



FORORD

Denne masteroppgaven representerer avslutningen av et femårig studie i Industriell Økonomi med fordypning i energi ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU) i Ås. Oppgaven har et omfang på 30 studiepoeng.

Oppgaven har blitt skrevet i samarbeid med Multiconsult og datagrunnlaget har blitt gitt av TrønderEnergi Kraft AS. Min veileder har vært Tor Kristian Stevik, og min kontaktperson hos Multiconsult har vært Ragnhild Remmen.

Jeg ønsker å takke min hovedveileder Tor Kristian Stevik som har vært til god hjelp og kommet med mange viktige innspill underveis. Ragnhild Remmen fra Multiconsult bidro med mange gode ideer og tilbakemeldinger. Mine veiledere har vært en svært viktig støtte og uten dem hadde det vært vanskelig å fullføre denne oppgaven. Jeg vil også takke Magne Røen for datamateriale.

Til slutt, men ikke minst, ønsker jeg å takke familie og venner som har holdt ut med mitt stress de siste ukene og bidratt med korrekturlesning.

Ås, 14.05.2014

Mariam Akram

SAMMENDRAG

Vind er en uregulerbar og uforutsigbar energikilde. For å kunne delta i kraftmarkedet, er det derfor nødvendig å ha et verktøy som kan prognosere forventet energiproduksjon. Når prognosen ikke treffer, fører det til at kraftprodusenter må handle i regulerkraftmarkedet slik at Statnett skal kunne holde balanse i kraftmarkedet.

Formålet med denne oppgaven var å analysere avviket mellom faktisk og anmeldt produksjon i vindparken Ytre Vikna del 1, og ved hjelp av funn gjort i analysen, komme med forslag til forbedring og videreutvikling av prognosemodellen. Bakgrunnen til oppgaven er at det har vært betydelige produksjonsavvik ved vindparken og at det derfor har vært et behov for å påpeke årsaker som kan ligge bak disse avvikene.

I analysen har det blitt forsøkt å finne sammenhenger mellom prognostiserte data og målte data. Produksjonstall fra Ytre Vikna har blitt vurdert i sammenheng med vindhastigheter og -retninger. I tillegg har det, med utgangspunkt i teori for turbulens og vake-effekt, blitt sett på avvik mellom faktisk og anmeldt produksjon i sammenheng med terreng og turbinplassering.

Resultatene viste at produksjonsavvikene totalt sett er størst ved vind fra sør-øst, men at det er mest underproduksjon ved vind fra sør-vest. Avvikene i produksjon ved vind fra sør-øst kan forklares ved at det har vært stor differanse mellom målte og prognostiserte vindhastigheter fra samme vindretning. Det var hovedsakelig overproduksjon av effekt unntatt i månedene november og desember. Ytre Vikna er plassert i et svært komplekst terreng, og med bakgrunn i teori er det forklart hvordan turbulens på grunn av terreng og vake-effekter kan forstyrre energiproduksjonen. Vindhastighet er den faktoren som påvirker produksjonen mest, og vindhastighet ble i 2013 hovedsakelig prognostisert for lav.

Det har med bakgrunn i resultater og teori blitt utarbeidet forslag til forbedring av prognostiseringsmodellen for produksjon. Det enkleste tiltaket for å redusere avvik i produksjon er å utnytte muligheten til å bruke sanntidsdata fra nærmere driftstimen når det sendes en korrigert produksjonsplan til Statnett. Det vil være hensiktsmessig for Ytre Vikna å ha prognosemodeller basert på vindretning hvor det tas ekstra hensyn til vindretningene med høye avvik i produksjon. Fordi Ytre Vikna har et svært komplekst terreng ville det også være fordelaktig å bruke en fysisk prognosemodell i stedet for en statistisk modell. I tillegg vil det være hensiktsmessig å vurdere plassering av målemast.

Forslag til videre arbeid er å enten videreutvikle dagens modell eller lage en ny modell ved hjelp av en referansemodell. Analysene basert på Ytre Vikna kan også overføres til andre vindparker med tanke på forbedring eller videreutvikling av prognose-modell for kraftproduksjon. Dette gjelder spesielt vindparker som er plasserte i komplekse terreng.

ABSTRACT

Wind is an unpredictable energy source that cannot be regulated. In order to participate in the energy market, it is therefore necessary for the wind power producers to have a wind prediction model that estimates expected power production. When the prediction is wrong, the producers will have to trade in the regulating power market in order for Statnett to keep the market balanced.

The purpose of this thesis has been to analyze the discrepancies between predicted and actual power production at the wind farm Ytre Vikna Part 1, and with basis in the results make suggestions for improving and further developing the model. The background for this thesis is that there have been significant deviations in production values at the wind farm. Due to this, there has been a need to point out factors that could be causing these deviations from the actual values.

In the analysis, the predicted data values have been compared with actual and measured values. The power production from Ytre Vikna has been assessed in comparison with wind speeds and wind directions. In addition, the discrepancies between predicted and actual production has been set in context with the terrain and positioning of wind turbines. This part of the analysis has been based on wind dynamics theory.

The results showed that the error between actual and predicted production is greatest when the wind is coming from southeast, and that the highest level of underproduction occurs with wind from south-west. The production error due to wind from southeast, can be explained with a similar error in the wind speed for this wind direction. In 2013, the actual production was in general greater than the predicted production, with exception of November and December.

With basis in the results, and relevant theory there has been made proposals for improving the wind power prediction model. The simplest measure to be applied is taking advantage of using real time data for as close to the production hour as possible, when correcting the production plan for trading in the regulating power market. Furthermore, it would be an advantage for Ytre Vikna to have a prediction model adapted according to wind sectors. This way it would be easier to focus on the wind directions with the greatest errors. Because Ytre Vikna is placed in a highly complex terrain, it would also be wise to use a physical prognosis model rather than a statistical model when making a prediction for the day-ahead-market.

Further recommendations would be for Ytre Vikna to improve their current model or create a new prediction model through the method described in the last part of the thesis. The results found through this thesis are applicable for all wind farms, and in particular wind farms located in complex terrains.

Innholdsfortegnelse

FORORD	1
SAMMENDRAG	3
ABSTRACT	5
1 INNLEDNING	11
1.1 Bakgrunn for oppgaven og problemstilling.....	11
1.2 Struktur og oppbygning av oppgaven.....	11
2 TEORI	13
2.1 Vindenergi.....	13
2.1.1 Turbinbladets aerodynamikk	13
2.1.2 Betz' lov og virkningsgrad	15
2.1.3 Turbulente og laminære strømninger	16
2.1.4 Atmosfærisk turbulens	17
2.1.5 Turbulens og topografi	17
2.1.6 Komplekse terreng	18
2.1.7 Vaketaf	18
2.2 Vindprognoser og værvarslingsmodeller.....	21
2.3 Prognose av energiproduksjon.....	22
2.2.1 Weibull sannsynlighetsfordeling	24
2.3.2 Effektkurver	25
2.5 Balansekraft.....	26
2.5.1 Reservekraftmarkeder	26
2.5.2 Regulerkraftmarkedet	27
2.5.2 «Balanseavtale vedrørende Regulerkraftordning»	28
2.5.3 Produksjonsbalanse og handelsbalanse	28
2.5.4 Prising av reguleringer	30
2.5.5 Innrapportering til Statnett	31
3 YTRE VIKNA 1	33
3.1 Bakgrunn om parken.....	33
3.1.1 Vindressurser	33
3.1.2 Normale vindforhold	34
3.1.3 Turbulens	35
3.1.5 Ising	36
3.2 Terreng.....	36
3.3 Vindmøller.....	37
3.3.1 Plassering	38

3.3.2	Vedlikehold og nedetid	38
3.4	Nåværende prognosemodell	39
3.5	Økonomi	40
4	METODE	41
4.1	Valg av problemstilling	41
4.2	Innhenting av data	41
4.3	Analyse.....	42
4.3.1	Korrelasjon	43
4.3.2	Gjennomsnitt og standardavvik	43
5	ANALYSE OG RESULTATER	45
5.1	Presentasjon av datasett	45
5.2	Produksjon i forhold til dato.....	46
5.2.1	Produksjon fra turbiner	46
5.2.2	Differanse i produksjon	47
5.8	Variasjon i produksjon	48
5.3	Korrelasjoner	50
5.3.1	Prognostiserte og observerte verdier	50
5.3.3	Turbinproduksjon	51
5.4	Vindhastighet og produksjon	52
5.4.1	Fordeling av vindhastigheter	52
5.4.2	Total produksjon og vindhastighet	53
5.5	Vindretning og produksjon	54
5.5.2	Fordeling av vindretninger	54
5.5.2	Total produksjon i forhold til vindretning	55
5.5.3	Turbinvis produksjon med høyest og lavest produksjon	57
5.6	Vindretning og vindhastighet.....	58
5.7	Vindretning og terreng.....	59
5.7.1	Høydeprofil	61
5.7.2	Turbiner med høyest og lavest produksjon	63
5.9	Tilfeller med store differanser i produksjon.....	64
5.9.1	1. FEBRUAR	65
5.9.2	4.-5. MARS	66
5.9.3	3. AUGUST	67
5.9.4	16.-18. NOVEMBER	68
5.9.5	06.-10. DESEMBER	69
6	DISKUSJON	71

6.1	Produksjonsavvik of vindhastighet.....	71
6.2	Produksjonsavvik og vindretning.....	72
6.3	Sammenlikning av produksjon fra utvalgte turbiner	74
6.3.1	Tilfelle 1	74
6.3.2	Tilfelle 2	75
6.4	Tilfeller med store produksjonsavvik.....	75
6.5	Økonomi	76
6.6	Utvikling i kraftmarkedet.....	77
6.6	Begrunnelse for valg av data	77
6.7	Usikkerheter.....	78
6.7.1	Anemometere	78
6.7.2	Plassering av målemast	78
7	FORSLAG TIL FORBEDRINGER	81
7.1	Oppdeling i sektorer for vindretning	81
7.2	Modelltype.....	81
7.3	Anmelding	82
7.4	Data fra vindparken.....	83
7.5	Forslag til videreutvikling av modell.....	84
7.6	Oppsummering og videre arbeid	85
8	Referanseliste	86
	Vedlegg	88
	Vedlegg 1 – Differanse vindhastighet i forhold til dato.....	88
	Vedlegg 2 – Produksjon fra turbiner i forhold til vindretning	89

1 INNLEDNING

1.1 Bakgrunn for oppgaven og problemstilling

Vind er en svært uforutsigbar energikilde. For å få en god produksjonsprognose er man i stor grad avhengig av en god værprognose med hensyn på vindhastighet og – retning. Videre trenger vindkraftprodusenter et verktøy eller en modell for å si noe om hva produksjonen blir med gitte værdata. Om vindkraftprodusenter bommer på sin anmelding og produserer mer eller mindre enn det som var planlagt, fører det til betydelige balansekostnader. Balansekostnadene går ut på å balansere differansen mellom anmeldt og faktisk produksjon.

I denne oppgaven drøftes dette problemet ved å ta utgangspunkt i vindparken Ytre Vikna del 1 i Nord-Trøndelag. Denne vindparken har et ønske om å redusere sine balansekostnader ved å forbedre sin modell for prognostisering av kraftproduksjon.

Problemstillingen formuleres med disse spørsmålene:

- Hvilke faktorer er det som fører til at produksjonsprognosene ved Ytre Vikna ikke alltid treffer så godt?
- Hvordan kan nåværende prognosemodell for produksjon forbedres slik at lønnsomheten til Ytre Vikna øker?

Målet med denne oppgaven er å komme med forslag som kan forbedre vindprognosene til Ytre Vikna 1, slik at det blir mindre differanse mellom anmeldt produksjon og virkelig produksjon. Denne anbefalingen vil også danne et grunnlag for hvordan prognoseringen kan foregå ved Ytre Vikna del 2. Dette vil gjøres ved å utføre en analyse for å påvise hvilke faktorer som påvirker produksjonen mest. I tillegg vurderes hvordan en forbedring av prognosen kan øke lønnsomheten til vindparken.

1.2 Struktur og oppbygning av oppgaven

Denne oppgaven begynner med presentasjon av relevant teori i tilknytning til vindkraft. Først presenteres teori om vindenergi og hvordan den transformeres til elektrisk energi. Det sees også på hvilke faktorer som bestemmer hvor mye energi

man kan få ut av vinden, samt hvilke faktorer som fører til tap av energi. I teori-
kapittelet tas det i tillegg en gjennomgang av dagens kraftmarked i forhold til
vindkraft. Da fokuseres det spesielt på markeder for balansekraft.

Etter teorikapittelet kommer bakgrunn om vindparken i Ytre Vikna. Her er det
samlet informasjon om hvordan parken ser ut samt plassering av turbiner. I tillegg
presenteres tidligere oppsamlet informasjon om blant annet vindretninger,
vindhastigheter og turbulens i området.

Deretter følger det et avsnitt om hvilke metoder som er lagt til grunn for analysen i
oppgaven samt begrunnelser og vurderinger for disse. I kapittelet som omhandler
analyse og resultater er innhentet data analysert og presentert for å gi en oversikt
over ulike sammenhenger. Det har blitt foretatt vurderinger på bakgrunn av
resultatene for å vise hvordan ulike variable forholder seg til hverandre.

Diskusjonen tar naturligvis utgangspunkt i resultatene. Her tas de viktigste funnene
og sammenhengene frem. Sammen med teorien blir viktige resultater begrunnet og
drøftet. Gjennom diskusjonen blir ulike forbindelser funnet og det blir laget
anbefalinger i forhold til prognosering av vindkraft. Det som kommer frem i løpet av
diskusjonen, presenteres i form av forslag til forbedring i slutten av oppgaven.

2 TEORI

2.1 Vindenergi

Vind er masse i bevegelse, og oppstår når det eksisterer en trykkforskjell mellom to luftmasser. Denne bevegelsen kan utnyttes av en vindturbin som kan omforme den kinetiske energien til elektrisk energi ved hjelp av en generator.

For å beregne effekten av masseflyten, kan man følgende formel benyttes:

$$P = \frac{1}{2} \frac{dm}{dt} U^2 = \frac{1}{2} \rho A U^3 \quad (2.1)$$

P: Effekt til luftmassen i Watt

U: Vindens hastighet i m/s

A: Sveipet areal

ρ : Tettheten til luft

Ut i fra denne formelen (2.1) kan man se at energien i vinden hovedsakelig er avhengig av vindhastigheten. Arealet som dekkes når bladene til vindturbinen roterer kalles sveipet areal og er også svært signifikant for vindens effekt.

Vind oppnår vanligvis høyere hastighet lenger opp fra bakken. Vind med høye hastigheter har også større variasjoner i vindhastigheten og er mer følsom for de topografiske forholdene i terrenget. Lokale topografiske forhold er med på å påvirke både vindhastighet og -retning. [2, 3]

Vindretningen er også en viktig faktor når man skal bestemme hvor mye energi man kan få ut av vinden. [2, 3] Det er vanlig å sette opp en vindrose for vindparkområdet som gir en oversikt over fordeling av vindretninger og styrkeintervaller for de ulike retningene.

2.1.1 Turbinbladets aerodynamikk

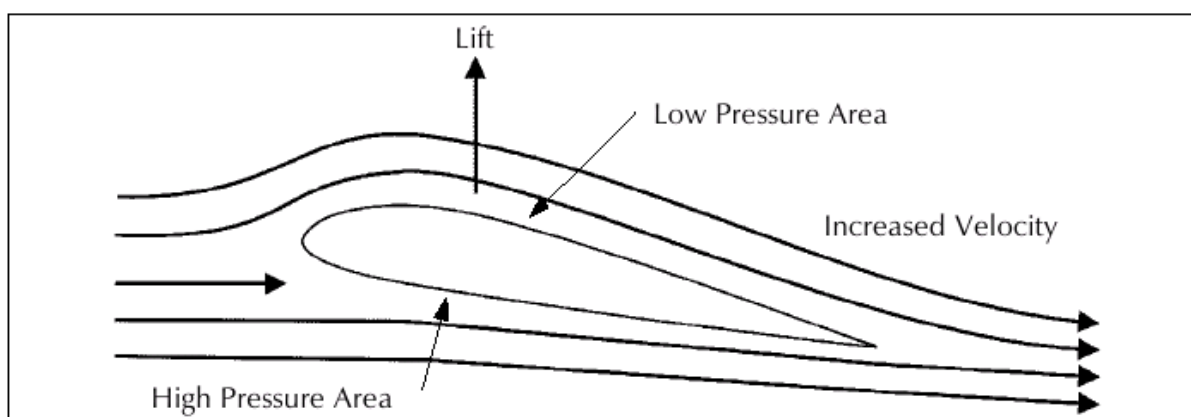
Produksjon av energi fra vindturbiner avhenger av hvordan rotorbladene oppfører seg i forhold til vinden. Ved produksjon av vindkraft utnyttes den kinetiske energien fra luftstrømmene som treffer tverrsnittet av et turbinblad. Selv om vind kan betraktes som en kombinasjon av middelvinden og turbulente svingninger, er

effektiviteten til en vindturbin hovedsakelig bestemt av de aerodynamiske kreftene som er generert av vinden og som virker på turbinbladene. [2, 4]

Horisontalakslede vindturbiner (HAWT) har blader som er satt opp vinkelrett i forhold til en horisontalakse. Turbinene omformer kinetisk energi fra vinden til elektrisk kraft. Den kinetiske energien, E_{kin} , i en luftmasse med masse m som beveger seg med en hastighet v , kan beregnes ved hjelp av følgende formel:

$$E_{kin} = \frac{1}{2}mv^2 \quad (2.2)$$

Luftstrømmen som treffer et turbinblad, kan deles inn i strømlinjer som beveger seg både over og under bladet. Dette er forklart i figur 1. Man ser fra bladets konstruksjon at disse strømlinjene må møte hverandre på enden av bladprofilen. Siden vindens angrepsvinkel er forskjellig over og under bladet, vil strømlinjene over bladet bevege seg raskere enn de under. Under turbinbladet er det et høytrykksområde, mens det er lavtrykk på oversiden.



Figur 1: Strømlinjene til luften som beveger seg rundt et turbinblad. Trykket under bladet er høyere enn trykket på oversiden. [5]

Ved å anta at luftstrømmen som passerer et turbinblad er inkompressibel, kan man ved hjelp av Bernoullis prinsipp[5] si at forholdet mellom trykk og hastighet må være konstant.

$$\frac{1}{2} \rho v^2 + \rho Gz + p = \text{konstant} \quad (2.3)$$

Der g er tyngdekraften og p er trykket. Hvis man neglisjerer høydeforskjellen på luftstrømmen som beveger seg over og under bladet, ser man ved hjelp av formel 2.3 at når luftstrømmene på oversiden har større fart, vil trykket på denne siden senkes tilsvarende på grunn av det konstante forholdet mellom trykk og hastighet. Under bladet skjer det motsatte; lav hastighet vil føre til økt trykk. Denne trykkforskjellen vil skape løftekraft rettet oppover fra turbinbladet, og dermed få turbinen til å rotere. Løftekraften er også kjent som Venturi-effekten. Venturi-effekten er drevet av trykkgradienten og er årsaken til at vi får rotasjon i turbinbladene.[2, 5]

I tillegg til løftekraften vil det oppstå en dragkraft som virker på turbinen. Dragkraften oppstår på grunn av friksjon mellom bladoverflaten og luftmassen, og vil ha samme retning som vinden. Hvis dragkraften er høy i forhold til løftekraften kan det føre til lavere produksjon enn det som er potensielt mulig. Størrelsen på løft- og dragkreftene (formel 2.4 og 2.5) på et element av bladet er en funksjon av relativ vindhastighet U , koeffisientene til løft- og dragkraft; C_L og C_D , kordlengden L_C og lengden av bladelementet i radiell retning dr . Koeffisientene til dragkraften og løftekraften er avhengig av Reynolds tall.[2, 4]

$$F_d = \frac{1}{2} \rho U^2 L_C C_D dr \quad (2.4)$$

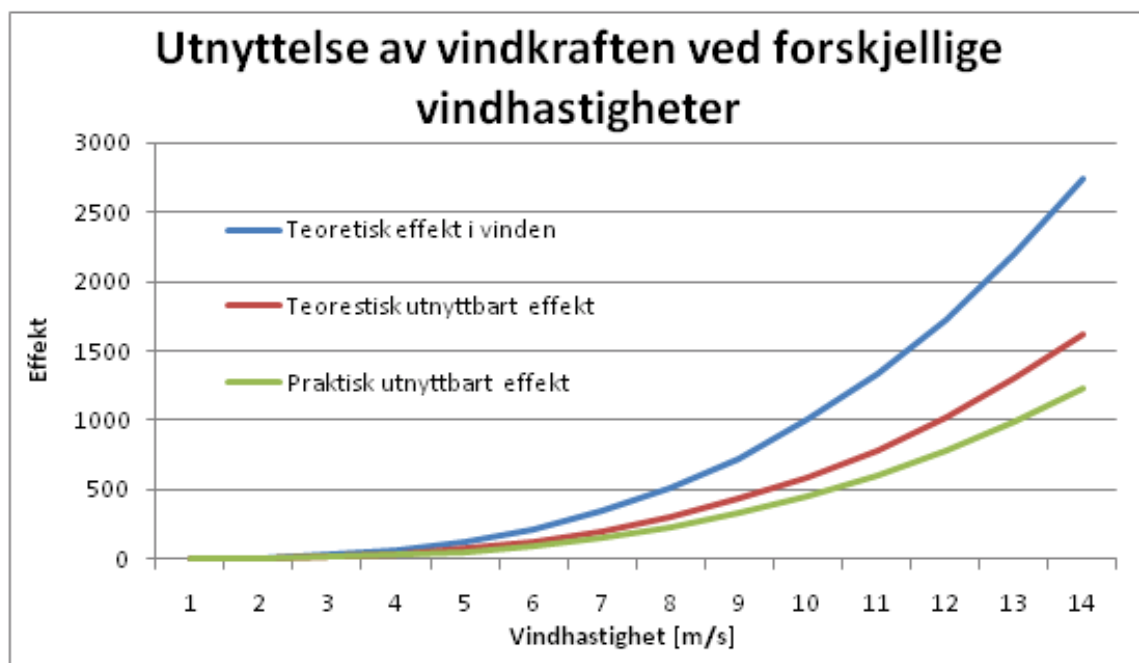
$$F_L = \frac{1}{2} \rho U^2 L_C C_L dr \quad (2.5)$$

2.1.2 Betz' lov og virkningsgrad

Ifølge Betz' lov kan en vindturbin maksimalt utnytte 59% av bevegelsesenergien til vinden som passerer turbinens blader. Dette er maksimalt teoretisk virkningsgrad for en vindturbin. Hvis 100% av vindens bevegelsesenergi kunne utnyttes, ville det vært vindstille bak turbinen. Dette er ikke tilfellet fordi vinden fortsatt vil ha en hastighet etter å ha passert turbinen. [5][4]

Den praktiske virkningsgraden beregnes ved at man dividerer nyttig energi ut av turbinen på teoretisk energi ut av turbinen. Den teoretiske virkningsgraden vil ikke

overstige 59%. I realiteten vil en vindturbin kun klare å utnytte 60-70 % av disse 59 prosentene.[6] (Figur 2)



Figur 2: Utnyttelse av vindkraft ved ulike vindhastigheter. [3, 6]

2.1.3 Turbulente og laminære strømnings

Dragkraften på luftstrømmen lager et grensesjikt som omslutter turbinbladet. Vindhastigheten er lik null innerst i sjiktet, der det er i direkte kontakt med overflaten til turbinbladet, og øker gradvis utover. Utenfor grensesjiktet er hastigheten på sitt maksimale fordi det ikke vil være noen friksjon. Tykkelsen på grensesjiktet kan variere mellom noen få millimeter til titalls centimeter. [7]

Strømningen i grensesjiktet kan enten være laminær eller turbulent. Et laminært grensesjikt er smalere og har mindre friksjonskrefter enn et turbulent grensesjikt. Når en luftstrømning treffer turbinbladet er den vanligvis rettlinjert og laminær, men etter hvert som den føres innover på bladet vil den ofte omformes til en mer kaotisk og turbulent strømning.

Turbulensen som er beskrevet i dette avsnittet omhandler luftstrømmen som omkranser turbinbladene i et grensesjikt. Dette er ikke det samme som den

atmosfæriske turbulensen som oppstår på grunn av blant annet topografien i terrenget. Den atmosfæriske turbulensen kan ha en virkning på grensesjiktet rundt turbinbladet slik at et laminært grensesjikt blir omformet til et turbulent grensesjikt mye raskere.

2.1.4 Atmosfærisk turbulens

Atmosfæriske luftstrømmer kan klassifiseres som fullt utviklede turbulente strømninger fordi luft har svært lav viskositet. Vann har 10^3 høyere viskositet enn luft. Luft har derfor mye større sannsynlighet for å bli turbulent enn vann, og får et grensesjikt med en lengde på opp til 1-2 km. [3, 7, 8]

Atmosfærisk turbulens er en funksjon av overflate-ruhet, atmosfærisk stabilitet og høyde over bakken. Turbulensintensitet kan utregnes slik:

$$I = \frac{\sigma}{\bar{u}} \quad (2.6)$$

Hvor I er turbulensintensiteten, σ er standardavviket til vindhastigheten i hovedvindretning og \bar{u} er gjennomsnittlig vindhastighet. Turbulensintensiteten avtar med høyden, og er dermed størst nærmest bakken. [7, 9]

2.1.5 Turbulens og topografi

Det oppstår turbulens i vinden når vinden forandrer vindhastighet eller -retning i løpet av kort tid. Turbulens kan komme av ujevnheter i vindens strømninger, og påvirkes av blant annet terreng, vegetasjon og nærliggende turbiner. Turbulens i vinden betyr hovedsakelig at vindhastigheten varierer mye. Dette fører til at effekten som vindturbinen klarer å produsere, også vil variere kraftig. Årsaken til dette er tydeliggjort i formel 2.1; hvor man kan se at en liten en endring i vindhastigheten vil føre til en stor endring i effekten.

På grunn av lokale topografiske forhold, er det for det meste den lokale vinden som har det største potensiale til å bli turbulent. De topografiske forholdene påvirker både hastigheten og retningen til den lokale vinden. Den mest fremtredende vindretningen i Norge er fra sørvest eller vest mot nordvest. Ellers kan vinden komme fra alle retninger fordi vind vanligvis oppstår ved passering av lavtrykk. Det er derfor svært vanskelig å forutse vindforholdene. [3, 8]

Turbinene i en vindpark er vanligvis tilpasset forventet turbulensnivå i parken. Vindturbiner kommer i ulike klasser og er tilpasset ulike vindhastigheter og turbulensnivå. [Tabell 1]

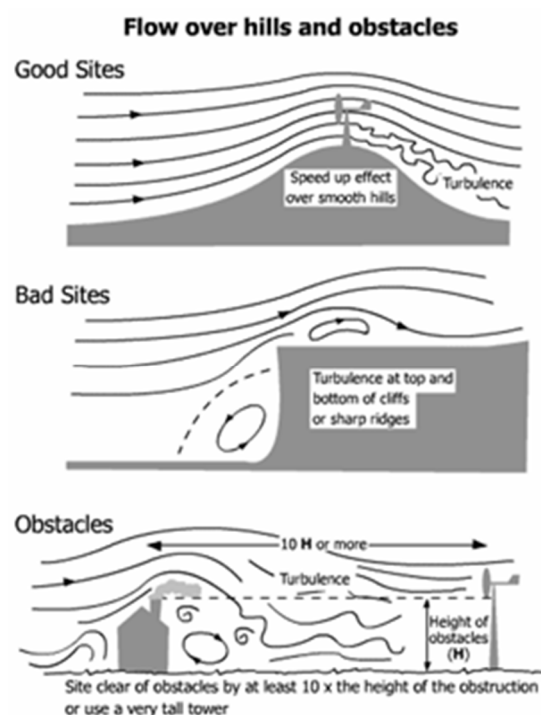
Tabell 1: Oversikt over turbinklasser og vindhastighetene disse opererer optimalt under. [3]

Vindturbin klasse	I – Sterk vind	II – Middels vind	III – Svak vind
Middelvindhastighet (m/s)	10	8,5	7,5

Klasse II turbiner har normalt lengre blader enn klasse I turbiner. Dette gjør at de fanger mer vind og når maksimal effekt raskere, men tåler mindre ekstremvind. Det finnes også underklasser A og B. Klasse A vindturbiner er designet for mer turbulens enn klasse B turbiner. [3]

2.1.6 Komplekse terreng

Over et flatt og ikke-komplekst terreng vil vindhastigheten stige tilnærmet logaritmisk med gradvis økende høyde.[3, 8] Et komplekst terreng er mer sårbart for turbulens enn ett helt flatt terreng. Når vinden beveger seg opp bratte stigninger, øker vindhastigheten mot toppen. [10] Det er derfor fordelaktig å plassere turbiner på toppen av slike stigninger. Når vinden deretter beveger seg nedover på den andre siden av en topp, kan vindhastigheten enten bli svært høy eller svært turbulent, avhengig av hvor bratt og skarp stigningen er.

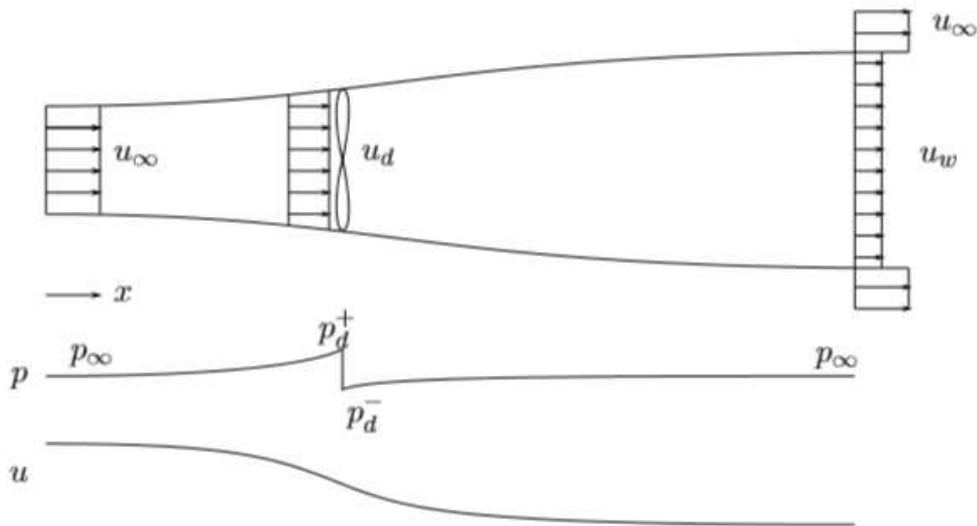


Figur 3: Luftstrømninger over komplekse terreng. [1]

2.1.7 Vaketaf

Når flere vindmøller er plassert bak hverandre i en vindpark, oppstår det ofte et vaketaf. Dette tapet kommer av at vinden har høyere hastighet før den passerer en

vindturbin. Etter å passert én vindmølle vil vinden ha lavere hastighet idet den passerer den neste møllen, og denne vindmøllen vil dermed få ut mindre energi. Det oppstår også turbulens idet vinden går gjennom en turbin; vinden som kommer ut på den andre siden er mindre strømlinjeformet og det blir vanskeligere å få ut energi. [3, 7, 8]

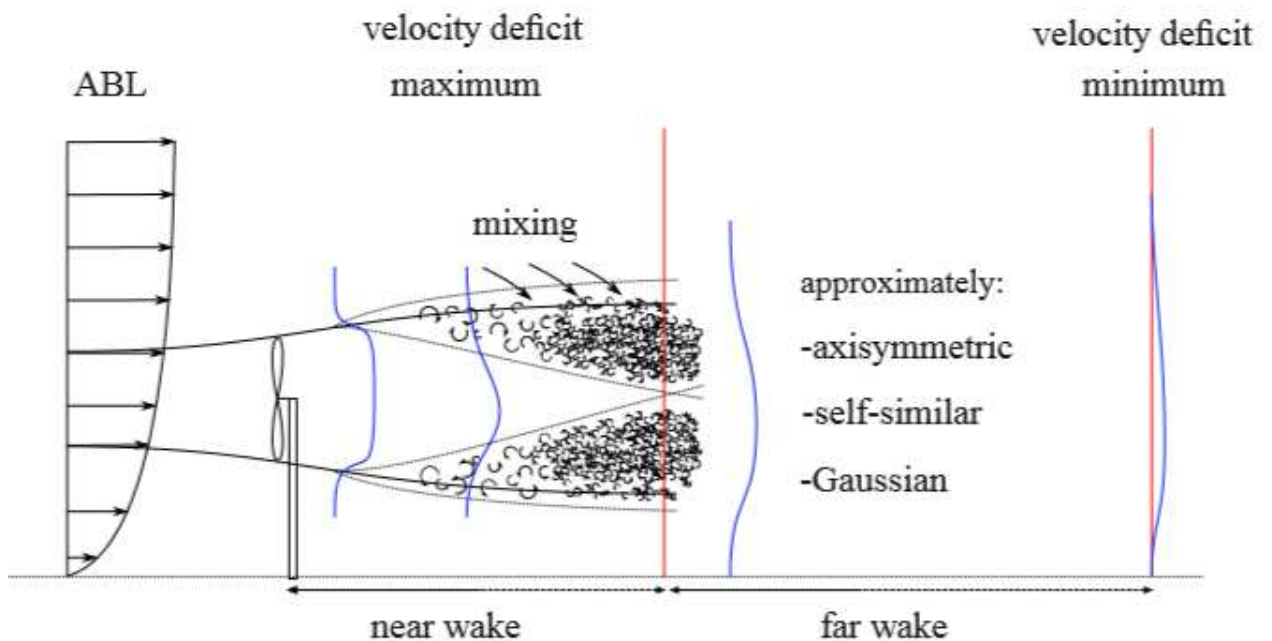


Figur 4: Strømningsbildet til vinden som passerer gjennom en rotor. U er vindhastighet og p er lufttrykket. [9]

Vindhastigheten synker drastisk umiddelbart etter å passert en vindturbin. Vakevindhastigheten u_w er lavere enn vindhastigheten før vinden passerer turbinen; u_∞ . Hastigheten i vaken avhenger av drag-koeffisienten. Jo høyere drag-koeffisienten er, desto lavere blir vakevindhastigheten.[9]

Vakeeffekter kan ofte deles inn i to typer avhengig av avstand fra turbin som fører til vaketapet; «near wake» og «far wake». [9] Near wake er vakeeffekten i én til to rotor-diameters avstand fra en vindturbin. Det er her vakeeffekten er størst. Her har rotorens effekt på luftstrømningens geometriske utforming den største betydningen for at vindhastigheten synker. Far wake er vakeeffekten etter omtrent 2 rotor-diameters avstand. Da har rotorens påvirkning på luftstrømningens form noe mindre å si. Det blir dermed viktigere med vake-modellering, vake-interferens, turbulensmodellering og topografiske effekter. Near wake effekten er mye bedre kartlagt om man har en god oversikt over hvordan luften beveger seg akkurat i det

den passerer en vindturbin. Det er vanskeligere å si noe om hva slags mønster luftstrømningene følger i far wake.[9]



Figur 5: Hastighetsprofilen til vaken som oppstår når en luftstrømning passerer en turbin. [9]

Anslie [11] estimerer at maksimal vindhastighetsdifferanse oppstår 1-2 rotordiameterer (D) etter at en luftmasse har passert en vindturbin. Denne strekningen kan være lenger om turbulensintensiteten er lavere. Ifølge Schepers [12] er vaken fullt utviklet og spredd etter $2,25 D$.

Andre kilder til turbulens er formet av turbulente grensesjikt fra rotorbladene, mekanisk turbulens på grunn av nacelle og tårn og selvfølgelig turbulens i atmosfæren. Den mekaniske turbulensen har høy frekvens, men forsvinner raskt. Turbulente grensesjikt fra rotorbladene kan være i omtrent $4 D$. [9]

Etter $10 D$ er hastighetsforskjellen som oppstår før og etter at en luftmasse passerer en vindturbin så å si forsvunnet, ifølge Ammara et al. [13] Det er vanlig å plassere vindturbiner med avstander på 6 til $10 D$ i hoved-vindretning. I kryss-vindretningen er det normalt med avstander på $1,5 - 3 D$ mellom vindmøllene. [9]

Forfallet til differansen i vindhastighet skjer betydelig raskere enn forfallet til turbulensintensiteten. Det vil si at selv om vindhastigheten har gått tilbake til det

den var før passeringen av en vindturbin, så betyr ikke det at turbulensen i vinden også har forsvunnet [9]. Ifølge Højstrup [14] er den mekaniske turbulensen i vaken fortsatt observerbar etter 15 D. Turbulens fører til høyere last på turbinene. Dahlberg [15] viste at for Alsvik vindpark i Sverige, økte lasten med 10 % ved 9,5 D og 45 % ved 5 D ved fullvake-forhold. Økt last gjør det vanskeligere for vindturbinene å få ut energien fra vinden.

2.2 Vindprognoser og værvarslingsmodeller

Siden vind ikke kan reguleres og energien fra vind ikke direkte kan lagres, er det viktig å vite hvor mye energi man kommer til å produsere på forhånd. Dette gjøres ved å prognosere hvor mye vind det kommer til å være under produksjon og hvor mye energi man kan få ut av denne vinden.

Meteorologi brukes for å forstå fysiske og kjemiske prosesser som finner sted i jordens atmosfære. Dynamisk meteorologi handler om luftens bevegelser basert på grunnleggende naturlover om masser, krefter, bevegelse og energi.

Prognosene bygger på værvarslingsmodeller. Disse modellene kan enten være regionale eller globale. Værvarslingsmodellene gir en oversikt over trykk, temperatur, vind, skyer og nedbør. Det er svært vanskelig å ha helt nøyaktige prognoser, og det vil derfor alltid være knyttet en viss usikkerhet til prognosene. Usikkerheten er større jo lenger frem i tid man prognoserer været for. Prognoser 3-5 dager frem i tid regnes som svært usikre, og det er viktig å kunne oppdatere disse prognosene etter hvert.

Eksempler på værvarslingsmodeller som er mye brukt i Norge:

- ECMWF (European Center for Medium-Range Weather Forecasts): Dette er en global modell med en oppløsning 15x15 km. Til denne modellen samles det inn data daglig og været kan prognoseres 10 dager frem i tid. [16]
- HIRLAM (High Resolution Limited Area Model): Dette er en regional modell for Norge som har en oppløsning på 5x5 km. [17] Modellen brukes av MET Norge og værtjenesten Yr.

- WRF (Weather Research and Forecasting Model): WRF er en global modell med en oppløsning på 9x9 km. Modellen kjøres opp til fire ganger om dagen. [18]

Alle disse modellene er basert på de samme prinsippene. Forskjellen mellom de ulike modellene ligger hovedsakelig i oppløsningen. Jo bedre oppløsning en modell har, desto mer nøyaktig er værvarslingen. Modellene som har høyest oppløsning krever mye mer regnekraft enn de med lavere oppløsning. Derfor benyttes modellene med de høyeste oppløsningene bare på mindre arealer, mens det er mer fordelaktig å bruke modeller med lavere oppløsning til værvarsling på større områder.

Meteorologisk institutt i Norge bruker en regional numerisk atmosfæremodell (HIRLAM) til å lage 48 timers vindprognoser hver 6. time. En regional modell er en modell som brukes til å beregne været for et område som ikke dekker hele jorden, mens en global modell beregner været for nettopp hele jordoverflaten. En regional modell vil kreve noen input eller randbetingelser fra en global modell for å kunne gi en best mulig prognose. Meteorologisk institutt bruker den globale modellen ECMWF til dette. Den regionale modellen gir mer detaljerte varsler for et mindre område. Dagens modell lager værprognose 6 timer i forkant. Denne prognosen korrigeres så etter hvert som det virkelige været blir observert.

De meteorologiske dataene kommer fra satellitter som overvåker den globale vær-situasjonen kontinuerlig. Det finnes også lokale målestasjoner som samler inn data. Det er en kombinasjon av disse dataene som danner grunnlaget for modellene.

StormGeo jobber også med værvarsling i Norge. De bruker den regionale modellen ECMWF sammen med WRF som lokal modell med høyere oppløsning.

2.3 Prognose av energiproduksjon

Når vindparker skal lage en prognose for energiproduksjon brukes ofte data fra værvarslingsmodeller. Det hentes også virkelige observasjonsdata fra selve vindparken. Historisk produksjon for hele parken eller enkelte turbiner kan sammenlignes med observert vindhastighet og -retning. Med data fra observasjoner samt værvarslingsmodeller er det mulig å lage en prognose for

vindkraftproduksjon. Det finnes to hovedtyper av modeller for prognosering av energiproduksjon ved vindparker:

1. **Fysiske modeller:** Fokuserer på den fysiske beskrivelsen av luftstrømninger rundt og i vindparken i sammenheng med turbinprodusentenes effekt-kurve. Ved hjelp av dette estimeres effekten turbinene får ut. En fysisk modell henter meteorologiske NWP¹ data fra værvarsler, men ekstrapolerer ved ulike punkter i parken ved turbinhøyde i stedet for å bruke værdata direkte. Det tas hensyn til effekter fra terreng og vake. [19, 20]
1. **Statistiske modeller:** Etterlikner forholdet mellom meteorologiske prognoser, historiske målinger og effektproduksjon gjennom statistiske modeller. Parametere estimeres fra data uten å se på fysiske forhold. De statistiske modellene bruker værdata direkte. [19, 20] Noen modeller bruker også statistiske metoder til å prognosere gjennomsnittlig vindhastighet og – retning. [21]

De siste årene har det blitt utviklet nyere typer modeller som baserer seg på læring av sine egne feil, kunstig intelligens og grå boks-metoder [21]. Eksempler på slike modeller er nevralt nettverk og fuzzy-logic modeller. Disse modellene er ofte basert på statistiske modeller og klarer å lære seg til forholdet mellom prognosert vindhastighet og produsert effekt. Det finnes også hybridmodeller som er en kombinasjon av fysiske og statistiske modeller.

Eksempler på vanlige modelltyper:

- Effektkurvmodell
- Regresjonsmodeller
- Sannsynlighetsmodeller
- Nevrale nettverk

Når man lager en produksjonsprognose for en vindpark er det viktig å ta hensyn til vaketap, ising, turbulens, elektrisk tap og tilgjengelighet (utfall av turbiner,

¹ NWP: Numerical Weather Prediction. Meteorologiske værmodeller som prognostiserer været ved å bruke matematiske atmosfæremodeller.

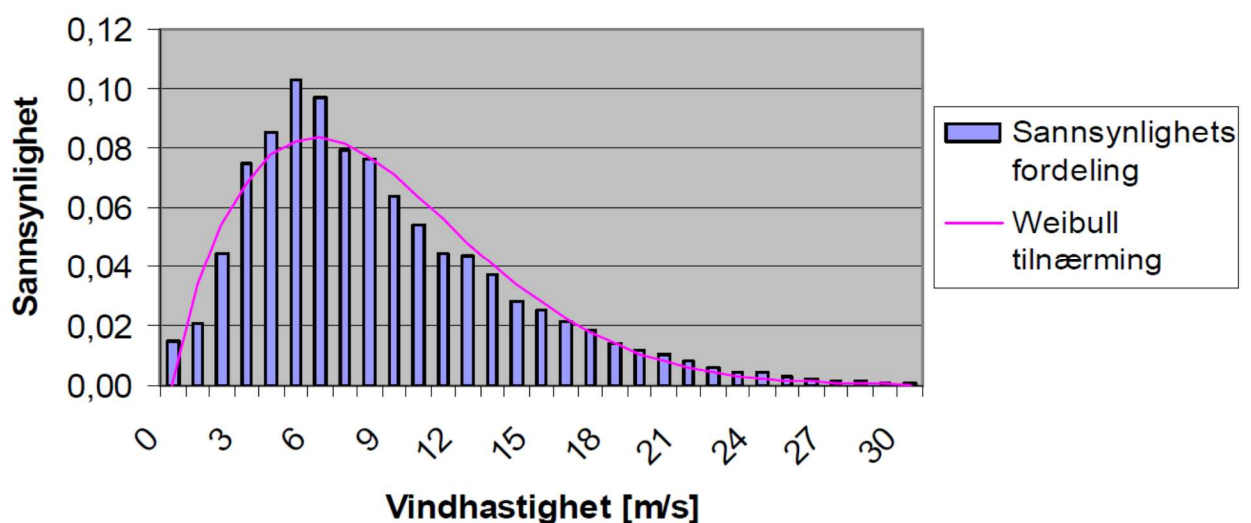
driftsproblemer og vedlikehold). Det er vanlig at modeller som prognoserer produksjonen fra vindkraftparker er en kombinasjon av modellene som nevnes her.[22]

2.2.1 Weibull sannsynlighetsfordeling

I vinddataanalyser er de mest brukte sannsynlighetsdistribusjonene Rayleigh-fordelingen og Weibull-fordelingen (2.7). I Rayleigh-fordelingen brukes kun én parameter; den gjennomsnittlige vindhastigheten. Dette betyr at hvis den eneste tilgjengelige parameteren er vindhastighet, så er det enklest å bruke Rayleighs sannsynlighetsfordeling. Weibulls sannsynlighetsfordeling er basert på to parametre; den gjennomsnittlige vindhastigheten og formfaktor k , og egner seg derfor bedre til å representere flere vindtilstander. Weibull-fordelingen kan finnes ved bruk av følgende formel:

$$p(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right], \quad m \geq 0 \quad (2.7)$$

Hvor p er frekvensen av en gitt vindhastighet v , k er formfaktor, som er en dimensjonsløs variabel, og som bestemmer formen på kurven. C er skalafaktoren og benevnes med m/s. Når $k=2$, er Weibull fordelingen også kjent som Rayleigh-fordelingen.[7]



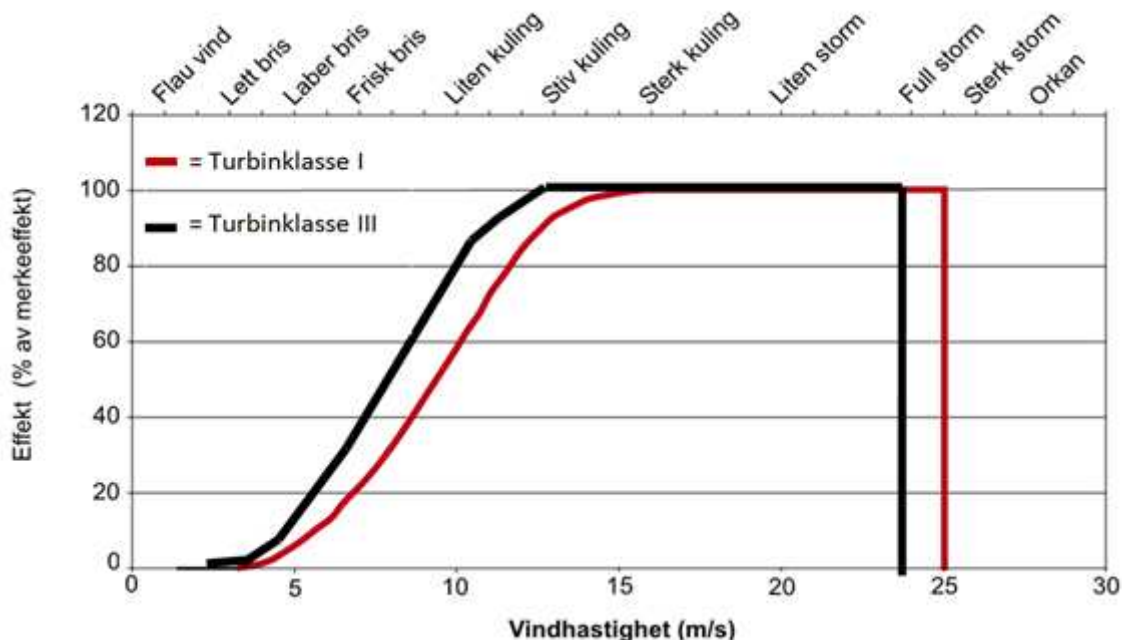
Figur 2: Illustrasjon av Weibull sannsynlighetsfordeling. [3]

I figur 2 kan man se at frekvensen av vindhastigheter ikke er normalfordelt, og at middelveien i dette eksempelet ligger mellom 6 og 9 m/s. Dette kommer av at energien i vinden ikke øker proporsjonalt med vindhastigheten, men i tredje potens (2.1). [3]

2.3.2 Effektkurver

Effektkurvemodeller brukes vanligvis i fysiske prognosemodeller, og går ut på å bruke vindturbinenes individuelle effektkurver til å prognosere hvor mye kraft hver vindmølle forventes å produsere. Disse kurvene viser hvor mye effekt en vindturbin kan produsere for ulike vindhastigheter. Effektkurver som er utviklet i forhold til en bestemt vindpark i kombinasjon med historiske data er vanligvis mer nøyaktig enn turbinprodusentenes effektkurver. [23]

Effektkurvene til vindturbinene endres i samsvar med endringer i miljø og topografi, samt av at vindturbinene slites ut etter hvert. Effektkurvene som hører til en bestemt vindpark vil derfor ikke være faste, men forandre seg over tid. [22]



Figur 6: Eksempler på effektkurver til turbiner med ulike turbinklasser som er tilpasset forskjellige vindhastigheter.

Turbinene som er presentert i disse effektkurvene [figur 6] har ulike produksjonsfaser i forhold til vindstyrken. Den første delen er en 5.gradslikning.

Deretter er det en sektor med rett linje hvor produksjonen er lik for et ganske stort intervall av vindstyrker; det er i dette området turbinene produserer optimalt. Rundt 25 m/s faller produksjonen til null, fordi vindhastigheten blir for høy til at turbinene kan produsere kraft. [Figur 6] Dette blir kalt cut-off-sektoren. På figuren kan man også se at det også er en minimumsverdi for vindstyrken. Denne grenseverdien kalles cut-in-vindhastigheten. Dersom vindhastigheten er lavere enn denne, vil det heller ikke være noen produksjon. [3]

2.5 Balansekraft

Elektrisitet må produseres samtidig som den forbrukes. I Norge er det Statnett som har ansvaret for at denne balansen hele tiden er ivaretatt. Vind kan ikke reguleres. Det vil si at når det ikke er vind i området, kan ikke en vindturbin produsere energi. Vindenergi kan heller ikke lagres og må brukes øyeblikkelig, i motsetning til energi fra magasinkraftverk som man kan velge å produsere når det er mest lønnsomt.

I denne oppgaven fokuseres det på de fysiske kraftmarkedene. Det nordiske fysiske markedet for kraft kan deles inn i 3 markeder: Elspot (engrosmarkedet), Regulerkraftmarkedet og ELBAS. De to siste er balansekraftmarkeder som benyttes når det oppstår ubalanse i spot-markedet. [24] Spot- og rk-markedene er delt inn i prisområder og i Norge er det totalt 5 prisområder.

Kraft fra vindenergiprodusenter selges via Nord Pool til spot-pris. Spot-prisen settes for hver driftstime og bestemmes etter likevekten mellom tilbud og etterspørsel for hver time. Hvis det er underskudd på kraft i det ordinære spotmarkedet, trengs det balansekraft. Balansekraft, som også kalles regulerkraft, kan hentes fra reservekraftmarkedene. I Norge er det Statnett som har ansvar for reservekraftmarkedene.

2.5.1 Reservekraftmarkeder

I utgangspunktet planlegger Statnett balansen i kraftsystemet ut ifra planer og prognoser som er klare før selve driftstimen. Selv om det er planlagt med likevekt, vil det likevel være forstyrrelser i balansen. Disse forstyrrelsene skyldes ofte

forbruks- og produksjonssvingninger som følge av uforutsette endringer i været, men kan også komme av kortvarige forbruksendringer hos store industriaktører eller utfall av produksjonsanlegg og nettkomponenter. [25] For å klare å håndtere slike uventede endringer, er det svært viktig at det eksisterer nok kraft i reserver.

Øyeblikkelige ubalanser reguleres først ved hjelp av primærreguleringen. Hvis ubalansen varer flere minutter, tar sekundærreguleringen over, mens ressursene for primærregulering kan frigjøres for regulering av nye momentane ubalanser. Dersom nettfrekvensen endres, vil både primær- og sekundærreservene aktiveres automatisk. [25]

Om det likevel kreves mer korrigerende, vil tertiærregulering aktiveres. Tertiærreguleringen er det samme som regulerkraft, og frigjøres på samme måte som sekundærreguleringsressurser. Denne typen regulering må gjøres manuelt og i Norge utføres reguleringen av Statnetts Landssentral. [25]

Tertiærreserver blir brukt til regulering av nettfrekvensen for å redusere ubalanser, og frigjør på denne måten både primær- og sekundærreserverressurser. I tillegg blir tertiærreservene brukt til å behandle regionale flaskehalsen slik at det blir en forbedret utveksling mellom ulike områder innenfor tilgjengelig nettkapasitet. [25]

Tertiærreservene blir også omtalt som regulerkraft. Alle nordiske land har et krav til tertiærreserve som skal tilsvare størrelsen på dimensjonerende feil for sitt lands nettsystem. I Norge er dimensjonerende feil lik 1200 MW. I tillegg til dette har Statnett bestemt å sikre nettet med ytterligere 800 MW i tertiærreserve slik at det blir enklere håndtere regionale flaskehalsen og ubalanser. [25]

All tertiærregulering i det nordiske kraftsystemet foregår i regulerkraftmarkedet, som fungerer som et felles balansemarked. Her er det mulig å tilby både produksjonsressurser og forbruksressurser.

2.5.2 Regulerkraftmarkedet

Regulerkraftmarkedet og engrosmarkedet² er de fysiske markedene for kjøp av elektrisk energi i Norge. Statnett SF har ansvaret for å drive et regulerkraftmarked i Norge. [24] Dette markedet håndterer avvik mellom virkelig og planlagt utveksling

² Norge er del av et felles engrosmarked for kraft som driftes av Nord Pool Spot ASA.

av elektrisk energi. For å holde kraftsystemet i balanse, kontrollerer Statnett at frekvensen i nettet er 50 Hz. Hvis forbruket er for stort i forhold til produksjonen, vil frekvensen synke og bli mindre enn 50 Hz. Hvis det produseres mer enn det forbrukes vil frekvensen bli høyere enn 50 Hz. [24] I det første tilfellet er det underskudd av energi. For å gjenopprette balansen må det enten produseres mer kraft eller forbrukes mindre. I det andre tilfellet er det overskudd av kraft og produsentene må enten produsere mindre eller forbruket må økes. Den mengden kraft som reguleres opp eller ned i disse tilfellene kalles regulerkraft. [24]

2.5.2 «Balanseavtale vedrørende Regulerkraftordning»

«Balanseavtale vedrørende Regulerkraftordning»[26] av Statnett regulerer forholdet mellom Statnett og balanseansvarlige, og beskriver regler for anmelding, prissetting, oppgjør og sikkerhetsstillelse i regulerkraft. Sikkerhetsstillelsen er et gebyr som brukes på grunn av usikkerheten i markedet. En balanseansvarlig er et selskap som kjøper og selger regulerkraft, og har ansvar for beregning av ubalanser i produksjon og handel.

For å kunne delta i regulerkraftmarkedet må en aktør kunne regulere sin produksjon eller sitt forbruk av elektrisk energi med minst 25 MW i løpet av 15 min hvis Statnett ber dem om å gjøre det. De aktive forbrukerne er som oftest større sluttforbrukere i næringsliv, og ikke private husholdninger.

2.5.3 Produksjonsbalanse og handelsbalanse

Det må alltid være balanse i kraftsystemet; det vil si at tilbud av kraft alltid må være lik kraftetterspørselen.

$$\text{Produksjon} + \text{import} = \text{Forbruk} + \text{eksport} \quad (2.9)$$

Alle tilbydere og forbrukere som handler kraft på de fysiske kraftmarkedene er tilknyttet et balanseansvarlig selskap og har ansvar for sin egen kraftbalanse. De balanseansvarlige selskaperenes ansvar er å planlegge med balanse, og bruke regulerkraftmarkedet til korrigeringer dersom det oppstår ubalanse. [27]

Det er to typer balanse; handelsbalanse og produksjonsbalanse. Dette fører til to ulike typer ubalanser som prises på forskjellige måter. Én balanseansvarlig som har

ansvar for produksjon har to balanser som hele tiden må passes på, mens en aktør som kun kjøper kraft bare vil måtte ta hensyn til handelsbalanse. [27]

Produksjonsbalansen

Man kan finne produksjonsubalansen for en time ved å sammenligne virkelig produksjon med planlagt og anmeldt produksjon. Dersom det har blitt gjort aktiverte reguleringer underveis, vil det tas hensyn til reguleringene ved beregning av produksjonsubalansen.

$$\begin{aligned} \text{Produksjonsubalanse} &= \text{faktisk produksjon} - \text{planlagt produksjon} & (2.10) \\ &+ \text{aktiverte reguleringer} \end{aligned}$$

Planlagt produksjon defineres som produksjonsplanen i prisområdet mottatt senest 45 minutter før driftstimen. Aktiverte reguleringer kan være manuelle eller automatiske reguleringer på produksjonsenhetene som er foretatt innen samme prisområde under driftstimen. [27]

Produksjonsubalansen prises etter en to-pris modell. Ubalansen prises ulikt avhengig av om at det er overskudd eller underskudd i produksjonen. Hvis det er overproduksjon av kraft i et prisområde kreves det nedregulering, og hvis er underproduksjon er det nødvendig med oppregulering. Prisen avhenger også om handelen i regulerkraftmarkedet støtter opp mot totalsystemets behov eller ikke. Dersom man som produsent selger regulerkraft i en oppreguleringstime, vil man kunne selge til spot pris. Hvis man derimot må kjøpe kraft i en oppreguleringstime, må man betale en regulerkraft pris som er høyere enn spot-prisen. [27]

Tabell 2: Oversikt over prising ved produksjonsubalanse. RK: Regulerkraft eller balansekraft.

Produksjonsubalanse	Oppreguleringstime	Nedreguleringstime
Kjøp av RK	RK-pris (> Spot-pris)	Spot-pris
Salg av RK	Spot-pris	RK-pris (< Spot-pris)

Hvis en produsent har overskudd av kraft og må selge i en periode med nedreguleringstime, får produsenten utbetalt en lavere pris enn spot-pris. Tabell 1

viser en oversikt over hvordan prisingen foregår ved ulike typer produksjonsubalanse.

Handelsbalanse / forbruksubalanse

Handelsbalanse kan også kalles forbruksbalanse.

$$\begin{aligned} \text{Forbruksubalanse} = & \text{Planlagt produksjon} + \text{Virkelig forbruk} & (2.11) \\ & + \text{Handel før driftstimen} + \text{reguleringer av forbruk} \end{aligned}$$

Planlagt produksjon er den korrigerede produksjonsbalansen. Virkelig forbruk er forbruk per prisområde i den aktuelle timen. Handel før driftstimen er aktørens totale handel som er rapportert før selve driftstimen. Den totale handelen består av bilateral handel, elspothandel og elbashandel. Reguleringer på forbruk består av korrigeringer som følge av aktiverte manuelle reguleringer på forbruk. I motsetning til produksjonsubalansen, som prises etter en to-pris modell, prises forbruks- og handelsubalansen etter en én-pris modell. Dette betyr at forbruks- og handelsubalansen kjøpes eller selges til gjeldende regulerkraftpris i det gjeldende prisområdet. [27]

Forbruk og salg regnes med negativt fortegn, mens produksjon og kjøp av kraft regnes med positivt fortegn

2.5.4 Prising av reguleringer

Reguleringene vil bli utbetalt gjennom oppgjøret fra balanseavregningen. De manuelle reguleringene vil prises til regulerkraftprisen i den aktuelle driftstimen for det tilhørende prisområdet. Det samme gjelder det utregnede bidraget fra automatiske frekvensreguleringer. Andre reguleringer enn disse vil fortsatt prises etter pay-as-bid³ prinsippet. [27] Dette fører til at en spesialregulering prises til tilhørende høyeste aktiverte budpris.

³ Pay-as-bid prising går ut på at produsenter kommer med budpriser og betales i henhold til sine bud.

Til de fleste timene er det vanligvis regulering av kraft kun i én retning; enten opp eller ned. Derimot forekommer det i blant driftstimer hvor det foregår reguleringer i begge retninger innenfor et prisområde. Disse reguleringene blir i dag priset annerledes enn andre reguleringer i Norden. I Norden er man enige om at for timer der det er opp- og nedregulering i samme time, skal man bruke marginalprisprinsippet i begge retninger. Dette har ført til at siden 28.09.2009 [27] har det blitt beregnet to rk-priser (regulerkraftpriser) per prisområde for hver time; én rk-pris i den dominerende retningen for gjeldende time, og en annen rk-pris for regulering i motsatt retning av denne. Dette fenomenet forekommer likevel relativt sjeldent og rk-prisen som er i motsatt retning av hovedretning for regulering, vil derfor for de fleste driftstimer være like områdets elspotpris.

Siden det er to-pris system på produksjon samt to rk-priser, så er det mulig å ha opptil fire priser å forholde seg til for en balanseansvarlig:

- RK-pris i hovedretning for regulering: brukes for å beregne kostnad for forbruksubalanser og produksjonsubalanser.
- RK-pris i motsatt retning for regulering: brukes kun i oppgjøret for aktiverte reguleringer i motsatt retning av den dominerende.
- Elspot-pris: brukes for å beregne kostnad for produksjonsubalanser.
- Spesialreguleringspris: brukes kun i oppgjøret for spesialreguleringer, og er kun gjeldende for den enkelte aktør.

2.5.5 Innrapportering til Statnett

Alle produsenter av kraft i Norge må sende inn bestemt informasjon til Statnett dagen før selve produksjonen finner sted:

- **Produksjonsplaner**

Alle produsenter må sende inn produksjonsplaner via systemansvarlig til Statnett ved Landssentralen. Produksjonsplanene må rapporteres i kWh. Dette må være sendt til Statnett én dag før planlagt produksjon innen kl. 19:00, og må være så nøyaktige som mulig i forhold til tilgjengelig informasjon. Det vil til enhver tid være den siste innrapporterte verdien før fristen som vil være gjeldende i balanseavregningen. Siden 28.09.2013 er det

- også mulig å sende inn korrigerede produksjonsplaner senest 45 min før produksjon. Det er kostnadsfritt å sende inn korrigeret produksjonsplan. [27]
- **Reguleringsbud**

Forventede anmeldelser i regulerkraftmarkedet må sendes til Landssentralen innen kl. 20.00 én dag i forveien. Hvis man ønsker å komme med nye anmeldelser eller korrigere tidligere anmeldelser må disse være tilsendt Statnett senest 45 minutter før selve driftstimen. Alle anmeldelser må være i henhold til gjeldende vilkår fra systemansvarlig. [27]
 - **Systemdata**

Alle produsenter og forbrukere som tilbyr automatiske frekvensreguleringer innen kl. 19:00 rapportere inn systemdata for neste døgn til Statnett ved Landssentralen. Frekvensreguleringene brukes dersom det oppstår ubalanse i overføringsnettet. Systemdataene må spesielt inkludere tilgjengelig regulerstyrke per time for kommende døgn. Regulerstyrken skal oppgis i MW/Hz per kraftstasjon. Ut i fra disse verdiene samt observerte frekvensavvik, kan Statnett estimere de ulike aktørenes frekvenskorreksjon. Frekvenskorreksjon er bidrag per time per prisområde. Siden 28.09.2013 er det også mulig å sende inn korrigerede systemdata senest 45 minutter før produksjon. [27]
 - **Bilaterale handler**

Bilateral handel skal rapporteres inn til avregningsentralen av den som ønsker å handle kraft i Elbas. Denne innrapporteringen må gjøres senest 45 minutter før driftstimen. Bilateral handel utføres dersom forventet produksjon endres etter at produksjonsplanene har blitt sendt inn og fristen har gått ut. [27]
 - **Forbruk og produksjon**

Informasjon må også innrapporteres etter at produksjon og forbruk faktisk har funnet sted. Mengde av virkelig forbruk og produksjon må sendes inn av netteier til avregningsansvarlig innen tre dager etter avregningsukens slutt. Alt forbruk og produksjon skal som i dag rapporteres inn av netteier innen tre virkedager etter avregningsukens slutt. Det skal rapporteres bruttoverdier for alt forbruk og all produksjon. [27]

3 YTRE VIKNA 1

3.1 Bakgrunn om parken

Ytre Vikna 1 er en vindpark som er plassert ved kysten i Nord-Trøndelag ved 65 grader nord. Vindparken ligger på øya Ytre Vikna i Vikna kommune, og del 1 utgjør den nordlige delen av parken. Vindparken har en installert effekt på 37 MW fordelt på 17 2,3 MW-vindturbiner, og er tilpasset den ledige kapasiteten på regionalnettet.

Denne parken er egentlig en del av en større park, og Ytre Vikna 2 er planlagt utbygd i løpet av 2014. 16.03.2009 fikk NTE fornyet konsesjon til å bygge ut og drive første del av vindparken. Denne dagen fikk også NTE Nett AS fornyet konsesjon for å bygge ut Rørvik trafo og en ny 132 kV ledning mellom Rørvik og Kolsvik. I tillegg ble det gitt konsesjon for oppgradering av den allerede eksisterende 66 kV ledningen mellom Rørvik og Namsos slik at denne hadde nok kapasitet til produksjon fra Ytre Vikna 1. [28]Sarepta Energi AS fikk ansvaret for utbyggingen av Ytre Vikna del 1. Parken har en forventet levetid på 20 år, og første del var planlagt ferdigstilt høsten 2012.

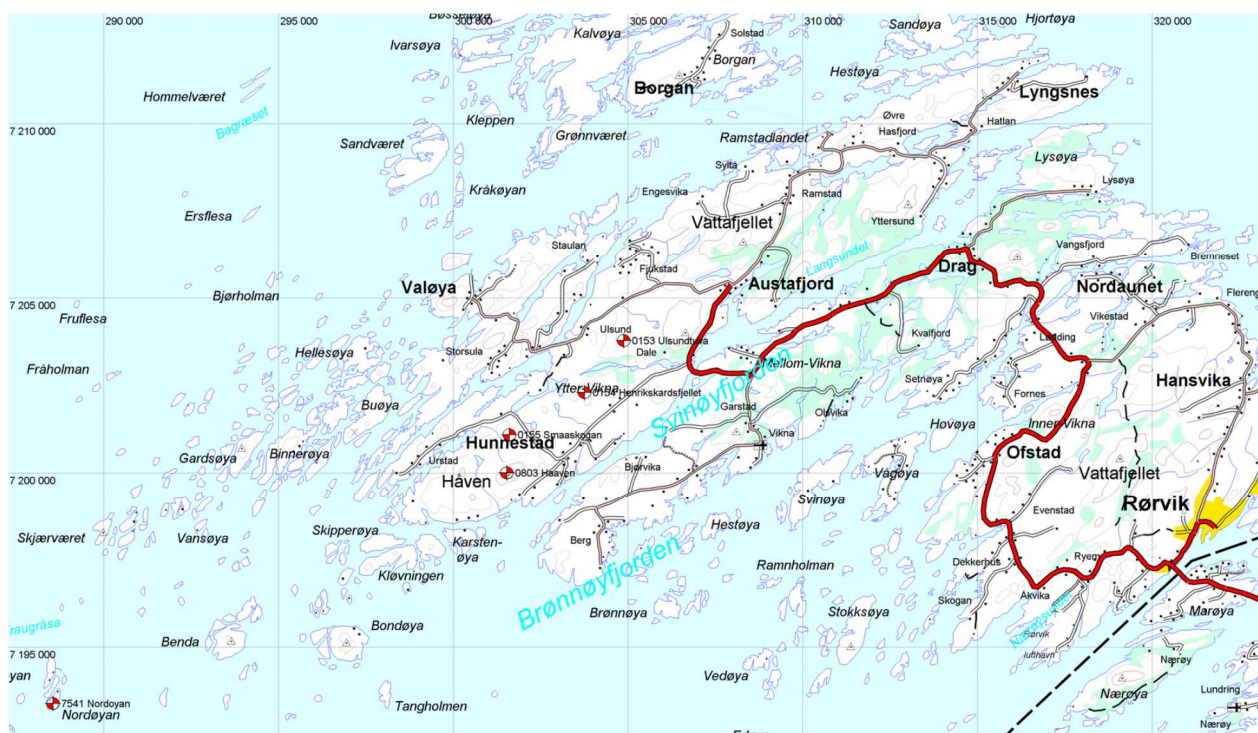
3.1.1 Vindressurser

I 2006 ble vindressursene ved Ytre Vikna kartlagt av Kjeller Vindteknikk. [28] Dette ble gjort ved hjelp av målemaster som ble plassert i og rundt det som i dag er Ytre Vikna vindmøllepark. Plasseringen av disse i parken vises i figur 8. Deres rapport bygger også på tidligere målinger gjort i området i 1999 og 2006. Målingene fra 1999 [29] var for en periode på 4 måneder mens det i 2000 [30] ble gjort kontinuerlige målinger over et helt år.

Data har blitt innsamlet fra de fire meteorologiske mastene inne i vindparkområdet. [Figur 7] Hovedmasten, Håven målestasjon, er 50 meter høy, mens de tre andre mastene var 30 meter over bakken. Hovedmasten hadde innsamlet data fra 3 år, mens resten av målemastene samlet inn data fra 5 til 12 måneder. Disse mastene registrerte hovedsakelig vindhastighet og -retning. Resten av de meteorologiske dataene som ble benyttet av Kjeller Vindteknikk, er hentet fra Meteorologisk Institutt, fra den lokale målestasjonen Nordøyan Fyr.

Gjennomsnittlig vindhastighet for hovedmasten er utregnet til å være 9,4 m/s, mens 10-minutt 50-års ekstremvind-hastighet er estimert til å være 44 m/s 50 meter over bakkenivå. Turbulensintensiteten ved denne målemasten er målt til å være 8,2 %.

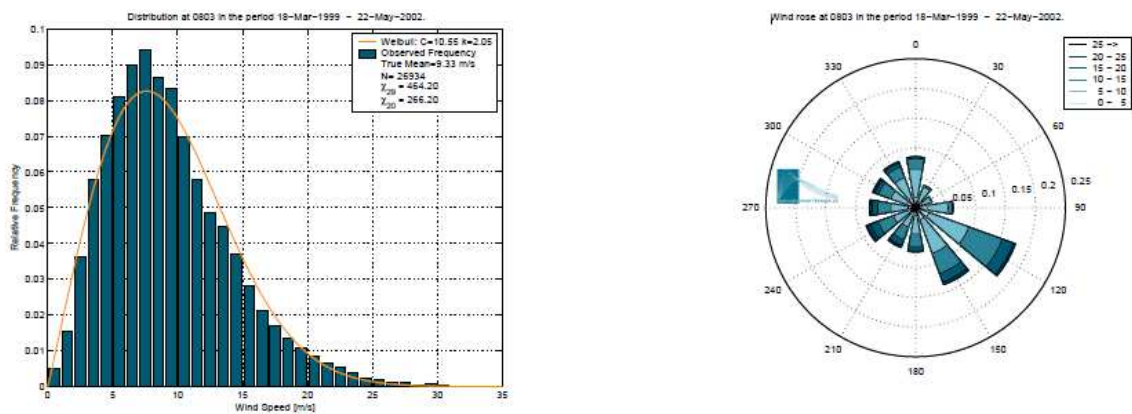
[28]



Figur 7: Plassering av målemastene som har blitt brukt til kartlegging av vindressursene til Ytre Vikna del 1. [28]

3.1.2 Normale vindforhold

Kjeller Vindteknikk har i hovedsak brukt Håven Målestasjon til kartleggingen av normale vindforhold. Den dominerende vindretningen i Ytre Vikna er vind fra sør-øst, mot nord-vest. Vinden i Ytre Vikna har en vindhastighetsfordeling som ligner på en Weibull-fordeling. Figurene under er basert på data samlet inn over tre år i vindparkområdet. [Figur 9]

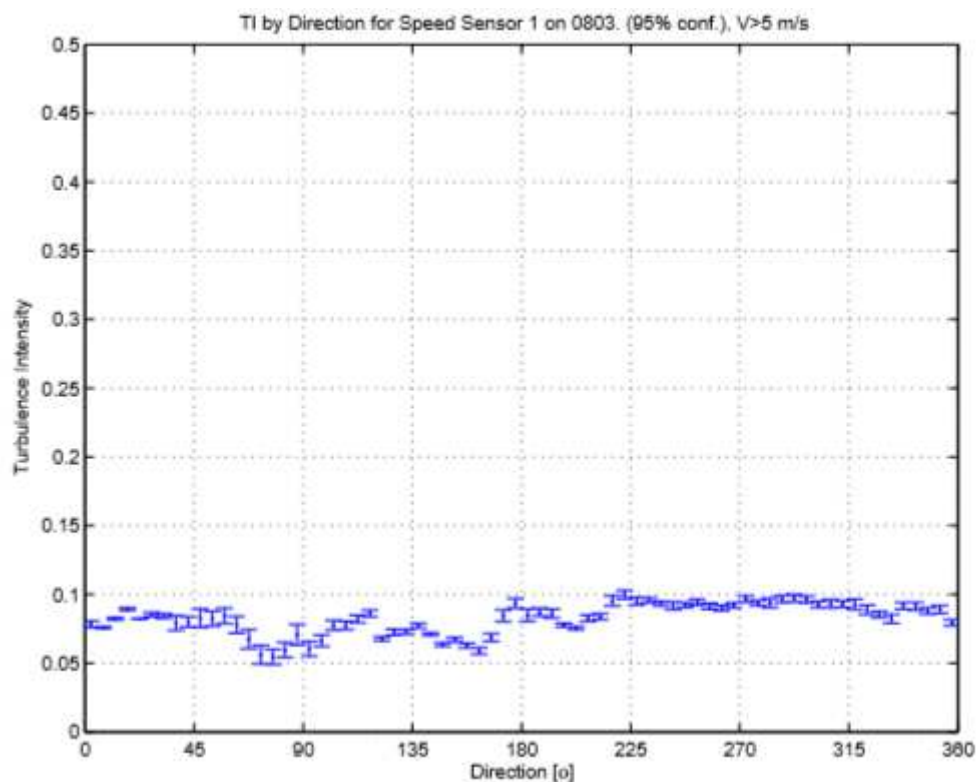


Figur 8: Oversikt over vindfordelingen i Ytre Vikna i forhold til vindhastighet (til venstre) og vindretning (til høyre). Denne oversikten er basert på data samlet inn over en periode på tre år. [28]

Det er noe ulikheter i gjennomsnittlig vindhastighet i vindparken i forhold til plassering. Vindhastigheten i den nord-østlige delen av Ytre Vikna på Svartfjellet og på den helt vestlige delen ved Ulsundtuva er vindhastigheten forventet å være mellom 8,8 og 9,4 m/s. I resten av parkområdet er det forventet en vindhastighet på 8,2-8,6 m/s. [28]

3.1.3 Turbulens

Den gjennomsnittlige turbulensintensiteten ved vindhastigheter over 5 m/s er 8,3% 50 m over bakken og registrert ved Håven. Dette regnes som relativt lav turbulensintensitet. [28] Den høyeste målte turbulensintensiteten er 11,5 % og er målt ved Småskogan. Alle målemastene registrerte at turbulensen var høyest når vinden kom fra de nordlige vindretningssektorene i parken. [Figur 10]



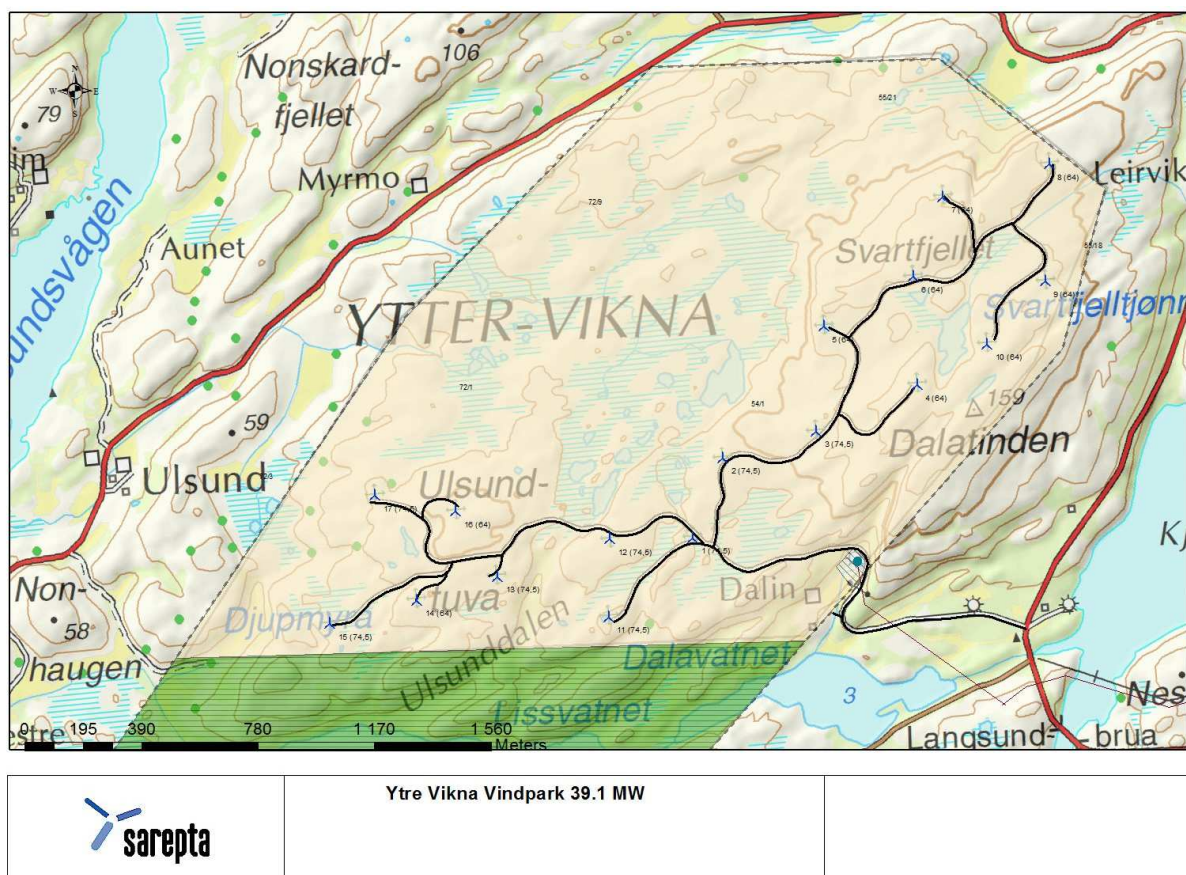
Figur 9: Turbulensintensitet i forhold til vindretning. Basert på målinger foretatt ved Håven målestasjon. [28]

3.1.5 Ising

Ifølge rapporten av Kjeller Vindteknikk er Ytre Vikna lite utsatt for ising. I løpet av målinger utført over tre år ble det registrert totalt 107 timer med ising på målemastene. Dette utgjør kun 0,4 % av tiden. Rapporten nevner også at sensorene som måler vindretning er svært sensitive for ising, og at den registrerte isingen sannsynligvis har enda lavere effekt på turbinene. [28]

3.2 Terreng

Ytre Vikna vindpark har et komplekst terreng med store høydeforskjeller og bratte stigninger. Den utbygde delen av parken begynner ved Svartfjellet og ender ved Ulsunddalen. [Figur 10] Ytre Vikna er en øy ved kysten av Midt-Norge, så det er mye vann rundt parkområdet. Det er ikke skog i området og lite vegetasjon som kan påvirke luftstrømmingene.



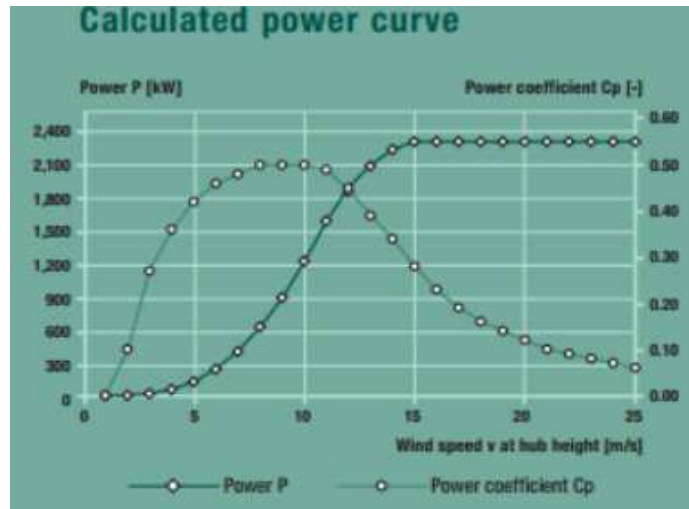
Figur 10: Kart over vindparken Ytre Vikna del 1 inkludert plasseringen til de 17 turbinene.

3.3 Vindmøller

Ytre Vikna 1 består som tidligere nevnt av 17 2,3 MW vindturbiner av typen E-70 levert av Enercon GmbH. Disse vindturbinene er tilpasset høye vindhastigheter. Vindmøllene har høyder på 64 og 74,5 m avhengig av plassering i parken. Plasseringen til turbinene i forhold til hverandre kan observeres i figur 10. Turbinene har en diameter på 71 m og et sveipet areal på 3,959 kvadratmeter.

Vindmøllene kan roteres helt rundt 2,5 ganger og vikles tilbake til original posisjon enten automatisk eller manuelt. På nacellen som er plassert på toppen av vindmølletårnet på vindturbinene, er det en målecelle som registrerer vindhastighet og -retning. Disse målingene blir forstyrret av turbinbladenes bevegelse samt vakeffekter og gir derfor et feil bilde av faktiske vindforhold. [31]

Vindturbinene produserer for vind med hastighet mellom 3 og 30 m/s, og produksjonen er mest jevn og best med vindhastigheter mellom 15 til m/s. Det er altså ingen produksjon av kraft når vindhastigheten er under 3 m/s eller over 30 m/s; da slås vindmøllene seg automatisk av. 30 m/s er altså cut-out vindhastigheten for vindturbinene plassert i Ytre Vikna, mens 3 m/s er cut-in vindhastigheten. [Figur 11]



Figur 11: Effektkurve for Enercon E-70 turbin.

3.3.1 Plassering

Vindmøllene er plassert relativt spredt i parkområdet og det er en avstand på minst 250 m mellom turbinene i alle retninger. Det er tatt hensyn til høydeforskjeller i terrenget, da vindmøllene som er plassert på de høyeste punktene i parken har en høyde på 64 meter, mens vindmøllene som er plassert lavere punkter har en høyde på 74,5 meter. Plasseringen er tilpasset i forhold til vind fra hoved-vindretningen sør-øst.

3.3.2 Vedlikehold og nedetid

Planlagt vedlikehold av turbinene i Ytre Vikna vindpark foregår hovedsakelig om sommeren, i perioden mellom april og september. Dette gjøres om sommeren fordi det er da den forventede produksjonen, basert på historiske verdier, er lavest. Derfor blir det potensielle produksjonstapet i denne perioden lavere enn om vinterhalvåret da produksjon vanligvis er høyere. I sommerhalvåret er det dessuten mildere vær og generelt lavere vindhastigheter enn på vinteren. Det er dermed enklere og tryggere å utføre manuell vedlikehold. [31]

Det planlagte vedlikeholdet er inkludert i anmeldingen til Nord Pool. Turbinene kan også ha andre årsaker til å være ute av drift. Dette kan skje på grunn av

driftsproblemer hos enkelte turbiner som slås av, eller fordi det lokale nettet i perioder også kan komme ut av drift.

3.4 Nåværende prognosemodell

Prognosemodellen for produksjon i Ytre Vikna 1 er basert på meteorologiske data fra værdata-tjenestene StormGeo i Norge. Disse dataene består av vindhastigheter- og retninger. Det er også mulig å kjøpe de samme dataene fra Metno i England, men disse var ubehandlede og dyrere enn tilsvarende data fra StormGeo, og var derfor ikke aktuelle. [31]

Det lages en enkelt prognose for hele vindparken. TrønderEnergi Kraft AS har laget en egenutviklet modell for Ytre Vikna 1. Denne modellen er en statistisk modell som er utviklet ved hjelp av Microsoft Excel og er hovedsakelig basert på historiske vindhastigheter- og retninger for parkområdet. Modellen oppdateres ettersom ny informasjon fortsetter å komme inn fra målemasten som er plassert ved vindparken. [31] Fullstendig informasjon om denne modellen er konfidensiell og er derfor ikke inkludert i denne hovedoppgaven.

Prognosemodellen er en statistisk modell og brukes individuelt for hver vindmølle. Det lages en prognose for hver enkelt driftstime. Forventet produksjon fra hver vindmølle summeres til total prognostisert produksjon. Det er denne verdien som brukes i anmeldingen til Nord Pool, enkeltvis for hver driftstime, og sendes inn kl. 12 for produksjonen neste dag.

Omtrent 50 minutter før selve driftstimen sendes det inn korrigert drifts- og produksjonsplan til Statnett. Data fra faktisk produksjon én time tilbake og værdata fra målemast brukes til korrigerende av produksjonsplanen. Ved å sende inn en korrigert produksjonsplan flyttes volum fra produksjonsbalansen til handels- og forbruksbalansen. I Ytre Vikna ser man kun på forrige times snittproduksjonen i den korrigerende produksjonsplanen. [31]

3.5 Økonomi

I 2013 hadde Ytre Vikna del 1 en inntekt fra salg av produsert kraft på 31,8 millioner kr. Den totale balansekostnaden var på kr 867 000 og utgjorde 5 % av de totale produksjonsinntektene. Nettleien var kr 1,8 millioner for 2013. Nettleien var basert på én pris på 0,8 øre/kWh og inkluderte marginaltapet i nettet.[31]

4 METODE

4.1 Valg av problemstilling

Denne masteroppgaven tar utgangspunkt i vindparken Ytre Vikna del 1 som har vært i drift siden oktober 2012. Parken har opplevd tap som skyldes avvik mellom anmeldt og faktisk kraftproduksjon, og Trønderenergi Kraft AS som har ansvaret for produksjonsanmeldingen, har hatt et ønske om å kunne forbedre sine prognoser for å øke lønnsomheten til Ytre Vikna. Ytre Vikna del 2 er også under utbygging, og resultater som kommer frem med denne oppgaven kan være viktig å ta hensyn til når del 2 av vindparken settes i drift. For å komme med en løsning på problemstillingen har jeg valgt å sammenlikne og analysere prognostiserte data og observerte og faktiske data, samt sett på hvilke muligheter det er i kraftmarkeder for ikke-regulerbar vindkraft.

4.2 Innhenting av data

Datsett som inneholder verdier for anmeldt produksjon, prognostisert vindhastighet og -retning samt faktisk produksjon for alle 17 turbiner har blitt gitt av TrønderEnergi. Datasettet inneholder verdier for hele året og har en timesoppløsning.

Det har også blitt gitt tilgang til observerte vindhastigheter og -retninger ved Håven målemast. Disse inneholder målinger for hvert tiende minutt og det ble derfor utregnet gjennomsnittsverdier for hver time. I tillegg har jeg hentet ut faktiske værdata fra Meteorologisk Institutt gjennom tjenesten eKlima. [32] Disse dataene inneholder observerte vindhastigheter og retninger ved målestasjonene Rørvik og Nordøyan, som er plassert i nærheten av Ytre Vikna. Dataene fra Rørvik og Nordøyan har timesoppløsning. Dataene fra Håven målemast har altså bedre kvalitet enn data fra de meteorologiske målemastene Nordøyan og Rørvik.

Innhenting av værdata har også blitt sett i sammenheng med plassering i forhold til turbinene i vindparken. Det har blitt forutsatt at en lavere distanse mellom målemast og turbiner gir et riktigere bilde av faktiske vindforhold i vindparken.

Terrengkart har blitt hentet fra Statens Kartverk [33] for å få en bedre oversikt over høydeforskjeller og topografi. Kartet som ble brukt hadde den høyeste oppløsningen tilgjengelig, men det kan likevel være forhold i terrenget som ikke kommer frem.

Når man henter inn data er det alltid knyttet en viss usikkerhet til at det kan være feil eller mangler i datasettene. Det kan være tekniske feil ved registrering og overføring av data eller kalibreringsfeil knyttet til målesystemer.

4.3 Analyse

I denne hovedoppgaven har jeg valgt bruke kvantitativ data som grunnlag for analysen. Analysen er hovedsakelig deskriptiv fordi det ikke skapes ny datamateriale, men det eksisterende datagrunnlaget beskrives ved hjelp av statistiske verktøy. Det er kvantitativ metode som passer best i forhold til tilgjengelig data og problemstilling. Det er ønskelig å finne ut hvilke faktorer som har ført til feil i faktisk produksjon i forhold til det som ble prognosert ved hjelp av relevant tallmateriale.

For å øke validiteten til værdata har jeg i utgangspunktet hatt værdata fra 3 ulike målestasjoner. Disse dataene har blitt sammenliknet med hverandre og data produsert av prognosemodellen som ble brukt til anmelding i engrosmarkedet. Jeg har valgt å sammenlikne værdata med data fra prognosemodellen for å vurdere hvor gode de er. Dette kan være problematisk fordi det er nettopp de prognostiserte tallene som analyseres i oppgaven. Det kan derfor være en feilkilde at det legges mer vekt på et datasett på grunnlag av at det stemmer bedre overens modellen som skal vurderes.

Når terrenget i vindparken har blitt analysert har disse vurderingene ikke hatt basis i kvantitativ data. Det har vært basert på antakelser med bakgrunn i teori som omhandler luftens aerodynamikk i et komplekst terreng. Analysen som er utført i forhold til terreng og plassering av turbiner er derfor et forsøk på å forklare prognoseringsfeil i sammenheng med vindhastighet og vindretning.

Resultatene som kommer frem i analysen har overføringsverdi til analysering av resultatene til prognosemodeller generelt, men spesielt modeller for

prognostisering av vindkraft. Analysen er spesielt relevant for vindkraftparker som er lokalisert i komplekse terreng.

4.3.1 Korrelasjon

Det har vært ønskelig å undersøke om det finnes lineære sammenhenger mellom ulike variabler. Dette kan gjøres ved hjelp av korrelasjon, I denne oppgaven har korrelasjon blitt utført i Microsoft Excel ved hjelp av tillegget Data Analysis. En annen måte å finne lineære sammenhenger på ville vært samvariasjon. I motsetning til korrelasjon, som gir verdier mellom -1 og 1, har ikke samvariasjon noen maksimums- eller minimumsgrense for verdiene som utregnes. Det er dermed enklere og mer oversiktlig å sammenligne og vurdere korrelasjonsverdier, enn det er å vurdere samvariasjonsverdier. Korrelasjon ble brukt i denne oppgaven som en metode for å vurdere hvor godt prognosemodellen presterte.

Det ble valgt å fokusere på observerte værdata hentet fra målemasten i Håven i stedet for værdata fra Nordøyen og Rørvik. Dette ble gjort fordi Håven er mest sentralt plassert i forhold til Ytre Vikna.

4.3.2 Gjennomsnitt og standardavvik

Dataene som har blitt brukt i analysen har høy oppløsning. Dette gjør at datasettene blir svært store. I slike tilfeller er det nyttig å bruke de standard statistiske verktøyene gjennomsnitt og standardavvik; for å finne ut middelerdi og variansen til en variabel. Selv om det er nyttig å se på gjennomsnittsverdier, vil det være misvisende å kun sammenligne disse verdiene. Da er det nyttig å se hvor mye lavere eller høyere virkelig verdier er sammenlignet med gjennomsnittet, ved hjelp av standardavviket.

5 ANALYSE OG RESULTATER

5.1 Presentasjon av datasett

Analysene og resultatene i dette kapittelet er basert på produksjonsdata mottatt fra TrønderEnergi, værdata for Håven målemast hentet fra Multiconsult og kartdata hentet fra Statens kartverk. Begge datasettene gjelder for hele 2013. Produksjonsdataene har timesoppløsning, mens værdataene opprinnelig var delt opp i 10-minutters-intervaller.

Produksjonsdataene til Ytre Vikna vindpark består av prognostisert vindhastighet, prognostisert vindretning, anmeldt produksjon til Nord Pool samt faktisk produksjon for hver time i 2013. Den faktiske produksjonen til alle 17 turbiner enkeltvis er også inkludert med samme oppløsning. Produksjonen er oppgitt i MWh per time, vindhastigheten er oppgitt i m/s og vindretningen er oppgitt i grader hvor 0 grader vil si vind fra nord. 90 grader er vindretning fra øst, 180 grader er fra sør og 270 grader er fra vest.

Faktiske værdata ved Håven, som er hentet fra Multiconsult, består av observerte vindhastigheter og –retninger. Håven målemast er plassert sentral i vindparken Ytre Vikna del 1. I starten av analysen ble det tatt utgangspunkt i værdata for målestasjonene Nordøyan Fyr og Rørvik som ble hentet fra Meteorologisk Institutt. Etter at meteorologiske data fra Håven målemast ble gjort tilgjengelig, ble det valgt å fokusere mest på disse i stedet.

Datasettet fra Håven består av vindhastigheter målt ved 30, 50 og 80 meters høyde og vindretning ved 50 og 76 meters høyde. Datasettet gjelder for hele 2013 og består av måleserier med et intervall på 10 minutter. For å kunne sammenlikne observerte værdata fra Håven målestasjon med oppgitte prognostiserte verdier, har det blitt beregnet gjennomsnittlige verdier for hver time.

5.2 Produksjon i forhold til dato

5.2.1 Produksjon fra turbiner

I dette avsnittet vises et sammendrag av gjennomsnitt og standardavvik utregnet for hver enkelt turbin i Ytre Vikna, samt total faktisk og anmeldt produksjon. Det er funnet både månedlige og årlige gjennomsnitt.

Gjennomsnitt og standardavvik

Den gjennomsnittlige produksjonen fra de 17 turbinene varierte ganske likt fra måned til måned. Alle turbinene produserte mest i desember, og minst i juni. [Tabell 3]

Turbin 4 har i gjennomsnitt produsert mest, mens turbin 9 i gjennomsnitt har produsert minst. Det var en differanse på 841 MWh mellom de totale produksjonene til turbin 4 og 9 i 2013. Turbin 14 og 15 har også blant de høyeste gjennomsnittlige produksjonene, mens turbin 1 og 2 er blant de med lavest gjennomsnittlig produksjon. Standardavviket til turbinene med høy gjennomsnittlig produksjon er i de fleste tilfeller høyere enn turbinene med gjennomsnittlig lavere produksjon. [Tabell 3]

Tabell 3: Gjennomsnittlig årlig produksjon per time og standardavvik for hver turbin basert på produksjonsdata fra Ytre Vikna del 1 i 2013. Gjennomsnitt og standardavvik er oppgitt i MWh/h. Totalproduksjon for enkeltturbinene i 2013 er oppgitt i MWh.

	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9
Gj.snitt	0,64	0,64	0,70	0,78	0,73	0,69	0,74	0,69	0,62
Std.avvik	0,29	0,23	0,27	0,32	0,31	0,30	0,30	0,30	0,25
Total 2013	5570	5573	6090	6805	6337	5963	6439	5964	5964
	T10	T11	T12	T13	T14	T15	T16	T17	
Gj.snitt	0,73	0,71	0,72	0,69	0,76	0,76	0,70	0,73	
Standardavvik	0,30	0,31	0,30	0,28	0,29	0,32	0,29	0,27	
Total 2013	6381	6128	6219	6016	6617	6621	6104	6329	

Total produksjon i 2013 var, for alle turbiner sammenlagt, tilnærmet lik 104,6 GWh. Total anmeldt produksjon i 2013 var på 96,1 GWh. Det var altså anmeldt mindre enn faktisk produksjon; dette gjenspeiles i de månedlige produksjonsgjennomsnittene hvor det i 10 av 12 måneder har vært høyere produksjon enn forventet. [Tabell 3] P50 forventet produksjon for parken var på 125,5 GWh, så produksjonen er mye lavere enn forventet. (50% sannsynlighet for å produsere mer enn 125,5 GWh).

Utfall av turbiner

Turbin	Utfall	Turbin	Utfall
1	314	10	247
2	612	11	335
3	367	12	287
4	268	13	375
5	301	14	396
6	342	15	288
7	255	16	244
8	241	17	384
9	422		

Her vises det en oversikt over hvor ofte turbinene er ute av drift og om det er noen som har falt ut oftere enn andre. Turbin 2 er ute av drift 612 timer i året. Dette er nesten dobbelt så mye som de fleste andre turbinene. Turbin 9 er ute av drift 422 timer. Begge disse turbinene er blant de med lavest total produksjon. Turbiner nr. 8, 10 og 16 er de som har lavest antall utfall. [Tabell 4]

Tabell 4: Oversikt over antall driftstimer i året hvor de enkelte turbinene ikke har noen produksjon.

5.2.2 Differanse i produksjon

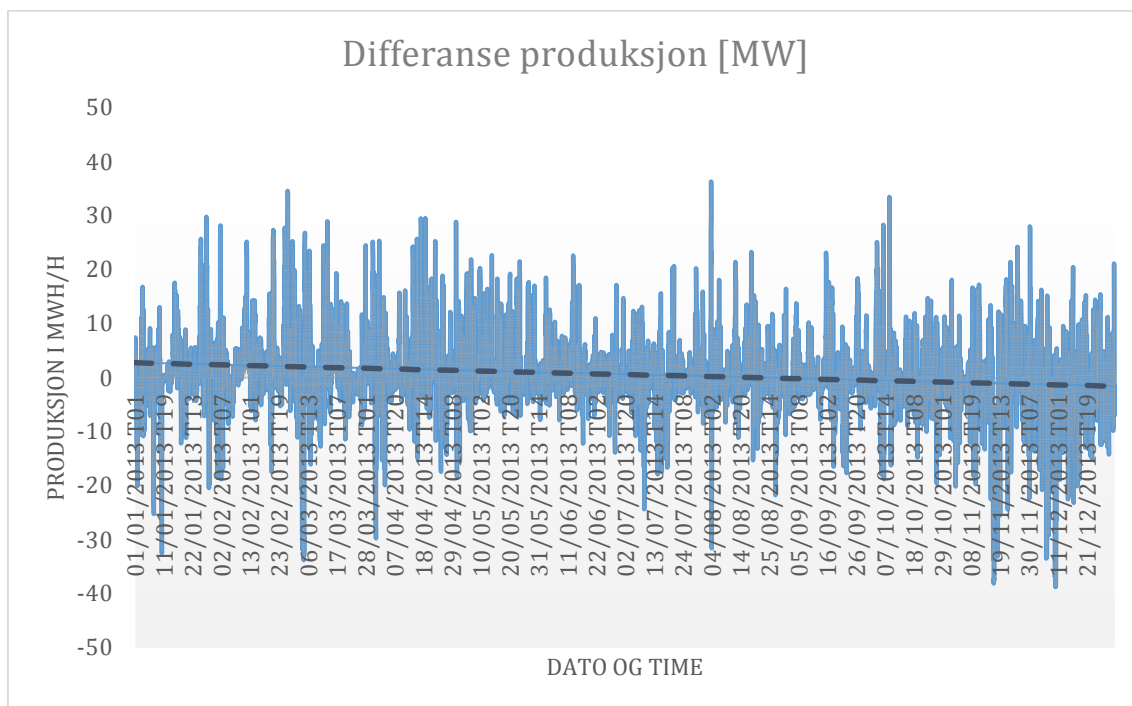
Differanse i produksjon er funnet for hver time ved å trekke anmeldt produksjon fra virkelig produksjon.

Tabell 5: Gjennomsnittlig differanse i produsert effekt per time per måned. Tallene er oppgitt i MWh/h.

Jan	Feb	Mars	Apr	Mai	Juni	Juli	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
0,71	3,15	1,58	2,70	3,31	1,69	0,43	0,87	0,43	0,56	-1,78	-1,94

Månedene med størst gjennomsnittlig differanse mellom virkelig og anmeldt produsert effekt er mai og februar. Produksjonsavvikene i månedene mellom februar og juni er blant de største i løpet av 2013. Den gjennomsnittlige differansen er likevel positiv i alle disse månedene. Det vil si at det har blitt produsert mer enn forventet. De eneste månedene med negativ differanse, altså måneder som

gjennomsnittlig har lavere produksjon i virkeligheten enn det anmeldingen tilsa, var november og desember. [Tabell 2]



Figur 12: Timesdifferanse i produksjon for hele 2013. Produksjonsdifferansen er oppgitt i MWh/h.

Det var ofte svært store differanser mellom virkelig og anmeldt produksjon i 2013. Produksjonen var oftest høyere i virkeligheten i forhold til i anmeldingen. Den stiplede linjen viste at produksjonsdifferansen hovedsakelig var positiv, og at den ble mer negativ mot slutten av året. Datoer som hadde spesielt stor differanse i produksjon er: 06.-10.12.2013, 16-18.11.2013, 30.11.2013, 09.10.2013, 03.08.2013, 16-20.04.2013, 31.03.2013, 04-05.03.2013, 13.03.2013, 26.02.2013, 01.02.2013, 25-27.01.2013 og 10.01.2013. [Figur 11]

5.8 Variasjon i produksjon

Den prognostiserte vindhastigheten har lavere standardavvik enn den observerte vindhastigheten ved Håven. Prognostisert vindretning har derimot høyere standardavvik enn observert vindretning ved Håven. Standardavviket til

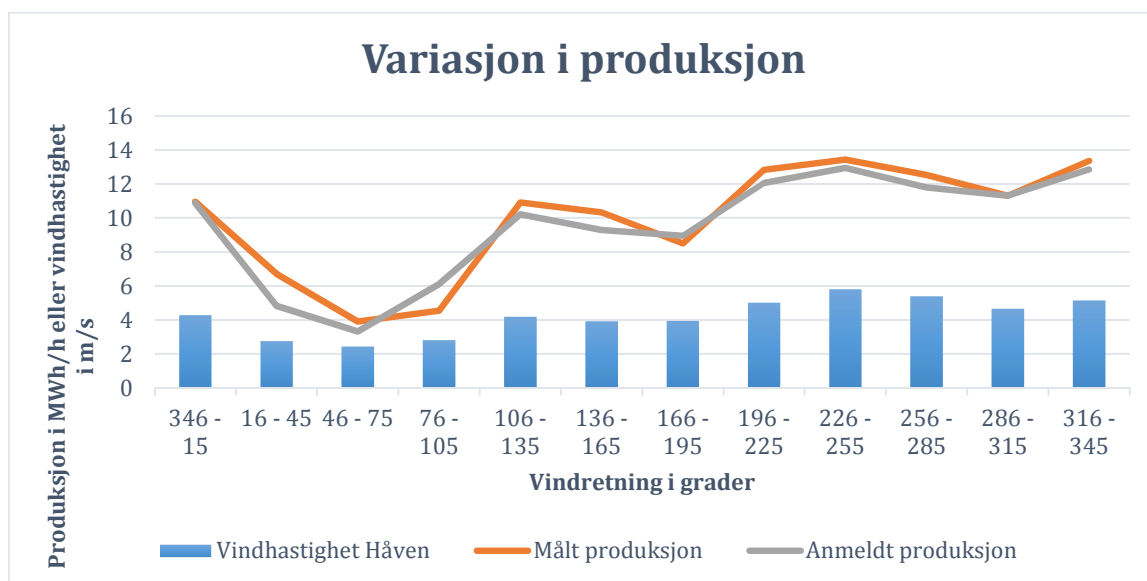
vindhastighet er størst ved Nordøyen og lavest ved Rørvik. Vindhastigheten varierer mer med høyden og nærmere kysten. [Tabell 6]

Tabell 6: Standardavvik basert på tall fra hele 2013. Vindhastigheter oppgitt i m/s og vindretninger oppgitt i grader.

	VINDHASTIGHET		VINDRETNING	
	GJ.SNITT	STANDARDVAVIK	GJ.SNITT	STANDARDVAVIK
PROGNOSTISERT	7,37	3,59	192	91,6
RØRVIK	4,52	3,00	163	94,2
NORDØYAN	8,69	5,12	181	98,9
HÅVEN (80M)	9,25	4,85	191	89,1
HÅVEN (50M)	8,97	4,64	187	89,0
HÅVEN (30M)	8,64	4,50	-----	-----

I forhold til vindretning har det for Håven blitt utregnet standardavvik for produksjonsverdier og vindhastighet.

Det er desidert høyest variasjon i både anmeldt og målt produksjon når vinden har kommet fra retning 180 til 345 grader; altså mellom sør-vest og nord-vest. For de samme vindretningene er det også relativ høy variasjon i vindhastighet. Variansen til observert produksjon er hovedsakelig høyere enn variansen til den anmeldte produksjonen. [Figur 13]



Figur 13: Variasjon i målt og anmeldt produksjon samt variasjonen til vindhastighet i forhold til observert vindretning ved Håven målemast.

5.3 Korrelasjoner

Prognostiserte data har blitt sammenlignet med observerte verdier fra Håven målemast, samt observerte data fra Nordøyen og Rørvik. Dette har blitt gjort for å se hvor stor samvariasjon det er mellom observerte verdier og prognostiserte verdier av vindhastighet og vindretning. Det ble spesielt fokusert på lineær sammenhenger mellom produsert kraft og prognostisert kraft.

5.3.1 Prognostiserte og observerte verdier

	WS(80m)	WD(50m)	WS(50)	WS(30m)	WD(76m)	WD (Rørvik)	WS (Rørvik)	WD (Nordøyen)	WS (Nordøyen)
WS(80m)	1								
WD(50m)	0,1607241	1							
WS(50)	0,9958821	0,16119275	1						
WS(30m)	0,98866733	0,16220563	0,99689696	1					
WD(76m)	0,15820204	0,98851607	0,15836923	0,15911716	1				
WD (Rørvik)	0,2963312	0,70067188	0,29657047	0,29788802	0,69752994	1			
WS (Rørvik)	0,82504504	0,1746397	0,81931396	0,82009459	0,17225447	0,34211085	1		
WD (Nordøyen)	0,21939568	0,80290845	0,21900366	0,21929649	0,800256	0,6254522	0,219036162	1	
WS (Nordøyen)	0,88652197	0,15580117	0,88705513	0,88797444	0,15200272	0,27576149	0,771507347	0,285286068	1
Målt produksjon	0,89172572	0,17865628	0,89259874	0,89240756	0,17553647	0,30135283	0,77182821	0,226996007	0,812842434
Anmeldt produksjon	0,79625095	0,22002918	0,79723425	0,79836632	0,21681762	0,30857832	0,705982716	0,265448371	0,768258307
Prognose vindhastighet	0,89314872	0,24065385	0,89047764	0,88793991	0,2366469	0,36317282	0,795800173	0,296632392	0,851147176
Prognose vindretning	0,1128071	0,78080156	0,11449485	0,11636172	0,78731345	0,60396742	0,139575163	0,690102966	0,104524063

Figur 14: Korrelasjoner mellom værdata observert ved ulike høyder ved Håven målestasjon og data hentet fra Nordøyen og Rørvik målestasjoner. WS: Wind speed, WD: wind direction. Radene som ikke er merket med Rørvik/Nordøyen representerer Håven. Alle variable som kun har oppgitt høyde i parentes er data fra Håven. Interessante tall er merket i gult.

Av de observerte vindhastighetene er det vindhastigheter registrert ved Håven, med en høyde på 80 meter, som korrelerer mest med både prognostisert vindhastighet og faktisk produksjon av kraft. Mens vindhastighet ved 80 meters høyde ved Håven har en korrelasjon på 0,89 til både prognostisert vindhastighet og faktisk produksjon, har Nordøyen tilhørende korrelasjonsverdier på 0,85 og 0,81. Rørvik kommer her dårligere ut enn Nordøyen med verdier på 0,79 og 0,77. [Figur 14]

Det er også nyttig å observere sammenhengen mellom de tre ulike målestasjonene. Det er korrelasjon på 0,77 mellom Rørvik og Nordøyen målestasjon. Den maksimale korrelasjonen mellom vindhastigheter ved Nordøyen og Håven er 0,89, mens korrelasjonen mellom Rørvik og Håven er 0,83. [Figur 14] Dette gir mening da Håven målestasjon er plassert nærmere vindparken og mellom de to andre

målestasjonene. Dette kan være en forklaring på hvorfor dataene fra Rørvik og Nordøyen korrelerer minst med hverandre.

Vindretning har generelt en lav korrelasjon med produksjon; både prognostisert og faktisk. Vindretningene observert ved Håven målestasjon ved en høyde på 50 meter høyere korrelasjon med både prognostisert vindretning og vindretning ved Nordøyen og Rørvik, sammenliknet med en høyde på 76 meter. Ved 50 meter er korrelasjonen 0,80 mellom Håven og Nordøyen, 0,70 mellom Håven og Rørvik og 0,79 mellom Håven og prognostisert vindretning. Rørvik korrelerer med 0,60 i forhold til prognostisert vindretning, mens Nordøyen her har en korrelasjon på 0,69.

Værdata fra Håven stemmer best med prognostiserte data samt faktisk produksjon. I tillegg viser resultatene at værdata fra Nordøyen kontinuerlig stemmer betraktelig bedre enn data fra Rørvik.

5.3.3 Turbinproduksjon

Produksjon fra de 17 turbinene i Ytre Vikna del 1 ble sammenliknet med prognostiserte og observerte data fra Håven målemast. Observert vindhastighet ved 80 m høyde og observert vindretning ved 76 m høyde ble brukt i denne korrelasjonsanalysen.

Tabell 7: Korrelasjoner mellom total anmeldt produksjon og virkelig produksjon av alle turbinene per driftstime.

Turbin nr.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Anmeldt tot	0,77	0,70	0,75	0,80	0,80	0,78	0,78	0,78	0,74	0,79	0,80	0,80	0,77	0,77	0,81	0,80	0,76

Turbin 4, som var den høyest produserende turbinen i 2013, korrelerer mer med total anmeldt produksjon enn turbin 9, som produserte minst. Turbin 15, som også er blant de med høyest produksjon, har høyest korrelasjon her. Det er turbin 2 som har lavest korrelasjon med anmeldt produksjon. [Tabell 7]

Tabell 8: Oversikt over korrelasjoner mellom de 17 turbinene og observert vindhastighet og -retning ved Håven. Vindhastigheten er observert ved 80 m høyde, mens vindretning er observert ved 76 m høyde.

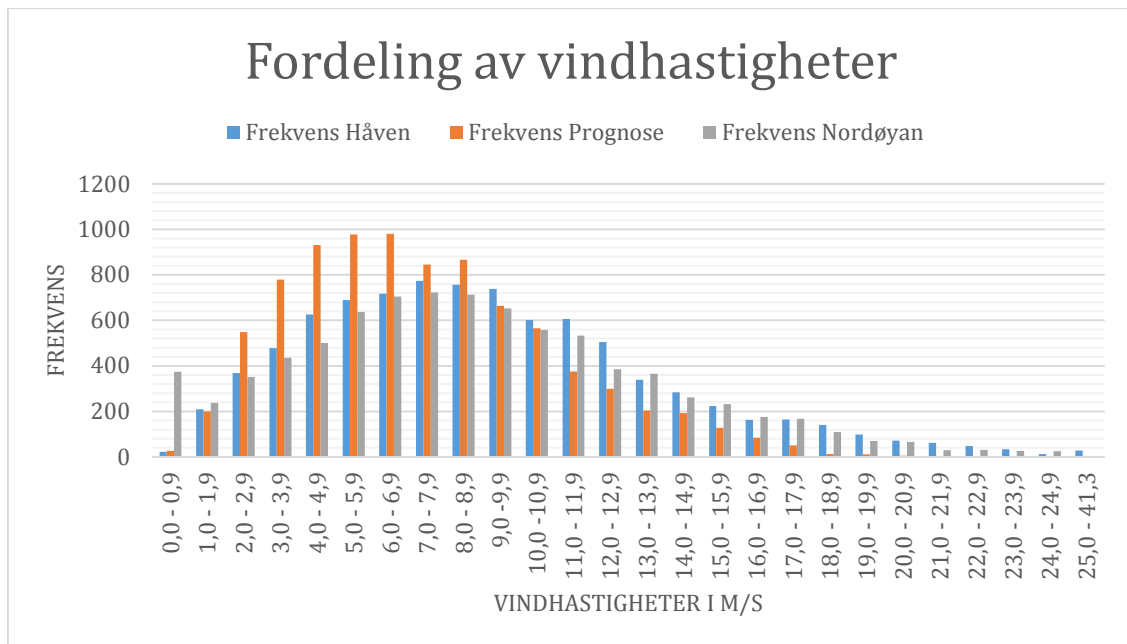
Turbin nr	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9
Vindhastighet	0,86	0,78	0,84	0,87	0,87	0,85	0,85	0,85	0,82
Vindretning	0,13	0,08	0,14	0,16	0,22	0,23	0,22	0,20	0,18
	T10	T11	T12	T13	T14	T15	T16	T17	
Vindhastighet	0,87	0,88	0,87	0,84	0,86	0,89	0,87	0,83	
Vindretning	0,16	0,13	0,14	0,09	0,15	0,15	0,18	0,17	

De 17 turbinene korrelerer ganske likt med observert vindhastighet og -retning ved Håven. Det er ikke noen bestemt sammenheng i forhold til turbinene som produserer mins og mest. [Tabell 8]

5.4 Vindhastighet og produksjon

5.4.1 Fordeling av vindhastigheter

Vindhastigheter har blitt gruppert fra 1 til 40 m/s med et intervall på 1. For hvert intervall har også gjennomsnittsproduksjonen blitt utregnet. I dette avsnittet sammenliknes prognostiserte vindhastigheter med vindhastighet observert ved 80 m høyde ved Håven og observerte vindhastigheter ved Nordøyan Fyr.



Figur 15: Fordeling av prognostiserte og observerte vindhastigheter. Vindhastighetene er sortert i intervaller og oppgitt i m/s. Stolpene representerer frekvensen av hvert hastighetsintervall. En sammenlikning av hvordan vindhastighet fordeler seg.

De prognostiserte vindhastighetene følger Weibull-fordelingen. Vindhastighetene observert ved Håven og Nordøyen fordeler seg noe annerledes enn prognostisert vindhastighet. Det er en høyere frekvens av vindhastighet over 11 m/s ved Håven og Nordøyen sammenliknet med det som var prognosert. Håven og Nordøyen har omtrent lik middelhastighet og det er små avvik som skiller de to målestasjonene. Den prognostiserte vindfordelingen bommer spesielt på frekvensen til vindhastigheter mellom 3 og 9 m/s. [Figur 15]

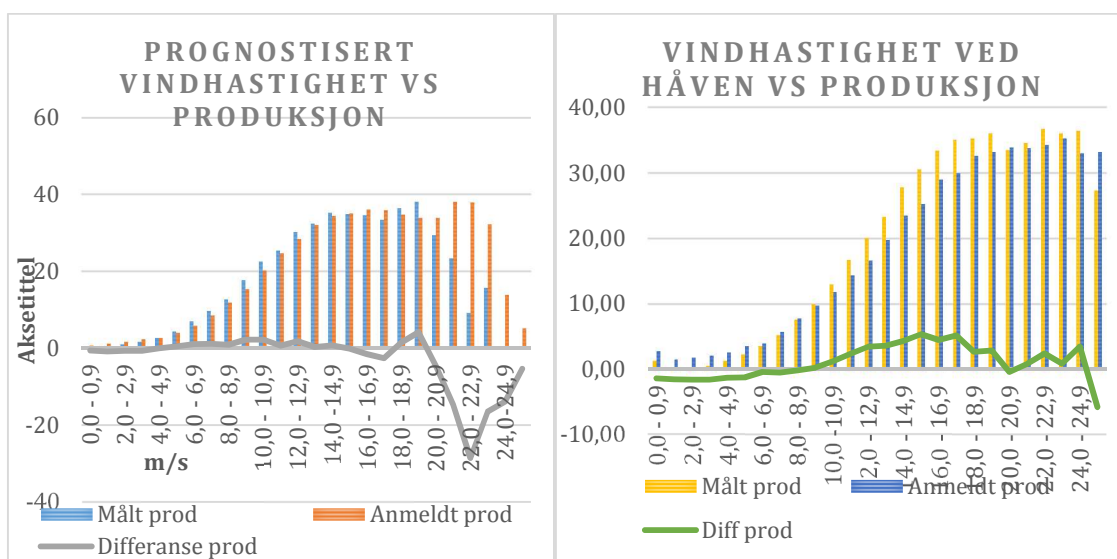
5.4.2 Total produksjon og vindhastighet

Observerte vindhastigheter har blitt sammenlignet med prognostiserte vindhastigheter ved Ytre Vikna. Dette har blant annet blitt gjort ved å finne differansene mellom observerte verdier og prognostiserte verdier, og anslå hvor godt prognosene treffer i forhold til tid på året.

Differanse vindhastighet ved Håven er hovedsakelig positiv. Det vil si at virkelig vindhastighet ved Håven målemast i gjennomsnitt var høyere enn prognostisert vindhastighet i vindparken. Det var størst differanse i vindhastighet i november og desember. Vindhastighetsdifferansen for målestasjonen i Nordøyen er svært lik den

for Håven. Hovedforskjellen er at det her var høy frekvens av negative avvik i perioden fra 10. april til 5.juni. Forskjellen mellom observert vindhastighet ved Rørвик og den prognostiserte vindhastigheten i Ytre Vikna var hovedsakelig negativ. Avvikene var også her størst om vinter og vår. [Vedlegg 1]

Produksjonsdifferansen har også blitt sammenliknet med prognostiserte og observerte vindhastigheter. [Figur 16] Vindhastighetene ble da gruppert i intervaller på 1 m/s.



Figur 16: Sammenlikning av faktisk og anmeldt produksjon i forhold til (a) prognostisert vindhastighet og (b) observert vindhastighet ved Håven ved 80 m høyde. Produksjonen er oppgitt i MWh/h og vindhastigheten er gruppert i intervaller på 1 og oppgitt i m/s.

Produksjonsdifferansen var høyest ved prognostiserte vindhastigheter over 20 m/s. [Figur 16 a] Ved Håven målestasjonen viser det seg at produksjonsdifferansen var størst med vind mellom 11 og 19 m/s samt ved de høyeste vindhastighetene over 24 m/s. Den anmeldte produksjonen treffer godt i forhold til faktisk produksjon ved hastigheter mellom 5 og 10 m/s. [Figur 16 b]

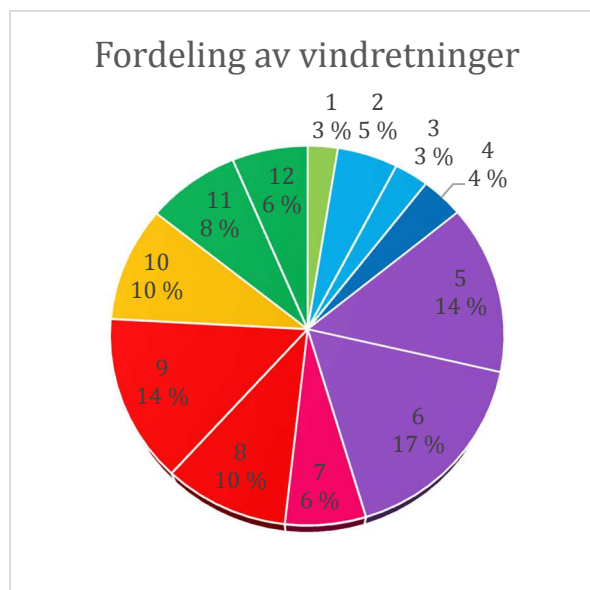
5.5 Vindretning og produksjon

5.5.2 Fordeling av vindretninger

Vindretningene til luftstrømningene gjennom Ytre Vikna kan deles inn i 12 sektorer på 30 grader hver. Ifølge data fra Håven målemast ved 76 m høyde for 2013, var den dominerende vindretningen sør-øst. Det var også en høy frekvens av vind fra sør-

vest. Det var minst vind fra nordlige retninger. [Figur 17] Dataene for hele året har blitt sortert etter observert vindretning ved Håven; fra 0 til 360 grader.

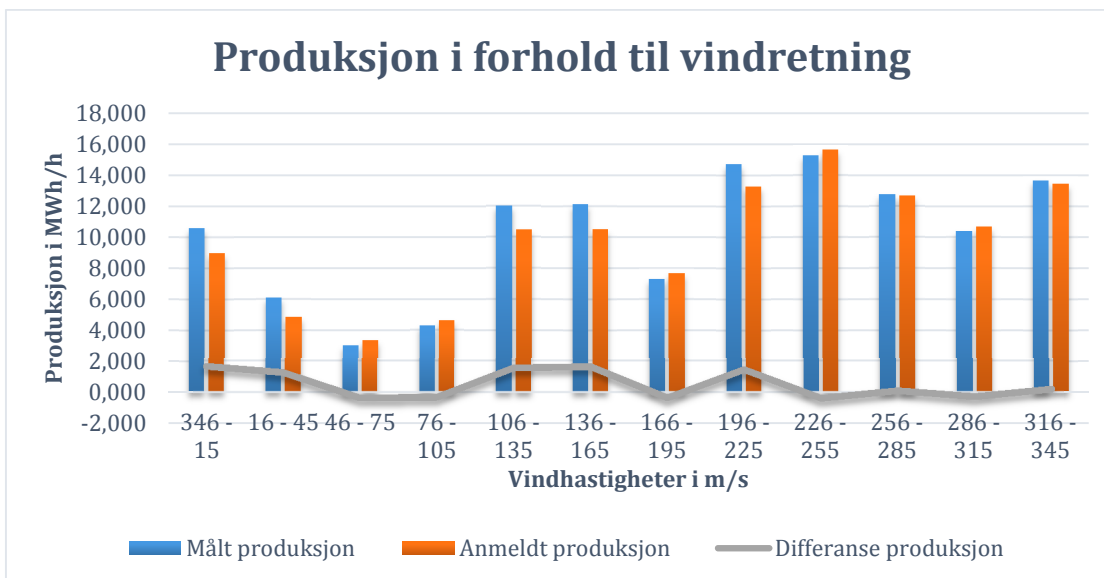
VINDRETNING	SEKTOR
346 – 15	1
16 – 45	2
46 – 75	3
76 – 105	4
106 – 135	5
136 – 165	6
166 – 195	7
196 – 225	8
226 – 255	9
256 – 285	10
286 – 315	11
316 – 345	12



Figur 17: Fordeling av vindretninger ved Håven målemast i 12 sektorer.

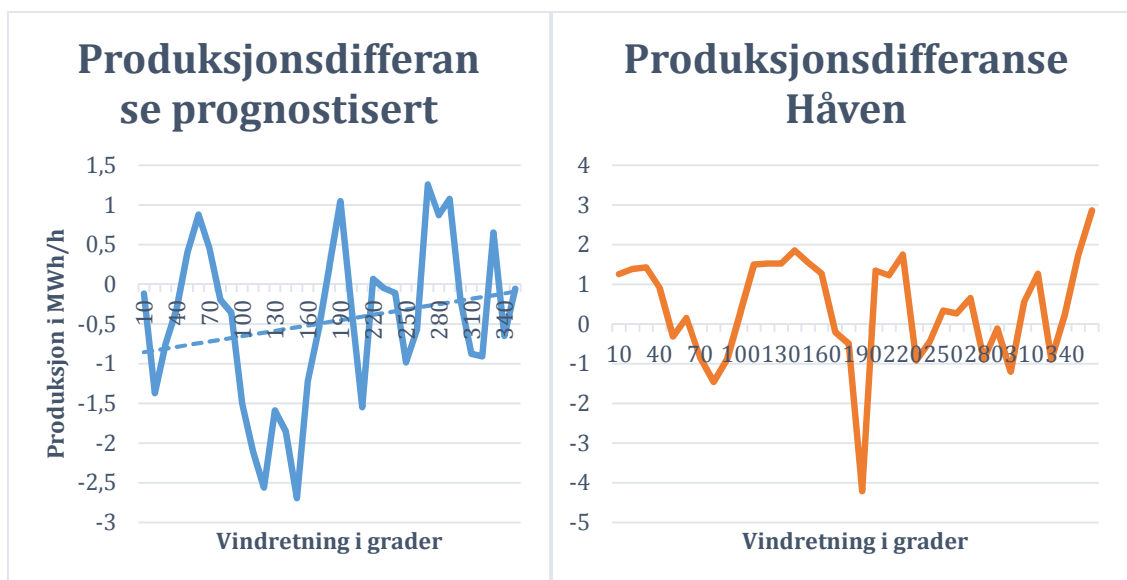
5.5.2 Total produksjon i forhold til vindretning

For hver sektor har det blitt utregnet gjennomsnittlige verdier for anmeldt og faktisk produksjon. Grafen [figur 18] viser målt og anmeldt produksjon samt differanse i produksjon. Vindretningene observert ved Håven målemast er her fordelt i 12 sektorer [figur 17]. Grafen viser at den gjennomsnittlige timesproduksjonen er størst ved vind fra sør-vest. Ved vind fra vest til nord-vest er det lavest differanse i produksjon. Den gjennomsnittlige differansen i produksjon er størst når vinden kommer fra sør-øst (sektor 5 og 6), sør-vest (sektor 8) og nord (sektor 1). [Figur 18]



Figur 18: Målt og anmeldt produksjon i forhold til vindretninger observert ved Håven (76 meter). Grå linje representerer produksjonsdifferansen.

Produksjonsdifferansen er mer positiv når den er sammenlignet med observerte vindretninger ved Håven målestasjon, enn når den er sammenlignet med prognostisert vindretning. I begge sammenlikningene er det i hovedsak ved vind som kommer fra mellom øst og sør-vest at det er størst differanse mellom faktisk og anmeldt produksjon. [Figur 19]



Figur 19: Gjennomsnittlig produksjonsdifferanse i forhold til (a) prognostisert vindretning og (b) observert vindretning ved Håven ved 76 m høyde. Produksjonsdifferansen er faktisk produksjon minus anmeldt produksjon. Produksjonsdifferansen er oppgitt i MWh/h.

Det er nyttig å se på hvor stor differansen i produksjon i forhold til vindretning faktisk er i forhold til total produksjon ved samme vindretning. Dette er satt opp i tabell 9.

Tabell 9: Faktisk produksjon [MWh] og produksjonsdifferansen [MWh] mellom anmeldt og faktisk produksjon fordelt etter vindretning. Vindretningene går fra 0 til 360 grader og er gruppert i 12 sektorer. Den siste kolonnen viser hvor stor produksjonsdifferansen er i forhold til total faktisk produksjon enkeltvis for de 12 sektorene. Alle produksjonstallene er oppgitt i MWh.

VINDRETNING	SEKTOR	FAKTISK PRODUKSJON	PROD.- DIFF.	OVER- PROD.	UNDER- PROD.	<u>P. DIFF.</u> <u>F. PROD.</u>
346 – 15	1	2291,267	373,86	629,07	-255,21	0,155
16 – 45	2	2646,642	554,60	932,40	-377,80	0,205
46 – 75	3	742,353	-90,07	267,31	-357,38	-0,117
76 – 105	4	1317,375	-107,02	509,91	-616,93	-0,076
106 – 135	5	14750,744	1993,68	4044,46	-2050,78	0,129
136 – 165	6	17320,168	2342,58	4757,97	-2415,39	0,133
166 – 195	7	3981,273	-202,93	969,45	-1172,38	-0,049
196 – 225	8	12442,973	1258,63	2895,44	-1636,81	0,098
226 – 255	9	18353,287	-472,55	2951,53	-3424,08	-0,025
256 – 285	10	10682,985	86,09	2082,03	-1995,94	0,008
286 – 315	11	6971,082	-186,66	1362,73	-1549,39	-0,026
316 – 345	12	7428,615	108,97	1299,23	-1190,26	0,014
	SUM	101758,58	5659,18	22701,53	-17042,35	

Produksjonsdifferansen i forhold til total produksjon har vært aller høyest når vinden har kommet fra nord og nord-øst (sektor 1 og 2). Den er også relativt høy ved vind fra sør-øst (sektor 5 og 6). Forholdsvis produksjonsdifferanse er lavest ved vind fra sør-vest til nord-vest (sektor 9-12). Det er også ved vindretningen vest at den totale produksjonen er høyest. Det er høyest produksjon ved vind fra sektor 6 og sektor 9. Det er lavest produksjon fra sektor 3 eller nord-øst. [Tabell 9]

5.5.3 Turbinvis produksjon med høyest og lavest produksjon

I dette avsnittet har produksjonen fra enkeltturbinene blitt sammenliknet med vindretning. Vindretningen har som tidligere blitt fordelt i 12 sektorer. Både gjennomsnittlig kraftproduksjon og total produksjon har blitt tatt med i betraktning. Gjennomsnittlig produksjon kan gi et annet resultat fordi det ikke tas hensyn til frekvensen av vindretninger. Det vil si at dersom en turbin for eksempel har to ulike

sektorer hvor den har produsert maksimalt, så vil den sektoren med gjennomsnittlig produksjonsmaksimum vise ved hvilken vindretning turbinen produserer mest uavhengig av hvor vanlig den vindretningen er. [Tabell 10]

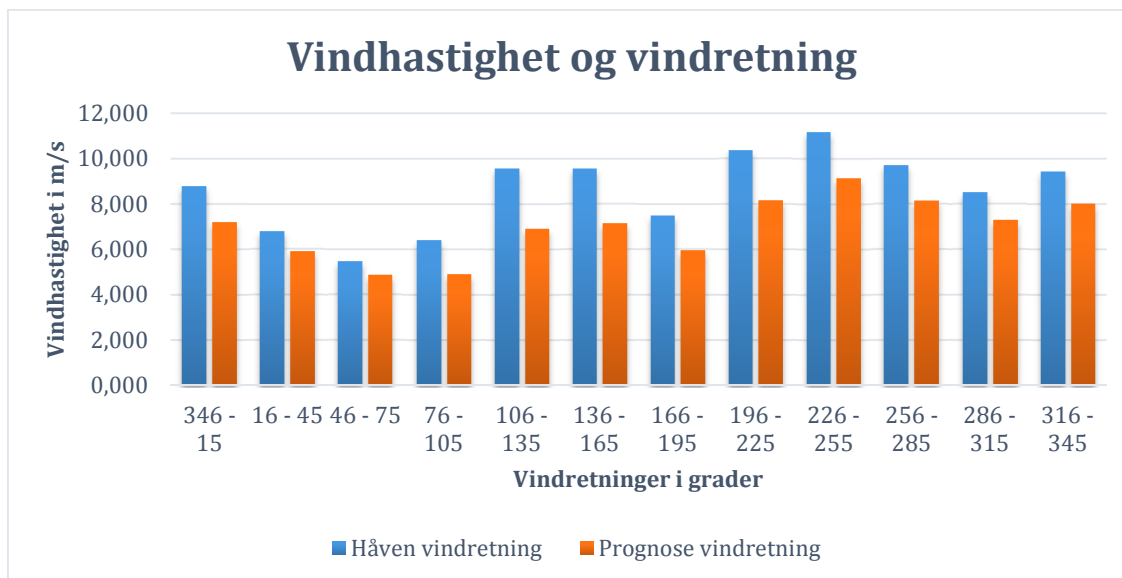
Tabell 10: Oversikt over sektorer med maksimumsverdier produksjon for turbin 1-17. Sektorene som står under MWh er sektorene med høyest total produksjon for de enkelte turbinene i MWh. Sektorene som står under MWh/h er sektorene med høyest gjennomsnittlig produksjon per time.

Sektor	T1	T2	T3	T4	T5	T6	T7	T8	T9
MWh	9	6	6	9	9	9	9	6	9
MWh/h	9	5	8	8	9	10	9	12	12
	T10	T11	T12	T13	T14	T15	T16	T17	
MW	6	9	9	9	9	9	9	9	
MWh/h	8	9	9	9	9	9	9	9	

Sektorene med maksimum total produksjon stemmer godt overens med tidligere resultater. Sektor 5 og 6 representerer vindretning sør-øst og sektor 9 representerer vindretning sør-vest. Turbiner 2 og 8, som er blant turbinene med lavest produksjon, var sammen med turbin 3 og 10, de eneste som i 2013 hadde høyest produksjon ved vind fra sør-øst. Alle de andre turbinene hadde maksimal totalproduksjon ved vind fra sør-vest. Høyest gjennomsnittlig produksjon per time foregikk hovedsakelig i sektor 8 og 9. Kun turbin 2 hadde høyest gjennomsnittlig produksjon ved vind fra sør-øst (sektor 5). [Tabell 10] Det er verdt å merke seg at nesten alle turbiner hadde nest høyest produksjon ved vind fra sør-øst. [Vedlegg 2]

5.6 Vindretning og vindhastighet

I dette avsnittet har prognostisert og faktisk vindhastighet ved Håven blitt sammenliknet med observert vindhastighet ved Håven. Vindretningene er fortsatt fordelt i 12 sektorer, og det har blitt beregnet gjennomsnittsverdier for vindhastighet i hver sektor.

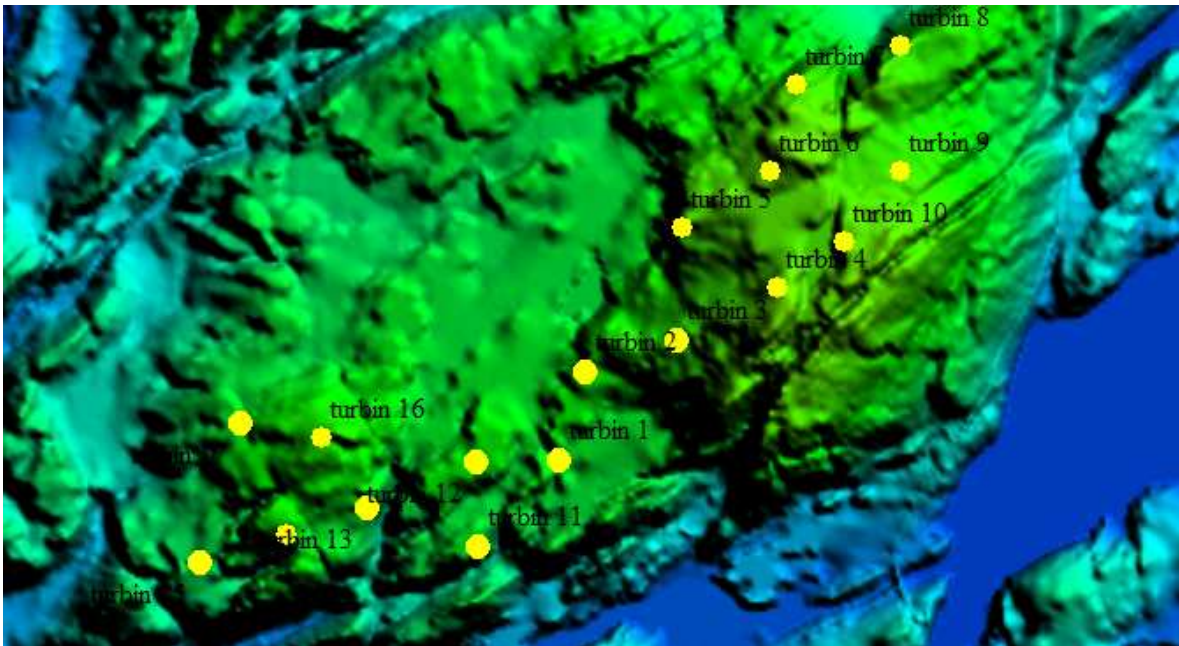


Figur 20: Sammenlikning av prognostisert vindhastighet og observert vindhastighet ved Håven (80 meter), i forhold til observerte vindretninger.

Den prognostiserte vindhastigheten i Ytre Vikna er i de fleste tilfeller for lav i forhold til den observerte vindhastigheten ved Håven. Differansen mellom prognostiserte og observerte verdier for vindhastighet er størst når vinden kommer fra sør-øst (sektor 5 & 6) og fra sør-vest (sektor 8 & 9). Differansen fra sør-øst stemmer overens med produksjonsdifferansen som kan observeres i figur 6 for samme vindretning. [Figur 20]

5.7 Vindretning og terreng

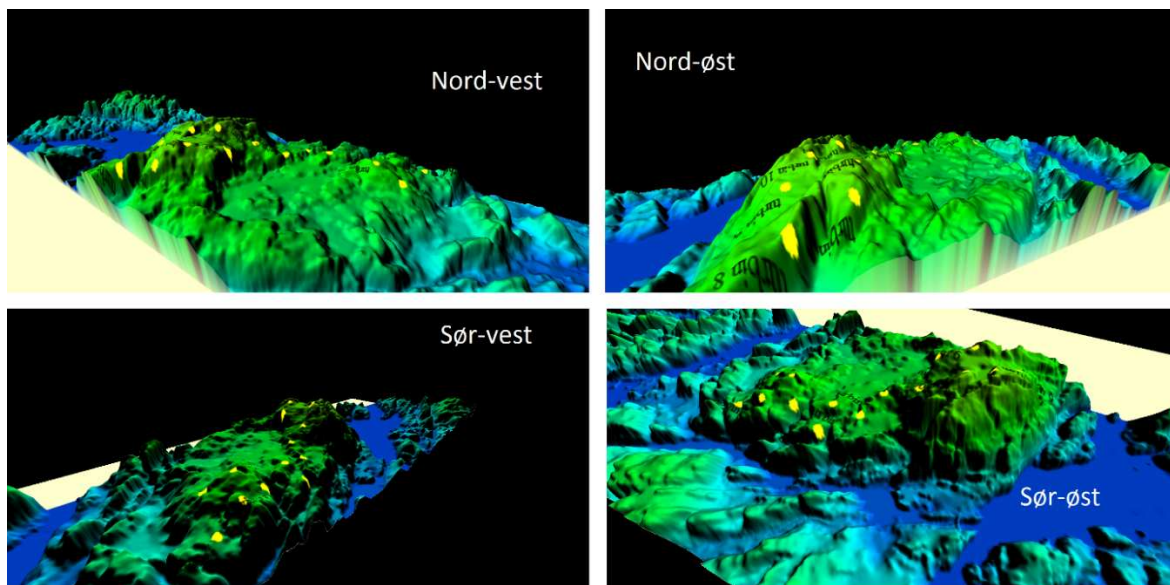
Produksjonen fra Ytre Vikna har også blitt sett på i sammenheng med vindretning og terreng. Figur 21 viser et terrengkart over vindparken i Ytre Vikna med plasseringen av de 17 turbinene. Her kan man observere at det er betraktelige høydeforskjeller i parken. Det er bratte stigninger og skarpe fjelltopper i nord-øst og sør-vest. Når luftstrømninger beveger seg oppover bratte stigninger, forventes det at vindhastigheten stiger. På vei ned stigninger er det vanlig at vinden blir mer turbulent. Denne delen av analysen er utført ved hjelp av antakelser gjort ut i fra aerodynamisk teori for vind. Dette blir utdypet mer i diskusjonskapittelet.



Figur 21: Terrengkart over Ytre Vikna del 1 som viser høydeforskjeller og plassering av vindturbinene.

Ved vind fra den dominerende vindretningen sør-øst vil det forventes at vindhastigheten stiger ved turbinene som er plassert på fjelltoppen nord-øst i parken; turbiner nr. 4 – 8. Vindhastigheten kan også bli høyere ved turbiner 14 og 15 som kommer før en mindre bratt stigning i terrenget. Ellers er samtlige turbiner plassert godt i forhold til vind fra sør-øst, da de skygger minimalt for hverandre ved vind fra denne retningen. Det forventes kun vake-effekt hvis en turbin er plassert rett bak en annen. [7]

Ved vind fra sør-vest blir plasseringen til vindmøllene mer loddrett i forhold til hverandre, og det er mange turbiner som står i linje slik at det blir større sannsynlighet for vake-effekter. Turbinene som er plassert lengst vest er naturligvis godt plassert i forhold til denne retningen fordi de kommer først. Turbiner 1 og 2 vil kunne dra nytte av vind som kommer ned en bratt stigning, dersom det er lite turbulens. Plasseringen til turbinene i den nord-østlige delen av vindparken vil være mindre fordelaktige, fordi vinden da har plassert alle mange turbiner på veien, og vedvarende vake-effekt kan redusere produksjonen. [9]



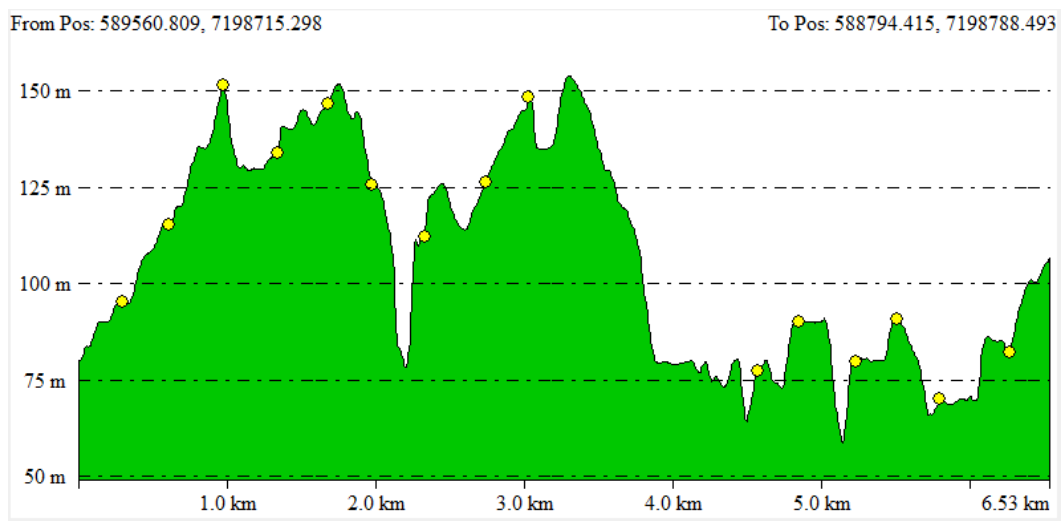
Figur 22: Utsnittene viser hvordan terrenget i Ytre Vikna del 1 ser ut når man ser inn mot parken fra ulike retninger.

Ved vind fra nord-vest er effekten ganske lik som ved vind fra sør-øst da turbinene får en vannrett plassering i forhold til hverandre, og ved vind fra nord-øst er det likt som vind fra sør-vest da en stor andel av turbinene havner bak hverandre. Når det blåser fra nord-vest er det verdt å merke seg at vinden vil strømme fra høyt til lavt [figur 22]. Dette kan, sammen med det faktum at vinden vil bevege seg over mange spisse topper, føre til turbulens. Turbin 8 er gunstig plassert i forhold til denne vindretningen.

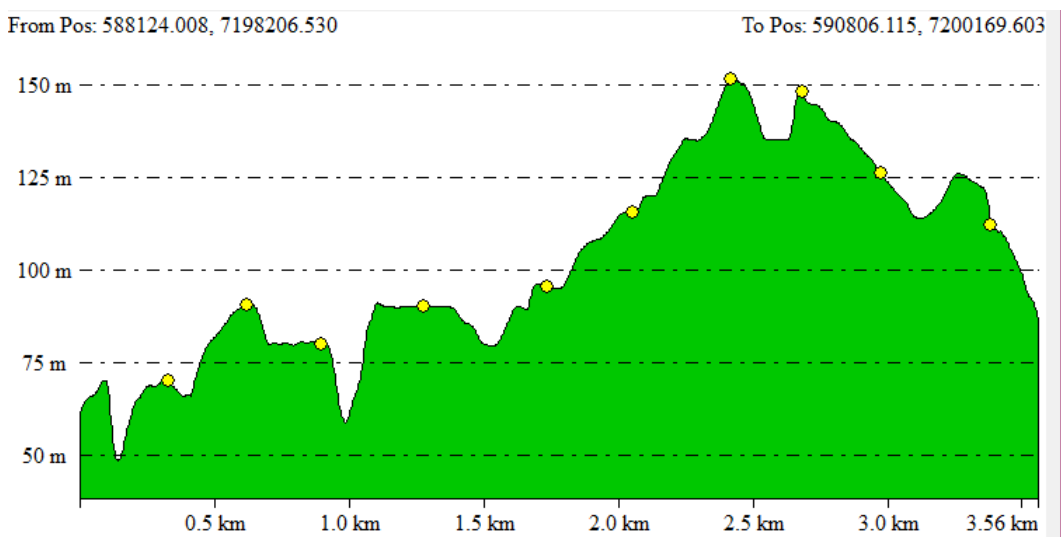
Når vinden kommer fra nord-øst er det turbinene i den nord-østlige delen som vil ha mest nytte. Nedover i parken kan det forventes at turbulensen øker på grunn av høydeforskjeller og far-wake effekten.

5.7.1 Høydeprofil

Ved hjelp av dataverktøyet for kart; Global Mapper, har høydeprofilen til Ytre Vikna blitt satt opp. Den første høydeprofilen er satt opp etter stigende rekkefølge av turbin-nummer (figur 23). Den andre høydeprofilen viser hvordan høyden i terrenget er om man beveger seg fra sør-vest til nord-vest i vindparken. (Figur 24)



Figur 23: Høyde over havet i m i rekkefølge fra turbin 1 (fra venstre) til turbin 17 (til høyre). De gule punktene representerer turbiner. Turbin 1 og 17 representeres i start- og sluthøyde.



Figur 24: Høydeprofil fra sør-vest (venstre) i vindparken mot nord-øst i parken. De gule punktene representerer i rekkefølge fra venste til høyre i figuren: turbiner nr. 15, 14, 13, 12, 2, 3, 4, 10, 9 og 8.

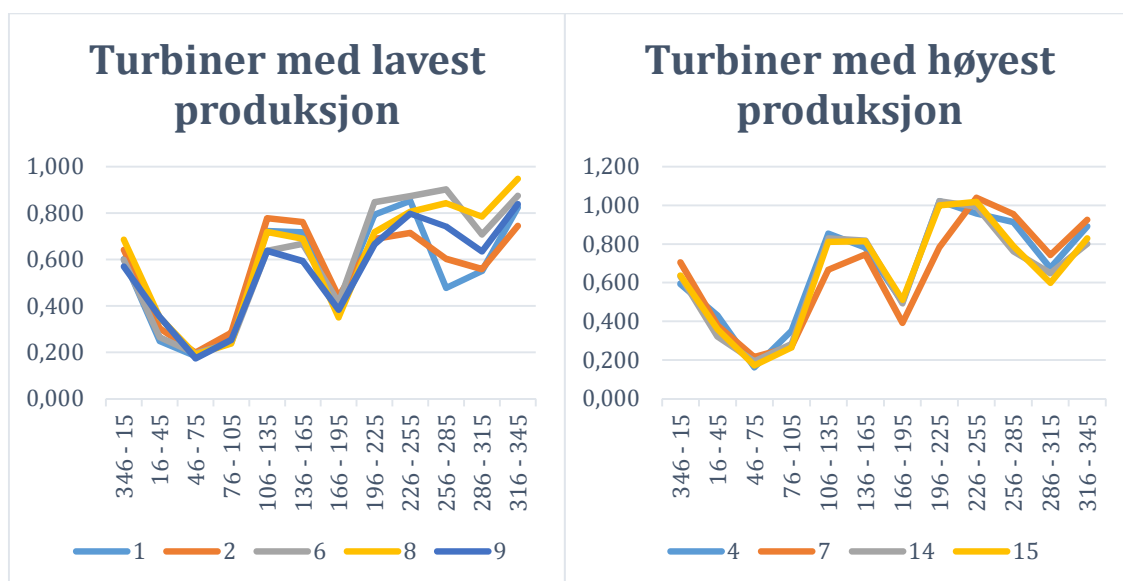
For å finne ut om det er noen sammenheng mellom terrenghøyde (meter over havet) og produksjon av vindkraft i Ytre Vikna, har den gjennomsnittlige produksjonen for hver turbin blitt sammenliknet med terrenghøyden ved turbinenes posisjoner. Sammenlikningen har blitt gjort gjennom korrelasjonsanalyse. Korrelasjonen mellom høyden i terrenget og kraftproduksjon var 0,15. Dersom turbinenes tårnhøyder ble inkludert, var det en korrelasjon på 0,12. [Tabell 11]

Tabell 11: Korrelasjoner mellom turbinenes produksjon og terrenghøyde, samt turbinenes tårnhøyde.

	m.o.h.	Tårnhøyde	Total høyde	MWh/h
m.o.h.	1			
Tårnhøyde	-0,71886341	1		
Total høyde	0,98840318	-0,60496649	1	
MWh/h	0,15343242	-0,24459757	0,12231578	1

5.7.2 Turbiner med høyest og lavest produksjon

De lavest produserende turbinene er turbin nr. 1, 2, 6, 8 og 9, mens de høyest produserende turbinene er nr. 4, 7, 14 og 15. I dette avsnittet har produksjonen fra disse turbinene blitt sammenliknet med vindretning og plassering i terrenget.



Figur 25: (a) Turbinene med lavest produksjon i forhold til vindretning. (b) Turbinene med høyest produksjon i forhold til vindretning. Vindretning observert ved Håven, 76 m høyde.

Figur 25 viser hvordan de beste og dårligste turbinene i Ytre Vikna produserer i forhold til observert vindretning ved Nordøyen. Ved de fleste vindretninger produserer de beste turbinene like mye eller mer enn de dårligste.

Turbin 7 skiller seg ut blant de beste. Denne produserer mindre enn de andre ved vind fra sør og sør-øst, og produserer mest blant de beste ved vind fra nord-vest [figur 25b]. Turbin 7 er plassert langt nord-øst i parken [figur 21]. Når det blåser fra sørlige retninger, kommer turbin 7 bak noen av de andre turbinene. Mens når vinden kommer fra nord-vest ligger turbin 7 ytterst i turbinrekken og er godt eksponert for direkte vind.

Turbin 14 og 15 produserer betydelig mindre ved vind fra nord-vest [Figur 25a]. Disse turbinene er plassert lengst sør-øst i vindparken. Disse turbinene er plassert sist når vinden kommer fra nord-vest. De produserer fortsatt relativt godt også fra denne vindretningen, men turbin 7 ligger litt bedre plassert i forhold til vind fra nord-vest og har derfor høyere produksjon.

Turbinene med lavest total produksjon har mer spredning i produksjon enn de som produserer mest. Det er størst spredning blant disse ved vind fra sør-øst og ved vind fra vest til nord-vest. Ved vind fra sør-øst produserer turbin 2 mye bedre enn turbin 9. [Figur 25b]

Turbin 2 er plassert sentralt i parken og lavt i terrenget, mens turbin 9 er plassert langt nordøst og høyt i terrenget. [Figur 22] Ved vind fra nord-vest gjør turbin 8 det bra, mens turbin 1 kommer verst ut. Turbin 8 står svært godt plassert i forhold til denne vindretningen; høyt i terrenget og den første turbinen som vinden treffer. Turbin 1, derimot står nede i en dal, og vinden passerer andre turbiner før den kommer ned dit. Dessuten vil luftstrømningen forventes å bli mer turbulent da den beveger seg nedover stigninger mot turbin 1. Dette gjelder også turbin 2 som ligger nærme turbin 1. [Figur 25b]

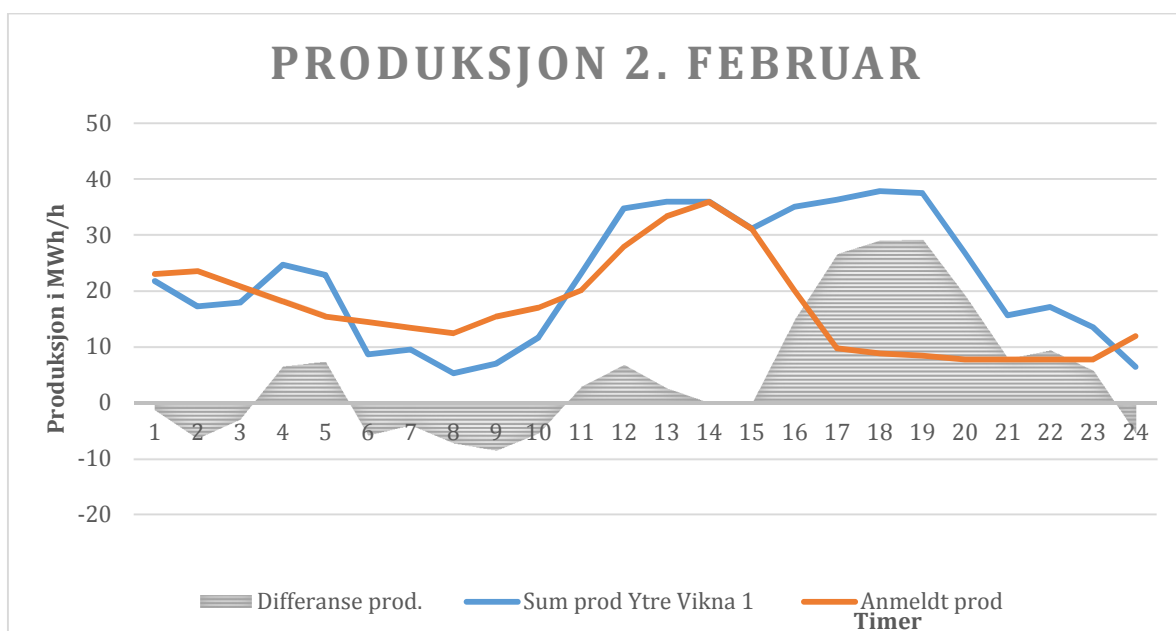
5.9 Tilfeller med store differanser i produksjon

For dagene med størst differanse mellom virkelig og anmeldt produksjon er det blitt sett nærmere på dataene for å få en bedre forståelse for hvorfor det er ekstra store avvik. De prognostiserte dataene har blitt sammenlignet med observerte vindhastigheter og -retninger fra Håven ved høyder på henholdsvis 80 og 76 meter.

Fem av tilfellene med spesielt stor differanse i produksjon har blitt analysert nærmere.

5.9.1 1. FEBRUAR

Dette døgnet var den observerte vindretningen ved Håven mellom 250 og 360 grader. Det vil si at vinden kom fra retning vest til og med nord. Den prognostiserte vindretningen stemte svært godt denne dagen. Den faktiske vindhastigheten var mellom 9 og 11 m/s store deler av dagen, med unntak av timene mellom kl. 11 – kl.19, hvor hastigheten steg til mellom 13 og 23 m/s. Dette var en vindøkning som ikke var prognostisert. Produksjonsdifferansen var 14-30 MWh/h mellom kl. 16 – kl. 22. Det ble i denne perioden produsert betraktelig mer kraft enn anmeldt.



Figur 26: Produksjonen til alle turbinene 1. februar. X-akse: tid i timer. Y-akse: gjennomsnittlig produksjon i driftstimen.

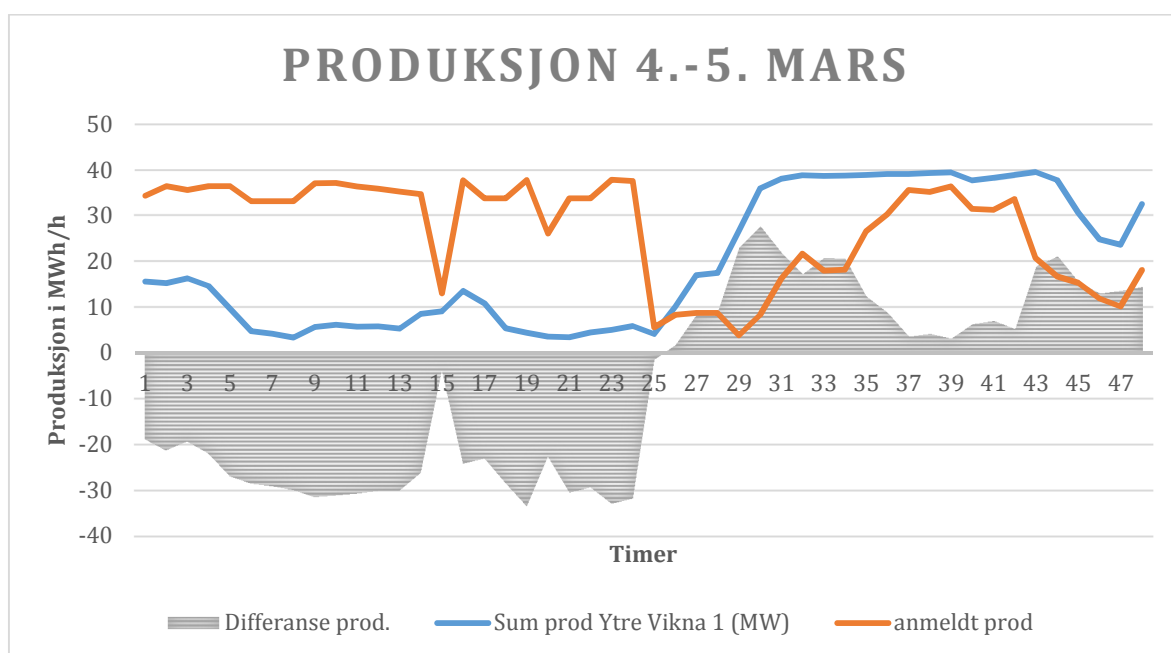
Turbiner 5, 7 og 8 produserte mest, mens turbiner 1, 11 og 13 produserte minst. I perioden mellom kl. 06 – kl. 10 ble det produsert mindre energi enn anmeldt. I dette tidsintervallet stemte prognostisert vindhastighet- og retning godt, men turbin nr. 11, 13 og 14 var alle ute av drift. [Figur 26]

Ved dette tilfellet stemte produksjonsprognosene egentlig godt men den anmeldte vinden med høy hastighet kom 6 timer tidligere enn antatt. Dette førte til at den høyere produksjon kom tidligere enn forventet; slik at det først ble overproduksjon og deretter underproduksjon. [31]

5.9.2 4.-5. MARS

Mellom 4. og 5. mars gikk den observerte vindretning ved Nordøyen gradvis fra å være rundt 90 og til å bli omtrent 250 grader. 4. mars kom det vind fra øst til og med sør-vest, mens det 5. mars kun blåste fra vest og sør-vest. Det var altså mer stabil vindretning 5. mars og den stemte også godt overens med det som var prognostisert. Den 4. mars var det derimot store avvik hele dagen i forhold til det som var prognostisert. Avvikene var da på opptil 110 grader.

Det var stor differanse i produksjon begge dagene. 5. mars ble det produsert mye mer kraft enn anmeldt, mens det 4. mars ble produsert mye mindre kraft enn anmeldt. [Figur 27] I flere av driftstimene var avvikene av størrelsesorden 20-30 MWh/h. Vindhastigheten var hovedsakelig høyere enn anmeldt, med unntak av 4. mars mellom kl. 18 til kl. 23.



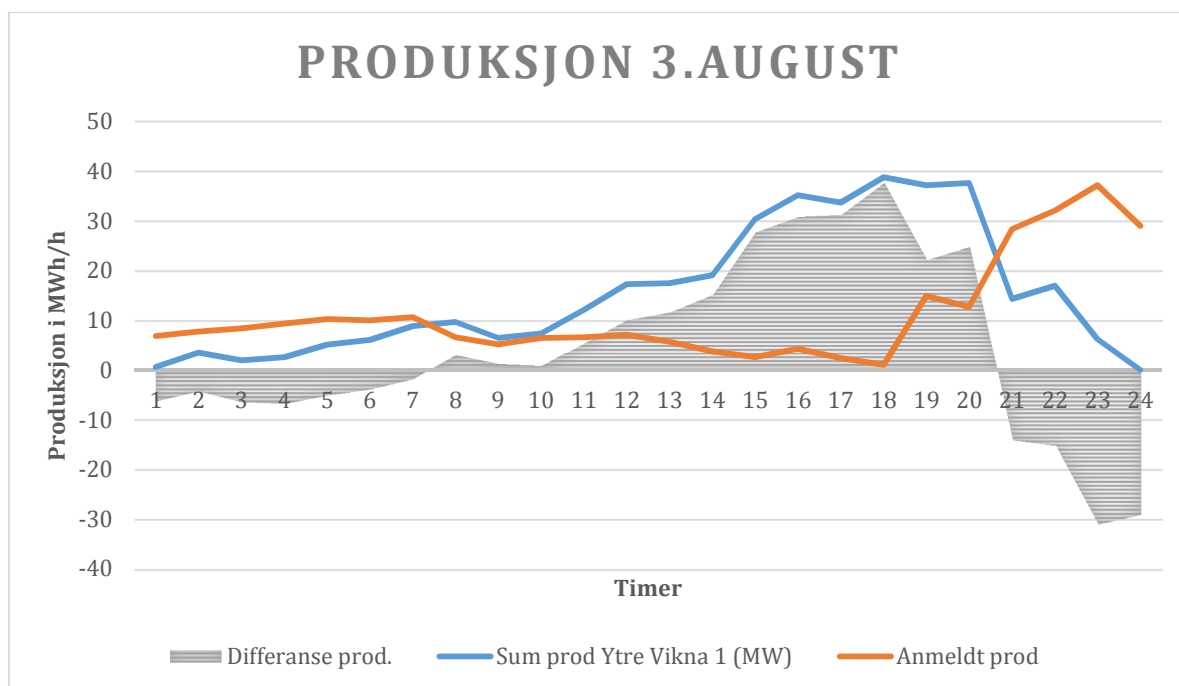
Figur 27: Den gjennomsnittlige produksjonen i driftstimene for alle 17 turbiner 4.-5. mars i MWh/h. X-aksen viser tid i timer eller klokkeslett for disse døgnene.

Turbiner 7, 14, 15 og 16 produserte mest, mens turbiner 1, 2, 3, 8 og 9 produserte minst. Turbin 17 var ute av drift mellom kl. 10 og kl. 16 4. mars.

4. mars var den anmeldte produksjonen alt for høy i forhold til det som faktisk ble produsert. Dette er fordi prognosene for vindhastighet stemte dårlig. Den 6. mars var det anmeldt vind med høy hastighet, men den kom til Ytre Vikna 6-10 timer tidligere enn forventet. I tillegg hadde den høyere hastighet enn prognosene tilsa. [31]

5.9.3 3. AUGUST

Dette døgnet var den observerte vindretningen ved Håven målemast på mellom 135 og 240 grader; vindretningen varierte mellom vind fra sør-øst, sør og sør-vest. Det var størst differanse mellom virkelig og prognostisert vindretning de 2 første timene av dagen samt mellom kl. 19 og kl. 24. Produksjonsdifferansen svingte mellom å være positiv og negativ i løpet av døgnet, og var størst fra kl. 12 og utover. Frem til kl. 18 den 3. august, var den observerte vindhastigheten ved Håven dobbelt så stor som det som var prognostisert. I perioden mellom kl. 11 og kl. 20 var faktisk produksjon mye høyere enn anmeldt, og det var en overproduksjon på opptil 38 MWh/h. På slutten av dagen var den observerte vindhastigheten lavere enn prognostisert. I denne perioden var det en underproduksjon på opptil 30 MWh/h. [Figur 28]



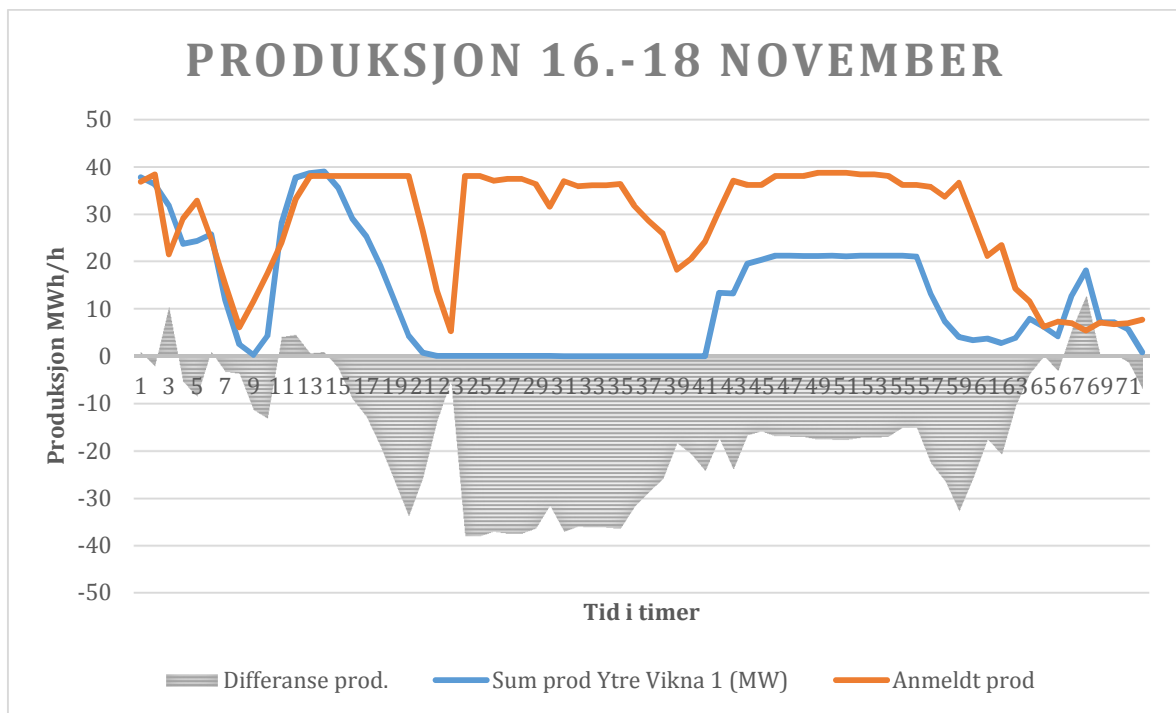
Figur 28: Den gjennomsnittlige produksjonen i driftstimene for alle 17 turbiner 3. august i MWh/h. X-aksen viser tid i timer eller klokkeslett for dette døgnet.

Ved dette tilfellet kom vinden også tidligere enn forventet. Dette førte til overproduksjon og deretter underproduksjon. [31]

5.9.4 16.-18. NOVEMBER

Ved dette tilfellet var den observerte vindretningen hovedsakelig mellom 200 og 300 grader (vind fra sør til og med nord-vest). Den prognostiserte vindretningen traff svært godt disse tre dagene. Det var svært høy negativ differanse i produsert kraft fra kl. 16, 16. november til kl. 15, 18. november. Det ble altså produsert mindre enn anmeldt. I løpet av denne perioden var det også svært høye observerte vindhastigheter sammenlignet med det som var anmeldt. Det var anmeldt høye vindhastigheter på rundt 20 m/s, men virkelig vindhastighet beveget seg opp mot 30 – 40 m/s i noen av driftstimene. Vindhastigheten var hele tiden høyere enn anmeldt.

I løpet av driftstimene med svært høye vindhastigheter var det en negativ produksjonsdifferanse. Dette skyldes at turbinene slås av ved vindhastigheter over 30 m/s. Turbinene var derfor ute av drift. [Figur 29]



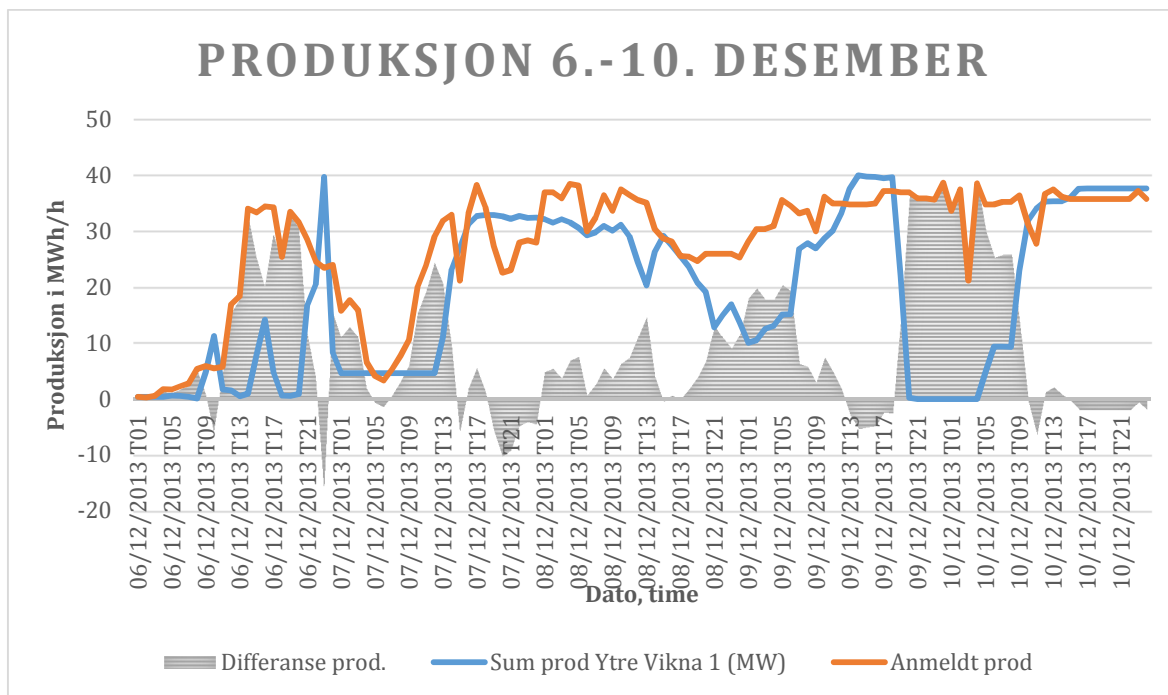
Figur 29: Gjennomsnittlig produksjon per time for alle turbinene 16.-18. november. [MWh/h]
 Turbiner 4, 13, 15 og 16 produserte mest, mens turbiner 1, 2, 6, 9 og 17 produserte minst.

17. november var anmeldingen mye høyere enn faktisk produksjon. Det ble prognostisert for lave vindhastigheter slik at det ble produsert for mye. [31]

5.9.5 06.-10. DESEMBER

Det var stor produksjonsdifferanse mellom kl. 12, 6. desember og kl. 03, 7. desember. I denne perioden var det også svært store avvik mellom faktisk og prognostisert vindretning, og en differanse på 3-4 m/s mellom observert og prognostisert vindhastighet.

Det var også stor differanse i produksjon mellom kl. 19, 9. desember og kl. 9, 10. desember. I denne perioden var det ikke så store forskjeller mellom virkelig og prognostisert vindhastighet eller -retning. Vindretningen var mellom 140 og 250 grader (vind fra sør-øst til sør-vest). I en stor andel av driftstimene disse 2 døgnene var det svært høy vindhastighet, slik at de fleste vindturbinene da var ute av drift.



Figur 30: Den gjennomsnittlige produksjonen faktiske produksjonen sammenliknet med anmeldt produksjon i driftstimene 06.-10. desember i MWh/h. X-aksen viser tid i timer eller klokkeslett for disse døgnene.

Turbiner 1, 2, 5 og 8 produserte mest, mens turbiner 3, 9, 13 og 14 produserte minst. Turbin 14 er vanligvis blant de mest produserende turbinene. [Figur 30]

Det lokale nettet var ute av drift mellom kl. 00:00 – kl. 12:00, 7. desember. Da var alle turbinene ute av drift. Dette ble ikke korrigert i produksjonsplanen eller anmeldingen. Dette var også tilfellet 9. desember mellom kl. 20 og kl. 03 neste dag. [31]

6 DISKUSJON

6.1 Produksjonsavvik of vindhastighet

Energimengden i vind avhenger hovedsakelig av vindhastigheten. Jo større vindhastighet, desto mer energi er det mulig for turbiner å få ut av vinden. Når man bommer på prognostiseringen av vindhastighet har det en åtte-dobbelteffekt på produksjonen.

Differansen mellom prognostisert og faktisk produksjon var i snitt størst i vinterhalvåret. Dette kan henge sammen med at det generelt sett blåser mer på vinteren [2, 3, 7]. Det er også om vinteren at vindhastigheten varierer mest, noe som kan føre til at det da blir vanskeligere å prognostisere vindhastighet [2, 3]. Det var i gjennomsnitt positiv produksjonsdifferanse i alle måneder utenom november og desember, da tilfellet var at det ble produsert mindre enn anmeldt. I disse månedene var det også prognostisert høyere vindhastigheter enn det som faktisk ble observert. Siden energien i vinden i så stor grad avhenger av vindhastigheten, er det stor sannsynlighet for at for høy prognostisert vindhastighet var årsaken til at det ble anmeldt for høy produksjon. Siden prognosemodellen er basert på historiske data kan dette skyldes at 2013 var et år med lavere vinter-vindhastigheter historisk sett.

Differansen mellom faktisk og anmeldt produksjon var minst ved de laveste vindhastighetene, mens det var størst avvik ved vindhastigheter mellom 11 og 19 m/s samt ved vindhastighet over 24 m/s. Årsaken til store avvik ved høye vindhastigheter kan være at det er større sannsynlighet for turbulens jo høyere vindhastigheten er [3]. I hovedsak er den faktiske produksjonen høyere enn anmeldt, men for vind med hastighet over 24 m/s er den faktiske produksjonen lavere enn anmeldt. Dette kan skyldes økt turbulens ved høyere vindhastigheter eller at vindhastigheten har vært så høy at turbinene har måttet være ute av drift. Når vindhastigheten kommer over 30 m/s vil turbinenes vris i forhold til vindretningen og det vil ikke være produksjon av kraft.[31]

Årsaken til de store avvikene mellom 11 og 19 m/s kan være at prognosemodellen for kraftproduksjon undervurderer hvor mye energi vindturbinene klarer å få ut ved disse vindhastighetene [31]. Hvis dette er tilfelle, kan det kun være aktuelt for

hendelser hvor prognosene for vindhastighet og- retning har truffet godt. En annen forklaring kan være at den prognostiserte vindfordelingen ikke har stemt helt overens med faktisk fordeling av vindhastigheter. Resultatene viste nemlig at lavere vindhastigheter hadde alt for høye frekvenser i prognosene, mens vindhastigheter over 11 m/s var sterkt underrepresentert i prognosene. I dette tilfellet kan årsaken til produksjonsdifferansen være at vindhastigheten har blitt prognostisert for lavt, eller at vinden ikke har samme sannsynlighetsfordeling som det har blitt tatt utgangspunkt i. Vindhastigheter følger vanligvis weibull-fordelingen, og kan ha ulike form og skala-faktorer. [34, 35]

Feil i vindhastighet har ulik effekt på kraftproduksjonen avhengig av hvor høy vindhastigheten er. [21] Feil ved lavere vindhastigheter under 3 m/s og i det flate området av effektkurven (12-25 m/s) har isolert sett ikke så mye å si, fordi en feil fører til liten eller ingen endring i kraftproduksjonen. Ved 3-12 m/s, der grafen stiger, kan en liten feil i vindhastighet ha svært stor innvirkning på produsert effekt. Påvirkningen er aller størst ved vindhastigheter i nærheten av cut-out-hastigheten (25-30 m/s), fordi det da er kort vei mellom maksimal produksjon og ingen produksjon. [19]

6.2 Produksjonsavvik og vindretning

Vinden som kommer fra sør-øst, sektor 5 og 6, har totalt sett størst differanse mellom faktisk og anmeldt produksjon. Ved vind fra denne retningen har det hovedsakelig vært overproduksjon av kraft sammenliknet med det som var anmeldt, men det er også en relativt stor grad av underproduksjon. Det ble til sammen fra disse sektorene produsert 8,8 GWh for mye og 4,5 GWh for lite. Det er ved vind fra sør-vest, sektor 9, at det totalt sett har vært høyest underproduksjon av kraft. Det vil si at det har blitt produsert mindre enn anmeldt. Bare fra sektor 9 var det i 2013 en underproduksjon på 3,4 GWh, og det var også produsert betraktelig mindre enn anmeldt fra sektor 8 og 10.

Ved sammenlikning av vindhastigheter i forhold til vindretning kom det frem at differansen mellom faktisk og anmeldt vindhastighet også var størst for sør-øst

(sektor 5 og 6). Her var det en gjennomsnittlig differanse på 2-3 m/s. Det var også store differanser mellom faktisk og anmeldt vindhastighet når det blåste fra sør-vest. Her var det en gjennomsnittlig differanse på 2 m/s, men denne differansen i vindhastighet fra sør-vest var betraktelig mindre gjenspeilet i den totale differansen i produksjon fra sør-vest. Både ved vind fra sør-øst og sør-vest har prognosene på vindhastighet truffet feil og den faktiske vindhastigheten har i gjennomsnitt vært betydelig høyere. Siden det har vært høyere vindhastighet enn prognostisert vil det forventes at produksjonen også har vært høyere. Dette stemmer for vind fra sør-øst, men ikke ved vind fra sør-vest hvor det totalt sett har vært større andel av for lav produksjon i forhold til for høy produksjon.

Vindretningene sør-øst og sør-vest står begge for majoriteten av produksjonen ved Ytre Vikna. Derfor er det nyttig å diskutere hva som er årsaken til at det produseres mye mer enn anmeldt når det blåser fra sør-øst sammenliknet med når det blåser fra sør-vest. Dette kan blant annet gjøres ved å drøfte vindretninger i forhold til terrenget som Ytre Vikna er plassert i.

Sammenlikningen mellom vindhastighet og -retning viser at det er vinden fra sør-vest som har høyest vindhastighet på 11,2 m/s. Med høyere vindhastighet forventes det økt produksjon av kraft. Siden produksjonsavviket hovedsakelig har vært negativt, må det være noe som gjør at vindhastigheten synker når den kommer frem til turbinene eller fører til at vinden blir turbulent. I forhold til vindretning sør-vest er mange av turbinene plassert bak hverandre med avstander på 250-350 m. Dette utgjør 4-5 rotordiameterer, og ved en slik avstand vil det være wake-effekter som kan redusere hastighet og gi økt turbulens. [2, 4, 7, 9] Dette kan da føre til lavere kraftproduksjon selv om vindhastigheten ved Håven var høy.

Når vinden kom fra sør-øst, var vindhastigheten også relativt høy ved Håven målemast. Når luftstrømninger beveger seg over terrenget i Ytre Vikna fra sør-øst til nord-øst, møter disse ikke et like homogent terreng som ved vind fra sør-vest. Her er det en større spredning i høyder når vinden møter terrenget i parken; fra lavt i sør-vest til høyt i nord-øst. I den nord-østlige delen av parken er det svært bratt stigning når luftstrømninger kommer fra sør-øst. Dette kan føre til at turbiner som er plassert langs stigningen og på toppen av stigningen kan oppleve økt

vindhastighet og redusert turbulens [10], mens turbiner på den andre siden av stigningen kan oppleve økt turbulens. [1, 2, 7]

6.3 Sammenlikning av produksjon fra utvalgte turbiner

Hvor mye energi en vindturbin klarer å trekke ut fra vinden avhenger hovedsakelig av vindhastighet og av hvor turbulent luftstrømningen er. Det er flere faktorer som kan føre til turbulens. I dette avsnittet velges det å legges å hovedvekt på turbulens i vinden grunnet terreng samt vake-effekter fra nærliggende turbiner. Undervurdering av terrengkompleksitet og plasseringen av turbiner i forhold til hverandre er en av de vanligste feilkildene som fører til avvik i produksjon [19].

6.3.1 Tilfelle 1

Turbinene som har lavest totalproduksjon står alle plassert i den nord-østlige halvdelen av vindparken. Som resultatene viser har alle turbinene hatt lavest produksjon når vinden har kommet fra nord-øst. Dette kan være relatert til at det generelt sett har vært lite vind fra denne vindretningen. I tillegg har vindhastighetene fra denne vindretningen i gjennomsnitt vært lavest sammenliknet med de resterende vindretningene. Turbin 8 og 9, som er plassert lengst nord-øst og høyt i terrenget, har likevel høyere produksjon fra denne vindretningen sammenliknet med turbin 1,2 og 6 som er plassert lenger vest. Dette viser at turbiner 1,2 og 6 enten ikke klarer å trekke like mye energi fra vinden som 8 og 9, eller at det er ulik vindhastighet i de to ulike delene av vindparken.

Når det blåser fra nord-øst er det turbin 8 og 9 som på grunn av sin plassering er de første turbinene vinden møter. Deretter beveger luftstrømningene seg nedover en stigning hvor resten av turbinene er plassert. Det kan være mulig at disse ikke får ut nok energi på grunn av turbulens som kan oppstå når luft strømmer ned etter en bratt stigning samt vake-effekt fra turbiner som vinden passerer i forkant [2, 7, 10].

Resultatene til Dahlberg [15] viste at en vake kan redusere energien en vindturbin klarer å utnytte med 10 % i en avstand på 9,5 rotordiameterer og med 45 % ved en avstand på 5 rotordiameterer. Ifølge Ammara et. al [13] vil vindhastigheten etter 10 rotordiameterer være tilbake til startvindhastigheten. Turbiner 1, 2 og 6 er plassert

mellom 250-350 meter bak andre turbiner i parken når det blåser fra nordøst; dette tilsvarer 4-5 rotordiameterer. Det er altså en mulighet for at disse turbinene produserer mindre enn turbin 8 og 9 ved vind fra nord-øst på grunn av turbulens og redusert hastighet fra vake.

6.3.2 Tilfelle 2

Når det blåser fra sør-øst har turbinene en ganske god spredning i forhold til at de er plassert svært vertikalt i forhold til hverandre. Likevel er det noen turbiner som havner bak hverandre også fra denne vindretningen. Ved vind fra sør-øst er det for eksempel stor forskjell på hvor mye energi turbin 13 og 16 får ut. Turbin 13, som står omtrent 250 meter foran turbin 16, har mye høyere produksjon ved vind fra sør-øst.

I akkurat denne delen av terrenget er det små høydeforskjeller, og terrenget er noe mindre komplekst. Det kan likevel være turbulens på grunn av vake-effekter. Vinden som passerer en turbin er utsatt for full vake-effekt, med redusert vindhastighet og turbulens, mellom 2,5-4 rotordiameterer etter passering av turbinen [9]. Siden avstanden mellom vindmøller 13 og 16 er på omtrent 4 diameterer kan vake-effekten fortsatt være stor når vinden når turbin 16.

6.4 Tilfeller med store produksjonsavvik

Etter å ha sett nærmere på og analysert dagene og tilfellene med de noen av de største produksjonsdifferansene gjennom året, har det kommet frem at hovedårsaken til disse store differansene er som følger:

1. Prognostisert vind kommer tidligere eller senere enn det som var anmeldt og at vindhastigheten i stor grad har blitt prognostisert for lavt i forhold til faktisk verdi. Det har vært en langt høyere frekvens av vindhastigheter over 11 m/s enn det som var prognostisert.
2. Det bommes anmeldingsteknisk på grunn av dårlig historikk. Det vil si at selv om faktisk vindhastighet og -retning stemmer med prognosene, så er faktisk produksjon ikke lik anmeldt produksjon.

3. Det lokale nettet er ute av drift eller det er ikke-planlagt vedlikehold av vindturbiner.

6.5 Økonomi

Når anmeldingen ikke treffer og det produserer mer eller mindre effekt enn prognostisert, fører det til at produsenten må handle kraft gjennom regulerkraftmarkedet. I regulerkraftmarkedet får produsenten en annen pris enn i spot-markedet. Salg i rk-markedet fører til lavere inntekter sammenliknet med salg til spotpris. Ved lavere produksjon enn anmeldt må produsenten kjøpe kraft. Det er derfor viktig at prognosen for kraftproduksjon treffer best mulig slik at man unngår høye balansekostnader. Når produksjonen er høyere enn anmeldt må også dette avviket handles i rk-markedet. Dette salget har en tilknyttet alternativkostnad på grunn av at salgsinntekten kunne vært høyere dersom volumet hadde blitt solgt i spotmarkedet.

Forbruks- og produksjonsubalanse er tilknyttet henholdsvis anmeldingen som sendes til Nord Pool Spot og korrigert produksjonsplan som sendes til Statnett for deltakelse i rk-markedet. Informasjon om forventet produksjon sendes én dag i forkant til handel i spot-markedet og én time i forveien til handel i rk-markedet. Den korrigerte produksjonsplanen som sendes til Statnett består av en ny anmelding basert på nyankomne data. Differansen mellom korrigert produksjonsplan og anmeldt produksjon må handles i rk-markedet til rk-pris. [27]

Differansen mellom den anmeldte produksjonen og den korrigerte produksjonsplanen kalles forbruksubalanse. Etter driftstimen kontrolleres den faktiske produksjon i forhold til produksjonsplanen. Om det er en differanse mellom disse, oppstår det en produksjonsubalanse som prises etter en to-pris modell. Oppregulering og nedregulering påvirker hvilken rk-pris som brukes i rk-markedet.[27]

Ut ifra det som er nevnt er det to typer tiltak som kan iverksettes for å redusere balansekostnadene. Det første vil være å forbedre produksjonsprognosen som gjelder ett døgn frem i tid og brukes til anmelding i spot-markedet, og det andre vil

være å forbedre den kortsiktige prognosen som er basert på sanntidsdata fra vindparken.

6.6 Utvikling i kraftmarkedet

Den norske regjeringen har lagt opp til en betydelig styrking av fornybarsatsningen for å bidra til å få ned utslippene av CO₂. Et viktig element i den økte satsningen var etableringen av et felles norsk-svensk elsertifikatmarked fra 1. januar 2012. Målet er at det innen 2020 totalt sett skal bygges ut en produksjonskapasitet på minst 26,4 TWh innen fornybare energi i Norge og Sverige. Det forventes at halvparten av denne utbyggingen vil foregå i Norge, og at utbyggingen hovedsakelig vil bestå av små vannkraftverk og vindkraftverk.

Dette vil føre til en økning av uregulerbar kraft i kraftmarkedet. I tillegg forventer Statnett at utviklingen beveger seg mot et felles europeisk kraftmarked. [36, 37] Dette er også noe som vil bidra til både enda mer uregulerbar kraft og mer ubalanse i kraftsystemet. For å få mindre ubalanse er det tenkt at det skal bli «finere tidsoppløsning i energimarkedene for å sikre bedre samsvar mellom produksjons- og forbruksendringer gjennom timen og ved timeskift» [36]. Dette betyr at kraftprodusenter vil måtte levere mer enn én driftsplan for én produksjonstime. Det er altså ønskelig å fordele produksjonen over kortere tidsperioder enn en time. Statnett ønsker at dette skal skje for at det skal være mulig å balansere kraftsystemet mer kontinuerlig i stedet for kun én gang per time. [36, 37]

I tillegg mener Statnett at en løsning på usikkerheten knyttet til prognosering av kraft, kan være økt utnyttelse av det eksisterende intradag-markedet ELBAS. Det er også ønskelig med et større intradag-marked som gjelder for hele Europa.[36, 37]

6.6 Begrunnelse for valg av data

Analysen og resultatene er basert på værdata hentet fra Rørvik, Nordøyen og Håven målestasjoner. Etter å sammenlignet disse datasettene med hverandre og prognostiserte data, ble det besluttet å legge mest vekt på værdataene fra Håven.

Håven målemast er nærmest plassert i forhold til vindparken i Ytre Vikna, og vil derfor gi et riktigere bilde av faktisk vindretning og -hastighet enn alternativene. Det kan nevnes at Nordøyen-dataene passet bedre enn Rørvik-data. En forklaring på dette kan være at Nordøyen målestasjon er plassert i samme retning i forhold til Ytre Vikna som Håven målestasjon. Før det ble gitt tilgang til data fra Håven, var analysen derfor hovedsakelig basert på data fra Nordøyen. Det var relativt like sammenhenger som kom frem ved bruk av disse to datasettene, men det ble valgt å gå videre med Håven på grunn av plasseringen til målemasten og betraktelig høyere korrelasjon med prognostiserte data.

6.7 Usikkerheter

6.7.1 Anemometere

I analysen av værdata for Ytre Vikna er det ikke tatt hensyn til usikkerhet knyttet til målingene foretatt av anemometre som er plassert på målemastene. Dette kan utgjøre en feilkilde for resultatene. Disse usikkerhetene er knyttet til kalibrering av måleinstrumentene. Det finnes to hovedtyper av slike usikkerheter; forskyvning og størrelse. En forskyvning av registrerte verdier kan for eksempel føre til at vindretning hele tiden måles litt feil, mens en størrelsesfeil kan føre til at det konstant registreres litt for høye eller litt for lave verdier av vindhastighet.

Anemometre som ble brukt av Kjeller Vindteknikk under deres analyse av vindparken hadde en tendens til å registrere vindhastigheter til å være 0,02 % høyere enn de faktisk var, samt undervurdere vindhastigheter under 3 m/s. [28] Jeg har ikke tilsvarende informasjon som hører til målemastene som datasettene brukt i denne oppgaven er hentet fra, og vet derfor ikke hvor betydelig denne feilkilden er. Det er likevel viktig å påpeke at slike feilkilder kan foreligge.

6.7.2 Plassering av målemast

Selv om Håven målemast er plassert nærmere vindmøllene i Ytre Vikna vindpark enn målestasjonene Nordøyen og Rørvik, kan det påpekes at det fortsatt er en avstand på omtrent 4 km mellom målemasten og vindturbinene. I et komplekst terreng som Ytre Vikna vil vindhastigheten kunne endre seg i løpet av korte

avstander. Det er derfor stor sannsynlighet for at vindhastigheten ved turbinene ikke er lik vindhastigheten ved målemastene. Det kan også påpekes at vindhastigheten varierer fra turbin til turbin. I utgangspunktet har Ytre Vikna plassert målesensorer på nacellen til hver vindmølle, men disse målingene har ifølge Trønderenergi Kraft AS vært påvirket turbulens og viser feil verdier.

7 FORSLAG TIL FORBEDRINGER

7.1 Oppdeling i sektorer for vindretning

Underveis i data-analysen ble det besluttet å dele opp vindretningene i 12 sektorer på 30 grader hver. Dette ble gjort for å bedre kunne sammenlikne ulike vindretninger med hverandre. Da ble det tatt utgangspunkt i fordelingen av sektorer i en vindrose.

Det vil være hensiktsmessig for Ytre Vikna å ha en prognosemodell for produksjon som tar hensyn til dette. Det er mulig å for eksempel ha en egen effektkurvemodell for hver sektor, eller én hovedmodell og egne tilpassede modeller til vindretningene med størst avvik i produksjon. Resultatene viser tydelig at produksjonen er forskjellig fra de ulike vindretningene og at prognosene treffer bedre ved noen vindretninger enn andre. Om man da har en tilpasset modell for hver retning ville det være enkelt å tilpasse prognosen etter anmeldt vindretning. Det bør spesielt ta hensyn til vind fra sør-øst og sør-vest da hoveddelen av vinden kommer fra disse retningene, og ved å redusere produksjonsavviket her vil balansekostadene kunne reduseres betraktelig.

Det anbefales også at det vurderes om det er mulig å bruke tyngre analyseverktøy til forbedring av produksjonsprognose-modellen. Dette kan gjøre det enklere å bearbeide store mengder med data, som ved noen tilfeller kan være vanskelig å håndtere med Microsoft Excel.

7.2 Modelltype

Nåværende prognosemodell er en statistisk modell som beregner prognostisert kraft ved å sette inn prognostiserte vindhastigheter og -retninger samt historiske produksjonsdata. Det er denne modellen som benyttes når produksjonsanmeldingen til Ytre Vikna sendes til Nord Pool én dag før produksjonen.

En fysisk modell fokuserer på hvordan luftstrømninger beveger seg i og rundt vindparken, og vil være fordelaktig å bruke for Ytre Vikna som har et svært

komplekst terreng [21]. Ifølge Ernst et al. [34] er det mer hensiktsmessig å bruke en fysisk modell når det skal lages en anmelding for spotmarkedet. Anmeldingen gjelder da produksjon én dag frem i tid. En fysisk modell vil utnytte meteorologiske data bedre enn en statistisk modell og ikke legge vekt på historiske produksjonsdata. [19, 20, 38] En statistisk modell er derimot bedre å bruke ved korttidsprognosering noen timer frem i tid. [19, 20, 34, 38] Det er altså bedre å bruke den statistiske modellen når produksjonsplanen skal korrigeres én time før produksjon. Ifølge Foley et al. [21] er statistiske modeller som prognoserer gjennomsnittlige vindhastigheter og -retninger ved hjelp av historiske data ofte svært presise ved beregning av månedlige og årlige verdier, men for gjennomsnittlige time- og dagsvindhastigheter er det nødvendig å ta hensyn til aerodynamiske effekter.[39]

En fysisk modell er mer kompleks enn en statistisk modell da det er mange steg mellom input-verdier og beregnet effekt-output, mens statistiske verdier bare bruker ett steg til transformering av input-verdier til effekten ut. [21] Nyere modeller som nevralt nettverk og fuzzy-logic-modeller, eller hybrid-modeller som kombinerer fysiske og statistiske modeller, kan redusere feilprognosering ytterligere.[19, 38]

Generelt kan en prognoseringsmodell for vindenergi få redusert avvik mellom faktisk og anmeldt produksjon ved å kombinere meteorologiske data fra flere leverandører. [34, 40] Det er da viktig å velge en optimal kombinasjon hvor beregningene i modellene for de ulike værdata er basert på uavhengige variabler [34]. I følge Ceña [41] er det også mulig å redusere produksjonsavvik ved å bruke data fra flere vindparker under utarbeidingen av prognosemodellen.

7.3 Anmelding

Før selve driftstimen er det mulig å sende inn korrigert produksjonsplan senest 45 minutter i forveien. [42] For en vindpark teller ethvert sekund fordi vindens hastighet og retning kan forandre seg i løpet av svært kort tid og føre til endret

produsert effekt. Det beste ville derfor vært å utnytte reglene for anmelding og sende en korrigert produksjonsplanen senest mulig før en driftstime.

I dag brukes vinddata bestående av vindhastighet og vindretning for én time tilbake i tid til korrigering av produksjonsplan. I andre parker, hvor TrønderEnergi Kraft AS har ansvaret for anmeldingen, brukes faktiske værdata fra kun 10 minutter tilbake i tid til å foreta en tilsvarende korrigering.[31] En slik praksis ville være svært relevant også for Ytre Vikna 1. Dette vil spesielt kunne være til hjelp når en vind kommer ved feil tidspunkt i forhold til prognosen og lager en effekt hvor det over en lang periode først kan være for lav produksjon, for deretter å være for høy produksjon i forhold til prognosen.

Dersom turbiner får driftsproblemer eller det interne nettet i parken er ute av drift, er det desto viktigere å korrigere produksjonsplan tilsvarende.

7.4 Data fra vindparken

Nåværende målemast som brukes til innsamling av faktiske værdata ligger omtrent 4 km unna området hvor turbinene er plassert. Håven er plassert i sørvest i forhold til vindparken. Vindparken i Ytre Vikna har et svært komplisert terreng som kan føre til raske endringer i vindhastighet og -retning. Om det er ønskelig å få maksimal uttelling fra en målemast, ville det vært hensiktsmessig å plassere en målemast nærmere turbinene. Da ville det være mulig å få et riktigere bilde av faktiske vindforhold ved turbinene, og dermed redusere sannsynligheten for avvik i produksjon.

En annen faktor som bør vurderes nærmere er målecellene som er plassert på nacellene til alle turbintårnene. Det bør undersøkes om det er mulig å korrigere disse for turbulens fra turbinen, eller plassere målecellene høyere opp slik at det er mulig å slippe unna noe av turbulensintensiteten. [2] Vinddata observert ved de enkelte målecellene kan inneholde svært nyttig informasjon, spesielt om man ønsker å se nærmere på turbiner med lav produksjon.

7.5 Forslag til videreutvikling av modell

For å vurdere hvor god en prognosemodell anbefales Madsen et. al [20] at det gjennomføres en residualanalyse. Dette gjøres for å vurdere hvor godt prognosemodeller gjør det i forhold til hverandre. Det er viktig å passe på at modellen tar hensyn til de viktigste faktorene som vindhastighet og –retning, men for vindparker med komplekse terreng er det også viktig å ta hensyn til stigninger og høydeforskjeller samt topografi. [20]

En modells ytelse kan bli testet ved hjelp av ulike statistiske verktøy som standardfeil (mean error), MSE (mean square error), RMSE (root mean square error) eller ved sammenlikning med en enkel referansemodell. [41]

Nåværende modell for vindparken kan brukes som referansemodell. En referansemodell brukes til sammenlikning av prognosemodeller. Om det skal lages en modell for første gang kan en av de enkleste prognosemodelltypene brukes som referanse. *Persistence*-modellen er en slik type modell og brukes ofte som utgangspunkt ved utvikling av prognosemodeller. En slik modell passer godt til sammenlikning med mer komplekse modeller for å vurdere hvor gode disse er. [19]

I en persistence-modell antar man at vindhastighet og –retning eller effekten ved et bestemt tidspunkt i fremtiden vil være det samme som ved prognoseringsøyeblikk. Selv om denne typen modeller er svært enkle viser det seg at de passer ganske godt til kortsiktige prognoser på mellom 1-6 timer. [19]

Om det er ønskelig å fortsette å bruke modellen man har i utgangspunktet er én mulighet kombinere denne med en læringskurve-modeller basert på modellen man allerede har. I Tyskland klarte de ved å lære av prognoseringsfeil, ved å se på fordelingen av feil, og dermed redusere RMSE fra 10 % i 2001 til 6,5% i 2005. [34]

Når en ny modell er laget kan den sammenliknes med referansemodellen ved hjelp av residualanalyser og RMSE-verdier. Sammenlikningen viser hvor godt den nye modellen faktisk presterer.

For å lage en modell ved hjelp av historiske data, bør man dele dataene i to. Den første delen kan brukes til å lage en prognosemodell. Den andre delen av datasettet kan sammenliknes med prognoserte verdier basert på prognosemodellen.[19] Ved

hjelp av den første delen av historisk data lager man altså en prognose for den andre perioden. Dersom denne metoden brukes er det enkelt å teste hvor godt modellen fungerer.

7.6 Oppsummering og videre arbeid

Målet med denne oppgaven var å analysere produksjonsavvikene ved Ytre Vikna vindpark, og komme med forslag til forbedring av modell. I dette kapitlet har mulige forslag til forbedring blitt presentert. Analysen fra denne oppgaven er basert på produksjonsdata fra Ytre Vikna vindpark, men det som har blitt drøftet kan potensielt overføres til alle vindparker. Dette gjelder spesielt vindkraftparker med et komplekst terreng.

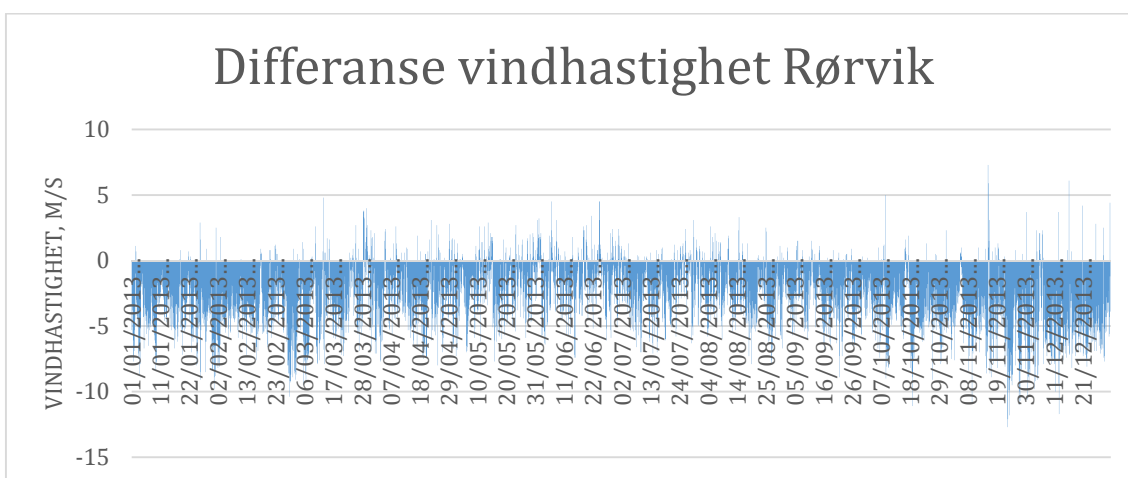
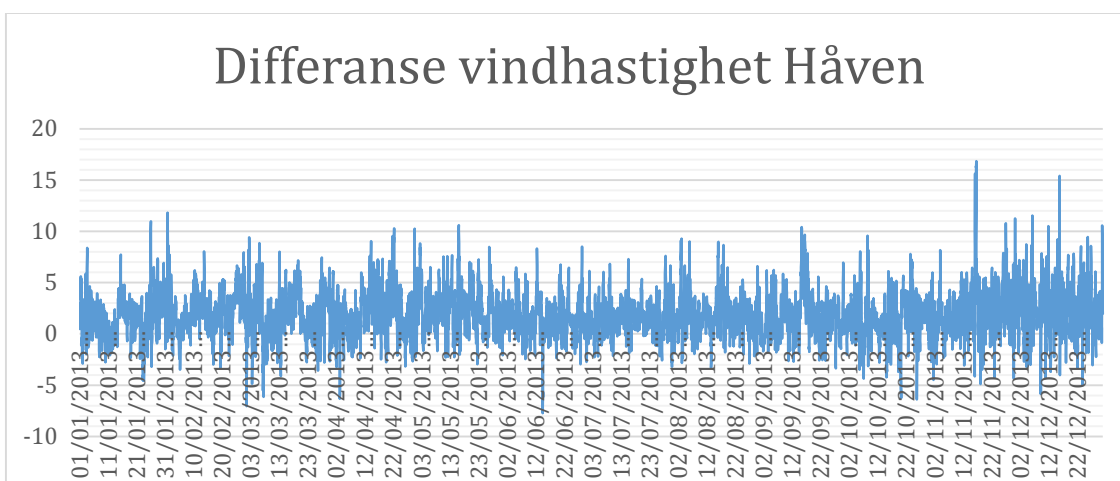
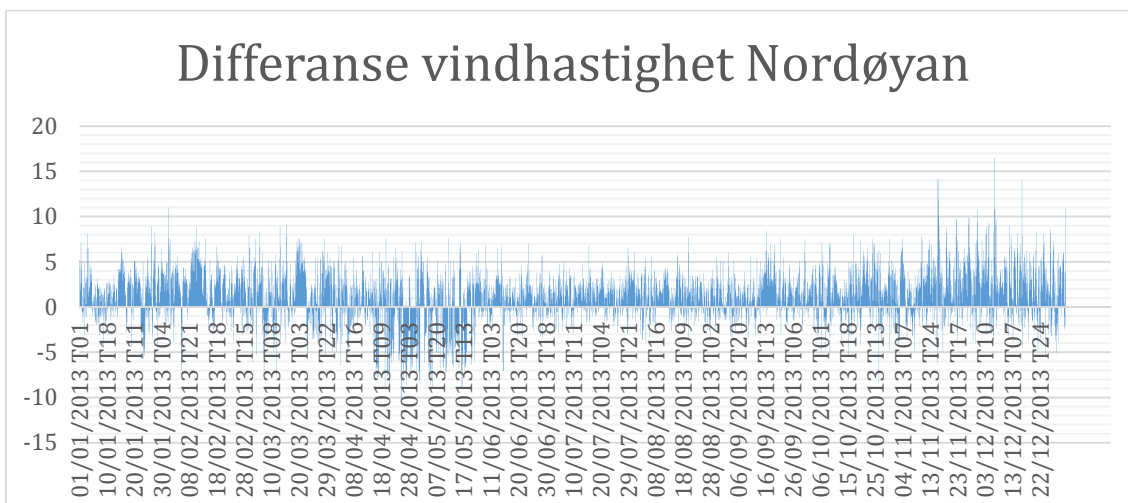
8 Referanseliste

1. *Flow over hills and obstacles*. Kyoto in the home. Tilgjengelig fra: <http://www.kyotoinhome.info/EE/images/wind/figura2.gif> (lest 04.04.2014).
2. Burton, T., Jenkins, N., Sharpe, D. & Bossanyi, E. (2011). *Wind energy handbook*: John Wiley & Sons.
3. NORWEA. (2012). *Vindkraftens ABC. NORWEA Vind Bølge Tidevann*. Oslo. 72 s.
4. Mikkelsen, K. (2013). *Effect of free stream turbulence on wind turbine performance*. Hovedoppgave. Trondheim: Norwegian University of Science and Technology,, Department of Energy and Process Engineering,. 87 s.
5. RAANZ. *Bernoulli's principle*. Tilgjengelig fra: <http://raanz.org.nz/wiki/pmwiki.php?n=TM.Principals> (lest 13.03.2014).
6. NORWEA & Energi, N. *Vindturbinenes virkningsgrad*. Tilgjengelig fra: <http://www.vindportalen.no/teori/virkningsgrad.aspx> (lest 03.02.2014).
7. Manwell, J. F., McGowan, J. G. & Rogers, A. L. (2000). *Wind Energy Explained*: John Wiley & Sons Ltd.
8. Réthoré, P.-E. (2009). Wind turbine wake in atmospheric turbulence.
9. Sanderse, B. (2009). Aerodynamics of wind turbine wakes. *Energy Research Center of the Netherlands (ECN), ECN-E-09-016, Petten, The Netherlands, Tech. Rep.*
10. Eilenberg, S. R. (2012). Wind Farm Arrangement: Considering the influence of Complex Terrain and Turbine Wake Interactions. *Wind Energy Initiative*. Iowa: Iowa State University. 3 s.
11. Ainslie, J. F. (1988). Calculating the flowfield in the wake of wind turbines. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 27 (1): 213-224.
12. Schepers, J. (2003). *ENDOW: Validation and improvement of ECN's wake model*: Energy research Centre of the Netherlands ECN.
13. Ammara, I., Leclerc, C. & Masson, C. (2002). A viscous three-dimensional differential/actuator-disk method for the aerodynamic analysis of wind farms. *Journal of Solar Energy Engineering*, 124 (4): 345-356.
14. Højstrup, J. (1999). Spectral coherence in wind turbine wakes. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 80 (1): 137-146.
15. Dahlberg, J., Poppen, M. & Thor, S. (1992). Load/fatigue effects on a wind turbine generator in a wind farm. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 39 (1): 199-209.
16. ECMWF. (2007). *About ECMWF model*. Tilgjengelig fra: <http://old.ecmwf.int/about/research.html> (lest 01.03.2014).
17. HIRLAM. (2011). *General model description*. Tilgjengelig fra: <http://www.hirlam.org/index.php/hirlam-programme-53/general-model-description> (lest 03.02.2014).
18. WRF, A. *The Weather Research and Forecasting Model*. Tilgjengelig fra: <http://www.wrf-model.org/index.php> (lest 04.03.2014).
19. Monteiro, C., Bessa, R., Miranda, V., Botterud, A., Wang, J. & Conzelmann, G. (2009). Wind power forecasting: state-of-the-art 2009: Argonne National Laboratory (ANL).
20. Madsen, H., Pinson, P., Kariniotakis, G., Nielsen, H. A. & Nielsen, T. S. (2005). Standardizing the performance evaluation of shortterm wind power prediction models. *Wind Engineering*, 29 (6): 475-489.
21. Foley, A. M., Leahy, P. G., Marvuglia, A. & McKeogh, E. J. (2012). Current methods and advances in forecasting of wind power generation. *Renewable Energy*, 37 (1): 1-8.
22. Berge, E. (2012, 05.11.2012). *Produksjonsprognoser vind*. Kraftverkshydrologi og produksjonsplanlegging, Trondheim, s. 22: Kjeller Vindteknikk AS.
23. Lang, S., Möhrlein, C., Jørgensen, J., Gallachóir, B. & McKeogh, E. (2002). Application of a Multi-Scheme Ensemble Prediction System for wind power forecasting in

- Ireland and comparison with validation results from Denmark and Germany. *system*, 2001: 5.
24. Justisdepartementet. (2004). 6.2.2 *Regulerkraftmarkedet*. (Lovregulering av strømvavtaler sluttet med forbrukere; NOU 2004:4).
 25. Statnett. (2012). *Om reservekraftmarkeder*. Reservekraftmarkeder. Tilgjengelig fra: <http://www.statnett.no/Drift-og-marked/Markedsinformasjon/> (lest 15.04.2014).
 26. Statnett. (2013). Avtale om tilgang til engrosmarkedet for elkraft i Norge. *Balanseavtale - Dok. id: 272809*. Norge. 5 s.
 27. Bernseter, K. L. (2009). *Nordisk harmonisert balanseavregning*: Statnett. 15 s.
 28. Nyhammer, F. & Berge, E. (2006). Ytre-Vikna Wind Farm Climatic Conditions. *KVT/FKN/2006/017*. Kjeller: Kjeller Vindteknikk AS. 48 s.
 29. Tallhaug, L. & Venas, B. (1999). En foreløpig analyse av vindforholdene i Nord Trøndelag. *KVT/LT/99/013*: Kjeller Vindteknikk AS.
 30. Villanger (red.). (2000). *Vindforhold i Vikna og Nærøy*. KVT/FV/2000/005: Kjeller Vindteknikk AS.
 31. Røen, M. (2014). *Telefonsamtale med Magne Røen fra TrønderEnergi AS* (29.04.2013).
 32. *eKlima*. Meteorologisk instiutt. Tilgjengelig fra: http://sharki.oslo.dnmi.no/portal/page?_pageid=73,39035,73_39049&_dad=portal&_schema=PORTAL (lest 04.03.2014).
 33. *Digitale terrengmodeller*. Kartverket. Tilgjengelig fra: <http://data.kartverket.no/download/content/geodataprodukter?korttype=3595&aktualitet=All&datastruktur=All&dataskema=All>.
 34. Ernst, B., Oakleaf, B., Ahlstrom, M. L., Lange, M., Moehrlen, C., Lange, B., Focken, U. & Rohrig, K. (2007). Predicting the wind. *IEEE power and energy magazine*, 5 (6): 78-89.
 35. Jamil, M., Parsa, S. & Majidi, M. (1995). Wind power statistics and an evaluation of wind energy density. *Renewable energy*, 6 (5): 623-628.
 36. Statnett. (2012). Systemdrifts- og markedsutviklingsplan 2012. *Utfordringer og prioriteringer for fremtidens systemdrift*. Oslo. 65 s.
 37. Statnett. (2014). Systemdrifts- og markedsutviklingsplan 2014-20. *Tiltaksplan for sikker og effektiv drift av kraftsystemet*. Oslo. 98 s.
 38. Lei, M., Shiyang, L., Chuanwen, J., Hongling, L. & Yan, Z. (2009). A review on the forecasting of wind speed and generated power. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13 (4): 915-920.
 39. Landberg, L. & Watson, S. J. (1994). Short-term prediction of local wind conditions. *Boundary-Layer Meteorology*, 70 (1-2): 171-195.
 40. Lange, M., Focken, U., Meyer, R., Denhardt, M., Ernst, B. & Berster, F. (2006). *Optimal combination of different numerical weather models for improved wind power predictions*. Sixth International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms.
 41. Costa, A., Crespo, A., Navarro, J., Lizcano, G., Madsen, H. & Feitosa, E. (2008). A review on the young history of the wind power short-term prediction. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12 (6): 1725-1744.
 42. SF, S. (2013). *VILKÅR for anmelding, håndtering av bud og prissetting i regulerkraftmarkedet (RKM)*: Statnett SF. 5 s.

Vedlegg

Vedlegg 1 – Differanse vindhastighet i forhold til dato



Vedlegg 2 – Produksjon fra turbiner i forhold til vindretning

Alle tallene er oppgitt i MWh. Tallene i den grå delen er turbin nr. Lilla merking er maksimum produksjonsverdi i forhold til vindretningsfordeling.

Retning	1	2	3	4	5	6	7	8	9
346 - 15	129,87	138,69	133,80	128,33	148,27	129,33	152,44	148,19	122,96
16 - 45	107,70	132,16	161,01	187,12	157,94	115,25	164,58	152,56	153,41
46 - 75	45,09	48,90	46,98	39,69	40,40	47,68	52,89	46,86	42,89
76 - 105	82,97	87,34	89,36	107,87	67,78	74,11	82,50	73,13	77,98
106 - 135	887,60	956,35	909,62	1048,75	760,34	783,40	820,53	883,65	783,42
136 - 165	1023,16	1086,29	1062,89	1114,23	1092,59	952,95	1064,12	982,97	845,57
166 - 195	226,23	240,04	284,76	272,46	256,10	225,22	214,17	191,03	209,12
196 - 225	669,47	581,39	791,50	861,64	740,50	714,97	661,03	604,97	561,45
226 - 255	1025,53	859,68	982,07	1150,18	1192,97	1050,51	1249,77	968,35	958,88
256 - 285	399,43	505,51	579,84	766,28	754,62	755,98	801,00	705,75	621,53
286 - 315	369,18	374,42	413,35	453,16	478,73	475,17	498,18	526,69	425,65
316 - 345	448,47	405,42	465,00	484,83	476,42	475,41	503,37	515,52	456,51
	1025,53	1086,29	1062,89	1150,18	1192,97	1050,51	1249,77	982,97	958,88
Retning									
	10	11	12	13	14	15	16	17	
346 - 15	143,10	113,67	152,93	150,29	136,84	137,48	156,50	142,21	
16 - 45	152,59	169,41	186,73	205,76	139,44	156,11	207,70	208,02	
46 - 75	47,44	43,46	41,87	48,55	47,58	42,15	58,34	64,10	
76 - 105	97,47	95,77	63,31	80,97	86,85	81,42	80,17	58,09	
106 - 135	975,07	905,44	935,58	872,43	1019,07	996,92	877,32	770,34	
136 - 165	1059,79	988,69	1083,92	1051,59	1165,96	1162,14	767,51	1051,16	
166 - 195	261,19	236,25	211,77	255,56	269,01	278,44	244,38	256,53	
196 - 225	822,66	813,92	801,22	843,27	861,77	843,72	772,02	834,33	
226 - 255	1012,90	1259,57	1155,36	1082,70	1194,95	1224,78	1253,71	1267,39	
256 - 285	733,85	588,67	555,25	563,31	640,00	661,39	664,52	692,39	
286 - 315	453,47	314,73	394,63	353,77	435,85	402,05	384,57	391,76	
316 - 345	442,42	427,80	464,88	339,63	435,53	451,25	465,75	421,98	
	1059,79	1259,57	1155,36	1082,70	1194,95	1224,78	1253,71	1267,39	



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Postboks 5003
NO-1432 Ås
67 23 00 00
www.nmbu.no