

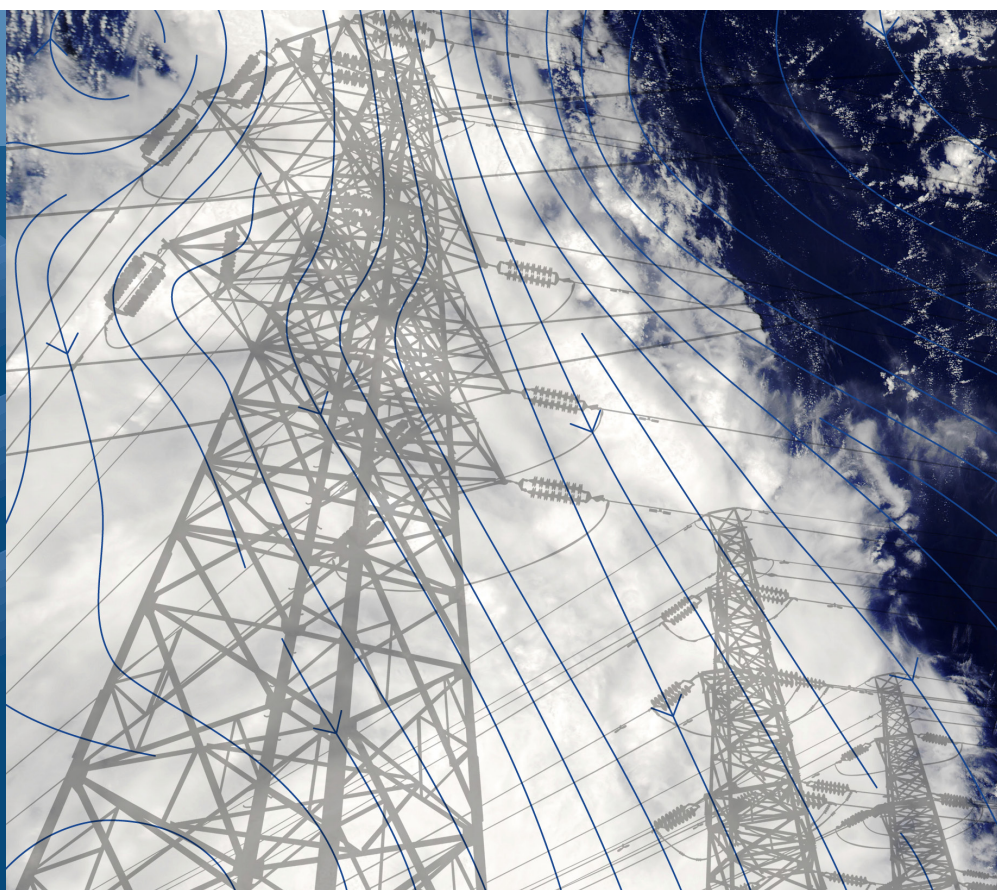


Kraftproduksjon og vindforhold

– fagrapport til strategisk konsekvensutredning
av fornybar energiproduksjon til havs

59
2012

R
A
P
P
O
R
T



Kraftproduksjon og vindforhold

Fagrappport til strategisk konsekvensutredning av
fornybar energiproduksjon til havs

Rapport nr 59-12

Kraftproduksjon og vindforhold

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Forfatter: StormGeo AS

Trykk: NVEs hustrykkeri

Opplag: Kun digitalt

Forsidefoto:

ISBN: 978-82-410-0848-1

Norges vassdrags- og energidirektorat
Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstua
0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95
Telefaks: 22 95 90 00
Internett: www.nve.no

Desember 2012

Forord

Ved Stortingets behandling av St.meld. nr. 34 (2006–2007) *Norsk klimapolitikk* ble det oppnådd enighet om at det skulle lages en nasjonal strategi for elektrisitetsproduksjon fra vindkraft og andre fornybare energikilder til havs. Loven ble vedtatt i Stortinget 23. mars 2010 og trådte i kraft 1. juli samme år. Av havenergiloven § 2-2 fremgår det at etablering av fornybar energiproduksjon til havs kun kan skje etter at staten har åpnet bestemte geografiske områder for søknader om konsesjon. Det fremkommer også av samme paragraf at før havområder kan åpnes for søknader om konsesjon skal det gjennomføres konsekvensutredninger i områdene.

Denne rapporten er en av 13 fagutredninger utarbeidet i forbindelse med ”*Havvind – strategiske konsekvensutredninger*” (NVE rapport 47). Fagrapporten er utarbeidet av Storm Geo for NVE.

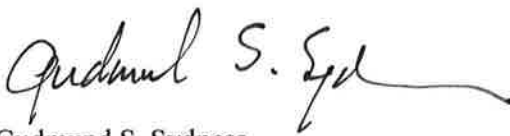
Storm Geo er ansvarlig for innholdet i rapporten.

NVE ønsker å takke fagutredere for et godt samarbeid gjennom hele prosjektperioden.

Oslo, desember 2012



Rune Flatby
avdelingsdirektør



Gudmund S. Sydness
prosjektleder

Fagutredning til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs

Kraftproduksjon og vindforhold



Paul Skeie, Dag Johan Steinskog, Jan Näs
StormGeo
Bergen, 21.06.12

StormGeo

Prosjektnummer 2202/RD-27	Prosjektkategori Kat. 3	Rapport Dato 21.06.2012	Revisjonsnummer 2
Rapport Tittel Fagutredning til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs Fagutredning 1: Kraftproduksjon og vindforhold			
Forfattere Paul Skeie, Dag Johan Steinskog og Jan Näs		Oppdragsgiver Norges Vassdrags- og Elektrisitetsdirektorat	
Sjekk av Erik Kolstad	Godkjent av Gard Hauge	Antall Sider 54	Appendix 1
Revisjonshistorie			
Revisjonsnummer 0	Dato 16.04.2012	Kommentarer/Endringer Første utkast	
1	30.04.2012	Navn på Sørlig Nordsjø I og Sørlig Nordsjø II er byttet om. Begrunnelse for turbinplassering er lagt til for noen områder der det manglet. Ordliste er lagt til. Anbefalinger om ytterligere undersøkelser, målinger/analyser er samlet i kapittelet Usikkerheter. Korrektur på figur og tabellreferanser er foretatt. En beskrivelse av hva som er ment med "Tilgjengelighet" i netto produksjonsberegningene er lagt til.	
2	21.06.2012	Tabell 3 og 4 er utvidet med en kolonne som angir andelen av området som blir dekket av vindpark. Installert kapasitet for Stadthavet, liten utbygging er korrigert i Tabell 4 og Tabell 12. Produksjonstall for Sandskallen, stor utbygging og Stadthavet, liten utbygging, er korrigert i Tabell 12.	

Innledning

Denne rapporten er utarbeidet av StormGeo på oppdrag fra NVE. Den inneholder en vurdering av vindforhold og potensialet for kraftproduksjon for hvert av utredningsområdene som ble valgt ut gjennom prosjektet Havvind (Drivenes et al., 2010). Offshore vindenergi er i rask teknologisk utvikling og denne rapporten vil legge til grunn teknologi som finnes i dag eller som vil finnes innen et toårsperspektiv. Noen trender er framtreddende i utviklingen av offshore vindkraft, vindmøllene blir større, man etablerer bunnfaste konstruksjoner på stadig dypere vann og vindparker blir bygget med større avstand fra land. Vindmøller på flytende plattformer er også under utprøving og i denne studien er det fire områder som skal utredes for kraftproduksjon med flyteteknologi.

Denne fagutredningen er en delutredning, ved en vindkraftutbygging er det mange hensyn som må tas, man må blant annet ha god kunnskap om biologi, dyreliv og kulturminner. I tillegg må private- og næringsinteresser som blir berørt av utbyggingen bli hørt. Områdene som er valgt ut for utredning på grunnlag av Havvindrapporten, er så store at vindparkene i de fleste tilfeller bare vil dekke deler av områdene. I denne studien har vi fått i oppdrag å plassere vindparkene med tanke på å optimalisere energiproduksjonen. Dette betyr i de fleste tilfeller å plassere turbinene der middelvinden er høyest. For de landfaste vindparkene har vi lagt til grunn at turbinene skal plasseres grunnere enn 100 meters dybde. I noen områder kan de horisontale forskjellene i middelvind være liten. I disse tilfellene kan det være at man vil oppnå marginalt høyere produksjon ved å plassere turbinene lenger til havs. Dette kan imidlertid medføre høyere kostnader grunnet dypere vann, eller fordi overføringslinjene til land blir lengre. I disse tilfellene har vi likevel plassert turbinene der de vil antas å produsere mest, selv om produksjonsgevinsten ved denne plasseringen i noen tilfeller er begrenset.

Rapporten er organisert i kapitler på følgende måte: En innholdsfortegnelse finnes på side 4 og deretter følger en kort oppsummering på side 6. Datagrunnlaget blir beskrevet på side 7 og så kommer det en beskrivelse av vindregimene i utredningsområdene. Turbintyper og vindparkutforming blir diskutert på side 12 og 13 før detaljert plassering og organisering av turbiner for hvert av utredningsområdene blir foreslått på sidene 14 til 23. Produksjonsberegninger blir gjengitt på side 24 og 25. På sidene 26 til 28 blir isingsproblematikk og vaketap diskutert. Ekstremverdier for vind og bølger i utredningsområdene blir beregnet og diskutert på sidene 29 til 37. Tilkost fra skip i utredningsområdene blir diskutert på side 38 og 39. Samvariasjon i vind mellom utredningsområdene blir diskutert på side 40 og usikkerheter blir diskutert på side 41. På side 42 og 43 finner man netto produksjonsberegninger. Et appendiks finnes på side 44 og det inneholder månedsvise ekstremverdiberegninger, eksempler på detaljerte vaketapsberegninger, en ordliste og til slutt en referanseliste.

Innholdsfortegnelse

INNLEDNING	3
INNHOLDSFORTEGNELSE	4
OPPSUMMERING	6
DATAGRUNNLAG	7
BESKRIVELSE AV VINDREGIMER	7
TURBINTYPER OG VINDPARKUTFORMING	12
BESKRIVELSE AV OMRÅDER OG VINDPARKUTFORMINGER	14
SANDSKALLEN- SØRØYA NORD	14
VANNØYA NORDØST	14
AUVÆR	15
NORDMELA	15
GIMSØY NORD	16
TRÆNAFJORDEN – SELVÆR NORD	17
TRÆNAFJORDEN – SELVÆR SØR.....	17
TRÆNA VEST.....	17
NORDØYAN – YTRE VIKNA.....	18
FRØYABANKEN	19
STADTHAVET	20
OLDERVEGGEN	20
FRØYAGRUNNENE	21
UTSIRA NORD	21
SØRLIGE NORDSJØ II	22
SØRLIGE NORDSJØ I	22
PRODUKSJONSBEREGNINGER	24
TAP	26
ISING	26
<i>Sjøsprøyt-ising</i>	26
<i>Atmosfærisk ising</i>	27
VAKETAP	28
EKSTREMVERDIER FOR VIND OG BØLGER	29
BØLGESTATISTIKK.....	29
<i>Innledning</i>	29
<i>Metodikker for estimering av returverdier</i>	29
VINDEKSTREMER.....	31
<i>Innledning</i>	31
<i>Metodikk for estimering av returperioder for vind</i>	31
OMRÅDENES EKSTREMVERDIER FOR VIND OG BØLGER	33
<i>Sandskallen- Sørøya Nord</i>	33
<i>Vannøya Nordøst</i>	34
<i>Auvær</i>	34
<i>Nordmela</i>	34
<i>Gimsøy Nord</i>	34
<i>Træna fjorden – Selvær Nord</i>	35
<i>Træna fjorden – Selvær Sør</i>	35
<i>Træna Vest</i>	35
<i>Nordøyan – Ytre Vikna</i>	35

<i>Frøyabanken</i>	35
<i>Stadthavet</i>	36
<i>Olderveggen</i>	36
<i>Frøyagrunnene</i>	36
<i>Utsira Nord</i>	36
<i>Sørlige Nordsjø II</i>	37
<i>Sørlige Nordsjø I</i>	37
TILKOMST FRA SKIP I UTREDNINGSOMRÅDENE	38
SAMVARIASJON	40
USIKKERHETER	41
NETTO PRODUKSJONSBEREGNINGER	42
APPENDIKS	44
MÅNEDSVISE EKSTREMVERDIER	44
VAKETAPSBEREGNINGER	45
<i>Auvær</i>	45
<i>Gimsøy</i>	47
<i>Olderveggen</i>	49
ORDLISTE	53
REFERANSER.....	54

Oppsummering

Denne rapporten beskriver vindklimaet og estimerer forventet kraftproduksjon i seksten områder som er valgt ut i prosjektet Havvind (Drivenes et al., 2010). Kraftproduksjonen er estimert for to utbyggingsstørrelser, stor og liten utbygging. Total installert kapasitet for alle områdene samlet er på henholdsvis 12600 og 4600 MW. Kraftproduksjon i et normalår er estimert til 50 TWh for stor og 19 TWh for liten utbygging. Tilhørende kapasitetsfaktorer er fra 36 til 50 %. Vaketaap er beregnet for alle utbyggingene og er estimert til verdier fra 6 til 13 %.

Ekstremverdianalyse for vindstyrke og signifikant bølgehøyde har blitt utført for utbyggingsområdene. Femtiårsbølgen er estimert til å være fra 12 meter på Vannøya Nordøst og opp til 16,9 meter på Frøyabanken. Midlet vindstyrke over 10 minutter med returperiode på 50 år er estimert til å være fra 36,2 m/s på Gimsøy Nord og opp til 47,8 m/s på Olderveggen.

Ising er vurdert til å være et lite problem for disse områdene. Noen områder i nord kan oppleve sjøsprøytising, men dette vil berøre lavere deler av konstruksjonen og i liten grad rotorbladene.

Noen områder har lange perioder med høye bølger om vinteren. Dette gjelder især Stadthavet, Træna Vest og Frøyabanken. Teknologi som gjør det mulig å legge til ved bølgehøyder opp til 2,5 meter antas å være en forutsetning for disse områdene.

Summary

This report describes the wind conditions and estimates expected power production in sixteen areas selected for the Havvind offshore wind power project (Drivenes et al., 2010). Power production is estimated for two sizes of development, large and small. The total installed capacity for all the areas combined is respectively 12600 and 4600 MW. Power production in a normal year is estimated at 50 TWh for large developments and 19 TWh for small. The associated capacity factors are between 36% and 50%. Wake losses were calculated for all the developments and estimated at between 6% and 13%.

Extreme value analysis for wind strengths and significant wave heights was performed for the development areas. The fifty-year waves are estimated to be from 12 metres at Vannøya North-East up to 16.9 metres at Frøyabanken. The mean wind speed over 10 minutes with a return period of 50 years is estimated to be from 36.2 m/s at Gimsøy North up to 47.8 m/s at Olderveggen.

Icing is assessed as being a minor problem for these areas. Some areas in the North may experience sea spray icing, but this will affect the lower components of the structure, and less so the turbine blades.

Some areas have long periods of high waves in the winter, notably Stadthavet, Træna West and Frøyabanken. Technology that permits coming alongside with wave heights of up to 2.5 metres is considered a prerequisite for these areas.

Datagrunnlag

Denne studien baserer seg på vinddata fra numeriske modeller, da pålitelige målinger av vind i rundt 100 meters høyde ikke finnes for disse områdene. Fem ulike datakilder er benyttet og disse er gjengitt i Tabell 1.

Navn	Kilde	Oppløsning	Lengde	Tidsoppløsning	Periode
NORA10	Met.no	10 km	54 år	3 timer	1958-2011
KVT4	Kjeller Vindteknikk	4 km	10 år	1 time	2000-2009
NEHI	StormGeo	6 km	33 år	1 time	1978-2011
HINDCAST1KM	StormGeo	1 km	1 år	1 time	2008
ERA INTERIM	ECMWF	80 km	33 år	3 timer	1978-2011

Tabell 1 Datagrunnlag

NORA10 datasettet (Reistad et al., 2007) inneholder både vind- og bølgedata og dekker en periode på 54 år. NORA10 vil bli brukt hovedsakelig for å beskrive bølgeklimaet for utredningsområdene. KVT4 (Byrkjedal og Åkervik, 2009) danner grunnlag for den forrige havvind-rapporten og har blitt gjort tilgjengelig for denne studien med ett gitterpunkt per område. Dataene dekker perioden 2000-2009. NEHI er et datasett over 33 år med 6 km oppløsning produsert av StormGeo. Både KVT4 og NEHI benytter WRF modellen (Mikalakes et al. 2001). HINDCAST1KM refererer til hindcast fra StormGeo som er kjørt for ett år. Disse dataene har god oppløsning, men på grunn av begrensninger i regnekapasitet så er disse kun kjørt for ett år. 1 km dataene må derfor normal år-korrigeres og til dette har ERA INTERIM (Dee et al. 2011) blitt benyttet. ERA INTERIM er også brukt som randdata og initialdata for NEHI.

Beskrivelse av vindregimer

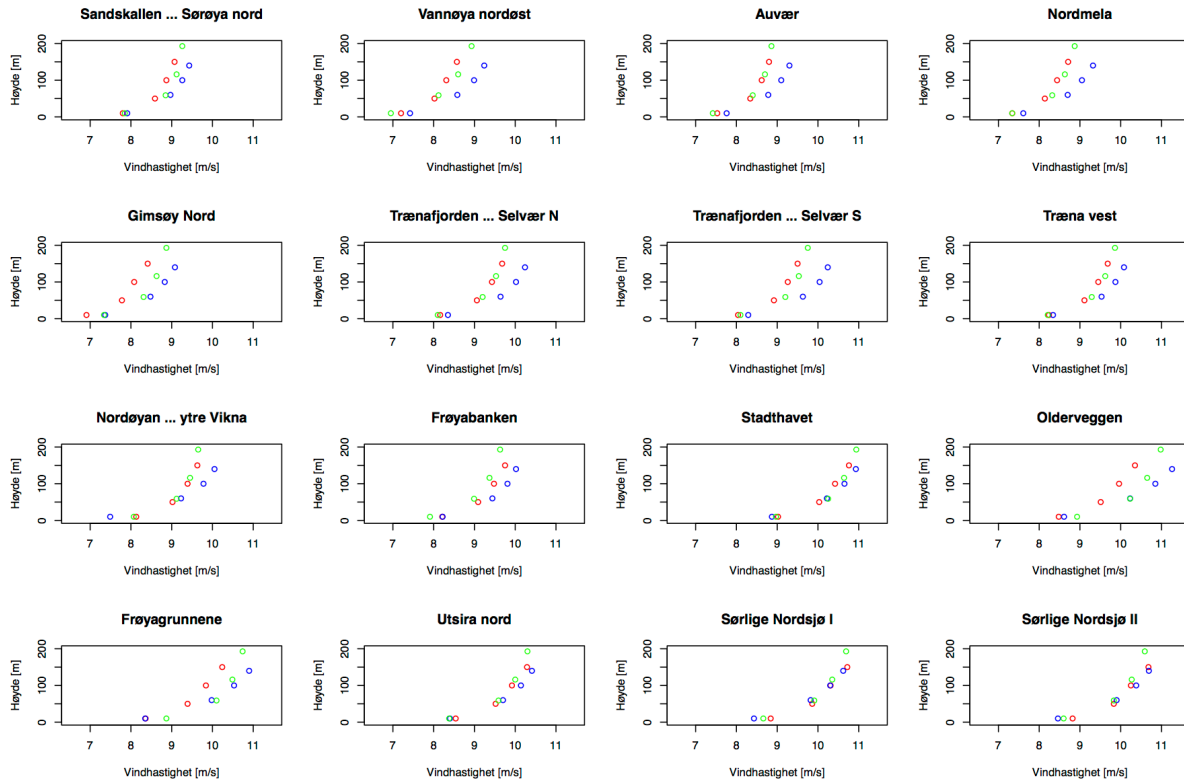
Figur 1 viser det gjennomsnittlige vindprofilen for utredningsområdene over perioden 2000 til 2009 fra NORA10, KVT4 og NEHI. Dataene indikerer god produksjonsvind i alle områdene, men med betydelige forskjeller fra område til område. Det er også spredning i resultatene fra modellene. Det kan være flere årsaker til dette:

1. Ulike modeller er benyttet
2. Ulike inngangsdata er benyttet
3. Ulike oppløsninger er benyttet, både horisontalt og vertikalt.
4. Ulike parametriseringer av grenselaget er benyttet
5. Dataene er samlet på ulike steder innen utredningsområdet.

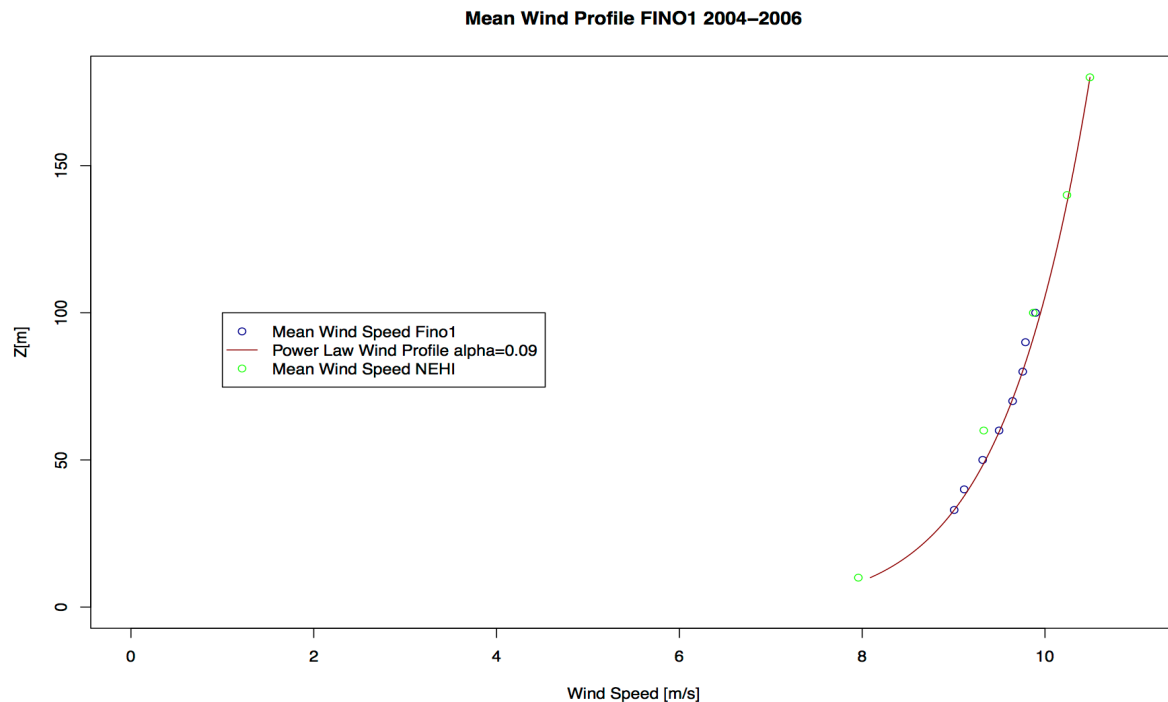
Fra KVT4 har vi kun data fra ett gitterpunkt per utredningsområde, mens NEHI punkt har blitt valgt nær de beste vindressursene i området noe som bidrar å øke middelvinden fra NEHI noe sammenlignet med KVT4. Det er interessant å se at avvikene mellom modellene er små sør i Nordsjøen. Figur 2 viser en verifikasjon av NEHI vindprofilen for FINO1 måleplattformen som ligger på posisjonen N 54° 0,86' E 6° 35,26' omlag 45 kilometer fra øyen Borkum i Nordsjøen utenfor kysten av Tyskland. NEHI gjengir det midlere vindprofilen på FINO1 med små avvik fra målingene. Avviket i 60 meter er på 0,2 ms⁻¹ mens avviket i 100 meter er på 0,02 ms⁻¹. Vi har ikke hatt tilgjengelig data for FINO1 lokasjonen for KVT4 og NORA10 i denne studien, men det faktum at KVT4 og NORA10 har lignende vindprofil som NEHI sør i Nordsjøen kan tyde på at også disse vil gjengi vindprofilen bra på FINO1. Vindprofilen på FINO1 ser ut til å følge en potenslov gitt ved

$$\frac{v_n}{v_1} = \left[\frac{z_n}{z_1} \right]^\alpha$$

der v_n er vind i høyden z_n og α er en parameter som øker med økende vindskjær. Figur 2 viser at $\alpha = 0,09$ gir en bra tilpasning til målt og modellert vindprofil på FINO1.



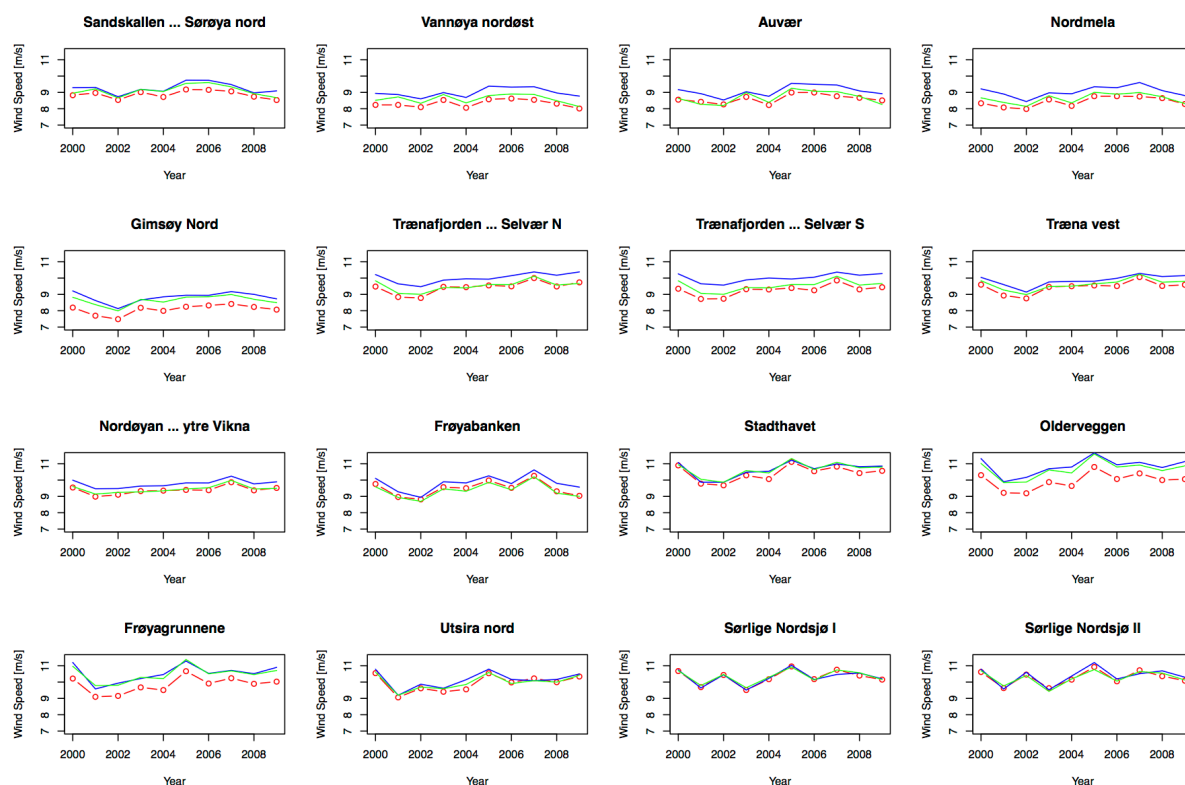
Figur 1 Gjennomsnittlig vindprofil for utredningsområdene fra 2000 til 2009. NORA10 er vist med rødt, KVT4 med grønt og NEHI med blått.



Figur 2 Gjennomsnittlig vindprofil fra måleplattformen FINO1 fra 2004 til 2006 fra målinger og fra NEHI. Den røde linjen viser et tilpasset vindprofil. De grønne punktene er middelvind fra NEHI i høydene 10, 60, 100, 140 og 180 meter. De blå punktene er målt middelvind i høydene 33, 40, 50 60 70 80 90 og 100 meter. Målt middelvind i 100m er $9,90 \text{ ms}^{-1}$ mens modellert middelvind fra NEHI er på $9,87 \text{ ms}^{-1}$.

Datasettene NORA10, KVT4 og NEHI kan sammenlignes over den tidsperioden der de overlapper, 2000-2009. Årsmiddelvind i 100m for denne perioden er vist i Figur 3. Man ser at variasjonen fra år til år følger hverandre i de tre datasettene og dataene samsvarer for Sørliche Nordsjø II og II, Utsira Nord, Frøyabanken, Stadthavet og Træna Vest, områder som alle ligger med god avstand fra kysten. Med noen unntak samsvarer KVT4 og NEHI godt i områdene nær land, mens NORA10 der stort sett har lavere middelvind. Effekten av horisontaloppløsning forventes å være størst nær kysten noe som kan forklare hvorfor NORA10 skiller seg ut i disse områdene.

Fagutredning 1 – Kraftproduksjon og vindforhold - StormGeo



Figur 3 Middelvind for utredningsområdene fra NEHI (blå), KVT (grønn) og NORA10 (rød) for perioden 2000 til 2009.

Vindroser for utredningsområdene basert på NEHI er gjengitt i Figur 4. De fleste områdene som ligger nær kyst har fremherskende vindretning fra en sørlig retning parallelt med kysten på stedet. Områdene i den sørlige Nordsjø har ingen veldig markert fremherskende vindretning. Det mest iøynefallende der er fraværet av nordøstlige vinder.

Kjente statistiske fordelinger blir ofte tilpasset den statistiske fordelingen til vindhastigheten blant annet for å forenkle beregninger. To- og treparameter Weibullfordeling samt GEV blir ofte brukt. Fordi to-parameter Weibullfordeling er velkjent for mange velger vi å gjengi parametrene for denne for utredningsområdene. Weibull fordelingen er formulert slik:

$$f(v; \lambda, k) = \frac{k}{\lambda} \left(\frac{v}{\lambda}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{\lambda}\right)^k}, v > 0$$

der v er vindhastigheten k er formparameteren og λ er skalaparameteren.

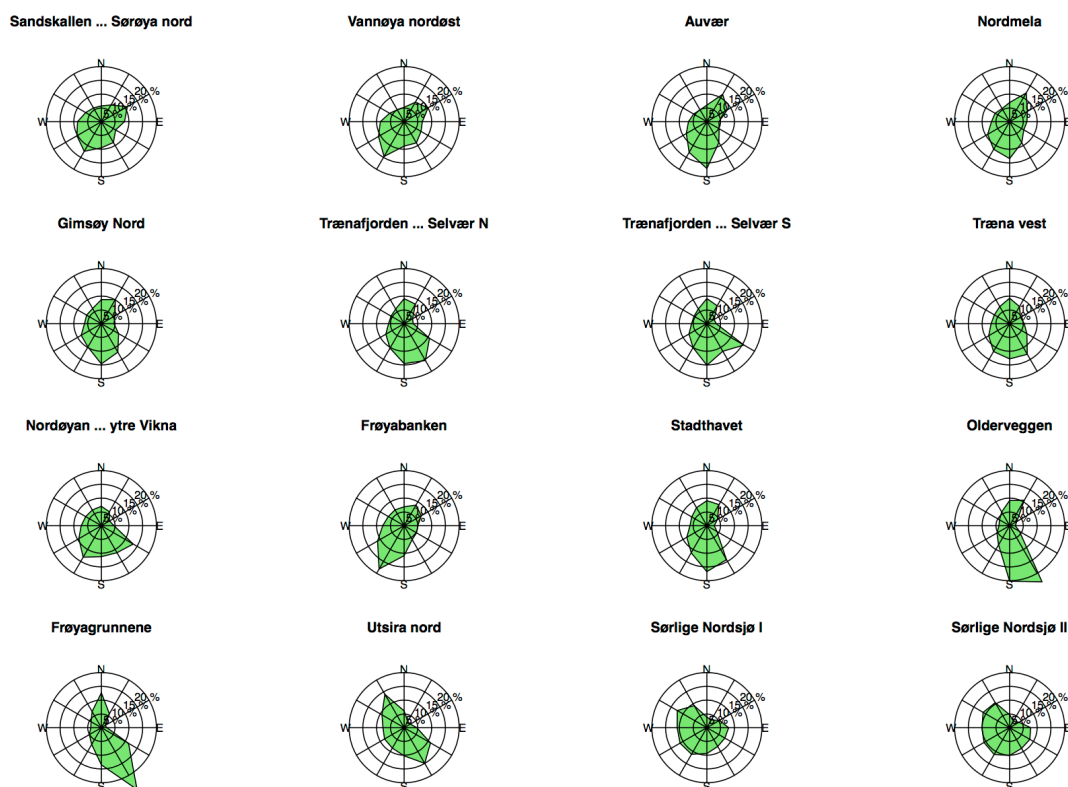
Middelvind gir en god indikasjon på vindressursen, men den kinetiske energien i luften er også proporsjonal med tettheten ρ [kg/m³] til luftmassen. Tettheten er en funksjon av trykk og temperatur. Effekten per sveipt areal kan beregnes som:

$$Q = \frac{1}{2} \rho v^3$$

som har enheten W/m². Q kan tolkes som strømmen av kinetisk energi gjennom en arealenhet per tidsenhet. Weibullparametrene sammen med beregnet middelvei for Q og middelvei for vindstyrke for utredningsområdene er gjengitt i Tabell 2.

Område	k	λ	Q [W/m ²]	Middelvind [m/s]
Sandskallen	2,11	10,64	955	9,4
Vannøya	2,07	10,38	908	9,2
Auvær	2,07	10,47	926	9,3
Nordmela	2,08	10,38	902	9,2
Gimsøy	2,10	10,07	810	8,9
Selvær N	2,12	11,28	1125	10,0
Selvær S	2,15	11,27	1108	10,0
Træna Vest	2,10	11,11	1084	9,8
Nordøyan	2,15	10,97	1024	9,7
Frøyabanken	1,90	11,00	1171	9,8
Stadthavet	2,04	12,04	1417	11,0
Olderveggen	1,93	12,21	1552	10,8
Frøyagrunnene	2,02	11,87	1352	10,0
Utsira Nord	2,03	11,54	1248	10,2
Sørlige Nordsjø II	2,34	11,80	1181	10,5
Sørlige Nordsjø I	2,28	11,87	1223	10,5

Tabell 2 Weibullparametrene k og λ , midlere effekt per sveipt areal Q og middelvind for utredningsområdene beregnet 100m over havnivå fra NEHI.



Figur 4 Vindroser for utredningsområdene basert på NEHI.

Turbintyper og vindparkutforming

I denne delutredningen har vi valgt turbiner som er store og som er tilgjengelige nå eller innen et toårs perspektiv. Dette har vi vurdert er en bra balanse mellom nøkternhet i henhold til den teknologiske utviklingen av offshore vindturbiner og ønsket om å trekke linjer fremover med tanke på trenden mot større turbiner offshore.

Årlig middelvind er fra $8,9 \text{ ms}^{-1}$ og oppover for utredningsområdene (jfr Tabell 2), så områdene egner seg for turbiner av IEC klasse I (IEC 61400-1). Flere turbiner er vurdert, men valget som er gjort her er Vestas V164 7 MW (heretter kalt Vestas) og RePower 6 MW Offshore LM615P2 Evolution (heretter kalt RePower). Vestas er valgt fordi den er stor og fordi den er nær realisering. Den har nominell effekt på 7 MW og en turbindiameter på 164 meter. RePower er valgt fordi den er av de større som finnes i dag, fordi den er testet offshore og fordi den har det fortrinn at den kan produsere under vindhastigheter opp mot 30 ms^{-1} . Den har nominell effekt på 6,15 MW og rotordiameter på 126 m.

Noen av områdene som her skal konsekvensutredes er så store at man har en viss frihet til å flytte vindparkene litt rundt i området. Andre er mindre, og noen av disse har i tillegg arealbegrensninger grunnet dybdeforhold. Valg av turbintype må sees i forhold til hvilket areal man har tilgjengelig. For å unngå store vaketap så må turbinene plasseres med en viss innbyrdes avstand. På Horns Rev II har man valgt en turbinavstand på 7 ganger rotordiameteren. Fra nettsiden til EON ser man også at de planlegger vindparker offshore med turbinavstand på 7 ganger rotordiameteren i tilfeller uten klar fremherskende vindretning og 9 og 5 ganger rotordiameteren i tilfeller med tydelig fremherskende vindretning. For Vestas turbinen betyr dette at en turbin vil trenge et areal på $(7 \cdot 164 \text{ m})^2 \approx 1,32$ kvadratkilometer noe som utgjør 0,19 kvadratkilometer per installert MW. RePower turbinen vil tilsvarende trenge $(7 \cdot 126 \text{ m})^2 \approx 0,778$ kvadratkilometer noe som utgjør 0,13 kvadratkilometer per installert MW. Ved full produksjon vil en Vestas turbin produsere 5,26 MW per kvadratkilometer, mens en RePower turbin vil produsere 7,75 MW per kvadratkilometer. RePower produserer altså 47 % mer per arealenhet og utnytter derfor arealet bedre. Dette tallet vil selvsagt påvirkes av forhold som kapasitetsfaktor og vaketap, men siden forskjellen er så stor så skal det mye til før Vestas kommer bedre ut når det gjelder effekt per arealenhet.

Ved utforming av offshore vindparker blir det nå anbefalt å unngå å sette turbiner langs rette linjer. Ved Horns Rev II er utformingen laget som en vifte. Der det er mulighet for det, og i særdeleshet der det finnes en fremherskende vindretning, så har vi valgt å bruke en vifteformet vindparkutforming.

Områdene som er tiltenkt de største utbyggingene er delt opp slik at turbinene er organisert i to eller flere grupper. Dette er gjort for å redusere vaketap. I disse områdene kan det oppstå vaketap fordi en gruppe av turbiner kan få redusert eksponering for vind grunnet globalvaken fra en turbingruppe oppstrøms for gitte vindretninger. Dette er en så ny problemstilling at erfaringsgrunnlaget fra eksisterende vindparker er svært begrenset.

Vindturbiner og vindparkutforming er gjengitt skjematisk i Tabell 3 for stor utbygging og Tabell 4 for liten utbygging.

Område	Utformingstype	Turbin	Antall turbiner	Inter-rekke turbin avstand [m]	Intra-rekke turbin avstand [m]	Antall turbingrupper	Installert kapasitet [MW]	Andel av område dekket av vindpark [%]
Sandskallen	Vifte	Repower	50	1000	700	1	307,5	17
Vannøya	Vifte	Repower	50	1100	600	1	307,5	27
Auvær	Vifte	Repower	50	1100	600	1	307,5	40
Nordmela	Lineært	Vestas	42	1500	1200	1	294	22
Gimsøy	Lineært	Vestas	44	1500	1000	1	308	29
Selvær N	Vifte	Repower	50	980	600	1	307,5	19
Selvær S	Vifte og Lineært	Repower	50	1100	800/600	2	307,5	24
Træna Vest	Vifte	Vestas	210	1500	800	2	1470	35
Nordøyan	Vifte	Repower	50	1000	750	2	307,5	36
Frøyabanken	Vifte	Vestas	216	1500	800	2	1512	33
Stadthavet	Vifte	Vestas	216	1500	800	2	1512	52
Olderveggen	Vifte	Repower	48	1100	600	1	295,2	56
Frøyagrunnene	Vifte	Repower	32	1100	600	1	196,8	48
Utsira Nord	Vifte	Vestas	216	1500	800	3	1512	28
Sørlige Nordsjø II	Lineært	Vestas	294	1150	1150	6	2058	15
Sørlige Nordsjø I	Lineært	Vestas	224	1150	1150	4	1568	23

Tabell 3 Tabell viser en skjematisk oppstilling av vindpark turbiner og type utforming ved stor utbygging.

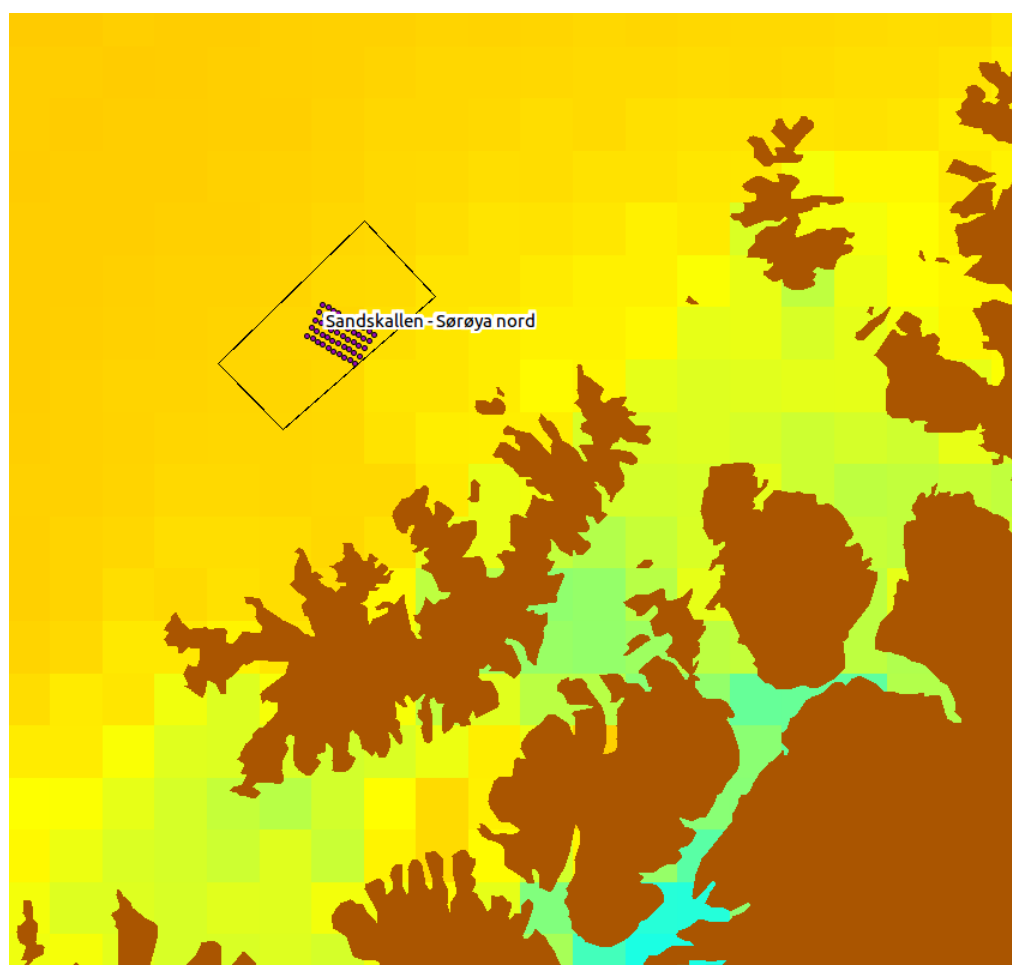
Område	Utformingstype	Turbin	Antall turbiner	Inter-rekke turbin avstand [m]	Intra-rekke turbin avstand [m]	Antall turbingrupper	Installert kapasitet [MW]	Andel av område dekket av vindpark [%]
Sandskallen	Vifte	Repower	16	1000	700	1	98,4	6
Vannøya	Vifte	Repower	16	1100	600	1	98,4	10
Auvær	Vifte	Repower	16	1100	600	1	98,4	15
Nordmela	Lineært	Vestas	16	1500	1200	1	112	8
Gimsøy	Lineært	Vestas	16	1500	1000	1	112	10
Selvær N	Vifte	Repower	16	980	600	1	98,4	17
Selvær S	Vifte	Repower	16	1100	600	2	98,4	8
Træna Vest	Vifte	Vestas	72	1500	800	1	504	12
Nordøyan	Vifte	Repower	16	1000	750	2	98,4	12
Frøyabanken	Vifte	Vestas	70	1500	800	1	490	11
Stadthavet	Vifte	Vestas	72	1500	800	2	504	17
Olderveggen	Vifte	Repower	16	1100	600	1	98,4	21
Frøyagrunnene	Vifte	Repower	16	1100	600	1	98,4	28
Utsira Nord	Vifte	Vestas	72	1500	800	3	504	10
Sørlige Nordsjø II	Lineært	Vestas	144	1150	1150	6	1008	8
Sørlige Nordsjø I	Lineært	Vestas	144	1150	1150	4	1008	15

Tabell 4 En skjematisk oppstilling av turbinvalg og vindparkutforming ved liten utbygging

Beskrivelse av områder og vindparkutforminger

Sandskallen- Sørøya Nord

Fra Figur 4 ser man at fremherskende vindretning ved Sandskallen er fra sørvest. Middelvinden i 100m fra NEHI er $9,4 \text{ ms}^{-1}$ (jfr. Tabell 2). Fra Figur 5 fremgår det at de horisontale vindgradientene i området er svake. Dette bekreftes også av WRF 1 km Vest-Finnmark hindcastet (ikke vist). Forskjellen i middelvind over området er om lag $0,2 \text{ ms}^{-1}$ og turbinene er plassert midt i området der middelvinden er høyest grunnet et svakt vindmaksimum som stråler ut fra Galtefjorden på Sørøya. For stor (liten) utbygging er det plassert 50 (16) turbiner av typen RePower 6MW Offshore i området (jfr Tabell 3 og 4).

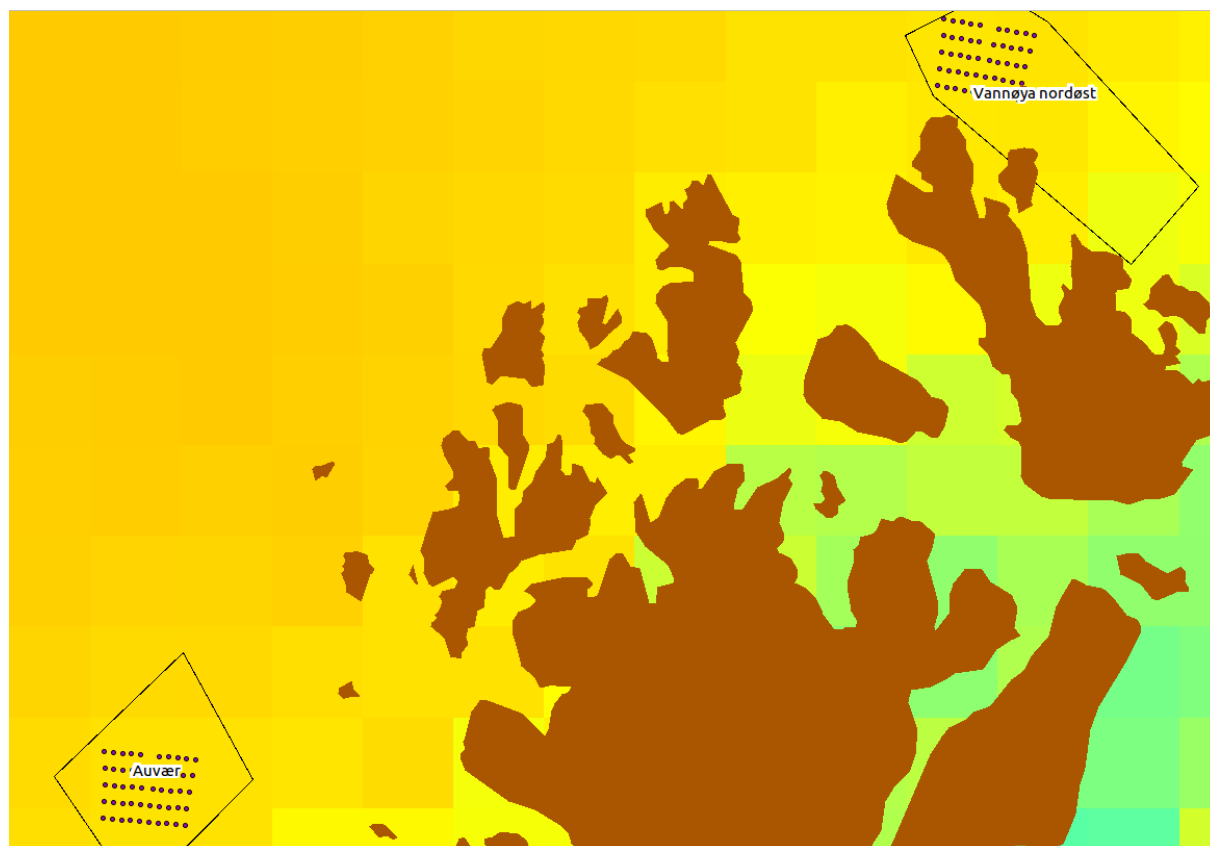


Figur 5 Utredningsområde Sandskallen - Sørøya Nord. De røde punktene indikerer turbinposisjoner ved stor utbygging. Bakgrunnsfargen indikerer midlere vindstyrke i 100m fra NEHI der blått indikerer svakere vind, gult middels og rødt sterkest vind.

Vannøya Nordøst

Fremherskende vindretning ved Vannøya Nordøst er fra sørvest (se Figur 4), middelvinden i 100m fra NEHI er på $9,2 \text{ ms}^{-1}$ og Q er 908 Wm^{-2} . Området er vist i Figur 6 sammen med foreslåtte turbinposisjoner for stor utbygging. Dataene fra KVT4 indikerer en noe lavere middelvind i 100m, men gitterpunktet fra KVT4 ligger nær Burøya i et område med noe

svakere vind enn lenger fra kysten mot nordvest i området. Turbinene er plassert lengst mot nordvest i området for å oppnå den høyeste produksjonsvinden. For stor (liten) utbygging er det plassert 50 (16) turbiner av typen RePower 6MW Offshore i området (jfr Tabell 3 og 4).



Figur 6 Utredningsområdene Vannøya Nordøst og Auvær. De røde punktene indikerer turbinposisjoner ved stor utbygging. Bakgrunnsfargen indikerer midlere vindstyrke i 100m fra NEHI der blått indikerer svakere vind, gult middels og rødt sterkest vind.

Auvær

Fremherskende vindretning i Auvær-området er fra en sørlig retning med et sekundært maksimum fra nordøst (Figur 4). Middelvind i 100m fra NEHI er $9,3 \text{ ms}^{-1}$ og Q er 926 Wm^{-2} . NEHI har større vindskjær og antyder noe høyere vind i 100m enn KVT4. Området har små horisontale gradienter i middelvind så dette legger små føringer for plassering av vindpark, men området er relativt lite så vindparken vil uansett fylle en stor andel av arealet (Figur 6). Det at området er lite gjør at RePower turbinen vil være best egnet her siden den utnytter arealet best. Turbinene er plassert midt i området. For stor (liten) utbygging er det plassert 50 (16) turbiner av typen RePower 6MW Offshore i området (jfr Tabell 3 og 4).

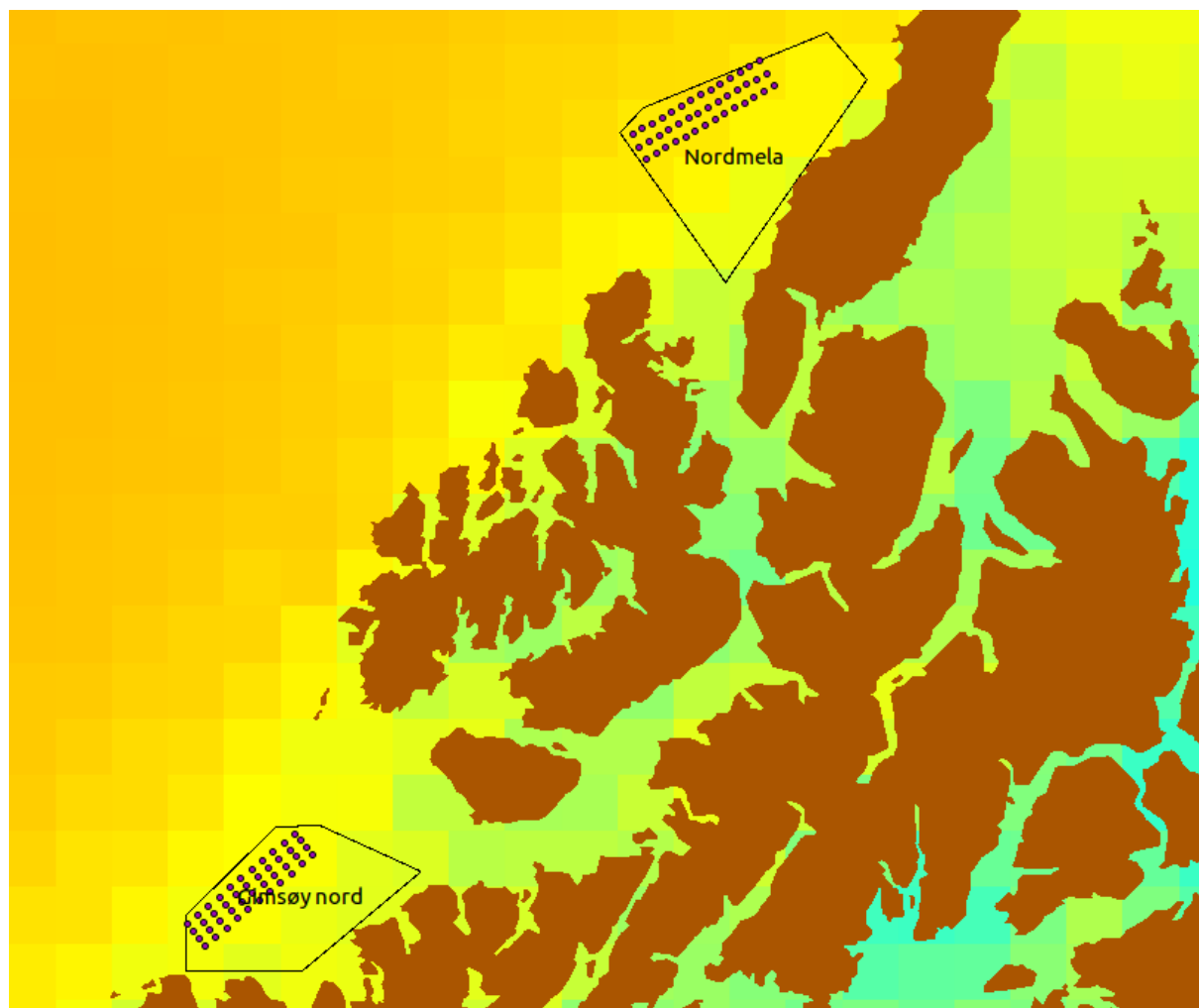
Nordmela

Nordmela-området har en dominerende vindretning fra en sørlig retning med et sekundært maksimum fra nordøst (Figur 4). Middelvinden i 100m er estimert til å være 9.2 ms^{-1} og Q er

902 Wm⁻² med utgangspunkt i NEHI. NEHI har sterkere vindskjær og estimatene er noe høyere i 100m sammenlignet med de andre modellene. Middelvinden øker noe med avstanden til land og turbinene er foreslått plassert lengst mulig fra land i området. (Figur 7). For stor (liten) utbygging er det plassert 42 (16) turbiner av typen Vestas 7MW i området (jfr Tabell 3 og 4).

Gimsøy Nord

Dette området ligger noe inneklemt mellom landmasser, noe som påvirker eksponeringen for vind. Fremherskende vindretning er fra sør med et sekundært maksimum fra nordøst (Figur 4). Middelvinden i 100m er estimert til å være 8,9 ms⁻¹ og Q er 810 Wm⁻². Estimatenes er på linje med estimatene fra KVT4. Dette området har lavest middelvind av alle områder som er utredet. For stor (liten) utbygging er det plassert 42 (16) turbiner av typen Vestas 7MW i området (jfr Tabell 3 og 4). Disse er plassert lengst mulig fra kysten for å oppnå høyest mulig middelvind (Figur 7).



Figur 7 Utredningsområdene Nordmela og Gimsøy Nord. De røde punktene indikerer turbinposisjoner ved stor utbygging. Bakgrunnsfargen indikerer midlere vindstyrke i 100m fra NEHI der blått indikerer svakere vind, gult middels og rødt sterkest vind.

Trænafjorden – Selvær Nord

For dette området er fremherskende vindretning fra sørøst med et sekundært maksimum fra nord. Dette området ligger nær land (Figur 8), og har en del øyer og holmer i umiddelbar nærhet. Middelvinden i 100m er estimert til å ligge på $10,0 \text{ ms}^{-1}$ og Q er 1125 Wm^{-2} . Estimaten fra NEHI er noe høyere enn KVT4 og NORA10. NEHI indikerer et hastighetsmaksimum i området og antyder at middelvinden her er høyere enn ved Træna Vest, dette støttes også av 1 km hindcastet (ikke vist). For stor (liten) utbygging er det plassert 50 (16) turbiner av typen RePower 6MW Offshore i området (jfr Tabell 3 og 4).

Trænafjorden – Selvær Sør

Dette området ligger nær Selvær Nord (Figur 8), og det er mange likheter med hensyn på vindklimaet. Fremherskende vindretning er det samme som for naboområdet Selvær Nord men med et litt mer spisset maksimum fra sørøst. Middelvinden i 100m er estimert til å ligge på $10,0 \text{ ms}^{-1}$ og Q er 1108 Wm^{-2} . Estimaten fra NEHI er noe høyere enn KVT4 og NORA10. Bunnforholdene legger begrensninger på plassering av vindturbiner i området. Også her indikerer NEHI og WRF 1km et hastighetsmaksimum. For stor (liten) utbygging er det plassert 50 (16) turbiner av typen RePower 6MW Offshore i området (jfr Tabell 3 og 4). Stor utbygging er delt i to turbingrupper på henholdsvis 20 turbiner i to rader lengst nordvest og 30 turbiner i vifteform i nordøst. Årsaken til denne utformingen er dybdeforholdene, store deler av området har dyp større enn 100 meter. Stor utbygging slik det er skissert her fyller stort sett de egnede områdene.

Træna Vest

Fra Figur 4 ser en at fremherskende vindretning er fra sør med et sekundært maksimum fra nord. Dette området ligger rett vest for Selvær Nord og Sør, men lengre fra kysten (Figur 8). Middelvinden er estimert til å ligge på $9,8 \text{ ms}^{-1}$ og Q er 1084 Wm^{-2} . Estimaten fra dette området er på linje med KVT4. Her er turbinene plassert i to grupper, en i nord og en i sør med størst mulig avstand imellom for å minimalisere tap fra globalvakene. For stor (liten) utbygging er det plassert 210 (72) turbiner av typen Vestas 7MW i området (jfr Tabell 3 og 4).



Figur 8 Utredningsområdene Træna Vest, Trænafjorden – Selvær Nord og Trænafjorden – Selvær Sør. De røde punktene indikerer turbinposisjoner ved stor utbygging. Bakgrunnsfargen indikerer midlere vindstyrke i 100m fra NEHI der blått indikerer svakere vind, gult middels og rødt sterkest vind.

Nordøyan – Ytre Vikna

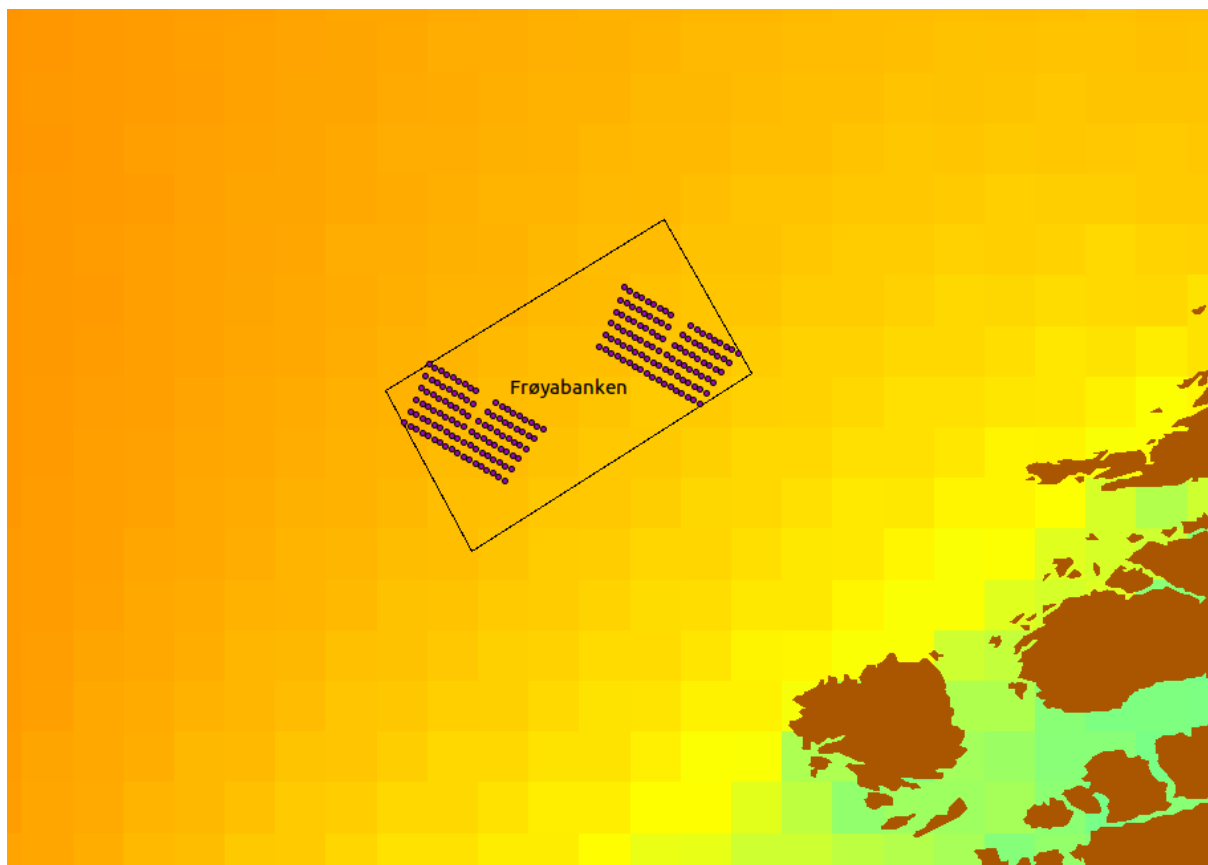
Fremherskende vindretning i dette området er fra sørøst og sørvest. Middelvinden er estimert til å ligge på 9.7 ms^{-1} i 100m og Q er 1024 Wm^{-2} . NEHI estimatene fra dette området er noe høyere enn fra KVT4 og NORA10 og NEHI har kraftigere vindskjær. For stor (liten) utbygging er det plassert 50 (16) turbiner av typen RePower 6MW Offshore i området (jfr Tabell 3 og 4). Området er et rektangel som strekker seg nord-sør (se Figur 9) og er om lag fire ganger så langt som det er bredt og deler av området har større dyp enn 100 meter. For å unngå for store vaketap er stor utbygging delt inn i to vindparker med størst mulig innbyrdes avstand.



Figur 9 Utredningsområdet Nordøyen – Ytre Vikna. De røde punktene indikerer turbinposisjoner ved stor utbygging. Bakgrunnsfargen indikerer midlere vindstyrke i 100m fra NEHI der blått indikerer svakere vind, gult middels og rødt sterkest vind.

Frøyabanken

Dette området har fremherskende vindretning fra sørvest med et sekundært maksimum fra nordøst. Middelvinden er estimert til å ligge på 9.8 ms^{-1} i 100m og Q er 1171 Wm^{-2} . For stor (liten) utbygging er det plassert 210 (72) turbiner av typen Vestas 7MW i området (jfr Tabell 3 og 4) og turbinene har blitt fordelt i to grupper (se Figur 10). Området er relativt fleksibelt med hensyn til turbinplassering, men det anbefales å bruke bredden på tvers av fremherskende vindretning ved utforming av vindparkene.



Figur 10 Utredningsområdet Frøyabanken. De røde punktene indikerer turbinposisjoner ved stor utbygging. Bakgrunnsfargen indikerer midlere vindstyrke i 100m fra NEH der blått indikerer svakere vind, gult middels og rødt sterkest vind.

Stadthavet

Den høyeste middelvinden for alle områder finner man for dette området. I 100m ligger den på 11.0 ms^{-1} og Q på 1417 Wm^{-2} . Den sterke vinden kan og leses ut fra Figur 1 og 3. Fremherskende vindretning er fra sør. For stor (liten) utbygging er det plassert 216 (72) turbiner av typen Vestas 7MW i området (jfr Tabell 3 og 4). Turbinene er plassert i en sørlig og en nordlig gruppe for å redusere vaketap (se Figur 11).

Olderveggen

Dette er et mindre område med høy middelvind. Middelvinden i 100 m ligger på 10.8 ms^{-1} og Q på 1552 Wm^{-2} . Det er den høyeste Q for alle utredete områder. Formfaktoren k til Weibullfordelingen er lav med en verdi på 1,93 (Tabell 2) noe som antyder en bredere weibullfordeling med hyppigere forekomst av både svak og sterk vind. Estimatenes fra NEH er på linje med estimatene fra KVT4. Den fremherskende vindretning er fra sørøst. Arealbegrensninger og områdeutforming legger betydelige føringer på mulige turbinplasseringer (se Figur 11). Høy stormhyppighet og arealbegrensningen tilsier bruk av Repower turbinen. For stor (liten) utbygging er det plassert 48 (16) turbiner av typen RePower 6MW Offshore i området (jfr Tabell 3 og 4).

Frøyagrunnene

Fremherskende vindretning er fra sørøst, med et sekundært maksimum fra nord. Vindprofilen for NEHI er på linje med profilet i KVT4. For 100m, ligger middelvinden på 10.0 ms^{-1} og Q er 1352 Wm^{-2} . Også her er formfaktoren k til Weibullfordelingen lav med en verdi på 1,90 (Tabell 2). Arealbegrensningen (se Figur 11) og høy stormhyppighet tilsier også her bruk av RePower turbinen. For stor (liten) utbygging er det plassert 32 (16) turbiner av typen RePower 6MW Offshore i området (jfr Tabell 3 og 4).

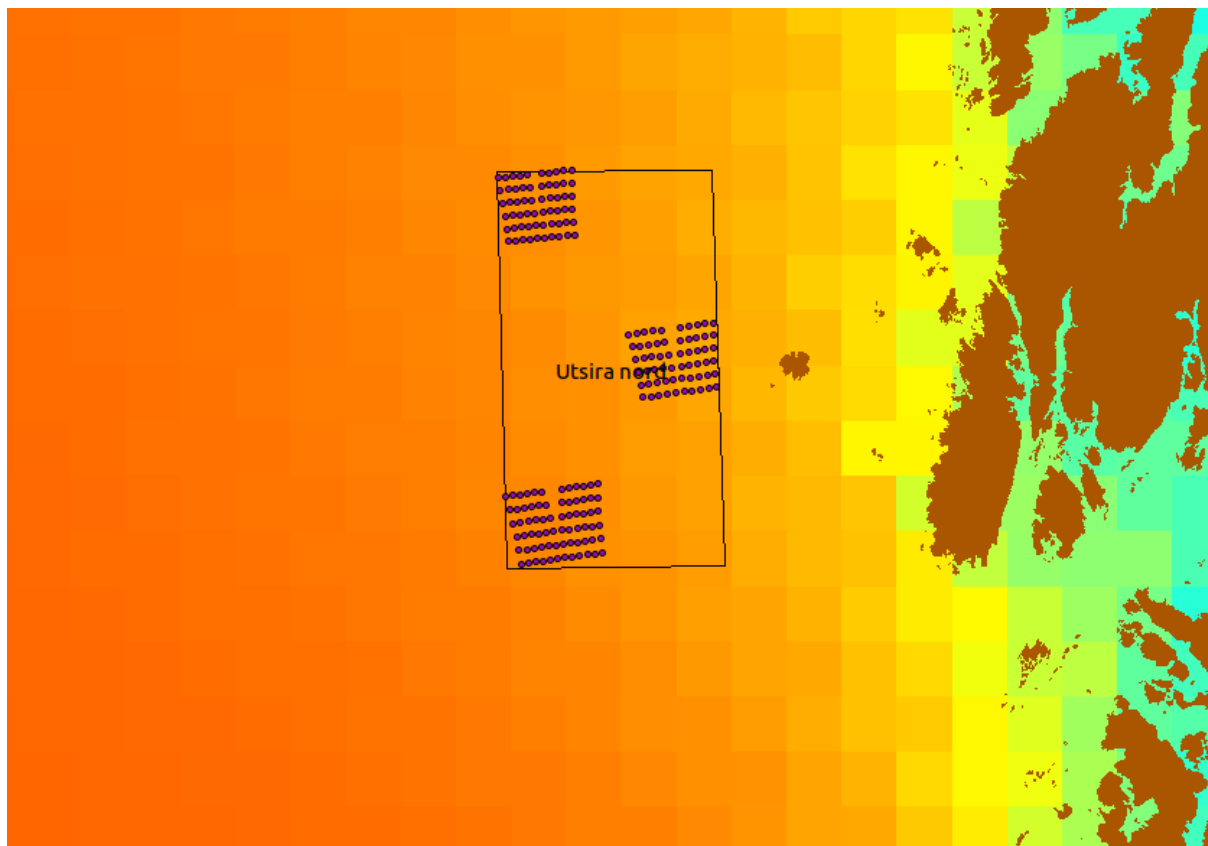


Figur 11 Utredningsområdene Stadthavet, Olderveggen og Frøyagrunnene. De røde punktene indikerer turbinposisjoner ved stor utbygging. Bakgrunnsfargen indikerer midlere vindstyrke i 100m fra NEHI der blått indikerer svakere vind, gult middels og rødt sterkest vind.

Utsira Nord

Fra Figur 4 ser vi at det er en fremherskende vindretning fra sørøst i området med et sekundært maksimum fra nordvest. Vindprofilet fra NEHI er på linje med vindprofilet i KVT4 og NORA10. I 100m ligger middelvinden på $10,2 \text{ ms}^{-1}$ og Q er 1248 Wm^{-2} . Middelvinden øker med avstanden til kysten og for stor utbygging er turbinene delt inn i tre grupper der to

er plassert lengst fra kysten (se Figur 12). For stor (liten) utbygging er det plassert 216 (72) turbiner av typen Vestas 7MW i området (jfr Tabell 3 og 4).



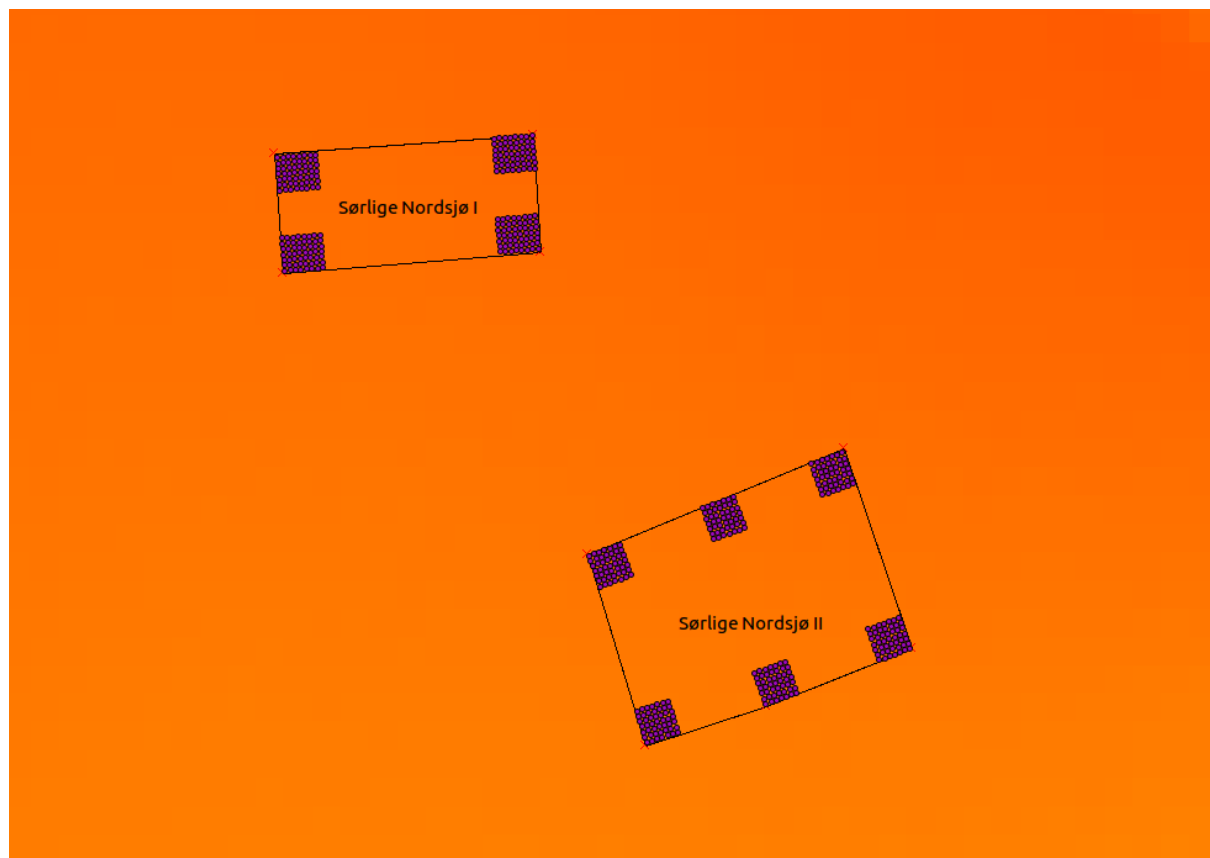
Figur 12 Utredningsområdet Utsira Nord. De røde punktene indikerer turbinposisjoner ved stor utbygging. Bakgrunnsfargen indikerer midlere vindstyrke i 100m fra NEH1 der blått indikerer svakere vind, gult middels og rødt sterkest vind.

Sørlige Nordsjø II

Svakt dominerende vindretning i Sørlige Nordsjø II er fra sørvest (Figur 4), og vindprofilet fra NORA10, KVT4 og NEH1 er relativt sammenfallende (Figur 1). I 100m ligger middelvinden på 10.5 ms^{-1} og Q er 1181 Wm^{-2} . Det er liten horisontal variasjon i middelvind (se Figur 13). For stor (liten) utbygging er det plassert 294 (144) turbiner av typen Vestas 7MW i området (jfr Tabell 3 og 4) og turbinene er foreslått gruppert i seks grupper for å redusere vaketap.

Sørlige Nordsjø I

Vindrosen er relativt sirkulær sammenlignet med områdene nærrere kysten, men en svakt dominerende vindretning kan indentifiseres fra sørvest (Figur 4). Vindprofilet er konsistent med tidligere studier (Figur 1). Middelvinden i 100m ligger på $10,5 \text{ ms}^{-1}$ og Q er 1223 Wm^{-2} . Det er liten horisontal variasjon i middelvind (Figur 13). Når det gjelder vindklima har området mye til felles med Sørlige Nordsjø II området. For stor (liten) utbygging er det plassert 224 (144) turbiner av typen Vestas 7MW i området (jfr Tabell 3 og 4).



Figur 13 Utredningsområdene Sørlige Nordsjø II og II. De røde punktene indikerer turbinposisjoner ved stor utbygging. Bakgrunnsfargen indikerer midlere vindstyrke i 100m fra NEH der blått indikerer svakere vind, gult middels og rødt sterkest vind.

Produksjonsberegninger

Produksjonsberegningene er utført på to måter. Først ved å integrere effektkurven til turbinen over sannsynlighetsfordelingen til vindhastigheten gjennom

$$P = \frac{\bar{\rho}}{\rho_{ref}} \int_0^U P(u)p(u)du$$

der $P(u)$ er effektkurven til vindturbinen, $p(u)$ er hastighetsfordelingen, $\bar{\rho}$ er luftens gjennomsnittlige tetthet på stedet og ρ_{ref} er referansetettheten som effektkurven fra turbinprodusenten gjelder ved. Her er det ikke gjort noen tilpasning av fordeling, den faktiske hastighetsfordelingen fra modellresultatene er benyttet. Den andre metoden som er brukt er å integrere produksjonen fra time til time gjennom de tilgjengelige vindtidsseriene slik:

$$P = \int_0^t \frac{\rho(t)}{\rho_{ref}} P(u(t)) dt$$

der ρ_{ref} er referansetettheten til luftmassen som turbinprodusenten har beregnet turbinens effektkurve $P(u)$ ved, ρ er luftens tetthet time for time gjennom vindtidsserien, $u(t)$ er vindhastigheten og t er tiden. Fordelen med den andre metoden er at man inkluderer luftens varierende tetthet som funksjon av trykk og temperatur i produksjonsestimatene. De to metodene produserer som oftest temmelig sammenfallende resultater, men ved avvik festes større tiltro til metode to. Dersom luften eksempelvis har stor tetthet når vindhastigheten er høy slik at det er kovarians mellom tetthet og vindhastighet, så vil dette bli tatt hensyn til i metode to, men ikke i metode en.

Område	PROD V164 NEHI [kWh/h]	PROD REPOWER NEHI [kWh/h]	PROD V164 NORA10 [kWh/h]	PROD REPOWER NORA10 [kWh/h]	PROD V164 KVT4 [kWh/h]	PROD REPOWER KVT4 [kWh/h]	Bruktid V164 NEHI	Bruktid RePower NEHI	Bruktid V164 NORA10	Bruktid RePower NORA10	Bruktid V164 KVT4	Bruktid RePower KVT4
Sandskallen	3708	2849	3435	2616	3493	2667	4640	4160	4299	3819	4371	3894
Vannøya	3562	2721	3076	2319	3142	2389	4458	3973	3849	3386	3932	3488
Auvær	3629	2779	3238	2451	3223	2455	4541	4057	4052	3578	4033	3584
Nordmela	3534	2702	3054	2307	3156	2400	4423	3945	3822	3368	3950	3504
Gimsøy	3435	2600	2862	2130	3175	2418	4299	3796	3582	3110	3973	3530
Selvær N	3988	3115	3569	2755	3676	2854	4991	4548	4466	4022	4600	4167
Selvær S	4004	3117	3508	2685	3676	2854	5011	4551	4390	3920	4600	4167
Træna Vest	3885	3022	3579	2756	3684	2873	4862	4412	4479	4024	4610	4195
Nordøyan	3884	3006	3559	2737	3605	2798	4861	4389	4454	3996	4511	4085
Frøyabanken	3667	2892	3498	2734	3412	2692	4589	4222	4377	3992	4270	3930
Stadthavet	4129	3306	3968	3159	4061	3269	5167	4827	4966	4612	5082	4773
Olderveggen	4134	3354	3720	2953	3930	3216	5173	4897	4655	4311	4918	4695
Frøyagrunnene	4177	3332	3699	2914	4002	3215	5227	4865	4629	4254	5008	4694
Utsira Nord	3997	3161	3766	2964	3775	3007	5002	4615	4713	4327	4724	4390
Sørilige Nordsjø II	4302	3354	4145	3228	4074	3208	5384	4897	5187	4713	5098	4684
Sørilige Nordsjø I	4293	3359	4092	3199	4090	3195	5372	4904	5121	4671	5118	4665

Tabell 7 Oversikt over gjennomsnittlig brutto produksjonsestimat og brukstid for en enkelt turbin basert på vinddata i 100m fra NEHI, KVT4 og NORA10. Beregningene er gjort både for RePower 6 MW og Vestas 7 MW.

I Tabell 7 vises gjennomsnittlig brutto produksjonsestimater samt brukstid for en enkelt turbin basert på vinddata i 100m fra NEHI, KVT4 og NORA10 for RePower 6 MW og Vestas 7 MW. Beregningene er utført med metode 2. Vestas 7 MW viser høyere brukstid i alle områder. Det knyttes likevel noe usikkerhet til effektkurven til Vestas 7 MW, siden fullskala tester med denne turbinen ikke er utført ennå. Det understrekes at disse tallene er bruttotall, før tapsberegninger.

Tap

Ising

Ising på strukturer kan være et betydelig problem i kaldt klima. I marine omgivelser deles gjerne ising inn i sjøsprøyt ising og atmosfærisk ising.

Sjøsprøyt-ising

Sjøsprøyt ising forekommer ved sterk vind i kombinasjon med lave temperaturer. Frysetemperaturen til sjøvann avhenger av saltinnholdet, men en typisk verdi er $-1,8^{\circ}\text{C}$. Ising oppstår når dråper av sjøvann fra opprørt sjø blir kjølt ned til under frysepunktet og treffer strukturer der vannet kan fryse spontant. Overland et al. (1986) og Overland (1990) utviklet algoritmer som har vist seg nyttig for å forutsi ising fra sjøsprøyt. Algoritmene er basert på rapporter fra fartøy med lengde på 20 til 75 meter. Isingsprediktoren er formulert slik:

$$PPR = \frac{V_a(T_f - T_a)}{1 + 0,3(T_w - T_f)}$$

der PPR er isingsprediktoren med enhet $[\text{m}^{\circ}\text{Cs}^{-1}]$, V_a er vindhastighet $[\text{m/s}]$, T_f er frysepunktet til sjøvann, T_a er lufttemperaturen $[^{\circ}\text{C}]$ og T_w er vanntemperaturen $[^{\circ}\text{C}]$. Denne størrelsen kan beregnes fra modellparametre for å estimere faren for sjøsprøytising innen utredningsområdene. Negative verdier av PPR indikerer ingen ising. Positive verdier indikerer ising og i Tabell 8a finnes isingsklasser og rater for ulike verdier av PPR . Kraftig ising blir ikke indikert i noen av områdene over NEHI perioden. Tabell 8b viser hvor mye av tiden de ulike områdene er estimert til å være eksponert for lett og moderat ising. Sjøsprøytising opptrer sjelden i utredningsområdene. Mest eksponert er Sandskallen, Vannøya og Auvær, men selv disse vil kun oppleve lett ising.

PPR	<0	0-22,4	22.4-53.3	53.3-83.0	>83.0
Isingsklasse	Ingen	Lett	Moderat	Kraftig	Ekstrem
Isingsrater (cm/time)		<0.7	0.7-2.0	2.0-4.0	>4.0

Tabell 8a Isingsklasser og isingsrater ved ulike verdier av isingsprediktoren PPR.

	Lett ising [% av tiden]	Moderat ising [% av tiden]
Sandskallen	55	1
Vannøya	41	0
Auvær	30	0
Nordmela	19	0
Gimsøy	15	0
Selvær N	11	0
Selvær S	14	0
Træna Vest	6	0
Nordøyan	16	1
Frøyabanken	1	0
Stadthavet	0	0
Olderveggen	1	0
Frøyagrunnene	1	0
Utsira Nord	0	0
Sørlige Nordsjø II	0	0
Sørlige Nordsjø I	0	0

Tabell 8b Oversikt over estimat av sjøsprøyt ising basert på data fra NEHI.

Atmosfærisk ising

Atmosfærisk ising er et komplekst problem som er forårsaket av mange ulike mekanismer. De viktigste mekanismene er disse:

- Nedbørsising, frysende regn, refrysing av våt snø.
- Ising i sky eller tåke
- Rimfrost/Sublimering

Isens tetthet kan variere fra 200 til 900 kgm⁻³ (ISO 12494, 2001).

Frysende regn oppstår når et relativt varmt lag med luft legger seg over et lag med luft som er under null grader Celcius og nedbør faller gjennom det varme laget og inn i laget med kaldere luft. Der kan dråpene fryse raskt på eksponerte overflater, noe som resulterer i en glasert overflate med stor tetthet. Episoder med frysende regn er vanskelig å varsle fordi små variasjoner i temperatur utgjør forskjellen mellom regn, frysende regn, sludd eller snø. Frysende regn forekommer i smale bånd, oftest ikke bredere enn 50 km og en episode er ofte forbundet med ankomsten av en varmfront der en lomme med kaldluft nær bakken blir liggende igjen en tid etter ankomsten av varmluft. Denne lommen med kaldluft blir som oftest advektert vekk etter noen timer. Frysende regn er oftest assosiert med topografi som er gunstig for oppdemming av kaldluft. Derfor er det rimelig å anta at frysende regn for disse områdene, som ligger et stykke fra kysten, vil opptre sjeldent.

Skyer som når ned til bakke eller havnivå kalles tåke, og ising i tåke kan oppstå dersom det forekommer underkjølte dråper i tåken. Skydråper er betydelig mindre enn regndråper, de har en typisk radius på 10 mikrometer mot regndråpenes 1000 mikrometer. Guttman (1971) studerte den globale forekomsten av underkjølt tåke og fant at underkjølt tåke forekommer nær kyst, nær iskant, over isdekkede områder, men sjelden over åpent hav. Spinnangr (1949) fant at langs kystlinjen fra Nordkapp til Vardø er tåke hyppigst forekommende i juli med 8 dager per måned i gjennomsnitt. Relativ luftfuktighet er også størst i denne perioden. Han fant at i perioden oktober til mars forekommer tåke sjelden.

Dannelse av underkjølte skydråper er i hovedsak en balanse mellom produksjon grunnet oppstigende luft, og fjerning grunnet forekomsten av iskrystaller (Rauber og Tokay, 1991). Ved temperaturer under -15 °C er forekomsten av iskrystaller i atmosfæren som oftest tilstrekkelig til å fjerne alle underkjølte skydråper ved vertikalhastigheter som er typisk for vinterlavtrykk (Rasmussen et al. 1995). Topografiske forhold kan gi hurtigere heving av luftmasser, som i sin tur kan skape gunstige forhold for produksjon av underkjølt skyvann. Dette kan skape problemer for antenner og tårn som må plasseres på fjelltopper for å tjene sin hensikt (Sundin og Makkonen, 1998). Over hav vil topografisk heving være fraværende og isingsproblemet mindre.

Lav hyppighet av tåke i den kalde årstiden og fravær av topografisk heving over hav tilsier at ising grunnet underkjølt tåke ikke forventes å være noe stort problem for utredningsområdene.

Det forventes ikke vesentlige problemer grunnet atmosfærisk ising for utredningsområdene. Noen av områdene vil kunne oppleve sjøsprøytising, men dette vil ramme lavere deler av konstruksjonen og vil neppe påvirke rotoren. Sjøsprøytising kan derfor ha konsekvenser for tilkomst og øke lasten på konstruksjonen, men det forventes lite direkte produksjonstap fra ising.

Vaketap

Vaketap er tap i produksjon på grunn av interaksjon mellom turbiner som står i nærheten av hverandre. Rotorene settes i bevegelse ved å dra kinetisk energi fra luftstrømmen og når luftstrømmen så treffer en turbin nedstrøms så vil luftstrømmens kinetiske energi være redusert. Luftstrømmen vil også være mer turbulent. Vaketapet kan være fra 2% til 20% avhengig av turbinavstander og det generelle turbulensnivået på stedet.

Det eksisterer mange modeller for estimering av vaketap. I denne rapporten har vi beregnet vaketap ved hjelp av en algoritme basert på en vakemodell foreslått av Jensen (1984). Et uttrykk for reduksjonen i vindhastighet for en turbin nedstrøms er gitt ved

$$\delta V = U_0(1 - \sqrt{1 - C_t}) \left(\frac{D_0}{D_0 + 2kX} \right)^2 \frac{A_{overlap}}{A}$$

der U_0 er den uforstyrrede vindhastigheten C_t er thrust koeffisienten, D_0 er rotordiameteren, A er arealet av tverrsnittet av vaken idet den treffer turbinen nedstrøms, $A_{overlap}$ er arealet av vaken som treffer det sveipte arealet av rotoren nedstrøms, X er avstanden mellom turbinene og k er vakeavtagningsfaktoren. Denne er typisk 0,075 over land og 0,04 over hav. I denne rapporten er k satt til 0,04. Vaketap blir beregnet for hver time gjennom hele tidsserien med vinddata.

Svakheter med denne modellen er:

1. Vi antar den samme k for alle tidspunkt. Det tas derfor ikke hensyn til varierende atmosfærisk stabilitet. I realiteten vil vaken propagere lengre nedstrøms når luftstrømmen er mer laminær.
2. Effekten av interaksjon mellom vindparker som ligger nær hverandre er ikke tatt med, globalvaken til en vindpark, den samlede effekten av alle turbinene i en vindpark vil medføre redusert vindhastighet for nærliggende vindparker nedstrøms av den første vindparken.

Gjenopprettingen av vindstrømmen nedstrøms av vindparkene Horns Rev og Nysted ble studert av Frandsen et al (2007). Deres resultater indikerer 8-14% reduksjon av vindhastigheten 2 km nedstrøms, 3-6% reduksjon 6 km nedstrøms og om lag 3 % reduksjon 10 km nedstrøms. Dette indikerer at det kan lønne seg å dele en stor vindpark opp i flere mindre vindparker og at gjenopprettelsen av luftstrømmen skjer raskest over de første kilometrene.

Detaljerte vaketapsberegninger er utført for alle vindparkutformingene i denne rapporten. Resultatene fra disse beregningene blir ikke gjengitt i detalj i denne rapporten, men noen eksempler kan finnes i appendikset. Disse viser at utformingen av vindparken reduserer vaketapet for fremherskende vindretning og at vifteformen bidrar til å redusere vaketapet. Vaketapet for de ulike vindparkutformingene er fra 5 til 13 %.

Ekstremverdier for vind og bølger

Bølgestatistikk

Innledning

Bølgestatistikken er hentet fra NORA10 hindcastet.

Generelt, så har man de høyeste bølgene på vinterstid. Estimaten er på linje med tidligere studier og indikative verdier fra ulike standarder. Likevel, nær land og på grunne områder er det fysiske prosesser som NORA10 ikke nødvendigvis klarer å fange opp. Den maksimale returverdi er angitt for de ulike områdene. Bølgestatistikken er gitt i Tabell 5.

Metodikker for estimering av returverdier

Returverdiene for bølgehøyde følger DNV sin anbefaling angitt i OS -J101 «Design of Offshore Wind Turbine Structures».

Generelt, hvis ikke dataene indikerer noe annet, så brukes en 3-parameter Weibull fordeling på signifikant bølgehøyde. Fordelingsfunksjonen er gitt som

$$F_{H_s}(h) = 1 - \exp\left(-\left(\frac{h - \gamma}{\alpha}\right)^\beta\right)$$

der α er scale parameter, β er shape parameter og γ er location parameter. Videre, når $F_{H_s}(h)$ betegner fordelingen av den signifikante bølgehøyden i en vilkårlig t-timers bølgemiddel, kan fordelingen av den årlige maksimale signifikant bølgehøyde $F_{H_s, \max}$ uttrykkes som

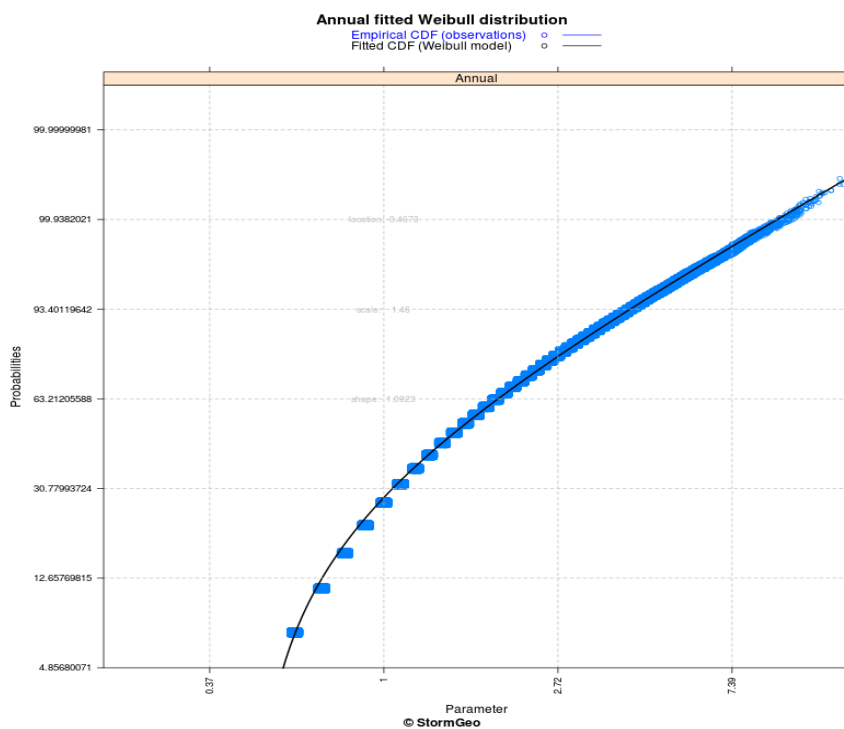
$$F_{H_s, \max, 1 \text{ year}}(h) = (F_{H_s}(h))^N$$

hvor N er antallet t-timers bølgemiddel i ett år. I denne studien er t=3 timer, altså er N=2920. Signifikant bølgehøyde med returperiode T_R i enheter av år er definert som $(1 - 1/T_R)$ kvantilen i fordelingen av årlig maksimal signifikant bølgehøyde, dvs. det er den signifikante bølgehøyden som sannsynlighet for overskridelse i ett år er $1/T_R$. Det betegnes H_{S, T_R} og uttrykkes som

$$H_{S, T_R} = F_{H_s, \max, 1 \text{ year}}(h)^{-1} \left(1 - \frac{1}{T_R}\right)$$

hvor $T_R > 1$ år.

Tilpasningen av Weibull fordeling kan evalueres grafisk ved å se på et Weibull-plott. Se Figur 14 for et eksempel på et Weibull-plott. Ved små forskjeller av NORA10 hindcastet (blå punkter) og tilpasset figur (svart linje) er tilpasset fordeling regnet som god.



Figur 14 Weibull-plott som viser tilpasningen av en 3-parameter Weibull fordeling (svart linje) på bølge modelldata (blå punkt).

Område	Signifikant Bølgehøyde TR50	Prosent av tiden med Signifikant Bølgehøyde under 1,5 m	Prosent av tiden med Signifikant Bølgehøyde under 2,5 m
Sandskallen – Sørøya nord	14,1	40,9	72,8
Vannøya nordøst	12,0	50,9	80,6
Auvær	14,6	51,5	77,7
Nordmela	13,9	38,4	70,3
Gimsøy Nord	12,8	58,9	82,2
Træna fjorden – Selvær N	15,2	41,9	70,0
Træna fjorden – Selvær S	13,3	63,0	83,7
Træna vest	16,0	35,5	64,2
Nordøyan – ytre Vikna	15,7	40,5	68,9
Frøyabanken	16,9	32,1	61,8
Stadthavet	16,2	24,6	54,7
Olderveggen	13,6	35,9	66,0
Frøyagrunnene	13,7	43,4	71,2
Utsira nord	13,8	39,8	68,2
Sørlige Nordsjø II	12,9	41,8	70,9
Sørlige Nordsjø I	12,5	44,9	73,7

Tabell 5 Bølgestatistikk

Vindekstremer

Innledning

Det finnes flere kilder for å estimere returverdier for vind. Returverdier brukes til å si noe hvor sterk vind man kan forvente over en periode, og dette avgjør hvilken turbinklasse man bør bruke i et område. Horisontal oppløsning er viktig nær land så der må NORA10 brukes med forsiktighet. Derfor har vi valgt å bruke NEHI med WRF 1km som støtdata. Det er viktig at en har lengre tidsserier, for å redusere usikkerhet samt etablere en god klimatologi som basis for analysen.

I denne studien er det datapunktet som gir høyeste returverdi i hvert område som er brukt. Dette er en konservativ tilnærming, men det skal påpekes at i større områder kan man utrede horisontale variasjoner i returverdi. I tillegg bør man notere seg sesongvariasjon, den sterkeste vinden finner man på vinterstid. Vindestimatene er angitt i Tabell 6.

Metodikk for estimering av returperioder for vind

Det er mange måter å estimere ekstremer på. Vi har her holdt oss til DNV sine anbefalinger på det metodiske; der man ser på ekstremer som kvantiler ute i halen på statistiske fordelinger. Andre metodikker går gjerne på å ta ut subsett av data og analysere det.

Ekstremverdianalyse er i utgangspunktet enkelt regneteknisk, man tar ut representative data og tilpasser en passende fordeling. Men ekstremer er gjerne sensitive og små endringer i datagrunnlaget kan få store konsekvenser. Estimatenes er derfor vurdert opp mot tidligere arbeider og andre datakilder. I tillegg er usikkerhet i estimatene undersøkt.

Returverdiene for vindhastighet er delvis etter DNV sin anbefaling angitt i OS -J101 «Design of Offshore Wind Turbine Structures».

Generelt, hvis ikke dataene indikerer noe annet, så brukes en 2-parameter Weibull fordeling på signifikant bølgehøyde. Fordelingsfunksjonen er gitt som

$$F_{U_{10}}(u) = 1 - \exp\left(-\left(\frac{u}{A}\right)^k\right)$$

der A er scale parameter og k er shape parameter. I denne rapporten er en 3-parameter Weibull fordeling tilsvarende den brukt for bølger anvendt på dataene. Tidligere interne undersøkelser har vist at 3-parameter Weibull er noe mer presis enn 2-parameter Weibull.

Videre, når $F_{U_{10}}(u)$ betegner fordelingen av 10-minutters middelvind U_{10} , kan fordelingen av den årlige maksimale 10-minutters middelvindhastighet $U_{10,max}$ uttrykkes som

$$F_{U_{10,max,1year}}(u) = (F_{U_{10,max}}(u))^N$$

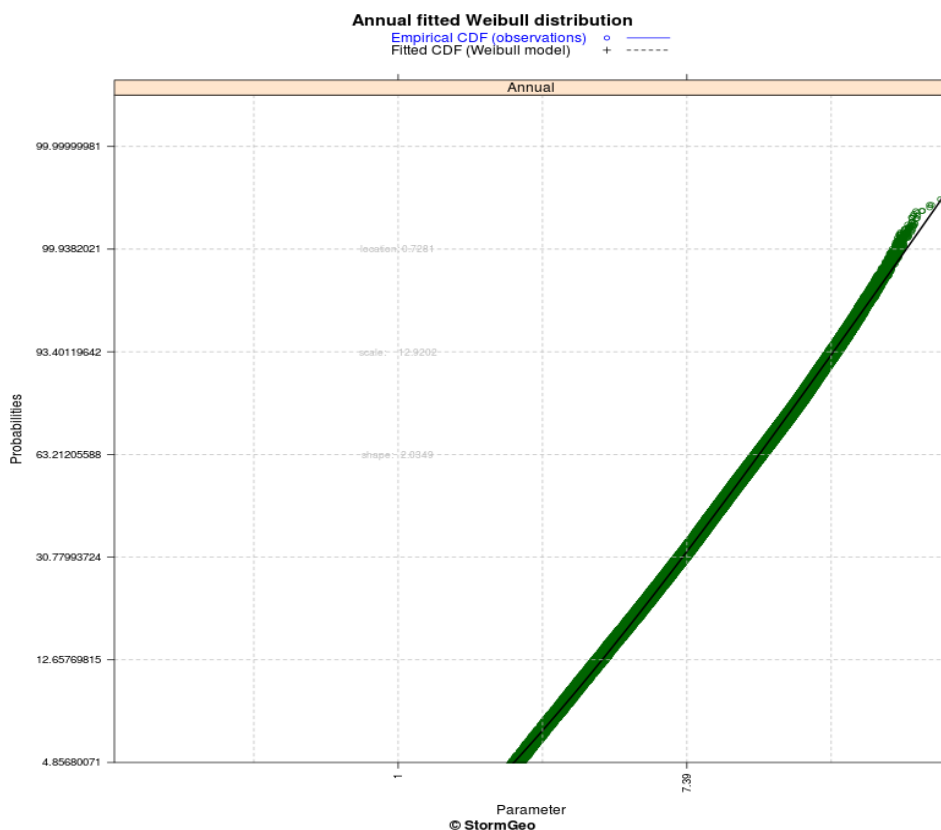
hvor $N=52596$ er antallet stasjonære 10-minutters perioder i løpet av et år (skuddår)

inkludert).

Signifikant bølgehøyde med returperiode T_R i enheter av år er definert som $(1 - 1/T_R)$ kvantilen i fordelingen av årlig maksimal 10-minutters middelvindhastighet, dvs. det er den 10-minutters vindhastighet som med sannsynlighet for overskridelse i ett år er $1/T_R$. Det betegnes U_{10,T_R} og uttrykkes som

$$U_{10,T_R} = F_{U_{10,max,1\text{ year}}}^{-1}\left(1 - \frac{1}{T_R}\right)$$

hvor $T_R > 1$ år og $F_{U_{10,max,1\text{ year}}}$ er den kumulative fordelingsfunksjonen til årlige maksimum av 10-minutters middelvindhastighet.



Figur 15 Eksempel på diagnostisk Weibull-plot som viser tilpasningen til fordeling for vind.

For å gå fra 10-minutters middelvind til 3-sekunders gust anbefaler DNV et Frøya vindprofil. For ekstreme vindstyrker tilsvarende returperioder i overkant av ca 50 år, kan følgende uttrykk brukes for konvertering av en times gjennomsnittlig vindhastighet U_0 i høyden h over havet til gjennomsnittet vindhastighet U med gjennomsnittlig periode t i høyden z over havet

$$U(T, z) = U_0^{-1} \cdot \left\{ 1 + C \cdot \ln \frac{z}{h} \right\} \cdot \left\{ 1 - 0.41 \cdot I_U(z) \cdot \ln \frac{T}{T_0} \right\}$$

hvor $h = 10$ m, $T_0 = 1$ time og $T < T_0$ og hvor

$$C = 5.73 \cdot 10^{-2} \sqrt{1 + 0.15U_0}$$

og

$$I_U = 0.06 \cdot (1 + 0.043U_0) \cdot \left(\frac{z}{h}\right)^{-0.22}$$

og hvor U vil ha samme returperiode som U_0 .

Område	100m Vindhastighet 10min TR50	100m Vindhastighet 3 sekunders gust TR50
Sandskallen – Sørøya nord	37,1	47,8
Vannøya nordøst	37,7	48,6
Auvær	37,5	48,3
Nordmela	38,5	49,8
Gimsøy Nord	36,2	46,5
Træna fjorden – Selvær N	38,5	49,8
Træna fjorden – Selvær S	37,6	48,5
Træna vest	39,4	51,1
Nordøyan – ytre Vikna	36,7	47,2
Frøyabanken	47,1	62,4
Stadthavet	45,4	59,9
Olderveggen	47,8	63,5
Frøyagrunnene	40,4	52,5
Utsira nord	42,1	55,0
Sørlige Nordsjø II	36,4	46,8
Sørlige Nordsjø I	37,7	48,6

Tabell 6 Vindstatistikk

Områdenes ekstremverdier for vind og bølger

Sandskallen- Sørøya Nord

Dette området er noe mer offshore enn de landnære-områdene som er utredet, og returverdiene for vind funnet for de ulike datapunktene er konsistente. Dette tyder på at det er små vindgradienter i dette området. 50 års returverdi er estimert til å være rett i overkant av 37 m/s (Tabell 6).

De høyeste verdiene for bølger for dette området ble funnet i det vestlige hjørnet. Estimatenes er interpolert fra 4 gridpunkt, hvorav 3 er utenfor området og ett er innenfor. Siden dette området er noe mer fra land, så er påvirkningen fra land på bølgeestimatene forventet å være noe mindre. En 50-årsbølge vil ligge rett i overkant av 14 meter for dette området (Tabell 5).

Vannøya Nordøst

Dette er et område som ligger nær land, og hvor vinden vil være påvirket av det omliggende terrenget. Totalt er det 4 datapunkter med vind fra NEHI tilgjengelig, og det er tegn på en større vindgradient i området. Gradienten for 50-års returverdi er på ~3,5 m/s, hvor den sterkeste vinden er funnet i vest. Denne ble estimert til å være 37,7 m/s (Tabell 6). I et område med mye land og hav, kan det være effekter som ikke NEHI fanger opp.

Punktet som ligger lengst offshore er valgt å representere dette området, det er mulig at estimatene av den grunn er noe for høye. For dette området ligger estimatene for 50-årsbølgen noe lavere enn for de andre områdene, ca 12 meter (Tabell 5).

Auvær

Tre datapunkter med vinddata fra NEHI er tilgjengelig for denne lokasjonen. Det er et område noe fra land, og estimatene for returverdi varierer i størrelsesorden ~1 m/s innad i området. Det er naturlig at det er vindgradienter som følger land her som bør utredes i større detalj enn det som er gjort i forhold til ekstremver dianalysen. 50-års vinden er forventet å ligge rett i underkant av 38 m/s som det maksimale på vinterstid (Tabell 6).

Auvær er nær kyst, og det er forventet at det er mer usikkerhet i bølgedataene som følge av det. En gjennomgang av bølgedataene for dette området avslører at det er en variasjon i estimatene på ca ~0,8 meter. Totalt er det 6 gridpunkter av NORA10 tilgjengelig i området. De to gridpunktene nærmest land er ikke tatt med i beregningene, de er utenfor det tildelte området samt nær land. Valget på gridpunkt falt til slutt på det ene som var inne i området, de lenger ut virker å ha noe for høye verdier. Man kan forvente en 50-års bølge i overkant av 14 meter med utgangspunkt i NORA10 (Tabell 5).

Nordmela

For dette området ble 8 datapunkter fra NEHI undersøkt; resultatet av dette tyder på at dette er et område med en sterk horisontal vindgradient. Jo nærmere land, jo lavere er vinden. Fra det mest offshore punktet til det punktet nærmest land, gradienten er på ~3 m/s for returverdier for vind. Det mest offshore punktet er presentert i denne studien, der 50 års returverdi ble estimert til å være rett i overkant av 38 m/s (Tabell 6).

Estimatene er midlet mellom 2 gridpunkter som er forventet minst å være påvirket av land, og er forventet bølgeklime i det vestlige hjørnet av området. For dette området kan en forvente bølger opp mot 14 meter over en periode på 50 år (Tabell 5).

Gimsøy Nord

For dette området er 9 datapunkter i NEHI undersøkt, og det er klare horisontale vindgradienter i området. Jo nærmere land, jo lavere vind. Gradienten ligger på ca ~2 m/s når en ser på estimer for 50 års returverdier. Det mest offshore punktet er valgt med de høyeste estimatene. 50 års returverdi ble estimert til å være rett i overkant av 36 m/s (Tabell 6).

Gimsøy Nord er et område som i utgangspunktet geografisk sett ligger godt i le for større bølger. NORA10 hindcastet avslører at det er store bølgegradienter (stor økning i returverdier) når man går vestover og ut fra området. For å bruke en litt konservativ tilnærming, middelet av 4 datapunkter er brukt for å finne estimatene. Dette er estimer som

er forventet å finne i nordvestlig hjørne av området. Da kom vi frem til en 50-års bølge tett oppunder 13 meter (Tabell 5).

Trænafjorden – Selvær Nord

For denne lokasjonen 2 datapunkter for vind fra NEHI er tilgjengelig, de virker å være konsistente ($\sim 0,2$ m/s forskjell). Det datapunktet med den høyeste returperioden er valgt. Vindhastigheten for 50 års returverdi er ca 1 m/s høyere enn for Selvær Sør, 38,5 m/s (Tabell 6).

Kun 3 datapunkter med bølgedata er tilgjengelig fra NORA10 arkivet for dette området. Det punktet lengst offshore er valgt, det er og dette datapunktet med høyest verdier. Vi kom frem til 15,7 meter som estimat for 50-års bølge (Tabell 5).

Trænafjorden – Selvær Sør

For denne lokasjonen er 2 datapunkter fra NEHI tilgjengelig, de virker å være konsistente ($\sim 0,1$ m/s forskjell). Det datapunktet med de høyeste returperioder er valgt, og 50 års returverdi er estimert til å være 37,6 m/s.

Kun 2 datapunkter er tilgjengelig fra NORA10 arkivet for dette området. Det punktet lengst offshore er valgt, det er og dette datapunktet med høyest verdier. Det er øyer her som kan ta av for de høyeste bølgene. For 50-års bølge kom vi frem til 13.3 meter.

Træna Vest

Træna Vest er et større område som er mer offshore, hvor det er horisontale vindgradienter vest-øst. Sørvestlige delen av området ligger $\sim 0,7$ m/s over den nordøstlige delen. De høyeste returverdiene for 50 års vind i dette området ble estimert til ca 39,4 m/s (Tabell 6).

For bølger er det lite variasjon i estimatene for 50 års returverdi mellom datapunktene (~ 0.1 m). Det datapunktet med høyest returverdi er valgt som representative estimer for dette området. Man kan forvente bølger opp mot 16 meter i dette området over en 50-års periode (Tabell 5).

Nordøyan – Ytre Vikna

For dette området er 4 datapunkt for vind fra NEHI tilgjengelig, og estimatene tyder på at det er horisontale vindgradienter i vest-øst retning. Punktet nærmest land ligger i størrelsesorden ~ 0.5 m/s lavere enn punktet mest offshore for 50-års returverdi. Ut ifra dette så har vi estimert en 50-års returverdi rett i underkant av 37 m/s (Tabell 6).

For bølger er det 5 datapunkter for NORA10 tilgjengelig. Det er et område med potensielt høye bølger, og middelet av 4 av datapunktene er brukt i estimatet. Grunnen til dette er at 2 faller utenfor og 2 innenfor området, samtidig som dataene indikerer en bølgegradient vest-øst. Det ble estimert en 50-års bølge på 15,7 meter i dette området (Tabell 5).

Frøyabanken

Returvindestimaterne virker noe høye, og må undersøkes noe nærmere. Det er klart at dette er et område med hyppig sterk vind. Estimaterne for 50-års returverdi er konsistente; og noe høyere i vest sammenlignet med øst (~1 m/s). Vind opp mot 47 m/s har blitt estimert for 50-års returperiode (Tabell 6).

Frøyabanken er et mer offshore område, og som har det mest ekstreme bølgeklimaet. Alle datapunktene gir samme estimat, som tyder på konsistens i datamodellen og lite påvirkning fra land. Man kan forvente en 50-årsbølge på nærmere 17 meter.

Stadthavet

Et område hvor det er ganske stor konsistens i resultatene i form av liten romlig variasjon for vindklimaet. Det nordøstlige hjørnet har de høyeste estimaterne for 50-års returverdi, ~0,7 m/s høyere enn det sørvestlige hjørnet. Et område med hardt klima, både vind- og bølgemessig. 50-års returverdi er estimert til å ligge rett i overkant av 45 m/s (Tabell 6).

De høyeste bølgene er å finne i nord. Bølgene avtar noe jo lengre sør en går i dette området (i størrelsesorden ~0,5m for 50 års returverdi). Det datapunktet med de høyeste returverdiene er brukt i statistikken som er presentert. En 50-års bølge vil ligge på ca 16,2 meter (Tabell 5).

Olderveggen

To datapunkt for vind er tilgjengelig fra NEHI i dette området. Det mest «ekstreme» gridpunktet er valgt. I områdene nær land er det gjerne større vindgradienter og topografiske effekter; noe som bør undersøkes nærmere. Det er en risiko at det er vindeffekter ikke NEHI fanger opp. 50 års returverdi er estimert til å være rett i underkant av 48 m/s, det høyeste av alle områder (Tabell 6).

Bølgemessig er 2 datapunkter fra NORA10 tilgjengelig for dette området. Det punktet i områdets ytterpunkt og lengst fra land er valgt; dette ga noe høyere bølger enn for det andre punktet som befinner seg nærmere land. Dette er et område nær land, så en mer finskala bølgemodellering kan avsløre fysiske egenskaper ved bølgene som ikke NORA10 kan løse opp. Vi kom frem til 13,6 meter som 50-års bølge for dette området (Tabell 5).

Frøyagrunnene

Et datapunkt for vind er tilgjengelig fra NEHI i dette området. I områdene nær land er det gjerne større vindgradienter og topografiske effekter; noe som bør undersøkes nærmere. Det er en risiko at det er vindeffekter på liten skala som NEHI ikke fanger opp. I følge ekstremverdianalysen, kan man forvente rett i overkant av 40 m/s for 50-års vinden (Tabell 6).

For bølger er kun et datapunkt fra NORA10 gjort tilgjengelig. Det er et lite område nær land så det er ikke uventet at det er effekter fra land kan påvirke statistikken i dette tilfellet. Det er et område som bør utredes med en mer finskala bølgemodell i fremtidige studier. 50-års bølge ble estimert til å være tett oppunder 14 meter (Tabell 5).

Utsira Nord

Dette er et område som er mer offshore, og hvor en finner horisontale vindgradienter vest-øst på $\sim 1.5 \text{ m/s}$ (høyest i vest). Vindhastigheter opp til 42 m/s kan forventes her over en 50-års periode (Tabell 6).

For bølger i dette området er det flere datapunkter i NORA10 tilgjengelig. Noe større gradienter vest-øst, der de høyeste estimerte returverdier for bølger finnes vest i sektoren. Returverdiene avtar med ca $\sim 0,5 \text{ m}$ fra vestlig til østlig grense. Estimatenes er tatt fra et datapunkt vest i sektoren, hvor man finner de høyeste verdiene. Vi kom frem til $13,8 \text{ meter}$ som 50-års returverdi (Tabell 5).

Sørlige Nordsjø II

Ut ifra NEHI og andre modeller, finner man i dette store området svake horisontale vindgradienter vest-øst. Lengst vest finner man 50-års returverdi som ligger ca $\sim 0,5 \text{ m/s}$ over enn lengst øst. Det er stor konsistens i analysen for dette området, og man kan forvente en 50-års vind på $36,5 \text{ m/s}$ (Tabell 6).

Dette er et mer offshore område med lite påvirkning fra land. Datapunktene i NORA10 gir så si de samme estimatene for bølger, hvor de høyeste estimatene på returverdier finner man i vest i sektoren. Det gridpunktet med høyest returverdi er valgt i denne rapporten, men det skal nevnes at tilgjengeligheten øker og returverdiene avtar jo lengre øst en kommer. 50-årsbølgen ble estimert til å være rett i underkant av 13 meter (Tabell 5).

Sørlige Nordsjø I

Med tanke på returverdier for vind, så ser vi her samme tendens som for Sørlige Nordsjø II. Men noe høyere returverdier er funnet her enn for Sørlige Nordsjø II. Fortsatt en vest-øst gradient med størrelsesorden $\sim 0,6 \text{ m/s}$ for 50-års returverdi. Det er stor konsistens i analysen for dette området i form av lite horisontal variasjon, og det punktet lengst vest med høyeste estimerer er brukt i analysen. Da estimeres 50 års returverdi rett i underkant av 38 m/s (Tabell 6).

For bølger så finner man for Sørlige Nordsjø I mye av de samme egenskapene som for Sørlige Nordsjø II; et område i åpent hav med lite påvirkning fra land. Alle datapunktene fra NORA10 gir så og si de samme estimatene for bølger, hvor de høyeste estimatene på returverdier finnes vest i sektoren. Det gridpunktet med høyest returverdi er valgt i denne rapporten, men det skal nevnes at tilgjengeligheten øker og returverdiene avtar jo lengre øst en kommer. En noe lavere 50-års bølge enn for Sørlige Nordsjø II forventes; her ble den estimert til $12,5 \text{ meter}$ over en 50-års periode (Tabell 5).

Månedsverdier for 50-års returverdier for vind og signifikant bølgehøyde er gjengitt i Tabell 13 og 14 i appendikset.

Tilkomst fra skip i utredningsområdene

Supplybåter kan legge til ved konstruksjoner til havs når bølgene ikke er for høye.

Tradisjonelt har supplybåtene kunnet legge til når signifikant bølgehøyde er under 1,5 m, men det planlegges dokkingsystemer der båter kan legge til ved signifikant bølgehøyde opp til 2,5 m. I Tabell 9 og 10 er det gjengitt månedlige verdier for hvor stor del av tiden signifikant bølgehøyde er under 1,5 og 2,5 m for utredningsområdene. Det mest problematiske området for tilkomst er Stadthavet, der bølgehøyden er under 1,5 m kun 4 % av tiden i januar, 4,7 % av tiden i desember og 7,1 % av tiden i februar. Tilsvarende tall for 2,5 m høye bølger er 24,6 %, 25,8 % og 30,2 % noe som viser at problemet med tilkomst blir betydelig redusert med det nye dokkingsystemet som kan håndtere bølgehøyder opp til 2,5 m.

Tabell 9 Tabellen viser hvor stor del av tiden signifikant bølgehøyde er under 1,5 meter for hver kalendermåned i utredningsområdene.

Area	% av tiden med HS < 1,5 m												
	Januar	Februar	Mars	April	Mai	Juni	Juli	August	September	Oktober	November	Desember	Annual
Sandskallen – Sørøya nord	15,6	17,3	22,8	40,5	61,8	66,9	76,5	73,1	47,6	27	24,1	16,9	40,9
Vannøya nordøst	25,4	27,5	34,1	52,6	71,1	74,9	84,2	80,9	58	38,8	35,5	27,6	50,9
Auvær	23,3	24,9	33,6	53,4	75,3	79,6	85,9	81,7	58	40,9	34,8	26	51,5
Nordmela	12,9	14,8	20	39	60,1	64,1	74,1	69	43,5	26,1	22,2	14,4	38,4
Gimsøy Nord	33,4	33,9	43,2	61,1	80,3	83,9	89,5	85,5	65,4	50,5	44,4	35,1	58,9
Træna fjorden – Selvær N	13,9	15,8	23,7	43,5	67	71,1	77,4	73,4	47,7	30,7	23	15,3	41,9
Træna fjorden – Selvær S	37,1	38,5	47,6	71	85,8	87,9	89,8	87,6	68,8	54,4	47,8	38,9	63
Træna vest	8,3	10,6	16,6	35,2	60,5	66,5	72,7	68,5	39,9	21,8	14,9	9,9	35,5
Nordøyan – ytre Vikna	11,9	14,4	21,9	41,8	66,2	71,4	76,8	72,2	46,1	28,8	21	12,6	40,5
Frøyabanken	7,8	10,9	15,9	30,6	53,7	59,5	67	62	35,5	20,5	14,4	6,8	32,1
Stadthavet	4,1	7,1	9,7	22,7	42,7	49,7	55,9	52,3	26,9	11,3	8,2	4,7	24,6
Olderveggen	11,3	15,4	19,9	37,1	57,8	62,4	68,9	65,7	39,5	23	17,6	11,7	35,9
Frøyagrunnene	17,6	21,7	26,2	46,6	67,7	72,6	77	72,3	47,2	30,3	23,5	17,9	43,4
Utsira nord	16,5	24,1	24,5	45,3	60,7	65,5	70	66,2	41	26,7	19	17,5	39,8
Sørige Nordsjø II	17,8	24,7	27	47,4	61,4	67,9	72	68,1	45,5	31	20,1	18,2	41,8
Sørige Nordsjø I	21,8	29,1	32,8	52	64,6	69	72	69	47,6	34,7	23,9	22,3	44,9

Tabell 10 Tabellen viser hvor stor del av tiden signifikant bølgehøyde er under 2,5 meter for hver kalendermåned i utredningsområdene.

Area	% av tiden med HS < 2,5 m												
	Januar	Februar	Mars	April	Mai	Juni	Juli	August	September	Oktober	November	Desember	Annual
Sandskallen – Sørøya nord	49,1	51,2	59,8	77,6	90,5	92,3	95,9	93,8	81,5	66,1	61,9	53	72,8
Vannøya nordøst	62,5	63,1	72	85,1	93,5	95,1	98,1	96,2	88,4	75,2	72,6	65,4	80,6
Auvær	56,1	57,1	66,1	82,2	93,5	95	97,5	95,5	85,6	73,7	68,9	60	77,7
Nordmela	44,2	47,1	56,8	76	89,8	92,1	96,3	93,5	79,7	62,9	57,3	48	70,3
Gimsøy Nord	64	64,6	73,4	86,7	95,4	97,2	98,5	97,4	88,6	78,7	74,5	66,5	82,2
Træna fjorden – Selvær N	44,3	45,5	56	77	91,4	93,5	95,8	94	78	62,5	56,3	45	70
Træna fjorden – Selvær S	66,4	69	75,6	89,9	96,4	97,3	98,5	97,4	89,1	79,7	76,2	68,7	83,7
Træna vest	35,3	36,9	47,6	72,2	89	91,8	94,2	92,3	73,3	54,7	46,2	35,9	64,2
Nordøyan – ytre Vikna	42,6	44,6	55,2	76,5	90,8	92,8	95	93	76,5	61,6	54,8	42,8	68,9
Frøyabanken	33	37,5	45,8	67,8	86,3	89,6	92,2	90,2	69,5	51,9	45,1	32,7	61,8
Stadthavet	24,6	30,2	36,1	59,5	80,1	85,9	89,2	86,7	62,1	41,7	33,8	25,8	54,7
Olderveggen	38,2	45,6	50,9	71,3	88	91,8	94,8	92,6	72,8	57	49,3	39,8	66
Frøyagrunnene	45,1	52,2	57,6	77,8	91,6	94,4	96,4	94,3	77,1	63,5	57	47	71,2
Utsira nord	42,6	52,5	55,7	76,1	87,4	90,7	92,9	91,4	73,8	59,4	50,5	45,8	68,2
Sørlige Nordsjø II	48,2	56,1	61,5	79,1	88,5	91,4	93	91	77,2	63,5	53,4	48,5	70,9
Sørlige Nordsjø I	52,9	60,6	66,5	81,9	90,1	91,8	92,6	91,1	79,1	67,1	56,9	53,4	73,7

Samvariasjon

Samvariasjon mellom kraftproduksjon for utredningsområdene for timesdata er gjengitt i Tabell 11. Korrelasjonskoeffisientene er alle positive og de varierer fra 0,04 til 0,96. Korrelasjonen faller med økende avstand mellom områdene. Lavest korrelasjon er det som forventet mellom områdene sør i Nordsjøen og områdene i Finnmark.

Hvordan vil disse forholdene påvirke lønnsomheten i prosjektene? Prisene i et marked reguleres av tilbud og etterspørsel. Kraften fra disse utredningsområdene kan bli solgt i ulike markeder. Kraften fra områdene sør i Nordsjøen kan bli eksportert via sjøkabel til kontinentet og prisen vil dermed bli påvirket av den samlede produksjonen på kontinentet. Generelt kan det forventes at stor samvariasjon i produksjon av vindenergi vil påvirke lønnsomheten i prosjektene negativt, fordi høy samtidig produksjon vil føre til lavere spotpriser i det markedet der kraften selges. Dette forholdet påvirkes av tilgangen til andre energibærere i markedet og i hvilken grad disse kan regulere sin produksjon på kort varsel. Norge med sin rike tilgang på vannkraft, har bedre forutsetninger enn mange andre land for å balansere den store variasjonen i vindkraftproduksjon med vannkraft. Områdene sør i Nordsjøen kan forventes å ha større grad av samvariasjon med vindregimet på kontinentet og samtidig kan kraften fra disse områdene være aktuell for eksport noe som kan påvirke lønnsomheten negativt for disse områdene. Kabeloverføringer til flere markeder med ulike prisingsregimer vil kunne bidra til økt lønnsomhet i prosjektene.

Tabell 11 Korrelasjonskoeffisient mellom timesverdier av vindstyrke for alle utredningsområdene.

Område	Vannøya	Auvær	Nordmela	Gimsøy	Selvær N	Selvær S	Træna Vest	Nordøyan	Frøyabanken	Stadthavet	Olderveggen	Frøyagrunnene	Utsira Nord	Sørlige Nordsjø II	Sørlige Nordsjø I
Sandskallen	0,80	0,69	0,54	0,46	0,30	0,29	0,29	0,23	0,23	0,16	0,18	0,15	0,07	0,06	0,06
Vannøya		0,85	0,68	0,54	0,33	0,32	0,32	0,25	0,25	0,16	0,19	0,16	0,06	0,04	0,04
Auvær			0,81	0,67	0,44	0,42	0,41	0,32	0,30	0,21	0,23	0,20	0,09	0,05	0,06
Nordmela				0,83	0,52	0,49	0,50	0,37	0,35	0,23	0,25	0,22	0,09	0,04	0,05
Gimsøy					0,68	0,65	0,65	0,49	0,42	0,29	0,31	0,28	0,14	0,08	0,09
Selvær N						0,96	0,90	0,73	0,53	0,41	0,43	0,40	0,24	0,14	0,16
Selvær S							0,89	0,74	0,53	0,39	0,41	0,39	0,23	0,14	0,16
Træna Vest								0,78	0,59	0,44	0,44	0,42	0,25	0,14	0,16
Nordøyan									0,65	0,45	0,45	0,44	0,26	0,16	0,18
Frøyabanken										0,65	0,62	0,57	0,28	0,16	0,20
Stadthavet											0,85	0,82	0,56	0,32	0,40
Olderveggen												0,95	0,51	0,26	0,33
Frøyagrunnene													0,57	0,32	0,40
Utsira Nord														0,67	0,73
Sørlige Nordsjø II															0,89

Usikkerheter

Beregningene av forventet kraftproduksjon kan deles inn i to hovedaktiviteter, produksjonsberegninger og tapsberegninger. Innen disse hovedaktivitetene er det flere underaktiviteter som estimerer ulike komponenter i den aktuelle vindparken og alle disse estimatene er det knyttet usikkerheter til. Det er usikkerheter i vindestimatene, usikkerheter i beregningen av vaketapene, usikkerheter knyttet til produksjonskurven til Vestas V164 turbinen som ikke er bygget enda, usikkerheter knyttet til forventet nedetid samt usikkerheter knyttet til elektrisk tap for å nevne noen.

Siden målinger av vindhastighet offshore i typisk navhøyde for moderne offshore vindmøller mangler for utredningsområdene, så må vi støtte oss på numeriske modellsimuleringer av vindklimaet. NEHI reproducerer det midlere vindprofilen på FINO1 over en toårsperiode på en veldig overbevisende måte (Figur 2). De ulike modellkildene viser også godt samsvar i områder langt fra kysten (Figur 1 og Figur 3). Nær kysten er det større sprik i modellresultatene. Dette er naturlig siden horisontale variasjoner i middelvinden er mye større i de områdene der vindfeltet er påvirket av kyst og topografi. NORA10, NEHI og KVT4 har henholdsvis 10, 6 og 4 km oppløsning og noen av forskjellene i middelvind nær kyst skyldes trolig forskjellene i horisontaloppløsning. Det forventes at NORA10 vil ha størst problemer med å gjenskape et realistisk vindklima nær kyst grunnet oppløsningen. Vi har valgt en konservativ tilnærming til estimering av modellusikkerhetene der vi behandler alle modellestimatene som likeverdige. Brutto brukstid for de ulike utredningsområdene for NORA10, NEHI og KVT4 er gjengitt i Tabell 7. Tar vi standardavviket til brukstiden fra disse tre modellkildene og dividerer med produksjonsestimatet fra NORA10 som gjennomgående gir det laveste estimatet så får vi et anslag på den relative modellusikkerheten som er fra 2 til 10 %. Andre usikkerheter eksisterer også og vi har valgt å anslå disse samlet til 4 %.

Det finnes få observasjoner av vindprofiler i norske havområder og slike målinger bør innhentes for å verifisere modelldataene før utbygging. Det at ulike modeller har sammenfallende resultat styrker tiltroen til at modellene gir gode estimater. Fra Figur 1 og 2 kan man se at modellene har visse forskjeller. NEHI og KVT4 har små forskjeller i de fleste områder. Et unntak er Træna Selvær Nord og Sør som ligger vest for Svartisen. Her indikerer NEHI et hastighetsmaksimum i dette området om man ser på Figur 8. NEHI har 0,5 m/s høyere middelvind i 100 m enn KVT4. De nærmeste målingene vi har funnet er fra Myken og der er gjennomsnittlig vindhastighet i 10m fra 2007 til 2011 8,2 m/s, mens NEHI her gir 8,4 m/s. Dette er relativt små forskjeller, men målingene fra Myken representerer ikke uforstyrret vind over hav, så noen forbehold må tas. Fra Figur 1 ser vi også at et sentralt spørsmål er hvordan det midlere vindprofilen er i dette området. NEHI har sterkere vindskjær enn KVT4 og NORA10. I dette området vil en dedikert målemast bidra til å redusere usikkerhetene knyttet til vind i 100m.

NORA10 har markert lavere vindstyrke enn KVT4 og NEHI på Gimsøy Nord, Frøyagrunnene og Olderveggen (se Figur 1). Dette er områder som er nært land og grunnet NORA10 sin lave oppløsning sammenlignet med KVT4 og NEHI så tror vi de to siste gir et bedre anslag for vindstyrke der.

Når det gjelder bølgeklima, så er det noen områder som har mer usikkerheter enn andre. Dette gjelder spesielt områder med grunn sjø, fordi grunn sjø fører til at overflatebølgene kan bli påvirket av bunnen slik at de kan bli krappere og eventuelt bryte, eller blir fokuserte inn mot deler av området. Dette gjelder spesielt Vannøya Nordøst, Auvær, Trænafjorden Nord og Sør, Nordøyan – Ytre Vikna, Olderveggen og Frøyagrunnene. Disse områdene kan ha lokale effekter som man ikke kan forvente at NORA10 vil kunne representere på en fullt ut realistisk måte. Lokale studier med en mer finskala bølgemodell, helst også i kombinasjon med utplassering av bøyer og bølgeradar vil kunne bidra til en bedre beskrivelse av bølgeklimaet på disse stedene og således redusere usikkerhetene.

Netto Produksjonsberegninger

Netto produksjonsberegninger for utredningsområdene er gjengitt i Tabell 12. Tabellen viser en kapasitetsfaktor for utredningsområdene fra 37 % og opp til 50 %. Dette er høye tall, men Horns Rev II utenfor vestkysten av Danmark har rapportert en netto kapasitetsfaktor på 46,7% over en 18 måneders periode, så med de høye middelvindestimatene som er beregnet for disse utredningsområdene så vurderer vi disse tallene som realistiske.

Kolonnen "Tilgjengelighet" gir et forventet estimat for hvor stor andel av tiden vindparken vil være tilgjengelig for produksjon gitt at vinden er gunstig. Nysted vindpark utenfor Danmark hadde 97% turbin-tilgjengelighet og 96% vindpark-tilgjengelighet det første produksjonsåret. Vi har lagt oss litt lavere grunnet tøffere vind og bølgeklima i norske områder. Kolonnen "Andre tap" inneholder estimat for tap på grunn av vindtap grunnet nærliggende vindparker samt ising.

Tabell 12 Netto produksjonsberegninger for liten og stor utbygging.

Utbygging	Brutto Energiproduksjon MWh/år/MW	Tilgjengelighet	Vaketap	Tap til nett	Andre tap	Netto Energiproduksjon MWh/år/MW	Kapasitetsfaktor	Installert kapasitet	AEP GWh	Feilestimat
Sandskallen Stor Utbygging	4160	95 %	12 %	1 %	2 %	3374	39 %	307,5	1037	4,00 %
Vannøya Stor Utbygging	3973	95 %	12 %	1 %	2 %	3222	37 %	307,5	991	13,00 %
Auvær Stor Utbygging	4057	95 %	12 %	1 %	2 %	3291	38 %	307,5	1012	11,00 %
Nordmela Stor Utbygging	4423	95 %	8 %	1 %	2 %	3750	43 %	294	1103	12,00 %
Gimsøy Stor Utbygging	4299	95 %	10 %	1 %	2 %	3566	41 %	308	1098	14,00 %
Selvær N Stor Utbygging	4548	95 %	12 %	1 %	2 %	3689	42 %	307,5	1134	10,00 %
Selvær S Stor Utbygging	4551	95 %	7 %	1 %	2 %	3922	45 %	307,5	1206	11,00 %
Træna Vest Stor Utbygging	4862	95 %	13 %	2 %	3 %	3820	44 %	1470	5615	8,00 %
Nordøyan Stor Utbygging	4389	95 %	8 %	1 %	1 %	3780	43 %	307,5	1162	9,00 %
Frøyabanken Stor Utbygging	4589	95 %	13 %	2 %	2 %	3643	42 %	1512	5508	8,00 %
Stadthavet Stor Utbygging	5167	94 %	10 %	2 %	2 %	4198	48 %	1512	6348	6,00 %
Olderveggen Stor Utbygging	4897	94 %	9 %	1 %	1 %	4128	47 %	295,2	1219	10,00 %
Frøyagrunnene Stor Utbygging	4865	94 %	7 %	1 %	1 %	4168	48 %	196,8	820	11,00 %
Utsira Nord Stor Utbygging	5002	95 %	10 %	2 %	2 %	4107	47 %	1512	6210	7,00 %
Sørliche Nordsjø II Stor Utbygging	5384	95 %	9 %	3 %	4 %	4334	49 %	2058	8919	7,00 %
Sørliche Nordsjø I Stor Utbygging	5372	95 %	9 %	3 %	3 %	4370	50 %	1568	6852	7,00 %
SUM STOR UTBYGGING								12571	50175	

Fagutredning 1 – Kraftproduksjon og vindforhold - StormGeo

Sandskallen Liten Utbygging	4160	95 %	7 %	1 %	2 %	3565	41 %	98,4	351	8,00 %
Vannøya Liten Utbygging	3973	95 %	6,5 %	1 %	2 %	3424	39 %	98,4	337	13,00 %
Auvær Liten Utbygging	4057	95 %	6,5 %	1 %	2 %	3497	40 %	98,4	344	11,00 %
Nordmela Liten Utbygging	4423	95 %	6 %	1 %	2 %	3832	44 %	112	429	12,00 %
Gimsøy Liten Utbygging	4299	95 %	6 %	1 %	2 %	3724	43 %	112	417	14,00 %
Selvær N Liten Utbygging	4548	95 %	7 %	1 %	2 %	3898	45 %	98,4	384	10,00 %
Selvær S Liten Utbygging	4551	95 %	7 %	1 %	2 %	3922	45 %	98,4	386	11,00 %
Træna Vest Liten Utbygging	4862	95 %	11 %	2 %	2 %	3948	45 %	504	1990	8,00 %
Nordøyan Liten Utbygging	4389	95 %	6 %	1 %	1 %	3841	44 %	98,4	378	9,00 %
Frøyabanken Liten Utbygging	4589	95 %	11 %	2 %	1 %	3764	43 %	490	1845	8,00 %
Stadthavet Liten Utbygging	5167	94 %	9 %	2 %	1 %	4288	49 %	504	2161	6,00 %
Olderveggen Liten Utbygging	4897	94 %	5 %	1 %	1 %	4286	49 %	98,4	422	10,00 %
Frøyagrunnene Liten Utbygging	4865	94 %	5 %	1 %	1 %	4258	49 %	98,4	419	11,00 %
Utsira Nord Liten Utbygging	5002	95 %	7 %	2 %	2 %	4244	48 %	504	2139	7,00 %
Sørliche Nordsjø II Liten Utbygging	5384	95 %	7 %	3 %	3 %	4475	51 %	1008	4511	7,00 %
Sørliche Nordsjø I Liten Utbygging	5372	95 %	8 %	3 %	2 %	4464	51 %	1008	4499	7,00 %
SUM LITEN UTBYGGING								5029,2	20990	

Appendiks

Månedsvise ekstremverdier

Tabell 13 Vindstyrke midlet over 10 minutter i 100 m med returperiode på 50 år.

Område	Januar	Februar	Mars	April	Mai	Juni	Juli	August	September	Oktober	November	Desember	Annual
Sandskallen – Sørøya nord	36,4	34,6	35	30,6	27,2	28,3	26	26,6	29,7	35	32,5	37,1	37,1
Vannøya nordøst	36,6	34,6	35	30,2	28,4	29,4	26,5	26	29,9	34,2	31,8	37,7	37,7
Auvær	37,4	35,1	35,9	30,7	27,4	27,4	24,9	25,5	30,8	34,6	33	37,5	37,5
Nordmela	38,1	37,1	36,1	31	28,7	30,4	26,7	25,7	30,3	35,3	33,6	38,5	38,5
Gimsøy Nord	36,2	33,3	33,2	28,6	24,9	24,4	22,8	22,8	28,1	32	32,4	35,4	36,2
Træna fjorden – Selvær N	38,5	35,2	36,2	31	28,4	28,4	27,1	27,4	31,2	35,1	33,9	36,3	38,5
Træna fjorden – Selvær S	37,6	35,6	35,2	30,2	28,4	29,1	27,5	26,8	30,4	35	34,1	35,9	37,6
Træna vest	39,4	36,9	36,2	30,6	28,1	29,3	27,8	27,2	31,3	35,4	35	37,8	39,4
Nordøyan – ytre Vikna	36,7	35	31,4	28,7	27	26,3	24,4	26,2	29,4	31,6	31,4	33,5	36,7
Frøyabanken	47,1	44,8	42,5	36,3	32,3	29,8	27,3	29,7	38,3	41,5	41,9	43,7	47,1
Stadthavet	45,4	43,8	42,9	35,5	30,3	29,9	28,7	29,8	36,4	39,2	43,2	43,6	45,4
Olderveggen	47,8	46,8	45,9	40,3	37,5	32,7	33,7	34,7	41,7	43,3	45,2	46	47,8
Frøyagrunnene	40,4	39,5	38,1	33	32	30,3	31,9	30,4	33,6	34,6	37,5	38,6	40,4
Utsira nord	42,1	39,2	38,9	34,8	33,4	32,4	30,3	31,9	34,2	39,2	41,5	40,5	42,1
Sørlige Nordsjø II	36,4	34,2	32	27,7	26,2	26,1	25,1	25,7	29,7	31,6	33,2	34,3	36,4
Sørlige Nordsjø I	37,7	34,7	33,4	29,1	27,1	25,9	25,3	26,4	31,3	32,9	34,4	34,9	37,7

Tabell 14 Signifikant bølgehøyde med returperiode på 50 år for utredningsområdene.

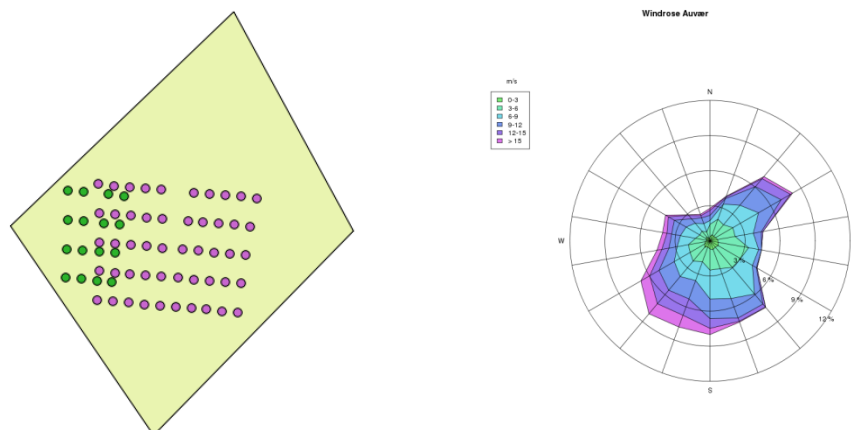
Area	Januar	Februar	Mars	April	Mai	Juni	Juli	August	September	Oktober	November	Desember	Annual
Sandskallen – Sørøya nord	13,6	14,1	12	8,8	6,9	6,7	5,3	6,8	8,8	11,7	11,5	13,4	14,1
Vannøya nordøst	11,9	12	10,3	8	6,4	5,7	4,7	5,8	7,4	10,1	10	11,8	12
Auvær	14,3	14,6	12,6	9,5	7,6	6,9	5,5	6,9	9,6	12,5	12	14,3	14,6
Nordmela	13,9	13,9	11,9	9,3	7,2	6,4	5,4	6,5	9,3	11,9	11,6	13,2	13,9
Gimsøy Nord	12,8	12,2	10,7	8,6	6,3	5,2	4,4	5,5	8,5	10,9	10,8	12,3	12,8
Træna fjorden – Selvær N	15,2	14,5	12,4	10,2	7,5	7	5,8	6,9	11	12,5	12,9	14,1	15,2
Træna fjorden – Selvær S	13,3	13,1	11	9	7	6,5	5,4	6,4	10,3	11,3	11,2	12,5	13,3
Træna vest	16	15,2	13,1	10,9	8,3	7,7	6,4	7,4	11,6	13,1	13,3	14,7	16
Nordøyan – ytre Vikna	15,7	14,8	12,9	10,4	8	7,8	6,1	7,3	11,6	12,5	13,1	14,4	15,7
Frøyabanken	16,9	15,7	13,8	11,2	8,6	8,3	6,8	7,6	12,2	13,1	13,7	15,5	16,9
Stadthavet	16,2	15,4	13,9	11,9	9,3	8	7,1	7,9	11,8	12,9	13,9	15,1	16,2
Olderveggen	13,6	13	11,7	9,9	7,6	6,7	6	6,5	10	10,9	11,6	12,7	13,6
Frøyagrunnene	13,7	12,9	11,8	9,6	7,6	6,6	5,7	6,5	10	10,8	11,5	12,7	13,7
Utsira nord	13,8	13	12,1	10,5	8,4	7,7	6,9	7,4	10,1	12	12,4	13,2	13,8
Sørlige Nordsjø II	12,9	12,4	11,8	10,4	8,3	7,5	7,5	7,7	10,2	11,4	12	12,2	12,9
Sørlige Nordsjø I	12,5	11,9	11,2	9,7	7,6	7,3	7,3	7,5	9,7	10,8	11,4	11,7	12,5

Vaketapsberegninger

Detaljerte vaketapsberegninger er utført for alle utredningsområdene. Det blir for utførlig å gjengi alle resultatene fra disse beregningene, men fremgangsmåten kan illustreres ved noen eksempler.

Auvær

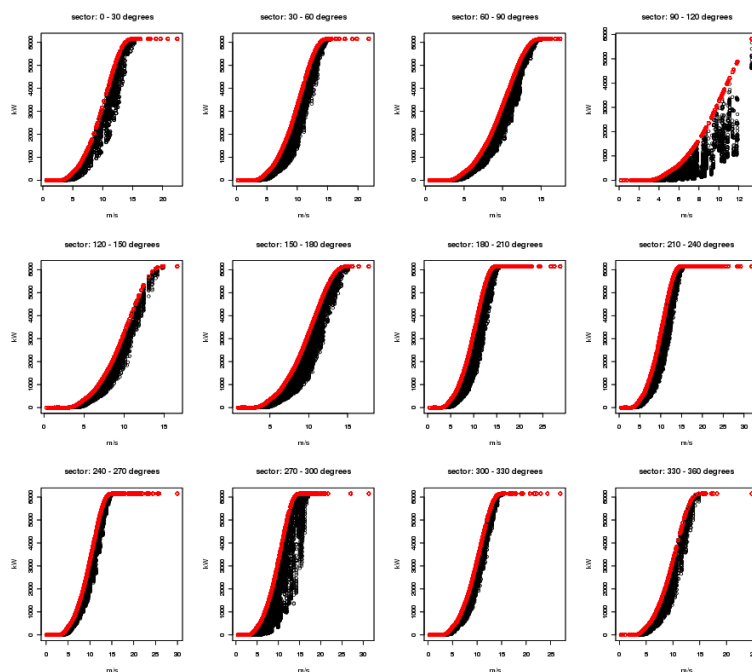
Auvær er et område utenfor kysten av Troms. En stor, 50 turbiner, og en liten layout, 16 turbiner, har blitt vurdert. Begge er i vifteform. Layout og vindfordeling for området slik det ser ut i modelldata er presentert i Figur 16:



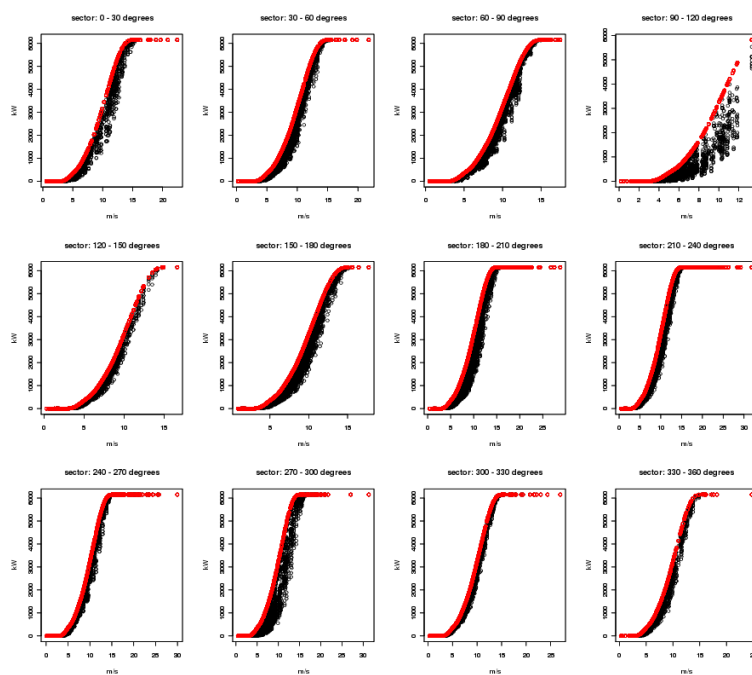
Figur 16: Venstre: Layout Auvær. Stor layout=lilla, og liten=grønn. Høyre: Vindrose for Auvær.

Vaketap totalt for alle turbiner, oppdelt i vindsektorer på 30 grader er presentert i figurene 17 og 18: Vi ser at sektor 90-120 grader ser ut å være dårligst i forhold til vaketap, men at den vindretningen er sjelden i følge vindrosen (Figur 16). Dominerende vindretning, sørvest, gir forholdsvis lite vaketap til tross for dominans både gjeldende frekvens og vindstyrke. Sørøst og nordvest har lav frekvens men gir økt tap.

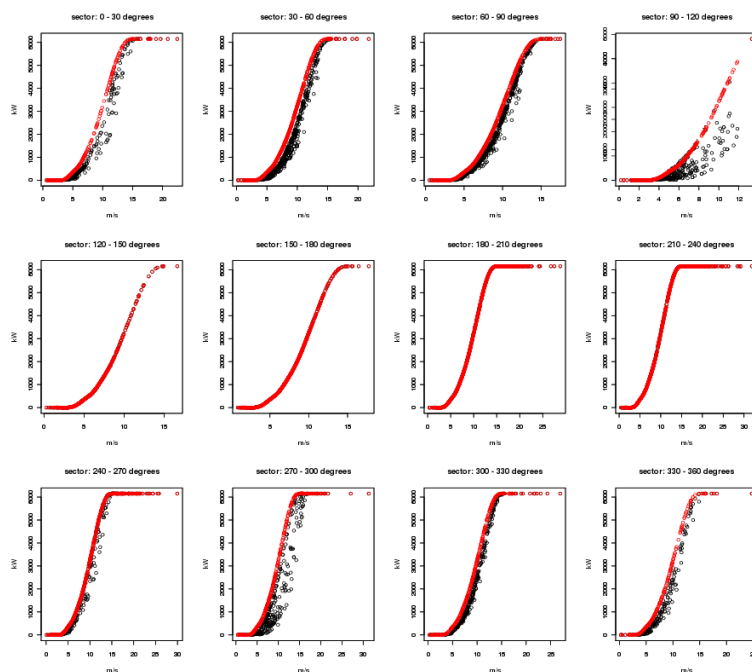
Figur 19 og 20 viser vaketap for enkelte turbiner, Figur 19 viser en av de midterste turbinene i den sørligste rekken, og Figur 20 en turbin i den nordligste rekken. Det vil si fremste og bakerste rekke i forhold til dominerende vindretning.



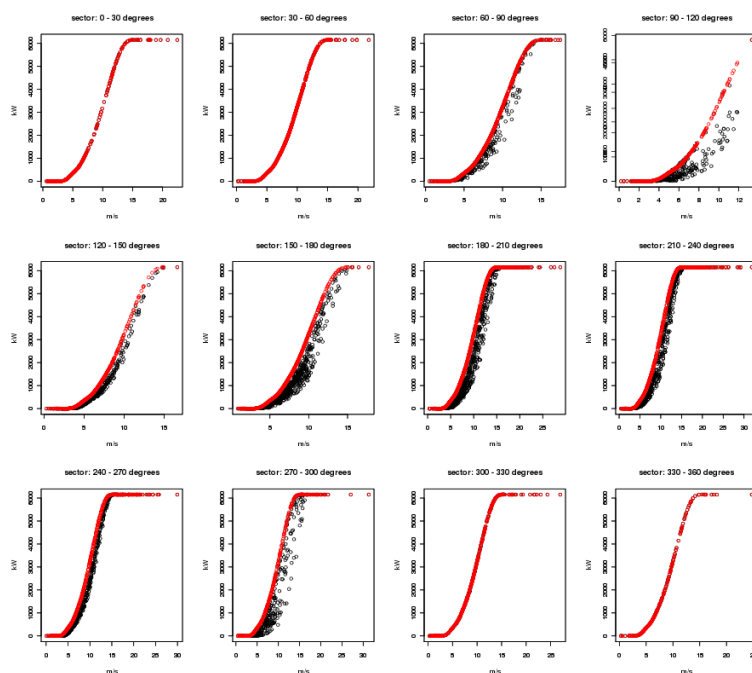
Figur 17 Totalt vaketap Auvær stor layout per vindretning. Sektorene er oppdelt på 30 grader.



Figur 18 Totalt vaketap Auvær liten layout per vindretning. Sektorene er oppdelt på 30 grader.



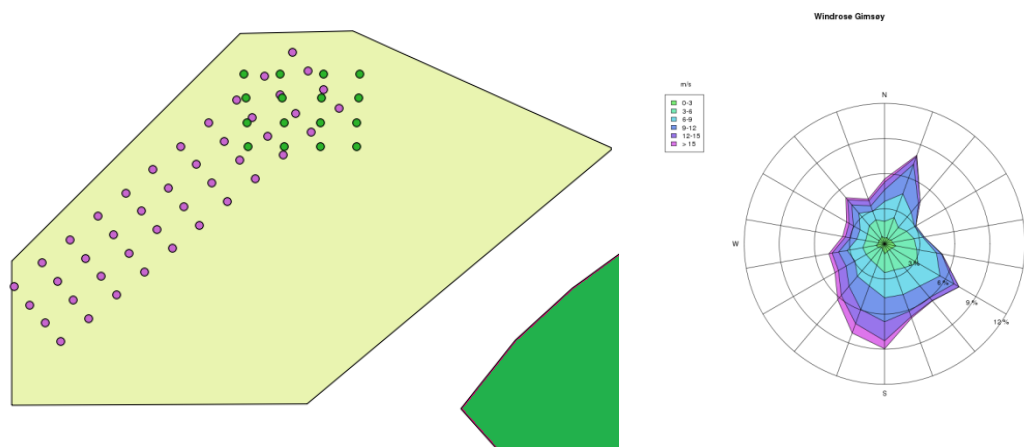
Figur 19 Vaketap Auvær, turbin 26. Sørligste rekke.



Figur 20. Vaketap Auvær, turbin 35. Nordligste rekke.

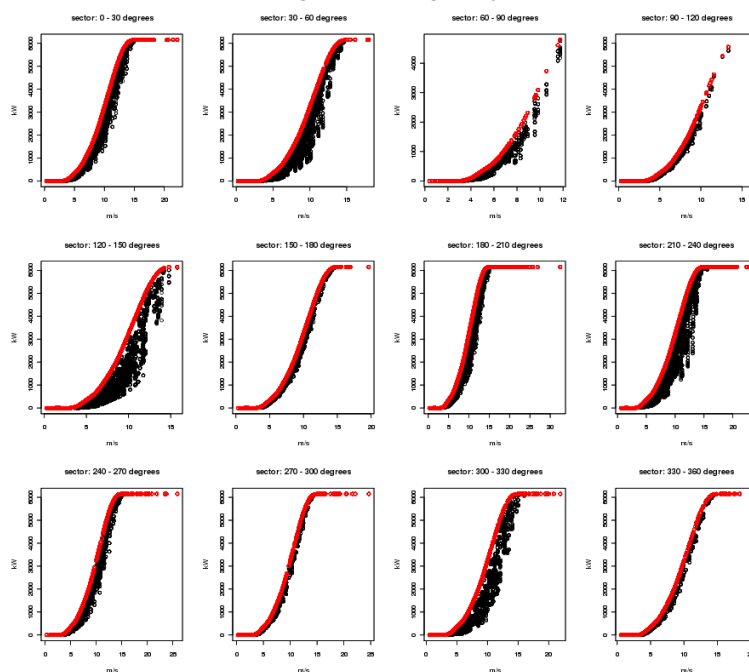
Gimsøy

Gimsøy er et område utenfor kysten av Lofoten. Stor layout er med 44 turbiner, liten layout med 16. Figur 21 viser layouter og vindroser for området.

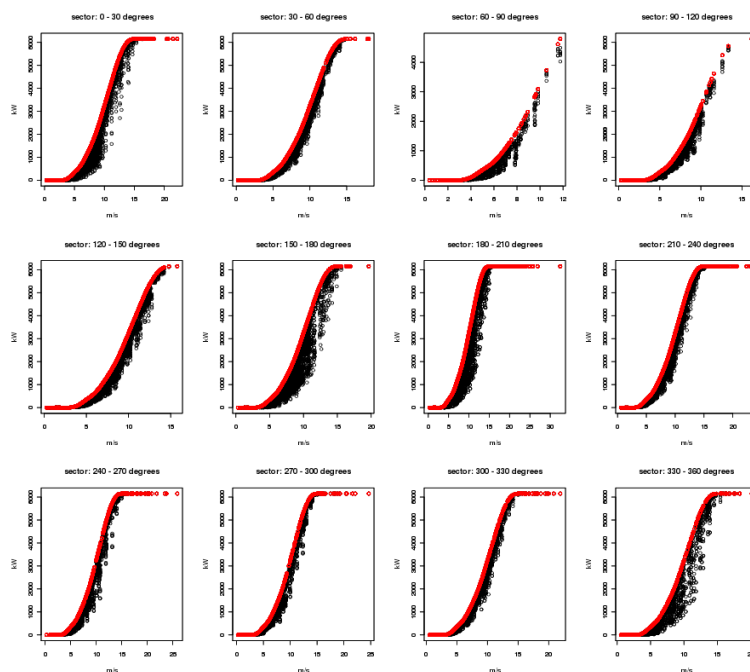


Figur 21. Venstre: Layout Gimsøy. Stor layout=lilla, og liten=grønn. Høyre: Vindrose for Gimsøy.

Figurene 22 og 23 viser vaketap totalt for stor og liten layout fordelt på vindretning. Gimsøy stor layout som har en litt mer firkanta form viser økt tap når vindretningen er parallell med turbinrekker, for eksempel for vind fra sørøst eller nordøst. Dette illustrerer fordelene med vifte-formen. Det er allment kjent at rette rekker med turbiner er lite fordelaktig når det gjelder vaketap. Tildelte områder som er lange og smale og som er parallelle med dominerende vindretning vil derfor være lite fordelaktige for å lage layouts.



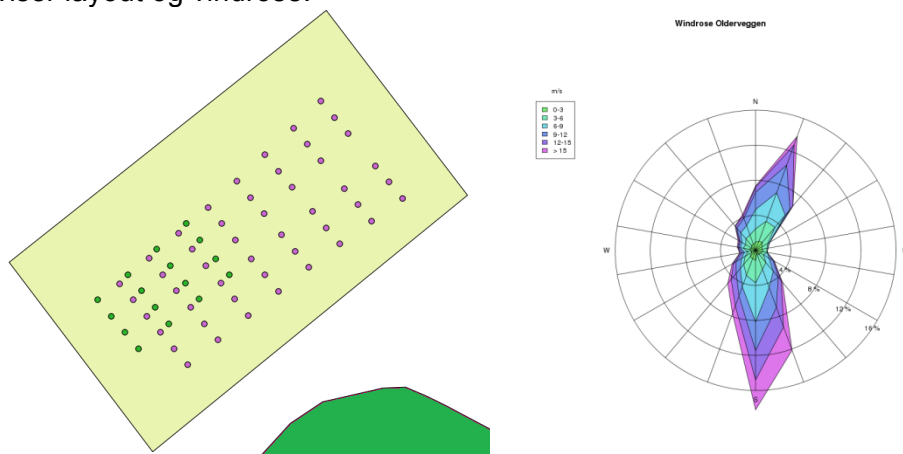
Figur 22. Vakutap Gimsøy stor layout per vindretning. Sektorer oppdelt på 30 grader.



Figur 23 Vaketap Gimsøy liten layout per vindretning. Sektorer oppdelt på 30 grader.

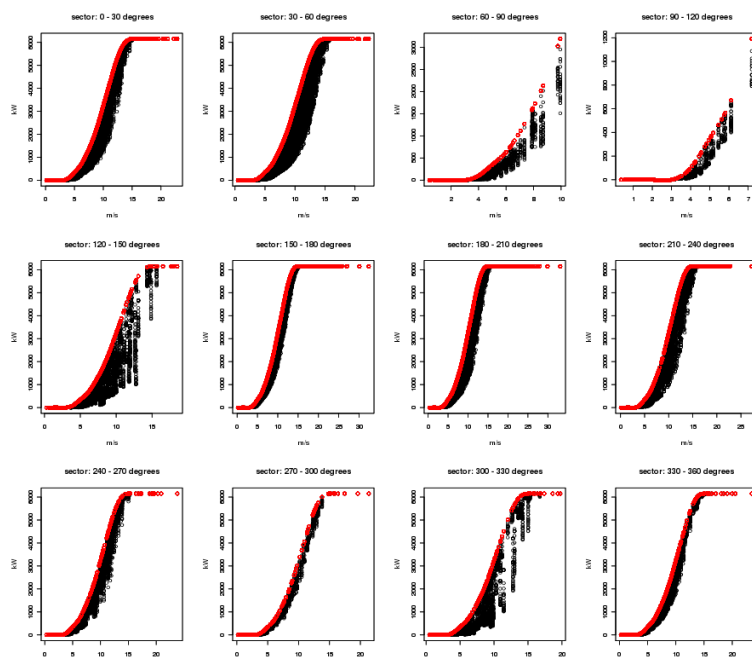
Olderveggen

Olderveggen er et område utenfor Sogn. Stor layout er med 48 turbiner og liten med 16. Figur 24. viser layout og vindrose.

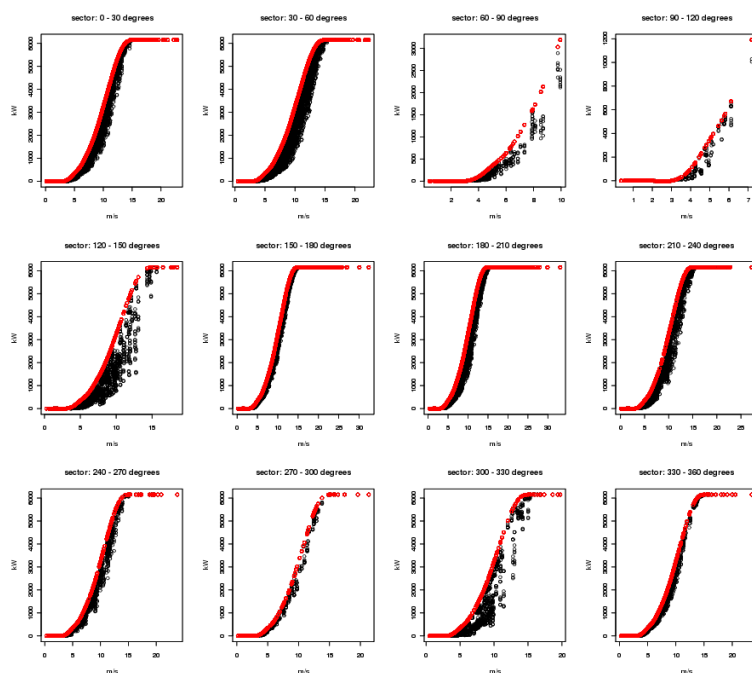


Figur 24 Venstre: Layout Olderveggen. Stor layout=lilla, og liten=grønn. Høyre: Vindrose for Olderveggen.

Figurene 25 og 26 viser vaketap, totalt for alle turbiner i stor og liten layout fordelt på vindretning.



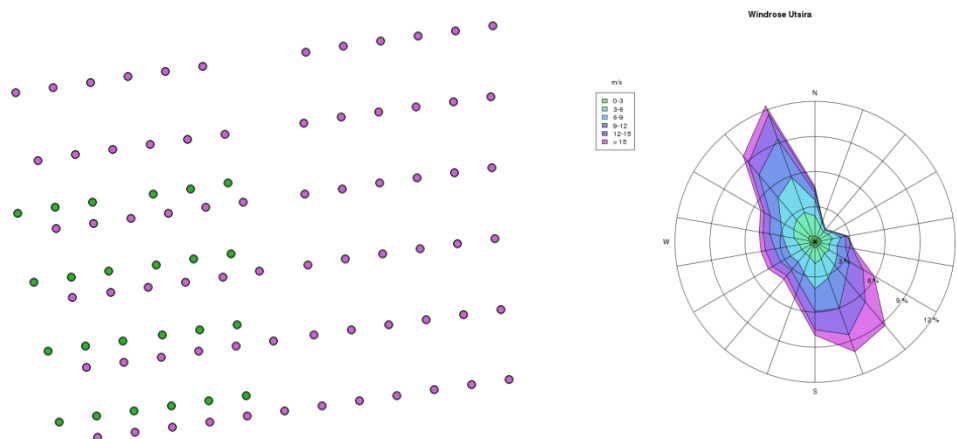
Figur 25 Vaketa Olderveggen stor layout per vindretning. Sektorer oppdelt på 30 grader.



Figur 26 Vaketa Olderveggen liten layout per vindretning. Sektorer oppdelt på 30 grader.

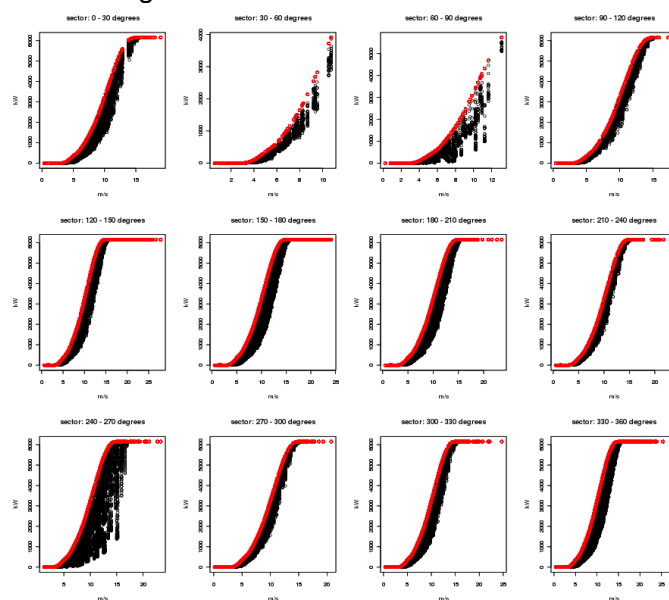
Utsira

Utsira er et stort område utenfor Rogaland. Layouten er oppdelt på tre cluster. Vakedata presentert i dette eksempel er for cluster 1. Figur 27 viser layout og vindrose.

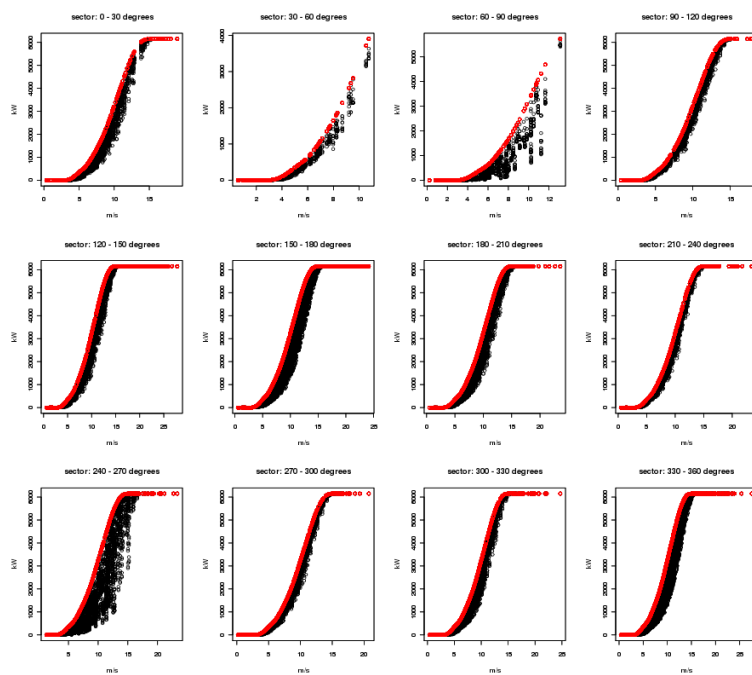


Figur 27 Venstre: Layout Utsira cluster 1. Stor layout=lilla, og liten=grønn. Høyre: Vindros for Utsira.

Figurene 28 og 29 viser vaketap, totalt for alle turbinene i clusteret, fordelt på vindretning. Vi ser en signifikant økning i tap når vinden dreier V-SV, d.v.s når vinden går mer vinkelrett inn mot viften, men i dominerende vindretning, SØ, når vinden går rett in i vifteformen er tapet forholdsvis lite til tross for mange turbiner.



Figur 28 Vaketap Utsira cluster 1 stor layout per vindretning. Sektorer oppdelt på 30 grader.



Figur 29 Vaketap Utsira cluster 1 stor layout per vindretning. Sektorer oppdelt på 30 grader.

Ordliste

Brukstid: Betegner hvor mange av årets 8760 timer en vindturbin må produsere ved full effekt for å oppnå en gitt energiproduksjon. Eksempel: En turbin på 1 MW er estimert til å produsere 2190 MWh i løpet av et år. Estimert brukstid for turbinen blir da 2190 timer.

Globalvake: Betegner den samlede vaken fra alle turbinene i en vindpark. Se også **Vake**.

Kapasitetsfaktor: Betegner forholdet mellom faktisk produksjon i et tidsrom og teoretisk maksimal produksjon i samme tidsrom gitt installert kapasitet. Eksempel: En turbin på 1 MW vil over et år produsere 8760 MWh dersom den arbeider ved full kapasitet hele perioden siden antall timer i et år er $365 \cdot 24 = 8760$. Dersom den faktisk produserer 4380 MWh i perioden så har den hatt en kapasitetsfaktor på 50%.

Returverdi/Returperiode: Betegner statistiske forventningsverdier av ekstremverdier for en gitt returperiode. Eksempel: Dersom man har en returverdi for signifikant bølgehøyde på 15 meter for en returperiode på 50 år, så forventer man at den maksimale signifikante bølgehøyden på et gitt sted i løpet av en periode på 50 år er på 15 meter.

Signifikant bølgehøyde: Betegner en måte å angi bølgenes høyde på som er ment å samsvare best mulig med hva en observatør ville anslå med det blotte øye. Signifikant bølgehøyde er den gjennomsnittlige høyden fra bølgebunn til bølgetopp av den tredjedelen av bølgene som er høyest.

Vake: Betegner et volum med redusert vindhastighet og økt turbulens nedstrøms fra en vindturbin.

Vindskjær: Betegner endring i vindstyrke langs en horisontal eller vertikal akse. I vindkraftsammenheng snakkes det oftest om vertikalt vindskjær som er endringer i vindstyrke med høyden. Generelt så øker vindhastigheten alltid fra overflaten og oppover, man sier da at man har et positivt vindskjær. Dette skyldes friksjon ved overflaten og denne er avhengig av overflatens ruhet. Vindskjæret er interessant av flere grunner. Eksempelvis kan sterkt vindskjær skape turbulens. En annen grunn til interessen for vindskjæret er at kostnaden med å innhente målinger av vind øker med høyden som målingen skal innhentes i. For å estimere vind over det sveipte arealet til en rotor så må man ofte gjøre antagelser om hvordan vinden varierer over det sjiktet man har målinger for. Ofte må man da forsøke å tilpasse målingene til vindprofiler som er kjent fra litteraturen for slik å kunne ekstrapolere vindmålingene oppover. Standard vindmålinger fra World Meteorological Organisation er foretatt i 10 meters høyde. I mangel av bedre egnede målinger kan det i noen tilfeller være ønskelig å forsøke å estimere vinden i 100 meters høyde ut fra målingene i 10 meters høyde. Da må man gjøre antagelser om vindskjæret på stedet.

Referanser

Dee, D. P., Uppala, S. M., Simmons, A. J., Berrisford, P., Poli, P., Kobayashi, S., Andrae, U., Balmaseda, M. A., Balsamo, G., Bauer, P., Bechtold, P., Beljaars, A. C. M., van de Berg, L., Bidlot, J., Bormann, N., Delsol, C., Dragani, R., Fuentes, M., Geer, A. J., Haimberger, L., Healy, S. B., Hersbach, H., Hólm, E. V., Isaksen, I., Kållberg, P., Köhler, M., Matricardi, M., McNally, A. P., Monge-Sanz, B. M., Morcrette, J.-J., Park, B.-K., Peubey, C., de Rosnay, P., Tavolato, C., Thépaut, J.-N. and Vitart, F. (2011), The ERA-Interim reanalysis: configuration and performance of the data assimilation system. *Q.J.R. Meteorol. Soc.*, 137: 553–597.
doi: 10.1002/qj.828

Drivenes, A., Eirum, T., Johnson, N.H., Mindeberg, S.K., Lunde, S., Undem, L.S., Veggeland, K., Veie-Rosvoll, B., Voksø, A.: 2010 Havvind, Forslag til utredningsområder, Norges Vassdrags- og Energidirektorat.

Frandsen, S., Rebecca Barthelmie, Ole Rathmann, Hans E. Jørgensen, Jake Badger, Kurt Hansen, Søren Ott, Pierre-Elouan Rethore, Søren E. Larsen, Leo E. Jensen, 2007: Summary report: The shadow effect of large wind farms: measurements, data analysis and modelling. Risø-R-1615.

Henderson, A.R., Clayton, J., Neubert, A., Schlez, W., 2011: Impact of neighbouring wind farm wakes on energy yield of offshore wind farms.

Guttman, N. B., 1971: Study of world wide occurrence of fog, thunderstorms, supercooled low clouds and freezing temperatures. Naval Weather Service Command, NAVAIR 50-1c-60.

Jensen N.O., 1984: A note on wind generator interaction, Technical Report Risø-M-2411, Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark.

Makkonen, L., 1984: Atmospheric Icing on Sea Structures, CRREL Monograph 84-2, U.S. Army Corps of Engineers, Cold Regions Research and Engineering Laboratory, Hanover, New Hampshire, April 1984.

Rauber, R., and A. Tokay, 1991: An explanation for the existence of supercooled water at the top of cold clouds. *J. Atmos. Sci.* 48, 1005-1023.

M. Reistad, O. Breivik, og H. Haakenstad. A high-resolution hindcast study for the North Sea, the Norwegian Sea and the Barents Sea. Proceedings of the 10th International Workshop on Wave Hindcast and Forecasting and Coastal Hazard Symposium, page p.13, 2007.

Sundin, E., and Makkonen, L. 1998: Iceloads on a lattice tower estimated by weatherstation data. *J. Applied. Meteorology*, 37(5), 523-529.

Spinnangr, G., 1949: Fog and fog forecasting in northern Norway. *Meteorologiske Annaler*, 3, 75-136.

Utgitt i Rapportserien i 2012

- Nr. 1 Kvikkleireskred ved Esp, Byneset i Trondheim. Kari Øvrelid (20 s.)
- Nr. 2 Årsrapport for tilsyn 2011 (40 s.)
- Nr. 3 Første inntrykk etter ekstremværet Dagmar, julen 2011 (28 s.)
- Nr. 4 Energy consumption. Energy consumption in mainland Norway (59 s.)
- Nr. 5 Climate change impacts and uncertainties in flood risk management: Examples from the North Sea Region (62 s.)
- Nr. 6 Kvartalsrapport for kraftmarknaden. 4. kvartal 2011. Finn Erik Ljåstad Pettersen (red.) (86 s.)
- Nr. 7 Statistikk over nettleie i regional- og distribusjonsnettet 2012. Inger Sætrang (53 s.)
- Nr. 8 Flomrisikoplan for Gaula ved Melhus. Et eksempel på en flomrisikoplan etter EUs flomdirektiv (78 s.)
- Nr. 9 Inntak Viddal – FoU-prosjekt på tilbakespyling. Sluttrapport. Jan Slapgård (31 s.)
- Nr. 10 Oversikt over vedtak og utvalgte saker. Tariffer og vilkår for overføring av kraft 2011 (15 s.)
- Nr. 11 Flomsonekart: Delprosjekt Ålen: Kjartan Orvedal, Julio Pereira
- Nr. 12 NVEs årsmelding 2011
- Nr. 13 Vannet vårt. Hydrologi i Norge 2011
- Nr. 14 Capacity building in Hydrological Services Course in Water Level recording and Data Processing at Ministry of Water and Energy 13th – 16th February 2012. Documentation (23 s.)
- Nr. 15 Landsomfattende mark- og grunnvannsnett. Drift og formidling 2011. Jonatan Haga og Per Alve Glad (40 s.)
- Nr. 16 Challenges in Flood Risk Management Planning. An example of a Flood Risk Management Plan for the Finnish-Norwegian River Tana. Eirin Annamo (59 s.)
- Nr. 17 Kvartalsrapport for kraftmarknaden. 1. kvartal 2012. Finn Erik Ljåstad Pettersen (red.)
- Nr. 18 Eksempelsamling. Risiko- og sårbarhetsanalyser for kraftforsyningen
- Nr. 19 Annual Report 2011 The Norwegian Energy Regulator
- Nr. 20 Flomberegning for Levangselva. Lars-Evan Pettersson
- Nr. 21 Driften av kraftsystemet 2011. Karstein Brekke (red.)
- Nr. 22 Annual report 2009 The cooperation between the Norwegian Agency for Development Cooperation (Norad), the Ministry of Foreign Affairs (MFA) and the Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE)
- Nr. 23 Flaumsonekart. Delprosjekt Naustdal Siss-May Edvardsen, Camilla Meidell Roald
- Nr. 24 Årsrapport for utførte sikrings- og miljøtiltak 2011
- Nr. 25 Kvartalsrapport for kraftmarknaden. 2. kvartal 2012. Finn Erik Ljåstad Pettersen (red.)
- Nr. 26 Glimt fra NVEs historie. Per Einar Faugli
- Nr. 27 Glimses form the history of NVE. Per Einar Faugli
- Nr. 28 Regiontjenesten 100 år. Per Einar Faugli
- Nr. 29 Flomsonekart. Delprosjekt Vigeland. Per Ludvig Bjerke og Julio Pereira
- Nr. 30 Energibruksrapporten 2012. Energibruk i husholdningene.
- Nr. 31 Flom og stor vannføring forårsaket av ekstremværet Frida august 2012
- Nr. 32 Bioressurser i skog – kartlegging av økonomisk potensial. Even Bergseng, Tron Eid, Per Kristian Rørstad og Erik Trømborg, UMB
- Nr. 33 Naturfareprosjektet: Kvikkleireworkshop. En nasjonal satsing på sikkerhet i kvikkleireområde. Teknologidagene, Trondheim, 2012
- Nr. 34 Naturfareprosjektet: Delprosjekt Kvikkleire. Datarapport for Kvikkleireskred ved Esp i Byneset i januar 2012
- Nr. 35 Naturfareprosjektet: Skredvarsling, beredskap og sikring Erfaringer fra studietur til Ministry of Transportation (British Columbia) og Canadian Avalanche Center Teknologidagene, Trondheim, 2012
- Nr. 36 Tid for ny markedsdesign? Finn Erik Ljåstad Pettersen, Anne Sofie Ravndal Risnes

- Nr. 37 Flomberegning for Fagernes (012.LZ). Ingeborg Kleivane
- Nr. 38 Inventory of Norwegian glaciers. Liss M. Andreassen and Solveig H. Winsvold (Eds.)
- Nr. 39 Totalavløpet fra Norges vassdrag 1900-2010. Lars-Evan Pettersson
- Nr. 40 Naturfareprosjektet: Programplan 2012-2015 for etatsprogrammet "NATURFARE – infrastruktur, flom og skred (NIFS)"
- Nr. 41 Vinden som blåste i fjor. Hvor sterk var Dagmar?
- Nr. 42 Kartlegging av grunnvannsressurser. Dimakis Panagotis
- Nr. 43 Kvartalsrapport for kraftmarknaden 3. kvartal 2012. Finn Erik Ljåstad Pettersen (red.)
- Nr. 44 Isstorm. Ising på kraftforsyningsnettet. Roger Steen (red.)
- Nr. 45 Trær til besvær. Lærdommer om skogrydding i etterkant av ekstremværet Dagmar
- Nr. 46 Naturfareprosjektet: Detektering av kvikkleire fra ulike sonderingsmetoder
- Nr. 47 Havvind – Strategiske konsekvensutredninger
- Nr. 48 Fagrapport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs – fiskerinteresser
- Nr. 49 Fagrapport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs – skipstrafikk
- Nr. 50 Fagrapport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs – teknologi- og kostnadsutvikling
- Nr. 51 Fagrapport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs – verdiskaping og sysselsetting
- Nr. 52 Fagrapport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs – kulturminner og kulturmiljø
- Nr. 53 Fagrapport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs – sjøfugl
- Nr. 54 Fagrapport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs – landskap, friluftsliv og reiseliv
- Nr. 55 Fagrapport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs – forholdet til lover og internasjonale konvensjoner
- Nr. 56 Fagrapport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs – petroleumsinteresser
- Nr. 57 Fagrapport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs – miljørisiko og beredskap
- Nr. 58 Fagrapport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs – kraftsystem og nettilknytning
- Nr. 59 Fagrapport til strategisk konsekvensutredning av fornybar energiproduksjon til havs – kraftproduksjon og vindforhold



Norges
vassdrags- og
energidirektorat

Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0301 Oslo

Telefon: 09575
Internett: www.nve.no

