



Norges miljø- og  
biovitenskapelige  
universitet

Masteroppgave 2016 30 stp  
Institutt for matematiske realfag og teknologi

## **Forsyning og forbruk av energi i lakseoppdrett**

Supply and Consumption of Energy in Salmon  
Farming

Åse Asvald Bergland  
Industriell økonomi



## FORORD

---

Denne masteroppgaven er skrevet ved Institutt for matematiske realfag og teknologi (IMT) på NMBU våren 2016, innenfor Industriell økonomi. Oppgaven er skrevet i samarbeid med Cermaq Norge. Samarbeidet har gjort det mulig for meg å hente inn reelle og oppdaterte data for energibruk og kostnader fra deres lokaliteter. Cermaq ble kontaktet fordi jeg hørte om et økende behov for energieffektivisering og interessen for å bytte ut dieselaggregat med landstrøm. Cermaq ønsket en utredning om fornybar energi som alternativ energikilde.

Oppgaven gav meg muligheten til å tilbringe 2 uker i Nordfold hvor Cermaq Norge har hovedkontor. Her ble jeg godt mottatt og har lært mye om hele næringen. Jeg fikk besøke fôringsflåter og stamfisk anlegg (AquaGen), som leverer stamfisk til Cermaq. Besøket har gitt meg større forståelse og innsikt i oppdrettsnæringen, noe som har vært viktig i det videre arbeidet. Det er viktig å kjenne til hele produksjonskjeden og vite hvordan driften faktisk fungerer.

En stor takk til Silje Ramsvatn for alle tilbakemeldinger i skriveprosessen og ellers takk til alle involverte i Cermaq; Kristin Vibeke Hurum, Stian Simonsen, John Gunnar Glorstad og Andrea Viken.

Jeg vil selvfølgelig også takke min faglige veileder ved NMBU, Odd Ivar Lekang for tips og konstruktive tilbakemeldinger underveis. Avslutningsvis vil jeg takke for tilbakemeldinger fra Frank Mikalsen, viktige diskusjoner med min pappa, Harald Bergland, og korrekturlesing fra min mamma, Trude Asvald.



## SAMMENDRAG

---

Sjølokalitetene i oppdrettsnæringen er i dag i stor grad driftet av dieselaggregat. Cermaq ønsker midlertidig å gå over til mer miljøvennlige og økonomiske løsninger. Denne oppgaven består av tre deler som omhandler: 1) fornybare energikilder 2) Identifisere energibehovet på flåtene og tiltak for energieffektivisering 3) analyse av omlegging til landstrøm på lokalitetene hvor strømforsyningen i dag er fra dieselaggregat.

Første del behandler fornybare energikilder som kan være aktuelle å benytte på sjølokalitetene i årene framover. Disse alternativene er offshore vindkraft, bølgekraft, tidevannkraft, solenergi og bioenergi. Biodiesel er tidlig vurdert, men på grunn av leveringsregularitet er det ikke gått videre med. I tillegg nevnes elektrifisering og energilagring som viktige faktorer for utvikling av fornybar energi. Gjennomgangen viser at alternativene fornybare energikilder må videreutvikles av produsentene og industrien før det vil være hensiktsmessig å ta de i bruk.

Den andre problemstillingen kartlegger energibehovet på fôringsflåtene, og da ble to fôringsflåter besøkt for å se på dagens løsninger. Funnene viser at en lokalitet med produksjon på 7000 tonn har et årlig energibehov på 379 600 kWh. For den gitte produksjon er 65 % (248 200 kWh) av dette til fôringsanlegget som er det mest energikrevende på flåten. Ved økt produksjon vil denne andelen gå opp. Effekt behovet går fra 10 - 15 kW, når fôringsanlegget ikke er i bruk, til 100 kW når det blir startet. Denne variasjonen i last gjør at optimalisering av dieselaggregat kan gi store energibesparelser. Dette kan for eksempel oppnås ved bedre tilpasning av størrelsen på aggregatene eller å kjøre aggregatene i kombinasjon med batteribanker. Batteribankene eller mindre aggregat fører til at de alltid kan gå med optimal last. Andre tiltak for energibesparelser kan være å bytte lys til LED - lys og varmpumpe til oppvarming.

I den tredje og siste del av oppgaven estimeres investeringskostnader, reduserte CO<sub>2</sub> – utslipp og reduserte kostnader for omlegging til landstrøm på 26 av Cermaq's lokaliteter. Beregningene viser en internrente på 56,4 % på den mest lønnsomme lokaliteten og positiv nåverdi for 20 av 26 lokaliteter. Investeringskostnadene for å få landstrøm til lokalitetene er mellom 1 357 826 kr til 8 500 000 kr. Årlig besparelser ved å bytte fra dieselaggregat til landstrøm på et anlegg med produksjon på 7700 tonn er beregnet til 877 064 kr. Tilsvarende vil årlig redusert utslipp på samme lokalitet være 275 877 kilo CO<sub>2</sub>-ekvivalenter.



## ABSTRACT

---

Marine sites in aquaculture are today largely powered by diesel generator sets (d-g sets). Cermaq wants to have more sustainable, environmental and cost effective solutions. This thesis consists of three parts that deal with: 1) renewable energy sources 2) to identify the energy needs of the barges and to consider more energy effective solutions 3) an analysis of restructuring to shore at locations where the power supply today are from diesel generator sets.

The first part evaluates renewable energy sources that may be suitable for the use at marine sites in the years ahead. These options are from offshore wind power, wave power, tidal power, solar power and bioenergy. Biodiesel has earlier been considered, but due to delivery related problems regarding to regularity, these projects has been stopped. Additional, electrification and energy storage has been key factors for the development of renewable energy. The review shows that the alternatives of the renewable energy sources must be further developed before this are useable for the aquaculture industry.

The second part is mapping the energy demand related to the feeding barges. Two feeding barges were visited, to look into the current solutions. The findings show that a site with a production of 7000 tons, requires an annual energy consumption of 379 600 kWh. Related to this production, 65 % (248 200 kWh) of the energy supplies the feeding system, which is the largest energy consumer on board the barges. With an increased production, these proportions will increase. The power requirement is 10-15 kW when the feeding system is not running, and increases to 100 kW when started. This variation in load opens up for optimizing the run of diesel generators sets, which might gain major energy savings. This may be achieved by more favorable run and size of the d-g sets and run of d-g sets in combination with accumulator storages. Optimum load are buzzwords here. Other measures to save energy may be switching to LED – light fixtures and heat pumps for heating.

The third and final part of this project looks in to estimated investment costs, reduced CO<sub>2</sub> emissions and reduced costs for the converting to shore power on 26 of Cermaq`s localities. The calculations show an internal rate of return of 56,4 % on the most profitable locality and a positive net present value for 20 of 26 localities. The investment costs to get shore power to localities, are between 1 357 826 to NOK 8 500 000 NOK. The annual savings related to switching from onboard diesel generators to shore based power, at a production of 7700 tons, is estimated to 877 064 NOK. Similar, annual emissions at the same locality will be reduced by 275 877 kilograms of CO<sub>2</sub> - equivalents.





## FIGURLISTE

<i>Figur 1a: Lukket anlegg fra AquaDome Figur 1b: «Egget» fra Marine Harvest.....</i>	<i>7</i>
<i>Figur 2: Totalt karbonavtrykk for laks, kylling, svin, biff og lam .....</i>	<i>9</i>
<i>Figur 3: Økonomisk førfaktor for fisk, kylling, svin, biff og lam.....</i>	<i>10</i>
<i>Figur 4a: Monopel fundamentering.. Figur 4b: Fagverksfundament.....</i>	<i>18</i>
<i>Figur 5: Hywind.....</i>	<i>19</i>
<i>Figur 6: Svingende vannsøyle.....</i>	<i>21</i>
<i>Figur 7: Seabased AB.....</i>	<i>22</i>
<i>Figur 8: Fluemill.....</i>	<i>25</i>
<i>Figur 9: Elektronflyten når sol treffer solceller.....</i>	<i>27</i>
<i>Figur 10: Sentralforingsanlegg levert av Aquagroup.....</i>	<i>37</i>
<i>Figur 11: Odin - Flåten som benyttes på lokalitetene Anvika og Oksøy.....</i>	<i>39</i>
<i>Figur 12: Aggregat -Anevik .....</i>	<i>39</i>
<i>Figur 13: Aggregat - Hjartøy .....</i>	<i>41</i>
<i>Figur 14: Energibehov over et år - Anevik .....</i>	<i>43</i>
<i>Figur 15: Virkningsgradkurve.....</i>	<i>45</i>
<i>Figur 16: Landstrøm- Investeringskostnader for alle lokalitetene .....</i>	<i>52</i>
<i>Figur 17: MTB og beregnet produksjon ut på de ulike lokalitetene .....</i>	<i>56</i>
<i>Figur 18: Årlig reduserte driftskostnader ved å legge om til landstrøm.....</i>	<i>57</i>
<i>Figur 19: Kart - Anevik og Oksøy.....</i>	<i>58</i>
<i>Figur 20: Redusert årlig utslipp i kilo CO<sub>2</sub> –ekvivalenter .....</i>	<i>60</i>
<i>Figur 21: Kart - Anevik til Horsevågen .....</i>	<i>64</i>
<i>Figur 22: Avstand fra Hjartøy til nærmeste kraftnett .....</i>	<i>66</i>
<i>Figur 23: Avstand fra Slettnesfjorden inn til kraftnettet .....</i>	<i>68</i>



## TABELLISTE

<i>Tabell 1: Datablad - 80 kW Himoinsa .....</i>	<i>40</i>
<i>Tabell 2: Effekt og estimert energibehov på sjølokaliteten for et år ut i fra data fra Anevik.....</i>	<i>42</i>
<i>Tabell 3: Anbefalt lys i merder.....</i>	<i>46</i>
<i>Tabell 4: Estimert månedlig energiforbruk strøm og diesel .....</i>	<i>56</i>
<i>Tabell 5: Investeringskostnader - Anevik.....</i>	<i>64</i>
<i>Tabell 6: Årlig reduserte kostnader - Anevik.....</i>	<i>65</i>
<i>Tabell 7: Årlig reduserte kostnader uten fisk på lokalitet.....</i>	<i>65</i>
<i>Tabell 8: Årlig reduserte utslipp - Anevik.....</i>	<i>65</i>
<i>Tabell 9: Økonomisk analyse - Anevik.....</i>	<i>66</i>
<i>Tabell 10: Investeringskostnader - Hjartøy .....</i>	<i>67</i>
<i>Tabell 11: Årlig reduserte kostnader - Hjartøy.....</i>	<i>67</i>
<i>Tabell 12: Årlig reduserte utslipp - Hjartøy.....</i>	<i>67</i>
<i>Tabell 13: Økonomisk analyse - Hjartøy .....</i>	<i>68</i>
<i>Tabell 14: Investeringskostnader - Slettnes .....</i>	<i>69</i>
<i>Tabell 15: Årlig reduserte kostnader - Slettnes.....</i>	<i>69</i>
<i>Tabell 16: Årlig reduserte utslipp - Slettnes.....</i>	<i>69</i>
<i>Tabell 17: Økonomisk analyse - Slettnes .....</i>	<i>70</i>
<i>Tabell 18: Lønnsomhet av omlegging til landstrøm på lokaliteter i Nordland.....</i>	<i>71</i>
<i>Tabell 19: Lønnsomhet av omlegging til landstrøm på lokaliteter i Finnmark.....</i>	<i>72</i>
<i>Tabell 20: Resultat fra følsomhetsanalysen på produksjon, strøm - og dieselpriiser .....</i>	<i>74</i>
<i>Tabell 21: Resultat fra følsomhetsanalysen for investeringskostnadene.....</i>	<i>75</i>



## **FORKORTELSER**

---

WEO – World Energy Outlook

MTB - Maksimalt tillat biomasse

GHG – Greenhouse Gas Protocol

LCA - Life Cycle Assessment

GSI – Global Salmon Initiative

EWEA - The European Wind Energy Association

OWC – Oscillating Water Column

DanWec – Danish Wave Energy Center

NTNU – Norges teknisk- naturvitenskapelige universitet

IEA – International Energy Agency

DC – Direct current (Likestrøm)

AC – Alternating current (Vekselstrøm)

RPM – Revolutions per minute (Omdreininger eller turtall)

PRP - Prime Power

LED – Light Emitting Diode (Lysemitterende diode)

COP - Coefficient of performance (Varmefaktor)

NVE – Norges vassdrags - og energidirektorat

WRI – World Resources Institute

WBCSD – World Business Council on Sustainable Development

NPV – Net Present Value (Nåverdi)

## INNHALDSFORTEGNELSE

---

Forord .....	iii
Sammendrag .....	v
Abstract .....	vii
Figurliste.....	ix
Tabelliste .....	xi
Forkortelser .....	xiii
Innholdsfortegnelse .....	xiv
1 Innledning.....	1
1.1. Problemstillinger .....	2
2 Generelt om oppdrettsnæringen .....	4
2.1 Fra rogn til laks.....	4
2.2 Teknologi og utvikling .....	5
2.3 Måling av energibruk og miljøavtrykk.....	8
2.4 Cermaq Norway.....	11
3 Metode, datainnsamling og tidlige studier .....	13
3.1 Kvalitativ og kvantitativ metode .....	13
3.2 Datainnsamling.....	14
3.3 Tidligere studier.....	14
4 Fornybar energi .....	16
4.1 Offshore vindkraft .....	17
4.2 Bølgekraft .....	21
4.3 Tidevannskraft .....	24
4.4 Solenergi.....	26
4.5 Bioenergi .....	29
4.6 Elektrifisering .....	31

4.7	Energilagring .....	33
4.8	Oppsummering av fornybare energikilder.....	36
5	Eksisterende energisystem og energibehov.....	37
5.1	Energibehov på flåtene .....	37
5.2	Besøk på flåtene.....	39
5.3	Kartlegging av energibehov.....	41
5.4	Resultat – Anevik .....	42
5.5	Diskusjon- tiltak for energieffektivisering .....	43
6	Landstrøm - beslutningsindikatorer .....	49
6.1	Investeringskostnader .....	49
6.1.1	Teori .....	49
6.1.2	Metode.....	51
6.1.3	Resultat.....	52
6.1.4	Diskusjon.....	53
6.2	Reduserte driftskostnader .....	54
6.2.1	Teori .....	54
6.2.2	Metode.....	55
6.2.3	Resultat.....	55
6.2.4	Diskusjon.....	57
6.3	Reduserte utslipp .....	59
6.3.1	Teori .....	59
6.3.2	Metode.....	60
6.3.3	Resultater.....	60
6.3.4	Diskusjon.....	61
7	Landstrøm til lokalitetene.....	62
7.1	Økonomisk analyse.....	62
7.2	Gjennomgang av utvalgte lokaliteter.....	64
7.3	Resultat for alle lokaliteter .....	70

7.4	Diskusjon.....	76
8	Oppsummering - konklusjon.....	78
	Litteraturliste .....	81
	Vedlegg .....	86

Liste over vedlegg:

Vedlegg A: Oppsummering over lokaliteter Nordland

Vedlegg B: Oppsummering over lokaliteter Finnmark

Vedlegg C: Utregning av reduserte kostnader og utslipp i Anevik

Vedlegg D: Økonomisk analyse – Anevik

Vedlegg E: Energiforbruk Skinnstakkvika og Komagnes

Vedlegg F: Grafisk framstilling - energiforbruk Skinnstakkvika og Komagnes



# 1 INNLEDNING

---

Verden har i dag en befolkningsvekst på 1,18 % per år. Det gir en befolkning på om lag 9.7 milliarder mennesker i 2050 og ca. 11 milliarder i 2100 (UN 2015). Dette medfører økt behov for mat som må produseres på en bærekraftig måte, med minst mulig karbonavtrykk. Beregninger viser at det i 2050 vil være behov for 70-100 % mer mat enn i dag (W.B. 2007).

Oppdrett av fisk kan bidra til å dekke dette behovet. Produksjon av laks foregår over flere faser, med et lavt samlet karbonavtrykk. Likevel er det potensial for forbedring i flere deler av produksjonen. Det gjelder blant annet produksjonsfasen når fisken føres i merder utplassert i sjøen. Denne fasen varer fra 14 til 22 måneder på våre breddegrader og her benyttes hovedsakelig diesellaggregat som energikilde.

I takt med økt befolkningsvekst vil verden også ha et økende behov for energi. Høyere levestandard og økonomisk vekst i store deler av verden gjør at konkrete tiltak må settes i gang for å nå målet om maksimal global oppvarming på 2 °C (IPCC 2014). Energiproduksjon og forbruk står for 2/3 av klimagassene. For å få en bærekraftig løsning på problemet er det nødvendig at økningen blir dekket av fornybare energikilder og ved at fossile kilder blir byttet ut med fornybare energikilder. Framtidig energibehov vil være påvirket av faktorer som økonomisk vekst, befolkningsvekst, energipriser, tilgjengelighet på drivstoff, teknologi og reguleringer som kan påvirke produksjon og forbruk. World Energy Outlook (WEO) mener elektrisitet blir en viktig energibærer i tiden framover (Khatib 2012). Global oppvarming påvirker Norge, havene og artene i havene. Økt temperatur i luften vil øke temperaturen i havet. Økt nedbør, mer ekstremvær og stigende havnivåer er noen av konsekvensene av den globale oppvarmingen. Et varmere hav vil endre ressurstilgang og produksjon i havet, og alt dette vil påvirke oppdrettsnæringen.

Norge er verdens nest største eksportør av fisk, og er i særstilling som Europas største oppdrettsnasjon. Den sterke veksten i oppdrett av laks og ørret skyldes både gode naturgitte forhold, teknologi og forskning og et voksende marked. Marin næring har vært tilpasningsdyktige slik at de har tilpasset seg konkurransesituasjonen næringen har stått ovenfor (Mørch Klev & Enemark Bergersen 2011). Akvakulturnæringen med lakseoppdrett i spissen er i sterk vekst i Norge og internasjonalt. Endelige tall fra 2014 viser at det er omsatt 1,26 millioner tonn laks fra norske oppdrettsanlegg. I 2015 eksporterte Norge 1 035 000 tonn laks, som med rekordhøye priser gav verdi på 47,7 milliarder kroner, en økning på 9 % fra 2014. Eksportprisen for hel, fersk laks har variert fra 49,24 til 61,64 kroner per kilo foreløpig i 2016 (SSB 2016).

Cermaq ASA er en av de tre største oppdrettsselskapene i Norge, og er morselskapet av Cermaq Norway AS. Cermaq Norway har hovedkontor i Nordfold i Steigen kommune, og har virksomhet lokalisert i Nordre Nordland og Vest-Finnmark. Cermaq er opptatt av bærekraftsprinsippet og arbeider mot kontinuerlig forbedring. Et bærekraftig havbruk skal være bærekraftig økonomisk, miljømessig og sosialt.

### 1.1.PROBLEMSTILLINGER

- Hvilke fornybare energikilder kan benyttes ved Cermaq's sjølokaliteter?
- Kartlegge dagens energibehov på fôringsflåtene og mulige tiltak for energieffektivisering
- Hvilke av Cermaq's anlegg vil ha størst utbytte av omlegging fra dieselaggregat til landstrøm i forhold til utslipp og kostnader?

Første problemstilling ser på fornybare energikilder som erstatning til dieselaggregat, den mest brukte energikilden på fôringsflåtene i dag. Dieselaggregat er oppbygd av en dieselmotor samt en generator som er montert på motorens aksel (Kusakana & Vermaak 2014). Aggregat har ulike bruksområder bl.a. som reservekraft, nødstrøm og som fast strøm der man ikke får koblet seg på strømmnett. Sjølokalitetene er avhengige av tilgjengelig strøm for å kunne fôre fisken. Oppdrettsanlegg ligger ofte utsatt til langs kysten. Vindkraft, bølgekraft, havstrøm og tidevannsenergi kan være potensielle energikilder, og da gjerne kombinert med energilagring.

I den andre problemstillingen skal energibehovet på lokaliteten kartlegges. Det er ønsket å finne ut av hva som har det største energibehovet på fôringsflåten, og vurdere tiltak for å redusere energiforbruket. Det finnes flere muligheter for energieffektivisering og teknologiutvikling.

I den siste problemstillingen skal det gjøres en analyse av Cermaq's anlegg for å få en oversikt over hvilken lokalitet som kan være mest lønnsom å legge over til landstrøm. Dieselaggregat brukes på oppdrettsanlegg fordi det krever store investeringer for å koble seg på det elektriske nettet på land. Dieselaggregatene går døgnet rundt, har høye driftskostnader og CO<sub>2</sub> - utslipp og et høyt støynivå.

Mål for oppgaven:

- Redegjøre for teknologi og muligheter for de aktuelle fornybare energikildene

- Redegjøre for energibehov for Cermaq`s sjølokaliteter og mulighetene for energieffektivisering
- Bestemme beslutningsindikatorer som påvirker investeringer i landstrøm for selskapet og estimere disse
- Benytte resultatene til en økonomisk analyse
- Presentere best mulig løsning

Videre i denne oppgaven skal vi i kapittel 2 beskrive utviklingen i oppdrettsnæringen og hovedtrekkene ved produksjonsprosessen. Kapittel 3 beskriver teori, metode og data materialet som oppgaven bygger på. Kapittel 4 går gjennom aktuelle fornybare energikilder, og drøfter mulighetene for at de kan forsyne matfiskanleggene. Dette skal gi svar på 1. problemstilling. 2. problemstilling blir presentert i kapittel 5. Her blir det gitt oversikt over dagens energibehov for Cermaq`s matfiskanlegg og mulighetene for energieffektivisering drøftes. Deretter blir teori, metode og resultat for beslutningsindikatorene gjennomgått i kapittel 6. Disse skal benyttes for å analysere mulige gevinster for miljø og økonomi når man erstatter dieselaggregat med landstrøm. Kapittel 7 viser nærmere detaljer for 3 ulike lokaliteter og resultatene for å legge landstrøm til alle Cermaq`s anlegg. Følsomhetsanalysen for en lokalitet blir presentert og diskutert. Kapittel 8 gir en oppsummering med konklusjon.

## 2 GENERELT OM OPPDRETTSNÆRINGEN

---

Norsk oppdrettsnæring har de siste 40 årene vært et industrieventyr som har vokst fra hobby til storproduksjon. Næringen ble fra starten drevet av mange små foretak, mens det nå er flere globale selskaper med produksjon i stor skala. Næringen fortsetter å vokse og bidrar til vekst og sysselsetting for landet. Etterspørselen etter produktet er større enn på lenge, samtidig som næringen møter små og store utfordringer.

### 2.1 FRA ROGN TIL LAKS

Proessen fra rogn til ferdig laks tar 2 - 3 år, og produksjonen deles opp i 5 faser. I denne oppgaven fokuseres det på perioden der laksen er plassert i merder på sjølokaliteter før den slaktes. Laksen er i merdene fra 14 - 22 måneder, og dette er en kritisk fase, hvor det har vært mye fokus på å hindre rømming, redusere lakselus og forbedre fôret. I tillegg gir stadig større fôrflåter muligheter for mer effektive tekniske løsninger.

Fase 1: Oppdrettsprosessen starter på land i kar med ferskvann med befruktning av rogn (rogn ligger ca. 60 dager ved 8 °C før den klekkes). Fiskens egg, befruktes fra stamfisk. Stamfisken er kjønnsmoden fisk som blir brukt til kunstig formering. 8-10 uker etter befruktningen klekkes eggene og etter enda 8 uker er de klar til å plasseres i egne kar.

Fase 2: Etter klekking vil laksen ha en yngelsekk med næring på magen. I denne fasen kalles den yngel. 4-6 uker etter klekking begynner yngelen å ta til seg fôr. Etter til sammen 10-16 måneder i ferskvann kan laksen flyttes over til sjøene. Den kalles nå smolt, og er mellom 60-100 gram.

Fase 3: Laksen lever og føres nå i merder i havet i 14-22 måneder og blir deretter tatt inn til land for å slaktes. Det er store variasjoner på vekstfasen, men individene er mellom 3-7 kilo, med en gjennomsnittsvekt på 5,5 kilo.

Fase 4: Brønnbåter frakter laksen inn til slakteriet. Her blir den bedøvet, slaktet, sløyd, pakket i is eller frosset, for videre distribusjon. Det meste eksporteres ut av landet.

Fase 5: Før laksen leveres som sluttprodukt ut til forbruker blir fisken gjort om til fileter, skiver eller andre produkter. Ofte forgår denne siste foredlingen i utlandet.

Fram til smolten settes i merdene i sjøen, kalles fasene settefiskproduksjon. Derifra og ut betegnes det som matfiskproduksjon (Fixdal 2012).

## 2.2 TEKNOLOGI OG UTVIKLING

Merdene har utviklet seg parallelt med veksten i næringen. Tidlig på 1970-tallet var næringen preget av enkelt og hjemmesnekret utstyr. På 80-tallet kom flere aktører på markedet. Oppdretterne flyttet merdene på lokaliteter som er mer eksponert for vær og vind som stilte større krav til utstyret. Utover 1990-tallet økte størrelsen på merdene, samtidig som teknologien ble forbedret. Omkretsen for merdene gikk fra 60 til 90 meter og videre opptil 120 - 160 meter. Dybden på notene tilpasses hver enkelt lokalitet, men ligger fra 20 meter dybde for merder med 120 meter omkrets, og opptil 40 meter når omkretsen er 160 meter. Dette gir volum fra 22 918 m<sup>3</sup> til 80 000 m<sup>3</sup>. Andelen svært store merder (over 39 000 m<sup>3</sup>) har økt fra 14 til 212 over en fireårsperiode (Braaten et al. 2010). Slik næringen ser ut i dag, og med fortsatt stor vekst, kan framtidige anlegg komme i større skala. Løsningen kan bli lukkede flytende eller landbaserte anlegg (Mattilsynet & Fiskedirektoratet 2009).

Fra og med januar 2005 ble førkvoten endret til en øvre grense for maksimalt tillat biomasse (MTB). Maksimalt tillat biomasse omtales i forskrift om drift av akvakulturanlegg som «Den til enhver tid stående biomasse av levende fisk (målt i kilo eller tonn)». MTB reguleres på både på lokalitet og selskapsnivå. Tidligere var det regulert ved at MTB tillot en produksjon på 65 tonn per 1 000 m<sup>3</sup>, men i 2015 ble det endret til 780 tonn for en standard tillatelse (Fiskeridirektoratet 2016a). Cermaq har lokaliteter fra 1560 til 5460 MTB. For å utnytte lokalitetene og MTB på best mulig måte vil man ofte slakte deler av generasjonen når man har nådd MTB grensen. For så å la resten av generasjonen vokse til maks MTB en gang til og slakte deler av generasjonen. Det er ikke alltid dette lar seg gjøre, men dette kan gi en produksjon på mellom 7000 - 8000 tonn laks på lokaliteter som har MTB på 5400. Produksjon er slaktet laks eller «netto innhøstet biomasse». Fra og med 1. januar 2011 ble det innført en øvre grense på 200 000 fisk per merd.

Storskala produksjon har gitt mer effektiv drift, men utfordringer for miljø og fiskehelse. Geografiske forskjeller gjør at ulike merder blir brukt i ulike landsdeler, hvor trenden er at Sør-Norge benytter mest stålanlegg, mens Nord-Norge bruker platanlegg (Mattilsynet & Fiskedirektoratet 2009). Det er tradisjonelt åpne notanlegg (krage og not) som er en av årsakene til den gode kvaliteten i norsk oppdrett. Notanleggene utnytter Norges kyst - og naturfortrinn uten å ha behov for energi til pumping og utskiftning av vann. Nøtene er fleksible, og kan flyttes mellom lokaliteter ved behov. Notbaserte anlegg er etablerte, men det trengs forbedringer for å redusere rømming og hindre påslag av lakselus. «Offshore merder» er konstruert for mer eksponerte lokaliteter. I framtiden kan potensiell konkurranse og biologi gjøre det mer aktuelt å benytte seg av lokaliteter lengre til havs (Iversen et al. 2013).

Ved bruk av åpne merder er det vanlig å ha en form for oppsamling av slam og død fisk. Det er ulike typer oppsamlingssystem, med en form for filter eller trakt i bunnen av merden som samler død fisk. Åpne merder kan flyttes, og tilpasses lokalitet og geografi. Etter en produksjonssyklus skal merdene tømmes og brakklegges i minimum 2 måneder. Dette skal minske fare for smitte av sykdommer og gi miljøet mulighet for restituering. Mange av anleggene ligger i dag i skjermet farvann, men miljøendringer kan føre til at merdene vil bli flyttet i mer åpent hav. Dette krever bedre teknologi og utstyr.

Man ønsker bedre utnyttelse av oppsamlet slam fra anleggene. Doktoravhandlingen av Gebauer ser på hvordan slam fra oppdrettsnæringen kan være et substrat for å produsere biogass (Gebauer 2004). Resultatene viste at det kan produseres netto energiproduksjon fra en lakselisens på 80-165 MWh/år. Cermaq har i dag et pågående prosjekt på Forsan hvor det bygges settefiskanlegg. Her ser en på muligheten for å benytte slam fra matfiskproduksjon til produksjon av biogass.

Det er flere selskap som utvikler flytende lukkede anlegg. utfordringene er å opprettholde vannkvaliteten/sirkulasjonen, volumet og at anleggene må tåle kreftene i havet. Det foregår et samarbeid mellom Hauge Aqua og Marine Harvest hvor målet er å videreutvikle «egget», et lukket anlegg som er fylt med 90 % vann med fisk og 10 % luft over vannflaten (figur 1b). Vannstrømmen kommer inn i bunnen av anlegget ved hjelp av to hovedpumper som henter vann fra 20 meter dyp. Vannet skal sirkulere i tanken og flyte ut 4 meter under vannoverflaten. Fôr blir spredd ved automatiske fôringssystemer i anlegget. Slam samles nederst i anlegget og lys skal kontrolleres gjennom hele døgnet (HaugeAqua 2016). Lukkede anlegg skal redusere problemene med rømming, spredning av lakselus og gjøre det lettere å fange opp partikulært material. Dette gjøres ved å skape en fysisk barriere mellom fisken og omgivelsene. Det er usikkert hvordan energiregnskap, fiskevelferd og driftssikkerhet vil påvirkes (Fixdal 2012). Mange tidligere prosjekter er avsluttet fordi de ikke fungerte i fullskala eller har krevd store økonomiske investeringer. Figur 1a viser AquaDome, et lukket anlegg som i samarbeid med Cermaq, skulle testes med fisk, men merden ble utsatt for storm og havarerte (figur 1a).



Figur 1a) Lukket anlegg fra AquaDome sitt pilotprosjekt i samarbeid med Cermaq. Kopi av figur hentet fra MSC AQUA AS (AquaDome 2014). Figur 1b): «Egget» nytt lukket anlegg som skal bygges av Hauge Aqua i samarbeid med Marine Harvest. Kopi av figur hentet fra Hauge Aqua (HaugeAqua 2016).

Landbaserte oppdrett var etablert allerede i 1977 i Skottland. Fra 1984-1989 ble det bygd og driftet 19 anlegg på Island (Ibrekk & Braaten 1989). Dårlige tekniske løsninger gjorde at det gikk galt med flere av disse anleggene. Problemet var at man manglet en effektiv oksygenering og renseteknologi (pumpesystem). Siden begynnelsen av 1990-tallet har ikke landbasert matfiskproduksjon vært prioritert, selv om man har løst en del av problemene med resirkulering og gjenbruk av vann (Rosten et al. 2011). Det er stor variasjon på energi - og vannforbruket i landbasert fiskeoppdrett. Vannforbruket er mellom 6 til 160 m<sup>3</sup> vann/kilo fisk produsert, og energiforbruket mellom 0 – 60 kWh/kilo. Storskala landbasert oppdrett har ikke klart å utkonkurrere merdbaserte anlegg. I Norge har heller ikke interessen for å utvikle landbasert oppdrett vært tilstede fordi kysten og naturen gir bedre forhold for fisken. Samtidig vil utviklingen av landbasert teknologi kunne svekke fordelene Norge har som verdens ledende lakseoppdrett.

Havbaserte oppdrettsanlegg påvirker miljøet gjennom fôrforbruk, utslipp fra fôr og fekalier, forbruk av medisiner, forbruk av giftige kjemikaler, død fisk og rømming. Fra januar til desember 2015 registrerte Akvadata fôrforbruk på 1 573 000 000 til laks (SjømatNorge 2016). Bruken av antibiotika har historisk sett vært høy, men er kraftig redusert de siste 20-30 årene. Rømming fra anlegg er et annet alvorlig problem. I 2006 var det 921 000 laks som rømte, mens tallet for 2015 er 160 000 (foreløpige tall) (Fiskeridirektoratet 2016b). Nedgang i registrert rømming er en kombinasjon av større fokus på problemet og bedre tekniske løsninger på anleggene.

Mer ekstremvær vil gi strengere krav til konstruksjoner i havet, og økt krav til rømmingssikkerhet. Det er flere faktorer enn temperatur som påvirker spredningen av lakselus

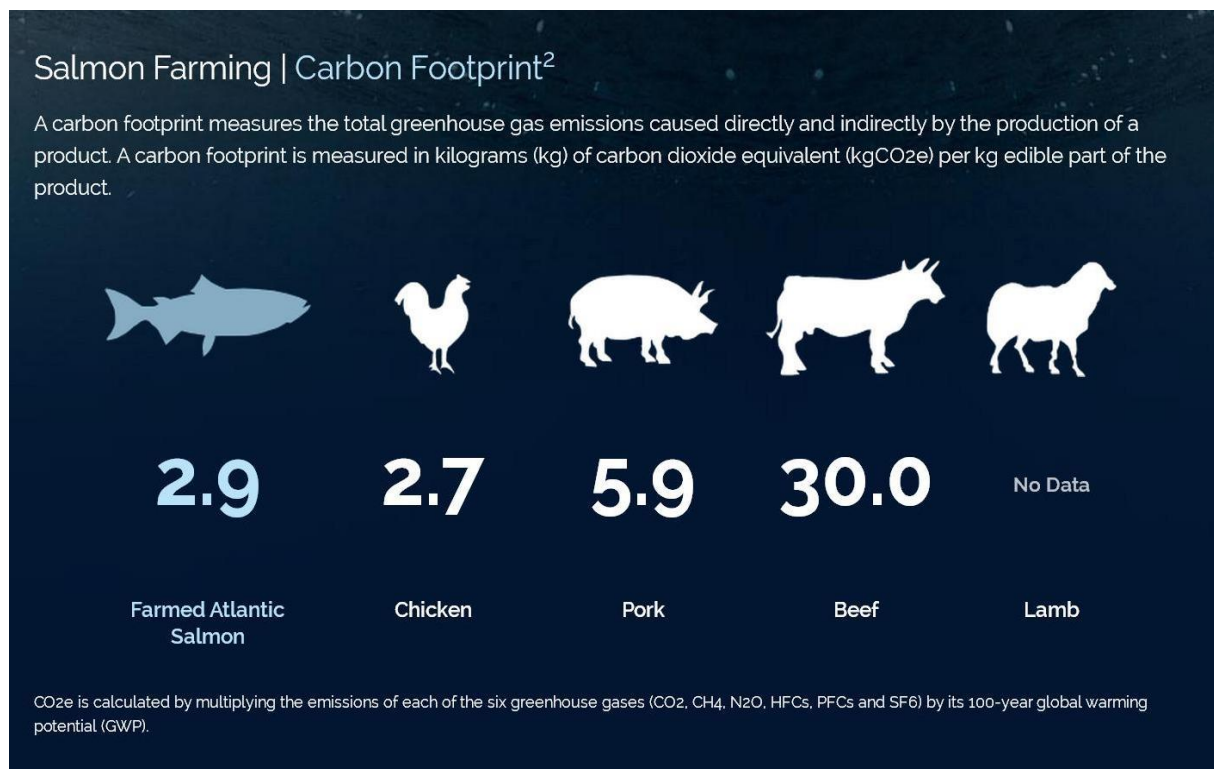
og det er ikke gitt at lakselusproblemene vil øke. Men det er mye som tyder på at varmere vintre krever mer effektive tiltak mot lakselus. En konsekvens kan være at områdene med optimal temperatur for oppdrett av laks vil forflytte seg nordover (Bergh et al. 2007).

### **2.3 MÅLING AV ENERGIBRUK OG MILJØAVTRYKK**

Det er ulike metoder for å beregne miljøavtrykk for næringer. Greenhouse Gas Protocol (GHG) deler opp virksomhetens utslipp av CO<sub>2</sub> og andre klimagasser i tre områder og er en anerkjent metode for å analysere utslipp. Life cycle assesement (LCA) er en standardisert metode for en komplett miljøanalyse, men gjelder hovedsakelig for landbaserte aktiviteter, og har derfor en del begrensninger.

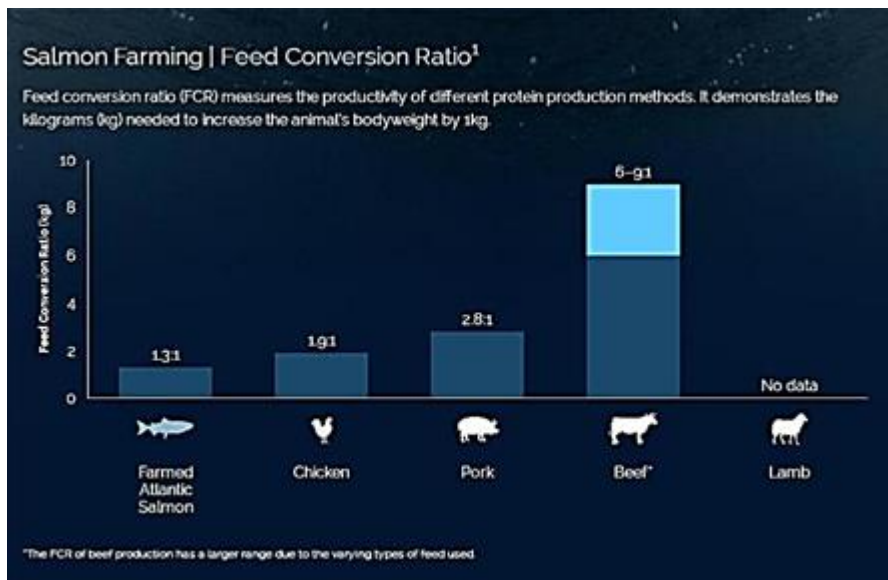
Rapporteringen til Cermaq er basert på GHG-protokollen, som er internasjonalt anerkjent for regnskapsføring og rapportering av klimagassutslipp. CO<sub>2</sub>-kalkulatoren deler opp virksomhetens utslipp av CO<sub>2</sub> og andre klimagasser i tre områder. Område 1 er de direkte kildene til bedriftens utslipp av klimagasser. Område 2 og 3 er de indirekte utslippskildene. De direkte kildene er fossilt brensel i drift/produksjon og til transportmidlene virksomheten eier og leaser. De indirekte kildene under område 2 er virksomhetens forbruk av elektrisitet. Område 3 dekker andre indirekte utslipp relatert til virksomheten for eksempel underleverandørers utslipp, energiforbruk ved bruk av virksomhetens produkter, transport av varer gjennom hele produksjonskjeden (Sundin & Ranganathan 2002). CO<sub>2</sub>-ekvivalenter måler utslipp av ulike klimagasser, og klimagassene regnes om til ekvivalent utslipp av gassen CO<sub>2</sub> over en tidsperiode (vanligvis 100 år). Det man gjør er å måle andre utslippsgasser opp mot effekten CO<sub>2</sub> kan ha på global oppvarming. Gassene som inngår i indikatoren er CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> (metan), N<sub>2</sub>O (lystgass), perfluorkarbon (PFC), hydrofluorkarbon (HFC) og svovel-hexafluorid (SF<sub>6</sub>).





Figur 2: Totalt karbonavtrykk for laks, kylling, svin, biff og lam målt i kilo CO<sub>2</sub>-ekvivalenter per kilo ferdig produkt. Kopi av figur hentet fra Global Salmon Initiative (GSI 2015a)

Ellingsen, Olaussen og Utne beregner et utslipp på mellom 2,2- 3.0 kilo CO<sub>2</sub> ekvivalenter per kilo laksefilet produsert i Norge, avhengig av hvordan fôret er prosessert og distansen fra produksjon til konsument (Ellingsen et al. 2009). Produksjonen, inkludert fôrproduksjon, er den største bidragsyteren. Sammenlignet med annen matproduksjon viser figur 2, at biff gir 30 kilo CO<sub>2</sub>- ekvivalenter per kilo spiselig produkt. Det er gjort mange studier på utslipp fra matproduksjon og de viser variasjoner mellom ulike produkter, men også fra studie til studie. Det er flere grunner til dette, men i hovedsak skyldes det forskjellen i hvor mye av produksjonsfasen som tas med. Studie gjort av Pelletier og Tyedmers (Pelletier et al. 2009) viser 40 % høyere utslipp enn Ellingsen, Olaussen og Utne (Ellingsen et al. 2009).



Figur 3: Økonomisk fôrfaktor for fisk, kylling, svin, biff og lam. Kopi av figur hentet fra Global Salmon Initiative (GSI 2015b)

Figur 3 viser at oppdrettslaks har en fôr faktor på 1,31(GSI 2015b). Den representerer det kvantum av fôrenheter som trengs for å produsere én enhet av fisk, og reduksjon av denne faktoren vil være energieffektivt for næringen. Ingrediensen i fôret er gått fra marinbasert fôr til mer plantebasert. Dette er med på å gjøre produksjonen mer energieffektiv, men det er samtidig viktig å bevare noe av det marinbaserte innholdet. Det er mye forskning på fôr til oppdrettsnæringen fordi det utgjør store kostnader. Den står for store deler av miljøavtrykket i næringen og er av betydning for kvaliteten på produktet. Produksjonen har økt og vil trolig fortsette å øke, noe som medfører knapphet på viktige ingredienser til fôret. Når store deler av fiskemelet byttes ut med ulike planteprodukter går det utover de marine n-3 fettsyrene i kjøttet. Løsningen er å bruke alternativer fra havet og fiskebaserte råstoffer. Ved å hente fett fra lavere trofiske nivå vil den trofiske effektiviteten økes.

Fisk er kaldblodig og trenger ikke energi for å bevare kroppstemperaturen. De beveger seg i vektløs tilstand i havet og trenger derfor ikke energi for oppdrift. Dette gjør at fisken kan transformere omtrent 27 % av fôrenergi til spiselig mat, mens kylling for eksempel transformere 12 %. Omdanningen med hensyn til proteiner er 30 % for laks versus 18 % for kylling (Olsen et al. 2008; Torrissen et al. 2011). 100 kilo tørt fôr gir 65 kilo laksefilet. Til sammenligning gir 100 kilo tørrfôr 20 kilo kyllingfilet og 12 kilo svinekjøttfilet (Torrissen et al. 2011). Det er vanlig å sammenligne produksjon av ulike produkter og tallene viser at kjøtt produksjon har et større utslipp enn fisk.

## 2.4 CERMAQ NORWAY

Cermaq Norway AS er datterselskap av Cermaq Group AS som er heleid av Mitsubishi Corporation. Cermaq Group AS har hovedkontor i Oslo, men opererer i Canada, Chile og Norge. Cermaq Group er en av de største aktørene i den globale lakseoppdretts industri. Cermaq Group har 4100 ansatte og hadde i 2014 en omsetning på 5,6 milliarder, hvorav Cermaq Norway stod for 2,1 milliarder av omsetningen (Hindar 2015). Cermaq Norway AS har i dag 49 heleide sjøvannslokaliteter, 3 (snart 4) settefiskanlegg og 3 slakteri i Finnmark og Troms. Cermaq Norway har hovedkontor i Nordfold i Steigen. Virksomheten er lokalisert i Nordre-Nordland og Vest-Finnmark og har i dag rundt 540 ansatte. Cermaq er opptatt av bærekraftig havbruk, både økonomisk, miljømessig og sosialt. Fokuset i denne oppgaven blir på energikilder og energibruk på sjølokaliteter (Cermaq 2015). Tall fra 2014 viser et energiforbruk på 3,6 GJ per tonn produsert laks (Hindar 2015).

Cermaq's sjølokaliteter har ulikt antall merder, forskjellig MTB og fôrflåter. Nordland har 10 og Finnmark 11 flåter. Enkelte lokaliteter kan ikke stå med fisk til samme tid på grunn av avstanden mellom lokalitetene. Andre lokaliteter omtales som tvilling. Tvillinglokaliteter er to lokaliteter som deler på produksjonen av en generasjon. Det vil si at hele generasjonen settes ut på en lokalitet. Halvveis i produksjonen flyttes halve generasjonen til en tvillinglokalitet. Driften på disse lokalitetene er separat, mens kostnadene ikke er det. Produksjonen på lokaliteten omtales som «netto innhøstet biomasse».

Den nyeste fôrflåten er levert av Marin Construction AS. Den er bygd i betong med integrerte fôrsiloer og driftsbygninger, men ellers tilpasser man romløsninger og lugarer etter behov. 2 av de 10 flåtene i drift i Nordland er stålflåter. Den nyeste flåten er en 500 tonns versjon med fôrkapasitet på 400 tonn, og 100 tonns kapasitet til maskineri, lagringstanker for vann og diesel, og annet nødvendig utstyr. Fôrflåtene er i stor grad kundetilpasset, og kan bygges med energieffektive løsninger. De fleste av flåtene er i dag tilrettelagt for å benytte landstrøm ved behov.

Flertallet av flåtene er utstyrt med 1 eller 2 aggregat som ofte ikke kan kjøres samtidig. Det ene vil fungere som et nødaggregat om det oppstår driftsstans. Hvis det er ulik kapasitet på aggregatene kan man velge hvilket som bør kjøre ved ulik last. Den nyeste flåten er utstyrt med 4 aggregat. Ved å ha 4 aggregat tilgjengelig unngår man driftsstans på lokaliteten selv om man får aggregatstopp eller vedlikehold på et eller to av aggregatene. Disse 4 kan i motsetning til tidligere løsninger kjøres samtidig. De er programmert slik at ytterligere ett aggregat vil koble seg inn ved 80 % ytelse og igjen koble seg ut når lasten blir redusert under 60 %. Ved full fôring er det normalt 2 aggregat i drift og utenom fôringsvinduet vil et av

aggregatene gå med lav last. Selv om man legger kabler til land vil man ha aggregatene tilgjengelig på flåtene. Skulle det oppstå problemer med det elektriske nettet på land, eller skader på sjøkabelen, vil det likevel fortsette å være energi fra et aggregat til å drifte fôringsanlegget. Levetiden på aggregatene ligger mellom 6-8 år, men kan variere etter bruk og vedlikehold. Vedlikeholdskostnadene på dieselaggregat har større betydning enn innkjøpskostnadene.

### 3 METODE, DATAINNSAMLING OG TIDLIGERE STUDIER

---

Dette kapittelet beskriver metodevalg og datainnsamling i prosjektet.

#### 3.1 KVALITATIV OG KVANTITATIV METODE

Kvalitativ metode er mest benyttet i forskning hvor det er vanskelig å tallfeste resultatet. Da blir innsamling, bearbeiding og analyse av intervju, samtaler eller observasjoner benyttet for å systematisere og få innsikt i temaet (Hovland et al. 2009).

Kvantitative metoder tar i bruk tallfestede størrelser som systematiseres ved hjelp av modeller. I dette inngår variabler som kan måles. Tall i seg selv er ikke alltid forklarende, de krever også fortolkning (Hovland et al. 2009).

Når man kombinerer kvalitativ og kvantitativ metode kalles det metodetriangulering. Metodene kan i flere prosjekter utfylle hverandre og bidra til å løse problemstillingen på en mer troverdig måte (Johannessen 2011).

Metodevalget er avhengig av problemstilling og formålet med undersøkelsen. Denne oppgaven hadde tre problemstillinger og det er benyttet ulike metoder for å komme fram til resultatene:

- Litteraturstudiet drøftet aktuelle fornybare energikilder ved sjølokalitetene
- Besøk på flåtene for å gjøre målinger og avlesninger. Disse tallene og opplysninger fra teknisk personell kartla energibehovet.
- Datainnsamling for investeringer, produksjon og diesel – og strømforbruk
- Der det ikke var måledata måtte tallene estimeres. Tallene er estimert fra data som ble samlet inn

Målinger på flåtene ble gjort ved å se hvor mye effekt aggregatet leverte med og uten fôring. Kombinasjon av målingene og informasjon fra drift og teknisk personell, gjør at et antatt årlig energibehov beregnes.

For å se nærmere på investeringskostnader for hver enkel lokalitet var det nødvendig å benytte kart for å måle avstander til land. Basert på historisk energiforbruk (strøm og diesel) kunne reduserte kostnader og redusert utslipp beregnes. Innhenting av data om kostnader og energiforbruk gav grunnlag for en kvantitativ analyse. Med disse dataene ble det beregnet et gjennomsnittlig årlig energiforbruk per tonn. Produksjon og historiske strøm - og dieselpriiser

benyttes til å finne årlig reduksjon i kostnader for hver enkelt lokalitet. Med investeringskostnader og en kontantstrøm for årlig reduserte kostnader ble det foretatt en lønnsomhetsanalyse.

Mer detaljert metode for hver enkel problemstilling vil komme fram før resultat under kapittel 5, 6 og 7.

### **3.2 DATAINNSAMLING**

Det ble samlet inn produksjonstall og energiforbruk fra ulike lokaliteter hos Cermaq. Disse dataene ble grunnlaget for å beregne gjennomsnittlig forbruk for strøm og diesel.

Viktig data som ble samlet inn:

- Budsjetterte investeringskostnader for 8 anlegg
- Fakturert energiforbruk for både diesel og strøm på utvalgte lokaliteter
- Produksjon på utvalgte lokaliteter
- MTB og kartkoordinater på alle lokaliteter

Datainnsamling har vært viktig for å kunne beregne mest mulig realistisk energiforbruk. Kostnader og energiforbruket for 2013-generasjonen ble samlet inn fra noen lokaliteter som gikk på strøm fra land og noen som gikk på diesel. Produksjonstall for generasjon-2013 ble hentet for lokalitetene. Disse ble også benyttet for å beregne og finne hvordan energiforbruket varierte med produksjon.

Den økonomiske analysen som ble gjort på alle lokalitetene var en multivariat analyse som innebærer å analysere flere variabler samtidig. Det vil si at det er av stor interesse hvordan de ulike variablene vil påvirke resultatet. De 5 variablene som kan påvirke resultatet var investeringskostnadene, strøm og dieselpriser og til slutt produksjonen på lokaliteten.

### **3.3 TIDLIGERE STUDIER**

Det foreligger betydelige mengder litteratur som omhandler fornybar energi. Det finnes flere studier og rapporter om hvordan man ser for seg utviklingen framover, og hvor stort potensialet er. Det er likevel ikke funnet litteratur om bruk av fornybar energi på oppdrettsanlegg. Det ble tidlig observert at det har vært et samarbeid mellom Marine Harvest og Albatern for å se om det var mulig å benytte bølgekraft som supplerende energikilde på lokalitetene. Konklusjonen på prosjektet ble at energikilden måtte plasseres i for lang avstand til sjølokaliteten.

De fleste studiene av energibruk og utslipp fra oppdrett omhandler hele livsløpet og er en livsløpsanalyse (LCA: Life Cycle Analysis). Fra 2000 er det flere studier (Ellingsen & Aanonsen 2006; Ellingsen et al. 2009; Pelletier & Tyedmers 2007) som tar for seg miljøavtrykket til oppdrett. LCA tar for seg utslippet fra begynnelsen til produktet står i butikken. Dette gjelder alt av utslipp fra råmaterial, produksjon og ikke minst transport. Alle studiene viser at fôrproduksjon står for den største delen av CO<sub>2</sub> avtrykket i oppdrett, men det varierer hvor stor andelen er avhengig av hvor lang transportstrekning som er med i beregningen.

Artikkelen «Atlantic Salmon: The «Super-Chicken” of the Sea?» (Torrissen et al. 2011) påpeker utfordringer industrien har ved å utnytte mulighetene i markedet og samtidig «(..)holde miljøavtrykk innenfor samfunnets akseptable grenser». Med et sterkt voksende marked vil det bli fokus på utslipp i alle deler av næringskjeden.

Landstrøm til sjølokaliteter ble mer utbredt fra 2009. Flere selskap bestemte seg for å legge kabler til land på samtlige lokaliteter, og Enova opprettet muligheten for å søke om støtte til dette. Flere mindre selskap har som mål å være fullt elektrifisert.

## 4 FORNYBAR ENERGI

---

Fornybar energi er energikilder som kontinuerlig har tilførsel av ny energi, og ikke kan tømmes innenfor en gitt tidsramme. Fornybar energi omtales i motsetning til ikke-fornybare energi som bærekraftig. Det er et økende energibehov i verden, og det gir høyere utslipp av CO<sub>2</sub>. Ved å benytte mer fornybare energi som alternativ til olje og kull, vil man kunne redusere klimagassutslipp.

Dieselaggregat er energikilden på de fleste sjølokalitetene i dag. Fôringsflåtene, spesielt sentralfôringsanleggene, krever stabil levering av strøm.

Utviklingen innen fornybar energi kan gi flere løsninger for framtidens oppdrettsnæring. Her skal man vurdere de fornybare energikildene som kan være potensielle energikilder i dag eller i tiden framover. Offshore vindkraft, bølgekraft og tidevannskraft er utnyttelse av havenergi utenfor kysten. Mye av dette er ikke kommersielt lønnsomt i dag, men det kan være aktuelle løsninger for oppdrettsnæringen i framtiden. Den største utfordringen er å utvikle fornybar energi som kan konkurrere med prisene på ikke fornybare energikilder. Andre problemer tilknyttet til havenergi er infrastrukturen som må bygges for å frakte elektrisk kraft til nettet på land. Fornybare energikilder har variabel produksjon og kan ikke lagres. Det er behov for bedre teknologier for energilagring og/eller kombinasjonen av levering fra ulike energikilder må utvikles. Utbygging og utnyttelse av mer havenergi kan føre til arealkonflikter til havs (Sandgren et al. 2007).

Teknologiene som er kommet lengst, og er mest aktuelle for oppdrettsnæringen vil bli vektlagt.

Dagens fornybare energikilder som kan være aktuelle å benytte er:

- Offshore vindkraft
- Bølgekraft
- Tidevannskraft
- Solceller
- Biogass/biodiesel
- Elektrifisering (i stor grad vannkraft i Norge)



Parallelt med å finne løsninger for fornybar energi er det naturlig å se på utviklingen innen energilagring.

## 4.1 OFFSHORE VINDKRAFT

### *Teori og teknologi*

Vindkraft er bevegelsesenergi i vinden omformet til elektrisk energi ved å bruke vindturbiner. Man utnytter kraften ved å bremse vinden, og spre den over en større flate enn den opprinnelig opptok. Vinden gir bevegelse i vingene som via en rotor driver en generator. Den elektriske kraften overføres i kabler og nett til forbrukerne. Hvor stor del av energien som kan hentes ut kan utledes ved å se på vindhastighet før og etter vinden har passert rotorbladet. Total effekt i vinden som passerer ved et tverrsnitt er gitt ved:

$$P = \frac{1}{2} c_p \rho A v^3 \quad 3.1$$

der  $C_p$  er den aerodynamiske virkningsgraden,  $\rho$  er luftens tetthet [ $\text{kg}/\text{m}^3$ ],  $A$  er tverrsnittarealet [ $\text{m}^2$ ] og  $v$  er vindhastigheten [ $\text{m}/\text{s}$ ]. Den aerodynamiske virkningsgraden,  $C_p$  beregnes ved:

$$C_p = 4a(1 - a)^2 \quad 3.2$$

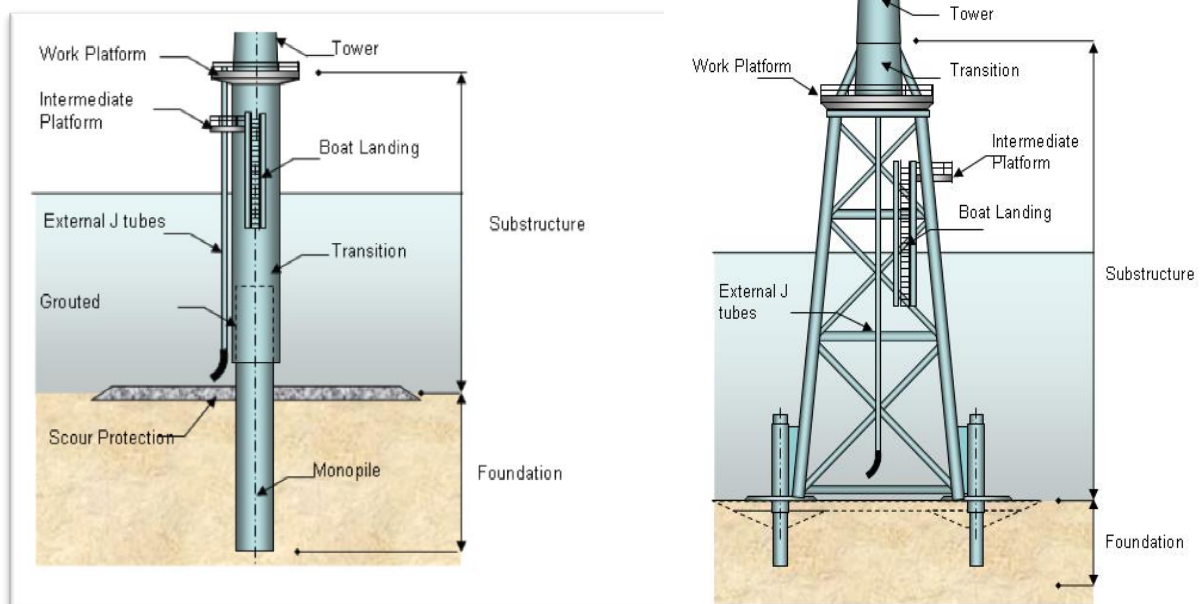
$$a = \frac{(u_0 - u_1)}{u_0} \quad 3.3$$

Hvor  $a$  er induksjonsfaktoren som beregnes fra  $u_0$  [ $\text{m}/\text{s}$ ] og  $u_1$  [ $\text{m}/\text{s}$ ] som er vindhastighet før og etter turbinen. Betz's lov sier at maksimal avgitt effekt oppstår ved  $a = \frac{1}{3}$  som gir  $C_{pmax} = \frac{16}{27} = 0,593$ . Det viser at det maksimalt kan omdannes 59,3 % av den kinetiske energien til mekanisk energi. Effektiviteten eller virkningsgraden til vindturbinen ligger mellom 60-75 % av det teoretisk mulige, det gir ca. 40-45 % av det opprinnelige energiinnholdet (Twidell & Weir 2006).

Vindforholdene er avgjørende for plassering av vindturbiner og vindparker. Det må samles inn store mengder data om vindstyrke og sesongvariasjoner. Vindparkene må plassere slik at de får høy og jevn tilgang på vind. Viktige parametere for å karakterisere vindressursen offshore er midlere vindhastighet på en bestemt høyde og antall dager med høy/lav vindstyrke. I motsetning til lagring av vannkraft, er det ikke mulig å lagre vinden som skal

omformes til elektrisk energi. Vindkraft i kombinasjon med andre energikilder er en mulig løsning.

Turbinene som skal plasseres i havgapet må tåle saltvann og sterk vind. Fundamenteringen skal sikre at turbinen står stødig, og at kreftene blir tatt opp mest mulig effektivt. Vedlikehold offshore er utfordrende og kostbart i forhold til vindmøller på land. Fundamenteringen deles opp i to hovedkategorier, bunnfaste vindturbiner og flytende vindturbiner. Bunnfaste vindturbiner er festet til havbunnen, og det er flere løsninger for fundamenteringen. Monopel fundamentering, vist i figur 4a, har en sylindrisk form med diameter mellom fire til seks meter som benyttes for havdybder opptil 25 meter. Fagverksfundament har et stivere fundament, og har vært mye benyttet i olje- og gassindustrien (figur 4b). En mer solid konstruksjon gjør at den benyttes på litt dypere hav, mellom 20-25 meter. Fundamenteringen av havturbiner (material, vedlikehold og installasjon) er kostbar og utgjør en stor del av kostnadene av totalinvesteringen.



Figur 4a) Monopel fundamentering. Kopi av bildet fra Hassan and Partners Ltd (G.H.P.). Figur 4b) Fagverksfundament. Kopi av bildet Hassan and Partners Ltd (G.H.P.).

Flytende vindmøller reduserer fundamenteringskostnadene, men det er flere tekniske utfordringer rundt stabilisering og påkjenningen til havs. Flytende vindmøller har ikke noe fundament, men står på et oppdriftselement. Fordelen med flytende vindmøller er at de kan lokaliseres på dypt vann. Vindstyrke og turbulens vil som regel øke med avstanden fra land.



Figur 5: Det norske prosjektet Hywind. Kopi av bildet hentet fra WindPowerOffshore (WindPowerOffshore 2015)

Norge har for tiden flere pilotprosjekter. Det største og mest profilerte prosjektet er Hywind, avbildet i figur 5, som ble startet av Norsk Hydro, men drives i dag av Statoil. I 2009 ble det investert 400 millioner til bygging og videreutvikling av piloten (inkludert forskning og utvikling) for å bygge ut verdens største fullskala flytende vindturbin. Resultatene har vist seg bedre enn forventet og den har produsert 32,5 GW siden oppstart i 2010 (WindPowerOffshore 2015). Generatorspenningen vil være rundt 1 kV og transformeres opp til 22 kV i en transformator lokalisert i tårnet. Siste nytt fra Statoil er at de ønsker å flytte Hywind slik at den leverer strøm til Kvitebjørn og Valemon. Statoil ønsker å plassere Hywind-møllen to kilometer fra Valemon. Strømmen produsert fra vindmøllen skal gjøre det mulig for Statoil å stenge ned en av de to gassturbinene som i dag produserer kraft til plattformene. I følge Statoil kan man oppnå en besparelse på 11 000 tonn CO<sub>2</sub> per år.

### **Muligheter**

Offshore vindkraft åpner opp for store havområder som kan benyttes til ren energiproduksjon. The European Wind Energy Association (EWEA) har en målsetting på totalt 320 GW produsert vindkraft i EU innen 2030, hvorav 254 GW er på land og 66 GW er offshore vind. Det betyr at det beregnes en utbygging på 35 GW de neste 15 årene (Ho & Pineda 2015). I studie fra Enova hvor de ser på potensialet for havenergi, anslår de at Norge har et potensiale på 14 000 TWh offshore vindkraft (Sandgren et al. 2007). All vindkraft i Norge er i dag plassert på land, utenom Hywind, som er en flytende vindturbin plassert til havs.

Utviklingen av moderne vindturbiner startet i hovedsak i Europa på 1970-tallet med Danmark og Tyskland i spissen. Norges første vindkraftpark på land kom i 1986 i Sør-Trøndelag.

Utbygging og utviklingen har skjedd i høyt tempo, og vindkraft er i dag brukt i mer enn 80 land, hvorav Kina er en stor vindkraftnasjon med Europa og senere USA rett bak. Det er forsket på vindenergi i mer enn 30 år, mens offshorevind industrien fortsatt er ung. Utviklingen av offshore vindkraft startet med Vindbyprosjektet i Danmark i 1991. På 90-tallet var kun 4 prosjekter gjennomført. Ifølge EWEA var det i 2007 bygd 25 offshore vindparker som hadde en totalkapasitet på 1100 MW (Olsen 2008). Fram til 2007 har turbinene vært standard vindturbiner, men et større marked for offshore gir større marked for spesialdesignede turbiner (Sandgren et al. 2007).

### *Diskusjon*

Det er både positive og negative miljøeffekter med offshore vindkraft. De langsiktige og globale effektene er å erstatte diesel eller andre ikke fornybare energikilder med vind som er fornybar energi.

Kortsiktig kan det oppstå negative miljøeffekter for fugl og fisk. Det viser seg at fugler ofte klarer å unngå vindturbiner. Fisk kan reagere på lyd, magnetisk og elektriske felt (Snyder & Kaiser 2009).

Det er stor variasjon i vindstyrke gjennom årstider og år. På lengre sikt kan man regne med en variasjon på  $\pm 20\%$  fra forventede verdier basert på data gjennom de siste 30 år (Olsen 2008). En grunn til videreutviklingen av vindkraft til havs er at det er mer stabil vind enn på land.

Det er per i dag ingen kommersielle offshore vindparker i Norge. For at det skal bli aktuelt for oppdrettsanlegg å benytte offshore vind som energikilde, må det etableres vindparker som kan levere energi inn til anleggene. Hvis dette skulle vært koblet til en flåte, må det eventuelt kombineres med energi fra aggregatene og en batteripakke eller en annen form for energilagring.

Det vil kunne oppstå interessekonflikt rundt arealbruket langs kysten ved større utbygging av havenergi. Fram til 2025 antas det kun en beskjeden utbygging av havenergi i Norskehavet, da det er mer effektivt å dekke energibehov fra landbasert kraftproduksjon i Norge (Postmyr et al. 2008).

Mye offshore vindkraft er dårlig utnyttet, og det er gode utsikter for å kunne benytte mer av den. Utfordringene ligger i å utvikle solide vindturbiner som tåler klima og å få ned investeringskostnadene slik at teknologien blir konkurransedyktig. Investeringskostnadene er per i dag for høye til at oppdrettsnæringen kan ta disse kostnadene. I tillegg er sjølokalitetene avhengige av en mer stabil levering av energi. Mulig pilotprosjekt kan være kabler til en

sjølokalitet fra vindkraft, kombinert med en batteribank som lades opp og tidvis erstatter aggregatene. Dette kan være aktuelt for lokaliteter som er plassert slik at det er vanskelig å legge kabler til land.

## 4.2 BØLGEKRAFT

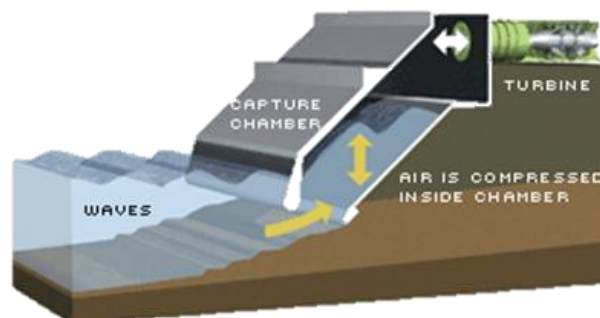
### *Teori og teknologi*

Havbølger er en fornybar energikilde som utnytter vindenergi når vinden blåser langs havoverflaten. Høyden  $H$  [m] (vertikalavstand mellom bølgedal og bølgetopp), bølgelengden  $\lambda$  [m] (avstanden mellom bølgetopper) og perioden  $T$  [s] (tiden det tar fra bølgetopp til bølgetopp passerer et punkt) bestemmer bølgens kraft og egenskaper. Energien som kommer fra bølgene er en kombinasjon av potensiell- og kinetisk energi (Sandgren et al. 2007). Bølgene kan virke uregelmessige når de oppstår, men beveger seg over lange avstander uten å tape store mengder energi. Etter hvert følger mer regelmessige hevinger av havoverflaten og omtales som dønninger. Dønningene regnes som en god leveranse for energi (Oskarson 2009). Summen av den kinetiske og potensielle energien,  $E$  [J], er gitt ved:

$$E = \frac{1}{2} \rho a^2 g \quad 3.4$$

Hvor  $\rho$  [kg/m<sup>3</sup>] er massetetthet,  $a$  [m<sup>2</sup>] er arealet og  $g$  er tyngdekraften [9,81 m/s<sup>2</sup>].

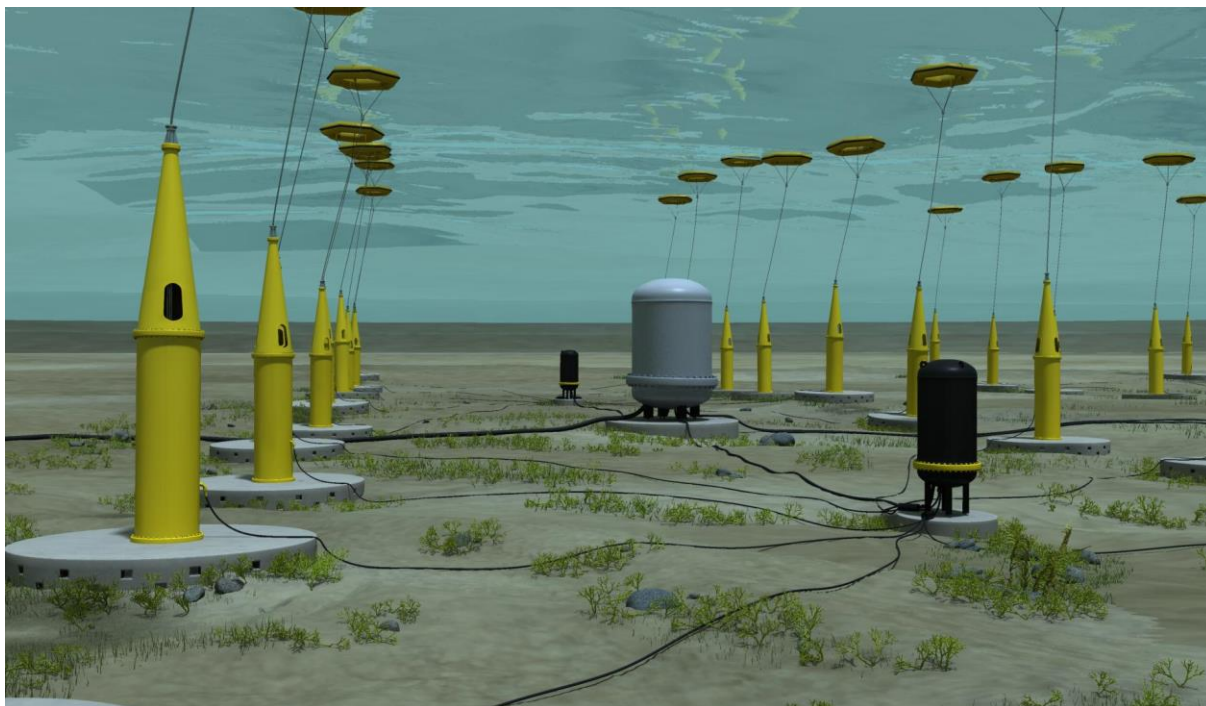
Bølgekraft utnyttes av flytende anlegg, eller bunnfaste anlegg.



Figur 6: Svingende vannsøyle. Kopi av figur fra Wave Power (Power 2002)

Svingende vannsøylar/vannplate eller Oscillating Water Column (OWC) er en vannmotor som står på havbunnen og består av et bølgekammer som skal stenge og åpne vann og luft om hverandre (figur 6). Når bølger slår mot anlegget, stiger vannstanden i søylen og luften

presses opp og driver turbinen. Bølgen trekker seg tilbake, og vannet trekker seg ut av kammeret og luften kommer inn i turbinen. Turbinen går samme vei når luft trekkes ut og inn i kammeret og produserer energi i begge tilfellene (toveisvirkendeturbin), men metoden gir energitap og en del støy.



Figur 7: Seabased AB sin teknologi som benytter punktabsorbatorer for å utnytte bølgekraft. Kopi av figur hentet fra Seabased (Seabased)

En punktabsorbator består av en bøye som er festet til bunnen og beveger seg med bølgene, både i vannflaten eller under den. Omformere og utstyr blir i dette tilfellet liggende under vann og gjør vedlikeholdet vanskelig. Figur 7 viser løsningen til det svenske selskapet Seabased som er skal benytte punktabsorbatorer til å utnytte bølgekraft.

Bunnfast innretning er en løsning beregnet for forholdsvis grunt vann. En klaff er plassert på bunnen og skal utnytte vannets vertikale bevegelse. Materialet er utsatt, og gir lav virkningsgrad, men vedlikehold av utstyret kan utføres på land.

Flytende innretning er en konstruksjon som ligger på vannflaten og følger vannflatens bevegelse. For å utnytte bølgene må flyteren være større enn lengden til bølgelengden. Ved å legge disse i åpent vann fører det til store maksimalbelastninger.

Oppskyllingsanlegg/høydemagasin samler opp vann i magasiner som ligger høyere enn vannflaten, og energien produseres ved at vannet går gjennom en turbin tilbake til havet. Utfordringene er å få rolige omgivelser for turbinene. Dette er viktig for å oppnå en potensiell høy primær og sekundær virkningsgrad. (Sandgren et al. 2007; Twidell & Weir 2006)

For å produsere strøm må bølgeenergi omgjøres til energi i et system som beveger seg i takt med bølgene. Deretter må man ved hjelp av turbiner eller hydrauliske motorer omgjøre bevegelsene til mekanisk energi. For å produsere elektrisk energi må en generator omdanne mekanisk energi til elektrisk energi. Den mest effektive løsningen for den totale virkningsgraden er å fjerne et av omformingsstegene, men det er per i dag ingen teknologi som har løst denne problemstillingen (Oskarson 2009).

### ***Muligheter***

Bølgekreftene kan variere mye over tid. Vindretning, vindhastighet og været vil avgjøre energitettheten og intensiteten er gjerne høyest gjennom høst og vinter (Henfridsson et al. 2007).

Danish Wave Energy Center (DanWEC) har estimert et globalt potensiale av bølgekraft til 29 500 TWh. Det anslåes at energien som slår inn langs Norskekysten er omkring 400 TWh. Realistisk utnyttelse av denne energien er 10 % av kystområdene, og med en utnyttelsesgrad på 20 % gir det ca. 8 TWh (Nielsen 2012). En annen studie (Sandgren et al. 2007) beregnet det teoretiske potensialet for bølgekraft noe høyere (600 TWh).

Portugal har verdens største kommersielle anlegg som har en samlet effekt på 2,25 MW. Norge har per i dag ingen kommersielle anlegg som er tatt bruk. Det har i lang tid blitt lagt ned mye arbeid og forskning for å utvikle konsepter som utnytter bølgekraften. Norge har gjennom fysikkavdelingen på Norges tekniske- naturvitenskapelige universitet (NTNU) vært involvert i forskning på bølgekraft siden 1973. Ulike teknologier er under utprøving og mange av disse er lokalisert i Danmark og Storbritannia. Pilotprosjektene må tåle store krefter fra havet uten at kostnadene blir for store. Noen kjente norske pilotprosjekter er Fred Olsen-prosjektet, Wave Energy og LYCRO (Kristjansdottir 2007).

### ***Diskusjon***

Bølgekraft gir høyt energiinnhold og lave driftsutgifter etter investeringen.

Likevel viser prognosene utarbeidet av direktoratet at det er lav sannsynlighet for utbygging av kommersielle bølgekraftverk innen 2030. Det jobbes seriøst med 50 konsepter globalt, men man er avhengig av at teknologien kan endre prisene drastisk for at det skal bli kommersielt. Bølgeenergi kan være konkurransedyktige i enkelte nisjer (Halvorsen et al. 2011).

I følge estimerte kostnader vil det være mindre sannsynlig at bølgekraft vil klare å bære investeringskostnadene sammenlignet med andre havenergikilder. Årsaken til dette er usikker levetid som gjør det vanskelig å beregne lønnsomheten. Teknologien for bølgekraft vil i stor grad drives av land og miljøer som har sterke virkemidler for å framme fornybar energi.

Utfordringene ved teknologien er å finne materialer som tåler påkjenningene fra bølgene. Det er begrenset med forskning på området på grunn av høye kostnader. Andre problemer som går igjen for flere fornybare energikilder, er at store variasjoner i vær og vind fører til at det må kombineres med energilagring eller utstyr for kondisjonering av kraften.

Oppdrettsselskapet Marine Harvest har vært med å teste ut bølgekraft som energikilde på en lokalitet utenfor Skottland. Albatern er et selskap i Skottland som utvikler bølgekraft. Anlegget ble satt opp ved en ny lokalitet som samtidig ble fylt med fisk. Albatern testet ut en ny teknologi som ble plassert for langt unna til at det klarte å levere strøm til lokaliteten. Ideen var å komplimentere dieselaggregatene når bølgene produserte strøm (Norewa 2015).

### 4.3 TIDEVANNSKRAFT

#### *Teori og forutsetninger*

Tidevannskraft er et resultat av endring i havnivået som påvirkes av sola og månen. Gravitasjonskreftene oppstår både på den delen av jorda som vender mot og fra månen. Mellom to månepasseringer over en gitt lengdegrad er det 24, 8 timer. Det vil si at tiden mellom hver topp er 12,4 timer. Når jord, måne og sol står på en rett linje og alle disse kreftene trekker i samme retning er det størst tidevannsforskjell. Dette kalles spring. Nipp er det motsatte og oppstår når jord og måne danner en rett vinkel. Månen bruker 28 døgn på å rotere om jorda og det gir 14 dagers forskjeller mellom maksimum og minimum tidevannsforskjell(spring) (Sandgren et al. 2007; Twidell & Weir 2006). Bølgene som skapes beveger seg alltid vestover, og den nordlige norskekysten har derfor generelt svært gode naturlige forutsetninger for tidevannskraft (Halvorsen et al. 2013).

Tidevannsforskjellen er påvirket av månens bevegelse rundt jorda (ellipse), kystlinja, havbunnens form, kystens og farvannets topografi. Det er to ulike muligheter for å produsere elektrisitet fra tidevann: tidevannsdemninger som utnytter tidevannets stillingsenergi av flo/fjære og tidevannsturbiner som utnytter bevegelsesenergien i vannstrømmen.

Tidevannskraftverk kan enten bygges som demninger på land eller som kraftverk i selve vannet. De mest kjente teknologiene for å utnytte energien på er:

Horisontal aksel, bunnmontert, er en tidevannsturbin som ligner en undersjøisk vindmølle. En horisontalakslet turbin er festet på bunnen, og har dermed ikke noen visuelle ulemper, men har utfordringer i forbindelse med vedlikehold.

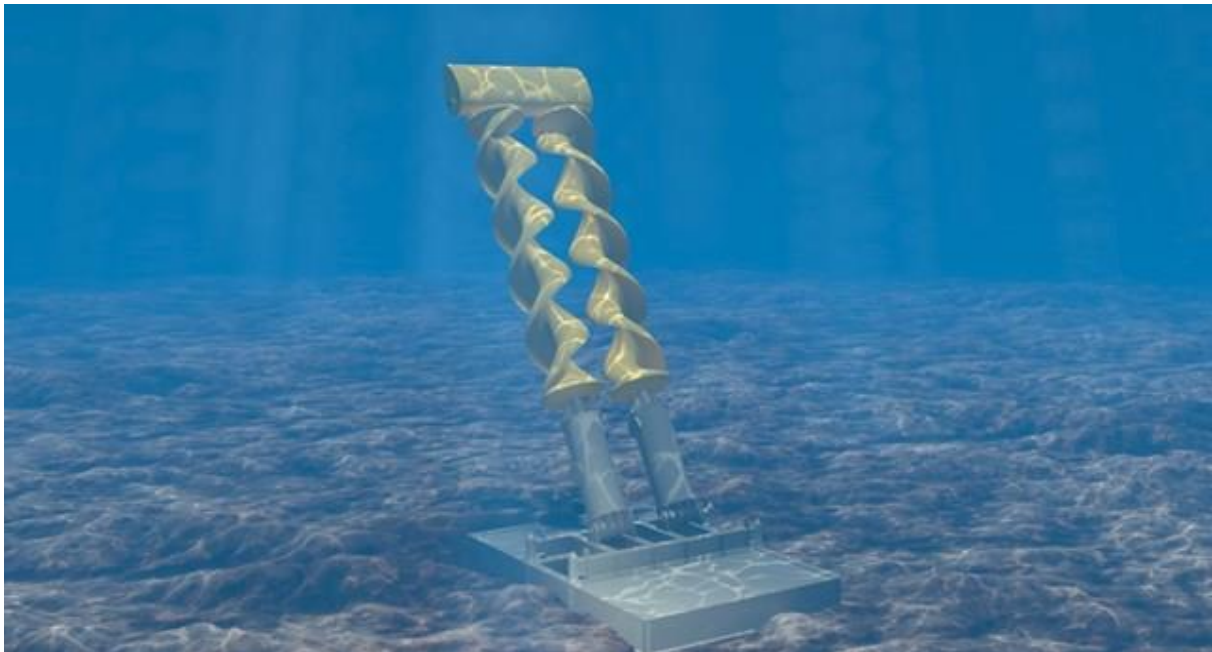
Horisontal aksel, flytende, er lik den bunnmonterte, men er flytende. Dette kan gi større belastninger for utstyret, men samtidig kan det gjøre det enklere å vedlikeholde utstyret.



Vertikal aksel fungerer på samme måte som den horisontale, men turbinen roterer rundt den vertikale akselen. Man har ikke mye erfaring med hvordan den vil fungere over tid, men konseptet er prøvd ut med vindkraft.

Venturiprinsippet bygger på at tidevannet føres igjennom en sjakt som øker hastigheten ved å ha en smalere sjakt enn åpningen. Større fart gjennom sjakten gir større produksjon.

Arkimedes skrue er en trykkløs pumpe, som består av en skrue skjult i et rør. Pumpen transporterer vann oppover (Oskarson 2009; Sandgren et al. 2007).



Figur 8: Fluemill ønsker å utnytte Arkimedes skrue prinsippet. Kopi av figur hentet fra Fluemill (Fluemill 2012)

### **Muligheter**

I Norge er det små tidevannsforskjeller i sør (35 cm.), mens de i nord kan komme opp i 3m. Trange sund og mange øyer gir deler av Norge gode forutsetninger for å utnytte tidevannets bevegelsesenergi. Det utnyttbare potensialet i Norge er i følge Enova (Sandgren et al. 2007) antatt å være 1-2 TWh/år. Andre studier gjort ved Uppsala universitet viser et noe høyere teoretisk potensiale på 3,4-6,8 Twh/år (Fröberg 2006). Dette er et forholdsvis lite potensiale i forhold til offshore vindkraft. Hvis det utvikles lønnsom teknologi til å utnytte dette er det en forutsigbar ressurs som forekommer i en kjent syklus.

Det største tidevannskraftverket ble bygget mellom 1961-1966 i Frankrike ved elven, La Rance. Tidevannet blir sluset gjennom 24 turbiner og produserer 540 GWh per år. I Norge ble det første tidevannsprosjektet, som i en kort periode leverte strøm til el-nettet, startet i

Kvalsund i 2003. Meygenprosjektet er det neste store anlegget som skal bygges ut på den skotske kysten hvorav tre av fire turbiner er levert fra Hammerfest.

Det produseres ikke energi fra kommersielle tidevannskraftverk i Norge i dag. Det er en liten utnyttet energikilde, med fullskala anlegg etablert kun i Nord-Frankrike og Canada. Norsk Hammerfest Strøm ligger langt framme i utviklingen av tidevannsteknologi (Halvorsen et al. 2013), og har satset stort på utvikling av egne tidevannsturbiner. I 2008 ble prosjektet flagget ut til tidevannssatsningen for fornybar energi i Skottland. Det norske selskapet Fluemill AS har utviklet et prosjekt som utnytter Arkimedes skrue prinsippet, som produserer elektrisitet fra tidevann (se figur 8). Fluemill fikk utdelt 57 millioner fra Enova, og 15 millioner av Innovasjon Norge, og pilotanlegget er beregnet å koste rundt 130 millioner. Det er per i dag ikke noe som tyder på at prosjektet blir satt i gang.

### *Diskusjon*

Utviklingen av tidevannskraft møter mange av de samme problemene som bølgekraft og offshore vindkraft.

Det er flere fortrinn ved bruk av tidevannsturbiner. De kan være vesentlig mye mindre enn vindturbiner og levere tilsvarende effekt, fordi tettheten til vann er mye høyere enn luft. I tillegg er det en forutsigbar kilde i motsetning til vind og bølgekraft. Mindre størrelser på utstyr kan redusere kostnader og gjøre det enklere for transport og utbygging.

Men også tidevannskraftverk er kostbare å bygge. Det kreves høye investeringskostnader og er kostbar energiproduksjon. Store krefter i vannmassene gjør at anleggene må tåle stor belastning og flere prosjekter er ødelagt på et tidlig tidspunkt. Det kreves betydelig innsats i forskning og teknologiutvikling for å få ned investeringskostnadene.

## **4.4 SOLENERGI**

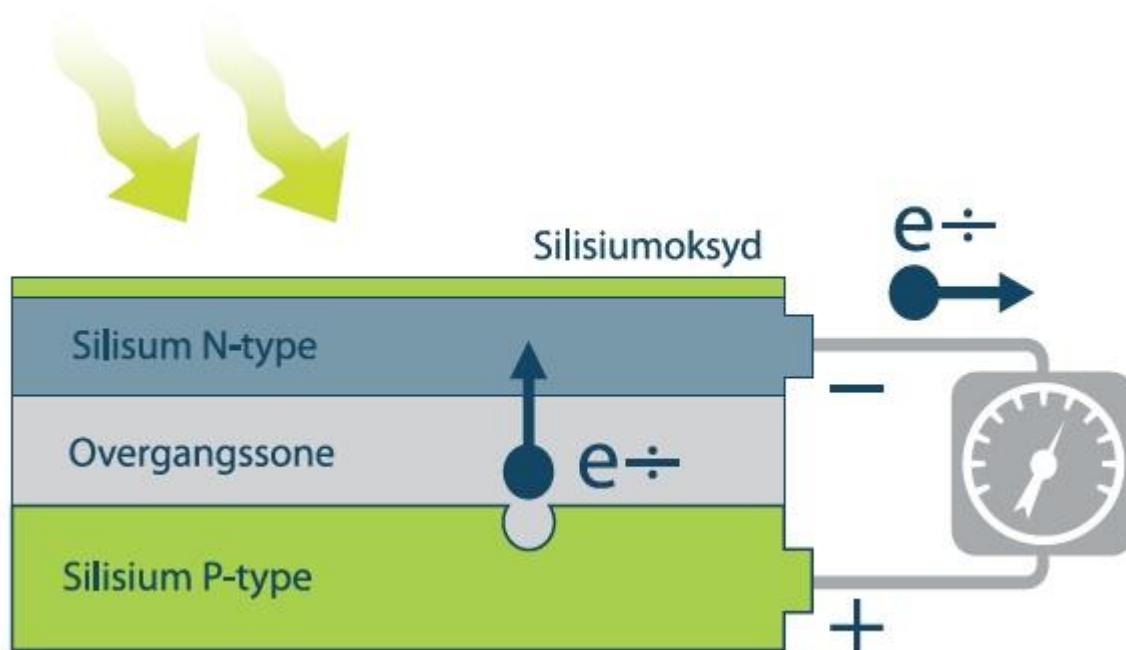
### *Teori og teknologi*

Solenergi kan utnyttes ved hjelp av termisk solenergi og solcelleenergi.

Termisk solenergi produserer varme, og kan brukes til blant annet oppvarming av vann og oppvarmings- eller ventilasjonsanlegg i bygninger. Det er vanlig å dele termisk solenergi inn i passive solvarmeanlegg og aktive solvarmeanlegg. Et aktivt solvarmeanlegg består av en solfanger, varme lager og varmfordelingssystem, mens passiv solvarme er når solenergi brukes til direkte solvarme.

Solceller omdanner solenergi til elektrisitet ved hjelp av den fotoelektriske effekten som oppstår når sollyset treffer solcellene. Det mest brukte halvledermaterialet i en solcelle er

silisium. Ved å dope silisiumet med andre atomer kan man påvirke balansen mellom antall elektroner og antall hull i materialet. Når man doper silisium med et stoff med ett elektron mindre i det ytterste skallet, eksempelvis bor, produserer man en såkalt p-type halvleder. Da oppstår det et hull, fordi boratomene ikke har nok elektroner til å danne fullstendige bindinger med silisiumatomene. Ved å dope silisium med et materiale med ett elektron mer i det ytterste skallet, eksempelvis fosfor, produseres en n-type halvleder. Siden fosfor har et elektron mer enn silisium i det ytterste skallet vil det siste elektronet, som ikke trengs for å lage en binding mellom fosfor- og silisiumatomene, være fri til å flytte på seg. Doping gir opphav til et elektrisk felt inne i solcellen (Honsberg & Bowden). Figur 9 viser elektronflyten når sola treffer solcellen.



Figur 9: Elektronflyten når sol treffer solceller. Kopi av figur fra Kim Brantenberg (Brantenberg)

Solcelleteknologien har de siste årene utviklet bedret kvalitet og effektivitet samtidig som kostnadene er på vei nedover. Viktige kostnadsdrivere for solcelleanlegg er material, batteri og laderegulator, solcellemoduler, inverter, elektrisk tilkobling til strømnnett og eventuelt kontrollsystem. Solcelleanlegg har svært små drifts- og vedlikeholdskostnader, men kostnadene vil selvfølgelig avhenge av hvilket miljø anlegget er i.

Virkningsgraden er hvor mye elektrisitet som produseres av energien fra sola. Systemvirkningsgrad er virkningsgraden på hele systemet, og det er oppnådd hele 40 % ved laboratorieforsøk. Solceller av silisium har oppnådd en virkningsgrad på rundt 25 % (Green et al. 2015). Virkningsgraden på solceller øker ved lavere temperaturer med ca. 0,5 % per °C.

Det finnes lite forskning på bruk av solceller på havinstallasjoner. Forskning på solcelleteknologi har i stor grad fokusert på å redusere materialkostnader og å øke virkningsgraden. Hvor mye av innstrålingen fra sola som kan benyttes til produktiv utnyttelse, er avhengig av plassering på kloden, årstid og lokale forhold. Norge, spesielt deler av Norge, har store utfordringer i forhold til variasjon av solinnstråling gjennom de ulike årstidene. Det er særlig begrenset sol i den nordlige landsdelen i vinterhalvåret.

### ***Muligheter***

Solenergi har på verdensbasis muligheter til å bli en stor energibærer, og den solenergien som treffer jorda i løpet av et år er rundt 15 000 ganger verdens energiforbruk. Kina har siden 2013 ledet utviklingen i det globale markedet etterfulgt av Japan og USA. I følge International Energy Agency (IEA) skal solceller levere 16 % av global elektrisitet innen 2050 (Philiber 2014). I Europa er det Tyskland og Italia som driver utvikling for storskala solcelleanlegg. I Norge gir årstidene stor variasjon på solinnstrålingen, men innstrålingen er også påvirket av topografi og dermed også lokale værforhold. Årlig innstråling mot en optimalt vinklet flate orientert mot syd varierer fra 800 Kwh/m<sup>2</sup> – 1200 kWh/m<sup>2</sup>. Optimal helningsvinkel er avhengig av beliggenhet, men også om det er ønsket en maksimal totalproduksjon eller produksjon ved et spesielt tidspunkt på året. Vintermånedene har liten solinnstråling. Den største forskjellen i solinnstrålingen er mellom kyststrøk og innland, samt mellom vinter og sommer. Innlandet får opp til 50 % mer solinnstråling enn kyststrøkene (Halvorsen et al. 2013). Siden Cermaq's lokaliteter ligger i Nordland og Finnmark, er det begrenset hvor mye energi solcellene vil kunne produsere. På sommeren er situasjonen helt annerledes. Da går sola 360 grader rundt horisonten i Nord-Norge. Hvis det skal utnyttes må man ha solfølgende systemer som gjør at man bedre kan utnytte solinnstrålingen.

### ***Diskusjon***

Solceller har de siste årene vært gjennom en stor utvikling, blant annet for å redusere kostnadene for solcelle elektrisitet. Det er likevel behov for støtte i de fleste marked for at solcellene skal bli konkurranse dyktige (Philiber 2014). Solenergi gir utfordringer i forhold til den varierende forsyningen av energi. Med lange perioder på vinteren uten sol gis det tidvis ingen utbytte av solcellene. Bruk av solceller utnyttes best i kombinasjon med andre energikilder som for eksempel diesel aggregat.

De nyeste fôrflåtene er opptil 20 x 40 m., og har store takareal som kan benyttes til solceller. Det er en forutsetning at material og anlegg tåler påkjenningene som kan forekomme langs kysten. Solcellene har et fortrinn ved at teknologiene kan levere strøm til steder der det ikke er tilgang på strømnnett.

## 4.5 BIOENERGI

### *Teori og Teknologi*

Bioenergi utnytter organiske materialer fra dyr og planter for å produsere energi. Bioenergi brukes til produksjon av varme, elektrisk kraft, flytende biodrivstoff, biogass og hydrogen fra biomasse. Biomasse er en betegnelse på brensel fra trær og planter, gjødsel, skogsavfall og brenntorv. Biomasse er en fornybar energikilde, så lenge uttak av biomasse ikke overskrider tilveksten. Opprinnelig materiale blir gjennom kjemiske og biologiske prosesser benyttet til å produsere biodrivstoff. Det finnes ulike typer flytende biobrensler som har ulike råstoffer og egenskaper. Biodrivstoff kan være et alternativ drivstoff og dermed redusere klimautslipp fra transportsektoren (Nygård et al. 2007).

Etanol er det viktigste biodrivstoffet, og kan være et blandingsprodukt i petroleumsbasert drivstoff. Etanol som brukes som brennstoff har et krav til 99 % renhet. Hvis produktet har et større innhold av vann skaper det problemer for motoren. Det er tillat med en innblanding på 5 % etanol i bensinen i EU, fordi et slikt blandingsforhold ikke krever endringer av motoren. Ambisjonene for 2020 er å øke andelen til 10 % og 20 % for 2030. For større blandingsprosent må det tas i bruk en motor som er justert, en flexifuelmotor. Ulemper med biodrivstoff er at drivstofforbruket øker med 30 %. 1. generasjons drivstoff er produsert av oljerike planter som for eksempel raps eller palmer, og blodalkohol basert på gjæringsprosesser av sukkerholdige planter (Holmengen 2008). 2. generasjons biodrivstoff er laget av råvarer som ikke kan brukes til mat (cellulose fra skogsråstoff, avfall). Det kan oppstå en konflikt mellom produksjon av 1. generasjons biodrivstoff og matproduksjon. Hvis man i større grad tar i bruk 2. generasjonsdrivstoff kan man unngå den problemstillingen. Tekniske utfordringer for biodrivstoff er kuldeegenskaper og driftssikkerhet, samt utvikling av motorene og muligheter for distribusjon gjennom dagens logikksystem.

Biodrivstoff er en voksende del av drivstofforsyningen internasjonalt. I 2011 gikk rundt 3 % av det totale forbruket av drivstoff til veitransport biodrivstoff. Etanol er et drivstoff som kan framstilles gjennom 1. og 2. generasjons teknologi. Etanol framstilles petrokjemisk ved hydratisering til etylen, mens 1. generasjons biodrivstoff er det som gir lavest netto klimagevinst.

### *Potensial*

I følge Zeros rapport fra 2007 er det totale biogasspotensialet i Norge rundt 4 TWh, mens det teknisk-økonomiske potensialet er 1,4 Twh (Nygård et al. 2007). Fiskeavfall og død oppdrettsfisk blir i flere tilfeller nevnt som viktige kilder til å kunne produsere biogass. Biogass er energieffektivt, miljøvennlig og går ikke på bekostning av matproduksjon. Den

største begrensningen for biogassproduksjon er investeringskostnadene for anleggene som utfører rensing og komprimering. Store anlegg vil være langt mer lønnsomme enn små anlegg, men det igjen skaper utfordringer for transport av gassen. Fiskeoppdrett og biogass har fått mest oppmerksomhet nettopp ved utnyttelse av slam til produksjon av biogass. Både utnyttelsen av slam fra død fisk, matfisk og settefisk. Biogasspotensialet for settefisk og matfisk er på ca. 191 999 tonn omregnet til energiutbytte gir det 15 GWh/år, mens død fisk, slo og avskjær til sammen gir 50 000 tonn som igjen gir et energiutbytte på til sammen 170 GWh/år. Dette er mye høyere enn slammengden fordi det er et mye høyere metanutbytte på død fisk, slo og avskjær enn på slam (Nelson & Lunde 2012).

Studier viser at energipotensial fra biogassressurser fra industri er rundt 1200 GWh hvor fiske- og fiskeoppdrett har det største energipotensialet på 46 % altså ca. 640 GWh. Det er allerede i dag rundt 70 % som utnyttes hovedsakelig som fôrråstoff. Ellers er slakteriavfall en del av totalt energipotensial på rundt 320 GWh (Raadal et al. 2008).

Biodrivstoff benyttet på motorer og aggregat er fullt kommersielt. Det er likevel spørsmålsteget til hvordan biodrivstoff påvirker utslippene av klimagasser. Menichetti og Otto har gått gjennom en rekke studier som er gjort på området. Der kommer det fram at direkte utslipp er mindre ved produksjon av etanol laget av sukkerrør, enn produksjon av etanol av mais, men det er kun basert på direkte utslipp. Indirekte er det nødvendig å se på om produksjon av biodrivstoff vil gå på bekostning av jordbruksareal. Det er arealkrevende å produsere store mengder biodrivstoff, så det vil være viktigere å benytte seg av slam og 2. generasjonsbiodrivstoff slik at man slipper at det går på bekostning av dyrket mark (Holtmark 2010).

### *Diskusjon*

Bioenergi finnes over hele verden, og med et stadig større forbruk samfunnet vil det være viktig å utnytte slam og avfall. Det gir mulighet til å utnytte ressursene til det ytterste ved å benytte avfall til å lage bioenergi-produkter.

Ulempene er at selv om forbrenningen av bioenergi er klimanøytralt vil det produseres CO<sub>2</sub> når man brenner biomasse som øker drivhuseffekten. Samtidig må man ta med at produksjon av 1. generasjons biodiesel kan gå på bekostning av matproduksjon. Teknologien kan også her bidra til bedre omdanning og utnyttelse av bioenergien slik at det kan utvikle seg til å bli en mer bærekraftig løsning (Wiesenthal et al. 2006).

Cermaq har et settefiskanlegg på Forsan som er under utbygning hvor de ser på hvordan man kan utnytte fiskeslam ved å produsere biogass. Dette er et prosjekt som ikke er ferdig før om

et par år og det er enda usikkert om denne biogassen vil benyttes. Bakgrunnen for at man ikke benytter biodiesel på aggregatene per i dag er fordi leverandørene til Cermaq ikke tilbyr biodiesel.

#### 4.6 ELEKTRIFISERING

Det ligger utfordringer i levering og modenhet hos flere av de fornybare energikildene. Fôringsflåtene er avhengige av pålitelig leveranse av strøm når det er fisk på lokaliteten. Løsningen for en del lokaliteter har fram til i dag vært å legge kabler inn til land for å koble seg til nettet. I 2013 var 96,3 % av all kraftproduksjon fra vannkraft, 1,3 % fra vind, mens 2,4 % kom fra gasskraftverk og andre varmekilder (Hatlen & Aarrestad 2015). Vannkraft er en pålitelig og fleksibel energikilde, med høy virkningsgrad og lave driftskostnader. Det er enkelt å utnytte energien i vannkraft: vannkraft driver turbiner, og ved hjelp av en generator blir mekanisk energi omdannet til elektrisk energi. Nesten 50 % av Europas vannkraftmagasinkapasitet ligger i Norge, og det er beregnet potensiell vannkraft til 35 TWh i nye prosjekter (Statkraft 2009).

I dag er ombygging til landstrøm den mest pålitelige, lønnsomme og miljøvennlige løsningen. Det blir lagt kabler fra lokalitetene inn til land hvor man kobler seg på kraftnettet. Det er store variasjoner på investeringskostnadene for omleggingen. Noen lokaliteter ligger i områder hvor det er befolkning og elektrisk nett, mens andre ligger utfordrende til. Ved lengre avstander kreves det høyspenning og arbeidet er mer omfattende. I tillegg er det elektriske nettet i distriktene utbygd for andre belastninger enn i byene, så det lokale kraftnettet på land må tåle effektbehovet. Klimagevinsten ved å gå over fra aggregat til landstrøm er stor. Dieselaggregatene går døgnet rundt med høyere last under fôring. Reduserte kostnader, reduksjon av utslipp, energieffektivisering og bedre arbeidsmiljø er noen av gevinstene ved å bytte ut aggregatene.

Tidlig på 2000- tallet begynte noen selskaper å se gevinsten av å bytte ut dieselaggregatene med å legge kabler til land for å koble seg til det elektriske nettet. Landstrøm har også vært et omdiskutert tema for olje- og gassnæringen. Offshore industrien er den desidert største klimaforurenseren i Norge. Elektrifisering ble regnet som et viktig bidrag for å redusere utslippene fra offshore plattformene. Med kraft fra land kan gassturbinene erstattes med ren elektrisk kraft. Gassen som frigjøres kan selges til Europa og dermed erstatte den mer forurensende kullkraften. For oljenæringen ble det gjort flere utredninger for elektrifisering av anlegg. Konklusjonen på flere anlegg var at kostnadene ved elektrifisering ville bli for store til at man ønsket å gjennomføre prosjektene. I ettertid har det vist seg at oljefeltene har

pumpet opp olje mye lengre enn hva man forventet når man gjorde analysene. Enda større funn og vekst i oljenæringen i kombinasjon med nye klimaavtaler førte til at man fikk behov for nye utredninger. Denne gangen var det kraftunderskudd som var argumentet for ikke å elektrifisere norsk sokkel. I 2008 var det igjen nødvendig å se på tiltak for norsk sokkel. Resultatet ble at klimakutt i EU kunne presses fram gjennom høye kvotepriser, og videre prisvekst i europeisk kraft. Etter den tid har Norge og Norden gått mot store kraftoverskudd. Total E&P Norge AS legger en 163 kilometer lang sjøkabel ut til sin Martin Linge-plattformen i Nordsjøen. Anlegget skal sende høyvolts vekselstrøm (AC) og vil være den lengste kabelen i sitt slag med en effekt på 55 MW. Utredninger viser en reduksjon i CO<sub>2</sub> - utslipp på 200 000 tonn hvert år (Total 2015).

Det er viktige forskjeller mellom elektrifisering av offshore olje- og gass og oppdrett. Offshore olje- og gass anlegg har større effektbehov og ligger i de fleste tilfeller lengre fra kraftnettet enn sjølokalitetene i dag. Det er heller ikke energiproduksjon, men matproduksjon på lokalitetene. Dette eliminerer kritikken den offshore næringen får, fordi noen mener det er et paradoks at de skal benytte seg av den fornybare energien (vannkraft) fra det elektriske nettet for å grave opp olje- og gass (ikke-fornybar) å selge til Europa. Likevel kan man bruke kunnskapen og leverandørene til prosjektene i oppdrettsnæringen.

Oppdrettsnæringen vokser i Norge og utover 2000-tallet er det flere selskap som har elektrifisert lokaliteter. Det er for å bedre driftssikkerhet på anleggene, redusere kostnader og utslipp. Det vil være stor variasjon på kostnadssiden for omleggingen til landstrøm. Avstanden til kraftnett vil i stor grad påvirke investeringene. Enova har i de siste årene støttet flere landstrøm prosjekter.

Ettersom oppdrettsnæringen vokser er det større bruk og behov for arbeidsbåter, fôr båter og brønnbåter til bransjen. Produksjon av båter går i samme retning som bilproduksjon med blant annet batteridrevne ferger og båter. Den første er allerede satt i drift og går i rute mellom Larvik og Oppedal. Fergen består av en batteripakke som har en energitetthet på 100 Wh/kg, og vil bruke 200 kWh per tur. En elektrisk ferge vil bruke om lag 2 millioner kWh i året, mens en vanlig ferge som går på diesel vil bruke 1 million liter diesel i året. Drivstoffkostnadene vil reduseres med 80 %. Flere batteridrevne båter vil gi øke etterspørsel etter elektrisitet. Hvis utviklingen fortsetter vil fôr og brønnbåter kunne leveres med batteri. Mulige framtidige løsninger blir at båter ligger ved fôringsflåter, og lader batteriene fordi anlegget er koblet til landstrøm. Økt bruk av batteridrevne båter vil gi behov for bedre tilgang på strøm ved anleggene.



## 4.7 ENERGILAGRING

### *Kombinasjon av dieselgenerator og fornybar energi*

Stabilitet ble nevnt som et gjennomgående problem for de fornybare kildene. De lokalitetene som ikke blir koblet til landstrøm er avhengig av energiproduksjonen fra dieselaggregatene. Levetiden for et dieselaggregat varierer etter hvilken ytelse aggregatet går på. Drift av et dieselaggregat med for høy eller for lav last, over lengre tid, vil korte ned levetiden til aggregatet betraktelig. Det er ikke anbefalt å kjøre et aggregat på lavere enn 40 % belastning over tid. For at man skal kunne kombinere fornybar energi med dieselaggregat er man alltid avhengig av en løsning som leverer tilstrekkelig energi hele tiden. I teorien ønsker man at dieselaggregatet dekker hele lasten når det ikke er tilgjengelig fornybare ressurser, mens man samtidig ønsker å benytte sol eller vindenergien når den er tilgjengelig. Hvis det blir mulig å utnytte større deler av den fornybare energien ønsker man å lagre overskuddsenergien.

### *Teori og forutsetninger*

Muligheten for lagring i vannmagasin er en av de store fordelene med vannkraft. Vannmagasinene kan fylles opp i perioder hvor tilgangen til vannkraft er større enn etterspørselen. På denne måten lagres potensiell energi til perioder på vinteren hvor etterspørselen øker. Foreløpig er dette ikke en løsning for vind, bølger, tidevann eller sol hvor energien må benyttes i det øyeblikket den er tilgjengelig. En mulighet er å lagre overskuddsenergien i batterier. Lagring av energi kan bidra til å opprettholde balansen mellom produksjon og etterspørsel. Metodene for å lagre energi som er mest utviklet i dag, er batteri, brenselceller, flywheel og ulike former for kondensatorer (Twidell & Weir 2006). Energilagring blir uten tvil sentralt i framtidens kraftnett og vil ha stor betydning for utviklingen av fornybar energi. Energibehovet varierer gjennom årstid, dager og tider på døgnet. Det gjelder for husholdning, industri og også i oppdrett. På oppdrettsanlegg er det på dagtid under fôring og i sommer/vårhalvåret det er størst energibruk.

### *Teknologier*

De mest kjente formene for energilagring er batteri, hydrogen, svinghjul og kondensatorer.

Et elektrisk batteri er en gjenstand som lagrer energi i kjemisk form, for deretter å kunne avgi energien i elektrisk form. Energi frigis i redoksreaksjoner hvor spenningen blir bestemt av energien i reaksjonen. Blybatteriet var det første oppladbare batteriet, og ble oppfunnet i 1859. Bly batteriet er billig og enkelt å lage, og består av bly i den ene polen og blyoksid i den andre. De to andre mest brukte batteriene er Nikkel-kadmium (NiCd) og Nikkel-metalhydrid (NiMh). Et problem med batteri er å bevare kvaliteten på energien (virkningsgraden) og avgi

høy effekt på kort tid, men den kan lagre større mengder energi enn kondensatorer (Bere et al. 2012).

Lagringskapasiteten til batteriet er oppgitt i ampere-timer (Ah) som angir hvor mye energi som kan tappes fra batteriet før det er helt utladet. Hvor lenge batteriet varer av henger av hvor mye strøm som kan tappes. Batteri på 250 Ah kan for eksempel tappes med 1 ampere i 250 timer, eller 2 ampere i 125 timer. Men måten batteriet utlades på vil ha stor påvirkning på kapasiteten til batteriet. Dette beskrives i datablad ved hjelp av C-rater, hvor C250 angir batteriets kapasitet ved utladning over 250 timer og C50 angir kapasiteten ved 50 timers utladning.

En annen form for kjemisk lagring er hydrogenproduksjon av overskuddsenergi. Brenselcellen lagrer elektrisk energi fra reaksjonene mellom et drivstoff, ofte hydrogen, og oksygen og skaper vann og energi. Brenselcellen er bygget opp av en katode og en anode med en elektrolytt i mellom. Brenselcellen bruker et drivstoff, ofte hydrogen, som reagerer med vann, og produserer vann og energi. Hovedforskjellen mellom batteri og brenselcellen er hvor de henter drivstoff fra. Brenselcellen lades ikke, men får tilført drivstoff fra en annen celle. Fordi det ikke er en konvertering fra varme til arbeid, er virkningsgraden ikke begrenset av termodynamikkens 2. lov. Teoretisk sett kan man ha virkningsgrad på 100 %. Praktisk virkningsgrad er mye mindre enn den teoretiske, og kan ligge rundt 40 %. Det er de siste 20-30 år lagt ned mye i arbeid i utvikling og forskning på brenselceller fordi den har en effektiv omdanning og blir sett på som en miljøvennlig og utslippsvennlig teknologi.

Hydrogenlagring ble benyttet ved Utsira hvor Statoil og Hydro hadde et samarbeid og bygde to vindmøller som ble plassert på øya i havgapet. Vindmøllene sikret stabil levering til 10 husstander. Overskuddsenergien fra vindturbinene ble benyttet for å lagre hydrogen i elektrolyserør på stedet. Det produserte hydrogenet ble lagret i trykktanker. Ved behov produsertes strøm ved hjelp av brenselceller eller en hydrogenbasert generator til vinden tiltok igjen. Dette anlegget var helt utslippsfritt og det var kun rent vann som ble produsert. I 2010 ble hydrogenprosjektet avsluttet, men vindturbinene ble stående og er overtatt av Solvind. Målet er å gjøre denne teknologien og løsningen kommersiell (Solvind 2016).

Energilagring i svinghjul foregår ved energiomforming. Energi blir lagret som kinetisk energi. For at man skal kunne utnytte energilagring ved å bruke svinghjul må man rotere så fort som mulig. Energien blir bevart som rotasjonsenergi, og når energien avgis reduseres hastigheten. Kinetisk energi av et roterende objekt kan uttrykkes ved:

$$E = \frac{1}{2} I\omega^2 \quad 4.5$$

Hvor  $I$  [ $\text{kgm}^2$ ] er treghetsmomentet og  $\omega$  er vinkelhastighet [ $\text{rad s}^{-1}$ ].

Treghetsmoment  $I$  [ $\text{kgm}^2$ ] beregnes ved:

$$I = \int \rho(x)r^2 dx \quad 4.6$$

Hvor  $\rho$  [ $\text{kg/m}^3$ ] er tetthet og  $r$  [m] er radius.

For å minimere friksjonen blir rotoren holdt oppe av en magnetisk innretning, og hastigheten ligger mellom 20 000 og 50 000 omdreininger eller Revuolution per minute (RPM). Svinghjul har lang levetid, høy energitetthet, høy maksimal effekt, kan installeres overalt og opptar lite areal. Utfordringene for løsningen er høye investeringskostnader fordi det krever et kompleks design og man trenger materialer som skal tåle hard belastning. Generelt er investeringskostnadene for flywheels høyere enn batteri, men de krever mindre vedlikehold og vil vare lengre (Twidell & Weir 2006).

Kondensatorer er bygd opp ved dielektrikum mellom to elektroder, og energien lagres av elektriske felt som er kilden til reaktiv effekt. Kondensatorer lades og utlades hurtig. Superkondensatorer benytter seg av samme prinsipp, men man bruker store overflater. Det er mindre avstand mellom ladningene som gir en høyere kapasitans. Superkondensatorer har høy effekttetthet, kan lades helt ut og tåler bedre temperatursvingninger, men kan ikke lagre store mengder energi. Bølgekraftprosjektet, Lifesaver, til Fred Olsen benytter superkondensatorer for energilagring over kortere tid (Twidell & Weir 2006).

Utviklingen av systemer for energilagring er viktig for å kunne integrere og benytte en større del av den fornybare energien som er tilgjengelig. Elektrisk kraft er en ferskvare som må brukes i det øyeblikket det produseres. Det må produseres like mye energi som det forbrukes for at man skal oppnå balanse i nettet. Frekvensen måles i Hertz (Hz) og er en indikator på ubalansen mellom produksjon og forbruk. Det er en frekvens på 50 Hz i Norden. Frekvensen er antall perioder per tidsenhet. For å kunne transportere den elektriske energien i strømmettet har vi vekselstrøm (AC) og vekselspanning. Det indikerer at strømmen og spenningen skifter retning 50 ganger i sekundet. Hvis det er for lite produksjon i kraftnettet synker frekvensen under 50, mens enn frekvens høyere en 50 er et tegn på for høy produksjon. Fornybare energikilder gir mindre forutsigbar produksjon og gjør det vanskeligere å holde balansen i nettet.

#### **4.8 OPPSUMMERING AV FORNYBARE ENERGIKILDER**

Teknologien til fornybare kilder må utvikles av energiprodusenter før de kan benyttes som energikilde på lokalitetene. De er ikke konkurransedyktige på pris, og for ustabile i levering. Arbeidet og utvikling innen fornybar energi er i startfasen. Det gjenstår mye før disse løsningene kan utkonkurrere dieselaggregat. Likevel viser historien at med satsing på forskning kan utviklingen gå raskere enn antatt. Et eksempel på dette er kostnader og virkningsgraden på solceller som har endret seg raskere enn folk håpet for noen år tilbake. Klimaavtaler og et globalt samarbeid om reduserte utslipp vil kunne øke bruken av fornybar energi.

Elektrifisering er den mest lønnsomme løsningen for sjølokalitetene i dag. I Norge kommer 96,3 % av elektrisiteten fra vannkraft som er en fornybar energikilde.

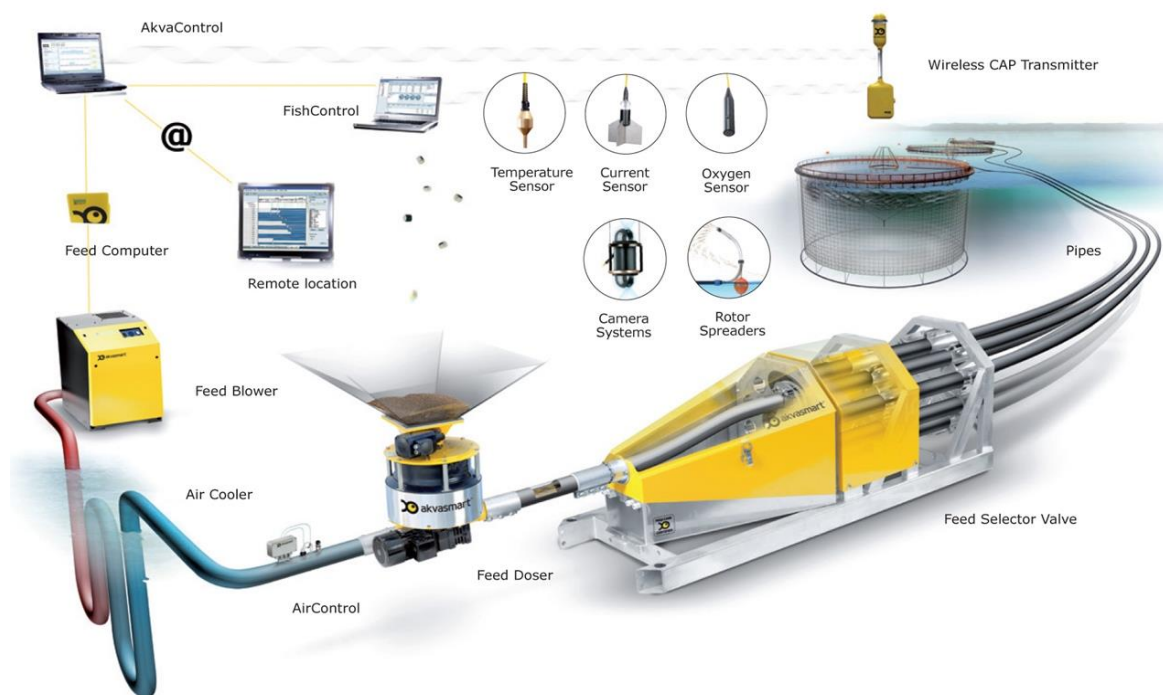
Konklusjonen for Cermaq, etter å ha sett på alternative fornybare energikilder er at det i dag ikke er et realistisk alternativ til dieselaggregat eller landstrøm. Det utelukker likevel ikke at Cermaq i framtiden vil samarbeide om pilotprosjekt med fornybar energi.

## 5 EKSISTERENDE ENERGISYSTEM OG ENERGIBEHOV

Kunnskap og oversikt over energibehovet er nødvendig for å kunne redusere forbruket og forbedre energieffektiviteten. For å estimere energibehovet over en periode ser vi på hvor mye effekt apparatene trekker og i hvor langt tidsrom. Tilført energi blir heretter også omtalt som energiforbruket på flåtene. For et gitt energibehov vil den tilførte energien (forbruket) til diesellaggregatene være høyere enn ved landstrøm.

### 5.1 ENERGIBEHOV PÅ FLÅTENE

Utviklingen i næringen de siste 10-20 årene har gått fort. Tekniske løsninger på flåtene varierer. Det blir stadig større lokaliteter med høyere MTB og produksjon. Likhetsstrekkene er at fôringsanlegget på flåtene står for det meste av energibehovet når det er fisk i merdene. Egne målinger som ble gjort, viser at de største og mest moderne fôringsystemene trekker rundt 80-90 % av lasten på aggregatene når de er i drift. Fôringsanleggene har ulik kapasitet og dette har endret seg i takt med størrelsen på flåtene og lokalitetene. De tre typene som er mest vanlig er sentralfôringsanlegg (figur 10), enkeltstående automater med vifteblåsere og fôringskanoner. Ved hjelp av luft blåses fôret ut i merdene. Alle disse løsningene skal gi best mulig spredning av fôret slik at størst andel fôr når ut i merdene. Når en stor andel fisk får tilgang på fôr, vil det redusere fiskens stress ved fôropptak.



Figur 10: Sentralfôringsanlegg levert av Aquagroup. Kopi av figur fra Aquagroup (Aquagroup 2015a)

Det er stor variasjon på hvor mange timer fôringsanlegget går i løpet av et døgn. På vinterstid er dagene kortere og laksen spiser en del mindre. Lengre dager om sommeren gir større. Dette fører til at matlyst gjør at fôringsvindu og fôringsmengde øker. Konklusjonen fra tidligere studier viser et maks for inntak på 14 C<sup>o</sup> og et minimum inntak når temperaturen er 18 C<sup>o</sup> og 6 C<sup>o</sup> (Handeland et al. 2008). Det er den jevne lave temperaturen som gjør at laksen trives på lokaliteter i nordlige områder. Den seneste teknologien med bedre undervannskameraer har gitt indikasjoner på at fisken spiser i et lengre vindu i mørketiden enn man tidligere antok.

Fôrflåtene blir levert av eksterne leverandører hvor Cermaq velger flere av de tekniske løsningene. Til vanlig leveres de med 2-3 dieselaggregat, men på siste flåte er dette endret til 4. I tillegg til fôringsanlegget er det oppvarming av flåten og varmtvann, elektronikk (datasystemer), lys og hvitevarer som trekker strøm. Det er flere lokaliteter som ikke er bemannet hele døgnet. Dette reduserer noe av behovet for oppvarmingen av flåten og av varmtvann. Større lokaliteter og merder har ført til mer utstyr for å kunne følge opp fiskehelsen og produksjonen. Den siste flåten til Cermaq er levert med undervannskameraer og datasystemer som gjør det mulig å overvåke fisken. Utviklingen er ventet å fortsette og vil gi et samlet et økt energiforbruk, mens mer energieffektive løsninger kan redusere noe av det.

Nye tekniske løsninger må ta hensyn til flere faktorer enn energibehovet. Når de første LED-lysene kom på markedet oppdaget Cermaq at fisken reagerte på lyset fordi det gav en blinkende effekt de ikke trivdes med. LED-lysene som leveres i dag er forbedret, og man merker ikke reaksjoner hos fisken. Fisken trives heller ikke med lys som slår seg av og på. Derfor står undervannslysene i merdene på døgnet rundt. Teknisk personell hos Cermaq har observert at fisken i mørketiden har hatt et større vindu for fôring enn man først antok, på grunn av bedre lyssetting i merdene. Spesielt for anlegg i den nordligste delen av landet kan dette forlenge fôringsvinduet noe i mørketiden.

Et annet eksempel på reaksjon på lyssetting er ved postsmolt anlegg som ligger koblet til landstrøm. Strømbrudd i den nordlige landsdelen forekommer betraktelig oftere enn på sør- og øst landet. Når strømmen går, og lyset forsvinner i merdene, er det ikke noe stort utslag hos fisken. Problemet er når strømproblemet hos leverandøren er løst, og strømmen automatisk slår seg inn selv om det er mørkt ute. Da oppdaget man stress hos fisken. Dette er løst ved at strømmen etter strømbrudd må slås på manuelt.

## 5.2 BESØK PÅ FLÅTENE

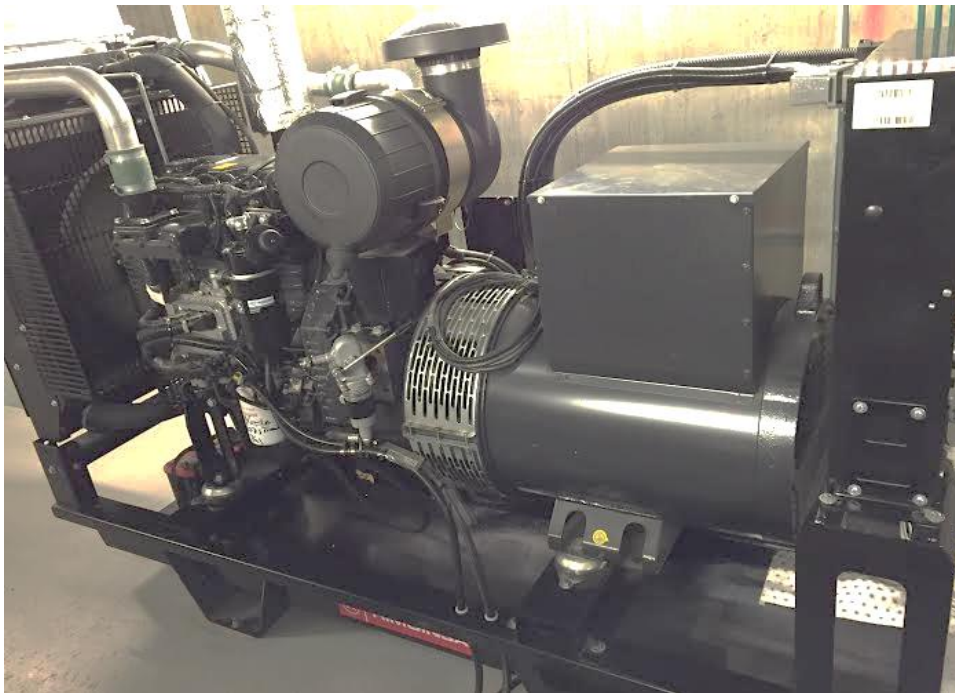
### *Anevik - Odin*

Anevik er en lokalitet plassert utenfor Lundøya. Fisken som var plassert her kom fra post-smoltanlegget i Horsvågen, og reduserer perioden fisken står på lokaliteten. Figur 11 viser fôrflåten, Odin, plassert i Anevika. Den er levert av Marin Construction AS i 2015 og er den nyeste fôrflåten til Cermaq. Flåten er 20 x 40 meter og leverer fôr gjennom 12 slanger ut til merdene.



*Figur 11: Odin - Flåten som benyttes på lokalitetene Anvika og Oksøy.*

*Kopi av figur fra Marine Construction (M.C. 2015)*



*Figur 12: 1 av de 4 aggregatene i Anevik på 80 kW (privat foto)*

Denne fôrflåten er utstyrt med 4 diesellaggregat som hver har Prime Power (PRP) på 80 kW (figur 12). Dette gir en samlet kapasitet på 320 kW. PRP angir maks effektuttak som er tilgjengelig fra motor eller generator ved varierende last når aggregatet står som kilde istedenfor nettstrøm.

Dieseltankene som leverer strøm til aggregatene er på 2 x 1150 liter og fylles opp hver uke når det leveres fôr til flåten. Utenom fôring, er det oppvarming av flåten, varmtvann og lys som står for energibehovet på vinteren, men dette er likevel en liten andel av det totale behovet. Anevik er utstyrt med et automatisert sentralfôringsanlegg. Det er 12 blåsere som via slanger blåser fôret ut i merdene. Blåserne er 4 x 30 kW og 8 x 22kW og gir en samlet effekt på 296 kW.

Etter hvert som man øker lasten på aggregatet er det programmert slik at ytterligere ett skal kobles inn. Dette skjer ved en ca. 80 % last på aggregatet, altså rundt 60 - 64 kW. Ved moderat fôring leverer 2 aggregat 50 kW hver og har en utnyttelse på 62,5 %. Systemet på anleggene gjør at man hele tiden kan lese av lasten til hvert enkelt aggregat. Anevik har ikke undervannsløys i dag. Aggregatene benyttet på Odin er fra Himoina. Tabell 1 viser at når lasten reduseres fra 100 % til 50 % vil dieselforbruket øke med ca. 15 % per kWh. Når fôringsanlegget blir slått av er det kun varme og vann som trekker energi og et av aggregatene vil da gå på lav ytelse.

Tabell 1: Databladet på en 80 kW Himoina viser forbruk i liter per time ved last i % av Prime Power (PRP) (HIMOINSA 2016)

<b>Forbruk ved 50 % PRP – 40 kW</b>	13,4 l/t	0,335 l/kWh
<b>Forbruk ved 80 % PRP – 64 kW</b>	18,7 l/t	0,292l/kWh
<b>Forbruk ved 100 % PRP – 80 kW</b>	22,8 l/t	0,285 l/kWh
<b>Forbruk ved Stand-by Power*</b>	24,8 l/t	

\*Stand-by Power: Effektuttaket som er maksimalt tilgjengelig fra generatoren når aggregatet leverer istedenfor nettstrøm

### **Hjartøy - Pondus**

En annen lokalitet som ble besøkt under oppholdet i Steigen er Hjartøy. Hjartøy Matfiskanlegg ligger i Mjåkvika utenfor Mulfjord i Steigen kommune i Nordland. Denne flåten ble levert i 2009, og dermed en eldre flåte enn den som ligger i Anevik. Fôringsanlegget er bygd opp av 4 siloer som må fylles med fôr 2 ganger i uken og 12 slanger som leverer fôret ut til merdene. Hjartøy stod uten fisk når flåten ble besøkt.





Figur 13: 60 kW dieselaggregat på Hjartøy (privat foto)

Flåten er utstyrt med 3 aggregat som er levert av Broadcrown (figur 13). PRP er 200 kW på 2 aggregat og 60 kW på 1. Ingen av aggregatene kan gå samtidig. Denne løsningen er vanlig på de eldre flåtene. Hensikten er at det minste aggregatet leverer strøm ved lavt effektbehov, mens et av 200 kW aggregatene kobles inn ved fôring. Det andre 200 kW aggregatet vil da alltid stå som reserve. Når anlegget står brakklagt, benyttes 60 kW aggregatet til varme og lys på flåten. Det trekker 10 kW av aggregatet på vinterstid. Det gir en utnyttelse på 16,7 %. Hjartøy vil være bemannet døgnet rundt når det er fisk på lokaliteten. Når fisk settes ut og fôringsanlegget går, er 60 kW aggregatet ikke stort nok, slik at et av 200 kW aggregatene vil gå med 50-70 % last. Levetiden for et dieselaggregat varierer etter hvilken ytelse aggregatet går på. Drift av et dieselaggregat med for høy eller for lav last, over lengre tid, vil korte ned levetiden til aggregatet betraktelig.

### 5.3 KARTLEGGING AV ENERGIBEHOV

Når anleggene Anevik og Hjartøy ble besøkt kunne man lese av hvor mye effekt aggregatene leverte på det gitte tidspunktet. Behovet for effekt er varierende, og det er i stor grad fôringsanlegget som styrer lasten. På flåten i Anevik kunne man lese av på datamaskinene hvor høy lasten er når fôringsanlegget er skrudd av, og når den fôrer i moderate mengder. Når man kjenner gjennomsnittet av hvor mange timer om dagen fôringen foregår kan det årlige energibehovet beregnes. Etter samtale med teknisk personell er det valgt å bruke et fôringsvindu på 8 timer per døgn i Anevika. Siden denne flåten var ny kunne det leses av hvor mye energi aggregatene har levert fra de ble startet opp på flåten. Fisken har stått ca. 70 % av full produksjonstid i Anevik før de skal slaktes. Når man leser av aggregatene etter endt produksjon må man ta hensyn til at fisken i Anevik er plassert der etter å ha stått på post-

smoltanlegg i Horsvågen. Både fôringsvinduet og mengden øker den siste halvdel av produksjonen. Det betyr at de første 10-12 månedene har et lavere energibehov enn de siste månedene. Det blir under kapittel 6.2. beregnet gjennomsnittlig årlig energibehov.

På anlegget i Anevik kunne det leses av hvor mye effekt aggregatene leverte. Når all fôring ble slått av viste aggregatene en last på 25 kW. Da er ikke kvern og forsinkede prosessen stanset, så rundt 15 kW er anslått til oppvarming på flåten, lys og elektronikk. Når fôringen ble slått på til normal fôring leverte aggregatene 100 kW. 85 kW er da direkte til fôringen. Blåserne til fôringsanlegget har til sammen en kapasitet på 296 kW. På Hjartøy som også ble besøkt, kunne man lese av at aggregatet leverte 10 kW. Dette gikk til oppvarming og noe lys, da lokaliteten var uten fisk. Det er ikke angitt nøyaktig fordeling av de 10 - 20 kW, men det man vet er at de går til oppvarming av flåten, varmtvann og elektronikk. Man kan anta at oppvarming av flåten har en større andel av dette.

#### 5.4 RESULTAT – ANEVIK

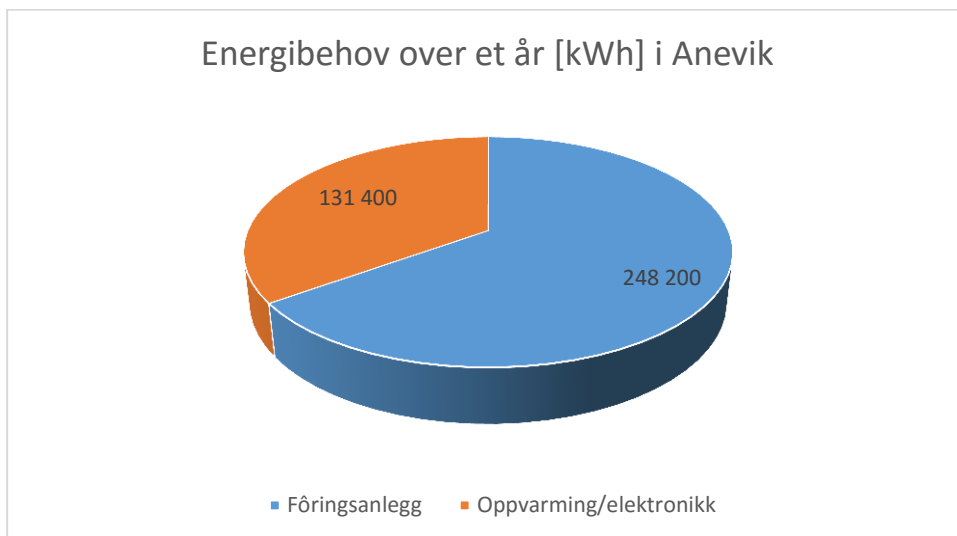
Energiidentifiseringen viser at det er fôringsanlegget som drar store deler av samlet energibehov på lokaliteter som står med fisk og andelen vil øke jo større anleggene og fôringsbehovet er. Tabell 2 viser avlesningene fra aggregatet i Anevik omregnet til estimert årlig energibehov. Fôringsanlegget benytter 65 % av det årlige energibehovet på denne flåten ved estimert produksjon på 7000 tonn.

Tabell 2: Effekt og estimert energibehov på sjølokaliteten for et år ut i fra data fra Anevik

Anevik	Effekt [kW]	Timer/døgnet	Energibehov over et år [kWh]	Fordeling av energiebehov [%]
<b>Fôringsanlegg</b>	85	8 timer/døgnet	248 200	65 %
<b>Undervannsls</b>	-			
<b>Oppvarming av flåte/ varmtvann/ elektronikk</b>	15	24 timer/døgnet	131 400	35 %
<b>Sum</b>	100		379 600	100 %

Denne lokaliteten står uten undervannsls, men når man vet at det benyttes 2 kW i hver merd (90 – 120 meter) og det er 7 merder på lokaliteten, gir det et årlig energibehov på 122 640 kWh.

Figur 14 framstiller årlig energibehov for Anevik i et kakediagram og viser at fôringsanlegget er energikrevende.



Figur 14: Energibehov over et år - Anevik

## 5.5 DISKUSJON- TILTAK FOR ENERGIEFFEKTIVISERING

Energieffektivisering endres ofte over tid drevet av ny og forbedret teknologi. Utviklingen i næringsstrukturen og generell økonomisk utvikling har mye å si for energieffektivisering. Energieffektivisering er et mål på hvor mye produksjon man kan få av den energien som brukes. Veksten i næringen kan være med å drive utviklingen til ny og mer effektiv teknologi. Mange mener at utviklingen i oppdrett vil fortsette mot større og flere merder, og dermed også større fôringskapasitet og flåter. De moderne flåtene er større og har mer utstyr enn de eldre flåtene. Energibehovet på de eldre og mindre flåtene vil være noe mindre, men eldre aggregat kan ha større dieselforbruk. På nye flåter er det mulig å velge løsninger som reduserer energibehovet (for eksempel LED – lys og varmepumpe).

Cermaq får ikke endret på fôringsvinduet eller fôrmengden til laksen, men det kan komme nye og bedre løsninger for fôringsanleggene. På de nyeste flåtene er det byttet ut til LED lys på de rommene som benyttes mest, og dette blir trolig gjennomført på nye flåter som bestilles.

### *Optimalisering av drift på dieselaggregatene*

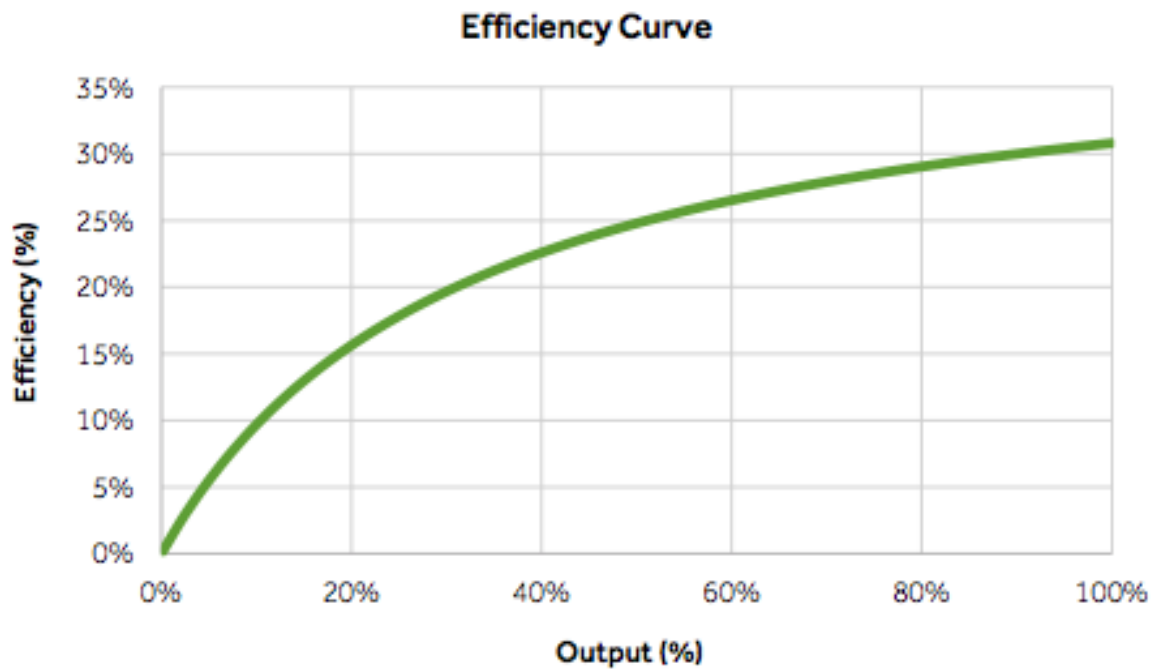
Besøket på flåtene viser at aggregatene ikke driftes optimalt. Optimalisering av aggregatene kan redusere energiforbruket.

Med kun dieselaggregat som energikilde på flåtene må det dimensjoneres for maksimal effekt. Aggregatet går med lav last i timene utenom fôring og når det ikke er fisk på lokaliteten. Motoren må alltid gå på 1500 RPM for å drive synkrongeneratoren som skal levere 50 Hz. Dette gir en dårligere virkningsgrad ved lav effekt og figur 15 viser hvordan virkningsgraden faller ved lavere last. Når det kun er store aggregat som i perioder går med 10-20 % av PRP, vil virkningsgraden kunne gå fra 30 % helt ned til under 15 % (se figur 15). Databladet til Himoina 80 kW som benyttes i Anevik viser at dieselforbruket per kWh vil stige med ca. 15 % når aggregatet går fra 100 % til 50 % (80 kW til 40 kW) av PRP.

En alternativ løsning på eksisterende flåter som ikke kan legges over til landstrøm er å kombinere dieselaggregat med en batteribank slik at generatorsettet alltid går i optimaldrift. Batteribanken kan lades opp med overskytende effekt når aggregatet leverer lav/middels last. Når batteribankene er ladet, stanses generatorsettet, og flåten driftes av batteribanken med DC/AC-omformer. Når batteriene går mot utladning startes generatorsettet opp igjen, og går på maks virkningsgrad. Dette kan også kombineres ved flere generatorsett slik dagens flåter er innredet.

En ekstern leverandør ønsker å tilby en batteripakke som skal redusere forbruket av diesel på aggregat med en besparelse på 24 - 39 %. Løsningen er testet ut ved et anlegg hos Midt - Norsk havbruk i Vikna. Systemet virker slik at en utnytter drivstoffet bedre ved å unngå å kjøre aggregat ved lite strømbehov. Det gjøres ved å produsere og lagre strømbehovet på dagtid, for så å stoppe aggregatet etter endt fôringsdag, og la batteriet forsyne flåten med strøm resten av døgnet. Batteribanken består av en hovedkomponent som igjen består av en batteribank med en teoretisk lagring på 288 kWh (96 stk, 250Ah) og inverter 60 kVA. Batterivekten er på over 6 tonn, pluss invertere som veier 400 kilo. Det er bygd opp av tette blybatteri, og det er anslått en levetid på 8 år.

Denne løsningen kan kombineres med solceller (PV-moduler) eller vindturbiner som også mater batteriene. Det kan være ulike størrelser på disse så lenge man har et drivstoffdrevet generatorsett som alltid kan kobles inn når disse kildene ikke leverer strøm. Dette er en løsning som benyttes i «off grid» situasjoner, altså når det ikke er elektrisk nett tilgjengelig.



Figur 15: Virkningsgradkurve som en funksjon av produsert effekt [%] for en dieselgenerator (Aaron 2014). Kopi av figur fra Aquinion Energy

Batteribanker kan være et alternativ for lokaliteter som ligger langt fra kraftnettet og som vil være kostbare å legge kabler til. Hensikten med denne teknologien er at aggregatene som går med lav ytelse trekker mer drivstoff i forhold til ytelsen, enn ett aggregat som går med høyere ytelse (figur 15). Tabell 1 under kapittel 5.2. viser hvordan dieselforbruket endrer seg for ulike last. Når fôringsanlegget blir slått av vil det kun være varme og vann som trekker energi, et av aggregatene vil da gå på lav ytelse. Dette reduserer virkningsgraden på aggregatet.

Det er viktig å drøfte om summen av disse løsningene er energieffektive, lønnsomme og miljøvennlige tiltak. Dette kan være en god løsning, men det er flere faktorer som er avgjørende, blant annet levetiden på batteriene.

### **Undervannsllys**

På midten av 80-tallet ble det oppdaget flere positive effekter ved å montere undervannsllys i merdene. Ved å bruke tilleggslys fra midtvinter til midtsommer kunne man bedre fiskevelferden. Laks påvirkes i stor grad av temperatur og lys. Ønsker man at laksen skal trives best mulig, kan undervannslysene plasseres ved de optimale temperaturforholdene eller ved flere dyp for å oppnå spredning i merdene. Det har lenge vært metall-halogen damplamper som har vært benyttet, og resultatene er dokumentert gjennom mange år både i forskning og praktisk bruk (Giskeødegård 2007). Forskningsrådet har hatt et prosjekt som viser at plasseringen av lysene kan ha stor innvirkning på hvordan laksen plasserer seg og også påvirke lus og biomassefordeling. Økt lys om natten gir større fysiologisk effekt på

laksen (Taranger 2005). Et minus med dette er at metall-halogenlampene bruker mye strøm. LED lysene er kostbare å kjøpe inn, men har 30 ganger lengre levetid og bruker halvparten av energien som metall-halogen. Det er behov for mer kunnskap om hvordan lys i ulike farger skal benyttes under vann, men erfaring viser at laksen er mer følsom for lys i den blå-grønne delen av lysspektret enn rødt lys (Taranger 2005). Det er derfor blå som har vist seg å være den beste løsningen for fisken og miljøet (Giskeødegård 2007).

Det er ulike leverandører for undervannslys, men Idema (nå kjøpt av Aquagroup) var tidlig ute med løsninger for sjølokaliteter. I henhold til Aquagroup er LED den mest energieffektive løsningen- og derfor godt egnet til anlegg der man benytter dieselaggregat. Led har lang levetid, noe som gir lavere serviceutgifter.

Tabell 3: Anbefalt lys (halogen pærer) i merder med laks (Aquagroup 2015b)

Størrelse på merd	Overflate-areal	Lys ved 3W/ m <sup>2</sup>
90 m merd	654 m <sup>2</sup>	1935 W – 2000 W
120 m merd	1146 m <sup>2</sup>	3438 W – 4000 W
157 m merd	1962 m <sup>2</sup>	5886 W – 6000 W

På de store anleggene er det i dag 7 merder med omkrets på 90 og 120 meter. Tabell 3 viser at disse bør være utstyrt med 2–4 kW per merd. Tekniske personell opplyser om at det benyttes 2 kW per merd og det vil til sammen trekke 14 kW. En generasjon laks står ute fra 16 - 22 måneder, det gir et energibehov på 161 280 kWh (16 måneder) til 221 760 kWh (22 måneder). De anleggene som er utstyrt med undervannslys har disse på hele døgnet, fordi Cermaq har sett at dette stresser fisken minst. Ved å bytte halogenlys ut med BlueLed400 vil effektbehovet reduseres til 2,8 kW for lys i alle 7 merdene, altså en reduksjon på 11,2 kW (Aquagroup 2015b). BlueLed400 er i følge produsenten dimensjonert for middels til store merder. En generasjon laks som står ute fra 16-22 måneder gir i dette tilfellet et energibehov 38 707 kWh til 53 222 kWh.

### **Belysning**

Glødelampe eller lyspærer er den eldste lyskilden, men på grunn av den lave energieffektiviteten er det utviklet en del alternative løsninger. Halogenpærer er den moderne belysningen som er mest benyttet. Effektiviteten er omtrent dobbelt så stor som vanlige glødelamper og det betyr at 10 % blir til lys, og resten til varme. Et annet alternativ er sparepærer, som er små lysrør formet som lyspærer. De har lengre levetid, og bedre

effektivitet enn tradisjonelle halogenpærer. Lysemitterende diode (Eng: Light Emitting Diode eller LED) er den nyeste teknologien. LED er en diode konstruert for å sende ut lys (Heide 2011). Fotoner fra en halvleder krets sendes ut når det går likestrøm gjennom kretsen. Fargen på lyset avhenger av halvledermaterialet, og dette har etter hvert gitt lysdioder som sender ut alle farger.

De fleste flåtene benytter fortsatt halogenpærer. Den nyeste flåten, Odin, har byttet ut halogenpærer med LED-lys i rom som er mest benyttet. Dette vil bli en mulig løsning på nye flåter framover. De fleste lamper, downlights og spotlight kan byttes ut med LED pærer og det vil gi store energibesparelser for belysningen, nærmere over 80 %. Det er høyere innkjøpskostnader på LED, men levetiden er lengre.

### **Oppvarming – Varmepumpe**

Varmepumper skal utnytte primærenergien mer effektivt, og redusere energibehovet. Varmepumper benytter seg av ulike system og kilder for energioptak og de mest aktuelle for en sjølokalitet er:

- Luft/vann - varmpumpe: benytter seg av uteluft som varmekilde.
- Vann/vann - varmpumpe: benytter vann direkte fra varmekilde til fordamper.

Varmepumper henter varme fra lavtemperatur varmekilder og leverer ved et høyere temperaturnivå. Mediet fordampes, kondenseres og prosessen drives av direkte mekanisk energitilførsel eller med elektrisitet. Hvor stor andel av den leverte varmen som må tilføres prosessen i form av mekanisk energi, måles av varmfaktoren mer kjent som Coefficient of performance (COP). Denne beregnes som en funksjon av de ulike temperaturnivåene i varmekilden og varmeavgivelsen. Den maksimale teoretiske COP beregnes ved:

$$COP = \frac{T_{varm} - T_{kald}}{T_{varm}} \quad 5.1$$

Den praktiske effektiviteten vil alltid ligge en del lavere, fordi det er varmetap i prosessen og man oppnår rundt 50 -65 % av teoretisk maks (Tryggestad 2015).  $T_{varm}$  og  $T_{kald}$  angir temperaturene ved opptak og avgivelse av varmen. Carnot-virkningsgraden sier noe om hvor effektivt et varmpumpeanlegg er, og den tar hensyn til driftsforhold som reduserer den maksimale teoretiske oppnåelig COP. Carnot-virkningsgrad beregnes ved:

$$\eta_{carnot} = \frac{COP_{reell}}{COP_{teoretisk}} \quad 5.2$$

Ved væske/vann vil det kreve en større investeringskostnad i sammenheng med kollektorslanger. Fordelen med å bruke sjøvann er at temperaturendringene i vannet ofte

kommer med 3-4 måneders tidsforsinkelse, noe som ofte er i motfase til varme/kjølebehovet. Sjøvannet øker kravet til rensing og materialbruken må tilpasses sjøvann. Bruk av varmepumpe teknologi kan redusere forbruket som går til oppvarming. Sjølokalitetene ute i havet står med varme hele året, selv om de ikke er i drift. På lokaliteter hvor folk er stasjonert på flåtene, kan det være gunstig å se om luft/vann eller vann/vann pumper kan redusere forbruket til oppvarming av flåten. De siste årene er varmepumpene forbedret med høyere virkningsgrad og bedre standard.

Et aktuelt bruksområde for varmepumper er å utnytte overskudd på elektrisitetsproduksjon ved å konvertere elektrisitet til varme i overskuddsfasen. Dette kan kombineres med utbygging av større mengder variabel kraftproduksjon som for eksempel vindkraft og solkraft. De store varmepumpene kan reguleres og gir dermed gode muligheter for å kunne variere effektbehovet (Tryggestad 2015).



## 6 LANDSTRØM - BESLUTNINGSINDIKATORER

---

Oppsummeringen av fornybare energikilder konkluderer med at det beste tiltaket for å bytte ut dieselaggregatene er landstrøm. Det må legges sjøkabler for å koble seg til det elektriske nettet.

Beslutningsindikatorerne for elektrifisering er investeringsbehov, årlige kostnadsbesparelser og reduserte utslipp. Man ser på hva som påvirker og bestemmer de ulike faktorene. Når man har funnet beslutningsindikatorerne kan man gjøre en økonomisk analyse for å se hvilken lokalitet som er mest lønnsom å elektrifisere. Investeringsbeslutningen er avhengig av flere faktorer som ikke er målbare. Dette kan for eksempel være tapt fleksibilitet i forbindelse med flytting av flåtene. Disse faktorene kan være med å påvirke den endelige beslutning.

### 6.1 INVESTERINGSKOSTNADER

Investeringskostnadene er bestemt av hvor lang avstanden er til nærmeste kraftnett, effektbehov og spenningsnivå. På bakgrunn av informasjonen som er tilgjengelig blir investeringskostnader for alle anleggene estimert og resultatene kommer fram i figur 16.

#### 6.1.1 Teori

I Norge er overføringsnettet delt inn i tre nivåer; sentralnettet, regionalnettet og distribusjonsnettet. Alle luftledninger, jord - og sjøkabler har til sammen en lengde på 300 000 km. Sentralnettet utgjør hoveddelen av kraftledninger og har spenningsnivå på 420 kV, 300 kV eller 132 kV. Regionalnettet fungerer som et bindeledd mellom sentralnettet og distribusjonsnettet. Det vanligste her er spenningsnivå på 132 kV og 66 kV. Distribusjonsnettet er fordelingsnettet i strømforsyningen. Distribusjonsnettet frakter strømmen fram til de ulike sluttbrukerne. Normalspenningen er på 22 kV og ned til 230 V/400 V. Industri er ofte koblet direkte til de regionale nettene. Distribusjonsnettet er det mest utsatte nettet med en del sårbare kraftledninger (Lille-Mæhlum 2013). Transformatorer regulerer spenningen opp eller ned. Grunnene til at man transformerer opp spenningen er for å redusere effekt - eller varmetapet når spenningen skal transporteres over lange avstander. Spenningen blir transformert opp til 300-420 kV for å overføres i sentralnettet og ned til 11-22 kV i regionalnettet, før den ved hjelp av fordelingstransformatorer på nettstasjoner i distribusjonsnettet blir transformert ned til 230/400 V. Det er ulike nettselskap som eier og er ansvarlig for strømmettet. De sørger for at strømmen fra kraftleverandøren du har valgt blir transportert til huset ditt. Det er monopol for nettselskapene i et gitt geografisk område.

Kraftleverandøren er selskapet man velger å kjøpe strøm av. Prisen kan variere fra om leverandøren kjøper inn strøm på Nordpool, fra en produsent eller levere selv.

En avgjørende faktor for investeringen er avstanden til nærmeste kraftnett. Ved lengre avstander må man over på høyspenning i kablene. Høyspenning i Norge er elektrisk energi med spenning høyere enn 1000 V for vekselstrøm (AC) og 1500 V for likestrøm (DC). Høyspenning øker investeringskostnadene, men minsker tapet i ledningene.

Det er effekttapet i ledningene som gjør at høyspenning blir benyttet over lange avstander. Strømmen må transporteres over store avstander noe som gir høye tap i overføringslederne. Effekttapet,  $P_{tap}$  [W] i ledninger er gitt ved formel:

$$P_{tap} = RI^2 \quad 6.1$$

Hvor  $R$  [ $\Omega$ ] er linjeresistansen og  $I$  [A] er linjestrømmen.

Linjestrømmen,  $I$  [A] er gitt ved formel:

$$I = \frac{P}{U} \quad 6.2$$

Hvor  $P$  [W] er effektbehov og  $U$  [V] er spenningen.

Tapet kan reduseres ved reduksjon av resistansen,  $R$  eller ved å la strømmen,  $I$ , i ledningene være så liten som mulig, uten å redusere resistansen. Resistansen,  $R$  [W] i en leder er gitt (Tipler & Mosca 2008):

$$R = \frac{\rho \cdot l}{A} \quad 6.3$$

Hvor resistiviteten  $\rho$  [ $\Omega\text{m}$ ] er en materialeegenskap,  $A$  [ $\text{mm}^2$ ] er tverrsnittarealet og  $l$  [m] er lengden på kabelen. Resistansen i en leder med en bestemt lengde, blir halvert når vi fordobler tverrsnittet. Tykkere leder gir høyere kostnader. Det er mye mer å spare ved å minske strømmen. Vekselstrøm reduseres ved transformatorer som øker eller reduserer vekselspenning med ønsket forholdstall ( $a$ ). Når spenningen går opp, går strømmen ned i samme forhold, fordi effekten ut er praktisk talt lik effekten inn.

Det er mest vanlig å benytte vekselstrøm i all høyspenning strøm i Norge, men noen få sjøkabler mellom Norge og andre land bruker likestrøm. Når svært store effekter skal overføres over lange avstander (600 - 800 km) brukes likestrøm. Ved å benytte likestrøm oppstår ikke reaktiv effekt, og man klarer seg med to faser isteden for tre. Problemet er at elektrisk kraft leveres som vekselstrøm, så det må bygges anlegg før og etter overføringen som omformerer til og fra likestrøm. I Norge er det flere sjøkabler som er basert på

vekselstrøm. Typisk for disse kablene er at avstandene ikke er for lange, og effekten er moderat. Det er ofte vanskelig å håndtere størrelsen på en del overføringskabler. Man ønsker å øke effektiviteten i overføringskabler uten å gjøre dem tykkere.

### 6.1.2 Metode

For å finne avstanden fra anleggene til nærmeste kraftnett ble det benyttet kart fra Norges vassdrag - og energidirektorat (NVE), kystverket og fiskeridirektoratet. Ved hjelp av disse kunne man finne ut hvilken spenning som leveres fra kraftnettet i nærområdet, og hvor langt anlegget ligger fra aktuelt tilkoblingspunkt. Kartkoordinatene til lokaliteten ble hentet inn og avstandene ble målt fra Fiskeridirektoratets kartløsning (Fiskeridirektoratet 2009).

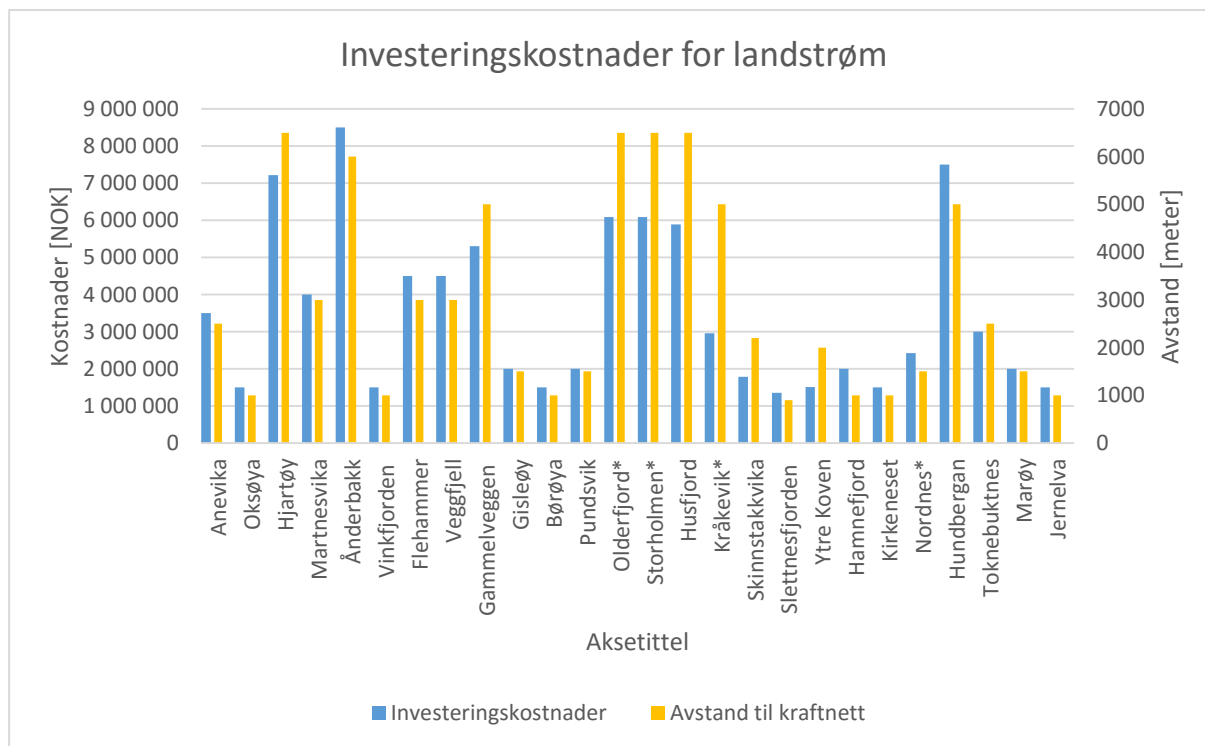
Det var lagt fram budsjetterte priser fra et eksternt selskap for omlegging til landstrøm for 8 av lokalitetene som var i drift. Basert på disse prisene og samtaler med teknisk personell gir en anslått investeringskostnad på 1,5 millioner per kilometer sjøkabel. Kostnadene øker i takt med avstanden, og lengre avstand gir behov for høyspenning.

Etter samtaler med teknisk personell framkommer at det er ønsket en kapasitet på 300 kW på lokalitetene. Den siste flåten er bygd med en samlet kapasitet på 320 kW, og avlesningene viste at dette er 3 ganger mer enn effektbehovet under fôring i dag. Dette er nettopp fordi man vet at større lokaliteter og nye løsninger kan øke effektbehovet.

Gjennomgang av lokaliteten til Cermaq viser at det i stor grad er distribusjonsnett med 22 kV som er tilgjengelig som nærmeste nett. Lokaliteter som har kortere avstand inn til land vil kunne avslutte 22 kV på land og transformere spenningen ned til 1000 V som legges ut til flåtene. 1000 V er å regne som lavspenning og vanlige elektrikere kan benyttes for drift og vedlikehold, noe som holder kostnadene nede. Videre kan man benytte 1000/230 V og 1000/400 V transformatorer på flåtene for å dimensjonere spenning til riktig spenningsnivå. Det er stor variasjon på spenningsnivået på flåtene. De nyeste benytter 400 V til fôringsanlegget og 230 V på resterende elektronikk, mens de eldste benytter 230 V til alt utstyr.

### 6.1.3 Resultat

Resultatene av å måle avstanden inn til land og beregne investeringskostnadene kommer fram i figur 16. 8 av disse er budsjettert<sup>1</sup>, mens de resterende 18 er estimert ut ifra avstand til kraftnettet. Investeringskostnadene er fra 1 357 826 kr for Slettnesfjorden til 8 500 000 kr for Ånderbakk.



Figur 16: Landstrøm- Investeringskostnader for alle lokalitetene

\* Storholmen/Olderfjord og Kråkevik/Nordnes har en samlet budsjettert kostnad gitt at begge lokaliteter elektrifiseres. Deling av kabler/utbygging reduserer investeringskostnadene.

#### Effekt

I dag ser man for seg at det er nødvendig å dimensjonere kabler som har kapasitet på 300 kW. Dette er noe mer enn hva som er nødvendig i dagens drift, men samtidig ser man at utviklingen i næringen har gått i høyt tempo, og man venter videre vekst i årene som kommer.

For å se hvordan effekttap påvirker levert effekt benyttes et eksempel fra Skinnstakkvika i Finnmark hvor det er beregnet at kablen må være 2200 meter. Sjøkablene som skal benyttes er levert av Nexans. De leveres i tverrsnitt på  $9,5 \cdot 10^{-5}$  m,  $5,0 \cdot 10^{-5}$  m,  $2,0 \cdot 10^{-5}$  m og  $1,6 \cdot 10^{-5}$  m og benytter kobber som leder (Nexans 2014).

<sup>1</sup> Budsjetterte lokaliteter: Slettnes, Nordnes, Skinnstakkvika, Ytre Koven, Kråkevik, Husfjord, Storholmen og Olderfjord

Ved å benytte formel 6.3 kan resistansen beregnes:

$$R = \frac{1,7 \cdot 10^{-8} \Omega\text{m} \cdot 2200 \text{ m}}{9,5 \cdot 10^{-5} \text{ m}} = 0,39 \Omega$$

Hvor  $1,7 \cdot 10^{-8} \Omega\text{m}$  er resistiviteten for kobber (Tipler & Mosca 2008), 2200 m er lengden på sjøkabelen og  $9,5 \cdot 10^{-5} \text{ m}$  er tverrsnittet til kabelen. Tverrsnittet og merket på kabelen var oppgitt i anbudet til eksternt selskap og material kunne letes opp i datablad til kabelen.

Linjestrømmen,  $I$ , beregnes ved formel 6.2:

$$I = \frac{300\,000 \text{ W}}{1000 \text{ V}} = 300 \text{ A}$$

Hvor 300 000 W er effektbehovet på flåten og spenningsnivået i dette tilfelle er 1000 V.

Formel 6.1 gir effekttap,  $P_{tap}$ :

$$P_{tap} = 0,39 \Omega \cdot (300 \text{ A})^2 = 35\,432 \text{ W}$$

Det gir et effekttap på 11,8 %.

For å se hvordan effekttapet endrer seg ved å benytte høyspenning beregnes ny linjestrøm,  $I$ :

$$I = \frac{300\,000 \text{ W}}{22\,000 \text{ V}} = 13,6 \text{ A}$$

Effekttapet,  $P_{tap}$ , blir da:

$$P_{tap} = 0,39 \Omega \cdot (13,6)^2 = 72,8 \text{ W}$$

Det gir et tap på 0,02 % og dette viser hvor stor innvirkning spenningen har på effekttapet i kabelen.

Samtaler med teknisk personell viser at det ofte er nødvendig å gå over til høyspenning ved avstander fra rundt 5 kilometer og oppover. Dette må regnes på for hver enkelt kabel. Formel 6.3 viser at resistansen vil øke med avstanden, og dette vil øke effekttapet.

#### 6.1.4 Diskusjon

Noen lokaliteter har fått en samlet budsjettert pris fordi to anlegg blir koblet til landstrøm samtidig. I den økonomiske analysen er disse fordelt mellom de to gjeldende lokalitetene. Disse har lavere kostnad enn de andre per kilometer kabel fordi de deler på kablene.

Avstanden til nærmeste overføringslinje som har riktig spenning og overføringskapasitet varierer. På enkelte av lokalitetene er det kabler fra overføringslinjen ned til bebyggelse som ligger i sjøkanten. Dersom sjøkablene som skal videre ut til lokaliteten må ha høyspenning,

kan man regne med at eksisterende linjer ned til bebyggelse ikke er dimensjonert for denne belastningen. Da må den oppgraderes og her er det ulik praksis hvordan nettselskapet opererer, men det er ofte den som har behov for oppgraderingen som må ta regningen. Det er ulik praksis for oppkobling til allerede utbygde kraftlinjer. Hvis private forbrukere har tatt regningen for utbygging ned til hytter og hus, må man ofte betale den første utbyggeren av linjen.

Det vil forekomme strømbrudd, og da vil aggregatene gå inn som energikilde til problemet er løst. Det er nødvendig med rutiner slik at aggregatene alltid er klar for drift, og at de automatisk slår inn ved strømbrudd.

## 6.2 REDUSERTE DRIFTSKOSTNADER

Lokalitetene får årlige reduserte driftskostnader ved å gå fra dieselaggregat til landstrøm. På grunn av virkningsgraden (se figur 14) til dieselaggregat er det større energiforbruk for en lokalitet som går på dieselaggregat enn en lokalitet som går på landstrøm.

### 6.2.1 Teori

Reduserte driftskostnader er påvirket av:

- Energibehovet
- Strømpriser/dieselpriser
- Virkningsgraden aggregat

Mengden og intensiteten av fôringen styres i stor grad av biomassen på lokaliteten. Energibehovet beregnes ut ifra produksjon som er «innhøstet netto biomasse» eller slaktet fisk. Produksjon er i stor grad bestemt av MTB som er en god indikasjon på størrelse på lokaliteten. Man må beregne at MTB kan endre seg. Produksjonen kan være høyere enn MTB fordi man slakter ut deler av generasjonen når maks MTB er nådd, for så å fôre opp resterende fisk i merdene.

Dieselforbruket er omregnet fra diesel til kWh for å gjøre sammenligningen enklere:

- 1 liter diesel = 10,7 kWh

I tillegg til energibehov vil utvikling av strøm og dieselpriser ha betydning for reduserte kostnadsestimater. Strømpriser og dieselpriser har høy volatilitet og er påvirket av flere faktorer. Tilbud og etterspørsel på kraft i Norden er med på å påvirke strømprisene. Nedbørsmengde, temperaturforhold, økonomi, kullpriser og ny produksjonskapasitet er noen av faktorene som påvirker prisen.

### 6.2.2 Metode

MTB for alle lokalitetene til Cermaq ble samlet inn fra fiskeridirektoratets hjemmeside. Fordi produksjon kan overstige MTB ble produksjon fra generasjon 2013 (G13) for 16 lokaliteter samlet inn. G13 er generasjonen fisk satt ut i løpet av 2013 og slaktet i løpet av 2015.

Det er nødvendig å finne et gjennomsnittlig energiforbruk per tonn produsert fisk. Dette ble gjort ved å samle inn energiforbruk i strøm og diesel over en hel generasjon og anta at disse er jevnt fordelt over produksjonstiden. I praksis er det mer komplekst enn beregningen viser fordi energibehovet og forbruket er mye større på slutten av generasjonen enn på begynnelsen. Dette gir et estimat på forbruk av liter diesel per tonn produsert (regnet om til kWh) og forbruket av strøm per tonn produsert fisk.

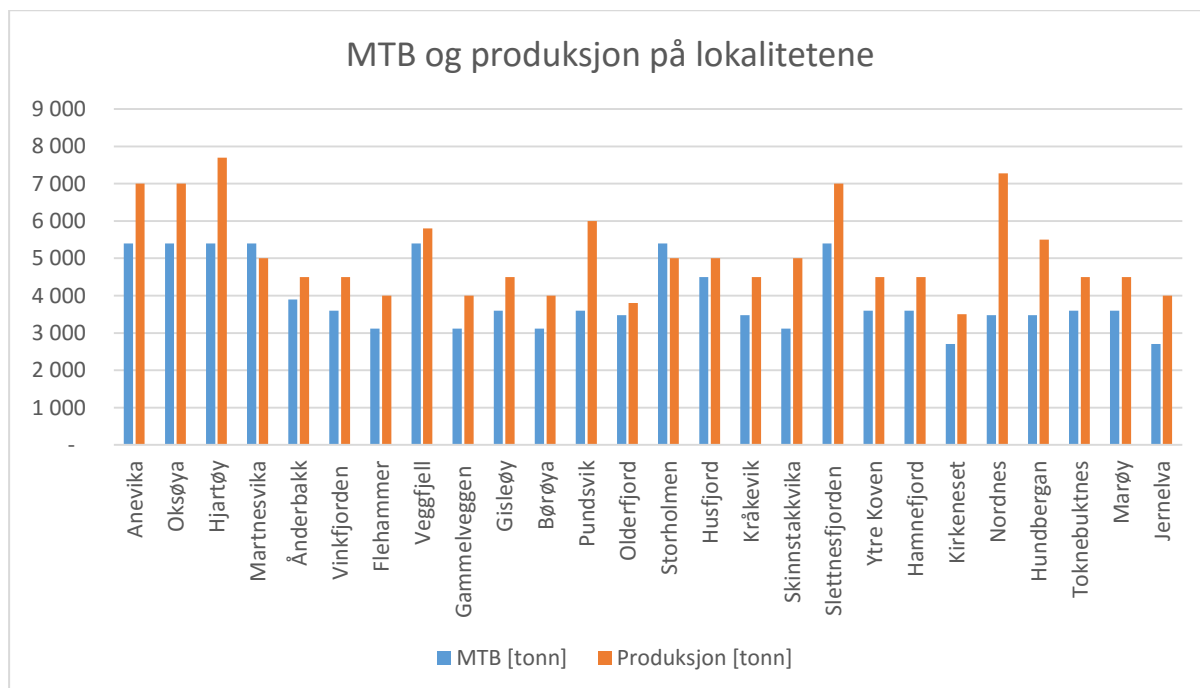
For å beregne energiforbruket (for en hel generasjon) på en lokalitet som er koblet til landstrøm benyttes nettforbruket. Ved fakturering er det to aktører i kraftnettet som deler summen, nettleie og forbruk. Nettleien betales til det lokale nettselskapet for transport av strømmen man kjøper, og består av et fast og et variabelt ledd, mens forbruket er det faktiske antallet kWh med elektrisk energi som er levert på anlegget i perioden. For å se nærmere på energiforbruket på lokalitetene sammenlignes forbruket på ulike lokaliteter. Tilnærmet alt elektrisk forbruk er en god indikasjon på det faktiske energibehovet til lokalitetene, for en generasjon. Når man har et bilde av samlet energiforbruk per tonn laks, ønsker man å se hvordan energiforbruket fordeles for å se hvor mye som er fast og hvor mye som er avhengig av produksjon.

Tvillinglokaliteter eller lokaliteter med en avstand på under 5 km står ikke med fisk hvert år. Hvert annet år er produksjonen satt til 0, og da er det antatt et konstant energibehov (fast leddet). Disse påløper i virkeligheten kun om flåten står på lokalitet selv om det ikke er fisk i merdene.

Strøm og diesel priser ble beregnet som gjennomsnitt for 6 årsperioden (2010-2015).

### 6.2.3 Resultat

Det ble beregnet et gjennomsnitt på 1,34 ganger tonn produsert per tonn MTB. Forholdstallet varierer fra 0,93 til 2,09. På lokalitetene hvor produksjonstall ble hentet inn ble disse benyttet for å finne energiforbruket på lokaliteten. Dette gir klare indikasjoner på produksjonen for de gitte MTB på resterende lokaliteter og figur 17 viser forholdet mellom MTB og produksjon.



Figur 17: MTB og beregnet produksjon ut på de ulike lokalitetene

Tabell 4 viser hva som ble beregnet som et gjennomsnittlig energiforbruk for lokaliteter som gikk på strøm og diesel. Den faste delen er forbruket når flåten står på lokalitet, med noe varme og lys. Den variable delen er styrt av produksjonen på lokaliteten. Det er et større behov for tilført energi ved å benytte diesellaggregat fordi det er antatt en virkningsgrad på 30 %. Resultat og diskusjon i kapittel 5 viser at den kan være mye mindre ved redusert last (se figur 15).

Tabell 4: Estimert månedlig energiforbruk strøm og diesel

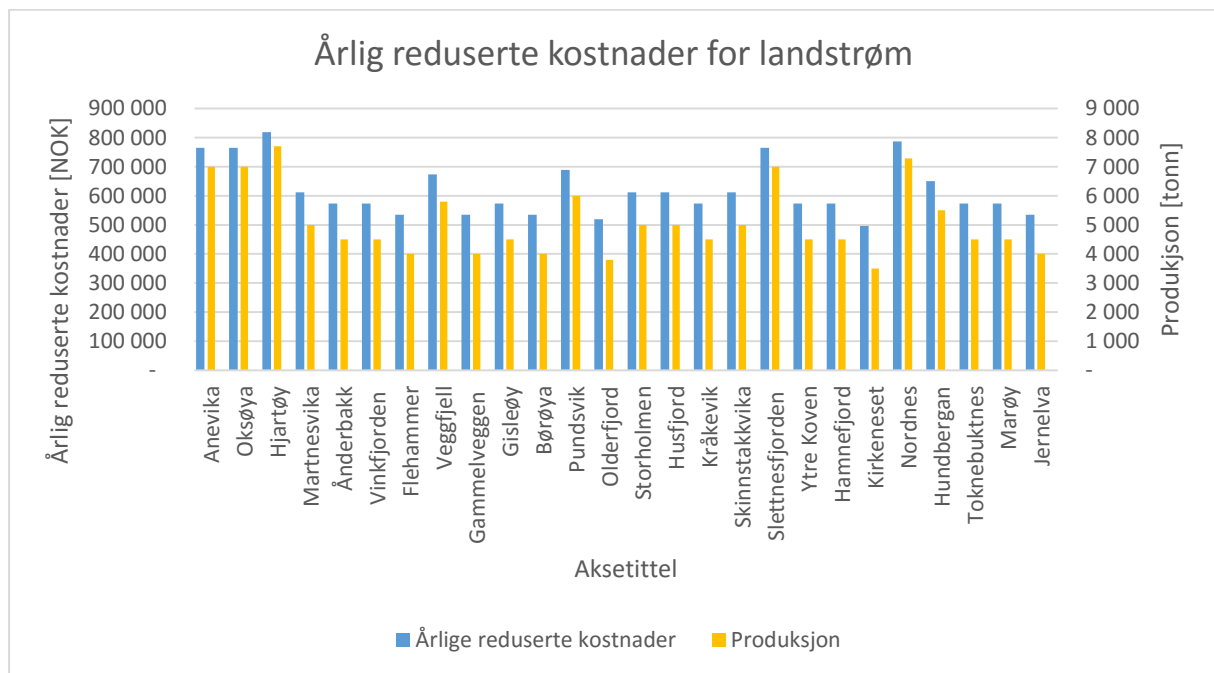
Månedlig forbruk	Strøm [kWh]	Diesel [kWh]
Fast del	7200	25 000
Variabel del (per tonn)	2,5	8,5

Vi benyttet historiske priser beregnet som gjennomsnitt for 6 årsperioden (2010 - 2015) til 10,18 kr/liter eks. MVA for diesel (SSB 2015b), mens strømprisen (forbruk og nettleie) i denne tidsperioden ligger på 0,673 kr/kWh eks MVA (SSB 2015a).

Når energiforbruk, produksjon og diesel/strømpriser er kjent kan årlig reduksjon i kostnadene estimeres. Kostnadsreduksjonen avhenger av produksjonen eller «netto innhøstet biomasse». Resultatene for kostnadsbesparelser over et år kommer fram i figur 18. Den viser at besparelsene ligger fra 496 259 kroner årlig på de minste anleggene til 819 041 kroner årlig



på de største anleggene. Beregningene viser at den faste årlige besparelsen er på 227 273 kr, mens den variable er på 76,9 kr per tonn produsert.



Figur 18: Årlig reduserte driftskostnader ved å legge om til landstrøm

## 6.2.4 Diskusjon

Tvillinglokalitetene eller lokalitetene med en avstand på under 5 km imellom, står ikke med fisk hvert år. I beregningen er produksjonen satt til 0 hvert annet år og da er fast leddet grunnlag for beregningene. Energiforbruket tilsvarer da et anlegg som står brakklagt. Disse påløper i virkeligheten kun om flåten står på lokalitet selv om det ikke er fisk i merdene.

De lokalitetene som har produksjon hvert år, er det ikke justert for minimum brakklegging mellom generasjoner. Lokalitetene må brakklegges i minimum 2 måneder etter en produksjon syklus. Perioden kan forlenges ved behov (Braaten et al. 2010).

Anevik og Oksøy er eksempler på lokaliteter med høy MTB, men som ligger for tett til å ha fisk i merder til samme tid (se figur 19). Dette løses ved at hver lokalitet har et postsmolt anlegg hvor generasjonen er plassert de 10-12 første månedene. Generasjonene som skal til Anevik står først i Horsvågen som har MTB på 3120. Her står de i 10-12 måneder. I denne perioden kan det være fisk på Oksøy. Når generasjonen på Oksøy slaktes vil flåten flyttes til Anevik, og fisken flyttes fra Horsvågen til Anevik. Da bruker man Anevik, og setter ut en ny generasjon på Bergsøy. Bergsøy har MTB på 1560 og er koblet til kraftnettet. Generasjonen satt ut på Bergsøy flyttes til Oksøy når Anevik slaktes. På denne måten får man utnyttet lokaliteter på best mulig måte. Begge disse justeringene forutsetter at lokalitetene står med tom flåte.



Figur 19: Kart viser oversikt over Anevik og Oksøy som ligger med en avstand på like rundt 3,5 km og ikke kan stå med fisk samtidig. Som bildet viser er det fisk i Anvik (grønt symbol), mens Horsvågen og Olsøy står uten fisk. Når generasjonen i Anvik slaktes vil post-smolt anlegget i Horsvågen og Oksøy kunne benyttes

Det er vanskelig å lage prognoser for prisutviklingen. Derfor er det valgt å benytte gjennomsnittlige historiske priser for perioden 2010-2015 (SSB 2015a; SSB 2015b). Det vil bli foretatt en følsomhetsanalyse for å se hvordan endringer i de påvirkere resultatene.

Innkjøpskostnader og vedlikehold av diesellaggregatene er ikke beregnet med i reduserte kostnader fordi Cermaq ønsker å beholde dem på nåværende flåter, og flåter kjøpt inn i nærmeste framtid. Hvis driften går mer og mer over til landstrøm vil det være naturlig å se om man kan redusere antall aggregat på flåtene. Det viktigste argumentet for å ha nødaggregat er at det er flere strøbrudd på det elektriske nettet i Nord-Norge, spesielt i distriktene, enn det er på Østlandet. For fiskevelferden er det ikke ønskelig med lengre fôringsopphold. Leveringspålitelighet for hele landet ligger på 99,96 %, men variasjonene er store. Nordland har lavere leveringssikkerhet enn gjennomsnittet til resten av landet, med flere kortvarige og langvarige strøbrudd (Steen 2015). Steigen har tidligere opplevd strøbrudd 6 dager i strekk. I tillegg viser erfaring at ved skader på sjøkabler kan det ta opptil 3 måneder før reparasjonene er utført.

## 6.3 REDUSERTE UTSLIPP

Positive miljøeffekter og redusert utslipp er ytterlige argumenter for å bytte ut diesellaggregat mot landstrøm.

### 6.3.1 Teori

Redusert støy og utslipp er to viktige argumenter for å foreta investeringen. Aggregatene på de nyeste flåtene gir mindre støy og er plassert i lydisolerte rom, men det bedrer arbeidsmiljø på flåtene om en ikke har behov for å kjøre aggregat døgnet rundt.

Utenom reduserte kostnader er mindre utslipp en konsekvens av å bytte ut aggregatene. I forbrenningsprosessen i aggregatet vil ett karbonatom binde seg med to oksygenatom og danne CO<sub>2</sub>. Et kilo diesel inneholder 86 % karbon. Når man vet atomvekten på oksygenatomet og karbonatomet er henholdsvis 16 g/mol og 12 g/mol, kan man beregne molekylvekten for CO<sub>2</sub> til 44 g/mol. CO<sub>2</sub> veier 3,67 ganger mer enn karbon og med 86 % karbon, vil et kilo diesel gi 3,17 kilo CO<sub>2</sub>. Diesel har oppgitt en tetthet på 0,84, det vil si at 1 liter diesel veier 0,84 kilo. Dette gir 2,66 kilo CO<sub>2</sub> per liter diesel (Gunnes & Almås 2014).

Cermaq rapporterer CO<sub>2</sub>-utslipp gjennom GHG-protokollen. Man bruker gitte omregningsfaktorer til å beregne hvor mange kilo CO<sub>2</sub> ekvivalenter energiforbruket fra diesel og elektrisitet gir. Diesel gir 70,6 kilo CO<sub>2</sub>-ekvivalenter per GJ utslipp, mens elektrisitet gir 3,89 kilo CO<sub>2</sub> ekvivalenter per GJ utslipp. CO<sub>2</sub>-ekvivalenter, er som nevnt, et mål på utslipp av ulike klimagasser hvor klimagassene regnes om til ekvivalent utslipp av gassen CO<sub>2</sub> over en tidsperiode (vanligvis 100 år). Det man gjør er å måle andre utslippsgasser opp mot effekten CO<sub>2</sub> kan ha på global oppvarming. GHG-protokollen er utviklet av World Resources Institute (WRI) og World Business Council on Sustainable Development (WBCSD), og skal gi en global løsning for hvordan måling og rapportering av klimagass utslipp. I Norge er det 96,7 % vannkraft, men i GHG-protokollen er det gjennomsnittlig klimagassutslipp per kWh i det relevante nettområdet som bestemmer omregningsfaktoren for elektrisitet (Hatlen & Aarrestad 2015). Fastsettelse av slik CO<sub>2</sub> faktor for elektrisitet er utfordrende fordi det er usikkerheter og forutsetninger som er vanskelige å beregne. I Norge vet man for eksempel ikke om elektrisiteten er kullkraft importert fra Tyskland eller om den er fra det fra vannkraft.

### 6.3.2 Metode

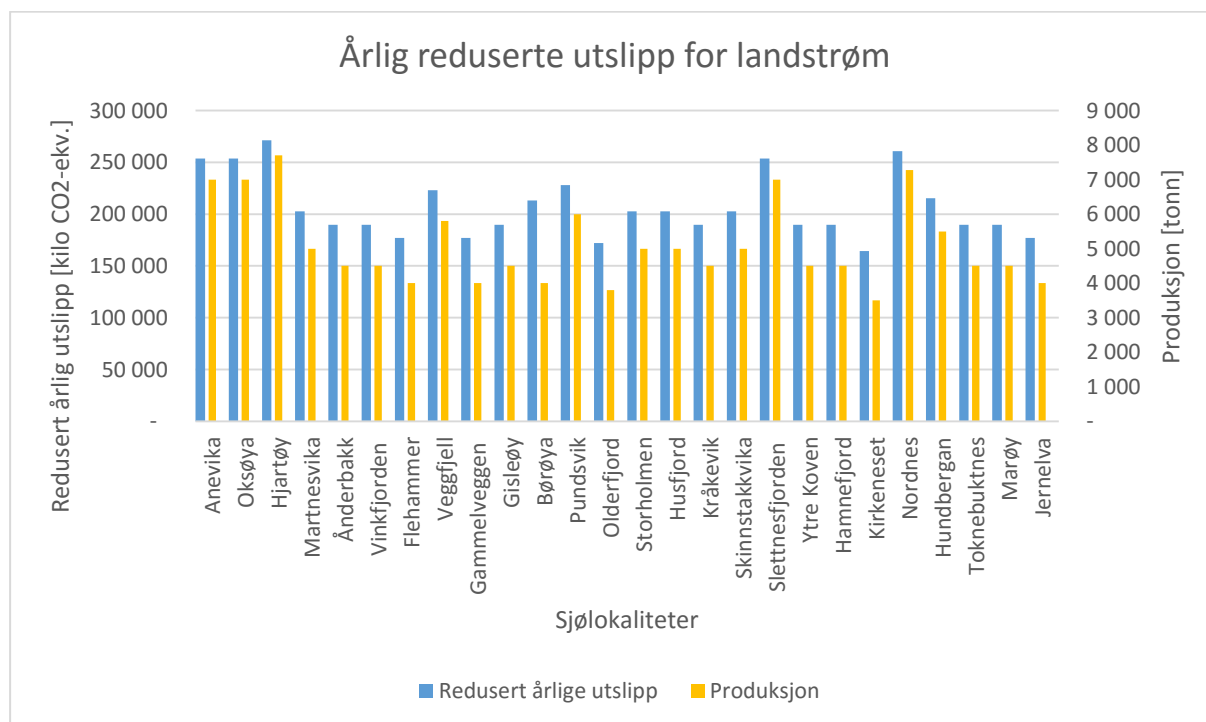
Fra tabell 4 vet man årlig energiforbruk for diesel og strøm per tonn produsert. Dette regnes om til CO<sub>2</sub> og kilo CO<sub>2</sub>-ekvivalenter ved å benytte omregningsfaktorene i GHG- protokollen.

Omregningsfaktorer:

- 1 kWh = 3600 kJ
- 1 liter diesel = 10,7 kWh
- 1 GJ fra diesel = 70,6 kilo CO<sub>2</sub>-ekvivalenter
- 1 GJ fra strøm = 3,89 kilo CO<sub>2</sub>-ekvivalenter

### 6.3.3 Resultater

Et viktig insentiv for å bytte ut diesellaggregat med landstrøm er reduksjonen av CO<sub>2</sub>. Cermaq rapporterer CO<sub>2</sub>-ekvivalenter gjennom GHG-protokollen. Figur 20 viser at den minste lokaliteten har en årlig reduksjon på 164 307 kilo CO<sub>2</sub>-ekvivalenter, mens den største lokaliteten har en årlig reduksjon på 271 427 kilo CO<sub>2</sub>-ekvivalenter.



Figur 20: Redusert årlig utslipp i kilo CO<sub>2</sub> – ekvivalenter

### 6.3.4 Diskusjon

CO<sub>2</sub> er den mest omfattende utslippsutfordringen, men også NO<sub>x</sub> er et produkt man ønsker å redusere. Nitrogenoksider (NO<sub>x</sub> = NO + NO<sub>2</sub>) blir dannet ved forbrenning av fossilt brensel i høye temperaturer og følger med som et forbrenningsprodukt. Det er over tid blitt stadig strengere reguleringer av NO<sub>x</sub>-utslipp og det er kommet flere teknologier for å få til reduksjon. Selective catalytic reduction (SCR) benytter ammoniakk i kombinasjon med en katalysator å kontrollere utslippet fra diesel motoren. Utfordringer med teknologien er at det kreves høye temperaturer og store tanker som må installeres. Exhaust gas recirculation (EGR) skal redusere NO<sub>x</sub> utslippet ved å redusere O<sub>2</sub> konsentrasjoner i inngangen til motoren (Kuwahara et al. 2016).

Det er ikke tatt med indirekte konsekvenser av CO<sub>2</sub> spor ved omlegging til landstrøm.

## 7 LANDSTRØM TIL LOKALITETENE

For å beregne lønnsomheten blir investering og årlig reduserte kostnader lagt inn i en kontantstrøm. Disse benyttes til å beregne nåverdi, internrente og tilbakebetalingstid for investeringene. Noen av de positive og negative effektene av elektrifisering vil ikke la seg prise, men vil likevel være kommentert som en del av analysen. Dette kan eksempelvis være at elektrifisering gir mindre fleksibilitet i forhold til flytting.

Det er gjort beregninger for miljøgevinst og økonomisk analyse for i alt 26 lokaliteter i Nordland og Finnmark. Noen av lokalitetene kan ikke stå med fisk samtidig og flåtene byttes mellom to nære lokaliteter. Som tidligere nevnt eier Cermaq i dag 21 fôringsflåter.

### 7.1 ØKONOMISK ANALYSE

#### *Nåverdien*

Nåverdi (Eng: Net Present Value eller NPV) benyttes for å vurdere en investering opp mot framtidige kostnader og inntekter. Kapital som bindes opp i dag har alternativ rente eller avkastning og sammenlignes med framtidig neddiskontert kontantstrøm. En investerings nåverdi beregnes ved formel 6.4:

$$Nåverdi = I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{Kontantstrøm_t}{(1+i)^t} + TV \quad 6.4$$

Hvor  $I_0$  er investeringskostnaden, *kontantstrømmen* er her den årlige reduserte kostnaden som følge av investeringene,  $n$  er prosjektets levetid og  $i$  er kalkulasjonsrenten. Det siste leddet i formelen kalles terminalverdi (TV) eller sluttverdi. Den beregnes ved «Gordons vekstformel» ved å anta at verdien av en framtidig evig kontantstrøm er lik nåverdien av alle framtidige kontantstrømmer. Dette er fordi man ønsker å ta hensyn til kontantstrømmen etter den gitte tidsperioden. Terminalverdien etter 20 år,  $TV$ , beregnes ved formel 6.5:

$$TV_t = \sum_{t=21}^{\infty} \frac{kontantstrøm}{(1+i)^t} \quad 6.5$$

*Kontantstrømmen* er den årlige reduserte kostnaden og  $i$  er kalkulasjonsrenten. På anleggene som har justert kontantstrømmen hvert annet år fordi de ikke står med fisk, er det etter 21 år antatt at kontantstrømmen er en annuitet.

Kontantstrømmen er diskontert med et avkastningskrav (10 % i denne oppgaven) som skal reflektere kostnadene for egenkapital og gjeld. Positiv nåverdi viser at investeringen gir

høyere avkastning enn kapitalkostnaden, og investeringen bør gjennomføres (Bredesen 2011). Kalkulasjonsrenten er den samfunnsøkonomiske alternativkostnaden ved å binde kapital til et tiltak. Høyere kalkulasjonsrente betyr høyere avkastningskrav.

### ***Nominell tilbakebetaling***

Nominell tilbakebetaling (Payback) sier hvor mange år det tar før investeringsutgiften er tilbakebetalt gitt de reduserte driftskostnader uten diskontering.

### ***Diskontert tilbakebetalingstid***

Diskontert tilbakebetalingstid er basert på nåverdien og bestemmer når prosjektet har nedbetalt investeringskostnadene. Summen av den diskonterte kontantstrømmen skal være lik investeringen,  $I_0$  ved tilbakebetalingstidspunktet. Usikkerheten med denne metoden er at den ikke tar hensyn til kontantstrømmen etter at investeringen er nedbetalt.

### ***Internrentemetoden***

En alternativ metode for å beregne lønnsomheten på et prosjekt er å benytte internrentemetoden. Den gir avkastning i % på den kapitalen som til enhver tid er investert i prosjektet. Internrenten er renten som gir nåverdi lik 0. Investeringsutgiften skal tilsvare summen av de årlige kontantstrømmene diskontert med internrenten:

$$I_0 = \sum_{t=1}^n \frac{\text{Kontantstrøm}_t}{(1 + irr)^t} \quad 6.6$$

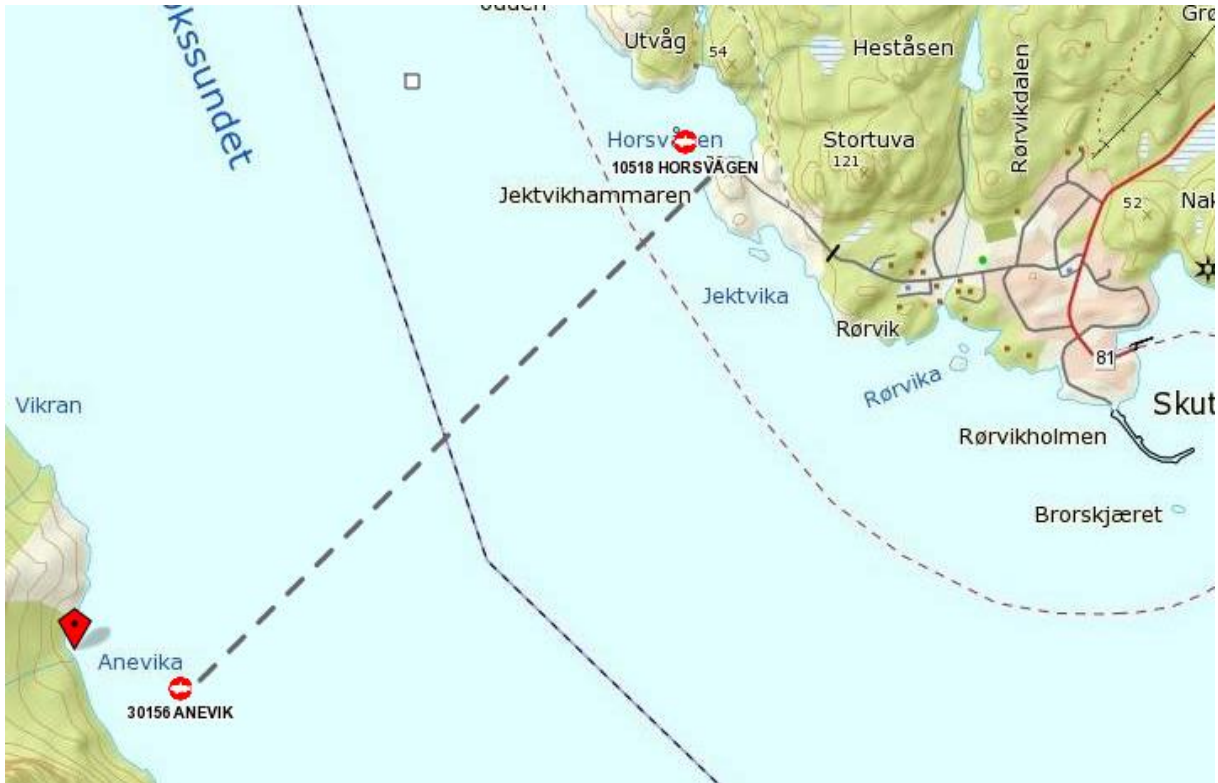
Hvor  $I_0$  er investeringsutgiften, *kontantstrøm* den årlige reduserte kostnaden,  $n$  er prosjektets levetid og *irr* (Eng: Internal Rate of Return) er internrente. Beslutningsregelen er at internrente høyere enn avkastningskrav gir et lønnsomt prosjekt (Bredesen 2011).

### ***Følsomhetsanalyse***

Følsomhetsanalyse eller sensitivitetsanalyse sier noe om hvor følsomt resultatet er for endringer i parameter. I denne oppgaven blir det gjort en følsomhetsanalyse på strøm- og dieselpriiser, investeringsutgiften og produksjonen på en av lokalitetene. Følsomhetsanalysen viser hvordan disse endringene vil påvirke nåverdi, internrente og tilbakebetaling. Disse endringene vil slå ut i samme retning på alle lokalitetene.

## 7.2 GJENNOMGANG AV UTVALGTE LOKALITETER

### Anevik



Figur 21: Fra Anevik til Horsvågen, hvor det tilgjengelige strømmnett, er det en avstand på 2500 meter

Lokaliteten ligger i Øksundet øst for Lundøya i Steigen kommune. Oksøy og Anevik bytter på å benytte fôringsflåten fordi de ikke kan stå med fisk samtidig. Lokalitetene har en MTB på 5 400 og en produksjon på rundt 7 000 tonn. Figur 21 viser at nærmeste kraftnett ligger i Horsvågen.

**Investeringskostnader:** Lokaliteten Anevik ligger i kort avstand til Lundøya. Nærmeste kraftnett ligger i Horsvågen hvor Cermaq har en mindre lokalitet. Horsvågen er koblet til landstrøm. Nord Salten Kraft AS har 22 kV spenningslinjer, men området har problemer med ustabil netts og strømbrudd. Målsatt fra kystverket viser en avstand på rundt 2500 meter over sundet. Tabell 5 viser at investeringskostnadene estimeres til 3 500 000 kr.

Tabell 5: Investeringskostnader - Anevik

<b>Spenningsnivå/avstand</b>	
<b>1000 V / 2500 m</b>	3 000 000 kr
<b>Estimat kostnad fremføring 22 kV</b>	500 000 kr
<b>Sum investering</b>	3 500 000 kr



**Reduserte kostnader:** Fordi dette anlegget kun står med fisk når Oksøy ikke har fisk, er det valgt å justere kostnadene hvert annet år. Energiforbruket er betydelig mindre når anlegget ikke står med fisk. Kostnadsberegningen er basert på et fast energiforbruk og et variabelt ledd, sistnevnte varierer med produksjonen. Gitt en produksjon på 7000 tonn og historiske energipriser (0,673 kr/kWh og 10,18 kr/liter) viser tabell 6 årlig reduserte kostnader beregnet til 765 244 kr.

Tabell 6: Årlig reduserte kostnader - Anevik

<b>Månedlig dieselkostnad</b>	80 393 kr
<b>Månedlig strømkostnad</b>	16 623 kr
<b>Månedlig reduserte kostnader (strøm vs. diesel)</b>	63 770 kr
<b>Årlig reduserte kostnader</b>	765 244 kr

Siden lokaliteten ikke står med fisk de årene Oksøy har fisk, er forbruket justert hvert annet år. Dette forutsetter at det står flåte på lokaliteten. Tabell 7 viser at årlig reduserte kostnader blir beregnet til 227 273 kr når lokaliteten er brakklagt.

Tabell 7: Årlig reduserte kostnader uten fisk på lokalitet

<b>Månedlig dieselkostnad</b>	23 785 kr
<b>Månedlig strømkostnad</b>	4 846 kr
<b>Månedlig reduserte kostnader (strøm vs. diesel)</b>	18 939 kr
<b>Årlig reduserte kostnader</b>	227 273 kr

Tabell 8 viser et årlig redusert utslipp for Anevik på 253 574 kilo CO<sub>2</sub>-ekvivalenter når det står med fisk. Når vi kjenner energiforbruket for diesel og strøm over et år kan kilo CO<sub>2</sub>-ekvivalenter beregnes ved omregningsfaktorene fra GHG-protokollen (kapittel 6.3.).

Tabell 8: Årlig reduserte utslipp - Anevik

	<b>Energi [kWh]</b>	<b>Energi [kJ]</b>	<b>Kilo CO<sub>2</sub> - ekvivalenter</b>
<b>Diesel</b>	1 014 000	3 650 400 000	257 723
<b>Strøm</b>	296 400	1 067 040 000	4150
<b>Reduserte kilo CO<sub>2</sub> ekvivalenter</b>			253 574

**Resultat:**

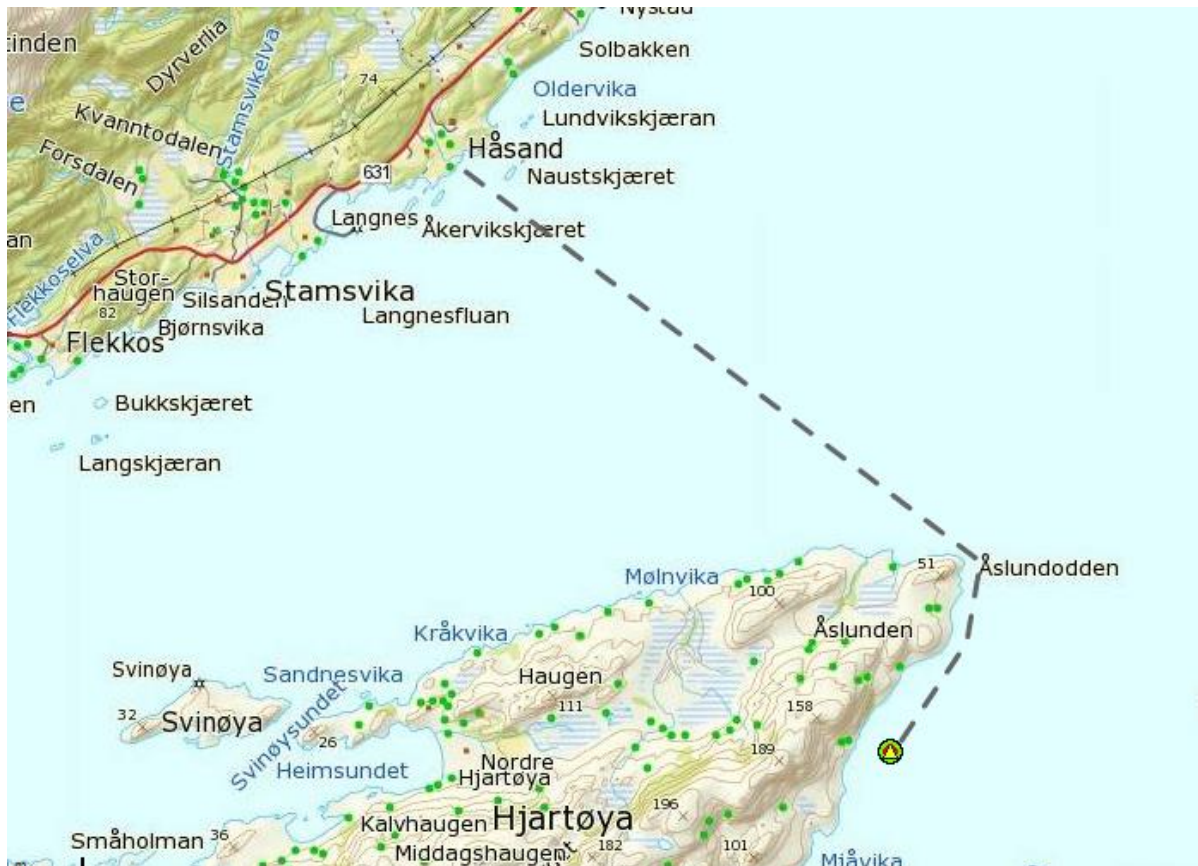
Resultatene i den økonomiske analysen viser at nåverdien blir beregnet til 1 938 000 kr med en kalkulasjonsrente på 10 % og en kontantstrøm over 20 år. Dette gir en internrente på 15,7 % som er over avkastningskravet på 10 %. Positiv nåverdi og internrente over avkastningskravet gjør investeringen økonomisk lønnsom.

Tabell 9: Økonomisk analyse - Anevik

<b>Nåverdi</b>	1 938 000 kr
<b>Nominell tilbakebetalingstid</b>	7 år
<b>Internrente</b>	15,7 %

**Hjartøy**

Hjartøy, ligger i Mjåvika utenfor Hjartøy i Steigen kommune (figur 22). Hjartøy har vært i drift siden 2006, og har en MTB på 5 400 og en produksjon på rundt 7 700 tonn.



Figur 22: Avstand fra Hjartøy til nærmeste kraftnett er på rundt 6 km

**Investeringskostnader:** Lokaliteten ligger 6 km fra Mølnvika hvor Nord Salten kraft har 22 kV kraftnett. Sjøkabler må legges rundt øya og avstanden på over 6 km. tilsier at man må opp på høyspenning i kablene for å redusere  $P_{tap}$ . Det er beregnet å måtte legge 500 meter kabler på land. Tabell 10 viser at det vil være en samlet investeringskostnad på litt over 7 millioner.

Tabell 10: Investeringskostnader - Hjartøy

Spenningsnivå/avstand	
<b>22 kV / 6 km</b>	6 000 000 kr
<b>1000 V / 500 m</b>	720 610 kr
<b>Estimat kostnad fremføring 22 kV</b>	500 000 kr
<b>Sum investering</b>	7 220 610 kr

**Reduserte kostnader:** Hjartøy kan stå med fisk hvert år. Gitt en produksjon på 7700 tonn og historiske energipriser, er årlig reduserte kostnader beregnet i tabell 11. .

Tabell 11: Årlig reduserte kostnader - Hjartøy

<b>Månedlig dieselkostnad</b>	86 054 kr
<b>Månedlig strømkostnad</b>	17 801 kr
<b>Månedlig reduserte kostnader (strøm vs. diesel)</b>	68 253 kr
<b>Årlig reduserte kostnader</b>	819 041 kr

Tabell 12 viser beregnet reduksjon av kilo CO<sub>2</sub>-ekvivalenter ved omregningsfaktorene fra GHG-protokollen (kapittel 6.3.). Bytting fra diesel til landstrøm gir årlig reduserte utslipp på 271 427 kilo CO<sub>2</sub>-ekvivalenter.

Tabell 12: Årlig reduserte utslipp - Hjartøy

	Energi [kWh]	Energi [kJ]	Kilo CO <sub>2</sub> ekvivalenter
<b>Diesel</b>	1 085 000	3 907 440 000	275 870
<b>Strøm</b>	317 400	1 142 640 000	4 444
<b>Reduserte kilo CO<sub>2</sub> ekvivalenter</b>			271 427

**Resultat:**

Tabell 13 viser at nåverdien for investeringen på Hjartøy blir beregnet til 848 000 kr. med en kalkulasjonsrente på 10 % og en kontantstrøm over 20 år. Dette gir en internrente på 11,4 % som er over avkastningskravet på 10 %. Positiv nåverdi og internrente over avkastningskravet gjør investeringen økonomisk lønnsom.

Tabell 13: Økonomisk analyse - Hjartøy

<b>Nåverdi</b>	848 000 kr
<b>Nominell tilbakebetalingstid</b>	9 år
<b>Internrente</b>	11,4 %

**Slettnesfjord**

Slettnes ligger i Slettnesfjorden på Sørøya i Hammerfest kommune. Lokaliteten har vært i drift siden 2012. Slettnes har en MTB på 5400 og produksjon på 7000 tonn. Figur 23 viser at Slettnesfjord ligger kort fra kraftnettet.



Figur 23: Avstand fra Slettnesfjorden inn til kraftnettet på land er 900 meter

**Investeringskostnader:** Hammerfest Energi AS har 22 kV linjer på land. Det er gitt et anslag for investeringskostnader for elektrifisering av et eksternt firma hvor man anslår 900 meter sjøkabler til land og kun påkostning for kobling til lokalt e-verk. Tabell 14 viser en samlet investering på litt over 1,3 millioner, og dette er den lokaliteten med lavest investeringskostnader.

Tabell 14: Investeringskostnader - Slettnes

<b>Spenningsnivå/avstand</b>	
<b>1000 V / 900 m</b>	1 027 826 kr
<b>Kostnad fremføring til lokalt e-verk</b>	330 000 kr
<b>Sum investering</b>	1 357 836 kr

Slettnes kan stå med fisk hvert år. Tabell 15 viser at gitt en «innhøstet netto biomasse» på 7000 tonn og historiske energipriser er årlig reduserte kostnader beregnet til 765 244 kr.

Tabell 15: Årlig reduserte kostnader - Slettnes

<b>Månedlig dieselkostnad</b>	80 393 kr
<b>Månedlig strømkostnad</b>	16 623 kr
<b>Månedlig reduserte kostnader (strøm vs. diesel)</b>	63 770 kr
<b>Årlig reduserte kostnader</b>	765 244 kr

I tabell 16 beregnes årlig reduserte kilo CO<sub>2</sub>-ekvivalenter til 253 574 når man går fra diesel til landstrøm.

Tabell 16: Årlig reduserte utslipp - Slettnes

	<b>Energi [kWh]</b>	<b>Energi [kJ]</b>	<b>Kilo CO<sub>2</sub>- ekvivalenter</b>
<b>Diesel</b>	1 014 000	3 650 400 000	257 723
<b>Strøm</b>	296 400	1 067 040 000	4 150
<b>Reduserte kilo CO<sub>2</sub> - ekvivalenter</b>			253 574

**Resultat:**

Tabell 17 viser at nåverdien blir beregnet til 6 181 000 kr med en kalkulasjonsrente på 10 %. Slettnes er den lokaliteten som har høyest nåverdi og internrente (56,4 %), og investeringen vil tilbakebetales på 2 år.

Tabell 17: Økonomisk analyse - Slettnes

<b>Nåverdi</b>	6 181 000 kr
<b>Nominell tilbakebetalingstid</b>	2 år
<b>Internrente</b>	56,4 %

### 7.3 RESULTAT FOR ALLE LOKALITETER

Det er foretatt en analyse på alle lokalitetene som har aggregat som energikilde. Investeringskostnader, reduserte driftskostnader, reduserte utslipp og økonomisk analyse er oppsummert i tabellen rangert etter nåverdi. Vedlegg C og D viser eksempel på utregninger og økonomisk analyse.

Beregninger av investeringskostnader og reduserte kostnader blir gjort på alle lokalitetene og dette legges inn i en kontantstrøm for å beregne nåverdi, tilbakebetaling og internrente.

#### *Nordland*

Tabell 18 viser resultatene for den økonomiske analysen og reduserte utslipp for omlegging til landstrøm på alle lokalitetene for Nordland. Den viser at for 9 av de 12 lokalitetene gir investeringen positiv nåverdi. Ånderbakk, Hjartøy og Gammelveggen har høye investeringskostnader på over 5 millioner, men det er kun Ånderbakk og Gammelveggen som gir negativ nåverdi. Hjartøy er den eneste av disse tre lokalitetene som kan stå med fisk hvert år, og har derfor en høyere kontantstrøm og positiv nåverdi. I tillegg gir høyere MTB og produksjon større årlige kostnadsbesparelser.

Tabell 18: Lønnsomhet av omlegging til landstrøm på lokaliteter i Nordland rangert fra høyest til lavest nåverdi

Lokaliteter Nordland	Nåverdi [NOK]	Investerings kostnader [NOK]	Nominell tilbakebet alingstid [år]	Internrente [%]	Årlig reduerte utslipp [kilo CO <sub>2</sub> -ekv.]
<b>Pundsvik</b>	4 782 000	2 000 000	3 år	34,6 %	228 069
<b>Oksøy<sup>3</sup></b>	3 938 000	1 500 000	3 år	36,1 %	253 574
<b>Børøya</b>	3 767 000	1 500 000	3 år	35,8 %	213 048
<b>Gisløy</b>	3 646 000	2 000 000	4 år	28,9 %	189 811
<b>Vinkfjorden<sup>2</sup></b>	2 795 000	1 500 000	4 år	28,6 %	189 811
<b>Veggfjell</b>	2 130 000	4 500 000	7 år	15,3 %	222 968
<b>Anevik<sup>3</sup></b>	1 938 000	3 500 000	7 år	15,7 %	253 574
<b>Hjartøy</b>	848 000	7 220 610	9 år	11,4 %	271 427
<b>Martnesvik<sup>4</sup></b>	524 000	4 000 000	10 år	11,4 %	202 564
<b>Gammelveggen</b>	-33 000	5 300 000	10 år	9,9 %	177 059
<b>Flehammer<sup>2</sup></b>	-433 000	4 500 000	12 år	8,9 %	177 059
<b>Ånderbakk<sup>4</sup></b>	-4 205 000	8 700 000	-	3,5 %	189 811

### ***Finnmark***

Tabell 19 viser resultatene fra den økonomiske analysen for lokalitetene i Finnmark. Omlegging fra diesellaggregat til landstrøm gitt positiv nåverdi for 11 av de 14 lokalitetene. Det er gitt budsjettert pris for elektrifisering av 8 lokaliteter. Olderfjord, Hundbergan og Storholmen får negativ nåverdi. Olderfjord og Storholmen har en høy samlet kostnad for investeringen, men denne blir i analysen fordelt likt mellom dem.

<sup>2</sup> Vinkfjorden og Flehammer kan ikke stå med fisk til samme tid da avstanden mellom lokalitetene er for kort.

<sup>3</sup> Anevik og Oksøy kan ikke stå med fisk til sammen tid da avstanden mellom de er for kort.

<sup>4</sup> Martnesvik og Ånderbakk (ny lokalitet) kan ikke stå med fisk til samme tid da avstanden mellom er for kort.

Tabell 19: Lønnsomhet av omlegging til landstrøm på lokaliteter i Finnmark rangert fra høyest til lavest nåverdi

Lokaliteter Finnmark	Nåverdi [NOK]	Investerings kostnader [NOK]	Nominell tilbakebeta lingstid	Internrente	Årlig reduserte utslipp [kilo CO <sub>2</sub> -ekv.]
Slettnes	6 181 000	1 357 826*	2 år	56,4 %	253 574
Nordnes <sup>7</sup>	5 329 000	2 421 962*	4 år	32,7 %	260 715
Skinnstakkvika <sup>5</sup>	4 236 000	1 788 807*	3 år	34,4 %	202 564
Ytre koven	4 137 000	1 508 750*	3 år	38,1 %	189 811
Hamnefjord	3 646 000	2 000 000	4 år	28,9 %	189 811
Marøy	3 646 000	2 000 000	4 år	28,9 %	189 811
Kirkeneset	3 389 000	1 500 000	4 år	33,3 %	164 307
Toknebuktnes	2 646 000	3 000 000	6 år	19,5 %	189 811
Kråkevik <sup>7</sup>	2 691 000	2 954 912*	6 år	19,8 %	189 811
Jernelva <sup>6</sup>	2 190 000	1 500 000	5 år	24,4 %	177 059
Husfjord	138 000	5 886 688*	10 år	10,3 %	194 889
Storholmen <sup>78</sup>	-61 000	6 105 739*	10 år	9,9 %	194 889
Hundbergan	-1 097 000	7 500 000	12 år	8,2 %	209 886
Olderfjord <sup>78</sup>	-2 110 000	6 605 738*	17 år	5,7 %	158 894

\*Investeringskostnadene er budsjettpris fra et eksternt selskap for å legge om til landstrøm

<sup>5</sup> Elevevika er tvilling med Skinnstakkvika. All fisk settes ut på Skinnstakkvika, halvveis i produksjon flyttes deler av generasjonen til Elvevika. Elvevika bruker batteri som energikilde

<sup>6</sup> Jernelva er tvilling med Komagnes. All fisk settes ut på Komagnes, før deler av generasjonen flyttes til Jernelva halvveis i produksjon. Komagnes er en av lokalitetene som allerede er koblet til landstrøm

<sup>7</sup> Olderfjord er tvilling med Storholmen. All fisk settes ut på Storholmen, før deler av generasjonen flyttes til Olderfjord halvveis i produksjon

<sup>8</sup> Prisen for investeringen for Olderfjord/Storholmen og Nordnes/Kråkevik er gitt at begge lokalitetene elektrifiseres



Summen for å legge om til landstrøm på alle 12 anleggene i Nordland er samlet på 46 020 610 kroner, mens det er en samlet kostnad på 45 590 213 kroner for 14 anlegg i Finnmark. For alle 26 anleggene blir det en sum 91 610 823 kroner. Det er ekstra høye investeringskostnader på enkelte anlegg som ligger langt fra kraftnettet. Dette øker samlet kostnad for alle anleggene. Hvis det er fisk på alle lokalitetene gir det et samlet redusert utslipp på nesten 5 millioner kilo CO<sub>2</sub>-ekvivalenter.

#### ***Følsomhetsanalyse – Hjartøy***

Følsomhetsanalysen sier noe om hvor følsomt resultatet er for endringene i de ulike variablene. Det er tidligere nevnt at det er stor usikkerhet knyttet til diesel og strømpriser. Disse prisene er i beregningene basert på historiske priser fra 2010-2015 som var 10,18 kr/liter og 0,673 kr/kWh. I følsomhetsanalysen justeres prisene, investeringskostnader og produksjon opp og ned 10 % og 20 %. Det er valgt å gjøre følsomhetsanalysen på Hjartøy fordi den i beregningene har en konstant kontantstrøm og en stor produksjon på 7700 tonn. Siden produksjonen har stor betydning for energiforbruket, er også den justert opp og ned 10 % og 20 % for å se hvordan det påvirker resultatet. Tabell 21 viser resultatene for å justere investeringskostnadene opp og ned 10 % og 20 %.

Resultatene for Hjartøy kan overføres til de andre anleggene fordi endringene vil påvirke nåverdi og internrenten i samme retning. Tabell 20 viser hvordan kontantstrømmen, nåverdi og internrenten endres hvis en av variablene økes eller reduseres. Når dieselprisene øker vil det gi høyere kontantstrøm og dermed høyere nåverdi og internrente. Det samme skjer ved reduksjon av strømprisene. 10,18 kr/liter omregnet til kWh er 0,95 kr/kWh. Det vil derfor gi en større endring i nåverdi og internrente ved økte eller reduserte dieselpriser, enn strømpriser. Energiforbruket er i stor grad styrt av produksjon. Resultatene viser at så økt produksjon gir høyere nåverdi og internrente, mens lavere produksjon reduserer de.

Tabell 20: Resultat fra følsomhetsanalysen på produksjon, strøm - og dieselpriser

	<b>Årlig reduserte kostnader [NOK]</b>	<b>Nåverdi [NOK]</b>	<b>Intern- rente [%]</b>
<b>Basis forutsetningene</b>	819 041	848 000	11,4 %
<b>10 % økte dieselpriser</b>	922 509	907 000	11,5 %
<b>20 % økte dieselpriser</b>	1 025 977	965 000	11,6 %
<b>10 % reduserte dieselpriser</b>	715 573	790 000	11,3 %
<b>20 % reduserte dieselpriser</b>	612 105	731 000	11,2 %
<b>10 % økte strømpriser</b>	797 776	836 000	11,4 %
<b>20 % økte strømpriser</b>	776 192	824 000	11,3 %
<b>10 % reduserte strømpriser</b>	840 307	860 000	11,4 %
<b>20 % reduserte strømpriser</b>	861 890	872 000	11,4 %
<b>10 % økt produksjon</b>	878 218	881 000	11,4 %
<b>20 % økt produksjon</b>	937 395	915 000	11,5 %
<b>10 % lavere produksjon</b>	759 865	815 000	11,3 %
<b>20 % lavere produksjon</b>	700 688	781 000	11,3 %

Resultatene av følsomhetsanalysen for investeringskostnadene framkommer i tabell 21, og viser at nåverdien og internrenten er følsomme ovenfor endringer i investeringskostnadene. 20 % økning i investeringskostnader gir negativ nåverdi og internrente lavere enn avkastningskravet.

Tabell 21: Resultat fra følsomhetsanalysen for investeringskostnadene

	<b>Investeringskostnader [NOK]</b>	<b>Nåverdi [NOK]</b>	<b>Intern- rente [%]</b>
<b>Budsjettert investering</b>	7 220 610	891 000	11,4 %
<b>10 % økte investeringskostnader</b>	7 943 100	125 000	10,2 %
<b>20 % økte investeringskostnader</b>	8 665 200	-597 000	9,2 %
<b>10 % reduserte investeringskostnader</b>	6 498 900	1 570 000	12,8 %
<b>20 % reduserte investeringskostnader</b>	5 776 800	2 292 000	14,5 %

Av resultatene i tabell 20 ser vi at lønnsomhetsmålet er robust i forhold til moderate pris og produksjonsendringer, mens tabell 21 illustrerer betydningen av å ha mest mulig nøyaktige og realistiske anslag på investeringskostnadene.

## 7.4 DISKUSJON

Følsomhetsanalysen viser at endringer i investeringskostnadene påvirker resultatet. På Hjartøy gir det negativ nåverdi når investeringskostnadene øker med 20 %. De budsjetterte kostnadene bør være mest mulig nøyaktige. Det er ikke uvanlig at faktiske investeringskostnader overstiger de budsjetterte kostnadene og dette kan gi store utslag for resultatet. I denne oppgaven vil det være de anleggene hvor det foreligger budsjettert pris på utbyggingen som gir de mest realistiske resultatene. Investeringskostnadene er ellers beregnet fra målt avstand på kart, og det kan være lokaliteter som vil avvike fra slike estimerte investeringskostnader. Samtidig viser budsjetterte priser at kostnader per kilometer kabel kan reduseres for lokaliteter som kan dele på kabelen et stykke ut. Dette kan være løsningen for lokaliteter som ligger nærme hverandre.

MTB og produksjon på lokaliteter kan endres og dette vil påvirke kontantstrømmen. Den største endringen vil være hvis flere av lokalitetene som er justert for å stå uten fisk hvert annet år, kan stå med produksjon oftere. Det at alle lokalitetene kan stå med fisk samme år er en forenkling for beregningene. I dag er det flere begrensede faktorer som gjør at dette ikke er mulig. Antall flåter, kapasiteten på settefiskanlegg og slakteri vil få stor betydning for hvor mange anlegg som er i drift hvert år.

Reduksjon av utslipp er beregnet i kilo CO<sub>2</sub>-ekvivalenter og rapporteres gjennom GHG-protokollen. Det er kjent at produksjon av fôrproduksjonen står for en stor del av samlet utslipp fra næringen. I kapittel 2.3 (figur 2) blir det oppgitt at det er beregnet et utslipp på 2,9 kilo CO<sub>2</sub>-ekvivalenter for produksjon av et kilo spiselig produkt. Cermaq regner at 83 % av produsert laks er spiselig produkt. Produksjon på 7000 tonn, gir da 5810 tonn spiselig produkt. Dette gir et samlet utslipp på 16 849 000 kilo CO<sub>2</sub>-ekvivalenter. Det betyr at årlig redusert utslipp for å bytte til landstrøm (for gitt produserte laks) utgjør 1,5 % av samlet utslipp. Likevel er signaleffekten av elektrifisering stor. Det viser at man ønsker å forbedre og redusere utslipp i alle ledd av produksjonen. Det kan være viktig å foreta investeringen basert på signaleffekten, selv om andelen CO<sub>2</sub>-ekvivalenter har større potensial for reduksjon i andre deler av verdikjeden. Det er fôret som står for det største CO<sub>2</sub>-utslippet i næringen.

Det vil som tidligere nevnt være flere faktorer i analysen som ikke er målbare, men som kan få stor betydning for den endelige beslutningen. Det er beregnet at lokaliteten skal ha konsesjon og produksjon i lang tid framover, men det kan endre seg. Enkelte faktorer er vanskelig å vurdere fordi selskapet ikke har innflytelse på dem. Det kan være regelendring,

sykdommer eller lignende som gjør at lokaliteter må flyttes. Faktorer som kan tas med i vurderingene er konsesjoner og logistikk.

## 8 OPPSUMMERING - KONKLUSJON

---

Hver hoveddel av oppgaven inneholder resultater og diskusjon, men som oppsummering gjengis her de viktigste resultatene og konklusjonene for problemstillingene.

- Hvilke fornybare energikilder kan benyttes ved Cermaq's sjølokaliteter?

Svaret er basert på en teoretisk gjennomgang av de fornybare energikildene. Dette viser at de aktuelle fornybare energikildene fortsatt er i startfasen, og at mye gjenstår før de kan utkonkurrere diesellaggregat eller landstrøm. Biodiesel er vurdert, men det leveres ikke til lokalitetene i dag. Vind, sol og bølgeenergi er alle tre energikilder som ikke er forutsigbare. Det er mange tidevann -og bølgekraft prosjekter på papiret, men de er fortsatt under utvikling og mye gjenstår. Den største teknologiske barrieren er påkjenningen installasjonen utsettes for. Utvikling av bølgekraft er kapitalkrevende og må finansieres av aktører i energibransjen. Både sol og offshore vindkraft har kommet lengre på materialutvikling og virkningsgrad. Pris på solenergi er redusert de siste årene, men Nord-Norge har utfordringer på vinteren da det tidvis ikke er sol. Offshore vind er kostbart og selskaper som satser på området bygger ut i andre land, nettopp fordi denne energien ikke kan konkurrere med prisen på vannkraft. Utvikling av batteri og energilagring, som kan lagre store mengder energi uten tap, kan gi større muligheter for fornybare kilder. Problemet for mange av teknologiene er nettopp at de ikke er konkurransedyktige med dagens strømpriser. Vannkraft er en miljøvennlig og fornybar energikilde. I Norge kommer 96,7 % av elkraften fra vannkraft og sjansen for at den er importert fra gasskraftverk og andre varmekilder er liten. Det betyr at elektrisiteten i Norge i stor grad kan betegnes som en fornybar energikilde, men det er ingen garanti for at elektrisitet ikke er importert kullkraft fra Europa.

Det er mange pilotprosjekter innen de ulike fornybare kildene. Flere stoppes før de kommer til utbyggingsfasen eller de havarer på et tidlig stadium. Gjennomgangen viser at alternative fornybare energikilder må videreutvikles av produsentene og industrien før det vil være hensiktsmessig for Cermaq å ta de i bruk.

- Kartlegge dagens energibehov på fôringsflåtene og mulige tiltak for energieffektivisering

Energibehovet på fôringsflåtene er identifisert og det viser at fôringsanlegget er den mest energikrevende installasjonen. Anevik har et estimert årlig energibehov på 379 600 kWh ved produksjon på 7000 tonn. 65 % av energibehovet (248 200 kWh) for den gitte produksjonen, går til fôringsanlegget. Observasjonene og avlesningene ble foretatt på den nyeste flåten til Cermaq (2015). Energibehovet varierer i stor grad med produksjonen og det betyr at størrelsen på lokaliteten er avgjørende. Det er per i dag ikke aktuelt å endre fôringsrutinene, men det vil være mye å hente på utvikling av nye og mindre energikrevende fôringsløsninger. Energiforbruket ved landstrøm er ca. 30 % av energiforbruket fra diesel på grunn av virkningsgraden til dieselaggregatet. Aggregat som i lange perioder går med lav last har redusert virkningsgrad og forbruket av diesel øker ytterligere. Dieselforbruket kan reduseres ved å optimalisere driften av aggregatene og kombinere med batteribanker. Effektbehovet er mye mindre når fôringsanlegget er slått av, og et mindre aggregat eller en batteribank kan overta driften når lasten er liten. Per i dag er det ikke alle lokaliteter som benytter undervannslys, men ved å bytte til LED-løsninger, kan lasten fra undervannslisene reduseres fra 2 kW til 0,4 kW per merd (90–120 meter). Varmepumpe kan redusere energibehovet til oppvarming ved å utnytte varmen i sjøvannet. LED-belysning inne på flåtene kan gi energibesparelsene for belysning med opptil 80 %.

- Hvilke av Cermaq's lokaliteter vil ha størst utbytte av omlegging fra dieselaggregat til landstrøm i forhold til utslipp og kostnader?

Omlegging fra dieselaggregat til landstrøm viser seg å være lønnsomt for de fleste av lokalitetene som ble undersøkt. Av Cermaq's lokaliteter er det Slettnes i Finnmark som har klart høyest nåverdi på 6 181 000 kr og en internrente på 56,4 %. Dette er også den lokaliteten med lavest investeringskostnader (1 357 826). De tre lokalitetene i Nordland med høyest nåverdi er Pundsvik (4 782 000), Oksøy (3 938 000) og Børøya (3 767 000). For Finnmark er det Slettnes (6 181 000), Nordnes (5 329 000) og Skinnstakkvika (4 236 000) som har de høyeste nåverdiene. For 20 av de 26 undersøkte lokalitetene finner vi en positiv nåverdi og en internrente over 10 %. 17 av anleggene har en beregnet internrente over 15 %. Ånderbakk kommer dårligst ut med en internrente på 3,4 % noe som fortsatt er over dagens lånerenter.

Investeringskostnadene til landstrøm går fra i overkant av 1 million til over 8 millioner for de ulike lokalitetene. Reduksjonen i driftskostnader øker med MTB og produksjonen. De største lokalitetene med produksjon på 7000 tonn har en årlig reduksjon i driftskostnader på 765 244 kr ved å bytte fra dieselaggregat til landstrøm. Beregningene viser at den faste årlige besparelsen er på 227 273 kr (uavhengig av produksjon), mens den variable er på 76,9 kr per tonn produsert. Når dette legges inn i kontantstrømmen kan man beregne nåverdi for prosjektene. Følsomhetsanalysen tyder på at konklusjonen om lønnsomhet er robust, men at endringer i estimerte investeringskostnader vil ha størst betydning for resultatene. Samtidig er det gjort rede for utelatte forhold og forenklinger i beregningene, noe som også vil være av betydning når konkrete omlegginger skal bestemmes.

Omlegging fra dieselaggregat til landstrøm gir en årlig reduksjon på 253 574 kilo CO<sub>2</sub>-ekvivalenter på en lokalitet med produksjon på 7000 tonn. Et kilo spiselig produkt gir et utslipp på 2,9 kilo CO<sub>2</sub>-ekvivalenter (figur 2) for hele produksjonen. Det gir et samlet utslipp på 16 849 000 kilo CO<sub>2</sub>-ekvivalenter (5810 tonn). Dette viser en andel på 1,5 % årlig reduserte utslipp fra matfiskproduksjon, som er lite i det store bildet. Det er likevel en viktig signaleffekt som viser at næringen har et ønske om å redusere utslipp i alle ledd av produksjonen.



## LITTERAURLISTE

---

- Aaron, M. (2014). *How AHI Batteries Can Reduce Diesel Consumption in Microgrids*: AQUION ENERGY. Tilgjengelig fra: <http://blog.aquionenergy.com/how-ahi-batteries-can-reduce-diesel-consumption-in-microgrids> (lest 15.02.2016).
- AquaDome. (2014). *AquaDome*. Tilgjengelig fra: <http://www.mscaqua.no/index.html> (lest 30.04.2016).
- Aquagroup. (2015a). *Feed Systems*. Tilgjengelig fra: <http://www.akvagroup.com/products/cage-farming-aquaculture/feed-systems> (lest 30.04.2016).
- Aquagroup. (2015b). *Installasjons-og vedlikeholdsmanual - Idema Undervannsløys*: Aquagroup. Tilgjengelig fra: <http://www.akvagroup.com/products/user%20manuals/archive%20user%20manuals/NO%20Undervannsløys%20Installasjons-%20og%20vedlikeholdsmanual.pdf> (lest 20.03.2016).
- Bere, E., Lillehaug, O. & Skåravik, M. (2012). *Energilagring I bølgekraftverk*. Upublisert manuskript.
- Bergh, Ø., Boxaspen, K., Lorentzen, T., Nylund, A., Ottem, K. & Sundby, S. (2007). Klimaendringer-konsekvenser for akvakultur i Norge.
- Braaten, B., Lange, G. & Bergheim, A. (2010). Vurdering av nye tekniske løsninger for å redusere utslippene fra fiskeoppdrett til sjø, Rapport IRIS - 2010/134.
- Brantenberg, K. *Prinsippskisse for solcelle*. Tilgjengelig fra: <http://www.fornybar.no/solenergi/teknologi> (lest 30.04.2016).
- Bredesen, I. (2011). *Investering og finansiering*. Oslo: Gyldendal Norsk forlag AS.
- Cermaq. (2015). *Fish Farming*. Tilgjengelig fra: <http://www.cermaq.com/wps/wcm/connect/cermaqen/home/about+us/business+areas/fishfarming> (lest 02.02.2016).
- Ellingsen, H. & Aanonsen, S. A. (2006). Environmental impacts of wild caught cod and farmed Salmon—a comparison with chicken (7 pp). *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 11 (1): 60-65.
- Ellingsen, H., Olaussen, J. O. & Utne, I. B. (2009). Environmental analysis of the Norwegian fishery and aquaculture industry—A preliminary study focusing on farmed salmon. *Marine Policy*, 33 (3): 479-488.
- Fiskeridirektoratet. (2009). *Fiskeridirektoratets kartløsning*. Tilgjengelig fra: <http://kart.fiskeridir.no/default.aspx?gui=1&lang=2> (lest 03.03.2016).
- Fiskeridirektoratet. (2016a). *Biomasse*. Tilgjengelig fra: <http://www.fiskeridir.no/Akvakultur/Drift-og-tilsyn/Biomasse> (lest 03.04.2016).
- Fiskeridirektoratet. (2016b). *Rømmingsstatistikk*. Tilgjengelig fra: <http://www.fiskeridir.no/Akvakultur/Statistikk-akvakultur/Roemningsstatistikk> (lest 22.02.2016).
- Fixdal, J. (2012). *Fremtidens lakseoppdrett*, 01/2012. Oslo: Teknologirådet. 83 s.
- Fluemill. (2012). *Arkimedes skru*. Tilgjengelig fra: [http://www.fluemill.com/The\\_Technology/content-1.html](http://www.fluemill.com/The_Technology/content-1.html) (lest 01.02.2016).
- Fröberg, E. (2006). *Current Power Resource Assessment: A study of selected sites in Sweden and Norway*. Upublisert manuskript.
- G.H.P. *Fagverksfundament*: Garrad Hassan and Partners Ltd. Tilgjengelig fra: <http://www.wind-energy-the-facts.org/offshore-support-structures.html> (lest 30.04.2016).

- G.H.P. *Monopile*. Garrad Hassan and Partners Ltd: Wind Energy. Tilgjengelig fra: <http://www.wind-energy-the-facts.org/offshore-support-structures.html> (lest 30.04.2016).
- Gebauer, R. (2004). Mesophilic anaerobic treatment of sludge from saline fish farm effluents with biogas production. *Bioresource Technology*, 93 (2): 155-167.
- Giskeødegård, R. (2007). Diodelys er fremtiden. *Havbruk- en næring i vekst*. Oslo. 4 s.
- Green, M. A., Emery, K., Hishikawa, Y., Warta, W. & Dunlop, E. D. (2015). Solar cell efficiency tables (Version 45). *Progress in photovoltaics: research and applications*, 23 (1): 1-9.
- GSI. (2015a). *Carbon Footprint*. Tilgjengelig fra: <http://globalsalmoninitiative.org/sustainability-report/> (lest 30.04.2016).
- GSI. (2015b). *Feed Conversion Ratio*. Tilgjengelig fra: <http://globalsalmoninitiative.org/sustainability-report/> (lest 30.04.2016).
- Gunnes, S. & Almås, H. (2014). Forbruk av drivstoff og utslipp av CO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub> i bygg- og anleggsbransjen.
- Halvorsen, K. W., Eger, K. M., Flatlandsmo, I., Ovesen, S., Solvoll, G. & Hanssen, T. E. S. (2013). Sektoranalyse av fornybar energi i Nord-Norge: Nærings- og handelsdepartementet. 209 s.
- Halvorsen, U. M., Bernhard, P., Salvesen, F., Bugge, L., Andresen, I. & Simonsen, I. (2011). Solenergi i Norge. Oslo: Sintef. 77 s.
- Handeland, S. O., Imsland, A. K. & Stefansson, S. O. (2008). The effect of temperature and fish size on growth, feed intake, food conversion efficiency and stomach evacuation rate of Atlantic salmon post-smolts. *Aquaculture*, 283 (1–4): 36-42.
- Hatlen, L. M. & Aarrestad, K. K. (2015). Energi- og vannressurser i Norge. Oslo: Olje - og energidepartementet. 85 s.
- HaugeAqua. (2016). *Hauge Aqua*. Tilgjengelig fra: <http://www.intrafish.com/news/article1432712.ece> (lest 30.01.2016).
- Heide, J. A.-R. (2011). *LED for vei-og gatebelysning*. Masteroppgave: NTNU, Institutt for elkraftteknikk. 90 s.
- Henfridsson, U., Neimane, V., Strand, K., Kapper, R., Bernhoff, H., Danielsson, O., Leijon, M., Sundberg, J., Thorburn, K., Ericsson, E., et al. (2007). Wave energy potential in the Baltic Sea and the Danish part of the North Sea, with reflections on the Skagerrak. *Renewable Energy*, 32 (12): 2069-2084.
- HIMOINSA. (2016). *Himoinsa-the energy*: Himoinsa. Tilgjengelig fra: [http://www.himoinsa.com/data/EN/HFW-100-T5-\(FPT\\_IVECO\\_N45-TE2F\)-\[Open-Skid-K4\]-EN.pdf](http://www.himoinsa.com/data/EN/HFW-100-T5-(FPT_IVECO_N45-TE2F)-[Open-Skid-K4]-EN.pdf) (lest 20.03.2016).
- Hindar, J. (2015). *How Cermaq is impacted by climate - and what the company does to meet these changes*. Klimamarine 2015.
- Ho, A. & Pineda, I. (2015). Wind energy scenarios for 2030. *Wind energy scenarios for 2030*: European Wind Energy Association. 7 s.
- Holmengen, N. (2008). Biodrivstoff-et omstridt miljøtiltak: biodrivstoff i Norge og Europa. *Statistisk sentralbyrå*, 4/2008.
- Holtmark, B. (2010). Virkningene på klimagassutslipp ved økt bruk av biodrivstoff- en litteraturgjennomgang, Rapport 44/2010. Oslo-Kongsvinger. 28 s.
- Honsberg, C. & Bowden, S. *doping*. pveducation. Tilgjengelig fra: [www.pveducation.org/pvcdrom/pn-junction/doping](http://www.pveducation.org/pvcdrom/pn-junction/doping) (lest 16.04.2016).
- Hovland, B. I., Skolebekken, J. A., Songe-Møller, V. & Ruyter, K. (2009). Veiledning for forskningsetikk og vitenskapelig vurdering av kvalitative forskningsprosjekt innen medisin og helsefag. *Veiledning for forskningsetikk og vitenskapelig vurdering av kvalitative forskningsprosjekt innen medisin og helsefag*. Oslo. 36 s.
- Ibrekk, H. & Braaten, B. (1989). Lenka. Lukket oppdrettsteknologi. Metode for typifisering av sjøområder, NIVA-rapport;2269. Norsk institutt for vannforskning. 47 s.

- IPCC. (2014). Climate Change 2014. *THE INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE*. Sveits: IPCC. 169 s.
- Iversen, A., Andreassen, O., Hermansen, Ø., Larsen, T. A. & Terjesen, B. F. (2013). Oppdrettsteknologi og konkurranseposisjon, Raoort 32/2013. Tromsø: Nofima. 50 s.
- Johannessen, M. (2011). *Er kostnads-/tidsestimat av prosjekter forventningsrette?* Masteroppgave: Universitetet i Stavanger, Det teknisk-naturvitenskapelig fakuletet.
- Khatib, H. (2012). IEA World Energy Outlook 2011—A comment. *Energy Policy*, 48: 737-743.
- Kristjansdottir, T. (2007). Offshore energiproduksjon - Status og sammendrag av muligheter, Rapport 10/2007. Oslo: Norges Naturnvernforbund. 27 s.
- Kusakana, K. & Vermaak, H. J. (2014). Hybrid diesel generator/renewable energy system performance modeling. *Renewable Energy*, 67: 97-102.
- Kuwahara, T., Nakaguchi, H., Kuroki, T. & Okubo, M. (2016). Continuous reduction of cyclic adsorbed and desorbed NOx in diesel emission using nonthermal plasma. *Journal of Hazardous Materials*, 308: 216-224.
- Lille-Mæhlum, J. (2013). *Indikatorer for sårbarhet og leveringspålitelighet i kraftnett*. Master of Science in Electric Power Engineering: NTNU, Institutt for elkraftteknikk. 116 s.
- M.C. (2015). *Marine Construction*. Tilgjengelig fra: <http://www.marineconstruction.com/default.asp?AID=28&ID=3&K=1> (lest 20.04.2016).
- Mattilsynet & Fiskedirektoratet. (2009). For store merder eller for mange fisk?: Fiskeri - og kystdepartementet. 59 s.
- Mørch Klev, J. & Enemark Bergersen, R. (2011). Summary report: Innovasjon og verdiskapning i nordisk marin sektor: Nordic Marine Innovation. 20 s.
- Nelson, R. & Lunde, O. (2012). Biogass fra nye biologiske råstoffkilder. *Biogass som drivstoff for busser*. Bergen. 67 s.
- Nexans. (2014). *Gråbok- Håndbok for industrikabel*. 34 s.
- Nielsen, K. (2012). Ocean Energy Technology Study, Technical Report No. 1. Danmark: The Alliance for Offshore Renewables. 67 s.
- Norewa. (2015). *Marine Harvest vil dra fordeler av bølgekraft*. Norewa. Tilgjengelig fra: <http://www.norwea.no/nyhetsarkiv/visning-nyheter/marine-harvest-vil-dra-fordeler-av-boelgekraft-.aspx?PID=1145&Action=1> (lest 20.02.2016).
- Nygård, P., Hojem, J. F., Hagman, R. & Bratland, A. (2007). Et veikart til Norges fremtidige løsninger. *Fra Biomasse til biodrivstoff* Trondheim/Oslo: PFI, ZERO, NoBio, TØI 53 s.
- Olsen, J. (2008). *Offshore vindkraft-Tekniske og økonomiske vurderinger for utbygging og tilkobling*. Master i energi og miljø: Norges tekniske-naturvitenskapelige universitet, Institutt for elkraftteknikk. 113 s.
- Olsen, L. M., Holmer, M. & Olsen, Y. (2008). Perspectives of nutrient emission from fish aquaculture in coastal waters : Literature review with evaluated state of knowledge. *Final report, The Fishery and Aquaculture Industry Research Fund*, FHF project no. 542014. 88 s.
- Oskarson, J. (2009). *Teknologiske Innovasjonssystemer: en casestudie av en norsk aktør innen bølgekraft*. Masteroppgave: Universitetet i Oslo, Senter for teknologi, Innovasjon og kultur, Det samfunnsvitenskapelig fakuletet. 79 s.
- Pelletier, N. & Tyedmers, P. (2007). Feeding farmed salmon: Is organic better? *Aquaculture*, 272 (1-4): 399-416.
- Pelletier, N., Tyedmers, P., Sonesson, U., Scholz, A., Ziegler, F., Flysjo, A., Kruse, S., Cancino, B. & Silverman, H. (2009). Not all salmon are created equal: life cycle assessment (LCA) of global salmon farming systems. *Environmental Science & Technology*, 43 (23): 8730-8736.

- Philiber, C. (2014). Technology Roadmap Solar Photovoltaic Energy. *Energy Technology Perspectives*. Frankrike: International Energy agency. 60 s.
- Postmyr, E., Lilleng, D., Thorvik, T., Stenevik, E., Fjærbu, R. J., Jarandsen, B., Syvertsen, E., Nilsen, M., Nybakke, K. & Koefoed, J. H. (2008). Interessekonflikter mellom næringer og mellom næringer og miljø. *Helhetlig forvaltningsplan for norskehavet - konsekvenser av samlet påvirkning*. Trondheim: Direktoratet for naturforvaltning. 36 s.
- Power, W. (2002). OWC. Tilgjengelig fra: [http://www.esru.strath.ac.uk/EandE/Web\\_sites/01-02/RE\\_info/wave%20power.htm](http://www.esru.strath.ac.uk/EandE/Web_sites/01-02/RE_info/wave%20power.htm) (lest 20.02.2016).
- Raadal, H. L., Schakenda, V. & Morken, J. (2008). Potensialstudie for biogass i Norge, OR 21.08. Oslo: Østfoldforskning AS and UMB. 55 s.
- Rosten, T. W., Ulgenes, Y., Henriksen, K., Terjesen, B. F., Biering, E. & Winther, U. (2011). Oppdrett av laks og ørret i lukkede anlegg-forprosjekt, A21169. Sluppen: Fiskeri - og havbruksnæringens forskningsfond. 76 s.
- Sandgren, J., J.F., H., Piementa de Miranda, W., Hamarsland, G. & Ibenholt, K. (2007). Potensial av havenergi i Norge, 154650-2007.1. Oslo: Enova. 233 s.
- Seabased. *Punkt absorbator*. Tilgjengelig fra: <http://www.seabased.com/en/technology/seabased-wave-energy> (lest 30.04.2016).
- SjømatNorge. (2016). Akvadata Måned. Trondheim: SjømatNorge. 15 s.
- Snyder, B. & Kaiser, M. J. (2009). Ecological and economic cost-benefit analysis of offshore wind energy. *Renewable Energy*, 34 (6): 1567-1578.
- Solvind. (2016). *Utsira - kjent fra vind-hydrogen prosjektet til Norsk Hydro*. Tilgjengelig fra: <http://www.solvind.com/vindprosjekter/utsira-1/> (lest 27.04.2016).
- SSB. (2015a). *Elektrisitetspriser*. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/statistikkbanken/selecttable/hovedtabellHjem.asp?KortNavnWeb=elektrisitet&CMSSubjectArea=energi-og-industri&checked=true> (lest 03.04.2016).
- SSB. (2015b). *Priser på drivstoff*. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/statistikkbanken/selecttable/hovedtabellHjem.asp?KortNavnWeb=petroleumsalg&CMSSubjectArea=energi-og-industri&checked=true> (lest 03.04.2016).
- SSB. (2016). *Eksport av laks*. Tilgjengelig fra: <http://www.ssb.no/utenriksokonomi/statistikker/laks/uke/2016-05-04> (lest 05.05.2016).
- Statkraft. (2009). *Vannkraft*: Statkraft. Tilgjengelig fra: [http://www.statkraft.no/globalassets/old-contains-the-old-folder-structure/documents/no/vannkraft-09-no\\_tcm10-4585.pdf](http://www.statkraft.no/globalassets/old-contains-the-old-folder-structure/documents/no/vannkraft-09-no_tcm10-4585.pdf) (lest 15.01.2016).
- Steen, R. (2015). En punktanalyse av nødstrømbereidskapen i utvalgte kommuner 2014. *Egenberedskap*, Rapport nr 103-2015. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat. 32 s.
- Sundin, H. & Ranganathan, J. (2002). Managing Business Greenhouse Gas Emissions: The Greenhouse Gas Protocol – A Strategic and Operational Tool. *Corporate Environmental Strategy*, 9 (2): 137-144.
- Taranger, G. (2005). Havbruk-en næring vekst, 143289/S40. Oslo: Norsk forskningsråd.
- Tipler, P. & Mosca, G. (2008). *Physics for Scientists and Engineers* b. Sixth edition. New York: W.H. Freeman and Company. 1412 s.
- Torrissen, O., Olsen, R. E., Toresen, R., Hemre, G. I., Tacon, A. G., Asche, F., Hardy, R. W. & Lall, S. (2011). Atlantic salmon (*Salmo salar*): the “super-chicken” of the sea? *Reviews in Fisheries Science*, 19 (3): 257-278.
- Total. (2015). *Elektrifisering av Martin Linge-feltet*: Total Norge. Tilgjengelig fra: <http://www.total.no/nb/elektrifisering-av-martin-linge-feltet> (lest 13.02.2016).

- Tryggestad, I. S. (2015). *Optimalisering av fjernvarme ved bruk av spillvarme fra industri og varmepumpe til fjernvarme*. Master. Trondheim: NTNU, Institutt for energi- og prosessteknikk. 152 s.
- Twidell, J. & Weir, T. (2006). *Renewable Energy Resources*. 2. utg. USA: Taylor & Francis. 599 s.
- UN. (2015). World Population Prospects The 2015 Revision. *Economic and social affairs*. New York: Department of Economic and Social Affairs. 66 s.
- W.B. (2007). Agriculture for Development. Washington DC: The World Bank. 386 s.
- Wiesenthal, T., Mourelaton, A., Petersen, J.-E. & Taylor, P. (2006). How much bioenergy can Europe produce without harming the environment? Danmark: European Environment Agency. 14 s.
- WindPowerOffshore. (2015). *Statoil*. Tilgjengelig fra: <http://www.windpoweroffshore.com/article/1374435/statoil-selects-anchor-contract-hywind-scotland> (lest 30.04.2016).

## VEDLEGG

## VEDLEGG A – Oppsummering lokalteter Nordland

Lokalitet	MTB [tonn]	Produksjon [tonn]	Investerings kostnader [NOK]	Redusert årlige kostnader [NOK]	Redusert årlige utslipp [kg CO2 ekvivalenter]	Nåverdi (’000)	Internrente [%]	Diskontert tilbakebeta- ling [år]	Nominell tilbakebetaling [år]
Anevik	5400	7000	3 500 000	765 244	253 574	1938	15,7	13	7
Oksoy	5400	7000	1 500 000	765 244	253 574	3938	36,1	4	3
Hjartøy	5400	7700	7 220 610	819 041	271 427	848	11,4	-	9
Martnesvika	5400	5000	4 000 000	611 538	202 564	524	11,4	-	10
Anderbakk	3900	4500	8 500 000	573 112	189 811	-4205	3,5	-	-
Vinkfjorden	3600	4500	1 500 000	573 112	189 811	2795	28,6	5	4
Flehammer	3120	4000	4 500 000	534 685	177 059	-43	8,9	12	7
Veggfell	5400	5800	4 500 000	673 021	222 968	2130	15,3	13	7
Gammelveggen	3120	4000	5 300 000	534 685	177 059	-33	9,9	-	10
Gisleøy	3600	4500	2 000 000	573 012	189 811	3646	28,9	5	4
Børoya	3120	4000	1 500 000	534 685	213 048	3767	35,8	4	3
Pundsvik	3600	6000	2 000 000	688 391	228 069	4782	34,6	4	3
<b>Sum Nordland</b>			<b>46 020 610</b>	<b>7 645 872</b>	<b>2 568 775</b>				

## VEDLEGG B – Oppsummering lokaliteter Finnmark

Lokalitet	MTB [tonn]	Produksjon [tonn]	Investerings kostnader [NOK]	Redusert årlige kostnader [NOK]	Redusert årlige utslipp [kg CO2 ekvivalenter]	Nåverdi (000)	Internrente [%]	Diskontert tilbakebetaling [år]	Nominell tilbakebetaling [år]
Olderfjord	3 480	3 800	6 085 634	519 315	171 958	-2 110	5,7	n/a	17
Storholmen	5 400	5 000	6 085 634	611 538	202 564	-61	9,9	n/a	10
Husfjord	4 500	5 000	5 886 688	611 538	202 564	138	10,3	n/a	10
Kråkervik	3 480	4 500	2 954 912	573 112	189 811	2 691	19,8	8	6
Skinnstakkvika	3 120	5 000	1 788 807	611 538	202 564	4 236	34,4	4	3
Slettnefjorden	5 400	7 000	1 357 826	765 244	253 574	6 181	56,4	3	2
Ytre Koyen	3 599	4 500	1 508 750	573 112	189 811	4 137	38,1	4	3
Hannefjord	3 600	4 500	2 000 000	573 112	189 811	3 646	28,9	5	4
Kirkeneset	2 700	3 500	1 500 000	496 259	164 307	3 389	33,3	4	4
Nordnes	3 480	7 280	2 421 962	786 763	260 715	5 329	32,7	4	4
Hundbergan	3 480	5 500	7 500 000	649 965	215 316	-1 097	8,2	n/a	12
Toknebuktnes	3 600	4 500	3 000 000	573 112	189 811	2 646	19,5	8	6
Marøy	3 600	4 500	2 000 000	573 112	189 811	3 646	28,9	5	4
Jerneva	2 700	4 000	1 500 000	534 685	177 059	2 190	24,4	7	5
<b>Sum Finnmark</b>			<b>45 590 213</b>	<b>8 452 405</b>	<b>2 799 678</b>				

**VEDLEGG C – Utrekning av redusert kostnader og utslipp i Anevik**

<b>MTB</b>	5 400	tonn
<b>Produksjon</b>	7 000	tonn

<b>Strøm</b>				
<b>Fastledd hver måned</b>	7200	kWh		
<b>kWh per tonn</b>	2,5	kWh/tonn	7000	tonn
<b>Månedlig energiforbruk</b>	24 700	kWh	0,673	Kr/kWh
<b>Månedlige strømknstnader</b>	16 623	kr		
<b>Årlig energiforbruk</b>	296 400	kWh	1 067 040	MJ
<b>Årlig strømknstnader</b>	199 477	kr		

<b>Diesel</b>				
<b>Fastledd hver måned</b>	25 000	kWh	2 336	Liter
<b>kWh per tonn</b>	8,5	kWh/tonn	7000	tonn
<b>Månedlig energiforbruk</b>	84 500	kWh	10,7	kWh/liter
<b>Månedlig dieselforbruk</b>	7 897	liter	10,18	Kr/liter
<b>Månedlige strømknstnader</b>	80 393	kr		
<b>Årlig energiforbruk</b>	1 014 000	kWh	3 650 400	MJ
<b>Årlig strømknstnader</b>	964 172	kr		

<b>Brakklagt lokalitet</b>				
<b>Strøm fastledd hver måned</b>	7 200	kWh		
<b>Månedlig strømknstnader</b>	4 846	kr	0,673	Kr/kWh
<b>Årlige strømknstnader</b>	58 147	Kr		
<b>Diesel fastledd hver måned</b>	25 000	kWh	2 336	liter
<b>Månedlige dieselknstnader</b>	23 785	kr		
<b>Årlig dieselknstnader</b>	285 421	kr		



	<b>Energi[kWh]</b>	<b>Energi[kJ]</b>	<b>Omregningsfaktor</b>	<b>kg CO2 ekvivalenter</b>
<b>Diesel:</b>	1 014 000	3 650 400 000	7,06013E-05	257 723
<b>Strøm:</b>	296 400	1 067 040 000	3,88889E-06	4 150
<b>Reduser kg co2 ekvivalenter</b>				253 574

## VEDLEGG D – Økonomisk analyse - Anevik

Nåverdi beregning											
Alt oppgitt i '000											
Periode	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
NOK	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Investering	-3 500	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Reduserte kostnader		765	227	765	227	765	227	765	227	765	227
Kontantstrøm	-3 500	765	227	765	227	765	227	765	227	765	227
^-akkumulert	-3 500	-2 735	-2 507	-1 742	-1 515	-750	-522	243	470	1 235	1 463
Diskonteringsfaktor	1	0,91	0,83	0,75	0,68	0,62	0,56	0,51	0,47	0,42	0,39
Diskontert kontantstrøm	-3 500	696	188	575	155	475	128	393	106	325	88
^-akkumulert	-3 500	-2 804	-2 616	-2 042	-1 886	-1 568	-1 283	-890	-784	-460	-372

Alt oppgitt i '000	11	12	13	14	15	16	18	19	20	
Periode	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	TV
NOK	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Investering	765	227	765	227	765	227	765	227	765	
Reduserte kostnader	765	227	765	227	765	227	765	227	765	7 652
Kontantstrøm	2 228	2 455	3 220	3 448	4 213	4 440	5 205	5 433	6 198	13 850
^-akkumulert	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Diskonteringsfaktor	0,35	0,32	0,29	0,26	0,24	0,22	0,20	0,18	0,16	0,15
Diskontert kontantstrøm	268	72	222	60	183	49	151	41	125	1 137
^-akkumulert	-104	-31	190	250	433	483	634	675	800	1 938

Nåverdi	1 938	NOK
Tilbakbetaling (Nominell)	7	År
Tilbakebetaling (Diskontert)	13	År
Internrente	15,7	%

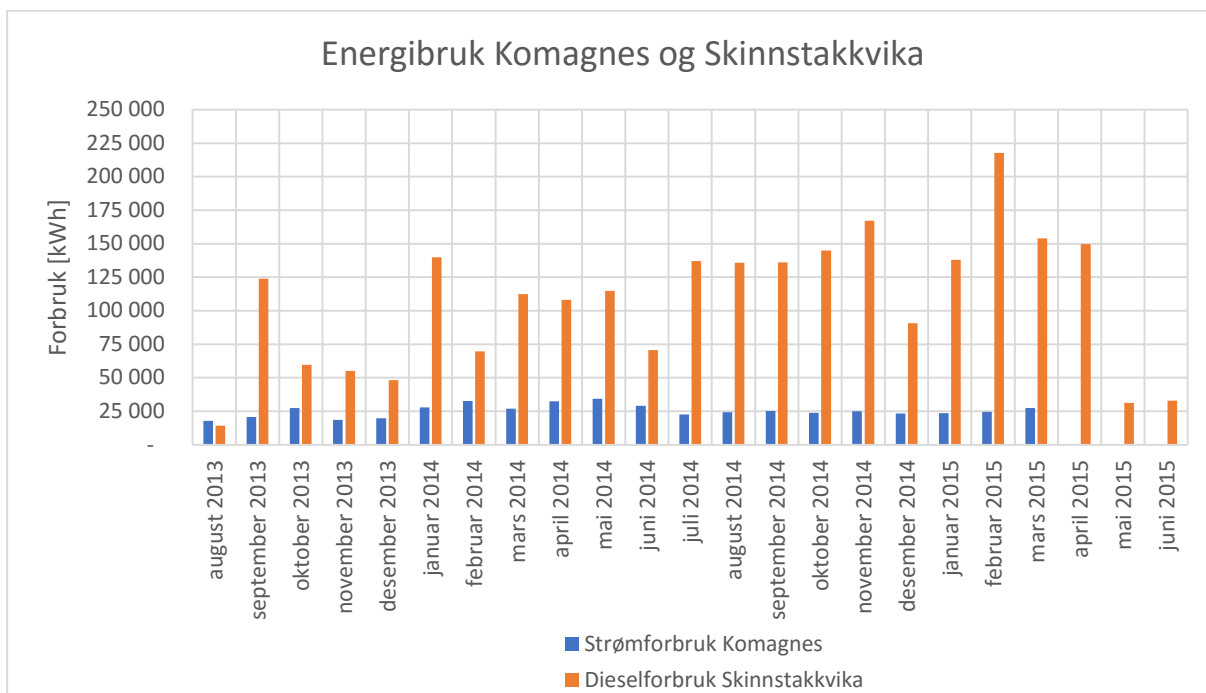
**VEDLEGG D – Energiforbruk Komagnes og Skinnstakkvika**

<b>Skinnstakkvika</b>	<b>Forbruk</b>	<b>Innhøstet produsert biomasse [tonn]</b>	<b>Energiforbruk per tonn laks</b>
<b>Dieselforbruk</b>	171 280 l.	8118	21,1 liter diesel
<b>Energiforbruk</b>	1 832 696 kWh	8 118	226 kWh
<b>Energiforbruk</b>	6 598 GJ	8 118	813 MJ
<b>CO<sub>2</sub>- utslipp</b>	455 605 kilo CO <sub>2</sub>	8 118	56, 2 kilo CO <sub>2</sub>
<b>CO<sub>2</sub> - ekvivalenter diesel</b>	465 819 kilo CO <sub>2</sub> -ekvivalenter	8 118	57,4 kilo CO <sub>2</sub> – ekvivalenter

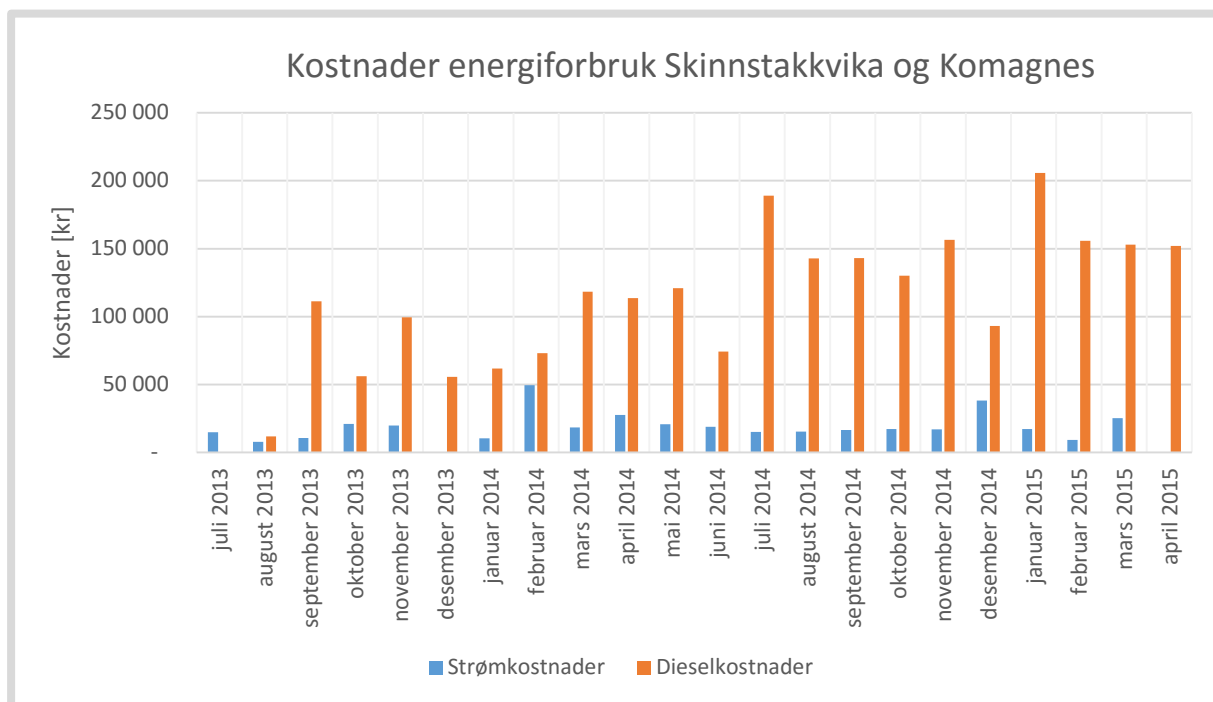
<b>Komagnes</b>	<b>Forbruk</b>	<b>Innhøstet produsert biomasse* [tonn]</b>	<b>Energiforbruk per tonn laks</b>
<b>Strømforbruk</b>	506 571 kWh	6300	80,4 kWh
<b>Energiforbruk</b>	1824 GJ	6300	290 MJ
<b>CO<sub>2</sub> - ekvivalenter strøm</b>	7095 kilo CO <sub>2</sub> – ekvivalenter	6300	1,12 kilo CO <sub>2</sub> – ekvivalenter

\*Produsert biomasse slaktet fra Komagnes.

## VEDLEGG F – Energiforbruk og kostnader over en generasjon



Energiforbruk generasjon-13 for Komanges og Skinnstakkvika



Energikostnader generasjon-13 for Komanges og Skinnstakkvika



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

Postboks 5003  
NO-1432 Ås  
Norway