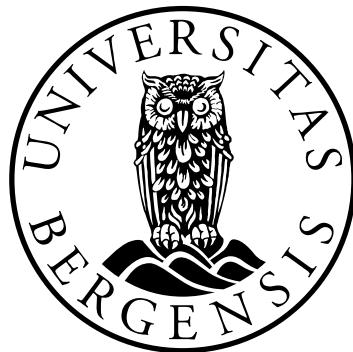


Akvakultur og Små Vindturbinar:
Eit moglegheitsstudie av i kva grad
små vindturbinar kan dekkje
energiforbruket ved norske
oppdrettsanlegg



Geofysisk Institutt

Universitetet i Bergen

Laura Steinsbø Wiken

Vår 2018

Samandrag

Ved ei stadig veksande verdsbefolkning vil det framover vera nødvendig å sjå mot havet for å kunne dekkje matbehovet, då potensialet på land snart er nådd. Noreg er i dag den største eksportøren av laks i verda. Prognosar seier at akvakulturen i Noreg vil kunne verte 6 gongar større innan 2050 dersom ein klarar å overkomme miljø- og biologiske utfordringar. Ein av desse utfordringane er klimagassutslepp. I denne oppgåva er det sett nærare på moglegheita for å redusere dieselforbruket ved norske lakseoppdrett, ved hjelp av små vindturbinar.

Forbruksmønsteret til to oppdrettsanlegg er undersøkt nærare for å få ei betre forståing av energiforbruket. Vinddata frå fire ulike lokalitetar langs kysten av Noreg gjev oss eit innblikk i mogeleg energiproduksjon frå vindkraft. Fire turbintypar som går under kategorien små vindturbinar er sett nærare på. Gjennom analyse i Matlab er potensialet for energiproduksjon frå små vindturbinar ved oppdrettsanlegg langs kysten undersøkt.

Det er mogleg å dekkje det samla totale energiforbruket til oppdrettsanlegga med små vindturbinar, men då mengde energiproduksjon og energiforbruk ikkje alltid samsvarar vil ein likevel ha underskot på energi i periodar. Ved kombinasjon med Li-ion batteri vil ein kunne bruke energien etter behov. Det vil vera nødvendig å lagre energien over større periodar, noko som er svært kostbart. Eit betre alternativ er å kombinere vindturbinar og Li-ion batteri med ein dieselgenerator som kan køyrast ved høge effekttoppar og i vindstille periodar. Då vil batteria lagre daglege overskot av energi, noko som reduserer lagringsbehovet kraftig. Dette er eit kostbar prosjekt samanlikna med investering i berre dieselgenerator, men ein vil kunne redusere dieselforbruket og klimagassutsleppa betrakteleg, og dermed også spare dieselkostnadar.

Eit anna alternativ er å kombinere dieselgenerator med Li-ion batteri. Ein vil då køyre dieselgeneratoren med optimal last, ladde batteriet, for så å slå av generatoren i nokre timar. Anlegget vert då forsynt med energi frå batteriet. Den vil ikkje redusere dieselforbruket like mykje som ved kombinasjon med vindturbinar, men kan vera ei enkel løysing for eksisterande oppdrettsanlegg.

Ved framtidas oppdrettsanlegg er det høgt sannsynleg at energiforbruket vil auke då dei vert større med meir overvaking, og med nye løysningar for betre miljø og fiskehelse.

Ved meir energikrevjande anlegg, og ein eventuell ekspansjon av oppdrettsnæringa er det viktig å undersøke berekraftige løysningar som også kan vera kostnadsoptimale. Med usikkerheit i framtidens oljeprisar og med fallande prisar på fornybare energisystem og Li-ion batteri, bør ein sjå på moglegheita for at fornybare ressursar kan verte utnytta i større grad framover for å utvikle næringa i ei berekraftig retning.

Abstract

The world's population is growing rapidly, and it will become necessary, to a greater extent, to use the ocean for harvesting food. Norway is the largest exporter of salmon in the world. Prognosis says that aquaculture in Norway will become 6 times bigger by 2050 if the environmental- and biologically challenges can be overcome. One of these challenges is the greenhouse gas emissions. In this master thesis the possibility of reducing the diesel consumption and the gas pollution from Norwegian salmon farms by installing small wind turbines has been investigated.

The consumption of two salmon farms have been investigated closer for better understanding the energy demand. Wind data from four separate locations around the coast of Norway have given an insight of possible energy production from wind. Four wind turbines in the category small wind turbines have been investigated. Through analysis in Matlab the potential for energy production from small wind turbines on salmon farms has been investigated.

By depending on wind turbines only, it will be difficult supply sufficient power in periods without wind. It is possible to combine the turbines with Li-ion batteries and then use the energy when it is required. Battery capacity is expensive, and it will be necessary to store the energy over longer periods. The best alternative would be to combine wind turbines, Li-ion batteries to cover the energy consumption, and a diesel generator that can produce energy to cover the consumption peaks and periods with low wind speed. The batteries will then store daily excess energy. This is an expensive project compared to using a diesel generator, but it will reduce the diesel consumption and climate gas pollution.

Another alternative is to combine a diesel generator with Li-ion battery. The generator will be run with an optimal load and charge the battery, and when it is fully charged the generator will be turned off for some hours. This hybrid alternative is less expensive but will not reduce the diesel consumption as much as compared to combining it with wind turbines.

For the future salmon farms the energy consumption will probably increase and is due to increase of surveillance, pumps for circulation in the water and the farms will in general become bigger.

With the uncertainty in the future oil prices, and with the decreasing cost of renewable energy and Li-ion battery, it is wise to look at the possibility to implement renewable energy system at salmon farms in the future.

Anerkjenning

Denne masteroppgåva markerer slutten av ein toårig mastergrad i fornybar energi ved Universitetet i Bergen. Eg byrja denne masteroppgåva med å vite svært lite om oppdrettsnæringa. Det har vore ei bratt læringskurve som har gitt meg god innsikt i næringa.

Å skrive denne oppgåva har vert omfattande og utan dei gode støttespelarane eg har hatt ville ikkje denne oppgåva blitt like bra. Eg ønsker å utrykke stor takknemlegheit til min vegleiar Professor Finn Gunnar Nielsen som alltid er tilgjengeleg, behjelpeleg, positiv og gjev verdifull vegleing.

Medstudent Rouzbeh Siavashi har vore utruleg hjelpsam med problem knytt til Matlab. Han seier aldri nei, og gjer ikkje opp før problemet er løyst. Det set eg stor pris på.

I byrjinga hadde eg store problem med å få kontakt med næringa då eg var avhengig av å skaffe datamateriale. Eg kom til slutt i kontakt med nokre svært hjelpsame menneske. Mange takk til Jørgen Holmen i verksemda Salmar, Arild Næss i Apoint og Monicha Seternes i Måsøval som har gitt meg datasett og informasjon om oppdrettsanlegga undersøkt i denne oppgåva. Dette har vore avgjerande for denne oppgåva.

Ein stor takk til Björgolfur Hávardsson i Seafood Innovation Cluster for grundig innføring i problematikken rundt straumbrot ved oppdrettsanlegg. Eg vil også rette ein stor takk til Øyvind Bakke som har vore lett tilgjengeleg og svært hjelpsam med å forklare og svare på spørsmål.

Sambuaren min Jørgen har gitt meg støtte og motivasjon gjennom heile studiet. Takk for tolmodigheita di. Eg set stor pris på deg.

Til slutt vil eg takke Hordland fylkeskommune for økonomisk støtte til denne oppgåva.

Innholdsliste

SAMANDRAG	I
ABSTRACT	III
ANERKJENNING	V
INNHALDSLISTE	VI
ORDFORKLARING	IX
FIGURLISTE	X
TABELLISTE	XII
INTRODUKSJON	1
BAKGRUNN	2
METODE	3
STRUKTUR AV OPPGÅVA	5
KAPITTEL 1: AKVAKULTUR I NOREG	6
1.1 OPPDRETTSNÆRINGA I NOREG I DAG	6
1.2 FRAMTIDA FOR NORSK LAKSEOPPDRETT	7
EGGET	8
OCEAN FARM 1	9
1.3 KLIMAAVTRYKK	10
1.4 KORT INNØRING AV LIVET TIL OPPDRETTSLAKS I MERD	10
SAMANDRAG	11
KAPITTEL 2: ENERGIFORBRUK	13
2.1 ENERGIBEHOV OG VARIASJONAR	13
<i>Daglege gjeremål ved eit oppdrettsanlegg</i>	<i>13</i>
<i>Gjeremål kvar veke</i>	<i>14</i>
<i>Periodiske gjeremål</i>	<i>14</i>
2.2 ANALYSERTE OPPDRETTSANLEGG	15
<i>Referanseanlegg 1</i>	<i>15</i>
<i>Referanseanlegg 2</i>	<i>16</i>
2.3 TILTAK FOR Å REDUSERE OG JAMNE UT ENERGIFORBRUKET	18
2.4 STRAUMBROT VED OPPDRETTSANLEGG	22
SAMANDRAG	23
KAPITTEL 3: ENERGIRESSURSAR	25
3.1 VINDVARIABILITET	25
3.2 VINDTEKNOLOGI	26
<i>Horisontale vindturbinar</i>	<i>26</i>

Vertikale vindturbinar	28
Opp- og nedvindsturbin	28
Wake effekt.....	29
Ising.....	30
Karakteristikk for valte turbinane	30
Samanlikning av turbinane	32
3.3 DIESELGENERATOR	33
3.4 HYBRIDSYSTEM.....	35
Vindturbin med batterikapasitet.....	35
Vindturbin og dieselgenerator med batterikapasitet	35
Dieselgenerator med batterikapasitet	36
3.5 FORBINDELSE TIL LANDSTRAUM.....	37
3.6 LAGRING	38
Blybatteri	39
Li-ion batteri.....	39
Trykkluftlagring.....	40
Hydrogen.....	41
SAMANDRAG	41
KAPITTEL 4: RESULTAT OG DISKUSJON.....	42
4.1 Vindvariabilitet.....	42
4.2 Energiforbruk ved oppdrettsanlegg	45
4.3 Levelized Cost Of Energy.....	52
4.4 Dieselgenerator	53
4.5 Vindturbin	58
4.6 Energilagring	64
4.7 Hybridsystem	67
4.8 Samanlikning.....	73
4. 9 Forenklingar	74
4.10 Usikkerheit	75
4.11 Anbefalingar	76
4.12 Vidare arbeid.....	77
KAPITTEL 5: KONKLUSJON.....	78
KJELDER	2
VEDLEGG.....	7
VEDLEGG A DIESELKOSTNADAR REFERANSEANLEGG 1	7
VEDLEGG B DIESELKOSTNADAR REFERANSEANLEGG 2	8

VEDLEGG C LEVELIZED COST OF ENERGY (LCOE)	9
VEDLEGG D LCOE FOR TURBINAR MED TAL FRÅ SMALL WIND CERTIFICATE COUNCIL	10
VEDLEGG E LCOE FOR TURBINAR MED TAL FRÅ DATASETT FRÅ VALTE LOKALITETAR	10
VEDLEGG F SOLGANGSBRIS	11
VEDLEGG G FEM LENGSTE PERIODANE UTAN ENERGIPRODUKSJON VED VALTE LOKALITETAR	12
VEDLEGG H STRAUMBROT: ØKONOMISK TAP OM SUMAREN	12
VEDLEGG I STRAUMBROT: ØKONOMISK TAP OM VINTEREN	13
VEDLEGG J FRAMGANGSMÅTE I MATLAB	14
VEDLEGG K LCOE FOR DIESELGENERATORAR VED REFERANSEANLEGG 1 OG 2	16

Ordforklaring

CO ₂	- Karbondioksid
HAWT	- Vindturbin med horisontalakse
KW	- Kilowatt
KWH	- Kilowatttime
LCOE	- Levelized Cost of Energy. Metode for å rekne energikostnad slik at ein kan samanlikne teknologiar.
LCOS	- Liknande LCOE, men med lagringskostnadar og elektrisitet frå utladning i formelen.
LI-ION	- Lithium ion
NOK	- Norske krone
USD	- U.S dollar
VAWT	- Vindturbin med vertikalakse

Figurliste

Figur 1 Akvakulturlokalitetar i Noreg [7].	6
Figur 2 Egget av Hauge Aqua (Hauge Aqua).	8
Figur 3 Frakt av Ocean Farm 1 (B. Hansen).	9
Figur 4 Total energiforbruk per månad og middeleffekt per døgn ved referanseanlegg 1.	16
Figur 5 Total energiforbruk per månad ved referanseanlegg 2 (Seternes).	17
Figur 6 Total energiforbruk per månad og middeleffekt per døgn ved referanseanlegg 2.	17
Figur 7 Føre laksen frå båt.	18
Figur 8 Plassere fôrflåte med merdar rundt for å redusere fôrlinje.	20
Figur 9 Kart med årsmiddelvind i 80 meters høgde [40].	25
Figur 10 Lokalitetar undersøkt i denne oppgåva [41].	26
Figur 11 Horisontalaksa vindturbin [44].	27
Figur 12 Vindturbinar med vertikalakse [49].	28
Figur 13 Oppvinds- og nedvindsturbin [51].	29
Figur 14 Kapasitetsfaktor for dei ulike vindturbinane.	32
Figur 15 Hybridløyning som forsyner oppdrettsanlegget med energi.	36
Figur 16 Ei hybridløyning som forsyner oppdrettsanlegget med energi.	37
Figur 17 Middelvind og standardavvik ved dei valte lokalitetar.	43
Figur 18 Middelvind over døgnet ved Torungen fyr som truleg viser solgangsbris.	44
Figur 19 Middelvind over døgnet ved Torsvåg.	44
Figur 20 Total energiforbruk per dag ved referanseanlegg 1 i 2017.	46
Figur 21 Midlere effektforbruk og middelvind over døgnet ved referanseanlegg 1.	47
Figur 22 Midlere effektforbruk tilpassa middelvind ved referanseanlegg 1.	47
Figur 23 Total energiforbruk per dag ved referanseanlegg 2 i 2017.	48
Figur 24 Midlere effektbruk og middelvind per time ved referanseanlegg 2.	49
Figur 25 Midlere effektforbruk tilpassa middelvind ved referanseanlegg 2.	49
Figur 26 Effektforbruk , jamn effekt og energiproduksjon frå 3 LA30 turbinar.	51
Figur 27 LCOE for dieselgeneratorar ved referanseanlegg 1 og 2.	57
Figur 28 Skisse over turbinar på fôrflåte.	59

Figur 29 Skisse over vindturbinar på merdkant.	59
Figur 30 skisse over flåte med vindturbinar.	60
Figur 31 Skisse over botnfaste vindturbinar.....	60
Figur 32 Skisse over flytande vindturbinar ved oppdrettsanlegg.	61
Figur 33 Levelized Cost Of Energy for turbintypene med tal frå SWCC [3].	62
Figur 34 LCOE ved Torsvåg og Veiholmen	62
Figur 35 LCOE ved Fedje og Torungen fyr.	63
Figur 36 Lagringsbehov når batteriet er utladd ved inngang av januar.	64
Figur 37 Lagringsbehov når batteriet er 30% oppladda ved inngang av januar.	65
Figur 38 Dagens forbruk ved referanseanlegg 1, jamt forbruk og energiproduksjon ved Fedje.	65
Figur 39 Kumulativ overskotsenergi ved referanseanlegg 1, med 0% oppladda batteri ved inngangen av året.	66
Figur 40 Kumulativ overskotsenergi med jamt forbruk, med 0% oppladda batteri ved inngangen av året.	66

Tabelliste

Tabell 1 Samanlikning av karakteristikkar for turbinane [3].	32
Tabell 2 Dieselgeneratorkostnadar og parameter brukt ved utrekning [70].	34
Tabell 3 Kostnadar og parameter for blybatteri [80].	39
Tabell 4 kostnad og parameter for Li-ion batteri brukt ved utrekning [80].	40
Tabell 5 Oversikt over mogleg produksjonsstans ved kvar lokalitet.	45
Tabell 6 Talet på turbinar nødvendig for å dekkje total energiforbruket og forbruk kvar månad.	48
Tabell 7 Talet på turbinar nødvendig for å dekkje total energiforbruk og forbruk alle månadar.	50
Tabell 8 Dieselkostnadar og parameter brukt ved utrekning [70, 71].	53
Tabell 9 Nødvendige parameter for utrekning av dieselkostnadar og inntening frå laksesal [72, 88, 89].	54
Tabell 10 Investeringskostnadar, dieselkostnadar og brutto inntekt ved referanseanlegg 1 og 2.	55
Tabell 11 Kapitalkostnad, drift- og vedlikehaldskostnadar per år for referanseanlegg 1 og 2.	56
Tabell 12 LCOE for valte vindturbinar, investeringskostnad, årleg drift- og vedlikehaldskostnadar, og levetid [3].	63
Tabell 13 Kostnadar knytt til vindturbinar og batterikapasitet ved referanseanlegg 1.	68
Tabell 14 Kostnadar knytt til vindturbinar og batterikapasitet ved referanseanlegg 2.	68
Tabell 15 Lagringsbehov per dag ved Torsvåg med forbruksmønsteret til referanseanlegg 1.	69
Tabell 16 Lagringsbehov per dag ved Fedje med forbruksmønsteret til referanseanlegg 2.	69
Tabell 17 Samanlikning av vindturbin, batteri og dieselgenerator ved referanseanlegg 1.	70
Tabell 18 Samanlikning av vindturbin, batteri og dieselgenerator ved referanseanlegg 2.	71
Tabell 19 Kapitalkostnad for turbinar og batterikapasitet ved referanseanlegga.	72
Tabell 20 LCOE og kapitalkostnad for dieselgenerator og Li-ion batteri.	72

Tabell 21 Kapitalkostnad for dei ulike energisystema.....	73
Tabell 22 LCOE for dei ulike energikjeldene.....	74

Introduksjon

Vi er ein stadig veksande verdsbefolkning noko som gjev store utfordringar knytt til matforsyning. Potensialet for matproduksjon på land er snart nådd, og det vil vera naturleg å sjå til havet for å auke produksjonen. I dag er det ein svært liten del av maten vi et som er produsert i havet. Dette gjev næringar innan havbruk eit stort potensial for å ekspandere. Ved ein eventuell ekspansjon av næringa vil det vera nødvendig å overkomme enkelte biologiske- og miljømessige forhold. Noreg er i dag den største eksportøren i verda av oppalen laks, og set på verdifull kunnskap og erfaring, noko som gjev gode føresetnadar for eventuell ekspansjon.

Oppdrettsnæringa i Noreg er på stadig leiting etter nye løysningar knytt til smartare, meir miljøvenleg og kostnadseffektiv drift. Mange oppdrettsanlegg er avsidesliggjande og det er svært kostbart å kople seg til straumnett. Desse anlegga er i dag avhengig av dieselgeneratorar. Ved å bruke kunnskap frå olje- og gassindustrien har Noreg potensialet til å byggje opp ei oppdrettsnæring som er tufta på grøn energi og dermed eliminere ein miljøutfordring. Spørsmålet vil vera om satsing på fornybar energi er økonomisk lønsamt, og korleis dette vil endre seg i framtida med fluktuerande oljeprisar.

Målet med denne oppgåva er å sjå på moglegheita for å redusere bruk av fossilt brensel ved lakseoppdrett ved å implementere små vindturbinar ved eksisterande anlegg.

Bakgrunn

I denne oppgåva vert moglegheita for å implementere mindre vindturbinar ved oppdrettsanlegg undersøkt, og i kor stor grad lokalitet påverkar energiproduksjonen. Det var eit ønske frå mi side å skrive om eit samfunnsnyttig tema, og tankane gjekk raskt mot oppdrettsnæringa. Dette er ei næring som står sterkt i Noreg, som til no ikkje har hatt eit altfor stort fokus på utslepp av klimagassar og overgang til fornybar energi. Dette er nok grunna i at næringa har andre miljøutfordringar som står på agendaen akkurat no.

Sintef analyserte i 2012 at potensiale for marin verdiskaping vil kunne vert 6 gongar større innan 2050 [1]. Ved ei slik drastisk auking må ein sjå på løysingar for alle dei negative miljøaspekta knytt til denne næringa. Det er fleire miljø- og biologiske utfordringane som må løysast før ein eventuell ekspansjon av næringa kan skje [2]. I denne oppgåva er det undersøkt om det er mogleg å redusere dieselforbruket ved oppdrettsanlegg ved hjelp av små vindturbinar. Å innføre klimatiltak i oppdrettsnæringa kan vera nyttig på fleire måtar. Ein kan få reinare lokalmiljø og sjølv sagt globalt, samt ein kan med fordel bruke det i marknadsføringa.

Noreg er den største lakseeksportøren i verda, og med prognosar som viser til stor ekspansjon av næringa, vil det vera naturleg å sjå på løysingar som kan senke klimaavtrykket til denne næringa i framover.

Metode

Denne oppgåva er eit eksempelstudie som tek utgangspunkt i forbruksdata frå to reelle lakseoppdrett, og ser på i kva grad ein kan dekkje forbruket med små vindturbinar. Det vert sett nærare på potensialet for energiproduksjon dersom anlegga er plassert ved enkelte lokalitetar spreidd langs kysten. Omfanget av denne oppgåva spenner seg over fleire emne som inkluderer energiforbruk, energieffektivisering og moglegheita for å installere vindturbinar ved norske oppdrettsanlegg.

For å få ein oversikt over energibehov ved dagens oppdrettsanlegg er det gjort litteratursøk, i tillegg er næringa kontakta for å få informasjon og innhente datasett. Det er i all hovudsak valt å undersøke energiforbruket ved dagens oppdrettsanlegg og ikkje korleis dette vil endre seg i framtida. Dette er gjort slik at ein med større sikkerheit kan avgjere potensialet ved installasjon av små vindturbinar, og for å redusere talet på gjettingar i forhold til framtidas energiforbruk.

Det vart valt å sjå nærare på vindenergi då det er gode tilgjengelege datasett, og teknologien er moden og kommersiell. Det er valt å ikkje sjå nærare på andre fornybare kjelder for å avgrense omfanget av oppgåva. Valet av å sjå nærare på små vindturbinar er grunna at det ikkje føreligg konsesjon om utbygging av større offshore vindparkar i Noreg per i dag. Det vil også vera enklare å installere små vindturbinar då dette blir eit mindre prosjekt og avgjerda ligg på kommunalt og ikkje statleg nivå.

4 ulike vindturbinar i forskjellige størrelsar er undersøkt nærare og brukt som eksempel. Dei er alle godkjent av Small Wind Certification Council og testa under same forhold [3]. Desse er tenkt å gje eit innblikk i kor mykje energi det er mogleg å produsere med små vindturbinar av forskjellig størrelse.

Vinddata er lasta ned frå meteorologisk institutt sin offentlege database for vêr- og klimadata [4].

For å gjennomføre analysen av kor vidt ein kan satse på vindenergi ved oppdrettsanlegg, er Matlab blitt brukt. Dette programmet vart valt fordi det er eit anerkjent program og kan utføre alle berekningar som var nødvendig for oppgåva. Mogleg energiproduksjon med kombinasjon av dei ulike turbinane og lokalitetane vart undersøkt i programmet.

Forbruksdata frå to reelle oppdrettsanlegg vart innhenta og samanlikna med mogleg energiproduksjon.

Det er også undersøkt alternativ med landstraum og hybridløysing av dieselgenerator med batterikapasitet. Dette er for å gje eit betre samanlikningsgrunnlag.

Trinna som er gjort i denne oppgåva for å oppnå prosjektmålet er:

1. Litteratursøk og kontakte næringa for innsamling av datasett, få betre forståing av energiforbruk og behovet til laksen.
2. Identifisere mogleg energieffektivisering
3. Samle inn vinddata frå bestemte lokalitetar
4. Finne gode eksemplar på små vindturbinar
5. Vurdere ulike energisystem og lagringsmoglegheiter, med hovudfokus på små vindturbinar
6. Lage eit datamodelleringsverktøy i Matlab for analyse av mogleg energiproduksjon og samanlikne med energiforbruk ved oppdrettsanlegg.
7. Diskutere utfall av analyse og utføre kostnadsevaluering av energisystem
8. Samanlikne og samanfatte resultat

Struktur av oppgåva

Kapittel 1 undersøker nærare akvakulturen i Noreg og tek eit nærare blick på norsk lakseoppdrett i dag og korleis den gjerne vil sjå ut i framtida.

Kapittel 2 viser energiforbruket til oppdrettsanlegg. Då det er svært store variasjonar frå anlegg til anlegg er det valt å bruke to referanseanlegg. Det vert sett på moglegheita for å energieffektivisere og å jamne ut effekttoppar ved anlegga.

Kapittel 3 ser på energiressursar ved oppdrettsanlegg i Noreg. Vindturbinar, dieselgeneratorar, sjøkabel og moglegheita for å lagre energi blir sett nærare på. Ein får eit innblikk i teknologi og kostnader.

Kapittel 4 viser resultatane oppnådd i analyse av potensiell energiproduksjon ved oppdrettsanlegg som er utført i Matlab, og diskusjon av desse. Usikkerheit og moglege løysningar vert vurdert og anbefalt.

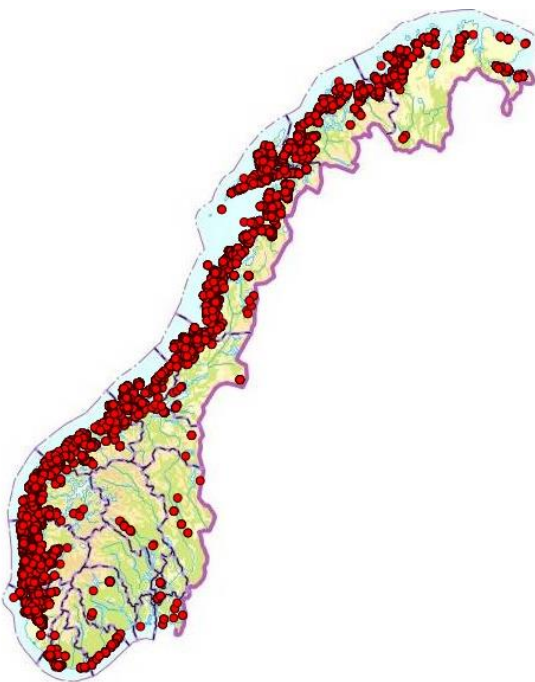
Kapittel 5 Endeleg konklusjonen av oppgåva.

Kapittel 1: Akvakultur i Noreg

Akvakultur omfattar verksemder som påverkar organismar i sjø eller ferskvatn, før dei vert hausta eller fanga. I omgrepet akvakultur ligg fiskeoppdrett, skaldyroppdrett og dyrking av algar [5]. I Noreg står laks- og aureoppdrett definitivt for den største delen av akvakulturen. 93% er lakseoppdrett og dernest er aureoppdrett på 6,6% [6]. I denne oppgåva er det valt å sjå berre på lakseoppdrett nettopp på grunn av den store marknadsandelen.

1.1 Oppdrettsnæringa i Noreg i dag

I 2016 var det 1099 matfiskanlegg i Noreg. Dette året vart det seld norsk laks for 60 121 MNOK [6]. I dag er oppdrettsanlegg lokalisert langs heile kysten, og i fjordar, og som ein kan sjå utifrå figur 1 er det allereie tett med anlegg langs kysten.



Figur 1 Akvakulturlokalitetar i Noreg [7].

Norske sjømatbedrifter produserer per i dag 14 millionar laksemåltider kvar dag som vert eten i 140 land. Norsk laks hadde 52,7 % av verdas laksemarknad i 2017. I 2010 var dette talet 64,5% [8]. Årsaka for nedgangen er restriksjonane Kina innførte etter at Liu

Xiaobo vart tildelt Nobels fredspris i 2010. Nye reglar førte til at norsk laks vart liggande fleire veker i toll, noko som sette ein stoppar for sal til Kina [9]. I mai 2017 underteikna Noreg og Kina ein avtale om å normalisere handelsforbindelsen, og i november same år halverte Kina tollsatsane på fleire fiskeartar, inkludert fryst laks frå Noreg [10].

1.2 Framtida for norsk lakseoppdrett

Framover vil verda trenge meir mat, då det er forventa at verdas befolkning skal passere 9 milliardar innan 2050. I dag kjem mindre enn 5% av verdas mat frå havet. Det er eit stort potensiale for å auka matproduksjonen i havet, noko som også vil verte nødvendig for å ha nok mat til ein veksande verdsbefolkning [11].

Det Kongelige Norske Videnskabers Selskab og Norges Tekniske Vitenskapsakademi har utarbeida ein rapport kalla «Verdiskaping basert på produktive hav i 2050». Denne viser prognosar for havbruket i Noreg fram til 2050. Det er forventa at verdiskapinga for laksefisk og lakseeksport vil bli 6 gongar større fram mot 2050. Dette er med forutsetningar om at dei biologiske- og miljømessige utfordringane blir løyst på ein godt måte [1].

Dei miljømessige utfordringane i norsk lakseoppdrett er knytt til genetisk påverknad og rømming, sjukdom, forureining og utslepp, arealbruk og fôrressursar. Dette er problemstillingar som næringa og forskingsmiljø jobbar med å løyse [1]. I denne oppgåva er det fokusert på å redusere dieselbruk og dermed klimagassutslepp i perioden laksen er i oppdrettsanlegga.

Nokre av dei nye framtidige løysningane ein ser på som ein moglegheit er lukka oppdrettsanlegg i sjø eller på land, og å flytte anlegga lengre ut på havet. Slik kan ein unngå mange av problemstillingane knytt til næringa.

Vidare vert det presentert to framtidige oppdrettsanlegg i Noreg, den eine er i utviklingsfase og den andre er allereie eit pilotprosjekt.

Egget

Hauge Aqua og Marine Harvest har i samarbeid byrja å utvikla Egget, som er eit lukka oppdrettsanlegg [12]. Ved å lukke eit anlegg eliminerer ein mange av problemstillingane knytt til dagens oppdrettsnæring.



Figur 2 Egget av Hauge Aqua (Hauge Aqua).

Til fôring vert det brukt vanlege automatisk fôringssystem. Denne er plassert i midten av egget, og fôret vert spreidd på forskjellige nivå. Grunna den oppovergåande straumen av vatn, vert fôret tilgjengeleg for fisken i lengre periodar enn i eit tradisjonelt anlegg. Ved denne teknologien er det mogeleg å kontrollere at maten vert eten, og dermed minske svinn [13].

For å kompensere for fråverande sollys brukar ein lys med ideell bølgjelengd inne i tanken. Temperaturen ved 20 meter djupna er meir stabil enn i topplaget, og dette gjev betre vintervekst i egget samanlikna med opne anlegg [13].

Vatn frå 20 meters djupna vert pumpa inn nede i kummen. Når ein hentar vatn ved denne djupna, eliminerer ein lus fordi denne i all hovudsak lev på overflata. Både vassinntaket og uttaket er dobbeltsikra for å unngå rømming [13]. Dette opnar opp for nye lokalitetar ein kan plassere oppdrettsanlegg [13].

Egget reduserer også utslepp av næringsstoff. Dette gjer at ein kan produsere meir fisk per stad innanfor same utsleppstillating [13].

Pumpesystem i egget, betre overvakingssystem, samt lysstyring heile året, vil truleg føre til auka energiforbruk samanlikna med dagens merdar.

Ocean Farm 1

Ocean Farm 1 er verdas første oppdrettsanlegg til havs. Det er eit fullskala pilotprosjekt som no er i operasjon i Frohavet. Bak prosjektet er det eit unikt tverrfaglege partnerskap frå Noreg der teknologi frå akvakultur, offshore og relevant forskning er teken i bruk [14].



Figur 3 Frakt av Ocean Farm 1 (B. Hansen).

Havmerden kan romma 1,5- 1,6 millionar laks [15]. Den har ein diameter på 110 meter og ei høgd på 68 meter. Konstruksjonen har dei same eigenskapane som ein halvt nedsenka offshoreinstallasjon. Den har ei avgrensing på 5 meter signifikant bølgehøgd og må plasserast i farvatn som ikkje overskrider dette [16].

Ocean Farm 1 har ei venta levetid på 25 år, samanlikna med tradisjonelle merdar som har ei levetid på 5-7 år, er dette eit stort framsteg. Prisen på dette anlegget er 690 MNOK. Ein er allereie i gang med å planlegge ei større havmerd med ein diameter på 160 meter og med plass til 3 millionar laks. Prislappen på den er satt til 1,5 mrd. NOK [17].

Forureining er ikkje like problematisk når merden er plassert vekk i frå tronge sund og fjordar, då konsentrasjonen av forureininga vert mindre. Det er også forventa at problema ein har i dag med lakselus vil verte redusert, då lusa lev i vassoverflata. Nokre påstår at laksen kan avluse seg sjølv dersom den sym ned til 20 meters djupna [15].

Det vil vera nødvendig med døgnbemanning ved merden. Dette er fordi den er klassifisert som eit skip [15]. Det vil også vera kontinuerleg overvaking av laksen slik at ein kan få betre kontroll over fôroperasjonar og betre oppfølging av merdmiljøet [18].

B. Hansen, anleggssjef på Ocean Farm 1, seier at ein må rekne med eit middelforbruk på 150 kW for generell drift på dagtid . På natta vil det kunne ligge på 30 kW. Lysstyring om vinteren vil utgjere 25 kW [16].

1.3 Klimaavtrykk

1 kg norsk laksefilet vil gje eit utslepp på 3,2 CO₂ ekvivalentar, til samanlikning vil kylling gje eit utslepp på 2,73, mens storfekjøtt har eit utslepp på 22 CO₂ ekvivalentar [19]. Norsk laks har eit relativt lite klimaavtrykk, likevel er det fleire prosessar i reisa frå rogn til matfat som er svært energikrevjande som igjen gjev klimagassutslepp.

Det er nødvendig å sjå på heile livssyklusen til laksen og analysere kor mykje utslepp det er knytt til kvart stadiet. I denne oppgåva er det valt å sjå på moglegheita for å redusere dieselforbruket og energiforbruket når laksen er plassert i merdar på sjøen, ved hjelp av små vindturbinar. Dette har potensialet til å redusere klimaavtrykket. Det er valt å berre sjå på oppdrettsanlegg og ikkje servicebåtar knytt til operasjonar ved anlegget.

1.4 Kort innføring av livet til oppdrettslaks i merd

Smolt, som er lakseyngel klar for å verte plassert i merdar på sjøen, vert frakta ved hjelp av brønnbåtar til oppdrettsanlegg. I merdane skal det vera god gjennomstrøyming av vatn og gode miljøforhold. Laksen treng friskt, oksygenrikt vatn, og i dei ulike livsstadia treng laksen ulikt saltinnhald, temperatur og lys. Laksen skal vekse frå rundt 100 gram

til mellom 4,5-5,5 kilo i løpet av 12-18 månadar. Lengda på opphaldet avhenger av temperatur og føring [20].

I haust og vintersesongen er fisken kjønnsmoden. Då sluttar fisken å ete, som vert gjenspeila i redusert vektauking, som gjev ei lågare slaktevekt og igjen reduserer inntening til bedrifta. Kjønnsmodning vil sei at laksen byrjar å produsere rogn og då vil fargen på skinnet, kjevepartiet og fasongen endre seg. Motstandskrafta mot sjukdommar vert svekka, raudfargen i kjøttet vil verte redusert, musklane, samt innhaldet av fett, protein og vatn endrar seg. Dette gjev dårlegare kjøttkvalitet. Det ideelle er at laksen ikkje er kjønnsmoden ved slakt [21, 22]. Ein utset kjønnsmodninga ved å bruke kunstig lys som er nedsenka i merdane. Om sumrane er det i all hovudsak tilstrekkeleg med lys, men om vintrane må dette tilførast merdane[22, 23].

Målet er å få laksen opp i slaktevekt før den vert kjønnsmoden. Laksen vert vidare frakta til slakting ved hjelp av brønnbåtar [20, 24].

Samandrag

I Noreg står lakseoppdrett for 93% av akvakulturen. Oppdrettsanlegg er lokalisert i fjordane og langs heile kysten, i alt 1099 matfiskanlegg. Prognosar viser at akvakulturen i Noreg vil auke drastisk dei neste tiåra. I følgje ein prognoserapport frå Sintef er det forventa at verdiskapinga for laksefisk og lakseeksport vil bli 6 gongar større fram mot 2050. Dette er med forutsetningar om at dei biologiske- og miljømessige utfordringane næringa har blir løyst på ein godt måte.

Ved ei slik auke av næringa er det eit stort potensiale for innovasjon og ny teknologi. Ocean farm 1 og Egget er to forskjellige konsept, den eine er ei havmerd, mens den andre er eit lukka anlegg som skal plasserast nærare land. Desse kan verte ein del av framtidens oppdrettsnæring, der ein eliminerer mange av dagens utfordringar.

Det er mange forhold som skal liggje til rette for at laksen skal vera tilfredsstilt i eit merdmiljø. Riktig oksygennivå, saltinnhald, lys, temperatur og gjennomstrøyming av vatn er viktig for at laksen skal trivast og veksa. Det er ynskeleg at laksen ikkje er

kjønnsmoden ved slakt då dette gjev dårlegare kjøttkvalitet. Dette vert regulert ved lysstyring i merdane i haust og vinterhalvåret.

Kapittel 2: Energiforbruk

I dette kapittelet vert energiforbruk ved oppdrettsanlegg diskutert. Det vert sett på nødvendige gjeremål ved oppdrettsanlegg, og energiforbruket til to referanseanlegg vert undersøkt nærare. Til slutt vert moglegheita for å redusere forbruket, og jamne det ut undersøkt, samt konsekvensar av straumbrot.

2.1 Energibehov og variasjonar

Det er store forskjellar mellom oppdrettsanlegg i Noreg, både i størrelse, energiforbruk og rutinar. Det er valt å sjå nærare på to oppdrettsanlegg som vil verte brukt vidare gjennom oppgåva.

Daglege gjeremål ved eit oppdrettsanlegg

Fôr vert lagra på fôrflåta. Det er store mengder som må lagrast, og det er arealkrevjande. Om talet på laks er 1 400 000, vil konsumet av fôr vera 50 tonn på ein dag med topp produksjon. I dag brukar ein røyr og transporterer fôret ved hjelp av trykkluft til merdane. Vanlegvis fôrar ein laksen frå tidleg morgon til ein gong utover ettermiddagen. Ein overvakar at fôret som vert spreia faktisk vert eten av laksen. Til dette brukar ein eit undervasskamera som ein ved hjelp av vinsj kan køyra opp og ned.

Ein må også kontrollere om det er daudfisk i merden. Dette skal gjerast dagleg og fjernast etter akvakulturforskrifta. Daudfisk vil søkke ned til botn og verte samla i midten av eininga. Ein kan anten ta denne fisken opp med håv som kan heisast opp, eller eit «lift' up» system der den daude fisken og vatn vert pumpa opp til overflata ved hjelp av luft. Ein skal også kontrollere utstyr og merdar dagleg.

Gjeremål kvar veke

Kvar veke må ein fylle på med fôr som vert frakta med ein fôrbåt. Ein må utøve helsekontroll på eit uttak av fisk kvar veke. Her skal lengde, vekt, virus, bakteriar og parasittnivå målast. Dette vert gjort manuelt av personell på lokaliteten.

Periodiske gjeremål

Brønnbåtar transporterer smolt frå settefisklokalitet til merdar på sjø. Når smolten vert sett ut i sjøen kan ikkje maskevidda vera for stor. Volumet av nota treng heller ikkje vera like stor, då biomassen er liten. Når fisken er rundt 1 kilo byter ein nøter som er større i volum og som har større maskevidda. Dette gjer ein betre gjennomstrøyming av vatn. Det er viktig at arbeidsbåtar kan kome til rundt heile eininga under skifting av nót.

Ein reingjer nøtene for å forhindre groe. Dette vert utført av ein arbeidsbåt som har spyleskiver som vert køyrt opp og ned på innsida av nota. Dette er fordi ein tilset reinsefisk for at denne skal ete lakselus. Ein fjerne groa for å unngå at reinsefisken ikkje skal ete denne i staden for lakselusa. Slik reingjering vert gjort 1 gong per veke i toppsesongen.

Behandling av lakselus og andre parasittar må gjennomførast jamleg. Her er det også viktig at arbeidsbåtar har fri tilgang til eininga, då ein presenning skal trekkast utanpå eininga under behandlinga.

Ein leverer fisk til slakteri ved hjelp av brønnbåtar. Fisken må pressast svært tett slik at brønnbåten kan suge opp fisken. Slike båtar er i dag rundt 50 m og må ha tilkomst til eininga. Fisken vert deretter transportert levande til ventemerdar på slakteriet.

I fleire samanhengande månadar per andre år vert einingane brakklagt. Då vert all fisk og nót fjerna, og ringane vert overhala og desinfisert. Her vert det brukt ein spesialflåte til ringvedlikehald.

2.2 Analyserte oppdrettsanlegg

I denne oppgåva er to reelle oppdrettsanlegg brukt som referanseanlegg, for å analysere moglegheita for å installere små vindturbinar. Grunna store variasjonar i størrelse og energiforbruk ved norske oppdrettsanlegg er det valt å sjå på to oppdrettsanlegg frå to ulike verksemder, med ulikt forbruksmønster og anleggsstørrelse. Begge anlegga er i realiteten kopla til landstraum, noko som gjev ein god oversikt over energiforbruk. I denne oppgåva vert forbruksmønsteret til desse anlegga brukt som eksempel ved dei valte lokalitetane.

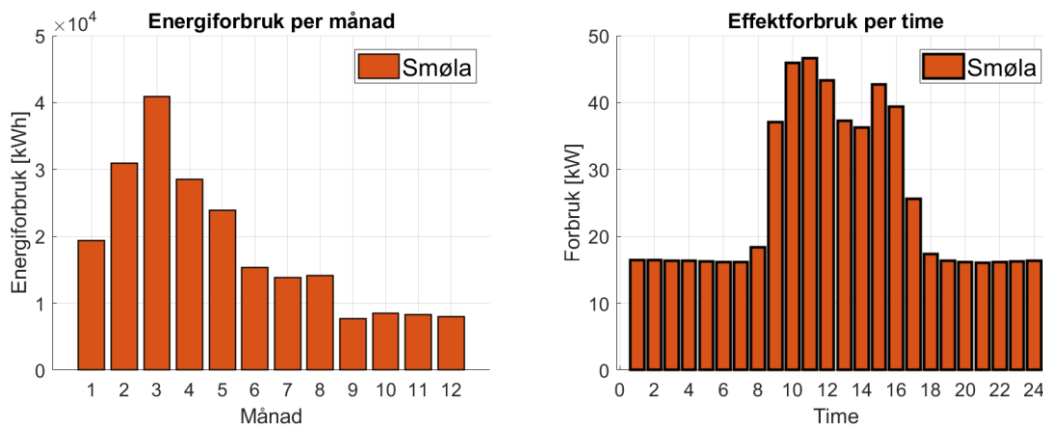
Referanseanlegg 1

Referanseanlegg 1 er eit oppdrettsanlegg utfor Smøla i Møre og Romsdal som rommar 1,4 millionar laks fordelt på 7 merdar. Dette oppdrettet er eigd av Salmar [25]. I 2017 var det totale energiforbruket til anlegget nærare 220 000 kWh [26]. Dette tilsvara straumforbruket til 11 norske einebustadar [27]. Dette året var det brakklegging av anlegget i 4 månadar, så normalt sett burde dette totalforbruket vore høgare.

Fôrflåta ved referanseanlegg 1 er ein Backer flåte ved namn Sjøsterk B077. Denne har 390 tonn fôrkapasitet og har 6 fôringslinjer til merdane [25]. Den er 17x35 meter og har ei vekt på 1360 tonn. Den har 353 m² plass på dekket [28].

Ved straumbrot vert ein Broadcrown generator på 200 kVA brukt under fôring, og ein 100 kVA resten av tida [25].

Ved referanseanlegg 1 har ein tilgjengeleg datasett over totalforbruket per time, men ikkje ein inndeling av kor mykje energi ein brukar til kvar operasjon. Mars er den mest energikrevjande månaden dette året. I mellom 08:00 og 18:00 er fôringssystemet i gong og effektforbruket aukar drastisk. Effekttoppen er klokka 11:00.



Figur 4 Total energiforbruk per måned og middeleffekt per døgn ved referanseanlegg 1.

Referanseanlegg 2

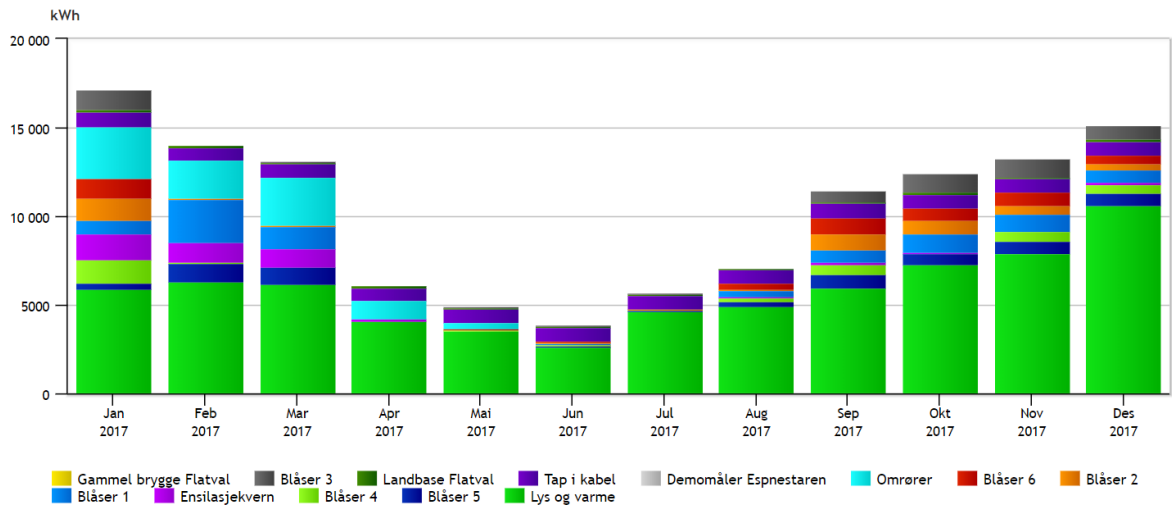
Espnestaren er eit lakseoppdrett lokalisert utfor Hitra i Sør Trøndelag, heilt på grensa til Møre og Romsdal. Dette er eigd av Måsøval fiskeoppdrett. Anlegget har 10 merdar som alle rommar 200 000 laks, i alt kan anlegget romme 2 millionar laks [29].

Fôrflåta på referanseanlegg 2 er av typen Nor Mær 400 og er ei betongflåte. Arealet er 27,5x17 meter og har ei vekt på 1450 tonn når den er fullasta. Den har 400 tonn fôrkapasitet. På flåten er det 6 fôringslinjer med kvar sin velger med 4 hol som fraktar fôret til merdane [29].

Anlegget er utstyrt med eit nøddaggregat på 250kVa som vert brukt når det ikkje er landstraum til anlegget [29].

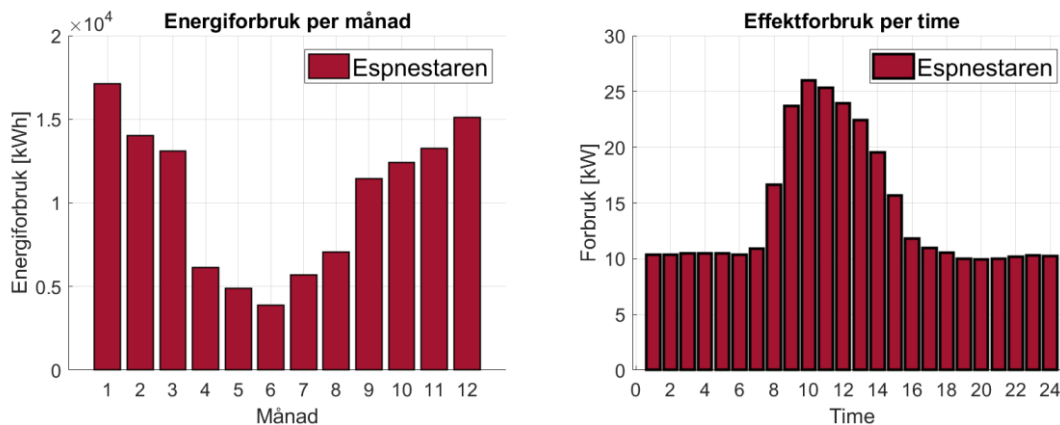
I 2017 var det totale energiforbruket på referanseanlegg 2 nærare 125 000 kWh [30]. Dette tilsvara straumforbruket til 6,25 norske einebustadar [27].

Referanseanlegg 2 følger ein typisk kurve for oppdrettsanlegg, der ein brukar mest i haust og vintersesongen, og minst i vår- og sommarsesongen. I Figur 5 kan ein også sjå inndelinga av energiforbruket.



Figur 5 Total energiforbruk per måned ved referanseanlegg 2 (Seternes).

Gjennomsnittet per time viser at forbruket aukar klokka 08:00, det er då fôringa av laksen startar, og det varar til rundt klokka 16:00. Effekttoppen er klokka 10:00 og er på 26 kW. Etter det lys i merdane, samt fôrflåta som brukar mest energi, rundt 11 kW i gjennomsnitt.



Figur 6 Total energiforbruk per måned og middeffekt per døgn ved referanseanlegg 2.

2.3 Tiltak for å redusere og jamne ut energiforbruket

For å implementere vindkraft ved oppdrettsanlegg er det nødvendig å sjå på energisparande tiltak. Slik kan ein i større grad dekkje forbruket med fornybar energi.

Ved å ha ein klar oversikt over forbruket vil ein lettare kunne sjå moglegheiter for energisparing. Eit oppdrettsanlegg består av ei fôrflåte og fleire merdar som er koplå saman med eit fôringssystem. Det er store forskjellar i energiforbruk mellom anlegg, dette gjeld også fordelinga av energiforbruket. Likevel er det nokre likskapstrekk. Per i dag er det vanleg å fôre fisken frå tidleg morgon og utover ettermiddagen. Det automatiske fôrsystemet er det mest energikrevjande ved anlegga.

Ein kan iverksette fleire tiltak for å redusere eller endre forbruket. Ved å utnytte fornybar energi er det ønskeleg å flate ut forbrukstoppane, eller at dei følgjer toppane til energikjelda.

Fôre fisk frå Fartøy

Det er mogleg å fôre laksen frå fartøy. Fôringssystemet er det mest energikrevjande på eit anlegg og brukar mykje energi på å føre fôret frå fôrflåta til merdane ved hjelp av lufttransport. Eit fartøyet vil også bruke energi under fôring noko som er ein viktig faktor å ta med i reknestykke. Ein vil også trenga meir arbeidskraft, som igjen vil påverke det økonomiske aspektet. Det kan òg diskuteras kor vidt ein får spreidd fôret godt nok i merden.



Figur 7 Fôre laksen frå båt.

Fôring frå fartøy kan vera ei løysing ved installasjon av vindturbinar på dagar der ein ikkje produserer nok energi. Ein kan bruke vêrvarsling til å finne ut kva dagar dette gjelder og dermed planlegge om det vil vera nødvendig å fôre frå fartøy. Dette er eit tidkrevjande tiltak, men kan likevel vera ein moglegheit ved spesielle tilfelle.

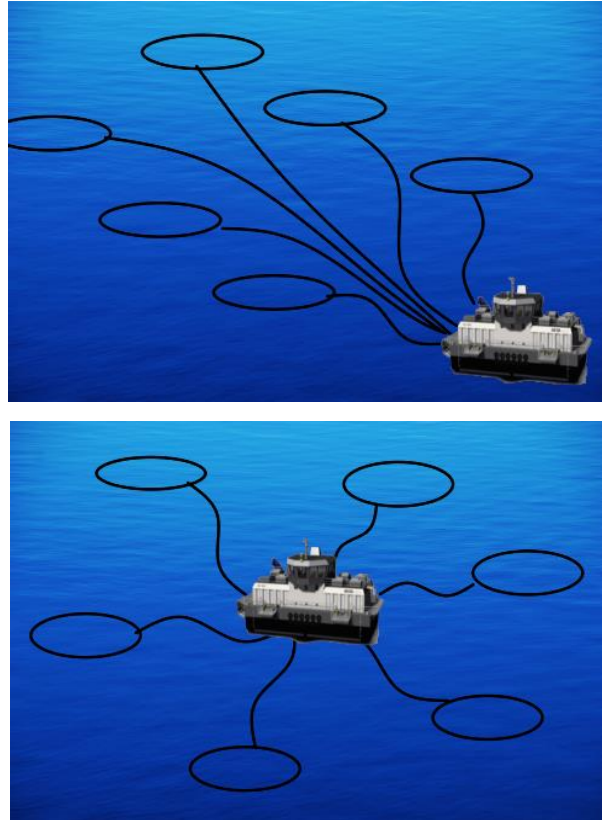
Fôre merdane til forskjellig tid

Fôring av laksen er svært energikrevjande, og typisk har ei fôrflåte mellom 2 og 16 fôringslinjer, det vil seie røyr som fører fôr ut til merdane ved hjelp av luftstrømmingar. Dei fleste oppdrettsanlegg fôrar laksen frå tidleg morgon og ut på ettermiddag, noko som gjev ein stor effekttopp i denne perioden. For å unngå denne effekttoppen, er det mogleg å fôre merdane til forskjellig tid. Slik kan ein unngå nettopp dette [31].

Det er også mogleg å fôre laksen når energikjelda har ein effekttopp, slik at ein i størst mogleg grad utnyttar dette.

Redusere fôrlinjer

Energiforbruket per fôringslinje aukar med lengda på røyret, grunna trykktap. Ved å redusere lengda på røyret sparar ein også energi. Om ein plasserer fôrflåte i midten av merdane vil ein redusere røyrlengda og trykktap [26].



Figur 8 Plassere fôrflåte med merdar rundt for å redusere fôrlinje.

Bruke fôringsystem med vasstransport

Det er mogleg å ha fôringsystem med vasstransport i staden for luft. Dette kan spare 60-80% av energiforbruket. Då treng ein gjerne berre 1-2 pumper, mens med lufttransport treng ein ei pumpe på mellom 22-30 kW per fôringslinje [31]. Dette er eit tiltak som enda vert utgreia, men har potensialet for å redusere energiforbruket til norske oppdrettsanlegg drastisk.

Planlegge etter vêrvarsel

Dette er ikkje eit energisparande tiltak, men eit forslag til korleis ein kan disponere energiforbruket etter energiproduksjon. Det vil sei at ein brukar mest energi når ein produsere mest energi. Ved å bruke vêrvarsel kan ein planleggje slik at ein i størst mogleg grad legg gjeremål til dagar eller tidspunkt der ein produserer mykje straum. Ein kan for eksempel utføre vedlikehald dei dagane ein veit ein kjem til å produsere meir energi. Ein kan også føre fisken etter energiproduksjon. Dersom det vert produsert

mykje straum om natta kan ein føre fisken om natta. I følge T. Hansen frå Havforskningsinstituttet er dette ikkje problematisk, så lenge laksen har tilstrekkeleg med lys. Eit anna spørsmål er då kor nøyaktig vêrvarslinga er, og i kor stor grad ein kan stole på den [32].

LED lys i merdane

Om vinteren brukar ein kraftige undervasslys for stimulere eting, auke trivsel og unngå kjønnsmodning hjå laksen. Dersom det er metall-halogenpærer som vert brukt, er desse svært energikrevjande. Difor har ein no byrja å ta i bruk LED-lyspærer (Light-emitting diode). Disse pærene brukar mykje mindre energi. Det kan gje ein reduksjon på 60%. Det viser seg at denne innsparinga ofte vert brukt til å plassere fleire lys i merdane for å unngå kjønnsmodning, slik at energireduksjonen ikkje alltid er like stor [33].

Regulere luftstraum i føringssystem

Ein kan i større grad enn i dag regulera luftstrømming i føringssystemet etter kor mykje fôr laksen treng. Ved betre planlegging kan ein spare både energi og fôr. Ei føringssystem har omtrentleg eit energiforbruk mellom 9-16 kW. Det er ikkje nødvendig å bruke like masse energi på føring når laksen er liten samanlikna med ein fullvaksen laks. Det er forskjellar i mengde fôr fisken treng og då kor mykje energi ein treng å bruke på transport. Dette er mogleg å optimalisere.

Energisparing ved fôrflåte

Fleire oppdrettsanlegg har døgnovervaking på anlegget og overnattingsmoglegheiter for arbeidarane. Her har ein alt ein treng av utstyr for å ha det komfortabelt. Det er mogleg å redusere energibruken også her, utan for stor innverknad på arbeidarane. Eit forslag er å installere sjøvarmepumpe. Dette er i utgangspunktet ei dyr investering, men er mogleg å tene inn igjen om forholda er riktige. Enova gjev opptil 1600 NOK/kW installert effekt for væske/vatn varmepumpe til verksemder. Om forholda er riktige kan ei sjøvarmepumpe levere 3-4 gongar så mykje varme i forhold til elektrisiteten den brukar. Det er ein dyr investering samanlikna med andre oppvarmingskjelder, men om

ein ser på verknadsgrad vil den som oftast nedbetale seg sjølv innan levetida. Den gjev varmt vatn til vassboren golvvarme, samt tappevatn. Luft til luft varmepumpe er også eit alternativ. Den har lågare verknadsgrad, men er svært mykje billegare i innkjøpspris. Denne gjev berre varme til lufta [34, 35].

Å sjå på det byggt tekniske ved fôrflåta kan også vera ein måte å spare energi. Om ein investerer i ei sjøvarmepumpe må ein vite at huset er godt isolert og kan halde på varmen. Fordi fôrflåta ligg på sjøen er det ikkje eit krav at ein må følgje byggt tekniske lovar. God isolasjon og balansert ventilasjon gje eit godt innneklima, men også utnytte energien godt.

2.4 Straumbrot ved oppdrettsanlegg

Når det ikkje er tilstrekkelege med ressursar til å generere straum til eit oppdrettsanlegg kan dette få konsekvensar. Kor store konsekvensane vert avhenger av sesong. Vanlegvis fôrar ein laksen med det automatiske fôringssystemet på fôrflåta og då vil ein eventuell stopp i straumtilføring kunne bety at laksen ikkje får fôr dette døgnet dersom ein ikkje har moglegheit til å fôre frå båt [36].

Om straumbrotet skjer om sommaren treng ikkje dette vere så dramatisk for helsa til laksen, fordi det er tilstrekkeleg med sollys i merdane og det er i mange tilfelle mogleg å fôra laksen manuelt frå båt. Om sommaren veks laksen raskare grunna høgare sjøtemperatur. Dette gjer at eit døgn utan fôr har stor innverknad på veksten til laksen, spesielt om det er nær slakt. Då er det ikkje sikkert at kompensasjonsveksten til laksen har tid til å slå inn [36]. Dette er når veksten akselerer når gunstige forhold er tilbake etter ein periode med vekstdepresjon [37]. Det er ofte bere delvis mogleg å innhente denne vekta i påfølgande dagar dersom laksen får tilstrekkeleg med fôr [36]. Dette kan gje økonomiske tap for oppdrettet ved sal av laksen.

Vinterstid er veksten rolegare på grunn av lågare sjøtemperatur. Dersom laksen ikkje vert fôra grunna straumbrot kan det likevel gje tap av vekst. Dette er ein situasjon som laksen ikkje trivs i [36]. Om vinteren brukar ein kraftige undervasslys for stimulere eting, auke trivsel og unngå kjønnsmodning. Om lyset forsvinn kan laksen få panikk som kan

gje sårskadar og auka dødstal. Det kan òg gje fleire dagar med nedsett appetitt og trivsel. Dette er vanskeleg å kvantifisere [36].

Det er også andre faktorar som spelar inn dersom det er straumbrot på anlegget.

1. Driftsdata vil ikkje verte overført. Dette er noko som skjer ved slutten av dagen. For store verksemdar med mange lokalitetar gjer det at ein ikkje får analysert likviditet, innkjøp, slakteplanar og logistikk [36]. Dette er mogleg å unngå ved å investere i avbrottsfri straumforsyning (UPS) som vil gje kontinuerleg elektrisk kraft til datasystemet, og ein kan slik overføre driftsdata.
2. Mange anlegg vert fjernstyrt frå «styringssentralar» som ofte ligg langt unna sjølve anlegget. Ved straumbrot vil nødvendig kameraovervaking og fôring verte ubetent. [36]
3. Mange anlegg har elektrisk betening av luker på fôrsilo. Ved straumbrot kan ikkje desse opnast og ta imot fôr frå lasteskip. Det kan gå eit par dagar til logistikken passar for ny fôrleveranse og anlegget kan då gå tom for fôr [36].

Samandrag

Ved eit oppdrettsanlegg har ein fleire gjeremål dagleg, nokre periodiske og nokre som må gjerast kvar veke. Dette gjev ei auke i energiforbruket, men er heilt nødvendig for å drive anlegget.

I denne oppgåva er det sett nærare på to oppdrettsanlegg med forskjellige størrelsar og energiforbruk. Ved det eine referanseanlegget som kan romme 1,4 millionar laks, brukte ein i 2017 nærare 220 000 kWh. Det andre referanseanlegget kan romme 2 millionar laks, og brukte nærare 125 000 kWh det same året. Dette viser at det er store forskjellar mellom anlegg i Noreg.

Det er mogleg å redusere energiforbruket ved oppdrettsanlegg, gjennom å redusere og jamne energiforbruket. Ein kan fôre laksen frå båtar, fôre merdane til forskjellig tid med automatisk fôringssystem, redusere fôrlinje, bruke vatn til å transportere fôr i staden for

luft, bruke LED-lys i merdar, energisparande tiltak på fôrflåta og regulere luftstraumen i fôrlinjene etter størrelse på laksen.

Eit straumbrot ved eit oppdrettsanlegg kan få alvorlege konsekvensar avhengig av kva sesong det er. I haust og vinterhalvåret er det lys i merdane. Laksen kan få panikk dersom lyset plutseleg forsvinn, noko som er svært uheldig då den kan pådra seg sårskadar eller døy. Den kan også få nedsett appetitt og trivsel i påfølgande dagar. Dersom laksen ikkje vert fôra vil dette påverke veksten, som igjen kan påverka innteninga til verksemda.

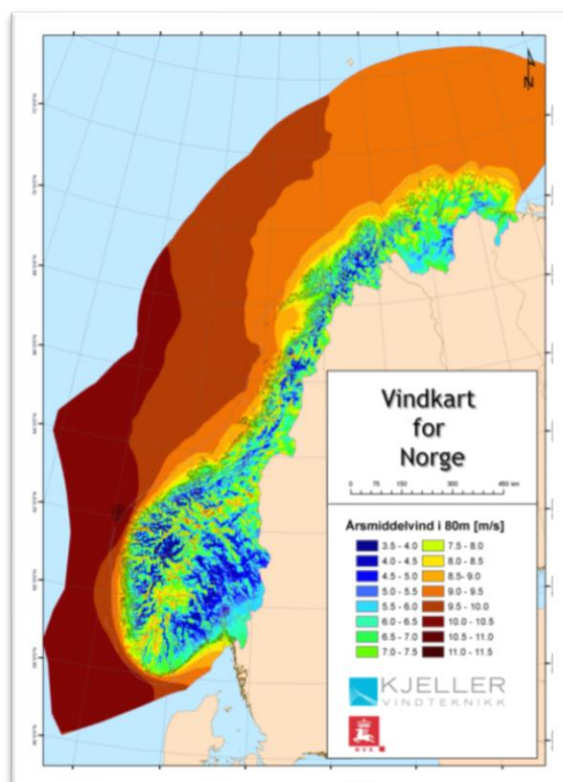
Kapittel 3: Energiressursar

I dette kapitlet ser ein nærare på vindressursane langs kysten i Noreg, vindteknologi, ulike energisystem, og korleis ein kan lagre overskotsenergi.

3.1 Vindvariabilitet

I Nord Europa er det som regel høgare vindhastigheit i vinterhalvåret enn sommarhalvåret. Noreg brukar meir elektrisitet i vinterhalvåret enn i sommarhalvåret, noko som samsvarar godt med vindressursane vi har [38].

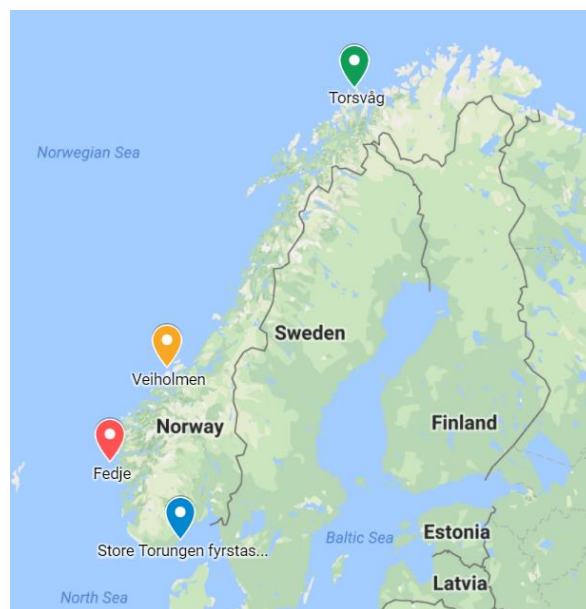
Noreg har store vindressursar både på fastlandet og i havområda. På oppdrag frå Norges vassdrag- og energidirektorat (NVE) har Kjeller Vindteknikk gjennomført ein landsdekkande kartlegging av vindressursane i Noreg. [39]



Figur 9 Kart med årsmiddelvind i 80 meters høgde [40].

I denne oppgåva er det valt å fokusere på mindre vindturbinar, der tårnhøgda kan variere mellom 10-42 meter. Det vil sei at årsmiddelverdien frå vindkartet til NVE ved 50 og 80 meter over havet vil vera forskjellig frå årsmiddelverdien ved turbinhøgden. I oppgåva er det valt å bruke vindhastigheit målt ved 10 meter over havet, henta frå meteorologisk institutt sine databasar[4]. Likevel gjev vindkartet til NVE ein god indikasjon på kor store vindressursar ein har i eit område.

Lokalitetar som er valt å undersøke i denne oppgåva er Torungen fyr i Aust Agder, Fedje i Hordaland, Veiholmen i Møre og Romsdal og Torsvåg i Troms. Desse er valt grunna gode tilgjengelege data og fordi dei er spreidd langs kysten. Årsmiddelvind ved dei respektive lokalitetane er 7, 9, 8 og 7 m/s på 50 meters høgda i følgje NVE [40]



Figur 10 Lokalitetar undersøkt i denne oppgåva [41].

3.2 Vindteknologi

Horisontale vindturbinar

Vindturbinar med horisontalakse vert ofte forkorta til HAWT (Horizontal Axis Wind Turbine). Turbinblada roterer rundt ein horisontal akse, derav namnet. Dette er den dominerande typen vindturbin på marknaden. Dei vert nytta i storskala energiproduksjon, men vert også hyppig brukt ved bustadar og mindre båtar [42].

Horisontalaksa turbinar er i stor grad blitt føretrekt fordi ein kan vri turbinblada slik at ein får ein optimal angrepsvinkel, og dermed haustar maksimalt med energi. Nokre turbinar har også «yawmotor» som rettar nacellen opp mot vinden for å hauste mest mogeleg. Det er ønskeleg å plassere turbinen høgt over bakken der vindforholda er meir stabile og der det er sterkare vind.

Nokre negative sider ved horisontale turbinar er at det er optimalt med høge tårn, noko som gjer at ein treng sterkare konstruksjon som kan bera girboks, generator og turbinblada. Dette gjer vedlikehald både vanskelegare og dyrare. Vindturbinane er også meir synleg, og kan vera forstyrrende i naturlandskap noko som ofte møter lokal motstand.

Støy og vibrasjonar frå vindturbinar kan førekomme for alle turbinstørrelsar. Dette kan vera plagsamt for naboar og arbeidarar på staden. Støy og vibrasjonsnivå varierer frå turbin til turbin.

Vindturbinar kan påverke dyreliv i form av at fuglar kolliderer med turbinen, samt støy og vibrasjonar kan påverke dyrelivet eller fisk, alt etter kor turbinen er plassert. Den største faren er definitivt fugl som samanstøytar med turbinblada som kan føre til død og tap av habitat. I følge ein rapport frå svenske naturvårdsverket viser at ein stor turbin kan ta livet av 2-7 fuglar per år, noko som ein meiner er langt mindre enn den kumulative effekten av fossilt brensel, kjernekraft, menneskeskapte stressfaktorar og klimaendringar [43].



Figur 11 Horisontalaksa vindturbin [44].

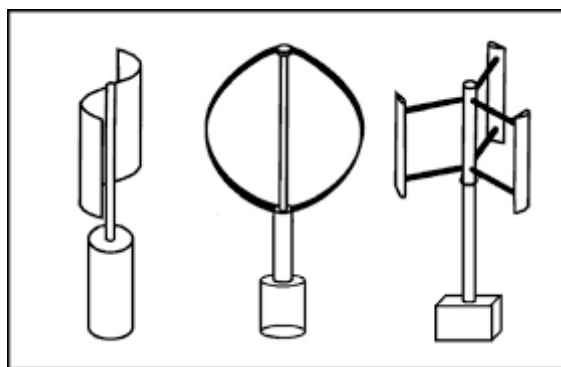
Vertikale vindturbinar

Vindturbinar der turbinen roterer rundt ein vertikal akse vert kalla VAWT (Vertical Axis Wind Turbine). Turbinen er plassert nær bakkenivå , toler turbulente vindforhold godt og kan utnytte vind frå 360 gradar. Vertikale vindturbinar passar difor godt til lokalitetar med varierende vindforhold og der ein ikkje har moglegheit til å bygge høge master [45].

Vertikale vindturbinar gjev lite støy og er ikkje ruvande i terrenget. Nettopp fordi turbinen er plassert nær bakkenivå vil vedlikehaldskostnadene vere relativt låge, samt det er sikrere for arbeidarane. Færre komponentar er også medverkande til å halde vedlikehaldskostnadane nede [45].

Det er likevel nokre negative sider ved horisontale vindturbinar. Den største er at den har dårlegare verknadsgrad samanlikna med horisontale vindturbinar med same størrelse. Svært høge rotorbelastningar og turbulente vindforhold kan også forkorte levetida til turbinen [46-48].

Per dags dato er det ikkje så mange kommersielle vertikale vindturbinar på marknaden og det er difor valt å berre undersøke horisontale vindturbinar i denne oppgåva.



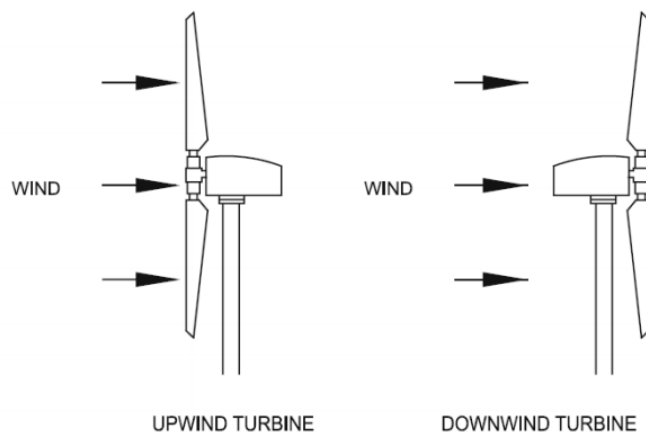
Figur 12 Vindturbinar med vertikalakse [49].

Opp- og nedvindsturbin

Oppvindsturbinar har rotoren vendt rett mot vinden og ein slepp då vindskygge bak tårnet. Det vil bli ein skygge framfor tårnet også, då vinden byrjar å bøye av før den når tårnet. Det vil sei at kvar gong turbinblada har passert tårnet fell krafta frå vindturbinen litt. Rotor blir difor plassert i noko avstand til tårnet. Majoriteten av vindturbinar i dag

er oppvindsturbinar. Det er også nødvendig med ein Yaw-mekanisme som kan snu tårnet mot vinden [50].

Ein nedvindsturbin har plassert rotoren på lesida av tårnet. Dei kan i enkelte tilfelle byggjast utan yaw-mekaniske, slik at rotoren vil følgje vinden passivt. Den største negative sida med ein nedvindsturbin er at det vil bli fluktusjonar i vindkrafta då vindskygge frå tårnet treff rotoren. Dette kan gje større belastning på komponentane [50].



Figur 13 Oppvinds- og nedvindsturbin [51].

Wake effekt

Ein vindturbin trekk ut energi frå vinden, då vil vindstraumen som forlèt turbinen ha lågare energiinnhald enn vinden på veg inn i turbinen. Dette vil føre til at vinden som forlèt turbinen vert redusert og meir turbulent. Dette kallar ein «wake effect» [52] .

Vindturbinane bør plasserast tilstrekkeleg langt i frå kvarandre for å unngå «Wake» effekten. Dersom neste vindturbin er plassert for nære vil det gje dårlegare effekt fordi vinden har lågare energiinnhald, samt at den turbulente vinden kan påverke komponentane i turbinen [53].

Ising

Ved den rette samansetning av temperatur, fuktigheit og vind kan det dannast is på turbinblada. Dette er ikkje ønskeleg då is kan falle ned og skade menneske. Det vil også redusere verknadsgraden til turbinen. Om det vil oppstå ising på turbinblada avhenger av plasseringa. Det er størst sannsyn for ising jo lengre inn frå kysten og jo høgare oppe turbinen er plassert. Det vil sei at turbinar plassert nære kysten eller i sjøen vil ha mindre sannsyn for ising på turbinblada [54].

Karakteristikk for valte turbinane

Det er valt å sjå nærare på fire turbinar som er kategorisert som små vindturbinar, alle med ulik nominell effekt og størrelse. Små vindturbinar vert kategorisert som turbinar under 100 kW [55, 56]. Dei valte turbinane vert brukt for å gje eit innblikk i kva størrelse, pris og tal på turbinar nødvendig for å dekkje eller supplere energi til eit oppdrettsanlegg.

Alle turbinane omtala i denne oppgåva er sertifisert gjennom Small Wind Certification council (SWCC) [3]. Dei sertifiserer kvalitetsprodukt innan små og mediumstore vindturbinar. For å bli gitt full SWCC sertifisering må turbinane oppfølge krava til den amerikanske vindkraftforeininga Small Wind Turbine Performance and Safety Standard [57].

Skystream 3.7

Skystream 3.7 er designa for bustadar og næringsbygg og skal produsere energi ved låge vindhastigheiter. Dette er ein nedvindsturbin som har installerte bremsar dersom vindhastigheita vert for stor. Maksimum vindhastigheit konstruksjonen toler er 63 m/s [58, 59].

Turbinen vert levert med monopile tårn der fleire høgder er mogleg å bestille, men det er ikkje oppgitt kva høgdeintervall det er snakk om. Den har eit har passivt «yaw-system», noko som inneber at vindkraft justerer orienteringa til turbinen inn i vinden [60].

KW6

Kingspan er ei verksemd som har utvikla ein 3 blada, horisontal, nedvindsturbin. Denne turbinen er den mestseljande vindturbinen i Storbritannia under kategorien små vindturbinar. Den kan produsere energi i sterk vind på grunn av «Anti over-speed Control», det vil sei at det ikkje er behov for å stoppe turbinen i sterk vind [61].

Tårnet kan bestillast i høgda 9, 11, 15 og 20 meter. KW6 har ingen girboks, og færre roterande komponentar gjev som oftast mindre vedlikehald [61, 62].

Excel 10

Bergey er verksemda bak Excel 10 som er ein oppvindsturbin med 3 blad. Den kan produsere 13 800 kWh i året med ein middelvind på 5 m/s. Den produserer sjølv i svært sterk vind, og toler opp mot 60 m/s. Turbinen har 3 rørlege delar, vekselstraumgeneratoren, «yaw-lageret» og halebommen [63, 64].

Lely Aircon 30

Lely Aircon 30 (LA30) er den største vindturbinen undersøkt i denne oppgåva. Den er utvikla med tanke på sikkerheit, minimalt med støy og maksimalt utbytte. Den er ein oppvindsturbin og har ein rotordiameter på 13 meter. Den kan leverast med tårnhøgder mellom 24-42 meter, men mindre tårn er tilgjengeleg ved spesielle førespurnadar [65].

LA30 er utan gir med lav vedlikehaldskostnadar og er forventa å ha ei lengre levetid enn 20 år. Den har elektrisk «yaw-motor» som snur turbinen mot vinden og held den stabil [65]. Denne turbinen er spesielt utvikla for gardar, og kan kombinerast med Lely mjølkerobotar eller automatiske fôringssystem [65].

LA30 byrjar å produsere energi noko seinare enn dei andre turbinane undersøkt i denne oppgåva, ved 3,5 m/s. Den oppnår også ein toppeffekt ved høgare vindhastigheit enn dei andre turbinane, det er likevel viktig å huske at toppeffekt for LA30 er svært mykje høgare enn for dei resterande turbinane [66].

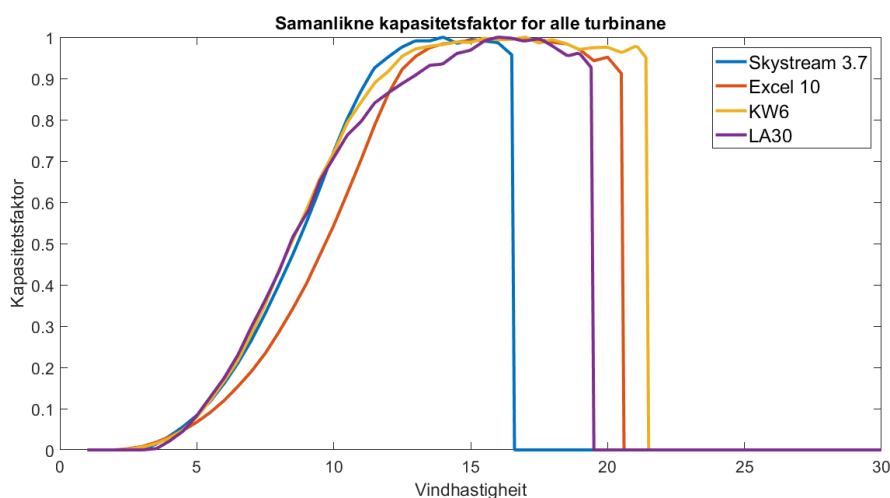
Samanlikning av turbinane

Det er store forskjellar blant turbinane presentert i denne oppgåva, både når det kjem til energiproduksjon, størrelse og pris.

	Årleg energiproduksjon ved 5 m/s [kWh]	Nominell effekt ved 11 m/s [kW]	Diameter [m]	Kapitalkostnad [NOK]	Cut-in speed [m/s]	Cut-out speed [m/s]
Skystream 3.7	3420	2,1	3,7	75254	3	Ingen
KW6	8950	5,2	5,6	319163	2,5	Ingen
Excel10	13800	8,9	7	347894	2,5	Ingen
LA30	48 800	27,2	13	1354025	3,5	25

Tabell 1 Samanlikning av karakteristikkar for turbinane [3].

I Figur 14 kan er kapasitetsfaktorane til dei ulike turbinane presentert. Skystream 3.7 er den turbinen som kjem først opp i maksimum produksjon, tett etterfølgt av KW6. Likevel er det viktig å huske at maksimum produksjon for dei ulike turbinane er svært forskjellig. KW6 er den turbinen som vil oppnå maksimal effekt over eit størst intervall av vindstyrkar.



Figur 14 Kapasitetsfaktor for dei ulike vindturbinane.

I frå ein rapport frå International Renewable Energy Agency oppgjer ein at drift og vedlikehaldskostnadane for små vindturbinar er mellom 0,01-0,05 USD/kWh [67]. Valutagjennomsnitt over tre år er brukt, noko som tilsvara 0,08-0,41 NOK/kWh.

Nokre av turbinane trekker straum i det dei startar. Dette er for å snu turbinen mot vinden. Dette er svært lite i forhold til kva dei vil produsere, og er difor ikkje teken omsyn til i denne oppgåva.

3.3 Dieselgenerator

I dag vert det brukt dieselgenerator ved oppdrettsanlegga som ikkje er kople til landstraum. I 2016 er det registrert 1099 matfiskanlegg i Noreg [6]. Over halvparten av desse er dieseldrivne [68]. Grunnen til dette er at anlegg ofte er plassert langt i frå land og straumnett, og det vil då vera nødvendig å trekke høgspenkabel frå land [69].

Dieselgeneratorar er stabile og det er velutvikla teknologi. Grunna stabiliteten i energitilførsel, lite plassbehov og låg investeringskostnad er dieselgeneratorar mykje brukt ved oppdrettsanlegg. Ved vinterstid er laksen svært sårbar for straumbrot, då lyset i merdane vil forsvinne, og det kan oppstå panikk [32]. Ved bruk av dieselgenerator er sannsynet for straumbrot svært lite [69].

Det er fleire grunnar til at det er hensiktsmessig å bruke dieselgeneratorar:

1. Låg investeringskostnad
2. Straum kan produserast når det trengs
3. Tek opp relativ liten plass på fôrflåte
4. Godt utvikla teknologi

Det er likevel nokre ulemper knytt til bruk av deiselgeneratorar:

1. Utslepp av CO₂, NO_x og partikkelforureining
2. Gjev vibrasjonar og støy på fôrflåta
3. Fare for diesellekkasje til sjø
4. Høg vedlikehaldskostnad for å sikre stabil straumtilførsel

5. Drivstoffkostnadar vil følgje fluktuerande oljeprisar, og vil truleg stige i framtida
6. Avhengig av fraktesbåt som kjem med diesel

Kapitalkostnad i Tabell 2 er henta frå ein rapport utført av Lazard i 2017 [70], og drift-vedlikehaldskostnadane er henta frå Homer Energy [71]. Minimum lasta for dieselgeneratorar bør ikkje vere under 30%. Levetida avhenger av brukstimar og bruksmønster. Drivstoffkostnadane er henta frå Shell og er per 24.04.2018 [72].

Kapitalkostnad [NOK/kW]	Drift og vedlikehald [NOK/kWh]	Drivstoffkostnad [NOK/L]	Minimum last [%]
6536	0,1634	9,49	30

Tabell 2 Dieselgeneratorkostnadar og parameter brukt ved utrekning [70].

Ein dieselgenerator bør køyrast med optimal last for å få best effekt. Det er lite gunstig for ein dieselgenerator å operere på låg effekt, og kan i verste fall korte ned på levetida til generatoren, samt ein brukar meir drivstoff enn nødvendig og forureinar meir.

3.4 Hybridsystem

Hybridsystema som er undersøkt i denne oppgåva er vindturbin med batterikapasitet og vindturbin, dieselgenerator med batterikapasitet og til slutt dieselgenerator med batterikapasitet.

Vindturbin med batterikapasitet

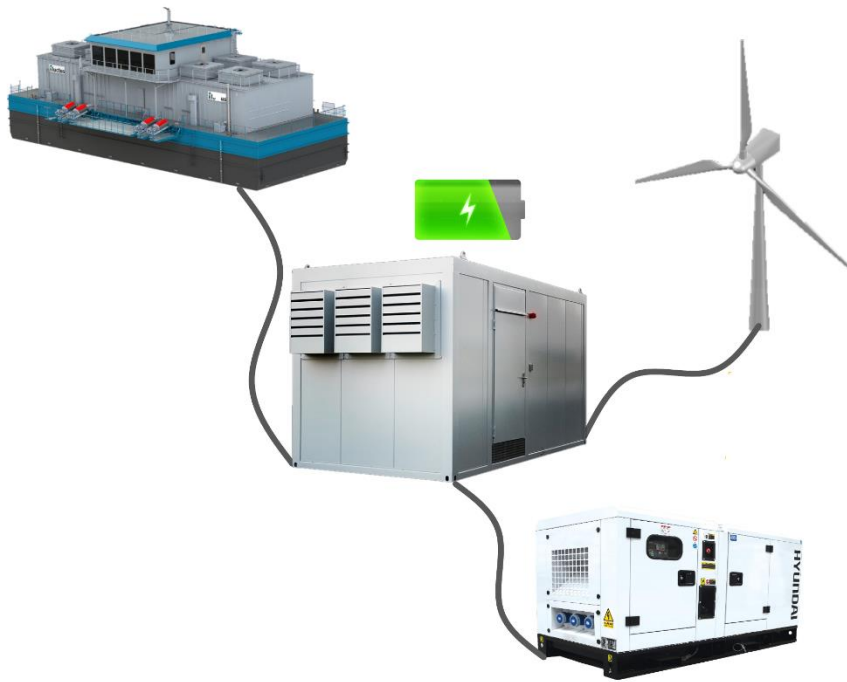
Ved å kombinere vindturbinar med batteripakke har ein moglegheit for å bruke energien på eit anna tidspunkt enn når den vart produsert. Dette gjev større potensiale for å dekkje meir av forbruket med vindkraft, då vindressursane kan vera svært uføreseieleg.

Å lagre energien mellom sesongar kan vera svært kostbart, så det mest naturlege vil vera å lagre overskotsenergi og bruke denne i løpet av timar eller opp mot ein dag.

Vindturbin og dieselgenerator med batterikapasitet

Ved å ta i bruk fornybare kjelder, må ein godta ein viss usikkerheit. Dersom ein ikkje ynskjer å overdimensjonere eit anlegg basert på vindturbinar er det mogleg å ha eit dieselaggregat som sikkerheit. Slik er ein garantert å ha energitilførsel. Ved å kombinere dette med batteri vil eit slikt hybridsystem verte enda meir forutsigbart og enklare å operere. Då vil i all hovudsak den vindturbinane lade opp batteriet, men når det ikkje er tilstrekkeleg med energi, kan ein starte dieselgeneratoren som også vil lade batteriet.

Ved ein kombinasjon av vindturbin, dieselgenerator og batteri er formålet å lade batteriet med mest mogleg med energi frå vindturbinane og resterande frå dieselgenerator. Dette vil redusere gangtida til dieselgeneratoren betrakteleg, og ein bør køyre denne med optimal last for best verkandsgrad. Då er batteriet eit reservoar og dieselgeneratoren og vindturbinen kjelder som forsyner reservoaret med energi [23].



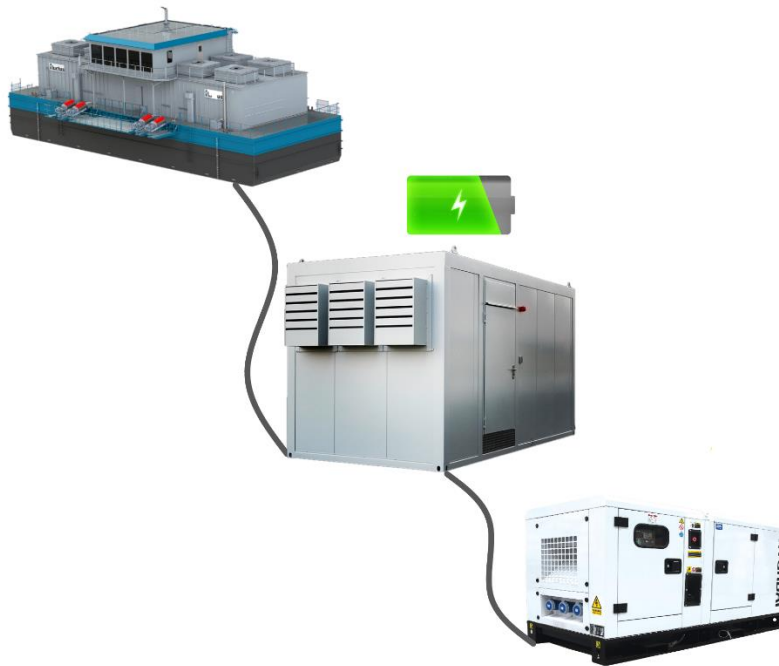
Figur 15 Hybridløsning som forsyner oppdrettsanlegget med energi.

Dieselgenerator med batterikapasitet

Dieselgeneratoren med batterikapasitet vert vurdert då mange anlegg er drifta på dieselgenerator og dette kan potensielt vera ei enkel løysing for å redusere dieselforbruket. Slik har ein eit betre samanlikningsgrunnlag når ein skal diskutere om vindturbinar er ei god løysing ved oppdrettsanlegg.

Ved å installere batterikapasitet på oppdrettsanlegg kan ein redusere gangtida til dieselgeneratoren drastisk. Då vil ein køyre dieselgeneratoren med ideell last og lade opp batteriet, for så å slå av generatoren når batteriet er fulladd. Det er då mogleg å redusere gangtida med opp mot 80%, dieselforbruket med 60% og dermed spare 60% drivstoffkostnadar, 90% lågare utslepp og auke levetida med 60% [73]. Dette inneber at dieselgeneratoren vert slått av fleire gongar om dagen, gjerne opp mot 5-6 gongar. Når batteriet må ladast går det eit signal til generatoren at den skal starte. Den ladar då batteriet til det er fulladd, før generatoren vert slått av [23].

Driftstida til generatoren kan potensielt reduserast frå 24 timar til 5,1 timar per døgn [74]. Ein vil få eit forbetra arbeidsmiljø der ein unngår kontinuerleg støy og vibrasjonar ved anlegget [23, 73].



Figur 16 Ei hybridløyning som forsyner oppdrettsanlegget med energi.

3.5 Forbindelse til landstrøm

Rundt halvparten av oppdrettsanlegga i Noreg er knytt til landstrøm [68]. Då vert ein undersjøisk kabel lagt frå land og ut til oppdrettsanlegget. Anlegga ligg med svært variabel avstand frå land, noko som gjer at kvart anlegg er ein utfordring. Vanlegvis plar ein finne eit utgangspunkt på land, avstand frå land samt effektbehovet på flåten vil avgjere om ein treng høg eller lågspenkabel [75].

Som ein tommelfingerregel kan ein sei at ved avstand over 1 km bør ein ha høgspenkt strøm frå land. Dette er grunna spenningsfall i kabelen. Ved legging av høgspenkabel vil kostnadane auke mykje, fordi ein vil trenge transformatorstasjonar på begge sider av kabelen [69]. Nokre nettleverandørar krev også ein skilletrafo på land [75]. Dette er eit

galvanisk skilje som skil to eller fleire elektriske kretsar, men det kan likevel utvekslast elektroniske signal eller energi mellom kretsane [76].

Kostnadane ved å leggje sjøkabel avhenger av om det er nødvendig med høgspenkabel, lengde på kabel, djupna, infrastruktur, forholda på havbotn og legging av sjøkabelen. Dersom det er eit lite anlegg der ein treng lågspenkabel kan kunden i nokre tilfelle legge sjøkabelen sjølv og dermed spare kostnader. Dersom ein må hyre andre til å legge kabel kan leggekostnadar komme opp mot 500 000 til 1 million [69, 75].

Ved legging av sjøkabel er det i all hovudsak avstand og effektbehov som er avgjerande for kostnadane. For eit nytt anlegg som ligg 1 km frå land vil kostnadane for eit komplett levert og montert anlegg truleg vera ein plass mellom 1,5 til 2 MNOK. Eit høgspentanlegg med ein avstand på 3-4 km vil gjerne ligge mellom 3-4 MNOK [75].

3.6 Lagring

Å lagre overskotsenergi frå fornybar energi er viktig for å stabilisere energitilføringa, då det er usikkerheit og fluktusjonar i energiproduksjonen. Kostnadane av batterilagring har falt drastisk berre på nokre få år, fortare enn forventa grunna aukande etterspørsel etter elektriske bilar og forbrukarelektronikk. Ein ser no at batterilagring byrjar å spele ei breiare rolle i energimarknaden, noko som gjer fornybar energi meir konkurransedyktig. Der ein før sendte overskotsenergi tilbake på nettet, kan ein no produsere og forbruke si eiga kraft etter etterspørsel [77].

Energilagring vert ofte kategorisert etter utladingstida, der ein har veldig kort tid (< 1 min), kort tid (< 2 timar), lang tid (2-8 timar) og veldig lang tid (ein dag til fleire veker) [78]. I denne oppgåva er det for det fokusert på kategorien lang tid og veldig lang tid.

Batteri har ei levetid der mange faktorar påverkar, noko som gjer det vanskeleg å definere. Opplading, utlading, temperaturar og nivå av vedlikehald har stor innverknad på levetida. Svært rask opp- og utlading vil påverke i negativ forstand [79].

Blybatteri

Blybatteri har lenge vore hovudbatteriet ein brukar til energilagring. Det er påliteleg, billeg og moden teknologi. I følgje ein rapport om lagringskostnadar gjort av Lazard i 2017 er verknadsgraden til blybatteri 72% [80].

Eit problemet ved blybatteri er at det kan produsere ein eksplosiv mikstur av hydrogen og oksygen når det blir lada. Dersom det er dårleg ventilasjon vil det bli ein eksplosiv atmosfære rundt batteriet, noko som kan vera svært farleg dersom det oppstår gnistar [81]. Dette kan gje ein risiko for eksplosjon på eit oppdrettsanlegget, spesielt om batteriet er plassert nær ein dieselgenerator [69].

Kapitalkostnad [NOK/kWh]	Drift og vedlikehald [NOK/kWh]	Drift og vedlikehald [% av kapitalkostnad]	Verknadsgrad [%]	Levetid [år]
3636-5188	0	0	72%	5-10

Tabell 3 Kostnadar og parameter for blybatteri [80].

Grunna sikkerheitsrisikoen og dårlegare verknadsgrad enn andre lagringsløyser er det valt å ikkje sjå nærare på blybatteri som energilagring ved oppdrettsanlegg.

Li-ion batteri

Li-ion batteri har høgare verknadsgrad og som oftast lengre levetid enn eit blybatteri. Verknadsgraden er høgare då den aksepterer lågare minimumsstatus. Kostnadane for Li-ion batteri har falle signifikant dei siste åra, og er ein trend som er spådd å fortsette. Nedgang i kostnaden er høgst truleg grunna bruken av Li-ion batteri i elektriske bilar [69]. Li-ion batteri er spådd å nå ein kostnad på 100 USD/kWh innan 2030. Tesla er eit av selskapa som påstår at deira batteri vil koste under 190 USD/kWh før dette tiåret er omme [69, 82].

Kapitalkostnad [NOK/kWh]	Drift og vedlikehald [NOK/kWh]	Drift og vedlikehald [% av kapitalkostnad]	Verknadsgrad [%]	Levetid [år]
3554-4706	0,3268	0-0,01	86%	10

Tabell 4 kostnad og parameter for Li-ion batteri brukt ved utrekning [80].

Trykkluftlagring

Ved trykkluftlagring lagrar ein energi ved på komprimere luft i eit reservoar eller ein høgtrykk tank. Dette skjer ved hjelp av ein kompressor som er driven av overskotsenergi. Ved utlading brukar ein den komprimerte lufta til å drive forbrenningsmotoren. Det er mogleg å omforma 40-54% av energien ein produserer. Dette er kortvarig lagring og har låg energitettleik [78].

Det mest energikrevjande på eit oppdrettsanlegg er fôringssystemet. Det brukar trykkluft for å spreie fôr ut til merdane. Det er mogleg å lagre energi som trykkluft og bruke denne direkte til fôring av fisken. I dag er det allereie trykk tankar på fôrflåta. Det er mogeleg å installere større trykk tankar for å lagre meir energi, men det er generelt sett liten overskots plass på fôrflåter ved tradisjonelle anlegg [69]. Det finst fleire alternativ som å lagre den komprimerte lufta i flytande behaldarar i sjøen eller undersjøisk reservoar, noko som er meir drastiske tiltak [69, 78].

Trykkluftlagring bør kunne levere ein effekt på 150 MW og oppover for å vera aktuelt med tanke på kostnadar. Dette er mykje større system enn ved eit tradisjonelt oppdrettsanlegg [80]. Grunna dette er det difor ikkje teken vidare omsyn til trykkluftlagring i denne oppgåva [78]

Hydrogen

Hydrogen er ein energiberar som kan lagrast over lengre periodar. Det inneheld nærare 3 gongar så mykje energi per kg enn for eksempel bensin. Likevel vil energitettleiken i forhold til volum i komprimert gassform innehalde 1,5 kWh/liter, mens til samanlikning vil bensin innehalde 9,1 kWh/liter. Det vil sei at hydrogen er plasskrevjande [83].

Hydrogen kan lagrast på ståltankar med eit trykk på 200 bar. Ein vil også trenge brenselceller for å konvertere hydrogen tilbake til elektrisitet. Fiksdal som er prosjektleiar i Greenstat oppgjer at ein vil miste 30% ved å produsere hydrogen gjennom elektrolyse, og ytleigare 30% når ein skal generere elektrisitet igjen gjennom ei brenselcelle [83-85].

Det vil alltid vera ein overhengande fare for lekkasje ved produksjon og lagring av hydrogen. Noko som kan potensielt vera svært farleg i samband med eit dieselaggregat. Det er valt å ikkje sjå nærare på hydrogen som lagringsmoglegheit då det er lite informasjon å hente om kostnadar, den låge verknadsgraden og då hydrogen i dag vert brukt ved større anlegg enn i denne oppgåva.

Samandrag

Ved å lagre overskotsenergi frå fornybar energi kan ein stabilisere energitilføringa. Kostnadane av Li-ion batteri har falt drastisk berre på nokre få år, og er forventa å falle enda meir. Ein kan no i større grad produsere og forbruke si eiga kraft etter etterspørsel.

Det er mange alternativ innan energilagring, nokre teknologiar er komen lengre enn andre. I denne oppgåva er det sett nærare på blybatteri, Li-ion batteri, trykkluftlagring og hydrogen. Det er valt å sjå nærare på Li-ion batteri grunna tilgjengelegheit, sikkerheit, og kostnadar.

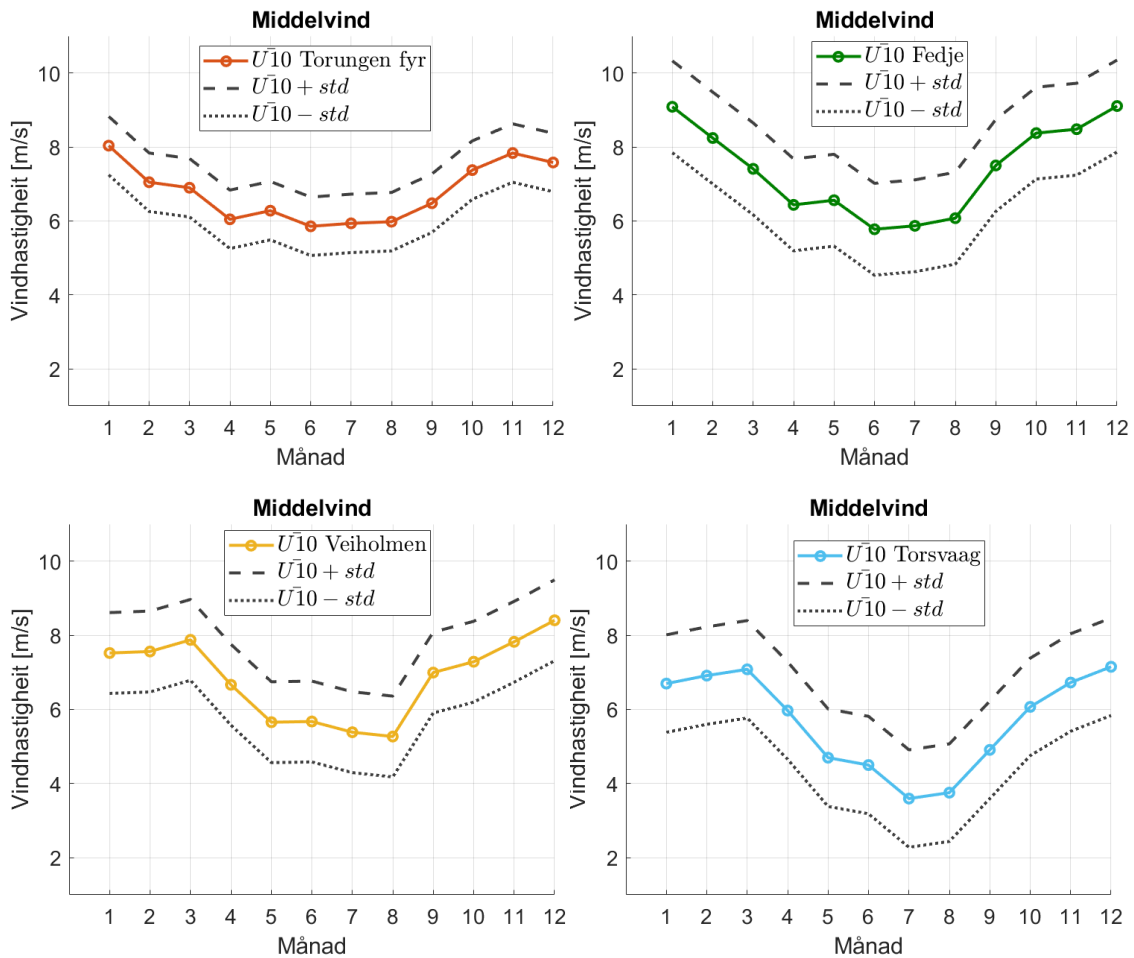
Kapittel 4: Resultat og diskusjon

I dette kapitlet vert resultata presenter og diskutert. Potensialet i vindressursane ved dei ulike lokalitetane vert gjennomgått, mogleg energiproduksjon frå dei ulike vindturbinane og energiforbruket ved referanseanlegga er presentert. Vidare er det sett nærare på kostnad, prestasjon, energieffektivisering og samanlikning av valte teknologiar og hybridløysningar.

Forbruksmønsteret til referanseanlegg 1 og 2 er brukt som eksempel ved lokalitetane Torungen fyr, Fedje, Veiholmen og Torsvåg. Resultata er henta frå analyse i Matlab, ein oversikt over framgangsmåten kan finnast i vedlegg J.

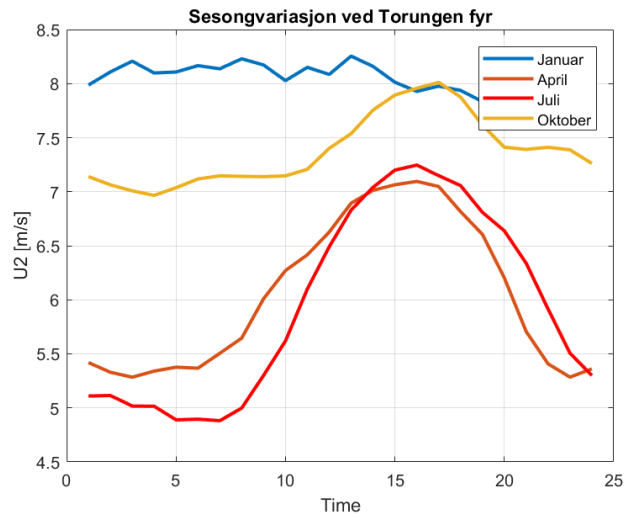
4.1 Vindvariabilitet

Vinddata frå dei fire lokalitetar Torsvåg, Veiholmen, Fedje og Torungen fyr er undersøkt nærare. I Figur 17 ser ein middelvind per måned målt ved 10 meters høgd ved dei ulike lokalitetane. Dette er eit gjennomsnitt av 10 års vinddata, frå 2007 og til og med 2016 [4]. Det er også mogleg å lese standardavviket for kvar måned, noko som viser at det er stor spreiding av vindverdiane.



Figur 17 Middelvind og standardavvik ved dei valte lokalitetar.

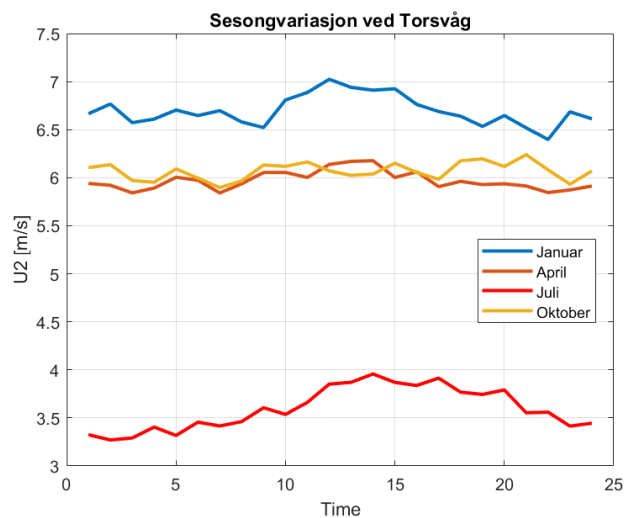
I Figur 18 ser ein variasjonane i middelvind frå ulike sesongar ved Torungen fyr. Januar, april, juli og oktober er brukt for å redusere talet på tilfelle ein treng å undersøke. Auken i vindhastigheita på ettermiddagar i april og juli kan vere eit resultat av solgangsbris. Det same resultatet er også mogleg å sjå på plott i frå Fedje og Veiholmen (vedlegg F).



Figur 18 Middelvind over døgnet ved Torungen fyr som truleg viser solgangsbris.

At vinden aukar utover ettermiddagen i april og juli er noko ein potensielt kan nytte seg av ved eit oppdrettsanlegg dersom ein installerer vindturbinar. For å utnytte denne ressursen maksimalt kan ein flytte fôringa av laksen, slik at forbrukstoppen inntreff samstundes med solgangsbrisen.

Ein ser ikkje det same mønsteret ved Torsvåg, noko som er grunna mindre temperaturforskjellar mellom sjø og land, samt topografien i heile Troms.



Figur 19 Middelvind over døgnet ved Torsvåg

Produksjonsstans grunna vindhastigheit

For å undersøke kor mange timar vindturbinane ikkje vil produsere energi, er det teken utgangspunkt i den største turbintypen. Denne turbinen har den høgaste «cut in speed» som er på 3,53 m/s, noko som inneberer at denne turbinen vil produsere energi i færre timar samanlikna med dei tre andre turbinane.

I Tabell 5 ser ein talet på timar der det ikkje vil bli produsert energi frå LA30. Tabellen er utarbeidd frå 10 år med observasjonar, og viser at det er store variasjonar i talet på timar med produksjonsstans ved dei ulike lokalitetane. Torsvåg har gjennomsnittleg flest timar med produksjonsstans, mens Veiholmen har den lengste perioden med produksjonsstans over 10 år. Dei lange periodane med produksjonsstans er fordelt over alle sesongar og har ikkje eit typisk mønster (vedlegg G).

Lokalitet	Gjennomsnittleg timar med produksjonsstans per år:	Prosentdel av året der det er produksjonsstans:	Lengste periode med produksjonsstans:
Torungen fyr	1897	21,7%	63 timar
Fedje	1625	18,6%	88 timar
Veiholmen	2019	23%	91 timar
Torsvåg	2913	33,3%	81 timar

Tabell 5 Oversikt over mogleg produksjonsstans ved kvar lokalitet.

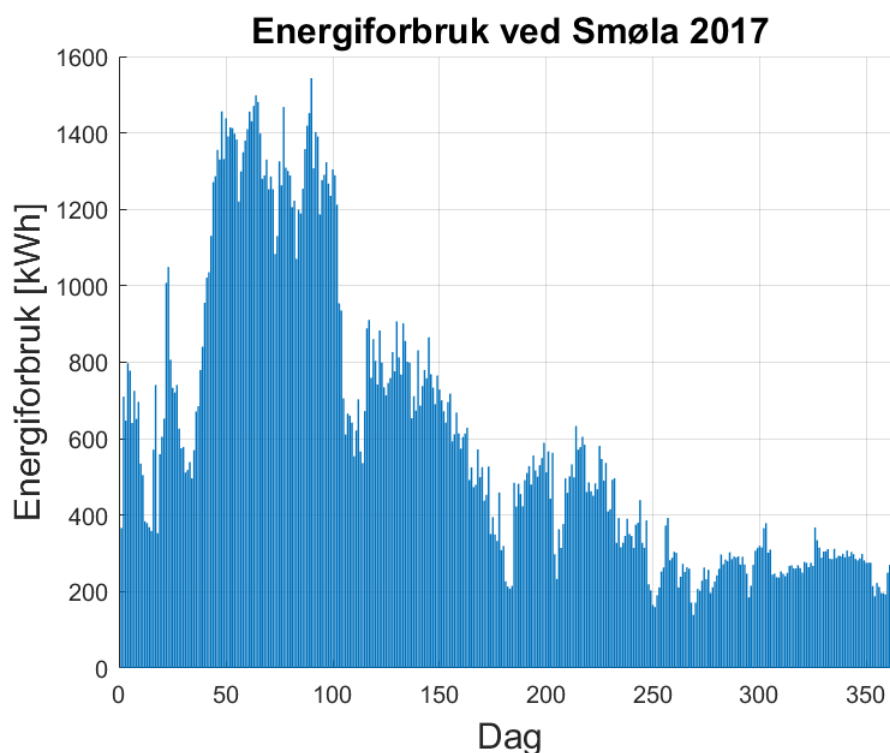
4.2 Energiforbruk ved oppdrettsanlegg

Forbruksdata som er brukt i denne oppgåva er reelle tal frå to oppdrettsanlegg i Noreg. Sjølv om referanseanlegg 1 kan romme mindre laks enn referanseanlegg 2 brukte dette anlegget likevel nærare 100 000 kWh meir i 2017. Det er også viktig å merke seg at dette året var det brakklegging ved referanseanlegg 1, noko som det ikkje var ved referanseanlegg 2. Dette kan vise eit avvikande forbruk ved referanseanlegg 1, eller vise kor store forskjellar det finst blant anlegg i Noreg.

Referanseanlegg 1

Energiforbruket til referanseanlegg 1 var svært varierende i 2017. Dette året var det brakklegging av anlegget dei siste 4 månedane noko som gjev eit lågare energikonsum totalt, enn eit vanleg driftsår.

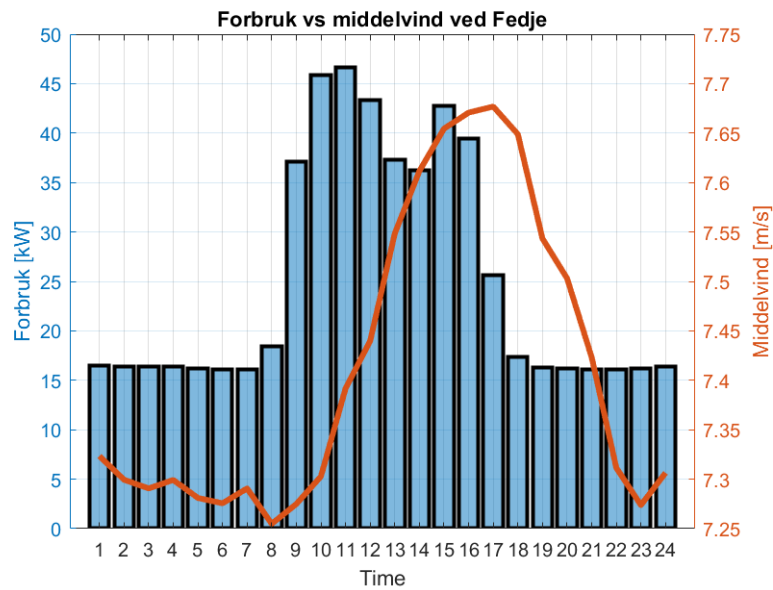
I 2017 var totalforbruket ved anlegget nærare 220 00 kWh, og maksimum effektbruk var 122,4 kW. Energiforbruket ved har ein effekttopp i mars, nærare det doble av januar måned. I eit vanleg driftsår er det ikkje noko som tilseier at energiforbruket skal vera større i mars enn dei andre vintermånadane. Dette kan bety at dette driftsåret var avvikande frå eit normalt år. Det kan tenkjast at det er blitt utført ein del vedlikehald, og operasjonelle aktivitetar i denne månaden, noko som har innverknad på middelforbruket.



Figur 20 Total energiforbruk per dag ved referanseanlegg 1 i 2017.

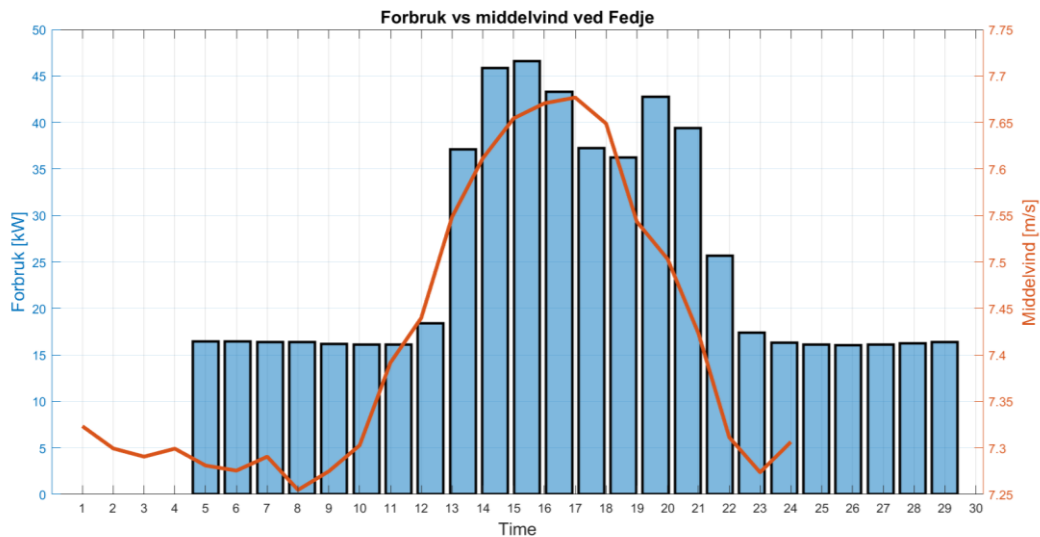
I Figur 21 ser ein at middelvinden når eit maksimum rundt klokka 17:00, mens effekttoppen av forbruket er rundt klokka 11:00, noko som kan gje ein skeivfordeling i

produksjon og konsum av energien. Dette avhenger av kor mykje energi ein produserer i forhold til forbruket.



Figur 21 Midlere effektforbruk og middelvind over døgnet ved referanseanlegg 1.

Om det er mogleg å starte føringa seinare på dagen vil ein kunne utnytte vindressursane betre, spesielt i vår-sommarsesongen ved lokalitetar der det oppstår solgangsbris. Dette kan ein sjå betre i Figur 22.



Figur 22 Midlere effektforbruk tilpassa middelvind ved referanseanlegg 1.

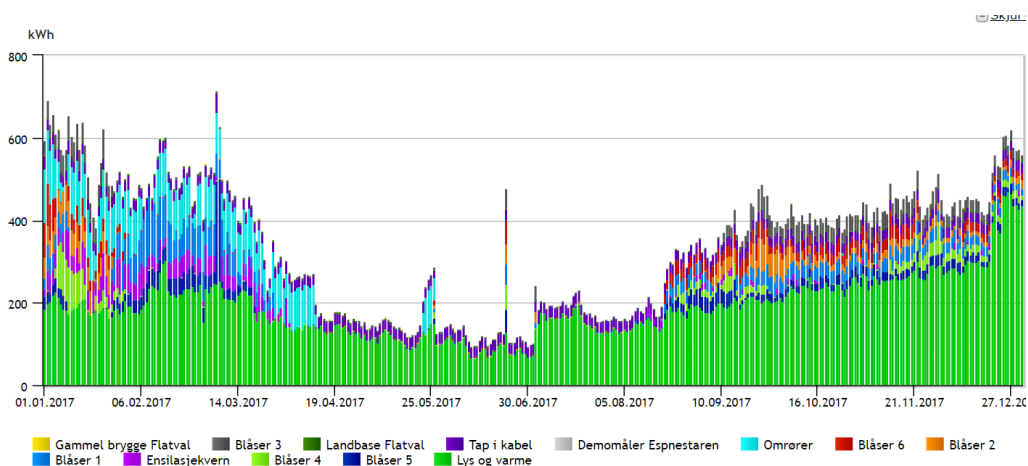
Tabell 6 er ein oversikt over kor stor prosentdel av energiforbruket turbinane kan dekkje. Dette er prosentdel av det totale energiforbruket i 2017 ved referanseanlegg 1. Sjølv om ein vil dekkje det totale forbruket, er det stor variasjon i energiforbruk og produksjon kvar månad. Det vil sei at ein nokre månadar får eit overskot av energi og andre månadar underskot. Om ein har stor nok batterikapasitet er det mogleg å flytte overskotsenergi frå ein månad til ein annan. Nedst i tabellen kan ein sjå kor mange turbinar ein vil trenge for å dekkje forbruket kvar månad.

Tal på turbinar	Prosentdel av forbruket dekkja av turbin			
	Skystream 3.7	KW6	Excel10	LA30
1	3,3	9,1	15,8	48,9
2	6,6	18,2	31,5	97,8
3				146,7
7			110,3	
11		100,3		
31	102,7			
Tal på turbinar for å dekkje forbruk kvar månad	35	13	8	3

Tabell 6 Talet på turbinar nødvendig for å dekkje total energiforbruket og forbruk kvar månad.

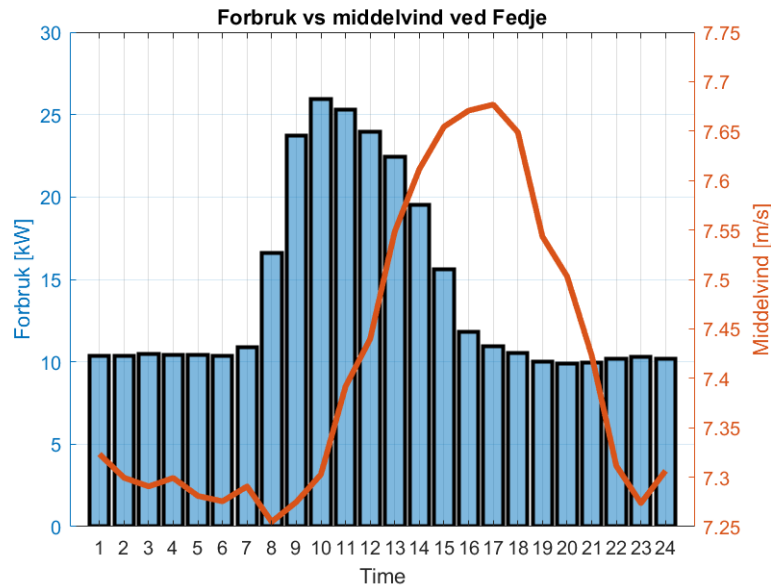
Referanseanlegg 2

Referanseanlegg 2 er eit større anlegg med 10 merdar som kan romme 2 millionar laks. Anlegget hadde eit totalforbruk nærare 125 000 kWh. Anlegget har ein tradisjonell fordeling av energiforbruk, der ein brukar mest energi i vinterhalvåret, og lågast seint på våren og om sommaren. Maksimum effektforbruk dette året var 81,2 kW.



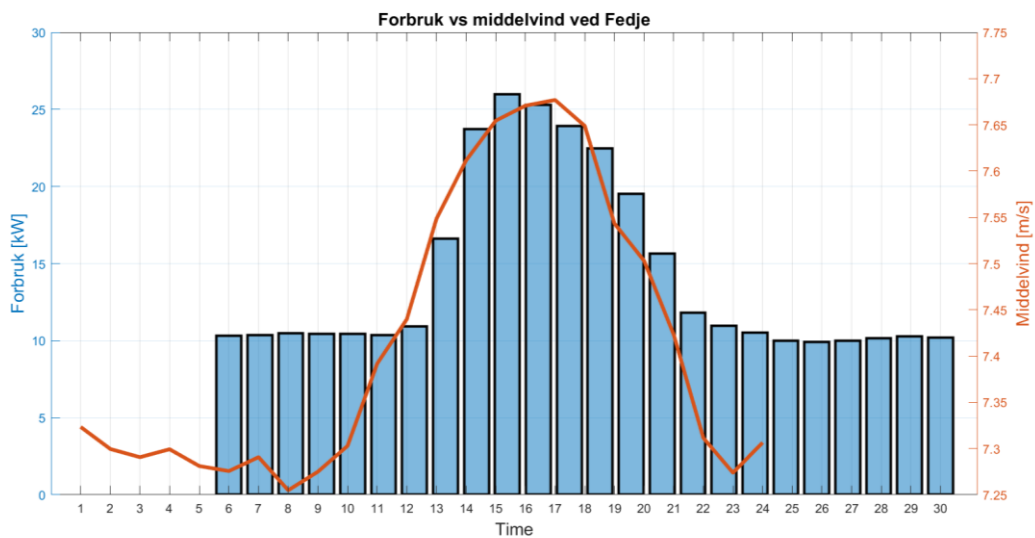
Figur 23 Total energiforbruk per dag ved referanseanlegg 2 i 2017.

Forbruket har ein effekttopp klokka 10:00, mens maksimum middelvind er klokka 17:00. Det vil sei at turbinane vil produsere mest energi når energiforbruket minkar. I Figur 24 vil ein sjå at maksimum energiproduksjon og maksimum energiforbruk ikkje samsvarar, noko som kan gje dårleg utnytting av energien som er produsert.



Figur 24 Midlere effektbruk og middelvind per time ved referanseanlegg 2.

Ved å starte fôringa seinare på dagen er det mogleg å utnytte vindressursane betre, det kan ein sjå utifrå Figur 25.



Figur 25 Midlere effektforbruk tilpassa middelvind ved referanseanlegg 2.

Tabell 7 er ein oversikt over kor stor del 1 turbin dekkjer energiforbruket ved referanseanlegg 2, og kor mange ein treng for å dekkje totalforbruket. Dersom ein ynskjer å dekkje alle månadane kan ein sjå nedst i tabellen kor mange turbinar ein treng.

Tal på turbinar	Prosentandel av forbruket dekkja av turbin			
	Skystream 3.7	KW6	Excel10	LA30
1	5,9	16,1	27,9	86,4
2	11,7	32,2	55,7	172,8
4			111,4	
7		112,9		
18	105,4			
Tal på turbinar for å dekkje forbruk kvar månad	22	8	5	2

Tabell 7 Talet på turbinar nødvendig for å dekkje total energiforbruk og forbruk alle månadar.

Energieffektivisering

Ved å redusere og fordele energiforbruket annleis ved eit oppdrettsanlegg kan ein optimalisere energisystemet. Ein vil kunne spare utgifter, i tillegg aukar potensiale for å dekkje større delar av forbruket med fornybar energi.

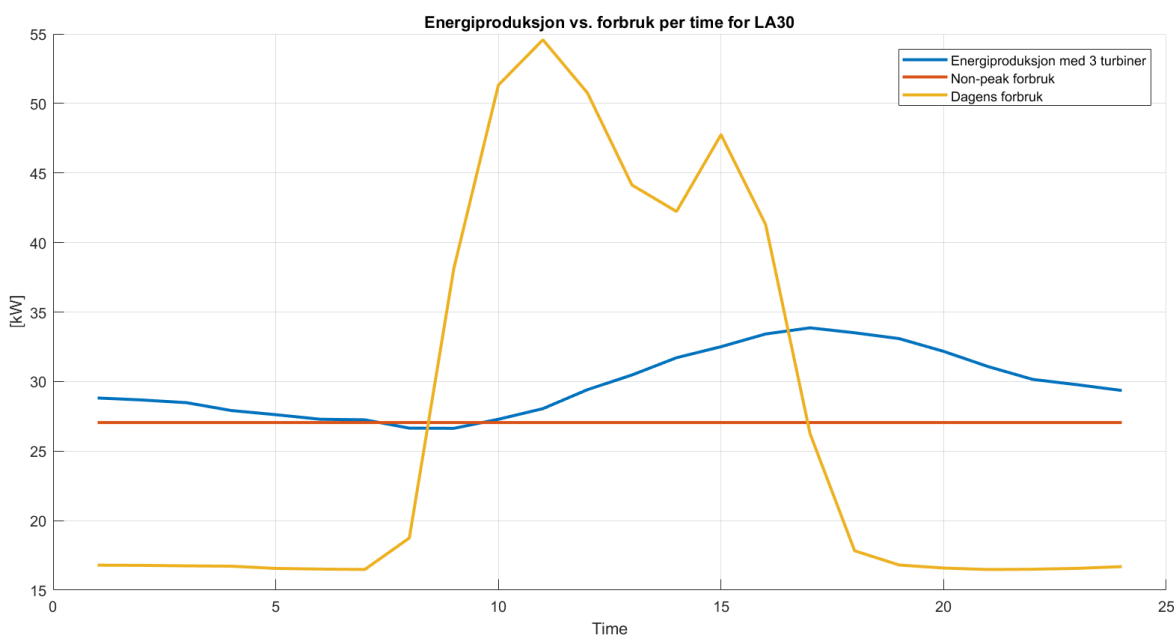
Prioritert liste over tiltak for å redusere energiforbruk ved oppdrettsanlegg:

1. Sjå på moglegheit for å bruke vasstransport i fôringssystem
2. LED-lys i merdane
3. Fôre merder til forskjellig tid
4. Redusere fôrlinje
5. Redusere energibruk på fôrflåta

Det er mogleg å utføre dei resterande tiltaka som å fôre frå båt, planlegge etter vêrvarselet og regulere luftstraum etter størrelsen på laksen. Dette vil krevje ein større innsats frå arbeidarar ved oppdrettsanlegget, og avhenger av bemanning.

Ein kan sjå av Figur 26 at ein kan dekkje nesten heile forbruket med 3 LA30 turbinar ved referanseanlegg 1, dersom ein flatar ut effekttoppane. Det er ein time då oppdrettet går

i underskot. Om ein installerer batterikapasitet som kan lagra overskotsenergien frå tidlegare på dagen, skal dette vera tilstrekkeleg for å dekkje underskotet. Dette er middelværdiane av ein dag, og det vil sjølvsagt vera store variasjonar frå dag til dag i både produksjon og forbruk. Likevel kan ein sjå utifrå figuren at å jamne ut effekttoppane gjer at ein i større grad kan dekkje forbruket ved hjelp av fornybar energi.



Figur 26 Effektforbruk , jamn effekt og energiproduksjon frå 3 LA30 turbinar.

Straumbrot

Eit straumbrot på oppdrettsanlegg kan få konsekvensar for vekst og trivsel hjå laksen. Det kan også føre til store økonomisk tap for verksemda. Kor stort dette tapet er avhenger av sesong.

Om sumaren vil laksen ideelt sett legge på seg 34 g per dag, men dette avhenger av fleire faktorar som fôr, trivsel, og sjøtemperatur. Eit overslag frå referanseanlegg 1 og 2 viser at dersom laksen ikkje vert fôra ein dag om sumaren kan dette ha store økonomiske konsekvensar, dersom kompensasjonsveksten ikkje inntreffer i ettertid. Med ein gjennomsnittspris på 62,9 NOK/kg laks dei første 16 vekene i 2018 vil dette bety eit tap på 3 MNOK ved referanseanlegg 1 og 4,3 MNOK ved referanseanlegg 2 (vedlegg H og I).

Sjølv om laksen ikkje veks like mykje om vinteren kan det likevel gje eit stort tap av vekst då det ideelle er at laksen skal legge på seg 15 g per dag. I eit overslag frå referanseanlegg 1 og 2 der laksen ikkje vert fôra ein dag og kompensasjonsveksten ikkje inntreff i ettertid, kan dette bety eit økonomisk tap på 1,3 MNOK ved referanseanlegg 1 og 1,9 MNOK ved referanseanlegg 2 (vedlegg H og I).

Det ein sparar i fôrutgifter og straum er ikkje teken med i reknestykke, noko som vil gje eit lågare estimat av inntektstap. Det er mogleg at fôret som ein sparar på ein dag med straumbrot kan brukast til å fôre laksen tilstrekkeleg meir dei påfølgande dagane, og dermed vil kostnadane knyta til fôring då vere den same.

4.3 Levelized Cost Of Energy

For å finne LCOE må ein ha opplysningar om investeringskostnadar, internrente, årlege kostnadar, levetid og elektrisitetsproduksjon. I denne oppgåva er nokre av desse anteken. Om ikkje anna er beskive vil det bli brukt ei diskonteringsrente på 5%. Det er ikkje teken omsyn til inflasjon. Ved låge, stabile renter vil fornybar energi vera meir konkurransedyktig og gjerne å favorisere ovanfor teknologi basert på fossilt brensel [86].

$$\frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Formel 1 Levelized Cost of Energy.

I_t = Investeringskostnadar per år

M_t = Drift og vedlikehaldskostnadar per år

F_t = Drivstoffutgifter per år

E_t = Elektrisitetsproduksjon per år

r = Diskonteringsrente

n = Antatt levetid

4.4 Dieselgenerator

Over 50% av oppdrettsanlegg i Noreg er dieseldrivne [68]. Referanseanlegga i denne oppgåva er kopla til landstraum, men i dette kapitlet vert det sett på kor mykje drivstoff som er nødvendig for å drive dei med dieselgenerator og kostnadane av dette.

Marknaden for dieselgeneratorar er stort og difor finst det også svært mange moglegheiter når det kjem til størrelse, pris og kvalitet. Ved referanseanlegg 1 er det to dieselgeneratorar på 200 kVA og 100 kVA og ved referanseanlegg 2 er det ein generator på 250 kVA. Med ein effektfaktor på 0,8 tilsvara dette ein at generatorane ved referanseanlegg 1 er 80 kW og 160 kW, mens ved referanseanlegg 2 er denne 200 kW [87]. Den største generatoren ved referanseanlegg 1 vert brukt under føring, mens den minste vil bli køyrt resten av tida. Slik kan generatorane i større grad verte køyrt med optimal verknadsgrad.

Kostnadar knytt til dieselgeneratorar

Levelized Cost Of Energy (LCOE) og kapitalkostnadar for dieselgeneratorar er henta frå ein rapport utført av Lazard i 2017 [70]. I rapporten opererer ein med ei levetid på 20 år, men dette er i realiteten svært avhengig av bruksmønster og vedlikehald. Ved ein optimal forbrenningsgrad, det vil sei at generatoren vert køyrt med optimal last, vil ein kunne auke levetida betrakteleg samanlikna med generatorar som ikkje blir det. Fordi levetida avhenger mykje av brukarmønster er den svært vanskeleg å definere.

Drift- og vedlikehaldskostnad er i frå Homer Energy [71]. Fordi dieselgeneratoren ved oppdrettsanlegga i denne oppgåva er plassert offshore vil denne posten gjerne i realiteten også verte høgare enn oppgitt i Tabell 8.

LCOE [NOK/kWh]	Kapitalkostnad [NOK/kW]	Dieselskostnad [NOK/L]	Drift- og vedlikehaldskostnadar [NOK/kWh]	Levetid [år]
1,6-2,6	6536	9,49	0,1634	20

Tabell 8 Dieselskostnadar og parameter brukt ved utrekning [70, 71].

Kostnader knytt til dieselgeneratorar ved referanseanlegg 1 og 2

Eit røft overslag over dieselkostnad, kapitalkostnad for dieselgenerator og brutto inntening frå laksosal ved referanseanlegga er gjort for å samanlikne med kvarandre. Kostnadar rundt frakt av diesel til anlegget, drift og vedlikehald, og arbeidskraft er ikkje er teken med i reknestykket.

Dødsrate	1/5
Vekt av fullvaksten laks	5 kg
Sløyevinn	11 %
Diesel	15 L/tonn levevekt av laks
Pris farga diesel	9,49 NOK/L
Pris oppalen laks	62,9 NOK

Tabell 9 Nødvendige parameter for utrekning av dieselkostnadar og inntening frå laksosal [72, 88, 89].

I følge ein rapport frå Sintef vil ein bruke 15 L diesel/tonn levevekt av laks [89]. Gjennomsnittsprisen for farga diesel dei fire første månadane av 2018 er 9,49 NOK/L [90]. I «Fiskehelse rapporten 2016» frå Veterinærinstituttet viser det seg at dødsraten til sjøsett laks er 20%, noko som er ei auke frå tidlegare år. Dette er truleg grunna av at ein har teke i bruk sterkare verkemiddel for å kjempa mot lakselusa [91]. Dødsraten er teken med i utrekninga av inntekt, men ikkje i utrekning av dieselkostnadar. Dette er fordi ein ikkje veit når i livssyklusen laksen dør, og dermed veit ein heller ikkje kor store dieselressursar som blir brukt på fisk som dør. Dette kan gje eit noko høgt estimat av kostnad av diesel, opp til 20 % for høgt.

Dieselkostnadane som er nødvendig for å produsere 1,4 millionar laks ved referanseanlegg 1 vil vera 0,996 MNOK, og for å produsere 2 millionar laks ved referanseanlegg 2 er det 1,42 MNOK (sjå vedlegg A og B).

Vidare er dieselkostnadane og investeringskapital samanlikna med eit overslag av brutto inntening av sal av laksen. Slaktevekta til fisken vil i gjennomsnitt vera 11% mindre enn levevekta i følge ei undersøking gjort av Kontali [92]. Det vil sei at laks som veg 5 kg, vil

vege 4,45 kg etter slakt. Gjennomsnittet i eksportprisen av fersk oppalen laks i dei 16 første vekene i 2018 var 62,9 NOK per kg i følge SSB [93]. I alt vil ein då kunne tene 313 MNOK ved referanseanlegg 1 og 447,8 MNOK ved referanseanlegg 2.

I Tabell 10 vert kostnader knytt til dieselgeneratoren samanlikna med laksesalet. Ved investeringskostnader er den totale installerte effekten på 240 kW og 200 kW for referanseanlegg 1 og 2 brukt. Ein ser totale energikostnader per år er 0,34 % ved referanseanlegg 1 og 0,33% ved referanseanlegg 2 (sjå vedlegg A og B). Dette er utrekna med ei diskonteringsrente på 5% og ei levetid på 25 år.

	Referanseanlegg 1	Referanseanlegg 2
Talet på laks	1 400 000	2 000 000
Dieselskostnad per år [NOK]	996 000	1 423 000
Kapitalkostnad [NOK]	1 568 640	1 307 200
Total energikostnad per år [NOK]	1 061 882	1 477 902
Brutto inntjening av laksesalg [NOK]	313 493 600	447 848 000
Prosent totalkostnad av brutto inntjening [%]	0,34	0,33

Tabell 10 Investeringsskostnader, dieselskostnader og brutto inntekt ved referanseanlegg 1 og 2.

I dette overslaget ser ein berre på kostnader knytt til investering av dieselgenerator og dieselskostnader. Som tidlegare nemnt er frakt av diesel, drift- og vedlikehald, arbeidskraft og andre utgifter ved oppdrettsanlegga ikkje teken med i reknestykket, noko som ville gjort denne prosentdelen høgare.

Eit overslag av drifts- og vedlikehaldskostnader ved referanseanlegga per år ved dieseldrift kan sjåast i Tabell 11. Drift- og vedlikehaldsposten er svært låg dersom ein samanliknar med dieselskostnad. Tabellen er utarbeidd med tal frå Tabell 8.

	Kapitalkostnad [MNOK]	Drift- og vedlikeholdskostnader [NOK]
Referanseanlegg 1	0,98-1,57	35 872
Referanseanlegg 2	0,82-1,3	20 296

Tabell 11 Kapitalkostnad, drift- og vedlikeholdskostnader per år for referanseanlegg 1 og 2.

Dieselforbruket til referanseanlegga er også mogleg å undersøke ved å gjere eit overslag over dieselforbruket per tonn levevekt av laks. Energiforbruket til referanseanlegga i 2017 er brukt og eit estimat av talet på tonn laks. Ei levevekt på 5 kg er brukt. Energittettleiken til diesel er 10,1 kWh/L og verknadsgrad er anteken å vera 25% [94].

$$\frac{\frac{220\,000 \frac{kWh}{\text{år}}}{10,1 \frac{kWh}{L}}}{\frac{7000 \text{ tonn Laks}}{0,25}} = 12,4 \frac{L_{diesel}}{\text{tonn laks}}$$

Formel 2 Overslag over dieselforbruk i 2017 ved referanseanlegg 1.

$$\frac{\frac{125\,000 \frac{kWh}{\text{år}}}{10,1 \frac{kWh}{L}}}{\frac{10\,000 \text{ tonn laks}}{0,25}} = 4,95 \frac{L_{diesel}}{\text{tonn laks}}$$

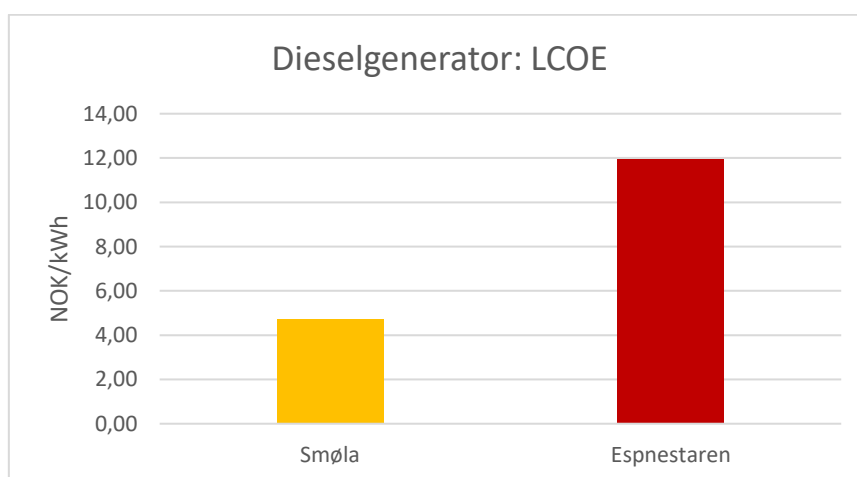
Formel 3 Overslag over dieselforbruk i 2017 ved referanseanlegg 2.

I følge overslaget brukar ein mindre diesel enn oppgitt i rapporten frå Sintef [89]. Det må nemnast at laksen ofte er i merden i 12- 18 månadar, og i dette overslaget blir energiforbruk for 12 månadar brukt, noko som gjer det mogleg at dieselforbruket per tonn laks vil vera høgare i realiteten. Dersom ein brukar 1,5 gongar det totale energiforbruket til anlegga vil dieselforbruk vera 18,7 L/ tonn laks ved referanseanlegg

1 og 7,4 L/tonn laks for referanseanlegg 2. Dette viser at dieselforbruk kan variera mykje mellom anlegga. Det kan diskuteras om verknadsgraden er anten for høg eller låg.

Ved utrekning av LCOE for dieselgeneratorane ved referanseanlegg 1 og 2 er det sett på ein installert effekt på 160 og 200 kW respektivt. Då referanseanlegg 1 har to dieselgeneratorar er det valt å sjå på den største av dei. I realiteten vil den minste generatoren verte brukt til vanleg og den største under fôring, noko som gjev meir optimal last. Dette inneber at LCOE for referanseanlegg 1 i dette avsnittet ikkje vert heilt samanliknbart med det reelle dieselsystemet.

Det totale forbruket til anlegga vert brukt som energiproduksjon i formelen for LCOE, og dieselkostnadane er utrekna med tal frå Sintef og ikkje frå referanseanlegga [89]. LCOE for dieselgeneratorane ved referanseanlegga er svært mykje høgare enn oppgitt i rapporten frå Lazard [70]. Dette er truleg grunna høge dieselkostnadar og at dieselgeneratorane ikkje vert køyrt med optimal last. Dieselgeneratorane er i grunn overdimensjonert , noko som gjev dårleg utnytting av drivstoff og generator. Dieselgeneratoren ved referanseanlegg 2 har ein LCOE på 11,9 NOK/kWh og referanseanlegg 1 på 4,72 NOK/kWh (vedlegg K).



Figur 27 LCOE for dieselgeneratorar ved referanseanlegg 1 og 2.

Verknadsgraden vert svært låg for desse turbinane, 15,7 % ved referanseanlegg 1 og 7% ved referanseanlegg 2. Ved referanseanlegg 1 er verknadsgraden i realiteten 22,2%

dersom den største generatoren vert brukt under føring og den minste resterande tid (vedlegg K). Disse anlegga brukar i realiteten dieselgeneratorane kunn ved straumbrot, noko som gjer at ein nødvendigvis ikkje har brukt mykje kostnadar på å optimalisere generatorsystemet.

Ved å bruke dieselforbruk per tonn levevekt av laks frå referanseanlegga hadde LCOE blitt lågare, men då det er stor usikkerheit i om perioden på eit lakseutsett er større enn eit år, er det valt å sjå vekk i frå dette.

4.5 Vindturbin

Vindturbinane valt i denne oppgåva har forskjellig nominell effekt, turbinstørrelse og kostnadar. Ein avgjerande faktor er tilgjengeleg areal og mogleg plassering av vindturbinar ved oppdrettsanlegg. Det vil vera mogleg å installere fleire av dei minste turbintypene ved fôrflåta, men då igjen vil ein trenge svært mange for å kunne redusere dieselforbruket betrakteleg, og ein får igjen ein problemstilling knytt til areal. Store turbinar vil redusere dieselforbruket betrakteleg, men er meir arealkrevjande per turbin. Det er ikkje lagt vekt på stabilitet og arealbruk ved installasjon av vindturbinar på fôrflåte. Dette er markert i kapittelet om vidare arbeid.

Installere vindturbinar ved oppdrettsanlegg

Ein kan installere vindturbinar på fôrflåta. Tilgjengeleg areal vil kunne brukast. Størrelsen av tilgjengeleg areal ved fôrflåta er ikkje undersøkt nærare. Stabilitet av fôrflåte er ikkje utrekna i denne oppgåva og er gitt som eit forslag til vidare arbeid.



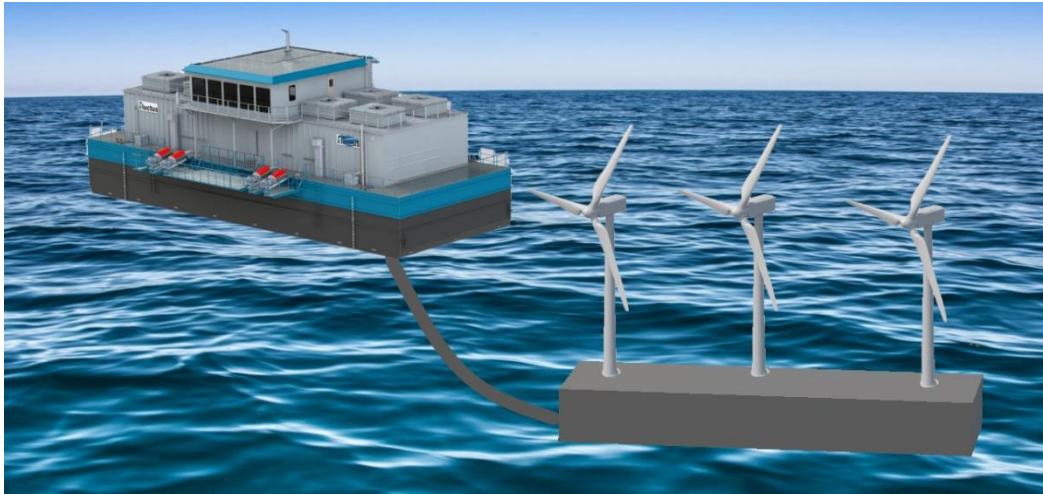
Figur 28 Skisse over turbinar på fôrflåte.

Ved å ta i bruk mindre turbinar kan ein installere desse på merdkanten. Dette vil krevje utbetring av dei tradisjonelle merdane. Ved Ocean farm 1 kan det være mogleg å installere vindturbinar på merdkanten, då dette er ein stor og tung konstruksjon. Her er merden konstruert i stål, og kan truleg motstå påkjenningane.



Figur 29 Skisse over vindturbinar på merdkant.

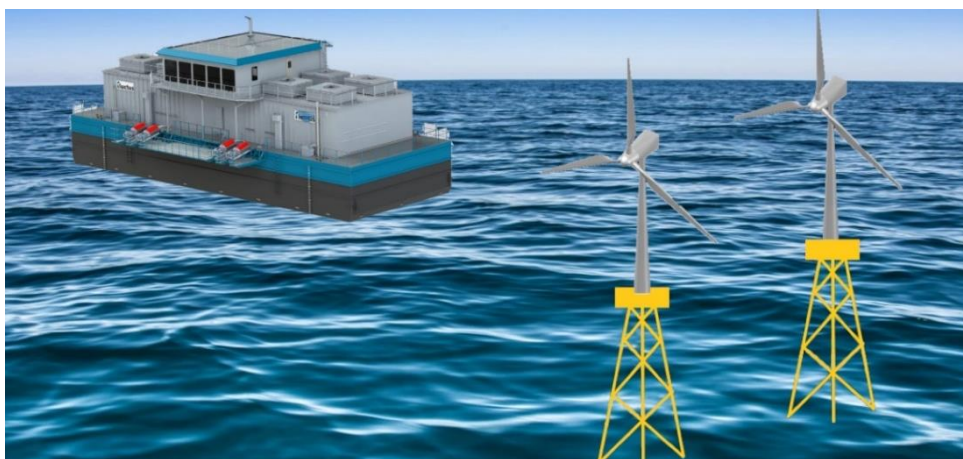
Ein kan også byggje egne flåtar som ein installerer vindturbinane på. Med ei slik flåte er det lett å fjerne turbinane ved enda levetid og ein kan frakte dei vekk dersom det er meldt ekstremvær.



Figur 30 skisse over flåte med vindturbinar.

Ein kan installere vindturbinar på botnfaste fundament. I dag er det ikkje eit regelverk for dette. Det vil også vera hensiktsmessig å sjå på større turbinar, med høgare effekt. Dette er grunna kostnader ved installasjon, og bør dermed kunne dekkje ein større del av energiforbruket.

Vindturbinar med botnfaste fundament kan ha ein maksimum vassdjupna på 50-60 meter [95]. Topografien av havbotnen er også avgjerande. Dette vil gjera plasseringa av oppdrettsanlegget viktig.



Figur 31 Skisse over botnfaste vindturbinar.

Ein moglegheit er å ha vindturbinar som er flytande og forankra. Det er ikkje nokon kommersielle aktørar innan mindre vindturbinar på marknaden. Då må ein opp i størrelse på turbinar som gjerne vil gje svært store overskot. Det er som tidlegare nemnt ikkje opna opp for å ha større vindturbinar til havs i Noreg enda.



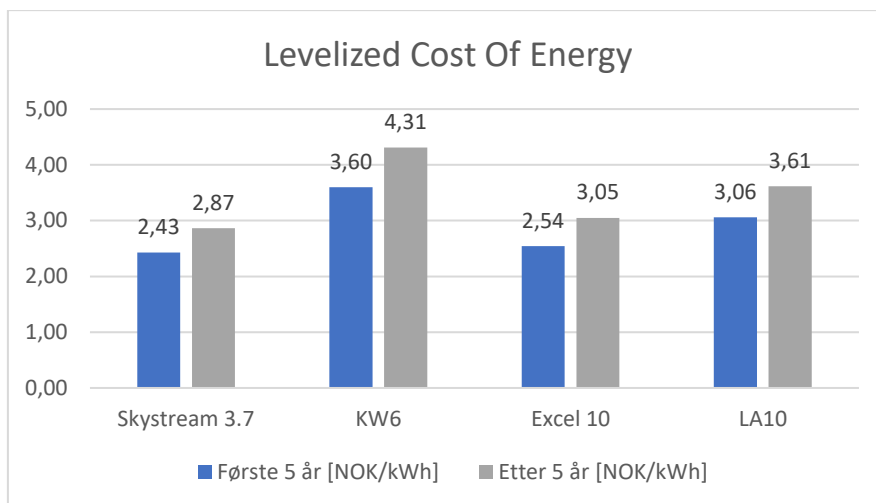
Figur 32 Skisse over flytande vindturbinar ved oppdrettsanlegg.

Det er ikkje valt å sjå nærare på dei tekniske løysningar ved installasjon av vindturbinar vidare i oppgåva. Dette er markert som eit forslag til vidare arbeid.

Kostnadar knytt til vindturbinar

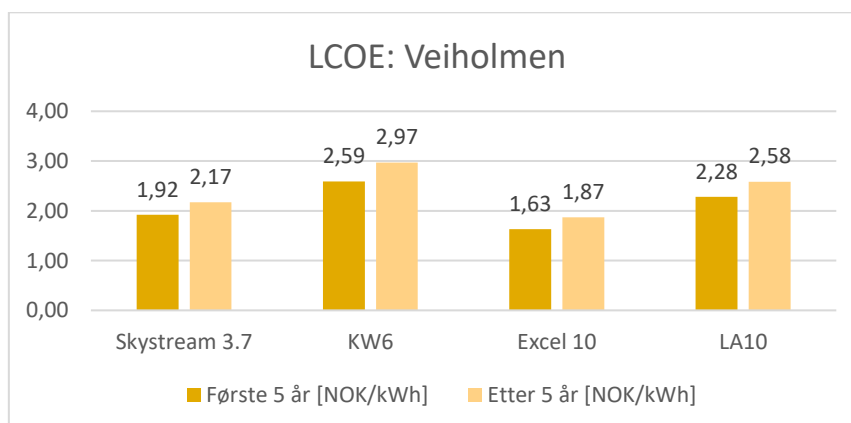
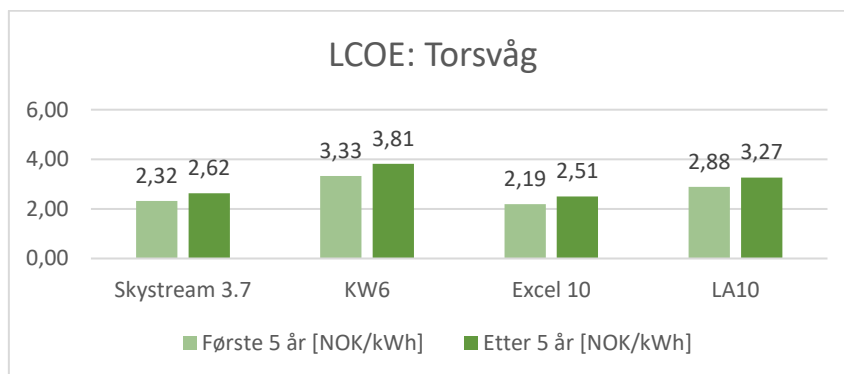
Alle turbinane undersøkt i denne oppgåva har 5 års garanti. Det vil sei at problem under desse åra vil gå under garantien til produsenten. Difor er det tenkt at drift- og vedlikehaldsutgifter er lågare dei 5 fyrste åra, 3% av investeringskostnadane. Etter endt 5 år vil denne posten auke til 5% [96, 97]. Diskonteringsrente på 5% er brukt.

I Figur 33 er årleg produksjon teken frå utgreiinga frå Small Wind Certification Council [3]. Dette er med ein middelvind på 5 m/s. Figuren er ein oversikt over LCOE for dei ulike turbinane med og utan garanti (vedlegg D).

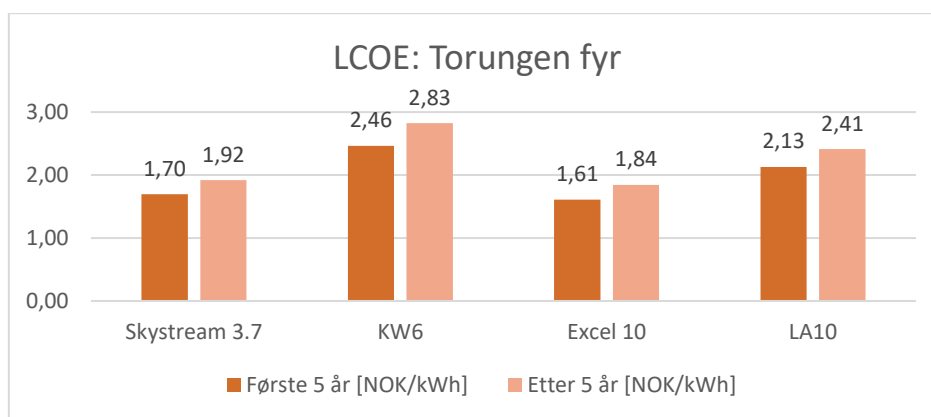
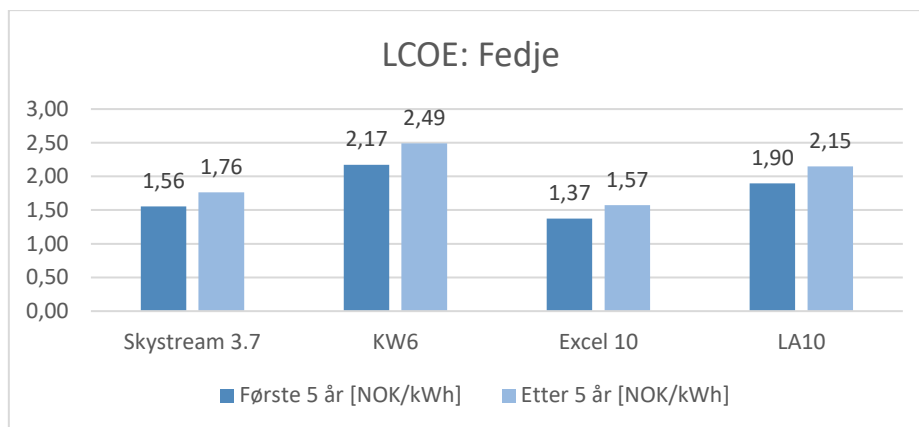


Figur 33 Levelized Cost Of Energy for turbintypene med tal frå SWCC [3].

Dersom ein undersøker kva LCOE er ved dei valte lokalitetane ser ein at energikostnadane er mykje lågare her, samanlikna med tal frå SWCC. Middelvinden ved desse lokalitetane er mykje høgare enn 5 m/s som er brukt i SWCC. Vinddata frå dei ulike lokalitetane er brukt (vedlegg E).



Figur 34 LCOE ved Torsvåg og Veiholmen



Figur 35 LCOE ved Fedje og Torungen fyr.

Tabell 12 er ein oversikt over variasjonen i LCOE for turbinane ved dei ulike lokalitetane, investeringskostnad per turbin og årleg drift- og vedlikehaldskostnadar. Årleg drift og vedlikehald er her 5 % av investeringskostnadane.

	LCOE [NOK/kWh]	Investeringskostnad per turbin [NOK]	Årleg drift og vedlikehaldskostnadar [NOK]	Minimum levetid [år]
Skystream3.7	1,56 – 2,62	75 254	3763	20
KW6	2,17-3,81	319 163	15 958	25
Excel10	1,37-2,51	347 894	17 395	25
LA30	1,9 – 3,27	1 354 025	67 701	20

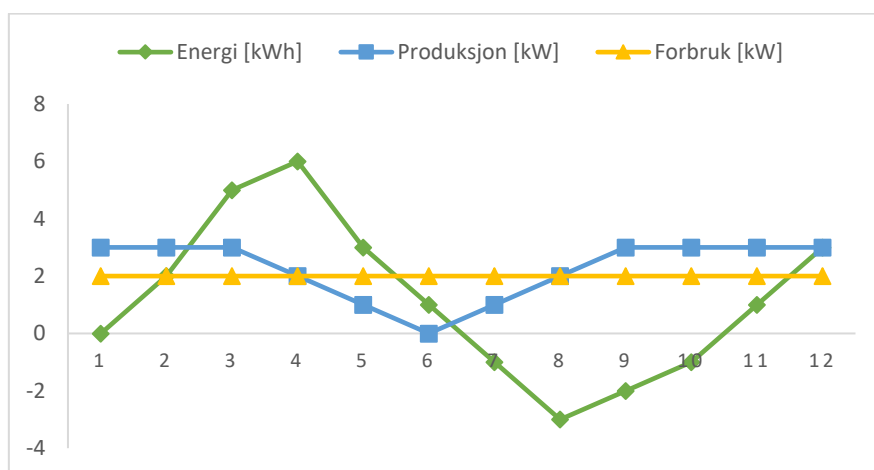
Tabell 12 LCOE for valte vindturbinar, investeringskostnad, årleg drift- og vedlikehaldskostnadar, og levetid [3].

4.6 Energilagring

Kor mykje energilagring ein treng ved eit oppdrettsanlegg kan vera vanskeleg å definere, då det avhenger av forbruket og kva energikjelder ein nyttar seg av. Ved bruk av vindkraft er det vanskeleg å definere behovet for energilagring då energiproduksjonen varierer. I denne oppgåva er det teken utgangspunkt i forbruket til referanseanlegg 1 og 2 i 2017.

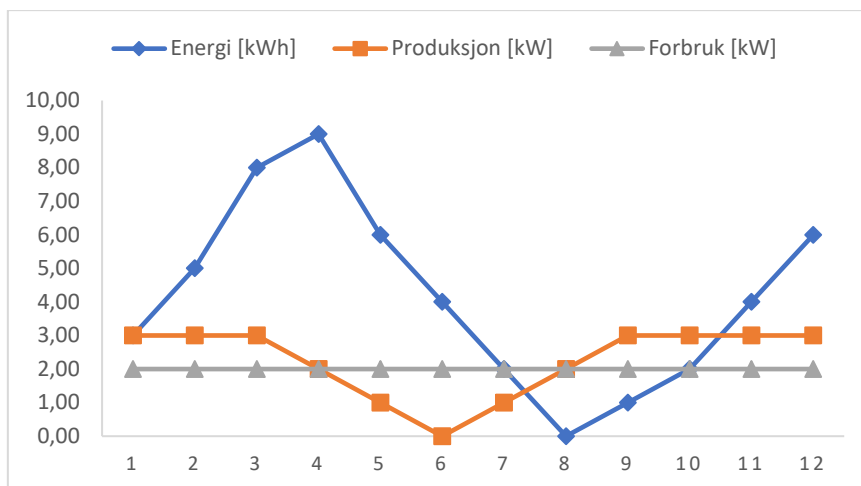
Ved undersøking av energilagring er det vesentleg å sjå på kor mykje energi som er lagra på batteriet ved starten av året, om det er 0% eller 100% oppladda.

Figur 36 er ein forenkling og eit eksempel der ein kan sjå at ein vil få underskot på seinsommaren når det ikkje blir produsert tilstrekkeleg med energi. I dette eksempelet vil batteriet vera tomt i byrjinga av januar, altså at batteriet ikkje er oppladda ved inngangen av året.



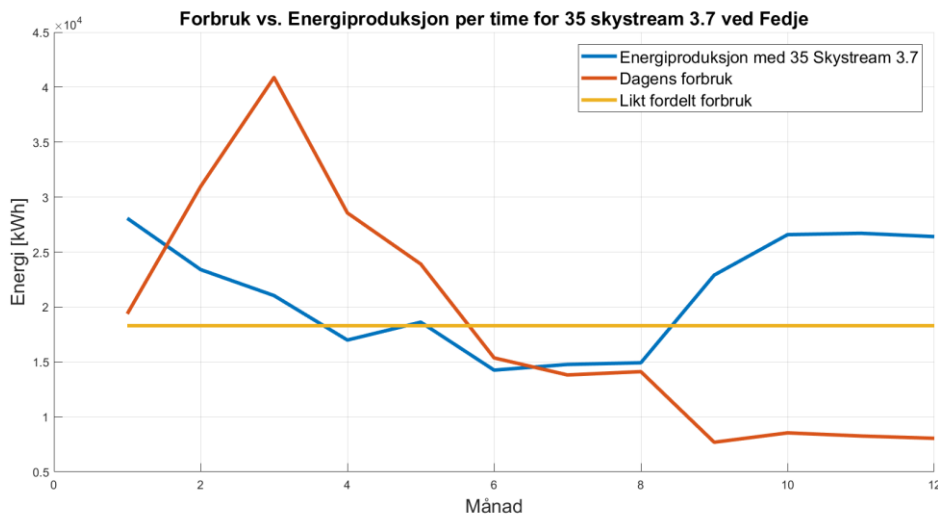
Figur 36 Lagringsbehov når batteriet er utladd ved inngang av januar.

I figur 37 ser ein eit eksempel som viser at batteriet er 30 % oppladda ved inngang av januar, og ein vil unngå underskot av energi.



Figur 37 Lagringsbehov når batteriet er 30% oppladda ved inngang av januar.

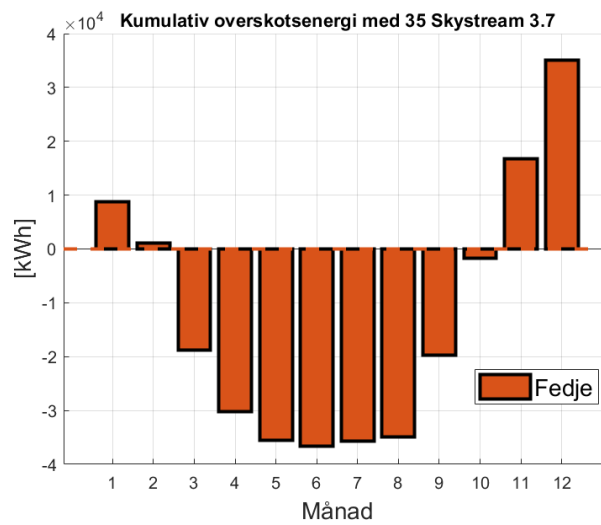
Ved å installasjon av 35 Skystream 3.7 og med forbruksmønsteret til referanseanlegg 1, vil det vere eit overskot på 35 127 kWh ved slutten av året. Vinddata frå Fedje er brukt i dette eksempelet. Ved dagens forbruk har ein overskot i januar måned, og frå juli og ut året, og det er denne energien ein ynskjer å lagre .



Figur 38 Dagens forbruk ved referanseanlegg 1, jamt forbruk og energiproduksjon ved Fedje.

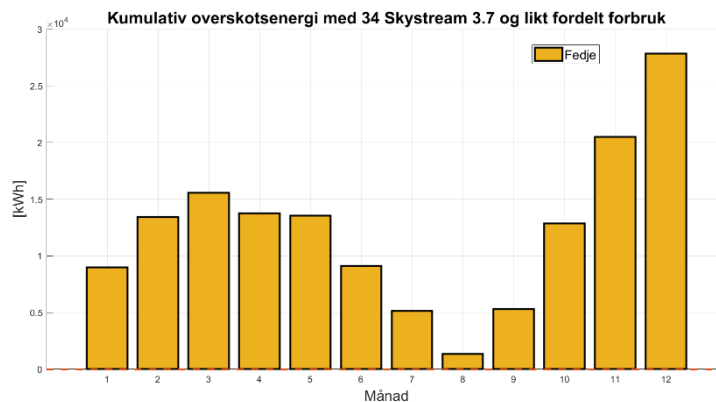
Dersom ein vidare lagrar alt overskotsenergien og brukar denne ved underskot av energi vil ein få ein fordeling som vist nedanfor i Figur 39. Det er den kumulative fordelinga mellom energiproduksjon frå vindturbinar ved Fedje og forbruksmønsteret til

referanseanlegg 1. Som ein ser har ein eit stort overskot i slutten av året som kan lagrast og brukast året etter. Her er energilageret 0% oppladda ved inngang av året.



Figur 39 Kumulativ overskotsenergi ved referanseanlegg 1, med 0% oppladda batteri ved inngangen av året.

Ved å unngå store effekttoppar vil ein kunne utnytte energiressursane betre, samt redusere nødvendig batterikapasitet. Figur 40 er den kumulative fordelinga av overskotsenergien dersom ein har eit likt forbruk heile året i det same scenarioet som i Figur 39. Eit heilt jamt forbruk er ikkje mogleg å gjennomføre i verkelegheita, men Figur 40 viser tydeleg at å jamne ut forbruket gjev ein positiv effekt på fordelinga mellom energiproduksjon, energilagring og forbruk. I dette tilfellet kan ein også redusere talet på turbinar med ein, dersom ein har eit heilt horisontalt forbruk.



Figur 40 Kumulativ overskotsenergi med jamt forbruk, med 0% oppladda batteri ved inngangen av året.

Kostnad knytt til energilagring

Li-ion batteri er valt å bruke vidare i oppgåva grunna høg verknadsgrad, tryggleik, samt kostnadar er spådd å falle kraftig framover. I følgje Lazards rapport frå 2017 er kapitalkostnadane for Li-ion batteri estimert til å ligge mellom 3554-4706 NOK/kWh i 2018 [80]. Det er valt å bruke det lågaste kostnadsestimatet for Li-ion batteri då fleire verksemdar påstår at dei vil kunne tilby ein pris langt under dette innan dette tiåret er omme [82].

4.7 Hybridsystem

Ved å kombinere fleire teknologiar kan ein optimalisere energisystemet ved eit oppdrettsanlegg. Teknologikombinasjonane som er sett nærare på i dette delkapittelet er vindturbin med batterikapasitet, og vindturbin, dieselgenerator med batterikapasitet og dieselgenerator med batterikapasitet. Det som kan vera utfordringa er å gjere ei slik hybridløsning lønsam for verksemda, samanlikna med dieselgenerator.

Vindturbin med batteripakke

Vindturbinane Skystream 3.7, KW6, Excel10 og LA30 er undersøkt i saman med Li-ion batteri. Det er tenkt at vindturbinane skal dekkje totalforbruket, men dette inneber at ein må fordele energien ved hjelp av batteri då det til tider er overskot og andre tider underskot.

Referanseanlegg 1 har eit svært høgt energiforbruk, spesielt i mars, noko som gjer det vanskeleg å dimensjonere energisystemet. Dersom ein skal dekkje energiforbruket med vindturbinar og batterikapasitet vil dette vert svært dyrt. I Tabell 13 og 14 kan ein sjå kor mange turbinar av dei ulike typane ein treng for å dekkje det totale forbruket ved referanseanlegg 1 og 2. Det er likevel behov for ein omfordeling av denne energien då det i nokre periodar vil vera store over- og underskot. Ein kan også sjå kor mykje energi som må lagrast for å dekke den største underskotsperioden på eit år, og kapitalkostnadar av ei slik investering. Det er Fedje og Torsvåg som er undersøkt her då Fedje er den mest vindfulle lokaliteten og Torsvåg er den minst vindfulle.

Referanseanlegg 1								
	Tal på turbinar		Kapitalkostnad Turbin [MNOK]		Maximum lagring [kWh]		Kapitalkostnad batteri [MNOK]	
	Fedje	Torsvåg	Fedje	Torsvåg	Fedje	Torsvåg	Fedje	Torsvåg
Skystream 3.7	31	45	2,33	3,39	57788	56872	205	202
KW6	11	17	3,51	5,43	62590	55975	222	199
Excel10	7	11	2,44	3,83	55363	48804	197	173
LA30	3	4	4,06	5,42	23347	26160	83	93

Tabell 13 Kostnader knytt til vindturbinar og batterikapasitet ved referanseanlegg 1.

Referanseanlegg 2								
	Tal på turbinar		Kapitalkostnad Turbinar [MNOK]		Maximum lagring [kWh]		Kapitalkostnad batteri [MNOK]	
	Fedje	Torsvåg	Fedje	Torsvåg	Fedje	Torsvåg	Fedje	Torsvåg
Skystream 3.7	18	26	1,35	1,96	6979	8435	25	30
KW6	7	10	2,23	3,19	3182	7787	11	28
Excel10	4	6	1,39	2,09	2905	8841	10	31
LA30	2	2	2,71	2,71	0	6201	0	22

Tabell 14 Kostnader knytt til vindturbinar og batterikapasitet ved referanseanlegg 2.

Det er store forskjellar i kostnader for batterikapasitet for referanseanlegg 1 og 2. Kostnadane med forbruksmønsteret til referanseanlegg 2 vil variere frå 0 til 31 MNOK avhengig av kva turbinatype, mens for referanseanlegg 1 vil dette bli 83-222 MNOK, og er langt i frå ei lønsam investering.

Det er mogleg å ha mindre batterikapasitet og lagre energi over kortare periodar. Andre alternativ er å installere fleire vindturbinar, bruke andre energikjelder i tillegg eller fordele forbruket annleis.

Ved å installere batterikapasitet som kan forsyne anlegget ved underskotsperiodar på dagsbasis vil kapitalkostnadane falle drastisk. Kapitalkostnadar og maksimum lagringsbehov per dag kjem fram i Tabell 15 og 16.

Torsvåg/Referanseanlegg 1							
	Tal på turbinar	Kapitalkostnad [MNOK]	LCOE [NOK/kWh]	Lagringsbehov [kWh]	Kapitalkostnad [MNOK]	LCOS [NOK/kWh]	Total kapitalkostnad [MNOK]
Skystream 3.7	45	3,39	2,6	122	0,434	2,83-7,76	3,824
KW6	17	5,43	3,8	120	0,426	2,83-7,76	5,856
Excel10	11	3,83	2,5	105	0,373	2,83-7,76	4,203
LA30	4	5,42	3,3	64	0,227	0	5,647

Tabell 15 Lagringsbehov per dag ved Torsvåg med forbruksmønsteret til referanseanlegg 1.

Fedje/Referanseanlegg 2							
	Tal på turbinar	Kapitalkostnad [MNOK]	LCOE [NOK/kWh]	Lagringsbehov [kWh]	Kapitalkostnad [MNOK]	LCOS [NOK/kWh]	Total kapitalkostnad [MNOK]
Skystream 3.7	18	1,35	1,8	50	0,178	2,83-7,76	1,528
KW6	7	2,23	2,5	42	0,149	2,83-7,76	2,379
Excel10	4	1,39	1,6	44	0,156	2,83-7,76	1,546
LA30	2	2,71	2,1	1,5	0,005	0	2,715

Tabell 16 Lagringsbehov per dag ved Fedje med forbruksmønsteret til referanseanlegg 2.

KW6 har høgast LCOE og treng mykje lagringskapasitet. Dersom ein skal kunne dekkje totalforbruket ved hjelp av Skystream 3.7 turbinar må ein ha svært mange av dei, mellom 18 og 45 for dei valte lokalitetane. Grunna mange turbinar kan dette potensielt vera vanskeleg å installere på eksisterande oppdrettsanlegg, likevel ikkje umogleg. Den har ein låg LCOE, men treng mest batterikapasitet for å dekkje det daglege underskotet, noko som er kostbart. Av desse grunnane er det valt å sjå vekk i frå desse turbinane i dei neste kapitla.

Eit system av vindturbinar og batteri vil vera sårbart i spesielt energikrevjande tidsrom og i lange periodar utan vind. Då vil det vera ein viss moglegheit for at ein ikkje har

tilstrekkeleg med energi til ein kvar tid. Ved Torsvåg vil det vera heile 33,3 % produksjonsstans på eit år dersom ein nyttar seg av LA30 turbinar. Det vil difor vera nødvendig å kombinere vindturbinar og batteri med ein energikjelde til.

Vindturbin og dieselgenerator med batterikapasitet

Det er mogleg å kombinere vindturbinar, dieselgenerator med batterikapasitet. Vindturbinane er her dimensjonert for å dekkje det totale forbruket, batteri vil ha ein kapasitet til å dekkje daglege underskot og ein dieselgenerator kan produsere energi ved høge effekttoppar og i vindstille periodar.

Middelforbruket ved referanseanlegg 1 er 25,1 kW, mens effekten til turbinane ved Torsvåg vil vere 27,8 og 32,9 kW om ein vel Excel10 eller LA30. Det høgaste effektforbruket ved referanseanlegg 1 i 2017 var 122,4 kW. Det er difor valt å sjå på ein dieselgenerator på 150 kW, med kapitalkostnad 6536 NOK/kW [70]. Batterikapasitet og talet på turbinar som er brukt, er funnen i kapittel 4.6.

Torsvåg/Referanseanlegg 1				
	Vindturbin	Batteri	Dieselgenerator	Totalkostnad [MNOK]
Excel10				
Energi/Effekt	27,8 kW	105 kWh	150 kW	
LCOE [NOK/kWh]	2,5	2,83-7,76	1,6-2,6	
Kapitalkostnad [MNOK]	3,83	0,373	0,98	5,18
LA30				
Energi/Effekt	32,9 kW	64 kWh	150 kW	
LCOE [NOK/kWh]	3,3	2,83-7,76	1,6-2,6	
Kapitalkostnad [MNOK]	5,42	0,227	0,98	6,63

Tabell 17 Samanlikning av vindturbin, batteri og dieselgenerator ved referanseanlegg 1.

Ved referanseanlegg 2 er det høgaste effektforbruket 81,2 kW. Det vil vera nødvendig med ein dieselgenerator som kan dekkje heile dette forbruket dersom det ikkje er tilstrekkeleg med vindressursar. Det er difor valt ein dieselgenerator på 100 kW som kan

drifte anlegget når det ikkje vert produsert tilstrekkeleg med energi frå vindturbinane og energilageret byrjar å verte tomt.

Gjennomsnittet i forbruket ved referanseanlegg 2 var 14,2 kW i 2017, mens turbinane har ein middeleffekt på 16,2 og 25,1 kW for Excel10 og LA30 respektivt.

Fedje/Referanseanlegg 2				
	Vindturbin	Batteri	Dieselgenerator	Totalkostnad [MNOK]
Excel10				
Energi/effekt	16,2 kW	44 kWh	100 kW	
LCOE [NOK/kWh]	1,6	2,83-7,76	1,6-2,6	
Kapitalkostnad [MNOK]	1,39	0,156	0,65	2,2
LA30				
Energi/Effekt	25,1 kW	1,5 kWh	100 kW	
LCOE [NOK/kWh]	2,1	2,83-7,76	1,6-2,6	
Kapitalkostnad [MNOK]	2,71	0,005	0,65	3,37

Tabell 18 Samanlikning av vindturbin, batteri og dieselgenerator ved referanseanlegg 2.

LCOE for hybridsystemet er ikkje rekna ut då fordelinga mellom produksjon frå vindturbin og dieselgenerator vil variere over tid. Å velje LA30 eller Excel10 vil gje ein prisforskjell i hybridsystema som vist i Tabell 17 og 18. LA30 vil produsere meir energi med færre turbinar, men er også dyrare i innkjøp. Kva turbintype ein bør satse på avhenger også blant anna av faktorar som tilgjengeleg areal, vindressursar og energibehov.

Ved eit slikt system vil ein truleg behalde dieselgeneratoren som allereie er installert på oppdrettsanlegget, noko som reduserer investeringskostnadane betrakteleg. Noko som kan sjåast i Tabell 19.

	Kapitalkostnad for turbin og batteri [MNOK]	
	Torsvåg/ Referanseanlegg 1	Fedje/ Referanseanlegg 2
Excel10	4,2	1,54
LA	5,65	2,72

Tabell 19 Kapitalkostnad for turbinar og batterikapasitet ved referanseanlegga.

Dieselgenerator og batterikapasitet

Dieselgenerator i samband med batterikapasitet er sett nærare på då dette er eit relativt enkelt tiltak for å redusere klimagassutslepp ved eksisterande anlegg. Det er valt å undersøke nærare for så og samanlikne med vindkraft.

Ved å installere batterikapasitet ved oppdrettsanlegg kan dette spare verksemda for utgifter knytt til drivstoff, samt auke levealderen til generatoren og redusere forureining. Kor stor batterikapasitet ein bør ha er vanskeleg å definere då det avhenger av behov og betalingsvilje. I Tabell 20 er LCOE for dieselgenerator og Li-ion batteri samla, samt kapitalkostnad.

	Dieselgenerator	Li-ion batteri
LCOE [NOK/kWh]	1,6-2,6	2,83-7,76
Kapitalkostnad	6536 NOK/kW	3554 NOK/kWh

Tabell 20 LCOE og kapitalkostnad for dieselgenerator og Li-ion batteri.

Det mest hensiktsmessige er å ha batterikapasitet nok til å drifte anlegget i nokre timar, slik at ein kan slå av generatoren i desse timane. Dersom ein skal dimensjonere batterikapasiteten etter maksimum forbrukseffekt og at batteriet skal då kunne mate anlegget i fleire timar blir dette svært kostbart.

Middelforbruket ved referanseanlegg 1 er 25 kW, og ved referanseanlegg 2 er det 14,2 kW. Om ein investerer i batteriet som har ein kapasitet på 150 kWh vil den kunne drive anlegget i mange timar per dag. Det er ein kostbar investering, men ein vil igjen spare

drivstoff, auke levetida på dieselgeneratoren og redusere utslepp frå anlegget fordi dieselgeneratoren vil verte køyrt med optimal forbrenningsgrad når den er i gang. Kostnaden av batteripakken vil då vere 0,533 MNOK med estimerte prisar for 2018.

Med tall i frå Sintef er det utrekna i denne oppgåva at anlegget på referanseanlegg 1 hadde drivstoffutgifter på 0,996 MNOK og referanseanlegg 2 på 1,434 MNOK for kvart lakseutsett. Li-ion batteri har ei levetid på 10 år og med minkande prisar, og med ukjente prisar på drivstoff er dette absolutt ei løysing oppdrettsnæringa bør sjå nærare på.

4.8 Samanlikning

Ved alle løysningane undersøkt i denne oppgåva, vil ein kunne spare kostnadar på å redusere dei store forbrukstoppane slik at ein får eit jamnare forbruk. Dette gjer at ein ikkje treng overdimensjonerte energisystem.

Som i alle næringar ligg kostnadar knytt til energisystemet tungt til grunne då ein skal velje. Dersom det ikkje er kostnadsoptimalt er det som regel ikkje betalingsvilje. Tabell 21 er ein oversikt over kapitalkostnad for dei ulike energisystema. Der det er variasjonar i pris er det billegaste alternativet blitt presentert i denne tabellen. Turbinar aleine er ikkje presentert då det ikkje vil vera eit optimalt system i vindstille periodar.

Energisystem	Kapitalkostnad Referanseanlegg 1 [MNOK]	Kapitalkostnad Referanseanlegg 2 [MNOK]
1. Vindturbinar og batteri	87	11,4
2. Dieselgenerator	1,57	1,31
3. Dieselgenerator og batteri	2,1	1,8
4. Sjøkabel	1,5	1,5
5. Dieselgenerator, vindturbinar og batteri	5,18	2,2

Tabell 21 Kapitalkostnad for dei ulike energisystema.

Ved energisystema som også inkluderer dieselgenerator, kan det diskuteras om kapitalkostnader på denne skal vera inkludert då det ved eksisterande anlegg allereie er installert dieselgenerator. I Tabell 21 er dieselgeneratoren inkludert i kostnadene.

Levelized Cost Of Energy variere også mellom dei ulike energisystema. Det er ikkje utrekna LCOE for hybridsystema då det ikkje er heilt klar fordeling av brukstid mellom energikjeldene. LCOE for dieselgenerator er henta frå Lazard, og ikkje frå utrekna LCOE for referanseanlegga gjort i denne oppgåva då det er store usikkerheiter knytt til desse [70].

Energikjelde	LCOE [NOK/kWh]
Dieselgenerator	1,6-2,6
Vindturbin	1,37-3,81
Batteri	2,83-7,76

Tabell 22 LCOE for dei ulike energikjeldene.

Vindturbinar kan definitivt vera konkurransedyktig samanlikna med dieselgeneratorar, ved val av riktige vindturbinar. Batterikapasitet er derimot ein del dyrare enda, men med fallande kostnader kan dette potensielt snu.

4.9 Forenklingar

Det er brukt vinddata ved 10 meters høgd i denne oppgåva, henta frå Eklima.met.no som er klimadatabasen til Meteorologisk Institutt. Vinden er ikkje skalert opp eller ned etter høgda på vindturbinane då det er tenkt at dette ikkje vil utgjere for mykje, då det berre er sett nærare på mindre turbinar i denne oppgåva. Tårna til turbinane i denne oppgåva vil nesten alle vera høgare enn 10 meter, noko som potensielt vil gjere at tala for energiproduksjon i denne oppgåva er eit lågare estimat enn verkelegheita.

I denne oppgåva er ein gått utifrå at små vindturbinar skal kunne dekkje det totale forbruket ved oppdrettsanlegga. Det er fullt mogleg å installere mindre vindkapasitet og dermed senke kostnadane knytt til prosjektet. Areal kan også vera ein grunn til å redusere talet på turbinar.

Ved omrekning av utanlandsk valuta er eit gjennomsnitt over 3 år brukt for å få eit meir stabilt bilete av investeringskostnadar.

4.10 Usikkerheit

- Vindhastigheita er ikkje skalert opp og ned etter turbinhøgde, noko som kan utgjere ein usikkerheit i energiproduksjon. Turbinane i denne oppgåva kan leverast med forskjellig turbinhøgder, og dei aller fleste er høgare enn 10 meter. Dette gjer at energiproduksjonen i denne oppgåva truleg gjev eit litt lågare estimat enn verkelegheita.
- Usikkerheit i omrekning av valuta. Eit tre års gjennomsnitt er brukt i denne oppgåva.
- Det tekniske aspektet av kvar ein skal plassere dei forskjellige komponentane er berre kort diskutert i denne oppgåva.
- Kostnad av teknologi og drivstoff er i stadig endring, noko som gjer utrekning av kostnadar i denne oppgåva berre er aktuell på noverande tidspunkt, men kan likevel gje eit samanlikningsgrunnlag seinare.
- Kostnad av installasjon av dei ulike løysningane er ikkje teken med.
- Mogleg avvik i forbruket ved referanseanlegg 1 i 2017, noko som gjer at dette året moglegvis ikkje er representativt. Det er også brakklegging dette året, noko som gjev lågt forbruk dei siste månadane i året.
- Datasetta brukt i denne oppgåva er timesbasert, noko som seier lite om fluktusjonar i forbruk og energiproduksjon innanfor desse timane.
- Det er brukt ein verknadsgrad på 25% for dieselgeneratorar og ei levetid på 25. Verknadsgrad er avhengig av last, noko som gjer at det kan variere frå anlegg til anlegg. Levetida avhenger av bruksmønster og vedlikehald og er difor vanskeleg å definere.
- Då det er teken utgangspunkt i to reelle anlegg blir denne oppgåva meir eit eksempelstudie og gjev nødvendigvis ikkje eit fasitsvar, men er meir eit samanlikningsverktøy.

4.11 Anbefalingar

Ved val av energisystem bør første prioritet for eksisterande anlegg vera å energieffektivisere i størst mogleg grad, samt jamne ut forbruket. Slik vil ein redusere dieselforbruket.

Eit spanande tiltak er fôrringsystem med vasstransport. Dette er ikkje eit kommersielt tilbod per i dag, men har eit potensial for å redusere energiforbruket til fôrringsystemet med 60-80%. Då fôrringsystemet er det mest energikrevjande ved eit anlegg er det høgst interessant å følgje utviklinga av denne teknologien vidare.

Avstanden frå oppdrettsanlegg til land vil truleg auke i tida framover. Oppdrettsanlegg som ligg under 1 km frå land bør sjå på moglegheita for kopling til landstraum. Anlegga med større avstandar bør vurdere andre alternativ også.

Vindturbinar er konkurransedyktige med dieselgeneratorar når det kjem til kostnadar. Det er likevel usikkerheit i vindressursar som gjer at ein bør kombinere vindturbinar med andre energikjelder. Ved installasjon av vindturbinar og batterikapasitet på eit allereie eksisterande anlegg med dieselgenerator vil ein få eit påliteleg hybridssystem. Investeringskostnadane avhenger av i kva grad ein investerer i vindturbinar og batterikapasitet. Eit viktig poeng er at prognosane spår at dieselkostnadane vil auke i framtida, noko som kan gjere investering i vindturbinar meir lønsamt i framtida. Ein kan også poengtere at ein vil redusere dieselforbruket, utslepp av klimagassar og truleg auka levetida til generatoren ved å installere vindturbinar og batterikapasitet.

Ved eksisterande oppdrettsanlegg som allereie nyttar seg av dieselgenerator er det mogleg å installere batterikapasitet for å redusere drivstoffbruken. Vindturbinar er i dei fleste tilfella per i dag billegare enn batterikapasitet, men dette kan endre seg framover.

Då kvart oppdrettsanlegg er forskjellig vil det vera nødvendig med individuell prosjektering. Denne oppgåva kan brukast som eit samanlikningsverktøy og som eit informasjonshefte.

4.12 Vidare arbeid

Vidare arbeid knytt til denne oppgåva er basert på å utvikle oppdrettsnæringa som ei framtidsretta og berekraftig næring. Her er ein oppsummering av det viktigaste:

1. Rekne ut stabilitet av flåte ved installasjon av vindturbinar.
2. Sjå på mogelegheit for å implementere turbinar på framtidige merdar.
3. Korleis bruke vêrvarsling til å planlegge operasjonelle aktivitetar.
4. Redusere CO₂ avtrykket gjennom å evaluere heile livssyklusen til laksen.
5. Finne ut om vatn kan erstatte luft som transportmiddel i fôringsystemet.
6. Optimalisere luftstraum etter størrelse på laksen.

Kapittel 5: Konklusjon

Oppdrettsnæringa i Noreg er i vekst, og på stadig leiting etter nye løysningar knytt til smartare, meir miljøvenleg og kostnadseffektiv drift. I denne oppgåva er det sett nærare på moglegheita for å implementere små vindturbinar ved oppdrettsanlegg i Noreg. Forbruksmønsteret til to oppdrettsanlegg er lagt til grunne, samt vinddata frå fire lokalitetar spreidd langs kysten. Då det er svært store variasjonar i energiforbruket til norske oppdrettsanlegg er det viktig at kvart anlegg får individuell prosjektering av energisystem, og denne oppgåva viser eksemplar på moglege kombinasjonar og løysningar.

Ved innføring av fornybar energi ved eksisterande oppdrettsanlegg vil ein i større grad kunne dekke energiforbruket dersom ein energieffektiviserer og jamne ut effektoppar. Eit svært interessant tiltak for å redusere energiforbruket er å bruke vasstransport i fôringssystemet, noko som har potensialet for å redusere energiforbruket til fôringssystemet med 60-80%. Dette systemet er ikkje kommersielt tilgjengeleg per i dag, men er eit tiltak næringa bør sjå nærare på. Andre tiltak som er effektfullt er å bruke LED-lys i merdane, redusere fôrlinje og redusere energibruken på fôrflåta. For å utnytte energiressursane best bør ein sjå på moglegheita for å tilpasse fôringstidspunkt etter vindressursane. Å fôre merdane til forskjellig tid er eit tiltak som vil jamne ut effektforbruket.

Vindturbinar ved oppdrettsanlegg kan vera konkurransedyktig samanlikna med dieselgeneratorar dersom ein ser på investeringskostnadar og Levelized Cost Of Energy. Det er mogleg å dekkje det årlege totale energiforbruket til oppdrettsanlegg med små vindturbinar, men då produksjon og forbruk ikkje alltid samsvarar kan det føre til periodar med underskot. Usikkerheit i vindressursar gjer at ein ikkje kan satse på vindturbinar åleine.

I denne oppgåva er det undersøkt kor vidt ein kan dekkje heile forbruket med energi frå vindturbinar i saman med batteri. Dette er ikkje økonomisk forsvarleg då det treng svært mykje batterikapasitet for å lagre nødvendig energi mellom sesongar. Vindturbinar er i dei fleste tilfella billegare enn batterikapasitet per i dag, noko som gjer at ein i størst mogleg grad bør auke talet på turbinar heller enn batterikapasitet.

Vidare vart det sett nærare på mogelegheita for å installere same mengde vindturbinar, og ha batterikapasitet til å dekkje dei daglege underskota. Slik vil det meste av energiforbruket verte dekkja, men i vindstille periodar og ved store ved effektoppar er det nødvendig med ei alternativ energikjelde. Ved kombinasjon med dieselgenerator vil ein få eit påliteleg energisystem der vindturbinen i størst mogleg grad vil drifte anlegget, mens dieselgeneratoren startar dersom det er nødvendig. Oppdrettsanlegga i dag har dieselgenerator, som kan takast i bruk i ei slik hybridløyning.

Dieselgenerator i kombinasjon med Li-ion batteri er ei enkel løyning for allereie eksisterande anlegg. Dieselgeneratoren vil då bli køyrt med optimal last, og bli slått av når batteriet er fulladd. Ein kan med dette redusere dieselforbruket, utslepp av klimagassar, gangtida og i tillegg auke levetida på generatoren.

Framtidas oppdrettsanlegg vil truleg bruke meir energi då dei vert større med meir overvaking, og nye løyningar for betre miljø og fiskehelse. Ved meir energikrevjande anlegg, samt ein ekspansjon av næringa er det viktig å undersøke berekraftige løyningar som også kan vera kostnadsoptimale. Med usikkerheit i framtidas dieselkostnadar og med fallande prisar på fornybare energisystem og Li-ion batteri, bør ein sjå på mogelegheita for at fornybare ressursar kan verte utnytta i større grad framover. Det er store moglegheiter for at oppdrettsnæringa i Noreg kan fortsetje å vera den største eksportøren av laks framover også, og det bør gjerast ved å satse på innovative og berekraftige løyningar der biologiske- og miljømessige forhold vert teken vare på.

Kjelder

1. Almås, K.A., et al., *Verdiskaping basert på produktive hav i 2050*. 2012, Sintef.
 2. Almås, K.A. and I. Ratvik, *Sjøkart mot 2050*. 2017.
 3. SWCC. *SWCC Certified Turbines - Small: Compare Ratings*. 2018 [cited 2018 04.01]; Available from: <http://smallwindcertification.org/certified-small-turbines/>.
 4. Eklima. *eKlima*. 2017 [cited 2017 18.08]; Available from: http://sharki.oslo.dnmi.no/portal/page?_pageid=73,39035,73_39049&_dad=portal&_schema=PORTAL.
 5. Johnsen, J.P. *Akvakultur*. 2017 [cited 2018 11.04]; Available from: <https://snl.no/akvakultur>.
 6. SSB. *Akvakultur*. 2017 [cited 2018 06.03]; Available from: <https://www.ssb.no/fiskeoppdrett>.
 7. Fiskeridirektoratet, *Akvakulturlokaliteter*.
 8. Berge, A. *Tungt fall for Norges markedsandel i laks*. 2018 [cited 2018 13.03]; Available from: <https://ilaks.no/tungt-fall-for-norges-markedsandel-i-laks/>.
 9. E24. *Kina setter fart på lakseimporten fra Norge*. 2017 [cited 2018 13.03]; Available from: <https://e24.no/naeringsliv/kina/kina-setter-fart-paa-lakseimporten-fra-norge/24202122>.
 10. Ytreberg, R., *Kan nå én milliard i høst*. 2018.
 11. Laks.no. *Et blikk framover*. [cited 2018 13.03]; Available from: <https://laks.no/lakseeventyret/>.
 12. Lyngøy, C. *HAUGE AQUA SIGNS CONTRACT WITH MARINE HARVEST FOR DEVELOPMENT OF THE CLOSED-CONTAINMENT TECHNOLOGY "THE EGG"*. 2016 [cited 2018 28.05]; Available from: <http://www.haugeaqua.com/pressemelding/>.
 13. HaugeAqua. *TECHNOLOGY FOR SUSTAINABLE GROWTH IN AQUACULTURE* 2016 [cited 2017 09.10]; Available from: <http://www.haugeaqua.com/Technology/>.
 14. SalMar. *OFFSHORE FISH FARMING* [cited 2017 13.12]; Available from: <https://www.salmar.no/en/offshore-fish-farming-a-new-era>.
 15. Hageskal, A. *Om fire måneder flytter 1,5 millioner laks inn her*. 2017 [cited 2017 31.10.2017]; Available from: <https://sysla.no/fisk/om-fire-maneder-flytter-15-millioner-laks-inn/>.
 16. Hansen, B., *Anleggssjef Ocean Farm 1*. 2017.
 17. Ilaks.no. *Giganten «Ocean Farm 1» blir liten sammenlignet med SalMars nye havmerd*. 2018 [cited 2018 13.04]; Available from: <https://ilaks.no/giganten-ocean-farm-1-blir-liten-sammenlignet-med-salmars-nye-havmerd/>.
 18. Berthelsen, K. - *"Ocean Farm 1" blir et flytende laboratorium*. 2017 [cited 2018 13.04]; Available from: <https://www.kyst.no/article/ocean-farm-1-blir-et-flytende-laboratorium/>.
 19. Cicero, *Climate Footprints of Norwegian Dairy and Meat- a Synthesis*. 2016.
 20. Havforskningsinstituttet. *Biologi hos laks i oppdrett*. 2009 [cited 2018 02.02]; Available from: http://www.imr.no/temasider/fisk/laks/laks_i_oppdrett/nb-no.
 21. Wargelius Anna, A.F. and E.R.B. Kjærner-Semb Erik, *Har funnet laksens pubertetsgen*. Havforskningsinstituttet.
 22. Sten I. Siikavuopio, S.H.O., Torbjørn Tobiassen, Karsten Heia og Monica Kalberg *Sesong og kjønnsmodning - betydning på rogn og muskelkvalitet hos ørret*. 2017: Nofima. p. 12.
 23. Bakke, Ø., *Dagleg leiar i FjordMaritime*, L. Wiken, Editor. 2017.
-

24. MarineHarvest. *Laksens livssyklus* [cited 2017 09.10]; Available from: <http://marineharvest.no/products/seafood-value-chain/>.
 25. Holmen, J., *Teknisk Sjef Salmar*. 2017.
 26. Næss, A., *Dagleg leiar, aPoint*. 2017.
 27. Fjordkraft. *Hva er normalt strømforbruk?*. [cited 2018 19.04]; Available from: <https://www.fjordkraft.no/privat/stromforbruk/>.
 28. Backe-Bergen. 2018.
 29. Sørdal, A., *Driftsleder*. 2018.
 30. Seternes, M., *Miljø- og utviklingsleder*. 2018.
 31. Bogø, G.E., *Salgssjef Midt-Noreg, Steinsvik*. 2017.
 32. Hansen, T., *Forskar, Havforskningsintitutet*. 2017: Mail.
 33. Sirnes, B., *Sales manager, AKVA group*. 2018.
 34. Varmepumpeinfo. *Væske-til-vann-varmepumpe* [cited 2017 08.10]; Available from: <https://www.varmepumpeinfo.no/varmepumpetyper/vaske-til-vann-varmepumpe>.
 35. Enova. *Varmesentraler*. [cited 2017 12.12]; Available from: <https://www.enova.no/bedrift/bygg-og-eiendom/varmesentraler/>.
 36. Hávarðsson, B., *Innovation manager, The seafood innovation Cluster* 2017.
 37. Akvaplanniva, *Forbedrede produksjonsregimer*.
 38. fornybar.no. *Ressursgrunnlag*. [cited 2018 26.02]; Available from: <http://www.fornybar.no/vindkraft/ressursgrunnlag>.
 39. NVE. *Vindressurser*. 2015 08.03.2017 [cited 2018 26.02]; Available from: <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/vindkraft/vindressurser/>.
 40. NVE, *NVE Vindressurser*. 2009, NVE: NVE.no.
 41. GoogleMaps, *Valde lokaliteter langs kysten*. 2018.
 42. WindPower, E. *VAWT vs HAWT*. 2009 [cited 2018 12.01]; Available from: <http://www.windpowerengineering.com/construction/vertical-axis-wind-turbines-vs-horizontal-axis-wind-turbines/>.
 43. Vindportalen. *Vindkraft og fugl*. [cited 2018 28.02.2018]; Available from: <http://www.vindportalen.no/Vindportalen-informasjonssiden-om-vindkraft/Miljoe/Vindkraft-og-fugl>.
 44. Enercon, *HORIZONTAL-AXIS WIND TURBINE / THREE-BLADED / ONSHORE*. 2018.
 45. Rinkesh. *Vertical Axis Wind Turbines*. [cited 2018 15.01]; Available from: <https://www.conserve-energy-future.com/verticalaxiswindturbines.php>.
 46. Merezicky, A. *Vertical-axis wind turbines: what makes them better?* 2014 [cited 2017 14.12]; Available from: <http://www.windpowerengineering.com/design/vertical-axis-wind-turbines/>.
 47. Gipe, P. *News & Articles on Household-Size (Small) Wind Turbines*. 2013 [cited 2013 19.02.2013]; Available from: http://www.wind-works.org/cms/index.php?id=64&tx_ttnews%5Btt_news%5D=2220&cHash=b55932dfebd049ab01c1d968670afc1e.
 48. Magedi Moh. M. Saad, *Comparison of Horizontal Axis Wind Turbines and Vertical Axis Wind Turbines*. <http://www.iosrjen.org/>, 2014.
 49. Roslan, E. and V. Osea. *Study on Wind Speed Correlation between UNITEN and Meteorological Station Data for Wind Resource Assessment*. 2017 [cited 2018 28.05]; Available from: https://www.researchgate.net/figure/Types-of-VAWT-Savonius-Darrieus-and-Hrotor-types10_fig2_319242300?sg=dox1M6r-6ivXJ738t6IEelzO7-Yyt51m_H8kzudEACvfSxXQ1S29N33nhqrcKXoDtDds-HH6tM1qvyDV9olOBQ.
-

50. DWIA. *Wind Turbines: Upwind or Downwind Machines?* 2003 [cited 2018 28.05]; Available from: <http://xn--drmstrre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/en/tour/design/updown.htm>.
 51. Wagner, H.-J. and J. Mathur, *Introduction to Wind Energy Systems*. 2013: Springer, Berlin, Heidelberg.
 52. González-Longatt, F., P. Wall, and V. Terzija, *Wake effect in wind farm performance: Steady-state and dynamic behavior*. 2012.
 53. DWIA. *Wake effect*. 2003 [cited 2018 26.02]; Available from: <http://xn--drmstrre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/en/tour/wres/wake.htm>.
 54. Zephyr. *Ising på vindturbiner* [cited 2018 06.03]; Available from: <http://www.kvalheimkraft.no/attachment/1389/binary/12210?download=true>.
 55. DWEA. *Small Wind Certification Council*. [cited 2017 02.03]; Available from: <http://distributedwind.org/member-highlight/swcc/>.
 56. Jones, J. *Small Wind Certification Council Issues First Turbine Certifications*. 2012 [cited 2017 09.10]; Available from: <https://www.nrel.gov/news/program/2012/1739.html>.
 57. SWCC. *SWCC Certified Turbines - Small: Compare Ratings*. 2017 [cited 2017 04.09]; Available from: <http://smallwindcertification.org/certified-small-turbines/>.
 58. ICC-SRCC, *SWCC Summary Report Skystream 3.7*. 2011.
 59. Xzeres, *Skystream 3,7*. 2013.
 60. xzeres. *The Original Skystream Personal Wind Turbine*. 2013 [cited 2017 08.12]; Available from: <http://www.windenergy.com/products/skystream/skystream-3.7>.
 61. Kingspan. *KW6 Wind Turbine*. [cited 2017 05.09]; Available from: <https://www.kingspan.com/irl/en-ie/products/renewable-technologies/wind-energy/kw6-wind-turbine>.
 62. ICC-SRCC, *SWCC Summary Report KW6*. 2013.
 63. Soriano, M.A., *Director, Sales & Marketing Bergey Windpower Co*. 2017.
 64. ICC-SRCC, *SWCC Summary Report Excel 10*. 2011.
 65. Lely. *Lely Aircon introduces high capacity wind turbine for on farm use*. 2014 [cited 2018 23.05]; Available from: <https://www.lely.com/news/2014/10/27/lely-aircon-introduces-high-capacity-wind-turbine/>.
 66. ICC-SRCC, *SWCC Summary Report LA30*. 2017.
 67. IRENA, *RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES*. 2012.
 68. Bore, A.Ø. *Bærekraftig energi for anlegg til havs*. 2014 06.10.2014 [cited 2018 08.03]; Available from: <http://www.rogfk.no/Vaare-tjenester/Naeringsutvikling/VRI-Rogaland/Aktuelt-VRI/Baerekraftig-energi-for-anlegg-til-havs>.
 69. Syse, H.L., *Investigating Off-Grid Energy Solutions for the Salmon Farming Industry*. 2016, University of Strathclyde engineering.
 70. Lazard, *LAZARD'S LEVELIZED COST OF ENERGY ANALYSIS — VERSION 11.0*. 2017: Lazard.com.
 71. HOMER. *Diesel O&M costs*. [cited 2018 01.05]; Available from: <http://usersupport.homerenergy.com/customer/en/portal/articles/2188634-diesel-o-m-costs>.
 72. Shell.no. *EUROSHELL FLEET LISTEPRIS*. 2018 [cited 2018 12.03]; Available from: <https://www.shell.no/business-customers/veiledende-utsalgspriser-pa-drivstoff-og-brensel.html#vanity-aHR0cHM6Ly93d3cuc2hlcGwubm8vcHJpdmF0a3VuZGVyLW9nLWJpbGlzdGVyL3NoZWxsLWZ1ZWxzL3ZlaWxlZGVuZGUtdXRzYWxnc3ByaXNlci1wYS1kcml2c3RvZmYtb2ctYnJlbNlbc5odG1s>.
 73. FjordMaritime. *Fjord Hybrid – reduserer gangtiden til dieselgeneratorer på forflåter med inntil 80%*. 2018 [cited 2017 22.11]; Available from: <https://www.fjordmaritime.no/>.
-

74. Olsen, S. *Fjord Maritime og E.Karstensen Fiskeoppdrett inngår kontrakt om leveranse av Fjord Hybrid*. 2017 [cited 2018 12.03]; Available from: <https://ilaks.no/fjord-maritime-og-e-karstensen-fiskeoppdrett-inngar-kontrakt-om-leveranse-av-fjord-hybrid/>.
 75. Seternes, L.M., *Prosjektleder Havbruk*. 2018.
 76. Rosvold, K.A. *galvanisk skille*. 2018 [cited 2018 05.04]; Available from: <https://snl.no/galvanisk-skille>.
 77. Frankel, D. and A. Wagner. *Battery storage: The next disruptive technology in the power sector*. 2017 [cited 2018 02.05]; Available from: <https://www.mckinsey.com/business-functions/sustainability-and-resource-productivity/our-insights/battery-storage-the-next-disruptive-technology-in-the-power-sector>.
 78. Schoenung, S.M., *Characteristics and Technologies for Long-vs. Short-Term Energy Storage*. 2001.
 79. BatteryUniversity. *BU-801b: How to Define Battery Life*. 2017 [cited 2018 09.04]; Available from: <http://batteryuniversity.com/learn/article/how-to-define-battery-life>.
 80. Lazard, *LAZARD'S LEVELIZED COST OF STORAGE ANALYSIS – VERSION 3.0*. 2017.
 81. HealthandSafetyOntario. 2011 [cited 2018 09.04]; Available from: http://www.wsp.ca/WSPS/media/Site/Resources/Downloads/BatterySafety_Final.pdf?ext=.pdf.
 82. Lambert, F. *Electric vehicle battery cost dropped 80% in 6 years down to \$227/kWh – Tesla claims to be below \$190/kWh*. 2017 [cited 23.01]; Available from: <https://electrek.co/2017/01/30/electric-vehicle-battery-cost-dropped-80-6-years-227kwh-tesla-190kwh/>.
 83. Fornybar.no. 2. *Teknologier for lagring av energi*. [cited 2018 19.01.2018]; Available from: <http://www.fornybar.no/overforing-og-lagring-av-energi/lagring-av-energi/teknologier-for-lagring-av-energi>.
 84. Møller-Holst, S. *Hydrogenteknologi og energilagring*. [cited 06.03]; Available from: <https://www.sintef.no/hydrogenteknologi-og-energilagring/>.
 85. Fiksdal, T., *Project manager Greenstat*. 2018.
 86. Monnin, P. *The Impact of Interest Rates on Electricity Production Costs*. 2015 [cited 2018 29.05]; Available from: https://www.cepweb.org/wp-content/uploads/CEP_DN_Interest_Rates_Energy_Prices.pdf.
 87. DieselService&Supply. *Industrial Generator FAQ (Frequently Asked Questions)*. [cited 2018 30.05]; Available from: http://www.dieselserviceandsupply.com/Generator_Faq.aspx.
 88. SSB. *Eksport av laks* 2018 [cited 2018 08.03]; Available from: <https://www.ssb.no/statbank/table/03024/tableViewLayout1/?rxid=8865b2c4-fe46-4aa8-bbab-77c87ed82698>.
 89. Ulf Winther, F.Z., Erik Skontorp Hognes, Andrea Emanuelsson, Veronica Sund, Harald Ellingsen *Carbon footprint and energy use of Norwegian seafood products*. 2009: Sintef.
 90. CircleK. *Historiske priser Diesel levert*. 2018 [cited 2018 02.05]; Available from: https://m.circlek.no/cs/Satellite?c=Page&childpagename=NO1%2FLayout&cid=1334077141831&p=1334077141831&packedargs=lang%3Dno_NO%26site%3DNO1&pagenam e=NO1WrapperHistoriske
 91. Veterinærinstituttet, *Fiskehelse rapporten 2016*. 2017.
 92. Kyst.no. *Sløyevinnet større enn antatt*. 2003 [cited 24.11]; Available from: <https://kyst.no/nyheter/sloyevinnet-storre-enn-antatt/>.
 93. SSB. *Eksport av laks*. 2018 [cited 2018 02.02]; Available from: <https://www.ssb.no/laks>.
-

94. Rosvold, K.A. *energitetthet*. 2015 [cited 2018 29.05]; Available from: <https://snl.no/energitetthet>.
 95. PEYRARD, C. *OFFSHORE WIND TURBINE FOUNDATIONS*. 2015 [cited 2018; Available from: <https://formationemr16.sciencesconf.org/file/266745>.
 96. Søren Krohn, P.-E.M., Shimon Awerbuch, *The Economics of Wind Energy*. 2009.
 97. Iuga, D. *Operation and Maintenance Costs of Wind Generated Power*. Available from: <https://www.wind-energy-the-facts.org/operation-and-maintenance-costs-of-wind-generated-power.html>.
 98. Wangel, C.A. *Kalkuler tilvekst for laks (fra 1 g til 15 kg)*. [cited 2018 04.04]; Available from: http://www.totland-fiskehelse.no/tools/tilvekst_laks.php.
-

Vedlegg

Vedlegg A Dieselkostnader referanseanlegg 1

Laks	1,4 millionar
Dødsrate	1/5
Fullvaksen laks	5 kg
Sløyevinn	11 %
Diesel	15 L/tonn levevekt av laks
Levetid	25 år
Rente	5 %
Pris farga diesel	9,49 NOK/L
Gjennomsnitt av laks 16 første veker i 2018	62,9 NOK

Utrekning av dieselkostnader ved referanseanlegg 1:

$$1,4 \text{ mill. laks} * 5 \frac{\text{kg}}{\text{laks}} = 7 \text{ millionar kg laks}$$

$$7000 \text{ tonn laks} * \frac{15 \text{ L diesel}}{\text{tonn laks}} = 105\,000 L_{\text{diesel}}$$

$$105\,000 L_{\text{diesel}} * 9,49 \frac{\text{NOK}}{L_{\text{diesel}}} = 996 \text{ kkr}$$

Utrekning av kapitalkostnad og kostnad av dette per år ved referanseanlegg 1:

$$6536 \frac{\text{NOK}}{\text{kW}} * 240 \text{ kW} = 1568640 \text{ NOK}$$

$$\frac{1568640 \text{ NOK} * 1,05}{25 \text{ år}} = 65\,882 \text{ NOK/år}$$

Utrekning av brutto inntening frå laksesal ved referanseanlegg 1:

$$1,4 \text{ mill. laks} * \frac{4}{5} = 1,12 \text{ millionar laks}$$

$$1,12 \text{ mill. laks} * 4,45 \frac{\text{Kg}}{\text{Laks}} = 4,984 \text{ millionar kg laks}$$

$$4,984 \text{ millionar kg laks} * 62,9 \text{ kr} \frac{\text{kr}}{\text{kg laks}} = 313,493 \text{ mkr}$$

prosentdel dieselkostnad og investering av inntening av laksesall:

$$\frac{0,996 \text{ MNOK} + 0,0659 \text{ MNOK}}{313,493 \text{ MNOK}} * 100 = 0,34\%$$

Vedlegg B Dieselkostnadar referanseanlegg 2

Laks	2 millionar
Dødsrate	1/5
Fullvaksen laks	5 kg
Sløyvesvinn	11 %
Diesel	15 L/tonn levevekt av laks
Levetid	25 år
Rente	5 %
Pris farga diesel	9,49 NOK/L
Gjennomsnitt av laks 16 første veker i 2018	62,9 NOK

Utrekning av dieselkostnadar ved referanseanlegg 2:

$$2 \text{ mill. laks} * 5 \frac{\text{kg}}{\text{laks}} = 10 \text{ millionar kg laks}$$

$$10 \text{ 000 tonn laks} * \frac{15 \text{ L diesel}}{\text{tonn laks}} = 150 \text{ 000 } L_{\text{diesel}}$$

$$150 \text{ 000 } L_{\text{diesel}} * 9,49 \frac{\text{kr}}{L_{\text{diesel}}} = 1,423 \text{ mkr}$$

Utrekning av kapitalkostnad og kostnad av dette per år ved referanseanlegg 2:

$$6536 \frac{\text{NOK}}{\text{kW}} * 200 \text{ kW} = 1307200 \text{ NOK}$$

$$\frac{1307200 \text{ NOK} * 1,05}{25 \text{ år}} = 54 \text{ 902 NOK/år}$$

Utrekning av brutto inntening frå laksesal ved referanseanlegg 2 :

$$2 \text{ mill. laks} * \frac{4}{5} = 1,6 \text{ millionar laks}$$

$$1,6 \text{ mill. laks} * 4,45 \frac{\text{Kg}}{\text{Laks}} = 7,12 \text{ millionar kg laks}$$

$$7,12 \text{ millionar kg laks} * 62,9 \text{ kr} \frac{\text{kr}}{\text{kg laks}} = 447,848 \text{ mkr}$$

prosentdel dieselkostnad og investering av inntening av laksesal:

$$\frac{1,423 \text{ mNOK} + 0,0549 \text{ mNOK}}{447,848 \text{ mNOK}} * 100 = 0,33\%$$

Vedlegg C Levelized Cost Of Energy (LCOE)

$$\frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

I_t = Investeringskostnadar per år

M_t = Drift og vedlikehaldskostnadar per år

F_t = Drivstoffutgifter per år

E_t = Elektrisitetsproduksjon per år

r = Diskonteringsrente

n = Antatt levetid

Vedlegg D LCOE for turbinar med tal frå Small Wind Certificate Council

	Skystream 3.7	KW6	Excel 10	LA10
Første 5 år [NOK/kWh]	2,43	3,60	2,54	3,06
Etter 5 år [NOK/kWh]	2,87	4,31	3,05	3,61
Investering [NOK]	75254	319163	347894	1354025
Levetid [År]	20	25	25	20
Rente [%]	0,05	0,05	0,05	0,05
k [NOK]	0,080	0,071	0,071	0,080
Årleg produksjon [kWh]	3420	8950	13800	48800

Vedlegg E LCOE for turbinar med tal frå datasett frå valte lokalitetar

Utifrå gjennomsnittleg årleg produksjon frå dei ulike turbinane frå dei ulike lokalitetane er LCOE utrekna.

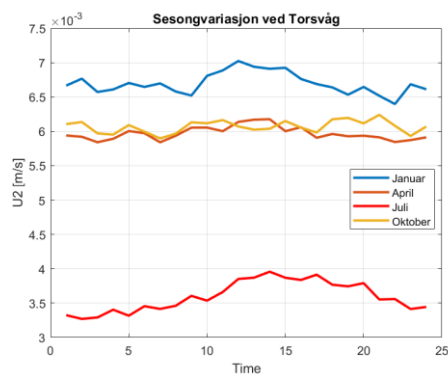
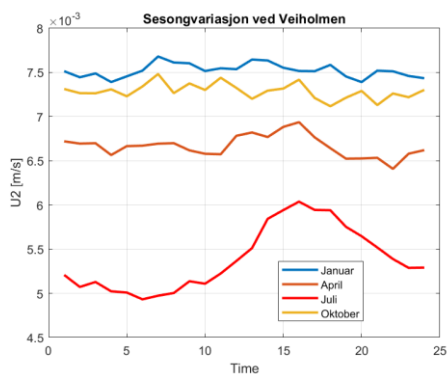
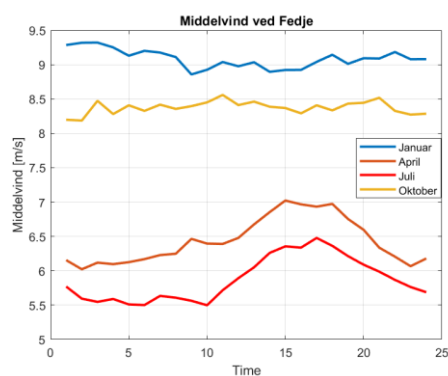
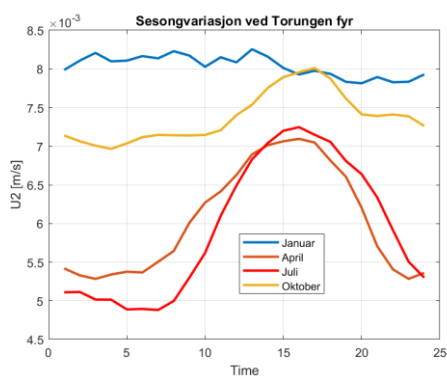
	LCOE: Torsvåg			
	Skystream 3.7	KW6	Excel 10	LA10
Første 5 år [NOK/kWh]	2,32	3,33	2,19	2,88
Etter 5 år [NOK/kWh]	2,62	3,81	2,51	3,27
Investering [NOK]	75254	319163	347894	1354025
Levetid [År]	20	25	25	20
Rente [%]	0,075	0,075	0,075	0,075
k [%]	0,120	0,106	0,106	0,120
Årleg produksjon [kWh]	4886	13088	21710	70614

	LCOE: Veiholmen			
	Skystream 3.7	KW6	Excel 10	LA10
Første 5 år [NOK/kWh]	1,92	2,59	1,63	2,28
Etter 5 år [NOK/kWh]	2,17	2,97	1,87	2,58
Investering [NOK]	75254	319163	347894	1354025
Levetid [År]	20	25	25	20
Rente [%]	0,075	0,075	0,075	0,075
k [%]	0,120	0,106	0,106	0,120
Årleg produksjon [kWh]	5897	16806	29130	89332

	LCOE: Fedje			
	Skystream 3.7	KW6	Excel 10	LA10
Første 5 år [NOK/kWh]	1,56	2,17	1,37	1,90
Etter 5 år [NOK/kWh]	1,76	2,49	1,57	2,15
Investering [NOK]	75254	319163	347894	1354025
Levetid [År]	20	25	25	20
Rente [%]	0,075	0,075	0,075	0,075
k [%]	0,120	0,106	0,106	0,120
Årleg produksjon [kWh]	7276	20027	34600	107322

	LCOE: Torungen fyr			
	Skystream 3.7	KW6	Excel 10	LA10
Første 5 år [NOK/kWh]	1,70	2,46	1,61	2,13
Etter 5 år [NOK/kWh]	1,92	2,83	1,84	2,41
Investering [NOK]	75254	319163	347894	1354025
Levetid [År]	20	25	25	20
Rente [%]	0,075	0,075	0,075	0,075
k [NOK]	0,120	0,106	0,106	0,120
Årleg produksjon [kWh]	6674	17665	29507	95572

Vedlegg F Solgangsbris



Mogleg solgangsbris ved dei ulike lokalitetane.

Vedlegg G Fem lengste periodane utan energiproduksjon ved valte

lokalitetar

Dette er talet på timar med vindhastigheit under «cut in speed» på 3,53. Dette er «cut in speed» for den største turbinen LA30.

	1.	2.	3.	4.	5.
Torungen	02.02.2010-04.02.2010 (63)	13.12.2007-16.12.2007 (61)	04.04.2011-06.04.2011 (49)	03.01.2012-05.01.2012 (47)	01.06.2007-03.06.2007 (46)
Fedje	10.10.2011-13.10.2011 (88)	20.01.2013-22.01.2013 (55)	07.10.2011-09.10.2011 (45)	26.10.2010-27.10.2010 (45)	29.03.2011-31.03.2011 (44)
Veiholmen	01.07.2014-05.07.2014 (91)	25.09.2014-27.09.2014 (64)	11.07.2009-13.07.2009 (50)	06.02.2013-08.02.2013 (49)	29.06.2014-01.07.2014 (49)
Torsvåg	11.08.2007-14.08.2007 (81)	21.05.2014-24.04.2014 (80)	07.09.2008-11.09.2008 (77)	06.05.2009-09.05.2009 (67)	28.05.2012-31.05.2012 (67)
Vinter					
Vår					
Sommar					
Haust					

Vedlegg H Straumbrot: økonomisk tap om sumaren

	Referanseanlegg 1	Referanseanlegg 2
Sjøtemperatur	12 °C	12 °C
Tal på individ	1,4 millionar	2 millionar
Vekt til enkelt individ	5000 g	5000 g
Ideell i vektauke om sumaren	34 g	34 g
Kilopris laks, gjennomsnitt av 16 første veker i 2018	62,9 NOK	62,9 NOK

Tap av vekt på eit døgn om sumaren ved referanseanlegg 2:

$$34g * 2 \text{ millionar individ} = 68\,000\,000g = 68\,000 \text{ Kg}$$

Mogleg tappt inntekt:

$$68\,000\text{ kg} * 62,9 \frac{\text{NOK}}{\text{kg}} = 4\,277\,200\text{ NOK}$$

[36, 98]

Tap av vekt på eit døgn om sumaren ved referanseanlegg 1:

$$34\text{g} * 1,4\text{ millionar individ} = 47\,600\,000\text{g} = 47\,600\text{ Kg}$$

Mogleg tappt inntekt :

$$47\,600\text{ kg} * 62,9 \frac{\text{NOK}}{\text{kg}} = 2\,994\,040\text{ NOK}$$

[36, 98]

Vedlegg I Straumbrot: økonomisk tap om vinteren

	Referanseanlegg 1	Referanseanlegg 2
Sjøtemperatur	5,5 °C	5,5 °C
Tal på individ	1,4 millionar	2 millionar
Vekt til enkeltindivid	5000 g	5000 g
Gjennomsnittleg vektauke	15g	15g
Kilopris laks, gjennomsnitt 16 første veker i 2018	62,9 NOK/kg	62,9 NOK/kg

Tap av vekt på eit døgn om vinteren ved referanseanlegg 2:

$$15\text{g} * 2\text{ millionar laks} = 30\,000\,000\text{g} = 30\,000\text{ Kg}$$

Mogleg tappt inntekt:

$$30\,000\text{ Kg} * 62,9 \frac{\text{NOK}}{\text{kg}} = 1\,887\,000\text{ NOK}$$

Tap av vekt på eit døgn om vinteren ved referanseanlegg 1:

$$15g * 1,4\text{ millionar laks} = 21\,000\,000g = 21\,000\text{ Kg}$$

Mogleg tappt inntekt:

$$21\,000\text{ Kg} * 62,9 \frac{\text{NOK}}{\text{kg}} = 1\,320\,900\text{ NOK}$$

[36, 98]

Vedlegg J Framgangsmåte i Matlab

Les vinddata for valt lokalitet



Dele inn vinddata i timar, månadar og år



Finne talet på timar under ein viss vindhastighet for å finne produksjonsstans frå vindturbin



Les inn kraftkurve for valt turbintype og interpoler mellom vindhastighet og kraftkuve.



Finn produksjon per time, dag, månad, år.



Les inn forbruksdata frå valt oppdrettsanlegg



Finn differanse mellom energiforbruk og energiproduksjon



Finn differanse mellom jamt energiforbruk og energiproduksjon



Finn effekttopp i forbruk og i energiproduksjon.



Finn lagringsbehov ved å undersøke største energiunderskot og største daglege underskot.

Alle stega har blitt utført med dei fire forskjellige lokalitetane, fire ulike turbintypene og dei to forbruksmønsterane valt i denne oppgåva.

Vedlegg K LCOE for dieselgeneratorar ved referanseanlegg 1 og 2

Dieselgenerator referanseanlegg 1 med installert effekt 240 kW. Dieselgenerator ved referanseanlegg 2 med installert effekt 200 kW.

	Ref. 1	Ref. 2
LCOE	4,98	11,9
Kapitalkostnad [NOK/kW]	6536	6536
Installert effekt [KW]	240	200
Investering [NOK]	1568640	1307200
Levetid [År]	25	25
Rente [%]	0,05	0,05
k [NOK]	0,0710	0,071
Drivstoffutgifter	996000	1420000
Årleg produksjon [kWh]	220000	125000
O&M	35948	20425

Verknadsgrad referanseanlegg 1:

Dersom den store dieselgeneratoren på 160 kW vert brukt under føring kvar dag, og denne varer i 9 timar, og den minste dieselgeneratoren ved køyrt resten av døgnet kan ein finne verknadsgraden:

$$\frac{220000 \text{ kWh}}{8760h * \left(160kW * \frac{10}{24} + 80kW * \frac{14}{24}\right)} * 100 = 22,2\%$$