

Hydrogen Sin Rolle for Dyp Avkarbonisering
av Offgrid-Offshore Oppdrettsanlegg på
Vestlandet

The Role of Hydrogen for Deep
Decarbonisation of Offgrid-Offshore Fish
Farm in Western Norway

MAGNUS TRYGGVASON, RENÈ TYSE &
SANDER LOKE TITLESTAD

FORNYBAR ENERGI BACHELORPROGRAM

FAKULTET FOR INGENIØR- OG NATURVITSKAP

INSTITUTT FOR MILJØ- OG NATURVITSKAP

BACHELOROPPGAVE

Veileder: DEJENE ASSEFA HAGOS (PHD)

Juni 2022, Sogndal

Sammendrag

Norge har som mål å redusere sine totale klimagassutslipp med 50 til 55% innen 2030 og 90 til 95% innen 2050 sammenlignet med 1990-nivået. For å oppnå disse målene må industrien i Norge redusere CO_2 -utslippene deres betydelig i årene som kommer. En av de viktigste næringene som må avkarboniseres er oppdrettsnæringen.

I dette bachelorprosjektet, er de teknologiske mulighetene for å avkarbonisere den norske lakseoppdrettsnæringen på Vestlandet undersøkt. Bruk av hydrogen vis-a-vis potensiell fornybar energi teknologier som vind, sol og landstrøm har blitt undersøkt grundig.

Det er en modellbasert studie som består av detaljert litteraturstudie, intervju, datainnsamling, modellutvikling, optimalisering og analyse. Det er gjennomført intervju med Blom Seafood AS for å innhente kunnskap og data vedrørende havbruksnæringen og sette opp bruker case for vår studie. Denne kunnskapen ble videre brukt til å utvikle alternative systemer. De utviklede systemene ble optimalisert og analysert ved å bruke HOMER Pro-modelleringsprogrammet. For vår analyse har vi utviklet et referansesystem og tre foreslåtte system. Referansesystemet består av en dieselgenerator og batteripakke og viser dagens system i vår bruker case. Det finnes tre forskjellige foreslåtte systemer: (1) foreslått system 1 består av brenselcelle,

elektrolyse, hydrogenlagring, solar-PV og vindturbin, (2) foreslått system 2 vurderer muligheten for å koble til nett, og (3) foreslått system 3 består av dieselgenerator, batteripakke, solar-PV, og vindturbin.

Resultatene viser at referansesystemet er det dyreste og mest forurensende systemet med 320 tonn CO_2 -utslipp hvert år. Dette er hovedsakelig på grunn av det høye forbruket av diesel. Det er verdt å nevne at, uten bruk av batteripakke i referansesystemet, ville det årlige dieselforbruket og CO_2 -utslippene ville vært enda høyere. Dette er fordi den lave delasten effektiviteten til dieselgeneratoren er bedre med bruken av batteripakken. Det er mange offshore oppdrettsanlegg i drift med dieselgenerator uten batteripakker. Når man sammenligner de foreslåtte systemene, har foreslått system 1 den høyeste kostnaden, men det resulterer i et 100% fornybart energisystem mens foreslått system 2 er den laveste kostnaden, men det er bare mulig for oppdrettsanlegg som er svært nær strømmettet. I foreslått system 3 er det mulig å oppnå 48% fornybart energisystem. Vi estimerte også kostnadene ved å oppnå en 55% og 95% fornybarenergiandel i tråd med regjeringens klimamål for 2030 og 2050.

Følsomhetsanalysen viser at resultatene er sensitive for de antatte kostnadene og er utsatt for usikkert for de mest kritiske parameterne som f.eks. som investeringskostnader for brenselceller og elektrolyser- og dieselpriser. I konklusjonsdelen er det en avveining mellom å oppnå et høyt fornybart energisystem som bruker hydrogen som en sentral energibærer og den totale systemkostnaden. Likevel, kan fremtidige investeringskostnadsreduksjoner skje på grunn av teknologi og markedsadopsjon, som kan redusere de foreslåtte system 1-kostnadene.

Abstract

Norway aims to reduce its total greenhouse gas emissions by 50 to 55% by 2030 and 90 to 95% by 2050 compared to the 1990 level. To achieve these targets, high CO_2 emitting industries in Norway are required to reduce their total CO_2 emission significantly in the years to come. One of the main offshore industries that needs to be decarbonised is the aquaculture industry.

In this bachelor project, the technological possibilities of decarbonising the Norwegian salmon farming industry in Western Norway have been investigated. The application of hydrogen vis-a-vis potential renewable energy technologies such as wind, solar, and the grid has been investigated thoroughly.

It is a model-based study that consists of detailed literature review, interviews, data collection, model development, optimisation, and analysis. The interview has been conducted with Blom Seafood AS to obtain knowledge and data regarding the aquaculture industry and set up the use case for our study. This knowledge was further used to develop alternative power supply systems. The developed power supply systems were optimized and analysed using the HOMER Pro modeling tool. For our analysis, we have developed a reference system and three proposed systems. The reference system consists of a diesel generator and battery pack and depicts the current system in our

use case. There exist three distinct proposed systems: (1) proposed system 1 consists of fuel cell, electrolysis, hydrogen storage, solar PV, and wind turbine, (2) proposed system 2 considers the possibility to connect with grid, and (3) proposed system 3 consists of diesel generator, storage battery, solar PV, and wind turbine.

The results show that the reference system is the most expensive and polluting system with 320 tonnes of CO_2 emissions per annum. This is mainly due to the high consumption of the diesel fuel. It is worth mentioning that without the use of the storage battery in the reference system, the annual diesel fuel consumption and CO_2 emissions would be even much higher. This is because the low part load efficiency of the diesel generator is improved by the use of the storage battery. There are a lot of offshore fish farms running on standalone diesel generator without storage battery. Comparing the proposed systems, proposed system 1 has the highest system cost but it results in a 100% renewable energy system while proposed system 2 is the least-cost system but it is feasible only for fish farms that are very close to the power grid. In proposed system 3, it is possible to achieve a 48% renewable energy system. We also estimated the cost of achieving a 55% and 95% renewable energy system in line with the Norwegian government's climate targets for 2030 and 2050, respectively.

The sensitivity analysis shows that the results are sensitive to the assumed costs and are subjected to uncertainty for the most critical parameters such as investment costs of fuel cells and electrolyser and diesel fuel prices. In conclusion there is a trade-off between achieving a high renewable energy system using hydrogen as a key energy carrier and the total system cost. Nevertheless, future investment cost reductions due to technology learning and market adoption might reduce the proposed system 1 costs.

Forord

Denne bacheloroppgaven er skrevet ved Institutt for miljø- og naturvitenskap på Høgskulen på Vestlandet, avdeling Sogndal. Oppgaven er utarbeidet våren 2022 av tre studenter som går Fornybar Energi og omhandler om hydrogen sin rolle i avkarboniseringen til offgrid- offshore oppdrettsanlegg på Vestlandet. Prosjektet sin forskingsmetode og modellutvikling ble presentert på Sogndal Klimaomstilling konferanse ved posterpresentasjon, som vist i Appendix A.

Fiskeoppdrett er en av Norges største næringer, og med lite kunnskap angående selve oppdrettssyklusen fant vi et tema som interesserte oss til videre forskning. Etter skremmende funn angående forbruk og bruk av energikilder ble det naturlig en tilnærming for å etterforske et mer klimavennlig fottrykk i klimanæringen. Etter tre år med fornybarenergi studier har vi fått en forståelse for hvordan natur, miljø og teknologi må samarbeide for å finne en balanse slik at jordkloden blir bærekraftig. Denne kunnskapen ønsket vi å videreføre til oppdrettsnæringen hvor vi valgte å studere muligheter for avkarbonisering.

Det rettes en stor takk til veileder Dejene Assefa Hagos for utmerket veiledning gjennom denne prosessen. Det har vært en svært lærerik periode, som har bydd på alt fra spennende og til krevende tider.

Vi også takke Blom Seafood AS for muligheten til å gjennomføre et intervju med en av de store oppdrettsaktørene på Vestlandet og som bidro med data

som denne oppgaven ikke kunne vært foruten. Det var innholdsrik opplevelse hvor vi fikk et opplysende syn på oppdrettsnæringen. Intervjuet med Blom Seafood AS, er vist i Appendix C.

Til slutt vi bekrefter at arbeidet er selvstendig utarbeidet, og at referanser til alle kilder som er brukt i arbeidet er oppgitt, jf. Forskrift om studium og eksamen ved Høgskulen på Vestlandet, § 12-1.

Innholdsfortegnelse

Sammendrag	i
Abstract	iii
Forord	v
Innholdsfortegnelse	vii
Figur Liste	x
Tabell Liste	xii
Ordforklaringer	xiii
Kapittel 1 Innledning	1
1.1 Lakseoppdretten i Verden	1
1.2 Lakseoppdretten i Norge	2
Kapittel 2 Teori	7
2.1 Oppdretts-syklusen	7
2.2 Lovverk ved oppdrett i Norge	8
2.3 Energiforbruk på et oppdrettsanlegg	11
2.3.1 Oppdrettsanlegget	11

2.3.2	Båttransport	12
2.4	Potensial Energikilder i oppdrettsanlegg	13
2.4.1	Landstrøm	14
2.4.2	Dieselaggregat	16
2.4.3	Lagringsbatterier	18
2.4.4	Hybrid energiforsyning	19
2.4.5	Solceller	20
2.4.6	Vindkraft	21
2.4.7	Hydrogen	23
2.4.8	Elektrolyse	25
2.4.9	Branselcelle	29
2.5	Problemstilling	31
Kapittel 3 Metode		33
3.1	Kunnskapsgrunnlag	33
3.2	HOMER Pro Verktøyet	33
3.3	Brukercase Lakseoppdretten i Vestlandet	35
3.4	Modellutvikling i HOMER	36
3.4.1	Referanse system	36
3.4.2	Foreslått system 1	37
3.4.3	Foreslått system 2	37
3.4.4	Foreslått system 3	38
3.5	Data kilder og antagelser	39
3.5.1	Elektrisk last	39
3.5.2	Meteorologisk data	40
3.5.3	Tekno-økonomisk data	40

Kapittel 4 Resultater	44
4.1 Optimaliserte resultater av alle systemene	44
4.2 Optimaliserte resultater for 55% og 95% fornybar energi del .	46
4.3 Klimagassutslipp	48
4.4 Økonomisk-sammenligning av systemer	48
4.5 Følsomhetsanalyse	52
 Kapittel 5 Diskusjon	 55
 Kapittel 6 Konklusjon	 64
 Kapittel 7 Fremtidig arbeid	 67
 Referanseliste	 68
 Appendices	 76
A Poster Presentasjon	76
B Arbeidsplan	78
C Intervjuutskrifter	80

Figur Liste

1.1	Eksportprisen på laks fra 2020-2021 [8].	4
1.2	Eksportkvantum på laks fra 2020-2021 [8].	5
2.1	Prosessen ved et oppdrettsanlegg[1]	8
2.2	Kart over oppdrett sonene i Norge [13].	10
2.3	Bildet som viser oppdrettslekter [18]	12
2.4	Bildet som viser pilotprosjekt for elektrifisering av havbåter [19]	13
2.5	Oppdrettsanlegg driftet av landstrøm [24]	15
2.6	Drivstoffskurve av Dieselgenerator i HOMER Pro [24]	17
2.7	Effektivitetskurve til dieselaggregat på HOMER Pro [24]	17
2.8	Illustrasjon av flytende vindkraft [38].	23
2.9	Produksjonskostnad per kWh for ulike typer hydrogen [10]	25
2.10	Illustrasjon av PEM vannelektrolyse [40].	28
2.11	Illustrasjon av PEM vannelektrolyse [40].	29
3.1	Data inn vs data ut på HOMER Pro.	34
3.2	Flowchart om hvordan få et optimalt system på HOMER pro.	35
3.3	Foto av Oppdrettsanlegg eid av Blom Seafood AS [47].	36
3.4	Lokasjon av Vikabrekka oppdrettsanlegg i Vikabrekka.	36
3.5	Referansesystem på HOMER Pro.	37
3.6	Foreslått system 1 på HOMER Pro.	38

3.7	Foreslått system 2 på HOMER Pro.	38
3.8	Foreslått system 3 på HOMER Pro.	39
3.9	Månedlige forbruket til oppdrettsanlegge	40
3.10	Månedlig gjennomsnitt av vindhastighet i Vikabrekka	41
3.11	Månedlig gjennomsnitt av solinnstråling i Vikabrekka	41
4.1	Teknologiblanding av foreslått system 1	46
4.2	Teknologiblanding av foreslått system 3 med 55% fornybar energidel	47
4.3	Teknologiblanding av foreslått system 3 med 95% fornybar energidel	47
4.4	Stolpediagram over CO_2 Utslipp for hvert system.	49
4.5	Sammenligning av foreslått system 1 og foreslått system 3 med 55% og 95%	50
4.6	Sammenligning av foreslått system -1 og 3	50
4.7	Sammenligning av foreslått system 3 og referansesystemet	51
4.8	foreslått system 1 og referansesystemet	52
A.1	Poster presentasjon på klimaomstillingskonferansen på Qual- ity Hotel Sogndal, April 26-28, 2022	77
B.2	Arbeidsplan for bacheloroppgaven etter aktivitet og uke.	79

Tabell Liste

2.1	Teknisk informasjon fra de mest brukte sekundære batteriene.	19
3.1	Tekno-økonomisk data av energiteknologier.	42
4.1	Tekno-økonomisk data av energiteknologier.	45
4.2	Dieselgenerator- og fornybar energi system med 55% og 95% fornybar energi andel.	46
4.3	Følsomhetsanalyse av brenselcellen innkjøpkostnad	53
4.4	Følsomhetsanalyse av Solar PV innkjøpkostnad	53
4.5	Følsomhetsanalyse av vindturbiner innkjøpkostnad	54
4.6	Følsomhetsanalyse av elektrolyse innkjøpkostnad	54
4.7	Følsomhetsanalyse av dieselpriser	54
A1	Tabelloversikt of intervju med Blom Seafood AS	81

Ordforklaringer

AEL	Alkalisk Elektrolyse
CO₂	Karbondioxid
CCS	Carbon Capture and Storage
FD	Fiskeridirektoratet
kWh	Kilowatt hour
PEM	Polymer Elektrolytt Membran
Wp	Watt Peak
kV	Kilovolt
PV	Photovoltaic
MWh	Mega Watt Hour
ABC	Alkalisk brenselcelle
AC	Alternating current
DC	Direct Current
NPC	Net Present Cost/Netto-nåverdikostnad
COE	Cost of Energy

1 Innledning

1.1 Lakseoppdretten i Verden

Lakseoppdrettsnæringen har utviklet seg til å bli en av de større næringene i verden, og i dag kommer omtrent 80% av verdens laksefangst fra oppdrettsanlegg. Mesteparten av disse anleggene holder til i land som Norge, Chile, Skottland og Canada. Ifølge Mowi sin håndbok for lakseindustrien 2021, har Kontali Analyse funnet at tilførselen av Atlantisk laks har økt med 509% siden 1995 og vil fortsette å øke i årene som kommer [1].

Den globale populasjonen øker og dermed vil etterspørselen i matindustrien gjøre det samme. Laks er et sunt og klimavennlig produkt som bidrar til et mer bærekraftig industrimiljø. Karbonavtrykket til en oppdrettslaks ligger på 7,9 kilo karbonekvivalenter per kilo spiselig produkt. Svinekjøtt og storfe har betydelig større klimaavtrykk da svinekjøtt har 12,2 kilo og storfe ligger på 39 kilo [1]. Derfor vil en overgang fra svin- og storfeproduksjon til laks redusere klimautslippet.

Selv om laksen har et mindre klimaavtrykk enn de andre matkildene, så har klimaavtrykket til laks økt betraktelig de siste årene. Dette er et resultat av at teknologien har utviklet seg og anleggene har blitt større med mer avansert utstyr og fått bedre spesialiserte fartøy. Siden anleggene blir større, betyr

dette mer fisk og derfor mer transport og eksport. Det er delte meninger om hvor stort klimaavtrykk transporten utgjør. I 2019 ble hver sjettede oppdrettslaks solgt til Asia og Nord-Amerika, noe som er en økt trend og har blitt kritisert for sin mangel på bærekraft. Ifølge Sintef har fersk laks transportert med fly til Kina tre ganger så stort klimaavtrykket som fersk laks levert med bil og båt til Frankrike [2].

I Europa er sjømatnæringen fordelt på over 4000 aktører. De fleste aktørene er små, men det finnes også store aktører som Mowi og Lerøy, som vi har her i Norge. Disse store aktørene driver primært med oppdrett og salg av atlantisk laks, og mesteparten av laksen i Europa kommer fra norske oppdrettsanlegg. Det er flere grunner til dette. En av de er at landene som importerer laks fra Norge slipper å betale toll da de selger det videre ut i det europeiske markedet [2]. Det er altså Norge som står for mye av grunnen til at markedet er så stort som det er i dag.

1.2 Lakseoppdretten i Norge

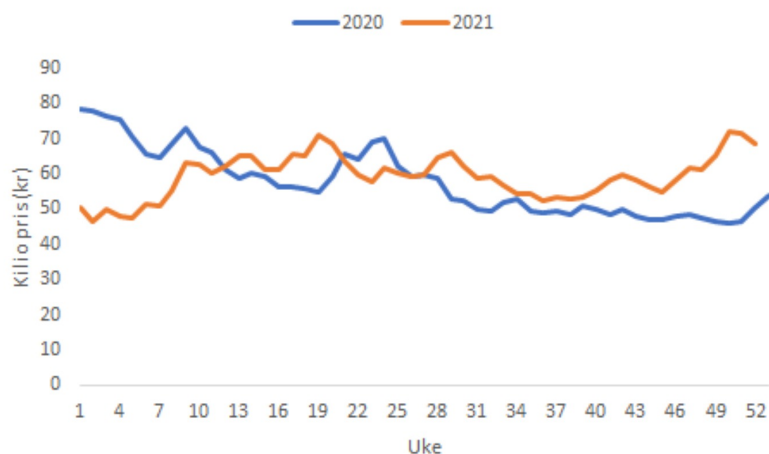
Det norske lakseoppdrettet bidrar til den globale oppvarmingen ved å slippe ut 160 tonn CO_2 hvert år. I oktober 2018 la FNs klimapanel frem en IPCC-rapport angående klimasituasjonen på jorden. Rapporten gir et innblikk i konsekvensene av en global oppvarming ved 1,5 oC sammenlignet med 2 oC og viser at risikoen for menneskene og naturen er betydelig ved en høyere temperatur. Norge har gjennom en klimaavtale forpliktet seg sammen med EU for å redusere utslippet av CO_2 med 40% innen 2030 for å dempe den globale oppvarmingen. Behovet for raske reduksjoner i klimagasser har aldri vært større, og for at Norge og EU skal klare dette klimamålet, må det gjøres endringer [3].

I 2021 ble klimaplanen lagt frem av Regjeringen. Norge har som mål å redusere utslippet av klimagasser med 50 til 55% innen 2030. For at Norge skal kunne redusere CO_2 utslippet, må det bli tatt i bruk forskjellige virkemidler. Kvoter og avgifter er sterke virkemidler som blir brukt for å dempe utslippene til de forskjellige virksomhetene. Et eksempel er at Regjeringen vil øke avgiften på utslipp av klimagasser gradvis fra 590 kr per tonn CO_2 til 2000 kr i 2030 [4]. Dette vil skape en god nedtrapping av olje- og gass-virksomheten samtidig som det blir bygget og skapt nye prosjekter innenfor grønn energi. Norge er allerede langt fremme i utviklingen av teknologier og elektrifisering av transportsektoren.

Ifølge klimaplanen skal klimasatsingen til Norge bidra til nasjonale utslippskutt. Norge har et godt utgangspunkt da det meste av kraftproduksjonen i landet allerede er fornybar, og i 2019 stod fornybar energi for 98% av kraftproduksjonen. Andre lands utslipp kommer fra bruken av fossilt brensel til for eksempel oppvarming av bygg. Siden Norges oppvarming av bygg kommer fra elektrisitet som blir generert av fornybar energi, må landet kutte i andre utslipp for å kunne nå klimamålene [5]. Redusering av CO_2 utslipp i lakseoppdrettet er et stort steg på veien til at Norge skal bli et nullutslippsland.

I 2020 var det 50 års-jubileum for lakseoppdrett i Norge. Norsk laks har blitt en av verdens mest populære fiskeslag, og i 2021 eksporterte Norge laks for 120 milliarder kroner [6], se Fig. 1.1 og Fig. 1.2. Laksenæringen har hatt en jevn vekst helt siden 1994, og næringsaktørene har opparbeidet seg betydelige finansielle ressurser som har bidratt til stor innsats innen forskning og utvikling. Næringen er også sentral i å bidra økonomisk til sysselsetting, distrikts-bosetting og handelsbalanse med andre land. Laks er på mange måter blitt Norges viktigste husdyr. Oppdrettslaks går i overskudd hvert

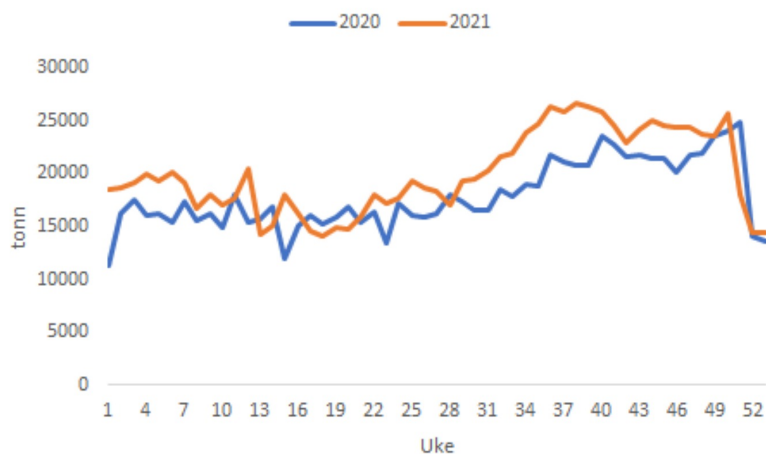
år og eksporteres over hele verden, mens resten av det norske landbruket er økonomisk avhengige av statlige støtteordninger [7].



Figur 1.1: Eksportprisen på laks fra 2020-2021 [8].

Fra et økonomisk perspektiv blir lakseoppdretten i Norge sett på som gull, men fra et miljøperspektiv blir næringen sett på som en stor trussel mot det økologiske på grunn av sin avhengighet av økosystemene. Det finnes begrenset med økologisk kunnskap om konsekvensene for det marine miljøet, og dette skaper store interessekonflikter. Det er ikke lett for et vanlig sett øyne å se en økologisk katastrofe da den ligger under vann, men forskere mener hvert fall at oppdrettsnæringen skaper store fare for det marine miljøet [7].

Det er ikke bare under vann det oppstår miljøkonsekvenser som et resultat av oppdrett. I dag er ca. 50% av oppdrettsanleggene i Norge tilknyttet til landstrøm og resten benytter seg av dieselaggregat som da bidrar til CO_2 utslippet. Grunnen til at det blir tatt i bruk dieselaggregat er fordi oppdrettsanleggene sin lokasjon ikke er gunstig nok for at det kan bli tilkoblet landstrøm. Det å omstille seg fra en petroleumsbasert til en grønn basert



Figur 1.2: Eksportkvantum på laks fra 2020-2021 [8].

strøm er ikke kostnadsfritt og kan være vanskelig. Ifølge DNV-GL så er den største kostnadsdriveren i en slik elektrifisering, kabelen. Kabelen utgjør 40-90% av kostnadene, men vil variere drastisk mellom de ulike anleggene i Norge på grunn av lengden fra den utbygde nett-infrastrukturen [9]. Derfor søkes det etter nye muligheter for at avkarboniseringen i oppdrettsanleggene skal fortsette.

Det finnes flere måter å skape elektrisitet på uten å måtte ta i bruk fossilt brensel. En relativt ny måte i Norge er hydrogen. Hydrogen blir i dag fremstilt ved hjelp av reformering av naturgass, og den er først og fremst tatt i bruk i industriprosesser. Reformering av naturgass er i utgangspunktet ikke fornybart, men det er funnet løsninger på dette ved hjelp av for eksempel CCS. Den andre formen for fremstilling av hydrogen kalles elektrolyse, og det er hovedsakelig denne fremstillingen det blir fokusert på i dette prosjektet. Når hydrogen blir fremstilt gjennom elektrolyse av vann blir det ingen utslipp av karbondioksid eller andre gasser. Denne fremstillingen kan også kombineres med overskuddet fra sol- og vindkraftproduksjonen, som gjør at

det produserte hydrogenet kan forbrennes da det er underskudd fra de andre fornybare ressursene [10]. Hvis hydrogen kan bli tatt i bruk som energikilde i oppdrettsnæringen vil det være banebrytende, og Norge vil få det lettere med å nå sitt klimamål. Målet med prosjektet er derfor å avdekke om hydrogen kan spille en rolle i avkarboniseringen av oppdrettsanlegg på Vestlandet.

2 Teori

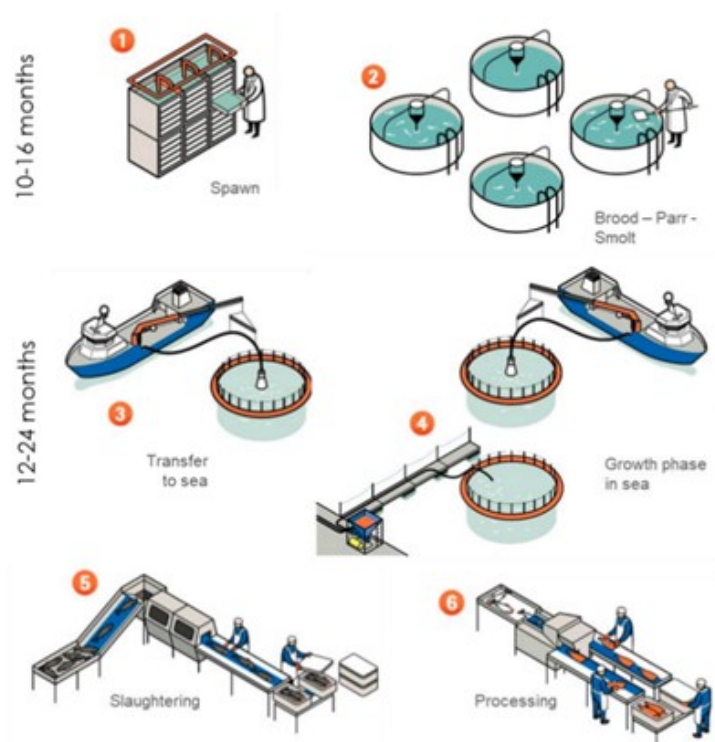
2.1 Oppdretts-syklusen

Laksen er en diadrom-fiskeart, det betyr at den er overlevelsesdyktig i både ferskvann og saltvann, se Fig. 2.1. Lakseoppdretten segmenteres inn i flere forskjellige faser, fra start til slutt. Første fase er stamfiskproduksjon, dette er en kunstig prosess hvor kjønnsmoden rogn fra hunnfisk og melke fra hannfisk blir blandet og deretter blir rognen befruktet. Når rogn/egget klekker begynner smoltifiseringen, yngel blir til og videreført i ferskvannsmurder. Her overvåkes yngelen og foringen starter, videre vokser yngelen til smolt. Smolt er en større fisk som er klar til å akklimatisere seg til saltvann. Denne fasen blir ofte kalt for settefiskproduksjon, og varer ofte i 10-16 måneder [1].

Videre blir smolten fraktet til havs ved hjelp av tankbåter, deretter pumpe ut i laksemurder. Her overvåkes laksen for lus, får helsesjekk og foring vedvarer til laksen blir slakteklar. Når laksen har fått en fin størrelse blir den fraktet til et slakteri hvor den blir kvalitetssikret, slaktet og klargjort til salg. Når en merde eller et anlegg blir tømt, så blir de stående tom for oppdrettsfisk en kort periode. Dette er for å forebygge sykdommer for fisken under oppdrettsfasen [1].

Prosessen fra smolt til slakteklar laks varer om lag to til tre år. Den norske

oppdrettsnæringen setter som regel ut smolt i laksemerder to ganger i året, bare i forskjellige merder [1]. Dette gjør de for å ha variert produksjon, slik at oppdretterne kan levere fersk fisk hele året.



Figur 2.1: Prosessen ved et oppdrettsanlegg[1]

2.2 Lovverk ved oppdrett i Norge

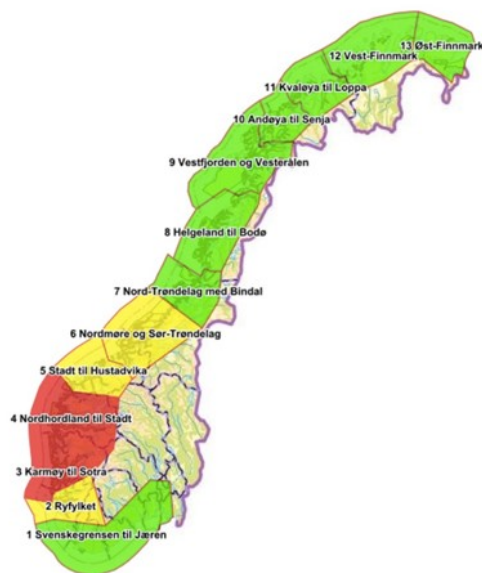
For å drive med lakseoppdrett i Norge er aktører pliktig til å ha akvakulturtillatelse, dette er en årlig kvote for hvor mye oppdrettslaks som kan produseres. Det er i tillegg flere regelverk og krav for oppfølging ved drifting av oppdrett, bl.a. antall fisk i oppdrettsanlegget, rømt oppdrettsfisk, kloakkutslipp og påvirkning av bunnforhold, lakselus, villaks, trivsel og lokaliteten på

oppdrettsanlegget. Det finnes lover og forskjellige aktører som jobber for å ivareta en bærekraftig oppdrettsnæring. Dette er reguleringer som må følges og innebærer matloven, dyrevelferdsloven og forurensningsloven. Det er myndigheter som Nærings- og Fiskedepartementet som er hovedansvarlig for oppdretten, men det finnes andre aktører som kan påvirke oppdrettsnæringen. Dette er eksterne aktører som Fiskeridirektoratet, Mattilsynet, Miljødirektoratet, NVE og lokale kommuner [11].

Norske myndigheter har lagt til rette for lakseoppdrett langs den kysten helt siden 1970. Det begynte med små anlegg med lokale eiere, men etter noen tiår ble det lagt til rette for store investeringer og effektivisering av produksjonen. Å etablere en ny oppdrettslokalitet tar gjerne litt tid. Det tar ca. ett år eller mer fra prosessen starter til lokaliteten er blitt godkjent, men selve saksbehandlingen av søknaden skal være ferdig på 22 uker. Søknaden om lokaliteten sendes fra oppdretter til fylkeskommunen, og lokaliteten blir kun godkjent om det er miljømessig forsvarlig å etablere seg på stedet det søkes om [12].

I 2017 ble trafikklyssystemet vedtatt for å bevare det biologiske mangfoldet i fjorden samt drive oppdrett på en bærekraftig måte. Da ble det innført nye reguleringer som førte til at Norge sin kystlinje ble delt inn i 13 produksjonssoner, det ble tildelt fiskekvoter for hvor mye oppdrettsfisk som kan være i de forskjellige fjordområdene. Det ble innført et lys-system som vurderte akvakultur-situasjonen i de 13 forskjellige sonene, dette systemet fungerte som et trafikklys, Fig. 2.2. Grønt lys fører til vanlig produksjon og mulighet for økt oppdrett. Gult lys betyr vanlig produksjon, men regulert og kontrollert. Rødt lys betyr nedtrapping av produksjon, fordi det er gjort funn av miljøskader ved oppdrettsanlegget. Vurdering av de forskjellige sonene skjer hvert andre år, og blir det gjort funn av miljøskader i oppdrettsanlegg

eller rundt så får produksjonssonen en konsekvens [11].



Figur 2.2: Kart over oppdrett sonene i Norge [13].

Det eksisterer mange miljøkonsekvenser med oppdrett, og de er sterkt kritisert internasjonalt. I Norge er det miljøkonsekvenser som lakselus og rømt oppdrettslaks. Ifølge fiskeridirektoratet rømte det ca. 61 000 oppdrettslaks i 2021. En stor enkelthendelse i Trøndelag stod for nesten 40 000 av disse, ellers skjer de fleste rømmingshendelser i forbindelse med arbeidsoperasjoner. Et resultat av disse rømmingshendelsene er en tilsynskampanje opparbeidet av FD som retter blikket mot risikostyring ved arbeidsoperasjoner [14]. Lakserømmingen kan innebære negative miljøvirkninger på de ville laksebestandene, mener Havforskningsinstituttet. De negative påvirkningene kan deles inn i tre deler: genetisk- og økologisk påvirkning, samt smittepress med fare for parasitter. Den ville laksebestanden minsker, så dermed vil sårbarheten øke for påvirkning fra rømt laks [15]. Det som skjer når oppdrettsfisk rømmer er at den svømmer opp i elver hvor villaksen gyter, da vil det skje en kryss-

ning mellom villaks og oppdrettslaks. Det er et resultat av en mindre overlevelsesdyktig villaks og ødelagt genetik. Problematikken med lakselus er at vill-smolten svømmer som regel utover i fjordene og må ofte passere flere oppdrettsanlegg [16]. Hvis oppdrettsanleggene er fulle av lakselus, så kan det tenkes at smolten blir utsatt for lakselus og har en høyere mortalitetsrate.

2.3 Energiforbruk på et oppdrettsanlegg

2.3.1 Oppdrettsanlegget

Oppdrettsanlegg har flere energikrevende prosesser, derfor er det viktig å vite hvilke komponenter som krever energi slik at aktører får en anelse om hvor strømforbruket går. Et oppdrettsanlegg bruker mellom 300 og 500 MWh årlig. Årlig forbruk varierer ut ifra størrelsen på anleggene. Energien på anleggene går til foringsautomater, lys, overvåkning og velvære for de ansatte [17].

Foringsautomaten fungerer som en pumpe, denne pumpen er koblet opp til en silo med fiskefor, se Fig. 2.3. Når pumpen er satt i gang så føres foringen ut i plastrør som blir videreført til laksemerdene hvor de blir spredd ut ved hjelp av en foring-spreder. Når det er vinterstid og lite lys så bruker oppdrettsanleggene kunstig lys i merdene, dette er for å gjøre fisken mer våken og aktiv. Dette kunstige lyset hjelper til, slik at produksjonen øker [1].

Det eksisterer store variasjoner for energietterspørselen på oppdrettsanlegget. Daglig er det store forskjeller i forbruk, med topplast og bunnlast som forteller oss høyeste og laveste forbruk. I et intervju med Bloom Seafood AS ble det informert om at topplast ligger på 94 kW og bunnlast på 22 kW. Det er store variasjoner i forbruket, ofte høyt forbruk når foringsautomatene er i drift.



Figur 2.3: Bildet som viser oppdrettslekter [18]

Det er store forskjeller i energiforbruk ut ifra hvilket stadium i produksjons-
syklusen laksen er i. Tidlig produksjon krever mye mindre energi da laksen
ikke spiser like mye som en fullmoden en. Det er også store sesongvariasjoner
i løpet av et år, varmere sjø fører til en mer produktiv laks. Derfor er som-
merstid veldig gunstig for å fete opp laksen, da blir økt produksjon, lengre
foring og dette vil kreve mer energi [1].

2.3.2 Båttransport

Anlegg plassert langt i fra kysten er avhengig av båt, Fig. 2.4. Båtene yter
flere forskjellige tjenester for anlegget, de forsyner fiskene med mat, står for
service av anlegget, supplerer anlegget med drivstoff til dieselaggregatene og
transport av arbeidere. Båtene er oftest drevet med dieselmotorer og bidrar
til mer utslipp av CO_2 . Det finnes prøveprosjekter med elektrifisering av
båter, dette er noe det jobbes med, og mulighetene eksisterer. Det eneste
som hindrer flere oppdrettsanlegg i å elektrifisere fiskeflåten sin er kostnadene
med utskifting.

Allerede i 2017 ble det lansert et pilotprosjekt med elektrifisering av havbåt,
som fungerer som en arbeidsbåt/servicebåt. ELfrida ble produsert for op-
pdrettsnæringen og er helelektrisk. Det er forventet at båten skal driftes



Figur 2.4: Bildet som viser pilotprosjekt for elektrifisering av havbåter [19]

90-95% av elektrisitet. Båten har to batterier på 90 Kwh og en reservemotor som drives av diesel hvis uhell skulle oppstå. ELfrida kan lades opp på 440 kV og 230 kV, så den har mulighet for å lades opp på land og offshore oppdrettsanlegg [20].

Servicebåten har ikke nok kapasitet til transport av for, drivstoff for aggregat og ferdig produsert laks, da bruker oppdrettsanlegget store brønnbåter. Den ene typen er litt mindre og står ansvarlig for transport av driftsutstyr til oppdrettsanlegget. Den største brønnbåten står ansvarlig for transport av levende oppdrettslaks til slakteriet [21].

2.4 Potensial Energikilder i oppdrettsanlegg

Fiskeoppdrettsnæringen i Norge baserer seg på forskjellige energikilder. Forutsetningen for hvilken energikilde som blir brukt er plasseringen av enkelte oppdrettsanlegg. Anlegg plassert nærme fastland tar ofte i bruk landstrøm som energikilde til produksjon. Anlegg som ligger lokalisert langt fra kysten er ofte drevet av dieselaggregat og noen anlegg med såkalte hybrid-pakker. I dette kapitlet blir det forklart hvilke potensielle energikilder som klarer å drifte et offshore oppdrettsanlegg.

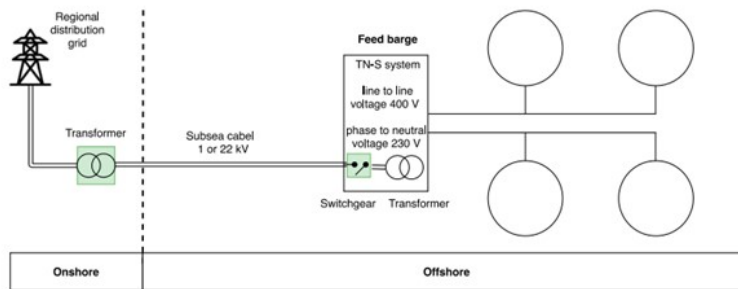
2.4.1 Landstrøm

Langs kysten i Norge er mange oppdrettsanlegg tilkoblet nettverket på land, dette bidrar til en grønn omstilling i store deler av oppdrettsnæringen da energiproduksjonen på land primært består av fornybare energikilder. Nesten 90% av Norges energiproduksjon er basert på vannkraft, men varierer årlig grunnet nedbørsmengder. Det at nedbør kan lagres i vannmagasiner gjør at energi kan produseres når det er behov [22].

Om lag 50% av den norske oppdrettsnæringen er basert på landstrøm som energikilde og ved en elektrifisering av oppdrettsflåtene kan det spares opp til 300 000 tonn CO_2 årlig [23]. På Vestlandet er det god infrastruktur og kraftig strømnett, som gjør det enklere for oppdrettsanlegg å koble seg til nettverket. Oppdrettsanlegg i Nord og offshore bruk av landstrøm fører til mindre utslipp av CO_2 , samt effektiviserer produksjonsprosessen da strøm for produksjon er tilgjengelig hele tiden.

Ved utbygging av nye kabler, Fig. 2.5, må det utføres i henhold til det norske regelverket. Det er noen regler som må følges, noe som ofte fører til en byråkratisk debatt for tilpassing av ledning. Dette kan være tidskrevende og utbygger står ansvarlig for finansiering av prosjektet. Det er viktig at nettverket på land har nok strømkapasitet for å drifte det nye nettverket som går offshore, hvis ikke vil produksjon være noe ustabil grunnet mangel på strømforsyning. Selve driften av oppdrettsanlegg etter utbygging vil være helt lik som drift av andre industrier på land.

For at anlegget skal få supplert strøm så må det bygges en transformator på land, som konverterer elektrisiteten slik at kablen tåler det. Som regel er den underjordiske sjøkabelen 1 til 22 kV, denne kobler seg til foringsstasjonen som



Figur 2.5: Oppdrettsanlegg driftet av landstrøm [24]

igjen konverterer elektrisiteten til det foringsanlegget trenger. Foringsanlegg med landstrøm har en terra neutral split - TN-S system, som kan øke og redusere strømmengden i foringsanlegget. Det fører til drifting på 230 V og 400V, som tilfører nok elektrisitet til hele anlegget ved full drift samt at volten kan reguleres/ konverteres slik at utstyr ikke blir ødelagt [25].

I intervju med Blom Seafood AS ble det informert at det er flere problemer med tilkomst og kabling av oppdrettsanlegget. Det er ofte utført inngrep på andre grunneieres eiendom og kostnaden med tilkobling av landstrøm er ekstremt kostbar i forhold til installering av et dieselaggregat. Nettverket rundt et potensielt oppdrettsanlegg er ofte ikke tilstrekkelig for drift og produksjon av fisk, dette fører til flere kostnader for utbygger i form av en transformator som kan generere kraftig nok strøm.

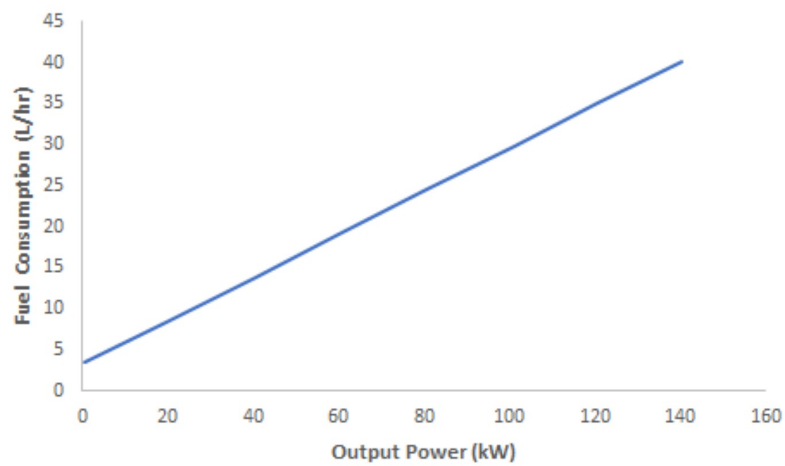
Kablene følger en teknisk standard, og skal sikres slik at det ikke skal skje noen katastrofer. Kabling skal gjøres slik at det blir minst slitasje. Kablene har en estimert levetid på 30 år [26]. Det er mange faktorer som vil påvirke lønnsomheten ved bygging av landstrøm, og faktorene må vurderes slik at utskiftningen fra dieselaggregat til landstrøm blir lønnsomt.

2.4.2 Diesellaggregat

De eksisterer mange oppdrettsanlegg som genererer elektrisitet via diesellaggregat. Om lag 50% av fiskeoppdrettsnæringen bruker diesel som primær og sekundær energikilde. Strømproduksjonen ved diesellaggregat er effektiv og klarer å levere strøm til matforsyning av flere merder samt dekke primærbehovene ved drift. De fleste anleggene har installert kapasitet på 230 kVA, effektivitet på 30-50% og har en levetid opptil 50 000 timer [27]. Gjennomsnittlig brukstid med diesellaggregat årlig er 4000 timer. Mange oppdrettsanlegg har flere forskjellige størrelser på diesellaggregatene, slik at forbruk tilpasser seg til drifting av anlegg. Hvis kraftige diesellaggregat blir kjørt med lav belastning så vil det være større slitasje og høyere dieselforbruk, derav behov for forskjellige generatorer [28].

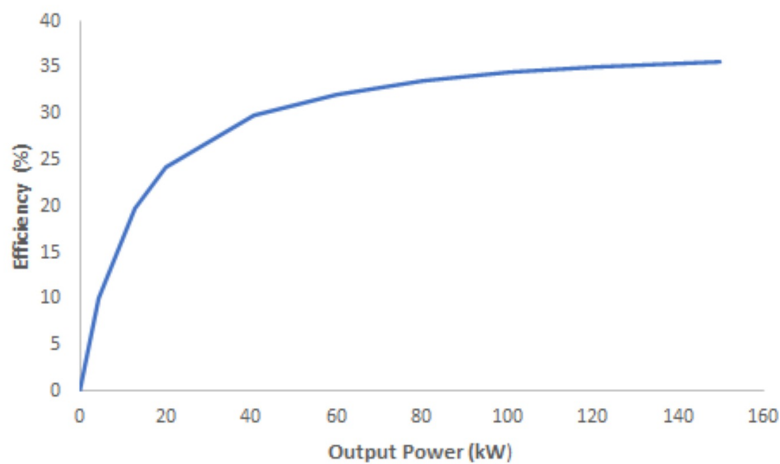
Et diesellaggregat omdanner potensiell energi til mekanisk energi, aggregat er koblet opp til en generator som produserer strøm. Ved drift av et aggregat brukes det diesel, dette fører til utslipp av klimagasser som er uønsket i dagens klimakrise. Fordelen med diesellaggregat er at det er enkelt å starte opp, klarer å drifte et helt anlegg og er en billig investering i forhold til andre energikilder. Det er dog flere negative sider ved drifting, både for klima og økonomi.

Det kreves vedlikehold på mekaniske maskiner, dette krever autorisert personell samt noe dødtid ved drift som kan føre til negative konsekvenser ved produksjon. Et anlegg offshore baserer seg ofte på store dieseltanker, og tankene må fylles med jevne mellomrom. Dette fører til flere båtturer, som igjen er en ekstra kostnader for oppdrettsanlegget. Det vil være mye støy når diesellaggregatet er i drift, økte skatter for CO_2 utslipp og en lineær vekst i dieselpriser fører til at drifting av diesellaggregat blir ugunstig.



Figur 2.6: Drivstoffskurve av Diesलगenerator i HOMER Pro [24]

Fig. 2.6 viser utvikling av dieselforbruk ved økt kapasitet på diesलगgregatet. Det er lavest forbruk ved 38 kW og høyest når diesलगgregatet kjører maks på 150kW. Differansen på forbruket er 28 liter diesel i timen på minimum og maks. Fig. 2.7 nedenfor viser effektivitetskurven på diesलगgregatet.



Figur 2.7: Effektivitetskurve til diesलगgregat på HOMER Pro [24]

2.4.3 Lagringsbatterier

Ved hjelp av batterier, så er det mulig å bruke strøm når det trengs samt lagre elektrisitet fra fornybare og fossile energikilder. Batteripakker kan bidra til en mer fornybar og bærekraftig produksjon i et oppdrettsanlegg. Det er flere vanskelige faktorer ved drifting av oppdrettsanlegg med kun batterier som en energikilde. Det er varierende forbruk av elektrisitet, som fører til at forbruket må overvåkes før strømmen blir slutt samt at det må være mulighet for å lade de opp [29].

Det eksisterer flere forskjellige typer batterier. Det finnes sekundærbatterier (oppladbare batterier) og primærbatterier (engangs-batterier). I et oppdrettsanlegg må det være et sekundært batteri da batteriet skal kunne slå inn på hvilket som helst tidspunkt hvis det trengs. De vanligste sekundærbatteriene er blysyrebatterier og litium-ion-batterier.

Blysyrebatterier ble oppfunnet i 1859 og var det første oppladbare batteriet for kommersiell bruk. Selv om denne typen er en av de eldre, så er det fortsatt den mest brukte oppladbare batteriteknologien i dag. Det er flere grunner til populariteten til denne typen. Blysyre er pålitelig og har lave kostander, noe som gjør dem kompetente i store applikasjoner, for eksempel i uavbrutt strømforsyning og strømkvalitetsregulering [30].

Litium- ion batterier har utviklet seg i stor grad de siste årene etter de ble kommersielt utviklet av Sony på begynnelsen av 1990-tallet. Denne typen batterier har den høyeste energitettheten av alle oppladbare batterier og gir en spenning på 3,5 til 4V. Batteriene sin velstand er drevet av etterspørselen etter bærbare elektroniske enheter og elbiler. Elbiler er en del av det grønne skiftet så dette resulterer i at litium-ion batterier vil fortsette

med ytelsesforbedringer og kostnadsreduksjoner. Derfor er litium-ion spådd til å dominere energilagringmarkedet i fremtiden [30].

I Table 2.1 blir det vist teknisk informasjon som sammenligner litium- og blysyrebatterier. Det er stor forskjell på levetid, virkningsgrad og pris. Det er opp til lakseoppdretterne hvilken batteripakke de ønsker, men grunnet teknologiutvikling velger de fleste litium-ion batterier [31].

Tabell 2.1: Teknisk informasjon fra de mest brukte sekundære batteriene.

Spesifikasjoner	Litium-ion batteri	Blysyrebatteri
Antall ladninger (cycle)	3000	1500
Energi tetthet (Wh/kg)	150	35
Virkningsgrad (%)	95	80
Kapasitet (W/kg)	700-1300	200
Pris pr kWh (USD)	600-1000	215

2.4.4 Hybrid energiforsyning

Mange oppdrettsanlegg opplever press om en mer bærekraftig tilnærming og prøver å fase ut bruk av fossile energikilder. Dette har vært et viktig tema der de har undersøkt forskjellige muligheter. Ny og bedre teknologi har vist seg å være overlevelsedyktig og prisgunstig for oppdrettsanleggene.

En hybrid-energipakke er noe som har blitt populært innen oppdrettsnæringen. Det er batterier som kan bli ladet opp med forskjellige energikilder. Det er mest brukt med generatorer, men kan også bli brukt med fornybare energikilder. Hybrid- pakker er helt klart en bedre mulighet, da det er mulig å få hele 50-90% redusert generatortid, og inntil 60% redusert dieselforbruk. Det

vil gi mulighet til å kun bruke generator til å fylle opp batteripakken, og bruke batteriet som strømkilde under de største toppene i strømforbruket, altså når det er foringstid. Ved bruk av batteripakker reduserer de driftstid på dieselgeneratoren fra 24 timer daglig til 4. Noen bruker energipakker kombinert med landstrøm, da lades batteriene opp når det er billigst strøm og supplerer anleggene når strømprisen øker. Da får anleggene redusert økonomiske utgifter [18].

2.4.5 Solceller

En mulighet for å redusere bruk av fossile energikilder ved et oppdrettsanlegg er ved å supplere med fornybare ressurser. En mulighet er bruk av solenergi. Solen har en solkonstant som har en effekt på 1367 W/m^2 . Dette er effekten som blir målt utenfor atmosfæren vinkelrett på strålingen. Det er ca. 30% av denne effekten som blir reflektert tilbake til verdensrommet, mens resten denne energien kan bli absorbert ved hjelp av solfangere, og effekten kan økes ved fokusere solstrålene på et mindre areal. Der kan PV-fangere fange opp stråling fra solen som videre kan produsere elektrisitet [18].

Solcellepaneler som blir produsert i dag blir som regel laget av grunnstoffet silisium som bidrar til å generere en elektrisk ladning. For at silisiumet skal kunne generere strøm så må den først dopes, det vil si at det blir tilsatt små mengder av andre materialer. Disse materialene er som regel bor og fosfor. Når silisium blir dopet med bor blir det da mangel på elektroner siden bor bare har tre elektroner, mens silisium har 4. Dette kalles for positiv doping da det blir ledige elektronposisjoner i elektrongitteret [32].

Det motsatte skjer da det blir tilsatt fosfor. Fosfor har fem elektroner og da vil det bli et overskudd av elektroner. Dette kalles negativ doping og ligger

som et lag under p-dopet som er dopet som blir truffet av sollyset. Siden n-dopet har et overskudd av frie elektroner og p-dopet har for få, så vil en del av elektronene forflytte seg fra n-dopet til p-dopet. Dette skjer gjentatte ganger og når solcellen blir koblet til vil det da bli generert strøm [32].

Nye solceller i dag leverer ca. 400 Wp, som er effekts-kapasiteten ved standard testforhold [18]. I Norge varierer effekten veldig da solen ofte er uforutsigbar. Effekten er også avhengig av hvilket system solcellene har, og hvilken type det er. Energien solceller produserer må enten lagres i batterier eller brukes direkte når det er solinnstråling, det er ikke mulig å lagre energien utenom å koble til et batteri. Med dagens teknologi er det forventet levetid på 25 år på solcellene og med dagens teknologiutvikling og etterspørsel etter mer energi vil kostnaden for solceller være lønnsomt [33].

Det kan bli aktuelt å satse på oppdrettsanlegg med installerte solcellepanel for å dempe utslippet i næringen. Det er blitt satt i gang flere prøveprosjekter hvor det blir satset på solceller på havet. OCEAN Sun har drevet med solceller på oppdrettsanlegg i flere år nå og har fått flere gode resultater allerede. Å plassere solceller på havet har flere goder som for eksempel nedkjøling av panelene da dette kan være problematisk på landbasert solcelleanlegg. Konseptet har også lave investeringskostnader og lang levetid [34].

2.4.6 Vindkraft

Vindkraft er en av de energikildene som vokser raskest i verden. Dette er et resultat av at kostnadene knyttet til vindkraft har minsket betraktelig de siste årene. I flere deler av verden har det blitt billigere å bygge vindkraftverk enn å etablere nye kull- og gasskraftverk. Utviklingen av vindturbinen har gjort den mer effektiv og at den produserer mer energi. Den krever mindre

vedlikehold og har lengre levetid [35]. Dette gjør at vindkraft vil spille en stor rolle i veien mot en utslippsfri fremtid.

Vindkraft går ut på at det er en vindturbin som produserer elektrisitet ved å omdanne bevegelsesenergien fra vinden om til elektrisk energi. Det er vingene på turbinene som fanger opp denne bevegelsesenergien før den overfører kraften til generatoren i maskinhuset. Vingene kan tilpasses vindretningen og kan derfor utnytte mest mulig av vinden [35].

Selv om vindkraft er i vekst så har denne fornybare kraften betydelig mindre virkningsgrad enn for eksempel vannkraft. Det er fordi Betz lov sier at en vindturbin kan i teorien unytte maks 59% av bevegelsesenergien i vinden. De fleste vindmøller er heller ikke effektive nok til å utnytte disse 59%. Det vil også gå tapt litt energi når generatoren genererer elektrisk strøm på grunn av friksjon og varme. Til slutt ender virkningsgraden til en vindturbin på rundt 40-45% [36].

Vindkraft er som sagt i stor vekst og i 2021 ble det produsert ca.11,8 TWh fra vindkraftverkene i Norge. Dette er en økning fra 9,9 TWh som var den produserte mengden året før. Ifølge NVE så har er Norge et av landene i Europa med best forutsetninger for etablering av vindkraft grunnet mye vind spredt over større arealer [37]. Til nå har vindkraft blitt utbygget i størst grad på land. Debatten angående naturinngrep og tap av dyreliv grunnet utbyggingen av vindkraftverk til lands har vart i flere tiår og nå retter politikerne og energifirmaer øynene sine mot havvind som et resultat av denne debatten.

I 2017 åpnet Equinor verdens første flytende vindpark, Hywind Scotland. Ifølge Equinor er det flere grunner til å satse på flytende havvind, se Fig. 2.8. Flytende havvind har en høyere kapasitetsfaktor grunnet bedre vindressurser

og nesten 80% av verdens havvind-ressurser finnes på havdyp større enn 60 meter [38].



Figur 2.8: Illustrasjon av flytende vindkraft [38].

Vindkraft til havs er derfor aktuelt for å dempe karbonutslippet i lakseoppdrettsnæringen. Hvis flytende havvind lar seg kombinere med oppdrettsanlegg, kan dette både minske kostnadene og bidra med strøm når det vil være behov for det. Selv om vindkraft har problemer med å holde en stabil produksjon av elektrisitet på grunn av sine varierte vindforhold, så kan det kombineres med batteripakken slik at vindmøllen lader opp batteriet nok til at batteriet slår seg på når det vil være behov for det.

2.4.7 Hydrogen

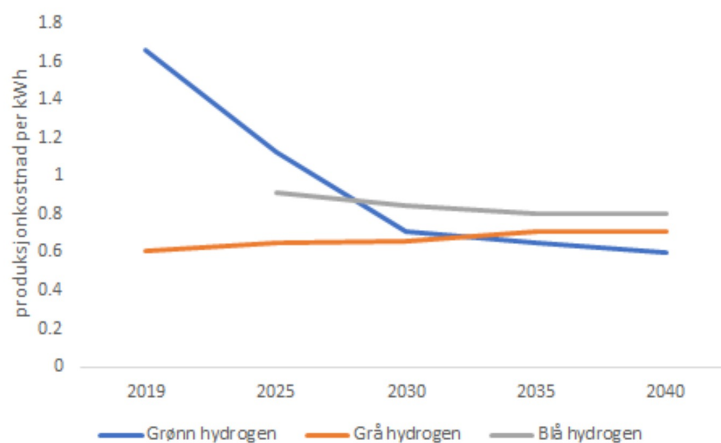
Hydrogen er det vanligste grunnstoffet i universet og kan bli brukt til å overføre ekstremt store mengder energi hvis det blir fremstilt riktig. Etter økende forbruk av energi i Norge har det blitt undersøkt alternative løsninger for energiproduksjon, og hydrogen er en av løsningene som blir vurdert i

dagens energikrise. Hydrogen er en gass som kan omformes til flytende. Det fører til at energikilden er mobil, noe som fører til et bredere bruksområde som både strøm og drivstoff. Ved tilrettelegging bruk av hydrogen så er det mulig å supplere energikilder som ikke er koblet til nettverket [39].

Det finnes tre forskjellige metoder å produsere hydrogen på, og de kategoriseres etter hvor energikrevende de er, og mengde utslipp de har. Den ene er ved omforming av naturgass, dette er en energikrevende prosess med store CO_2 - utslipp. Denne utformingen klassifiseres som grå hydrogen som har utslipp på 8 tonn CO_2 pr tonn hydrogen produsert, den andre er blå hydrogen som er basert på naturgass med karbonfangst fra produksjon og reduserer utslipp med 80%. Dette er de billigste hydrogentypene som er i produksjon [10].

Den siste utformingen er grønt hydrogen. Grønt hydrogen er det mange mener vil være nøkkelen til et nullutslippssamfunn i fremtiden. Grønt hydrogen blir som regel produsert ved metoden elektrolyse. Dette er en prosess hvor strøm blir brukt til å spalte vannmolekyler til hydrogen- og oksyngass [10]. Det blir skrevet mer utdypende om dette i elektrolyse-delen på side 30.

Lagring av hydrogen er vanskelig, dette er grunnet en lav volumetrisk energitetthet som fører til at det kreves store mengder hydrogen for å være energibærer. Dette fører til at gassen må komprimeres som fører til et ekstremt trykk. Grunnet det ekstreme trykket, så må det konstrueres kraftige gasstanker. Gassen kan omformes til flytende væske, men da må temperaturen være under -253 grader celsius slik at det ikke fordamper. En annen metode er å binde hydrogenet med metaller eller andre molekyler. Ulempen med å blande hydrogen med andre molekyler er at det taper energiinnhold samt at det blir økt forurensing [10].



Figur 2.9: Produksjonskostnad per kWh for ulike typer hydrogen [10]

Hydrogen er et relativt nytt konsept i dagens energimarked, der det er forsket på kostnader for de forskjellige produksjonsmetodene av hydrogen. Det antas at produksjonskostnaden endres med årene. Grå vil få en økt kostnad fordi verden har klimamål som skal oppnås, dette fører til en økt CO_2 -avgift som fører til en negativ utvikling. Karbonfangst blir stadig utviklet og nye fasiliteter fører til positiv utvikling for produksjonskostnaden, men det er mye usikkerhet angående utviklingen. Produksjonskostnaden for grønnhydrogen er 2-3 ganger dyrere enn grå og blå hydrogen med dagens teknologi og marked, se Fig. 2.9. Likevel rapporterer NVE om en god utvikling og konkurransedyktige priser på grønt hydrogen innen 2030 [10]. Det derfor er mange aktører som har håp om utvikling angående industriell drift med hydrogen.

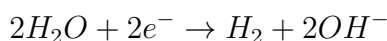
2.4.8 Elektrolyse

Elektrolyse av vann er en utslippsfri metode å fremstille hydrogen på, forutsatt at det brukes fornybar kraft i prosessen. Elektrolyse kalles derfor for

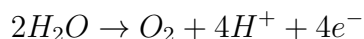
”grønt hydrogen” og denne metoden er ennå ikke konkurransedyktig med de andre metodene på grunn av høye investeringskostnader og lite teknologiutvikling. Denne fremstillingen går ut på å bruke elektrisk energi til å spalte vann til hydrogen og oksygen [39].

Spaltingen skjer i et elektrolyseapparat bestående av elektroder (en katode og en anode) og en fast eller flytende elektrolytt som sørger for bedre ledningsevne. Deretter blir strøm tilkoblet, og en redoksreaksjon starter. Dette vil si at det er en reduksjon og en oksidasjon som skjer samtidig og ved elektrolyse vil disse to reaksjonene skje ved hver sin pol som er koblet til en likespenningskilde. Likespenningskilden vil transportere elektroner fra positiv til negativ pol [39].

Den negative polen har et overskudd av elektroner. Vannmolekylene tar til seg elektroner og det vil da skje en reduksjon. Deretter splittes det fra resten av vannmolekylet og vil da bli til OH^- . I stedet for H_2O . To og to frie hydrogenatomer slår seg sammen og danner hydrogen-gass (H_2). Se reaksjonslikning nedenfor.

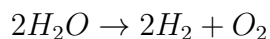


Den positive polen er motsatt og har et underskudd av elektroner. Deretter oksiderer vannmolekylene. Hydrogenatomene gir fra seg sine elektroner, mens vannet beholder sine. To og to oksygenatomer slår seg sammen og slik dannes oksygen-gass. Derfor blir utfallet denne reaksjonslikningen nedenfor.



Når disse to reaksjonslikningene blir kombinert og forenklet så er resultatet

denne likningen:

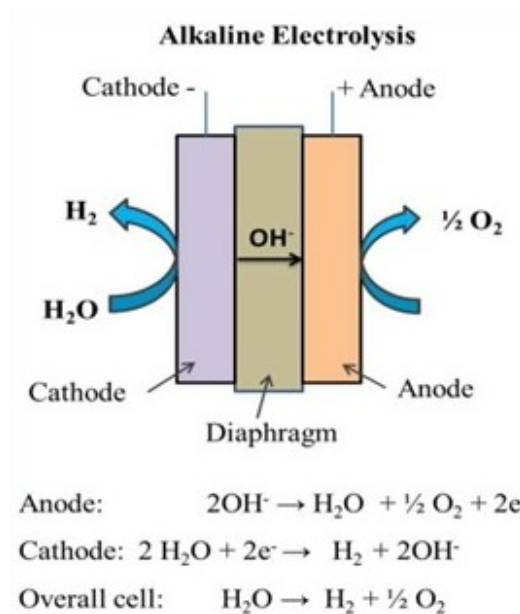


Alkalisk elektrolyse

I dag finnes det flere elektrolyseteknologier. Polymer Elektrolytt Membran elektrolyse (PEM) og Alkalisk elektrolyse (AEL) er dagens kommersielle elektrolyse teknikker. Disse to teknikkene har lavtemperatur- elektrolysrør som skilles av hvilken elektrolytt som benyttes.

AEL benytter en flytende elektrolytt, kaliumhydroksid (KOH). Denne elektrolytten sørger for bedre ledningsevne og er populær på grunn av lav korrosjonsevne. Denne teknikken ble utviklet av Jan Rudolph Deiman og Adriaan Paets van Trooswijk i 1789. Det er en veletablert teknikk, men har noen negative aspekter som for eksempel begrensende strømtetthet, lavt driftsteknikk og lav energieffektivitet [40].

AEL- prosessen starter med at to molekyler på katodesiden av alkalisk løsning (KOH/NaOH) blir redusert til et molekyl hydrogen (H₂) og to hydroksylioner (OH⁻) blir produsert. Det produserte hydrogenet eliminert fra katode overflaten som er blitt kombinert i gassform og hydroksidionene blir overført under påvirkning av den elektriske kretsen mellom anode og katode gjennom det porøse diafragmaet til anoden. Her blir den utladet til et halvt molekyl oksygen (O₂) og ett molekyl vann (H₂O). O₂ blir deretter rekombinert på overflaten av elektroden og unnslipper som hydrogen [40]. Prosessen blir vist i Fig. 2.7.

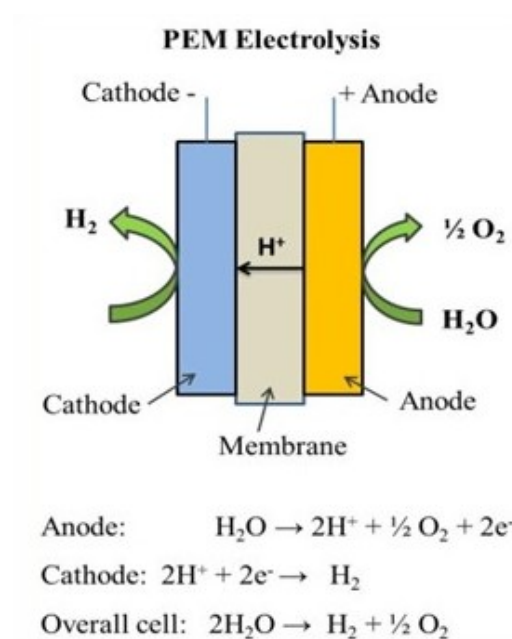


Figur 2.10: Illustrasjon av PEM vannelektrolyse [40].

Polymer Elektrolytt Membran elektrolyse

Den andre elektrolyse teknikken PEM benytter seg av en fast membran som skiller katoden og anoden, med en tykkelse på ca. 0,2 mm. Denne teknikken ble idealisert første gang på slutten av femtitallet av kjemikerne Thomas Grubb og Leonard Niedrach for å overvinne problemene ved alkalisk vannelektrolyse. PEM-vannelektrolyse splitter vann elektrokjemisk om til hydrogen og oksygen ved deres respektive elektroder. Det vil si hydrogen ved katoden og oksygen ved anoden. En mer detaljert beskrivelse er at PEM oppstår ved at det pumpes vann til anoden hvor det blir splittet inn til oksygen (O₂), protoner (H⁺) og elektroner (e⁻). Protonene føres deretter videre via en protonledende membran til katode siden. Elektronene går ut av anoden gjennom den eksterne strømkretsen, som gir selve kraften til reaksjonen. På katode siden kombineres protonene og elektronene for å produsere hydrogen [40]. Dette prosessen blir vist i Fig. 2.8.

PEM er en gunstig metode å konvertere fornybar energi til rent hydrogen med tanke på bærekraft og miljøpåvirkning. Elektrolysen har store fordeler som kompakt design, høy strømtetthet, høy effektivitet, kan operere under lave temperaturer og produserer rent hydrogen samtidig som den produserer oksygen som et biprodukt. Hovedutfordringene i PEM-vannelektrolyse er å redusere produksjonskostnadene og opprettholde den høye effektiviteten [41].



Figur 2.11: Illustrasjon av PEM vannelektrolyse [40].

2.4.9 Branselcelle

Brenselceller anses til å bli de grønne kraftkildene i det 21. århundre og kan gjøre “hydrogenøkonomi” til en realitet. En brenselcelle sin funksjon er å konvertere kjemisk energi, i dette tilfelle hydrogen, til elektrisitet. Den kan bli sammenlignet med et batteri, men forskjellen er at en brenselcelle krever kontinuerlig ekstern tilførsel av luft og drivstoff [41].

Det finnes flere typer brenselceller teknologier. I dag er det polymer brenselcelle (PEMBC) som dominerer markedet. Denne teknologien utgjorde ca. 60% av antall enheter levert i 2017 og sto for 70% av total kraftproduksjonskapasitet fra brenselceller samme år. De andre brenselcelleteknologiene er ikke like populære på grunn av enten høy kostbarhet, inneholder korrosive og forurensende stoffer, gir utslipp av klimagasser eller fordi de har svært høy arbeidstemperatur [42].

Alkaliske brenselceller (ABC) er en av brenselcellene som er kandidat til å konkurrere mot PEMBC i markedet, men som har en utfordringer hvor teknologien ikke strekker seg langt nok ennå. ABC benytter seg av en elektrolytt som er en løsning av kaliumhydroksid. Dette er også den første brenselcellen som ble utviklet og blir brukt som regel til romfart og i ubåter. Den opererer ved lav temperatur og har en relativ lav kostnad. ABC har et kompakt design og en lett tilgjengelig elektrolytt, men utfordringen med denne teknologien er at den har lav CO_2 toleranse som krever en tilførsel av rent oksygen. Dette fører til en store begrensinger i bruksområder [43].

Den dominante brenselcellen i dag er som sagt PEMBC. Denne brenselcellen er mer kompakt enn ABC, og har høy ytelse. Den er spesielt egnet for transportsektoren og har oppnådd betydelige fremskritt det siste tiåret for kommersialisering av teknologien. Teknologien benytter seg av polyelektrolytt membraner som protonleder og elektrokjemisk katalysator for elektrokjemiske reaksjoner under lav temperatur. PEMBC sine funksjoner som har gjort den attraktiv på markedet er at den har lav driftstemperatur, høy effekttetthet og enkel oppskalering. Disse funksjonene har gjort PEMBC til en kandidat som neste generasjons kraftkilder, spesielt da i transportsektoren [44].

Brenselceller kan hjelpe til et bærekraftig oppdrett lokalisert offshore. Staten har begynt å dele ut penger til flere hydrogenprosjekter, også da offshore. Ifølge E24 ga staten 28 millioner kroner til utvikling av hydrogenbåt til Midt-norsk Havbruk. Dette viser at staten har god tro på hydrogenutvikling og at det er håp for at hydrogen kan bidra til nullutslipp i oppdrettsnæringen [45].

2.5 Problemstilling

Ved å gjennomføre kvalitative undersøkelser og bruke simuleringsverktøy som for eksempel HOMER Pro, er formålet å finne effektive løsninger til avkarboniseringen av lakseoppdretten. Lakseoppdretten er en stor del av Norges næring, med som sagt tidligere har det hele 120 milliarder kroner i eksport i året 2021. Oppdrettsnæringen er en ikke-miljøvennlig næring, da det forårsaker 160 tonn CO_2 hvert år, og det er en næring som det er mulig å gjøre miljøvennlig. Som sagt tidligere har de fleste oppdrettsanlegg et dieselaggregat som strømkilde, og det er både en ineffektiv, og ikke-økonomisk løsning. En endring i strømkilden vil være det mest gunstige for oppdrettsnæringen. En del av oppdrettsanleggene holder allerede på med dette, og vil koble seg til landstrøm. Dette vil spare miljøet, men vil bruke en god del strøm. Landstrøm er kun tilgjengelig i områder nær grunne kystområder, og er ikke mulig i dype fjorder og den slags. I slike situasjoner vil det være gunstig med fornybare energikilder, som for eksempel et hydrogen brenselcelle. Fra det tekniske, til det økonomiske, så vil en fornybar strømforsyning bli mer økonomisk langsiktig, istedenfor dieselaggregat. Dieselpriene fortsetter å gå opp, og det vil nok bare bli dyrere og dyrere.

Ved hjelp av modelleringsprogrammet HOMER Pro, og litteraturstudie vil vi svare på problemstillinger knyttet til avkarboniseringen i oppdrettsnæringen.

Studiets problemstillinger er dermed som følger:

- I Er hydrogen en alternativ strømforsyning til lakseoppdretten i Norge for å dempe CO_2 utslippet?
- II Hva vil det koste å gå fra petroleumsbasert til fornybar strømforsyning?
- III Hva vil være det mest optimale fornybare energisystemet til oppdrettsnæringen?

3 Metode

3.1 Kunnskapsgrunnlag

Kunnskapsgrunnlaget for dette bachelorprosjektet er basert på et systematisk litteratursøk etter studier som belyser fenomenet avkarboniseringen av lakseoppdretten. Det systematiske søket ble gjennomført i databaser som er anbefalt på Høgskulen på Vestlandet sin side om biblioteket, fagressurser, relevante kilder for Klima og energi. Det er blitt gjort systematisk søk i databasene "GreenFILE", "Academic Search Elite Scopus", "Idunn", "ScienceDirect", "Scopus", "SpringerLink" og "Web of Science".

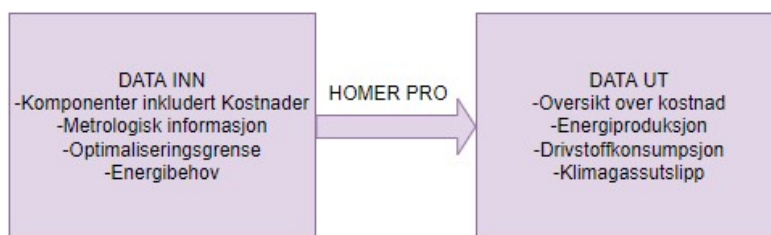
I tillegg har vi gjort søk i grå litteratur som offentlige institusjoners nettsider. Her har vi identifisert rapporter fra Regjeringen, NVE, Norconsult og fler.

Informasjonen hentet ifra intervju, rapporter, artikler, bachelor- og masteroppgaver og nettsteder har belyst prosjektoppgaven med data som er blitt videreutviklet i HOMER Pro.

3.2 HOMER Pro Verktøyet

HOMER er en programvareapplikasjon som er utviklet av National Renewable Energy Laboratory i USA [46]. Dette modelleringsprogrammet blir

brukt til å designe og evaluere tekniske og økonomiske alternativene for strømsystemer på og utenfor nettet for eksterne, frittstående og distribuerte generasjons applikasjoner. Det er en programvareapplikasjon som gir et innblikk over hvordan et energisystem kan fungere. Ved hjelp av dette avanserte program applikasjonen kan vi etablere modeller som vi kan bruke for å se de tekno-økonomiske fordelene- og ulempene ved alle de forskjellige realistiske fornybare energikildene som kan være i nærheten av et oppdrettsanlegg. Vi kan legge inn de forskjellige energikildene, Fornybar eller ikke-fornybar inn i modellen, og programmet vil rangere de ulike energikildene, og man kan se hvilke som vil være mest optimal økonomisk, og effektivt teknologisk.

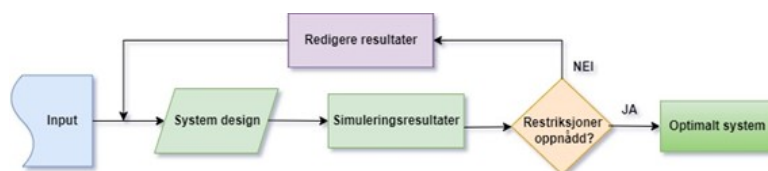


Figur 3.1: Data inn vs data ut på HOMER Pro.

HOMER pro er et verktøy som blir brukt til å skape og analysere tekno-økonomiske alternativer i et energisystem, og vi skal bruke det for å simulere energisystemer som kan være realistiske innen oppdrettsnæringen. Slik som det kan bli sett i Fig. 3.1, vil data inn bli satt inn i modelleringsprogrammet HOMER pro, og vi vil få data ut. Denne dataen inneholder nøkkelindikator tall, som blir brukt i resultatdelen.

Vi vil selvfølgelig fokusere på fornybare energikilder, ettersom vi har som mål å finne ut om det vil være mulig å avkarbonisere oppdrettsnæringen. Vi skal også simulere dieselgeneratorer, da det er den mest brukte strømforsyningen,

sammen med landstrøm i oppdrettsnæringen. å koble sammen oppdrettsanlegget på strømmettet vil også være et alternativ, men dette vil ikke være et valg hos alle, da det ofte kan være gammelt og utdatert strømmett i nærheten av fiskeoppdrett og lokasjon. Det vil også være mulig å legge inn restriksjoner på andel av fornybar energi. Dette vil bli brukt for å simulere klimakuttmålene på 55% og 95% regjeringen har satt til 2030 og 2050 som det kan bli sett i Fig. 3.2.



Figur 3.2: Flowchart om hvordan få et optimalt system på HOMER pro.

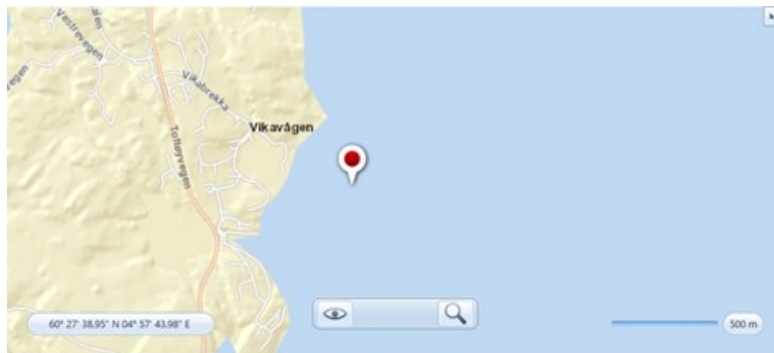
3.3 Brukercase Lakseoppdretten i Vestlandet

Studien tar for seg et oppdrettsanlegg eid av Bloom Fiskeoppdrett AS, som ligger lokalisert ved Øygarden i Hjeltafjorden på Vestlandet. Anlegget heter Vikabrekka. Energiforbruk i form av bunnlast og topplast har blitt tildelt fra Blom Seafood AS.

Blom har 10 oppdrettsanlegg, men ikke alle anleggene er i full drift. Derfor ble det valgt Vik-anlegget da det representerte reelle tall for et oppdrettsanlegg i full drift. Oppdrettsanleggene til Blom har forskjellige energikilder, noen går på landstrøm, diesellaggregat og noen av anleggene har blitt oppgradert til hybridpakker.



Figur 3.3: Foto av Oppdrettsanlegg eid av Blom Seafood AS [47].



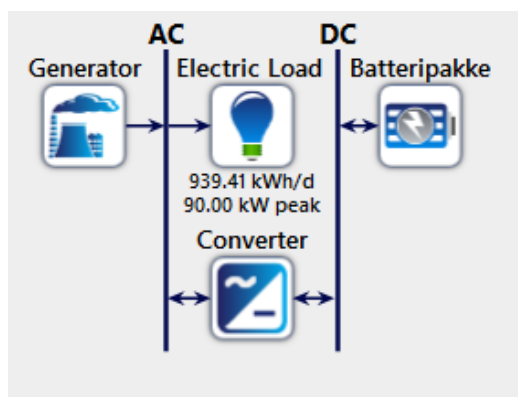
Figur 3.4: Lokasjon av Vikabrekka oppdrettsanlegg i Vikabrekka.

3.4 Modellutvikling i HOMER

3.4.1 Referanse system

Fig. 3.5 presenterer det referanse system. Systemet som ca. 50% av oppdrettsanlegg bruker er blitt brukt som et referansesystem til dette prosjektet. Det er brukt en dieselgenerator sammen med en hybrid batteripakke. Dieselgeneratoren er den eneste strømkilden i systemet, og hovedkostnaden er diesel. Figuren nedentil viser et referansesystem i HOMER pro. Det

kreves en elektrisk converter for å konvertere DC til AC. En elektrisk converter konverterer strøm fra DC til AC, og motsatt. AC og DC er engelske forkortelser på vekselstrøm (AC) og likestrøm (DC). Det er forskjellige komponenter i HOMER som krever at de har AC eller DC, som for eksempel en batteripakke må ha DC [48].



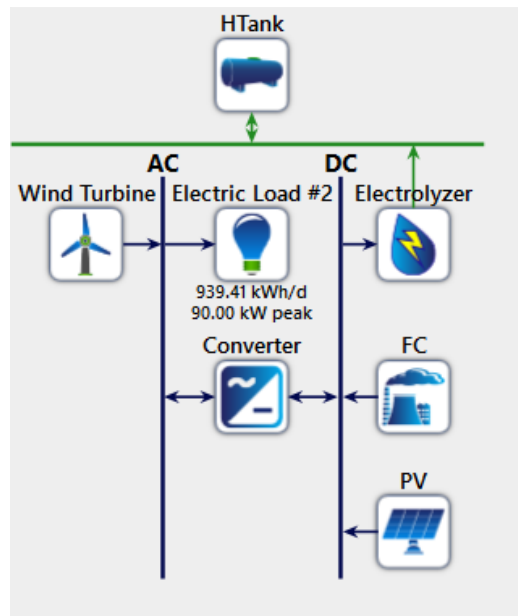
Figur 3.5: Referansesystem på HOMER Pro.

3.4.2 Foreslått system 1

Fig. 3.6 presenterer det Foreslått system 1. Et system som går ut på 100% fornybar energi. Systemet inkluderer fornybare energikilder som vindturbiner, og solceller for å tilføre elektrolysen med strøm, slik den kan produsere hydrogen for brenselcellen.

3.4.3 Foreslått system 2

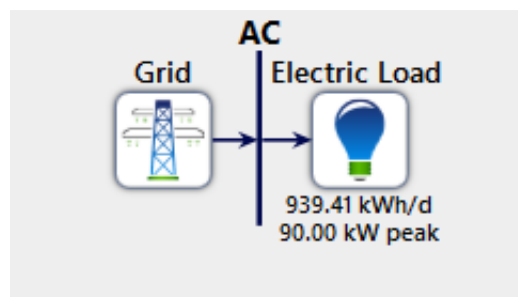
Fig. 3.7 presenterer det Foreslått system 2. Et enkelt system som inkluderer kun landstrøm. Landstrøm er blant de mest populære energikildene til oppdrettsanlegg. Det er mest brukt av kystnære oppdrettsanlegg der det allerede er et fungerende strømmnett i nærheten, slik det vil være økonomisk å legge en kabel.



Figur 3.6: Foreslått system 1 på HOMER Pro.

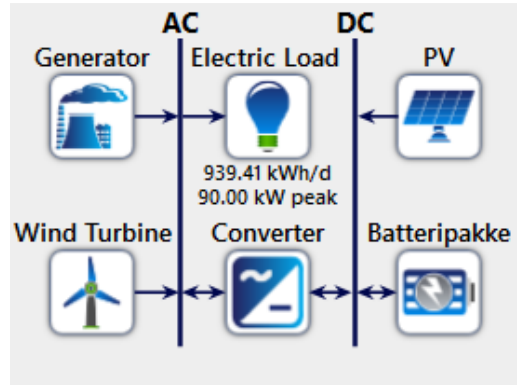
3.4.4 Foreslått system 3

Fig. 3.8 presenterer det Foreslått system 3. Et enkelt system med en dieselgenerator og fornybare energikilder som solceller og vindturbiner sammen med batteripakke. Systemet går ut på å minske nødvendigheten til dieselgeneratoren, og kun bruke den da det er dårlige forhold for solcellene, og vindturbinene. Dette systemet vil gi en enkel og økonomisk løsning til å



Figur 3.7: Foreslått system 2 på HOMER Pro.

være mer miljøvennlig.



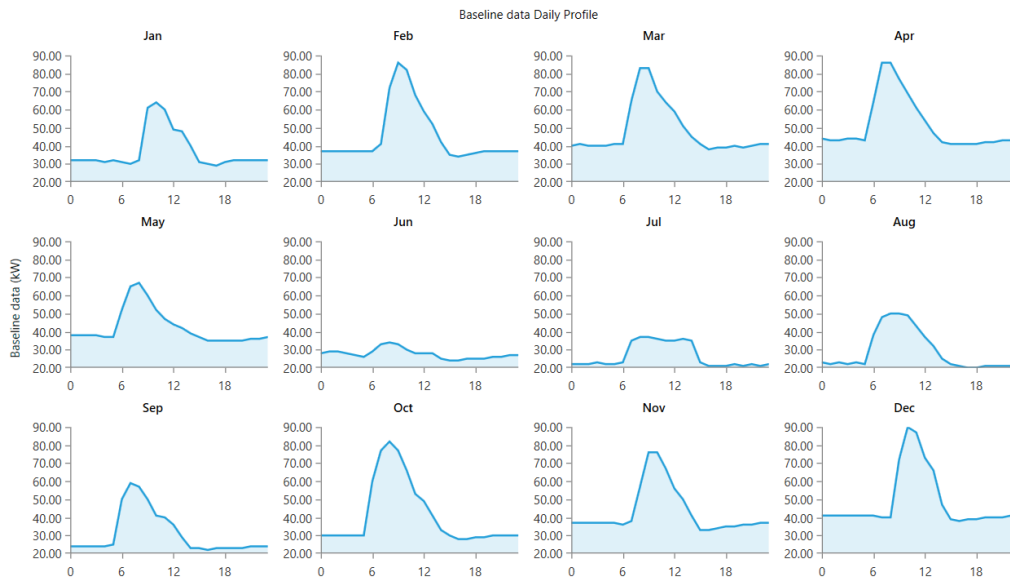
Figur 3.8: Foreslått system 3 på HOMER Pro.

Dette systemet er et litt dyrere system enn referansesystemet, men det er 38% mer fornybart, og vil være mer klimavennlig. Dieselgeneratorene, batteripakken og solcellene ligger på samme pris som de systemene over.

3.5 Data kilder og antagelser

3.5.1 Elektrisk last

Det elektriske forbruket til oppdrettsanlegget som er vist som ”lyspærer” i Fig. 3.9. Over 90% av forbruket er til fôring av fisk, og resten av forbruket er bruker forbruk som varmeovner, og lys. Vi fikk kun topplast, og daglig energibehov fra Blom Seafood AS sitt oppdrettsanlegg, og dermed har vi brukt en hypotetisk normalisert lastprofil for våre analyser i HOMER pro. Energiforbruket har en peak på 90 kWh, og det er et gjennomsnittlig forbruk på 939,41 kWh per dag.



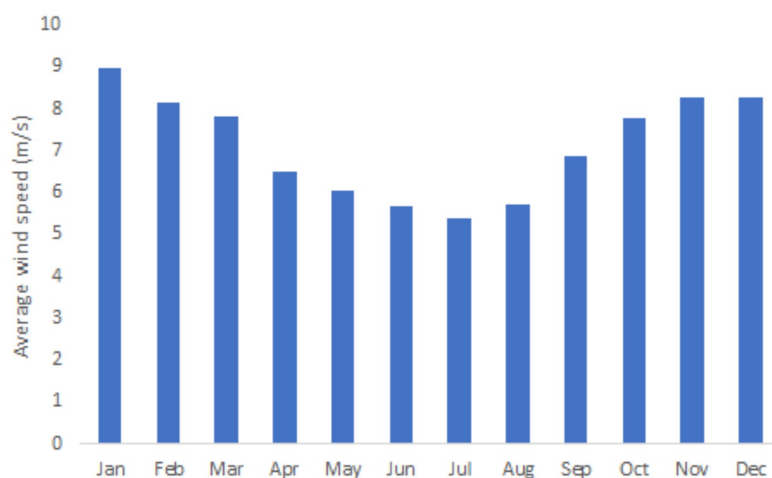
Figur 3.9: Månedlige forbruket til oppdrettsanlegge

3.5.2 Meteorologisk data

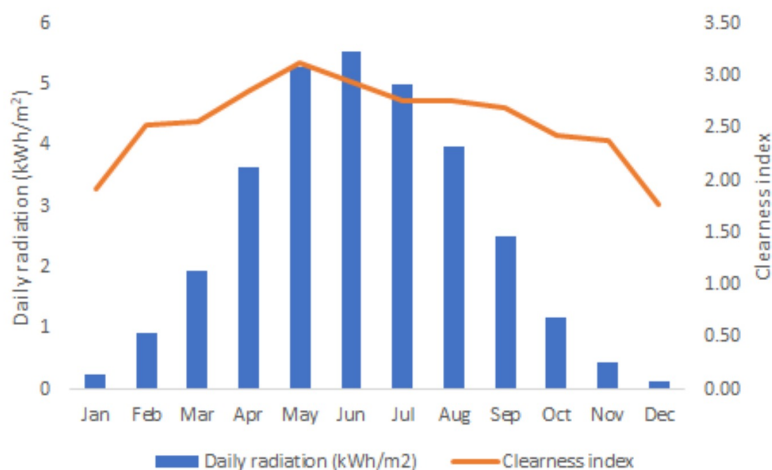
Fig. 3.10 og Fig. 3.11 vise meteorologisk data som årlig vindhastighet og solinnstråling. De kan enkelt bli lastet ned gjennom HOMER pro, og programmet bruke dette for å simulere modellene. Vindturbiner og solceller er avhengig av denne dataen for å fungere i HOMER, og i virkeligheten. HOMER bruker meteorologisk data fra NASA Prediction of Worldwide Energy Resource, og er gjennomsnittlig data over 30 år.

3.5.3 Tekno-økonomisk data

Dette referansesystemet er 0% fornybart som innebærer at det har ingen fornybare energikilder. Det er et relativt billig system å kjøpe inn, men har høyt dieselforbruk. Slik du kan se Table 3.1, har dieselgeneratoren en innkjøpspris på 1133 kr/kW, og batteripakken har en innkjøpspris på 1200 kr/kW. Dieselgeneratoren har og en operasjons og vedlikeholdskostnad på



Figur 3.10: Månedlig gjennomsnitt av vindhastighet i Vikabrekka



Figur 3.11: Månedlig gjennomsnitt av solinnstråling i Vikabrekka

28,5 kr hver operasjonstime [49]. Dieselprisen ligger på 10kr/l, Det ble informert om i et intervju med Blom Seafood AS at dette er prisen firmaet betaler.

Dette foreslått system 1 har en god del høyere innkjøpskostnad enn referansesystemet. Som du kan se i Table 3.1 så er det valgt en Mobil PEM-

Tabell 3.1: Tekno-økonomisk data av energiteknologier.

Technology	Innkjøpskostnad (kr/kW)	Operasjonkostnad (kr/kWh)	Livstid (år/hrs)
Diesellaggregator	1133	28	15000hrs
Solceller	6500	-	20 år
Vindturbiner	10071	339	25 år
Elektrolyser	8412	339	15 år
Brannsell	4500	28	15000hrs
Batteripakke	1200	339	20 år
Hydrogen tank	10000	339	25 år

brenselcelle med en innkjøpskostnad på 4500 kr/kW [42], og en PEM-elektrolyse med en innkjøpskostnad på 8412 kr/kW [42]. En hydrogentank er også nødvendig, og har en innkjøpskostnad på 10000 kr/kg [50]. Vindturbiner har en innkjøpskostnad på hele 10071 kr/kW. Det er også tenkt at solceller skal være på anlegget, som kan bidra til strømproduksjonen, og denne har en innkjøpskostnad på 6500 kr/kW. Operasjonskostnadene og livstiden på komponentene ble alle funnet på HOMER sin database for hver enkelt komponent [51].

Grunnen til at det ble valgt en PEM elektrolyse istedenfor AEL er på grunn av PEM sin høye effektivitet, kan operere under lave temperaturer og at den produserer rent hydrogen samtidig som den produserer oksygen som et biprodukt, noe som vil egne seg godt for næringen sitt oksygenbehov [40]. Valget av brenselcelle er på grunnlag av at det er store begrensninger i en Alkalisk brenselcelle (ABC), så det vil derfor være gunstig å heller ta i bruk en polymer brenselcelle (PEMBC). En PEMBC er mer kompakt enn en ABC

og har en høy ytelse, noe som gjør den egnet til mobile applikasjoner sånn som da oppdrettsnæringen [42].

Foreslått system 2 basert på landstrøm er nok trolig det billigste anlegget å kjøpe inn, da det kun kreves legging av kabel til anlegget. Økonomisk er det eneste forbruket elektrisitet, og vi har gått ut ifra nordpool sine elektrisitetspriser. Norge er kjent for å ha en svært stor andel fornybar energi i strømmettet sitt, men det er fortsatt ikke 100%. Det er 35g CO_2 eq/kWh i strømmettet på Vestlandet I Norge. Dette er aldeles lite i forhold til andre land, som Polen, som har 600g CO_2 eq/kWh. Dette norske strømmettet er 99% fornybart, og da vil systemet være det samme [52]. Vi antar at innkjøpskostnad på 650000 kr/km multiplisert med 50% på grunn av vanskelig terreng, men dette er tatt fra NVE sine 22kv Nettkabel kostnader [53]. Distansen fra etablert strømmett til oppdrettsanlegget er 530m [54].

Kostnadene for komponentene i foreslått system 3 vil være det samme som for komponentene i tabellene over. Det ble også brukt en inflasjonsrate på 1,80 som er tatt fra Norgesbank på alle systemene i HOMER pro [55].

4 Resultater

I denne delen presenteres resultatet fra de teknisk-økonomiske analysene i HOMER pro. Det vil være forskjellige resultater innen de forskjellige systemene, men det vil være fokus på det første foreslåtte systemet, som inneholder hydrogenproduksjon med elektrolyse. Strømproduksjonen vil være med brenselcelle og andre fornybare energikilder som solceller, og vindturbiner.

Først vil det være en tabell som viser optimaliserte resultater av nøkkeltallsindikatorer basert på netto nåverdi kostnadene, energikostnad, og kapitalkostnad for de forskjellige systemene, og komponentene. Deretter vil det være resultater om systemrapporter for 55% og 95% fornybar energi ressursutnyttelse. Det vil være et klimagassutslipp kapittel, som viser hvor mye utslipp hvert system har. Til slutt følsomhetsanalyse ved å sammenligne prisene til komponentene i hydrogensystemet, med forskjellige dieselpriiser, og sammenligning av de forskjellige systemene.

4.1 Optimaliserte resultater av alle systemene

I Table 4.1 "NPC" være total net present cost, "COE" vil være the levelized cost of energy. Total net present cost er livssyklus-kostnaden til alle kompo-

Tabell 4.1: Teknø-ekonomisk data av energiteknologier.

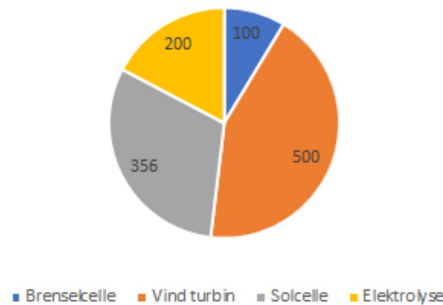
System	NPC (MNOK)	COE (NOK/kWh)	Opkost (MNOK/år)	Innkjøp (MNOK)	Fornybar del (%)
Referenssystem	19.5	4.5	1.55	0.648	0%
Foreslåtte systemene 1	14.7	2.78	0.24	11	100%
Foreslåtte systemene 2	2.84	0.654	0.167	0.72	99%
Foreslåtte systemene 3	10.4	2.4	0.51	3.95	48%

nentene i systemet sin livstid [56]. COE er den gjennomsnittlige kostnaden hver kWh produsert av systemet [57]. Op/cost er operasjons kostnaden for hvert år, og innkjøpskostnaden er hvor mye systemet kostet å kjøpe inn. Fornybar energi prosenten vil være nødvendig å vite, og man kan sette restriksjoner inn i HOMER for å prøve å få opp alle de foreslåtte systemene til 55% og 95%.

Ut ifra Table 4.1 er referansesystemet mer ulønnsomt langsiktig, da både NPC- verdien, COE og operasjons kostnader er høyest. Den er billigst i innkjøpskostnad, men er dog minst fornybart alternativ ut ifra vurderingene i HOMER Pro. Dette står ikke i samsvar med dagens klimamål og vil være mindre lønnsomt enn andre alternativer. Dieselgeneratoren i referansesystemet bruker 122052 liter diesel hvert år, og dieselgeneratoren i foreslått system 3 bruker 62294 liter diesel hvert år. Dette er en stor forskjell hvis man tenker på utslipp, og kostnad.

I sektordiagrammet, Fig. 4.1, ovenfor vil man kunne se kapasiteten til de forskjellige komponentene i foreslått system 1. HOMER pro har simulert og funnet at dette er den mest optimaliserte systemet man kan ha med disse komponentene. Solceller og vindturbiner er de med mest kapasitet, og brenselcellen blir brukt når det er nødvendig.

Foreslått system 1 teknologiblanding



Figur 4.1: Teknologiblanding av foreslått system 1

4.2 Optimaliserte resultater for 55% og 95% fornybar energi del

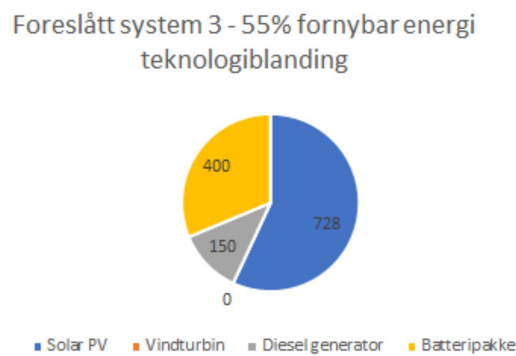
Regjeringen har satt som mål å kutte klimagassutslipp med 55% i løpet av 2030, og 95% til 2050. Derfor har vi simulert hva kostnaden vil være å få 55% og 95% fornybare energikilder som strømkilde, se Table 4.2. Foreslått system 3 har dieselgenerator med forskjellige fornybare energikilder som solceller, og vindturbiner, se Fig. 4.2 og Fig. 4.3.

Tabell 4.2: Dieselgenerator- og fornybar energi system med 55% og 95% fornybar energi andel.

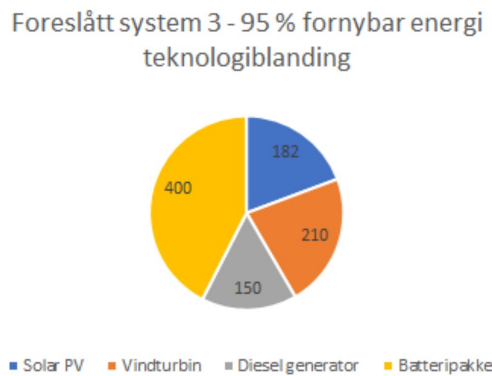
System	NPC (MNOK)	COE (NOK/kWh)	Opkost (MNOK/år)	Innkjøp (MNOK)	Fornybar del (%)
Foreslåtte systemene 3	11.3	2.61	0.541	4.47	55%
Foreslåtte systemene 3	13.1	3.01	0.117	11.6	95%

Vi har satt restriksjoner på HOMER, der programvaren analyserte hva kostnaden ville være nøyaktig på 55%, og 95% andel fornybar energi. Det re-

sultatet anga var at det vil bli en høyere kostnad når den fornybare energiprosenten går opp. Fornybare energikilder har høye innkjøpskostnader, men har små operasjonskostnader, og ikke minst ingen klimautslipp. Det vil være nødvendig for akvakulturen å gå over til fornybar energi for å nå regjeringens sine klimamål, og det vil kreve høyere kapital, men en del mindre operasjonskostnader.



Figur 4.2: Teknologiblanding av foreslått system 3 med 55% fornybar energidel



Figur 4.3: Teknologiblanding av foreslått system 3 med 95% fornybar energidel

Restriksjonene for 55% fornybar energiandel var som forventet. Den hel-

hetlige kostnaden var høyere, men den har også mindre utslipp enn uten restriksjonene. På 55% vil ikke systemet ha vindturbiner, men kun solceller på hele 728 kW kapasitet. Det er fordi vindturbiner er en del høyere kostnad.

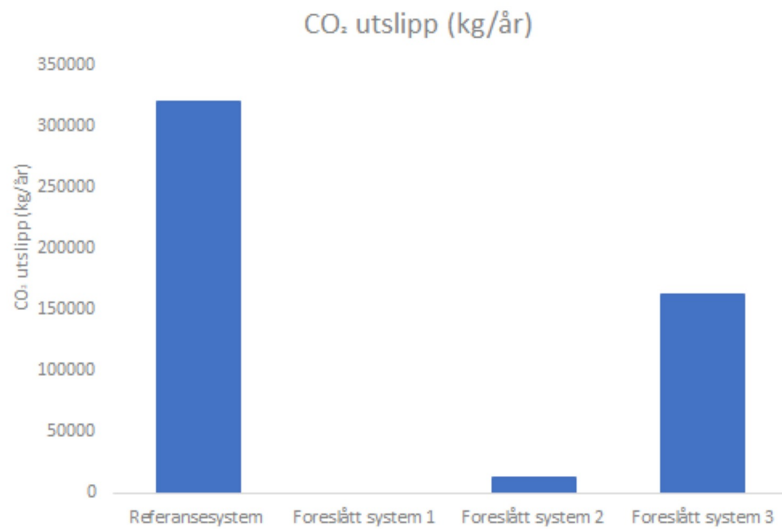
Restriksjonene for 95% forsetter samme vei, med at de fleste kostnadene blir høyere, men operasjonskostnadene blir lavere. Vindturbiner var nødvendig, ettersom det var såpass høy fornybar energiandel, og dermed vil innkjøps kostnaden stige høyt. I sektorgrammet for 95%-systemet er det kun 182 kW kapasitet i solceller, og 210 kW i vindturbiner. Det er en jevn blanding av de forskjellige fornybare energikildene, med en dieselgenerator som kan brukes når det trengs.

4.3 Klimagassutslipp

Resultater av alle systemet klimagassutslipp er gitt på Fig. 4.4. Referansesystemet er selvfølgelig høyest på denne skalaen, da det kun inneholder en dieselgenerator, og batteripakke. Neste på listen er foreslått system 3, som igjen har dieselgenerator som hovedstrømkilde. Foreslått system 2 har en liten brøkdel av utslippene, da det er kun $35\text{gCO}_2\text{eq}$ hver kWh i det norske strømmettet. Foreslått system 1 har ingen utslipp, da det kun inneholder fornybare energikilder og er 100% fornybart.

4.4 Økonomisk-sammenligning av systemer

Videre ble det lagt inn restriksjoner i HOMER Pro, da regjeringen har klimamål innen 2030 og 2050. Da ble den fornybare andelen justert til 55% og 95%. Dette resulterte i økte fornybare-andeler på anlegget og en høyere kostnad for prosjektet. Foreslått system 1 og 2 er høyere enn 95% fornybar,



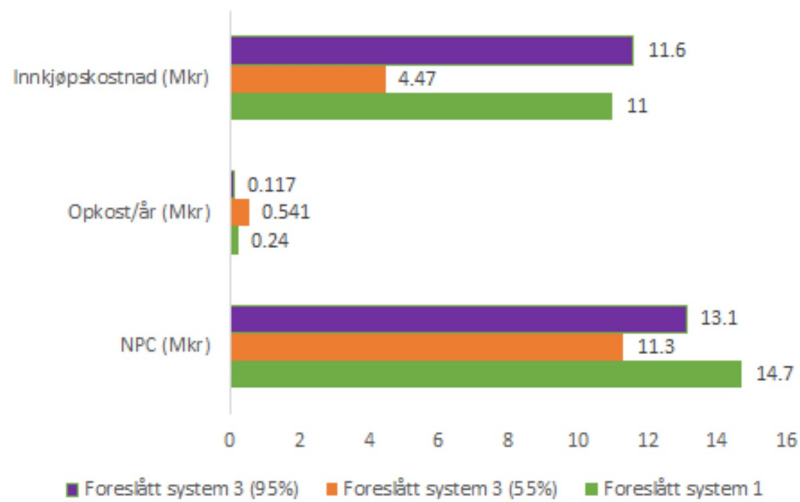
Figur 4.4: Stolpediagram over CO_2 Utslipp for hvert system.

så det trengs ikke optimalisering av dette systemet. Dermed blir det ikke noe endring i kostnader ved utbygging.

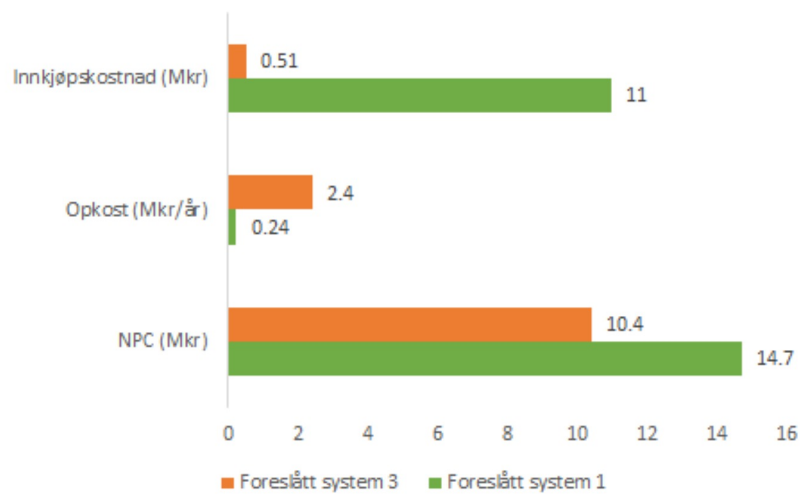
HOMER optimaliserte Foreslått system 3 til å bare være 48% fornybart, dette er ikke bærekraftig i henhold til klimamålene og dermed ble dette systemet satt restriksjoner til. Da ble andelen fornybare energikilder økt til 55% og 95% og dette fikk konsekvenser for kostnadene.

Fig. 4.5 presentere foreslått system 1 sammenlignet med foreslått system 3 med 55% og 95% fornybar energiandel. HOMER optimaliserte Foreslått system 3 til å bare være 48% fornybart, dette er ikke bærekraftig i henhold til klimamålene og dermed ble dette systemet satt restriksjoner til. Da ble andelen fornybare energikilder økt til 55% og 95% og dette fikk konsekvenser for kostnadene.

I Fig. 4.6 ovenfor sammenligner vi foreslått system 1 med foreslått system 3. Dette vil gi en helhet i prisendringen ved optimalisering av foreslått system



Figur 4.5: Sammenligning av foreslått system 1 og foreslått system 3 med 55% og 95%



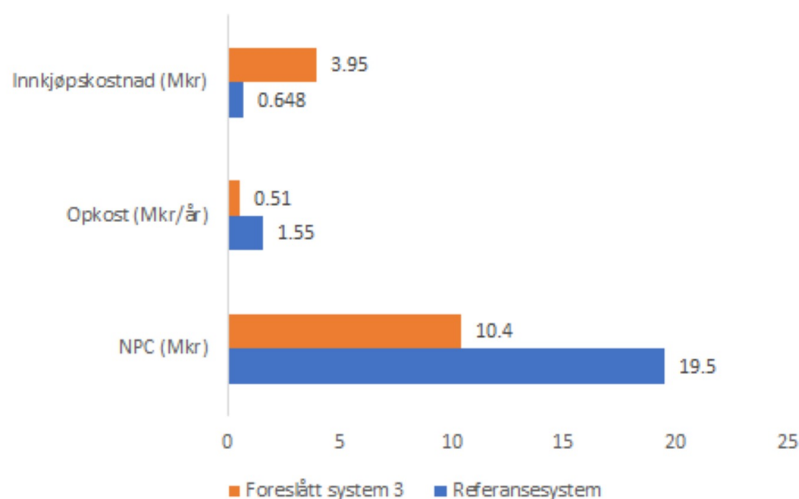
Figur 4.6: Sammenligning av foreslått system -1 og 3

3. Selve NPC-kostnaden er billigere med optimalisert system 3 med 95% fornybart. COE-kostnaden for optimalisert system med 95% øker i forhold til foreslått system 1. Opkost/år er billigere for optimalisert system med

95% fornybart. Innkjøpskostnaden for optimalisert system 3 er høyere enn foreslått system 1.

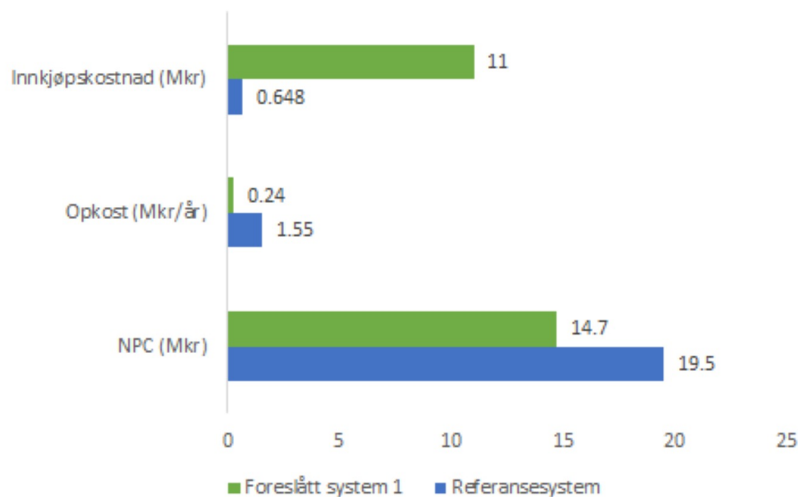
Foreslått system 1 er allerede 100% fornybart og optimalisert system er 95% fornybart. Dette utgjør en forskjell i kostnader og klimagassutslipp, med økte skatt og avgifter vil de 5% være en ukjent faktor for eventuelle kostnader.

Økonomisk sett er referansesystemet et dyrt system som er ikke-fornybart. Man trenger ikke en høy kapital for å begynne, men det er et krevende system å holde. Dieselprisen er den faktoren som betyr mest, da hele kostnaden til systemet består av den. Som sagt er det brukt en dieselpris på 10kr/l, og det er egentlig relativt billig med dagens priser. Dette er grunnen til det ble laget en følsomhetsanalyse i resultatsdelen av prosjektet, for å se hvor mye den totale kostnaden ble påvirket av dieselprisen. Den lave innkjøpskostnaden er nok hva trekker de fleste oppdrettere til denne typen strømkilde, men som man kan se i Fig. 4.7 er det en høy NPC-verdi, som viser til at gjennom hele levetiden til systemet vil det være en høy kostnad. Referansesystemet



Figur 4.7: Sammenligning av foreslått system 3 og referansesystemet

har mer enn 6 ganger så dyr operasjonskostnad som foreslått system 1, se Fig. 4.8, men foreslått system 1 har over 11 ganger så dyr innkjøpskostnad. Det har blitt funnet ut i prosjektet at jo høyere fornybar energiandel, jo høyere innkjøpskostnad.



Figur 4.8: foreslått system 1 og referansesystemet

4.5 Følsomhetsanalyse

Med en følsomhetsanalyse kan du justere variablene i HOMER. Ved å bruke forskjellige variabler kan man se hvordan systemene vil bli påvirket økonomisk når man tar opp eller ned kostnaden på en komponent. I denne følsomhetsanalysen har vi fokusert på hydrogen-systemet vårt, og dieselgeneratorsystemet. Vi justerer ved å multipliserer kostnaden til de forskjellige komponentene med 0,5, 1 og 1,5, og vi justerer dieselprisene fra 7 til 15 kr/l. Det vil bli sett hvordan prisene endrer seg etter vi justerer variablene.

Ut ifra Table 4.3 vil man kunne se at det ikke vil bli stor forskjell i kostnad med forskjellig kostnad på brenselcellen. Dette er da på grunn av det ikke er

Tabell 4.3: Følsomhetsanalyse av brenselcellen innkjøpkostnad

Innkjøpkostnad	NPC (MNOK)	COE (NOK/kWh)	Opkost (MNOK/år)	Innkjøp (MNOK)	Fornybar del (%)
50%	14.5	2.75	0.24	10.8	100%
100%	14.7	2.79	0.24	11	100%
150%	15	2.83	0.24	11.3	100%

stor kapasitet på brenselcellen, og dermed ikke en høy kostnad på grunn av prisen er kr/kW.

Tabell 4.4: Følsomhetsanalyse av Solar PV innkjøpkostnad

Innkjøpkostnad	NPC (MNOK)	COE (NOK/kWh)	Opkost (MNOK/år)	Innkjøp (MNOK)	Fornybar del (%)
50%	13.5	2.55	0.233	9.91	100%
100%	14.7	2.78	0.24	11	100%
150%	15.9	3.22	0.24	12.2	100%

Med forskjellig kostnad på solceller vil det være en større forskjell i pris, enn brenselcellen som viste i Table 4.4.. Dette er for det er en høyere andel med solceller, og dette vil dermed gi mer forskjell i total kostnad. Ut ifra Table 4.5 vil man se at vindturbiner har en enda høyere innkjøpskostnad enn solceller, og vil gi en større total kostnad. Men ut ifra Table 4.6 vil man se at elektrolysen vil gi vesentlige forskjeller i total kostnaden, men ikke like mye som solceller, eller vindturbiner.

Dieselprisene har mye å si for nettototal kostnaden, og det kan man enkelt se i Table 4.7. Innkjøpskostnaden er lav i forhold til foreslått system 1, men med en høy dieselpris vil man se at det er viktig å ha en lav dieselpris hvis man kun bruker fossile energikilder som dieselgenerator. Med en forskjell på

Tabell 4.5: Følsomhetsanalyse av vindturbiner innkjøpskostnad

Innkjøpskostnad	NPC (MNOK)	COE (NOK/kWh)	Opkost (MNOK/år)	Innkjøp (MNOK)	Fornybar del (%)
50%	12.2	2.31	0.24	8.53	100%
100%	14.7	2.78	0.24	11	100%
150%	17	3.22	0.24	13.2	100%

Tabell 4.6: Følsomhetsanalyse av elektrolyse innkjøpskostnad

Innkjøpskostnad	NPC (MNOK)	COE (NOK/kWh)	Opkost (MNOK/år)	Innkjøp (MNOK)	Fornybar del (%)
50%	13.9	2.63	0.24	10.2	100%
100%	14.7	2.78	0.24	11	100%
150%	15.6	2.95	0.24	11.9	100%

Tabell 4.7: Følsomhetsanalyse av dieselpriser

dieselpriser kostnad	NPC (MNOK)	COE (NOK/kWh)	Opkost (MNOK/år)	Innkjøp (MNOK)	Fornybar del (%)
7	14.7	3.38	1.1	0.648	0%
10	19.5	4.5	1.55	0.648	0%
13	24.2	5.57	1.86	0.648	0%
15	27.3	6.28	2.1	0.648	0%

bare 5kr/l vil det være vesentlige forskjeller økonomisk. Referansesystemet er et dyrt system hvis man går ut ifra operasjonskostnadene, men det er ikke nødvendig med høyt kapital.

5 Diskusjon

I diskusjonen skal det vurderes resultater av informasjon hentet fra HOMER-Pro, i vårt prosjekt, og sammenligne det med fire andre prosjekter. Der vil det bli kommentert på likheter og ulikheter med forskningen. Hoveddelen av diskusjonen baserer seg på at vi skal sammenligne våre systemer, og våre resultater med andre sine relevante systemer, og andre undersøkelser. Det vil bli diskutert hvordan de har satt opp systemene sine, konsekvensene ved overgangen fra fossilt brensel, til en høy andel fornybart energiandel-system. Vi skal se på våre tekno-økonomiske data, og sammenligne de mot andre sine lignende data. Det vil bli sett på plasseringen til andre fiskeoppdrett, hvordan de ligger til og i forhold til vår bruker-case. Det vil også bli diskutert angående konsekvensene ved en overgang fra fossilt brensel til grønn energi i oppdrettsnæringen. Dette innebærer hva som må tas hensyn til med tanke på økonomi, politikk, sikkerhet og utvikling. Det legges mest vekt på foreslått system 1, ettersom prosjektet har satt søkelys på rollen til hydrogen for å avkarbonisere offshore-offgrid fiskeoppdretter på Vestlandet.

Videre i diskusjonen skal det vurderes et resultat som er mest kostnadseffektivt, ut ifra analyser fra HOMER Pro, og andre prosjekter sine analyser. Det skal vurderes et fornybart energisystem ut ifra klimamål fra regjeringen samt lavest drift- og innkjøpskostnader.

I denne [58] fagartikkelen undersøkes muligheter for vindkraft som en primæren-
ergikilde. Artikkelforfatterne tar for seg et oppdrettsanlegg lokalisert utenfor
Smøla, Møre og Romsdal. Anlegget har 8 forskjellige laksemerder og et årlig
energiforbruk på 472 000 kWh. Energikilden på anlegget er diesellaggregat
og årlig forbruk på diesel er 171 000 liter. Dette tilsvarer videre en kostnad
på 1 510 000 kr i drivstoffkostnader [58]. Dette er en fagartikkel fra 2015, så
kostnaden kan være noe feil i forhold til dagens energimarked.

Videre har artikkelen tatt utregning i vinddata, med timedata og teknisk
data fra en potensiell vindturbin. Her brukes en ENERCON 48 med 500
kW i kapasitet. Denne vindturbinen har en cut-in speed på 3 m/s og cut-out
speed 25 m/s vindhastighet som forteller noe om når det er minimalt og mak-
simalt med vind for produksjon [58]. Fagartikkelen tar i bruk et dataprogram
som heter Monte Carlo, dette programmet simulerer energiproduksjon med
vindturbiner. Ut ifra simuleringen med Monte Carlo er det mulig å regne ut
energiproduksjon og sammenligne resultat med diesellaggregat. Derfra kan
det regnes ut energikostnader kombinert med vindkraft og diesel.

Ut ifra simuleringen er det mulig å regne ut lønnsomheten for vindkraft ved
oppdrettsanlegget. Første utregning tar for seg hvor mye dieselkostnader
som blir spart årlig. Det konkluderes med en reduksjon på 114 800 liter
diesel i året som fører til 358 tonn CO_2 redusert utslipp, anlegget reduserer
dieselkostnaden til 419 000 kr med liter pris på 9,1 kr [58]. Videre ble det
utført en nåverdiprofil for lønnsomheten med prosjektet, denne forteller oss
noe om avkastningen på prosjektet. Avkastningsrenten er på 7,8%. Videre
lager de en oversikt over en nedbetalingsplan som skal skje innen 20 år, ut
ifra kalkuleringen så er prosjektet nedbetalt innen 16,05 år [58].

Fagartikkelen av E. Yngård - ”småskala vindkraft i oppdrettsnæringen - en

lønnsom løsning.” har mange fellestrekk med undersøkelsen denne prosjektoppgaven foretar seg. Det blir undersøkt muligheter for et mer bærekraftig og fornybart fiskeoppdrett, resultatene viser et lønnsomt alternativ for overgang til fornybare energikilder. I fagartikkelen blir det påvist en reduksjon på 114 800 liter diesel, da gjenstår det et årlig forbruk på omtrent 56 200 liter diesel. Videre kan det regnes ut at vindkraft-systemet er 69,6% fornybart, fornybarandelen står ikke i henhold til klimamålet innen 2050. Det blir påpekt at vindforholdene endrer seg fra år til år, så derfor vil det antageligvis være mindre endringer i fornybar energiandelen fra år til år.

Analysene i HOMER-Pro inneholder tre forskjellige foreslåtte systemer, hvor det vurderes forskjellige tekniske komponenter der vi vurderer de ut ifra det tekno-økonomiske. Hovedfokuset i oppgaven har vært undersøkelser av hydrogen som energibærer til oppdrettsanlegg, og dette er et system som er 100% fornybart. Innkjøpskostnaden er relativt lik for hydrogen og vindkraft. Hydrogen sitt system koster 11 millioner kr og ifølge fagartikkelen koster vindkraft systemet 10 millioner kr, men får støtte av Enova så kostnaden reduseres til 5 millioner kr.

Det blir nevnt flere ganger at dieselprisen vil være en viktig faktor som vil påvirke lønnsomheten i undersøkelsen. I bacheloroppgaven ble det foretatt en følsomhetsanalyse som tar for seg endringer i dieselkostnaden. Resultatene viser at en endring i dieselprisene vil ha en negativ eller positiv effekt for lønnsomheten i prosjektet.

Vi sammenligner våre resultater med [59] om bruk av fornybar energi til energiproduksjon på fiskeoppdrettsanlegg. Forskningsprosjektet det blir henviset til her er et lignende prosjekt. Det er et relevant prosjekt, der forskerne har satt søkelys på forskjellige lignende systemer som oss. Hovedoppgaven

med forskningsprosjektet er å finne bærekraftige løsninger til lakseoppdrett. Det har blitt vurdert kommersielle fornybare energikilder som solkraft og vindkraft, i bruk som strømkilder på lakseoppdrett, i tillegg til dieselgenerator som kun blir brukt når det er nødvendig. HOMER Pro har de også brukt i forskningsprosjektet sitt, der de har simulert systemene sine med fornybare energikilder. De har brukt relevant data fra et Dalsvåg fiskeoppdrett utenfor Karmøy, som har en relevant strømkilde, som inkluderer en dieselgenerator.

Den elektriske lasten til Dalsvåg fiskeoppdrett er på 875 kWh, med en peak på 112 kWh [59]. Lasten til Dalsvåg fiskeoppdrett er 64 kWh mindre enn Vikabrekka fiskeoppdrett, og peaken er 22kWh mer. Se delkapittel 3.5.1 elektrisk last. Systemene til forskningsprosjektet deres er like som vårt prosjekt, der de har 3 forskjellige systemer. Et basissystem som er likt vårt referansesystem, hvis man utelukker batteripakken i vårt referansesystem. Basissystemet deres har en dieselgenerator på 150 kW, og den bruker total 135707 liter diesel hvert år, og har et utslipp av CO_2 på 352324 kg/år [59]. Som vist i Fig. 3.2 har referansesystemet vårt et utslipp på 320264 kg/år, og et dieselforbruk på 122052 liter hvert år. Basissystemet deres har hele 13655 liter diesel hvert år mer dieselforbruk, og 32060kg/år CO_2 utslipp mer enn vårt referansesystem. Basissystemet har som sagt ingen batteripakke, og dette er grunnen til at de har et større forbruk enn vårt referansesystem. Basissystemet har en NPC verdi på 16,6 millioner kr [59]. Hvis man ser på Table 4.1, så er dette 2,9 millioner kr mindre enn vårt referansesystem.

Forskningsprosjektet deres har som nevnt, fokus på fornybare energikilder som vindkraft og solkraft, sammen med en dieselgenerator, som har store likheter med vårt foreslåtte system 3. I vårt prosjekt har vi fokus på hydrogen med brenselcelle og elektrolyse, sammen med fornybare energikilder, men vi har også alternative systemer. Dette gir grunnlag til diskusjon med resul-

tatene. Systemene til forskningsprosjektet til Skov og Andreassen innebærer et system med både vindturbiner, og solceller, et annet med kun solceller, og til slutt et med kun vindturbiner. Alle systemene deres inkluderer en diesलगenerator.

Systemet med både vindturbiner og solceller har en fornybar energiandel på 47,1%. Diesलगeneratoren har et forbruk på 46000 liter hvert år, og har et utslipp på 120521 kg/år. Innkjøpskostnaden på systemet er totalt 1,370 millioner kr. Som vist i tabell 5, så er dette en del lavere innkjøpskostnad enn hva foreslått system 1 er. Deres system har en COE-verdi på 4,132 kr/kWh, som er 1,352 kr mer enn foreslått system [59]. Dette vil si at foreslått system 1, vil være et rimeligere system hvis man går ut ifra kostnad per kWh. Når man ser på NPC-verdien derimot, så ligger systemet deres på 7,276 million kr, som ifølge tabell 5, er 7,44 million kr mindre enn foreslått system 1. Dette betyr at hele netto-nåverdikostnaden er omtrent halvparten av kostnaden. De andre systemene består kun av vindturbiner, og kun solceller. Der ligger vindturbinsystemet på en innkjøpskostnad på 1,64 millioner kr, og en NPC-verdi på 4,977 millioner kr. Som igjen er betydelig mindre enn vårt foreslåtte system 1, på både NPC, og innkjøpskostnad. Solcellesystemet har en betydelig høyere kostnad enn vindturbinsystemet, og har en NPC-verdi på 11,07 millioner kr, og en innkjøpskostnad på 1,3 millioner [59]. Solcellesystemet har kun 16,6% fornybar energiandel, og har et dieselforbruk på 72719 liter hvert år [59]. Dette forklarer hvorfor NPC-verdien er så høy, for som vi vet fra referansesystemet vårt, har dieselforbruk en stor betydelighet økonomisk.

Alt i alt så har vårt foreslåtte system har uten tvil en svært større innkjøps kostnad, enn de systemene nevnt ovenfor. Som nevnt tidligere har fornybare energikilder har en som regel en høyere innkjøpskostnad, enn ikke-fornybare. Fornybare energikilder har da en betraktelig lavere operasjon-

skostnader. Foreslått system 1 er da 100% fornybart, og har null i klimautslipp, og et framtidsrettet system hvis man vil nå klimamålene til 2030 og 2050.

I denne [28] bacheloroppgaven blir det tatt for seg en problemstilling som handler om fiskeoppdrettsnæringen i Norge. De vurderer hvilke energiteknologier som er mest effektiv, lønnsomme og samtidig klarer å supplere energietterspørselen til oppdrettsanlegg. Referansesystemet i oppgaven bruker dieselaggregat til strømproduksjon. Potensielle energikilder som blir vurdert i oppgaven er hydrogen, solceller, vindkraft, bølgekraft og lagringsmuligheter i form av batteripakker. Bakgrunnen for Bacheloroppgaven til NTNU er henholdsvis lik vår, de ser etter muligheter for å dekke energibehovet med fornybare energikilder til oppdrettsanlegg. De bruker MatLab og PVsyst for å gjennomføre beregninger og simuleringer i oppgaven. Da ender de opp med kostnadsresultater for alle alternativene. De tar for seg tre forskjellige oppdrettslokalteter, og skal vurdere best alternativ i forhold til plassering.

Bacheloroppgaven fremhever tre forskjellige løsninger. Den beste hybride løsningen er optimaliserte dieselaggregat kombinert med batteripakker. Dieselaggregatene kjører på full last, og energien som produseres brukes til å lade batteriene samt supplere energi-toppen til anlegget. Denne metoden er ikke fornybar, men reduserer CO_2 - utslippene og energikilden må forandres i fremtiden. Landstrøm er den beste løsningen med tanke på kostnader og CO_2 -utslipp, men blir vanskelig og kostbar å bygge når anlegg er plassert lengre vekk fra kysten.

Den siste løsningen er den mest miljøvennlige løsningen, nemlig brenselcelle med hydrogen. Det ble bare vurdert en fasilitet med brenselcelle som et alternativ, dette er fordi systemet var uaktuelt på resterende lokaliteter. Hy-

drogenløsningen er basert med et produksjonsanlegg på fastland i nærheten av Trondheim, der båter henter drivstoff og leverer det til lagringstanker på oppdrettsanlegget. Hydrogenløsningen vil være kombinert med en batteripakke og dieselaggregat. 94,7% av forbruket kommer fra hydrogen, 1,41% fra batteripakken og resten vil dieselaggregatet stå ansvarlig for [28]. Dette energisystemet er i henhold til klimamålene innen 2050.

Kostnadene for å drifte anlegget er særdeles høye i forhold til andre løsninger, årlig operasjonskostnad for Ocean Farm 1 ligger på 3,6 millioner kr, og med undersøkelser i HOMER-Pro er kostnadene våre 240 000 kr i året. Investeringstkostnaden ifølge MATlab for hydrogensystemet ligger på 20 millioner, og HOMER-Pro er 14,7 millioner kroner [28]. Grunnen til at MATlab sitt system har høyere kostnader kan være fordi det er flere komponenter som dieselaggregat og batteripakker. Ellers bruke de forskjellig data for tekniske komponenter. Bacheloroppgaven til NTNU understreker at drifting av anlegg med hydrogen er kostbart og vanskelig å få til, men med tiden vil kanskje teknologien være mer moden og det vil være mer lønnsomt enn nåværende teknologiske situasjon.

Problemet med sammenligningen av bacheloroppgaven til NTNU og vårt prosjekt er at NTNU tar for seg tre forskjellige oppdrettsanlegg med forskjellig plassering, forskjellig levetid på komponentene og kombinert med hybride energiløsninger. Dette fører til store kontraster i driftskostnadene, en differanse på 3,26 millioner årlig der vårt prosjekt har lavest kostnad. Selve investeringen for prosjektet har en differanse på 5,3 millioner. Homer-pro tar utgangspunkt i elektrolyse med hjelp av fornybare energikilder på anlegg, og dermed vil det ikke være særlig kostnader ved produksjon. MATlab baserer energisystemet på en blanding av hydrogen, diesel og batteripakke.

Begge oppgavene viser at hydrogen kan stå i samsvar med regjeringens klimamål innen 2030 og 2050, men er dog en av de kostbare løsningene. Disse kan brukes som en pekepinn for hvilke energikilder som potensielt kan bidra til mindre CO_2 -utslipp, og lønnsomheten av flere forskjellige teknologier med en fornybartilnærming blir vurdert.

Vi også sammenligning av resultater med [60]. I dette forskningsprosjektet har det blitt tatt for seg to forskjellige fiskeoppdrettsanlegg, og elektrisitetsforbruket ble undersøkt. De har undersøkt om det er mulig å erstatte hele det totale elektrisitetsforbruket med små vindturbiner, og det har blitt sett etter muligheter for å redusere dieselforbruk, og klimautslipp hos oppdrettsanlegg i Norge. Det har blitt nevnt mye om vinddata i forskningsprosjektet, der det er laget grafer om energiforbruket i forhold til middelvinder. Dette er fordi det er en masteroppgave som konsentrerer seg om vindturbiner. Vi har ikke satt søkelys på dette i vår oppgave, kun brukt HOMER Pro sin gjennomsnittlige data for området. Det er brukt Matlab, som er et avansert matematikkprogram for å finne resultatene, og i vårt prosjekt er det som nevnt, kun brukt programvaren HOMER Pro. Det blir nevnt elektrisitetsforbruket på de to fiskeoppdrettsanleggene som blir undersøkt. Det første har et elektrisitetsforbruk på 220000 kWh i året, og en peak på 122,3 kWh. Dette vil si at det er et daglig forbruk på omtrent 602 kWh [60]. Det andre har et elektrisitetsforbruk på 125000 kWh i året, med en peak på 81,2kWh, og et daglig forbruk på omtrent 342 kWh [60]. Dette er mindre en vårt forbruk på Vikabrekka fiskeoppdrett, og dermed vil systemene våre trenge større kapasitet.

I forskningsprosjektet er det, som sagt, nevnt to forskjellige systemer som blir kalt referanseanlegg 1, og 2. Dette er to forskjellige fiskeoppdrettsanlegg som har blitt undersøkt. Det har vært undersøkt med flere forskjellige vind-

turbiner, men vi velger å ikke ta dette med her, på grunn av relevans. Det er kun systemene som har sluttresultat som blir diskutert.

På de forskjellige systemene undersøkt, så er det noen resultater. Det første anlegget som har blitt undersøkt, med et system som innebærer kun vindturbiner og batteripakke, har en kapitalkostnad på 87 millioner kr. For det samme systemet på en annen plassering var det en kapitalkostnad på 11,4 millioner [60]. En kapitalkostnad på 87 millioner er svært høyt, og er en ekstremt høyere kostnad enn vårt foreslåtte system 1. Den andre plasseringen har 0,4 millioner kr lavere kapitalkostnad enn foreslått system 1. Systemene med en dieselgenerator, vindturbiner og batteri har en mer relevant kapitalkostnad, på 5,18 millioner kroner, og 2,2 millioner kroner [60]. Dette er betydelig mindre enn et system som kun har vindturbiner og en batteripakke. Kapitalkostnad har samme betydning som innkjøpskostnad.

Begge systemene har lavere kostnader enn vårt foreslåtte system 1, og 3. Det er ikke nevnt fornybar energiandel i resultatdelen til forskningsprosjektet, og det er derfor usikkert hvor stor prisforskjellen mellom systemene våre, og forskningsprosjektets er. Forskningsprosjektet her bidrar bra til å finne de best mulige vindturbinene, til rette værforhold, og plassering, og viser kostnaden til dette.

6 Konklusjon

I denne tekno-økonomiske prosjektoppgaven er det blitt utført en analyse for å finne ut hvilke energikilder som vil fungere best til å avkarbonisere offgrid-offshore oppdrettsanlegg på Vestlandet. Det er kommet frem til følgende konklusjoner på oppgavens problemstillinger.

I Er hydrogen en alternativ strømforsyning til lakseoppdretten i Norge for å dempe CO_2 utslippet?

Resultatene viser at en overgang til hydrogen som strømforsyning til lakseoppdretten i Norge vil kreve betydelige økonomiske midler. Det er en høy investeringskostnad, men operasjonskostnad er lav. Det er det mest miljøvennlige systemet med en 100% fornybar energiandel. Derfor er hydrogen et alternativ for å dempe CO_2 -utslippet og for å nå regjeringens klimamål innen 2030 og 2050.

II Hva vil det koste å gå fra petroleumbasert til fornybar strømforsyning?

Et petroleumbasert system som strømforsyning har en høy kostnad, i likhet med referansesystemet i prosjektet vårt. Med dagens dieselpriser vil det være mer gunstig og attraktivt med et fornybart energisystem som ikke er avhengig av fossilt brensel. Dieselprisen har steget med årene og stiger enda. Sammen med regjeringens klimamål er det økte skatter og

avgifter for hvert tonn CO_2 -utslipp. Dette er noe som påvirker oppdrettsanlegg drevet med fossile brensler i en stor grad. I undersøkelsen vår ble det utført en følsomhetsanalyse som viser hvordan lønnsomheten til anlegget blir påvirket hvis diesel øker i pris, og påvirket lønnsomheten.

Ifølge våre analyser vil et fornybart system ha en lavere kostnad på netto-nåverdien, produksjonskostnad og operasjonskostnad. Det negative er at systemene er kostbare i forhold til et fossildrevet system, foreslått system 1 har en differanse på 10,35 millioner mer enn referansesystemet. Netto-nåverdi-kostnaden fra referansesystemet til foreslått system 1 har en differanse på 4,8 millioner kroner. Derfor blir det konkludert med at foreslått system 1 vil være et mer lønnsomt system langsiktig.

III Hva vil være det mest optimale fornybare energisystemet til oppdrettsnæringen?

Ifølge våre analyser vil et anlegg basert på landstrøm være det optimale fornybare energisystemet til oppdrettsnæringen. Anlegg plassert i nærheten av kyst med enkel tilrettelegging og kabling for landstrøm vil kunne utnytte dette energisystemet på en meget effektiv måte. Dette er system som enkelt kan justeres for å opprettholde etterspørselen av strøm.

Problemet med landstrøm er at det ikke er tilstrekkelig med tanke på plassering da det kan være både kostbart og vanskelig å trekke kablet. Dette fjerner mobiliteten til anlegget og gjør at det vil være vanskelig å endre på lokaliseringen. Med sin lave netto-nåverdi-kostnad vil det være det mest økonomiske systemet. Hvis man tar høyde for å ha det mest klimavennlige systemet så er foreslått system 1 helt klart optimalt, med sitt 100% fornybar energiandel, og null utslipp.

Det finnes flere oppdrettsanlegg som ikke ligger tilrettelagt for landstrøm, og dette er anlegg som trenger en alternativ strømforsyning. Vi har vurdert foreslått system 3 som det mest lønnsomme systemet for oppdrettsanlegg som ligger offshore-offgrid. Dette er et system med 48% fornybare ressurser, men er ikke fornybart i henhold til regjeringens klimamål innen 2050. Ut ifra kalkuleringene ble det undersøkt for muligheter for optimalisering av foreslått system 3, dette kunne justeres til 55% og 95% slik at regjeringens klimamål blir vedtatt. Eneste ulempen med restriksjonene, er at foreslått system 3 blir mer kostbart.

7 Fremtidig arbeid

Resultatene fra denne prosjektoppgaven viser til at det vil være mulig med en avkarbonisering i oppdrettsanlegg på Vestlandet. Vi har gjennomført et literatursøk som belyste at det er manglende forskningsbasert kunnskap om hydrogen som energibærer i oppdrettsanlegg på Vestlandet. Det er derfor behov for omfattende forskning på dette fagfeltet. Basert på kunnskapsgrunnlaget i dette bachelorprosjektet så ser vi behov for at det tilføres tilstrekkelig med økonomiske midler til avkarboniseringen ved et oppdrettsanlegg. Motivasjonen til fremtidig arbeid bør derfor være å skaffe nok investorer og prøve å utvikle en teknologi som vil skape et verdifullt marked i hydrogenbransjen. Det er allerede blitt gjort suksessfulle hydrogenoppdrag i maritimbransjen og det blir spennende å se utviklingen fremover.

Det vi kan anbefale til framtidig forskning, er en kvalitativ studie istedenfor et kvantitativt slik som vi har, for eksempel med intervju der man går mer inn i dybden. Flere teknologier kan også forskes på. Blant annet er det mange interessante teknologier ute, som for eksempel flytende solcellepaneler, bølgekraft, og biodiesel. Det er alle teknologier som potensielt kan være gode strømkilder innen oppdrettsnæringen. Det kan også forskes på hvordan distribusjonen av hydrogenet foregår, og hvor mye dette vil koste hvis det var et elektrolyseanlegg på land.

Referanseliste

- [1] MOWI. *Salmon Farming Industry Handbook*. 2021.
- [2] Steinseth Trond A. Oppdrettslaks til heile verda. ”<https://www.ssb.no/jord-skog-jakt-og-fiskeri/artikler-og-publikasjoner/oppdrettslaks-til-heile-verda>”, 18. mai 2020. Retrieved: 2022-05-26.
- [3] Klima- og miljødepartementet. Klimaendringer og norsk klimapolitikk. ”<https://www.regjeringen.no/no/tema/klima-og-miljo/innsiktsartikler-klima-miljo/klimaendringer-og-norsk-klimapolitikk/id2636812/>”, 22. oktober 2021. Retrieved: 2022-05-26.
- [4] Finansdepartementet. Avgift på utslipp av klimagasser og veibruksavgift. ”<https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/avgift-pa-utslipp-av-klimagasser-og-veibruksavgift/id2884952/>”, November 2021. Retrieved: 2022-05-26.
- [5] Klima og miljødepartementet. Klimaplan for 2021–2030. ”<https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-13-20202021/id2827405/?ch=1>”, 2021. Retrieved: 2022-05-26.

- [6] Redaksjonen. Sjømateksporten passerte 120 milliarder kroner i 2021. ”<https://fisk.no/fiskeri/7553-sjomateksporten-passerte-120-milliarder-kroner-i-2021>”, 05. januar 2022. Retrieved: 2022-05-26.
- [7] Ole Kristian Fauchald. Miljøprinsipper og strategiske beslutninger–reform av norsk lakseoppdrett. *Tidsskrift for rettsvitenskap*, 133(2-03):264–305, 2020.
- [8] Statistisk sentralbyrå (SSB). Eksport av laks. ”<https://www.ssb.no/statbank/table/03024/>”, October 2022. Retrieved: 2022-06-01.
- [9] DNV GL. Fullelektrisk fiskeoppdrett. Report, 2018.
- [10] Horne Hallgeir and Hole Jarand. Hydrogen i det moderne energisystemet. Report 12/2019, NVE, 2019.
- [11] Bård Misund. Fiskeoppdrett. ”<https://snl.no/fiskeoppdrett>”, 18. februar 2021. Retrieved: 2022-05-26.
- [12] Laksefakta. Hvem bestemmer hvor et oppdrettsanlegg skal ligge? ”<https://laksefakta.no/lakseoppdrett-i-norge/hvem-bestemmer-hvor-et-oppdrettsanlegg-skal-ligge/>”, 4. oktober 2021. Retrieved: 2022-05-26.
- [13] Linn Therese Skår Hosteland. Alle utenom ett oppdrettselskap i troms vil kjøpe vekst. ”<https://www.kyst.no/article/alle-utenom-ett-oppdrettsselskap-i-troms-vil-kjoepe-vekst/>”, 2018. Retrieved: 2022-05-26.
- [14] Fiskeridirektoratet. Rømmingsåret 2021. ”<https://www.fiskeridir.no/Akvakultur/Nyheter/2022/rommingsaret-2021>”, January 2022. Retrieved: 2022-05-26.

- [15] Ove Skilbrei, Øystein Skaala, Geir Lasse Taranger, and Håkon Otterå. Rømming av laks og regnbueørret - konsekvenser på ville bestander. Report fisken og havet, nummer 11, Havforskningsinstituttet, 2003.
- [16] Kevin Alan Glover, Kjetil Hindar, Sten Karlsson, Øystein Skaala, and Terje Svåsand. Genetiske effekter av rømt oppdrettslaks på ville laksebestander:: utforming av indikatorer. *NINA rapport*, 2011.
- [17] Nexans. Landstrømsløsning for oppdrettsanlegg. Report, Yumpu, u.å.
- [18] AKVAGROUP. Batteripakker. ”<https://www.akvagroup.com/home>”, 2022. Retrieved: 2022-05-26.
- [19] Maratimt Magasin. Elfrida. ”<https://maritimt.com/nb/batomtaler/elfrida-032017>”, 2017. Retrieved: 2022-05-26.
- [20] Tore Stensvold. Elektrisk arbeidsbåter. ”<https://www.tu.no/artikler/oppdrettsnaeringen-vil-ha-elektriske-bater-det-beste-verden/403737>”, 17. august 2017. Retrieved: 2022-05-26.
- [21] MACGREGOR. Live fish carriers. ”<https://www.macgregor.com/Products/fishery-research-and-marine-resources/live-fish-carriers/>”, 2022. Retrieved: 2022-05-26.
- [22] Olje- og energidepartementet. Kraftproduksjon. ”<https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftforsyningen/>”, May 2022. Retrieved: 2022-05-26.
- [23] BELLONA. Kan kutte utslipp tilsvarende 150.000 biler. ”<https://bellona.no/nyheter/havbruk/2018-05-20480>”, May 2018. Retrieved: 2022-05-26.

- [24] EnergiNorge. Oversikt over en elektrifisert forflåte, 2020. Retrieved: 2022-05-26.
- [25] Marius Holt. Feasibility studies on a stand-alone hybrid wind-diesel system for fish farming applications. Master's thesis, Institutt for elkraftteknikk, 2017.
- [26] Tor Morten Sneve Stene, Birger Stene and Karstein Brekke. Aldersfordeling for komponenter i kraftsystemet. Report 8-2005, NVE, 2005.
- [27] Arman Goudarzi, Yanjun Li, and Ji Xiang. *Efficient energy management of renewable resources in microgrids*, pages 285–321. Elsevier, 2021.
- [28] Sandhu Simran Jit Kaur Berg Kristina, Høigård Elise Tajet and Vågen Marthe. *Elektrifisering av havbruk til havs*. Institutt for energi og prosesssteknikk, NTNU, 2020.
- [29] RB BATTERY. Comparing the battery with other power sources. "<https://batteryuniversity.com/article/bu-104a-comparing-the-battery-with-other-power-sources>", October 2021. Retrieved: 2022-05-26.
- [30] Changfu Zou, Lei Zhang, Xiaosong Hu, Zhenpo Wang, Torsten Wik, and Michael Pecht. A review of fractional-order techniques applied to lithium-ion batteries, lead-acid batteries, and supercapacitors. *Journal of Power Sources*, 390:286–296, 2018.
- [31] SINTEF Energy Research. Batteries. "https://www.sintef.no/globalassets/project/powerelectronics/energy_storage-lysark.pdf", u.å. Retrieved: 2022-05-26.
- [32] Norsk Solenergiforening. Om solenergi. "<https://www.solenergi.no/begreper>", 2022. Retrieved: 2022-05-26.

- [33] UngEnergi. Solceller. ”<https://ungenergi.no/energikilder/solenergi/solceller/>”, 14. juli 2021. Retrieved: 2022-05-26.
- [34] Jannicke Nilsen. Tilbakebetaling av solcellepanel på taket. ”<https://www.tu.no/artikler/sa-lang-tid-tar-det-for-et-solcellepanel-tjener-inn-seg-selv/346288>”, 13. april 2016. Retrieved: 2022-05-26.
- [35] Gustav Erik Blaalid. Solenergi skal erstatte dieselaggregatene. ”<https://www.skipsrevyen.no/article/solenergi-skal-ersatte-dieselaggregatene/>”, June 2018. Retrieved: 2022-05-26.
- [36] Statkraft. Vindkraft. ”<https://www.statkraft.no/var-virksomhet/vindkraft/>”, u.å. Retrieved: 2022-05-26.
- [37] UngEnergi. Hva er vindkraft. ”<https://ungenergi.no/energikilder/vindkraft/hva-er-vindkraft/>”, 11. april 2022. Retrieved: 2022-05-26.
- [38] NVE. Vindkraft. ”<https://www.nve.no/energi/energisystem/vindkraft/>”, 20. april 2022. Retrieved: 2022-05-26.
- [39] Equinor. Flytende havvind. ”<https://www.equinor.com/no/energi/flytende-havvind>”, 2022. Retrieved: 2022-05-26.
- [40] UngEnergi. Hydrogen. ”<https://ungenergi.no/energibaerere/ovrige-energibaerere/hydrogen/>”, 4. november 2021. Retrieved: 2022-05-26.
- [41] S Shiva Kumar and V Himabindu. Hydrogen production by pem water electrolysis—a review. *Materials Science for Energy Technologies*, 2(3):442–454, 2019.

- [42] Xuan Cheng, Zheng Shi, Nancy Glass, Lu Zhang, Jiujuun Zhang, Datong Song, Zhong-Sheng Liu, Haijiang Wang, and Jun Shen. A review of pem hydrogen fuel cell contamination: Impacts, mechanisms, and mitigation. *Journal of Power Sources*, 165(2):739–756, 2007.
- [43] Klima- og miljødepartementet og Olje- og energidepartementet. Produksjon og bruk av hydrogen i norge. Report 2019-0039, Rev.1, DNV GL, 2019.
- [44] Yun Wang, Daniela Fernanda Ruiz Diaz, Ken S Chen, Zhe Wang, and Xavier Cordobes Adroher. Materials, technological status, and fundamentals of pem fuel cells—a review. *Materials today*, 32:178–203, 2020.
- [45] Kjetil Malkenes Hovland. Får 28 millioner til hydrogenbåt til oppdrett. ”<https://e24.no/olje-og-energi/i/jB04Bn/faar-28-millioner-til-hydrogenbaat-til-oppdrett>”, 14. januar 2021. Retrieved: 2022-05-26.
- [46] National Renewable Energy Laboratory (NREL). The homer pro microgrid software. ”<https://www.homerenergy.com/products/pro/index.html>”, 2022. Retrieved: 2022-05-26.
- [47] Blom Seafood AS. Oppdrett av laks og ørret. ”<https://www.blomsea.no/>”, May 2022. Retrieved: 2022-05-26.
- [48] HOMER Pro. Converter. ”<https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/latest/converter.html>”, 2022. Retrieved: 2022-05-26.
- [49] HOMER. Diesel om costs. ”<https://www.homerenergy.com/products/pro/index.html>”, 13. januar 2020. Retrieved: 2022-05-26.
- [50] Robert Kochhan, Stephan Fuchs, Benjamin Reuter, Stephan Schickram, Michael Sinning, and Markus Lienkamp. An overview of costs for vehicle

components, fuels, greenhouse gas emissions and total cost of ownership update 2017. *Research Gate*, 2017.

- [51] NVE. Kostnader for kraftproduksjon. ”<https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/kostnader-for-kraftproduksjon/>”, 31. januar 2022. Retrieved: 2022-05-26.
- [52] ElectricityMap. Carbon intensity of electricity consumed. ”<https://app.electricitymap.org/map>”, May 2022. Retrieved: 2022-05-26.
- [53] Norconsult AS. Kostnadsgrunnlag for sma vannkraftanlegg (i 10 mw). Report 40-2016, NVE, 2016.
- [54] NVE. Nettanlegg. ”<https://atlas.nve.no/Html5Viewer/index.html?viewer=nveatlas#>”, 2022. Retrieved: 2022-05-26.
- [55] Norges Bank. Inflation indicators. ”<https://www.norges-bank.no/en/topics/Statistics/Inflation-indicators/>”, 31. mars 2022. Retrieved: 2022-05-26.
- [56] HOMER Pro. Net present cost. ”https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/3.14/net_present_cost.html, 2022. Retrieved: 2022-05-26.
- [57] HOMER Pro. Levelized cost of energy. ”https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/latest/levelized_cost_of_energy.html, 2022. Retrieved: 2022-05-26.
- [58] Erik Risvold Ystgård. Småskala vindkraft i fiskeoppdrettsnæringen—en lønnsom løsning? *mathesis*, 2015.
- [59] Amalie Isaksen Andreassen and Henriette Kjærvoll Skov. *Bruk av fornybar energi til energiproduksjon på fiskeoppdrettsanlegg*. Høgskolen på

Vestlandet, 2018.

- [60] Laura Steinsbø Wiken. Akvakultur og Små Vindturbinar: Eit moglegheitsstudie av i kva grad små vindturbinar kan dekkje energiforbruket ved norske oppdrettsanlegg. Master's thesis, Geofysisk Institutt, The University of Bergen, 2017.

Appendices

A Poster Presentasjon

Hydrogen sin rolle for dyp avkarbonisering av offgrid-offshore oppdrettsanlegg på Vestlandet



Høgskulen på Vestlandet

Magnus Tryggvason, René Tyse & Sander Loke Titlestad

Fornybar energi bachelorprogram, Institutt for miljø- og naturvitenskap, Høgskulen på Vestlandet, Sogndal

Introduksjon & bakgrunn

Norge er verdensledende i oppdrett av atlantisk laks og de fleste oppdrettsanleggene i landet ligger lokalisert offshore. Det viser seg at 50% av disse anleggene bruker i dag landstrøm. Resten av anleggene opererer med dyre dieselgenerator. Disse generatorene forbruger 60,000 liter drivstoff hvert år, noe som avgir 160 tonn CO₂. For at Norge skal kunne klare å nå klimamålene innen 2030 så må disse aggregatene enten gå over til landstrøm eller en annen fornybar strømforsyningsløsning.

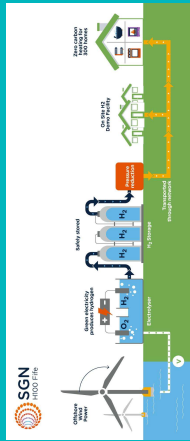


Fig. 1. Schematic diagram på hvordan hydrogen blir produsert og brukt som en strømkilde

Hensikt

Dette prosjektet er en dynamisk tekno-økonomisk evaluering av alternative strømforsyningsystemer for oppdrettsanlegg på Vestlandet. Hydrogen vil være kjernen i disse alternative systemene. Målet med prosjektet er å undersøke nøkkel ytelse indikatorer som totalt energiforbruk, andel fornybar energi, CO₂ utslipp og energikostnad. Det vil deretter være mulig å sammenligne det eksisterende systemet på anlegget med et alternativt system foreslått av oss.

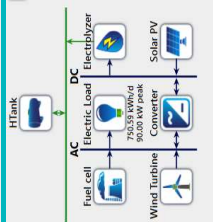
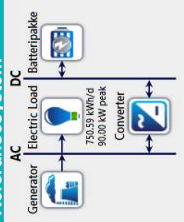


Fig. 2. Schematic diagram av oppdrettsanlegg koblet til landstrøm

Metode

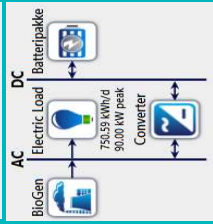
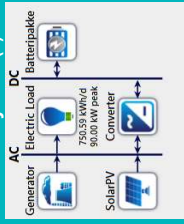
1. Strukturert intervju og data innsamling, 2. Utvikling av alternative strømforsyningsystemer, 3. Modellutvikling i HOMER, og 4. Optimalisering og analyse.

Referansesystem



Foreslått system (1)

Foreslått system (3)



Foreslått system (4)

$$\text{minimize } C_{\text{capital}} + C_{\text{replacement}} + C_{\text{om}} \\ \text{technology}$$

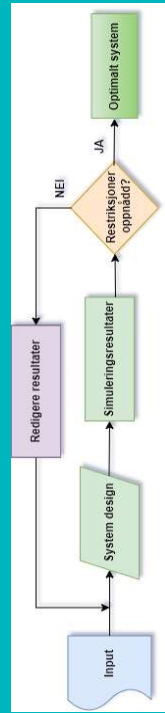


Fig. 3. Flowchart av optimaliserings prosessen i HOMER Pro

Forventet resultat & diskusjon

Vi skal vurdere de forskjellige strømforsyningene ved å bruke modelleringsprogrammet Homer Energy, og ved dette skal vi finne resultat, og konklusjon. Nøkkelytelse-indikatorene for sammenligningen av de fem forskjellige foreslåtte systemene er andel fornybar energi, totale netto nåværende kostnader og utslipp. Resultatene blir deretter diskutert og sammenlignet med det tidligere arbeidet i litteraturen.

Det er forventet at det vil være kostbart å omstille seg fra et system som går på fossile brensler til et optimalt fornybart system. Selv med store kostnader i omstillingen, så vil dette til slutt lønne seg og dessuten bidra til at Norge vil klare klimamålene innen 2030.

Hoved referanser

1. Mowi ASA, Salmon Farming Industry Handbook 2021, 2021, Mowi ASA
2. AKVA Group, AKVA Hybrid - a profitable hybrid solution. 2019 [cited 2020 February 26]; Available from: <https://www.akvagroup.com/open-based-aquaculture/battery-backs>
3. NVE, «Norges vassdrags- og energidirektorat.» Available from: <https://www.nve.no/>.
4. Miljøstatus, «Miljøstatus norsk klimagassutslipp.» Available from: <http://www.miljostatus.no/tema/klima/norske-klimagassutslipp/>.

Kontakt

1. Sander Titlestad: e-post: sander.titlestad@icloud.com
2. René Tyse: e-post: Renetyse99@gmail.com
3. Magnus Karl Tryggvason: e-post: 587920@stud.hvl.no
4. Dejenne Assefa Hagos: e-post: daha@hvl.no

Figur A.1: Poster presentasjon på klimaomstillingskonferansen på Quality Hotel Sogndal, April 26-28, 2022

B Arbeitsplan

Aktivitet NU	Aktivitetsforklaring	Veileder	FY2022															
			Uke				Uke				Uke							
			10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22			
A1	Gjøre søk og litteratur gjennomgang	Dejene																
A1.1	Gjennomgå den globale, regionale og nasjonale statusen til oppdragsanlegg																	
A1.2	Teknoøkonomisk datainnsamling																	
A2	Modellering av foreslåtte kraftsystem	Dejene																
A2.1	Studie av modelleringsverktøy																	
A2.2	Foreslåtte systemutvikling																	
A2.3	Modellutvikling																	
A3	Optimalisering og analyse	Dejene																
A3.1	Modellgjennomkjøring og resultatanalyse																	
A3.2	Følsomhetsanalyse																	
A4	Dokumentasjon	Dejene																

Figur B.2: Arbeidsplan for bacheloroppgaven etter aktivitet og uke.

C Intervjuutskrifter

Tabell A1: Tabelloversikt of intervju med Blom Seafood AS

No.	Question	Response
1	Kan dere fortelle litt om anlegget deres?	<p>3 måneders drift. Her lå me på en bunnlast på nesten over 20. Og så installerte me en batteripakke sånn at aggregatet går en stund med 80%belastning. og så lader den opp batteripakken og med en gang batteripakken er full så stenger aggregatet seg. man får utnyttet aggregatet mye bedre nå enn før siden før gikk aggregatet uansett om du hadde 50 eller 100% belastning. Og den 80 til 100% belastningen, da går det rein slitasje og det samme gjør det når det bikker under 60%belastning. Da får du en lavere levetid og mye slitte komponenter på aggregatet. Det er derfor mye mer miljøvennlig å la den gå på 80% og stoppe den da du ikke trenger mer. Man sparer mye mer på batteripakke, hvert fall på lengre sikt. Det er veldig avhengig av lokaliteten og hvor stor lokaliteten er som sier hvor mye den produserer (kWh), på grunn av mengden system som er oppe og går. Med hybrid pakken så har vi halvert strømforbruket på denne lokaliteten her.</p> <p>Med landstrøm kan man ta vekk de høye peakene på en måte, med batteriene. Det er veldig lønnsomt å fjerne peakene siden man betaler for høyeste spot, så hvis peakene er lave vil det blir mer lønnsomt. Hvis man får eksempel har 60 KW som peak i løpet av en dag så er det den prisen man betaler resten av dagen.</p>
2	Har dere hørt om det er mulig å drifte et anlegg med hydrogen?	å neii det har eg ikkje hørt om.

Table A1 Continued: Tabelloversikt of intervju med Blom Seafood AS

No.	Question	Response
3	Har det vært noe problemer med landstrøm?	Problemet med landstrøm er ofte mange sinte grunneiere da. Spesielt hvis det er hyttenaboer eller den type ting. De klager på støy. Det er også veldig dyrt med landstrøm pga legging av kabel men blir som oftest tjent inn igjen over lengre tid. Man må også passe på at kabelen er lang nok i tilfelle lokaliteten må flyttes lengre utover ellers må man legge ny.
4	Hva er det som er mest energikrevende på anlegget?	Det er foringen som er mest energikrevende siden det er en vifte som blåser ut foret. varmeovner bruker også mye strøm da det står på i lengden. Det hjelper å ha døgn innstilling på varmekablene også. Fiskeproduksjonen går over 2 år i sykluser. Det første året er fisken liten og andre året er den stor. I første året kan det ta tid før den bli sluppet ut i sjøen. og Andre året kan det være den blir sluppet ut ganske tidlig. Derfor bli beregnet årsforbruk litt ødelagt.
5	Hvor mange anlegg har dere, og hvordan får disse strøm?	Vi har 10 anlegg, men det ikke alle som er i drift. Vi har hybrid pakke på 3 lokaliteter og 2 lokaliteter med rent aggregat. Landstrøm er nok i mindretall tipper eg. Men de som ligger dårlig til kan slite med å bruke landstrøm.
6	Hvordan kan dere spare strøm på anleggene deres?	Det meste du kan hentet inn på strøm er gjennom bruken, altså smart bruk (lyspærer, varme, osv).