5 \text{ m} + 5735 \text{ N} \cdot 5,25 \text{ m} \\ &= \underline{30466 \text{ Nm}} \end{aligned}$$

Med is: (H)

• A<sub>proj</sub> blir større

$$A_{\text{proj, B, is}} = 0,097552 \text{ m}^2$$

$$A_{\text{proj, mast, is}} = 3,36 \text{ m}^2$$

"Parket" rotor, yaw-funksjonen har fryst fast og vinden kommer rakt på rotoren

Blade root bending moment

$C_d = 1,5$  (drag force coefficient)

$$\begin{aligned} M_{x, B} &= C_d \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_{\text{eso}}^2 \cdot A_{\text{proj, B, hem}} \cdot R \cdot \frac{1}{2} \\ &= 1,5 \cdot \frac{1}{4} \cdot 1,225 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot (70 \text{ m/s})^2 \cdot 0,097552 \text{ m}^2 \cdot 0,8 \text{ m} \\ &= 176 \text{ N} \end{aligned}$$

Thrust force

$$\begin{aligned} F_{x\text{-shaft}} &= B \cdot C_d \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_{\text{eso}}^2 \cdot A_{\text{proj, B, hem, is}} \\ &= 3 \cdot 1,5 \cdot \frac{1}{2} \cdot 1,225 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot (70 \text{ m/s})^2 \cdot 0,097552 \text{ m}^2 \\ &= \underline{1317,5 \text{ N}} \end{aligned}$$

Mast

$$\begin{aligned} F_{\text{mast}} &= 0,7 \cdot \frac{1}{2} \cdot 1,225 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot (70 \text{ m/s})^2 \cdot 3,36 \text{ m}^2 \\ &= \underline{7059 \text{ N}} \end{aligned}$$

Moment ved roten:

$$\begin{aligned} M_{\text{rot}} &= 1317,5 \text{ N} \cdot 10,5 \text{ m} + 7059 \cdot 5,25 \text{ m} \\ &= \underline{50893,5 \text{ Nm}} \end{aligned}$$



# Spänning:

(H) Extreme vind lastning: Ultimate strength

Uten is

Rotorblad: spänning ved roten av bladet

$$M_{yB} = 12,46 \text{ Nm} + 34 \cdot \frac{1}{2} N \cdot 0,3 \text{ m} = 15,86 \text{ Nm}$$

$$W_{yB} = 98000 \text{ mm}^3$$

$$\sigma = \frac{15,86 \text{ Nm} \cdot 10^3 \frac{\text{mm}}{\text{m}}}{98000 \text{ mm}^3} = \underline{0,16 \text{ MPa}}$$

$$\sigma \ll \sigma_d$$

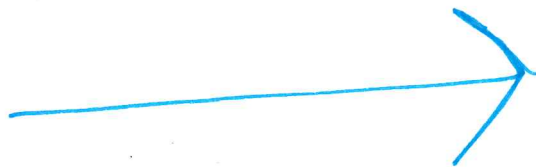
Mast: spänning ved roten av masten

$$M_{\text{root}} = 30466 \text{ Nm}$$

$$W_x = W_y = \frac{\pi}{32} \left( \frac{D^4 - d^4}{D} \right)$$

$$\sigma_{\text{root}} = \frac{30466 \cdot 10^3 \text{ Nmm}}{\frac{\pi}{32} \cdot \left( \frac{D^4 - d^4}{D} \right)} < \sigma_d$$

→ dimensjonere hvis lasttilfellet er kritisk.



## Med is (Spinning #)

Rotorblad: Spinning ved roten

$$M_{xB} = 176 \text{ Nm}$$

~~$M_{xB} = 185,5 \text{ Nm}$~~

$$\sigma_{xB} = \frac{176 \cdot 10^3 \text{ Nmm}}{21000 \text{ mm}^3} = 8,38 \text{ MPa}$$

Mast: Spinning ved roten

$$M_{\text{root}} = 50894 \text{ Nm}$$

$$\sigma_{\text{root}} = \frac{50894 \text{ Nm} \cdot 10^3 \text{ mm}}{\frac{\pi}{32} \left( \frac{D^4 - d^4}{D} \right)}$$

$\ll \sigma_d$

① Parked Wind loading, maximum exposure: Ultimate Strength

Load on each component:  $F = C_f \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v_{ref}^2 \cdot A_{proj}$

C<sub>f</sub> fra table 3 i Standarden

Bladet:

$$F_{xB} = 2 \cdot 0,5 \cdot 1,225 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot (50 \text{ m/s})^2 \cdot 0,05288214 \text{ m}^2$$
$$= 162 \text{ N}$$

I dette tilfelle sitter alt fast på grunn av et eller annet mekanisk feil, så vinden kommer fra den allere mest ugunstige retningen (rakt på).

Mast:

$$F_{mast} = 0,7 \cdot 0,5 \cdot 1,225 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot (50 \text{ m/s})^2 \cdot 2,73 \text{ m}^2$$
$$= 2926 \text{ N}$$

Med is:

A<sub>proj</sub> blir større

Bladet:

$$F_{xB} = 2 \cdot 0,5 \cdot 1,225 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot (50 \text{ m/s})^2 \cdot 0,097552 \text{ m}^2$$
$$= 299 \text{ N}$$

Mast:

$$F_{mast} = 0,7 \cdot 0,5 \cdot 1,225 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot (50 \text{ m/s})^2 \cdot 3,36 \text{ m}^2$$
$$= 3602 \text{ N}$$

# Spenninger:

① Parted wind loading, max. exposure: Ultimate Strength

Uten is:

Bladet:

$$F_{xB} = 162 \text{ N},$$

$$W_{xB} = 21000 \text{ mm}^3$$

$$\sigma_{xB} = \frac{162 \text{ N} \cdot 300 \text{ mm}}{21000 \text{ mm}^3} = 2,31 \text{ MPa}$$

→ 300m er fra roten ut til punktet av resultantkræfter.  
Dette er en konservativ antakelse.

$$\sigma_{xB} < \sigma_d$$

Masten:

$$M_{mast,rot} = 3 \cdot 162 \text{ N} \cdot 10,5 \text{ m} + \cancel{2926 \text{ N}} \cdot 5,25 \text{ m} = \underline{20465 \text{ Nm}}$$

$$\sigma_{mast,rot} = \frac{20465 \cdot 10^3 \text{ Nmm}}{\frac{\pi}{32} \left( \frac{D^4 - d^4}{D} \right)} < \sigma_d$$

$$W_x = W_y = \frac{\pi}{32} \left( \frac{D^4 - d^4}{D} \right)$$

Med is:

Bladet:

$$F_{xB} = 299 \text{ N}, \quad W_{xB} = 21000 \text{ mm}^3$$

$$\sigma_{xB} = \frac{299 \text{ N} \cdot 300 \text{ mm}}{21000 \text{ mm}^3} = \underline{4,27 \text{ MPa}} < \sigma_d$$

Masten:

$$M_{mast,rot} = 3 \cdot 299 \text{ N} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \text{ mm} + 3602 \text{ N} \cdot 5,25 \cdot 10^3 \text{ mm} = \underline{28329000 \text{ Nmm}}$$

$$\sigma_{mast,rot} = \frac{28329000 \text{ Nmm}}{\frac{\pi}{32} \left( \frac{D^4 - d^4}{D} \right)} < \sigma_d$$

## ① ~~Transportation, assembly, maintenance, repair.~~ Oppheising

Uten is

Her regner vi momentet av mastens vekt om vippepunktet. Vippepunktet er 1,5m opp på masten, hvilket gir 9m fra vippepunkt til toppen.

$$M_{\text{mast}} = 2 \cdot \left( m_{\text{topp}} + \frac{m_{\text{overheng}}}{2} \right) \cdot g \cdot L_{\text{tt}}$$

→ vekten av masten fra vippepunkt og opp  
→ lengden fra vippepunkt til toppen

→ Dynamic amplification factor

$$= 2 \cdot \left( 95 \text{ kg} + \frac{500 \text{ kg} \cdot \left( \frac{9}{10,5} \right)}{2} \right) \cdot 9,81 \frac{\text{m}}{\text{s}^2} \cdot 9 \text{ m}$$

$$= \underline{54614 \text{ Nm}}$$

Med is:

• større vekt (om is)

→ antakelse av mastens diameter

$$m_{\text{mast, is}} = 0,3 \text{ m} \cdot \pi \cdot 0,03 \text{ m} \cdot 900 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} = \underline{25,45 \text{ kg}}$$

→ is tykkelse

→ Blad overflateareal

→ fenen bak

$$m_{\text{top, is}} = \left( 3 \cdot 0,10901 \text{ m}^2 \cdot 0,03 \text{ m} + 0,03 \text{ m} \cdot 2 \cdot (0,2 \cdot 0,3) \text{ m}^2 + 0,03 \text{ m} \cdot 1 \text{ m}^2 \right) \cdot 900 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}$$

→ maskinhus

$$= \underline{39 \text{ kg}}$$

$$M_{\text{mast}} = 2 \cdot \left( 95 \text{ kg} + 39 \text{ kg} + \frac{(500 + 25) \text{ kg} \cdot \left( \frac{9}{10,5} \right)}{2} \right) \cdot 9,81 \frac{\text{m}}{\text{s}^2} \cdot 9 \text{ m}$$

~~54614 Nm~~

$$= \underline{63392 \text{ Nm}}$$

Masten vil antageligvis aldrig heises opp/ ned med is på

# Spenninger:

③ Oppheising: Ultimate Strength

Uten is:

$$M_{\text{mast, vippepunkt}} = 54614 \text{ Nm}, \quad W_x = W_y = \frac{\pi}{32} \left( \frac{D^4 - d^4}{D} \right)$$

$$\sigma_{\text{mast, vippepunkt}} = \frac{54614 \cdot 10^3 \text{ Nmm}}{\frac{\pi}{32} \left( \frac{D^4 - d^4}{D} \right)} < \sigma_d$$

---

Med is:

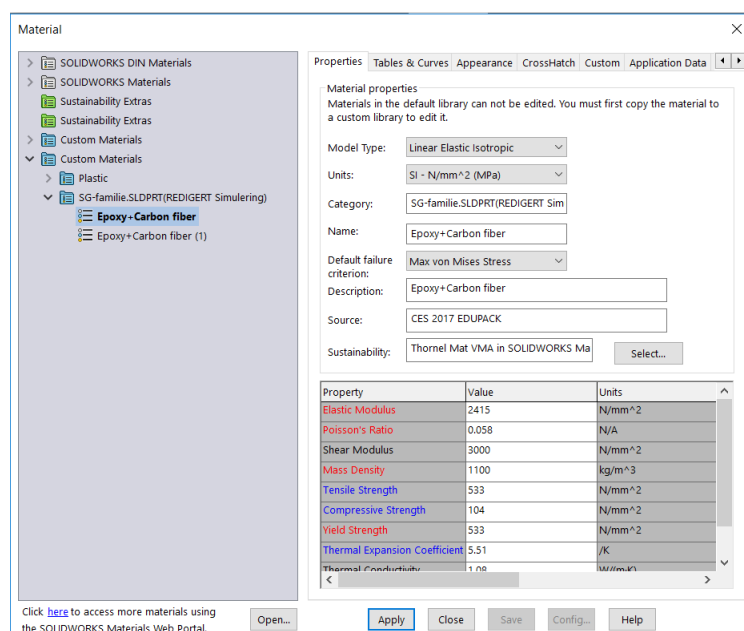
$$M_{\text{mast, vippepunkt}} = 63392 \text{ Nm}$$

$$\sigma_{\text{mast, vippepunkt}} = \frac{63392 \cdot 10^3 \text{ Nmm}}{\frac{\pi}{32} \left( \frac{D^4 - d^4}{D} \right)} < \sigma_d$$

---

Settes som sagt antageligvis  
aldri opp med is på, derfor  
regner vi uten is i dette  
tilfelle ved dimensjonering.

## C. Rangbetingelser og belastningstilfeller

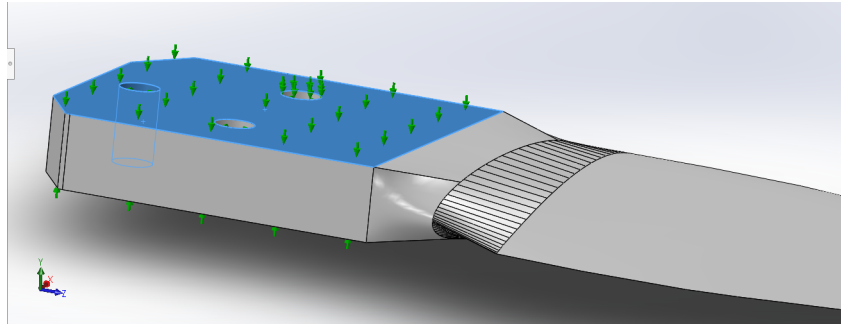


Figur C.1: Innstilling for material med egendefinert materialegenskaper fra SolidWorks

### C.1 Last og randbetingelser

#### C.1.1 Fastholdninger (Fixture)

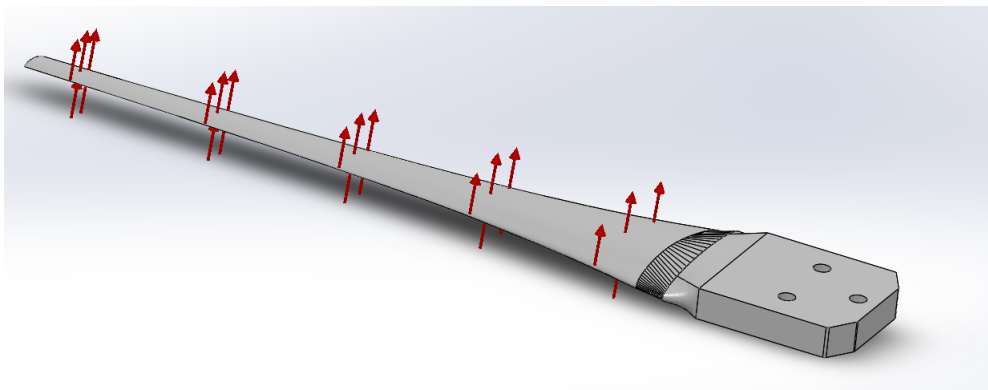
Fastholdningene ble satt på til å likne på hvordan det er fastspent i virkeligheten. Skruholene er fixed i forhold til forflytning i Z -og X-retningene, som skal simulere boldtene som brukes til å feste bladet. Har brukt Virtual Wall for å simulere de to sideplatene som rotoren vil være festet fast i mellom. Virtuell vegg funksjonen fortelle programmet at det er en vegg tilstedet som festehodet til bladet ikke skal bevege seg gjennom. I figur C.2 vises det fastholdningene på bladet fra programmet SolidWorks.



Figur C.2: Fastholdning

### C.1.2 Last (External loads)

Først er det satt på et trykk som skal virker på overflatearealet av rotorbladene. Samsvarende trykk vil virker på resterende blad som er påmontert i rotoren, for å simulere kreftene fra innkommende vind som treffer normalt på bladet. Figur C.3 viser solid modell av bladet med belastninger.

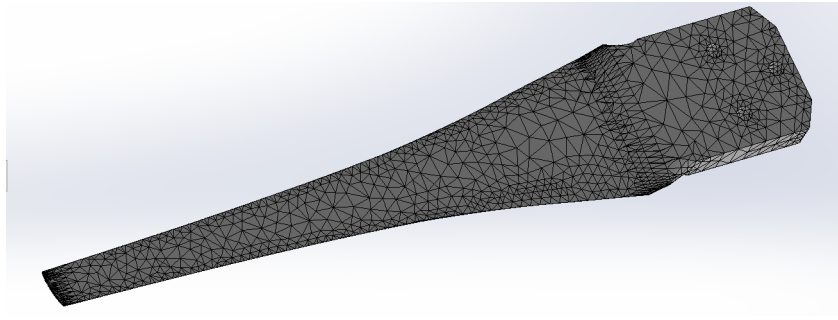


Figur C.3: Belastninger på rotorbladet overflate

### C.1.3 Mesh

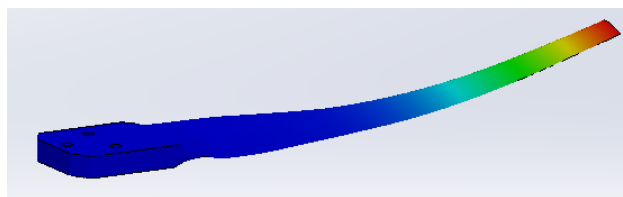
- Mesh type: Solid Mesh
- Max elementstørrelse: 34mm
- Min elementstørrelse: 6.8mm
- Mesh kvalitet: Høy



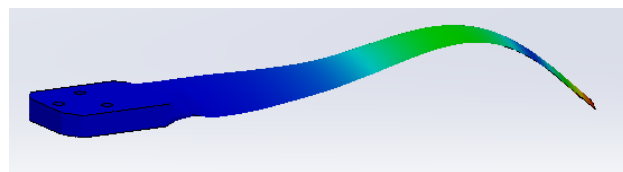


Figur C.4: Curvature-based mesh på rotorbladet

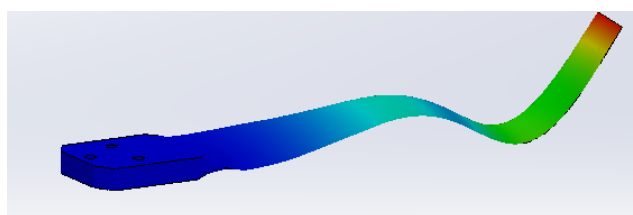
## D. Frekvensanalysen



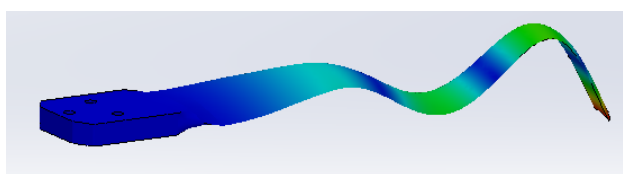
Figur D.1: Frekvensmode Nr.1



Figur D.2: Frekvensmode Nr.2



Figur D.3: Frekvensmode Nr.3



Figur D.4: Frekvensmode Nr.5

## E. CES EduPack Materialdata

## General information

### Overview

The galvanization of steel enhances its corrosion properties by forming a protective coating of zinc. In the event of water coming into contact with the galvanized steel, an electrochemical cell is set up and this zinc layer corrodes sacrificially instead of the steel beneath it. Hot dip galvanized coatings are readily available on all standard and most proprietary grades of steels. This datasheet describes the properties of galvanized steel in which the substrate is the low carbon steel AISI 1015.

### Typical uses

Wall cladding, roof covering.

## Composition overview

### Compositional summary

Fe93-96 (impurities: Mn<1.2, C<0.24, Si<0.24, P<0.048)  
 Coating: Zn4-5

Form	Other
Material family	Metal (ferrous)
Base material	Fe (Iron)

### Composition detail (metals, ceramics and glasses)

C (carbon)	0	-	0.241	%
Fe (iron)	93.2	-	96	%
Mn (manganese)	0	-	1.25	%
P (phosphorus)	0	-	0.0483	%
Si (silicon)	0	-	0.241	%
Zn (zinc)	4	-	5	%

### Price

Price	* 6	-	7.1	NOK/kg
Price per unit volume	* 4.68e4	-	5.61e4	NOK/m <sup>3</sup>

### Physical properties

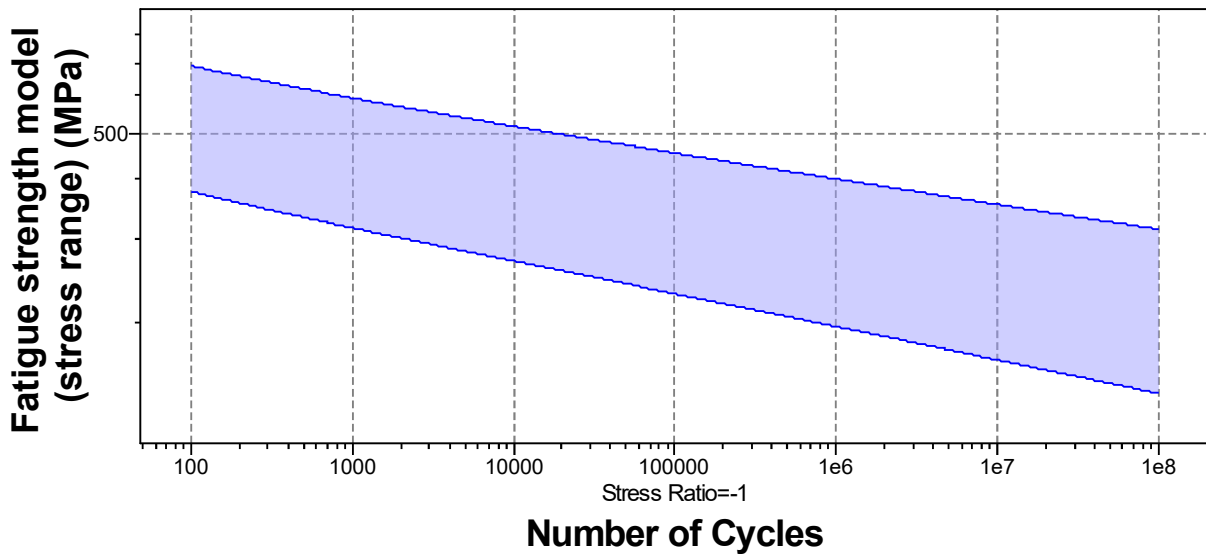
Density	7.8e3	-	7.9e3	kg/m <sup>3</sup>
---------	-------	---	-------	-------------------

### Mechanical properties

Young's modulus	200	-	215	GPa
Yield strength (elastic limit)	250	-	395	MPa
Tensile strength	420	-	600	MPa
Elongation	26	-	47	% strain
Compressive modulus	* 200	-	215	GPa
Compressive strength	* 250	-	395	MPa
Flexural modulus	200	-	215	GPa

Flexural strength (modulus of rupture)	* 250	- 395	MPa
Shear modulus	79	- 84	GPa
Bulk modulus	158	- 175	GPa
Poisson's ratio	0.285	- 0.295	
Shape factor	60		
Hardness - Vickers	108	- 173	HV
Fatigue strength at 10 <sup>7</sup> cycles	203	- 293	MPa
Fatigue strength model (stress range)	254	- 490	MPa

Parameters: Stress Ratio = -1, Number of Cycles = 2.5e4cycles



Mechanical loss coefficient (tan delta)	8.9e-4	- 0.0014	
---	--------	----------	--

### Impact & fracture properties

Fracture toughness	* 41	- 82	MPa.m <sup>0.5</sup>
--------------------	------	------	----------------------

### Thermal properties

Melting point	1.48e3	- 1.53e3	°C
Maximum service temperature	* 150	- 180	°C
Minimum service temperature	-68.2	- 43.2	°C
Thermal conductivity	* 50	- 54	W/m.°C
Specific heat capacity	460	- 505	J/kg.°C
Thermal expansion coefficient	11.5	- 13	µstrain/°C
Latent heat of fusion	* 389	- 471	kJ/kg

### Electrical properties

Electrical resistivity	15	- 20	µohm.cm
Galvanic potential	* -0.52	- -0.44	V

### Magnetic properties

Magnetic type	Magnetic
---------------	----------

### Optical properties

Transparency	Opaque
--------------	--------

### Critical materials risk

Contains >5wt% critical elements?	No
-----------------------------------	----

### Processing properties

Machining speed	33.5	m/min
Weldability	Good	
Notes	Preheating and post weld heat treatments may be required	
Carbon equivalency	0	- 0.45

### Durability

Water (fresh)	Excellent
Water (salt)	Acceptable
Weak acids	Limited use
Strong acids	Unacceptable
Weak alkalis	Acceptable
Strong alkalis	Limited use
Organic solvents	Excellent
Oxidation at 500C	Unacceptable
UV radiation (sunlight)	Excellent
Galling resistance (adhesive wear)	Limited use
Notes	Zinc coating has tendency to gall.
Flammability	Non-flammable

### Corrosion resistance of metals

Stress corrosion cracking	Slightly susceptible
Note	Rated in chloride; May be susceptible in halide, ammonia, nitrogen, acidic, caustic, carbonate environments

### Primary production energy, CO2 and water

Embodied energy, primary production	38.1	-	42	MJ/kg
Sources	40 MJ/kg (Hammond and Jones, 2008)			
CO2 footprint, primary production	2.87	-	3.16	kg/kg
Sources	3.01 kg/kg (Hammond and Jones, 2008)			
Water usage	* 56.3	-	62.2	l/kg

### Processing energy, CO2 footprint & water

Casting energy	* 12	-	13.3	MJ/kg
Casting CO2	* 0.9	-	0.994	kg/kg
Casting water	* 22.7	-	34.1	l/kg
Rough rolling, forging energy	* 2.82	-	3.12	MJ/kg
Rough rolling, forging CO2	* 0.212	-	0.234	kg/kg
Rough rolling, forging water	* 2.76	-	4.14	l/kg
Extrusion, foil rolling energy	* 5.36	-	5.92	MJ/kg
Extrusion, foil rolling CO2	* 0.402	-	0.444	kg/kg
Extrusion, foil rolling water	* 3.84	-	5.76	l/kg
Wire drawing energy	* 19.3	-	21.3	MJ/kg
Wire drawing CO2	* 1.45	-	1.6	kg/kg
Wire drawing water	* 7.27	-	10.9	l/kg
Metal powder forming energy	* 38.9	-	42.8	MJ/kg
Metal powder forming CO2	* 3.11	-	3.43	kg/kg
Metal powder forming water	* 42.4	-	63.5	l/kg
Vaporization energy	* 1.71e4	-	1.89e4	MJ/kg
Vaporization CO2	* 1.28e3	-	1.42e3	kg/kg
Vaporization water	* 7.13e3	-	1.07e4	l/kg
Coarse machining energy (per unit wt removed)	* 0.855	-	0.945	MJ/kg
Coarse machining CO2 (per unit wt removed)	* 0.0641	-	0.0709	kg/kg
Fine machining energy (per unit wt removed)	* 4.28	-	4.73	MJ/kg
Fine machining CO2 (per unit wt removed)	* 0.321	-	0.355	kg/kg
Grinding energy (per unit wt removed)	* 8.08	-	8.93	MJ/kg
Grinding CO2 (per unit wt removed)	* 0.606	-	0.67	kg/kg
Non-conventional machining energy (per unit wt removed)	* 171	-	189	MJ/kg
Non-conventional machining CO2 (per unit wt removed)	* 12.8	-	14.2	kg/kg

## Recycling and end of life

Recycle	✓			
Embodied energy, recycling	* 9.53	-	10.5	MJ/kg
CO2 footprint, recycling	* 0.747	-	0.826	kg/kg
Recycle fraction in current supply	52.3	-	57.8	%
Downcycle	✓			
Combust for energy recovery	✗			
Landfill	✓			
Biodegrade	✗			

## Links

ProcessUniverse

Producers

Reference





## General information

### Designation

Epoxy matrix composite  
 High strength (HS) carbon fibers (automotive grades)  
 Woven fabric pre-form (plain weave or 2x2 twill)  
 Biaxial lay-up [0,90°]  
 Resin transfer molded (RTM)  
 46-56% fiber by volume

### Tradenames

CYCOM; Voraforce 5300; Araldite XB3585/XB345B; Cytec XM TR750; EPIKOTE™ TRAC 06170; Daron 120, 150, 200

### Typical uses

Lightweight automotive components such as B- and C-pillars; chassis; trunk panels; roofs; indoor panels; wheels and hoods

## Composition overview

### Compositional summary

Epoxy + Carbon fiber reinforcement

Material family	Plastic (thermoset)		
Base material	EP (Epoxy resin)		
% filler (by weight)	55	- 65	%
Filler/reinforcement	Carbon		
Filler/reinforcement form	Woven fabric, Biaxial lay-up		

### Composition detail (polymers and natural materials)

Polymer	35	- 45	%
Carbon (fiber)	55	- 65	%

### Price

Price	* 149	- 173	NOK/kg
Price per unit volume	* 2,22e5	- 2,66e5	NOK/m <sup>3</sup>

### Physical properties

Density	1,49e3	- 1,54e3	kg/m <sup>3</sup>
---------	--------	----------	-------------------

### Mechanical properties

Young's modulus	58	- 64	GPa
Yield strength (elastic limit)	* 533	- 774	MPa
Tensile strength	* 533	- 774	MPa
Elongation	1,13	- 1,62	% strain
Compressive modulus	57	- 59	GPa
Compressive strength	655	- 765	MPa
Flexural modulus	61	- 63	GPa

Flexural strength (modulus of rupture)	* 533	- 773	MPa
Shear modulus	* 3	- 3,5	GPa
Shear strength	* 53,6	- 64,4	MPa
Bulk modulus	* 6,7	- 8,7	GPa
Poisson's ratio	0,058	- 0,1	
Shape factor	8,52		
Hardness - Vickers	* 10,8	- 21,5	HV
Hardness - Rockwell M	* 80	- 110	
Hardness - Rockwell R	* 117	- 129	
Fatigue strength at 10 <sup>7</sup> cycles	* 293	- 503	MPa
Mechanical loss coefficient (tan delta)	* 0,00295	- 0,0039	

### Impact & fracture properties

Fracture toughness	* 28,2	- 34,1	MPa.m <sup>0.5</sup>
Impact strength, notched 23 °C	* 92,7	- 116	kJ/m <sup>2</sup>

### Thermal properties

Glass temperature	100	- 140	°C
Heat deflection temperature 0.45MPa	* 279	- 337	°C
Heat deflection temperature 1.8MPa	* 250	- 305	°C
Maximum service temperature	* 140	- 220	°C
Minimum service temperature	* -123	- -73	°C
Thermal conductivity	* 1,08	- 2,2	W/m.°C
Specific heat capacity	* 949	- 1,09e3	J/kg.°C
Thermal expansion coefficient	* 5,51	- 29,3	µstrain/°C

### Electrical properties

Electrical resistivity	* 1,71e5	- 5,64e5	µohm.cm
Galvanic potential	* 0,14	- 0,22	V

### Magnetic properties

Magnetic type	Non-magnetic
---------------	--------------

### Optical properties

Transparency	Opaque
--------------	--------

### Critical materials risk

Contains >5wt% critical elements?	No
-----------------------------------	----

### Absorption & permeability

Water absorption @ 24 hrs	* 0,0416	- 0,063	%
---------------------------	----------	---------	---

### Durability

Water (fresh)	Excellent
---------------	-----------

Water (salt)	Excellent
Weak acids	Acceptable
Strong acids	Unacceptable
Weak alkalis	Limited use
Strong alkalis	Excellent
Organic solvents	Limited use
Oxidation at 500C	Unacceptable
UV radiation (sunlight)	Good
Flammability	Slow-burning

### Primary production energy, CO2 and water

Embodied energy, primary production	226	-	248	MJ/kg
CO2 footprint, primary production	15,1	-	16,5	kg/kg
Water usage	1,25e3	-	1,38e3	l/kg

### Processing energy, CO2 footprint & water

Compression molding energy	* 3,33	-	3,68	MJ/kg
Compression molding CO2	* 0,266	-	0,294	kg/kg
Compression molding water	* 6,31	-	9,46	l/kg
Matched die (preform) molding energy	* 9,62	-	10,6	MJ/kg
Matched die (preform) molding CO2	* 0,77	-	0,849	kg/kg
Matched die (preform) molding water	* 8,93	-	13,4	l/kg
Resin transfer molding (RTM) energy	* 12,2	-	13,4	MJ/kg
Resin transfer molding (RTM) CO2	* 0,975	-	1,08	kg/kg
Resin transfer molding (RTM) water	* 5,07	-	7,61	l/kg
Vacuum assisted resin infusion (VARI) energy	* 9,71	-	10,7	MJ/kg
Vacuum assisted resin infusion (VARI) CO2	* 0,777	-	0,857	kg/kg
Vacuum assisted resin infusion (VARI) water	* 8,96	-	13,4	l/kg

### Recycling and end of life

Recycle	✘			
Recycle fraction in current supply	0,1			%
Downcycle	✓			
Combust for energy recovery	✓			
Heat of combustion (net)	31,2	-	32,8	MJ/kg
Combustion CO2	3,11	-	3,27	kg/kg
Landfill	✓			
Biodegrade	✘			

### Notes

#### Other notes

Mesh Details	
Study name	Natural frequencies OD300 (-OD300-)
Mesh type	Solid Mesh
Mesher Used	Standard mesh
Automatic Transition	Off
Include Mesh Auto Loops	Off
Jacobian points	4 points
Mesh Control	Defined
Element size	41.4642 mm
Tolerance	2.07321 mm
Mesh quality	High
Total nodes	103130
Total elements	53766
Maximum Aspect Ratio	47.161
Percentage of elements with Aspect Ratio < 3	25.1
Percentage of elements with Aspect Ratio > 10	4.48
% of distorted elements (Jacobian)	0
Remesh failed parts with incompatible mesh	Off
Time to complete mesh(hh:mm:ss)	00:00:19
Computer name	NTNU03849

Mesh Details	
Study name	Load Case H (-Default-)
Mesh type	Solid Mesh
Mesher Used	Standard mesh
Automatic Transition	Off
Include Mesh Auto Loops	Off
Jacobian points	4 points
Element size	24.5237 mm
Tolerance	1.22618 mm
Mesh quality	High
Total nodes	68674
Total elements	36005
Maximum Aspect Ratio	15.506
Percentage of elements with Aspect Ratio < 3	93.3
Percentage of elements with Aspect Ratio > 10	0.0306
% of distorted elements (Jacobian)	0
Remesh failed parts with incompatible mesh	Off
Time to complete mesh(hh:mm:ss)	00:00:06
Computer name	NTNU03845

**Contact Type**


Bonded

Allow Penetration

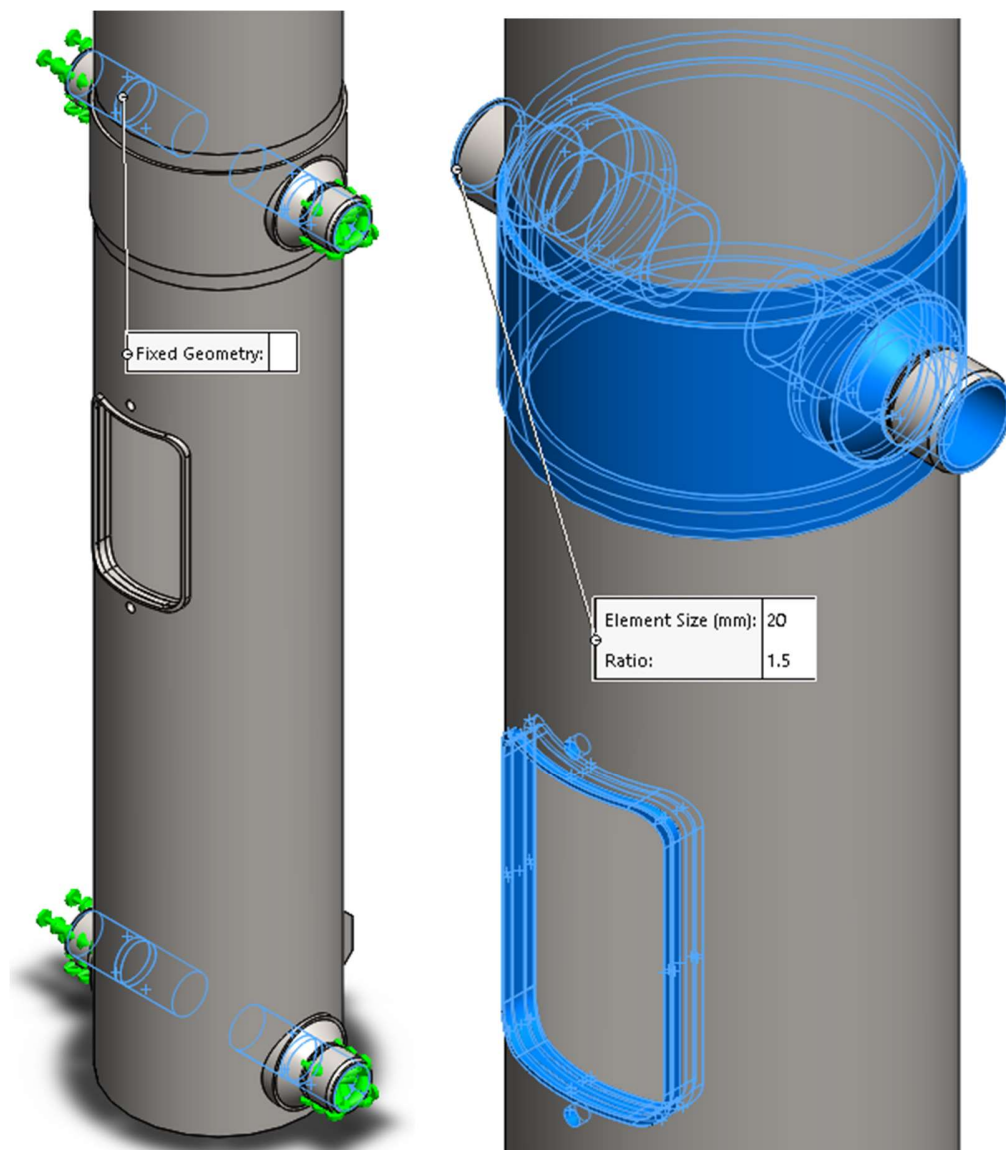
---

**Components**

Global Contact

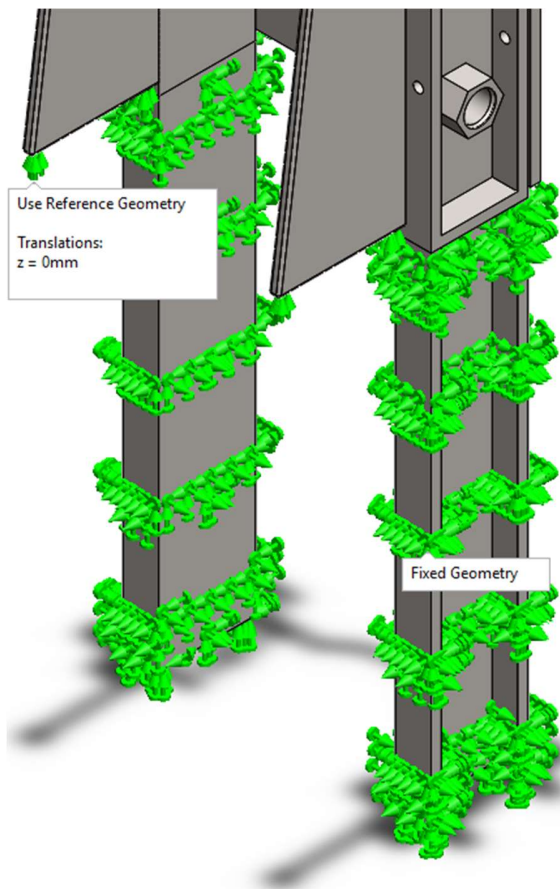
 Vindturbin B1 Assembly.SLDASM

Her vises mesh details for simuleringen av mast og flaggstangfot. Load Case H viser mesh for flaggstangfoten, og Natural frequencies viser for masten. Alle simuleringer av masten er kjørt med akkurat samme mesh og mesh control.

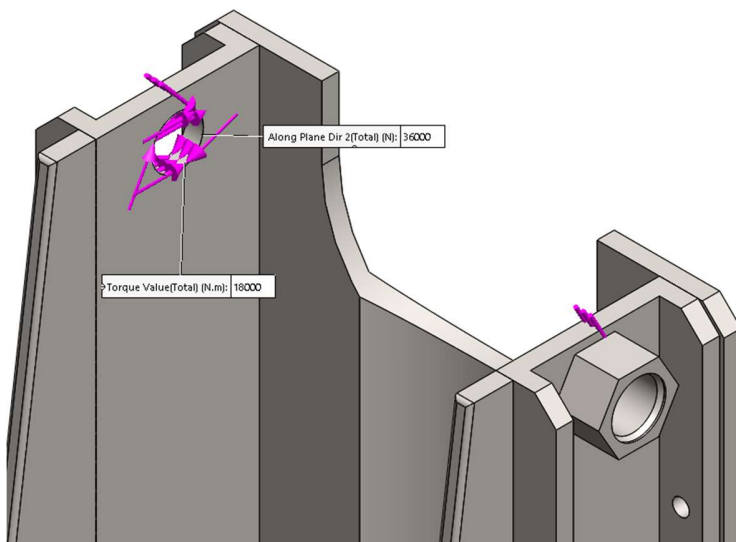


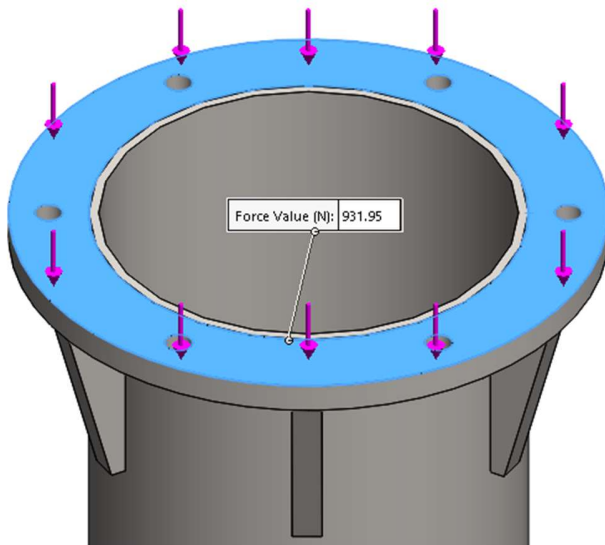
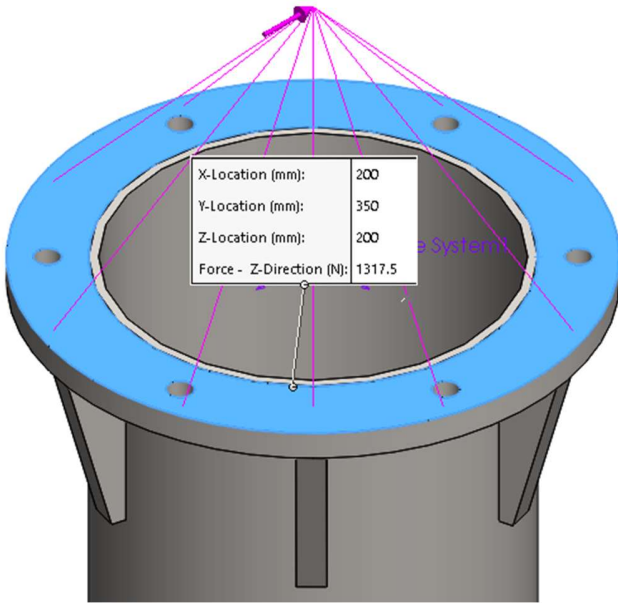
Her vises fastholdningen av masten for de fleste simuleringene på masten. Den eneste simuleringen som ikke brukte fixed fixture på alle hylser er reising av mast, Load Case J. Der er det brukt hinged fixture isteden. Fixed hinge er kun brukt på de to øverste hylsene, siden masten vipper om dette punktet under reising.

Det vises på bilde to hvordan mesh control er utført på alle simuleringer av masten.

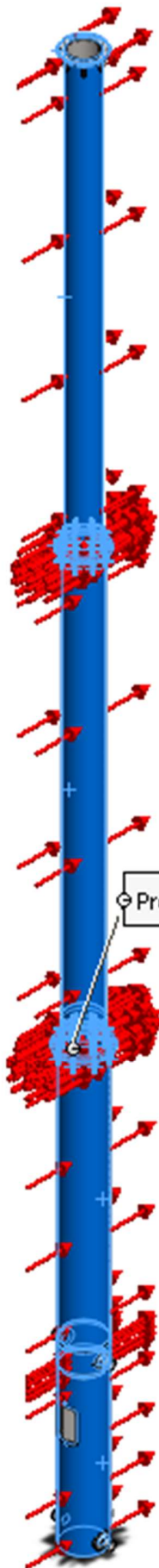


Her vises fastholdningen som er brukt på mastfoten. Det er brukt fast geometry på nedre del av boltholderne som er innesstøpt i betong. Det er brukt Fastholdning som forhindrer bevegelse opp og ned på undersiden av trekantribbene. Denne fastholdningen er til dels feil, som dicsutert i simuleringsbiten. Kraftene vises på figuren under. Her er det satt på et moment og en kraft som påvirker bolthullene i løfting av masten.





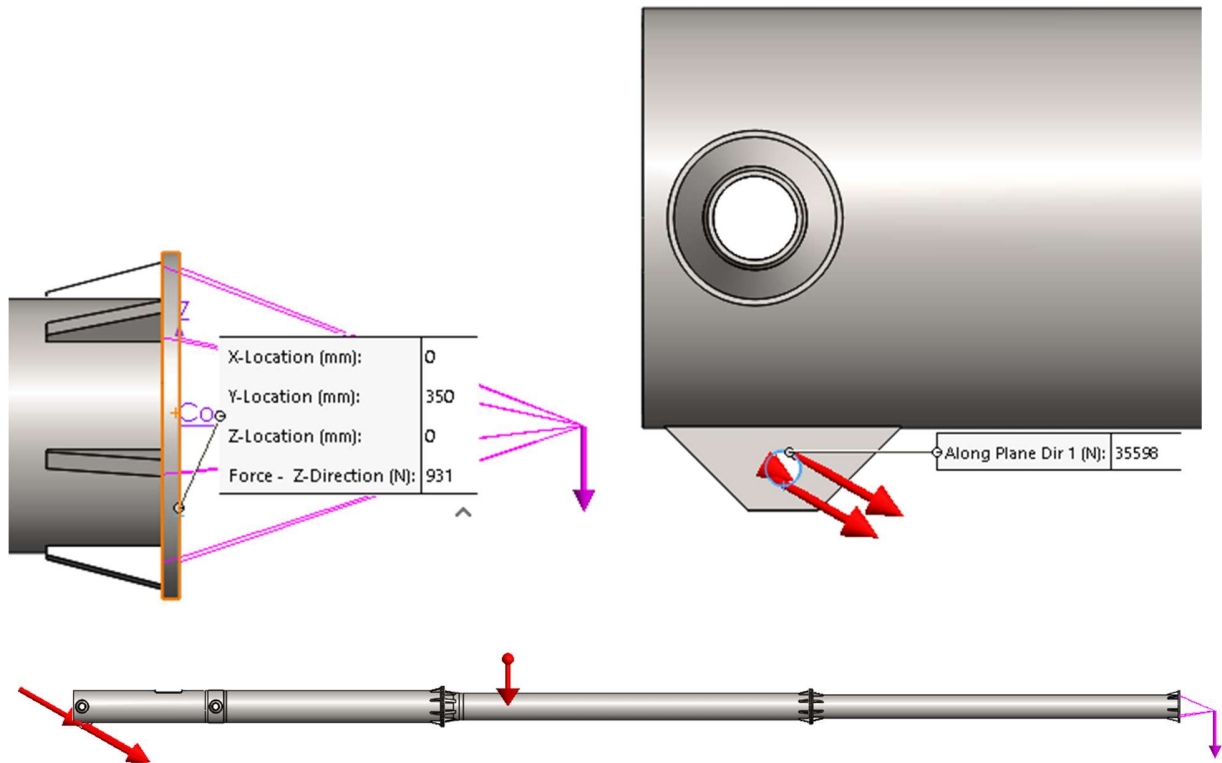
Her vises kreftene some r påført i lasttilfelle H, mens siste kraft på masten fra vinden vises på neste side. Retningen er endret mellom simulering på vind forfra og fra siden.



Her er kraften fra vinden påført masten. Retningen på vinden er endret mellom front og sidevindsstudie. De store samlingene med kraftpiler rundt flensene kommer av at vinden også er påsatt alle ribbene, for å få et mest mulig riktig resultat.

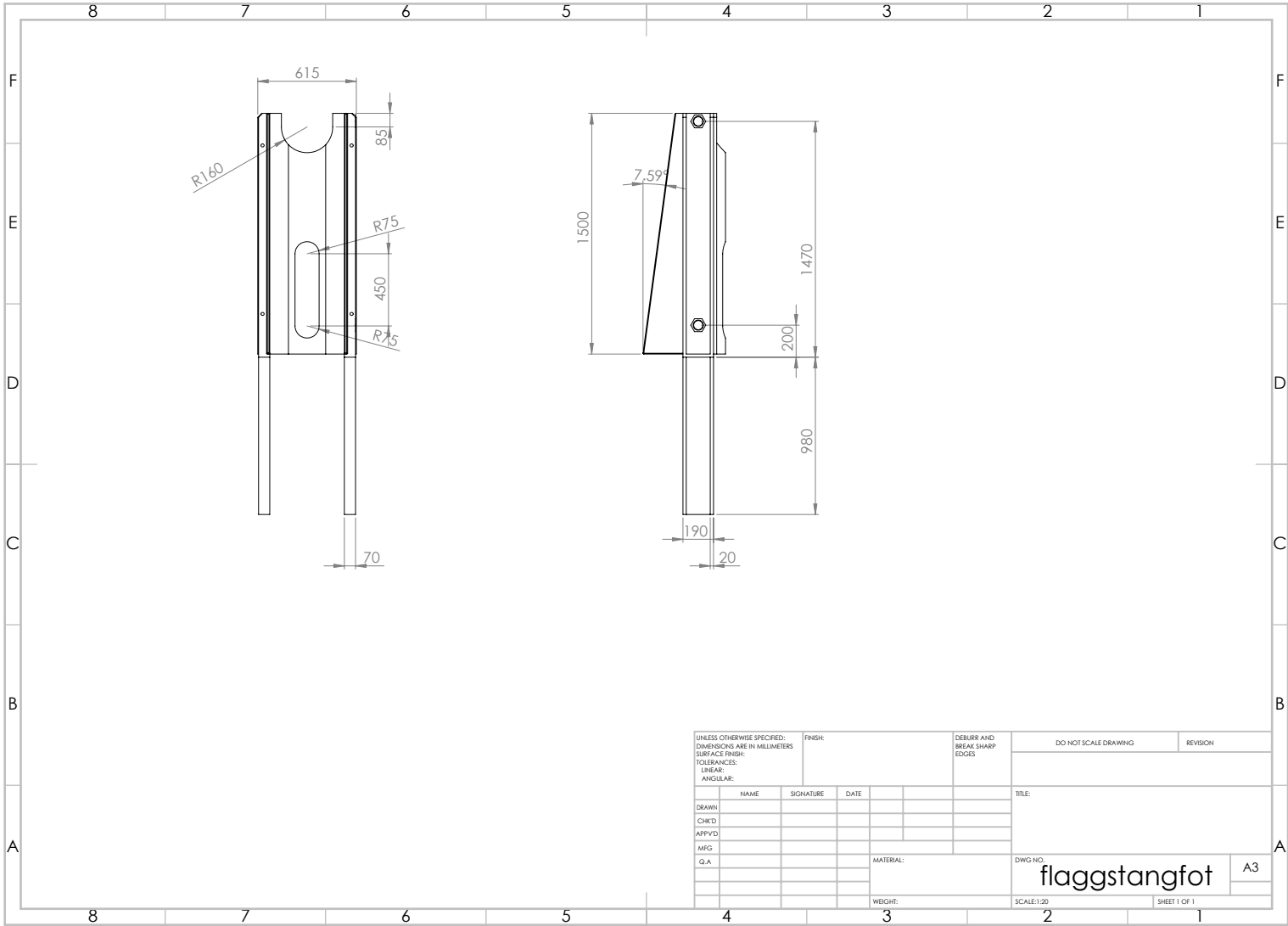
Pressure Value (N/m<sup>2</sup>): 2100



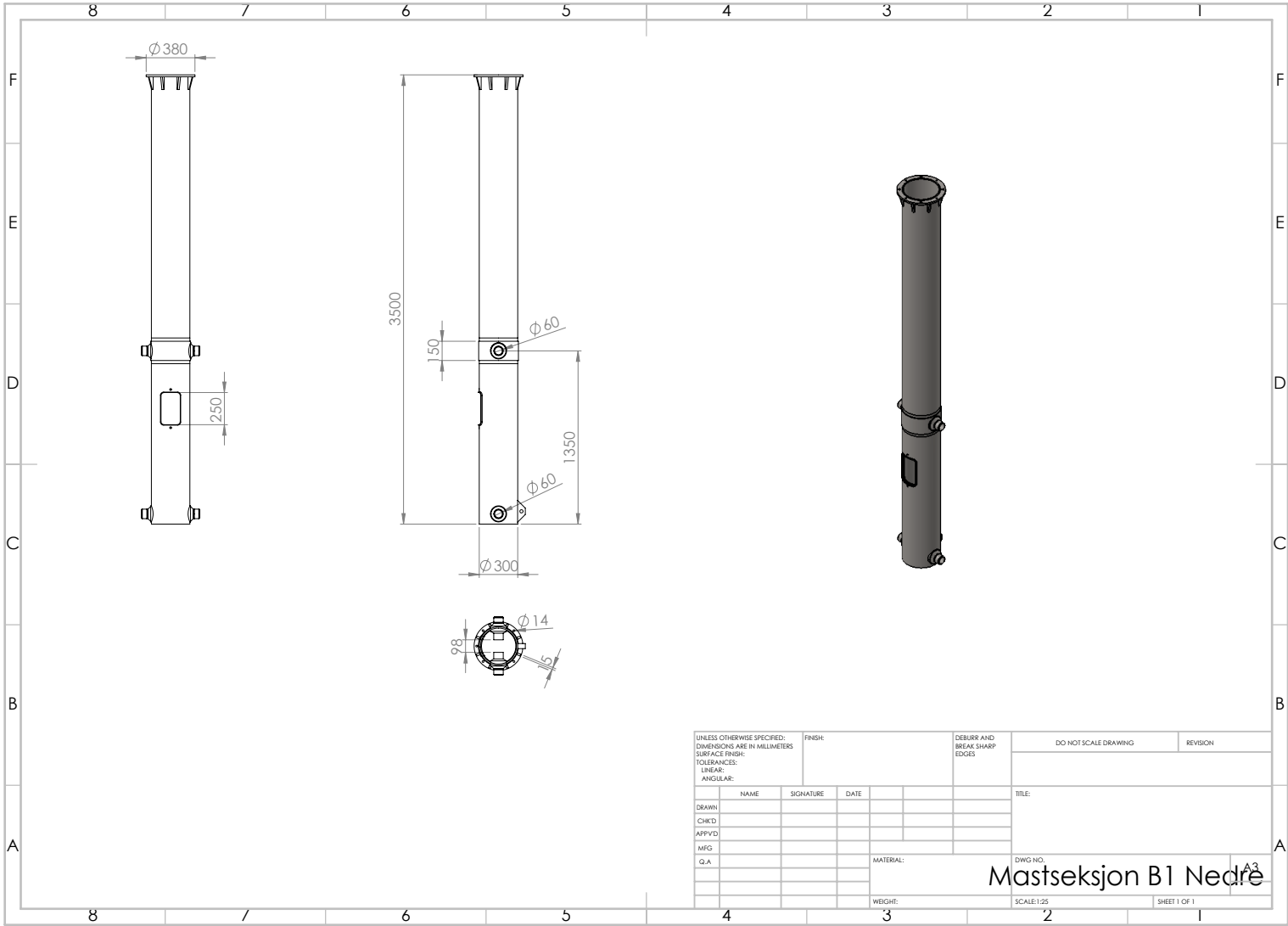


Her vises kreftene som er påført i simulering av reising av masten. Dette lasttilfellet er det eneste hvor fixture er endret til hinged fixture i de to øverste (på bildet, lengst til høyre) hylsene, som å bedre simulere at masten er i bevegelse under reising.

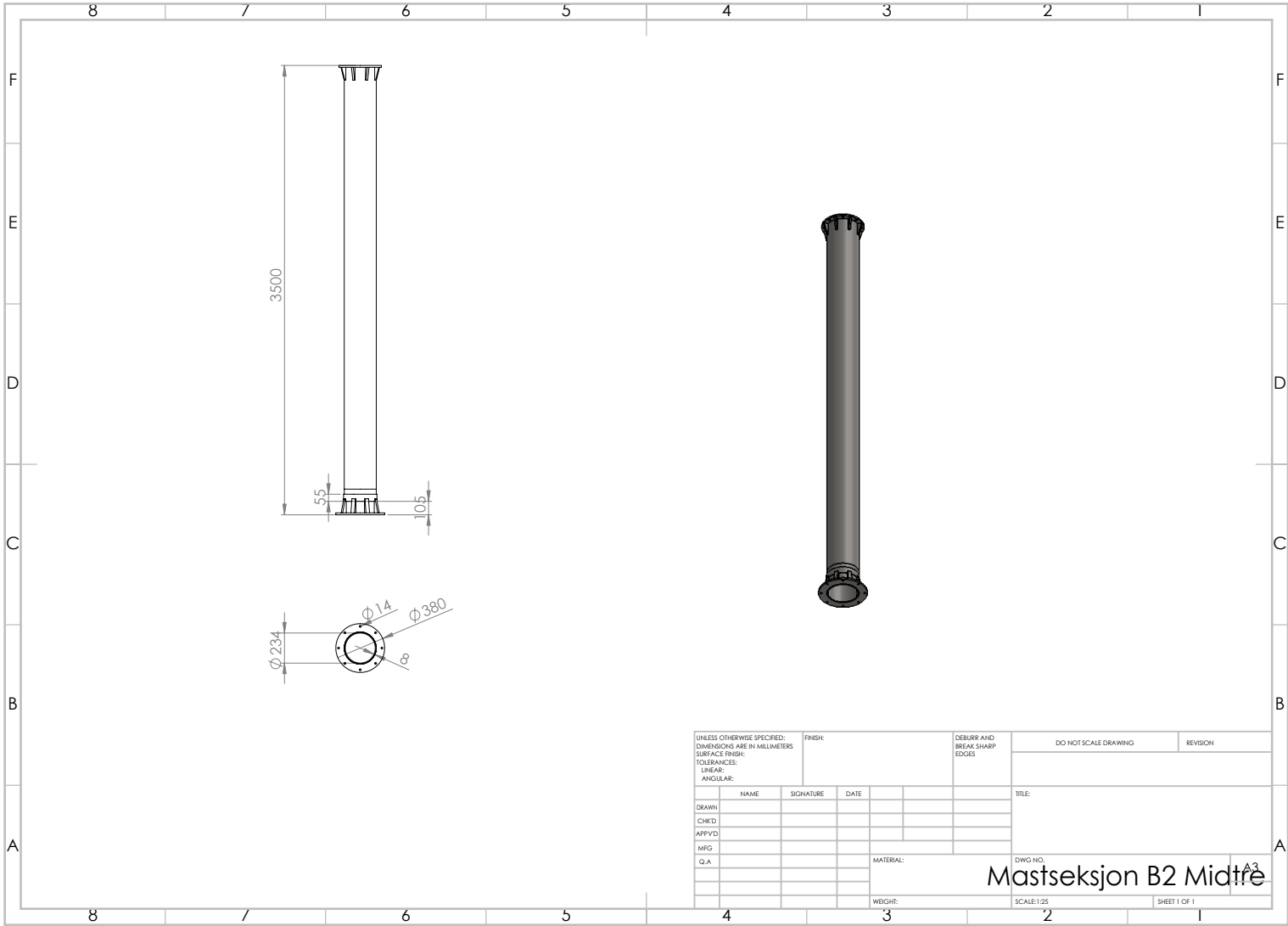
## F. Tegning fra Solidworks



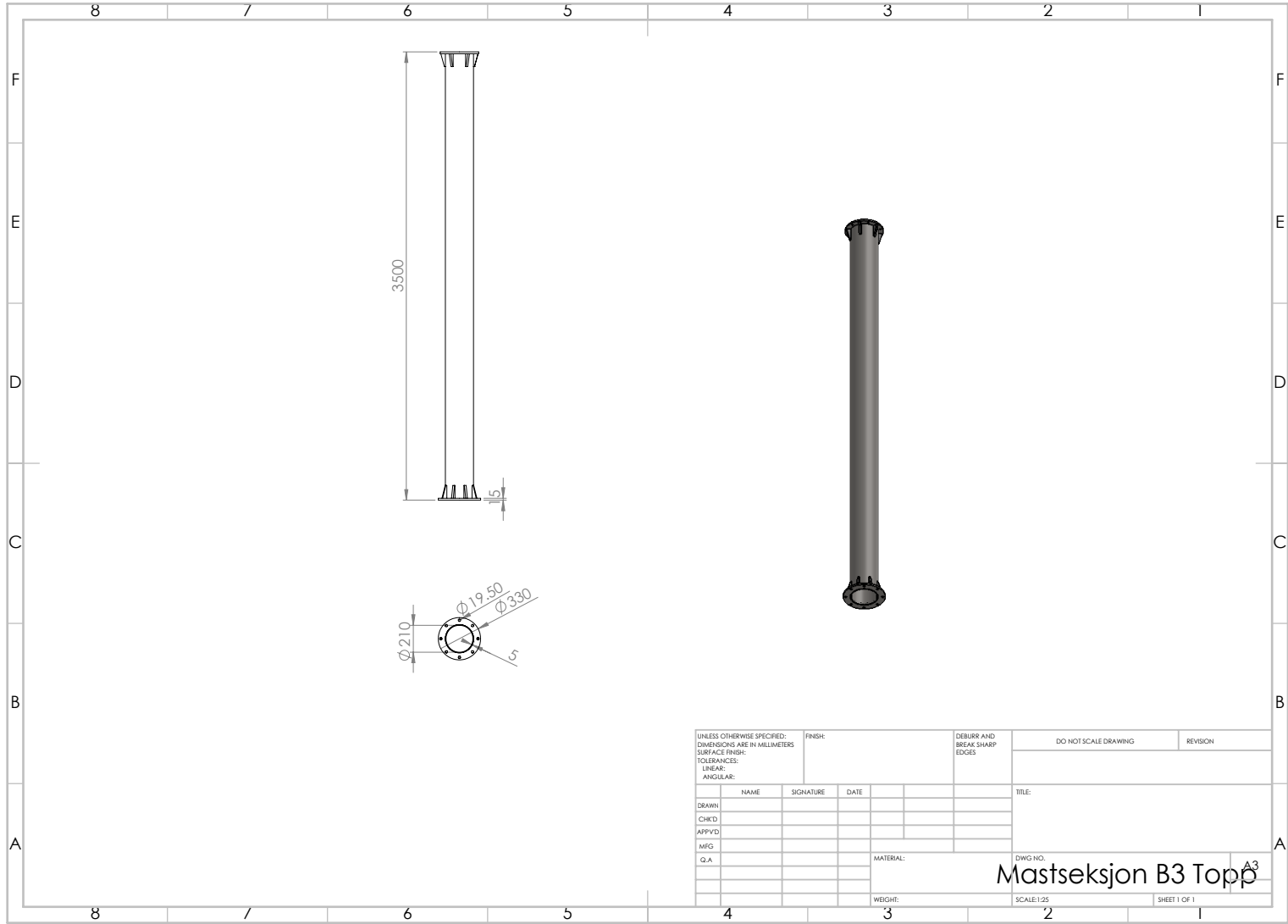
UNLESS OTHERWISE SPECIFIED: DIMENSIONS ARE IN MILLIMETERS				FINISH:		DEBURR AND BREAK SHARP EDGES		DO NOT SCALE DRAWING		REVISION	
SURFACE FINISH:											
TOLERANCES:											
LINEAR:											
ANGULAR:											
	NAME	SIGNATURE	DATE					TITLE:			
DRAWN								flaggstangfot			
CHKCD											
APPRVD											
MEG											
Q.A.											
				MATERIAL:				DWG NO.		A3	
				WEIGHT:		3		SCALE:1:20		SHEET 1 OF 1	



UNLESS OTHERWISE SPECIFIED: DIMENSIONS ARE IN MILLIMETERS		FINISH:		DEBURR AND BREAK SHARP EDGES		DO NOT SCALE DRAWING		REVISION	
SURFACE FINISH:									
TOLERANCES:									
LINEAR:									
ANGULAR:									
	NAME	SIGNATURE	DATE			TITLE:			
DRAWN						Mastseksjon B1 Nedre			
CHKD									
APPVD									
MEG									
Q.A.									
				MATERIAL:		DWG. NO.		A3	
				WEIGHT:	3	SCALE:1:25	2	SHEET 1 OF 1	



UNLESS OTHERWISE SPECIFIED: DIMENSIONS ARE IN MILLIMETERS				FINISH:		DEBURR AND BREAK SHARP EDGES		DO NOT SCALE DRAWING		REVISION	
SURFACE FINISH:											
TOLERANCES:											
LINEAR:											
ANGULAR:											
	NAME	SIGNATURE	DATE					TITLE:			
DRAWN								DWG. NO. Mastseksjon B2 Midtre SCALE: 1:25 SHEET 1 OF 1			
CHK'D											
APP'VD											
MEG											
Q.A.											
						MATERIAL:					
						WEIGHT:					



UNLESS OTHERWISE SPECIFIED: DIMENSIONS ARE IN MILLIMETERS				FINISH:		DEBURR AND BREAK SHARP EDGES		DO NOT SCALE DRAWING		REVISION	
SURFACE FINISH:											
TOLERANCES:											
LINEAR:											
ANGULAR:											
		NAME	SIGNATURE	DATE					TITLE:		
DRAWN									Mastseksjon B3 Topp		
CHKCD									A3		
APPVTD											
MEG											
Q.A.											
				MATERIAL:		DWG. NO.					
				WEIGHT:		SCALE: 1:25		SHEET 1 OF 1			