Norges miljø- og biovitenskapelige universitet

Masteroppgave 2020 30 stp

Fakultet for Miljøvitenskap og Naturforvaltning

Energiomlegging av oppdrettsanlegg i Finnmark

Electrification of fish farms in Finnmark

Thea Mørk

Fornybar Energi

Forord

Denne masteroppgaven markerer avslutningen på en toårig mastergrad i Fornybar Energi ved Norges Miljø –og Biovitenskapelige Universitet i Ås.

Jeg ønsker å benytte anledningen til å rette en takk til alle som har hjulpet og støttet meg i denne prosessen. Oppgaven hadde ikke blitt til foruten viktig kunnskapsoverføring, råd og veiledning på veien. Først og fremst vil jeg rette en takk til min veileder, Erik Trømborg, som har vært meget behjelpelig og tilgjengelig fra start til slutt. Takk for gode råd og innspill. Jeg vil takke min nåværende arbeidsgiver, HR Prosjekt AS, for tilretteleggelse og støtte gjennom hele prosessen. Jeg vil takke min onkel og mentor, Kyrre Olaf Johansen, som har delt uvurderlig kunnskap, samt satt meg i kontakt med viktige fagpersoner i bransjen. Jeg håper kunnskapsoverføringen og samarbeidet vil fortsette også etter masterforløpet. Jeg ønsker videre å takke alle som har tatt seg tid til å dele erfaringer, kunnskap og data i forbindelse med oppgaven. Takk til Odd Inge Haugan og Maria Sparboe i NRS, Jostein Iversen i Grieg Seafood, Mathias Moe og Gunnar Gudmundsson i Cermaq, Odd Arne Korneliussen i SalMar, Mari Bjordal i Bellona, Vignir Bjartsson i Akva Group, Simon Nesse Økland i Bremnes Seashore, Jan Arild Hildonen og Stein Bjørgulv Isaksen i Repvåg Kraftlag, Ronald Mjøen i Alta Kraftlag og Lars Erik Høgbakk i Ymber Nett.

En stor takk rettes også til samboeren og familien min for korrekturlesing, støtte og positivitet.

Ås

15. mai 2020

Thea Mørk

Sammendrag

Denne masteroppgaven vurderer økonomisk lønnsomhet og utslippsbesparelser ved en energiomlegging av alle fossildrevne oppdrettsanlegg i Finnmark, inklusiv deres fossildrevne arbeidsbåter. Gjennom datainnsamlingen ble det funnet at det er 77 unike oppdrettsanlegg i området, og at 29 av disse driftes fullstendig på fossil kraft. Standardiserte energiforbruksprofiler for oppdrettsanlegg og arbeidsbåter var ikke tilgjengelig, og energi –og effektbehov ble dimensjonert gjennom ufullstendige datainnsamlinger og kommunikasjon med bransjen.

Energiomleggingen har som formål å fase ut bruken av fossilt drivstoff og fase inn bruken av fornybar kraft. Energiløsningene for oppdrettsanleggene som inngår i denne analysen er vurdert etter grad av CO_2-utslipp. Fra størst til minst utslippsreduksjon presenteres energiløsningene; 1) Tilkobling til landstrøm, 2) *Hybrid energiløsning 1*: kombinasjon av eksisterende dieselaggregat, batteri og egenprodusert, småskala vindkraft og 3) *Hybrid energiløsning 2*: kombinasjon av eksisterende dieselaggregat og batteri. Arbeidsbåtene ble vurdert for energiomlegging til helelektrisk batteridrift. Den økonomiske lønnsomheten ved hver energiomlegging ble vurdert ved to lønnsomhetskriterier; nåverdi og tilbakebetalingstid. Anleggene ble tildelt de mest utslippsbesparende energiløsningene med økonomisk lønnsomhet som premiss. Arbeidsbåtene som innfridde de økonomiske lønnsomhetskriteriene ble elektrifisert.

Analysen resulterte i at 14 anlegg kunne gå over på landstrøm, 2 anlegg kunne gå over på *Hybrid energiløsning 1* og 13 anlegg kunne gå over på H*ybrid energiløsning 2*. Gitt denne fordelingen oppnår alle anlegg en positiv nåverdi ved energiomleggingen, hvor 90 % av de totale investeringskostnadene er tilbakebetalt innen 5 år eller mindre. Etter endt tilbakebetalingstid reduseres de totale, årlige energikostnadene med 64 % sammenliknet med dagens nivå.

Analysen ga videre at 16 av 29 arbeidsbåter kunne gå over til batteridrift. 100 % av investeringskostnadene for de 16 arbeidsbåtene egnet vil være tilbakebetalt innen 5 år, og etter endt tilbakebetalingstid vil energirelaterte kostnader reduseres med 83,1 % per år sammenliknet med dagens kostnader.

Den totale energiomleggingen av 29 oppdrettsanlegg og 16 arbeidsbåter medførte et totalt utslippskutt på 78,4 % sammenliknet med dagens utslippsnivå.

Resultatene i denne analysen viser at de fossildrevne oppdrettsanleggene, inklusiv fossildrevne arbeidsbåter, i Finnmark bør energiomlegges, men at det må gjøres spesifikke analyser for hvert enkelt anlegg når endelig energiløsning skal besluttes.

Abstract

This master thesis examines economic profitability and reduction in CO_2 emission when fossil power is replaced with renewable energy systems in the aquaculture industry in Finnmark. Through the data collection it was found that there are 77 unique aquaculture farms in the area. 29 of these are operated entirely on fossil fuel. Standardized energy demand profiles for aquaculture was not available, and energy and power demands were created through incomplete data collection and communication with the industry.

The purpose of the electrification is to replace the usage of fossil fuels with renewable energy solutions. Three different energy systems for the feed barge systems were analysed, ranked from smallest to largest potential of emitting CO_2. The three energy systems for the feed barge system considered was; 1) Connection to main land grid power, 2) *Hybrid energy system 1* combining diesel generators, battery and small-scale wind power and 3) *Hybrid energy system 2* combining diesel generators and battery. The work vessels were considered for electrification by batteries. The economic profitability of each energy system was assessed by two profitability principles; net present value and payback time. The feed barges were given the energy solution with the biggest potential of reducing CO_2 emissions given the economical profitability. The work vessels with positive net present value and a payback period of 5 years or less were electrified.

This thesis suggests that 14 feed barge system should connect to main land grid power, 2 feed barge system should convert to *Hybrid Energy Solution 1* and 13 feed barge system should convert to *Hybrid Energy Solution 2.* With this energy conversion of feed barge systems 90 % of total investment costs will be repaid within 5 years, and after the payback period is complete, the total energy costs will annually decrease by 64 % compared with today's energy costs.

This thesis also suggests that 16 of 29 work vessels should be electrified with batteries. 100 % of the investment costs related to the 16 work vessels will be repaid within 5 years, and the total energy costs will then decrease by 83,1 % per year compared to energy costs today.

The total energy conversion of all feed barge systems and 16 work vessels resulted in a total emission cut of 78.4% compared to today's emissions.

The results in this thesis recommend the fish farm industry in Finnmark to convert to renewable energy solutions. It is also recommended that individual and specific analyses should be carried out for each fish farm when final energy solution is decided.

Innhold

Forord II
Sammendrag IV
Abstract VI
Figurliste IX
Tabelliste XI
1. Innledning 1
1.1 Bakgrunn 1
1.2 Hva er gjort av andre? 2
1.3 Problemstilling 4
1.4 Struktur og oppbygning 4
2. Oppdrettsnæringen – miljøutfordringer og energiløsninger 4
2.1 Oppdrettsnæringen i Norge 4
2.2 Miljøutfordringer 5
2.3 Verdikjede 5
2.4 Fôrflåte 6
2.5 Båt 7
2.6 Energiløsninger 7
2.6.1 Dieselaggregat 7
2.6.2 Landstrøm og nettkapasitet 8
2.6.3 Batteri 9
2.6.4 Vindkraft 10
3. Metode 11
3.1 Metodeoversikt og avgrensning 11
3.2 Eksisterende energiforbruk og effektbehov 14
3.2.1 Energiforbruk 14
3.2.2 Effektbehovsmodellering 15
3.2.3 Energiforbruk arbeidsbåt 17
3.3 Nye energiløsninger 18
3.3.1 Landstrøm 18
3.3.2 Hybrid energiløsning 1 – Eksisterende dieselaggregat, batteri og småskala vindkraftproduksjon 19
3.3.3 Hybrid energiløsning 2 - Batteri og eksisterende dieselaggregat 20
3.3.4 Elektrifisering av arbeidsbåt 22
3.4 Økonomiske forutsetninger 22

3.5 Utslippsberegninger 26
3.6 Datainnsamling 27
3.7 Material og utvalg 28
4. Resultater 30
4.1 Eksisterende energiforbruk og utslipp 30
4.2 Energiomlegging 32
4.2.1 Landstrøm 32
4.2.2 Hybride energiløsninger – dimensjonering av effekt –og energibehov 40
4.2.3 Hybrid energiløsning 1 – Eksisterende dieselaggregat, batteri og småskala vindkraftproduksjon 45
4.2.4 Hybrid energiløsning 2 - Eksisterende dieselaggregat og batteri 53
4.2.5 Oppsummering Hybrid energiløsning 1 og 2 57
4.2.6 Elektrifisering av arbeidsbåt 58
4.3 Utslippsreduksjoner 61
5. Diskusjon 65
5.1 Hovedfunn 65
5.2 Usikkerhet i data og forutsetninger 65
5.3 Hvordan stemmer resultatene med hva andre har funnet? 68
5.4 Implikasjoner og potensial 69
5.5 Anbefalinger 71
5.6 Ettertanke 74
6. Konklusjon 76
7. Kilder 77
8. Vedlegg 81

Figurliste

Figur 1: Fremstilling av verdikjeden fra rogn (Laksens hus, 2019), plommeyngel (AquaGen, 2013), smolt (Laksens hus, 2019), vekst i sjø (Sysla, 2015), transport til slakteri , utslakting (Solidus Solutions, 2019) og videre distribusjon til kunde. 6
Figur 2: Fôrflåte og oppdrettsmerder (Wildhagen, 2015). 7
Figur 3: Kart over kraftleverandørenes forsyningsområder i Finnmarksregionen (Varanger KraftNett, 2018) . 9
Figur 4: Systemgrense. Figuren er hentet fra Bellona et al. (2018) og deretter videreutviklet og tilpasset oppgaven. 12
Figur 5: Finnmark med 77 unike oppdrettsanlegg vist som røde prikker (Yggdrasil, 2020). 13
Figur 6: Flytdiagram for arbeidsprosessen i metodekapittelet. 13
Figur 7: Illustrasjonen viser undervannslys, sensorsystem, kamerasystem, arbeidsbåt, fôringssystem med fôringslinjer og fôrblåser og hotelldrift (AkvaGroup, 2017a). 17
Figur 8: Oppdrettsanlegg elektrifisert med landstrøm (JM Hansen). 18
Figur 9: Hybrid energisystem som kombinerer dieselaggregat med vindturbin og batterilagring for å forsyne oppdrettsanlegget med elektrisitet. Bilder: Fôrflåte (AkvaGroup, 2017b), batteri: (AkvaGroup, 2020), dieselaggregat: (BM), Vindturbin: (iStock photo) 20
Figur 10: Hybrid energisystem som kombinerer dieselaggregat med batterilagring for å forsyne oppdrettsanlegget med elektrisitet. Bilder: Fôrflåte (AkvaGroup, 2017b), batteri: (AkvaGroup), dieselaggregat: (BM) 20
Figur 11: Illustrasjonen viser en integrert hybridløsning med batteriet plassert på innsiden av fôrflåten. Dieselaggregatet forsyner batteriet med strøm, og strømmen fra batteriet benyttes videre til drift av flåtens operasjoner (Fjord Maritim, 2017) 21
Figur 12: Strømforsyning ut til merdkant slik at båter kan arbeide og lade ved merdkant og flåte (Bellona and ABB, 2019). 22
Figur 13: Lønnsomhetsberegning for elektrifisering av fôrflåte og arbeidsbåt: merkostnaden av investeringen fratrukket nåverdien av reduserte energikostnader over investeringens levetid. 24
Figur 14: Illustrasjon av hvordan dieselaggregat og landstrøm dekker samme netto energibehov i anlegg. 25
Figur 15: Oversikt over oppdrettsanlegg i Finnmark og deres energibærere. 28
Figur 16: [a] Røde prikker representerer anlegg på full fossil drift og blå prikker representerer anlegg på hybrid drift. [b] Boksediagrammet viser variasjonen i brutto energiforbruk per tonn MTB. 29
Figur 17: [a] Røde prikker representerer anlegg på full fossil drift. [b] Boksediagrammet viser variasjonen i brutto energiforbruk per tonn MTB. 29
Figur 18: Legging av sjøkabel fra oppdrettsanlegg (Haugan, 2020). 34
Figur 19: Investeringskostnad i kroner per oppdrettsanlegg, gitt variasjon i nødvendige lengder på sjøkabel og landkabel. 35
Figur 20: Svingninger i nåverdi oppgitt i millioner kroner ved forandringer i oppgitte nøkkelverdier. 37
Figur 21: Langsiktig markedsanalyse Statnett (Statnett, 2018) 38
Figur 22: Langsiktig markedsanalyse NVE (NVE, 2019a) 39
Figur 23: Arealdiagrammet viser effektbehovet over et døgn oppgitt i kW fordelt på de ulike komponentene gitt deres oppgitte fargekoder. Linjediagrammet viser energibehovets utvikling over et døgn oppgitt i kWh. 41
Figur 24: Effektbehovsdimensjonering ved bruk av 250-kVA dieselaggregat 42
Figur 25: Vindressurser over 50 meters høyde med tilhørende fargekode. De røde trekantene representerer gjenværende lokaliteter (NVE, 2020). 45
Figur 26: Hybrid energiløsning 1 i vindestimat a: Illustrerer hvordan batterikapasiteten, den sorte prikkete linjen, varierer i kWh for å imøtekomme forbruket, kW. Dieselaggregatet og vindkraftproduksjonen benyttes for å lade batteriet over døgnet 47
Figur 27: Hybrid energiløsning 1 vindestimat b: Illustrerer hvordan batterikapasiteten, den sorte prikkete linjen, varierer i kWh for å imøtekomme forbruket, kW. Dieselaggregatet og vindkraftproduksjonen benyttes for å lade batteriet over døgnet 49
Figur 28: Variasjon i nåverdi oppgitt i millioner kroner for de ulike forandringene i oppgitte nøkkelfaktorene. 52

Figur 29: Hybrid energiløsning 2: Illustrerer hvordan batterikapasiteten, den sorte prikkete linjen, varierer i kWh for å imøtekomme forbruket, kW. 54
Figur 30: Svingninger i nåverdi oppgitt i millioner kroner for de ulike forandringene i oppgitte nøkkelfaktorene. 56
Figur 31: Utslippsbesparelser ved egnet energiomlegging for det gjennomsnittlige anlegget og den gjennomsnittlige arbeidsbåten 62
Figur 32: Utslippsbesparelser ved egnet energiomlegging for alle anlegg og arbeidsbåter 63
Figur 33: Fremtidig utvikling av utslipp gitt at produksjonen fra Havbruk dobles og femdobles fra mot 2030 og 2050. 64

Tabelliste

Tabell 1: Totalt effektbehov for hver komponent på fôrflåten 17
Tabell 2: Nøkkelfaktorer for beregning av energiforbruk 24
Tabell 3: Nøkkeltall CO_2 -utslipp 26
Tabell 4: Resultater fra datainnsamling om fôrflåter i oppdrettsanlegg i Finnmark 27
Tabell 5: Årlig energiforbruk oppdrettsanlegg 30
Tabell 6: Nøkkeltall til utregning av energiforbruk i arbeidsbåt 31
Tabell 7: Årlig energiforbruk arbeidsbåter 31
Tabell 8: Summen av CO_2 -utslipp for fossildrevne fôrflåter fra 2019. 31
Tabell 9: Utslippsbesparelser fra bruk av alle de 29 arbeidsbåtene tilhørende de 29 fôrflåtene undersøkt 32
Tabell 10: Nøkkeltall for beregning av energibesparelse for fôrflåte 32
Tabell 11: Gjennomsnittlig energibesparelse per anlegg ved å legge over til landstrøm 33
Tabell 12: Nøkkeltall for beregning av investeringskostnad for tilkobling til landstrøm 34
Tabell 13: Gjennomsnittlig investeringskostnad per oppdrettsanlegg ved å legge over til landstrøm 35
Tabell 14: Gjennomsnittlig tilbakebetalingstid i år og gjennomsnittlig nåverdi i kroner for omlegging av alle oppdrettsanlegg til landstrøm 35
Tabell 15: Gjennomsnittlig kraftpris i dag og frem mot 2040 eks mva., avgifter og nettleie 39
Tabell 16: Nøkkeltall gitt forbruk for en gjennomsnittlig oppdrettsanlegg med tilhørende komponenter. 41
Tabell 17: Batterispesifikasjoner Avka Hybrid (Bjartsson, 2020) 43
Tabell 18: Vindturbinspesifikasjoner LA30 44
Tabell 19: Gjennomsnittlig energibesparelse for oppdrettsanlegg ved 1, 2 og 3 vindturbiner med vindestimat a 50
Tabell 20: Gjennomsnittlig energibesparelse for oppdrettsanlegg ved 1, 2 og 3 vindturbiner med vindestimat b 51
Tabell 21: Gjennomsnittlige investeringskostnader for anskaffelse og installasjon av Akva Hybrids batteripakke L og 3 LA30-vindturbiner. 51
Tabell 22: Gjennomsnittlig nåverdi for å legge anlegg over på Hybrid energiløsning 1 eksponert for vindestimat a 51
Tabell 23: Gjennomsnittlig nåverdi for å legge anlegg over på Hybrid energiløsning 1 eksponert for vindestimat b 52
Tabell 24: Gjennomsnittlig energibesparelse ved å legge 15 anlegg over på Hybrid energiløsning 2. 54
Tabell 25: Gjennomsnittlige investeringskostnader for Hybrid energiløsning 2. 55
Tabell 26: Gjennomsnittlig nåverdi for å legge anlegg over på Hybrid energiløsning 2 55
Tabell 27: Nøkkeltall for beregning av energibesparelse for arbeidsbåt 58
Tabell 28: Total energibesparelse for en gjennomsnittlig arbeidsbåt gitt de 29 undersøkte lokalitetene 60
Tabell 29: Nøkkeltall for beregning av investeringskostnad for arbeidsbåt ved energiomlegging 60
Tabell 30: Investeringskostnad for en gjennomsnittlig arbeidsbåt 61
Tabell 31: Nåverdiberegning for en gjennomsnittlig arbeidsbåt 61

1. Innledning

Norsk havbruksnæring, med tradisjonell kystnær oppdrett i spissen, har et stort potensiale for å spille en viktig rolle i fremtidig, bærekraftig utvikling globalt. FNs tidligere generalsekretær, Ban Ki-Moon, beskrev næringen under verdens handelskonferanse for havbruk slik; «Havbruk har vist imponerende takter når det gjelder å bekjempe matusikkerhet, bidra til å lindre fattigdom og forbedre dietter, handel og sysselsetting i hele verden» (AquaVision, 2018). For å ivareta bærekraften ytterligere må næringen fokusere på å minimere sitt klimafotavtrykk i alle ledd av verdikjeden. I denne oppgaven analyseres fornybar energiomlegging av produksjonsfasen til fossildrevne oppdrettsanlegg med tilhørende arbeidsbåter i Finnmark.

1.1 Bakgrunn

Havbruk er Norges nest største eksportnæring etter oljenæringen, og Atlantisk laks, *Salmo Salar*, er Norges tredje største eksportvare etter råolje og naturgass (SSB, 2018, Norsk Havbrukssenter, 2019). Omlag 1,3 millioner tonn oppdrettslaks ble solgt til en førstehåndsverdi på 64,5 milliarder norske kroner på verdensmarkedet i 2018 (SSB, 2019c). Laksen ble eksportert til over 100 land (BarentsWatch, 2018). Oppdrett av laks og regnbueørret dominerte i 2018 den norske Havbruksnæringen ved å alene stå for 99,6 % av verdiskapingen (Regjeringen, 2019). Norge er i dag verdens nest største eksportør av sjømat (Johansen et al., 2019).

Ifølge FN (2019a) skal verdens befolkning øke med 2,2 milliarder mennesker fra i dag og frem til 2050. For å imøtekomme denne veksten på en bærekraftig måte må verdens nåværende matproduksjon dobles (FN, 2009). Dette krever dyptgripende endringer i det globale mat –og jordbrukssystemet. 71 % av jordas overflate er dekket av vann, likevel kommer bare 2 % av verdens matproduksjon fra havet (Norsk Industri, 2017, Cermaq, 2018, Hoof et al., 2019). I takt med befolkningsveksten vil knapphet på dyrkbar jord, overbeskatning av tilgjengelige ressurser på land og redusert tilgang på rent ferskvann skape utfordringer i landbasert matproduksjon. Dette medfører at større mengder mat må komme fra havet for å muliggjøre en dobling innen 2050. Som et svar dette, samt Norges forpliktelser til FNs bærekraftsmål og Havbruksnæringens gode posisjon i verdensmarkedet, har Regjeringen satt ambisjoner om å doble produksjonen fra Havbruk innen 2030 og femdoble den innen 2050. Dette har videre medført at Norges største sjømatorganisasjon, Sjømat Norge, har utarbeidet en strategi om å doble verdiskapningen fra Havbruksnæringen innen 2030 og femdoble den innen 2050 i takt med både Regjeringens ambisjoner og FNs bærekraftsmål (FN, 2019b, Sjømat Norge, 2018). Med denne veksten frem mot 2050 vil Norge bli verdens fremste sjømatnasjon (Det Kongelige Fiskeri -og Kystdepartement, 2013, Regjeringen, 2014, FN, 2019b).

Norge har gjennom Parisavtalen utarbeidet Klimaloven av 2017 som pålegger Norge som stat å redusere sine klimagassutslipp med 40 % innen 2030, og med 80 – 95 % innen 2050 sammenliknet med referanseåret 1990 (Lovdata, 2017). Det er derfor helt essensielt at Havbruksnæringen ivaretar energi –og klimasatsingen parallelt som produksjonen ekspanderer.

Klimafotavtrykket til oppdrettslaks er knyttet til tre overordnede områder i verdikjeden: produksjon og frakt av fôr, produksjon av laks i anlegg og videre distribusjon og eksport av ferdigstilt produkt (Karlsson-Drangsholt, 2019). Klimaavtrykket er helt klart størst knyttet til produksjon og import av fôr og eksport av ferdigprodusert laks (Karlsson-Drangsholt, 2019, Abualtaher. and Bar, 2019, Liua. et al., 2016). I 2016 stod innenriks flytransport av laks for 1,2 millioner tonn CO_2-utslipp og i 2017 stod utenriks flytransport av laks for 1,1 millioner tonn CO_2-utslipp (Karlsson-Drangsholt, 2019). Disse utslippene kommer i tillegg til utslipp knyttet til produksjon og transport av fôr som hovedsakelig er produsert i Sør-Amerika (Abualtaher. and Bar, 2019). Klimagassutslippet fra disse sektorene utgjør en stor utfordring som må løses dersom Havbruksnæringen skal femdobles innen 2050 samtidig som Norge skal være klimanøytralt. Selve produksjonen av laks er svært klimavennlig sammenliknet med produksjon av andre husdyr. Laksen har et klimafotavtrykk på 2,9 kg CO_2 per kg spiselig produkt. Til sammenlikning har kylling 3,4, svin 5,9 og storfe 30 kg CO_2 per kg spiselig produkt (Grøttum, 2019, NRS, 2020). På tross av dette er det likevel viktig å redusere klimagassutslippene i hele verdikjeden fordi store deler av produksjonen av oppdrettslaks skjer i Norge, og fordi produksjonen skal femdobles innen 2050. Klimagassutslipp fra produksjon av oppdrettslaks er hovedsakelig knyttet til utslipp fra fossildrevne oppdrettsanlegg og tilhørende fossildrevne båter (Bellona and ABB, 2019).

Formålet med denne masteroppgaven er å utforske en konkret energiomlegging for alle fossildrevne oppdrettsanlegg i Finnmark slik at FNs bærekraftsmål, Parisavtalen og Norsk Klimalov kan ivaretas, samtidig som Regjeringens og Sjømat Norges ambisjoner om økt vekst og verdiskapning frem mot 2050 kan realiseres. Analysen skal skaffe innsikt i hvordan oppdrettsanlegg som i dag driftes på fossil kraft økonomisk lønnsomt kan elektrifiseres slik at produksjonsfasen blir tilnærmet utslippsfri.

Oppgaven tar et geografisk utgangspunkt i tidligere Finnmark fylke. Hovedårsaken til at dette området er valgt i denne analysen er fordi Finnmark er et område med begrenset nettkapasitet, store avstander, harde klimatiske forhold og svært gode vindressurser. I tillegg er Finnmark et viktig satsingsområde for oppdrettsnæringen.

1.2 Hva er gjort av andre?

Bellona og ABB (2019) har gjennomført en stor studie om elektrifisering av sjøfasen i oppdrettsnæringen ved å legge anlegg over på landstrøm. Ifølge deres studie finnes det i dag ingen

reell oversikt over hvor mange sjøanlegg som faktisk er koblet på landstrøm, men de antar at omtrentlig 50 % av anleggene i Norge er elektrifisert. Videre hevder Bellona og ABB at elektrifiseringen som allerede er gjennomført utelukkende har vært økonomisk lønnsom for oppdretterne selv. Studien opplyser deretter at ytterligere 30 % av lokalitetene i Norge kan elektrifiseres økonomisk lønnsomt ved bruk av landstrøm, og at dersom disse anleggene ble elektrifisert vil det bidra til et utslippskutt på om lag 300 000 tonn CO_2 årlig. Dette tilsvarer utslipp fra 150 000 fossile biler (Bellona and ABB, 2019).

DNV GL (2018) har gjennom rapporten, «Fullelektrisk oppdrett», analysert kostnader knyttet til elektrifisering med landstrøm av sjøbaserte oppdrettslokaliteter i Norge. Hovedfunnet i rapporten er at 80 % av dagens lokaliteter kan elektrifiseres økonomisk lønnsomt til en «negativ» eller relativt lav kostnad når energibesparelsene fra en elektrifisering tas med i lønnsomhetsberegningene.

Potensielle energi – og elektrifiseringsløsninger av ulike oppdrettslokaliteter er videre utforsket med ulike vinklinger gjennom flere masteroppgaver. Syse (2016) fant i sin masteroppgave at et hybrid anlegg som benytter vindkraft, solkraft, litium-ion batterier og dieselaggregater var den beste løsningen med tanke på økonomisk lønnsomhet og reduserte klimagassutslipp for et spesifikt oppdrettsanlegg. Løsningen bidro til et utslippskutt på 47 %, 34 % bruk av fornybare energiressurser og 16 % lavere netto kostnad enn et fullverdig dieselaggregatsystem. Videre fant han ved sensitivitetsanalyser at kostnadene for vindkraft og solkraft måtte øke med over 50 % for at det skal være mer økonomisk lønnsomt å kun investere i dieselaggregater. Lothe (2019) undersøkte i sin masteroppgave potensialet for å benytte fornybar energi til oppdrettsanlegg. Hun fant at teknologiløsningen som ga høyest andel av lokalprodusert fornybare energi var en kombinasjon av solenergi og en vindturbin med 100 kW installert effekt. Ved nærhet til land ville landstrøm i kombinasjon med sol –og vindkraft redusere investeringskostnadene, men samtidig tilføre årlige strømkostnader, sammenliknet med gratis, egenprodusert sol –og vindkraft. Møller (2019) fant i sin masteroppgave at 50 % av alle oppdrettslokaliteter i Trøndelag allerede er elektrifisert. Hun rapporterte at denne andelen kan økes til 83 % uten ekstra kostnader i form av anleggsbidrag til netteierne. Dette kan redusere energirelaterte utslipp fra oppdrettsnæringen med 86 % i området. Wiken (2018) fant at småskala vindkraftproduksjon i kombinasjon med dieselaggregat og litium-ion batteri var den optimale energiløsningen for de to anleggene hun analyserte med hensyn til en energiomlegging. Kostnader for vindkraft er konkurransedyktige med kostnadene for dieselaggregat. Batterikostnadene er stadig høye, men prognoser tilsier at det bare er et tidsspørsmål før også dette blir kommersielt lønnsomt. Hun fant også positive, økonomiske resultater for et hybrid anlegg som kombinerer dieselaggregat og litium-ion batterier, men denne løsningen gir et høyere klimagassutslipp fordi dieselaggregatet benyttes mer enn for løsninger som også integrerer vindkraft.

Alle masteroppgavene beskriver at kartlegging av årlig energi – og effektforbruk for fôrflåtene er utfordrende.

1.3 Problemstilling

Hovedproblemstillingen i denne masteroppgaven er å analysere hvordan dagens fossildrevne oppdrettsanlegg med tilhørende arbeidsbåter i Finnmark kan elektrifiseres på en økonomisk lønnsom måte, og hvilke utslippsbesparelser denne energiomleggingen innebærer.

For å belyse denne problemstillingen analyseres fire delproblemstillinger:

1. Hva er energi –og effektbehov i anleggene?
2. Hvilke alternative energiløsninger er aktuelle?
3. Hvor lønnsomme er nye energiløsninger?
4. Hvordan reduseres klimagassutslippene fra anleggene ved de ulike energiløsningene?

1.4 Struktur og oppbygning

Denne oppgaven er bygd opp av seks hovedkapitler, inkludert kapittel 1. Innledningen i kapittel 1 viser bakgrunn, tidligere undersøkelser og problemstilling. Kapittel 2 gir en gjennomgang av oppdrettsnæringen, miljøutfordringer og ulike energiløsninger. Kapittel 3 er metodekapittelet som først setter tydelige systemgrenser for oppgaven, deretter fortsetter det med en trinnvis beskrivelse av metodikken for analysen, samt bearbeidelsen av innsamlet data i henhold til de fire delproblemstillingene. Resultatene presenteres og kommenteres i kapittel 4. Kapittel 5 diskuterer resultatene, metoden, datainnsamling, forutsetninger, implikasjoner og anbefalte løsninger på kort og lang sikt. Kapittel 6 konkluderer og oppsummerer resultatene analysen ga. Avslutningsvis følger kildehenvisning og vedlegg som viser alle utregninger tilhørende kapittel 3 og 4.

2. Oppdrettsnæringen – miljøutfordringer og energiløsninger

2.1 Oppdrettsnæringen i Norge

I Norge er det særdeles gunstige akvatiske og klimatiske forhold for å drive oppdrett av Atlantisk laks (Johansen et al., 2019). Produksjonsfasen av lakseoppdrett foregår over hele Norges langstrakte kyst, og laksen trives godt i de utallige, dype fjordene som har riktige temperaturer, gode gjennomstrømningsforhold og oksygenrikt vann (Regjeringen, 2019, Johansen et al., 2019). For å kunne drive lakseoppdrett i Norge må godkjente akvakulturtillatelser, gitt i medhold av

akvakulturloven, eies. En akvakulturtillatelse fører videre til en akvakulturregistrering som bestemmer maksimal tillatt biomasse, videre kalt MTB, samt omfanget av laks på en eller flere lokaliteter (Lovdata, 2005). Oppdrettsselskapene forsøker til enhver tid å ha stående biomasse i anleggene tilsvarende sin MTB (Regjeringen, 2019). Ifølge SSB (2019a) er det 1 344 tillatelser i drift i Norge i dag, og av disse tilhører 1 160 av tillatelsene matfiskproduksjon av laks og ørret. På grunn av rutinemessig brakklegging av anleggene er det omtrentlig 600 lokaliteter i drift i dag (Bellona and ABB, 2019). Brakklegging er en midlertidig driftsstans for å ivareta miljøet rundt og under anlegget slik at naturen skal klare å hente seg inn etter endt periode med oppdrett, fôring og utslipp (Regjeringen, 2019).

2.2 Miljøutfordringer

Det er flere miljøutfordringer knyttet til å drive oppdrett av laks i åpne merder i sjøen. Hovedutfordringene er rømming av oppdrettslaks og lakselus (Abualtaher. and Bar, 2019, Miljødirektoratet, 2019). Rømt laks kan blande seg med villaksen og virke negativt på deres genetikk og mangfold. Samtidig kan også rømt oppdrettslaks spre sykdom til andre arter dersom den selv er syk (Havforsknings instituttet, 2018). Lakselus er en annen, utpreget miljøutfordring i oppdrett. Lakselusen er en parasitt som nærer av laksens slim, skinn og blod. Det dannes sår på skinnet til vertsfisken som gjør den mindre resistent mot andre bakterier og sopp. Påvirkning av lakselus er negativt både for oppdrettslaksen selv og for næringen. Grovt regnet taper næringen 500 millioner kroner årlig på grunn av lakselus. Kostnadene innebærer tap av fisk, økt kjemikaliebruk, ekstra avlusingsarbeid og vekttap som medfører reduserte priser på laksen. Lakselusen er artsspesifikk og kan spres til både villaks og sjøørret. Der utgjør den en stor trussel og kan svekke reproduksjonspotensialet og bestandsveksten (Havforskningsinstituttet, 2018). Flere miljøutfordringer knyttet til oppdrett er blant annet spredning av sykdom til andre omkringliggende arter, avfall fra overfôring og ekskrementer som påvirker bunnfaunaen under merdene negativt, og uønsket spredning av legemidler og fremmedstoffer som tas opp i organismer de ikke var ment for (Miljødirektoratet, 2019).

2.3 Verdikjede

Laksens liv starter som rogn i ferskvanninkubasjonstanker på land. Rognen befruktes, klekkes og blir til plommeyngel. Plommeyngelen utvikler seg videre til smolt og klargjøres for smoltifisering. Smoltifisering er navnet på prosessen som forbereder laksen på overgangen fra et liv i ferskvann til et

liv i saltvann. Når smolten har nådd en vekt på omkring 60 – 100 gram er smoltifiseringen fullført. Laksen er da klar for å utvikle seg til en fullvoksen laks i sjøbaserte matanlegg (Laksens hus, 2019).

Laksen fraktes ut til merdene i sjøanlegget som er siste stoppested før slakting. Produksjonssyklusen i sjøfasen varer til laksen har nådd sin ideelle slaktevekt på 4 – 5 kg (DNV GL, 2018, Fiskeridirektoratet, 2019). I merdene fôres laksen daglig, og om vinteren eksponeres den for undervannslys, for å hindre at laksen blir kjønnsmoden og stimulere til økt vekst gjennom den vanligvis mørke tiden (Iversen, 2020, Larsen, 2020). Laksen overvåkes til enhver tid av undervannskameraer og sensorer i sjøfasen for å kontrollere alt som skjer.

Når laksen har nådd ønsket størrelse skal den slaktes ut. Det er spesialbygde brønnbåter og slaktebåter som frakter laksen til slaktemerdene og videre til slakteriet. Slaktefasen består av bedøving, slakting, sløying, vasking og til slutt sortering etter størrelse og kvalitet. Den ferdig slaktede laksen legges så på is og klargjøres for distribusjon ut til kunde (Laksens hus, 2019, Regjeringen, 2014). Hele produksjonsfasen tar omtrentlig 2 – 3 år, hvor sjøfasen varierer mellom 1 – 1,5 år (DNV GL, 2018, Fiskeridirektoratet, 2019). Figuren under illustrerer verdikjeden ved lakseproduksjon, og det er sjøfasen som skal undersøkes i denne oppgaven.

Figur 1: Fremstilling av verdikjeden fra rogn (Laksens hus, 2019), plommeyngel (AquaGen, 2013), smolt (Laksens hus, 2019), vekst i sjø (Sysla, 2015), transport til slakteri , utslakting (Solidus Solutions, 2019) og videre distribusjon til kunde.

2.4 Fôrflåte

En oppdrettslokalitet kan beskrives som et fjøs til havs hvor bonden er byttet ut med en røkter og fjøset er byttet ut med merder. Merdene holder laksen fanget i vannet, og hver merd i lokaliteten er koblet til en felles fôrflåte via fôringslinjer. Fôrflåten er hjertet av lokaliteten og har som hovedoppgave å fôre fisken daglig. Videre virker den som lagringsstasjon for fôr og nødvendig utstyr til daglig drift. Den forsyner de tekniske komponentene i merdene med elektrisitet, og huser kontrollrom og oppholds/overnattingsrom, også kalt hotelldrift. Selve fôringen er det mest energikrevende arbeidet (Bellona and ABB, 2019, Syse, 2016). Fôrflåten benytter elektrisitet til alt arbeidet som gjennomføres, og flere energikilder kan fremskaffe den nødvendige strømmen. Energikildene kan være dieselaggregater eller landstrøm hvor begge løsningene kan kombineres med hverandre, fornybare energiressurser og batteriteknologi (Bellona and ABB, 2019, Enova, 2019a). Fôrflåten skal ivareta effektiv, optimal og driftssikker fôring, samtidig som den skal sørge for at

røkterne har en sikker, trygg og komfortabel arbeidsplass som er robust, sjødyktig og motsetter seg harde værforhold (AkvaGroup, 2017b).

Figur 2: Fôrflåte og oppdrettsmerder (Wildhagen, 2015).

2.5 Båt

Utover lokalitetens stasjonære drift benyttes ulike båter til prosessen i sjøfasen. Bruk av båt i oppdrettsnæringen er essensielt for å kunne drifte til sjøs. De mest brukte båtene fordeles normalt i tre kategorier gitt sine ulike arbeidsspesifikasjoner. De tre ulike båtene kalles arbeidsbåter, transportbåter og servicebåter (Bellona and ABB, 2019, DNV GL, 2018). Båttrafikken er energikrevende og benytter i dag energibærere som diesel, bensin, LNG, elektrisitet og hydrogen både til fremdrift og utførelse av arbeid ved merdkant. Det er de fossile energibærerne som er mest brukt (Hansen, 2020).

Det er vanlig at hvert oppdrettsanlegg har én arbeidsbåt per lokalitet som brukes hver arbeidsdag (DNV GL, 2018, Bellona and ABB, 2019). Arbeidsbåtene brukes blant annet til vasking og spyling av merdene, mindre operasjoner av avlusing og andre nødvendige oppgaver (DNV GL, 2018). Utformingen av arbeidsbåtene har vært gjennom en betydelig utvikling de siste årene, og nyere arbeidsbåter er både større og kan gjennomføre flere arbeidsoppgaver enn eldre arbeidsbåter (Moe, 2020). Det er arbeidsbåten som benyttes mest i den daglige driften, og den bruker omtrentlig 75 % av energien sin til arbeidet langs merdkant, og de resterende 25 % til transport mellom kai og fôrflåte (DNV GL, 2018 , Folla Maritim Service, 2019, Bellona and ABB, 2019).

2.6 Energiløsninger

2.6.1 Dieselaggregat

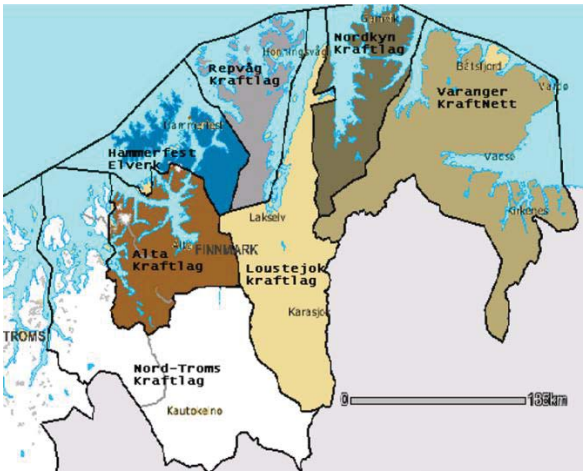
Ifølge Bellona og ABB (2019) driftes omtrentlig halvparten av alle oppdrettsanlegg i Norge på dieselaggregater i dag. Dieselaggregatet produserer strøm gjennom bruk av den fossile energibæreren diesel. Ved å produsere strøm gjennom en forbrenningsmotor som et dieselaggregat

påfølger det tap i energiomgjøringen. Det meste av tapet forsvinner som varmetap i eksosen eller kjølesystemet, samt at noe også tapes gjennom friksjonen til motoren. I denne oppgaven settes effektiviteten til dieselaggregat til 33 % (DNV GL, 2018, Grøn, 2018). Fordelene knyttet til bruk av dieselaggregater er at de har lave investeringskostnader, kan produsere kraft etter behov, krever lite plass, er en velutviklet teknologi og at de enkelt kan møte effekttoppene som oppstår under fôring (Wiken, 2018). Ulempene er at de opererer svært lite lønnsomt i perioder hvor lasten er lav, samtidig som at de skaper støy, vibrasjoner og klimagassutslipp tilsvarende 2,66 kg CO_2 per liter brukt (SSB, 2020a, Miljødirektoratet, 2018). Dieselaggregater som driftes mye på lav last bruker mer drivstoff enn nødvendig. De bør ikke operere under 25 % av sin maksimale last. Dersom det er nødvendig å levere last under 25 % bør dieselaggregatet likevel driftes ved 25 % og heller levere overskuddsenergi enn å reduseres ned til det eksakte lastbehovet (Syse, 2016). Dette resulterer i til tider unødvendige høye dieselkostnader og klimagassutslipp, samtidig som levetiden til aggregatet reduseres (Wiken, 2018, Bjartsson, 2020). Dieselaggregater driftes optimalt ved 70 – 90 % av sin maksimale last, da er forbrenningen av dieselen renest og man får mer ut av hver liter i levert nyttbar kWh enn ved lav last (Bjartsson, 2020). Eldre oppdrettsanlegg har ofte ett stort dieselaggregat som skal dekke hele lasten gjennom en dag, mens nyere anlegg har flere aggregater med ulike størrelser. Dette er lønnsomt fordi det forbedrer utnyttelsen av de ulike aggregatene som kan operere mer energieffektivt ved sine optimale laster gjennom dagen (Moe, 2020).

2.6.2 Landstrøm og nettkapasitet

Elektrifisering av fôrflåtene ved bruk av landstrøm anses som en lavthengende frukt i omleggingen til fornybar energi til oppdrettslokaliteter. I Norge er 99,9 % av elektrisiteten i kraftnettet fornybar, hvor vannkraft dominerer med en andel på 94 % (SSB, 2019b). Effektiviteten ved et elektrisk anlegg som benytter strøm levert fra kraftnettet og inn i oppdrettsanlegget antas å tilsvare 100 % (SSB, 2020a). Energiforbruk fra landstrøm anses derfor som fornybart og utslippene er minimale med 0,009 kg CO_2 per kWh produsert (SSB, 2020a, Miljødirektoratet, 2018). Med tilgjengelig og tilstrekkelig kapasitet i nærliggende kraftnett er den største kostnadsdriveren for elektrifisering knyttet til investeringen av sjøkabelen. Kostnadene varierer med nødvendig lengde, dybden på fjorden, havforholdene på bunn og legging av kabel (DNV GL, 2018, Bellona and ABB, 2019). Direkte tilkobling til allerede eksisterende kraftnett krever at det er ledig og nok kapasitet i nettet til å dekke oppdrettsanleggs nødvendige energibehov. Er det ikke tilstrekkelig kapasitet i nettet må det gjøres lønnsomhetsvurderinger knyttet til investeringskostnader ved utbygging av mer kapasitet. Det er spesielt viktig i en energiomlegging til landstrøm å ta høyde for effekttoppene som inntreffer under fôring når forbruket beregnes (Møller, 2019)

Finnmark er et område preget av store avstander med en relativt liten befolkning med lavt energiforbruk sammenliknet med resten av Norge (Statnett, 2019b). Deler av terrenget kraftnettet skal passere er utfordrende rent klimatisk, spesielt når uvær inntreffer på vinterstid. Transmisjonsnettet i området er svakere enn i resten av Norge med liten kapasitet og stor sårbarhet (Statnett, 2019a). Statnett jobber aktivt gjennom prosjektet «Næring og nett i nord» for å øke forsyningssikkerheten og overføringskapasiteten til Troms og Finnmark. Prosjektet er et tverrfaglig samarbeid for å øke forståelsen av, og se samspillet mellom, næringsutvikling og kraftbehov (Statnett, 2019b). Statnett og de lokale nettselskapene er ilagt tilknytningsplikt. Det betyr at det ugrunnet skal legges til rette for kunder som har planer om å øke sitt energiforbruk eller har behov for høyere kvalitet på strømmen som leveres. Kunder som ønsker å øke sitt forbruk skal informere sitt lokale nettselskap som videre informerer Statnett. Statnett skal i samråd med lokale nettselskaper deretter vurdere om direkte tilknytning til allerede eksisterende nett i området er tilstrekkelig, eller om ytterligere tiltak må iverksettes for å dekke kundens behov (Statnett, 2019a). Det er en hårfin balanse for Statnett mellom å hele tiden ivareta samfunnsutviklingen med nødvendig infrastruktur samtidig som overinvesteringer unngås. Dersom enkeltkunder ytrer at de ønsker å øke sitt forbruk utover kapasiteten slik at tiltak er nødvendig for å tilfredsstille kundens behov trer «Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer» §16 Anleggsbidrag til NVE inn (Lovdata, 2019). Denne forskriften pålegger store enkeltkunder å bære deler av investeringen og øvrige deler av kostnader knyttet til utredning og bygging sammen med netteierne.



Figur 3: Kart over kraftleverandørenes forsyningsområder i Finnmarksregionen (Varanger KraftNett, 2018)

2.6.3 Batteri

Batterier kan være et godt alternativ mot en tilnærmet utslippsfri produksjonsfase av oppdrett. Batterier har den velegnede egenskapen at de kan tilføre energi til et system eksakt når

energibehovet oppstår. Batteriet kan videre lagre energien som ikke brukes til et senere tidspunkt når nye energibehov igjen skal dekkes. Videre antas det at batteriet har de samme energieffektive egenskapene som et elektrisk anlegg hvor det antas 100 % effektivitet (SSB, 2020a). Det betyr at all energien som tilføres batteriet kan benyttes til å dekke energibehov som oppstår i energisystemet.

Batterirevolusjonen er i full gang, og teknologien overgår stadig gitte markedsprognoser (Edelenbosch et al., 2018). I følge DNV GL (2016) og Frøland (forventes en betydelig økning i batterienes levetid og energitetthet. I takt med en stadig økende etterspørsel og oppskalering forventes store kostnadsreduksjoner på kort og mellomlang sikt. Kostnadsreduksjonene kommer blant annet av teknologiske forbedringer, kostnadsnedgang i forsyningskjeden og forbedret avkastning. Dette driver teknologien inn i nye markeder og muliggjør blant annet lønnsomhet for batteribruk i maritim sektor (Sysla, 2018, DNV GL, 2016). Eksempelvis falt kostnadene for litium-ion batteri med 35 % fra juni 2018 til mars 2019 (BloombergNEF, 2019a). Kraften levert fra installerte batterier i drift anses som 100 % utslippsfritt og 100 % kostnadsfritt.

2.6.4 Vindkraft

I områder langt fra land, områder med svært dårlig nettkapasitet eller områder uten ledig nettkapasitet kan oppdretterne se seg om etter andre lokale, fornybare energiløsninger for å fase ut bruken av fossil kraft. Egenprodusert, off-grid vindkraft, både on – og offshore kan være en løsning for å elektrifisere oppdrettsanleggene ytterligere. Vindressursene langs Norges kyst er enorme og blant de beste i Europa, og vindressursene i Finnmark er blant de beste i verden (Statkraft, 2019, NVE, 2019b). Dette gjør vindkraft interessant å implementere i en energiomlegging. I følge en studie av BloombergNEF (2019a) falt kostnadene på landbasert vindkraft med 10 % fra juni 2018 til mars 2019. Parallelt med at kostnadene for vindkraft synker, er CO_2 prisene økende (Statnett, 2018, NVE, 2019a). Dette gjør vindkraft til en stadig mer konkurransedyktig energikilde som per dags dato kan bygges ut uten behov for subsidiering (Energi Norge, 2019, Statkraft, 2019, NVE, 2019b). Vindturbinene kan monteres på nærliggende landområde, øyer og holmer, eller i havet enten bunnfast eller flytende ved anlegget. Vindturbiner off-shore er mer kostnadskrevende enn vindturbiner montert på land, men de har et større potensialet for å produsere mer kraft på grunn av bedre vindforhold. Strøm levert fra idriftsatt, off-grid vindkraftproduksjon anses som 100 % fornybar, 100 % utslippsfri og 100 % kostnadsfri.

3. Metode

Metodekapittelet gir først en overordnet oversikt og gjennomgang av oppgavens systemgrenser. Deretter forgrener kapittelet seg med en grundigere beskrivelse av valgt metode for analyse av de fire delproblemstillingene som tilsammen skal gi innsikt i den overordnede problemstillingen.

3.1 Metodeoversikt og avgrensning

Energi –og effektbehov kartlegges hovedsakelig på bakgrunn av datainnsamling fra oppdrettsselskapene. Energiforbruket finnes ved å benytte årlig brutto energiforbruk oppgitt i liter diesel fra datainnsamlingen, og effektbehovet til oppdrettsanleggene dimensjoneres med en effektbehovsmodell som også tar utgangspunkt i resultatene fra datainnsamlingen. Følgende energikrevende elementer på oppdrettsanlegget inngår innenfor systemgrensen når effektbehovet skal dimensjoneres:

- El-spesifikke behov til fôringssystemet
- El-spesifikke og termiske behov til hotelldrift
- El-spesifikke behov i merder til lys, kamera – og sensorsystemer
- El-spesifikke behov til både arbeid og lading av arbeidsbåt ved fôrflåte og merdkant

De tre alternative energiløsningene som inkluderes innenfor systemgrensen i denne analysen, sortert fra størst til minst utslippsreduksjon, er:

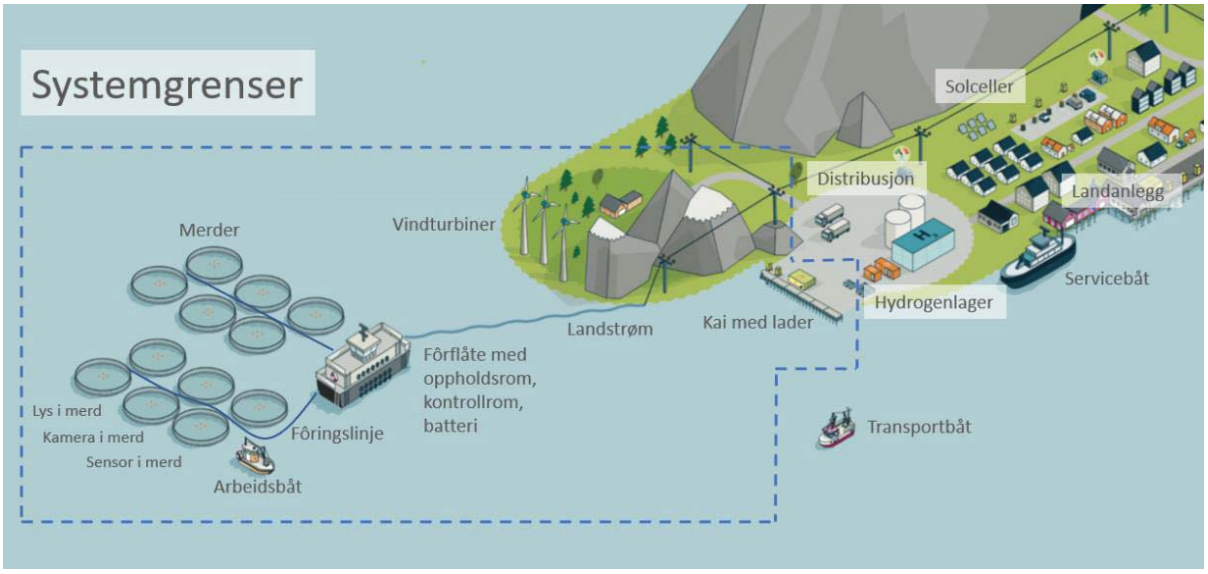
1. Tilkobling til landstrøm
2. *Hybrid energiløsning 1*: Kombinasjon av eksisterende dieselaggregater, batteri og egenprodusert, småskala vindkraftproduksjon
3. *Hybrid energiløsning 2*: Kombinasjon av eksisterende dieselaggregater og batteri.

En hybrid energiløsning av batteri og landstrøm kan også være en aktuell energiløsning i noen tilfeller, men er ikke analysert i denne oppgaven. Det er fordi det antas at en energiomlegging til landstrøm tilfredsstiller nødvendig effektbehov til anleggene i tilstrekkelig grad. De første prosessene av laksens levetid på land, samt frakt av laks ut til sjøanlegg, frakt av laks til slaktemerder og slakting, prosessering og videre distribusjon til sluttkunde inngår heller ikke i denne oppgaven.

Småskala, off-grid vindkraftproduksjon er den eneste egenproduserte, fornybare energikilden som er inkludert. Det er fordi vindforholdene i Finnmark er blant de beste i verden (Statnett, 2019a), og solkraft, bølgekraft og tidevannskraft er vurdert som mindre aktuelt. Energisystemer som kun kombinerer vindkraft og batteri uten dieselaggregater, er ikke inkludert i analysen. Det er fordi en slik

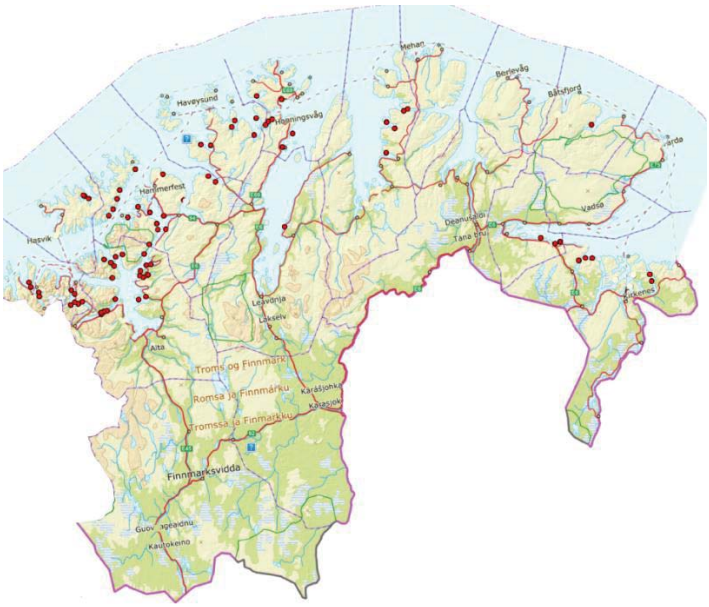
energiløsning må overdimensjoneres med vindkraftproduksjon og batterikapasitet for å kompensere den tapte forsyningssikkerheten dieselaggregatene tilbyr.

Av båtparken er det kun arbeidsbåten og elektrifisering av denne som inkluderes i analysen. Arbeidsbåten elektrifiseres ved hjelp av en batteriløsning. Lading og strømforsyning langs merdkant og fôrflåte, samt landlading inkluderes innenfor systemgrensen. Transportbåten er ikke inkludert fordi den blir lite brukt sammenliknet med arbeidsbåten. Servicebåten er heller ikke inkludert i analysen, både fordi den som regel ikke eies av oppdrettsselskapet selv og benyttes svært lite i den daglige driften til hver lokalitet (DNV GL, 2018). Se systemgrensen for oppgaven presentert i figur 4.



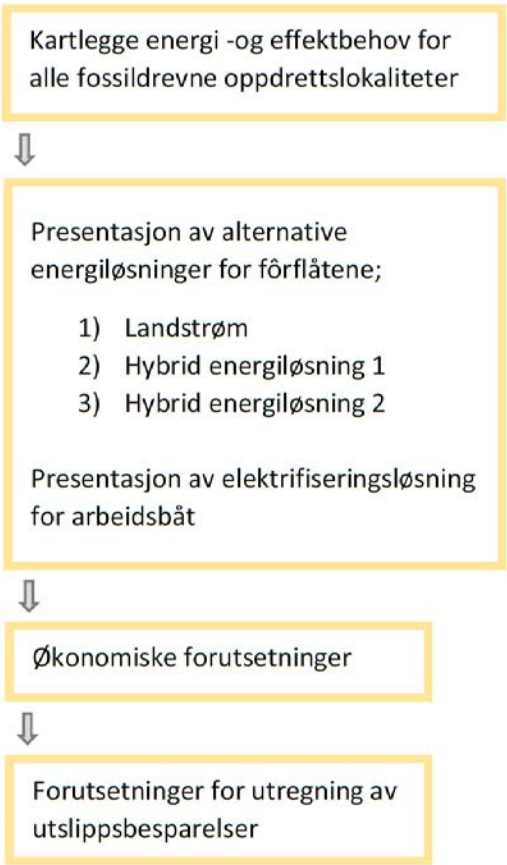
Figur 4: Systemgrense. Figuren er hentet fra Bellona et al. (2018) og deretter videreutviklet og tilpasset oppgaven.

Oppgaven er geografisk avgrenset til Finnmark, og figur 5 viser et kart over avgrensningen av området samt plassering av alle oppdrettsanleggene i Finnmark.



Figur 5: Finnmark med 77 unike oppdrettsanlegg vist som røde prikker (Yggdrasil, 2020).

Flytdiagrammet i figur 6 gir en stegvis oversikt over resten av metodekapittelet. Hvert steg skal forklares grundigere.



Figur 6: Flytdiagram for arbeidsprosessen i metodekapittelet

3.2 Eksisterende energiforbruk og effektbehov

Første steg i første delproblemstilling er å kartlegge alle oppdrettsanlegg i Finnmark. Kartdata fra Fiskeridirektoratet og Barentswatch ga oversikt over dagens akvakulturtillatelser samt lokalitetenes MTB. Kartleggingen avdekket at det finnes 77 oppdrettsanlegg fordelt på 5 ulike selskaper i Finnmark. Selskapene er henholdsvis, Cermaq Nord, Grieg Seafood Finnmark, NRS Finnmark, SalMar Nord og Lerøy Aurora. Etter kartleggingen var gjennomført ble de fem oppdrettsselskapene kontaktet for datainnsamling vedrørende sine respektive oppdrettsanlegg. Det ble samlet inn informasjon om hvilke energikilder som benyttes på fôrflåten og arbeidsbåten til hver lokalitet, hvor mye av den gitte energibæreren som benyttes årlig, avstanden fra fôrflåte til kai og normal driftstid langs merdkanten for arbeidsbåten på daglig basis. Informasjonen var tilgjengelig hos fire av fem selskaper, og skjemaet som ble utarbeidet og utsendt til hvert selskap ligger presentert i vedlegg 1.

3.2.1 Energiforbruk

Fra datainnsamlingen ble alle fôrflåtene som i dag driftes på diesel sortert ut og studert videre for å kartlegge årlig energiforbruk og dimensjonere daglig effektbehov. Energiforbruket i et oppdrettsanlegg varierer i stor grad med stående biomasse i anleggene, laksens produksjonssyklus, omkringliggende biologiske faktorer, sesong, brakklegging, værforhold og den enkeltes oppdretters interne energirapportering. Det etterstrebes til enhver tid å ha stående biomasse i anleggene så nært tildelt MTB som mulig, og det er laksens produksjonssyklus som er hovedårsaken til skiftende stående biomasse. Med biologiske faktorer menes merarbeid grunnet avlusing, laksedød, sykdom, reparasjoner av ødelagte merder og etterarbeid ved rømt laks. Energiforbruk til hotelldrift og merdlys varierer med sesong og reguleres etter temperatur og lysforhold. Fôringsarbeidet varierer i takt med fiskens vekstrate, hvor større fisk krever mer fôr, som igjen resulterer i økt energiforbruk. I tillegg til dette faller energibehovet betraktelig i periodene med brakklegging da fôringsarbeidet og annet energikrevende arbeid utgår. Energiforbruket kan også variere med harde værforhold som forhindrer røkterne i å gjennomføre sitt daglige arbeid. Energibehovet for en produksjonssyklus av en generasjon oppdrettslaks følger ikke en standardisert forbruksprofil over et kalenderår og det er mange variabler som påvirker behovet. I tillegg til dette gjøres også energirapporteringen individuelt hos hvert enkelt selskap, og det er ikke overordnede retningslinjer for hva som skal inngå i rapporteringen. Dette er også en variabel som påvirker innsamlet data og energibehovet oppgitt til hvert enkelt oppdrettsanlegg.

En energiomlegging til landstrøm har potensielt de største utslippsreduksjonene fordi denne løsningen medfører total utfasing av dieselaggregater, og er derfor den energiløsningen som

vurderes først for alle anlegg. Det er en forutsetning at tilkoblingen til kraftnettet dekker det årlige effektbehovet til anleggene, og det antas at det årlige dieselforbruket som er oppgitt ved datainnsamlingen har ivaretatt alle omkringliggende faktorer som kan påvirke energiforbruket i løpet av et år. Det er dermed årlig, brutto energiforbruk oppgitt i liter fra datainnsamlingen som benyttes for å regne på lønnsomheten ved energiomlegging til landstrøm.

Når de hybride energiløsningene skal vurderes er det ikke tilstrekkelig å kun se på dieselforbruk til et oppdrettsanlegg over et år. Dette er fordi et årlig dieselforbruk ikke er representativt for å kartlegge bruk av batterier og vindturbiner med kortsiktig lagringskapasitet og uregulerbar og variabel kraftproduksjon. For å vurdere de hybride energiløsningene må daglig effekt –og energibehov for fôrflåtene dimensjoneres. Det er utfordrende å fremstille et effektbehov som er representativt for det generelle oppdrettsanlegget på daglig basis grunnet alle omkringliggende faktorer som påvirker energiforbruket. Dimensjonering av daglig effekt –og energibehov gjøres ved å benytte en effektbehovsmodell som tar utgangspunkt i oppdrettsanlegg under full produksjon i vinterhalvåret. Årsaken til at effektbehovsmodelleringen gjøres for et døgn i vintersesong er for å dimensjonere anleggene når effektbehovet er størst.

3.2.2 Effektbehovsmodellering

De tekniske og energikrevende komponentene på oppdrettsanlegget som analyseres er fôringssystemet, hotelldrift, undervannslys i merd, kamera –og sensorsystemer, kraft til arbeid for arbeidsbåt og lading av arbeidsbåt ved anlegg og merdkant. Totalt effektbehov må kartlegges for å klare å dimensjonere energibehovet for en lokalitet. Det maksimale effektbehovet inntreffer i vintersesong midt på dagen når flere energikrevende prosesser kjøres samtidig (Syse, 2016, Møller, 2019)

Maksimal effekt per komponent er det som legges til grunn for dimensjoneringen av den gitte komponent i systemet. Ved bruk av en samhandlingsfaktor, utnyttelsesfaktor, komponentens effektivitet og effektfaktor regnes det totale effektbehovet for hver komponent ut. Det er summen av komponentenes totale effektbehov som bestemmer anleggets maksimale forbruk per dag. Alle faktorene, samt komponentens effektivitet er tall mellom 0 og 1. Samhandlingsfaktoren bestemmer i hvilken grad komponentens operasjoner driftes samtidig. Eksempelvis foregår fôring i alle merder samtidig, og fôring har derfor en samhandlingsfaktor lik 1. Operasjonene knyttet til hotelldrift opererer ikke samtidig til enhver tid, og tildeles en samhandlingsfaktor på 0,6. Hvilken grad av full last komponenten opererer ved defineres ut fra utnyttelsesfaktoren. Opererer komponenten ved full last hele tiden er utnyttelsesfaktoren 1 (Møller, 2019). Effektfaktoren bestemmer hvor stor andel av

levert kilovoltamper, kVA, som absorberes av lasten og kan benyttes som kilowatt, kW, til andre prosesser. En effektfaktor på 1 indikerer at all kVA levert absorberes (Nilsson. and Riedel., 2011).. Effektivitet sier noe om virkningsgraden i komponenten. Effektiviteten til elektriske anlegg er som tidligere nevnt antatt å være 100 %. Totalt effektbehov regnes ut ved bruk av understående formel.

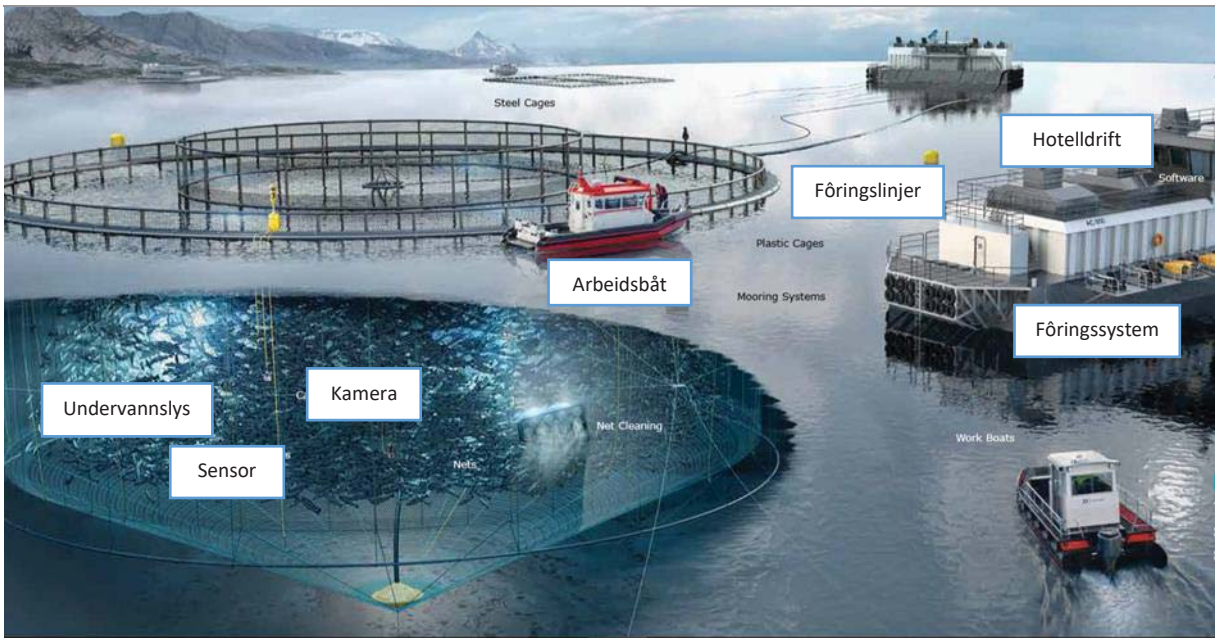
$$Totalt\ effektbehov = \frac{Maksimal\ effekt * samhandlingsfaktor * utnyttelsesfaktor}{effektivitet * effektfaktor}$$

Formel 1: Totalt effektbehov (Møller, 2019)

Fôringssystemet binder hele anlegget sammen, og hver merd er koblet til fôrflåten gjennom hver sin fôringslinje. Fôret spres til hver merd ved hjelp av lufttrykk fra fôrblåsere. Hver merd har hver sin fôrblåser som krever en maksimal effekt på enten 22 kW eller 30 kW (Møller, 2019, Syse, 2016, Lothe, 2019). 30 kW benyttes kun i veldig store anlegg med store avstander fra fôrflåte til merd (Møller, 2019). I denne oppgaven benyttes 22 kW. Fôrblåserne har normalt en utnyttelsesfaktor på 0,5 – 0,6 av maksimal effekt, en samhandlingsfaktor, effektivitet og effektfaktor på 1 (AkvaGroup, 2017b, Møller, 2019). Dette utgjør et totalt effektbehov på 11 – 13,1 kW for hver fôrblåser i systemet. De energikrevende elementene tilknyttet hotelldrift inntreffer ikke på samme tid, og det antas en samhandlingsfaktor på 0,6, videre antas det en utnyttelsesfaktor på 0,9, effektivitet på 1 og en effektfaktor på 1 (Møller, 2019, Haugan, 2020). Dette gir et gjennomsnittlig totalt effektbehov på 15 kW når maksimal effekt er 28 kW (Lothe, 2019, Syse, 2016). Undervannslys benyttes om vinteren for å unngå kjønnsmodning og stimulere til økt vekst. Dette er normalt i perioden fra november til mars (Iversen, 2020, Moe, 2020). Steinsvik AS leverer energieffektive undervanns LED-lys til oppdrettsanlegg (Larsen, 2020), men det er forøvrig overvekt av oppdrettere som stadig benytter seg av halogenpærer som er mye mindre energieffektive enn LED-lys (Møller, 2019). Halogenpærene kan ha et totalt effektbehov på 5 – 8 kW per merd, og det er disse som brukes ved dimensjoneringen av effektbehovet i denne oppgaven (Haugan, 2020, Lothe, 2019, Syse, 2016). Videre anslås det at det trekkes 0,5 kW fra kamera –og sensorsystemer til hver merd (Møller, 2019). Effektbehovet som er brukt for dimensjonering av nødvendig kraft til arbeid og lading for arbeidsbåten er hentet fra en dagsaktuell, pågående forprosjektering av en el-båt. Effektbehovet dimensjoneres etter at båten har en batterikapasitet på 300 kWh. Med denne batterikapasiteten er totalt effektbehov oppgitt til å være 40 kW for arbeid langs merdkanten, og nødvendig opplading av batteriet krever 100 kW. Informasjonen tilhørende spesifikasjoner tilknyttet arbeidsbåten er oppgitt under konfidensiell kommunikasjon med et av oppdrettsselskapene. Tabellen under viser en enkel oversikt over totalt effektbehov for hver komponent ved anlegget. Figur 7 viser en illustrasjon av komponentene.

Tabell 1: Totalt effektbehov for hver komponent på fôrflåten

Komponent	Maks effekt kW	Utnyttelses-faktor	Samhandlings-faktor	Effektivitet komponent	Effekt-faktor	Totalt effektbehov kW
Fôringssystem per merd	22	0,5-0,6	1	1	1	11-13,1
Hotelldrift	28	0,9	0,6	1	1	15
Merdlys, per merd	5-8	1	1	1	1	5-8
Kamera og sensor per merd	0,5	1	1	1	1	0,5
Arbeidsbåt arbeid	40	1	1	1	1	40
Arbeidsbåt lading	100	1	1	1	1	100



Figur 7: Illustrasjonen viser undervannslys, sensorsystem, kamerasystem, arbeidsbåt, fôringssystem med fôringslinjer og fôrblåser og hotelldrift (AkvaGroup, 2017a).

Dimensjoneringen av det daglige effektbehovet for de hybride energiløsningene baseres på antall merder for de lokalitetene som undersøkes. Deretter bestemmes det hvor mange timer de ulike komponentene virker i løpet av et døgn. Det er den oppgitte MTB i tonn som bestemmer antall merder, og det antas at det er 720 – 900 tonn laks per merd (Møller, 2019, Syse, 2016).

3.2.3 Energiforbruk arbeidsbåt

Energiforbruket til en arbeidsbåt regnes ut ved å benytte den dimensjonerende distansen mellom ladepunktene på kai og fôrflåte, samt arbeidstiden båten bruker langs merdkant per dag for de ulike anleggene. Noe av informasjonen tilknyttet energiforbruket til arbeidsbåtene er hentet fra datainnsamlingen. Der informasjon ikke var tilgjengelig hos oppdrettsselskapene ble karttjenestene til Fiskeridirektoratet benyttet for å finne de dimensjonerende avstandene for de ulike arbeidsbåtene. Nøkkeltallene i DNV GLs rapport «Fullelektrisk oppdrett» er benyttet for å finne

gjennomsnittlig driftstid ved merdkant for en arbeidsbåt. Videre er det tatt utgangspunkt i at det arbeides 280 dager i løpet av et år og at landlading ved kai varer i 9 timer. Disse tallene er også hentet fra DNV GLs rapport (DNV GL, 2018).

3.3 Nye energiløsninger

De tre alternative energiløsningene som er aktuelle å benytte for energiomlegging av oppdrettsanlegg skal nå gjennomgås. De presenteres i rekkefølgen med størst til minst utslippsbesparelser.

3.3.1 Landstrøm

Formålet med å etablere kontakt mellom de fossile oppdrettsanleggene og kraftnettet på land er for å fase ut bruken av dieselaggregater fullstendig. Figur 8 illustrerer et oppdrettsanlegg som er tilkoblet landstrøm med sjøkabel, nettstasjon på land og strømforsyning fra fôrflåte og ut til hver merdkant.

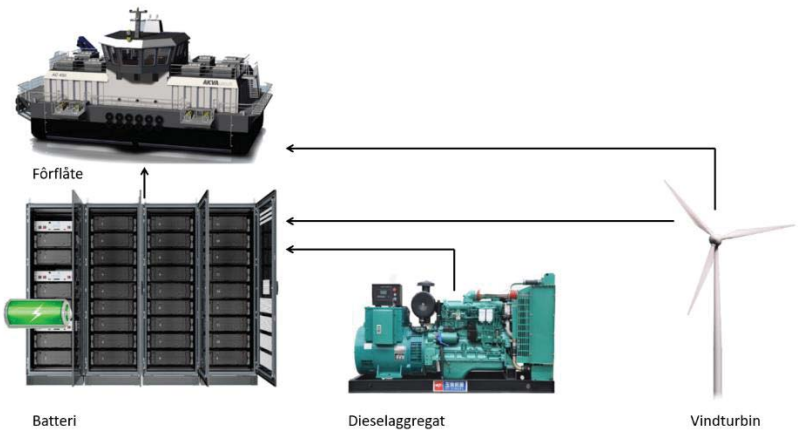
Figur 8: Oppdrettsanlegg elektrifisert med landstrøm (JM Hansen).

Som tidligere nevnt er dieselaggregater mindre energieffektive enn et elektrisk anlegg, og dette er en sentral årsak for lønnsomheten ved en energiomlegging. Ved å legge om til elektrisk drift med landstrøm reduseres brutto energibehov for å dekke lokalitetenes netto energiforbruk med 67 % sammenliknet med bruk av dieselaggregater. Dette er fordi det antas at det elektriske anlegget har en effektivitet på 100 % og dieselaggregatet en effektivitet på 33 %. I tillegg til redusert brutto energibehov, vil også fôrflåten kunne driftes utslippsfritt, støyfritt og vibrasjonsfritt hele døgnet, som også er positive gevinster ved en energiomlegging. Datainnsamlingen fra oppdrettsselskapene skaffet opplysninger knyttet til brutto energiforbruk oppgitt i liter diesel per anlegg. Geografisk lokasjon av oppdrettsanleggene ble funnet ved bruk av Fiskeridirektoratet og Barentswatch sine karttjenester og tilgjengelig kraftnett på land ble funnet ved bruk av NVEs karttjenester. På denne måten ble avstander mellom oppdrettsanlegg og kraftlinjenettet på land kartlagt. Oppdrettsanleggene ble

fordelt geografisk mellom de ulike kraftselskapenes forsyningsområder, og deretter ble de ulike kraftselskapene kontaktet og forespurt om de har nok kapasitet i nettet sitt til å dekke anleggenes energibehov.

3.3.2 Hybrid energiløsning 1 – Eksisterende dieselaggregat, batteri og småskala vindkraftproduksjon

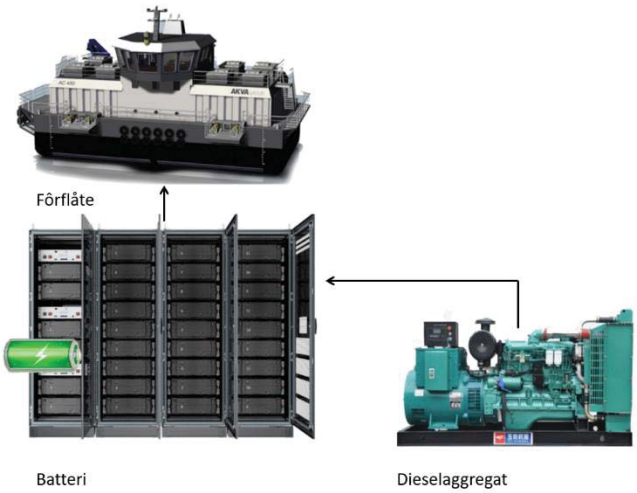
Hybrid energiløsning 1 representerer en kombinasjon av eksisterende dieselaggregat, batteri og egenprodusert, off-grid vindkraftproduksjon. Denne energiløsningen har som formål å minimere driftstiden til dieselaggregatene så mye som mulig, samt stoppe ugunstig drift av dieselaggregatene. Redusert driftstid på dieselaggregatene totaltsett, samt redusert ugunstig drift, gir redusert dieselforbruk. Forbruket i liter per kW levert til oppdrettsanlegget er veldig avhengig av hvilken last aggregatet kjøres ved, hvor lavlast gir betydelig unødvendig dieselforbruk sammenliknet med drift ved optimal last. Videre medfører periodevis stans av dieselaggregatene reduksjon av støy, vibrasjoner og klimagassutslipp sammenliknet med et 100 % fossildrevet anlegg. Vindturbinene og dieselaggregatene i energiløsningen skal begge produsere energi for å lade opp batteriet, og det er batteriet som skal benyttes til å dekke oppdrettsanleggets netto energibehov til enhver tid. Batteriet har som tidligere nevnt en antatt effektivitet på 100 %, og det medfører at all energi levert til batteriet kan benyttes for å dekke anleggets eksakte energibehov. Vindturbinene vil produsere elektrisitet til batteriet uregelmessig når det blåser. Tilførselen av vindkraft benyttes i hovedsak for å lade opp batteriet, og batteriets lagringskapasitet muliggjør en bedre utnyttelse av den uregulerbare vindressursen. Dersom batteriet er fulladet kan vindkraftproduksjonen benyttes direkte inn i oppdrettsanlegget. På grunn av oppdrettsanleggets varierende effektbehov og vindens uregelmessighet vil ikke tilbud og etterspørsel til enhver tid samsvare. Dieselaggregatene fungerer som en forsyningssikkerhet i energisystemet og benyttes kun ved sine optimale laster for å lade opp batteriene ved behov. Når batteriet er fulladet skrus dieselaggregatene automatisk av og batteriet benytter den tilførte energien til å dekke anleggets eksakte energibehov time for time til det er tomt. Batteriet og vindkraftproduksjonen reduserer dermed den daglige gangtiden til dieselaggregatene samtidig som de medfører at dieselaggregatene driftes ved optimal drift som forhindrer unødvendig energiforbruk og utslipp. Figur 9 illustrerer *Hybrid energiløsning 1*.



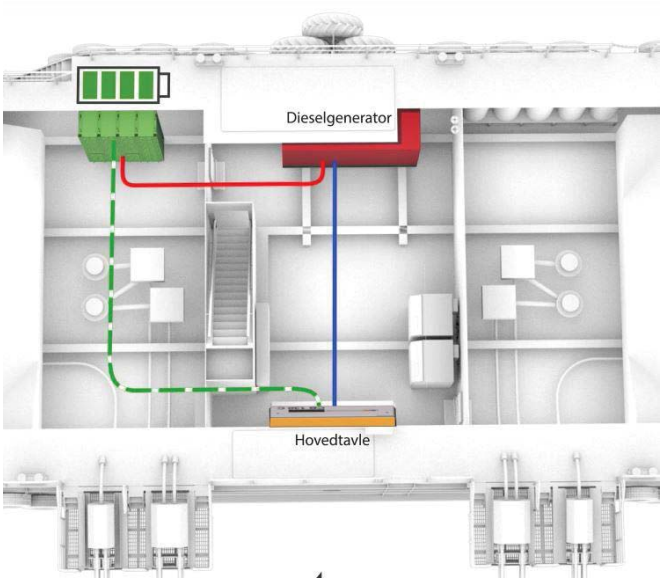
Figur 9: Hybrid energisystem som kombinerer dieselaggregat med vindturbin og batterilagring for å forsyne oppdrettsanlegget med elektrisitet. Bilder: Fôrflåte (AkvaGroup, 2017b), batteri: (AkvaGroup, 2020), dieselaggregat: (BM), Vindturbin: (iStock photo)

3.3.3 Hybrid energiløsning 2 - Batteri og eksisterende dieselaggregat

Hybrid energiløsning 2 er en kombinasjonen av batteri og eksisterende dieselaggregat. Formålet med en slik løsning er også her å minimere driftstid på, og effektivisere bruken av dieselaggregatene ved å benytte et batteri. Dieselaggregatene driftes på samme måte som i *Hybrid energiløsning 1*, ved sin optimale last kun for å lade opp batteriet. Deretter skrus de av og batteriet brukes til å drifte oppdrettsanleggene utslippsfritt og støyfritt for en periode. Når batteriet er tomt, skrus dieselaggregatene automatisk på igjen, og lader batteriet opp på nytt. En slik hybrid energiløsning har en lavere investeringskostnad enn foregående løsning fordi investeringer tilknyttet anskaffelse og drift av vindturbiner ikke inkluderes. Til gjengjeld har energiløsningen et større CO_2-utslipp fordi dieselaggregatene benyttes mer. Figur 10 og 11 demonstrerer konseptet med *Hybrid energiløsning 2*.



Figur 10: Hybrid energisystem som kombinerer dieselaggregat med batterilagring for å forsyne oppdrettsanlegget med elektrisitet. Bilder: Fôrflåte (AkvaGroup, 2017b), batteri: (AkvaGroup), dieselaggregat: (BM)



Figur 11: Illustrasjonen viser en integrert hybridløsning med batteriet plassert på innsiden av fôrflåten. Dieselaggregatet forsyner batteriet med strøm, og strømmen fra batteriet benyttes videre til drift av flåtens operasjoner (Fjord Maritim, 2017)

Batteriet som benyttes i denne analysen inngår i begge de hybride energiløsningene. Batteriet er et Li-NMC-batteri fra Akva Group (Bjartsson, 2020). Li-NMC står for Litium-Nikkel Magnesium Cobolt Oxidlitium, og er et litium-ion-batteri med en kjemi og sammensetning som tåler svært mange ladesykluser (AkvaGroup, 2020). Dette batteriet er spesielt utviklet for hybride energiløsninger på oppdrettsanlegg.

Vindturbinen som benyttes i *Hybrid energiløsning 1* i denne analysen heter Lely Aircon 30. LA30 er en 30 kW, onshore, vertikal oppvindsturbin med 13 meter rotordiameter og en tårnhøyde som kan variere mellom 24 – 42 meter (Lely Industries, 2016a). *Hybrid energiløsning 1* undersøkes for å inkludere opptil 3 vindturbiner per oppdrettsanlegg.

Det er videre fremskaffet to ulike sett med vinddata for å gi et mest realistisk bilde på mulig vindkraftgenerering. Det er både hentet vinddata fra værstasjonene Rognsundet og Hammerfest, og fra NVEs vindressurskart (Yr.no, 2020a, Yr.no, 2020b, NVE, 2020). Vindestimatet som er dimensjonert fra værstasjonene i Rognsundet og Hammerfest bestemmer vindhastigheten time for time gjennom et døgn basert på reelle målinger. Estimatet er laget ved å kartlegge 6 døgn i hver sin vintermåned fra begge værstasjonene og deretter finne gjennomsnittlig vindhastighet time for time. Datoene vindestimatene ble samlet inn på er henholdsvis 19. mars 2019, 19. oktober 2019, 19. november 2019, 19. desember 2019, 19. januar 2020 og 19. februar 2020. Dette vindestimatet kalles *vindestimat a* videre i oppgaven. Fra NVEs vindressurskart er den estimerte middelvinden oppgitt ved 50 meters høyde over bakken og vist ved hjelp av fargekoder over Norgeskartet. Figuren illustreres i resultatkapittelet. Dette vindestimatet er videre kalt *vindestimat b*. Det er altså to ulike

vindestimater som vurderes når lønnsomheten ved å implementere vindturbiner i energisystemet *Hybrid energiløsning 1* kartlegges.

3.3.4 Elektrifisering av arbeidsbåt

Elektrifisering av allerede eksisterende arbeidsbåter gjøres gjennom investering og installasjon i batteri og nødvendig infrastruktur. Elektrifiseringen har som formål å redusere kostnader, klimagassutslipp, energiforbruk, støy og vibrasjoner under arbeid og transport. Arbeidsbåtene har to energikrevende aktiviteter, transport og arbeid langs merdkant. Det er transportetappen som er lagt til grunn for dimensjoneringen av nødvendig batterikapasitet. Batterikapasiteten dimensjoneres med forbehold om at fôrflåten er elektrifisert og tilbyr både lading og strømforsyning under arbeid. Figur 12 illustrer konseptet av en fullelektrisk fôrflåte med en elektrisk arbeidsbåt tilknyttet strømforsyning langs merdkanten under arbeid.

Figur 12: Strømforsyning ut til merdkant slik at båter kan arbeide og lade ved merdkant og flåte (Bellona and ABB, 2019).

3.4 Økonomiske forutsetninger

Det er forutsatt to økonomiske lønnsomhetskriterier som er avgjørende for valg av energiløsning. Den første betingelsen er at den økonomiske lønnsomhetsberegningen må gi en positiv nåverdi hvis en energiomlegging skal anbefales. Lønnsomhetsberegningene tilknyttet energiomlegging av oppdrettsanleggene benytter en levetid på 20 år og et avkastningskrav på 5 % for alle energiløsningene. For arbeidsbåtene er det benyttet en levetid på 10 år og et tilsvarende avkastningskrav på 5 %. Disse forutsetningene er baser på DNV GLs rapport, «Fullelektrisk oppdrett» (DNV GL, 2018).

Dersom kravet til positiv nåverdi er oppfylt, vurderes også det økonomiske lønnsomhetskriteriet; netto tilbakebetalingstid. Netto tilbakebetalingstid på 5 år eller mindre er satt som en forutsetning i denne oppgaven når de ulike energiløsningene prioriteres. Netto tilbakebetalingstid finnes ved å dividere årlig inntjening, også kalt energibesparelse fra energiomleggingen, med total investeringskostnad. Hensikten med tilbakebetalingstid er for å kunne si noe om hvor lang tid det vil ta før investeringskostnaden er gjenvunnet. Grunnen til at også dette økonomiske kriteriet benyttes i oppgaven er for å gjenspeile virkeligheten ved slike investeringsbeslutninger hos oppdrettsselskapene i dag. Gjennom kommunikasjon med flere selskaper kom det tydelig frem at kort netto tilbakebetalingstid er et viktig premiss for en investering tilknyttet en energiomlegging. Ved å sortere de ulike anleggene på de ulike energiløsningene etter både positiv nåverdi og en bestemt netto tilbakebetalingstid vil en mest mulig realistisk inndeling av de ulike energiløsningene oppnås.

Oppdrettsanleggene vil vurderes gitt de to økonomiske lønnsomhetskriteriene når energiløsningene tildeles. Energiløsningene vurderes i rekkefølgen fra potensielt størst til minst utslippsreduksjon, og de anleggene som oppnår både en positiv nåverdi og en netto tilbakebetalingstid på 5 år eller mindre for den gitte energiløsningen sorteres ut. Dersom noen anlegg har positiv nåverdi for en eller flere energiløsninger, men ikke tilfredsstiller betingelsen om tilbakebetalingstid vil disse anleggene vurderes på nytt. De tildeles den mest egnende energiløsningen basert på en overordnet sammenstilling av kortest tilbakebetalingstid, høyest nåverdi og størst utslippsbesparelser.

Arbeidsbåtene vurderes for økonomisk lønnsomhet ved en energiomlegging til helelektrisk batteridrift. De samme økonomiske lønnsomhetskriteriene benyttes for vurderingen av energiomleggingen, men for arbeidsbåtene er det et krav om at begge lønnsomhetskriteriene må være oppfylt for at en elektrifisering skal anses som egnet.

Lønnsomhetsberegningene består av en inntektsside og en kostnadsside. Inntektssiden i denne analysen er den årlige energibesparelsen med tilhørende kostnadsreduksjoner som oppstår ved en energiomlegging. Kostnadssiden representeres ved den totale investeringskostnaden som følger energiomlegging til henholdsvis landstrøm, *Hybrid energiløsning 1*, *Hybrid energiløsning 2* og elektrifisering av arbeidsbåtene. Nåverdien regnes ut ved å finne merkostnaden av den totale investeringen fratrukket den reduserte energibesparelsen hvert år over hele investeringens levetid diskontert for det bestemte avkastningskravet på 5 %. Investeringskostnaden er antatt å løpe i sin fulle utgift i år null.

Nåverdien for hvert enkelt oppdrettsanlegg og hver enkelt arbeidsbåt er regnet ut ved hjelp av nåverdiformelen:

$$Nåverdi = -Investering + \sum_{t=1}^{n} \frac{Energibesparelse_t}{(1+r)^t}$$

Formel 2: Nåverdiformelen

- *Nåverdi* = summen av kostnadene over analyseperioden referert analyseperiodens start.
- *Energibesparelse*$_t$ = kostnadsbesparelse i kroner i år t.
- *r* = avkastningskrav
- *n* = analyseperiode/levetid

Lønnsomhetsberegningen tar utgangspunkt i DNV GLs rapport, «Fullelektrisk oppdrett» og integrerer innspill etter kommunikasjon med både Cermaq og NRS (DNV GL, 2018, Moe, 2020, Haugan, 2020). Figur 13 viser den overordnede metoden som er benyttet for å vurdere økonomisk lønnsomhet gitt de tre ulike energiløsningene for oppdrettsanleggene og elektrifiseringen av arbeidsbåtene.

Økonomisk lønnsomhet

Energibesparelse	-	Investeringskostnad	
Prisdifferanse + Energieffektivisering + Mengde	-	Landstrøm	Kabel + Nettstasjon + Infrastruktur
		Hybrid Energiløsning 1	Batteri + Vindturbin + Infrastruktur
		Hybrid Energiløsning 2	Batteri + Infrastruktur
		Arbeidsbåt	Batteri + Ladestasjon + Infrastruktur

Figur 13: Lønnsomhetsberegning for elektrifisering av fôrflåte og arbeidsbåt: merkostnaden av investeringen fratrukket nåverdien av reduserte energikostnader over investeringens levetid.

Som vist i figur 13 regnes den økonomiske energibesparelsen ut ved å ta hensyn til prisdifferanse, energieffektivisering og mengde.

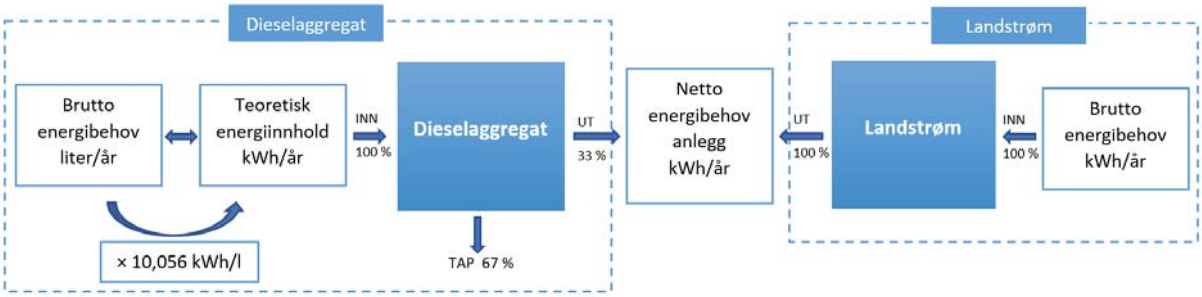
Tabell 2 viser forutsetningene knyttet til utregning av energieffektivisering i oppgaven. Vedlegg 2 viser utregning for nøkkelfaktorene.

Tabell 2: Nøkkelfaktorer for beregning av energiforbruk

Faktor	Verdi	Enhet	Kilde
Effektivitet dieselaggregat og dieselmotor	33 %	prosent	(DNV GL, 2018, Grøn, 2018)
Effektivitet landstrøm og batteri	100 %	prosent	(SSB, 2020a)
Teoretisk energiinnhold i diesel	10,056	kWh/liter	[Vedlegg 2]

For å avdekke energibesparelsen ved en energiomlegging til landstrøm må først netto energibehov for anlegget finnes. Brutto energiforbruk er listet opp gjennom datainnsamlingen og oppgitt i liter diesel. Det teoretiske energiinnholdet i diesel finnes ved å multiplisere oppgitt litermengde med

10,056 kWh/liter. Det er denne energimengden som leveres til dieselaggregatet. Dieselaggregatet har en effektivitet på 33 %, og kun 33 % av det teoretiske energiinnholdet i diesel kan faktisk brukes som nyttbar energi i oppdrettsanlegget. Basert på oppgitt dieselforbruk antas det at nyttbar energi dekker anleggets netto energiforbruk. Fordi det elektriske anlegget har en antatt virkningsgrad på 100 % er energimengden hentet fra kraftnettet tilsvarende netto energibehov som anlegget trenger. Det reduserte energibehovet og prisdifferansen mellom diesel og strøm er årsaken til energibesparelsen. Figur 14 illustrerer hvilket brutto energibehov som kreves for hvert energisystem slik at de begge dekker samme netto energibehov anleggene trenger.



Figur 14: Illustrasjon av hvordan dieselaggregat og landstrøm dekker samme netto energibehov i anlegg.

For hybride anlegg med og uten vindkraft regnes energibesparelsen ut ved å beregne den opprinnelige dieselkostnaden tilknyttet 100 % drift på dieselaggregatene, mot den nye dieselkostnaden som følge av redusert drift på dieselaggregatene. Prisen på egenprodusert vindkraft og kraft levert fra batteriet forutsettes å være null kroner.

For å beregne energibesparelsen ved en omlegging til batteridrift for arbeidsbåtene benyttes samme fremgangsmåte som beregningen av energibesparelsen tilknyttet landanlegg. Det antas at dieselmotoren har samme virkningsgrad som dieselaggregatet og at batteriet har samme virkningsgrad som det elektriske anlegget. Energibesparelsen som oppstår er dermed både preget av redusert brutto energibehov og prisdifferansen mellom diesel og strøm. Se igjen figur 14 for utfyllende forklaring.

Investeringskostnaden varierer blant de ulike energiløsningene som vist i figur 13. For landstrøm er kabelkostnaden det største kostnadselementet i investeringen og varierer med avstand fra tilgjengelig nett, infrastruktur på land, effektbehov og kabelkvalitet. Lenger avstand, høyere effekt og høyere kabelkvalitet øker kostnaden. Kostnaden av nettstasjon på land og på anlegg varierer med effektbehov og spenning. Et større effektbehov krever en større transformator som krever mer kapital sammenliknet med en mindre transformator. Kostnaden øker i takt med økt spenningsdifferanse mellom nett og anlegg. I tillegg til dette er anlegg som skal kobles til landstrøm avhengig av at det finnes tilgjengelig kapasitet i nettet. Eventuelle ekstra kostnader utover anleggsbidraget i forbindelse med tilkobling må også ivaretas.

Investeringskostnadene for *Hybrid energiløsning 1* bestemmes ut ifra anskaffelse av batteripakke, inverter, antall vindturbiner, samt øvrige kostnader til installasjon, infrastruktur og annet arbeid. I denne oppgaven undersøkes de hybride anleggene med integrering av opptil 3 vindturbiner i energimiksen. For *Hybrid energiløsning 2* representeres investeringskostnadene kun av anskaffelse og installasjon av batteri og inverter. Dieselaggregatene som benyttes i begge energiløsningene antas å allerede være anskaffet og utgjør derfor ingen investeringskostnad.

Investeringen ved å elektrifisere arbeidsbåtene består av 3 overordnede kostnadselementer. Hovedinvesteringen er knyttet til batteriets kapasitetsbehov. Deretter drives også kostnaden av ladestasjonens effektbehov, og øvrige, uspesifiserte kostnader knyttet til nødvendig infrastruktur på land og oppdrettsanlegg, samt annet arbeid. Det er forutsatt at båtene kan lade både ved kai og fôrflåte, og den dimensjonerende distansen mellom ladepunktene bestemmer derfor størrelsen på den nødvendige batterikapasiteten.

Til slutt testes robustheten til de økonomiske resultatene til oppdrettsanleggene i en sensitivitetsanalyse. I sensitivitetsanalysen forandres de viktigste nøkkelfaktorene fra den økonomiske analysen med ± 30 % for å se hvilke utslag dette gir på den økonomiske lønnsomhetsberegningen.

3.5 Utslippsberegninger

Utslippsberegningen benytter nøkkeltallene i tabell 3. Vedlegg 2 presenterer utregningen for de oppgitte nøkkeltallene i tabellen.

Tabell 3: Nøkkeltall CO_2 -utslipp

Faktor	Verdi	Enhet	Kilde
Diesel	2,66	kg CO_2/liter	(Miljødirektoratet, 2018) (SSB, 2020a)
Landstrøm	0,009	kg CO_2/kWh	(Miljødirektoratet, 2018) (SSB, 2020a)
Vindkraft	0	kg CO_2/kWh	

Utslippsberegningene i denne oppgaven er knyttet til drift av dieselaggregat, bruk av landstrøm og kraftgenerering fra allerede idriftsatte vindturbiner i produksjonsfasen av lakseoppdrett. Utslipp knyttet til diesel forbrukt i både dieselaggregat og dieselmotorer tilsvarer 2,66 kg CO_2 per liter. Utslipp knyttet til bruk av landstrøm baseres på det norske kraftnettets energimiks. Denne energimiksen er 99,9 % fornybar, hvor vannkraft dominerer med 94 % (SSB, 2019b). Dette utslippet tilsvarer 0,009 CO_2 per kWh. Utslipp fra vindkraftproduksjon er kun knyttet til kraftgenerering fra allerede idriftsatte vindturbiner, og dette utslippet forutsettes å være null i denne analysen. Utslipp

fra produksjon og frakt av materialer, samt etablering, drift, nedleggelse og resirkulering av landstrømanlegg, småskala vindparker og batterier inngår ikke i disse utslippsberegningene.

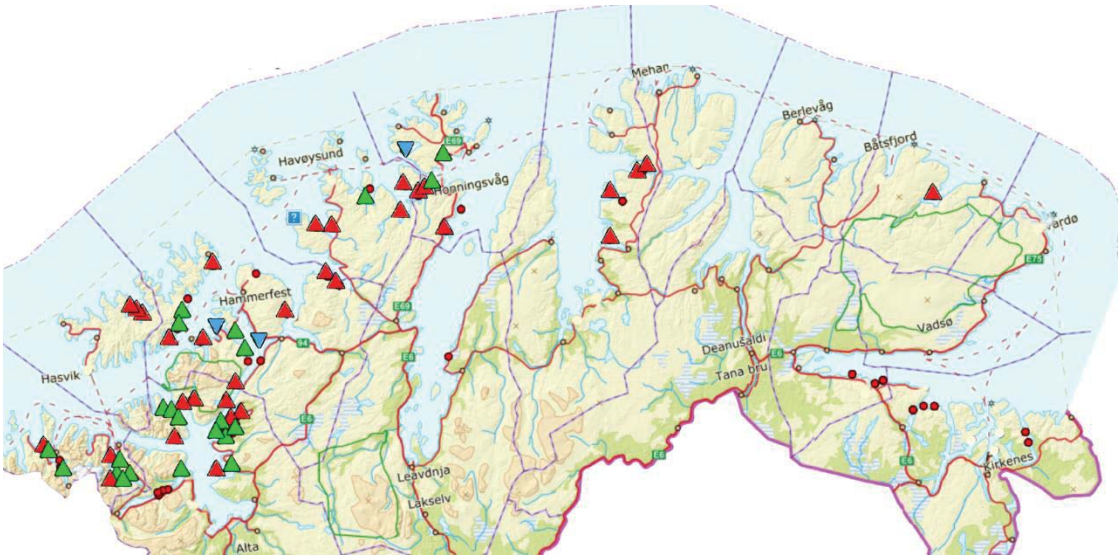
De totale, årlige utslippene tilknyttet dagens drift for alle fossildrevne oppdrettsanlegg og arbeidsbåter regnes ut innledningsvis i resultatkapittelet. Videre, når alle anleggene er vurdert i henhold til økonomisk lønnsomhet og sortert etter mest egnet energiløsning, og alle arbeidsbåtene er vurdert for elektrifisering, regnes de totale, årlige utslippsbesparelsene for alle anleggene og arbeidsbåtene ut i sin helhet.

3.6 Datainnsamling

Det er 77 unike oppdrettsanlegg registrert i Finnmark. I vedlegg 1 er alle listet opp i det skjemaet som ble utsendt til hvert oppdrettsselskap. Datainnsamlingen viser at 38 % av anleggene driftes av dieselaggregater, 4 % driftes av en hybrid løsning med dieselaggregat og batteri, 27 % er allerede elektrifisert med landstrøm, 3 % har ikke fôrflåte og benytter kanonfôring fra båt, 8 % er brakklagt og uten informasjon og 21 % av anleggene er også uten informasjon. Det er usikkert om det er flere fossildrevne anlegg som enten er brakklagt eller mangler informasjon som også kunne inngått i analysen. Tabell 4 viser svarene fra kartleggingen, og figur 15 viser lokalitetenes geografiske plassering sortert etter energiløsning. Røde trekanter representerer drift med dieselaggregat, grønne trekanter representerer anlegg som driftes elektrisk med landstrøm, blå diamanter representerer anleggene med hybride energiløsninger som kombinerer batteri og dieselaggregat og de røde prikkene representerer anlegg som kan plasseres i en av de tre øvrige kategoriene.

Tabell 4: Resultater fra datainnsamling om fôrflåter i oppdrettsanlegg i Finnmark

Firma	Diesel	Elektrisk	Hybrid	Kanonfôring fra båt	Brakklagt	Ikke info	Totalt
Cermaq	7	8	0	0	5	5	25
Grieg Seafood	4	9	3	2	0	3	21
NRS	12	4	0	0	0	0	16
SalMar	6	0	0	0	1	0	7
Lerøy Aurora	0	0	0	0	0	7	7
Totalt	29	21	3	2	6	16	77
Prosent	37,7 %	27,3 %	3,9 %	2,6 %	7,8 %	20,8 %	100 %



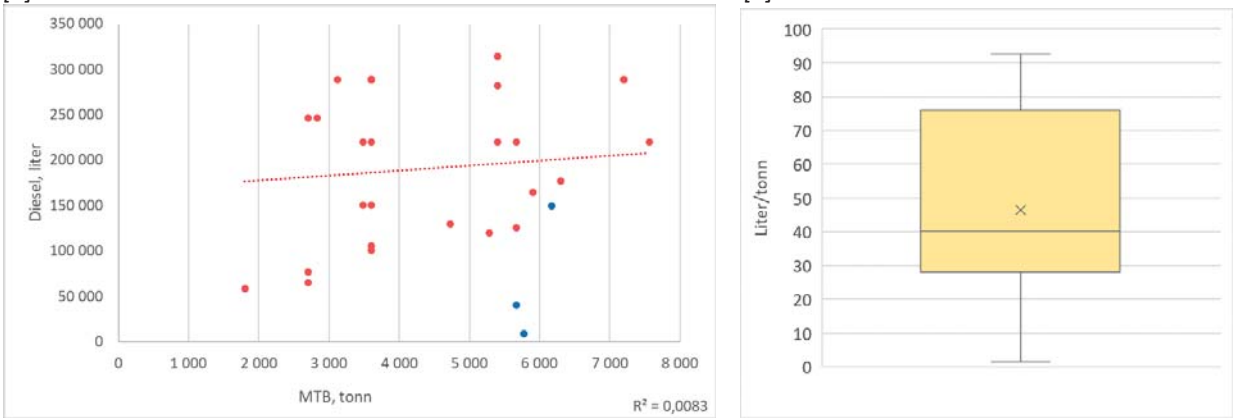
Figur 15: Oversikt over oppdrettsanlegg i Finnmark og deres energibærere.

3.7 Material og utvalg

Datainnsamlingen viser hvilke energikilder som drifter oppdrettslokalitetene i dag. 3 av anleggene driftes av en hybrid energiløsning som kombinerer batteri og dieselaggregater. Disse anleggene gir klimagassutslipp ved drift, men skiller seg likevel fra de fullverdige fossildrevne oppdrettslokalitetene ved at de har en batteriløsning. Det bestemmes innledningsvis om disse anleggene skal inkluderes i analysen sammen med de 29 fullverdige fossildrevne lokalitetene eller ikke. Dette gjøres gjennom enkel regresjon.

En sammenstilling av alle anlegg drevet på fullverdig fossil kraft, inklusiv de tre hybride anleggene, er presentert i figur 16 [a]. Plottet viser brutto energiforbruk i liter diesel per år langs y-aksen og MTB i tonn langs x-aksen for hvert anlegg. De blå markørene i plottet representerer de hybride anleggene og de rød markørene representerer de fossildrevne anleggene. Figur 16 [b] viser variasjonen i literforbruk per MTB i tonn. Plottet viser en stor spredning, hvor MTB i tonn laks per lokalitet beskriver brutto energiforbruk kun ved 1 % gitt en lineær regresjonslinje. 2 av de 3 hybride anleggene forbruker minimale mengder diesel til tross for både sin høye MTB og den ellers store spredningen. Den tredje lokaliteten samsvarer bedre med resterende anlegg. Sammenhengen mellom brutto energiforbruk og MTB er lav.

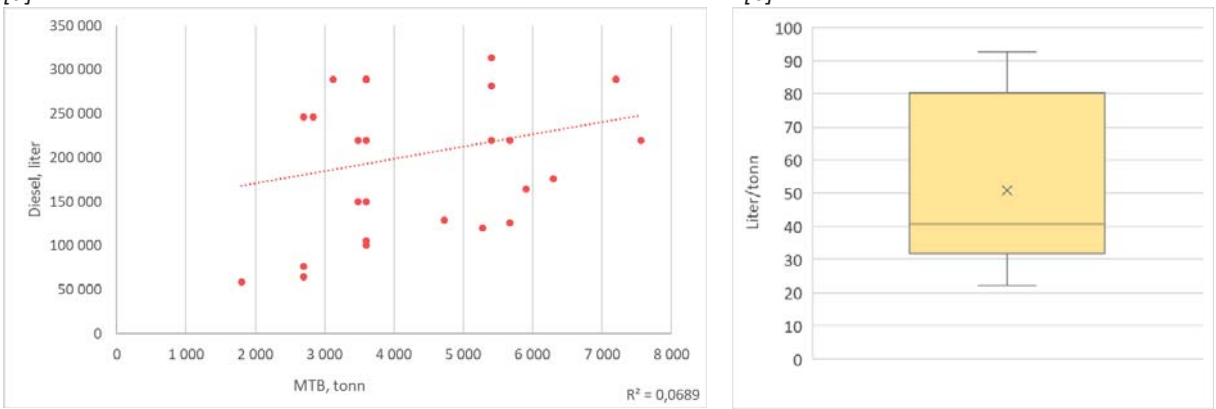
[a] *[b]*



Figur 16: [a] Røde prikker representerer anlegg på full fossil drift og blå prikker representerer anlegg på hybrid drift. [b] Boksediagrammet viser variasjonen i brutto energiforbruk per tonn MTB.

Ved å se bort ifra de 3 hybride anleggene ser plottet ut som i figur 17 [a], og regresjonslinjen viser at MTB kan beskrive brutto energiforbruk med 8 %. Figur 17 [b] viser en mindre spredning i literforbruk per tonn sammenliknet med 16 [b]. Figurene og regresjonslinjen viser at dette er et sterkere resultat enn foregående plott, til tross for at det fortsatt er en svak sammenheng mellom MTB og dieselforbruk per år også her.

[a] *[b]*



Figur 17: [a] Røde prikker representerer anlegg på full fossil drift. 17 [b] Boksediagrammet viser variasjonen i brutto energiforbruk per tonn MTB.

Den store variasjonen knyttet til brutto energiforbruk og MTB kan skyldes flere ulike faktorer som tidligere nevnt i metodekapittelet. Intern energirapportering har ikke vært et fokusområde for næringen, og det er først i senere tid at dette er arbeidet mer aktivt med, på eget initiativ fra oppdrettsselskapene (Møller, 2019). Enova oppfordrer alle virksomheter til å opprette intern energirapportering, men det har til nå ikke vært en felles enighet om hvordan overordnede, tydelige retningslinjer skal utformes, ei heller hvilke systemgrenser som skal gjelde for næringen (Møller, 2019 s.29, Enova, 2019b). Ulik rapportering blant oppdretterne kan være en årsak til at innhentet data spriker. Videre spiller omkringliggende faktorer inn på årlig energiforbruk. Dette kan eksempelvis være at lokalitetene med lik MTB preges av å være på ulike stadier i produksjonssyklusen som igjen gir de ulike anleggene ulik andel stående biomasse. Dette medfører

videre ulikt energibehov til blant annet fôring, lys, arbeid og hotelldrift. Videre kan biologiske faktorer som ekstra avlusingsarbeid, ekstra arbeid tilknyttet sykdom, dødfiskbehandling, reparasjoner av anlegg, algeoppblomstring, eller uvær spille inn og påvirke energibruken. Anlegg kan også ha gjennomgått en periode med brakklegging over det siste året, og dermed ha redusert energiforbruk sammenliknet med full drift. Disse faktorene er alle variabler som innvirker energiforbruket gjennom et år, og kan være en stor årsak til at anlegg med lik MTB har veldig ulikt energiforbruk.

Fordi variasjonen i årlig, brutto energiforbruk i diesel per MTB er lavere når de tre hybride anleggene utelates fra analysen, og fordi MTB derfor i større grad beskriver energiforbruket uten de hybride anleggene vil kun de 29 fullverdige dieseldrevne anleggene undersøkes videre i analysen.

4. Resultater

4.1 Eksisterende energiforbruk og utslipp

Datainnsamlingen viste at samlet brutto energiforbruk for alle de 29 fossildrevne fôrflåtene var 5,92 millioner liter diesel årlig. Dette tilsvarer et gjennomsnittlig brutto energiforbruk på 204 214 liter diesel per anlegg per år. Denne dieselmengden har et teoretisk energiinnhold tilsvarende 10,056 kWh/liter og det er dette som leveres inn til dieselaggregatet. På grunn av effektiviteten til dieselaggregatet reduseres det teoretiske energiinnholdet med 67 %. Dette tilsvarer netto energibehov for oppdrettsanleggene, og er den mengden energi som kreves for å drifte anleggene over et år. Samlet netto energiforbruk for alle de fossile anleggene over et år tilsvarer 19,7 GWh. Gjennomsnittlig for hvert anlegg tilsvarer dette et netto energibehov på 678 680 kWh/år. Hvis vi antar at et normalt årlig energiforbruk for en bolig er 25 000 kWh/år, tilsvarer energiforbruket for et gjennomsnittlig oppdrettsanlegg forbruket til 27 boliger på et år. Tabell 5 viser årlig energiforbruk for oppdrettsanleggene undersøkt. Utregningene for energiforbruk for hvert anlegg ligger presentert i vedlegg 3.

Tabell 5: Årlig energiforbruk oppdrettsanlegg

Oppdrettsanlegg Antall	Brutto energiforbruk mill. liter diesel/år	Netto energibehov GWh/år	Netto energibehov per anlegg kWh/år
29	5,92	19,7	678 680

Datainnsamlingen viste videre at alle arbeidsbåtene som tilhører de fossildrevne anleggene også driftes på diesel. Energiforbruket tilknyttet arbeidsbåtene skiller mellom energiforbruk til transport mellom fôrflåte og kai og energiforbruk til arbeidet langs merdkant. Avstand fra anlegg til kai er

enten oppgitt fra datainnsamlingen eller funnet ved bruk av karttjenestene til Fiskeridirektoratet og Barentswatch. Noen oppdrettere oppga også hvor mange timer arbeidsbåten arbeider langs merdkant per dag. Der dette ikke ble oppgitt, blir 6 timer per arbeidsdag benyttet. Dette er et nøkkeltall som er hentet fra DNV GLs rapport «Fullelektrisk fiskeoppdrett». Videre er nøkkeltall fra samme rapport også benyttet for å bestemme energiforbruk per km tilbakelagt distanse og energiforbruk per arbeidstime langs merdkant per dag for arbeidsbåtene (DNV GL, 2018). Dette forbruket er videre multiplisert med 280 arbeidsdager for å fremskaffe årlig energiforbruk. Nøkkeltallene vises i tabell 6 presentert under.

Tabell 6: Nøkkeltall til utregning av energiforbruk i arbeidsbåt

Faktor	Verdi	Enhet	Kilde
Arbeidstimer ved merdkant	6	timer	(DNV GL, 2018)
Arbeidsdager per år	280	dager/år	(DNV GL, 2018)
Dieselforbruk arbeidsbåt transport	3	liter/km	(DNV GL, 2018)
Dieselforbruk arbeidsbåt arbeid	30	liter/time	(DNV GL, 2018)

Totalt brutto energiforbruk for arbeidsbåtene tilsvarer 1,94 millioner liter diesel årlig. Dette tilsvarer et forbruk på ca. 67 000 liter diesel i gjennomsnitt per arbeidsbåt. Brutto energiforbruk omgjøres til netto energiforbruk ved å multiplisere med teoretisk energiinnhold i diesel og deretter redusere med 67 %. Årlig netto energiforbruk for alle 29 arbeidsbåter over et helt år tilsvarer dermed 6,5 GWh. Dette betyr igjen at den gjennomsnittlige arbeidsbåten benytter 222 560 kWh/år. Dette tilsvarer energiforbruket til 9 boliger, dersom en bolig forbruker 25 000 kWh/år. Tabell 2 fra metodekapittelet presenterte nøkkeltallene som er benyttet til utregningen av netto energiforbruk for oppdrettsanlegg og arbeidsbåtene, og utregning av energiforbruk for hver enkelt arbeidsbåt er presentert i vedlegg 3.

Tabell 7: Årlig energiforbruk arbeidsbåter

Arbeidsbåt Antall	Brutto energiforbruk mill. liter diesel/år	Netto energiforbruk GWh/år	Netto energiforbruk per arbeidsbåt kWh/år
29	1,94	6,5	222 560

Nøkkeltallene i tabell 3 benyttes for å regne ut totale utslipp fra dagens drift. De 29 fossildrevne oppdrettsanleggene har et brutto energiforbruk på 5,92 millioner liter diesel årlig, dette gir et utslipp på 15 753 tonn CO_2 per år. Dette tilsvarer et gjennomsnittlig utslipp på 543 tonn CO_2 per anlegg per år.

Tabell 8: Summen av CO_2 -utslipp for fossildrevne fôrflåter fra 2019.

Oppdrettsanlegg Antall	Brutto energiforbruk mill. liter diesel/år	Utslipp totalt tonn CO_2/år	Utslipp/anlegg tonn CO_2/år
29	5,92	15 753	543

Dagens CO_2-utslipp fra de 29 fossildrevne arbeidsbåtene tilsvarer 5 174 tonn CO_2 per år som vist i tabell 9. Dette tilsvarer et utslipp på 178 tonn CO_2 per båt per år. Vedlegg 3 viser en oversikt over både brutto og netto energiforbruk for alle 29 anlegg og arbeidsbåter samt deres tilhørende utslipp.

Tabell 9: Utslippsbesparelser fra bruk av alle de 29 arbeidsbåtene tilhørende de 29 fôrflåtene undersøkt

Arbeidsbåter Antall	Brutto energiforbruk mill. liter diesel/år	Utslipp totalt tonn CO_2/år	Utslipp/anlegg tonn CO_2/år
29	1,94	5 174	178

Samlet utslipp fra alle oppdrettsanleggene og alle arbeidsbåtene tilsvarer i dag 20 927 tonn CO_2 per år. Dette tilsvarer utslipp fra 10 464 fossildrevne biler per år, gitt antakelsen til Bellona and ABB (2019). Dette gir igjen at hvert oppdrettsanlegg med tilhørende arbeidsbåt gjennomsnittlig slipper ut 722 tonn $C0_2$ per år.

4.2 Energiomlegging

4.2.1 Landstrøm

Økonomisk lønnsomhet for en energiomlegging til landstrøm skal nå vurderes for de 29 fossildrevne anleggene. Nøkkeltall tilknyttet beregningen av energibesparelsen for energiomlegging til landstrøm er presentert i tabell 10, utover dette benyttes også tidligere presenterte nøkkeltall fra tabell 2. Dieselkostnaden er satt til 8,5 kr per liter, og er fremskaffet gjennom kommunikasjon med både NRS og SalMar (Haugan, 2020, Korneliussen, 2020). Brutto energiforbruk som i dag benyttes på fôrflåtene er hentet fra datainnsamlingen og er oppgitt i liter diesel. Strømprisen benyttet i analysen er bestemt både på bakgrunn av DNV GLs oppgitte strømpris fra 2018 på 1 kr per kWh og NRS sin utregnede, gjennomsnittlige strømpris fra 2019 på 0,98 kr per kWh (DNV GL, 2018, Haugan, 2020). Strømprisen er satt til 1 kr/kWh. Drift –og vedlikeholdskostnader for oppdrettsanlegg som driftes fullverdig på fossilkraft med kun dieselaggregat er oppgitt å være 60 000 kr per år etter kommunikasjon med Cermaq (Moe, 2020). En energiomlegging til landstrøm vil gi drift –og vedlikeholdskostnader tilsvarende 15 000 kr per år, hvor 10 000 kr medgår til det nye el-anlegget og 5 000 kr medgår til det ubrukte dieselaggregatet. Dette er også oppgitt under kommunikasjon med Cermaq (Moe, 2020).

Tabell 10: Nøkkeltall for beregning av energibesparelse for fôrflåte

Faktor	Verdi	Enhet	Kilde
Dieselpris	8,5	kr/l	(Haugan, 2020, Korneliussen, 2020)
Strømpris	1	kr/kWh	(Haugan, 2020, DNV GL, 2018)
Drift -og vedlikeholdskostnad dieselaggregat	60 000	kr/år	(Moe, 2020)
Drift -og vedlikeholdskostnad landstrøm	15 000	kr/år	(Moe, 2020)

Energibesparelsen ved å legge om til landstrøm er utregnet ved å liste opp brutto energiforbruk i liter per år for hvert anlegg hentet fra datainnsamlingen. Deretter omgjøres brutto energiforbruk til netto energibehov for anleggene i kWh gjennom de to operasjonene illustrert i figur 4. Total årlig energibesparelse per anlegg regnes ut ved å finne dieselkostnaden for opprinnelig brutto energiforbruk ved fullverdig dieseldrift og deretter trekke fra kostnaden for energi levert fra el-anlegget samt besparelsen i drift –og vedlikeholdskostnader. Den gjennomsnittlige energibesparelsen per anlegg er 1,1 millioner kroner per år, og presenteres i tabell 11. Den gjennomsnittlige energibesparelsen representerer inntektssiden i lønnsomhetsberegningen. Stegvis utregning for energibesparelsen til alle anleggene ligger presentert i vedlegg 4.

Tabell 11: Gjennomsnittlig energibesparelse per anlegg ved å legge over til landstrøm

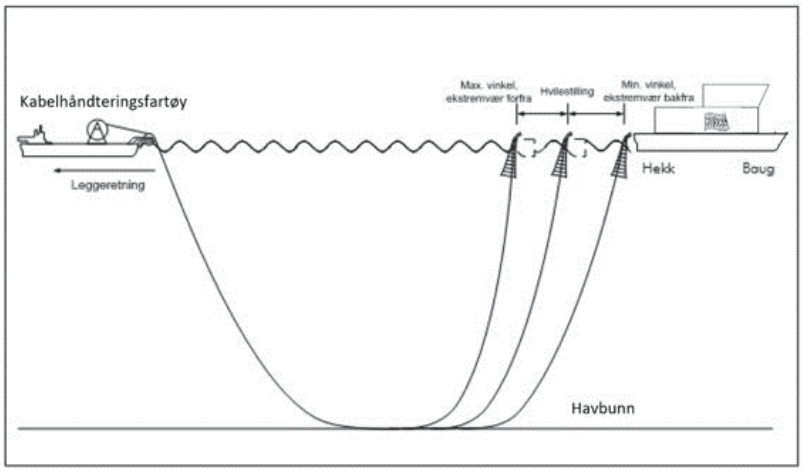
Energikilde	Brutto energiforbruk liter/år	Brutto energiforbruk kWh/år	Kostnad kr/år	Drift -og vedlikeholds-kostnad kr/år	Kostnad energi kr/år
Diesel	204 214	-	1 735 818	60 000	1 795 818
Landstrøm	-	677 680	677 680	15 000	692 680
Besparelse					1 103 138

Investeringskostnadene varierer med avstanden mellom oppdrettsanleggene og tilgjengelig nett. Det er oppgitt i DNV GL (2018) sin rapport at en nettstasjon på 500-kVA, samt høyspent nettkabel på 22-kV er tilstrekkelig for å dekke effektbehovet til både drift av anlegg og strømforsyning til arbeid og lading for arbeidsbåter ute ved fôrflåten for de fleste anlegg.

Kostnad for kabel og nettstasjon på land og fôrflåte er lik for alle anlegg i denne analysen. Etter kommunikasjon med Alta kraftlag, Repvåg Kraftlag og Ymber Nett forutsettes anleggsbidraget til å være en 550 000 kr (Mjøen, 2020, Isaksen, 2020, Høgbakk, 2020). Basert på tall fra DNV GL er det forutsatt kostnader på kr 800 per meter for sjøkabel og kr 300 per meter for landkabel. Lengden på sjøkabelen dimensjoneres for at den skal synke ned til havbunnen og tas opp igjen ved fôrflåten, og tillegges derfor 10 % ekstra lengde. Se figur 18 som illustrerer legging av sjøkabelen. Legging av kabel er arbeid som kan gjennomføres av oppdrettsselskapet selv, og dermed en kostnad som potensielt kan reduseres (Økland, 2020). Det er forutsatt at arbeid knyttet til installeringen koster 600 000 kr hvor kostnadselementer som sikring av kabler, farevannsskilting, innfesting av sjøkabel på fôrflåte og legging av kabler fra fôrflåte og til merdkant inngår. Videre er 10 % av investeringskostnaden avsatt til uspesifisert arbeid. Her inngår kostnader til prosjektledelse, ferdigstillelse, søknader til kommune, netteier og grunneier, med mer. Nøkkeltallene for investeringen presenteres i tabell 12.

Tabell 12: Nøkkeltall for beregning av investeringskostnad for tilkobling til landstrøm

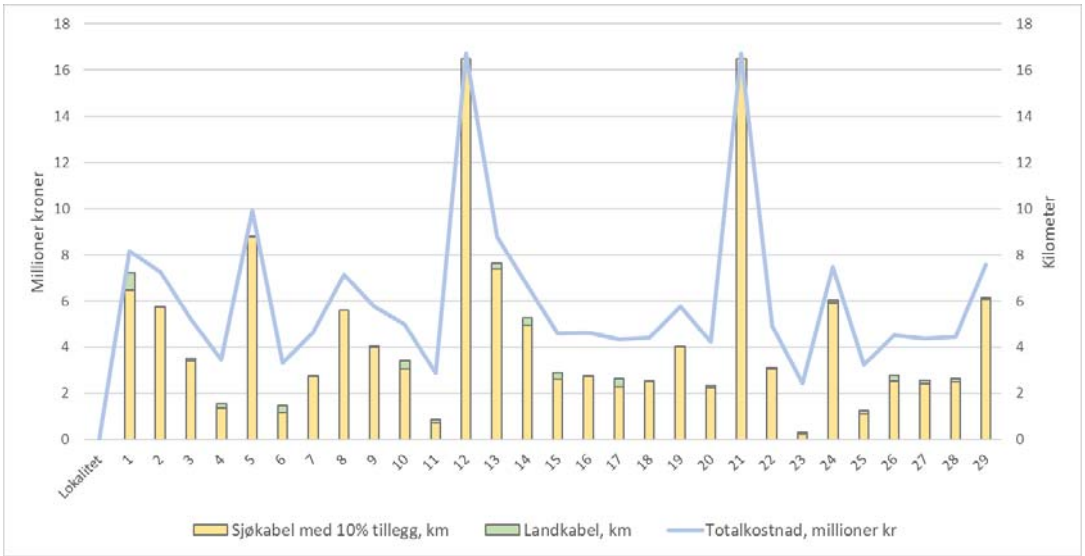
Faktor	Verdi	Enhet	Kilde
Fast kostnad kabel 22-kV	200 000	kr	(DNV GL, 2018)
Kabelkostnad per m, 22 kV	800	kr/m	(DNV GL, 2018)
Grøfting/legging av kabel	300	kr/m	(DNV GL, 2018)
Nettstasjon på land, 500 kVA	450 000	kr	(DNV GL, 2018)
Nettstasjon på anlegg 500 kVA	200 000	kr	(DNV GL, 2018)
Arbeid	600 000	kr	(DNV GL, 2018)
Uspesifisert	10 %	prosent	(DNV GL, 2018)
Anleggsbidrag	550 000	kr	(Hildonen, 2020) (Mjøen, 2020) (Høgbakk, 2020)



Figur 18: Legging av sjøkabel fra oppdrettsanlegg (Haugan, 2020).

Av alle oppdrettsanleggene som analyseres er det tre stykker som ikke ligger i nærheten av et 22-kV-distribusjonsnett. Alle tre ligger med tilknytning til Alta Kraftlag sin 11-kV-ledning. De er likevel regnet med i investeringskalkylen på lik linje med de øvrige anleggene med nærhet til 22-kV distribusjonsnett, på tross av at fast kostnad for kabel og kabelkostnad per meter for tilkobling til 11-kV-nett sannsynligvis avviker noe fra nøkkelspesifikasjonene oppgitt i DNV GLs rapport.

Figur 19 viser at det er et stort sprik mellom investeringskostnadene for oppdrettsanlegg med korte avstander til nettet i forhold til anlegg med store avstander. Stolpediagrammene i figuren viser lengde på sjøkabel med 10 % tillegg og lengde på landkabel i km. Linjediagrammet viser totalt investeringskostnad i millioner kroner. Anleggene er anonymisert grunnet konfidensielle opplysninger fra oppdretterne, og den samme rekkefølgen som er vist i figuren er den som er brukt gjennom hele analysen for anleggene i utregningene i vedleggene.



Figur 19: Investeringskostnad i kroner per oppdrettsanlegg, gitt variasjon i nødvendige lengder på sjøkabel og landkabel.

Den gjennomsnittlige investeringskostnaden er utregnet ved å summere alle kostnadselementene oppgitt i tabell 12 for hvert enkelt anlegg og deretter dele det på 29. Gjennomsnittlig lengde for sjøkabel med 10 % tillegg er 4,4 km og gjennomsnittlig lengde på landkabel er på 167 meter. Dette gir total gjennomsnittlig investeringskostnad på 6,2 millioner kroner. Denne kostnaden benyttes inn i lønnsomhetsberegningen. Utregning for alle anlegg ligger i vedlegg 5.

Tabell 13: Gjennomsnittlig investeringskostnad per oppdrettsanlegg ved å legge over til landstrøm

Sjøkabel + 10% meter	Landkabel meter	Kabel-kostnad kr	Andre faste kostnader kr	Uspesifisert 10 % kr	Samlet investeringskostnad kr
4 441	167	3 597 344	2 000 000	559 734	6 157 097

Gitt levetiden på 20 år og et avkastningskrav på 5 % forutsatt i metodekapittelet vil 23 av 29 anlegg oppnå en positiv nåverdi. 15 anlegg har en tilbakebetalingstid på 5 år eller mindre og anses som økonomisk egnet for omlegging til landstrøm. Av disse 15 anleggene har 7 anlegg svært god lønnsomhet med en tilbakebetalingstid på 3 år eller mindre. Gjennomsnittlig netto nåverdi for alle de 29 oppdrettsanleggene er 7,2 millioner kroner. Vedlegg 6 presenterer nåverdi og tilbakebetalingstid for alle anlegg.

Tabell 14: Gjennomsnittlig tilbakebetalingstid i år og gjennomsnittlig nåverdi i kroner for omlegging av alle oppdrettsanlegg til landstrøm

Oppdrettsanlegg	Besparelse energikostnad kr/år	Investering kr	Tilbakebetalingstid år	Nåverdi kr
Gjennomsnitt	1 103 138	6 157 079	6,8	7 229 010

Det må videre undersøkes om det er nok kapasitet i eksisterende kraftnett for at de 15 økonomisk egnede oppdrettsanleggene kan koble seg til. Undersøkelsene av dette ble gjennomført gjennom kommunikasjon med de berørte kraftleverandørene.

4 av anleggene som innfrir lønnsomhetskriteriene for landstrøm ligger i forsyningsområdet til Alta Kraftlag. Gjennom kommunikasjon med Alta Kraftlag ble det opplyst at de har nok kapasitet til å forsyne alle de 4 anleggene (Mjøen, 2020). Anleggene i deres område anses som lønnsomme å elektrifisere med landstrøm.

Repvåg Kraftlag har 4 anlegg innenfor sitt forsyningsområde, og gjennom kommunikasjon ble det opplyst at nettet har nok kapasitet til å elektrifisere anleggene forespurt, men at ekstra investeringskostnader i tillegg til anleggsbidraget må beregnes. Dette er fordi anleggene ligger utenfor allfarvei hvor det ikke eksisterer kommunikasjonslinjer i dag. Kommunikasjonslinjene er i dette tilfellet fiberforbindelser og er påkrevd på grunn av de nye reglene for innsamlingssystemet for AMS-målere. Investering av fiberforbindelser kan alene koste opp mot én million kroner per lokalitet, og kommer i tillegg til anleggsbidraget. De 4 anleggene vurderes stadigvekk som lønnsomme med en tilbakebetalingstid på under 5 år når det tillegges én million kroner på hver investeringskostnad. Grunnen til at ytterligere én million kroner i investeringskostnad fortsatt kan tilfredsstille de økonomiske betingelsene er fordi anleggene ligger svært nære tilgjengelig nett og har i utgangspunktet lave investeringskostnader og høye energibesparelser (Isaksen, 2020).

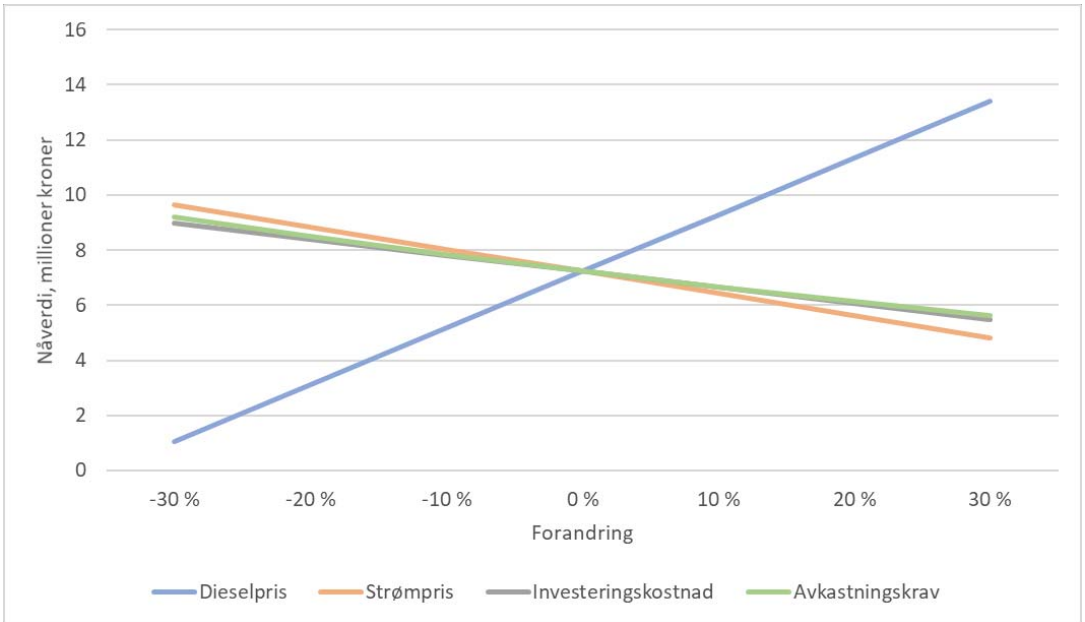
Data fra Hammerfest Energi var ikke tilgjengelig. Det antas at kraftleverandøren har like god kapasitet i nettet sitt som Alta Kraftlag fordi begge kraftleverandørene forsyner hver sin by. Det antas derfor at de 6 anleggene med nærhet til Hammerfest Energi kan knytte seg til eksisterende nett og elektrifiseres økonomisk lønnsomt ved hjelp av landstrøm.

Det ligger én lokalitet i området til Varanger Kraftlag. Det kreves store investeringskostnader og koble lokaliteten i forsyningsområdet til Varanger Kraftlag til strømnettet. Et anslag på kostnader dersom det antas at en ny line kan benyttes på bestående stolperekke er ca. kr 500 000 per km. Dette tilsvarer en kostnad på 23 millioner kroner. En ny trafostasjon på 132-kV linje har en anslått kostnad på 30 millioner kroner. Dagens nett har ikke kapasitet til nyetableringer utover totalt 100 kW (Hildonen, 2020). Med så høye investeringskostnader anbefales ikke en energiomlegging til landstrøm for denne lokaliteten.

14 av 15 oppdrettsanlegg kan knytte seg til allerede eksisterende nett og elektrifiseres økonomisk lønnsomt ved en energiomlegging til landstrøm. Vedlegg 7 presenterer en oversikt over hver lokalitet og tilhørende kraftselskap. For de 14 anleggene som tilfredsstiller de to økonomiske

lønnsomhetskriteriene er gjennomsnittlig kostnadsreduksjon etter endt tilbakebetalingstid redusert med 59,8 % per år sammenliknet med dagens energikostnader. Dette er vist i vedlegg 25.

Robustheten til resultatet i den økonomiske lønnsomhetsberegningen skal nå vurderes gjennom en sensitivitetsanalyse. Nøkkelfaktorene dieselpris, strømpris, investeringskostnad og avkastningskrav forandres og svinger mellom ± 30 % av sin opprinnelige verdi for å se hvilken innvirkning dette vil ha på nåverdien.



Figur 20: Svingninger i nåverdi oppgitt i millioner kroner ved forandringer i oppgitte nøkkelverdier.

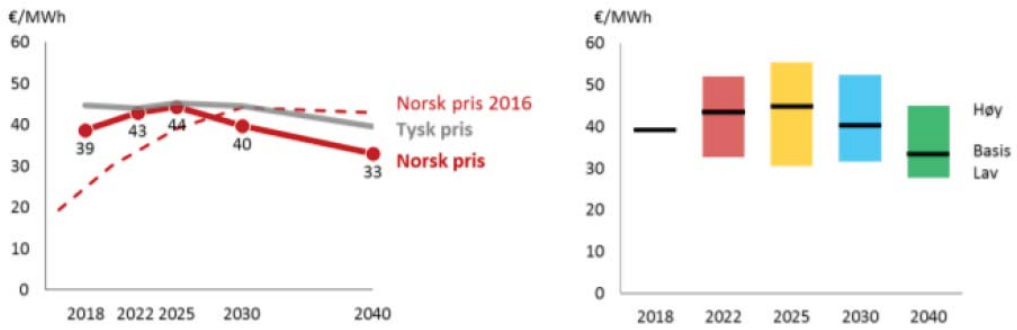
Sensitivitetsanalysen i figur 20 viser hvordan den gjennomsnittlige nåverdien basert på de 29 anleggene forandres når nøkkelverdier synker og øker med 30 %. Grafen for dieselpris er vist ved den blå linjen og er den bratteste av kurvene. Det betyr at små endringer i dieselpris vil påvirke nåverdien i størst grad. Reduksjoner i dieselpris vil redusere lønnsomheten knyttet til en energiomlegging til landstrøm. En økning i dieselpris gir derimot økt lønnsomhet for omlegging til landstrøm. Det er fordi det skaper en økt prisdifferanse mellom dieselpris og strømpris som fører til en økt energibesparelse for hvert anlegg, og dermed økt lønnsomhet. Det er antatt at langsiktige dieselpriser for næringsvirksomheter skal øke, samtidig forventes det en oppjustering av CO_2-priser fra 25 til 35 euro per tonn mot 2040 (Statnett, 2018, NVE, 2019a). Fordi dieselprisene forventes å øke i tiden fremover kan det ut ifra denne sensitivitetsanalysen forutsettes at økonomisk lønnsomhet knyttet til en energiomlegging til landstrøm i fremtiden vil øke (Statnett, 2018, NVE, 2019a).

Videre viser figur 20 at nåverdien synker med økende avkastningskrav. Hvis avkastningskravet øker med 30 % vil nåverdien synke med 1,6 millioner kroner sammenliknet med at avkastningskravet er 5 %. Dette er stadig en høy nåverdi på tross av økningen i avkastningskrav og resultatet anses som robust ved forandring. Gjennomsnittlig internrente for alle anleggene er på 21,2 %. Det betyr at

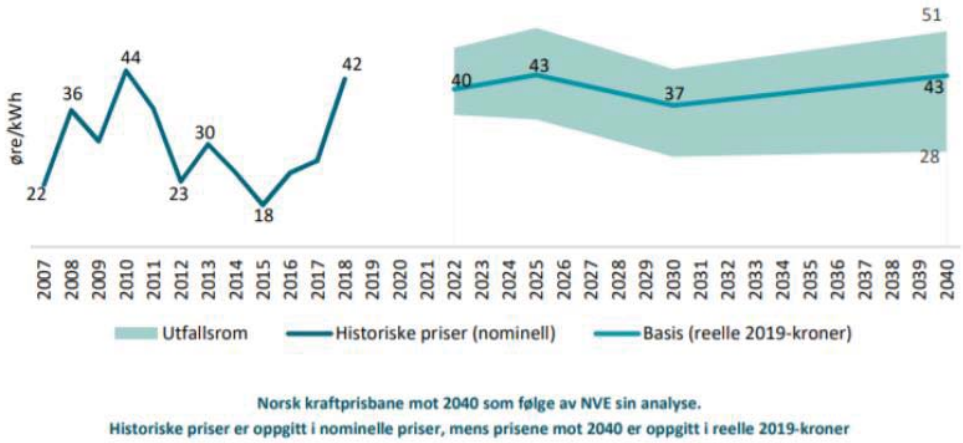
avkastningskravet kan økes betydelig og stadig gi positiv nåverdi for de fleste energiomlegginger til landstrøm. Den gjennomsnittlige tilbakebetalingstiden per anlegg på 6,8 år forblir uforandret fordi rentekostnaden ikke inngår i beregningen av tilbakebetalingstid.

Dersom investeringskostnaden reduseres med 30 % kan den gjennomsnittlige nåverdien øke til 9 millioner kroner, og dersom investeringskostnaden øker med 30 % vil den gjennomsnittlige nåverdien bli 5,5 millioner kroner. Investeringskostnadene kan med stor sannsynlighet variere fra anlegg til anlegg. Dette er fordi nøkkelspesifikasjonene knyttet til investeringskostnadene i lønnsomhetsberegninger er generalisert. Det er mulig for oppdretterne å kutte investeringskostnader ved for eksempel å gjennomføre kabellegging selv og, eller redusere størrelsen på nettstasjonen for enkelte anlegg. Disse besparelsene kan oppstå ved å vurdere hvert enkelt anlegg mer konkret og avdekke de nøyaktige energibehovene. Besparelser i investeringskostnadene vil medføre at energiomleggingen til landstrømanlegg gir økt nåverdi og økt økonomisk lønnsomhet.

Forandringer i strømpris viser seg ifølge denne sensitivitetsanalysen å være den mest robuste nøkkelfaktoren sammenliknet med hvordan svingninger i øvrige nøkkelfaktorer påvirker nåverdien og lønnsomheten. Strømprisen i denne oppgaven belager seg på DNV GLs rapport «Fullelektrisk oppdrett» og opplysninger fra NRS. Gjennomsnittsprisen på 1 kr/kWh er antatt å inneholde strømpris og nettleie eksklusiv mva. Statnett (2018) har utformet en rapport som heter «Langsiktige markedsprognoser – Norden og Europa 2018-2040», og NVE (2019a) har utarbeidet en rapport som heter «Langsiktig markedsanalyse for 2019-2040». Figurene under viser Statnett og NVEs forventende prisbane for kraft eksklusiv nettleie og avgifter fra i dag og frem mot 2040.



Figur 21: Langsiktig markedsanalyse Statnett (Statnett, 2018)



Figur 22: Langsiktig markedsanalyse NVE (NVE, 2019a)

Begge rapportene forventer at økning i gass og CO_2-priser blir hovedfaktoren for prissetting frem mot 2040. NVE tror på en prisstigning mellom 2030 til 2040, mens Statnett forventer at en økende andel av fornybar kraftproduksjon vil redusere prisnivået i samme tidsrom. Per 10. mars 2020 er 10,86 norske kroner 1 Euro (DNB, 2020). Statnett og NVEs prisprognoser frem mot 2040 anslår at strømprisen vil bli ca. 0,39 kr/kWh (SSB, 2020b). Til sammenlikning oppgir Statnett gjennom sin kurve, presentert i figur 21, at strømprisen omtrentlig ligger på 0,40 kr/kWh i dag og NVE oppgir gjennom sin kurve, presentert i figur 22, at strømprisen er et sted mellom 0,42 og 0,40 kr/kWh i dag. Fra SSB opplyses det at kraftpris for næringsvirksomhet eksklusiv avgifter og nettleie var 0,43 kr/kWh per fjerde kvartal 2019 (SSB, 2019b). Gjennomsnittlig verdi av de tre oppgitte prisene er 0,41 kr/kWh. Fremtidig strømpris er dermed antatt å synke med 0,03 kr/kWh frem mot 2040 gitt disse prognosene. Med dette sagt vil det være usannsynlig å forvente store prisforandringer i strømprisene fremover. Nøkkelverdien «strømpris» er likevel en utslagsgivende faktor knyttet til lønnsomheten ved en energiomlegging fordi den i samspill med dieselprisen påvirker nåverdien. Det at strømprisen er relativt konstant og dieselprisen forventes en økning, vil være en faktor som preger den økonomiske lønnsomheten ved en energiomlegging positivt i fremtiden.

Tabell 15: Gjennomsnittlig kraftpris i dag og frem mot 2040 eks mva., avgifter og nettleie

Kraftpris 2020	Verdi	Enhet	Kraftpris mot 2040	Verdi	Enhet
Statnett	0,40	kr/kWh	**Statnett**	33	Euro/MWh
NVE	0,41	kr/kWh	**Statnett**	0,36	kr/kWh
SSB	0,43	kr/kWh	**NVE**	0,43	kr/kWh
Gjennomsnitt	0,41	kr/kWh	**Gjennomsnitt**	0,39	kr/kWh

Hvis vi holder avkastningskrav og strømpris konstant samtidig som vi både øker dieselprisen og reduserer investeringskostnaden i to omganger med 10 % og 20 % øker andelen anlegg som tilfredsstiller det økonomiske lønnsomhetskriteriet om en tilbakebetalingstid på 5 år eller mindre, til

henholdsvis 19 og 21 anlegg for en energiomlegging til landstrøm. Utviklingen av økende dieselpriser og lavere investeringskostnader vil gi økt lønnsomhet for en energiomlegging til landstrøm for flere anlegg.

4.2.2 Hybride energiløsninger – dimensjonering av effekt –og energibehov

Det er 14 anlegg som økonomisk lønnsomt kan legges over på landstrøm. Det betyr at det er 15 gjenværende anlegg som skal analyseres videre med hensyn til en energiomlegging til *Hybrid energiløsning 1* eller *Hybrid energiløsning 2*. Gjennomsnittlig MTB for de 15 gjenværende lokalitetene er 4 402 tonn. Dette tilsvarer 5,5 merder gitt antakelsen om at det er 720 – 900 tonn laks i hver merd (Møller, 2019, Syse, 2016). Vi velger å runde antall merder ned i stedet for opp fordi den stående biomassen i anleggene alltid er noe i underkant av bestemt MTB. Det gjennomsnittlige, daglige effekt –og energibehovet for anleggene er regnet ut ved hjelp av nøkkelspesifikasjonene i tabell 1 og presentert i tabell 16.

Lastkurven presentert under i figur 23 viser effektbehovet over et døgn i vintersesongen gitt at det er 5 merder i det gjennomsnittlige anlegget og det er behov for lyseksponering. I vedlegg 8 ligger det presentert en oversikt over utregningen av gjennomsnittlig energiforbruk, MTB, antall merder og gjennomsnittlig effektbehov for dimensjoneringen av de gjenværende anleggene. Grunnen til at det velges ut et døgn i vintersesong for å representere årlig forbruk er fordi det er ønskelig å dimensjonere energisystemet når effektbehovet er størst. Det betyr at energibehovet som dimensjoneres på daglig basis vil over et år overskride det faktiske energibehovet basert på datainnsamlingen. Ved å i tillegg dimensjonere det gjennomsnittlige anlegget for å ivareta effektbehovet arbeidsbåtene krever ved lading og strømforsyning vil effektbehovet dimensjoneres ytterligere i forhold til det oppgitte energiforbruket fra datainnsamlingen. Effektbehovet til de tekniske komponentene varier også fra dag til dag i forhold til produksjonssyklus, sesong, temperatur, biologiske faktorer, vær og brakklegging. Derfor blir det høyeste effektbehovet ivaretatt og det hybride energisystemet kartlagt for å alltid kunne levere nok kraft til energisystemet.

Tabell 16: Nøkkeltall gitt forbruk for en gjennomsnittlig oppdrettsanlegg med tilhørende komponenter.

Komponenter på oppdrettsanlegg	Gjennomsnittlig effekt kW	Timer med drift timer	Energiforbruk kWh	Kilde
Fôringssystem	60	5	300	(Møller, 2019)
Hotelldrift	15	24	360	(Møller, 2019)
Merdlys	30	18	540	(Iversen, 2020) (Larsen, 2020) (Haugan, 2020)
Kamera og sensor	2,5	24	60	(Møller, 2019)
Arbeidsbåt arbeid	40	6	240	[Konfidensiell kommunikasjon, 2020]
Arbeidsbåt lading	50	2	100	[Konfidensiell kommunikasjon, 2020]
Sum			1 600	

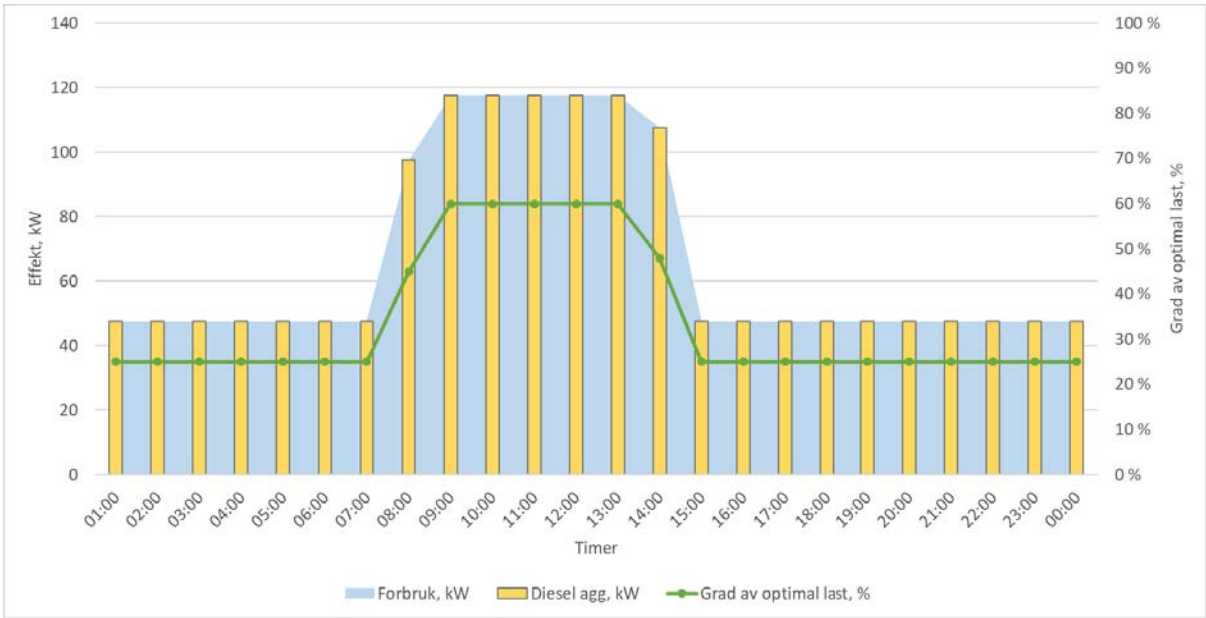
Figur 23: Arealdiagrammet viser effektbehovet over et døgn oppgitt i kW fordelt på de ulike komponentene gitt deres oppgitte fargekoder. Linjediagrammet viser energibehovets utvikling over et døgn oppgitt i kWh.

Det gjennomsnittlige anlegget har behov for å få tilført 1 600 kWh for å dekke det daglige energiforbruket gitt denne dimensjoneringen. Den høyeste lasten gjennom døgnet er på 117,5 kW og varer i 5 timer gjennom hele fôringsperioden. Den laveste lasten er på 47,5 kW og varer i 17 timer. Det antas at arbeidsbåten lader én time når det kommer til anlegget med en effekt på 50 kW, og én time før den skal returnere til havnen med samme effekt. Den siste oppladningen skjer samtidig som siste arbeidstime ved merdkant. Utregningen for lastkurven time for time ligger i vedlegg 9.

Det antas at det er et 250-kVA-dieselaggregat som allerede benyttes på den gjennomsnittlige fôrflåten. Med en effektfaktor på 0,8 vil dieselaggregatet kunne levere 200 kW ved maksimal produksjon (NEPSI, 2012). Optimal drift for et dieselaggregat ligger mellom 70 – 90 % av maksimal last (Moe, 2020, Økland, 2020), og dieselaggregatet vil da drifte optimalt ved 140 – 180 kW. Det er i

dette lastintervallene dieselaggregatet vil operere ved hver gang det skrus på og lader opp batteriet i de hybride energiløsningene.

Det forutsettes videre at når dieselaggregatet drifter lokaliteten 100 % med fossil kraft tilsvarer dette drift i 24 timer ved ulik grad av optimal last. Det er laget en fremstilling av hvordan dieselaggregatet som er forutsatt å eksistere i energisystemet må driftes for å dekke energibehovet gjennom en hel dag. Fra kl. 15.00 – 08.00 har oppdrettsanlegget et effektbehov på 47,5 kW. Dette vil dieselaggregatet dekke ved å driftes ved 25 % av optimal last gjennom hele perioden. Videre vil aggregatet driftes ved 45 % av optimal last mellom kl. 08.00 – 09.00. Fra kl. 09.00 – 14.00 vil aggregatet driftes ved 60 % av optimal last, og fra 14.00 – 15.00 vil aggregatet driftes ved 48 % av optimal last. Literforbruket per kW levert påvirkes av graden aggregatet driftes ved optimal last. Det vil med andre ord si at det vil forbrukes mer diesel enn nødvendig for å til enhver tid treffe effektbehovet som etterspørres i lavlast perioder. Ugunstig drift medfører også ufullstendig forbrenning som skaper mer klimagassutslipp enn ved optimal drift og renere forbrenning av dieselen. Figuren under illustrerer et tenkt scenario for hvordan et 250-kVA-dieselaggregat vil operere gjennom et døgn. Det grønne linjediagrammet illustrerer for hvilken grad av optimal last dieselaggregatene virker.



Figur 24: Effektbehovsdimensjonering ved bruk av 250-kVA dieselaggregat

Den reduserte gangtiden på dieselaggregatene over et døgn, samt forandringen i drift ved optimal last legger grunnlaget for antatt spart dieselforbruk ved hybride energiløsninger.

Akva Group er en ledende leverandør av fôrflåter på markedet, og har utviklet en hybrid fôrflåte som kombinerer batteri og dieselaggregat, kalt Akva Hybrid. Batteriet som brukes kan leveres uavhengig av selve fôrflåten, og batteripakkene kan, gitt at det er nok plass på eksisterende fôrflåte, installeres

direkte. Batteriet brukes som hovedleverandør av strøm til anlegget. Akva Hybrids batteripakker kommer i tre ulike størrelser med varierende lagringskapasitet og kostnadsopplysninger vist i tabell 17. I denne oppgaven er det tatt utgangspunkt i spesifikasjonene oppgitt av Akva Group i dimensjoneringen og lønnsomhetsberegningene for de hybride energiløsningene. Videre tas det utgangspunkt i at drift –og vedlikeholdskostnader for batteripakken tilsvarer 0 – 0,01 % av investeringskostnaden (Lazard, 2019).

Tabell 17: Batterispesifikasjoner Avka Hybrid (Bjartsson, 2020)

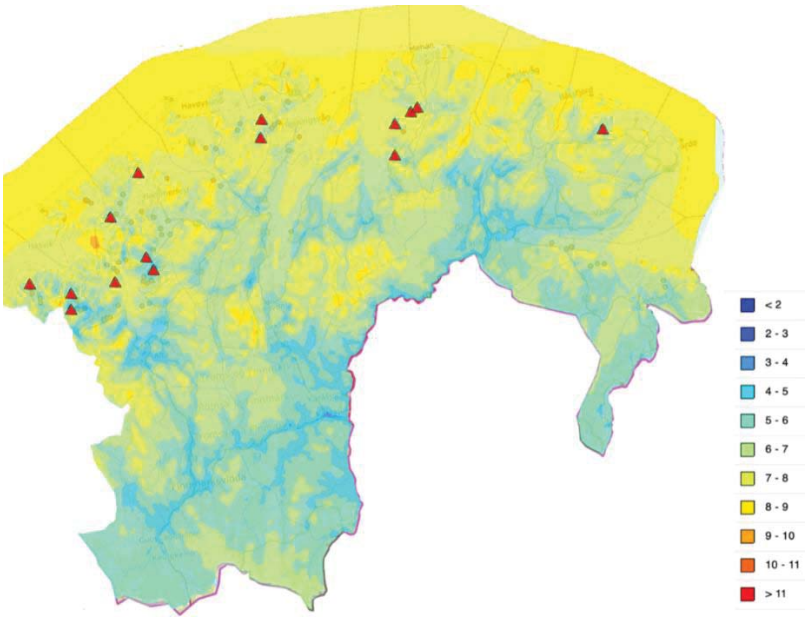
Beskrivelse	**Effekt**	**Lagrings-kapasitet**	**Inverter**	**Kostnad pakke med inverter**	**Estimert kostnad el-installasjon**	**Forventet levetid**
Størrelse	**kW**	**kWh**	**antall**	**kr**	**kr**	**år**
Pakke S	115	115	1	1 776 000	100 000	11
Pakke M	120	173	1	2 118 000	100 000	16
Pakke L	120	230	1	2 618 800	100 000	21

Vindturbinen som benyttes i denne oppgaven er Lely Aircon 30, LA30. Turbinen er som nevnt en 30 kW, onshore, oppvindsturbin med en rotordiameter på 13 meter. Den snus automatisk mot vinden og stabiliserer seg med sin elektriske «yaw-motor» (Lely Industries, 2014). Vedlegg 10a viser effektkurve og gjennomsnittlig årsproduksjon ved ulike vindhastigheter for LA30. Investeringskostnaden for LA30 viste seg å være vanskelig å fremskaffe. Kostnader knyttet til turbiner med samme kapasitet kommer normalt i faste kostnader, men igjen med usikkerhet knyttet til hva som er inkludert i de ulike kostnadsestimatene. Noen inkluderer ulike kostnadsposter som kontrollsystem, fundamentering og kabling, og noen gjør det ikke. Derfor er investeringskostnaden for vindturbinen hentet fra masteroppgaven til Wiken (2018), og deretter oppjustert til 2020-priser med en konsumprisindeks på 2,7 % (SSB, 2020b) og deretter igjen redusert med 10 % gitt kostnadsreduksjonen i landbasert vindturbinteknologi fra 2018 til 2019 (BloombergNEF, 2019b). Ifølge IRENA (2017) er gjennomsnittlig installasjonskostnad for landmonterte vindturbiner i verden og Tyskland omtrentlig 20 % av investeringskostnaden, her antas det at kostnadene knyttet til styringssystem, fundamentering og kabling inngår. Drift –og vedlikeholdskostnader for landbaserte vindturbiner er også hentet fra IRENA (2017) og er oppgitt å være 0,03 USD per kWh. 20. mars 2020 tilsvarer dette 0,39 kroner per kWh når vi både skifter valutakurs og justerer for konsumprisindeksen (DNB, 2020, SSB, 2020b). Øvrige turbinspesifikasjoner er hentet fra LA30s egen spesifikasjonsbeskrivelse (Lely Industries, 2016b), og alle nøkkeltall som inngår er oppgitt i tabell 18.

Tabell 18: Vindturbinspesifikasjoner LA30

Spesifikasjon LA30	Verdi	Enhet	Kilde
Effekt	30	kW	(Lely Industries, 2016b)
Årlig energiproduksjon ved 5 m/s	48 800	kWh	(Lely Industries, 2016b)
Årlig energiproduksjon ved 6,5 m/s	90 000	kWh	(Lely Industries, 2016b)
Diameter	13	meter	(Lely Industries, 2016b)
Tårnhøyde	24-48	meter	(Lely Industries, 2016b)
Investeringskostnad, vindturbin	1 285 316	kroner	(Wiken, 2018, BloombergNEF, 2019b)
Cut-in speed	3,5	m/s	(Lely Industries, 2016b)
Cut-out speed	25	m/s	(Lely Industries, 2016b)
Drift -og vedlikeholdskostnader	0,39	kr/kWh	(IRENA, 2017, DNB, 2020)
Øvrige kostnader	20 %	prosent	(IRENA, 2017)

Vinddata fra værstasjonene Rognsundet og Hammerfest, kalt *vindestimat a*, og NVEs vindressurskart, kalt *vindestimat b*, med tilhørende kraftproduksjon fra én vindturbin er hentet fra yr.no, NVE og LA30s spesifikasjonsbeskrivelse. Timesbasert middelvind for *vindestimat a* er basert på vindhastighetsvariasjonen time for time over seks døgn i vintermånedene oktober til mars fra værstasjonene Rognsundet og Hammerfest. Fra NVEs vindressurskart er den estimerte middelvinden oppgitt ved 50 meters høyde og vist ved hjelp av fargekoder over Norgeskartet som illustrert i figur 25. I figuren er de gjenværende lokalitetene plassert i kartet for å bedre illustrere vindhastigheten i de relevante områdene. Gjennomsnittlig middelvind for lokalitetene ved 50 meters høyde ligger omkring 5 – 9 m/s. Fordi tårnhøyden på turbinen vil være et sted mellom 24 – 48 meter og vindhastigheten synker ved lavere høyder, samt for å unngå en overdimensjonering av vindkraftproduksjonen, antas det at årlig middelvind vil være på 5 m/s. På bakgrunn av dette dimensjoneres *vindestimat b* ved at det blåser 5 m/s gjennomsnittlig over et døgn gjennom et helt år (Lely Industries, 2016b, NVE, 2020).



Figur 25: Vindressurser over 50 meters høyde med tilhørende fargekode. De røde trekantene representerer gjenværende lokaliteter (NVE, 2020).

Resultatene fra *vindestimat a og b* med tilhørende kraftproduksjon er presentert i vedlegg 10b.

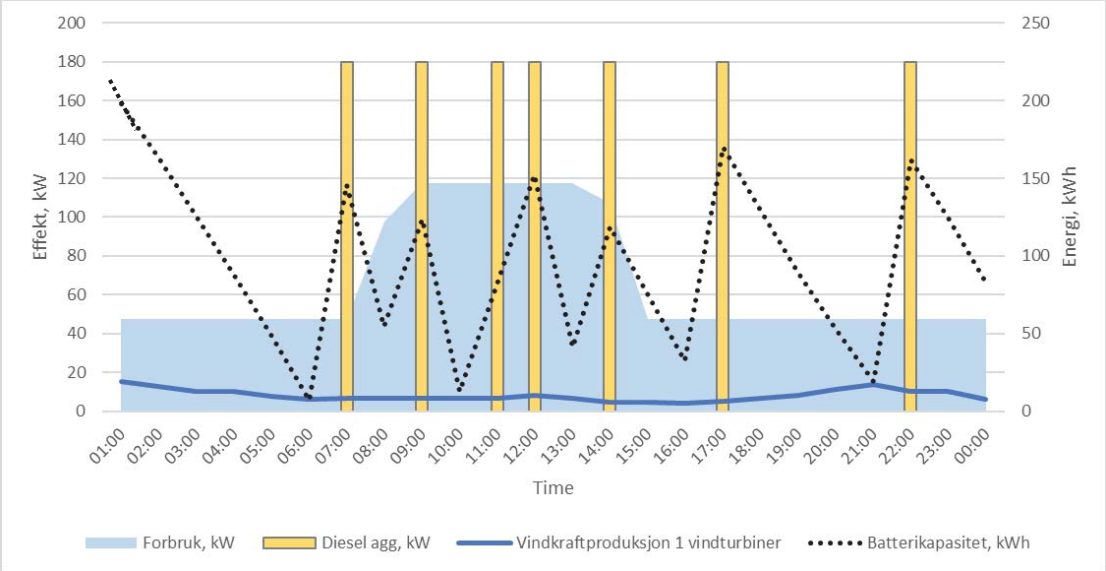
4.2.3 Hybrid energiløsning 1 – Eksisterende dieselaggregat, batteri og småskala vindkraftproduksjon

Det skal nå undersøkes om de to økonomiske lønnsomhetskriteriene innfris ved å legge de 15 gjenværende anleggene om til *Hybrid energiløsning 1*. *Hybrid energiløsning 1* kombinerer allerede eksisterende dieselaggregat med batteri og vindturbiner. *Vindestimatene a* og *b* over et døgn vist i vedlegg 10b brukes i dimensjoneringen av det hybride anlegget. Den hybride løsningen varierer med integrering av 1, 2 og 3 vindturbiner installert. Dieselaggregatet som benyttes i denne gjennomsnittlige dimensjoneringen er som tidligere nevnt et 250-kVA-aggregat. For å tilfredsstille det gjennomsnittlige effektbehovet kan det investeres i Akva Hybrids batteripakke L med 230 kWh batterikapasitet. Det daglig energibehovet for oppdrettsanlegget er regnet ut til å være 1 600 kWh, og ved å benytte batteripakke L vil batteriet kunne dekke energibehovet gjennom minimum 7 ladesykluser per dag. 1 600 kWh/230 kWh = 7. Det er dermed batteripakke L med størst kapasitet som integreres i denne hybride energiløsningen.

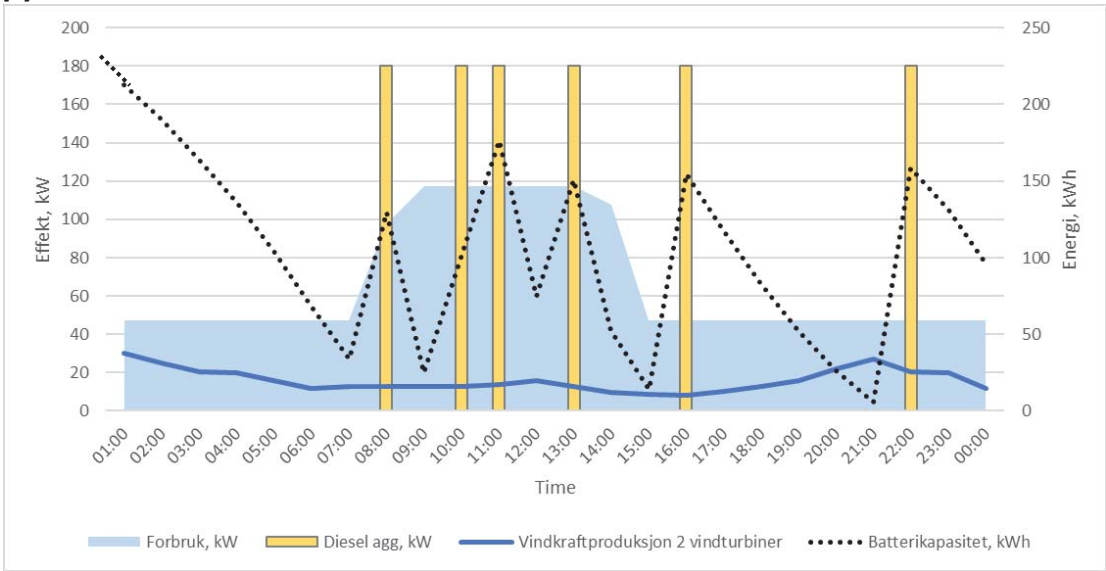
Figur 26 [a], [b] og [c] viser hvordan den hybride driften med *vindestimat a* for henholdsvis 1, 2 og 3 vindturbiner dekker det daglige effektbehovet til oppdrettsanlegget. Batteripakken forutsettes å være fulladet ved dagens start. Ytterkanten av det blå arealet viser hvilket effektbehov som inntreffer hver time og arealet under kurven gir totalt energibehov over et døgn. Dette området kalles forbruk i figuren fordi det viser hvilken effekt som til enhver tid er nødvendig for å drifte oppdrettsanlegget time for time. Den blå linjen viser tilførselen av vindkraftproduksjon i kW, de gule

stolpediagrammene representerer dieselaggregatet som slår inn én time ved 90% av sin optimale last hver gang batteriet må lades opp. Batterikapasiteten i kWh representeres ved den sorte prikkete linjen, og demonstrerer opplading og utlading av batteriet over et døgn. Utregninger for dimensjoneringen av figur 26 [c] kan sees i vedlegg 12.

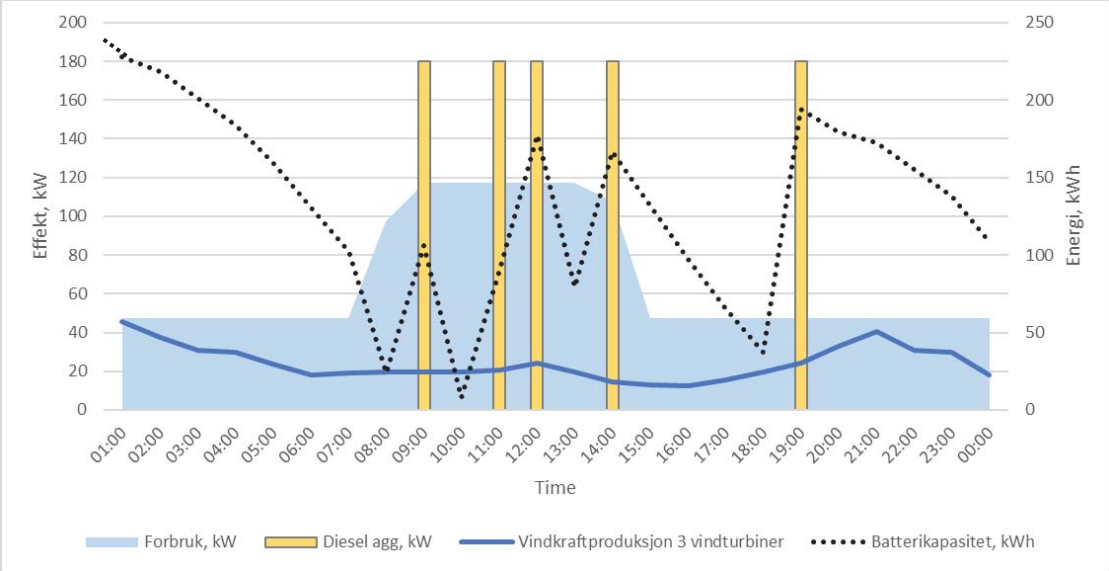
[a]



[b]



[c]



Figur 26: Hybrid energiløsning 1 i vindestimat a: Illustrerer hvordan batterikapasiteten, den sorte prikkete linjen, varierer i kWh for å imøtekomme forbruket, kW. Dieselaggregatet og vindkraftproduksjonen benyttes for å lade batteriet over døgnet

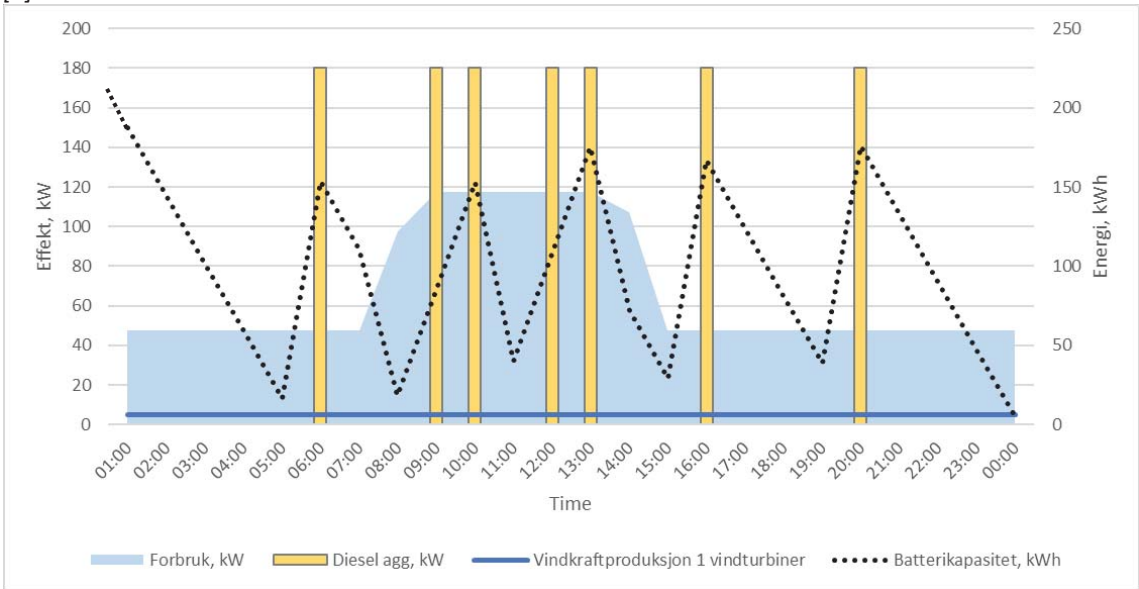
Figur 26 [a], [b] og [c] viser at jo mer vindkraft som tilføres systemet, jo færre antall timer av døgnet benyttes dieselaggregatet. Fordi vindkraftproduksjonen aldri overgår effektbehovet drifter batteriet oppdrettsanlegget 100 % av tiden ved å benytte tilført vind –og dieselkraft. I Figur 26 [a] ved 1 vindturbin installert er dieselaggregatet operativt totalt 7 timer over døgnet. Dette er funnet ved å telle antall timer dieselaggregatene skrus på. Gangtiden på dieselaggregatet er redusert til 29 % sammenliknet med full fossil drift. Deretter driftes aggregatet ved 90 % av optimal last hver gang det benyttes. Vindturbinen leverer 12 % av energien benyttet i den hybride løsningen.

Ved 2 vindturbiner installert i energisystemet er dieselaggregatet operativt 6 timer i løpet av et døgn, altså 25 % av tiden. Også her virker dieselaggregatet ved 90 % av optimal drift hver gang det skrus på. De 2 vindturbinene leverer 24 % av energien benyttet i den hybride løsningen.

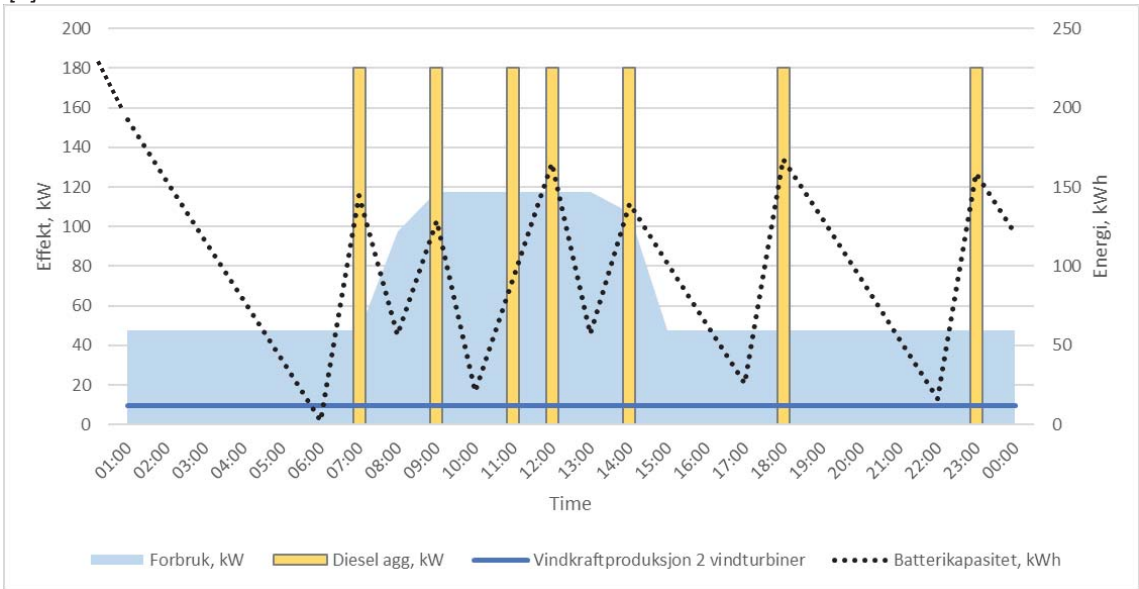
Ved 3 vindturbiner installert er dieselaggregatet kun operativt 5 timer i løpet av døgnet. Over et døgn er gangtiden nå redusert til 21 % sammenliknet med fullstendig fossil drift. Det betyr at 83 % av døgnet driftes energisystemet utslippsfritt kun ved å benytte vindkraft og batteridrift. Dieselaggregatene benyttes igjen ved 90 % av optimal last hver time de er påskrudd. Ved 3 vindturbiner integrert i energisystemet leveres 36 % av energien fra vindkraftgenerering.

Figur 27 [a], [b] og [c] viser hvordan den hybride energiløsningen fungerer når energisystemet eksponeres for *vindestimat b* med henholdsvis 1, 2 og 3 vindturbiner installert. Utregninger for dimensjoneringen av figur 27 [c] kan sees i vedlegg 13.

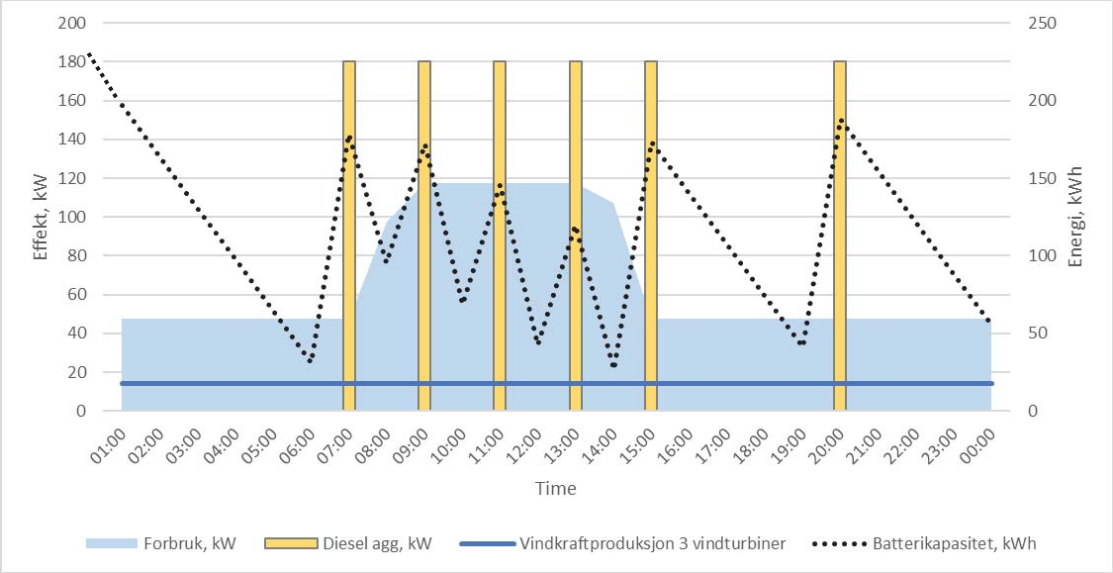
[a]


Effekt, kW
Energi, kWh
Time
Forbruk, kW
Diesel agg, kW
Vindkraftproduksjon 1 vindturbiner
Batterikapasitet, kWh

[b]


Effekt, kW
Energi, kWh
Time
Forbruk, kW
Diesel agg, kW
Vindkraftproduksjon 2 vindturbiner
Batterikapasitet, kWh

[c]



Figur 27: Hybrid energiløsning 1 vindestimat b: Illustrerer hvordan batterikapasiteten, den sorte prikkete linjen, varierer i kWh for å imøtekomme forbruket, kW. Dieselaggregatet og vindkraftproduksjonen benyttes for å lade batteriet over døgnet

Figur 27 viser at tilførselen med vindkraft har sunket, og dermed at dieselaggregatene tilfører batteriet større andel av energien enn hva vindturbinene gjør sammenliknet med når energisystemet er eksponert for *vindestimat a.* Ved 1, 2 og 3 vindturbiner installert i energisystemet er dieselaggregatene skrudd på 7, 7 og 6 timer i løpet av et døgn. Dieselaggregatene er dermed operative 29 %, 29 % og 25 % av døgnet alltid ved 90 % av sin optimale drift. Vindturbinene leverer 7,2 %, 14,4 % og 21,6 % av energien til oppdrettsanlegget ved 1, 2 og 3 vindturbiner installert når energisystemet er eksponert for *vindestimat b.*

For å beregne energibesparelsene ved *Hybrid energiløsning 1* utsatt for *vindestimat a* og *b* benyttes de samme nøkkeltallene fra tabell 2 og 10. I tillegg benyttes også nøkkeltallene fra tabell 17 og 18. Kostnaden for å få levert elektrisitet fra allerede installert batteri og vindkraftproduksjon er forutsatt å være null. Videre antas det at drifts –og vedlikeholdskostnadene for dieselaggregatet tilsvarer en tredjedel av normale drift –og vedlikeholdskostnader for et fullt fossilt anlegg. Dette tilsvarer 20 000 kr årlig. Deretter settes drift –og vedlikeholdskostnadene til batteripakke L til 10 000 kr årlig gitt forutsetningen om at drift –og vedlikeholdskostnaden for litium-ion-batteri tilsvarer 0-0,01 % av investeringskostnaden (Lazard, 2019). Drift –og vedlikeholdskostnader for vindturbinene som er oppgitt fra IRENA (2017) på 0,39 kr per kWh legges til, og totalkostnaden regnes ut separat for hvert vindestimat gitt den årlige energiproduksjonen som baserer seg på de ulike vindhastighetene. *Vindestimat a* har en årlig, gjennomsnittlig vindhastighet på 6,5 m/s noe som tilsvarer en årlig energiproduksjon på 90 000 kWh og *vindestimat b* har en årlig gjennomsnittlig vind på 5 m/s som gir en årlig energiproduksjon på 48 800 kWh. Dette er vist i LA30s spesifikasjonsbeskrivelse som ligger presentert i vedlegg 10a og 10b.

Energibesparelsen i den hybride energiløsningen baserer seg på den antatte reduksjonen i dieselforbruk i en hybrid energiløsning sammenliknet med full fossil drift. Denne reduksjonen er som tidligere nevnt basert på redusert gangtid og redusert periode dieselaggregatet opererer utenfor optimal drift. Gjennom kommunikasjon med Bjartsson (2020) tydeliggjøres det at det er svært individuelt fra anlegg til anlegg hvor stor reduksjonen i dieselforbruk er ved bruk av deres batteriløsninger. Fordi vi ikke vet hvilke dieselaggregater som er installert på fôrflåtene, hvor gamle de er, eller hvilket brutto energiforbruk de krever for å levere kraft til et eksakt effektbehov basert på ulik grad av optimal last, vil redusert gangtid over et døgn være den utslagsgivende faktoren for å bestemme redusert dieselforbruk. Dette ble også begrunnet med at effektbehovsdimensjoneringen er basert på det største antatte effektbehovet gjennom en produksjonssyklus, og at de øvrige periodene med lavere effektbehov vil øke reduksjonen i dieselforbruk ytterligere. Bjartsson (2020) bekreftet dermed at redusert gangtid på dieselaggregatet over døgnet vil være en god indikator på redusert dieselforbruk totaltsett for energisystemet. Det forutsettes derfor i denne oppgaven at redusert driftstid på dieselaggregatet er proporsjonalt med redusert literforbruk i diesel for et oppdrettsanlegg. Det nye dieselforbruket for hvert oppdrettsanlegg finnes derfor ved å redusere opprinnelig dieselforbruk innhentet fra datainnsamlingen med redusert gangtid på dieselaggregatet over døgnet.

Tabell 19 og 20 viser gjennomsnittlige energikostnader for de 15 gjenværende anleggene per år for hvert vindestimat gitt at 1, 2 og 3 vindturbiner er integrert i den hybride energiløsningen. Raden med 0 vindturbiner i tabellene er for å illustrere hva kostnadene ville vært ved fullverdig fossil drift uten batteri og vindkraft integrert i energisystemet. Vedlegg 14, 15 og 16 viser utregningen av drift –og vedlikeholdskostnader og energibesparelsen for hvert anlegg med 3 vindturbiner installert eksponert for hvert vindestimat.

Tabell 19: Gjennomsnittlig energibesparelse for oppdrettsanlegg ved 1, 2 og 3 vindturbiner med vindestimat a

Turbin antall	Energiforbruk diesel prosent	Brutto energiforbruk diesel liter/år	Kostnad energiforbruk kr/år	Kostnad energiforbruk vind -og batteri kr/år	DV-kostnad kr/år	Kostnad energi kr/år
0	100 %	154 299	1 311 543	-	60 000	1 371 543
1	29 %	44 747	380 347	0	65 100	445 447
2	25 %	38 575	327 886	0	100 200	428 086
3	21 %	32 403	275 424	0	135 300	410 724
Besparelse 3 vindturbiner						960 819

Tabell 20: Gjennomsnittlig energibesparelse for oppdrettsanlegg ved 1, 2 og 3 vindturbiner med vindestimat b

Turbin antall	Energiforbruk diesel prosent	Brutto energiforbruk diesel liter/år	Kostnad energiforbruk kr/år	Kostnad energiforbruk vind -og batteri kr/år	DV-kostnad kr/år	Kostnad energi kr/år
0	100 %	154 299	1 311 543	-	60 000	1 371 543
1	29 %	44 747	380 347	0	49 032	429 379
2	29 %	44 747	380 347	0	68 064	448 411
3	25 %	38 575	327 886	0	87 096	414 982
Besparelse 3 vindturbiner						956 561

Tabell 19 og 20 viser at Akva Hybrids batteripakke L i kombinasjon med 3 vindturbiner gir den laveste energikostnaden, og ved å trekke den opprinnelige kostnaden ved 0 vindturbiner installert fra den nye energikostnaden ved 3 vindturbiner installert blir den gjennomsnittlig energibesparelsen for de 15 gjenværende anleggene på 960 819 kroner og 956 561 kroner når energisystemene eksponeres for henholdsvis *vindestimat a* og *b*. Disse verdiene benyttes videre i lønnsomhetsberegningen.

Investeringskostnaden for en hybrid energiløsning som kombinerer batteripakke L og anskaffelse av 3 vindturbiner er gjengitt i tabell 21. Kostnadsestimatene for batteripakken og vindturbinene er hentet fra tidligere oppgitte nøkkelspesifikasjoner.

Tabell 21: Gjennomsnittlige investeringskostnader for anskaffelse og installasjon av Akva Hybrids batteripakke L og 3 LA30-vindturbiner.

Investering Batteri og inverter kr	El-installasjon batteri kr	Investering 3 vindturbiner kr	20 % øvrig arbeid vindturbin kr	Total investeringskostnad kr
2 618 000	100 000	3 855 948	771 190	7 345 138

Investeringskostnaden er lik 7,3 millioner kroner og benyttes videre i lønnsomhetsberegningen.

Vindturbinen oppgis å ha en levetid på 20 år, og batteripakken har en levetid på 21 år. Vi benytter 20 års levetid i analysen som bestemt i metodekapittelet. Nåverdien for å investere i *Hybrid energiløsning 1* med 3 vindturbiner gitt *vindestimat a* med en levetid på 20 år og et avkastningskravet på 5 % er presentert i tabell 22. Gjennomsnittlig netto nåverdi for alle 15 oppdrettsanlegg er 4,4 millioner kroner. 12 av 15 investeringer har positiv nåverdi. 2 anlegg har en tilbakebetalingstid på 5 år eller mindre.

Tabell 22: Gjennomsnittlig nåverdi for å legge anlegg over på Hybrid energiløsning 1 eksponert for vindestimat a

15 Oppdrettsanlegg	Besparelse energikostnad kr/år	Investeringskostnad kr	Tilbakebetalingstid år	Nåverdi kr
Gjennomsnitt	960 819	7 345 138	10,0	4 408 370

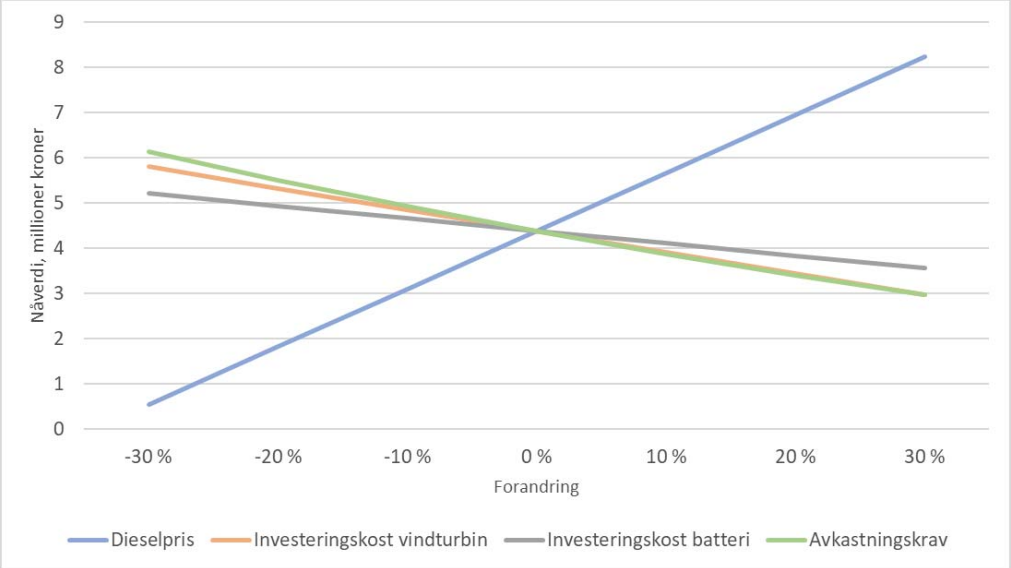
Den gjennomsnittlige nåverdien for samme hybride energiløsning eksponert for *vindestimat b* blir 4,4 millioner kroner. 12 av 15 investeringer har positiv nåverdi, og 2 anlegg har en tilbakebetalingstid på 5 år eller mindre. Utregningen for nåverdi for alle gjenværende anlegg gitt *vindestimat a* og *b* er presentert i vedlegg 17.

Tabell 23: Gjennomsnittlig nåverdi for å legge anlegg over på Hybrid energiløsning 1 eksponert for vindestimat b

15 Oppdrettsanlegg	Besparelse energikostnad kr/år	Investeringskostnad kr	Tilbakebetalingstid år	Nåverdi kr
Gjennomsnitt	956 561	7 345 138	9,8	4 357 836

De 2 økonomisk egnede anleggene for *Hybrid energiløsning 1* er de som har størst brutto energiforbruk oppgitt i datainnsamlingen. Det betyr at de oppnår en stor nok energibesparelse som er kapabel til å forsvare den relativt høye investeringskostnaden.

Robustheten til den økonomiske lønnsomhetsberegningen knyttet til å legge alle anlegg over på *Hybrid energiløsning 1* skal nå vurderes i en sensitivitetsanalyse. Fordi nåverdiene ved hvert vindestimat er tilnærmet like benyttes gjennomsnittlig nåverdi basert på *vindestimat a og* b i sensitivitetsanalysen. Nøkkelfaktorene som forandres er dieselpris, investeringskostnad for vindturbin, investeringskostnad for batteripakke og avkastningskrav. Nøkkelfaktorene svinger mellom ± 30 % av sin opprinnelige verdi for å se hvilken innvirkning dette vil ha på nåverdien.



Figur 28: Variasjon i nåverdi oppgitt i millioner kroner for de ulike forandringene i oppgitte nøkkelfaktorene.

Lønnsomheten for å legge anlegg over på *Hybrid energiløsning 1* øker med økende dieselpris. Økende dieselpris skaper større muligheter for sparte kostnader, dette øker energibesparelsen og dermed lønnsomheten til en energiomlegging. Dieselprisen er som tidligere nevnt antatt å stige frem mot

2040, og det vil ut ifra denne sensitivitetsanalysen bety at lønnsomheten for hybride energiløsninger også vil øke i fremtiden (Statnett, 2018, NVE, 2019a).

Lønnsomheten synker med økende avkastningskrav. Nåverdien er stadig positiv til tross for at avkastningskravet økes opptil 30 % av sin opprinnelige verdi. Gjennomsnittlig internrente for alle anleggene for *vindestimat a* og *b* er 14,0 %. Det betyr at avkastningskravet kan økes noe og stadig gi lønnsomhet ved investeringen til *Hybrid energiløsning 1* for det gjennomsnittlige anlegget.

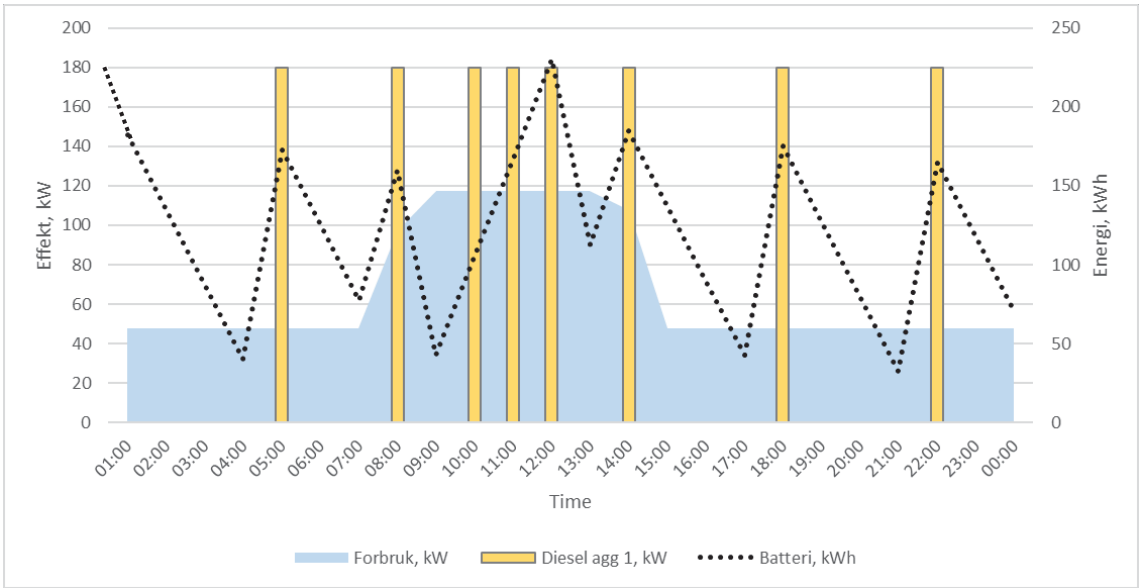
Videre ser vi at lønnsomheten øker jo lavere investeringskostnaden for vindturbiner og batteriet er. Batterikostnaden for litium-ion batterier falt med 35 % fra juni 2018 til mars 2019 og kostnadene for landbasert vindkraft falt med 10 % fra juni 2018 til mars 2019 ifølge studier fra BloombergNEF (2019a). Kostnadene for batteri –og vindturbinteknologi er antatt å synke ytterligere i fremtiden (DNV GL, 2016, Frøland, Sysla, 2018, BloombergNEF, 2019a), og det er dermed mest nærliggende å forvente en økt lønnsomhet ved investeringer av hybride energiløsninger som inkluderer vind –og batteriteknologi i fremtiden.

Vi tester hvordan nåverdien påvirkes hvis investeringskostnadene på vindturbin og batteri reduseres med 10 %, samtidig som dieselprisen økes med 10 %. Denne forandringen resulterer i at nåverdien øker med omtrentlig 400 000 kroner og at totalt 4 anlegg oppnår en tilbakebetalingstid på 5 år eller mindre. Hvis prognosene om reduksjon i vindturbin –og batterikostnader, samt at økning i dieselpris følger dagens antakelser om fremtidig utvikling kan det dermed, gitt denne sensitivitetsanalysen, antas at lønnsomheten for investering i hybride energiløsninger som kombinerer eksisterende dieselaggregater, batterier og småskala vindkraft vil øke i fremtiden.

4.2.4 Hybrid energiløsning 2 - Eksisterende dieselaggregat og batteri

Økonomisk lønnsomhet knyttet til *Hybrid energiløsning 2* regnes nå også ut for alle de 15 gjenværende anleggene, før sensitivitetsanalyser gjennomføres. Avslutningsvis oppsummeres resultatene i *Hybrid energiløsning* 1 og *Hybrid energiløsning 2* samlet og mest gunstig energiomleggingsløsning for alle de gjenværende anleggene bestemmes.

For å tilfredsstille energibehovet til det gjennomsnittlige anlegget over et døgn på 1 600 kWh kan det investeres i Akva Hybrids batteripakke L med 230 kWh batterikapasitet. Dette medfører at batteriet kan gjennom 1 600 kWh/230 kWh = 7 ladesykluser i døgnet drifte anlegget. I figur 29 er det dimensjonert hvordan et daglig effektbehov i vintersesong kan dekkes av et 250-kVA-dieselaggregat og batteripakke L, hvor batteriet antas å være fulladet ved dagens start. Vedlegg 18 viser dimensjoneringen for figuren time for time.



Figur 29: Hybrid energiløsning 2: Illustrerer hvordan batterikapasiteten, den sorte prikkete linjen, varierer i kWh for å imøtekomme forbruket, kW.

Batteripakke L vil kunne fungere godt i en hybrid løsning med 250-kVA-dieselaggregat. Figuren illustrerer hvordan batterikapasiteten i kWh gitt den sorte prikkete linjen, lades opp av dieselaggregatet. Stolpediagrammene viser hver time dieselaggregatet slår inn, og det benyttes kun ved 90 % av sin optimale last. Med denne løsningen vil dieselaggregatene være påskrudd 8 timer i løpet av døgnet, altså 33 % av tiden. Batteriet leverer kraft til energisystemet 100 % av tiden og lades opp av dieselaggregatene 33 % av døgnet. De resterende 67 % av døgnet driftes oppdrettsanlegget utslippsfritt, støyfritt, vibrasjonsfritt og kostnadsfritt.

Merkostnaden for å få levert elektrisitet fra allerede installert batteri er null kroner. Videre antas det at drifts –og vedlikeholdskostnadene vil tilsvare *Hybrid energiløsning 1* foruten kostnadene knyttet til integrering av vindturbiner. Det gir drift –og vedlikeholdskostnader på 20 000 kr årlig for dieselaggregatet og 10 000 kr årlig for batteriet, som videre gir en samlet kostnadsbesparelse på 30 000 kr per år sammenliknet med drift –og vedlikeholdskostnader ved fullstendig fossildrevet drift. Ved å benytte samme nøkkeltall og fremgangsmåte som *Hybrid energiløsning 1* blir gjennomsnittlig energibesparelse for de 15 gjenværende anleggene ved bruk av batteripakke L lik 0,91 millioner kr per år. Vedlegg 19 viser utregning av energibesparelsen for alle de 15 anleggene.

Tabell 24: Gjennomsnittlig energibesparelse ved å legge 15 anlegg over på Hybrid energiløsning 2.

Batteri antall	Energiforbruk diesel prosent	Brutto energiforbruk diesel liter/år	Kostnad energiforbruk kr/år	Kostnad energiforbruk vind -og batteri kr/år	DV-kostnad kr/år	Kostnad energi kr/år
0	100 %	156 146	1 327 244	-	60 000	1 371 543
1	33 %	50 919	432 809	0	30 000	462 809
Besparelse						908 734

Det antas at dieselaggregatet allerede eksisterer på oppdrettsanleggene og at det dermed ikke kreves ytterligere investeringskostnader for anskaffelse av denne. Det betyr at det kun er batteripakke L og tilhørende kostnader for el-installasjon og inverter som står for investeringskostnaden. Dette tilsvarer 2,7 millioner kroner, vist i tabell 25. Investeringskostnadene reduseres betydelig når det hybride energisystemet ikke investerer i vindturbiner.

Tabell 25: Gjennomsnittlige investeringskostnader for Hybrid energiløsning 2.

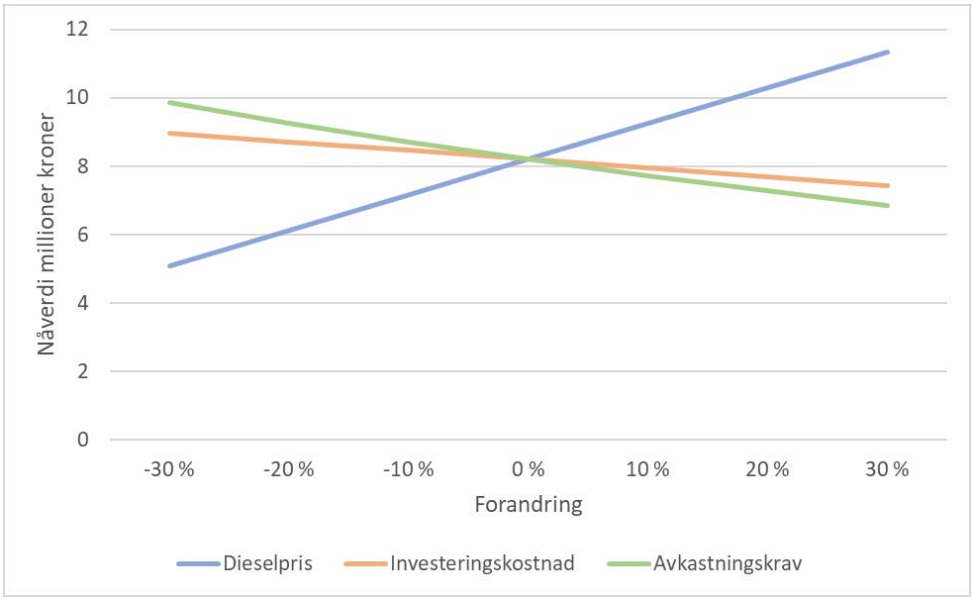
Batteri og inverter kr	El-installasjon kr	Total investeringskostnad kr
2 618 000	100 000	2 718 000

På tross av at levetiden for batteripakken er på 21 år, benyttes igjen 20 års levetid for å operere med like rammer for de ulike elektrifiseringsløsningene. Avkastningskravet på 5 % er også igjen benyttet. Gjennomsnittlig netto nåverdi for alle de 15 oppdrettsanleggene er 8,2 millioner kroner. Alle lønnsomhetsberegningene gir positiv nåverdi, 12 anlegg har en tilbakebetalingstid på under 5 år og 6 anlegg har en tilbakebetalingstid under 3 år. Vedlegg 20 viser utregning av alle nåverdiene for hvert anlegg.

Tabell 26: Gjennomsnittlig nåverdi for å legge anlegg over på Hybrid energiløsning 2

15 Oppdrettsanlegg	Besparelse energikostnad kr/år	Investeringskostnad kr	Tilbakebetalingstid år	Nåverdi kr
Gjennomsnitt	908 734	2 718 000	3,7	8 196 982

En sensitivitetsanalyse undersøker hvor robust den gjennomsnittlige nåverdien er knyttet til å legge alle gjenværende anlegg over på *Hybrid energiløsning 2*. Nøkkelfaktorene som endres er dieselpris, investeringskostnad til batteri og avkastningskrav, og de svinger mellom ± 30 % av sin opprinnelige verdi for å se hvilken innvirkning dette vil ha på nåverdien.



Figur 30: Svingninger i nåverdi oppgitt i millioner kroner for de ulike forandringene i oppgitte nøkkelfaktorene.

Lønnsomheten for å legge anlegg over på *Hybrid energiløsning 2* øker med økende dieselpris. Årsaken til dette er igjen at økte dieselpriser skaper større muligheter for sparte kostnader, som videre øker energibesparelsen og dermed lønnsomheten til en energiomlegging. Dieselprisen er ifølge Statnett (2018) og NVE (2019a) antatt å øke frem mot 2040. Denne antakelsen vil, gitt denne sensitivitetsanalysen, innvirke positivt på den økonomiske lønnsomheten tilknyttet en energiomlegging til *Hybrid energiløsning 2* i fremtiden.

Avkastningskravet er igjen robust mot forandring, og den gjennomsnittlige internrenten for alle de 15 anleggene er 33,1 %. Dette betyr at avkastningskravet kan øke betydelig før den gjennomsnittlige investeringen ikke er lønnsom.

Videre viser figuren at lønnsomheten øker jo lavere investeringskostnaden for batteriet er. Batteriteknologien er, som tidligere nevnt, i utvikling, og det forventes store kostnadsreduksjoner i fremtiden (BloombergNEF, 2019a, Sysla, 2018, DNV GL, 2016). Dermed er det nærliggende å anta at investeringskostnadene vil falle og ikke øke. Dette er med på å øke nåverdien og gjøre fremtidige energiomleggingsprosjekter som inkluderer bruk av batteripakker mer lønnsomme enn de er i dag.

Hvis vi forsøker å øke dieselkostnaden med henholdsvis 10 % og 20 % samtidig som investeringskostnaden reduseres med 10 % og 20 % og holder avkastningskravet konstant vil henholdsvis 13, og deretter alle de 15 anleggene oppnå en tilbakebetalingstid på 5 år eller mindre. Den totale nåverdien øker til 9,5 millioner kroner ved første endring og 10,8 millioner kroner ved andre endring. Det kan dermed antas at lønnsomheten for investering i hybride energiløsninger som kombinerer eksisterende dieselaggregat og batterier vil øke i fremtiden.

4.2.5 Oppsummering Hybrid energiløsning 1 og 2

Det var 2 anlegg som oppnådde både positiv nåverdi og en tilbakebetalingstid på under 5 år ved en energiomlegging til *Hybrid energiløsning 1* gitt eksponering for både *vindestimat a* og *vindestimat b*. Disse to anleggene var de med høyest brutto energiforbruk blant de 15 gjenværende anleggene undersøkt for hybride energiløsninger. Mengden energiforbruk ga en stor nok energibesparelse ved en omlegging til å kunne forsvare den høye investeringskostnaden og gi både positiv nåverdi og en tilbakebetalingstid på under 5 år. Ved å legge de to egnende anleggene over på *Hybrid energiløsning 1* vil anleggene gjennomsnittlig oppnå en reduksjon i energikostnader etter endt tilbakebetalingstid på 74,9 % per år sammenliknet med dagens energikostnader. Vedlegg 25 viser utregnet kostnadsbesparelse per anlegg.

Videre var det 12 av 15 anlegg som innfridde begge de økonomiske lønnsomhetskriteriene om positiv nåverdi og en tilbakebetalingstid på 5 år eller mindre for *Hybrid energiløsning 2*. 2 av disse anleggene er allerede plassert i *Hybrid energiløsning 1.* Det betyr at 10 anlegg anses som egnet for å legges om til *Hybrid energiløsning 2*.

Det gjenstår dermed 3 anlegg som ikke har innfridd de økonomiske kriteriene om både positiv nåverdi og en tilbakebetalingstid på 5 år eller mindre for noen av de tre energiløsningene. Dette er Anlegg 1, Anlegg 7 og Anlegg 9 gitt rekkefølgen benyttet i vedleggene. Disse anleggene må vurderes for alle energiløsningene en gang til for å finne den energiløsningen som er best egnet med tanke på økonomi og utslippsbesparelser.

Energiomlegging til både landstrøm og *Hybrid energiløsning 1* gir negative nåverdier for alle de 3 anleggene. Disse løsningene er derfor uaktuelle fra et økonomisk perspektiv. For *Hybrid energiløsning 2* oppnår alle de 3 anleggene positive nåverdier med tilbakebetalingstider på henholdsvis 5,8 år, 7,4 år og 6,8 år. Tilbakebetalingstidene anses som relativt korte, samtidig som en energiomlegging til *Hybrid energiløsning 2* gir en gjennomsnittlig utslippsbesparelse på 67 % per anlegg per år sammenliknet med dagens utslipp. De 3 anleggene er dermed ansett som egnet for en energiomlegging til *Hybrid energiløsning 2*, som nå totalt 13 anlegg antas å være egnet for. For disse 13 anleggene er gjennomsnittlig kostnadsreduksjon etter endt tilbakebetalingstid redusert med 70,1 % per år sammenliknet med dagens energikostnader. Utregningene for kostnadsreduksjonene for hvert enkelt anlegg er vist i vedlegg 25.

Resultatene i denne analysen viser at mest egnet energiomlegging for de 29 fossildrevne oppdrettsanleggene er å legge 14 anlegg over på landstrøm, 2 anlegg over på *Hybrid energiløsning 1* og 13 anlegg over på H*ybrid energiløsning 2*. Alle anleggene oppnår en positiv nåverdi og for 26 av 29 anlegg er investeringskostnadene tilbakebetalt på 5 år eller mindre. Det betyr at 90 % av alle

investeringskostnadene er tilbakebetalt innen 5 år. Den gjennomsnittlige kostnadsreduksjonen etter endt tilbakebetalingstid for alle anleggene gitt denne sorteringen er 64 % sammenliknet med dagens energikostnader. Dette er vist i vedlegg 25.

4.2.6 Elektrifisering av arbeidsbåt

Hensikten med å benytte en 500-kVA-nettstasjon og 22-kV høyspent distribusjonsnett for anleggene tilkoblet landstrøm, samt medregne effektbehov ved arbeid og lading av båt når de hybride anleggene ble dimensjonert, var for å ivareta muligheten til å benytte en elektrifisert arbeidsbåt. Strømforsyning langs merdkant og ved fôrflåte gjør det mulig for arbeidsbåter å koble seg til for tilnærmet utslippsfritt, støyfritt og vibrasjonsfritt arbeid og lading. For å regne på økonomisk lønnsomhet knyttet til en energiomlegging til helelektrisk batteridrift for arbeidsbåtene må inntekter i form av sparte energikostnader og investeringskostnader regnes ut. Nye nøkkeltall tilknyttet beregningen av energibesparelsen for arbeidsbåt er presentert i tabell 27, utover dette benyttes nøkkeltall fra tabell 2, 6 og 10.

Tabell 27: Nøkkeltall for beregning av energibesparelse for arbeidsbåt

Faktor	Verdi	Enhet	Kilde
Margintillegg batterikapasitet	50 %	prosent	(DNV GL, 2018)
Sikkerhetsmargin batteri	2,5	ganger	(DNV GL, 2018)

Den totale energibesparelsen per år for en gjennomsnittlig arbeidsbåt, tilhørende de 29 undersøkte oppdrettsanleggene, finnes ved først å kartlegge årlig brutto energiforbruk i liter. Literforbruket tilknyttet transportetappen finnes ved å kartlegge avstanden i km mellom kai og oppdrettsanlegg. Energiforbruket finnes ved å multiplisere avstanden i km med 3 liter per km, denne nøkkelverdien er hentet fra tabell 6. For å finne besparelsen ved bruk av et batteri må dette energiforbruket først omgjøres til teoretisk energiinnhold i diesel, og deretter reduseres med 67 % for å ta hensyn til virkningsgrad og tap ved bruk av en dieselmotor. Dette gir netto energibehov som båten må ha for å gjennomføre transportetappen. Men dimensjoneringen av batterikapasiteten må videre tillegges et margintillegg på 50 % av utregnet netto energibehov og deretter må dette igjen tillegges en sikkerhetsmargin på 2,5 som vist i tabell 27. Når både margintillegg og sikkerhetsmargin er tillagt netto energibehov er den endelige batterikapasiteten som kreves for å frakte båten den dimensjonerende distansen funnet.

Arbeidsbåtenes driftstid langs merdkant ble for noen arbeidsbåter funnet gjennom datainnsamling, mens den for andre oppdrettsselskaper ikke var tilgjengelig. I disse tilfellene benyttes antagelsen om at det arbeides 6 timer per dag vist i tabell 6. Brutto energiforbruk i liter diesel finnes ved å

multiplisere antall driftstimer langs merdkant med 30 liter per time. Dette representerer energiforbruket ved arbeid per dag, og er også vist i tabell 6. Brutto energiforbruk tilknyttet arbeid langs merdkanten omgjøres igjen til netto energibehov ved å først finne teoretisk energiinnhold i dieselen og deretter redusere dette med 67 %. Dette regnes ut for å ta hensyn til energibesparelsen tilknyttet arbeidet båten utfører langs merdkant.

Dieselkostnad ved fullverdig fossil drift regnes ut ved å multiplisere brutto energiforbruk med 8,5 kr per liter. Kostnaden for landladning er 1 kr per kWh for alle arbeidsbåtene og finnes ved å multiplisere den dimensjonerte batterikapasiteten med 1 kr/kWh. Det antas at båtene lader en gang per arbeidsdag ved land over et år. Når arbeidsbåten benyttes til transport er energikostnaden lik null, akkurat som når batteriet benyttes ved *Hybrid energiløsning 1* og *2*. Kostnaden for lading og strømforsyning langs fôrflåte og merdkant er allerede ivaretatt gjennom effektbehovsdimensjoneringen for de 15 hybride anleggene og er derfor lik null for disse oppdrettsanleggene. Denne kostnaden er ikke medregnet for de 14 anleggene som er egnet for landstrøm, og lading og strømforsyning langs merdkant er lik 1 kr per kWh. Denne kostnaden finnes ved å multiplisere netto energibehov tilknyttet arbeid og lading fra arbeidsbåtene med 1 kr/kWh per arbeidsdag over et år.

Gjennom kommunikasjon med fagfolk i bransjen ble det formidlet at det ikke finnes tilgjengelige og gode prisestimater som kan belyse prisdifferansen knyttet til drift –og vedlikeholdskostnader ved en energiomlegging til batterielektrisk drift av arbeidsbåter i dag. Det ble begrunnet med at energikostnadene i utgangspunktet varierer veldig fra båt til båt med hensyn til bruksmønster, alder og størrelse, samtidig som det er få helelektriske båter i drift i dag (Moe, 2020). Differansen mellom drift –og vedlikeholdskostnader tas derfor ikke med i utregningene for energibesparelse. Differansen mellom opprinnelig dieselkostnad og strømkostnaden ved landlading, samt strømkostnaden for strømforsyning og lading ved landanleggene utgjør total energikostnadsbesparelse per år.

Energiomlegging av den gjennomsnittlige arbeidsbåten gir en energibesparelse på 0,45 millioner kroner per år. Dette representerer nyttesiden i lønnsomhetsberegningen og vises i tabell 28. Fullstendig utregning for energibesparelse per arbeidsbåt er presentert i vedlegg 21.

Tabell 28: Total energibesparelse for en gjennomsnittlig arbeidsbåt gitt de 29 undersøkte lokalitetene

Tur antall	Distanse kai-fôrflåte km/tur	Brutto energiforbruk liter/tur	Dimensjonert batterikapasitet transport kWh/tur	Driftstid ved merdkant timer/dag	Brutto energiforbruk liter/dag
1	5	15	180	7	211
Netto energiforbruk arbeid kWh/dag	**Dieselkostnad kr/dag**	**Kostnad landlading kr/dag**	**Kostnad lading og strøm fôrflåte kr/dag**	**Arbeidsdager dag/år**	**Besparelse energikostnad kr/år**
699	2 036	48	396	280	445 782

Investeringskostnaden for batteriet består av et fastledd og et variabelt ledd. Fastleddet består av installasjon og styringssystem. Det regnes ut ved å multiplisere el-motorens effekt med kostnaden for installasjonen på båt per kW motoreffekt. El-motorens effekt og antall el-motorer er hentet fra DNV GLs rapport «Fullelektrisk fiskeoppdrett», som igjen har benyttet spesifikasjonene til verdens første elektriske arbeidsbåt, Elfrida. Elfrida ble idriftsatt av SalMar i 2017 (DNV GL, 2018). Det variable kostnadsleddet inkluderer batteripakken og motoreffekten og det regnes ut ved å multiplisere den gitte batterikapasiteten med antatt batterikostnad som er gitt per kWh.

Videre drives investeringen også av ladestasjonens effektbehov. Effektbehovet avhenger både av båtens liggetid ved hvert ladepunkt og batteriets kapasitet. Den mest gunstige kostnadsmessige løsningen er lang ladetid og lavt effektbehov. Investeringen for ladestasjonen deles også inn i et fast og et variabelt kostnadsledd. Det faste kostnadsleddet er kostnaden for installasjonen, og det variable leddet ivaretar at laderen varierer med behovet for nødvendig ladeeffekt med en antatt kostnad per kW.

Utover dette forutsettes det at 15 % av investeringskostnadene må settes av til øvrige kostnader. Dette er blant annet kostnader knyttet til utbygging av infrastruktur på land og anlegg, samt installasjon og idriftsettelse. Investeringskostnadene for å legge om til helelektrisk drift benytter nøkkeltallene i tabell 29.

Tabell 29: Nøkkeltall for beregning av investeringskostnad for arbeidsbåt ved energiomlegging

Nøkkeltall investering	Verdi	Enhet	Kilde
Elmotor effekt	159	kW	(DNV GL, 2018)
Antall el-motorer	2	stykk	(DNV GL, 2018)
Ladetid ved kai	9	timer	(DNV GL, 2018)
Ladetid ved fôrflåte	2	timer	(DNV GL, 2018)
Batteripakke	6 500	kr/kWh	(DNV GL, 2018)
El-installasjon på båt	1 300	kr/kW	(DNV GL, 2018)
Lader	1 000	kr/kW	(DNV GL, 2018)
Uspesifisert arbeid	15 %	prosent	

Den gjennomsnittlige dimensjonerte distansen og det gjennomsnittlige dimensjonerte energibehovet for én tur mellom kai og anlegg for alle de 29 arbeidsbåtene er 5 km og 180 kWh. Investeringskostnaden for den gjennomsnittlige arbeidsbåten er dermed lik 2,2 millioner kroner. Utregning for investeringskostnad tilknyttet hver arbeidsbåt finnes i vedlegg 22.

Tabell 30: Investeringskostnad for en gjennomsnittlig arbeidsbåt

Batteri		Ladestasjon				
Fastledd	**Variabelt ledd**	**Fastledd**	**Nødvendig ladeeffekt**	**Variabelt ledd**	**Uspesifisert arbeid 15 %**	**Investerings-kostnad**
kr	**kr**	**kr**	**kW**	**kr**	**prosent**	**kr**
413 400	1 173 154	318 000	20	20 054	288 691	2 213 299

Gitt energibesparelsen på 0,45 millioner kroner, investeringskostnaden på 2,2 millioner kroner, en levetid på 10 år og et avkastningskrav på 5 %, får den gjennomsnittlige arbeidsbåten en nåverdi lik 1,2 millioner kroner og en tilbakebetalingstid på 4,9 år. 2 arbeidsbåter har en negativ nåverdi og 16 av 29 arbeidsbåter har en tilbakebetalingstid på 5 år eller mindre. Vedlegg 23 viser nåverdi og tilbakebetalingstid for hver enkelt arbeidsbåt.

Tabell 31: Nåverdiberegning for en gjennomsnittlig arbeidsbåt

29 arbeidsbåter	**Besparelse energikostnad kr/år**	**Investeringskostnad kr**	**Tilbakebetalingstid år**	**Nåverdi kr**
Gjennomsnitt	445 782	2 213 299	4,9	1 170 394

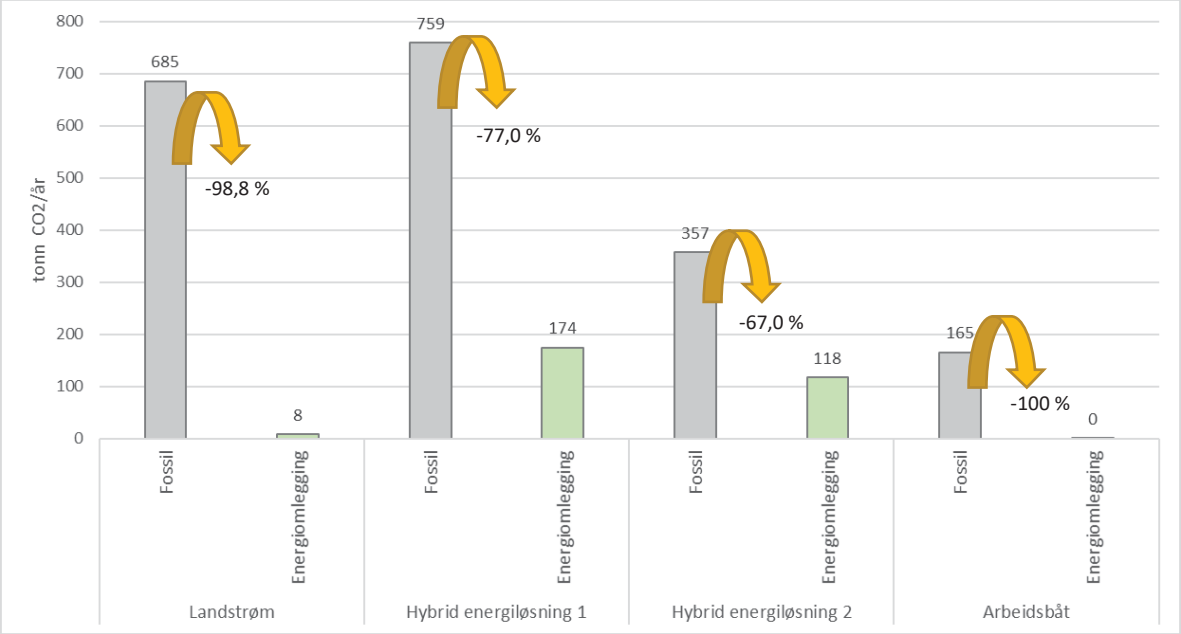
Fordi det er svært få fullelektriske arbeidsbåter på markedet i dag anses det som lite sannsynlig at arbeidsbåter med en tilbakebetalingstid på over 5 år, til tross for positiv nåverdi, er egnet å elektrifiseres per dags dato. Det betyr at den økonomiske lønnsomhetsanalysen for elektrifisering av arbeidsbåtene gir at 16 av 29 arbeidsbåter er egnet en elektrifisering, og at dermed 13 av 29 arbeidsbåter ikke er egnet. Ved å kun betrakte de egnede arbeidsbåtene er 100 % av investeringskostnadene tilbakebetalt innen 5 år, og de gjennomsnittlige kostnadsreduksjonene etter endt tilbakebetalingstid redusert med 83,1 % per år sammenliknet med dagens energikostnader. Dette er vist i vedlegg 26.

4.3 Utslippsreduksjoner

På bakgrunn av valgt energiløsning skal de totale utslippsreduksjonene fra alle de 29 oppdrettsanleggene og 16 av de 29 arbeidsbåtene regnes ut. Dette tilsvarer utslippsbesparelser fra at 14 anlegg legges over på landstrøm, 2 anlegg legges om til H*ybrid energiløsning 1*, 13 anlegg legges om til *Hybrid energiløsning 2* og 16 av 29 arbeidsbåter elektrifiseres med batteriløsning. Dette sammenliknes så med alle de unike anleggenes og arbeidsbåtenes årlige utslipp utregnet

innledningsvis i resultatkapittelet. Utslippsberegningen benytter nøkkeltall fra tabell 3 og vedlegg 24 viser utregning av utslippsbesparelser for hvert enkelt oppdrettsanlegg gitt valgt energiløsning og hver av de 16 arbeidsbåtene egnet for elektrifisering.

Figur 31 viser utslippsreduksjonen for det gjennomsnittlige anlegg gitt fordelingen av energiløsning. Det vil si at det er de 14 anleggene som ble funnet egnet til landstrøm som er benyttet for å vurdere gjennomsnittlig, potensiell utslippsreduksjon basert på de 14 unike anleggenes opprinnelige utslipp. For *Hybrid energiløsning 1* er det de 2 egnede anleggene som er benyttet og for *Hybrid energiløsning 2* er det de 13 egnede anleggene som er benyttet. Videre er gjennomsnittlig utslippsbesparelse per arbeidsbåt regnet ut basert på de 16 arbeidsbåtene egnet for batteridrift.



Figur 31: Utslippsbesparelser ved egnet energiomlegging for det gjennomsnittlige anlegget og den gjennomsnittlige arbeidsbåten

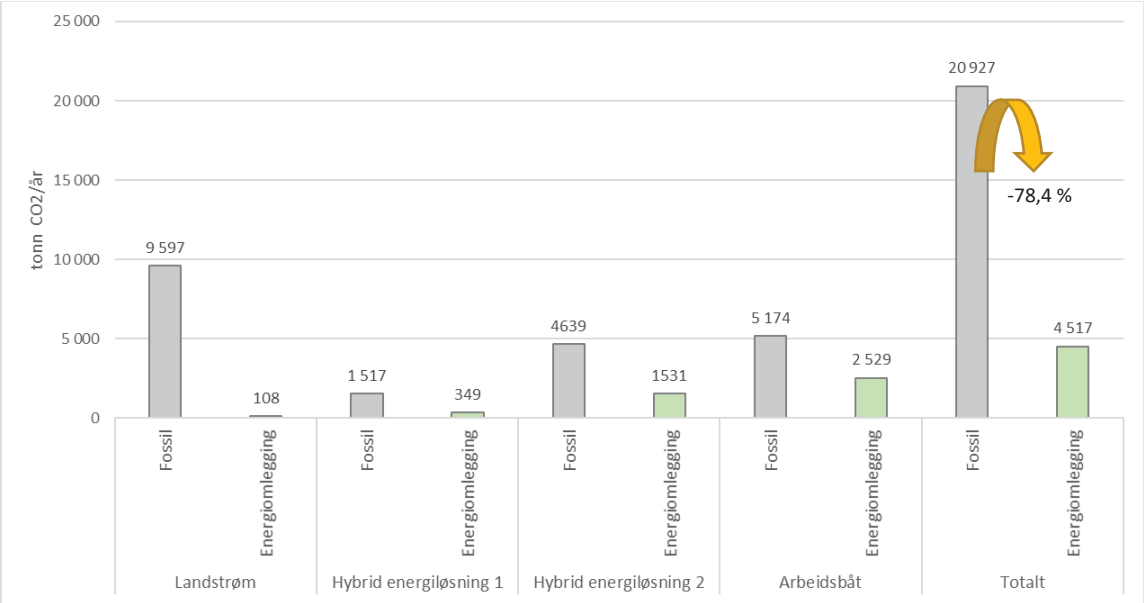
De 14 anleggene som er økonomisk egnet å legge om til landstrøm slipper i dag gjennomsnittlig ut 685 tonn CO_2 årlig per anlegg. Ved å legge alle anleggene over til landstrøm vil det gjennomsnittlige utslippet per anlegg reduseres blir 8 tonn CO_2 per år. Dette tilsvarer en reduksjon på 98,8 % sammenliknet med dagens utslipp.

De 2 anleggene som er økonomisk egnet for *Hybrid energiløsning 1* medfører i dag et gjennomsnittlig utslipp per anlegg per år lik 759 tonn CO_2. En energiomlegging til *Hybrid energiløsning 1* medfører at dieselaggregatene benyttes 23 % av døgnet, gitt at andelen vindkraftproduksjon er et gjennomsnitt basert på *vindestimat a* og *b.* Etter energiomleggingen vil dermed gjennomsnittlig utslipp for anleggene tilsvare 174 tonn CO_2 per år per anlegg. Dette gir en gjennomsnittlig utslippsreduksjon per anlegg på 77 % per år sammenliknet med dagens utslipp.

Videre har de 13 anleggene som er økonomisk egnet for *Hybrid energiløsning 2* et gjennomsnittlig utslipp per anlegg på 357 tonn CO_2. Dieselaggregatene antas å benyttes totalt 8 timer i denne løsningen i løpet av et døgn for å lade batteriet. Dieselforbruket reduseres dermed til 33 % i forhold til sin normale drift på 100 %. En omlegging til *Hybrid energiløsning 2* for de 13 anleggene gir et gjennomsnittlig utslipp per anlegg på 118 tonn CO_2 per anlegg per år. Dette gir en gjennomsnittlig utslippsreduksjon lik 67 % sammenliknet med at alle 13 anlegg ble driftet på fossil kraft.

Det gjennomsnittlige utslippet per arbeidsbåt for de 16 arbeidsbåtene egnet for batteridrift tilsvarer 165 tonn CO_2 årlig. En energiomlegging til batteridrift medfører et gjennomsnittlig utslipp lik 3,5 kg CO_2 per arbeidsbåt per år. Dette utslipper er knyttet til lading og strømforsyning av de arbeidsbåtene som tilhører landstrømanleggene, samt 9 timers landlading for alle arbeidsbåtene. Utslipp fra lading og strømforsyning av arbeidsbåtene ved de hybride anleggene er ivaretatt i utslippsberegningene til disse oppdrettsanleggene. Den gjennomsnittlige utslippsreduksjonen for energiomlegging av de 16 arbeidsbåtene tilsvarer omtrent 100 %.

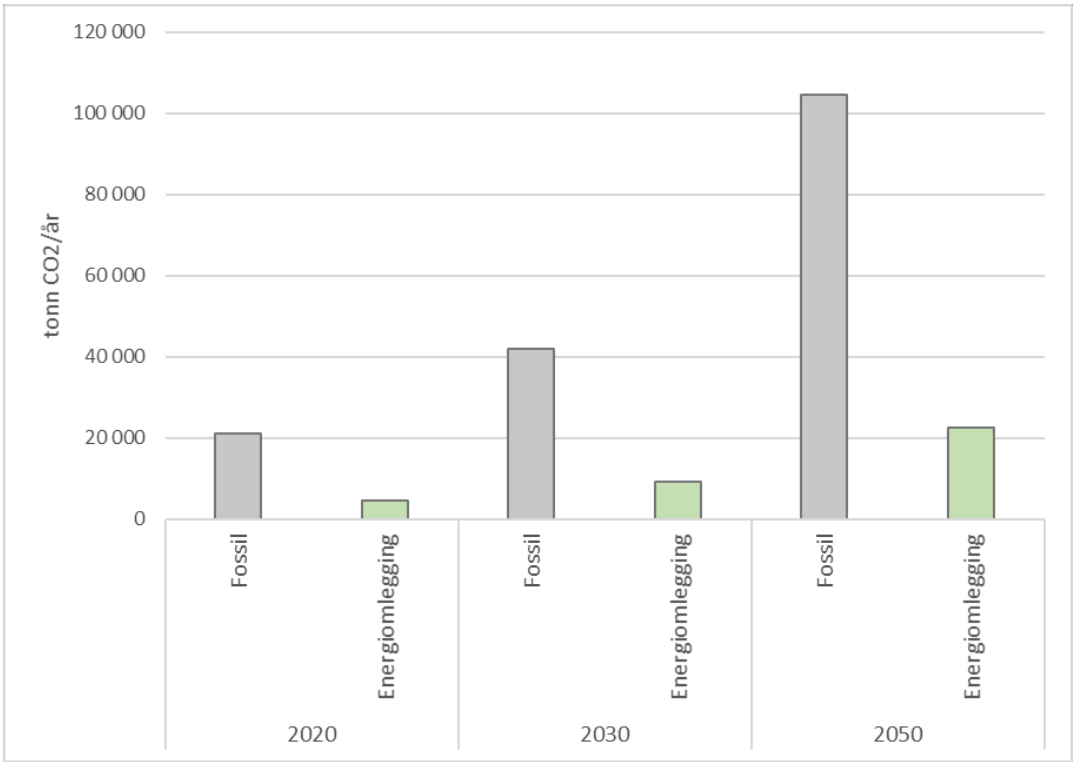
Det totale utslippet tilknyttet produksjonsfasen fra 29 fossildrevne oppdrettsanlegg med tilhørende fossildrevne arbeidsbåter i Finnmark er 20 927 tonn CO_2 per år. Ved å gjennomføre egnet energiomlegging kan utslippene potensielt reduseres til 4 517 tonn CO_2 per år. Dette gir en samlet utslippsreduksjon på 78,4 % per år, som tilsvarer en reduksjon på 16 410 tonn CO_2 per år. Dette er vist i figur 32.



Figur 32: Utslippsbesparelser ved egnet energiomlegging for alle anlegg og arbeidsbåter

Figur 33 viser forskjellen mellom utslipp knyttet til dagens fossile drift og utslipp dersom egnet energiomlegging gjennomføres. Figuren viser også hvordan utslipp vil utvikle seg dersom Havbruksnæringen dobler produksjonen frem mot 2030 og femdobler produksjonen frem mot 2050 i

tråd med Regjeringens ambisjoner. Her antas det at utslippene øker proporsjonalt med produksjonsøkningen. Hvis dagens fossile drift fortsetter, og femdobles frem mot 2050 vil utslipp fra produksjonsfasen til oppdrettsanlegg med tilhørende arbeidsbåter i Finnmark stå for 104 633 tonn CO_2 årlig. Videre viser figuren at dersom alle oppdrettsanlegg og 16 av arbeidsbåtene energiomlegges nå og produksjonen femdobles frem mot 2050 vil utslippene i 2050 omtrentlig tilsvare utslipp fra dagens fossildrevne drift i 2020.



Figur 33: Fremtidig utvikling av utslipp gitt at produksjonen fra Havbruk dobles og femdobles fra mot 2030 og 2050.

5. Diskusjon

5.1 Hovedfunn

Resultatene i denne analysen viste at det i dag finnes 29 fossildrevne oppdrettsanlegg med 29 tilhørende fossildrevne arbeidsbåter i Finnmark. Gjennom økonomiske lønnsomhetsvurderinger viste 14 oppdrettsanlegg egnethet for å fullelektrifiseres med landstrøm, 2 oppdrettsanlegg viste egnethet for å legges om til *Hybrid energiløsning 1* som er en kombinasjon av eksisterende dieselaggregat, batteri og småskala vindkraft og 13 oppdrettsanlegg viste egnethet for å legges om til *Hybrid energiløsning 2* som er en kombinasjon av eksisterende dieselaggregat og batteri. Videre viste 16 av 29 arbeidsbåter økonomisk egnethet for å legges om til helelektrisk batteridrift.

Gitt denne analysen oppnådde alle oppdrettsanleggene en positiv nåverdi ved tildelt energiløsning, og fordelingen medførte at 90 % av samlede investeringskostnader vil være tilbakebetalt innen 5 år. Etter endt tilbakebetalingstid vil de totale energikostnadene reduseres med 64 % per år sammenliknet med dagens årlige energikostnader.

For de 16 arbeidsbåtene som var økonomisk egnet for fullelektrisk batteridrift vil 100 % av investeringskostnadene være tilbakebetalt innen 5 år. Etter endt tilbakebetalingstid vil energirelaterte kostnader for de 16 arbeidsbåtene reduseres med 83,1 % per år sammenliknet med dagens energikostnader.

Den samlede energiomleggingen av oppdrettsanleggene og arbeidsbåtene medfører videre at energirelaterte utslipp tilknyttet produksjonsfasen av lakseoppdrett reduseres med 78,4 % per år sammenliknet med dagens utslipp.

5.2 Usikkerhet i data og forutsetninger

Analysen har tatt utgangspunkt i DNV GL (2018) sin rapport «Fullelektrisk fiskeoppdrett». Videre har innsamlet data og kommunikasjon med bransjen påvirket fremgangsmåten. Det kan knyttes usikkerhet til innsamlet data. Et årlig energiforbruk på et oppdrettsanlegg er ikke konstant år etter år, og forbruket gjenspeiles ikke av anleggets tildelte MTB. Dette vises i figur 16 [a]. Det årlige energiforbruket avhenger av mange ytre faktorer som eksempelvis stående biomasse i anlegg, produksjonssyklus, biologiske faktorer, sesong, temperatur, værforhold, brakklegging og metode for energirapportering. Det er dermed usikkerhet knyttet til utregnede energibesparelser for enkeltanlegg ved en eventuell omlegging som kan ha et helt annet forbruk i 2020.

Det er videre knyttet usikkerhet til den gjennomsnittlige effektbehovsdimensjoneringen for de anleggene som undersøkes for de hybride energiløsningene. Dimensjonering av effektbehov er beskrevet som en krevende oppgave i tidligere masteroppgaver, og denne analysen bekrefter at det er utfordrende. Det er mange faktorer som spiller inn på effektbehovet, og daglig forbruk er mer individuelt fra anlegg til anlegg enn at det kun varierer med antatt antall merder basert på tildelt MTB. Effektbehovet som ble dimensjonert med et utvalg komponenter tar utgangspunkt i et døgn i vintersesong med full produksjon. Dette skaper mindre representativitet for en årlig forbruksprofil. Dimensjoneringen ble valgt for å ivareta de største effekttoppene som kan oppstå for det generelle anlegget, men gjør resultatene usikre fordi effektbehovet trolig er overdimensjonert. Effektforbruket bør spesielt tilpasses både sommer –og vintersesong samt hvilket stadiet produksjonssyklusen er i ved dimensjonering.

Det er også usikkerhet ved dimensjoneringen av batterikapasiteten til arbeidsbåtene. Det er svært få fullelektriske arbeidsbåter på markedet i dag, og det vil med stor sannsynlighet være store variasjoner for de ulike kostnadselementene. Det er ikke tatt hensyn til om eksisterende arbeidsbåter faktisk har plass, kapasitet og, eller mulighet til å bygges om til batteridrift. Videre er det heller ikke tatt hensyn til kostnadene dersom helt nye arbeidsbåter må anskaffes. Dimensjoneringen av batterikapasiteten i oppgaven er usikker fordi den kun er bestemt av distansen mellom ladepunktene fra kai til oppdrettsanlegg, og ikke tar hensyn til at arbeidsbåtene også kan ha andre transportetapper som krever økt batterikapasitet. Det kan videre knyttes usikkerhet til datamaterialet som er benyttet ved dimensjoneringen, både med tanke på avstand fra kai til anlegg og arbeidstid langs merdkant der dette ikke ble oppgitt av oppdrettsselskapene selv. Bruken av båten er fullstendig avhengig av at fôrflåten både tilbyr lading og strømforsyning. En mer effektiv og fleksibel løsning ville vært å økt batterikapasiteten ytterligere og dimensjonert batteriet slik at båten både kunne gjennomført transportetappen fra kai til fôrflåte, samt første del av arbeidet langs merdkanten på én lading. Deretter kunne batteriet blitt ladet opp ved fôrflåten midt på dagen, for så og gjennomført siste del av arbeidet langs merdkanten og transportetappen tilbake til havnen, uten strømforsyning. Ved en slik dimensjonering kan både effektforbruket ute ved anlegget reduseres og arbeidet langs merdkanten forenkles. Den økte kapasiteten skaper mer effektivitet og fleksibilitet i arbeidet, samtidig som økt rekkevidde gir mer trygghet for brukerne av båten. Økt batterikapasitet medfører videre økte investeringskostnader, og det kreves derfor nye lønnsomhetsanalyser for å avdekke mulige gevinster.

Det er også en viss usikkerhet knyttet til de økonomiske nøkkeltallene og økonomiske forutsetningene som er benyttet i analysen, samt forutsetningene om fremtidig økonomisk utvikling. Kostnadene er generelle og ikke nødvendigvis representative for alle anlegg.

Denne analysen har ikke inkludert andre fornybare energikilder enn off-grid, småskala vindkraft ved vindturbin Lely Aircon 30. Det er for det første mange flere, alternative vindturbiner som kan velges og undersøkes enn LA30. Det er høyst sannsynlig andre vindturbiner med både høyere og lavere installert effekt som er bedre egnet i noen energisystemer enn valgt turbin. Det er ikke utført stedspesifikke vindmålinger i denne oppgaven, og dette medfører stor usikkerhet til vindestimatene som er benyttet. Vindestimatene antas å være ukorrekte og for generelle for å si noe om årlig energiproduksjon for hvert område. Geografisk plassering av vindturbiner i landskapet og påfølgende vakeeffekter er heller ikke ivaretatt i denne analysen når produksjonspotensialet ble vurdert. Dette medfører også usikkerhet knyttet til vurderingen av å integrere småskala vindkraft. Det er usikkert om alle områdene undersøkt er egnet for å installere vindkraft.

Klimaregnskapet knyttet til produksjon, frakt, etablering, vedlikehold, nedleggelse og resirkulering av både vindturbiner og batteri er ikke inkludert i denne analysen. Det bør medregnes på anleggsnivå når endelige investeringsbeslutninger skal gjøres. Ifølge NVE er klimaavtrykket over livsløpet til en vindturbin 3 – 46 g CO_2/kWh (NVE, 2019b). For én turbin med en årsproduksjon tilsvarende 90 000 kWh i 20 år, tilsvarer dette et utslipp mellom 5,4 – 82,8 tonn CO_2 over hele perioden. Videre ble Akva Group kontaktet med hensyn til livsløpsanalyser og klimaregnskap for deres batterier. Akva Group svarte at dette spørsmålet var det få som hadde stilt tidligere, og kontaktet sine leverandører fra Samsung umiddelbart for svar. Det ble opplyst at produksjonen av batteriene slipper ut 39,2 kg CO_2/kWh batterikapasitet (Bjartsson, 2020). Det betyr at Akva Hybrids batteripakke L med en batterikapasitet på 230 kWh slipper ut 9,0 tonn CO_2 ved produksjon. Utslipp knyttet til frakt, etablering, vedlikehold, nedleggelse og resirkulering er ikke inkludert, og bør tydeliggjøres for bransjen, samt inkluderes i klimaregnskapet når det vurderes å anskaffe batterier. Til sammenlikning slipper det gjennomsnittlige oppdrettsanlegget ut 10 874 tonn CO_2 over 20 år, basert på datainnsamlingene fra anleggene undersøkt i analysen. Estimatet er hentet fra vedlegg 3 under gjennomsnittlig brutto energiforbruk for fôrflåter. Dette utslippet ivaretar heller ikke vedlikehold, nedleggelse og resirkulering av dieselaggregatene, men utslipp knyttet til frakt og etablering anses som null fordi dieselaggregatene allerede er anskaffet og idriftsatt. Utslipp fra vindturbiner er betydelig lavere, og utslipp fra batterier er antakeligvis også lavere over et livsløp på 20 år sammenliknet med utslipp knyttet til en normal, fullverdig dieseldrift over samme tidshorisont. Når lønnsomhet knyttet til en energiomlegging vurderes bør klimaregnskap og livsløpsanalyser inngå som en del av utredningen.

Antakelsen om at redusert gangtid på dieselaggregat i en hybrid energiløsning er proporsjonal med redusert drivstofforbruk er ikke 100 % korrekt. Antakelsen er benyttet som et estimat for å kunne regne på mulig energibesparelse ved en energiomlegging. Grunnen til at denne antakelsen ble

benyttet er basert på en anbefaling fra Akva Group og deres tidligere erfaringer fra virkelige prosjekter. Deres erfaringer tilsier at gangtiden på dieselaggregatene vil være enda lavere over en produksjonssyklus enn det denne oppgaven insinuerer. Grunnen til denne forskjellen er at effektbehovsdimensjoneringen i denne oppgaven tok for seg et døgn med full produksjon i vintersesong og oppskalerte det til årlig basis. I perioder med betydelig lavere effektbehov vil gangtiden på dieselaggregatene kunne nedjusteres ytterligere og drivstofforbruket det samme. Det er derfor viktig å gjennomføre en grundig utredning av dieselaggregatet når hybride energiløsninger vurderes. Det er viktig å vite hvor gammelt aggregatet er, hvilken last som er optimal, hvor mange timer det driftes utenfor sitt optimale lastområde og hvor stort dieselforbruket er når aggregatet operer ved ulike lave laster. Gjennom en slik kartlegging kan energibesparelsen ved en energiomlegging til en hybrid løsning finnes og energiløsningen kan optimaliseres for det unike oppdrettsanlegget gitt individuelle spesifikasjoner.

Videre vil også den reduserte gangtiden på dieselaggregatene i en hybrid energiløsning øke levetiden på dieselaggregatet, som igjen vil være kostnadsbesparende. I følge Akva Group byttes et dieselaggregat hvert femte år på grunn av slitasje forårsaket av stor brukstid utenfor optimal last. Levetiden til dieselaggregatet kan ved bruk av hybrid energiløsning økes til opp mot 15 og 20 år når gangtiden og ugunstig drift reduseres. Dette medfører sparte investeringskostnader. Den helsemessige gevinsten for røkterne og anleggsarbeidere som ikke utsettes for samme belastning av støy-, vibrasjoner og lokal luftforurensing bør også implementeres i lønnsomhetsberegningen.

5.3 Hvordan stemmer resultatene med hva andre har funnet?

Resultatene bekrefter i stor grad både Bellona og ABB (2019) og DNV GL (2018) sine funn om at omtrentlig 50 % av alle oppdrettsanlegg er elektrifisert med landstrøm og at ytterligere 30 % kan elektrifiseres på en økonomisk lønnsom måte. Hvis vi ser bort ifra anlegg som datainnsamlingen ikke fremskaffet informasjon om, ble det opplyst at 29 anlegg ble driftet på fullstendig fossil kraft, 21 anlegg var allerede lagt om til landstrøm og 3 anlegg ble driftet av en hybrid løsning av batteri og dieselaggregat. Dette gir at 55 % av anleggene er på fossil kraft, 40 % av anleggene er lagt om til landstrøm og 5 % av anleggene er lagt om til en hybrid energiløsning. Resultatene i denne oppgaven viser at 14 anlegg er økonomisk egnet til å legges over på landstrøm og at 15 anlegg er økonomisk egnet for en energiomlegging til en hybrid energiløsning. Denne energiomleggingen gir at 0 % av anleggene driftes på fossil kraft, 66 % av anleggene driftes på landstrøm og 34 % av anleggene driftes på hybride energiløsninger. Fordi analysen også ivaretar hybride energiløsninger vil anlegg som ikke var egnet for landstrøm også ivaretas, og den fossile driften kan fases ut i større grad enn hva som er

beregnet i rapportene til Bellona og ABB og DNV GL. Til tross for dette ser vi at resultatet fra denne analysen går i samme retning som både ABB og Bellona og DNV GLs funn.

Resultatene stemmer videre overens med funnene i masteroppgavene til Syse (2016), Lothe (2019), Møller (2019) og Wiken (2018). Syse og Lothe fant at en hybrid energiløsning er mer økonomisk lønnsom enn en fullverdig dieseldrevet løsning, og at hybride energiløsninger reduserer klimagassutslipp. Disse funnene kan denne analysen også bekrefte. Møller undersøkte oppdrettsanlegg i Trøndelag for energiomlegging til landstrøm, samt energieffektiviseringstiltak. Hennes resultater tilsa at 50 % av alle oppdrettsanlegg i Trøndelag allerede var elektrifisert med landstrøm, og at denne andelen kunne økes til 83 % økonomisk lønnsomt. En slik energiomlegging ville i tillegg medføre 86 % lavere CO_2-utslipp. Denne analysens resultat impliserer tilsvarende utvikling. Wiken fant i sin masteroppgave at hybride anlegg som kombinerer dieselaggregat, småskala, off-grid vindkraft og batteriløsninger er det mest egnede energisystemet når småskala vindkraft skal integreres. Hun tok ikke utgangspunkt i at dieselaggregat allerede var anskaffet, og fant at prisen på vindturbiner var konkurransedyktig med prisen på dieselaggregater. På grunn av ulike forutsetninger er ikke resultatene helt enstemmig da denne oppgavens resultater fant mer økonomisk egnethet for flest anlegg ved å kun kombinere eksisterende dieselaggregat med batteri. Likevel eniges resultatene om at hybride energiløsninger både er mer økonomisk lønnsomme og har lavere CO_2-utslipp enn hva fullverdige dieseldrevne energisystemer har.

5.4 Implikasjoner og potensial

Fra et økonomisk perspektiv bør kun *Hybrid energiløsning 2* benyttes som den aktuelle hybride energiløsningen gitt resultatene i denne oppgaven. Den estimerte driftstiden på dieselaggregatene i *Hybrid energiløsning 2* er på 33 % per døgn, og for *Hybrid energiløsning 1* med 3 vindturbiner installert eksponert for *vindestimat a* er driftstiden på dieselaggregatene estimert til 21 % per døgn. Hvis det blåser mindre vil gangtiden på dieselaggregatene øke, og hvis det er vindstille vil *Hybrid energiløsning 1* fungere som *Hybrid energiløsning 2*. Det er en absolutt nødvendighet å ha dieselaggregater i *Hybrid energiløsning 1* for å tilfredsstille behovet for forsyningssikkerhet i energisystemet. Batteripakken som investeres er den samme for begge løsningene, og fordi det antas at anleggene beholder de dieselaggregatene som allerede eksisterer vil investeringskostnadene til vindturbinene komme som en tilleggskostnad for *Hybrid energiløsning 1*. Når forskjellene knyttet til redusert driftstid på dieselaggregatene er små, og dette ses i sammenheng med at det er betydelige økte investeringskostnader for småskala vindkraft, er den mest økonomisk fordelaktige hybride

energiløsningen i denne analysen å kun kombinere allerede eksisterende dieselaggregat med Akva Hybrids batteripakke L.

Ut ifra et miljømessig perspektiv bør alle anlegg fullelektrifiseres med landstrøm så langt det lar seg gjøre. Det er fordi en energiomlegging til landstrøm gir den største utslippsreduksjon i produksjonsfasen av lakseoppdrett. Der det ikke er praktisk og, eller økonomisk mulig med landstrøm vil *Hybrid energiløsning 1* med større integrering av vindkraft være den neste løsningen som er mest utslippsbesparende. Her kan også implementering av andre fornybare energikilder utredes for å redusere gangtiden på dieselaggregatene ytterligere. Alle arbeidsbåtene bør også elektrifiseres fra et miljøperspektiv. Men, miljøgevinstene handler ikke kun om utslippsbesparelser i produksjonsfasen. Det er ikke ønskelig at utbygging av en gitt energiløsning skal forringe omkringliggende natur, miljø, friluftsliv, turisme, reindrift, fugleliv, kulturminner, estetikk og andre viktige miljøverdier for samfunnet. Det er viktig å vurdere hvert anlegg og hvert prosjekt individuelt for de ikke-prissatte konsekvensene som berøres ved en energiomlegging. De negative konsekvensene ved en utbygging av enten landstrøm, vindturbiner eller infrastruktur til landlading skal ikke skyggelegges bak gevinstene knyttet til reduserte CO_2-utslipp i produksjonsfasen i oppdrett. Det er viktig å se hele bildet knyttet til utslipp, miljø og bærekraft slik at hvert oppdrettsanlegg utforskes mest mulig stedspesifikt og individuelt gitt sine forutsetninger. Ikke-prissatte effekter er ikke tatt hensyn til i denne analysen, og ved å gjennomføre fullstendige, stedspesifikke, samfunnsøkonomiske lønnsomhetsanalyser vil sannsynligvis noen av energiløsningene anbefalt i denne oppgaven skrinlegges.

Det er et faktum at strømprisene i dag er lavere enn dieselprisene når samme netto energiforbruk skal leveres. Det er også et faktum at langsiktige markedsanalyser gjennomført av både Statnett (2018) og NVE (2019a) tilsier at dette ikke forandres. Strømprisen forventes en relativ stabil kurs og dieselprisen forventes en oppgang frem mot 2040. Det er også et faktum at elektriske anlegg og batterier er mer energieffektive enn dieselaggregater og dieselmotorer, og at en utskiftning vil medføre redusert energibehov i fremtiden. Denne prisdifferansen og energieffektiviseringen er med på å gjøre en elektrifisering mer økonomisk og miljømessig lønnsom for oppdrettsselskapene i fremtiden.

Bærekraft består av tre elementer: økonomisk bærekraft, miljømessig bærekraft og sosial bærekraft. Den sosiale bærekraften er ikke diskutert i denne oppgaven, men berøres tydelig ved en energiomlegging. De sosiale fordelene er først og fremst helsemessige gevinster for røkterne, andre arbeidere på anlegget samt laksen og omkringliggende biologisk mangfold og natur. En elektrifisering vil bidra til å redusere lokal luftforurensing, støy og vibrasjoner på anlegg og båt, noe som skaper

bedre og tryggere arbeidsplasser, samt bedre lokalmiljø (Velken, 2019, Bellona and ABB, 2019 , Hansen, 2020, Chiesa, 2020). Den sosiale lønnsomhetens gevinstrealisering avhenger i stor grad av de miljømessige tiltakene i form av reduserte CO_2-utslipp. En energiomlegging av oppdrettsanlegg og arbeidsbåter bidrar til å øke den sosiale lønnsomheten, og styrker dermed den totale bærekraften for oppdrettsnæringen ytterligere i tråd med FNs bærekraftsmål.

5.5 Anbefalinger

På kort sikt anbefales det at alle oppdrettsselskaper selv lager tydeligere retningslinjer knyttet til intern energirapportering. Det anbefales videre at oppdrettsselskapene utforsker sine potensielle energibesparelser på anleggsnivå. Den interne energirapporteringen bør inneholde en overordnet oversikt av dagens energiforbruk og brukeradferd ved anleggene. Deretter bør det utredes mulige energieffektiviseringstiltak, effektregulerende tiltak og energioptimal brukeropplæring av brukerne på selve anlegget, basert på tidligere forbruk og drift. På bakgrunn av dette bør mulige energiomleggingsløsninger vurderes. Det innebærer å utrede hvilke muligheter som finnes med hensyn til energiomlegging for det enkelte anlegget og deretter hente inn eksakte priser fra aktuelle aktører i markedet. Videre anbefales det at det gjennomføres stedsspesifikke, samfunnsøkonomiske lønnsomhetsberegninger og at egnet energiløsning deretter velges. Det er mulig å benytte fremgangsmåten for beregninger av energibesparelser, investeringskostnader og økonomiske lønnsomhetsberegning presentert i denne masteroppgaven som en mal, og spesialtilpasse den for bestemte anlegg hvor energiforbruket og investeringsbehovet er bedre kartlagt.

Det er også mulig å benytte fremgangsmåten for effektbehovsdimensjoneringen som en mal når et spesifikt anlegg skal kartlegges mer omfattende på timesbasis. Fremgangsmåten for dimensjoneringen av effektbehov kan enkelt suppleres med, eller fjerne, flere komponenter og, eller flere elektrifiserte båter. Da kan også dieselaggregatene som allerede eksisterer på oppdrettsanleggene utredes nærmere slik at eksakte reduksjoner i dieselforbruk kartlegges basert på både redusert driftstid samt redusert ugunstig drift i forhold til grad av optimal last. En bedre kartlegging for hvert individuelle anlegg vil finne det nye dieselforbruket en hybrid energiløsning gir og dermed estimere en mer korrekt energibesparelse på anleggsnivå. Det er også mulig å benytte metoden for å regne på hvordan energieffektiviseringstiltak i de ulike komponentene samlet vil innvirke på det daglige effektforbruket.

Det anbefales at gode rutiner og rapporteringsmetoder lages for alle oppdrettsanlegg på kort sikt slik at det er kontroll på fremtidig energiforbruk på lang sikt. En bevisstgjøring omkring energiforbruk kan medføre både reduserte kostnader og utslipp knyttet til produksjonsfasen. På lang sikt bør

energirapportering være en integrert del av oppdrettsselskapenes daglige arbeid, og de bør driftes energieffektivt og energioptimalt til enhver tid.

Det anbefales at elektrifisering av hele båtparken utredes på kort sikt, og at hele båtparken blir utslippsfri på lang sikt. Da bør arbeidsbåtene muligens dimensjoneres med ytterligere batterikapasitet enn kun den dimensjonerende distansen for å skape mer fleksibilitet og effektivitet ved bruk. Stedspesifikke, individuelle målinger og kartlegging av behov for hver enkelt arbeidsbåt bør utredes. Det anbefales videre at nye lønnsomhetsberegninger gjennomføres. Batteriteknologi er i dag i rivende utvikling, og kostnader antas å falle i fremtiden. Det anbefales derfor at oppdrettsselskapene selv kartlegger hvilken pris batterikostnadene må falle til for at det skal være økonomisk lønnsomt for deres selskap og investere i elektriske båter. Dette medfører at investeringer foretas når det er mest gunstig samtidig som at båtparken på lengre sikt blir gjort utslippsfri.

På bakgrunn av resultatene i denne analysen anbefales Bellona og ABB, DNV GL og, eller andre aktører på kort sikt å utarbeide nye rapporter som vurderer potensialet for kostnadsbesparelser og utslippsbesparelser ved en energiomlegging av alle oppdrettsanlegg i Norge. Utredningene bør også inkludere hybride energiløsninger i tillegg til tilkobling til landstrøm. På kort sikt vil det skape enda mer oppmerksomhet og bevissthet i bransjen som tydeligere vil se potensialet for kostnads –og utslippsbesparelser, og på lang sikt vil det muligens være en pådriver for en total energiomlegging i næringen. Det bør også da presenteres gode kalkyler som bransjen selv kan benytte for å utrede konkrete besparelser for sine anlegg. Informasjon knyttet til klimaregnskap over livsløpet ved de ulike energiløsningene bør også tydeliggjøres for sluttbrukeren i slike rapporter.

På kort og mellomlang sikt bør egenprodusert, småskala vindkraft som tilskudd i hybride energisystemer til oppdrettsanlegg analyseres for enkeltlokaliteter. Vindressursene i Finnmark er blant verdens beste, samtidig er området preget av store arealer som er mindre bebodd enn resten av Norge. Oppdrettsanleggene i Finnmark ligger i tillegg avsides og har færre utpregede konfliktområder. Med bedre individuelle vindmålinger, samt kartlegging av ikke-prissatte konsekvenser, vil det enkelte energisystemet dimensjoneres riktigere, og det vil være større kunnskapsgrunnlag for å anbefale, eller ikke anbefale, hybride energiløsninger som inkluderer off-grid vindkraftproduksjon.

Solkraft er en fornybar energiløsning som potensielt kan bidra til å redusere bruken av dieselaggregat i oppdrett ytterligere. Grunnet Finnmarks nordlige lokasjon er solkraft muligens ikke den mest ideelle energiløsningen å benytte, men for oppdrett generelt i Norge bør utredning av lokalprodusert solkraft inngå som en del av energiomleggingsløsninger på kort sikt. Solkraft er i dag en kommersiell

teknologi som kan integreres uten subsidiering. Anlegg bør foreta lokalspesifikke innstrålingsinnmålinger og kartlegge mulig produksjonspotensial. Solkraft er en teknologi som de seneste årene har utviklet seg kraftig, og flytende solanlegg er en relativt ny teknologi som utvikles i høyt tempo på verdensbasis i dag. Flytende solkraft anses som en svært potensiell energikilde for oppdrettsanlegg på lang sikt fordi de potensielt kan implementeres i allerede eksisterende oppdrettsanlegg.

Grønn og blå hydrogen er en fornybar energiressurs som heller ikke er utforsket i denne analysen. Hydrogen som energibærer har flere like egenskaper med fossilt brensel, og har i utgangspunktet potensialet til å erstatte bruken av dieselaggregater ved å virke som den nødvendige forsyningssikkerheten som trengs inn i energisystemene på et oppdrettsanlegg. Det er to selskaper i Nord-Norge som produserer hydrogen i dag, Glomfjord Hydrogen og Varanger Kraft Hydrogen. Et samarbeid mellom hydrogenprodusentene og oppdretterne bør analyseres nærmere. Samarbeidet kan gi gevinster i form av fullstendig utfasing av fossile energibærere, samtidig som hydrogen kan bli et mer tilgjengelig produkt på markedet for flere næringer langs kysten. Oppdrettsanleggene er ofte avsidesliggende og har i mange tilfeller tilstrekkelige bunkringsmuligheter for hydrogen på land. Et slikt pilotprosjekt kan virke som en igangsetter for utbyggingen av infrastrukturen knyttet til hydrogen langs kysten, som igjen kan skape positive ringvirkninger mot flere maritime sektorer for å legge om til hydrogendrift. Det at både hydrogenprodusentene og oppdrettsanleggene er lokalisert i Nord-Norge er fordelaktig, og den korte avstanden er en positiv faktor for et potensielt samarbeid.

Enova har sluttet å gi støtte til elektrifiseringsprosjekter av kun fôrflåter, men støtter fullelektriske prosjekter hvor både fôrflåte og båtpark elektrifiseres. Oppdrettsselskaper kan individuelt søke om støtte, og dermed redusere investeringskostnadene ytterligere, noe som videre øker lønnsomheten. Det anbefales på kort sikt at elektrifiseringsmuligheter for hele båtparken undersøkes, samtidig som både anlegg og arbeidsbåter elektrifiseres.

I 2017 gjennomførte Fiskeridirektoratet en lønnsomhetsundersøkelse for akvakultur hvor 69 selskaper med 624 unike tillatelser i Norge deltok (Fiskeridirektoratet, 2017). Undersøkelsen avdekket at gjennomsnittlig produksjonskostnad per kg produsert laks i Norge i 2017 var 31,29 kr. Av denne kostnaden utgjorde kostnadsposten «annen driftskostnad» 8,77 kr per kg. Denne kostnaden forgrenet seg igjen i «helsekostnader, miljø –og vedlikeholdskostnader og annet». Vi kan anta at energirelaterte kostnader knyttet til produksjon i sjøfasen faller under «annet», og antar videre at den utgjør 50 % av denne kostnadsposten. Det tilsvarer 2,17 kr per kg, og utgjør 7 % av total produksjonskostnad. Ved å redusere 50 % av kostnaden «annet» med 64 % slik som denne analysen fant at energikostnadene ble redusert med ved energiomlegging av oppdrettsanleggene, vil

kostnadsposten «annet» synke til 0,78 kr per kg. Dette gir en ny total produksjonskostnad på 30,51 kr per kg laks. Videre var gjennomsnittlig salgspris i 2017 på 51,05 kr per kg laks. Den økte differansen mellom salgspris og produksjonskostnad tilsvarer 0,78 kr per kg. Som nevnt innledningsvis ble det solgt 1,3 millioner tonn laks i 2018. I 2017 ble det solgt noe mindre, omtrentlig 1,25 millioner tonn (SSB, 2019c). Ved å gjøre et røft overslag og anta at energiomlegging kunne økt differansen mellom produksjonskostnad og salgspris i 2017 med 0,78 kr per kg laks ville de reduserte energikostnadene økt inntjeningen til næringen med 975 millioner kroner det året. Til tross for at sparte kostnader knyttet til energi i produksjonsfasen i sjø virker noe marginale til å begynne med kan det utgjøre store forskjeller i samlet inntjening fordi salgsvolumet er betydelig. Det er absolutt lønnsomt å redusere energirelaterte kostnader både på kort sikt, men også på lang sikt, spesielt hvis produksjonen skal femdobles mot 2050 gitt Regjeringens ambisjoner.

5.6 Ettertanke

Gjennom kommunikasjon med flere av oppdrettsselskapene oppleves energiomlegging som et viktig fokusområde. Næringen i Finnmark oppfattes både som seriøs og ambisiøs når det kommer til å redusere sitt klimafotavtrykk, og hadde stor vilje til å dele kunnskap. Resultatene i analysen tyder på at en energiomlegging er svært økonomisk lønnsom, samtidig som utslippsbesparelsene er betydelige. Landstrøm og *Hybrid energiløsning 2* var tydelig de mest egnede energiløsningene fra analysen. Dette er løsninger som ikke er geografisk avhengig av Finnmarks lokasjon. Det betyr at resultatene også er relevante for oppdrettsanlegg i andre regioner i Norge.

Det er et faktum at Norge er forpliktet til å følge FNs bærekraftsmål, Parisavtalen og Norsk Klimalov. I tråd med dette er det også et faktum at Regjeringen og Sjømat Norge har som ambisjon å femdoble produksjonen og verdiskapningen fra Havbruksnæringen innen 2050. Et aktivt valg fra oppdrettsselskapene om en tydelig energiomlegging til fullelektrisk oppdrett nå, med hensyn til produksjonsfasen til sjøs, vil kunne realisere at vekst og vern kan samvirke i Norges nest største eksportnæring frem mot 2050. Oppdrettsselskaper som er bevisst sitt eget miljøansvar vil trolig skape et bedre omdømme for næringen, som igjen antakelig vil gi mer aksept for ytterligere vekst. Det er et sterkt fokus på bærekraft og miljø blant de yngre generasjonene i dagens samfunn, og en tydelig, utslippsfri retningsforandring vil appellere positivt. Skal Havbruksnæringen nå Regjeringens og Sjømat Norges mål og ambisjoner innen 2050 er det avgjørende å være en attraktiv arbeidsplass for de yngre generasjonene.

Denne masteroppgaven kan benyttes som et utgangspunkt for å kartlegge energiomlegging av tradisjonelle, kystnære oppdrettsanlegg i Norge. På et overordnet nivå viser denne analysen at det er

klare økonomiske og miljømessige gevinster ved en energiomlegging av oppdrettsnæringen i Finnmark, med overførbarhet til oppdrettsnæringen i andre regioner i Norge. Det er en anbefaling at flere, mer dyptgripende, analyser av hvert enkelt anlegg gjennomføres for å avdekke det konkrete gevinstpotensialet ved en energiomlegging av produksjonsfasen til sjøs i norsk oppdrett.

6. Konklusjon

Denne analysen viser hvordan dagens 29 fossildrevne oppdrettsanlegg med tilhørende fossildrevne arbeidsbåter i Finnmark kan elektrifiseres økonomisk lønnsomt for oppdrettsselskapene, samtidig som årlige klimagassutslipp reduseres maksimalt.

Resultatene viste at mest gunstig energiomlegging for oppdrettsanleggene var å legge 14 anlegg over til landstrøm, 2 anlegg over til *Hybrid energiløsning 1* som er en kombinasjon av eksisterende dieselaggregat, batteri og småskala vindkraft og 13 anlegg over til *Hybrid energiløsning 2* som er en kombinasjon av eksisterende dieselaggregat og batteri. Denne fordelingen ga samtlige anlegg en positiv nåverdi hvor 90 % av investeringskostnadene var tilbakebetalt innen 5 år. Etter endt tilbakebetalingstid var de gjennomsnittlige energikostnadene redusert med 64 % per år sammenliknet med dagens energikostnader.

Videre ble arbeidsbåtene til de respektive anleggene vurdert for en energiomlegging til fullelektrisk batteridrift. Dette resulterte i at 27 av 29 arbeidsbåter oppnådde en positiv nåverdi og at 16 av 29 arbeidsbåter oppnådde en tilbakebetalingstid på under 5 år. Det var kun de 16 arbeidsbåtene som innfridde begge de økonomiske lønnsomhetskriteriene som ble ansett som egnet for en energiomlegging til helelektrisk batteridrift. For de 16 arbeidsbåtene vil 100 % av investeringskostnadene være tilbakebetalt innen 5 år, og etter endt tilbakebetalingstid vil energirelaterte kostnader reduseres med 83,1 % per år sammenliknet med dagens kostnader.

Energiomleggingen totaltsett for både oppdrettsanlegg og arbeidsbåter vil medføre et utslippskutt på 78,4 % per år sammenliknet med dagens totale utslipp.

Resultatene i denne analysen viser at oppdrettsanleggene i Finnmark, inklusiv tilhørende arbeidsbåter, bør energiomlegges, men at det må gjøres spesifikke analyser for enkeltanleggene når valg av endelig energiløsning skal besluttes.

7. Kilder

ABUALTAHER., M. & BAR, E. S. 2019. Review of applying material flow analysis-based studies for a sustainable Norwegian Salmon aquaculture industry.

AKVAGROUP 2017a. Cage Farming Aquaculture. www.akvagroup.com.

AKVAGROUP 2017b. Fôringsflåter for ethvert behov.

AKVAGROUP. 2020. *Batteripakker* [Online]. Available: https://www.akvagroup.com/merdbasert-oppdrett/batteripakker [Accessed 19.03 2020].

AQUAGEN. 2013. *Stabil kvalitet og godt klekkeresultat for tidligrogn 2012* [Online]. www.aquagen.no. Available: https://aquagen.no/2013/02/24/stabil-kvalitet-og-godt-klekkeresultat-for-tidligrogn-2012/ [Accessed 18.01 2020].

AQUAVISION. 2018. *AquaVision* [Online]. www.aquavision.no. Available: https://www.aquavision.org/ [Accessed 20.01 2020].

BARENTSWATCH. 2018. *Om norsk havbruksnæring* [Online]. www.barentswatch.no. Available: https://www.barentswatch.no/havbruk/havbruksnaring [Accessed 13.01 2020].

BELLONA & ABB 2019. Grønt skifte i havbruk. Bellona.no.

BELLONA, ELEKTROFORENINGEN & NELFO 2018. Utslippsfri kyst 2040.

BJARTSSON, V. 18.02.2020 2020. *RE: Sales Manager NetCleaning, Akva Group ASA.*

BLOOMBERGNEF. 2019a. *Battery Power's Latest Plunge in Costs Threatens Coal, Gas* [Online]. Available: https://about.bnef.com/blog/battery-powers-latest-plunge-costs-threatens-coal-gas/ [Accessed 21.01 2020].

BLOOMBERGNEF. 2019b. *Hydrogen's Plunging Price Boosts Role as Climate Solution* [Online]. www.bloomberg.com. Available: https://www.bloomberg.com/news/articles/2019-08-21/cost-of-hydrogen-from-renewables-to-plummet-next-decade-bnef [Accessed 22.01 2020].

BM. *YC Diesel Elektrisk Start Generator* [Online]. Available: http://m.no.bmgen-set.com/generator-set/diesel-generator-set/yc-diesel-electrical-starting-generator.html [Accessed].

CERMAQ 2018. Sustainability is in our nature. www.cermaq.com.

CHIESA, M. Pådriver for grønn energi i Nord-Norge *In:* ARC SENTERET, U., ed. Grønn energi i maritim sektor, inkl. fiskeri og havbruk, 2020 Tromsø.

DET KONGELIGE FISKERI -OG KYSTDEPARTEMENT 2013. Verdens fremste sjømatnasjon . Melding til Stortinget. www.regjeringen.no.

DNB. 2020. *Valutakalkulator* [Online]. Available: https://www.dnb.no/bedrift/markets/valuta-renter/kalkulator/valutakalkulator.html [Accessed 10.03 2020].

DNV GL 2016. DNV GL Handbook for Maritime and Offshore Battery Systems. www.dnvgl.com.

DNV GL 2018. Fullelektrisk fiskeoppdrett. www.energinorge.no.

EDELENBOSCH, O. Y., HOF, A. F., NYKVIST, B., GIROD, B. & VUUREN, D. P. V. 2018. Transport electrification: the effect of recent battery cost reduction on future emission scenarios. SpringerLink.

ENERGI NORGE. 2019. *Dette bør du vite om vindkraft i Norge* [Online]. Available: https://www.energinorge.no/fagomrader/fornybar-energi/nyheter/2019/dette-bor-du-vite-om-vindkraft-i-norge/ [Accessed 21.01 2020].

ENOVA. 2019a. *Elektrisk oppdrett* [Online]. www.enova.no. Available: https://www.enova.no/bedrift/maritim-transport/maritimt-tema/elektrisk-oppdrett/ [Accessed 10.01 2020].

ENOVA 2019b. Veileder Energiledelse.

FISKERIDIREKTORATET. 2017. *Lønnsomhetsundersøkelsen 2017: Høyt kostnadsnivå, men likevel god inntjening* [Online]. Available: https://www.fiskeridir.no/Akvakultur/Nyheter/2018/0818/Loennsomhetsundersoekelsen-2017-Hoeyt-kostnadsnivaa-men-likevel-god-inntjening [Accessed 05.05 2020].

FISKERIDIREKTORATET. 2019. *Tildelingsprosessen* [Online]. Available: https://www.fiskeridir.no/Akvakultur/Tildeling-og-tillatelser/Tildelingsprosessen [Accessed 18.01 2020].
FJORD MARITIM 2017. Fjord Hybrid - Norsk. Youtube.
FN. 2009. *Food Production Must Double by 2050 to Meet Demand from World's Growing Population, Innovative Strategies Needed to Combat Hunger, Experts Tell Second Committee* [Online]. www.un.org. Available: https://www.un.org/press/en/2009/gaef3242.doc.htm [Accessed 08.01 2020].
FN. 2019a. *Befolkning, migrasjon og urbanisering* [Online]. www.fn.no. Available: https://www.fn.no/Tema/Fattigdom/Befolkning [Accessed 25.10 2019].
FN. 2019b. *FNs Bærekraftsmål* [Online]. www.fn.no. Available: https://www.fn.no/Om-FN/FNs-baerekraftsmaal [Accessed 15.01 2020].
FOLLA MARITIM SERVICE. 2019. *Oppdrettsfartøy* [Online]. www.follamaritime.no. Available: https://follamaritime.no/vare-fartoy/ [Accessed 19.01 2020].
FRØLAND, H. Lagring av fornybar energi Grønn energi i maritim sektor inkl. fiskeri og havbruk. Tromsø, 29.02.2020 Tromsø.
GRØN, Ø. 2018. *Virkningsgrad* [Online]. Store Norske Leksikon. Available: https://snl.no/virkningsgrad [Accessed 27.02 2020].
GRØTTUM, J. A. 2019. Hvordan redusere utslipp av klimagasser. Sjømat Norge.
HANSEN, B. M. Vi er elektrisk - Verdens første helelektriske røktebåt *In:* VERKSTED, G. M., ed. Grønn energi i maritim sektor, inkl. fiskeri og havbruk. Tromsø, 2020.
HAUGAN, O. I. 14.02.2020 2020. *RE: Service koordinator, NRS.*
HAVFORSKNINGS INSTITUTTET 2018. Rømt oppdrettslaks i vassdrag i 2018. 52.
HAVFORSKNINGSINSTITUTTET. 2018. *Lakselus* [Online]. Havforskningsinstituttet.no. Available: https://www.hi.no/hi/temasider/arter/lakselus [Accessed 27.02 2020].
HILDONEN, J. A. 27.02.2020 2020. *RE: Energiingeniør Varanger Kraft.* Type to E-POST.
HOOF, L. V., FABI, G., JOHANSEN, V., STEENBERGEN, J., IRIGOIEN, X., SMITH, S., LISBJERG, D. & KRAUSH, G. 2019. Food from the ocean; towards a research agenda for sustainable use of our oceans' natural resources. Elseiver.
HØGBAKK, L. E. 09.03.2020 2020. *RE: Planingeniør Ymber Nett*
IRENA 2017. Renewable Power Generation Costs in 2017. *In:* AGENCY, I. R. E. (ed.).
ISAKSEN, S. B. 18.02.2020 2020. *RE: Nettsjef Repvåg Kraftlag.*
ISTOCK PHOTO. *wind turbine white background white wind* [Online]. Available: https://www.istockphoto.com/no/photos/wind-turbine-white-background-white-wind?excludenudity=false&mediatype=photography&phrase=wind%20turbine%20white%20background%20white%20wind&sort=mostpopular [Accessed 19.03 2020].
IVERSEN, J. 21.02.2020 2020. *RE: Technical Coordinator, Grieg Seafood.*
JM HANSEN. *Landstrøm* [Online]. www.jmhansen.no. Available: https://www.jmhansen.no/tjeneste/havbruk/landstrom/ [Accessed 04.02 2020].
JOHANSEN, U., BULL-BERG, H., VIK, L. H., STOKKA, A. M., RICHARDSEN, R. & WINTHER, U. 2019. The Norwegian seafood industry – Importance for the national economy. Elsevier.
KARLSSON-DRANGSHOLT, A. 2019. Bellonakonferanse om kutt i utslipp fra flyfrakt av laks.
KORNELIUSSEN, O. A. 30.01.2020 2020. *RE: SalMar - Leder Logistikk og Service* Type to E-POST.
LAKSENS HUS. 2019. *Norsk laks fra fjord til bord* [Online]. www.laksenshus.no. Available: https://laks.no/lakseproduksjon/ [Accessed 18.01 2020].
LARSEN, T. 20.02.2020 2020. *RE: Product Manager, Steinsvik AS.*
LAZARD 2019. Lazard's levelized cost of storage analysis - version 3.0.
LELY INDUSTRIES. 2014. *Lely Aircon introduces high capacity wind turbine for on farm use* [Online]. Available: https://www.lely.com/news/2014/10/27/lely-aircon-introduces-high-capacity-wind-turbine-/ [Accessed 14.02.2020 2020].
LELY INDUSTRIES 2016a. LELY AIRCON Farm turbines.
LELY INDUSTRIES 2016b. Lely Aircon LA30 Wind turbine.

LIUA., Y., W.ROSTEN., T., HENRIKSEN., K., HOGNES., E. S., SUMMERFELT., S. & BRIANVINCI. 2016. Comparative economic performance and carbon footprint of two farming models for producing Atlantic salmon (Salmo salar): Land-based closed containment system in freshwater and open net pen in seawater. Elsevier.
LOTHE, I. 2019. En mulighetsstudie av fornybar energiproduksjon på oppdrettsanlegg.
LOVDATA 2005. Laksetildelingsforskriften.
LOVDATA 2017. Lov om klimamål (klimaloven). www.lovdata.no.
LOVDATA 2019. Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer.
MILJØDIREKTORATET 2018. Greenhouse Gas Emissions 19902016, National Inventory Report
MILJØDIREKTORATET. 2019. *Rømt oppdrettsfisk, lakselus og utslipp* [Online]. Available: https://miljostatus.miljodirektoratet.no/tema/hav-og-kyst/fiskeoppdrett/ [Accessed 25.02 2020].
MJØEN, R. 19.02.2020 2020. *RE: Alta Kraftlag.*
MOE, M. S. 25.02.2020 2020. *RE: Controller Cermaq.*
MØLLER, S. 2019. Reduction of CO2 Emissions in the Salmon Farming Industry: The Potential for Energy Efficiency Measures and Electrification. NTNU.
NEPSI 2012. Benefits of Operating Your Generator at a Higher Power Factor *In:* NORTHEAST POWER SYSTEMS, I. (ed.). www.nepsi.com.
NILSSON., J. & RIEDEL., S. 2011. Electric circuits 9th edition. Pearson Prentice imprint.
NORSK HAVBRUKSSENTER. 2019. *Oppdrett og havbruk* [Online]. www.havbrukssenter.no. Available: http://www.havbrukssenter.no/oppdrett-og-havbruk [Accessed 15.01 2020].
NORSK INDUSTRI 2017. Veikart for havbruksnæringen. www.norskindustri.no.
NRS. 2020. *Bærekraft* [Online]. Available: https://norwayroyalsalmon.com/no/Forside/Trygg-mat [Accessed 26.02 2020].
NVE 2019a. Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2019-2040. *In:* GOGIA, R., ENDRESEN, H., HAUKELI, I. E., HOLE, J., BIRKELUND, H., AULIE, F. H., ØSTENBY, A., BUVIK, M. & BERGESEN, B. (eds.).
NVE 2019b. Nasjonal ramme for vindkraft-Temarapport om klimaavtrykk og livssyklusanalyse.
NVE. 2020. *NVE Vindressurser* [Online]. Available: https://gis3.nve.no/link/?link=vindressurser [Accessed 20.02 2020].
REGJERINGEN. 2014. *Norsk havbruksnæring* [Online]. www.regjeringen.no. Available: https://www.regjeringen.no/no/tema/mat-fiske-og-landbruk/fiskeri-og-havbruk/Norsk-havbruksnaring/id754210/ [Accessed 08.01 2020].
REGJERINGEN. 2019. *Skattelegging av havbruksvirksomhet*

3 om havbruksnæringen [Online]. www.regjeringen.no. Available: https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/nou-2019-18/id2676239/?ch=4 [Accessed 13.01 2020].
SJØMAT NORGE 2018. Sjømat 2030 Et blått taktskifte. www.sjomatnorge.no.
SOLIDUS SOLUTIONS. 2019. *Our fish packing - standardized and customizable* [Online]. www.solidus-solutions.com. Available: https://solidus-solutions.com/en/packaging/our-packaging-markets/fish/ [Accessed 2020.19.01].
SSB. 2018. *Eksport og import* [Online]. www.ssb.no. Available: https://www.ssb.no/nasjonalregnskap-og-konjunkturer/faktaside/norsk-naeringsliv [Accessed 08.01 2020].
SSB. 2019a. *Akvakultur* [Online]. www.ssb.no. Available: https://www.ssb.no/fiskeoppdrett [Accessed 18.01 2020].
SSB. 2019b. *Elektrisitet* [Online]. www.ssb.no. Available: https://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/elektrisitet [Accessed 18.01 2020].
SSB. 2019c. *Nytt toppår for oppdrettslaks* [Online]. www.ssb.no: SSB. Available: https://www.ssb.no/jord-skog-jakt-og-fiskeri/artikler-og-publikasjoner/nytt-toppar-for-oppdrettslaks [Accessed 13.01 2020].

SSB 2020a. Energiinnhold, tetthet og virkningsgrad. www.ssb.no.
SSB. 2020b. *Konsumprisindeksen* [Online]. Available: https://www.ssb.no/kpi [Accessed 20.02 2020].
STATKRAFT 2019. Globale energitrender og norske muligheter.
STATNETT 2018. Langsiktig markedsanalyse - Norden og Europa 2018 - 2040.
STATNETT 2019a. Nett i nord.
STATNETT 2019b. Næring i Nord.
SYSE, H. L. 2016. Investigating Off-Grid Energy Solutions for the Salmon Farming Industry. Department of Mechanical and Aerospace Engineering, University of Strathclyde Engineering.
SYSLA. 2015. *Lofoten er tømt for oppdrettslaks* [Online]. Available: https://sysla.no/fisk/a/MRnEnJ/lofoten-er-tmt-for-oppdrettslaks [Accessed 16.02 2020].
SYSLA 2018. Batterirevolusjonen til sjøs. *In:* STRANDOS, R., FLÅTEN, G. & SALTVEDT, T. (eds.). Spotify: Sysla.
VARANGER KRAFTNETT 2018. Regional Kraftsystemutredning.
VELKEN, I. V. S. 2019. BKK vil bli størst i Norge på elektrifisering av havbruk. *In:* AADLAND, C. (ed.) *Fiskeribladet.* www.fiskeribladet.no: Fiskeribladet.
WIKEN, L. S. 2018. Akvakultur og Små Vindturbinar: Eit moglegheitsstudie av i kva grad små vindturbinar kan dekkje energiforbruket ved norske oppdrettsanlegg Universitetet i Bergen: Geofysisk Institutt
WILDHAGEN, J. 2015. *Lus som miljøparameter må måles ut fra oppdrettsnivå* [Online]. www.ilaks.no. Available: https://ilaks.no/lus-som-miljoparametere-ma-vaere-basert-pa-lusemengden-pa-oppdrettsfisk/ [Accessed 02.01.2020 2020].
YGGDRASIL. 2020. *Akvakultur*. www.fiskeridir.no: Fiskeridirektoratet.
YR.NO. 2020a. *Hammerfest* [Online]. Available: https://www.yr.no/nb/historikk/graf/5-94255/Norge/Troms%20og%20Finnmark/Hammerfest/Hammerfest [Accessed 19.02 2020].
YR.NO. 2020b. *Rognsundet* [Online]. Available: https://www.yr.no/nb/historikk/graf/5-94230/Norge/Troms%20og%20Finnmark/Alta/Rognsundet [Accessed 19.02 2020].
ØKLAND, S. N. 07.02 2020. *RE: Bremnes Seashore.*

8. Vedlegg

Vedlegg 1: Skjema sendt til oppdretterne for datainnsamling

Oppdretter	Lokalitets-nummer	Lokalitetsnavn	MTB	Fôrflåte, sett kryss		Energiforbruk fôrflåte årlig		Båt: velg: diesel/bensin/LNG/EL			Avstand fra kai til fôrflåte	Driftstid ved merdkant	Info/kommentar
			tonn	Dieselaggregat	Elektrisitet	Liter diesel	Energi kWh	Arbeidsbåt	Transportbåt	Servicebåt	meter	timer	
NRS Finnmark													
1	37237	Børfjord	2835										
2	35957	Danielsvika	7200										
3	10811	Elva I Årøysundet	1800										
4	31797	Fartøyvika	7200										
5	33998	Klubben	3600										
6	32598	Kokelv	3600										
7	16055	Kråkeberget	3600										
8	10840	Lille Kufjord	3120										
9	13317	Lille Kvalfjord	2700										
10	10794	Mortensnes	5400										
11	33997	Næringsbukta	3600										
12	33517	Petternes	3600										
13	10841	Pollen	1800										
14	36099	Store Kobbøy	5400										
15	10839	Store Kufjord	2700										
16	10281	Store Kvalfjord	1800										
Grieg Seafood Finnmark													
17	10275	Auskarnes Ø	2700										
18	20396	Bergsnes V	2700										
19	31137	Danielsnes	3600										
20	37557	Davatluft	5670										
21	13119	Hesten	2700										
22	38877	Jernøya	5670										
23	27015	Kjøsen	2700										
24	10828	Kleppenes N	5400										
25	15460	Laholmen	7095										
26	29596	Misjona	2700										
27	10814	Mårsanjarga	2700										
28	10795	Olaneset	3600										

29	15462	Sarnes	4000										
30	40017	Stangnes	5784										
31	10825	Steinviknes	2700										
32	13316	Storvik	2700										
33	15461	Storvika	1800										
34	15517	Tinnlandet	5280										
35	38857	Vannfjorden	5670										
36	10652	Vedbotn	3600										
37	10616	Vinnalandet	6180										
Cermaq Nord													
38	10819	Eidsnes	1800										
39	32797	Elvevika Ny	3599										
40	34577	Enkeneset	3120										
41	13996	Hamnefjord	3600										
42	10796	Hundbergan	3480										
43	21016	Husfjord	7560										
44	31917	Kirkeneset	2700										
45	29557	Komagnes	7560										
46	10614	Kråkevik	3480										
47	10837	Kuvika	2700										
48	10611	Marøya	7560										
49	10791	Nordnes	3480										
50	10790	Olderfjord	5670										
51	10822	Rivarbukt	3480										
52	33317	Segelnes	2700										
53	10660	Skinnstakkvika	4000										
54	10838	Slettnesfjord	7560										
55	32237	Sloppegrunn	2700										
56	10276	Sommarbukt	2580										
57	10789	Store Lerresfjord	3480										
58	24535	Storholmen	5400										
59	10635	Toknebuktneset	3600										
60	10821	Tuvan	3480										
61	18117	Vassvika	3599										
62	32617	Ytre Koven	5670										
Salmar Nord													
63	13143	Bondejorda	2700										
64	36417	Borvika	3600										
65	13337	Hovdenakken	1800										
66	13813	Kvitelv	4725										
67	15516	Mårøyfjord	2700										
68	32637	Veidnes	5900										
69	34697	Øyra	6300										
Lerøy Aurora													
70	33777	Lausklubben	3600										
71	16255	Skarvfjell	3600										
72	13691	Oterfjorden	3480										
73	13865	Spergittklubben	3600										
74	15956	Storbukt	3480										
75	29416	Åpenvik	3480										
76	15957	Latvika	3480										
77	10677	Vangfjorden	3480										

Vedlegg 2: Benevningsomregning CO_2-utslipp, teoretisk energiinnhold i diesel

Element	Verdi	Enhet	Kilde
Teoretisk energiinnhold i diesel	36,2	GJ/m3	*(SSB)*
Teoretisk energiinnhold i diesel	10055,56	kWh/m3	
Teoretisk energiinnhold i diesel	10,056	kWh/liter	*(Miljødirektoratet, 2020)*
Effektivitet dieselaggregat og dieselmotor	33 %	prosent	*(DNV GL, 2018)*

CO2-utslipp diesel	73,55	kg CO2/GJ	*(Miljødirektoratet, 2018 s.83)*
CO2-utslipp diesel	2662,51	kg CO2/m3	
CO2-utslipp diesel	2,66	kg CO2/liter	

Teoretisk energiinnhold i elektrisitet	3,6	GJ/MWh	*(SSB)*
Effektivitet elektrisisk anlegg og batteri	100 %	prosent	*(SSB)*
CO2-utslipp el-anlegg	2,5	kg CO2/GJ	*(Miljødirektoratet, 2018 s.83)*
CO2-utslipp el-anlegg	9	kg CO2/MWh	
CO2-utslipp el-anlegg	0,009	kg CO2/kWh	

1 Joule = 2,7777E-07 kWh
1 m3 = 1000 dm3 = 1000 liter

$$36{,}2 * 10^9 \frac{\text{Joule}}{\text{m}^3} * 2{,}7777 * 10^{-7}\text{kWh} = \frac{10\,055{,}56 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^3}}{1000} = 10{,}056 \frac{\text{kWh}}{\text{liter}}$$

$$10{,}056 \frac{\text{kWh}}{\text{liter}} * 33\,\% = 3{,}32 \frac{\text{kWh}}{\text{liter}}$$

$$36{,}2 \frac{\text{GJ}}{\text{m}^3} * 73{,}55 \frac{\text{kg CO}_2}{\text{GJ}} = \frac{2662{,}51 \frac{\text{kg CO}_2}{\text{m}^3}}{1000} = 2{,}66 \frac{\text{kg CO}_2}{\text{liter}}$$

$$3{,}6 * \frac{\text{GJ}}{\text{MWh}} * 2{,}5 \frac{\text{kg CO}_2}{\text{GJ}} = \frac{9 \frac{\text{kg CO}_2}{\text{MWh}}}{1000} = 0{,}009 \frac{\text{kg CO}_2}{\text{kWh}}$$

Totale utslipp

Vedlegg 3: Beregning av netto energiforbruk og utslipp for alle 29 fôrflåter og arbeidsbåter ved fullverdig fossil drift

Fôrflåte				Arbeidsbåt							
Lokalitet	Brutto energiforbruk liter/år	Netto energiforbruk kWh/år	Totalt utslipp fôrflåte tonn CO2/år	Distanse en tur kai-flåte km	Brutto energiforbruk transport liter/år	Netto energiforbruk transport kWh/år	Driftstid ved merdkant timer/år	Brutto energiforbruk arbeid liter/år	Brutto energiforbruk arbeid liter/år	Netto energiforbruk arbeid kWh/år	Totalt urslipp per år arbeidsbåt tonn CO2/år
1	76 471	253 766	203	4	6 720	22 300	6	180	50 400	167 251	152
2	101 176	335 752	269	6	9 576	31 778	6	180	50 400	167 251	160
3	246 000	816 346	654	7	11 088	36 795	8	240	67 200	223 002	208
4	288 857	958 566	768	8	13 104	43 485	8	240	67 200	223 002	214
5	126 000	418 128	335	9	14 616	48 503	6	180	50 400	167 251	173
6	288 857	958 567	768	6	10 248	34 008	8	240	67 200	223 002	206
7	58 824	195 205	156	7	10 920	36 238	6	180	50 400	167 251	163
8	220 000	730 066	585	1	1 680	5 575	6	180	50 400	167 251	139
9	65 000	215 701	173	8	13 944	46 273	6	180	50 400	167 251	171
10	288 857	958 567	768	4	7 056	23 415	8	240	67 200	223 002	198
11	288 857	958 567	768	3	4 200	13 938	8	240	67 200	223 002	190
12	288 857	958 567	768	1	1 680	5 575	8	240	67 200	223 002	183
13	129 412	429 450	344	3	4 200	13 938	6	180	50 400	167 251	145
14	288 857	958 567	768	5	7 896	26 203	8	240	67 200	223 002	200
15	313 714	1 041 055	834	4	7 392	24 530	8	240	67 200	223 002	198
16	150 000	497 772	399	1	1 680	5 575	6	180	50 400	167 251	139
17	288 857	958 566	768	4	6 720	22 300	8	240	67 200	223 002	197
18	106 000	351 759	282	13	22 344	74 148	6	180	50 400	167 251	193
19	220 000	730 066	585	1	1 680	5 575	6	180	50 400	167 251	139
20	288 857	958 567	768	3	4 536	15 053	8	240	67 200	223 002	191
21	281 571	934 389	749	9	14 784	49 060	8	240	67 200	223 002	218
22	246 000	816 346	654	8	13 104	43 485	8	240	67 200	223 002	214
23	220 000	730 066	585	1	1 680	5 575	6	180	50 400	167 251	139
24	220 000	730 066	585	1	1 680	5 575	6	180	50 400	167 251	139
25	120 000	398 218	319	4	6 720	22 300	12	345	96 600	320 565	275
26	220 000	730 066	585	1	1 680	5 575	6	180	50 400	167 251	139
27	150 000	497 772	399	5	8 400	27 875	6	180	50 400	167 251	156
28	164 706	546 573	438	2	3 360	11 150	6	180	50 400	167 251	143
29	176 471	585 614	469	14	22 848	75 821	6	180	50 400	167 251	195
Gj.snitt	204 214	677 680	543	5	8 122	26 952	7	211	58 945	195 607	178
Sum	5 922 201	19 652 707	15 753	140	235 536	781 622	204	6 105	1 709 400	5 672 610	5 174

Landstrøm

Vedlegg 4: Utregning av energibesparelse for alle anlegg ved omlegging til landstrøm

Lokalitet	Brutto energiforbruk liter/år	Netto energiforbruk kWh/år	Diesel-kostnad kr/år	Nytt nettoenergi-forbruk el kWh/år	Kostnad el-forbruk kr/år	Besparelse DV kostnad kr/år	Energi-besparelse kr/år
1	76 471	253 766	650 000	253 766	253 766	45 000	441 234
2	101 176	335 752	860 000	335 752	335 752	45 000	569 248
3	246 000	816 346	2 091 000	816 346	816 346	45 000	1 319 654
4	288 857	958 566	2 455 285	958 566	958 566	45 000	1 541 718
5	126 000	418 128	1 071 000	418 128	418 128	45 000	697 872
6	288 857	958 567	2 455 286	958 567	958 567	45 000	1 541 719
7	58 824	195 205	500 000	195 205	195 205	45 000	349 795
8	220 000	730 066	1 870 000	730 066	730 066	45 000	1 184 934
9	65 000	215 701	552 500	215 701	215 701	45 000	381 799
10	288 857	958 567	2 455 286	958 567	958 567	45 000	1 541 719
11	288 857	958 567	2 455 286	958 567	958 567	45 000	1 541 719
12	288 857	958 567	2 455 286	958 567	958 567	45 000	1 541 719
13	129 412	429 450	1 100 000	429 450	429 450	45 000	715 550
14	288 857	958 567	2 455 286	958 567	958 567	45 000	1 541 719
15	313 714	1 041 055	2 666 571	1 041 055	1 041 055	45 000	1 670 517
16	150 000	497 772	1 275 000	497 772	497 772	45 000	822 228
17	288 857	958 566	2 455 285	958 566	958 566	45 000	1 541 718
18	106 000	351 759	901 000	351 759	351 759	45 000	594 241
19	220 000	730 066	1 870 000	730 066	730 066	45 000	1 184 934
20	288 857	958 567	2 455 286	958 567	958 567	45 000	1 541 719
21	281 571	934 389	2 393 357	934 389	934 389	45 000	1 503 968
22	246 000	816 346	2 091 000	816 346	816 346	45 000	1 319 654
23	220 000	730 066	1 870 000	730 066	730 066	45 000	1 184 934
24	220 000	730 066	1 870 000	730 066	730 066	45 000	1 184 934
25	120 000	398 218	1 020 000	398 218	398 218	45 000	666 782
26	220 000	730 066	1 870 000	730 066	730 066	45 000	1 184 934
27	150 000	497 772	1 275 000	497 772	497 772	45 000	822 228
28	164 706	546 573	1 400 000	546 573	546 573	45 000	898 427
29	176 471	585 614	1 500 000	585 614	585 614	45 000	959 386
Sum	5 922 201	19 652 707	50 338 712	19 652 707	19 652 707	1 305 000	31 991 005
Gjennomsnitt	204 214	677 680	1 735 818	677 680	677 680	45 000	1 103 138

Vedlegg 5: Utregning av investeringskostnader for alle anlegg ved omlegging til landstrøm

Lokaltiet	Kraftlag	Lengde sjøkabel meter	Lengde sjøkabel med 10% tillegg meter	Lengde landkabel	Linje kap. kV	Sjøkabel per meter kr	Grøfting/legging av landkabel kr	Faste kostnader kr	Uspesifisert 10% kr	Totalkostnad kr
1	Nordkyn	5 900	6 490	750	22	5 192 000	225 000	2 000 000	741 700	8 158 700
2	Hammerfest	5 210	5 731	0	22	4 584 800	0	2 000 000	658 480	7 243 280
3	Hammerfest	3 100	3 410	100	22	2 728 000	30 000	2 000 000	475 800	5 233 800
4	Repvåg	1 262	1 388	170	22	1 110 560	51 000	2 000 000	316 156	3 477 716
5	Alta	7 955	8 751	10	11	7 000 400	3 000	2 000 000	900 340	9 903 740
6	Repvåg	1 040	1 144	335	22	915 200	100 500	2 000 000	301 570	3 317 270
7	Nordkyn	2 510	2 761	0	22	2 208 800	0	2 000 000	420 880	4 629 680
8	Hammerfest	5 100	5 610	0	22	4 488 000	0	2 000 000	648 800	7 136 800
9	Alta	3 650	4 015	65	22	3 212 000	19 500	2 000 000	523 150	5 754 650
10	Hammerfest	2 781	3 059	360	22	2 447 280	108 000	2 000 000	455 528	5 010 808
11	Repvåg	670	737	120	22	589 600	36 000	2 000 000	262 560	2 888 160
12	Repvåg	15 000	16 500	0	22	13 200 000	0	2 000 000	1 520 000	16 720 000
13	Nordkyn	6 710	7 381	270	22	5 904 800	81 000	2 000 000	798 580	8 784 380
14	Alta	4 500	4 950	330	11	3 960 000	99 000	2 000 000	605 900	6 664 900
15	Alta	2 380	2 618	300	22	2 094 400	90 000	2 000 000	418 440	4 602 840
16	Alta	2 510	2 761	0	22	2 208 800	0	2 000 000	420 880	4 629 680
17	Hammerfest	2 081	2 289	360	22	1 831 280	108 000	2 000 000	393 928	4 333 208
18	Alta	2 300	2 530	0	22	2 024 000	0	2 000 000	402 400	4 426 400
19	Hammerfest	3 670	4 037	0	22	3 229 600	0	2 000 000	522 960	5 752 560
20	Repvåg	2 055	2 261	100	22	1 808 400	30 000	2 000 000	383 840	4 222 240
21	Repvåg	15 000	16 500	0	22	13 200 000	0	2 000 000	1 520 000	16 720 000
22	Alta	2 767	3 044	90	11	2 434 960	27 000	2 000 000	446 196	4 908 156
23	Alta	220	242	90	22	193 600	27 000	2 000 000	222 060	2 442 660
24	Alta	5 400	5 940	90	22	4 752 000	27 000	2 000 000	677 900	7 456 900
25	Hammerfest	1 015	1 117	165	22	893 200	49 500	2 000 000	294 270	3 236 970
26	Hammerfest	2 300	2 530	250	22	2 024 000	75 000	2 000 000	409 900	4 508 900
27	Ymber	2 205	2 426	150	22	1 940 400	45 000	2 000 000	398 540	4 383 940
28	Varanger	2 260	2 486	155	22	1 988 800	46 500	2 000 000	403 530	4 438 830
29	Nordkyn	5 520	6 072	75	22	4 857 600	22 500	2 000 000	688 010	7 568 110
Gjennomsnitt		4 037	4 441	149	21	3 552 499	44 845	2 000 000	559 734	6 157 079

Vedlegg 6: Utregning nåverdi for energiomlegging til landstrøm for alle anlegg

Lokalitet	Besparelse kr/år	Investering kr	Tilbakebetalingstid år	Nåverdi kr	Økonomisk lønnsom ja/nei
1	441 234	8 158 700	18,5	-2 533 286	nei
2	569 248	7 243 280	12,7	-142 088	nei
3	1 319 654	5 233 800	4,0	10 678 100	ja
4	1 541 718	3 477 716	2,3	14 986 192	ja
5	697 872	9 903 740	14,2	-1 149 256	nei
6	1 541 719	3 317 270	2,2	15 139 007	ja
7	349 795	4 629 680	13,2	-257 579	nei
8	1 184 934	7 136 800	6,0	7 266 764	nei
9	381 799	5 754 650	15,1	-949 136	nei
10	1 541 719	5 010 808	3,3	13 526 114	ja
11	1 541 719	2 888 160	1,9	15 547 683	ja
12	1 541 719	16 720 000	10,8	2 374 502	nei
13	715 550	8 784 380	12,3	126 619	nei
14	1 541 719	6 664 900	4,3	11 950 788	ja
15	1 670 517	4 602 840	2,8	15 443 326	ja
16	822 228	4 629 680	5,6	5 349 617	nei
17	1 541 718	4 333 208	2,8	14 171 438	ja
18	594 241	4 426 400	7,4	2 837 293	nei
19	1 184 934	5 752 560	4,9	8 585 087	ja
20	1 541 719	4 222 240	2,7	14 277 131	ja
21	1 503 968	16 720 000	11,1	1 926 443	nei
22	1 319 654	4 908 156	3,7	10 988 237	ja
23	1 184 934	2 442 660	2,1	11 737 373	ja
24	1 184 934	7 456 900	6,3	6 961 906	nei
25	666 782	3 236 970	4,9	4 831 060	ja
26	1 184 934	4 508 900	3,8	9 769 525	ja
27	822 228	4 383 940	5,3	5 583 656	nei
28	898 427	4 438 830	4,9	6 435 766	ja
29	959 386	7 568 110	7,9	4 179 008	nei
Gjennomsnitt	1 103 138	6 157 079	6,8	7 229 010	15 av 29

Vedlegg 7: Egnede anlegg for landstrøm fordelt mellom kraftselskapene: Alta Kraftlag, Hammerfest Energi, Repvåg Kraft, Varanger Kraftlag

Lokalitet	Kraftselskap	Avstand til nett meter	Energibehov kVA	Tilbakebetalingstid år	Ledig kapasitet ja/nei	Kommentar
14	Alta Kraftlag	4 830	500	4,3	ja	
15	Alta Kraftlag	2 680	500	2,8	ja	
22	Alta Kraftlag	2 857	500	3,7	ja	
23	Alta Kraftlag	310	500	2,1	ja	
3	Hammerfest Energi	3 200	500	4,0	ja	Antakelse
10	Hammerfest Energi	3 141	500	3,3	ja	Antakelse
17	Hammerfest Energi	2 441	500	2,8	ja	Antakelse
19	Hammerfest Energi	3 670	500	4,9	ja	Antakelse
28	Hammerfest Energi	1 180	500	4,9	ja	Antakelse
26	Hammerfest Energi	2 550	500	3,8	ja	Antakelse
4	Repvåg Kraftlag	1 432	500	2,3	ja	Tilleggkostnad
6	Repvåg Kraftlag	1 375	500	2,2	ja	Tileeggskostnad
11	Repvåg Kraftlag	790	500	1,9	ja	Tileeggskostnad
20	Repvåg Kraftlag	2 155	500	2,7	ja	Tileeggskostnad
28	Varanger Kraftlag	2 415	500	4,9	nei	For høy kostnad

Effektbehovsdimensjonering

Vedlegg 8: Gjenværende anlegg, utregning av gjennomsnittlig MTB og antall merder for effektbehovsdimensjoneringen

Lokalitet nr	Brutto energiforbruk liter/år	Netto energibehov kWh/år	MTB Tonn	Merd antall
1	76 471	253 766	2 700	3
2	101 176	335 752	3 600	5
5	126 000	418 128	5 670	7
7	58 824	195 205	1 800	2
8	220 000	730 066	7 560	9
9	65 000	215 701	2 700	3
12	288 857	958 567	3 600	5
13	129 412	429 450	4 725	6
16	150 000	497 772	3 480	4
18	106 000	351 759	3 600	5
21	281 571	934 389	5 400	7
24	220 000	730 066	5 400	7
27	150 000	497 772	3 599	4
28	164 706	546 573	5 900	7
29	176 471	585 614	6 300	8
Gjennomsnitt	106 000	351 759	4 402	5,5
Avrundet				5

Komponent på förflåte	Totalt effektbehov kW	Gjennomsnittlig merder antall	Gjennomsnittlig effekt kW	Timer med drift timer	Energi-forbruk kWh
Föringssystem	12	5	60,0	5	300
Hotelldrift	15	-	15,0	24	360
Merdlys	6	5	30,0	18	540
Kamera og sensor	0,5	5	2,5	24	60
Arbeidsbåt arbeid	40	-	40,0	6	240
Arebeidsbåt lading	100	-	50,0	2	100
Totalt energiforbruk					1 600

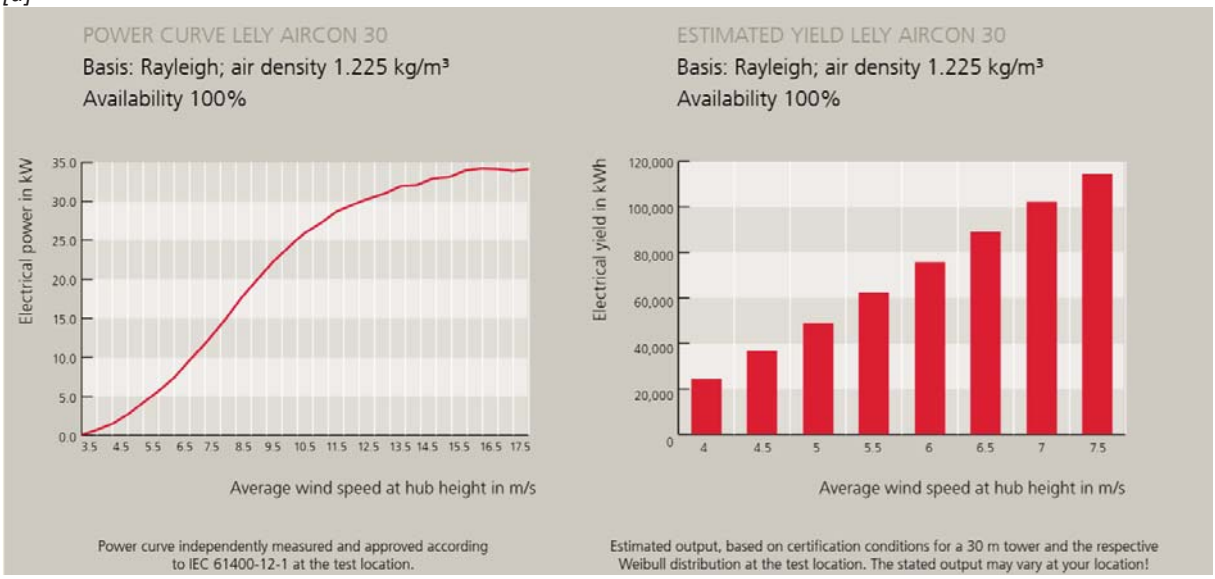
Vedlegg 9: Effektbehovsdimensjonering: gjennomsnittlig anlegg basert på de 15 anleggene som undersøkes for hybride energiløsninger.

Tid time	Hotelldrift, kW	Merdlys, kW	Kamera, kW	Föring, kW	Arbeid og lading båt, kW	Totalt effekt kW	Energi, kWh
01:00	15	30	2,5	0	0	47,5	48
02:00	15	30	2,5	0	0	47,5	95
03:00	15	30	2,5	0	0	47,5	143
04:00	15	30	2,5	0	0	47,5	190
05:00	15	30	2,5	0	0	47,5	238
06:00	15	30	2,5	0	0	47,5	285
07:00	15	30	2,5	0	0	47,5	333
08:00	15	30	2,5	0	50	97,5	430
09:00	15	0	2,5	60	40	117,5	548
10:00	15	0	2,5	60	40	117,5	665
11:00	15	0	2,5	60	40	117,5	783
12:00	15	0	2,5	60	40	117,5	900
13:00	15	0	2,5	60	40	117,5	1 018
14:00	15	0	2,5	0	90	107,5	1 125
15:00	15	30	2,5	0	0	47,5	1 173
16:00	15	30	2,5	0	0	47,5	1 220
17:00	15	30	2,5	0	0	47,5	1 268
18:00	15	30	2,5	0	0	47,5	1 315
19:00	15	30	2,5	0	0	47,5	1 363
20:00	15	30	2,5	0	0	47,5	1 410
21:00	15	30	2,5	0	0	47,5	1 458
22:00	15	30	2,5	0	0	47,5	1 505
23:00	15	30	2,5	0	0	47,5	1 553
00:00	15	30	2,5	0	0	47,5	1 600

Vindkraft og vindestimater

Vedlegg 10: [a] til venstre: LA30 kraftproduksjonskurve gitt vindhastighet. Til høyre: estimert energiproduksjon over et år ved ulike gjennomsnittlige vindhastigheter. [b] Vindestimat a og vindestimat b timesbasert vindhastighet og vindkraftproduksjon

[a]



[b]

Vindestimat a: Rognsundet og Hammerfest målestasjon																								
tid	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	00:00
m/s	7,9	7,4	7,1	6,8	6,5	5,9	6,3	6,1	6,1	6,1	6,2	6,6	6,1	5,6	5,5	5,4	5,7	6,1	6,6	7,3	7,7	7,1	6,8	5,9
kW	15,2	12,5	10,2	10,0	7,9	6,0	6,4	6,5	6,5	6,5	6,8	8,0	6,5	4,8	4,4	4,2	5,2	6,5	8,0	11,0	13,5	10,2	10,0	6,0

Vindestimat b: NVEs vindressurskart																								
tid	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00	00:00
m/s	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
kW	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8

Effektbehovsdimensjonering med bruk av dieselaggregat 250-kVA

Vedlegg 11: Effektbehovsdimensjonering med bruk av dieselaggregat 250-kVA

Tid	Dieselaggregat		
time	Forbruk, kW	Diesel agg, kW	Grad av optimal last, %
01:00	47,5	47,5	25 %
02:00	47,5	47,5	25 %
03:00	47,5	47,5	25 %
04:00	47,5	47,5	25 %
05:00	47,5	47,5	25 %
06:00	47,5	47,5	25 %
07:00	47,5	47,5	25 %
08:00	97,5	97,5	45 %
09:00	117,5	117,5	60 %
10:00	117,5	117,5	60 %
11:00	117,5	117,5	60 %
12:00	117,5	117,5	60 %
13:00	117,5	117,5	60 %
14:00	107,5	107,5	48 %
15:00	47,5	47,5	25 %
16:00	47,5	47,5	25 %
17:00	47,5	47,5	25 %
18:00	47,5	47,5	25 %
19:00	47,5	47,5	25 %
20:00	47,5	47,5	25 %
21:00	47,5	47,5	25 %
22:00	47,5	47,5	25 %
23:00	47,5	47,5	25 %
00:00	47,5	47,5	25 %

Hybrid energiløsning 1

Vedlegg 12: Effektbehov time for time i Hybrid energiløsning 1 med 3 vindturbiner for vindestimat a

Tid	Hybrid energiløsning 1 dieselaggregat, batteri, 3 vindturbiner i vindestimat a				
time	Vindkraftproduksjon 3 vindturbiner	Forbruk, kW	Diesel agg, kW	Batterikapasitet, kWh	Grad av optimal last, %
01:00	45,6	47,5	0	228	-
02:00	37,5	47,5	0	218	-
03:00	30,6	47,5	0	201	-
04:00	30	47,5	0	184	-
05:00	23,7	47,5	0	160	-
06:00	18	47,5	0	130	-
07:00	19,2	47,5	0	102	-
08:00	19,5	97,5	0	24	-
09:00	19,5	117,5	180	106	90 %
10:00	19,5	117,5	0	8	-
11:00	20,4	117,5	180	91	90 %
12:00	24	117,5	180	178	90 %
13:00	19,5	117,5	0	80	-
14:00	14,4	107,5	180	166	90 %
15:00	13,2	47,5	0	132	-
16:00	12,6	47,5	0	97	-
17:00	15,6	47,5	0	65	-
18:00	19,5	47,5	0	37	-
19:00	24	47,5	180	194	90 %
20:00	33	47,5	0	179	-
21:00	40,5	47,5	0	172	-
22:00	30,6	47,5	0	155	-
23:00	30	47,5	0	138	-
00:00	18	47,5	0	108	-

Vedlegg 13; Vedlegg 12: Effektbehov time for time i Hybrid energiløsning 1 med 3 vindturbiner for vindestimat b

Tid	Hybrid energiløsning 1 dieselaggregat, batteri, 3 vindturbiner i vindestimat b				
time	Vindkraftproduksjon 3 vindturbiner	Forbruk, kW	Diesel agg, kW	Batterikapasitet, kWh	Grad av optimal last, %
01:00	14,4	47,5	0	196,9	-
02:00	14,4	47,5	0	163,8	-
03:00	14,4	47,5	0	130,7	-
04:00	14,4	47,5	0	97,6	-
05:00	14,4	47,5	0	64,5	-
06:00	14,4	47,5	0	31,4	-
07:00	14,4	47,5	180	178,3	90 %
08:00	14,4	97,5	0	95,2	-
09:00	14,4	117,5	180	172,1	90 %
10:00	14,4	117,5	0	69,0	-
11:00	14,4	117,5	180	145,9	90 %
12:00	14,4	117,5	0	42,8	
13:00	14,4	117,5	180	119,7	90 %
14:00	14,4	107,5	0	26,6	
15:00	14,4	47,5	180	173,5	90 %
16:00	14,4	47,5	0	140,4	-
17:00	14,4	47,5	0	107,3	-
18:00	14,4	47,5	0	74,2	-
19:00	14,4	47,5	0	41,1	
20:00	14,4	47,5	180	188,0	90 %
21:00	14,4	47,5	0	154,9	-
22:00	14,4	47,5	0	121,8	-
23:00	14,4	47,5	0	88,7	-
00:00	14,4	47,5	0	55,6	-

Vedlegg 14: Utregning drift og vedlikeholdskostnader for 1, 2 og 3 vindturbiner.

Drift og vedlikeholdskostnad 100 % Diesel		
Faktor	Verdi	Enhet
100 % diesel	60 000	kr/år
Drift og vedlikeholdskostnad hybrid energiløsning 1		
Faktor	Verdi	Enhet
Batteri	10 000	kr/år
1 vindturbin vindestimat a	35 100	kr/år
1 vindturbin vindestimat b	19 032	kr/år
Dieselaggregat	20 000	kr/år
DV kostnad 1 vindturbin vindestimat a	65 100	kr/år
DV kostnad 1 vindturbin vindestimat a	49 032	kr/år

Vedlegg 15: Utregning energibesparelse 15 anlegg hybrid energiløsning 1 med 3 vindturbiner eksponert for vindestimat a

Energibesparelse 3 turbiner vindestimat a								
Lokalitet	Brutto energiforbruk liter/år	Netto energiforbruk diesel kWh/år	Kostnad dieselforbruk kr/år	Nytt energiforbruk diesel 21% kWh/år	Kostnad dieselforbruk 21% kr/år	Kostnad vind og batteri kr/år	Besparelse DV kostnad kr/år	Besparelse energikostnad kr/år
1	76 471	253 766	650 000	16 059	136 500	0	-75 300	438 200
2	101 176	335 752	860 000	21 247	180 600	0	-75 300	604 100
5	126 000	418 128	1 071 000	26 460	224 910	0	-75 300	770 790
7	58 824	195 205	500 000	12 353	105 000	0	-75 300	319 700
8	220 000	730 066	1 870 000	46 200	392 700	0	-75 300	1 402 000
9	65 000	215 701	552 500	13 650	116 025	0	-75 300	361 175
12	288 857	958 567	2 455 286	60 660	515 610	0	-75 300	1 864 376
13	129 412	429 450	1 100 000	27 176	231 000	0	-75 300	793 700
16	150 000	497 772	1 275 000	31 500	267 750	0	-75 300	931 950
18	106 000	351 759	901 000	22 260	189 210	0	-75 300	636 490
21	281 571	934 389	2 393 357	59 130	502 605	0	-75 300	1 815 452
24	220 000	730 066	1 870 000	46 200	392 700	0	-75 300	1 402 000
27	150 000	497 772	1 275 000	31 500	267 750	0	-75 300	931 950
28	164 706	546 573	1 400 000	34 588	294 000	0	-75 300	1 030 700
29	176 471	585 614	1 500 000	37 059	315 000	0	-75 300	1 109 700
Gjennomsnitt	154 299	512 039	1 311 543	32 403	275 424	0	-75 300	960 819

Vedlegg 16: Utregning energibesparelse 15 anlegg hybrid energiløsning 1 med 3 vindturbiner eksponert for vindestimat b

Energibesparelse 3 turbiner vindestimat b								
Lokalitet	Brutto energiforbruk liter/år	Netto energiforbruk diesel kWh/år	Kostnad dieselforbruk kr/år	Nytt energiforbruk diesel 25% kWh/år	Kostnad dieselforbruk 25% kr/år	Kostnad vind og batteri kr/år	Besparelse DV kostnad kr/år	Besparelse energikostnad kr/år
1	76 471	253 766	650 000	19 118	162 500	0	-27 096	460 404
2	101 176	335 752	860 000	25 294	215 000	0	-27 096	617 904
5	126 000	418 128	1 071 000	31 500	267 750	0	-27 096	776 154
7	58 824	195 205	500 000	14 706	125 000	0	-27 096	347 904
8	220 000	730 066	1 870 000	55 000	467 500	0	-27 096	1 375 404
9	65 000	215 701	552 500	16 250	138 125	0	-27 096	387 279
12	288 857	958 567	2 455 286	72 214	613 821	0	-27 096	1 814 368
13	129 412	429 450	1 100 000	32 353	275 000	0	-27 096	797 904
16	150 000	497 772	1 275 000	37 500	318 750	0	-27 096	929 154
18	106 000	351 759	901 000	26 500	225 250	0	-27 096	648 654
21	281 571	934 389	2 393 357	70 393	598 339	0	-27 096	1 767 922
24	220 000	730 066	1 870 000	55 000	467 500	0	-27 096	1 375 404
27	150 000	497 772	1 275 000	37 500	318 750	0	-27 096	929 154
28	164 706	546 573	1 400 000	41 176	350 000	0	-27 096	1 022 904
29	176 471	585 614	1 500 000	44 118	375 000	0	-27 096	1 097 904
Snitt	154 299	512 039	1 311 543	38 575	327 886	0	-27 096	956 561

Vedlegg 17: Utregning nåverdiberegning 15 anlegg hybrid energiløsning 1 eksponert for vindestimat a og vindestimat b

Nåverdi Hybrid energiløsning 1, vind a					
Lokalitet	Besparelse energikostnad kr/år	Investerings-kostnad kr/år	Tilbake-betalingstid år	Nåverdi kr	Økonomisk lønnsom ja/nei
1	438 200	7 345 138	16,8	-1 794 474	nei
2	604 100	7 345 138	12,2	174 555	nei
5	770 790	7 345 138	9,5	2 152 961	nei
7	319 700	7 345 138	23,0	-3 200 923	nei
8	1 402 000	7 345 138	5,2	9 644 648	nei
9	361 175	7 345 138	20,3	-2 708 666	nei
12	1 864 376	7 345 138	3,9	15 132 480	ja
13	793 700	7 345 138	9,3	2 424 875	nei
16	931 950	7 345 138	7,9	4 065 732	nei
18	636 490	7 345 138	11,5	558 985	nei
21	1 815 452	7 345 138	4,0	14 551 818	ja
24	1 402 000	7 345 138	5,2	9 644 648	nei
27	931 950	7 345 138	7,9	4 065 732	nei
28	1 030 700	7 345 138	7,1	5 237 774	nei
29	1 109 700	7 345 138	6,6	6 175 406	nei
Gjennomsnitt	960 819	7 345 138	10,0	4 408 370	2 av 15

Nåverdi Hybrid energiløsning 1, vind b					
Lokalitet	Besparelse energikostnad kr/år	Investerings-kostnad kr/år	Tilbake-betalingstid år	Nåverdi kr	Økonomisk lønnsom ja/nei
1	460 404	7 345 138	16,0	-1 530 940	nei
2	617 904	7 345 138	11,9	338 392	nei
5	776 154	7 345 138	9,5	2 216 625	nei
7	347 904	7 345 138	21,1	-2 866 176	nei
8	1 375 404	7 345 138	5,3	9 328 987	nei
9	387 279	7 345 138	19,0	-2 398 843	nei
12	1 814 368	7 345 138	4,0	14 538 954	ja
13	797 904	7 345 138	9,2	2 474 771	nei
16	929 154	7 345 138	7,9	4 032 547	nei
18	648 654	7 345 138	11,3	703 357	nei
21	1 767 922	7 345 138	4,2	13 987 691	ja
24	1 375 404	7 345 138	5,3	9 328 987	nei
27	929 154	7 345 138	7,9	4 032 547	nei
28	1 022 904	7 345 138	7,2	5 145 245	nei
29	1 097 904	7 345 138	6,7	6 035 402	nei
Gjennomsnitt	956 561	7 345 138	9,8	4 357 836	2 av 15

Hybrid energiløsning 2

Vedlegg 18: Effektbehov time for time i hybrid energiløsning 2.

Tid	Hybrid energiløsning 2 dieselaggregat, batteri			
time	Forbruk, kW	Diesel agg, kW	Batterikapasitet, kWh	Grad av optimal last, %
01:00	47,5	0	182,5	-
02:00	47,5	0	135,0	-
03:00	47,5	0	87,5	-
04:00	47,5	0	40,0	-
05:00	47,5	180	172,5	90 %
06:00	47,5	0	125,0	-
07:00	47,5	0	77,5	-
08:00	97,5	180	160,0	90 %
09:00	117,5	0	42,5	90 %
10:00	117,5	180	105,0	-
11:00	117,5	180	167,5	90 %
12:00	117,5	180	230,0	90 %
13:00	117,5	0	112,5	-
14:00	107,5	180	185,0	90 %
15:00	47,5	0	137,5	-
16:00	47,5	0	90,0	-
17:00	47,5	0	42,5	-
18:00	47,5	180	175,0	90 %
19:00	47,5	0	127,5	-
20:00	47,5	0	80,0	-
21:00	47,5	0	32,5	-
22:00	47,5	180	165,0	90 %
23:00	47,5	0	117,5	-
00:00	47,5	0	70,0	-

Vedlegg 19: Utregning energibesparelse 15 anlegg hybrid energiløsning 2

Energibesparelse hybrid energiløsning 2							
Lokalitet	Brutto energiforbruk liter/år	Kostnad dieselforbruk kr/år	Dieselforbruk 33 % kWh/år	Kostnad dieselforbruk 33 % kr/år	Kostnad batteri kr/år	Besparelse DV kostnad kr/år	Kostnads-besparelse kr/år
1	76 471	650 000	25 235	214 500	0	30 000	465 500
2	101 176	860 000	33 388	283 800	0	30 000	606 200
5	126 000	1 071 000	41 580	353 430	0	30 000	747 570
7	58 824	500 000	19 412	165 000	0	30 000	365 000
8	220 000	1 870 000	72 600	617 100	0	30 000	1 282 900
9	65 000	552 500	21 450	182 325	0	30 000	400 175
12	288 857	2 455 286	95 323	810 244	0	30 000	1 675 041
13	129 412	1 100 000	42 706	363 000	0	30 000	767 000
16	150 000	1 275 000	49 500	420 750	0	30 000	884 250
18	106 000	901 000	34 980	297 330	0	30 000	633 670
21	281 571	2 393 357	92 919	789 808	0	30 000	1 633 549
24	220 000	1 870 000	72 600	617 100	0	30 000	1 282 900
27	150 000	1 275 000	49 500	420 750	0	30 000	884 250
28	164 706	1 400 000	54 353	462 000	0	30 000	968 000
29	176 471	1 500 000	58 235	495 000	0	30 000	1 035 000
Gjennomsnitt	154 299	1 311 543	50 919	432 809	0	30 000	908 734

Vedlegg 20: Utregning nåverdiberegning hybrid energiløsning 2

Nåverdiberegning Hybrid energiløsning 2					
Lokalitet	Energibesparelse kr/år	Investeringskostnad kr/år	Tilbakebetalingstid år	Nåverdi kr	Økonomisk lønnsom ja/nei
1	465 500	2 718 000	5,8	2 936 342	nei
2	606 200	2 718 000	4,5	4 606 278	ja
5	747 570	2 718 000	3,6	6 284 166	ja
7	365 000	2 718 000	7,4	1 743 530	nei
8	1 282 900	2 718 000	2,1	12 637 876	ja
9	400 175	2 718 000	6,8	2 161 014	nei
12	1 675 041	2 718 000	1,6	17 292 113	ja
13	767 000	2 718 000	3,5	6 514 777	ja
16	884 250	2 718 000	3,1	7 906 390	ja
18	633 670	2 718 000	4,3	4 932 313	ja
21	1 633 549	2 718 000	1,7	16 799 652	ja
24	1 282 900	2 718 000	2,1	12 637 876	ja
27	884 250	2 718 000	3,1	7 906 390	ja
28	968 000	2 718 000	2,8	8 900 400	ja
29	1 035 000	2 718 000	2,6	9 695 607	ja
Snitt	908 734	2 718 000	3,7	8 196 982	12 av 15

Arbeidsbåt

Vedlegg 21: Utregning energibesparelse arbeidsbåt

Lokalitet	Distanse km/tur	Brutto energiforbruk transport liter/tur	Netto energiforbruk transport kWh/tur	Dimensjonert energibehov inkl. margintillegg og sikkerhetsmargin el-motor kWh/tur	Driftstid ved merdkant timer/dag	Brutto energiforbruk arbeid diesel liter/dag	Netto energiforbruk arbeid kWh/dag	Diesel-kostnad kr/dag	Kostnad landlading kr/dag	Kostnad lading og strøm flåte kr/dag	Pris-differanse energi-kostnad kr/dag	Energi-besparelse kr/år
1	4	12	40	149	6	180	597	1 734	40	0	1 694	474 370
2	6	17	57	213	6	180	597	1 821	57	0	1 764	493 907
3	7	20	66	246	8	240	796	2 377	66	862	1 449	405 651
4	8	23	78	291	8	240	796	2 438	78	874	1 486	416 097
5	9	26	87	325	6	180	597	1 974	87	0	1 887	528 385
6	6	18	61	228	8	240	796	2 351	61	857	1 433	401 298
7	7	20	65	243	6	180	597	1 862	65	0	1 797	503 101
8	1	3	10	37	6	180	597	1 581	10	0	1 571	439 892
9	8	25	83	310	6	180	597	1 953	83	0	1 871	523 788
10	4	13	42	157	8	240	796	2 254	42	838	1 374	384 759
11	3	8	25	93	8	240	796	2 168	25	821	1 321	369 961
12	1	3	10	37	8	240	796	2 091	10	0	2 081	582 692
13	3	8	25	93	6	180	597	1 658	25	0	1 633	457 131
14	5	14	47	175	8	240	796	2 280	47	843	1 390	389 111
15	4	13	44	164	8	240	796	2 264	44	840	1 380	386 500
16	1	3	10	37	6	180	597	1 581	10	0	1 571	439 892
17	4	12	40	149	8	240	796	2 244	40	836	1 368	383 018
18	13	40	132	497	6	180	597	2 208	132	0	2 076	581 250
19	1	3	10	37	6	180	597	1 581	10	607	964	269 854
20	3	8	27	101	8	240	796	2 178	27	823	1 328	371 702
21	9	26	88	329	8	240	796	2 489	88	0	2 401	672 334
22	8	23	78	291	8	240	796	2 438	78	874	1 486	416 097
23	1	3	10	37	6	180	597	1 581	10	607	964	269 854
24	1	3	10	37	6	180	597	1 581	10	0	1 571	439 892
25	4	12	40	149	12	345	1 145	3 137	40	1 185	1 912	535 355
26	1	3	10	37	6	180	597	1 581	10	607	964	269 854
27	5	15	50	187	6	180	597	1 785	50	0	1 735	485 862
28	2	6	20	75	6	180	597	1 632	20	0	1 612	451 385
29	14	41	135	508	6	180	597	2 224	135	0	2 088	584 698
Snitt	5	15	48	180	7	211	699	2 036	48	396	1 592	445 782

Vedlegg 22: Utregning investeringskostnad arbeidsbåt

Lokalitet	Dimensjonert energibehov for én tur kWh	Batteri		Ladestasjon			Uspesifisert kostnad 15% prosent	Investerings-kostnad kr
		Dimensjonert energibehov inkl. margintillegg og sikkerhetsmargin el-motor kr/år	Variabel ledd: batterikapasitet* batterikostnad/kWh kr/år	Fastledd: installasjon lader kr	Nødvendig ladeeffekt kai kW	Variabelt ledd: nødvendig ladeeffekt*lader kr		
1	149	413 400	970 655	318 000	17	16 592	257 797	1 976 445
2	213	413 400	1 383 184	318 000	24	23 644	320 734	2 458 962
3	246	413 400	1 601 581	318 000	27	27 377	354 054	2 714 413
4	291	413 400	1 892 778	318 000	32	32 355	398 480	3 055 013
5	325	413 400	2 111 175	318 000	36	36 088	431 800	3 310 464
6	228	413 400	1 480 249	318 000	25	25 303	335 543	2 572 496
7	243	413 400	1 577 315	318 000	27	26 963	350 352	2 686 029
8	37	413 400	242 664	318 000	4	4 148	146 732	1 124 944
9	310	413 400	2 014 110	318 000	34	34 429	416 991	3 196 930
10	157	413 400	1 019 188	318 000	17	17 422	265 202	2 033 212
11	93	413 400	606 660	318 000	10	10 370	202 264	1 550 694
12	37	413 400	242 664	318 000	4	4 148	146 732	1 124 944
13	93	413 400	606 660	318 000	10	10 370	202 264	1 550 694
14	175	413 400	1 140 520	318 000	19	19 496	283 712	2 175 129
15	164	413 400	1 067 721	318 000	18	18 252	272 606	2 089 978
16	37	413 400	242 664	318 000	4	4 148	146 732	1 124 944
17	149	413 400	970 655	318 000	17	16 592	257 797	1 976 445
18	497	413 400	3 227 429	318 000	55	55 170	602 100	4 616 099
19	37	413 400	242 664	318 000	4	4 148	146 732	1 124 944
20	101	413 400	655 192	318 000	11	11 200	209 669	1 607 461
21	329	413 400	2 135 442	318 000	37	36 503	435 502	3 338 847
22	291	413 400	1 892 778	318 000	32	32 355	398 480	3 055 013
23	37	413 400	242 664	318 000	4	4 148	146 732	1 124 944
24	37	413 400	242 664	318 000	4	4 148	146 732	1 124 944
25	149	413 400	970 655	318 000	17	16 592	257 797	1 976 445
26	37	413 400	242 664	318 000	4	4 148	146 732	1 124 944
27	187	413 400	1 213 319	318 000	21	20 741	294 819	2 260 279
28	75	413 400	485 328	318 000	8	8 296	183 754	1 408 777
29	508	413 400	3 300 228	318 000	56	56 414	613 206	4 701 249
Snitt	180	413 400	1 173 154	318 000	20	20 054	288 691	2 213 299

Vedlegg 23: Utregning nåverdi arbeidsbåt

Lokalitet	Energibesparelse kr/år	Investering kr	Tilbakebetalingstid år	Nåverdi kr	Økonomisk lønnsom ja/nei
1	474 370	1 976 445	4,2	1 606 204	ja
2	493 907	2 458 962	5,0	1 290 340	ja
3	405 651	2 714 413	6,7	398 015	nei
4	416 097	3 055 013	7,3	150 453	nei
5	528 385	3 310 464	6,3	732 935	nei
6	401 298	2 572 496	6,4	501 165	nei
7	503 101	2 686 029	5,3	1 141 699	nei
8	439 892	1 124 944	2,6	2 163 609	ja
9	523 788	3 196 930	6,1	807 256	nei
10	384 759	2 033 212	5,3	893 138	nei
11	369 961	1 550 694	4,2	1 243 850	ja
12	582 692	1 124 944	1,9	3 213 765	ja
13	457 131	1 550 694	3,4	1 884 906	ja
14	389 111	2 175 129	5,6	789 987	nei
15	386 500	2 089 978	5,4	851 878	nei
16	439 892	1 124 944	2,6	2 163 609	ja
17	383 018	1 976 445	5,2	934 398	nei
18	581 250	4 616 099	7,9	-121 753	nei
19	269 854	1 124 944	4,2	913 137	ja
20	371 702	1 607 461	4,3	1 202 590	ja
21	672 334	3 338 847	5,0	1 764 511	ja
22	416 097	3 055 013	7,3	150 453	nei
23	269 854	1 124 944	4,2	913 137	ja
24	439 892	1 124 944	2,6	2 163 609	ja
25	535 355	1 976 445	3,7	2 054 687	ja
26	269 854	1 124 944	4,2	913 137	ja
27	485 862	2 260 279	4,7	1 420 402	ja
28	451 385	1 408 777	3,1	1 977 807	ja
29	584 698	4 701 249	8,0	-177 494	nei
Gjennomsnitt	445 782	2 213 299	4,9	1 170 394	16 av 29

Utslipp oppdrettsanlegg gitt valgt energiløsning og utslipp arbeidsbåter

Vedlegg 24: Fullstendig utregning av utslipp gitt valgt energiløsning for alle anlegg, og arbeidsbåter

Landstrøm, 14 anelgg					
Lokalitet	Brutto energiforbruk liter/år	100% diesel, utslipp tonn CO2/år	Netto energiforbruk kWh/år	100% landstrøm, utslipp tonn CO2/år	Utslippsbesparelse tonn CO2/år
3	246 000	654	816 346	7,3	-647,0
4	288 857	768	958 566	8,6	-759,7
6	288 857	768	958 567	8,6	-759,7
10	288 857	768	958 567	8,6	-759,7
11	288 857	768	958 567	8,6	-759,7
14	288 857	768	958 567	8,6	-759,7
15	313 714	834	1 041 055	9,4	-825,1
17	288 857	768	958 566	8,6	-759,7
19	220 000	585	730 066	6,6	-578,6
20	288 857	768	958 567	8,6	-759,7
22	246 000	654	816 346	7,3	-647,0
23	220 000	585	730 066	6,6	-578,6
25	120 000	319	398 218	3,6	-315,6
26	220 000	585	730 066	6,6	-578,6
Snitt	257 694	685	855 152	8	-678
Sum	3 607 714	9 597	11 972 127	108	-9 489
					-98,9 %

Hybrid energiløsning 1, 2 anlegg					
Lokalitet	Brutto energiforbruk liter/år	100 % diesel, utslipp tonn CO2/år	23 % energiforbruk liter/år	23 % diesel, utslipp tonn CO2/år	Utslippsbesparelse tonn CO2/år
12	288 857	768	66 437	177	-592
21	281 571	749	64 761	172	-577
Snitt	285 214	759	65 599	174	-584
Sum	570 429	1 517	131 199	349	-1 168
					-77,0 %

Hybrid energiløsning 2, 13 anlegg					
Lokalitet	Brutto energiforbruk liter/år	100 % diesel, utslipp tonn CO2/år	33 % energiforbruk liter/år	33 % diesel, utslipp tonn CO2/år	Utslippsbesparelse tonn CO2/år
1	76 471	203	25 235	67	-136
2	101 176	269	33 388	89	-180
5	126 000	335	41 580	111	-225
7	58 824	156	19 412	52	-105
8	220 000	585	72 600	193	-392
9	65 000	173	21 450	57	-116
13	129 412	344	42 706	114	-231
16	150 000	399	49 500	132	-267
18	106 000	282	34 980	93	-189
24	220 000	585	72 600	193	-392
27	150 000	399	49 500	132	-267
28	164 706	438	54 353	145	-294
29	176 471	469	58 235	155	-315
Snitt	134 158	357	44 272	118	-239
Sum	1 744 059	4 639	575 539	1 531	-3 108
					67,0 %

16 arbeidsbåter								
Lokalitet	Brutto energiforbruk transport liter/tur	Brutto energiforbruk arbeid diesel liter/dag	Brutto energiforbruk liter/år	100 % diesel, utslipp tonn CO2/år	Netto energiforbruk landlading kWh/dag	Netto energiforbruk arbeid kWh/dag	100 % el-anlegg, utslipp tonn CO2/år	Utslippsbesparelse tonn CO2/år
1	12	180	57 120	152	149	0	0,0013	-152
2	17	180	59 976	160	213	0	0,0019	-160
8	3	180	52 080	139	37	0	0,0003	-139
11	8	240	71 400	190	93	796	0,0080	-190
12	3	240	68 880	183	37	0	0,0003	-183
13	8	180	54 600	145	93	0	0,0008	-145
16	3	180	52 080	139	37	0	0,0003	-139
19	3	180	52 080	139	37	597	0,0057	-139
20	8	240	71 736	191	101	796	0,0081	-191
21	26	240	81 984	218	329	0	0,0030	-218
23	3	180	52 080	139	37	597	0,0057	-139
24	3	180	52 080	139	37	0	0,0003	-139
25	12	345	103 320	275	149	1 145	0,0116	-275
26	3	180	52 080	139	37	597	0,0057	-139
27	15	180	58 800	156	187	0	0,0017	-156
28	6	180	53 760	143	75	0	0,0007	-143
Snitt	8	205	62 129	165	103	283	0,0035	-165
Sum	133	3 285	994 056	2 644,19	1 650	4 530	0,056	-2 644,13

Kostnadsbesparelser

Vedlegg 25: Kostnadsbesparelser etter endt tilbakebetalingstid for alle fôrflåtene ved egnet energiomlegging

Landstrøm 14 anlegg			
Lokalitet	Dieselkostnad kr/år	Energibesparelse kr/år	Kostnadsreduksjon prosent/år
3	2 091 000	1 229 654	58,8 %
4	2 455 285	1 451 718	59,1 %
6	2 455 286	1 451 719	59,1 %
10	2 455 286	1 451 719	59,1 %
11	2 455 286	1 451 719	59,1 %
14	2 455 286	1 451 719	59,1 %
15	2 666 571	1 580 517	59,3 %
17	2 455 285	1 451 718	59,1 %
19	1 870 000	1 184 934	63,4 %
20	2 455 286	1 451 719	59,1 %
22	2 091 000	1 229 654	58,8 %
23	1 870 000	1 094 934	58,6 %
25	1 020 000	666 782	65,4 %
26	1 870 000	1 094 934	58,6 %
Gjennomsnitt	2 190 398	1 303 103	59,8 %

Hybrid energiløsning 1, 2 anlegg			
Lokalitet	Dieselkostnad kr/år	Energibesparelse kr/år	Kostnadsreduksjon prosent/år
12	2 455 286	1 839 372	74,9 %
21	2 393 357	1 791 687	74,9 %
Gjennomsnitt	2 424 321	1 815 530	74,9 %

Hybrid energiløsning 2, 13 anlegg			
Lokalitet	Dieselkostnad kr/år	Energibesparelse kr/år	Kostnadsreduksjon prosent/år
1	650 000	465 500	71,6 %
2	860 000	606 200	70,5 %
5	1 071 000	747 570	69,8 %
7	500 000	365 000	73,0 %
8	1 870 000	1 282 900	68,6 %
9	552 500	400 175	72,4 %
13	1 100 000	767 000	69,7 %
16	1 275 000	884 250	69,4 %
18	901 000	633 670	70,3 %
24	1 870 000	1 282 900	68,6 %
27	1 275 000	884 250	69,4 %
28	1 400 000	968 000	69,1 %
29	1 500 000	1 035 000	69,0 %
Gjennomsnitt	1 140 346	794 032	70,1 %

Totalt alle 29 anlegg			
Lokalitet	Dieselkostnad kr/år	Energibesparelse kr/år	Kostnadsreduksjon prosent/år
Sum alle anlegg	50 338 712	32 196 916	64,0 %
Gjennomsnitt	1 735 818	1 110 238	64,0 %

Vedlegg 26: Kostnadsreduksjoner etter endt tilbakebetalingstid for alle arbeidsbåtene

Kostnadsreduksjon 16 arbeidsbåter				
Lokalitet	Dieselkostnad kr/dag	Dieselkostnad kr/år	Energibesparelse kr/år	Kostnadsreduksjon prosent/år
1	1 734	485 520	474 370	97,7 %
2	1 821	509 796	493 907	96,9 %
8	1 581	442 680	439 892	99,4 %
11	2 168	606 900	369 961	61,0 %
12	2 091	585 480	582 692	99,5 %
13	1 658	464 100	457 131	98,5 %
16	1 581	442 680	439 892	99,4 %
19	1 581	442 680	269 854	61,0 %
20	2 178	609 756	371 702	61,0 %
21	2 489	696 864	672 334	96,5 %
23	1 581	442 680	269 854	61,0 %
24	1 581	442 680	439 892	99,4 %
25	3 137	878 220	535 355	61,0 %
26	1 581	442 680	269 854	61,0 %
27	1 785	499 800	485 862	97,2 %
28	1 632	456 960	451 385	98,8 %
Snitt	1 886	528 092	438 996	83,1 %
Totalt	30 177	8 449 476	7 023 937	83,1 %

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

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway