

Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet



NASJONALT
VINDENERGISENTER

Småskala vindkraft i fiskeoppdrettsnæringen – en lønnsom løsning?

Erik Risvold Ystgård

**I samarbeid med Nasjonalt Vindenergisenter (NVES)
Semesteroppgave – FORN300**

Innholdsfortegnelse

1.0 Innledning	s. 3
2.0 Fiskeoppdrettsanlegget energibehov	s. 3
3.0 Vindressurser	s. 4
3.1 Weibullfordeling.....	s. 5
3.2 Effektkurve.....	s. 6
3.3 Forventet elektrisitetsproduksjon fra vindturbin.....	s. 7
3.4 Effektsannsynlighetsfordeling.....	s. 7
4.0 Elektrisitetsproduksjon og energibehov – hvor mye reduseres dieselbehovet med vindturbin på fiskeoppdrettsanlegget?	s. 8
4.1 Monte Carlo simulering.....	s. 8
4.2 Resultat av Monte Carlo simulering.....	s. 9
5.0 Økonomiske analyser	s. 10
5.1 Dieselkostnad – sparte kostnader.....	s. 10
5.2 Nåverdianalyse.....	s. 11
5.3 Nåverdi av prosjekt 1.....	s. 12
5.4 Nåverdi av prosjekt 2.....	s. 12
5.5 Nåverdi av avskrivninger.....	s. 13
5.6 Tilbakebetalingstid.....	s. 14
6.0 Konklusjon	s. 16
Litteraturliste.....	s. 18

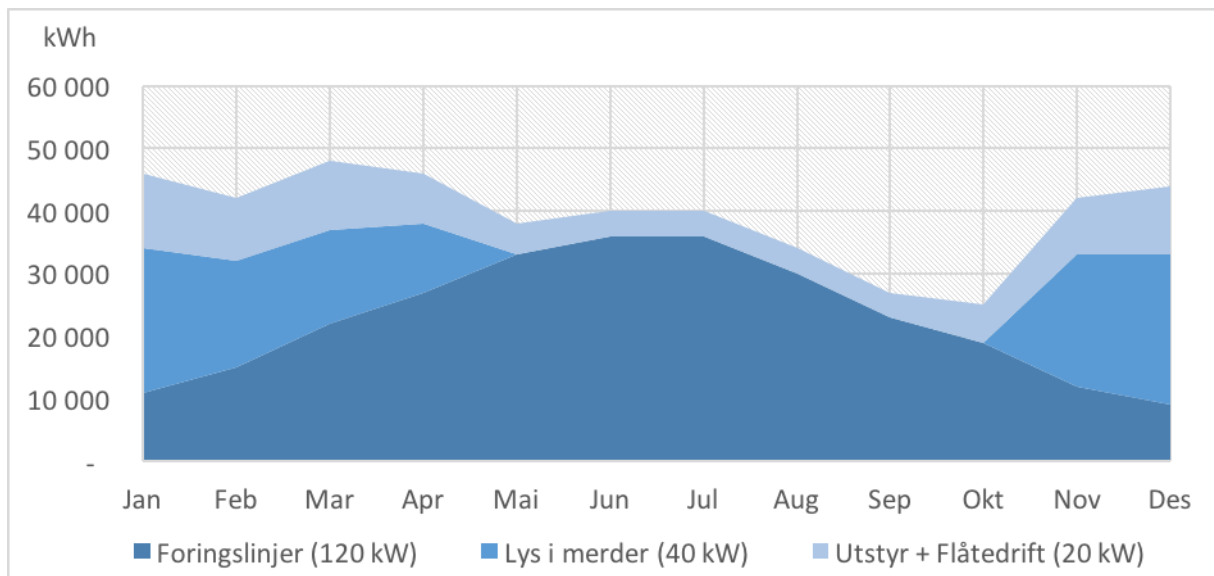
1.0 Innledning

Et fiskeoppdrettsanlegg trenger elektrisitet til ulike prosesser i driften. Normalt får anlegg tilført elektrisitet fra fastlandet i lavspenkabler. Det finnes fiskeoppdrettsanlegg som ligger så langt fra land at avstanden skaper for store energitap i lavspenkabelen til at denne løsningen er lønnsom. Høyspennkabler er også ulønnsomt pga. høye investerings- og driftskostnader knyttet til høyspent. I slike tilfeller er det normalt at fiskeoppdrettsanlegget har en eller flere dieselgeneratorer som elektrisitetskilde. Denne oppgaven har som hensikt å analysere lønnsomheten av å tilføre småskala vindkraft på et slik fiskeoppdrettsanlegg. Forhåpentligvis er vindforholdene på lokasjonen så gode at vindturbinen blir hovedkilde for elektrisitetstilførsel, mens dieselgeneratoren fungerer som en reserveløsning i tidsrom uten elproduksjon fra vindturbinen.

Oppgaven er skrevet på oppdrag fra Nasjonalt Vindenergisenter. Vi bruker et av fiskeoppdrettsanleggene til SalMar ASA som eksempel for oppgaven. Dette anlegget ligger i nærheten av øya Smøla i Møre og Romsdal og består av totalt åtte merder og produserer totalt 4 300 tonn fisk i året [Revheim, (05.11.2015)].

2.0 Fiskeoppdrettsanlegget energibehov

Fiskeoppdrettsanlegget har totalt åtte merder og trenger energi for å drifte foringslinjene, lys i månedene med lite dagslys, til utstyr og generell flåtedrift. Hver merd har foringslinje og lys på hhv. 15 kW og 5 kW effekt. Totalt for fiskeoppdrettsanlegget gir dette 120 kW effekt for foringslinjene og 40 kW for lys. Effekten for utstyr og flåtedrift er antatt til totalt 20 kW. Årlig energibehov for fiskeoppdrettsanlegget er 472 000 kWh [Revheim, (08.10.2015)].



Figur 1: Fiskeoppdrettsanleggets energibehov.

Fiskeoppdrettsanlegget har to dieseldrevne generatorer for å generere energi etter behov, en på 100 KVA og en på 250 KVA. Med CosØ lik 0,8 tilsvarer dette 140 kW og 250 kW da vi antar at utstyret på flåten går på 220V spenning [Revheim, (27.10.2015)].

Vi har fått oppgitt at anleggets totale årsforbruk av diesel er 170 000 liter. En liter diesel skal gi 10,1 kWh¹. Total produserer de to generatorene 1 717 000 kWh i året, mens behovet bare er på 472 000 kWh. Mest sannsynlig skyldes dette mye tomgangskjøring og lav effektivitet på generatorene og kjøring av generatorene på høyere effekt enn effekten som blir brukt. For å forenkle utregningen ser vi bort fra at oppdrettsanlegget har to generatorer med ulik effektnivå, og regner månedlig dieselforbruk som andel av det totale dieselforbruket i kWh, uavhengig av antall timer hver av dieselgeneratorene har vært i drift. Mars er måneden med høyest dieselforbruk med 17 288 liter, mens oktober har 9004 liter og er måneden med lavest forbruk. Statoils snittpris på anleggsdiesel ekskludert mva. fra 1. Januar 2014 til i dag er 9,06 kr/l (Statoil, 2015). Med dieselpris på ca. 9 kr/l gir det betydelige og varierende månedlige utgifter for fiskeoppdrettsanlegget.

3.0 Vindressurser

Det har ikke blitt foretatt vindmålinger på fiskeoppdrettsanlegget. Smøla ligger i nær geografisk avstand og har gode vinddata fra 2003 til 2014. I vindressursanalysen bruker vi vinddata fra Veiholmen fyr på Smøla med timesoppløsning i perioden 2003 til 2014.

¹ <http://energilink.tu.no/no/search.aspx?q=>

3.1 Weibullfordeling

Effekten fra en vindturbin øker med vindhastigheten i tredje potens, dette kan gjøre anslaget for fremtidig elproduksjon svært unøyaktig dersom det er stor variasjon i vindhastighetene fra målestedet. For å kunne gi en sikrere beregning av fremtidig elektrisitetsproduksjon fra vindturbinen bruker vi en weibullfordeling, sannsynlighetsfordelingen for de ulike vindhastighetene. Formelen inneholder vindhastigheten U i m/s, kurtosis k som angir spissheten og skalafaktoren c som angir hvor forskjøvet fordelingen er. Kurtosis og skalafaktor blir regnet ut basert på månedlig snitthastighet og standardavvik på vindmålingene.

$$k = \left(\frac{\sigma_U}{\bar{U}}\right)^{-1,086} \quad (1)$$

$$c = \frac{\bar{U}}{\Gamma\left(1+\frac{1}{k}\right)} \quad (2)$$

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} e^{-x} \cdot x^{x-1} dx \quad (3)$$

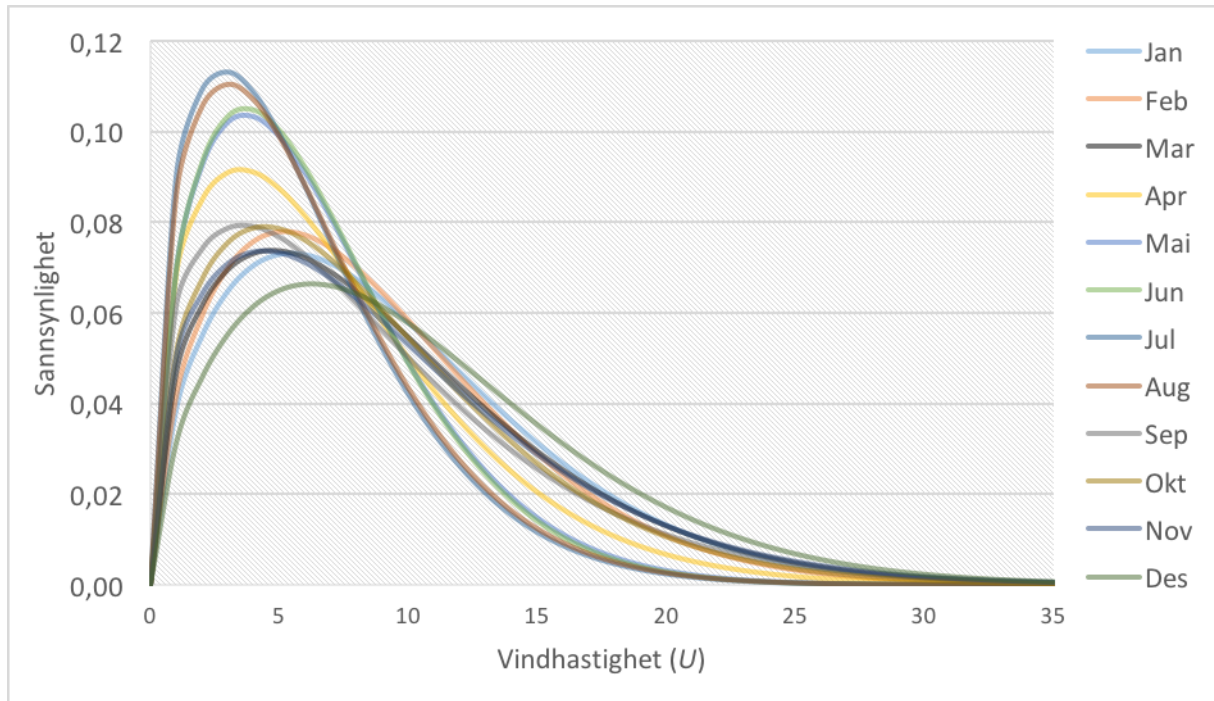
Tabell 1 viser de månedlige verdiene for kurtosis og skalafaktor, kalkulert fra den gjennomsnittlige vindhastigheten og tilhørende standardavvik fra datasettet med bruk av formel (1), (2) og (3).

	Snitt- hastighet	Standard- avvik	k	c
Januar	9,28	6,11	1,58	10,34
Februar	8,73	5,71	1,59	9,73
Mars	9,12	6,34	1,48	10,08
April	7,32	5,26	1,43	8,06
Mai	6,53	4,39	1,54	7,25
Juni	6,45	4,30	1,55	7,17
Juli	5,92	4,23	1,44	6,53
August	6,07	4,30	1,45	6,69
September	8,46	6,32	1,37	9,25
Oktober	8,49	5,90	1,49	9,40
November	9,09	6,50	1,44	10,02
Desember	10,28	6,65	1,61	11,47

Tabell 1: Verdier fra beregning av vinddata, Smøla 2003-2014.

Fra verdiene i Tabell 1 kan vi beregne weibullfordelingen, illustrert i Figur 2 ved hjelp av formel (4).

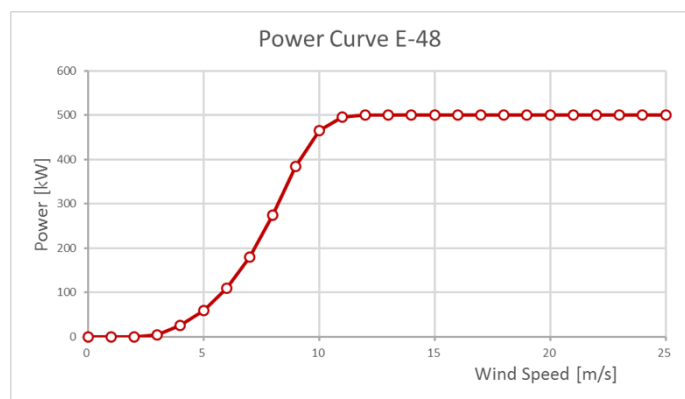
$$f(U) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{U}{c}\right)^{(k-1)} \exp \left[-\left(\frac{U}{c}\right)^k \right] \quad (4)$$



Figur 2: Weibullfordeling.

3.2 Effektkurve

Vindturbinen som er valgt for prosjektet er en tyskprodusert Enercon E-48 med 500 kW effekt. Effektkurven $P(U)$ viser vindturbinens effekt gitt ulike vindhastigheter, illustrert i Figur 3. Cut-in speed, hastigheten vinden må ha for at vindturbinen skal generere elektrisitet, er 3 m/s. Cut-out speed er 25 m/s, ettersom vindhastigheter over dette vil føre til slitasje og forringelse av turbinen. På grunn av manglende data er $P(U)$ i formel (5) beregnet fra punktene i Figur 3.

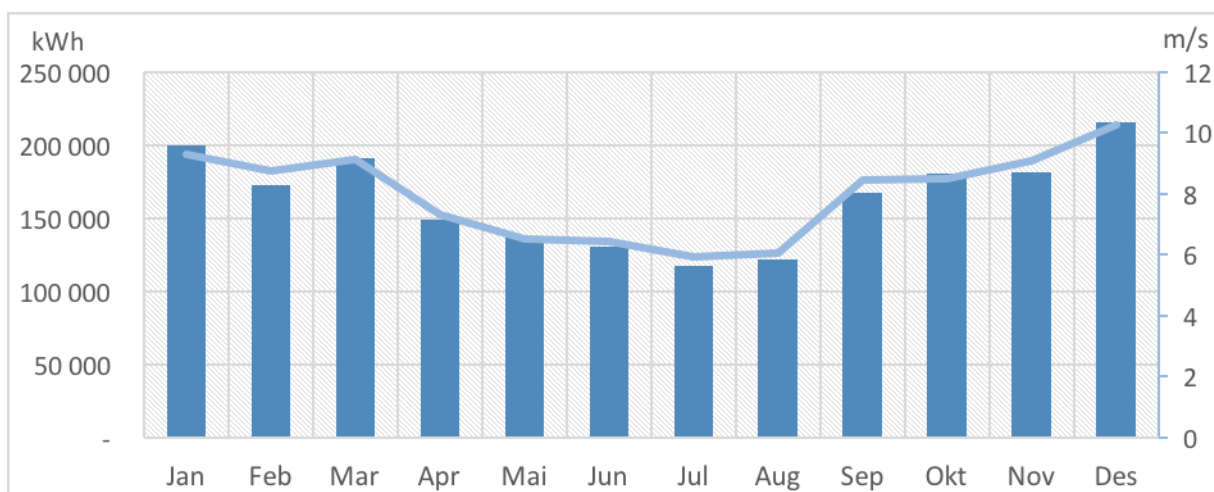


Figur 3: Effektkurve, Enercon E-48, 500kW.

3.3 Forventet elektrisitetsproduksjon fra vindturbin

Formel (5) viser utregningen av forventet månedlig elektrisitetsproduksjon fra vindturbinen. Antall kWh produsert er bestemt av antall timer i måneden, multiplisert med integralet av produktet av weibullfordelingen og effektkurven i intervallet med vindhastigheter mellom 0 og 25 m/s. For å forenkle ser vi bort fra prosentvis nedetid for vindturbinen som følge av slitasje og vedlikehold, da vindturbinprodusentene normalt garanterer for at vindturbinen skal være tilgjengelig i 97 % av tiden (Torgersrud & Krossøy, 2004).

$$E_{mnd} = 24 \text{ timer} \cdot \text{antall dager i måneden} \cdot \int_0^{25} f(U) \cdot P(U) du \quad (5)$$

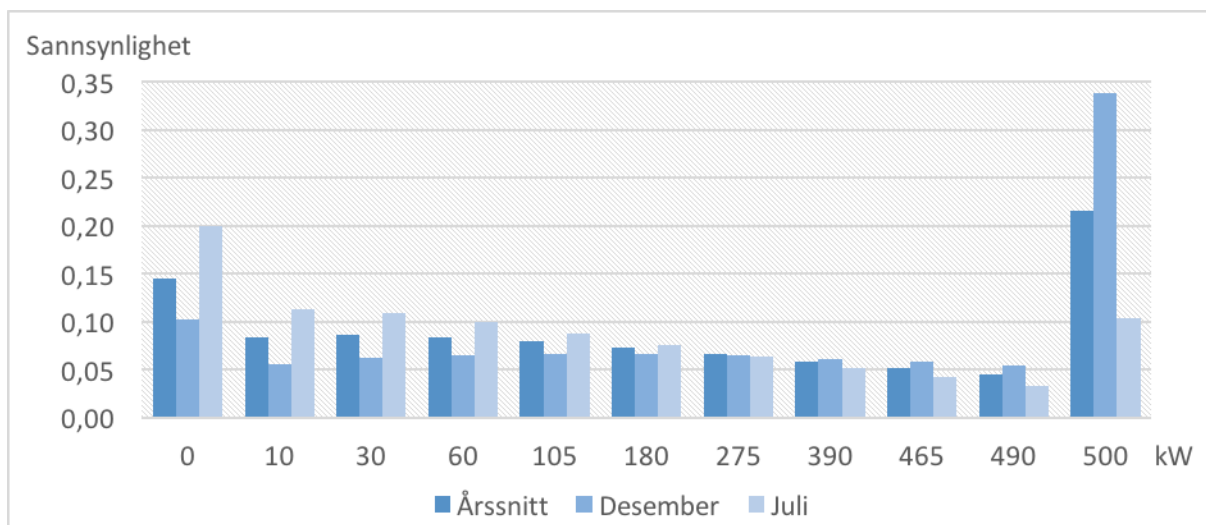


Figur 4: Venstre akse og søyler: elektrisitetsproduksjon fra vindturbin. Høyre akse og linje: gjennomsnittlig vindhastighet.

Beregningene fra formel (5) gir en forventet total årlig energiproduksjon på 1 963 469,39 kWh. Med størst produksjon i perioden september til mars, og lavere produksjon i sommermånedene. Desember har høyest elproduksjon, mens juli har lavest.

3.4 Effektsannsynlighetsfordeling

Effektsannsynlighetsfordelingen er sannsynligheten for produksjon på ulike effektnivå og er illustrert i Figur 5. Sannsynligheten for at vindturbinen skal produsere med en effekt på 500 kW er 34 % i desember, mens sannsynligheten for juli er langt lavere med 10 %. Sannsynligheten for at vindturbinen ikke skal produsere elektrisitet er 20 % i juli, mens verdien i desember er 10 %. Prosentandelen hvor effekten er lik 0 for desember hadde vært enda lavere hadde det ikke vært for at vindhastigheten overstiger cut-off speed på 25 m/s i 2,5 % av tiden. For å sammenlikne er vindhastigheten i juli over 25 m/s i bare 0,08 % av tiden.



Figur 5: Effektsannsynlighetsfordeling over juli, desember og årssnitt.

4.0 Elektrisitetsproduksjon og energibehov – Hvor mye reduseres dieselbehovet med vindturbin på fiskeoppdrettsanlegget?

Selv om elektrisitetsproduksjonen fra vindturbinen overstiger energibehovet over året og på månedsbasis gir det ingen garantier for at vinden faktisk blåser når fiskeoppdrettsanlegget trenger energi. For å finne ut hvor mye fiskeoppdrettsanlegget dieselbehov reduseres med en vindturbin må vi finne sannsynligheten for at effektnivået produsert fra vindturbinen er mindre enn effektbehovet fra anlegget.

4.1 Monte Carlo simulering

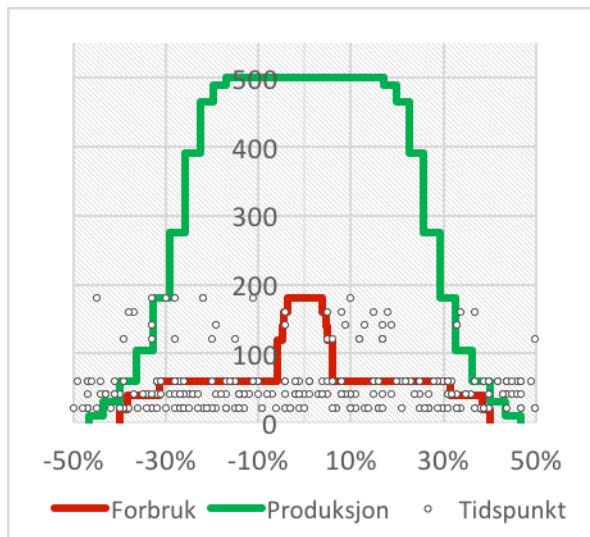
For å finne denne sannsynligheten har vi foretatt en Monte Carlo simulering for alle månedene i Microsoft Excel. Monte Carlo simulering er en simulering som avhenger av gjentatte tilfeldige prøvetakinger og statistisk analyse for å regne ut resultatene (Raychaudhuri, ukjent).

Prosedyre for simuleringene:

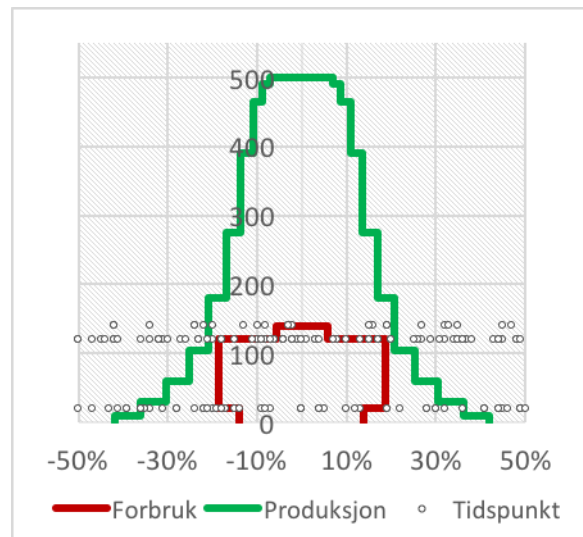
1. Finne sannsynlighetsfordelingene for elektrisitetsproduksjon fra vind og sannsynlighetsfordeling for energibehov fra fiskeoppdrettsanlegget for en bestemt måned.
2. Generere tilfeldige tall mellom -50 % og 50 %. Antall tall som genereres for hvert effektnivå skal stå i forhold til sannsynligheten for effektbehov, hvert tilfeldig tall som genereres telles som en observasjon og kan tolkes som et tilfeldig tidspunkt over måneden.

3. Telle antall observasjoner som overskrider sannsynlighetsfordelingen for elektrisitetsproduksjon fra vind på de ulike effektnivåene og regne ut prosentandel av totalt antall observasjoner.
4. Gjenta punkt 2 og 3.

Monte Carlo simuleringen er illustrert i Figur 6 og 7, for hhv. januar og juli. Den grønne kurven viser forventet elektrisitetsproduksjon, den røde viser forventet forbruk og de hvite prikkene viser tilfeldige observasjoner til gitte effektnivå. Andelen av observasjoner som er utenfor sannsynlighetskurven for elproduksjon er andelen av tid i løpet av måneden hvor effektbehovet er større enn effekten produsert av vindturbinen.



Figur 6: Illustrasjon av Monte Carlo simulering for januar.



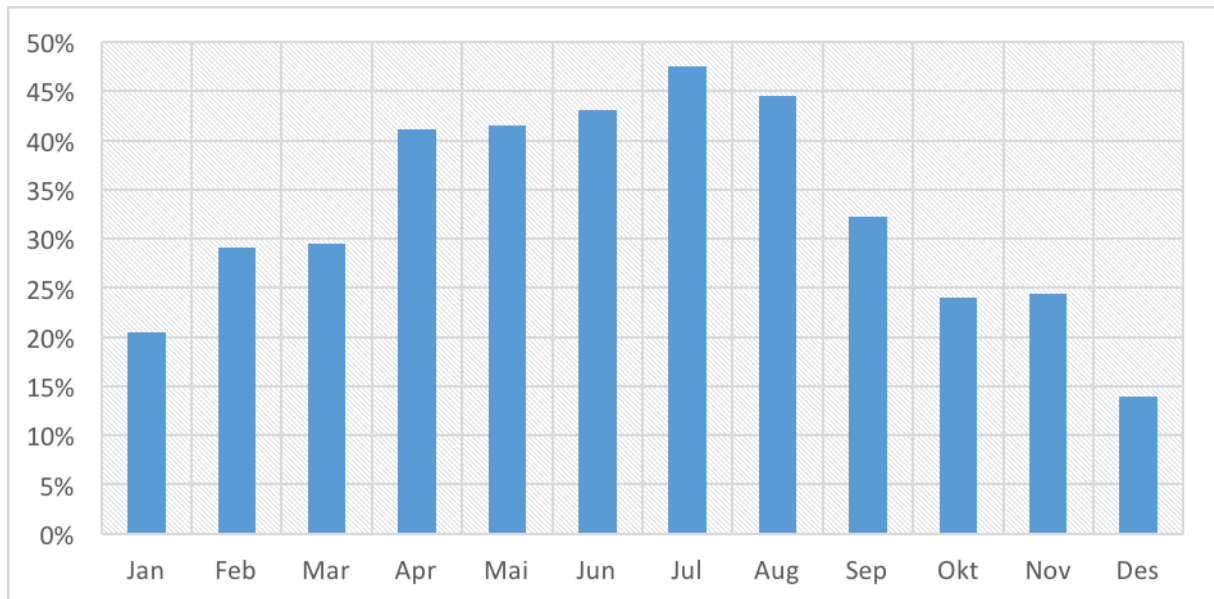
Figur 7: Illustrasjon av Monte Carlo simulering for juli.

Fra den grønne kurven ser vi at det er en klart større andel av tiden med produksjon på nominell effekt i januar enn i juli. Sannsynlighetsfordelingen for energiforbruket er også forskjellig for månedene. Grunnen til den smale formen på forbruksfordelingen for juli er at fiskeoppdrettsanlegget ikke har behov for lys i merdene, som fører til at tidsrommet med effektbehov blir lite i forhold til i januar. Det er også flere observasjoner på lavere effektnivå for januar enn for juli, dette gjenspeiler at fiskeoppdrettsanlegget har energibehov på lave effektnivå i en større andel av tiden i januar enn i juli.

4.2 Resultat av Monte Carlo simulering

Figur 8 viser prosentandel av tid hvor effektbehovet på fiskeoppdrettsanlegget er større enn effekten fra vindturbinen. Andelen gir antall timer fiskeoppdrettsanlegget må bruke

dieselgeneratorene for å drifte anlegget. Vi ser at anlegget må bruke dieselgeneratoren i underkant av 50 % av tiden i juli, i motsetning til 14 % i desember.



Figur 8: Prosentandel av tid hvor fiskeoppdrettsanlegget trenger dieselgenerator for å produsere elektrisitet.

5.0 Økonomiske analyser

For å finne ut om vindturbinen er en lønnsom løsning for dette fiskeoppdrettsanlegget må vi gjøre flere økonomiske analyser. Ettersom vi ikke har oversikt over den totale kontantstrømmen med inntekter og utgifter for fiskeoppdrettsanlegget måler vi lønnsomheten av å installere og drifte en vindturbin mot å fortsette som før. vi kaller det å fortsette som før, altså å drifte anlegget med to dieselgeneratorer som prosjekt 1. Å drifte anlegget med vindturbin i tillegg til dieselgenerator kaller vi prosjekt 2.

5.1 Dieselkostnad – sparte kostnader og redusert CO₂-utslipp

Vi vet at fiskeoppdrettsanlegget bruker 170 000 liter diesel i året. Gitt en dieselpriis på 9 kr/l gir dette en total kostnad på diesel lik 1 530 000 kr i året uten vindturbin. For å finne hvor stort snittforbruket for diesel per time er for en enkelt måned har vi gjort følgende:

$$\frac{\text{Årsforbruk (liter diesel)}}{\text{Årsbehov (kWh)}} \cdot \text{månedshov (kWh)} = \text{liter diesel pr. måned} \quad (6)$$

$$\Rightarrow \frac{\text{liter diesel pr. måned}}{24 \cdot \text{antall dager i måneden}} = \text{liter diesel/time} \quad (7)$$

Tabell 2 viser resultatet av utregningene for antall liter diesel forbrukt per time for hver enkelt måned. Ser man da på dieselkostnadene isolert vil fiskeoppdrettsanlegget spare $1\,530\,000 - 495\,975,11 = 1\,034\,024,89$ kr årlig. Fra formel (6) og (7) finner vi også en funksjon for den årlige dieselkostnaden med vindturbin.

	Dager	Timer	Andel av tid hvor effektbehov > effekt fra vindturbin	Antall timer diesel-generator må være i drift	Dieselpris (kr/l)	Diesel (l) pr. time	Dieselkost (kr)
Januar	31	24	0,2050	152,52	9	22,27	30 567,58
Februar	28	24	0,2906	195,28	9	22,51	39 563,47
Mars	31	24	0,2949	219,40	9	23,24	45 884,44
April	30	24	0,4108	295,77	9	23,01	61 254,46
Mai	31	24	0,4157	309,28	9	18,40	51 205,08
Juni	30	24	0,4314	310,60	9	20,01	55 935,76
Juli	31	24	0,4759	354,07	9	19,36	61 705,68
August	31	24	0,4453	331,30	9	16,46	49 077,34
September	30	24	0,3226	232,27	9	13,51	28 234,33
Oktober	31	24	0,2403	178,78	9	12,10	19 473,46
November	30	24	0,2439	175,61	9	21,01	33 205,54
Desember	31	24	0,1393	103,64	9	21,30	19 867,96
TOTALT	365	24		2858,55			495 975,11

Tabell 2: Månedlige beregninger over dieselforbruk, prosjekt 2.

Årlig dieselkostnad prosjekt 1: $170\,000,00 (l) \cdot \text{dieselpris}(kr/l)$

Årlig dieselkostnad prosjekt 2: $55\,108,35 (l) \cdot \text{dieselpris}(kr/l)$

En nedgang i årsforbruket av diesel med 114 891,50 liter gir en reduksjon i CO₂-utslipp med 358,5 tonn CO₂-ekvivalenter (ISSC, 2015).

5.2 Nåverdianalyse

Nåverdi er differansen mellom verdien i dag av inntektene til et prosjekt og verdien i dag av prosjektets kostnader. I forhold til en investeringsbeslutning sier nåverdiregelen at du skal investere i prosjektet med høyest nåverdi, dette tilsvarer å motta nåverdien i inntekter i dag (Berk & DeMarzo, 2014). I avsnitt 5.3 og 5.4 beregner vi nåverdiene til prosjekt 1 og 2. Nåverdiene for begge prosjekt vil bli negative da vi ikke har med inntekter i kontantstrømmen og danner derfor ikke et grunnlag for investeringsbeslutning, men heller som et ledd i beregningen av tilbakebetalingstid.

Generelle antakelser for nåverdianalysene:

- Tidshorisont: 20 år
- På grunn av at vi ikke vet forventet årlig inntekt ser vi vekk fra skatt på kontantstrømmene til prosjektet da vi ikke vet om kontantstrømmen er positiv eller negativ.
- Setter alternativavkastning for kontantstrømmene lik SalMar's WACC (weighted average cost of capital) som var 7,8 % den 03.11.2015, hentet fra Bloomberg.
- Investeringen er egenkapitalfinansiert

5.3 Nåverdi av prosjekt 1

Investeringskostnadene er lik null da vi antar at dieselgeneratorene allerede er installert på fiskeoppdrettsanlegget. Dieselforbruket er satt konstant til 170 000 liter i året. Ettersom kontantstrømmen bare inneholder kostnader er den negativ.

$$NV(\text{Prosjekt 1}) = - \sum_{t=1}^{20} \left(\frac{\text{Dieselpris} \cdot 170\,000 \text{ l}}{(1+WACC)^t} \right) \quad (8)$$

5.4 Nåverdi av prosjekt 2

Nåverdianalysen av Prosjekt 2 avhenger av investeringskostnader, driftskostnader knyttet til driften av vindturbinen, dieselskostnader og avskrivninger.

Fra Tabell 3 ser vi investeringskostnaden for å installere vindturbinen på fiskeoppdrettsanlegget. Enova har støtteordninger for energieffektiviserende prosjekter og prosjekter som innfører fornybar energi som erstatning for forurensende energi. Vi antar at Enova støtter med 50 % av investeringskostnadene, dette fører til at investeringskostnaden for SalMar blir totalt 7 025 000 kr.

Investering	Kostnad
Vindturbin	10 000 000 kr
Batteri	50 000 kr
Styringssystem, kabler og elektronikk	2 000 000 kr
Installasjon	2 000 000 kr
Totalt	14 050 000 kr
Totalt etter Enova-støtte	7 025 000 kr

Tabell 3: Investeringskostnader av prosjekt 2.

Driftskostnader knyttet til vindkraftverk i Norge ligger vanligvis på 1,5 % – 2 % av investeringskostnadene (NVE, 2007). Etersom dette er en enkel vindturbin langt til havs vanskeliggjør dette drifts- og vedlikeholdsarbeid av vindturbinen. Personellet som skal drive arbeidet må mulig fraktes fra land, en tidkrevende og dyr løsning. vi justerer derfor driftskostnader for vindturbinen opp til 3 % av investeringskostnadene, som tilsvarer 421 500 kr årlig.

Fra avsnitt 5.1: I Prosjekt 2 vil fiskeoppdrettsanlegget bruke i snitt 55 108,35 liter diesel i året.

$$NV(\text{Prosjekt 2}) = -I_0 - \sum_{t=1}^{20} \left(\frac{\text{Driftskost} + \text{Dieselpris} \cdot 55108,35 \text{ l}}{(1+WACC)^t} \right) \quad (9)$$

5.5 Nåverdi av avskrivningene

De norske avskrivningsreglene for vindkraft er vist i Tabell 4, og avskrives etter saldometoden.

Saldogruppe	Andel av investeringskost	Årlig avskrivningssats
D: Gir, rotor, generator og styringsutstyr	65 %	20 %
G: Elektroteknisk utstyr	5 %	5 %
H: Tårn, anlegg og bygninger	30 %	4 %

Tabell 4: Avskrivningsregler. Kilde: THEMA, 2012.

Antakelser for avskrivningene:

- 10 % av kostnaden av vindturbinen går med til saldogruppe H, tårn anlegg og bygninger [Revheim, (03.11.2015)].
- Installasjonskostnaden er ikke avskrivningsberettiget.
- Batteri tilhører saldogruppe G.

Tabell 5 viser avskrivningsverdier og årlig avskrivningssats etter antakelsene.

Saldogruppe	Investeringskost	Avskrivningsberettiget investeringskost	Årlig avskrivningssats
D: Gir, rotor, generator og styringsutstyr	9 000 000 kr	5 850 000 kr	20 %
G: Elektroteknisk utstyr	205 000 kr	102 500 kr	5 %
H: Tårn, anlegg og bygninger	1 000 000 kr	300 000 kr	4 %

Tabell 5: Avskrivninger av prosjekt 2.

Avskrivninger er en sikker kontantstrøm og blir da diskontert med en sikker rente. 10 årig norsk statsobligasjon kan regnes som sikker rente og vi bruker den videre i beregningene, den 3. november 2015 var den 1,61 %.

$$\begin{aligned}
 NV(\text{Avskrivninger}) = & \sum_{t=1}^{20} \left(\frac{5\,850\,000 \cdot 20\% \cdot (1-20\%)^t}{(1+0,0161)^t} \right) + \sum_{t=1}^{20} \left(\frac{300\,000 \cdot 4\% \cdot (1-4\%)^t}{(1+0,0161)^t} \right) + \\
 & \sum_{t=1}^{20} \left(\frac{102\,000 \cdot 5\% \cdot (1-5\%)^t}{(1+0,0161)^t} \right)
 \end{aligned} \tag{10}$$

5.5 Tilbakebetalingstid

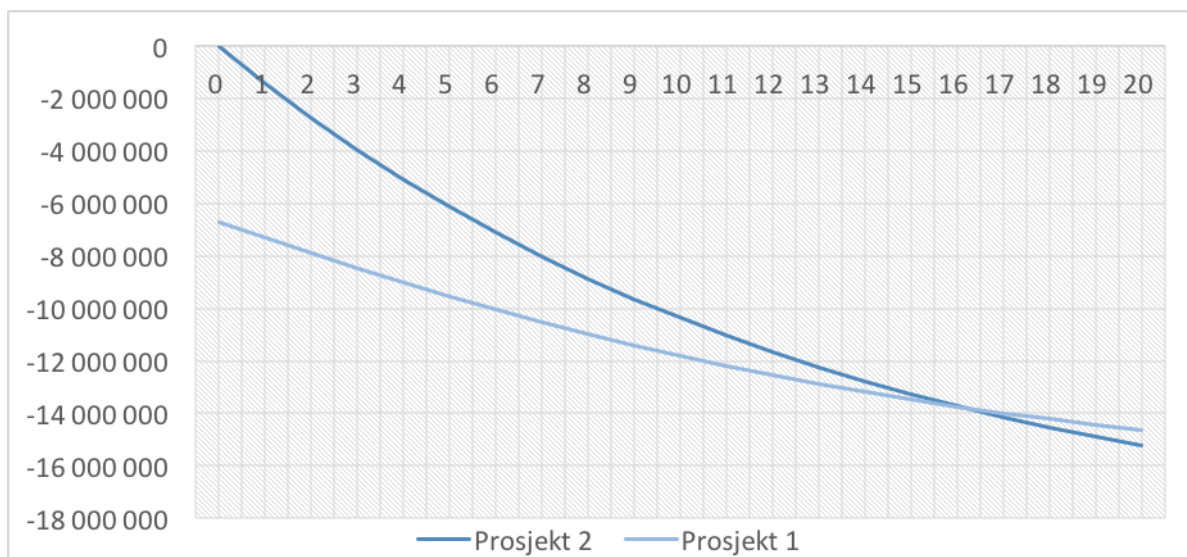
Tilbakebetalingsregelen sier at du skal bare akseptere et prosjekt hvis prosjektet tilbakebetaler den opprinnelige investeringen innenfor en spesifikk tidsperiode (Berk, DeMarzo, 2014). Det finnes flere problemer med tilbakebetalingsregelen, den ignorerer alternativkostnaden av investeringen, diskontering av pengeverdi og baserer investeringsbeslutningen på en forhåndsbestemt tidshorisont.

Problemet med dette prosjektet er at vi ikke vet inntektene fra fiskeoppdrettsanlegget. Dette fører til at prosjektet har en negativ kontantstrøm for alle påfølgende år, ettersom vi bare ser på kostnadssiden av prosjektet og prosjektene har da også negative nåverdier.

For å finne tilbakebetalingstiden måler vi differansen mellom de to kontantstrømmene, nåverdien av prosjekt 1 og nåverdien av prosjekt 2 + avskrivningene.

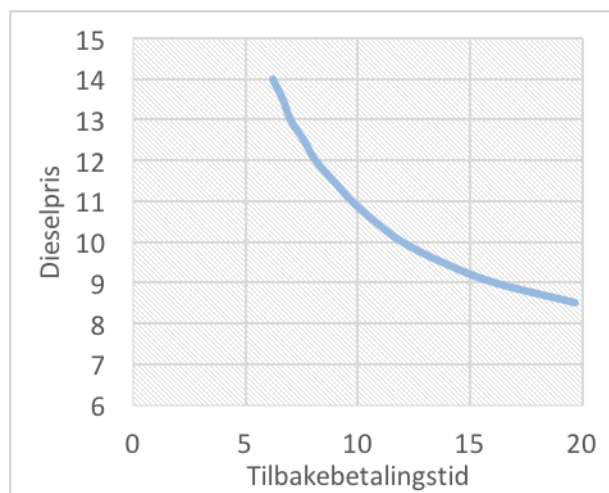
$$NV(\text{Prosjekt 1}) = (27\% \cdot NV(\text{Avskrivninger}) + NV(\text{Prosjekt 2})) \tag{11}$$

Vi ser på nåverdien av to negative prosjekter på en tidslinje. Tilbakebetalingstiden finner vi ved likning (11) når verdien går fra negativ til positiv. En mer illustrativ måte å se det på er at vi finner året prosjekt 2 er tilbakebetalt i punktet hvor kurven for nåverdien til prosjekt 2 tangerer kurven som er summen for nåverdien av prosjekt 1 og skattegevinsten av avskrivningene, illustrert i Figur 9. I Figur 9 er WACC lik 7,8 % og dieselprisen er satt konstant over de 20 årene til 9 kr/l. I denne situasjonen blir tilbakebetalingstiden 16,05 år som er mindre enn prosjektets levetid som er satt til 20 år.



Figur 9: Tilbakebetalingstid. WACC = 7,8 %. Dieselpriis = 9 kr/l.

Tilbakebetalingstiden endres ved ulike dieselpriis og alternativavkastning. Tabell 6 viser tilbakebetalingstiden for prosjekt 2 ved forskjellige avkastningskrav og ulike scenarier for dieselpriis. I Figur 10 ser vi hvor mye dieselpriisen har å si for tilbakebetalingstiden av investeringen. En nedgang i dieselpriis i beregningene fører til økt tilbakebetalingstid og vice versa ettersom en lav dieselpriis fører til mindre differanse i dieselkostnader for prosjekt 1



Figur 10: Tilbakebetalingstid ved WACC = 7,8 %.

og 2. Dieselpriisen får økt påvirkning på tilbakebetalingstiden desto lavere dieselpriisen er. Dette har med at drifts- og vedlikeholdskostnadene til prosjekt 2 er faste, uavhengig av dieselpriis, og utgjør en økende andel av den årlige totalkostnaden ved synkende dieselpriis.

Tabell 6 viser tilbakebetalingstiden ved ulike scenarier for dieselpriis og alternativavkastning rangert etter tilbakebetalingstid, fra lavest til høyest. Vi ser at scenariene med høyest dieselpriis, årlig økning i dieselpriis og lav alternativavkastning gir lavest tilbakebetalingstid. En årlig økning i dieselpriis kan f.eks. forestille en fremtidig økning i utslippsavgifter av klimagasser. Ved dieselpriis lavere enn 9 kr/l øker tilbakebetalingstiden voldsomt over prosjektets levetid på

20 år. Sparte kostnader er diskonterte verdier og viser hvor mye SalMar sparer på å velge prosjekt 2 fremfor prosjekt 1.

Dieselpriis	Økning pr. år	WACC	Tilbakebetalingstid	Sparte kostnader
14,00	Konstant	7,8 %	6,23	6 337 020,72
13,50	Konstant	7,8 %	6,68	5 764 514,92
13,00	Konstant	7,8 %	7,02	5 192 009,11
12,50	Konstant	7,8 %	7,61	4 619 503,31
12,00	Konstant	7,8 %	8,13	4 046 997,51
11,50	Konstant	7,8 %	8,93	3 474 491,71
9,00	5 %	7,8 %	9,1	6 175 538,02
9,00	4 %	7,0 %	9,43	5 591 236,65
9,00	3 %	6,0 %	9,71	5 181 657,37
11,00	Konstant	7,8 %	9,74	2 901 985,91
9,00	4 %	7,8 %	9,86	4 800 345,87
9,00	2 %	5,0 %	9,93	4 722 388,99
9,00	1 %	4,0 %	10,32	4 205 220,69
9,00	3 %	7,8 %	10,71	3 572 609,77
10,50	Konstant	7,8 %	10,77	2 329 480,11
9,00	Konstant	4,0 %	11,49	2 831 945,49
9,00	2 %	7,8 %	11,86	2 475 107,56
10,00	Konstant	7,8 %	11,97	1 756 974,30
9,00	Konstant	5,0 %	12,33	2 140 946,35
9,00	Konstant	6,0 %	13,38	1 533 144,57
9,00	1 %	7,8 %	13,45	1 492 675,24
9,50	Konstant	7,8 %	13,75	1 184 468,50
9,00	Konstant	7,0 %	14,74	996 629,74
9,00	Konstant	7,8 %	16,05	611 962,70
8,50	Konstant	7,8 %	19,67	39 456,90
8,00	Konstant	7,8 %	>20	0
7,50	Konstant	7,8 %	>20	0

Tabell 6: Tilbakebetalingstid ved flere scenarier av dieselpriis og ulike avkastningskrav.

6.0 Konklusjon

Lønnsomheten av å installere vindturbin i tillegg til eksisterende dieselgenerator på dette fiskeoppdrettsanlegget er som vist i avsnitt 5.5 svært avhengig av fremtidig dieselpriis og avkastningskrav. SalMar som selskap har ingen innflytelse på dieselpriis, men har full rådighet over avkastningskravet som blir brukt i beregningene før en eventuell investeringsbeslutning. En mulighet for SalMar er å senke avkastningskravet for investeringen. Dette kan forsvares

med reduserte CO₂-utslipp fra selskapet og en mer miljøvennlig produksjon av laks som kan gi positive salgs- og markedsføringseffekter.

Automasjon av dieselgeneratorene og å legge opp deler av energiforbruket etter elektrisitetsproduksjon fra vindturbinen vil kunne senke dieselforbruket på anlegget ytterligere. Som eksempel vil en nedgang i dieselforbruket med 20 % som følge av automasjon av dieselgeneratorene senke tilbakebetalingstiden av prosjektet med 3,6 år fra 16,05 til 12,44 med en dieselpris på 9 kr/l og alternativavkastning lik 7,8 %. Lønnsomheten av prosjektet øker med dieselprisen og det er da svært viktig å vurdere fremtidig dieselpris før en investeringsbeslutning, samt vurdere muligheten for å videre redusere av dieselforbruket gjennom automasjon og planlegging av energiforbruket for anlegget.

Litteraturliste

Berk & DeMarzo (2014) Corporate Finance, Third Edition. Essex: Pearson

ISSC (2015) Hentet fra: http://www.iscc-system.org/uploads/media/ISCC_EU_205_GHG_Emissions_Calculation_Methodology_and_GHG_Audit_2.3.pdf [Lesedato: 05.11.2015]

NVE (2007) ”Vindkraft – Produksjonsstatistikk for 2007.” Hentet fra http://www.nve.no/Global/Energi/fornybar%20energi/Vindkraft/Vindkraftproduksjon_2007.pdf?epslanguage=no [Lesedato: 02.11.2015]

Raychaudhuri, Samik (ukjent) ”Introduction to Monte Carlo simulation.” Hentet fra: <http://www.informs-sim.org/wsc08papers/012.pdf> [Lesedato: 16.10.2015]

Revheim, Pål Preede (08.10.2015) Nasjonalt Vindenergiserter, mail

Revheim, Pål Preede (27.10.2015) Nasjonalt Vindenergiserter, mail

Revheim, Pål Preede (03.11.2015) Nasjonalt Vindenergiserter, mail

Revheim, Pål Preede (05.11.2015) Nasjonalt Vindenergiserter, mail

Statoil (2015) ”Historiske priser Truckdiesel”. Hentet fra: https://www.statoil.no/no_NO/pg1334077141669/business/milesDrivstoffbedrift/Priser/HistoriskepriserTruckdiesel.html [Lesedato: 14.11.2015]

THEMA (2012) ”Skattemessige avskrivninger for kraftproduksjon.” Hentet fra: http://www.thema.no/wp-content/uploads/2015/05/THEMA_R-2012-10-Skattemessige-avskrivninger-for-kraftproduksjon.pdf [Lesedato: 04.11.2015]

Torgersrud & Krossøy (2004) ”Analyse av vindkraftutbygging”. Hentet fra: http://www.iot.ntnu.no/users/fleten/students/tidligere_veiledning/KrossoyTorgersrud_V04.pdf [Lesedato: 28.10.2015]