



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2023 30 stp
Fakultetet for realfag og teknologi

Hvordan degraderer vindparker med alderen i Norge?

How does wind farms performance decline with
age in Norway?

Erik Drengsrud
Industriell økonomi

Forord

Denne oppgaven markerer slutten på min mastergrad i industriell økonomi på Norges miljø- og biovitenskapelige universitet.

Vindkraft har vært svært relevant det siste året. Det har fått stor medieoppmerksomhet i forbindelse med strømkrisen, forstyrrelse av reindrift, finansiering gjennom skatteparadis og behov for fornybar energi generelt. Det har vært gøy å følge med på og har gitt meg ekstra motivasjon til å jobbe med oppgaven.

Jeg takker min veileder Jesper Frausig som har fulgt meg opp tett. Vi har møttes nesten ukentlig og hans råd har vært utrolig nyttig for å skrive denne oppgaven.

Sammendrag

Slitasje og degradering er et faktum for alle vindturbiner. I løpet av levetiden reduseres vindturbiners effekt som følge av redusert aerodynamisk ytelse, transmisjonsvirkningsgrad, eller tilgjengelighet. Til hvilken grad hver enkelt av disse faktorene påvirker degraderingen av effekten er komplisert å måle nøyaktig på grunn av varierende værforhold (Green & Staffel, 2014a).

Denne oppgaven tar for seg degraderingen av effekten til 16 forskjellige vindparker spredd over 3 forskjellige prissoner i Norge. Vindparkene har en midlere produksjon på omtrent 2,1 TWh som utgjør 21% av Norges vindkraftproduksjon fra 2020 (NVE, 2021b). Timesmålinger for produksjon i vindparkene er hentet fra NVE i perioden 2002-2020 og blir beregnet om til månedlige kapasitetsfaktorer, som videre er benyttet i regresjonsanalyse.

Modellen korrigerer ikke for den varierende vinden og dekket en liten del av den norske vindpark-beholdningen og dermed ble ikke resultatet på degraderingsraten presist. Det ble brukt flere metoder til å lage regresjonsmodeller som ga samme resultat som ga modellen mer robusthet. Degraderingsraten som ble funnet var på $-0,43$ prosentpoeng i året. Den gjennomsnittlige kapasitetsfaktor for en vindpark er på 30 % i datasettet og en ny vindpark med denne kapasitetsfaktoren vil synke til 21,83 % når den er 15 år. Dette tilsvarer en reduksjon av total ytelse på 14,63 %. Det ble også undersøkt økt nedetid sitt bidrag på degradering og det ble anslått at den økte nedetiden bidrar til 18 % av degraderingen for vindparker.

Innhold

Forord	1
Sammendrag	2
Innhold	3
1 Bakgrunn	7
1.1 <i>Forsknings spørsmål</i>	8
2 Teori	9
2.1 <i>Lineær regresjon</i>	9
2.1.1 <i>Minste kvadraters metode</i>	9
2.1.2 <i>Flere statistiske parametere</i>	10
2.2 <i>Vindturbinteori</i>	11
2.2.1 <i>Vindpark</i>	11
2.2.2 <i>Vindturbin</i>	11
2.2.3 <i>Fra vindenergi til elektrisitet i strømmettet</i>	15
2.2.4 <i>Driftsbegreper og driftsparametere for vindkraft</i>	28
2.3 <i>Kraftmarkedet og prissoner</i>	31
3 Metode	33
3.1 <i>Forretningsforståelse</i>	33
3.2 <i>Dataforståelse</i>	34
3.2.1 <i>Datainnsamling</i>	34
3.3 <i>Dataforberedelse</i>	40
3.3.2 <i>Datakonstruksjon</i>	42
3.4 <i>Modellering</i>	45
3.4.1 <i>Valg av modelleringsteknikk</i>	45
3.4.2 <i>Validering av modell</i>	45
4 Resultat	49
4.1 <i>Modell med alle parkene</i>	49
4.2 <i>Nedetid</i>	50
4.3 <i>Modell for hver enkelt park</i>	51
4.4 <i>Endelig resultat basert på modellene med nedetid</i>	53
5 Diskusjon	54
5.1 <i>Hvilke faktorer påvirker modellen?</i>	54
5.1.1 <i>Ikke-aldningsrelaterte faktorer</i>	54
5.1.2 <i>Aldningsrelaterte faktorer</i>	57
5.1.3 <i>Absolutt eller relativ kapasitetsfaktor</i>	58
5.1.4 <i>Vekting av kapasitetsfaktorene</i>	60
5.1.5 <i>Korrigerings</i>	60
5.1.6 <i>Datakvalitet</i>	60
5.2 <i>Hvor god er modellen?</i>	61

5.3	Hvilken virkning har dette på vindkraftindustrien?	Feil! Bokmerke er ikke definert.
6	Konklusjon	Feil! Bokmerke er ikke definert.
7	Fremtidig arbeid	Feil! Bokmerke er ikke definert.
	Bibliografi
	65
8	65
9	Appendiks	70

Figurliste:

Figur 2:	Scatterplot av datapunkter og plot av den lineære regresjonsmodellen punktene danner.	9
Figur 3:	Generator med permanente magneter med fire spoler og 2 nord/sør polpar i rotoren. Hentet fra (Goudsmit, 2017).	12
Figur 4:	Viser torque ripple for en generator med tre spoler og én magnet i rotoren (Microdrives).	14
Figur 5:	Viser Rayleigh-fordelingen med $c = 8,5 \text{ m/s}$ med median på $6,6 \text{ m/s}$ og modus på 6 m/s (Danish-Wind-Industry-Association, 2000).	20
Figur 6:	Vindhastighetsgrafer (John Twidell, 2015a) viser en hastighetsgraf med høy målefrekvens fra en anemometermåling.	20
Figur 7:	: Autokorrelasjonsfunksjon for vindhastigheten og ytelsen til én vindturbinen mot tidsforsinkelsen, gjennomsnitt (Aki Akkik, 2016). Den fluktuerende vinden skaper et fenomen som kalles turbulens, som introduserer en syklisk last på vindturbiner og kan føre til skader på bladene og drivverket. Turbulensintensiteten er gitt ved:	21
Figur 8:	: Illustrasjon av hvordan vinden treffer bladene og kreftene den utøver på bladene: (a): Hub og vindhastigheten til vindturbinen, v. (b): Perspektivvinkel med innstrøms hastigheten u_0 , (c): Detaljert skisse av vindhastigheter og krefter på tverr aerofoilen.	22
Figur 9:	Graf (a) viser hvordan power coefficient endrer seg med tip speed ratio og har en maks verdi (ved beste angrepsvinkel). (b) viser C_p mot u_0 ved forskjellige konstante λ . (c) Viser sammenhengen mellom C_p og innstrømningshastigheten og viser tapet ved å ikke operere ved den optimale tip speed ratio (John Twidell, 2015c).	23
Figur 10:	Skjermatisk digram over tap i en vindturbin. Viser energiflyt og signalflyt mellom komponenter, der η_r , η_{gb} og η_s er virkningsgraden til henholdsvis rotoren, girboksen, generatoren og strømnettet. Laget med inspirasjon fra Qiu (Qiu, 2016).	24
Figur 11:	Figuren viser produsenten sin effektkurve av en 3.2 MW vindturbin.	26
Figur 12:	Produksjonsdata normalisert ned til effekten til én vindturbin i Tellenes vindpark målt ett år etter idriftsettelse og effektkurven til SWT-3.2-113 hentet fra windpowerlib-biblioteket i python.	28
Figur 13:	Produsentens effektkurve for turbinmodell SWT113/3200 og en kontraktuell produksjonsgrense i grønn som i dette tilfellet er satt til 80% av maksimal ytelse ved gitte vindforhold.	30

Figur 14: Organisering av kraftmarkedet med de ulike aktørene. Inspirasjon hentet fra (Energifakta, 2021).	31
Figur 15: Arbeidsflytydiagram som viser metoden benyttet i oppgaven.....	33
Figur 16: Oversikt over idriftsettelsesår for alle vindparkene i datasettet.	38
Figur 17: Frekvensdomenesprektrum. Grafen er en transformasjon av flere tidsseriemålinger i Danmark, som har blitt brukt til å finne variansen av vindhastigheten u mot u	39
Figur 18: Den nye vindparkporteføljen sine idriftsettelsesår.....	42
Figur 19: Linjene følger de 12-måneders-rullende kapasitetsfaktorene sin utvikling over parkenes alder.	44
Figur 20: Autokorrelasjonsfunksjonen, (korrelasjonen mellom to tidsserier med tidsforsinkelse mellom seg) for månedlige kapasitetsfaktorer til venstre og tabell med statistisk Q og tilhørende p-verdi på de 10 første månedene med tidsforsinkelsene.	46
Figur 21: Scatterplot og residualplot for ikke-rullende i kolonnen til venstre og for rullende til høyre.	48
Figur 22: Plot av de forskjellige produksjonsperiodene med deres respektive ikke-rullende og 12-måneders rullende gjennomsnitt med tilhørende stigningstall. Den gule linjen er regresjonslinjen, det lilla området representerer 25-75-kvantilet eller de 50% mest sentrale punktene og det svarte området er gjennomsnittverdien for de forrige 12 månedene med standardavviket som bredde. Cor og R2 er henholdsvis korrelasjonskoeffisienten og korrelasjonskoeffisienten kvadrert.	50
Figur 23: Regresjonslinje av nedetiden der stigningstallet er den gule linjen og de røde punktene er andel nedetid for det respektive året. A er stigningstallet for regresjonslinjen og b representerer regresjonslinjen: $Y = aX + b$	51
Figur 24: Histogram med fordelingen av degraderingsrate for de forskjellige vindparkene i datasettet.	52
Figur 25: Oversikt over degraderingen til parkene ved parkens forskjellige kapasiteter for datasettet med nedetid. Grafen til venstre viser degraderingsraten for hver park og grafen til høyre viser parkenes vektete degraderingsrate. Den vektete degraderingsraten er degraderingsraten multiplisert med parkens andel (vekt) av den totale kapasiteten i vindparkporteføljen og viser parkenes bidrag for degraderingen beregnet ved vektet gjennomsnitt.....	53
Figur 26: Viser at rotordiameter og navhøyde har økt mellom 2000 og 2018, sammen med kapasiteten til vindturbinen (IRENA, 2019a)	55
Figur 27: Grafene viser utviklingen av teknologien i vindparkporteføljen og turbinmodellene er sortert etter økende design-år for turbinmodellen.....	56
Figur 28: Scatterplot av degraderingsrater og gjennomsnittlig KF i det tredje driftsåret til parken.	59
Figur 29: Eksempelet er fra OB17 og viser hvordan den lineære regresjonen kan være feilaktig.	62

Tabelliste:

Tabell 1: Statistikk for rådata fra NVE	36
Tabell 2: Oversikt over antallet parker i hvert område	42
Tabell 3: Oppsummering av statistikk fra de to bearbejdede månedlige tidsseriene.....	45
Tabell 4: Dato på året parkene ble idriftsatt og deres gjennomsnittlige kapasitetsfaktor	47
Tabell 5: Degradertingsrate for de individuelle vindparkene.	51
Tabell 6: Tabell med statistiske parametere for regresjonsmodellene.....	63

Tabell 7: Oversikt over turbinmodellene i hver vindpark, modell typens første operasjonsår og idriftsettelsesåret for parken..... 70

Forkortelser:

AKF	Autokorrelasjonsfunksjon
H12	Britisk studie om degraderingen i Danmark og Storbritannia (Hughes, 2012a)
KF	Kapasitetsfaktor
LCOE	Levelized cost of energy (total kostnad per kraftenhet produsert)
OB17	Svensk studie om degraderingen i Sverige (Jon Olauson & Per Edström, 2017)
NVE	Norges vassdrags- og energidirektorat
SG14	Britisk studie om degraderingen i Storbritannia (Green & Staffel, 2014a)

1 Bakgrunn

Et av de store klimamålene til EU er å kutte klimautslippene fra 1990 ned til minst 40% innen 2030 (Regjeringen, 2020). Fossilt brennstoff blir i dag benyttet i stor skala til produksjon av elektrisitet i mange EU-land. Over 38% av kraftproduksjon i EU kom fra fossilt brensel i 2022. Samtidig har Russlands angrep på Ukraina hatt stor påvirkning på prisen for fossilt brennstoff og følgelig strømprisene i Europa (EC, 2023). Behovet for å tette hullet fra Russlands energiekspor til Europa er stort, men samtidig er dette en mulighet til å erstatte fossil kraftproduksjon med fornybar produksjon. Norge er en del av EUs energimarked og ved å øke kraftproduksjonen øker EUs tilførsel til fornybar energi og behovet for forbrenning av kull og gass reduseres.

Norsk vindkraft har over lengre tid vært i vekst. Med en økning i årsproduksjon fra 0,03 TWh i 2000 til 11,77 TWh i 2021, og utgjorde norsk vindkraft i overkant av 10% av produksjonen i Norge (SSB, 2023). Samtidig har vannkraft stagnert på omtrent 140TWh (Aanensen, 2022). Det teknisk-økonomiske-potensialet for utbygging av vannkraft i Norge er begrenset og 64% av potensialet er allerede bygd ut. I tillegg er 23% vernet og ifølge NVEs anslag gjenstår kun 23 TWh totalt i vannkraftpotensial (NVE, 2020).

Vindkraftpotensialet derimot er fortsatt stort og NVE har anslått at potensialet ligger mellom 400-1800 TWh avhengig av strømpriser og miljøforhold(Hofstad, 2023). Samtidig viser tall fra NVE at landbasert vindkraft hadde lavest LCOE av norsk kraftproduksjon i 2021 (NVE, 2021a). Selv om LCOE, eller produksjonen, varierer med værforholdene, er dette fremdeles en god indikator på at man bør investere i landbasert vind. Med både større potensiale og lavest LCOE har Norge god grunn til å fortsette å utvide vindkraftproduksjonen og derfor er det viktig å sørge for at vindkraftindustri utvikler seg på en pålitelig måte.

Vindturbiner degraderer, og dette påvirker tilgjengeligheten, påliteligheten og ytelsen til vindparkene. Disse parameterne er viktige for lønnsomheten til vindkraftverk og gode estimater på disse gir et bedre utgangspunkt for investeringsbeslutninger. For eksempel kan man sammenligne parameteren LCOE (kostnaden for å produsere én kWh) med prisen for å selge en kWh. Til nå har man liten oversikt over degraderingen av ytelsen på norske vindparker og en bedre oversikt vil være nyttig for vindkraftindustrien.

I Storbritannia har det blitt utført regresjonsanalyse for degraderingen av vindkraft i både 2012 og 2014 og i Sverige ble det gjort i 2017 (Green & Staffel, 2014a; Hughes, 2012a; Jon Olauson & Per Edström, 2017), der de to siste rapportene henter inspirasjon fra de foregående rapportene. Alle tre rapportene viser at energitapet er større enn det vindkraftindustrien tidligere hadde antatt og hvis degraderingen er stor nok i Norge også er det gunstig å erstatte vindturbinene før den antatte levetiden. Dermed er det grunn til å tro at en liknende regresjonsanalyse vil være hensiktsmessig også for den norske vindkraftindustrien.

I oppgaven er det brukt lineær regresjonsanalyse av den månedlige kapasitetsfaktoren til norske vindparker over de siste 20 årene. Her er kapasitetsfaktoren benyttet som avhengig variabel og alderen som uavhengig variabel og det er stigningstallet fra denne analysen som er brukt som estimator av degraderingen.

1.1 Forskningsspørsmål

Følgende forskningsspørsmål for å undersøke degraderingen og aldringseffekten på vindparkeres produksjon er etablert:

- 1. Hvilke faktorer påvirker regresjonsmodellen?**
- 2. Hvor god er modellen?**

2 Teori

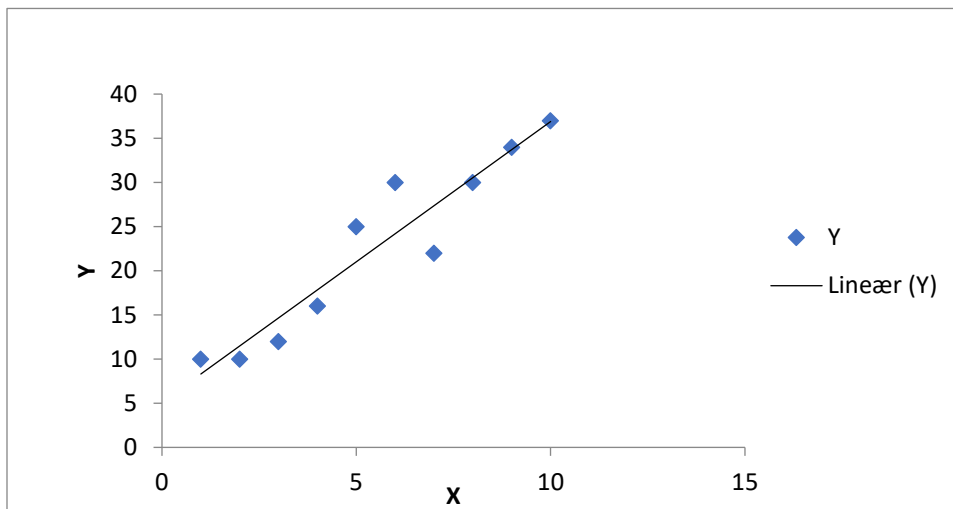
2.1 Lineær regresjon

I enkel lineær regresjon inneholder regresjonsmodellen én uavhengig variabel X , i motsetning til multippel lineær regresjon. Da består hvert datapunkt av en uavhengig verdi, X_i , og en avhengig verdi, Y_i , der $i = 1, 2, 3, \dots, n$, der n er totalt antall datapunkter.

Ligningen for enkel lineær regresjon er gitt ved

$$Y_i = \beta_0 + \beta_1 * X_i + \varepsilon_i,$$

der β_0 og β_1 er konstanter og ε_i er feilleddet og med forventningsverdi $E(\varepsilon) = 0$ og i praksis er lineære feiltermen slik $\varepsilon_i = e_i$, der e_i er residualen for hvert punkt. Predikatoren eller modellen er gitt ved $E[Y] = \hat{Y} = \beta_0 + \beta_1 * X$ og danner en regresjonslinje (Wackerly, 2008).



Figur 1: Scatterplot av datapunkter og plot av den lineære regresjonsmodellen punktene danner.

2.1.1 Minste kvadraters metode

Lineær regresjon kan bli lagd basert på minste kvadraters metode for å lage den beste tilpassede linjen for datapunktene. I denne metoden tar man summen av den kvadrerte avstanden mellom hvert datapunkt og regresjonslinjen. Deretter løser man for parameterne β_0 og β_1 ved å minimere uttrykket, summen av kvadrerte residualer:

$$SSE = \sum_{k=1}^n e_k^2 = \sum_{k=1}^n (y_k - \hat{y}_k)^2$$

Dette gir stigningstallet:

$$\hat{\beta}_1 = \frac{\sum_{k=1}^n (x_k - \bar{x}) * (y_k - \bar{y})}{\sum_{i=1}^n (x_k - \bar{x})^2}$$

og

$$\hat{\beta}_0 = \bar{y} - \hat{\beta}_1 \bar{x}.$$

y_k er her datapunktet og \hat{y}_k er de modellerte verdiene. Tilpasningsgraden, R^2 , gir en indikasjon på hvor stor variasjon det er i den avhengige variabelen, som kan forklares av den uavhengige variabelen i regresjonsmodellen og er gitt ved:

$$R^2 = \frac{S_{yy} - SSE}{S_{yy}} = 1 - \frac{SSE}{S_{yy}}$$

Der S_{yy} er den totale variasjonen i Y :

$$S_{yy} = \sum_{k=1}^n (y_k - \bar{y})^2$$

og der \bar{y} er gjennomsnittlig verdi av den avhengige variabelen. R^2 indikerer i hvilken grad den uavhengige variabelen forklarer variasjonen i den avhengige variabelen og hvor godt regresjonsmodellen passer dataene. Hvis $R^2 = 1$ forklarer den uavhengige variabelen all variasjon i den avhengige variabelen og hvis $R^2 = 0$ forklarer ikke variasjonen bedre enn det gjennomsnittet av målingene gjør (Wackerly, 2008).

2.1.2 Flere statistiske parametere

2.1.2.1 RMSE

$$RMSE = \frac{SSE}{n} = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n (y_k - \hat{y}_k)^2,$$

der n er antall målinger. MSE standardiserer de kvadrerte residualene slik at de er sammenlignbare (*Mean Squared Error: Definition and Example*).

2.1.2.1 Standardfeil for stigningstallet i lineær regresjon

$$SE = \frac{SD}{\sqrt{n}} = \sqrt{\frac{SSE}{(n-2)*S_{xx}}}$$

der $SD = \sqrt{SS_y}$ er standardavviket og S_{xx} er variansen i X . (*Standard Error of Regression Slope*).

2.2 Vindturbinteori

2.2.1 Vindpark

Vindparker består av en gruppering av vindturbiner innenfor et begrenset område der produksjonen fra hver enkelt akkumuleres til strømmettet. Alle turbinene i parken er koblet sammen i parkens mikronett som igjen er koblet til strømmettet med en felles kabel (Hofstad, 2023).

Å gruppere vindturbinene er veldig gunstig med tanke på planleggingssøknader, installasjonskostnader (tjenester fra leverandører er på ett område, f.eks. kranarbeid osv.), kobling til strømmettet (behov for færre transformatorstasjoner og transformatorer til nettilkobling) og til drift og vedlikehold (John Twidell, 2015b). Det er stort sett bare fordeler med å gruppere vindturbinene, men skyggeeffektene innad i vindparkene er kanskje den største ulempen ved grupperingene som nevnes i senere avsnitt.

2.2.2 Vindturbin

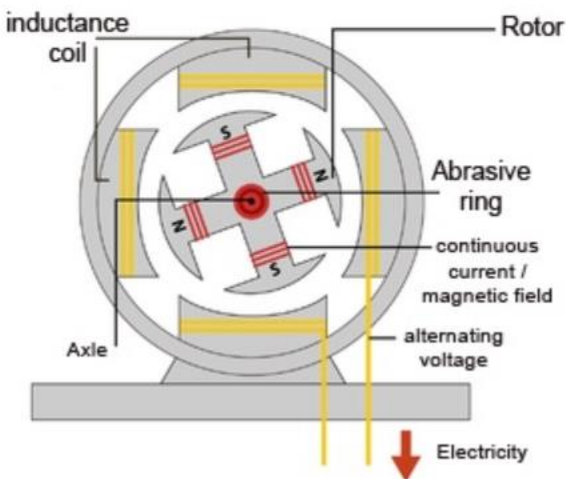
«Turbomaskiner er mekaniske innretninger som enten utviner energi fra et fluid (turbin) eller tilfører energi til et fluid (pumpe) som et resultat av et dynamisk samspill mellom innretningen og væsken.» (Munson, 2009, s. 646). Vindturbiner omdanner kinetisk energi fra vinden (fluid) til å produsere elektrisk energi og klassifiseres dermed som en turbin. Vindturbinene kan igjen klassifiseres som horisontal akse vindturbiner og vertikalakse vindturbiner, der de horisontale har turbinaksen loddrett på tårnaksen og loddrett på tyngdekraften, mens de vertikale har turbinaksen parallelt med tyngdekraften. Det er stort sett bare horisontale vindturbiner som er kommersielle i Norge (NVE, 2023a). Hvordan en vindturbin fungerer er beskrevet i de etterfølgende avsnittene.

2.2.2.1 Generator

Når magnetfeltet fra rotoren endrer seg, vil den magnetiske fluksen gjennom spolene endre seg og dermed vil det induseres en elektromotorisk spenning i spolene. Den induserte spenningen i spolene følger Faradays lov:

$$e_{ms} = -N \frac{d\phi}{dt},$$

der e_{ms} er den elektromotoriske spenningen N er antall viklinger på spolen og $\frac{d\phi}{dt}$ er den tidsderiverte av magnetiske fluksen gjennom spolen (Khan, 2015). Når spolen er koblet til en krets med last (som er tilfellet for generatorer) induseres det strøm i spolene og strømmen følger Lenz' lov som vil si at strømmen induseres i retningen som motvirker årsaken til at strømmen ble indusert. Dermed har strømmen en retning som gjør at magnetfeltet som induseres motvirker fluksendringen $\frac{d\phi}{dt}$, og retningen på magnetfeltet bestemmes basert på høyrehåndsregelen (Khan, 2015).



Figur 2: Generator med permanente magneter med fire spoler og 2 nord/sør polpar i rotoren. Hentet fra (Goudsmit, 2017).

Synkron generatorer

I de fleste tilfeller er statorspolene koblet til strømmettet som gjør at kraft blir eksportert ved hver hele omdreining gitt av $nf_s = f_1$, der n er antall magnetiske nord/sør-par på rotoren (se Figur 2), f_s er frekvensen på strømmettet og f_1 er akslingsfrekvensen. Dermed må f_1 kontrolleres slik at frekvensen er synkron med strømmettet (dette er $f_1 = 50\text{Hz}$ i Norge), men om generatoren kobles av strømmettet med en omformer (omformer vekselstrøm til likestrøm), trenger man ikke synkronisere hastigheten med frekvensen (John Twidell, 2015b).

Induksjonsgeneratorer (asynkron generatorer):

Disse generatorene kan kobles til strømnettet uten å måtte ta hensyn til synkronisering. Dette allsidige designet gjør at induksjonsgeneratorene er billigere enn synkrone generatorene og det er også disse generatorene som stort sett blir brukt i vindturbiner (Wallace, 2014).

De vanligste typene induksjonsgeneratorene er «squirrel cage» induksjonsgenerator og doubly feed induction generator (DFIG). I «squirrel cage» har man ingen permanente magneter slik som i synkrone generatorene. Denne generatoren kan sammenlignes med et hamsterhjul med kobberstenger pekende i akseretningen og de er koblet sammen med ringer ved hver ende av hjulet og strømmen er induisert innenfor de kortsluttede spolene på akselen. Den induiserte strømmen i hver stang produserer magnetiske felt selv, som igjen genererer strøm i statorspolene, men bare hvis rotasjonshastigheten på ens magnetiske felt og statorspolens frekvens (nettfrekvensen) er forskjellig (John Twidell, 2015b).

For en dobbelmatet induksjonsgenerator er det elektromagnetiske dreiemomentet gitt ved:

$$T_e = n_p * L_m (i_{qs} i_{dr} - i_{ds} i_{qr}),$$

der n_p er antall poler, L_m er den gjensidige induktansen mellom stator og rotorspole.

Subskriptene s og r indikerer at strømmen er i stator eller rotor og d og q betyr at strømmen enten er i d-rammen eller q-rammen. Dette dreiemomentet vil sammen med det mekaniske dreiemomentet bestemme rotasjonshastigheten og disse kan kontrolleres med pitch-systemet og med statorfluksorientert vektorkontroll som kalles «maximum power control» (MPPT) (se Figur 9) for å oppnå optimal tip speed ratio (se 2.2.3.1) (Qiu, 2016).

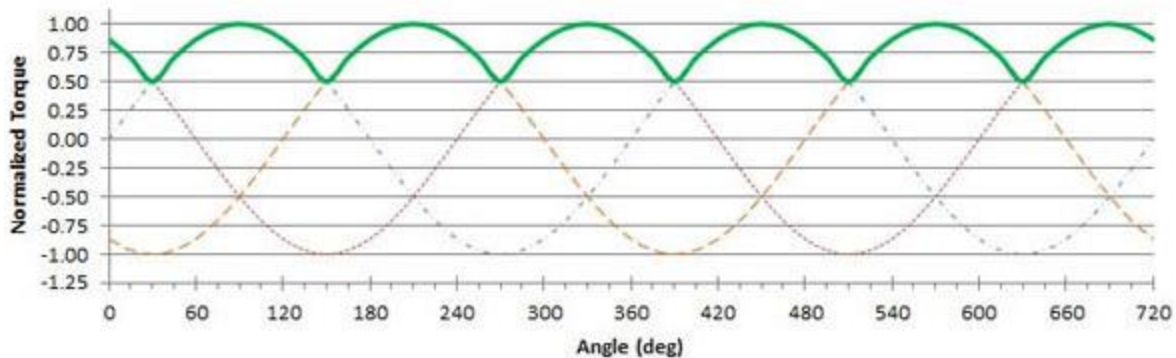
2.2.2.1.1 Magnetisk dreiemotstand

Drivverket i turbinen belastes ikke bare for mekaniske krefter når det roterer, men også magnetiske.

Torque ripple

Som nevnt tidligere danner statorspolene et magnetfelt som motvirker fluksendringen og dette gir en dreiemotstand for hver magnetiske pol som passerer statorspolene. Dette fenomenet kalles torque ripple. Med tre spoler og ett nord-sør polpar får man grafen som vises som vises på Figur

3. Hver graf er motstandsmomentet fra hver av de tre spolene og den grønne grafen er det største motstandsmomentet fra spolene og som til enhver tid virker på rotoren (Testing, 2021).



Figur 3: Viser torque ripple for en generator med tre spoler og én magnet i rotoren (Microdrives).

Cogging ripple

Det virker også krefter mellom magnetene på rotoren og hver tann i statortannhjulet som også skaper et motstandsmoment på turbinen og dette kalles cogging ripple (Testing, 2021). Cogging ripple og torque danner en syklisk last og dette er mer belastende enn en statisk last med samme gjennomsnittlig absoluttverdi på spenningene.

Ampères lov sier følgende om magnetfeltet rundt hver vikling i spolene:

$$\oint B * dl = \mu I_C$$

Her er B magnetfeltet som sirkulerer rundt ledningen, C er kurven strømmen I_C går gjennom og μ er permeabiliteten rundt kurven (Skaar, 2021). Disse magnetfeltene akkumuleres til ett større magnetfelt for hele spolen og magnetfeltet vil virke på spolen. Det betyr at jo mer strøm som trekkes fra generatorene ved strømforbruk jo større blir motstandsmomentet fra statorspolene og dette øker torque ripple.

2.2.2.2 Motoring

Hvis en vindturbin slutter å rotere mens den er koblet til strømmettet vil turbinens generator fungere som en synkron motor og drive vinden og trekke strøm fra strømmettet, istedenfor å produsere. Samtidig kan drivverket i turbinen ta skade av motoring (NERC, 2015).

2.2.3 Fra vindenergi til elektrisitet i strømmettet

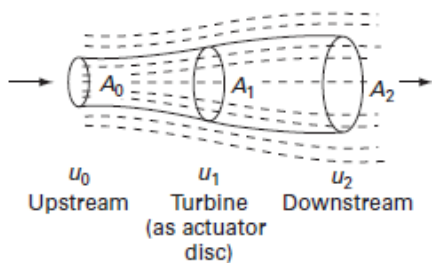
2.2.3.1 Vind

Vindmønstrene i parken avhenger av overflateruhet i terrenget, lufttemperatur, sesongvariasjon, atmosfærisk lagdeling og vindhastigheten selv (Green & Staffel, 2014a). Samtidig vil vindmønstrene i parken bli formet av vindturbinenes plassering (turbinlayout).

Når luften strømmer over turbinbladene oppstår det rotasjon på luften (virvling) og som et resultat dannes distinkte virvler og virvelstrømmer (virvelstrømmer av luft) nær overflaten. Separasjon oppstår når disse roterende luftmassene løsner fra overflaten og beveger seg videre, fremdeles roterende, langs strømmen. Samtidig overføres dreieimpuls til bladet, slik at like mye dreieimpuls blir overført i motsatt retning til luftstrømmen som sirkulerer nedstrøms som vake. Disse forstyrrelsene har en lengde på omtrent 10 til 30 ganger turbindiameteren og kalles skyggeeffekter, eller vakeeffekter, og påvirker turbinbladenes aerodynamiske egenskaper (John Twidell, 2015b).

Energi hentet fra vinden:

I Figur 1 kan man se massestrømmen \dot{m} av luft oppstrøms og nedstrøms turbinen, her forenklet som en rotordisk:



Figur 1: Forenkling av vindens hastighetsfordeling forbi vindturbinen (John Twidell, 2015a)

Denne vinden virker på rotorbladet med en kraft F og basert på Newtons tredje lov vil det virke en like stor kraft i motsatt retning på vinden, som reduserer vindhastigheten fra u_0 til u_2 . Basert på Newtons andre lov, er kraften F gitt ved reduksjonen av bevegelsesmengde i vinden per tidsenhet:

$$F = \dot{m}u_0 - \dot{m}u_2 \quad (1)$$

Energien som tas opp av vindturbinen når vinden passerer rotorarealet er gitt ved:

$$P_T = \dot{m}(u_0 - u_2)u_1 \quad (2)$$

Vindens hastighet faller når den treffer rotorarealet og gjennomstrømningsarealet øker fra A_1 til A_2 i hensyn til kontinuitetsprinsippet og gjenopptar hastigheten den hadde i utgangspunktet et stykke bak vindturbinen.

Energien som vinden mister i de to gjennomstrømningsarealene, A_1 og A_2 , er gitt ved vindens kinetiske energi før og etter den treffer vindturbinen:

$$P_W = E_{k,0} - E_{k,2} = \frac{1}{2}\dot{m}(u_0^2 - u_2^2) \quad (3),$$

For at energibevarelse skal ivaretas må energien tatt opp av vinden være lik vindens tapte energi, som betyr at:

$$\begin{aligned} P_T &= P_W \\ \dot{m}(u_0 - u_2)u_1 &= \frac{1}{2}\dot{m}(u_0^2 - u_2^2) = \frac{1}{2}\dot{m}(u_0 + u_2)(u_0 - u_2) \quad (4) \end{aligned}$$

Som videre gir likningen:

$$u_1 = \frac{1}{2}(u_0 + u_2) \quad (5)$$

Merk at dette betyr at vinden gjennom rotorarealet ikke kan være mindre enn halvparten av innstrømningshastigheten:

$$u_1 \geq \frac{1}{2}u_0 \geq \frac{1}{2}u_2 \quad (6)$$

Massestrømmen gjennom rotorarealet er gitt ved:

$$\dot{m} = \rho u_1 A_1 \quad (7),$$

Som innsatt i likningen for energien som blir tatt opp av vindturbinen gir:

$$P_T = \rho u_1^2 A_1 (u_0 - u_2) \quad (8)$$

Ved å manipulere ligningen for (5) til $u_2 = 2u_1 - u_0$ og sette dette inn for u_2 i (8) får man:

$$P_T = \rho u_1^2 A_1 (u_0 - (2u_1 - u_0)) = 2\rho A_1 u_1^2 (u_0 - u_1) \quad (9)$$

Den aksielle induksjonsfaktoren beskriver vindhastighetstapet ved turbinen:

$$a = \frac{u_0 - u_1}{u_0} \quad (10),$$

og ved å løse for u_0 og sette dette inn i (9) får man:

$$P_T = 2\rho A_1 u_0^3 a(1 - a)^2 \quad (11)$$

For å måle den mekaniske energien som blir tatt opp brukes typisk effektkoeffisient C_p som er gitt ved:

$$P_T = C_p P_0 \quad (12),$$

der P_0 er energien oppstrøms i modellen. Ved å dele uttrykket for P_T over med $P_0 = E_{k0}$ får man uttrykket for C_p over får man uttrykket:

$$C_p = 4a(1 - a)^2 \quad (13)$$

Hvis all kinetisk energi i vinden hadde blitt tatt opp ville vinden blitt strandet bak vindturbinen og da ville ikke ny vind kunne strømme gjennom rotorarealet. Det finnes derfor en øvre teoretisk grense for C_p som uttrykker hvor mye energi fra vinden som turbiner kan utnytte. Denne grensen kalles Betz' lov og er $C_{p,betz} = 59,3\%$. Ved $C_{p,betz}$ reduseres innstrømningshastigheten med 33% (John Twidell, 2015b).

Variasjon i vinden:

Vindhastigheten vil variere med høyden over bakken, og dette kalles vertikal vindskjær.

Vindhastigheten ved bakkenivå er mye lavere enn ved hub-høyden (senter for vindturbinens rotor) og vindhastigheten ved $z = 0$ er null. Hindringer vil endre strømningsmønsteret drastisk og derfor vil det være et uberegnelig område mellom $z = 0$ og høyden på hindringene. En vanlig måte å modellere det horisontale vindhastighetsprofilen i z - y planet er gitt ved:

$$z - d = z_0 e^{\frac{u_z}{V}}$$

som gir:

$$u_z = V * \ln \frac{z - d}{z_0}$$

der d er nullplanetets forskyvning på grunn av lokale hindringer, og ligger litt lavere enn høyden på hindringene, z_0 er ruhetslengden og V er den karakteristiske vindhastigheten.

Weibull-distribusjonen:

Hvis man gjør N målinger av vindhastigheten og måler antall målinger innenfor hvert

hastighetsintervall Δu får man $\frac{\Delta N(u)}{\Delta u}$. Hvis man normaliserer dette ved å dele på antall målinger

får man den normaliserte sannsynlighetsfordelingen $\Phi_u = \frac{\Delta N(u)}{\Delta u} * \frac{1}{N}$, som ofte kalles

sannsynlighetsfordelingen til vinden. Den totale summen $\Phi_u * \Delta u$ for hvert intervall gir

sannsynlighetsfordelingen, $\Phi_{u>u'}$. Dette er andelen av tiden vindhastigheten er større enn en hastighet u' .

Helt generelt beregnes denne sannsynlighetsfordelingen med et integral:

$$\Phi_{u>u'} = \int_{u=u'}^{\infty} \Phi_u du = 1 - \int_0^{u'} \Phi_u du$$

$$\frac{d\Phi_{u>u'}}{du'} = \frac{d}{du'}(1 - \int_0^{u'} \Phi_u du) = - \frac{d}{du'} \int_0^{u'} \Phi_u du$$

ved bruk av fundamentalteoremet i kalkulus får man

$$\frac{d\Phi_{u>u'}}{du'} = -\Phi_u$$

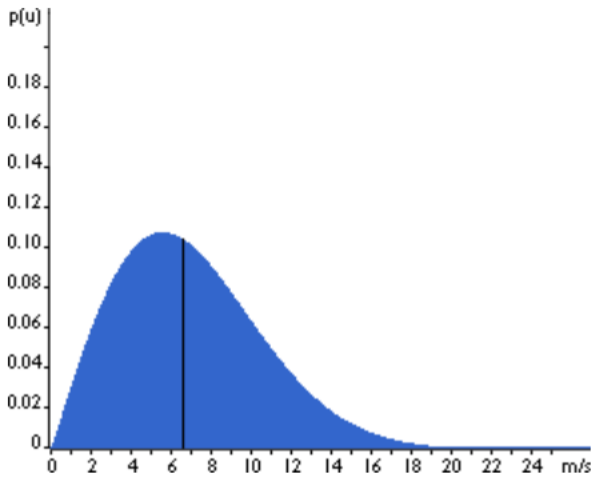
For steder foruten lange perioder med null i vindhastighet, kan vanligvis en to-parameter eksponential funksjon passe godt med målt vinddata. Weibull-funksjonen er en slik funksjon og er gitt ved:

$$\Phi_u = - \frac{d\Phi_{u>u'}}{du'} = \frac{k}{c} \left(\frac{u}{c}\right)^{k-1} \exp \left[- \left(\frac{u}{c}\right)^k \right],$$

der k og c er de to parameterne.

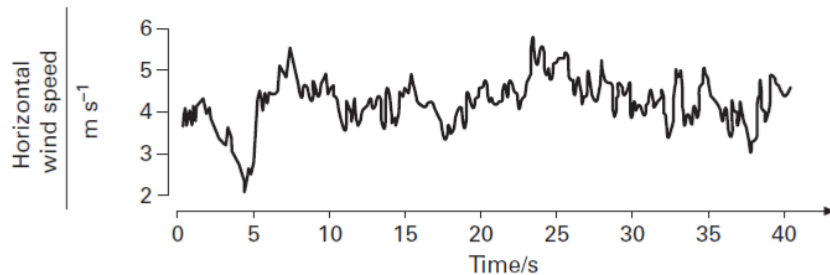
For mange steder er det tilstrekkelig med én parameter slik at man får en Rayleigh-fordeling og her er $k = 2$. Dette gir Rayleigh-fordelingen:

$$\Phi_u = \frac{2u}{c^2} \exp \left[- \left(\frac{u}{c}\right)^2 \right]$$



Figur 4: Viser Rayleigh-fordelingen med $c = 8,5 \text{ m/s}$ med median på $6,6 \text{ m/s}$ og modus på 6 m/s (Danish-Wind-Industry-Association, 2000).

Vindhastigheten kan fluktuere flere ganger i sekundet som man kan se i Figur 5.

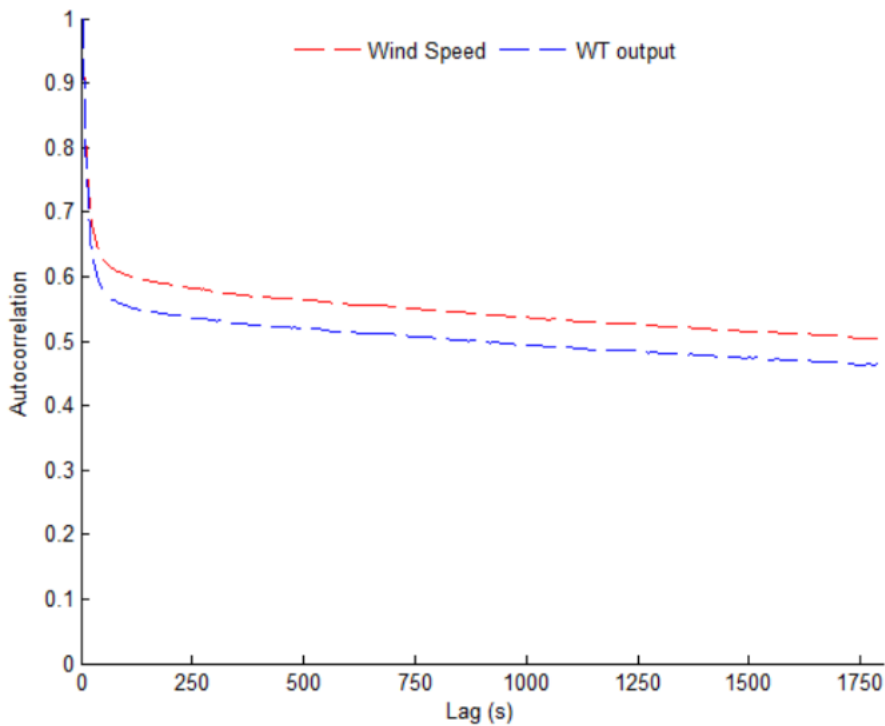


Figur 5: Vindhastighetsgrafer (John Twidell, 2015a) viser en hastighetsgraf med høy målefrekvens fra en anemometermåling.

Vinden har meteorologiske sykluser som er daglige, månedlige, årlige og kan være over flere år som den nord-atlantiske oscillasjonen (Dennis Elliott, 2004), (Abdalla, Sage Publications/1994), (Green & Staffel, 2014a) og (Hughes, 2012b).

Autokorrelasjonsfunksjonene i Figur 6 er såpass like og dette betyr at når de har 5 sekunders integreringsperiode (gjennomsnittsperiode av vindhastighet og produksjonsmålinger) vil treghetsmomentet til vindturbinen ikke ha noen betydelig virkning på produksjonen ved

fluktuerende vind over perioder på mer enn fem sekunder. Med andre ord vil produksjonen være direkte avhengig av vinden (Aki Akkik, 2016).



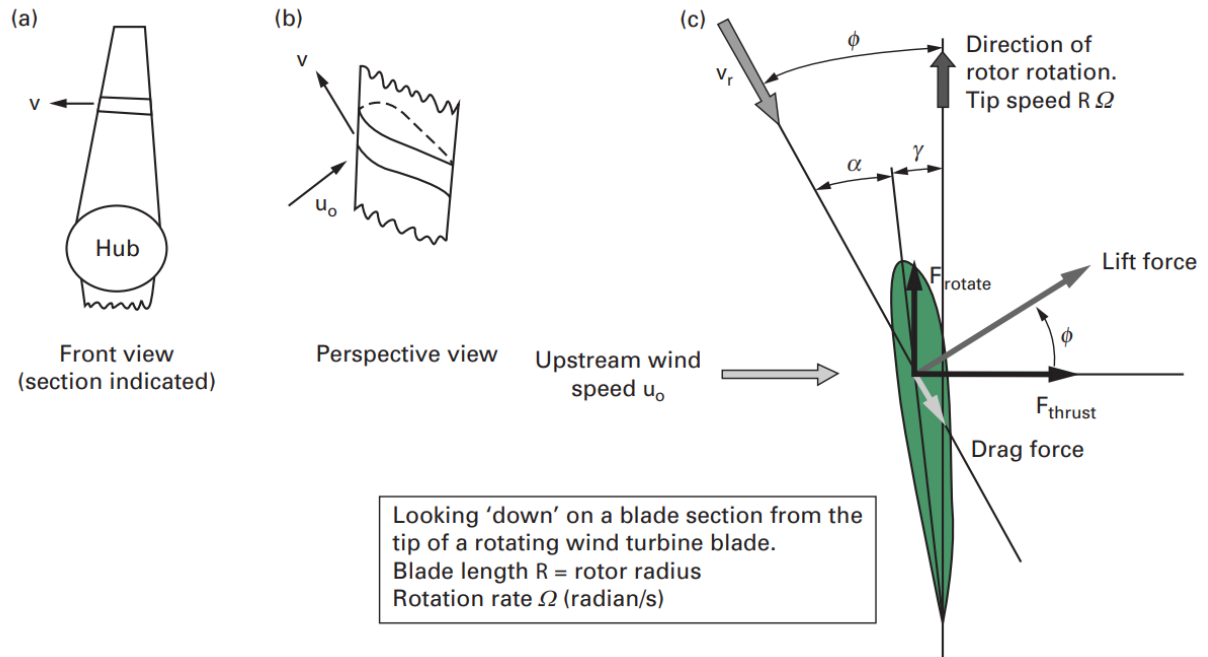
Figur 6: : Autokorrelasjonsfunksjon for vindhastigheten og ytelsen til én vindturbinen mot tidsforsinkelsen, gjennomsnitt (Aki Akkik, 2016). Den fluktuerende vinden skaper et fenomen som kalles turbulens, som introduserer en syklisk last på vindturbiner og kan føre til skader på bladene og drivverket. Turbulensintensiteten er gitt ved:

$$I = \frac{\sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (u_i - \bar{u})^2}}{\bar{u}}, \quad (1)$$

der I er turbulensintensiteten, N er totalt antall vindmålinger, u_i er den målte vindhastigheten ved tidspunkt i og $\bar{u} = \sum_0^\infty \Phi_u u / \sum_0^\infty \Phi_u$ er den gjennomsnittlige hastigheten i løpet av det totale intervallet (John Twidell, 2015b). Turbulensintensitet er en nyttig måling for tidsintervaller som varer noen få minutter og praksisen innen vindkraft er å måle amplituden i ~ 1 s intervaller og beregne turbulensintensiteten for perioder på 10 minutter.

2.2.3.2 Aerofoil

Vindturbinenes blader er foiler, eller aerofoiler, og har som oppgave å maksimere kreftene i rotasjonsretningen og minimere kreftene i den aksielle retningen fra vinden på turbinbladene.



Figur 7: : Illustrasjon av hvordan vinden treffer bladene og kreftene den utøver på bladene: (a): Hub og vindhastigheten til vindturbinen, v . (b): Perspektivvinkel med innstrømhastigheten u_0 , (c): Detaljert skisse av vindhastigheter og krefter på tverr aerofoilen

Figuren over viser hvordan rotorbladenes geometri er formet for å utnytte seg best mulig av vindens bevegelsesmengde. Tverrsnittet på figuren ligner tverrsnittet av et vingebblad, men i motsetning til vinden rundt en flyvinge er vinden rundt et rotorblad tredimensjonalt og dermed endrer dråpeformen i figuren seg med radiusen (avstanden fra hub) samtidig som tverrsnittet roteres (tvistes) om den radielle aksen. Dette har med at rotorbladets hastighet endrer seg med radiusen og dermed vil angrepslinjen til v_r endre seg med vinden slik at strømningene rundt bladet er tredimensjonalt. Samtidig vil også rotorbladenes overflate påvirke bladenes aerodynamiske prestasjon og man skal helst unngå overflateruhet og fremspring i overflaten (John Twidell, 2015b).

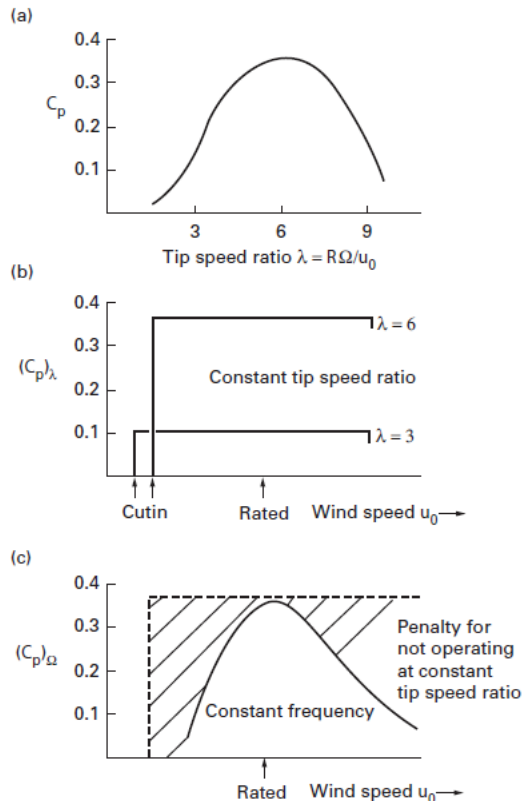
2.2.3.3 Blade tip speed ratio

Innstrømningshastigheten, u_0 , og bladets hastighet, $r\Omega$ er de to hastighetskomponentene over turbinbladet som bestemmer angrepsvinkelen, α (se Figur 2). Siden angrepsvinkelen til foilen

endres med disse komponentene over turbinbladet tvistes aerofoilen med turbinbladets lengde, r , for å tilpasse vindens angrepsvinkel langs hele turbinbladet. Bladtupphastighetsratio er gitt ved:

$$\lambda = \frac{R\Omega}{u_0},$$

der R , er radiusen ved turbinbladtuppen, Ω er omdreiningshastigheten og u_0 er innstrømningshastigheten. Figur 8 illustrerer fordelene ved å operere ved optimal bladtupphastighet.



Figur 8: Graf (a) viser hvordan power coefficient endrer seg med tip speed ratio og har en maks verdi (ved beste angrepsvinkel). (b) viser C_p mot u_0 ved forskjellige konstante λ . (c) Viser sammenhengen mellom C_p og innstrømningshastigheten og viser tapet ved å ikke operere ved den optimale tip speed ratio (John Twidell, 2015c).

2.2.3.4 Energitapsmekanismer og degradering av komponentene involvert i energioverføringen

Aerodynamisk degradering:

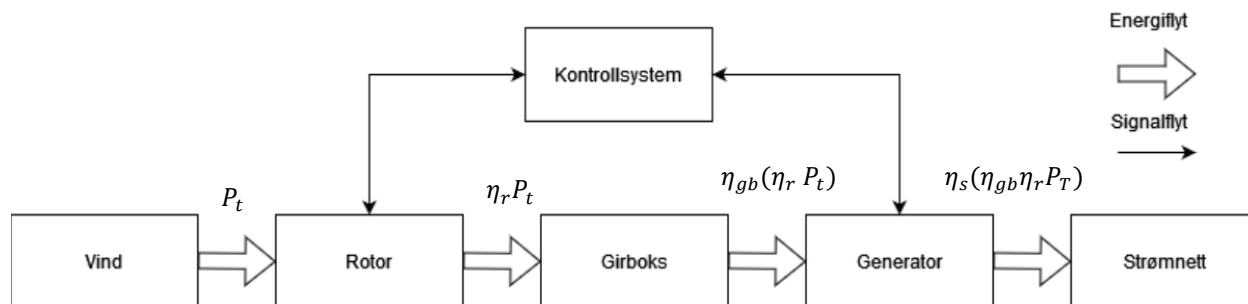
I nordiske land er ising et stort problem for den aerodynamiske ytelsen til vindturbiner. Ising på turbinbladens profil vil øke overflateruheten og endre vingens profil slik at det oppstår mer drag

og mindre løft på bladet. Da kan dragkraften bli så fremtredende i forhold til løft at vinden ikke genererer dreiemoment i rotasjonsretningen til vindturbinen slik at bladene stopper opp (I Figur 7 kan man se at dragkraften har en komponent mot rotasjonsretningen). I tillegg kan det oppstå vektforskjeller på bladene som kan skape store belastende vibrasjoner på turbinen (Clement Hochart, 2008).

Erosjon på turbinbladene som følge av ytre forhold vil også svekke bladenes aerodynamiske ytelse og den relative hastigheten mellom vinden og vanndråpene er avgjørende for erosjonen (Verma, 2020). Når bladets forkant blir dekket av luft og strømmer langs profilet vil store deler av de eroderte områdene av bladet ikke dekkes av luft, som reduserer trykkforskjellen mellom høytrykkside og lavtrykkside på bladene (Yan WANG*, 2022).

Tap i drivverket:

De største tapene i drivverket er fra friksjon i girkassen og viskøs friksjon mellom maskindeler. Dette kan være fra tannfriksjon, «sliding» mellom tannhjul og friksjon mellom de rullende kulelagrene (Qiu, 2016).



Figur 9: Skjematisk diagram over tap i en vindturbin. Viser energiflyt og signalflyt mellom komponenter, der η_r , η_{gb} og η_s er virkningsgraden til henholdsvis rotoren, girboksen, generatoren og strømmettet. Laget med inspirasjon fra Qiu (Qiu, 2016).

Tap mellom mikronettet og strømmettet:

Det siste leddet i energioverføringen er mellom generatoren til strømmettet. Her vil det være tap i converteren (som justerer frekvensen), transformatorer (som justerer spenningen) og ledninger som frakter strømmen (Hassan).

Effektkurve

Effektkurven er graf som viser elektrisitetsproduksjon for en vindturbin ved forskjellige vindhastigheter i turbinakseretningen, som forventes at produsenten lager (John Twidell, 2015b).

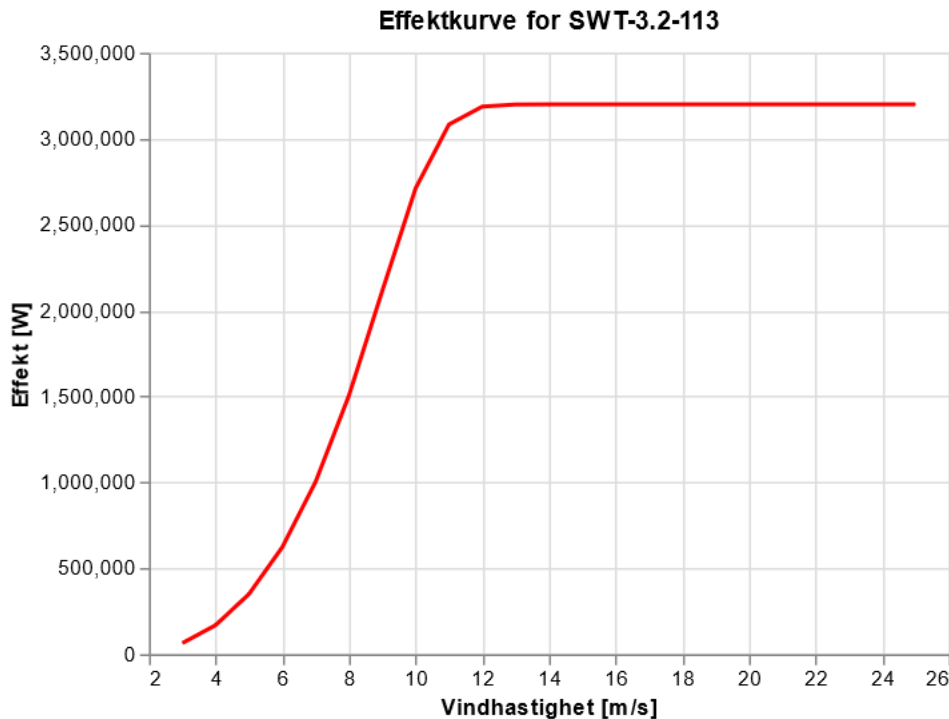
Grensene for vindhastighetsområdet er utdypet nedenfor:

Før cut-in speed – Vindhastigheten er lavere enn grensen for å produsere under gunstige vindforhold.

Operasjonelt vindhastighetsområde – Dette er hastighetsområdet hvor vindturbinen produserer strøm. Effekten øker gradvis med vinden helt til effekten når rated effekt, ved rated vindhastighet, som er den maksimale effekten vindturbinen kan produsere. Mellom cut-in speed og rated rotorhastighet er bladpitchen på vindturbinen orientert slik at bladene fanger opp mest mulig vind for å kunne nå rated effekt. Når vinden har nådd rated hastighet vil bladpitchen justere seg slik at bladene tar opp mindre vind og reduserer belastningen på systemet som opererer på maksimal ytelse.

Etter cut-out speed - Vindhastigheten er høyere enn grensen for maksimal vindhastighet før systemet blir overbelastet og her benyttes bladpitch-systemet. Dette gjøres ved at rotorbladenes pitchvinkel endres slik at turbinbladene angrepsvinkel er ideell for å ta opp så lave aerodynamiske laster som mulig. Eventuelt kan også bremsesystemet benyttes til å stanse rotasjonen (NVE, 2023a).

Merk at disse hastighetene beskriver det operasjonelle vindhastighetsområdet til hver enkelt vindturbin. Noen turbiner i en vindpark kan altså være innenfor det operasjonelle området mens andre vindturbiner ikke er det på grunn av variasjoner i vindhastighet innad i parken.



Figur 10: Figuren viser produsenten sin effektkurve av en 3.2 MW vindturbin.

Modellering av produksjonen i vindturbiner

Produksjonsfunksjonen, som ligger på efficient frontier, betegnes $Q(x)$, og er den maksimale produksjonen ved en gitt input x . Ved å bruke produksjonsfunksjonen blir produksjonen, y , for en vindturbin:

$$y = Q(V) - u(V) + \varepsilon \quad (1),$$

der $V = u_0$ er innstrømningshastigheten, $Q(V) = \frac{1}{2} \rho A u_0^3$ er vindens energi og $u(V)$ er ineffektivitetsleddet, som er knyttet til virkningsgraden til vindturbinen og ε er feilleddet. Man har at forventningsverdi til ineffektivitetsleddet er $\mu(V) := E[u(V)] > 0$

Produksjonsfunksjonsmodellen for vindturbinen i ligningen over kan skrives om til

$$\begin{aligned} y_i &= [Q(V_i) - \mu(V_i)] + [\mu(V_i) - u(V_i)] + \varepsilon_i \\ &= g(V_i) + e_i \quad i = 1, \dots, n, \quad (2) \end{aligned}$$

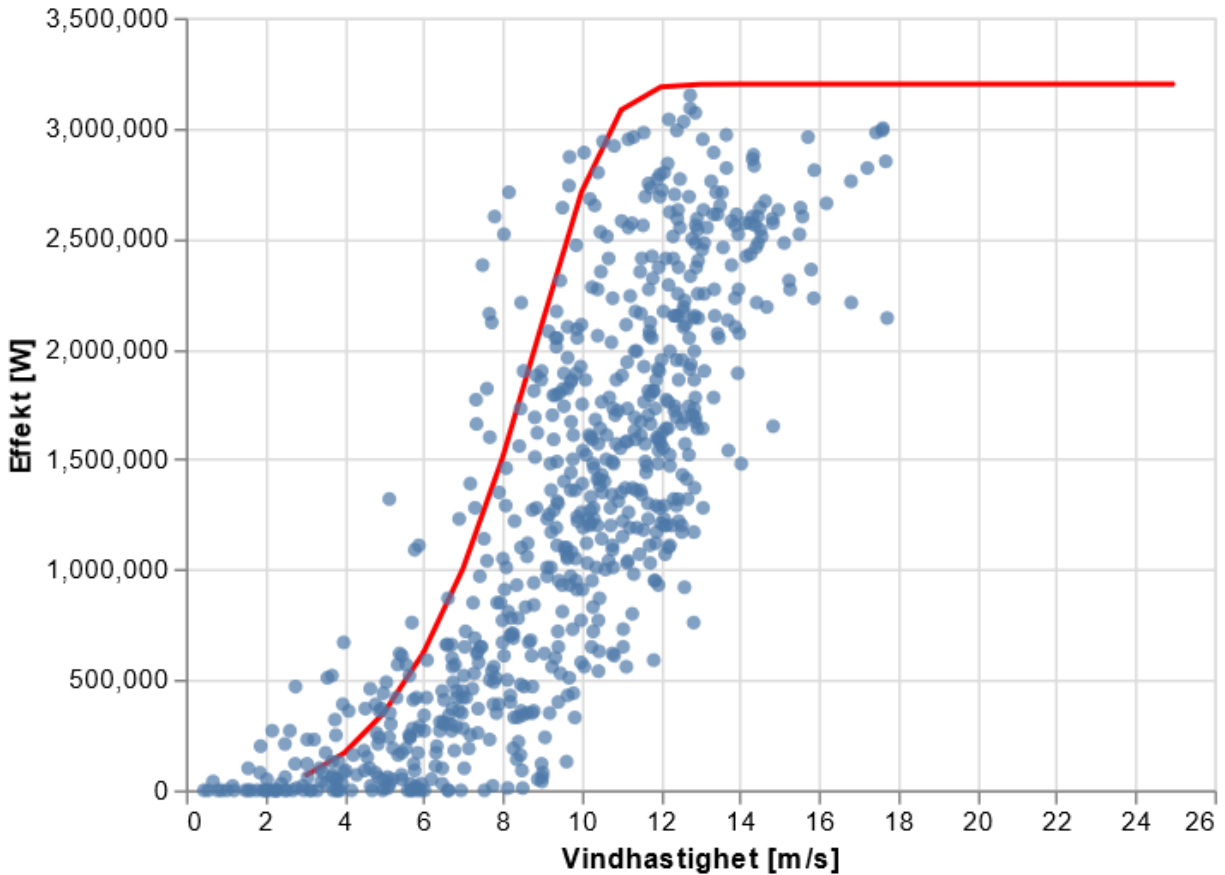
ved å la $g(V_i) := Q(V_i) - \mu(V_i)$ og $e_i := \mu(V_i) - u(V_i) + \varepsilon_i$. Feilleddet e_i er en redefinisjon av feilleddet, ε_i , over og har forventningsverdi 0. Uttrykket over kobler effektkurven til produksjonsfunksjonen for effektkurven er i prinsippet $g(V)$. Effektkurven er den gjennomsnittlige ytelsen til vindturbinen og vil ligge midt mellom målepunktene til vinddataene (Ding, 2020).

I en vindpark vil det være vakeeffekter og «baseline power production model» for å modellere produksjonen til en vindturbin er gitt ved:

$$y_t(\mathbf{x}) = Q_t(\mathbf{x}) - \eta_t(\mathbf{x}) - \omega_t(\mathbf{x}) + \varepsilon_t, \quad t = 1, \dots, N, \quad (3)$$

der t er turbinindeksen og N er totalt antall vindturbiner i parken. Nå er input en vektor som ikke bare består av vindhastigheten V . \mathbf{x} består av vindhastigheten, vindretningen, lufttettheten, luftfuktigheten og vindskjær. Ineffektiviteten u er nå delt inn i leddene η_t , som representerer en vindturbins ineffektivitet uavhengig av vaken, og ω_t som er energitapet som skyldes vakeeffekter. $\eta_t \geq 0$ og $\omega_t \geq 0$, i samsvar med deres fysiske egenskaper (Ding, 2020).

Under er plottet av vindhastigheter (innstrømningshastighet), hentet fra Climate data store, mot akkumulert produksjonsdata fra 65 SWT-3.2-113 turbinmodeller Tellenes vindpark, ett år etter idriftsettelse (*CDS climate*). Produksjonsdata er plottet over en effektkurve for SWT-3.2-113 som er skalert 65 ganger større for å passe til parkens kapasitet. Effektkurven er laget av produsenten og den tar ikke høyde for vakeeffekter og man kan se at ineffektiviteten fra vakeeffekten, ω_t , gjør at effektkurven $g(V)$ ikke havner på gjennomsnittet av målepunktene.



Figur 11: Produksjonsdata normalisert ned til effekten til én vindturbin i Tellenes vindpark målt ett år etter idriftsettelse og effektkurven til SWT-3.2-113 hentet fra windpowerlib-biblioteket i python.

2.2.4 Driftsbegreper og driftsparametere for vindkraft

2.2.4.1 LCOE

Levelized cost of electricity (LCOE) er en indikator på hvor kostnadseffektiv kraftproduksjonen er. Det defineres som prisen som nåverdien for de totale kostnadene delt på nåverdien til den totale strømproduksjonen i løpet av levetiden:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t + D_t + V_t}{1 + r^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{1 + r^t}}$$

Her er I_t investeringskostnaden i år t , D_t er driftskostnaden, V_t er vedlikeholdskostnaden, E_t er elektrisitetsproduksjonen, r er diskonteringsraten, n er den forventede økonomiske levetiden og t er alderen til kraftverket (CFI).

2.2.4.2 Tilgjengelighet

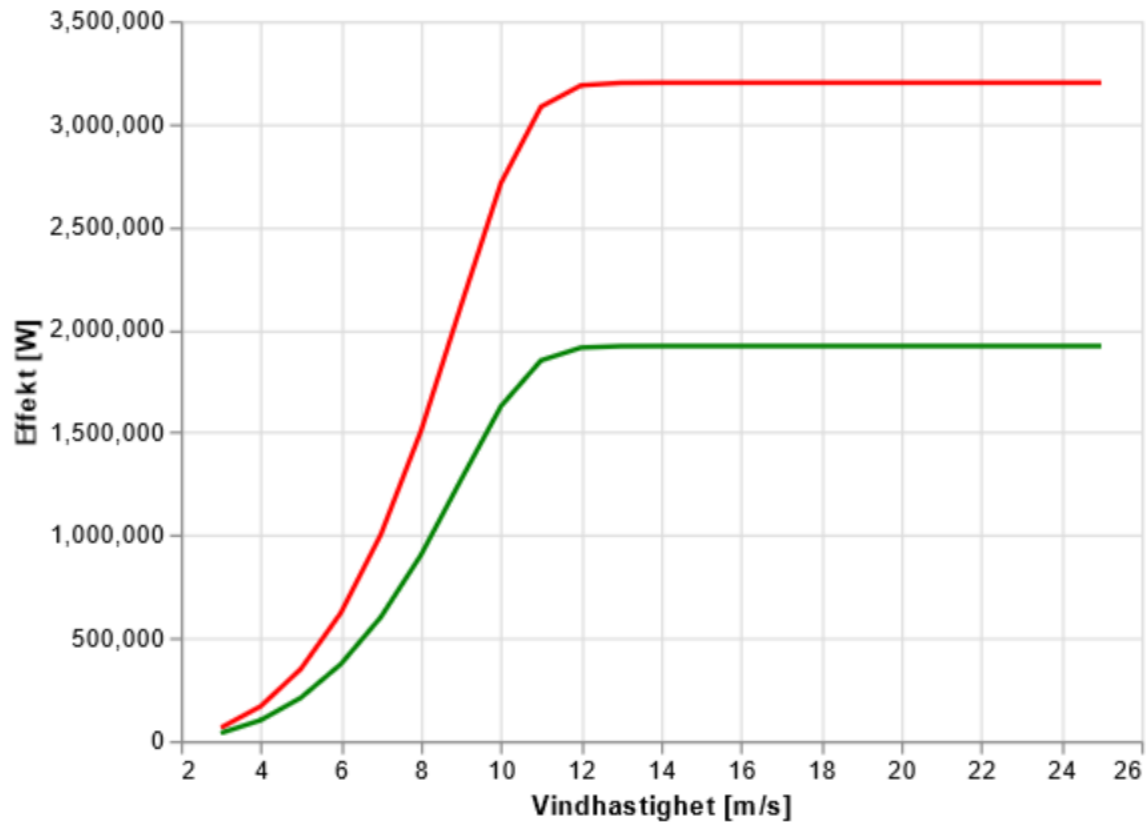
Tilgjengelighet handler om andelen av tiden en enhet eller et system kan produsere strøm, men defineres på flere forskjellige måter basert på skopet på analysen man gjør. For eksempel om man er interessert i tilgjengeligheten til hver enkelt vindturbin, regner man ikke feil som ikke er turbinrelatert som nedetid, men for et helt system går all nedetid utover tilgjengeligheten. Systemets tilgjengelighet kalles ofte for kommersiell tilgjengelighet og både feil (failures) og planlagt vedlikehold er en del av nedetiden som påvirker systemets tilgjengelighet (DNV, 2017).

Kontraktuell tilgjengelighet er andelen tid vindparken er operasjonell som aktøren for drift og vedlikehold er ansvarlig for. Dette betyr at hvis for eksempel strømmettet er nede er ikke dette en del av den kontraktuelle nedetiden. Den kontraktuelle tilgjengeligheten er gitt ved:

$$A_{kontrakt} = \frac{T_{nyttig} - T_{down} + T_{eksludert}}{T_{nyttig}},$$

der T_{nyttig} er perioden hvor vindparken er innenfor sitt operasjonelle område (operasjonelle vindhastighetsområdet), T_{down} er nedetid, $T_{eksludert}$ er nedetiden som vedlikeholdsansvarlig ikke er ansvarlig for (PVPS, 2022).

T_{nyttig} er oppetiden og det kan settes et krav hvor mye energi som skal produseres innenfor det operasjonelle hastighetsområdet til å definere T_{nyttig} . I figuren under vises et krav på 80% av vindparkens effektkurve sin maksimale ytelse.



Figur 12: Produsentens effektkurve for turbinmodell SWT113/3200 og en kontraktuell produksjonsgrense i grønn som i dette tilfellet er satt til 80% av maksimal ytelse ved gitte vindforhold..

I denne oppgaven er nedetid definert som alle måleverdier med nullproduksjon for en hel park.

2.2.4.3 Degradering

I denne oppgaven defineres degraderingen som reduksjonen av produksjon, uforstyrret av støy, som skyldes slitasje og aldring. Dette innebærer faktorer som reduserer virkningsgraden fra vindenergi til strømnett (se Figur 9) og faktorer som øker nedetiden i vindparken.

2.2.4.4 Kapasitetsfaktor

Kapasitetsfaktor uttrykker hvor mye kraftverket produserer i forhold til total produksjonskapasitet i kraftverket. Kapasitetsfaktoren er definert som:

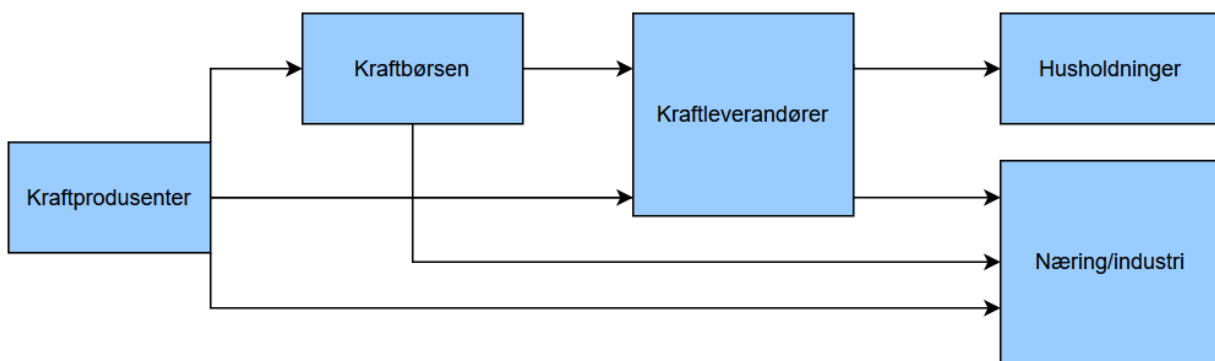
$$KF = E/P$$

Der KF er kapasitetsfaktoren, E er effekten og P er produksjonskapasiteten til kraftverket (Hofstad, 2022).

2.3 Kraftmarkedet og prissoner

Norge er en del av det nordiske kraftmarkedet og det nordiske kraftmarkedet er integrert i det europeiske kraftmarkedet via strømkabler til Europa. Siden strøm ikke egner seg godt til lagring kreves det en balanse mellom kraftproduksjon og strømforbruk for å utnytte ressursene best mulig og for å ikke skade strømmettet ved overproduksjon. Balansen opprettholdes ved å tillate handel av store kraftvolum døgnet før produksjon for å så regulere produksjon og forbruk like før selve driftstimen (NVE, 2022b).

Aktørene i kraftmarkedet er kraftprodusenter, kraftleverandører og sluttbrukere som industri og mindre forbrukere. I engrosmarkedet selges strøm fra kraftprodusentene til kraftleverandører og store industrikunder og i sluttbrukermarkedet selges strømmen fra kraftleverandørene til sluttbrukere (Energifakta, 2021).



Figur 13: Organisering av kraftmarkedet med de ulike aktørene. Inspirasjon hentet fra (Energifakta, 2021).

Engrosmarkedet består av flere marked som har hvert sitt tidsrom for handel av fysisk kraft før driftstimen:

- Nordens day-ahead-marked kalles Nord Pool og her omsettes 93% av kraften. Her handles kontrakter med levering av kraft for hver enkelt time mellom kl. 8.00 og 12.00 og før kl. 10.00 publiseres den ledige systemkapasiteten til markedet. Det er tilbud og etterspørsel på dette markedet som bestemmer systemprisen som gjelder for hele Norden og Baltikum.
- Intradagmarkedet åpner etter day-ahead-markedet stenger og inntil en time før driftstimen og i dette markedet handler partene for å ta høyde for endringer i produksjon og forbruk.

- Timen før driftstimen åpner balansemarkedene. Mesteparten av kraften handles i day-ahead-markedet og intradagmarkedet, men for å sørge for at forbruket tilsvarer produksjonen har man et marked der den momentane ubalansen kan justeres. Statnett eier transmisjonsnettet i Norge og er eneste aktør i balansemarkedet og har ansvar for den momentante kraftbalansen i strømmettet. Disse tre markedene jobber sammen for å sikre energibalanse. (Energifakta, 2021)

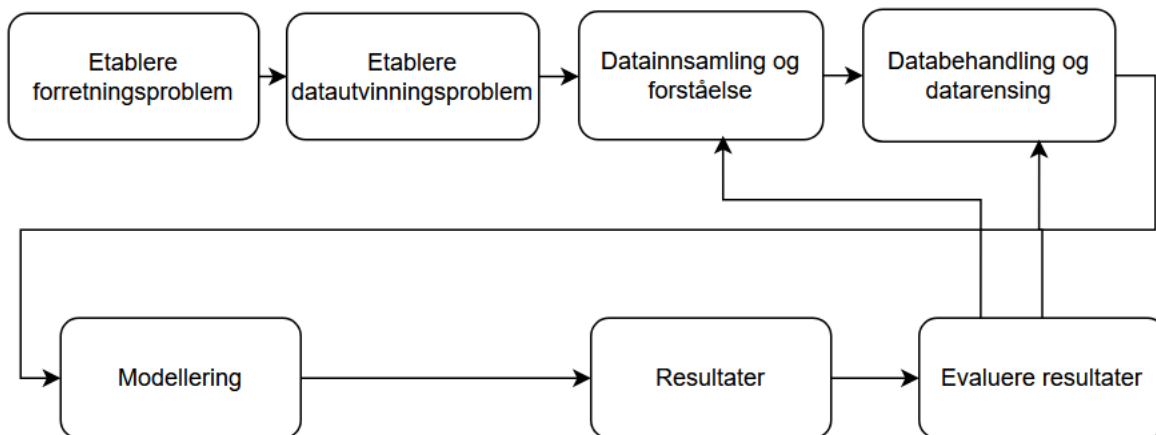
Det finnes også marked for finansiell krafthandel og dette kan brukes til risikostyring og spekulasjonsformål. Det er vanlig at produsenter selger futureskontrakter på et finansielt marked som innebærer å kjøpe kraft til avtalt pris ved utløpsdato og sikre seg mot prisvolatiliteten i kraftmarkedet (Energifakta, 2021).

Siden strøm er et homogent produkt, kan man ikke skille ulike kraftleveranser og dermed kan man sette én systempris på day-ahead-markedet. Den totale prisen er også avhengig av kapasitetsbegrensninger i strømmettet. Hvis det er overskudd av strøm i et område, men ikke tilstrekkelig kapasitet til å frakte strømmen ut vil prisene i området falle og hvis det er underskudd i et område uten tilstrekkelig kapasitet vil prisene i området stige. Disse områdene kalles for elspotområder (Energifakta, 2021).

Ved å ha et stort strømmett med god kapasitet sørger man for at strøm kan flyte fra områder med overskudd til områder med underskudd og man unngår overproduksjon samtidig som man dekker mest mulig behov. Strømmettet er også koblet til Europa og dermed vil systemprisen i stor grad være påvirket av den europeiske kraftproduksjonen. Dette betyr at systemprisen er avhengig av europeiske produksjonskostnader og dette innebærer hovedsakelig kull, gass og utslippskvoter (Energifakta, 2021).

3 Metode

CRISP-DM står for «Cross Industry standard process for data mining» og er en datautvinningsmodell som ble benyttet i denne oppgaven. Det tas utgangspunkt i boken CRISP-DM: Towards a Standard Process Model for Data Mining sin beskrivelse av CRISP-DM. CRISP-DM er en referansemotell som gir en oversikt over dynamikken i et datautvinningsprosjekt og inneholder fasene i prosjektet, deres respektive oppgaver og deres resultater.



Figur 14: Arbeidsflytdiagram som viser metoden benyttet i oppgaven

CRISP-DM er delt inn i følgende seks faser: forretningsforståelse, dataforståelse, modellering, evaluering og aktivering av modell. Rekkefølgen på fasene er ikke fast og man går frem og tilbake mellom de ulike fasene basert på hvilke resultater man får fra hver fase. Metodene som beskrives for denne oppgaven er forretningsforståelse, dataforståelse, databehandling og modellering (Pete Chapman et al., 2000).

3.1 Forretningsforståelse

Den første fasen i CRISP-DM handler om å forstå hensikten til datautvinningen og skjønne hva man vil bruke dataene til. Man lager et forretningsproblem som man kan omformulere til et datautvinningsproblem (Pete Chapman et al., 2000).

Som nevnt i bakgrunnen har det ikke blitt lagd en modell på degraderingen av effekten på norske vindparker enda og en presis prediksjon vil være nyttig for industrien, spesielt med tanke på beregning av lønnsomhet av kraftverk og energiplanlegging regionalt og nasjonalt.

Forretningsproblemet i denne oppgaven er å lage en generell prediksjon for hvordan norske vindparker degraderer, og det skal lages en prediksjonsmodell basert på produksjonstall. Helt konkret går datautvinningsproblemet ut på å hente produksjonsdata fra vindparker i Norge innenfor de siste 10-20 årene og benytte de til en prediktiv analyse av effekten.

3.2 Dataforståelse

Denne fasen handler om å forstå hvilke data som er tilgjengelig og kvaliteten på dataene. Det er her man ser til hvilken grad man kan løse forretningsproblemet med dataene. Om dataene ikke er tilstrekkelige kan man omformulere datautvinningsproblemet og gå tilbake til forretningsforståelse og slik er forretningsforståelse og dataforståelse tett knyttet sammen (Pete Chapman et al., 2000).

Den teoretisk ideelle dataseleksjonen for modellen og forretningsproblemet i oppgaven vil ha et identisk utvalg av vindparker og med de samme egenskapene og forholdene som vindparkene som skal predikeres. Dette er umulig i praksis, men det er gunstig å ha en dataseleksjon som gjenspeiler de faktiske vindparkene så godt som mulig og representerer prissonene, de forskjellige turbinmodellene og andre egenskaper for hver park godt, samt ha en tidsramme for måleperioden som er relativt være ny og må være tilstrekkelig for å kunne identifisere trender

3.2.1 Datainnsamling

For å kunne lage en modell på degradering av energiproduksjonen i landet trenger man produksjonsmålinger fra vindparkene. Fra Norges vassdrags- og energidirektorat ble det hentet tidsserier på effekten fra norske vindparker (NVE, 2022a). Tidsseriene består av timesmålinger for hver enkelt park fra og med 2002 til og med 2021.

Timesmålingene er på Excel-format og har kolonner med tidsserier for hver vindpark. Første kolonne består av tidsstempler og første rad er navnene på parkene. Det er totalt 69 kolonner med vindparker, som tilsvarer det totale antallet vindparker på strømmettet i starten av 2002. Med 175320 rader med timesmålinger utgjør dette en Excel-fil på 28,3Mb. Det er mange blanke celler og dette er fra perioden som skyldes varierende idriftsettelsesår og til sammen er det ca. 1,4 millioner timesmålinger i Excel-filen.

I en rapport fra Meventus AS til NVE om produksjonsindekser i landet ble det benyttet produksjonsmålinger fra Statnett ved innmatingspunktet til strømmettet fra vindparkene (Meventus, 2021). Dette betyr at det vil være elektrisk tap mellom turbinene og innmatingspunktet for målepunktene.

For å finne egenskaper og informasjon om hver enkelt vindpark i tidsseriene ble det brukt vindparkenes individuelle nettsider fra NVE. Man kunne navigere til disse nettsidene fra NVEs interaktive kart (NVE). Her ble det funnet informasjon om vindparkens operative vindturbiner om idriftsettelsesår samt andre nyttige egenskaper: maksimal effekt, midlere årsproduksjon, elspotområde, antall operative turbiner, idriftsettelsesår osv. Dette ble satt inn i en CSV-fil som blir kalt vindparkporteføljen i denne oppgaven og består av 58 rader med vindparker og 20 kolonner med egenskaper.

For å undersøke teknologien til vindturbine i parkene ble det forsøkt å samle inn data om når designet av vindturbine i parken ble ferdigutviklet. Det ble funnet en kilde relatert til dette fra «The Wind Power» sine nettsider for modellene og her var det opplyst om det første driftsåret til turbinmodellene som gir en indikasjon på hvilken tid turbindesignet er fra (*The Wind Power*). Det første driftsåret for turbinmodellene refereres til som designåret videre i oppgaven.

De ble også samlet inn en vedlikeholdsrapport fra Nord Pool for å identifisere og undersøke perioder med nedetid og delvis nedetid i tidsseriene og denne består av 505 rapporteringer i 24 forskjellige vindparker i et Excel-ark i perioden 2013 til 2021 (Pool). Her stod det beskrevet perioder med nedetid og årsaken til at vindturbiner var satt ut av drift. Dette var delt inn i enten feil eller planlagt vedlikehold, samt hvor store deler av parken som var ute av drift.

Tabell 1: Statistikk for rådata fra NVE

	Tidsseriene som rådata
Antall observasjoner	1 377 233
Nullverdier	12%
Produksjonsmålinger over kapasitet	1%
Negative målinger	0.07%
Temporal oppløsning	Timelig
Antall vindparker	58
Vindparkkapasitet	0.225-288 MW
(median)	56 MW
(gjennomsnitt)	57 MW
Total kapasitet	3 990 MW
Idriftsettelsesperiode	1999-2021
Måleperiode	2001-2021

Datavalidering:

For å teste om dataene er duplisert ble hver tidsserie sjekket for om de var like de andre kolonnene i tidsseriene og det samme ble gjort med radene i vindparkporteføljen og det ble ikke funnet noen dupliserte kolonner. Det ble heller ikke funnet noen manglende målinger og tomme rader i Excel-arket var utenfor vindparkens levetid. Datasettet består av 12% nullverdier og består av flere lengre perioder med nullproduksjon. For å bekrefte at de lengre periodene med nullverdier var nedetid og ikke målefeil ble disse periodene undersøkt mot vedlikeholdsrapporten. Det ble ikke bekreftet for hele perioden siden vedlikeholdsrapporten ikke dekker hele måleperioden og det var flere mindre perioder med nullverdier som kan skyldes vindhastigheter utenfor det operasjonelle vindhastighetsområdet. Dermed kunne man ikke utelukke at noen perioder med nullverdier skyldes målefeil.

Tidsseriene inneholdt omtrent 0,07% negative produksjonsmålinger i parken som kan skyldes «motoring», som er beskrevet i 2.2.2.2. Det er heller ikke sikkert at timesmålingene fra NVE er den gjennomsnittlige målingen for timen eller om den er den momentane verdien. Dette ble ikke funnet på NVE sine sider og de svarte heller ikke på e-post. Om målingene er momentane eller

gjennomsnittlige vil spille en stor rolle for datasettet siden produksjonen er direkte avhengig av vinden. Det kan oppstå vindkast i øyeblikket den momentane målingen gjøres på vindhastigheter langt over den gjennomsnittlige vindhastigheten for timen og en gjennomsnittlig måling av produksjonen ville generelt gi langt mindre datastøy. Hvis det er gjennomsnittlige målinger vil kvaliteten på tidsseriene øke ved å øke frekvensen på målingene innen denne timen (I Figur 16 kan man se denne sammenhengen med informasjon som blir tapt).

Det ble ikke funnet metadata for produksjonsmålingene fra vindparkene, men man kunne simulert produksjonsmålingene ved hjelp av vindhastigheter og effektkurver og kryssvalidert dette med timesmålingene for å undersøke usikkerhetene nevnt over. Dette avhenger naturligvis av at vinddataene også er validert og at kapasitetskurven (som blir mindre presentabel etter hvert som parken degraderer) er representativ for hele vindparken. Simuleringen er ikke gjort på grunn av at gode vinddata ikke var tilgjengelig på et tidlig stadium og man var nødt til å benytte seg av daværende tilgjengelige data. De gode vinddataene ble tilgjengelige etter hvert, men siden simuleringen er en omfattende statistisk oppgave som krever vinddata fra hver park og deres kapasitetskurve, var ikke den gjenværende tiden tilstrekkelig.

Aktualiteten til dataene er god siden måleperioden endte for bare 2 år siden. Tidsseriene kan nåes, vedlikeholdes og oppdateres i Excel- og CSV-filen, men dataflyten er ikke knyttet til NVE og dermed vil det ikke oppdateres automatisk om NVE skulle f.eks. manuelt kvalitetssikre dataene. Brukervennligheten er også god siden Excel og CSV-filer er lett håndterlige, for eksempel via Python-biblioteket Pandas som er benyttet i denne oppgaven.

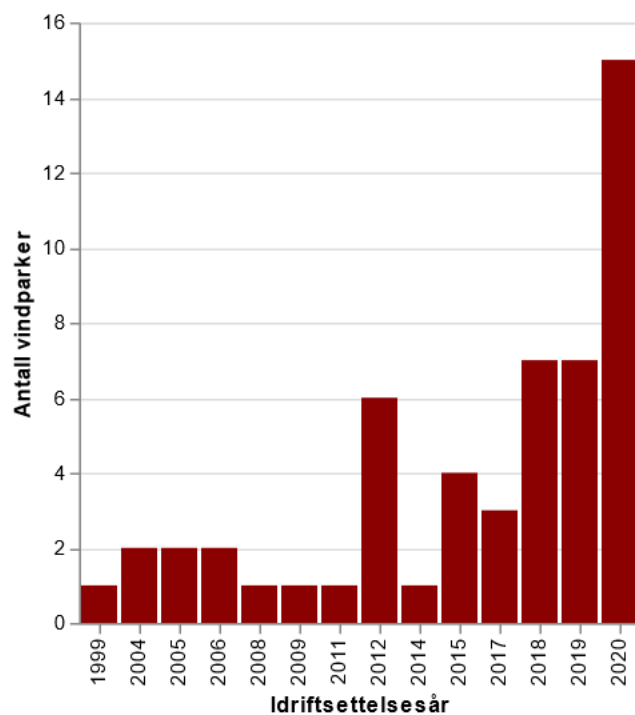
Egenskapene til vindparkene var ikke samlet på ett sted slik som tidsseriene og de ble derfor samlet inn fra flere kilder. Det var primært parkenes nettsider fra NVE som ble brukt til å hente inn informasjon om egenskapene, men informasjon om datoer der vindturbiner settes i drift og ut av drift manglet her. For å finne idriftsettelsesdatoene ble første måling for hver park funnet i tidsseriene og kryssvalidert med NVEs atlas som hadde idriftsettelsesdatoen.

På NVEs nettsider er tidspunktet for hver ny installasjon opplyst, men ikke informasjon om vindturbinene som settes ut av drift eller utsettes for ulykker. Dette dataforfallet gjør at man ikke

kjenner til utviklingen av vindparkenes kapasitet og kapasiteten er en viktig parameter for å gjøre parkene sammenlignbare. Ulykker skjer ikke ofte i parkene og det ble bare funnet kilder på én ulykke i løpet av måleperioden og dette var på Frøya (Børstad, 2021). I tillegg er levetiden til vindparkene omtrent 25-30 år og siden ingen av parkene blir eldre enn dette i løpet av måleperioden har det blitt antatt videre at ingen vindparker bortsett fra Frøya reduserte sin kapasitet i løpet av levetiden.

Designåret for turbinmodellene manglet for flere av parkene og det var ikke sikkert at det «The Wind Power» kaller «Comission year», som er første gang modellen ble idriftsatt, er like etter turbinmodellen ble ferdig designet. Og tiden mellom ferdig design og idriftsettelse, ble det ikke funnet data på, og denne tiden kan variere for modellene, som kan gi en misledende sammenheng for utviklingen av turbinteknologien over årene.

Datadekningen til tidsserier er god siden den har med nesten alle vindparkene i datasettet. Siden vindindustrien i Norge har vokst mye de siste årene, er det stor forskjell på idriftsettelsesårene i parken og gamle vindparker er underrepresentert (se Figur 15), som gjør det vanskelig å modellere for høyere aldre.

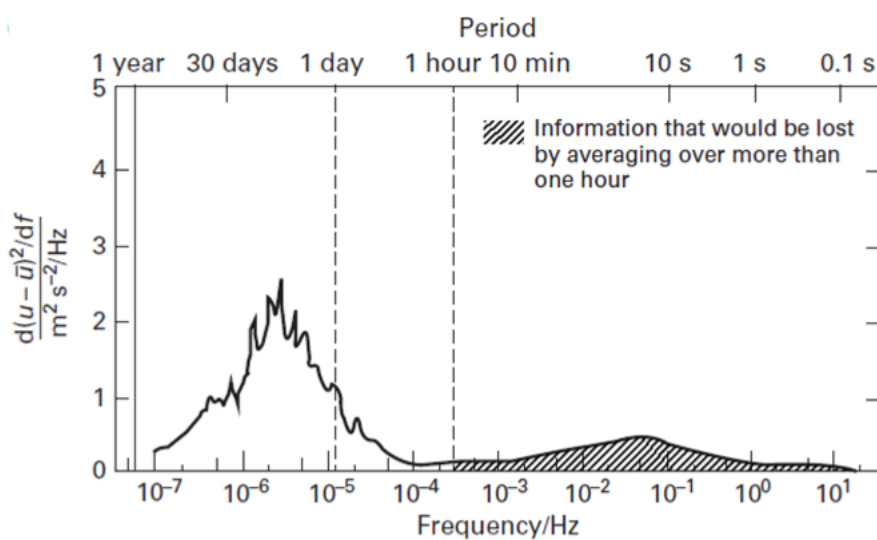


Figur 15: Oversikt over idriftsettelsesår for alle vindparkene i datasettet.

Vedlikeholdsrapporten dekker ikke mye av måleperioden eller vindparkene og kan derfor først og fremst brukes til å undersøke periodene i tidsseriene der det er vedlikehold. Dekker ikke hele måleperioden og beskriver ikke alle parkene, men kan brukes som metadata til nullverdier i datasettet.

Datastøy:

Vindhastigheten er veldig variabel over korte og lange perioder og dette påvirker spesielt trender for unge vindparker med kortere tidsserier. Siden vinden i stor grad preges av sesongvariasjoner, kan variasjonen begrenses ved bruk av gjennomsnittlige beregninger av produksjonen.



Figur 16: Frekvensdomenespektrum. Grafen er en transformasjon av flere tidsseriemålinger i Danmark, som har blitt brukt til å finne variansen av vindhastigheten u mot u

På grafen i kan man se at informasjonen for perioden man beregner gjennomsnittet av forsvinner som betyr at man kan redusere støy ved å gjøre gjennomsnittlige beregninger på produksjonsmålinger. En måte å håndtere dette på er ved bruk av 12-måneders-rullende beregninger der støyen reduseres samtidig som dataene eksponeres for månedlige trender.

En bedre løsning for å redusere støy hadde vært å bruke effektkurver for hver turbinmodell og standardisert produksjonen fra parkene ved å måle hvor mye de produserer i forhold til deres egen effektkurve slik at variabiliteten i vinden korrigeres for.

For å se på degraderingen av vindparkene er man nødt til å fastslå en alder på hver park, men dette blir et problem for parker med flere installasjoner. Noen av disse parkene har også flere turbinmodelltyper som gjør det mer krevende å korrigere for turbinmodeller, selv om dette løses med en akkumulert effektkurve for hver turbinmodell.

Parkene har også perioder med uregelmessig drift som ved innkjøringsåret og ved negative målinger og målinger som overskrider kapasiteten til vindparkene og dette bidrar til støy i modellen.

3.3 Dataforberedelse

Dataforberedelse handler om å velge rådata fra datainnsamlingen formatere den og sørge at datakvaliteten er god nok til å bruke den til modellen.

3.3.1.1 Dataseleksjon

Vindparker med flere installasjoner kan ha varierende kapasitet gjennom måleperioden, ulik alder på turbinene og forskjellige turbinmodeller. For å lage en modell som predikerer produksjonen til vindparker basert på alderen må det fastsettes en alder til parken og dermed er det gunstig at turbinene i hver vindpark har samme alder. Og for å gjøre det mulig å korrigere for turbinmodelltype i modellen lønner det seg å ha samme turbinmodell i hver park. Dermed er vindparker med flere installasjoner og vindparker som ikke har like turbinmodeller filtrert ut fra datasettet.

3.3.1.2 Datarensing

I SG14 korrigeres kapasitetsfaktorene for vinden ved hjelp av simulerte kapasitetsfaktorer slik at deres værkorrigerede kapasitetsfaktor ikke påvirkes av månedlig variabilitet i vinden. Her sammenlignet de degraderingsraten til parker med forskjellig idriftsettelsesår og det viste seg at de nyeste parkene var mest påvirket av værkorreksjonen. Dermed har variabiliteten i vinden stor påvirkning på trenden for parker med få år med data (Green & Staffel, 2014a). Trenden i disse parkene vil også være mer preget av annet datastøy enn de eldre parkene og basert på dette er grensen satt for parkene som er med i modellen på minst tre år med måledata. Grensen kunne vært satt enda høyere, men siden store deler av den norske kapasiteten har blitt bygget ut i de senere årene ville datakomplektheten blitt svekket ytterligere, se Figur 15.

All data over 17 år ble fjernet siden dette bare representerer Sandøy og denne parken presterer også veldig dårlig på slutten av måleperioden (se Figur 18).

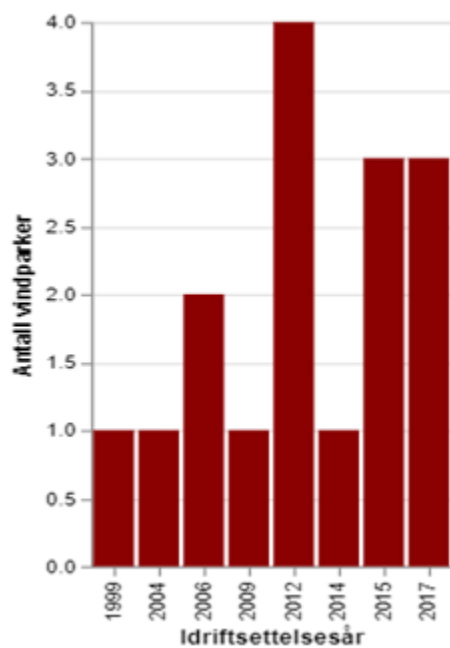
Målingene fra innkjøringsåret til parkene og de negative målingene har også blitt fjernet for å redusere støy siden dette ikke er normal drift for parkene og da blir minimumsgrensen for antall år med produksjonsdata redusert fra tre år til to år.

Disse filtrene reduserer antallet vindparker i datasettet fra 58 vindparker til endelig seleksjon av 16 vindparker som refereres til som vindparkporteføljen videre i oppgaven. Disse vindparkene har en midlere årsproduksjon på 242GWh som tilsvarer kun 2,2% av den totale vindproduksjonen. Elspotområdene NO1 og NO5 er prisområder på henholdsvis Østlandet og Vestlandet og disse representeres ikke i det nye datasettet. Vindparkene i datasettet representerer kun 45% av vindturbintypene i drift i landet og dette betyr at graden av datakomplekthet i datasettet har blitt redusert betraktelig til fordel for støyreduksjon og forenklinger av modellen

Disse filtreringene baserer seg på en avveining mellom datasettets datakomplekthet og datakvalitet. Det endelige utvalget av vindparker for modellen ble kalt vindparkporteføljen.

Tabell 2: Oversikt over antallet parker i hvert område

Elspotområde	
Prisområde	Antall parker
NO1	0
NO2	6
NO3	6
NO4	4
NO5	0



Figur 17: Den nye vindparkporteføljen sine idriftsettelsesår.

3.3.2 Datakonstruksjon

I korte trekk handlet datakonstruksjonen om å indeksere datasettene, beregne månedlig gjennomsnittlig produksjon og 12-måneders-rullende-gjennomsnitt, beregne kapasitetsfaktor ved hjelp av maksimal effekt fra vindkraftporteføljen og formatere til long dataframe.

Pandas ble brukt til databehandlingen. Dette er et bibliotek i Python og er lagd til datamanipulering og analyse av datarammer og biblioteket har også egne funksjonaliteter for

tidsserier. Pandas tar inn excel-filer og csv-filer i tabellformat og gjør dem om til datastrukturen som heter dataframe (Manipulating DataFrames with Pandas – Python).

Rådataen var alt i formatet ISO 8601-format (ÅÅÅÅ-MM-DD TT:MM:SS) og manglet bare å indeksere for å bli kompatibelt for pandas sine tidsserie funksjonaliteter.

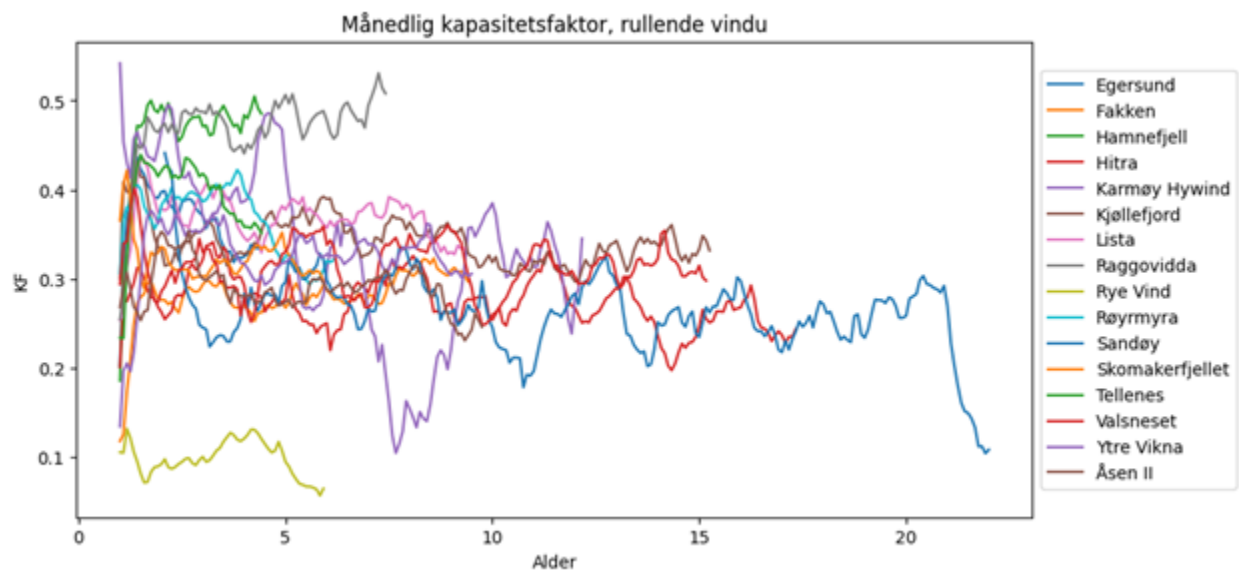
Først ble datasettets første rad og kolonne indeksert slik at man kan benytte seg av datahenting og raskere filtrering med metodene iloc og loc og deretter ble data fra vindparkene som var idriftsatt etter 2017 (under fire år med data) fjernet fra tidsseriene og vindparkporteføljen. (Time series / date functionality).

For å redusere variabiliteten i de timelige produksjonsmålingene ble det beregnet gjennomsnittlige månedlig produksjon for hver park som reduserte målinger med en faktor på ca. 24*30 og gjorde datarammen mer håndterlig med tanke på blant annet kjøringstid i scriptet. For å redusere sesongvariasjoner ble det lagd et datasett med gjennomsnittlig årlig produksjon 12-måneders-rullende-gjennomsnitt.

Vindparkene har forskjellig produksjonskapasitet og skal man lage en modell med alle vindparkene er man nødt til å standardisere dataene. I de nevnte tidligere studiene har produksjonstallene blitt normalisert til kapasitetsfaktorer og denne metoden ble også benyttet i denne oppgaven. Kapasiteten, eller den maksimale effekten, til hver vindpark er i vindparkporteføljen og med denne kan man beregne kapasitetsfaktoren for hver tidsserie. Dette ble beregnet ved å iterere gjennom parkene i vindparkporteføljen og dividere kolonnen med produksjonsmålingene med kapasiteten for den respektive vindparken i den påløpende iterasjonen.

Deretter ble pandas.melt metoden benyttet til å lage en long-formatted rad med vindturbinnavnene til en kolonne og deres respektive produksjonsmålinger i en annen kolonne. Dette gjør at man kan legge inn egenskaper for hver park for hvert tidsstempel (rader), der den varierende alderen er spesielt viktig, og det legger til rette for at man kan bruke biblioteket altair som visualiseringsverktøy.

12-måneders-rullende-gjennomsnitt tar gjennomsnittet av kapasitetsfaktoren for hver rad i hver park og lagde en ny kolonne i datarammen. Denne metoden tar gjennomsnittet av de 11 foregående månedene og måneden punktet er i og vil jevne ut sesongvariasjonen, men samtidig eksponeres for bidraget for hver måned i året. Tidsseriene som ble beregnet med 12-måneders-rullende-gjennomsnitt blir for enkelthetskyld kalt rullende tidsserier. Tidsseriene som ikke blir beregnet med et rullende vindu blir kalt for ikke-rullende tidsserier ved noen tilfeller videre i oppgaven.



Figur 18: Linjene følger de 12-måneders-rullende kapasitetsfaktorene sin utvikling over parkenes alder.

Det idriftsettes vindparker fortløpende i måleperioden og for disse kan alderen beregnes basert på første måling for parken for å modellere degraderingen. For å beregne dette ble tidspunktet i hver rad trukket fra med parkens første målingstidspunkt (idriftsettelsesdato). Siden det ble beregnet månedlig gjennomsnitt vil idriftsettelsesdatoen bli forskjøvet slik at alderen bommer, men ikke med mer enn en måned. Kun Sandøy hadde idriftsettelsesdato før måleperioden så der ble idriftsettelsesdatoen lagt inn manuelt i stedet.

Deretter ble det laget et nytt datasett der nullverdiene var filtrert ut og dette er et datasett uten nedetid slik som nedetid er definert i teorien. Dette vil gi et datasett med utelukkende produksjonstimer og man kan undersøke hvilken påvirkning nedetiden har på degraderingen. For

enkelhetsskyld refereres dette datasettet til som perioden uten nedetid og det allerede etablerte datasettet refereres til som perioden med nedetid.

Tabell 3: Oppsummering av statistikk fra de to bearbejdede månedlige tidsseriene

	Med nedetid/ uten nedetid
Antall observasjoner	1648/1656
Temporal oppløsning	Månedlig
Antall vindparker	16
Vindparkkapasitet	0.225-160 MW
(median)	39 MW
(gjennomsnitt)	41 MW
Total kapasitet	662.625 MW
Idriftsettelsesperiode	1999-2017
Måleperiode	2002-2021

3.4 Modellering

3.4.1 Valg av modelleringsteknikk

De nevnte studiene fra Storbritannia, Danmark, Sverige og USA har brukt lineær regresjon til å modellere prestasjonen til vindparker over tid. I disse rapportene ble det korrigert for ulike faktorer og det ble gjort lineær regresjon med individuelle parker og parkene samlet i modellen. De nevnte studiene brukte flere forskjellige metoder for lineær regresjon til å underbygge resultatene sine. I disse rapportene ble det brukt simulering av vinden til å korrigere for forskjellige turbinmodeller og variasjon i vinden. Dette ble som sagt ikke benyttet i denne oppgaven. Det ble brukt månedlige gjennomsnittlige kapasitetsfaktorer for hver vindpark til å lage regresjonsmodeller. Det ble hovedsakelig benyttet to metoder for regresjonsmodellen: en med alle parkene inkludert og en med regresjon for hver park.

3.4.2 Validering av modell

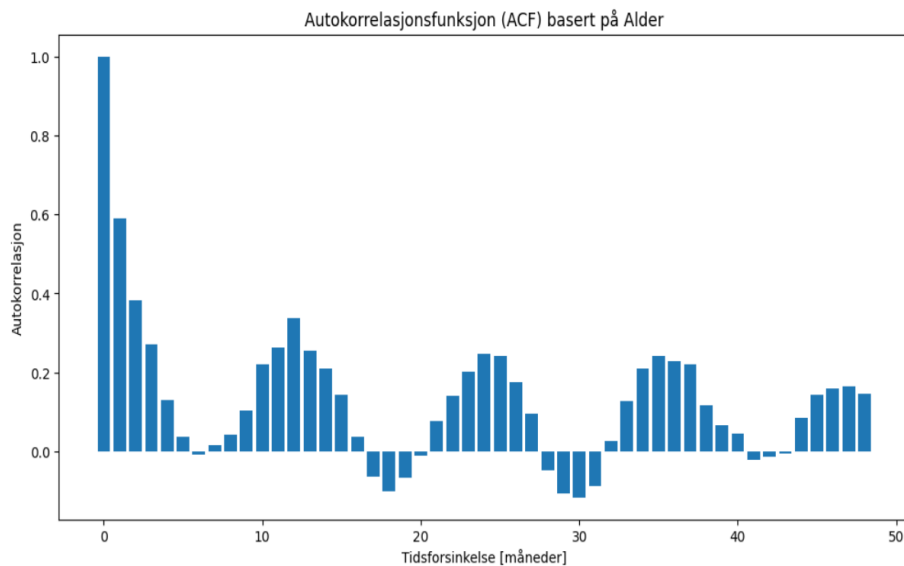
Det er gjort fem tester for perioden med og uten nedetid for å sjekke om den lineære modellen er uegnet eller om konfidensintervallene utledet fra disse er feilaktige (Jon Olauson & Per Edström, 2017). Testene utdypes under:

- 1) Uavhengighet – Y -verdier (kapasitetsfaktor) er uavhengige av hverandre.
- 2) Linearitet – Forholdet mellom X (alder) og forventningsverdien av Y er lineært:

$$E[Y] = \beta_0 + \beta_1 X$$
- 3) Homoskedastisitet – Variansen til residualene varierer ikke med $Y - \hat{Y}$.
- 4) Normalfordelt – For hver X er Y normalfordelt.

3.4.2.1 Uavhengighetstest

Man kan se på plottet i Figur 19 at det er svingninger med en periode på 12 måneder som illustrerer sesongvariasjonen for kapasitetsfaktoren og dette betyr at kapasitetsfaktorene ikke er uavhengige av hverandre. I tabellen til høyre har man henholdsvis en kolonne med Ljung-Box Q-statistisk med tilhørende p-verdi for Ljung-Box-testen. Signifikansnivå for testen var satt til 0,05 som betyr at tidsseriene ikke er uavhengige. For datasettet med 12-måneders-rullende-vindu var det ikke tydelige periodiske svingninger å se fra autokorrelasjonsfunksjonen (ACF), men Ljung-Box sine p-verdier var omtrent like store som for de ikke-rullende målingene. Dette betyr at heller ikke tidsserien med 12-måneders-rullende-vindu er statistisk uavhengig.



	Q-statistisk verdi	p-verdi
1	60	7.884534e-15
2	81	2.558745e-18
3	85	2.208624e-18
4	87	6.539092e-18
5	94	7.667777e-19
6	120	1.314316e-23
7	133	1.365251e-25
8	137	1.090809e-25
9	137	4.607083e-25
10	143	9.145032e-26
11	161	1.007586e-28
12	200	3.354397e-36
13	225	1.061005e-40

Figur 19: Autokorrelasjonsfunksjonen, (korrelasjonen mellom to tidsserier med tidsforsinkelse mellom seg) for månedlige kapasitetsfaktorer til venstre og tabell med statistisk Q og tilhørende p-verdi på de 10 første månedene med tidsforsinkelsene.

Kapasitetsfaktorene fra hver park følger en sesongvariasjon som starter ved parkens idriftsettelsesdatp. Siden parkene ikke er idriftsatt på samme tidspunkt på året og siden modellen er basert på alderen vil de ikke følge samme tidslinje i modellen og vil ikke sesongvariasjonen for hver enkelt park være i fase (se Tabell 4). For kapasitetsfaktorene i autokorrelasjonfunksjonen er det beregnet gjennomsnittlige verdier for målepunktene som overlapper hverandre i tid(alder) og dermed er det parkene med høyest kapasitetsfaktorer som vil dominere autokorrelasjonfunksjonen. De fem parkene med høyest kapasitetsfaktor er idriftsatt relativt i løpet av juli og august (se Tabell 4) som betyr at det vil være én dominerende fase for sesongvariasjonen som kan se i ACF i Figur 19.

Tabell 4: Dato på året parkene ble idriftsatt og deres gjennomsnittlige kapasitetsfaktor

Vindpark	Dato idriftsatt	Gjennomsnittlig KF
Rye Vind	01-01	0.09
Skomakerfjellet	01-12	0.32
Asen II	03-05	0.29
Ytre Vikna	06-29	0.33
Fakken	07-02	0.28
Hamnefjell	07-16	0.48
Tellenes	07-16	0.39
Raggovidda	07-23	0.48
Egersund	08-10	0.37
Hitra	08-16	0.27
Lista	08-27	0.37
Kjøllefjord	09-24	0.34
Røymyra	10-04	0.36
Karmøy Hywind	10-08	0.33
Valsneset	10-15	0.31
Sandøy	12-10	0.27

3.4.2.2 Linearitet

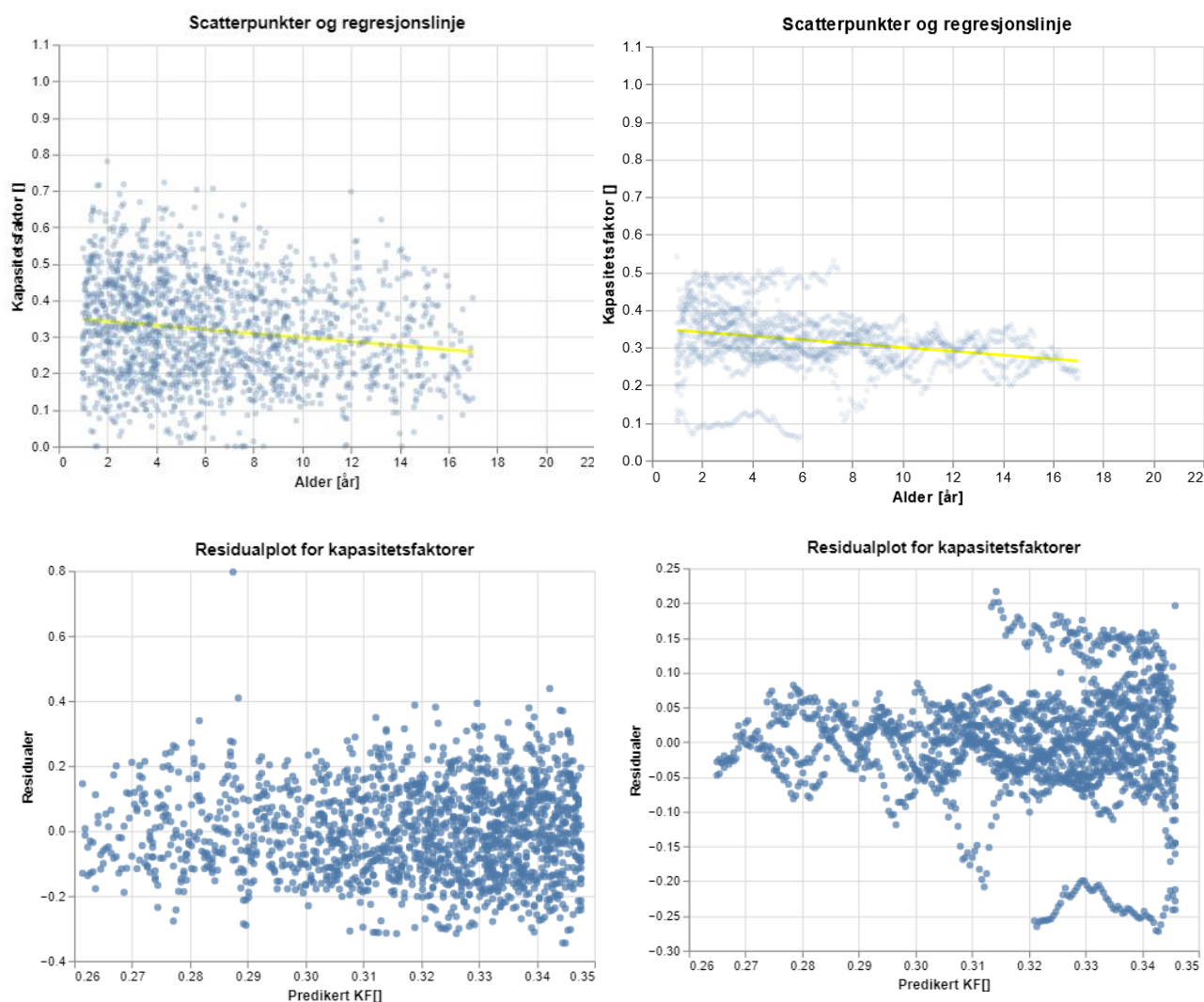
Det ble gjennomført en rainbow-test for å teste lineariteten til dataene. Det ikke-rullende og det rullende datasettet feiler ikke rainbow-testen (kan ikke forkaste nullhypotesen om linearitet). Dermed kan man ikke avkrefte at datasettene ikke er lineære. Men samtidig kan man se fra plottet i Figur 21 at det er oscillasjoner som tyder på at dataene ikke er særlig lineære.

3.4.2.3 Homoskedastisitet

Det ble gjennomført Breusch-Pagan-test på for å undersøke heteroskedastisiteten og dette resulterte i at både det rullende og det ikke-rullende datasettet var signifikant heteroskedastisk. Teststatistikken for det rullende datasettet er 10 ganger større enn for det ikke-rullende og man kan også se i Figur 21 at det rullende datasettet har områder med høy konsentrasjon av variabilitet.

3.4.2.4 Normalfordeling

For å undersøke om Y er tilnærmet normalfordelt for hver alder, X , ble det brukt en Shapiro-Wilk test og testen avviste nullhypotesen (normalfordeling) for både rullende og ikke-rullende tidsserier.



Figur 20: Scatterplot og residualplot for ikke-rullende i kolonnen til venstre og for rullende til høyre.

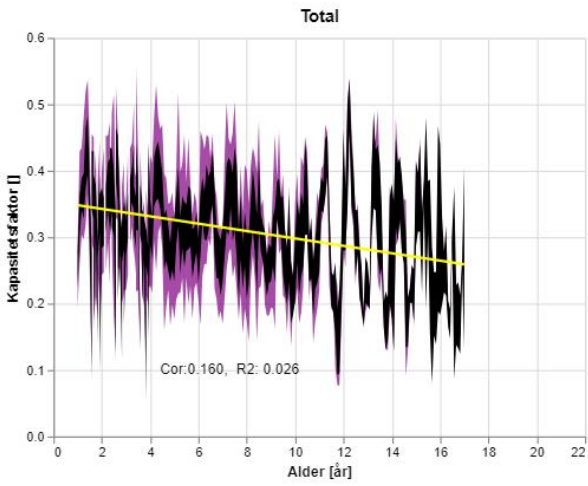
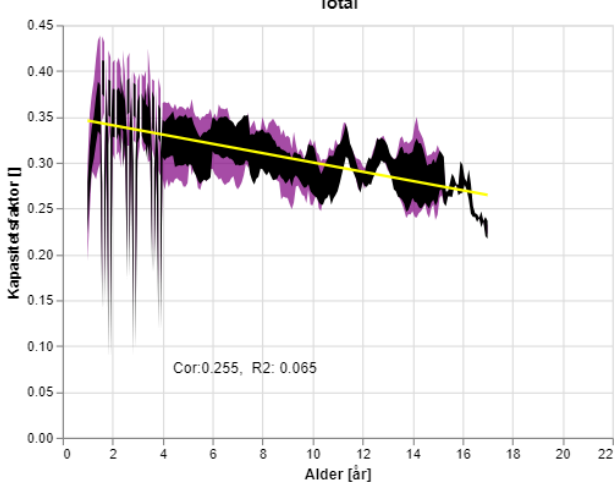
Man kan se i Figur 20 at det er en nedadgående trend i datasettet. Om de ulike metodene gir like resultater vil resultatet være mer robust og derfor ble det forsøkt å bruke lineær regresjon videre, til tross for at de fire testene ovenfor feilet.

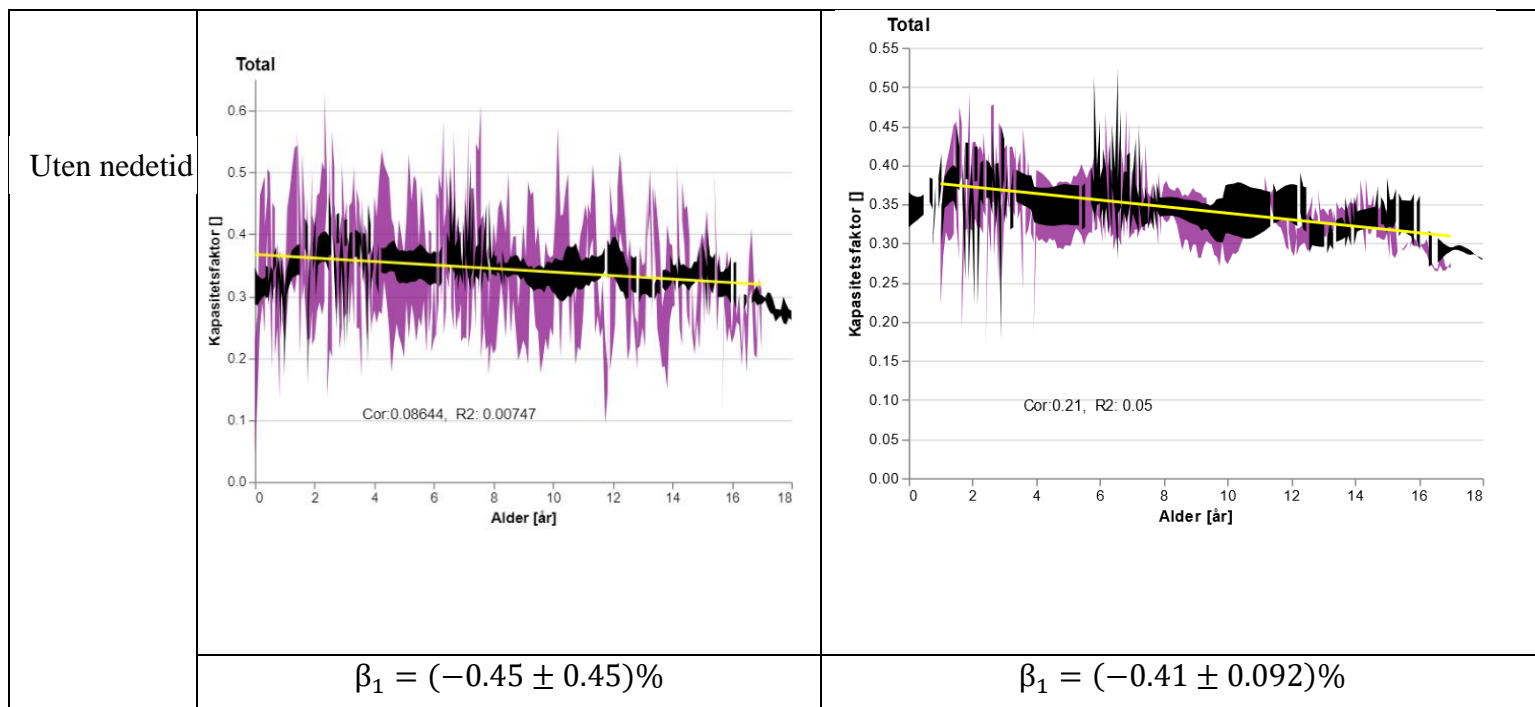
4 Resultat

Det har blitt lagd lineære regresjonsmodeller i for perioden med nedetid og uten nedetid, med rullende månedlig gjennomsnitt og uten, for hver individuelle park og for alle parkene i samme modell. Dette ga i alt: $2 \cdot 2 \cdot (16+1) = 68$ regresjonsmodeller og resultatene for modellene utdypes under.

4.1 Modell med alle parkene

Med degraderingsraten menes stigningstallet, β_1 , til regresjonsmodellen og for å gjøre regresjonsanalysen ble det brukt `linear_model` fra `scikit-learn`-biblioteket og `vegas altair` til å plotte. Degraderingsraten og plottet for regresjonen med alle parkene inkludert i regresjonsmodellen kan man se i Figur 21.

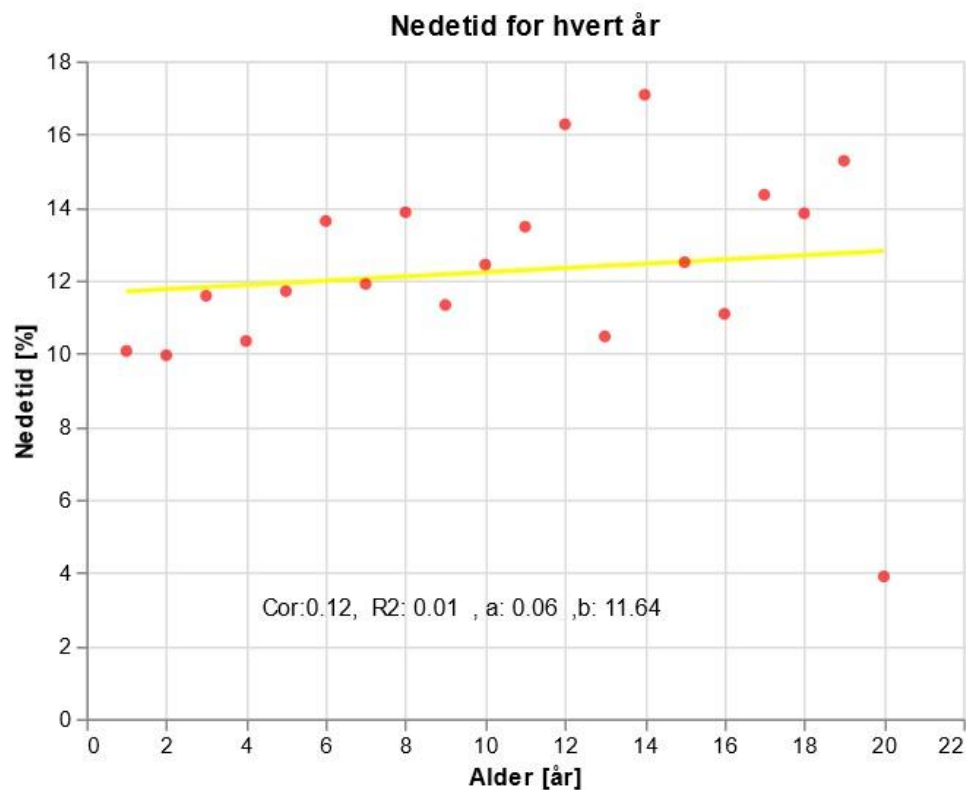
	Ikke-rullende	Rullende
Med nedetid	 <p>Cor: 0.160, R2: 0.026</p>	 <p>Cor: 0.255, R2: 0.065</p>
	$\beta_1 = (-0.54 \pm 0.17)\%$	$\beta_1 = (-0.51 \pm 0.12)\%$



Figur 21: Plot av de forskjellige produksjonsperiodene med deres respektive ikke-rullende og 12-måneders rullende gjennomsnitt med tilhørende stigningstall. Den gule linjen er regresjonslinjen, det lilla området representerer 25-75-kvantilet eller de 50% mest sentrale punktene og det svarte området er gjennomsnittverdien for de forrige 12 månedene med standardavviket som bredde. Cor og R2 er henholdsvis korrelasjonskoeffisienten og korrelasjonskoeffisienten kvadrert.

4.2 Nedetid

Trenden i Figur 22 viser at nedetiden øker 6% prosentpoeng per år som betyr at forskjellen i degraderingsrate for perioden med og uten nedetid mest sannsynligvis skyldes økt nedetid i løpet av måleperioden.



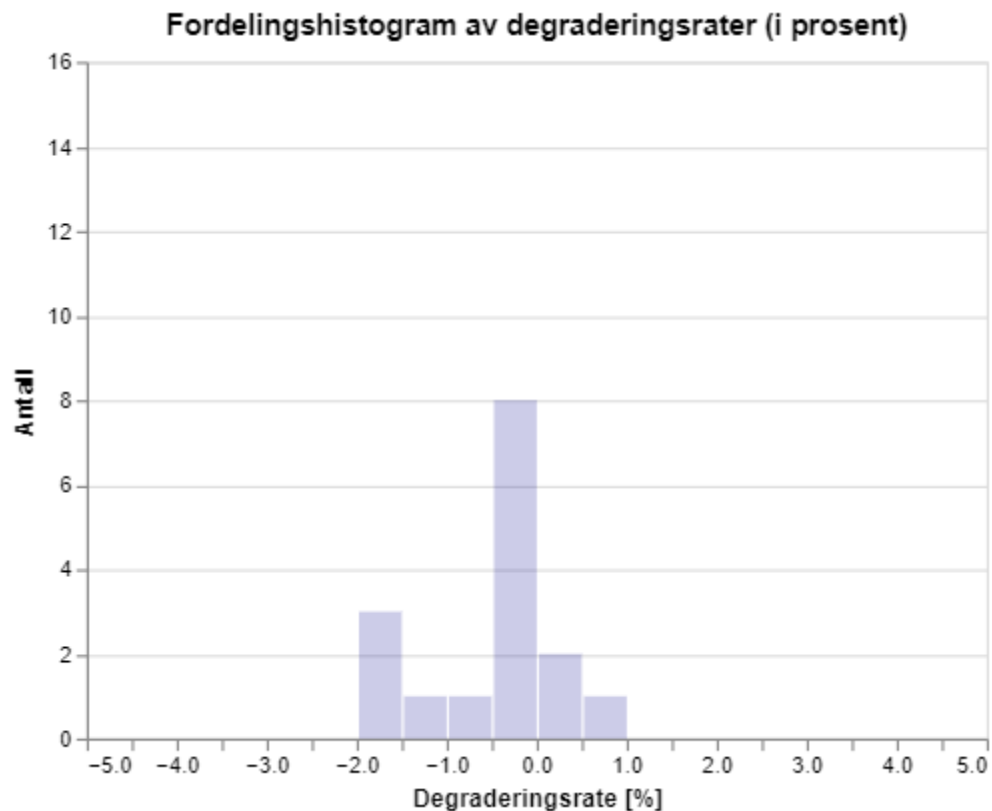
Figur 22: Regresjonslinje av nedetiden der stigningstallet er den gule linjen og de røde punktene er andel nedetid for det respektive året. a er stigningstallet for regresjonslinjen og b representerer regresjonslinjen: $Y = aX + b$.

4.3 Modell for hver enkelt park

For hver enkelt park ble det også lagt regresjonsmodeller og gjennomsnittet og det vektete gjennomsnittet for hver enkelt park ble samlet i en tabell.

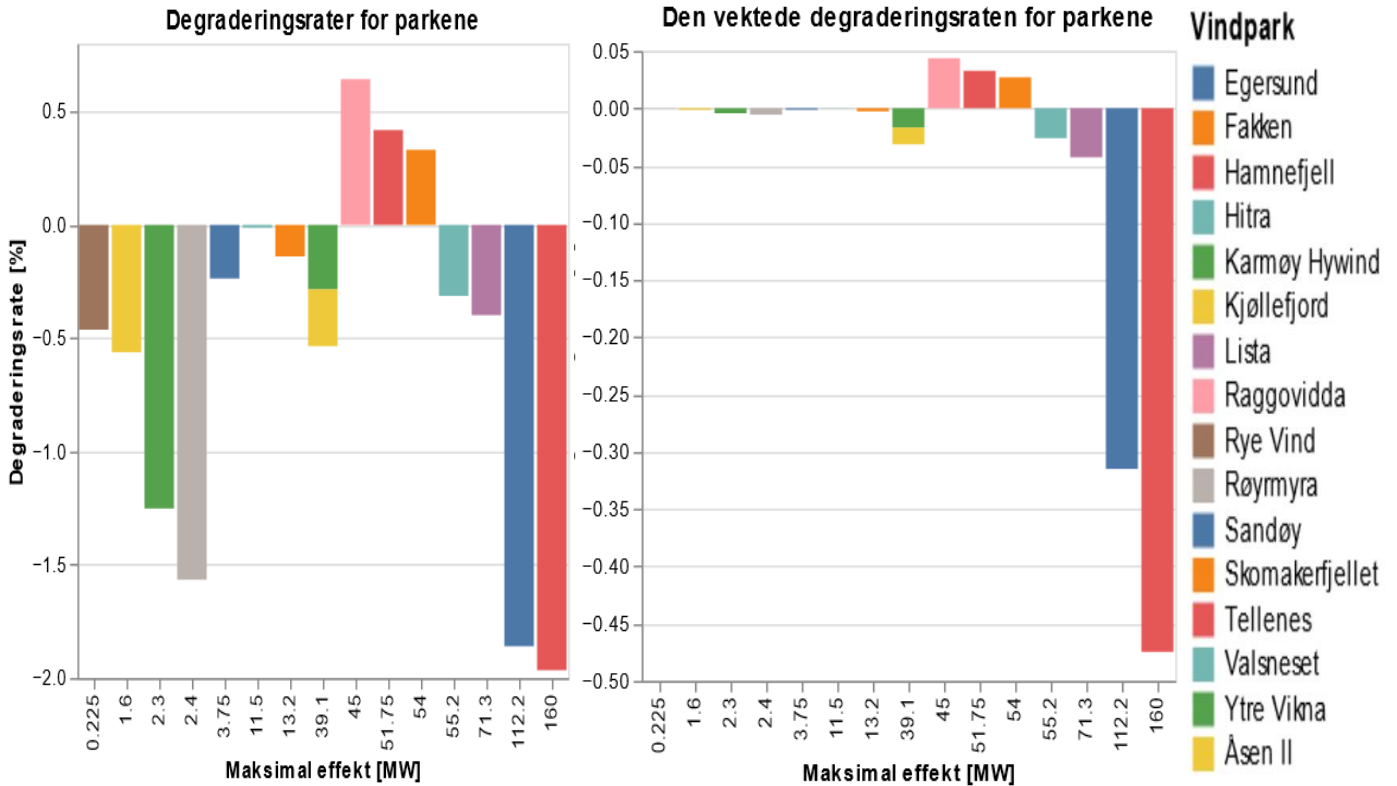
Tabell 5: Degraderingsrate for de individuelle vindparkene.

	Ikke-rullende [%]		Rullende gjennomsnitt [%]	
	Gjennomsnitt	Vektet	Gjennomsnitt	Vektet
Periode med nedetid	-0.49	-0.80	-0.17	-0.051
Periode uten nedetid	-0.42	-0.69	-0.076	0.045



Figur 23: Histogram med fordelingen av degraderingsrate for de forskjellige vindparkene i datasettet.

De individuelle vindparkene hadde en gjennomsnittlig årlig degraderingsrate på -0,49% og den vektete degraderingsraten av parkene var på -0,80% og er basert på kapasiteten til hver park. Den store forskjellen på den vektete og den gjennomsnittlige degraderingsraten skyldes at de største parkene i vindparkporteføljen har en større degraderingsrate som man kan se i Figur 24.



Figur 24: Oversikt over degraderingen til parkene ved parkens forskjellige kapasiteter for datasettet med nedetid. Grafen til venstre viser degraderingsraten for hver park og grafen til høyre viser parkenes vektete degraderingsrate. Den vektete degraderingsraten er degraderingsraten multiplisert med parkens andel (vekt) av den totale kapasiteten i vindparkporteføljen og viser parkenes bidrag for degraderingen beregnet ved vektet gjennomsnitt.

4.4 Endelig resultat basert på modellene med nedetid

Det ble brukt degraderingsraten for perioden med nedetid for alle parkene og gjennomsnittlig degraderingsrate for de individuelle vindparkene med både rullende og ikke-rullende gjennomsnitt til å beregne en endelig degraderingsrate:

- Lineær regresjon av alle parkene i porteføljen alle kapasitetsfaktorene mot alderen
 - Ikke-rullende: $(-0,54 \pm 0,17\%$ absolutt)
 - Rullende: $(-0,51 \pm 0,12\%$ absolutt)
- Gjennomsnittlig degraderingsratene basert på lineær regresjon av alle parkene:
 - Ikke-rullende: $(-0,49 \pm 1,43\%$ absolutt)
 - Rullende: $(-0,17 \pm 0,48\%$ absolutt)

Dette ga resultatet $(-0,43 \pm 0,55\%$ absolutt) som degraderingsrate for vindparkporteføljen.

5 Diskusjon

5.1 Hvilke faktorer påvirker modellen?

Vindparkeres produksjon påvirkes av mange faktorer. Det er aldringseffekten, degradering, som er mest interessant for modellen og flere faktorer er direkte knyttet til prestasjon og aldring som virkningsgrad og nedetid, men også faktorer som vindforhold og turbinmodell gir forskjeller i kapasitetsfaktorer mellom parkene. Nedenfor identifiseres noen av de viktigste faktorene for produksjonen og de deles inn i aldringsrelaterte og ikke-aldringsrelaterte faktorer.

5.1.1 Ikke-aldringsrelaterte faktorer

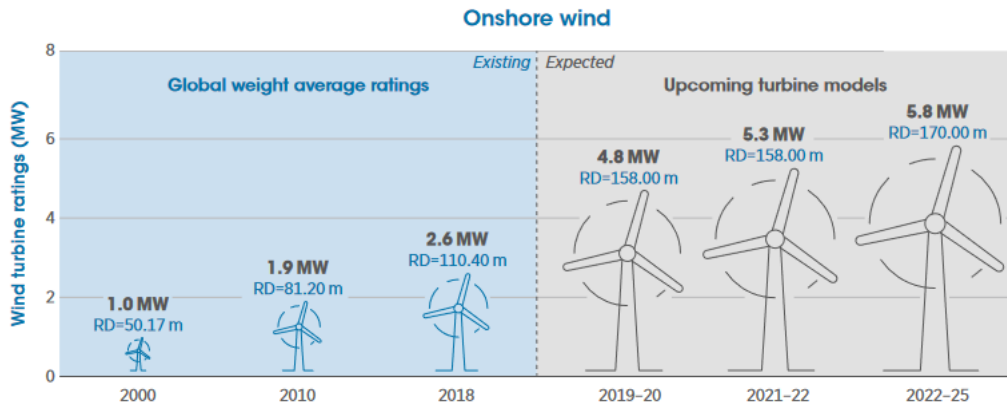
5.1.1.1 Variabilitet i vinden

Hvis vindhastigheten har en synkende trend i løpet av måleperioden, kan trenden i vinden gi et negativt bidrag for ytelsen av parkene og slik kan variabiliteten i vinden være misledende. Grafene i Figur 21 oscillerer mye og dette skyldes i hovedsak sesongvariasjon i vinden til hver vindpark. Oscillasjonen gjør at lineariteten til modellen svekkes betraktelig og denne sesongvariasjonen korrigeres delvis for med 12-måneders-rullende gjennomsnitt for hver individuell vindpark og man kan se i Figur 21 at sesongvariasjonene flates ut.

5.1.1.2 Turbinmodell

Turbinmodellene i vindparkporteføljen varierer mellom 1989 og 2015, som betyr at det er stor forskjell i teknologi og de nyeste parkene har høyere kapasitetsfaktor enn de eldre. De unge parkene har bare med data fra starten av sin levetid og dette kan gi en trend der kapasitetsfaktoren faller med alderen, når den egentlig øker med nyere teknologi.

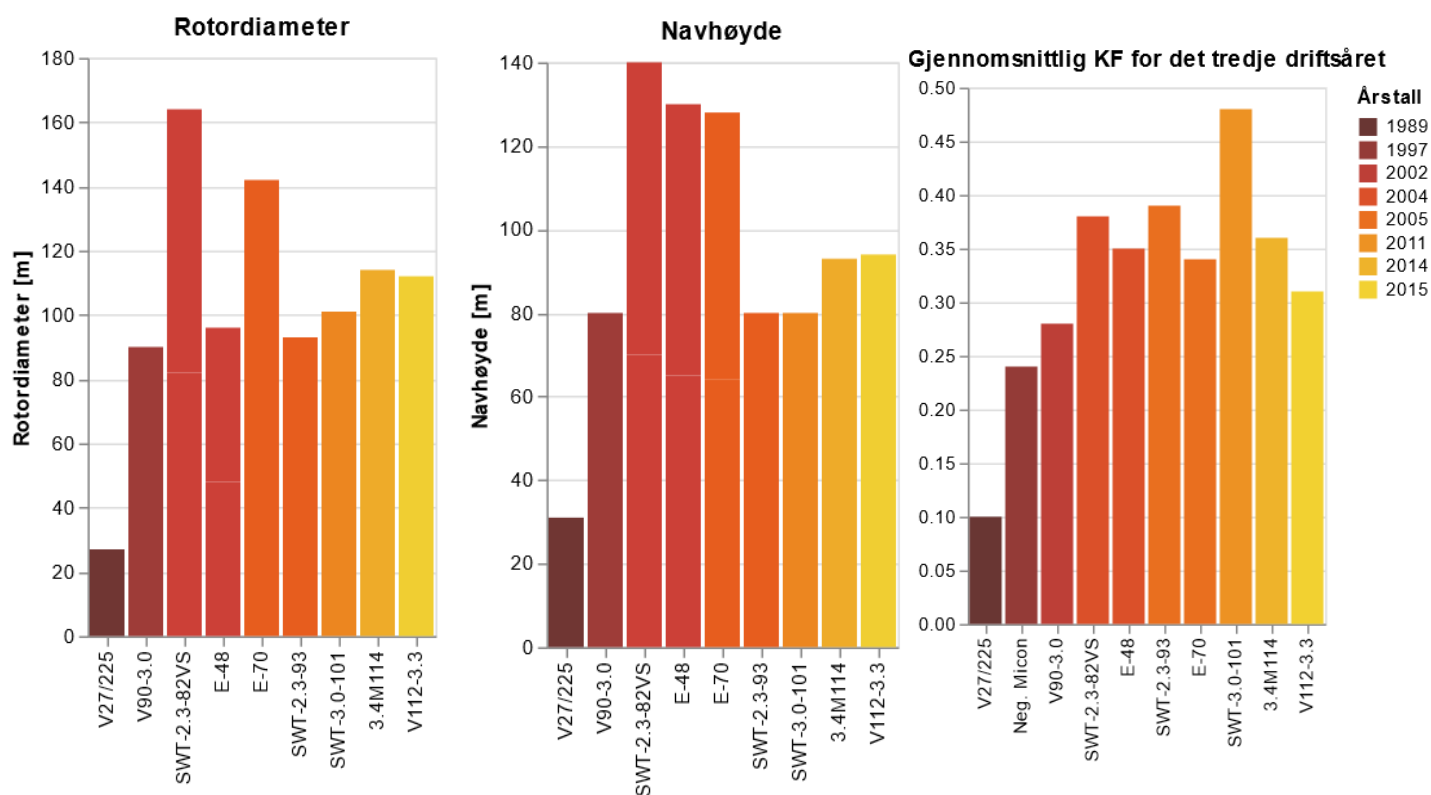
En kombinasjon av forbedret vindturbin-teknologi, høyere nav-høyde og lenger turbinblad har gitt større kapasitetsfaktorer for en gitt vindressurs (IRENA, 2019b). Figur 25 viser hvordan hub-høyde og rotordiameteren på verdensbasis har økt i måleperioden og hvordan den ifølge international renewable energy (IRENA) kommer til å øke.



Figur 25: Viser at rotordiameter og navhøyde har økt mellom 2000 og 2018, sammen med kapasiteten til vindturbinen (IRENA, 2019a)

Norges vindproduksjonskapasitet har økt de siste 20 årene og 11 av 16 vindparker er idriftsatt etter 2011 (se Figur 17) og dermed kan denne misvisende trenden være ekstra fremtredende i modellen. For vindparkporteføljen kan man se at den har til en viss grad en økende trend for kapasitetsfaktorer, slik som IRENA påpekte på verdensbasis. Trenden ble ikke tydelig for rotordiameteren og nav-høyden som kan skyldes et lite utvalg av vindparker.

Legg spesielt merke til den store variansen de første årene i Figur 21. Her er både ny og gammel teknologi inkludert i modellen og dette skaper en stor variasjon i kapasitetsfaktorene. De 7 vindparkene idriftsatt mellom 2014-2017 har 13% høyere gjennomsnittlig kapasitetsfaktor enn de 9 yngste parkene og siden de yngste parkene bare er med i starten av regresjonsmodellen får man en økt som betyr at trenden i turbinteknologi vil øke degraderingsraten til modellen.



Figur 26: Grafene viser utviklingen av teknologien i vindparkporteføljen og turbinmodellene er sortert etter økende design-år for turbinmodellen.

5.1.1.3 Stedsspesifikke forhold

Vindparkens lokasjon er også en viktig faktor for ytelsen. Overflateruhet i terrenget, vindhastighet, lufttemperatur, atmosfærisk stratifikasjon og lokale vindmålinger er stedsspesifikke forhold (Green & Staffel, 2014a). De lokale vindmålingene går under faktoren variabilitet i vinden, men hver vindpark har forskjellige terreng og ruhet og dette påvirker strømmingene i parken. Samtidig er vindparkens layout en viktig faktor for kraftproduksjon. Layout er satt under stedsspesifikke forhold siden den bestemmes basert på posisjonen og terrenget og denne faktoren er ikke direkte knyttet til aldring.

Som nevnt tidligere har de nyere vindturbinene høyere kapasitetsaktorer som kan gi en misvisende trend i modellen. Det kan tenkes at vindparkene som ble utbygd tidligst er bygd på lokasjoner med bedre vindforhold enn de nyeste parkene som kan motvirke den misvisende trenden. Men trolig er ikke dette tilfelle i datasettet siden bare en brøkdel av det totale

vindkraftpotensialet i Norge er utbygd. Samtidig er det også utviklet bedre algoritmer for å optimere både lokasjon og layout for vindparker og dette taler dessverre for den misvisende trenden fra den forbedrede turbinteknologien (Ju Feng, 2015).

5.1.2 Aldringsrelaterte faktorer

De aldringsrelaterte faktorene defineres i oppgaven ved at det er produksjonsfaktorene som utelukkende påvirkes av aldringen og det er reduksjonen av disse som i prinsippet er degraderingen av kapasiteten til vindturbiner. De aldringsrelaterte faktorene som påvirker produksjonen, er enten knyttet til virkningsgraden fra vind til elektrisitet eller tilgjengeligheten til vindparkene:

Virkningsgraden

Med virkningsgrad er det i denne oppgaven snakk om energioverføringen fra vinden til strømmettet og mellom hver komponent i vindturbinen.

Tilgjengelighet

Vindparkers tilgjengelighet vil falle med tiden, eller nedetiden vil øke som ble påvist i resultatet Figur 22. Dette kan skyldes at vindturbiner feiler oftere (settes ut av produksjon ofte) eller at det tar lenger tid å koble de tilbake på nettet. Grunnen til det sistnevnte kan være at eldre turbiner blir utsatt for alvorlige skader, problemer med å skaffe kompatible komponenter til gamle turbiner og operatørens insentiv til vedlikehold (Green & Staffel, 2014a).

Turbinprodusenten tilbyr som regel en garanti for oppetid som overgår garantien tredjeparts drifts- og vedlikeholds leverandør tilbyr og når denne går ut vil ikke parken vedlikeholdes like godt. Samtidig nedskrives parken etter hvert som den eldes og dette svekker operatørens insentiv til vedlikehold (Green & Staffel, 2014a). Degraderingen avhenger derfor ikke bare av fysisk slitasje, men også hvordan vindturbinene driftes og vedlikeholdes. Dette kan gi en akselerert degradering ved at vindparken degraderer mer og mer med ved slitasje samtidig som insentivet til vedlikehold reduseres med degraderingen. Dette være tilfellet for Sandøy vindkraftverk som er den eldste parken i vindparkporteføljen og har en akselerert degradering på slutten av

måleperioden (se Figur 18). Degraderingen avhenger derfor ikke bare av fysisk slitasje, men også hvordan vindturbinene driftes og vedlikeholdes.

Det er ikke slitasje på drivverket i vindturbinene når det er vindstille og dette bekrefter figur 11. i artikkelen «Power train degradation modelling for multi-objective active power control of wind farm» (Farid K. Moghadam, 2022). Når turbinbladene er rotert ut av vinden med bladpitchsystemet vil den relative støthastigheten mot bladene være mindre og slitasjen være mindre generelt.

Man kan se i likningen under at degraderingsraten $\widehat{\beta}_1$ blir mer negativ med nullverdier med x -verdi høyere enn \bar{x} og mer positiv med nullverdier mindre enn \bar{x} .

$$\widehat{\beta}_1 = \frac{\sum_{k=1}^n (x_k - \bar{x})(y_k - \bar{y})}{\sum_{i=1}^n (x_k - \bar{x})^2}$$

Hvis man antar at slitasjen under nedetiden er neglisjerbar er det den økte nedetiden som utgjør forskjellen i degraderingsrate for de to datasettene og man kan gjøre et anslag på hvor stort bidrag økt nedetid har for perioden med nedetid ved å ta et gjennomsnitt av degraderingsraten for både rullende og ikke-rullende for datasettet med og uten nedetid. Da vil det være 18% mindre degraderingsrate for perioden med nedetid enn uten nedetid. Dette betyr at anslagsvis 18% av degraderingen skyldes økt nedetid.

Nedetiden som er definert for denne oppgaven er ikke en konvensjonell (se 2.2.4.2) måte å definere nedetid. Nedetiden for denne oppgaven vil gjelde følgende perioder:

- Vindhastigheten er under cut-in speed for alle turbiner i parken.
- Vindhastigheten er over cut-out speed for alle turbiner i parken.
- Alle turbiner er tatt ut av drift enten for vedlikehold eller ved feil.

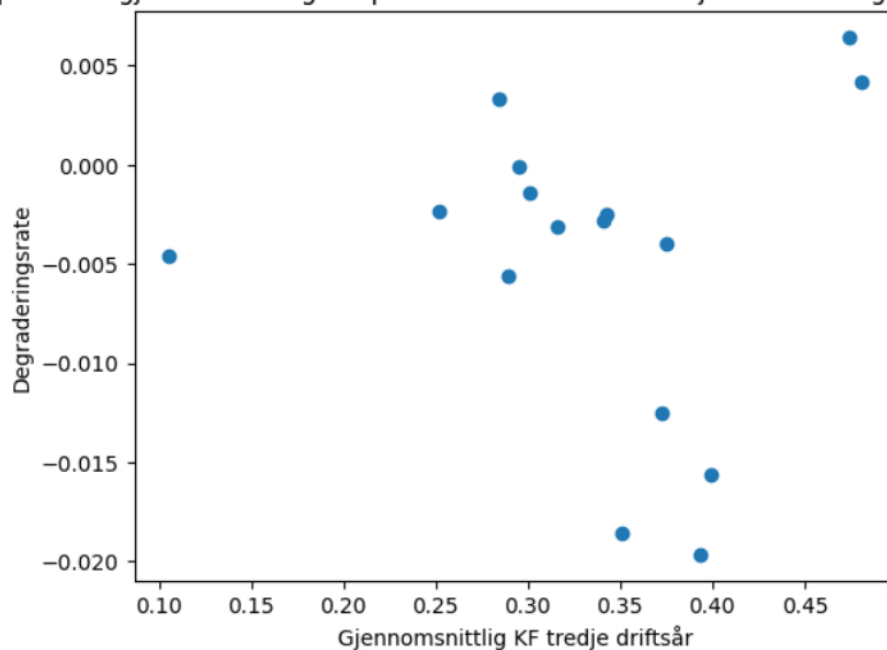
Dermed vil nedetiden være avhengig av vinden i motsetning til den konvensjonelle nedetiden og dette vil være en misvisende faktor for anslaget over.

5.1.3 Absolutt eller relativ kapasitetsfaktor

Et viktig spørsmål er om degraderingen skal måles absolutt eller med normaliserte kapasitetsfaktorer. Hvis en vindpark har $KF = 0.25$ ved alderen ett år og dette reduseres til $KF = 0.20$ når alderen er 20 år, vil en vindpark med $KF = 0.35$ ved alderen ett år med tilsvarende degradering ha en KF på 0.30 eller 0.28 når alderen er 20 år?

Hvis man skulle lagd en modell med relativ degradering kunne man normalisert kapasitetsfaktorene ved å ta gjennomsnittet for hele perioden til hver vindpark og dele dette på kapasitetsfaktorene i tidsserien til parken og brukt dette som input i modellen. Dette ble ikke testet siden OB18 konkluderte med at de absolutte resultatene var mer robuste og konsekvente (Jon Olauson & Per Edström, 2017). Det var heller ikke noen sammenheng mellom høye degraderingsrater for individuelle vindparker og høye gjennomsnittlige kapasitetsfaktorer ved lav alder å se i Figur 27, der parkene sine kapasitetsfaktorer ved lav gjennomsnittlig alder og degraderingsratene er plottet sammen. Det er få datapunkter i Figur 27 å basere seg på, men dette kan bety at svaret på spørsmålet i forrige avsnitt er 0.30.

Scatterplot med gjennomsnittlige kapasitetsfaktorer i det tredje driftsåret og degraderingsrater



Figur 27: Scatterplot av degraderingsrater og gjennomsnittlig KF i det tredje driftsåret til parken.

5.1.4 Vekting av kapasitetsfaktorene

Bare i regresjonsmodellen for de individuelle parkene har det blitt brukt vekting. Siden det er stor forskjell i vindparkenes kapasitet vindparkporteføljen og lav kapasitetsfaktor på spesielt Rye vindpark med bare 0,225 W, kan det argumenteres for at vekting av kapasitetsfaktorene er fornuftig. Men dette ville gjort at de fem minste parkene (Rye Vind, Kjøllefjord, Karmøy Hywind og Røyrrmyra), som er under 10 MW, neglisjerbare i modellen. Datakomplektheten ville da blitt redusert ytterligere og siden forretningsproblemet er å predikere produksjonen for parker generelt i Norge lønner det seg å ha med flere parker.

5.1.5 Korrigering

Ved å isolere de aldringsrelaterte faktorene kunne man lagd en teoretisk ideell modell for prediksjon av degraderingen i vindparkene i vindparkporteføljen. Dette vil gjøre at degraderingsraten gjenspeiler degraderingen slik som den er definert i teorien 2.2.4.3, men dette krever at man korrigerer for alle andre faktorer enn de aldringsrelaterte faktorene og dette lar seg ikke gjøre i praksis. Men man kan lage kommersielle modeller og i SG14 brukes effektkurver til å korrigere for den varierende vinden og turbinmodellen og faste effekter for hver parks lokasjon. Modellen i denne oppgaven korrigerer ikke for de ikke-aldringsrelaterte produksjonsfaktorene og har mye svingninger og modellen med alle parkene uten nedetid som er ikke-rullende har en determinasjonskoeffisient på 0,024. Samtidig har SG14 en determinasjonskoeffisient på 0,802 og det er tydelig at dette er viktig for å få en god tilpasning.

Kapasitetsfaktorene fra datasettet i denne oppgaven oscillerte med alderen, imens SG14 korrigerte kapasitetsfaktorene fulgte en lineær trend som man kan se i figur 11 (a) i SG14 (Green & Staffel, 2014b). Siden den korrigerte trenden isolerer aldringsrelaterte faktorene tyder det på at de britiske vindparkene degraderer lineært.

5.1.6 Datakvalitet

Datakvaliteten på det endelige datasettet er naturligvis også en viktig faktor for modellen og ved dataprosesseringen har det vært en løpende avveining om det er tilstrekkelig data og om det er for mye støy i dataen til å finne en trend. Reduksjonen av støy og fjerning av vindparker vil gi et mindre utvalg av den norske vindpark-beholdningen og representere færre faktorer sitt bidrag i

produksjonen som vindhastighet, turbinmodell og stedsspesifikke forhold og om man hadde hatt en perfekt representasjon av alle vindparkene i Norge måtte fremdeles støy fra vinden og turbinteknologien korrigeres for å lage en presis modell.

Siden den engelske degraderingen er lineær er kan det argumenteres for at den norske degraderingen er det også. Det er rimelig å anta at den fysiske degraderingen vil oppføre seg ganske likt i begge land, men påvirkning fra drift og vedlikehold kan gi et ulikt bidrag mellom Norge og Storbritannia. Vedlikeholdet kan ha en tilbakekoblingsmekanisme (akselerert degradering) som ble nevnt tidligere i diskusjonen (se 2.2.4.2), som ikke er en lineær sammenheng.

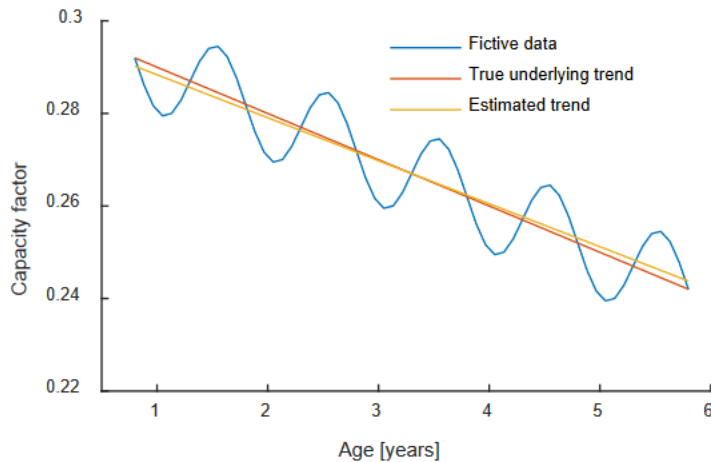
Støy ble fjernet som man kan se i Figur 21 **Feil! Fant ikke referansekilden.** om man sammenligner plottene i høyre og venstre kolonne kan man se at den 12-måneders-rullende vindu beregningen glatter ut sesongvariasjonene for hver enkelt park i tidsserien slik at regresjonslinjen får en bedre tilpasning av regresjonslinjen for dataene. Dette bekrefter også determinasjonskoeffisientene (se Tabell 6) som øker for dataene med de rullende-vinduene for begge perioder.

5.2 Hvor god er modellen?

Resultatene er omtrent de samme for degraderingsraten for de ikke-rullende, rullende, og den gjennomsnittlige degraderingsraten for alle parkene og dette gjør resultatet mer robust. Disse resultatene ligger på rundt -0,5%, som er omtrent den samme degraderingsraten i SG14 på -0,43%, men langt mindre enn OB17 der degraderingsraten var på -0,10%. Dette tyder på at modellen er i riktig størrelsesorden, men det at de tre resultatene påvirkes av den samme trenden i vinden og vindturbinteknologien gjør modellen mindre robust.

Siden den engelske degraderingen er lineær kan det argumenteres for at den norske degraderingen er det også. Det er rimelig å anta at den fysiske degraderingen vil oppføre seg ganske likt i begge land, men påvirkning fra drift og vedlikehold kan gi et ulikt bidrag mellom Norge og Storbritannia. Hvis man antar at den norske degraderingen også er lineær må måleperioden for vindparken være lang nok til at degraderingsraten i regresjonsmodellen ikke

forstyrres av sesongvariasjonene i vinden. Selv om måleperioden er lang nok kan trenden i regresjonsmodellen være feilaktig og dette illustreres i OB17 (se Figur 28) om ikke variabiliteten i vinden tas hensyn til (Jon Olauson & Per Edström, 2017, s. 34). Og dette svekker modellen.



Figur 28: Eksempelet er fra OB17 og viser hvordan den lineære regresjonen kan være feilaktig.

Den gjennomsnittlige måleperioden er på 9,6 år, men måleperioden til noen parker er på mellom 2 og 3 år og for disse parkene vil trenden, som kan være feilaktig (se bildet over), bli forstyrret av sesongvariasjonen som svekker modellen ytterligere.

Testene som ble gjennomgått i 3.4.2 var for uavhengighet, linearitet, heteroskedastisitet og normalfordeling. Testene feilet på alle punktene bortsett fra linearitet (som ikke ble bekreftet, men oscillasjonene tydet på at de ikke var lineære) og denne lineariteten ble diskutert i avsnittet over. Når flere av disse er brutt betyr det at den lineære modellen kan være uegnet og/eller de beregnede konfidensintervallene er feilaktige og det kan hende at trenden som ble funnet under («støyen») heller ikke er den sanne som ble påpekt i Figur 28 som betyr at modellen ikke er presis.

Tabell 6: Tabell med statistiske parametere for regresjonsmodellene

	Statistiske parametere for regresjonsmodellen	Ikke-rullende	Rullende
Med nedetid	Determinasjonskoeffisient	0,024	0,065
	Root mean square error	0,14	0,077
	Standard error av β_1	8,5e-4	3,4e-4
	Konfidensintervallsbredde	$\pm 0,017$	$\pm 0,0012$
Uten nedetid	Determinasjonskoeffisient	0,017	0,045
	Root mean square error	0,14	0,077
	Standard error av β_1	$\pm 0,023$	$\pm 4,7e-4$
	Konfidensintervallsbredde	0,0045	9,2e-4

6 Konklusjon

Forretningsmålet var å lage en modell som skal predikere produksjon av én vindpark i Norge. Vindparkporteføljen i modellen består av 16 av de totalt 69 vindparkene som var installert i 2022 og dekker tre av fem prissoner i Norge og om det er stor variasjon i degraderingen er det usannsynlig at degraderingen representeres godt av vindparkporteføljen. Om vindparkporteføljen hadde vært en veldig god representasjon av de fremtidige vindparkene ville dette kunne kompensert en del av støyet som forstyrrer trenden. Siden modellen verken representerer et stort utvalg av den norske vindpark-beholdningen og isolerer ikke degraderingstrenden er det ikke trygt å konkludere med at degraderingsraten i Norge er -0.43 %. Men samtidig har det blitt funnet flere regresjonsmodeller med samme degraderingsrate og om degraderingsraten som blir brukt er langt mindre enn resultatet fra denne oppgaven er det grunn til å benytte seg av metoder som gir mer presise modeller, som utdypes i videre arbeid.

Degraderingen skyldes reduksjon i virkningsgraden mellom vinden til rotorareal og strømmettet og den økte nedetiden i løpet av levetiden til vindturbinene. Det ble gjort et anslag på at 18 % av degraderingen skyldes økt nedetid, men det er basert på en degradering som ikke er

isolert(korrigert for andre faktorer) og basert på at nedetid gjelder alle nullverdier. Dermed er dette også et resultat som peker en svakhet i norsk vindkraft, uten å gi et presist estimat, som kan undersøkes nøyere.

NVE har satt degraderingsraten for vindparker som -0.1% . NVE har blitt kontaktet for å finne ut av hvor dette tallet kommer fra og det har vært kommunikasjon via e-post med Magnus Wold, men han fant ikke ut bakgrunnen til denne degraderingsraten. Denne degraderingsraten blir brukt i et regneark fra NVE der de beregner LCOE og her bruker de den som relativ degraderingsrate på den totale produksjonen (NVE, 2023b) som gjør det vanskelig å sammenligne med degraderingsraten som er beregnet i denne oppgaven.

7 Fremtidig arbeid

Fremtidig arbeid har det blitt lagt vekt på hvordan regresjonsmodellens datakvalitet kan forbedres ved å redusere støy og øke datakompletheten og hvordan degraderingsraten kan sammenlignes med den som brukes i industrien.

Korrigerer for ikke-aldringsrelaterte faktorer:

Om presise vindmålinger i vindparkene er kjent kan man simulere produksjonsmålinger for parken og bruke de som benchmark (istedenfor kapasiteten) for produksjon i parken ved dette tidspunktet og slik kan man korrigerer for vind, turbinmodell og stedsspesifikke effekter. Deretter kan det lages en regresjonsmodell der Y-verdiene er produksjonen delt på den ideelle produksjonen og X-verdiene er alderen slik som det er gjort i SG14.

Øke datakomplethet:

Noen av vindparkene har bare installasjoner over ett og to år etter vindparken ble idriftsatt og her kan idriftsettelsesåret settes som et gjennomsnitt av de tre installasjonsårene. Hvis man skal ha med flere vindparker med vindturbiner over flere år er ikke gjennomsnittlig beregning presist, fordi man ikke vet om turbinene degraderer lineært. Parkene kan ha flere turbinmodeller når metoden over korrigerer for turbinmodeller.

Finne presist metadata på produksjonsdata:

Man vet ikke hvor mye støy det er i produksjonsmålingene når man ikke kjenner målefrekvensen og hva som skyldes de negative målingene. Det ble sendt e-post til NVE angående dette også, men uten svar. Hvis dette blir funnet ut av i fremtiden vil man få bedre oversikt over datakvaliteten og hvor god modellen er.

Sammenligne NVE sin degraderingsrate med oppgavens:

NVE har et regneark med deres degraderingsrate som nevnt og her kan man se hvordan de har benyttet den til å beregne degraderingsrater og den blir benyttet som en relativ tapsfaktor i forhold til den årlige produksjonen. Hvis degraderingsraten fra denne oppgaven hadde blitt «konvertert» til degraderingsraten i NVE sitt Excel-ark kunne man sammenligne de degraderingsratene og avgjort om degraderingen er større enn først antatt av NVE. Denne degraderingsraten brukes til deres LCOE-beregninger og er viktig for energiplanleggingen i landet.

8 Bibliografi

- Abdalla, Y. A. G. (1994). A Study of the Monthly Variations of the Wind Speed in the Lower Atmosphere of the Arabian Gulf Region. *Wind Engineering*, 18.
<https://www.jstor.org/stable/43749551> (Opprinnelig utgitt Sage Publications)
- Aki Akkik, A. A. (2016). Autocorrelations of power output from small scale PV and wind power systems. *Research Gate*.
- Børstad, J. (2021). *Vingeblad falt av turbin - vindkraftanlegg stanset*. Hentet 02.10 fra <https://www.nrk.no/trondelag/vingeblad-pa-froya-har-falt-av-vindturbin---tronderenergi-stanser-anlegg-1.15727620>
- CDS climate. <https://cds.climate.copernicus.eu/api/v2>
- CFI. *Levelized Cost of Energy (LCOE)*.
<https://corporatefinanceinstitute.com/resources/valuation/levelized-cost-of-energy-lcoe/>
- Clement Hochart, G. F. n. J. P. (2008). Wind Turbine Performance under Icing Conditions. *Wiley*, 11. <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/epdf/10.1002/we.258>
- Danish-Wind-Industry-Association. (2000). *Describing Wind Variations: Weibull Distribution*.
- Dennis Elliott, G. S. (2004). Diurnal Variation. *ScienceDirect*.
<https://www.sciencedirect.com/topics/earth-and-planetary-sciences/wind-variations>
- Ding, Y. (2020). *Data Science for Wind Energy*.
- DNV. (2017). Definitions of Availability Terms for the Wind Industry.
<https://www.ourenergypolicy.org/wp-content/uploads/2017/08/Definitions-of-availability-terms-for-the-wind-industry-white-paper-09-08-2017.pdf>

- EC. (2023). *Infographic - How is EU electricity produced and sold?* Hentet 06.08 fra <https://www.consilium.europa.eu/en/infographics/how-is-eu-electricity-produced-and-sold/#:~:text=A%20sunburst%20chart%20showing%20the,Gas%3A19.6%25>
- Energifakta. (2021). *Kraftmarkedet*. Hentet 02.08 fra <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftmarkedet/>
- Farid K. Moghadam, V. C., Zhen Gao, Spyridon Chapaloglou. (2022). Power train degradation modelling for multi-objective active power control of wind farms. https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/bitstream/handle/11250/3064294/Moghadam2023ptd_VoR.pdf?sequence=3
- Goudsmit. (2017). How a Magnet Generator Works. I. <https://www.goudsmit.co.uk/the-critical-role-of-magnets-in-wind-turbines/>
- Green, R. & Staffell, I. (2014a). How does wind performance decline with age? *Renewable Energy*, 66, 775-786. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148113005727>
- Green, R. & Staffell, I. (2014b). How does wind performance decline with age? I *Renewable Energy* (Bd. 66, s. 775-786). Elsevier. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148113005727>
- Hassan, G. *The Prediction of the Energy Production of a Wind Farm*. Hentet 14.11 fra <https://www.wind-energy-the-facts.org/detailed-loss-factors.html>
- Hofstad, K. (2022, 14.06). Kapasitetsfaktor. I *Store norske Leksikon* (Bd. 2023). Store norske Leksikon. <https://snl.no/kapasitetsfaktor>
- Hofstad, K. (2023). vindpark. I *Store norske leksikon*. Store norske leksikon. <https://snl.no/vindpark>
- Hughes, G. (2012a). *The Performance of Wind Farms in the United Kingdom and Denmark*. <https://www.ref.org.uk/attachments/article/280/ref.hughes.19.12.12.pdf>
- Hughes, G. (2012b). *The Performance of Wind Farms in the United Kingdom and Denmark*. <https://www.ref.org.uk/attachments/article/280/ref.hughes.19.12.12.pdf>
- IRENA. (2019a, 01.12.2023). FUTURE OF WIND Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects. I(s. 40).
- IRENA. (2019b). FUTURE OF WIND Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects. 34.
- John Twidell, T. W. (2015a). Renewable energy resources. I.
- John Twidell, T. W. (2015b). *Renewable energy resources*.
- John Twidell, T. W. (2015c). *Renewable energy resources third edition*.
- Jon Olauson, M. B. & Per Edström, N.-E. C. (2017). *WIND TURBINE PERFORMANCE DECLINE IN SWEDEN*. Uppsala university, Sweco, Vindstat. <https://energiforskmedia.blob.core.windows.net/media/23913/wind-turbine-performance-decline-energiforskrappport-2017-436.pdf>
- Jon Olauson, M. B. & Per Edström, N.-E. C. (2017). *WIND TURBINE PERFORMANCE DECLINE IN SWEDEN*. Uppsala university, Sweco, Vindstat.

- <https://energiforskmedia.blob.core.windows.net/media/23913/wind-turbine-performance-decline-energiforskrappport-2017-436.pdf>
- Ju Feng, W. Z. S. (2015). Solving the wind farm layout optimization problem using random search algorithm. *Renewable Energy*, 78.
<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960148115000129>
- Khan, S. (2015). *Faraday's Law for generating electricity*
<https://www.khanacademy.org/science/physics/magnetic-forces-and-magnetic-fields/magnetic-flux-faradays-law/v/faradays-law-for-generating-electricity>
- Manipulating DataFrames with Pandas – Python*. <https://www.geeksforgeeks.org/manipulating-dataframes-with-pandas-python/>
- Mean Squared Error: Definition and Example*. Hentet 26.11 fra
<https://www.statisticshowto.com/probability-and-statistics/statistics-definitions/mean-squared-error/>
- Meventus. (2021). Vind- og produksjonsindekser for vindkraft i Norge.
- Microdrives, P. *Cogging torque in permanent magnet motors*. Hentet 06.11 fra
<https://www.precisionmicrodrives.com/cogging-torque-in-permanent-magnet-motors>
- Munson, Y., Okiishi, Huebsch. (2009). *Fundamentals of fluid mechanics*.
- NERC. (2015). Considerations for Power Plant and Transmission System Protection Coordination. *North American Electric Reliability Corporation*.
<https://www.nerc.com/comm/PC/System%20Protection%20and%20Control%20Subcommittee%20SPCS%20/SPCS%20Gen%20Prot%20Coordination%20Technical%20Reference%20Document.pdf>
- NVE. <https://www.nve.no/energi/energisystem/vindkraft/kart/>
- NVE. (2020). *Hvor mye kraft kan vi få ved oppgradering og utvidelse av kraftverkene?* Hentet 07.08 fra <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-energi/hvor-mye-kraft-kan-vi-fa-ved-oppgradering-og-utvidelse-av-kraftverkene/#:~:text=Vannkraftpotensialet%20i%20Norge%20er%20over,og%20utvidelse%20av%20eksisterende%20vannkraft.>
- NVE. (2021a). *Kostnader for kraftproduksjon*. Hentet 07.08 fra
<https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/kostnader-for-kraftproduksjon/>
- NVE. (2021b). *Mye vindkraftproduksjon i 2020, med mer vind enn normalt*.
<https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-energi/mye-vindkraftproduksjon-i-2020-med-mer-vind-enn-normalt/>
- NVE. (2022a). *Data for utbygde kraftverk*. NVE. Hentet 15.06.2023 fra
<https://www.nve.no/energi/energisystem/vindkraft/data-for-utbygde-vindkraftverk-i-norge/>
- NVE. (2022b). *Hvordan fungerer kraftmarkedet?* Hentet 26.07 fra
<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/slik-fungerer-kraftsystemet/hvordan-fungerer-kraftmarkedet/>
- NVE. (2023a). *Kraftproduksjon fra vindturbiner*. Hentet 20.11 fra
<https://www.nve.no/energi/energisystem/vindkraft/kraftproduksjon-fra-vindturbiner/>
- NVE. (2023b). *lcoe-2023-til-delning-offentlig*.
<https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fwww.nve.no%2Fmedia%2F16321%2Flcoe-2023-til-delning-offentlig.xlsx&wdOrigin=BROWSELINK>

- Pete Chapman, J. C., Randy Kerber, , Thomas Khabaza, T. R. & Colin Shearer, R. W. (2000). *CRISP-DM 1.0 Step-by-step mining guide*. SPSS. <https://docplayer.net/202628-Crisp-dm-1-0-step-by-step-data-mining-guide.html>
- Pool, N. *Error messages Nord Pool*.
<https://umm.nordpoolgroup.com/#/messages?publicationDate=all&eventDate=all&areas=10YNO-1-----2&areas=10Y1001A1001A64J&areas=10YNO-2-----T&areas=10Y1001C--001219&areas=10YNO-3-----J&areas=10YNO-4-----9&areas=10Y1001A1001A48H&fuelTypes=windonshore>
- PVPS. (2022). Guidelines for Operation and Maintenance of Photovoltaic Power Plants in Different Climates. https://eduumb-my.sharepoint.com/personal/jesper_frausig_nmbu_no/_layouts/15/onedrive.aspx?ct=1701877663232&or=OWA%2DNT&cid=a5a57905%2D4f94%2D2d63%2Dc3e7%2Db75585b38d04&ga=1&id=%2Fpersonal%2Fjesper%2Ffrausig%2Fnmbu%2Fno%2FDocuments%2FMasteropgaver%2FErik%20Drengsrud%2FMaterielle%2FRapporter%2FIEA%2DPVPS%2DReport%2DT13%2D25%2D2022%2DOandM%2DGuidelines%2Epdf&parent=%2Fpersonal%2Fjesper%2Ffrausig%2Fnmbu%2Fno%2FDocuments%2FMasteropgaver%2FErik%20Drengsrud%2FMaterielle%2FRapporter
- Qiu, Y. (2016, 24.11.2023). Applying thermophysics for wind turbine drivetrain fault diagnosis using SCADA data. I.
https://www.researchgate.net/publication/291417310_Applying_thermophysics_for_wind_turbine_drivetrain_fault_diagnosis_using_SCADA_data
- Regjeringen. (2020). *EUs klimaplan for 2030*. Hentet 15.06 fra <https://www.regjeringen.no/no/sub/eos-notatbasen/notatene/2020/okt/eus-klimaplan-for-2030-/id2783480/>
- Skaar, J. (2021). Ampères lov. I *Store norske leksikon* (Bd. 2023).
https://snl.no/Amp%C3%A8res_lov
- SSB. (2023). *Elektrisitet*. Statistisk sentralbyrå. <https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/elektrisitet>
- Standard Error of Regression Slope*. Hentet 26.11 fra <https://www.statisticshowto.com/probability-and-statistics/regression-analysis/find-standard-error-regression-slope/>
- Testing, H. E. P. (2021). *Introduction to Torque Ripple and Cogging in Electric Motors - Lightboard*. HBK Electric Power Testing. Hentet 06.11 fra https://www.youtube.com/watch?v=3-mTeZ_GqRk&ab_channel=HBKElectricPowerTesting
- Time series / date functionality*. Hentet 07.10 fra https://pandas.pydata.org/docs/user_guide/timeseries.html
- Verma, A., Jiang, Zhiyu, Ren, Zhengru, Teuwen, Julie J.E. (2020). Leading Edge Erosion of Wind Turbine Blades: Effects of Environmental Parameters on Impact Velocities and Erosion Damage Rate. <https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/handle/11250/2727084>
- Wackerly, M., Scheaffer. (2008). *Mathematical Statistics with Applications*.
- Wallace, J. (2014). *A Guide to Understanding the Most Common Types of Wind Turbine Generators*. Wind systems. Hentet 05.11 fra [https://www.windsystemsmag.com/a-guide-to-understanding-the-most-common-types-of-wind-turbine-generators/#:~:text=The%20two%20types%20most%20commonly,feed%20induction%20generator%20\(DFIG\)](https://www.windsystemsmag.com/a-guide-to-understanding-the-most-common-types-of-wind-turbine-generators/#:~:text=The%20two%20types%20most%20commonly,feed%20induction%20generator%20(DFIG))

The Wind Power. <https://www.thewindpower.net/index.php>

Yan WANG*, Y. C., Chenglin DUAN, Jian ZHENG. (2022). Impacts of Leading Edge Pitting and Delamination on Aerodynamic Characteristics of

Wind Turbine Blades under Shear Inflow. <https://hrcak.srce.hr/file/398865>

Aanensen, T. (2022). *Tidenes høyeste krafteksport i 2021*. Hentet 15.06 fra

<https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/elektrisitet/artikler/tidenes-hoyeste-krafteksport-i-2021>

9 Appendiks

Tabell 7: Oversikt over turbinmodellene i hver vindpark, modell typens første operasjonsår og idriftsettelsesåret for parken.

Vindpark	Modelltype	Modelltypens første operasjonsår	Idriftsettelsesår	Gjennomsnittlig KF
Egersund	3.4M114	2014	2017	0.37
Fakken	V90-3.0	2002	2012	0.28
Hamnefjell	V112-3.45	-	2017	0.48
Hitra	SWT-2.3-CS	-	2004	0.27
Karmøy Hywind	SWT-2.3-82VS	2004	2009	0.33
Kjøllefjord	SWT-2.3-82VS	2004	2006	0.34
Lista	SWT-2.3-93	2005	2012	0.37
Raggovidda	SWT-3.0-101	2011	2014	0.48
Rye Vind	V27/225	1989	2015	0.09
Røyrmyna	E-48	2004	2015	0.36
Sandøy	Neg. Micon	1997	1999	0.27
Skomakerfjellet	V112-3.3	2015	2015	0.32
Tellenes	SWT-3.2-113	-	2017	0.39
Valsneset	E-70	2005	2006	0.31
Ytre Vikna	E-70	2005	2012	0.33
Åsen II	E-48	2004	2012	0.29



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

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway