

2021:00632 - Åpen

Rapport

Elektrifisering av kystfiskeflåten ved bruk av batterier og brenselceller

Faglig Sluttrapport

Forfattere

Sepideh Jafarzadeh, Jarle Ladstein: SINTEF Ocean AS

Federico Zenith: SINTEF Digital

Anders Ødegård, Kyrre Sundseth, Miguel Muñoz Ortiz: SINTEF Industri
Randulf Høyli; SINTEF Nord AS



Illustrasjon: GOT Skogsøy AS

SINTEF Ocean AS

Postadresse:
Postboks 4762 Torgarden
7465 Trondheim

Sentralbord: 46415000

Foretaksregister:
NO 937 357 370 MVA

Rapport

Elektrifisering av kystfiskeflåten ved bruk av batterier og brenselceller

Faglig Sluttrapport

EMNEORD:
Sjømatnæringen
Kystfiskeflåten
Hydrogen
Ammoniakk
Brenselceller
Batterier
Hybrid

VERSJON
3.0

DATO
2021-11-30

FORFATTERE

Sepideh Jafarzadeh, Jarle Ladstein: SINTEF Ocean AS
Federico Zenith: SINTEF Digital
Anders Ødegård, Kyrre Sundseth, Miguel Muñoz Ortiz: SINTEF Industri
Randulf Høyli; SINTEF Nord AS

OPPDRAGSGIVER

Fiskeri- og havbruksnæringens forskningsfinansiering AS

OPPDRAGSGIVERS REF.

901640

PROSJEKTNR

302005606 (SINTEF)

ANTALL SIDER OG VEDLEGG:

72+ vedlegg

SAMMENDRAG

I klimaveikart for norsk fiskeriflåte anslås det at innfasing av null- og lavutslippsteknologi er en av flere tiltak som kan bidra til en betydelig andel reduserte klimagassutslipp innen 2030.

Ren batteriframdrift er egnet til f.eks. kortere fergesamband, der det er mulig å lade ofte og regelmessig ved fergeleie; fiskebåter krever derimot lengre rekkevidde for en typisk arbeidsøkt.

Prosjektet *Elektrifisering av kystfiskeflåten ved bruk av batterier og brenselceller* er en studie av de mest konkrete mulighetene for å fjerne klimagassutslipp fra kystfiskefartøy i nærmere fremtid. Studien setter søkelys på mindre kystfiskefartøy (opptil 15 meter) og foreslår et generalarrangement for et fartøy med hydrogen- eller ammoniakkbasert fremdrift. Sikkerhetsaspekter er grundig vurdert for både selve fartøyet og for drivstoffbunkring i havn. De økonomiske og miljømessige aspektene for drivlinjene er vurdert ved hjelp av matematisk optimering, og krav til infrastruktur på land er utarbeidet. Ammoniakk har det største potensialet for å redusere utslipp for lange sjøvær, men det finnes tekniske og økonomiske utfordringer med bruk av ammoniakk. Det konkluderes at hydrogenfiskefartøy er gjennomførbart, men at det norske kvotesystemet basert på fartøylengde skaper begrensninger for lengre rekkevidder. Designet kan anvendes til uttesting av en prototype med hjemmehavn i Berlevåg innen relativt kort tid.

UTARBEIDET AV

Sepideh Jafarzadeh

SIGNATUR**KONTROLLERT AV**

Steffen Møller-Holst

SIGNATUR**GODKJENT AV**

Vibeke Stærkebye Nørstebø

SIGNATUR

SINTEF Ocean AS

Postadresse:
Postboks 4762 Torgarden
7465 Trondheim
Sentralbord: 46415000

RAPPORTNR
2021:00632**ISBN**
978-82-14-07684-4**GRADERING**
Åpen**GRADERING DENNE SIDE**
Åpen

Foretaksregister:
NO 937 357 370 MVA

Historikk

VERSJON	DATO	VERSJONSBEKRIVELSE
1.0	2021-06-07	Utkast
2.0	2021-09-30	Forslag til endelig versjon
3.0	2021-11-30	Endelig versjon (revidert fra september)

Innholdsfortegnelse

1	Sammendrag	7
2	Innledning	7
2.1	Faglig bakgrunn.....	7
2.2	Prosjektets omfang.....	8
2.3	Prosjektorganisering.....	8
3	Problemstilling og formål	10
4	Prosjektgjennomføring	12
4.1	Metodikk.....	12
4.2	Gjennomføring av prosjektet.....	15
5	Oppnådde resultater, diskusjon og konklusjon	15
5.1	Generalarrangement.....	15
5.1.1	Driftsprofil og energibehov.....	16
5.1.1.1	Enkel driftsprofil for sjøvær på 12 timer.....	16
5.1.1.2	Driftsprofil for realistisk sjøvær.....	16
5.1.2	Beskrivelse av 13 m hybrid kystfiskefartøy.....	18
5.1.2.1	Hydrogen.....	19
5.1.2.2	Ammoniakk.....	20
5.1.2.3	Batteri.....	20
5.1.2.4	Diesel.....	21
5.1.3	Vurdering av behov for dieselgenerator.....	21
5.1.4	Konsekvenser for hoveddimensjoner.....	21
5.1.5	Sammenligning av spesifikasjoner.....	21
5.2	Sikkerhet.....	22
5.2.1	Bakgrunn for sikkerhetsanalysene.....	22
5.2.2	Beregning av hensynssoner.....	23
5.2.3	Teknisk beskrivelse.....	24
5.2.4	Definisjon av faresituasjoner.....	24
5.2.5	Vindstatistikk.....	24
5.2.6	Resultater.....	25
5.2.6.1	Berlevåg.....	25
5.2.6.2	Ramberg.....	26
5.2.6.3	Fredvang.....	27

5.2.6.4	Bodø.....	28
5.3	Tekno-økonomiske analyser og miljøperspektiver.....	29
5.3.1	Teknoøkonomisk analyse ulike fartøykonfigurasjoner.....	29
5.3.1.1	Metode.....	29
5.3.1.2	Resultater fra de teknoøkonomiske analysene.....	33
5.3.1.3	Flåteanalyse med hensyn til skalafordeler.....	40
5.3.2	Drivstofforbruk og klimagassutslipp i kystfiske.....	45
5.3.2.1	Drivstofforbruk fordelt på lengdegrupper.....	46
5.3.2.2	Estimat klimagassutslipp.....	47
5.4	Havner og krav til infrastruktur.....	49
5.4.1	Havnene.....	50
5.4.1.1	Berlevåg.....	50
5.4.1.2	Flakstad (Ramberg og Fredvang).....	51
5.4.1.3	Bodø.....	51
5.4.2	Landinfrastruktur for nye framdriftsteknologier.....	51
5.4.2.1	Strøm.....	51
5.4.2.2	Komprimert hydrogen (CH ₂).....	52
5.4.2.2.1	Hydrogenforsyning: tilkjørt eller lokalprodusert.....	53
5.4.2.2.2	Kompresjon og lagring.....	53
5.4.2.2.3	Sikkerhet for hydrogen i gassform.....	54
5.4.2.3	Flytende hydrogen (LH ₂).....	54
5.4.2.4	Andre hydrogenlagringsteknologier.....	54
5.4.2.5	Ammoniakk.....	55
5.4.3	Infrastrukturskisse.....	56
5.4.3.1	Infrastrukturkrav for pilotprosjekt.....	56
5.4.3.2	Infrastrukturkrav for flåteelektrifisering.....	56
5.4.3.3	Utrullingsplan for infrastruktur.....	58
5.5	Diskusjon og konklusjon.....	59
6	Hovedfunn.....	61
7	Leveranser.....	62
8	References.....	62
A	Vedlegg teknoøkonomisk analyse.....	65

BILAG/VEDLEGG

Vedlegg B: "BESKRIVELSE ELEKTRIFISERING av 12.99 x 6 LINE FISKEBÅT", Tore Prestjord, GOT Skogsøy AS, 2021

Vedlegg C: "Gexcon-20-100100-TN-2-rev01 Risikoberegning", Geirmund Vislie, Gexcon AS, 2021

1 Sammendrag

Norsk sammendrag

I klimaveikart for norsk fiskeriflåte anslås det at innfasing av null- og lavutslippsteknologi er en av flere tiltak som kan bidra til en betydelig andel reduserte klimagassutslipp innen 2030. Ren batteriframdrift er egnet til f.eks. kortere fergesamband, der det er mulig å lade ofte og regelmessig ved fergeteie; fiskebåter krever derimot lengre rekkevidde for en typisk arbeidsøkt. Prosjektet er en studie av de mest konkrete mulighetene for å fjerne klimagassutslipp fra kystfiskefartøy i nærmere fremtid. Studien setter søkelys på mindre kystfiskefartøy (opptil 15 meter) og foreslår et generalarrangement for et fartøy med hydrogen- eller ammoniakkbasert fremdrift. Fartøyet vil ha en utslippsfri rekkevidde på opptil 128 nautiske mil med hydrogenbasert fremdrift og 203 nautiske mil med ammoniakkbasert fremdrift ved marsjhastighet på 8 knop. Praktisk rekkevidde for et sjøvær vil reduseres etter lengden på fiskerioperasjonene som gjennomføres. Sikkerhetsaspekter er grundig vurdert for både selve fartøyet og for drivstoffbunkring i havn. De økonomiske og miljømessige aspektene er vurdert ved hjelp av matematisk optimering, og krav til infrastruktur på land er utarbeidet. Ammoniakk har det største potensialet for å redusere utslipp for lange sjøvær, men det finnes tekniske og økonomiske utfordringer med bruk av ammoniakk. Det konkluderes at pilotering av hydrogenfiskefartøy er gjennomførbart på relativt kort sikt, men at det norske kvotesystemet basert på fartøylengder skaper begrensninger med tanke på lagring av større mengder energi/drivstoff for lengre rekkevidder. Designet som er utviklet kan anvendes til utrulling av en prototype med hjemmehavn i Berlevåg innen relativt kort tid.

Engelsk sammendrag

The project studies the most concrete possibilities for removing greenhouse gas emissions from coastal fishing vessels in the near future. The study focuses on smaller coastal fishing vessels (up to 15 meters) and proposes a general arrangement for a vessel with hydrogen or ammonia-based propulsion. The vessel will have a greenhouse emission free range, while steaming at 8 knots, of up to 128 nautical miles for hydrogen-based propulsion and 203 nautical miles for ammonia-based propulsion. The practical range for a fishing trip will be reduced according to the length of the fishing operations that are carried out. Safety aspects have been thoroughly assessed for both the vessel and for fuel bunkering in port. The economic and environmental aspects have been assessed by means of mathematical optimization, and requirements for infrastructure on land have been prepared. Ammonia has the highest potential for reducing emissions of long trips; however, there are technical and economic challenges with using ammonia. It is concluded that hydrogen fishing vessels are feasible, but the Norwegian quota system, which is based on vessel length, creates limitations for fuel storage and thus longer ranges. The design can be applied to the deployment of a prototype based in Berlevåg within reasonably short time.

2 Innledning

2.1 Faglig bakgrunn

Utslipp av CO₂ fra fiskerisektoren utgjør om lag 2,7 prosent av de samlede norske klimagass-utslippene. Her står fiskeflåten for den største andelen, med utslipp av om lag 0,36 millioner tonn CO₂-ekvivalenter (1). For å gjøre sjømatproduksjonen mer miljøvennlig er det behov for å undersøke tekniske og operasjonelle tiltak for å redusere drivstofforbruk og utslipp fra fiskefartøyer. Dette krever en målrettet satsing på flåtefornyelse og oppgradering av eksisterende fartøy, samt en økt elektrifisering av sjømatnæringen. For enkelte fartøygrupper vil batteridrift være best egnet, for andre fartøygrupper kan f.eks. hybridløsninger bestående av brenselceller og batterier være den beste løsningen. I klimaveikart for norsk fiskeriflåte anslås det at innfasing av null- og lavutslippsteknologi er en av flere tiltak som kan bidra til betydelig reduserte klimagassutslipp innen 2030 (2).

I den norske kystfiskeflåten er det i dag tre batteridrevne båter, Karoline, Sundsbøen og Angelsen Senior. Karoline, en liten sjark med 11 meters lengde, er verdens første hybrid-elektriske fiskebåt og har vært i drift med gode erfaringer siden 2015 (3); Sundsbøen er en variant av Karoline med mindre og billigere batteripakke; Angelsen Senior er betydelig større med sine 21 meter. Begge båtene er hybrider, som benytter dieselmotor under farten til fiskefelt, for så å benytte batterier på selve fiskefeltet. Utslippene blir dermed kun redusert noe, da en stor del av energiforbruket er forbundet med framdrift til og fra fiskefeltet. Arbeidsforholdene oppleves imidlertid bedre, da støy og vibrasjonene fra motoren forsvinner under selve fisket.

Det er flere grunner til at batterier ikke kan dekke hele energibehovet i slike hybridbåter: i) batterier er dyre, og øker båtens kostnad betydelig, ii) batterier tar plass, noe som reduserer lastekapasiteten i båten, og iii) batterier er tunge, og ren batteridrift vil øke energibehovet til framdrift og i ekstreme tilfeller kunne gå utover flyteevnen. Ren batteriframdrift er likevel egnet til f.eks. kortere fergesamband, der det er mulig å lade ofte og regelmessig ved fergeleie; fiskebåter krever derimot lengre rekkevidde for en typisk arbeidsøkt.

Hydrogen og ammoniakk er enkle, karbonfrie kjemiske forbindelser som kan benyttes til å lagre energi om bord med akseptabel kostnad, volum og vekt. Hydrogen og ammoniakk kan forbrennes i motorer, eller brukes i brenselceller, som omdanner disse elektrokjemisk til elektrisitet uten støy og vibrasjoner. Bruk av brenselceller sikrer dermed de samme gunstige arbeidsmiljøfordelene som ved konvensjonell elektrifisering med batterier.

Hydrogenbrenselceller har blitt forsket på i flere tiår, og teknologien er moden nok til utrulling i flere anvendelser. Det er imidlertid relativt lite erfaring i maritimt bruk, men resultater fra kjøretøydemonstrasjoner peker på høyere pålitelighet enn for forbrenningsmotorer. En typisk utfordring knyttet til bruk av hydrogen, er tilgang på drivstoff. Infrastruktur for produksjon og distribusjon må derfor etableres sammen med at prototypene testes ut og som dermed øker de totale kostnadene knyttet til denne type demonstrasjonsprosjekter.

Ammoniakk kan ikke brukes i samme type lavtemperaturbrenselceller som hydrogen, men krever høytemperaturbrenselceller som er per i dag er mindre teknologisk modne, og enda ikke er tatt i bruk for mobile applikasjoner. Til gjengjeld er ammoniakk et velkjent kjemikalium som kan lett gjøres flytende, enten ved moderat kjøling eller ved trykksetting, og er dermed enklere å lagre og transportere enn hydrogen.

2.2 Prosjektets omfang

I dette prosjektet undersøkes to systemløsninger for hybrid framdrift av et fartøy basert på batterier og brenselceller: en basert på hydrogen som drivstoff og den andre basert på ammoniakk. Vi vurderer et 13 m kystfiskefartøy som er knyttet til Berlevåg havn. Fiskerne i området opererer vanligvis med en arbeidstid lengre enn 12 timer. Vi har derfor tatt utgangspunkt i en tenkt driftsprofil for et 12 timer sjøvær, som gir oss et minimumskrav for hva det utslippsfrie fremdriftssystemet må kunne levere. I tillegg har vi også sett på hva energibehovet vil kunne bli for en driftsprofil som samsvarer med hvordan fiske i fra Berlevåg faktisk utføres.

Basert på driftsprofilen gjennomføres en teknisk-økonomisk optimeringsanalyse av systemløsningene. I tillegg estimerer vi de mulige utslippsreduksjonene av en større innfasing av hydrogen- og ammoniakkdrevne fiskefartøyer. Til slutt vurderer vi kapasiteten på strømmettet i utvalgte fiskerihavner (Berlevåg, Flakstad og Bodø) med tanke på fremtidig behov for batterilading og lokal produksjon av hydrogen.

2.3 Prosjektorganisering

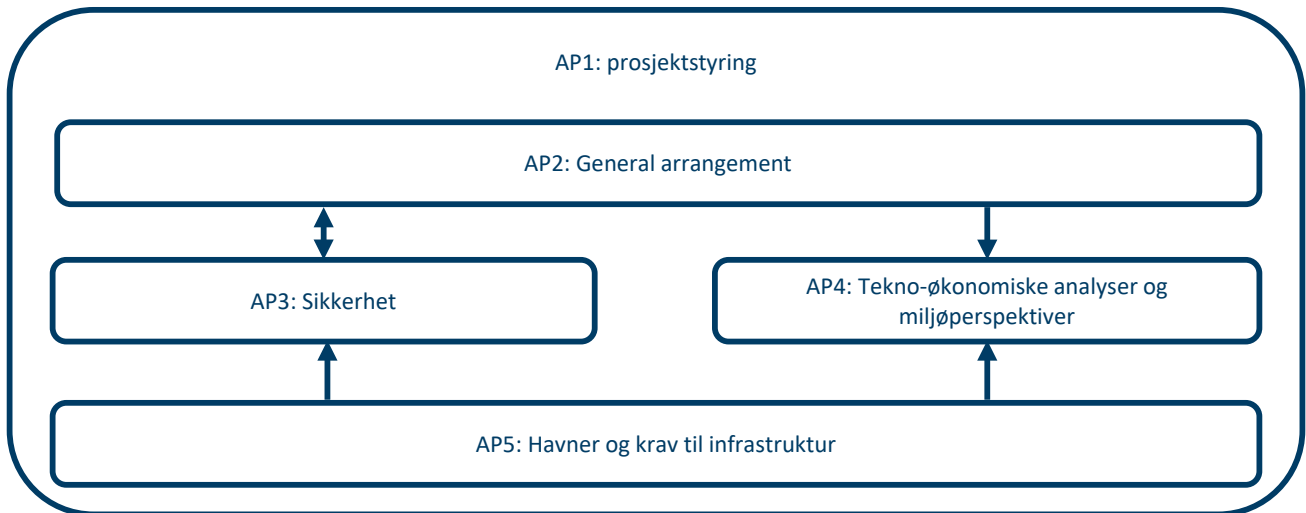
Prosjektet har partnere langs hele verdikjeden fra anvendt forskning til sluttbruk som vist i Figur 2-1. Prosjektet har vært et samarbeidsprosjekt mellom SINTEF Ocean AS, SINTEF AS (SINTEF Industri og SINTEF Digital), SINTEF Nord AS, GOT, HYON, Westcon Power and Automation (Nå, SEAM, navn endret underveis i

prosjektperioden), Gexcon og Ervik Kystfiske AS. Sjøfartsdirektoratet, Berlevåg Kommune og Havn, Flakstad Kommune og Bodø Havn har vært diskusjonspartnere.



Figur 2-1 Verdikjede og de involverte prosjektpartnerne, som viser at hele verdikjeden er ivaretatt

Prosjektaktivitetene er delt inn i fem arbeidspakker (AP; Figur 2-2) som sammen adresserer hoved- og delmålene, som omtalt i kapittel 3.



Figur 2-2 Oversikt over prosjektets arbeidspakker (AP)

SINTEF Ocean AS har vært avtalepartner med FHF og forsker Sepideh Jafarzadeh har vært prosjektleder (AP1 leder). Kontaktperson i FHF har vært Roar Pedersen. Prosjektgruppen har ellers bestått av:

- Forsker Jarle Ladstein, SINTEF Ocean AS (AP2 leder)
- Senior Prosjektleder Anders Ødegård, SINTEF Industri (AP3 leder)
- Forskningsleder Kyrre Sundseth, SINTEF Industri (AP4 leder)
- Seniorforsker Federico Zenith, SINTEF Digital (AP5 leder)
- Forsker Belma Talic, SINTEF Industri (AP2 og AP3)
- Master of science Miguel Muñoz Ortiz, SINTEF Industri (AP4)
- Master of science Randulf Høyli, SINTEF Nord AS (AP4 og AP5)
- Master of science Hanne Brendeløkken, SINTEF Nord AS (AP4 og AP5)
- Prosjektleder Tore Prestjord GOT (AP2 og AP3)
- Marine Technology Director Arild Eiken, HYON (AP2 og AP3)
- Managing Director Tomas Tronstad, HYON (AP2 og AP3)
- Leder marked & forretningsutvikling Frode Skaar, Westcon Power and Automation (Nå, SEAM) (AP2 og AP3)
- Vice President Hydrogen Safety Geirmund Vislie, Gexcon (AP2 og AP3)
- Daglig leder Jan Einar Ervik, Ervik Kysfiske AS (AP2, AP3 og AP5)

Prosjektet har hatt følgende diskusjonspartnere:

- Senioringeniør Kolbjørn Berge, Sjøfartsdirektoratet
- Senioringeniør Ivar Ingvaldsen, Sjøfartsdirektoratet
- Havnesjef Bjørn Tore Sjøstad, Berlevåg Havn
- Prosjektleder, tidligere nærings- og utviklingssjef Kurt Atle Hansen, Flakstad Kommune
- Controller Mads-Olav Rønning, Bodø Havn

Prosjektet har hatt et faglig råd som har bestått av:

- Rob Stevens, VP Ammonia Energy, Yara (til mai 2021)
- Næringsutvikler Kjell Richardsen, Berlevåg Kommune
- Seniorrådgiver Hilde Skjerven Bersvendsen, Troms og Finnmark Fylkeskommune
- Seniorrådgiver Stein Arne Rånes, Troms og Finnmark Fylkeskommune
- Fagsjef Joakim Martinsen, Norges Fiskarlaget
- Senior prosjektleder Bernhard Kvaal, TrønderEnergi
- Prosjektleder Magnus Runnerstrøm, TrønderEnergi

3 Problemstilling og formål

Prosjektets overordnede målsetning er å utvikle/utrede en godkjennbar systemløsning for et 13 m kystfiskefartøy med hybrid framdrift basert på batterier og brenselceller, både for hydrogen og ammoniakk som drivstoff. Denne systemløsningen vil basere seg på det tidligere FORREGION-prosjektet ES646120 "Utvikling av hydrogenfiskebåt" for et tilsvarende kystfiskefartøy med hydrogen som drivstoff. Fremdriftsløsningen for kystfiskefartøyet skal fungere for sjøvær på inntil 12 timer, med tilsvarende driftssikkerhet som ved bruk av konvensjonell teknologi.

Som en del av hovedmålsetningen skal det også gis en vurdering av kapasiteten på strømmettet i utvalgte fiskerihavner med tanke på fremtidig behov for batterilading og lokal produksjon av hydrogen. Resultatene skal fungere som faglig støtte til Oppdragsgiver i deres ønske om å komme et skritt videre mot det grønne skiftet for kystfiskefartøy.

Følgende delmål er identifisert for å innfri den overordnede målsettingen:

1. Vurdere sikkerhet/HMS ved bruk av batterier, brenselceller, hydrogen og ammoniakk og hvilke grunnleggende krav som stilles til tekniske løsninger, derunder bunkring og lagring av hydrogen og ammoniakk om bord i fartøyet.
2. I samarbeid med en fartøyprodusent (GOT) og teknologileverandører (HYON & Westcon/SEAM), videreutvikle utkast til generalarrangement, inkludert batterier, brenselceller og tanker for lagring av hydrogen og ammoniakk. SINTEF vil som ledd i dette, vurdere PEMFC (Proton-exchange membrane fuel cell) vs. SOFC (solid oxide fuel cell) som brenselcelleteknologi ved bruk av ammoniakk som drivstoff (systemkompleksitet, størrelse, effektivitet, pris, osv.).
3. Vurdere om fartøyet må ha en dieselgenerator for strømproduksjon for å kunne gå lengre distanser.
4. Med utgangspunkt i at det utslippsfrie fartøyet skal ha godkjent stabilitet og samme lastekapasitet som det konvensjonelle fartøyet skal det vurderes om dette får konsekvenser for fartøyets hoveddimensjoner. Herunder sammenlikne spesifikasjoner for tradisjonelt design med nytt og utslippsfritt (lavutslipp) design.
5. Spesifikasjoner for tradisjonelt design skal sammenlignes med nytt og utslippsfritt design.
6. Beregne merkostnader for det utslippsfrie fartøyet, både for den første prototypen og for et større antall fartøy med samme design/størrelse.
7. Beregne forskjell i driftskostnader mellom utslippsfritt og konvensjonelt fartøy. Det har også vært et mål å estimere de potensielle utslippsreduksjonene av en større innfasing av hydrogen- og ammoniakkdrevne fiskefartøyer.
8. Sammenlikne fremtidig strømkapasitet for lading av batterier og produksjon av hydrogen beregnes for tre utvalgte fiskerihavner, Berlevåg, Flakstad og Bodø, med dagens kapasitet.

Prosjektets effektmål er som følger:

- Da miljøregelverket skjerpes stadig oftere, er det tvilsomt at en dieselbåt kjøpt i dag vil kunne brukes hele dens normale, forventede levetid: utslippsfrie båter vil dermed være en sikrere investering for sluttbrukere som behøver nye fartøy.
- Elektrifiserte fartøy har, som vist gjennom erfaringer fra el-sjarken Karoline, langt mindre vibrasjoner, støy og forurensning under drift, som gir mannskapet en lang mer behagelig hverdag (3).
- Elektriske maskiner er mye enklere å vedlikeholde enn dieselmotorer, på grunn av færre bevegelige deler og lavere arbeidstemperaturer; for eksempel, bemerket Bosch Engineering at brenselceller ble påvist å være langt mer pålitelige enn forbrenningsmotorer under kalibrering og testing (4).
- Utslippsfrie fiskefartøy som kan levere fisk som ikke er forbundet med klimagasser eller annen forurensning vil ha en umiddelbar fordel i markedet i form av høyere oppfattet verdi hos et betydelig segment av miljøbevisste forbrukere.

- For norske verft vil det være et stort konkurransefortrinn å være først ute med utslippsfrie fiskebåter i verdenssammenheng, og dette vil skape synlighet for verftene verden over.
- Hydrogenproduksjonsanlegget i Berlevåg vil i løpet av 2021 kunne tilby 1 tonn hydrogen per dag produsert fra innestengt kraft og en lokal avsetning av dette hydrogenet vil bidra til økt verdiskapning i området. [Prosjektet](#) danner et solid grunnlag mot teknologiutvikling og realisering av en pilot på kystfiskefartøy i Berlevåg med tilhørende hydrogen eller ammoniakk verdikjede.



Figur 3-1: Hydrogenfabrikken i Berlevåg (haeolus.eu) starter produksjon i 2021.

Følgende faglige leveranser har inngått i prosjektet:

- Referat fra møter i Referansegruppen
- Prosjektstatusrapporter
- Faglig sluttrapport
- Administrativ sluttrapport
- Faktaark
- Populærvitenskapelige publikasjoner
- Presentasjon av prosjektet under FHF's fagsamling

Disse er nærmere omtalt under kapittel 6.

4 Prosjektgjennomføring

4.1 Metodikk

Som tidligere vist i Figur 2-2, er prosjektaktivitetene delt inn i fem arbeidspakker, som er knyttet sammen:

AP1 Prosjektstyring: (Ledet av Sepideh Jafarzadeh, SINTEF Ocean; Deltakere: SINTEF Industri og SINTEF Digital)

Prosjektgruppen har hatt en tett dialog med Oppdragsgiver, spesielt tidlig i prosjektet, for å sikre relevans og kvalitet i leveransene. Referansegruppen ble benyttet aktivt for å sikre robust prosjektgjennomføring. SINTEF Ocean vedlikeholder et sertifisert styringssystem som møter kravene i den internasjonale standarden ISO 9001 Systemer for kvalitetsstyring. Kvalitetssikrer for prosjektet var utpekt for å sikre at prosjektet blir gjennomført etter anerkjente faglige prinsipper, samt for å utføre faglig/vitenskapelig kontroll av leveransen. Flere møter i prosjektgruppen og med Oppdragsgiver og Referansegruppen ble arrangert for å sikre framgang.

AP2 General arrangement: (Ledet av Jarle Ladstein, SINTEF Ocean; Deltakere: SINTEF Industri, SINTEF Digital, GOT, Ervik Kystfiske, Westcon (Nå, SEAM), Hyon; Diskusjonspartner: Sjøfartsdirektoratet, Gexcon)

Arbeidspakken fokuserer på å innfri delmål 2–5 (se kapittel 3). Hovedarbeidet har vært å utvikle skisser for generalarrangement for et kystfiskefartøy med hybrid fremdriftssystem basert på brenselcelle og batteri. Det er laget skisser både for et fartøy med hydrogen og et fartøy med ammoniakk som drivstoff.

Utlysningen spesifiserte et krav om at fartøyet skulle kunne fungere utslippsfritt i sjøvær opptil 12 timer. Diskusjoner i prosjektgruppa viste tidlig at Ervik kystfiske ville ha behov for et fartøy med betydelig lengre sjøvær enn 12 timer. Dette har senere også vært tilbakemeldingen fra flere fiskere rundt Berlevåg. Prosjektgruppa vurderte også at det kunne bli utfordrende å få plass til nok hydrogen til å kunne gi nok energi til et fullt sjøvær som beskrevet av fiskerne. Vi valgte derfor å lage en forenklet driftsprofil for et tenkt sjøvær på 12 timer for å kunne innfri minimumskravet. Videre ble det etablert en driftsprofil for lengre sjøvær for å kunne vurdere realistisk energibehovet i linefisket. Driftsprofilen ble utarbeidet basert på tilbakemelding fra Ervik Kystfiske, erfaringstall fra GOT Skogsøy for nødvendig elektrisk effekt i ulike operasjonsfaser og noe driftsdata fra rapporter fra andre prosjekt (5).

Westcon (Nå, SEAM) har utført beregninger for dimensjonering av batteripakke og effektkrav til brenselcelle. Hyon har bidratt med informasjon om komponenter og prinsipper for lagring av hydrogen. GOT Skogsøy har utarbeidet skisser til generalarrangement med plassering av batteripakke, brenselcelle og lager for hydrogen eller ammoniakk.

SINTEF har sammenlignet ulike systemløsninger for å generere elektrisk kraft fra ammoniakk i enten en lavtemperatur- eller en høytemperaturbrenselcelle. Denne sammenligningen vurderer egenskapene til systemene og i hvilken grad nødvendige komponenter er kommersielt tilgjengelige.

Skissene av generalarrangementet er gjennomgått og diskutert med diskusjonspartnerne og referansegruppa. Det er kommet mange nyttige innspill fra disse gjennomgangene, særlig med hensyn på sikkerhetsaspekter og reguleringer. Også perspektiver rundt potensiell bruk av fartøyet har vært interessante.

Behov for dieselgenerator er blitt vurdert ut fra skissert kapasitet for medbrakt utslippsfri energi, mulighet for å utvide denne kapasiteten og estimert energibehov for sjøvær som svarer til ønsket lengde på sjøvær.

AP3 Sikkerhet: (Ledet av Anders Ødegård, SINTEF Industri; Deltakere: GOT, Ervik Kystfiske, Gexcon, SINTEF Ocean, SINTEF Digital; Diskusjonspartner: Sjøfartsdirektoratet)

Arbeidspakken fokuserte på delmål 1 (se kapittel 3). Hovedmålet med denne arbeidspakken var å evaluere om risikoen knyttet til hydrogen- og ammoniakksystemer tilsvarer risikoen for konvensjonelt drevne fartøyer og er akseptabel i henhold til relevante krav, både for fartøy og bunkringsløsning. For hydrogen- og ammoniakkdrevne fartøyer eksisterer ingen spesifikke klasseregler. Derfor ble den alternative designtilnærmingen beskrevet i IMO dokumentet MSC.1455 anvendt. Gexcon utførte en

konseptrisikovurdering av kystfiskefartøyet med hydrogen og ammoniakk (AP2). Sekvensen i sikkerhetsarbeidet er oppsummert nedenfor.

Når det foreligger et konseptuelt design, vil man gjennomføre en HAZID (Hazard Identification) studie. Denne har form av et plenumsmøte der prosjektets ulike fagdisipliner, utstyrsleverandører, Sjøfartsdirektoratet og classeselskap er representert. Hensikten med HAZID er å etablere en oversikt over ulike feiltilstander som kan lede til ulykker. Studien fokuserte på potensielle faresituasjoner knyttet til bruk av brenselceller, hydrogen og ammoniakk på fartøy, under bunkring, drift og i havn. Analysen ble gjennomført for å sikre tilstrekkelige sikkerhetsbarrierer (både preventive og konsekvensreducerende tiltak) slik at driften kan gjennomføres på en forsvarlig måte med en akseptabel restrisiko. Basert på de tilstandene som fremkommer i HAZID ble det deretter bli utviklet en detaljert scenarioliste der man beskriver farescenariet i størst mulig detalj.

- Hvor har vi en lekkasje?
- Hva er sannsynligheten for at den oppstår?
- Hvilke systemer er på plass for å detektere og stoppe tilførsel av farlig stoff til lekkasjen?
- Hva slags konsekvenser kan vi få? (Hydrogen medfører fare for brann og eksplosjon, mens ammoniakk er giftig)
- Hvordan påvirker disse konsekvensene fartøyet man studerer, og personer om bord
 - Fartøyets flyte- og manøvreringsevne
 - Sannsynlighet for skade eller død på grunn av forgiftning eller effekter fra brann og eksplosjon
 - Osv.
- Der det er relevant, vil forslag til forbedringer bli identifisert og vurdert i et kost-nytte perspektiv
- Det ovenstående sammenfattes i en risikoanalyse

AP4: Tekno-økonomiske analyser og miljøperspektiver (Ledet av Kyrre Sundseth, SINTEF Industri; Deltakere: SINTEF Ocean, SINTEF Nord, GOT, Ervik Kystfiske, Westcon (Nå, SEAM), HYON)

Arbeidspakken benyttet SINTEF sin egenutviklede tekno-økonomiske optimeringsmodell (HyOpt©) til å beregne merkostnadene (investering og driftskostnader) for det utslippsfrie kystfiskefartøyet sammenliknet med et konvensjonelt kystfiskefartøy. Denne modellen er spesialutviklet for å evaluere hydrogen-, brenselcelle- og batteribaserte energiteknologier, og er videreutviklet og testet i en rekke internasjonale (bl.a. Remote¹, Refhyne² og Haeolus³) og norske industri- og forskningsprosjekter. Med bakgrunn i forventet driftsprofil fremskaffet av Ervik Kystfiske og SINTEF, samt informasjon om investering- og driftskostnader og dimensjonering av ulike teknologikomponenter, ble kystfiskefartøyet analysert med tanke på lavest mulig CO₂-utslipp og kostnader, gitt et mål om høyest mulig netto nåverdi av hele systemet. Kostnadsberegninger ble utført både for ulike konfigurasjoner av den første prototypen (AP2) og for et større antall fartøy (AP5) med lignende design/størrelse.

Det årlige energibehovet til hybridfartøyet ble estimert på bakgrunn av de skisserte driftsprofilene identifisert i AP2. Utslippsreduksjonene som kan forventes ved bruk av hydrogen og ammoniakk i stedet for konvensjonelt drivstoff av fartøyet til Ervik Kystfiske ble deretter estimert. En sammenligning for et større antall kystfartøy i den norske kystflåten ble utført ved bruk av data om drivstofforbruk hentet fra Garantikassen. Til slutt ble det etablert et fremtidsscenario med antakelser om andelen kystfartøyer med hydrogen og ammoniakk som drivstoff (AP5), for å estimere potensialet til teknologiene for å redusere utslipp i den norske kystfiskeflåten.

¹ <https://www.remote-euproject.eu/>

² <https://refhyne.eu/>

³ <https://www.haeolus.eu/>

AP5: Havner og krav til infrastruktur (Ledet av Federico Zenith, SINTEF Digital; Deltakere: SINTEF Ocean, SINTEF Industri, GOT, Ervik Kystfiske, Berlevåg Havn; Diskusjonspartner: Sjøfartsdirektoratet)

Arbeidspakken fokuserer på delmål 8 (se kapittel 3). Vi valgte fire fiskerihavner med forskjellige forutsetninger for fiskeaktiviteter og infrastruktur; disse er Ramberg og Fredvang i Flakstad, Berlevåg, og Bodø.

Basert på aktivitetsnivået i de forskjellige havnene, beregnet vi kravene til infrastrukturen for batterier, hydrogen og ammoniakk.

Infrastrukturen omfatter forskjellige bunkringsteknologier, som trykktanker til ammoniakk og hydrogen, kryogen lagring for flytende hydrogen og ammoniakk, og/eller bufferbatterier ved kai for å kunne levere tilstrekkelig effekt ved hurtiglading av fiskebåter.

Vi har vurdert dagens tilgjengelige infrastruktur og et realistisk veikart for å oppnå nullutslipp for all aktivitet i hver havn med aktuelle teknologier. De økonomiske og miljømessige konsekvensene av disse scenariene ble undersøkt i AP4. Aktivitetsnivået ved havnene ble estimert av SINTEF Nord med data for dieselforbruk fra Garantikassen for Fiskere.

4.2 Gjennomføring av prosjektet

Prosjektet startet med et oppstartsmøte i Referansegruppen (august 2020) der Prosjektgruppen, oppdragsgiver og Referansegruppen deltok. I oppstartsmøte ble blant annet forventninger til og fra Referansegruppen og fiskeri- og industripartnerne diskutert. Basert på konkretiseringene som ble foretatt i oppstartsmøtet, sett opp mot tilgjengelig tid og ressurser, ble det prioritert mellom oppgaver og satt i gang arbeid i ulike arbeidspakker.

Flere møter har vært gjennomført i løpet av prosjektperioden. Møtene ble gjennomført som internettmøter på Teams på grunn av koronapandemien.

I andre Referansegruppemøte (desember 2020) ble foreløpige funn presentert for Oppdragsgiver og Referansegruppen innenfor rammen av de ulike arbeidspakkene. Basert på de signaler som kom fram i Referansegruppemøter har prosjektgruppen arbeidet videre med de problemstillingene som skissert over i arbeidspakker.

I siste Referansegruppemøte (juni 2021) ble prosjektets resultater presentert. Spørsmål og kommentarer fra Oppdragsgiver og Referansegruppa har gitt gode bidrag til utarbeidelse av sluttrapport og videre arbeid med prosjektresultatene.

Gjennom denne hyppige dialogen, har vi sikret gode diskusjoner og tilbakemelding, og det ble lettere å gjøre justeringer underveis. Tilbakemeldingene og diskusjonene med Oppdragsgiver and Referansegruppen har vært svært nyttig og hevet kvaliteten på prosjektet og denne rapporten på flere områder.

5 Oppnådde resultater, diskusjon og konklusjon

5.1 Generalarrangement

I samsvar med prosjektets hovedmål er det utviklet skisser for et 13 m kystfiskefartøy med hybrid framdrift basert på batterier og brenselceller. Krav til fartøyets kapasitet er i prosjektet sett i lys av hvordan Ervik kystfiske driver fiske i dag og hvordan de ser for seg å benytte et utslippsfritt- eller lavutslipps nybygg. Ervik

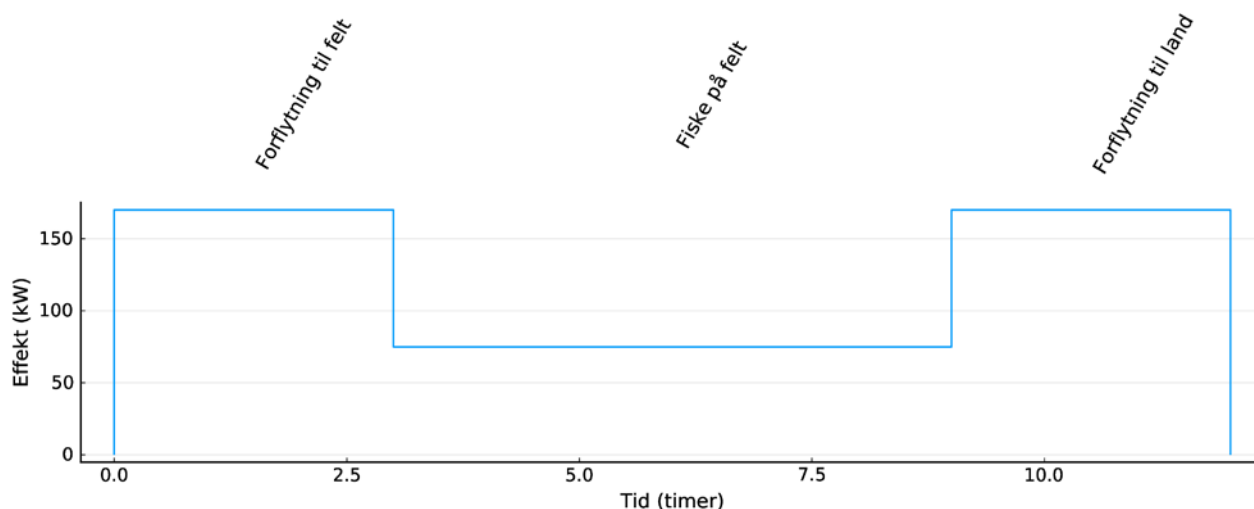
Kystfiske ønsker å oppnå et godt bedriftsøkonomisk grunnlag med valg av 13 m fartøy som vil kunne gi en større grunnkvote og muligheter for strukturering (økt kvotegrunnlag på fartøyet). Det antas at fartøyet vil ha hjemmehavn i Berlevåg og i hovedsak drive linefiske.

5.1.1 Driftsprofil og energibehov

En forutsetning i prosjektet er at den utslippsfrie fremdriftsløsningen skal fungere for sjøvær på inntil 12 timer. Tilbakemeldinger fra prosjektdeltaker Ervik Kystfiske, Referansegruppa og noen fiskere i området Berlevåg, tilsier at et sjøvær på 12 timer er langt mindre enn det fiskere i området opererer med. Vi har derfor tatt utgangspunkt i en tenkt driftsprofil for et 12 timer sjøvær, som gir oss et minimumskrav for hva det utslippsfrie fremdriftssystemet må kunne levere. I tillegg har vi også sett på hva energibehovet vil kunne bli for en driftsprofil som samsvarer med hvordan fiske i fra Berlevåg faktisk utføres.

5.1.1.1 Enkel driftsprofil for sjøvær på 12 timer

En forenklet driftsprofil er satt opp etter innspill fra Ervik Kystfiske på hvordan et tenkt 12 timers sjøvær kunne vært. Sjøværet består av 3 timer gange med 8 knop fart til fiskefeltet, etterfulgt av 6 timer fiske på feltet og til slutt 3 timer gange med 8 knop fart tilbake til land, se Figur 5-1. Det er gjort erfaringsbaserte anslag av effektbehovene i de ulike fasene av GOT Skogsøy. Det totale energibehovet for et 12 timer sjøvær blir da 1470 kWh.



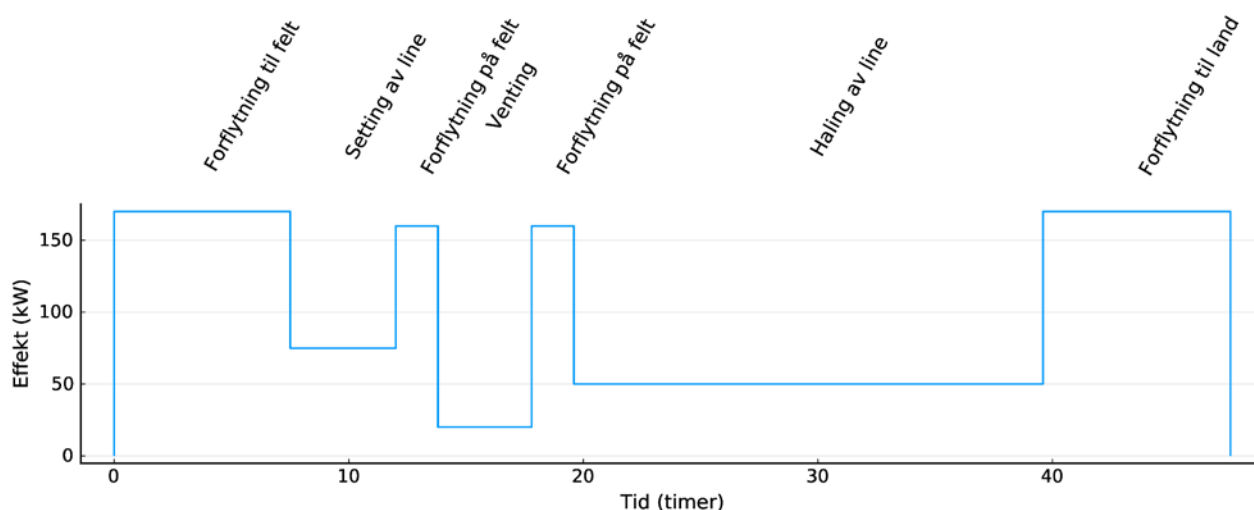
Figur 5-1. Forenklet driftsprofil for fiske med totalt 12 timer på sjøen.

5.1.1.2 Driftsprofil for realistisk sjøvær

For å vurdere hvor stort energibehov et fartøy har for å kunne tilfredsstille fiskernes behov har vi sett på beskrivelse av minimumskrav og ønsker beskrevet av både Ervik Kystfiske og noen fiskere i området Berlevåg. Vi har også brukt data oppgitt i sluttrapporten fra et prosjekt med et linefiskefartøy i Båtsfjord (5), rapporten inneholder loggføring av aktiviteten om bord under fire turer. Det er flere forskjeller mellom fartøyet som dataene kommer fra, MS Ingvaldson, og fartøyet og operasjonen som er tenkt i dette prosjektet, MS Ingvaldson er en 15 m speedsjark og har hjemmehavn i Båtsfjord, mens vi i dette prosjektet ser på et 13 m kystfiskefartøy med marsjfart rundt 8 knop. Dataene gir likevel et godt utgangspunkt for å kunne gjøre noen overslag på

tidsbruk for ulike operasjoner. Gjennomsnittlig settetid per stamp er 3,7 min, og gjennomsnittlig haletid per stamp er 12,8 min. For et fartøy uten helautomatisk halesystem, er det rimelig å anta noe lenger haletid. Videre er avstandene fra Båtsfjord til fiskefeltet 57–75 nautiske mil (nm) for de fire turene som er beskrevet. Det blir ikke vesentlige endringer i denne distansen med bruk av Berlevåg som hjemmehavn. Vi deler inn fisketuren i driftsfasene: Forflytning til felt, Setting av line, Forflytning på felt, Venting, Haling av line, Forflytning til land. Effektbehov i de ulike fasene er anslått på tilsvarende vis som for den forenklete driftsprofilen (Figur 5-1). Avstander som tilbakelegges i forflytning til og fra land og i forflytning på felt er gitt som inngangsverdier. En driftsprofil med distanse til feltet satt til 60 nm, 60 stamper og 20 min haletid per stamp gir da et totalt energibehov på 4561 kWh og et sjøvær på 47 timer, se Figur 5-2. Tilbakemeldingen fra fiskere i Berlevåg var at fartøy på 13–20 m bør ha en mulig driftstid på minimum tre døgn. Det er vanskelig å anslå hvor mye større energibehov et sjøvær på tre døgn faktisk vil kreve, dette avhenger i stor grad av hva den ekstra tiden brukes til. Forflytning til og fra feltet er klart mest energikrevende, så økt rekkevidde fra land vil bidra til en vesentlig økning i energibehovet. Tilsvarende vil lenger ventetid på feltet medføre lite ekstra energibehov. Som et eksempel kan vi sette distansen til felt til 80 nm, antall stamper til 110 og øke ventetiden på felt med en halv time. Vi får da et sjøvær på 72 timer med et totalt energibehov på 6471 kWh. Til sammenligning vil en forlengelse av den enkle driftsprofilen for 12 timer sjøvær, hvor total tid til forflytning settes til 12 timer og tid til fiske settes til 48 timer, gi et totalt energibehov på 7680 kWh. Disse anslagene indikerer at fartøyet må ha tilgjengelig rundt 6500–8000 kWh for å tilfredsstille minimumskravene fiskerne har.

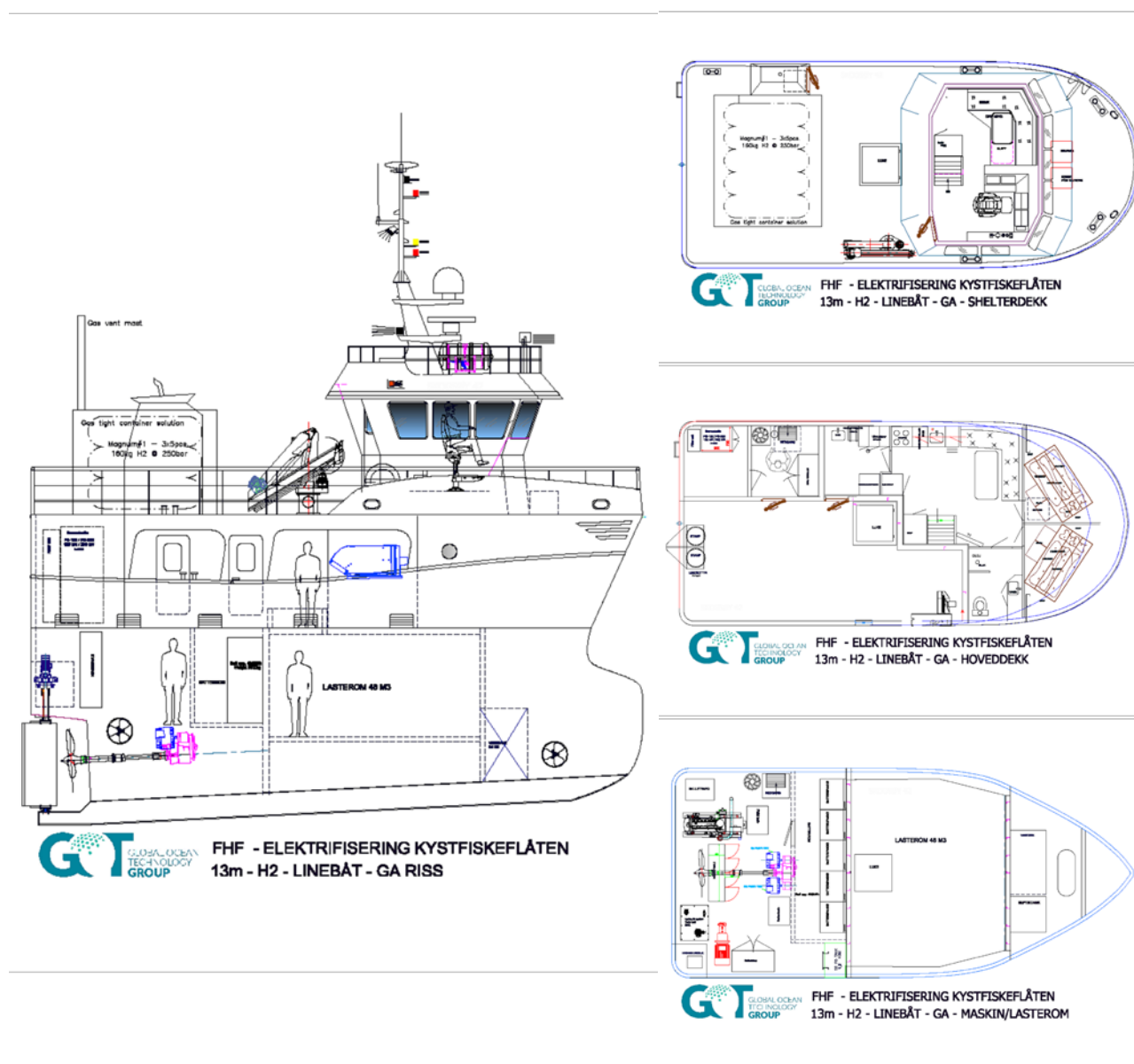
Den skisserte driftsprofilen for en representativ tur og anslagene for nødvendig energi for de lengste sjøværene er basert på et lite sett med driftsdata. Videre er det stor usikkerhet knyttet til variasjonen i andel forflytning for ulike turer gjennom året. Dermed må man regne med at både anslagene for nødvendig energi for en typisk fisketur på 47 timer og nødvendig energi for å innfri fiskernes forventning til driftstid, er beheftet med usikkerhet. Vi har heller ikke hatt datagrunnlag for å hensynta at en driftsprofil for fiskeriet gjennom et år vil ha en fordeling av turer med ulik lengde til feltet, tid på felt, ulikt vær og så videre.



Figur 5-2. Enkel driftsprofil for linefiske med 60 nm avstand til fiskefelt fra land og 47 timer lang tur.

5.1.2 Beskrivelse av 13 m hybrid kystfiskefartøy

Det er utarbeidet skisser for et 13 m linefiskefartøy med fremdriftssystem basert på batteri og brenselcelle av GOT Skogsøy. Fartøyet er beskrevet nærmere i Vedlegg B. 5-3 viser den skisserte båten. Hovedlinjer og detaljer rundt energisystemet som er relevante for å besvare prosjektets mål og delmål beskrives under.



Figur 5-3. 13 m linefiskefartøy med hybrid fremdriftssystem.

Som diskutert i avsnittet over, er det et stort sprik i mengden energi som er nødvendig for å oppfylle kravet om 12 timer sjøvær og de kravene som stilles av fisket som er beskrevet av fiskerne. Det er utfordrende å få tilstrekkelig rekkevidde med et helt fossilfritt fremdriftssystem. Det er derfor sett på tre mulige konfigurasjoner av energisystemet:

Konfigurasjon	Anslått mulig sjøvær
1. Hydrogen og batteri	18 t (6 t steaming og 12 t fiske)
2. Hydrogen, batteri og diesel	66 t (18 t steaming og 48 t fiske)
3. Ammoniakk, batteri og diesel	84 t (24 t steaming og 60 t fiske)

Lengdene på anslått mulig sjøvær for konfigurasjonene er estimert av GOT Skogsøy basert på estimat for nødvendig effekt under steaming og fiske tilsvarende som for 12 timers driftsprofilen nevnt i seksjon 5.1.1.1. Anslagene for mulig sjøvær må ses på som grove anslag og fartøyet kan ha en buffer på noe gjenværende kapasitet (energi) om bord etter sjøværet.

Det er flere muligheter for justeringer på disse konfigurasjonene som kan være aktuelle for å tilpasse fartøyet til spesifikke behov gitt av forventet driftsprofil. Alle konfigurasjonene har like elektriske systemer for framdrift, hydraulikk etc. Forskjellen mellom konfigurasjonen ligger i hvordan energi medbringes og elektrisk kraft produseres. De aktuelle energibærerne med tilhørende energisystem beskrives nærmere under.

5.1.2.1 Hydrogen

Bruk av hydrogen og brenselceller i skip har stor oppmerksomhet og det er flere prosjekter hvor dette nå realiseres. Det eksisterer fortsatt ikke detaljert regelverk for hvordan slike fartøy kan bygges. IGF-koden (6) er et internasjonalt regelverk for bruk av brennstoff med lavt flammepunkt. Regelverket stiller generelle funksjonskrav som er gyldige for alle typer brennstoff, men regelverket gir ikke spesifikke krav for hydrogen. Ifølge SOLAS kapittel II-1, 2.1 skal det da gjennomføres en alternativ designprosess hvor man viser at designet gir et tilsvarende sikkerhetsnivå som et konvensjonelt fartøy. Hovedutfordringen med hydrogen sikkerhetsmessig er at det har helt andre brann- og eksplosjonsegenskaper enn andre drivstoffer, hvilket krever spesifikk håndterlig for å sikre forsvarlig bruk. En viktig praktisk utfordring er at hydrogen har lav volumetrisk tetthet og at det dermed kan være vanskelig å få plass til ønsket mengde hydrogen.

Kjernen i hydrogensystemet er en polymerelektrolyttmembran-brenselcelle (PEMFC⁴) som leverer elektrisk energi. Brenselcella er plassert i et rom på hoveddekket adskilt fra maskineri og andre elektriske anlegg.

Hydrogenlageret plasseres på shelterdekket hvor det er mulig å plassere et større volum hydrogen innenfor de krav til sikkerhetsavstander som stilles av IGF-koden. Tankarrangementet monteres inni en gasstett beholder med en tilhørende gassventilasjonsmast. Det er valgt en løsning med lagring av komprimert hydrogen på tanker med 250 bar lagringstrykk. Grunnen til at det ikke ble valgt et høyere lagringstrykk var dels for å begrense kostnadene (også med tanke på fylleanlegg på land), men også fordi det var vanskelig å oppnå like god utnyttelse av den tilgjengelige plassen om bord med de alternative tankene med høyere trykk som ble vurdert. Hydrogenlageret har kapasitet på 160 kg hydrogen som vil gi rundt 2400 kWh produsert elektrisk energi.

⁴ I en PEMFC skilles elektronene og protonene i hydrogengassen gjennom oksidering ved anoden. Elektronen ledes gjennom en eksterne kretsen til mens protonene transporteres gjennom en membran til brenselcellas katode. Der reagerer oksygen med protonene fra membranen og elektronene fra den eksterne kretsen og danne vann. PEMFC er en moden teknologi som brukes i mange sammenhenger og systemer er utviklet for og testet på fartøy. Brenselcella driftes på lav temperatur, men kan kun bruke hydrogen som brennstoff.

5.1.2.2 Ammoniakk

Ammoniakk kan lagres med en langt høyere volumetrisk energitetthet enn hydrogen og er derfor en lovende energibærer for maritim bruk. Som for hydrogen, gir ikke IGF-koden spesifikke krav til bruk av ammoniakk som drivstoff. Derimot eksisterer det regelverk for håndtering av ammoniakk som last og som kjølemedium. Det forventes at den alternative designprosessen vil forenkles av at man kan forholde seg til spesifikke krav i disse eksisterende regelverkene for ammoniakk. Hovedutfordringen med ammoniakk er at det er giftig, mens brann- og eksplosjonsfare er et langt mindre problem enn for hydrogen.

I prosjektet er det vurdert to systemer for å omgjøre energi lagret i ammoniakk til elektrisk energi fra en brenselcelle. Det første alternativet er å utvinne hydrogen fra ammoniakk, og videre bruke en PEMFC som for hydrogensystemet beskrevet over. Det andre alternativet er å bruke ammoniakk direkte i en høytemperatur fastoksid-brenselcelle (SOFC⁵). Så vidt vi vet er ingen av disse systemene kommersielt tilgjengelige på nåværende tidspunkt. Det er flere kommersielle produsenter av SOFC, men ingen av disse løsningene er tilpasset maritim bruk. Samtidig har SOFC blitt demonstrert om bord i skip (EU-prosjektene METHAPU og FELICITAS), og det arbeides med bruk av SOFC med ammoniakk som brennstoff i for eksempel prosjektet ShipFC (Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, Horizon 2020). Vår vurdering er at et system med høytemperatur SOFC for maritim bruk sannsynligvis vil bli kommersielt tilgjengelig tidligere enn en passende komponent for å frigjøre hydrogengass fra ammoniakk. Et system med SOFC vil derfor være det beste valget.

Siden det ikke eksisterer kommersielt tilgjengelige SOFC systemer tilpasset maritim bruk, er plassbehovet og vekta til brenselcella anslått fra eksisterende systemer beregnet på annen bruk. Skissen til generalarrangement for ammoniakk system forutsetter at et 200 kW SOFC system kan plasseres i et rom på hoveddekket tilsvarende som for hydrogenalternativet.

Tanker for flytende ammoniakk under trykk plasser i en gasstett container på shelterdekket. Tankene dimensjoneres for å tåle minimum 18 bar trykk og flytende ammoniakk lagres ved omgivelsestemperatur, damptrykket til ammoniakk er ca. 10 bar ved 25°C. Ammoniakklageret har en kapasitet på 1489 kg ammoniakk som vil gi ca. 4000 kWh elektrisk energi.

5.1.2.3 Batteri

Batteripakker blir stadig mer vanlig i nybygde fartøy i dag. Avhengig av type fartøy og operasjonsmønster, kan batteripakkene være dimensjonert for å dekke hele energibehovet eller fungere som lastutjevning eller peak shaving⁶. I de foreslåtte designalternativene er hovedhensikten med batteripakken å jevne ut lasten på brenselcella så den kan levere nær konstant effekt.

Det er lagt inn en batteripakke på 425 kWh (brutto) i alle konfigurasjonene. Batteripakken er plassert i et adskilt batterirom i bunnen av båten. Ved installasjon av en forbrenningsmotor i motorrommet vil det være et krav om plassering av batteri i et separat batterirom.

⁵ I en SOFC brukes et fastoksid som elektrolytt. Brenselcella driftes på høy temperatur og kan være i stand til å bruke ammoniakk som brennstoff direkte. Varmen i cella brukes da til å bryte ned ammoniakken til nitrogengass og hydrogengass. Den høye drifttemperaturen gjør at et SOFC-system har en lengre oppstartstid, og den er også mer sensitiv for variasjoner i effekt.

⁶ Det er godt kjent at en brenselcelle degraderer raskere om den blir utsatt for hyppige og store endringer i krav til levert effekt. For å sikre optimal levetid for brenselcella, bør dermed en brenselcelle brukes slik at den leverer konstant effekt med minimale fluktasjoner i cellespenning. En måte å oppnå dette er å bruke brenselcella sammen med batterier i et hybridssystem, hvor brenselcella leverer en grunnlast og batteriene leverer ekstra kraft når behovet overstiger grunnlasta. I perioder med lavere effektbehov opprettholder brenselcella grunnlasta og overskytende effekt brukes til å lade batteriene.

5.1.2.4 Diesel

I konfigurasjonene med dieselgenerator er det lagt inn en 45 kW dieselmotor og en dieseltank på 1,2 m³. Dette gir omtrent 4500 kWh elektrisk energi. Både effekt på dieselmotor og kapasitet på dieseltank vil kunne justeres etter hvordan fartøyet skal brukes.

5.1.3 Vurdering av behov for dieselgenerator

Alle konfigurasjonene av energisystemet har kapasitet til utslippsfri drift godt utover kravet om 12 timer sjøvær enten man velger hydrogen eller ammoniakk som energibærer.

Hvis vi ser på energibehovet for driftsprofilen som er beskrevet for 47 timer sjøvær, vil ca. 53 % av dette dekkes utslippsfritt av konfigurasjonen med hydrogen. Konfigurasjonen med ammoniakk som energibærer vil derimot dekke nær hele dette energibehovet utslippsfritt.

Det avgjørende for om det er behovet for å ha en dieselgenerator installert er uansett kravet til det mest energikrevende sjøværet fartøyet skal ha kapasitet til. Tilbakemeldingen vi har mottatt i dette prosjektet viser at fiskere i det aktuelle området anser 3 døgn drift som et minimum. Vi har her bare gjort begrensede anslag på hva energiforbruket på et 72 timer sjøvær kan være, som nevnt over. Beregningene tilsier at dette kan ligge i området 6500–8000 kWh. For et hydrogenfartøy vil dette ikke være oppnåelig selv med en økning av lagertrykk til 700 bar og samme volum som i utkastet til generalarrangement. For ammoniakk ser vi at med omtrent en dobling av lagerkapasiteten vil energibehovet for et 72 timer sjøvær kunne dekkes utslippsfritt. Det er imidlertid nødvendig med et mer nøyaktig datagrunnlag for å sikkert bestemme hva som er tilstrekkelig mengde energi for å trygt kunne operere med så lange sjøvær uten reservekapasitet i form av en dieselgenerator. For å kunne oppfylle de driftskrav til minimum lengde på sjøvær som er beskrevet av fiskere, vil fartøyet som skissert her måtte ha en dieselgenerator for å forlenge rekkevidden.

5.1.4 Konsekvenser for hoveddimensjoner

Som nevnt over gjør den lave volumetriske tettheten til komprimert hydrogengass, sammen med begrensninger på plasseringen av lagringstanker, at mengden hydrogen om bord begrenses av lengde- og breddedimensjonene til fartøyet. For et fartøy med ammoniakk som drivstoff, vil ikke kapasiteten til ammoniakklageret begrenses av hoveddimensjonene på en 13 m linefiskebåt i samme grad. Det er rom for å øke volumet på ammoniakklageret, men dette fordrer en nøyere beregning av fartøyets stabilitet eller større endringer i design. I alle utkastene til generalarrangement er det satt inn et eget batterirom i bunnen av fartøyet. Nettovekt på batteripakken er 5800 kg. GOT Skogsøy vurderer at endringene i vekt i fartøyet gir tilstrekkelig stabilitet med mulighet for å endre eller kompensere med variasjon av spesifikt volum i kjølen. Ved realisering av fartøyene må tankarrangement med tilhørende rør og komponenter gjennomgås i detalj og et vektregnskap må etableres. Lasteromsvolumet er på 48 m³ som for tilsvarende fartøy med konvensjonelt fremdriftssystem. GOT Skogsøy har levert 13 m konvensjonelle linefiske nybygg både med mindre og større lasterom.

5.1.5 Sammenligning av spesifikasjoner

I motsetning til tradisjonelt linefiskedesign på 13 m, er fartøyet i dette prosjektet skissert med et fullt shelterdekk. Et fullt shelterdekk er nødvendig for å plassere tankarrangement, inkludert tilhørende innkapsling og rørarrangement, for lagring av ønsket mengde hydrogen eller ammoniakk. I et tradisjonelt design er fullt shelterdekk utelatt av økonomiske og praktiske årsaker. Videre vil nytt design i hovedsak være forskjellig fra tradisjonelt design i maskinromsområdet og i området under skorsteinen på hoveddekket avhengig av valg av

konfigurasjon for energisystemet. Fremdriftssystemet i det skisserte hybridfartøyet bruker to elektromotorer som driver propellakslingen gjennom en girkasse. Dette skiller seg fra et konvensjonelt dieseldrevet linefartøy hvor det er en mekanisk overføring av kraft fra en dieselmotor til propellakslingen. Fartøyet er beregnet å ha en fart på rundt 8 knop i transitt.

5.2 Sikkerhet

5.2.1 Bakgrunn for sikkerhetsanalysene

Som basis for denne analysen har vi utelukkende hatt fiskefartøyet og dets konstruksjon som basis for beregningene. Størrelse og utforming av anlegg for bunkring er ikke kjent. For å avbøte dette har beregningene blitt basert på at fartøyet er til stede ved kai 100% av tiden slik at risikobidraget fra lekkasjer ikke er nedjustert for den tiden fartøyet ventes å være i aktivitet. Dette introduserer en god del konservatisme i analysen, og det vurderes at det totale resultatet er konservativt, altså at risiko er noe overestimert.

Utover å være konstruert etter nasjonale og internasjonale standarder, skal slike anlegg drives i henhold til gjeldende lovverk og forskrifter. DSB har etablert en rekke forskrifter med hjemmel i lov av 14. juni 2002 om vern mot brann, eksplosjon og ulykker med farlige stoffer og om brannvesenets redningsoppgaver (brann- og eksplosjonsvernloven).

Siden man må forvente at en betydelig mengde hydrogen vil lagres på et produksjonsanlegg, er det naturlig å anta at anlegget vil være underlagt bestemmelsene i det europeiske Seveso-direktivet. Disse bestemmelsene er tatt opp i den såkalte Storulykkesforskriften – “Forskrift om tiltak for å forebygge og begrense konsekvensene av storulykker i virksomheter der farlige kjemikalier forekommer” (FOR-2016-06-03-569).

Denne forskriften definerer fareklasser for ulike stoffer og angir grenser for lagret mengde som utløser enten

1. Meldeplikt etter forskriftens §6, eller
2. Sikkerhetsrapport etter forskriftens §9

Uavhengig av hvilket av de to ovenstående regimer anlegget faller under, vil det være krav om innvilget søknad om samtykkeerklæring for at anlegget skal kunne drives lovlig. Knyttet til Storulykkesforskriften finnes det også «Retningslinjer for kvantitative risikovurderinger for anlegg som håndterer farlig stoff». Storulykkesforskriften beskriver såkalte hensynssoner som sier noe om hva slags virksomhet og oppholdstid for mennesker som er akseptable i områdene rundt anlegg. Disse hensynssonene er definert som følger i Tabell 5-1;

Tabell 5-1. Hensynssoner i henhold til Storulykkesforskriften

Sone	Beskrivelse
Indre sone	Dette er i utgangspunktet virksomhetens eget område. I tillegg kan for eksempel LNF- område inngå i indre sone. Kun kortvarig forbipassering for tredjeperson (turveier etc.).
Midtre sone	Offentlig vei, jernbane, kai og lignende. Faste arbeidsplasser innen industri- og kontorvirksomhet kan også ligge her. I denne sonen skal det ikke være overnatting eller boliger. Spredt boligbebyggelse kan aksepteres i enkelte tilfeller.
Ytre sone	Områder regulert for boligformål og annen bruk av den allmenne befolkningen kan inngå i ytre sone, herunder butikker og mindre overnattingssteder.

Forskrift om håndtering av brannfarlig, reaksjonsfarlig og trykksatt stoff samt utstyr og anlegg som benyttes ved håndteringen (FOR-2009-06-08-602). Denne forskriften regulerer håndtering av farlig stoff og utstyr og anlegg, herunder rørledninger med tilhørende systemer, som benyttes ved håndtering av farlig stoff. Forskriften regulerer videre prosjektering, konstruksjon, produksjon, omsetning, installasjon, drift, endring, reparasjon, vedlikehold og kontroll av utstyr og anlegg som benyttes ved håndtering av farlig stoff. Under denne forskriften finnes også en «Temaveileder om omtapping av farlig stoff», sist oppdatert i oktober 2018. Denne beskriver de formelle kravene som må oppfylles for et fylleanlegg for hydrogen eller ammoniakk. Omtapping av farlig vare vil utløse krav til samtykke fra DSB og dermed også krav til at det beregnes hensynssoner.

5.2.2 Beregning av hensynssoner

For båt ved bunkringsanlegg utføres en kvantitativ risikoanalyse som er basert på et fullt sett av mulige feiltilstander ved anlegg og fartøy. Risikokonturene for total dødelighet beregnes ved at man vurderer alle ulykkes-scenariene opp fysiologiske tålegrenser for varmestråling fra branner, trykkbølger fra eksplosjoner og effekter av giftige gasser, ved ulike avstander fra anlegget. DSBs hjemmesider refererer til «Retningslinjer for kvantitative risikovurderinger for anlegg som håndterer farlig stoff», og i dette dokumentet er det beskrevet hvordan disse tålegrensene skal beregnes. Utstrekning av hensynssoner sammenfaller med risikokonturer som vist i Tabell 5-2:

Tabell 5-2 Utstrekning av hensynssoner

Sone	Beskrivelse	Total dødelighet pr år
Indre sone	Dette er i utgangspunktet virksomhetens eget område. I tillegg kan for eksempel LNF- område inngå i indre sone. Kun kortvarig forbipassering for tredjeperson (turveier etc.).	1.0×10^{-5}
Midtre sone	Offentlig vei, jernbane, kai og lignende. Faste arbeidsplasser innen industri- og kontorvirksomhet kan også ligge her. I denne sonen skal det ikke være overnatting eller boliger. Spredt boligbebyggelse kan aksepteres i enkelte tilfeller.	1.0×10^{-6}
Ytre sone	Områder regulert for boligformål og annen bruk av den allmenne befolkningen kan inngå i ytre sone, herunder butikker og mindre overnattingssteder.	1.0×10^{-7}

5.2.3 Teknisk beskrivelse

Båten som studeres er en linebåt med lengde 13m og 48 m³ lasterom. Dødvekt er 64 tonn. Lager for hydrogen om bord vil være en container som vil inneholde 15 flasker med samlet kapasitet på 160 kg Hydrogen ved et trykk på 250 bar. Denne containeren vil være gasstett og enten mekanisk ventilert eller fylt med en atmosfære som ikke inneholder oksygen. Containeren plasseres på shelterdekk. Trykkreduksjon fra 250 til maksimalt 10 bar vil oppnås ved at det sitter en trykkreduksjonsventil direkte på utløpet av hver flaske. Massestrøm til brenselcellen er beregnet til 4 g/s. Denne strømmen vil gå fra lagercontainer på shelterdekk til kabinettet for brenselceller som lokaliseres på hoveddekk via et dobbelvegget rør der det indre røret har en diameter på 10mm. Ringrommet i dette røret ventileres mot mast for utlufting av lekkasjer, beskrevet som 'Gas vent' i Figur 5-3. Bunkring vil skje fra trykksatt kilde på land med maksimalt trykk 380 bar via en linje med 12mm indre diameter. Alle aktiviteter knyttet til fiskeri vil foregå over styrbord side.

I prosjektet ble det ikke utviklet noen prosess-tegninger, som ofte brukes som underlag for risikoanalyse. Derfor lagde Gexcon et utkast til systemskisser for lagersystemene for hydrogen og ammoniakk, se Vedlegg C. Disse skissene ble sammenholdt med frekvensdata fra gitt i Vedlegg C for å kunne beregne fordeling av hullstørrelser og frekvenser for mulige lekkasjer.

5.2.4 Definisjon av faresituasjoner

I studien er det inkludert lekkasje fra lager for både hydrogen og ammoniakk om bord. Basert på frekvensdata for typiske komponenter er det beregnet en statistisk fordeling av hullstørrelser (7)**Error! Reference source not found.**, og for hver av disse hullstørrelsene er det beregnet en utslippsrate basert på trykk og temperatur i systemet. Figurene som viser disse beregningene for både Hydrogen og Ammoniakk er gitt i Vedlegg C.

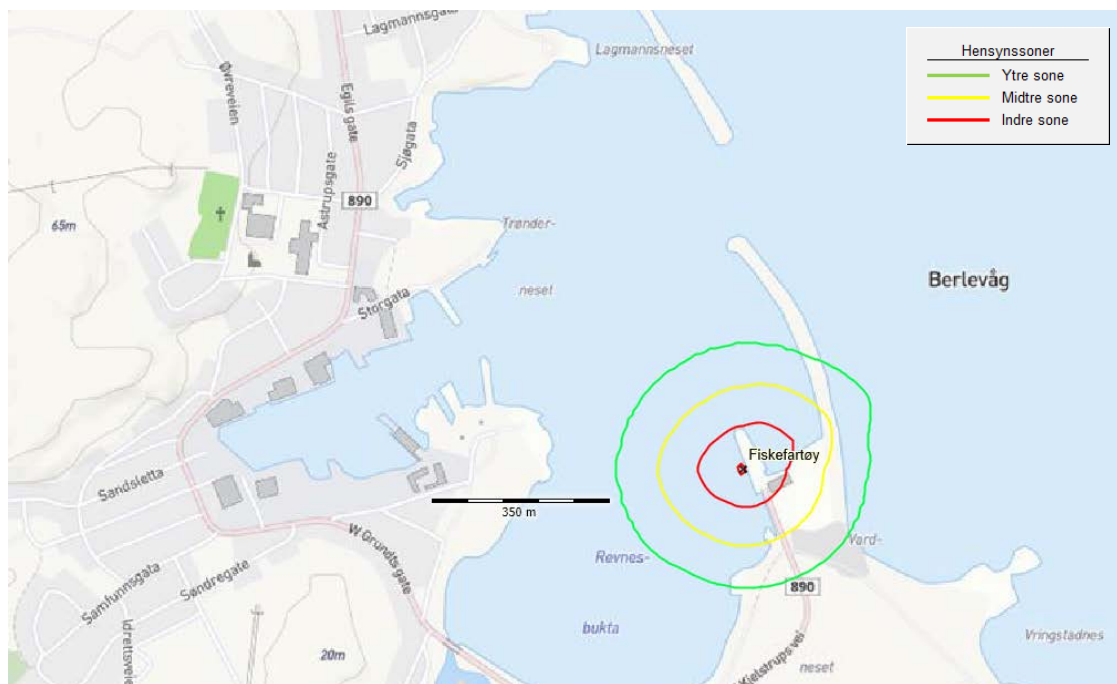
5.2.5 Vindstatistikk

For å kunne gjøre riktige beregninger for spredning av ammoniakk er det avgjørende å ha korrekte opplysninger om vind. Vindstatistikk er innhentet fra Meteorologisk Institutt. Vedlegg C viser vindstatistikk for Berlevåg og Bodø, for Ramberg og Fredvang er det benyttet vindstatistikk for Leknes i Lofoten,

5.2.6 Resultater

Det er gjort beregninger for hendelser som hydrogenlekkasjer ved lagringstankene, lekkasjer som evakueres gjennom vent-mast, ammoniakklekkasjer og hydrogentank-ruptur. Mer detaljer om metoden er gitt i Vedlegg C. Resultater fra beregningene er vist som hensynssoner for hver lokasjon i figurene under.

5.2.6.1 Berlevåg

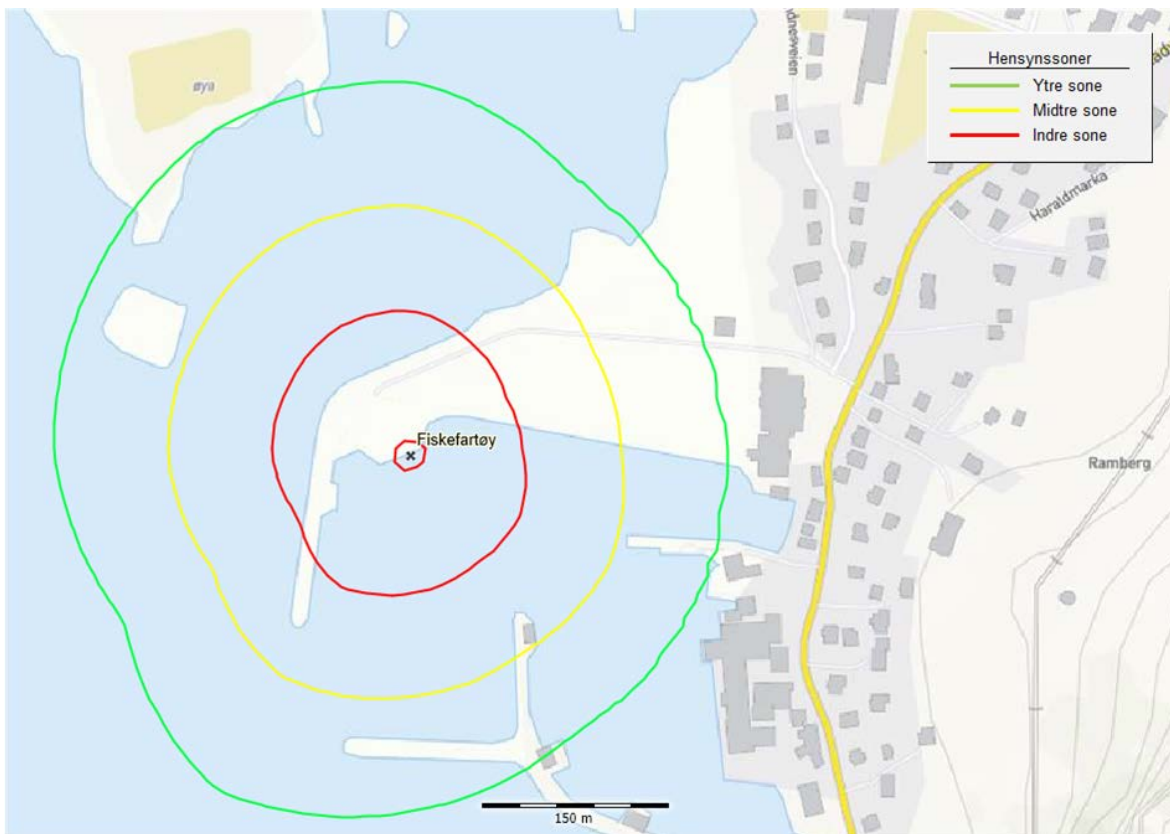


Figur 5-4 Beregnede hensynssoner for ammoniakk – Berlevåg

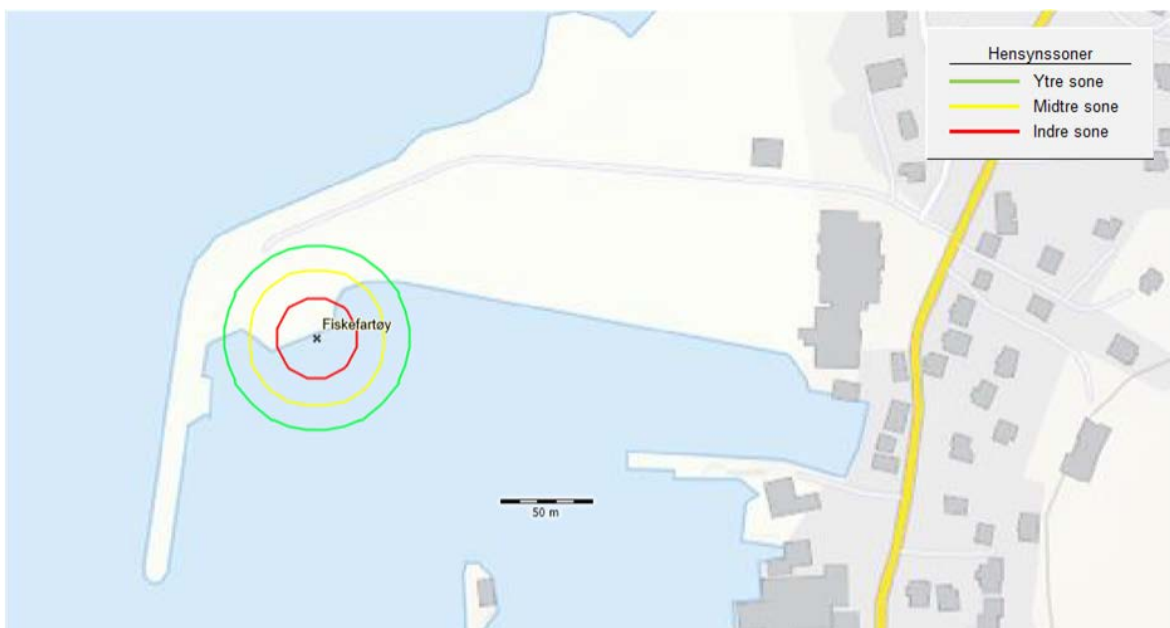


Figur 5-5 Beregnede hensynssoner for hydrogen – Berlevåg

5.2.6.2 Ramberg

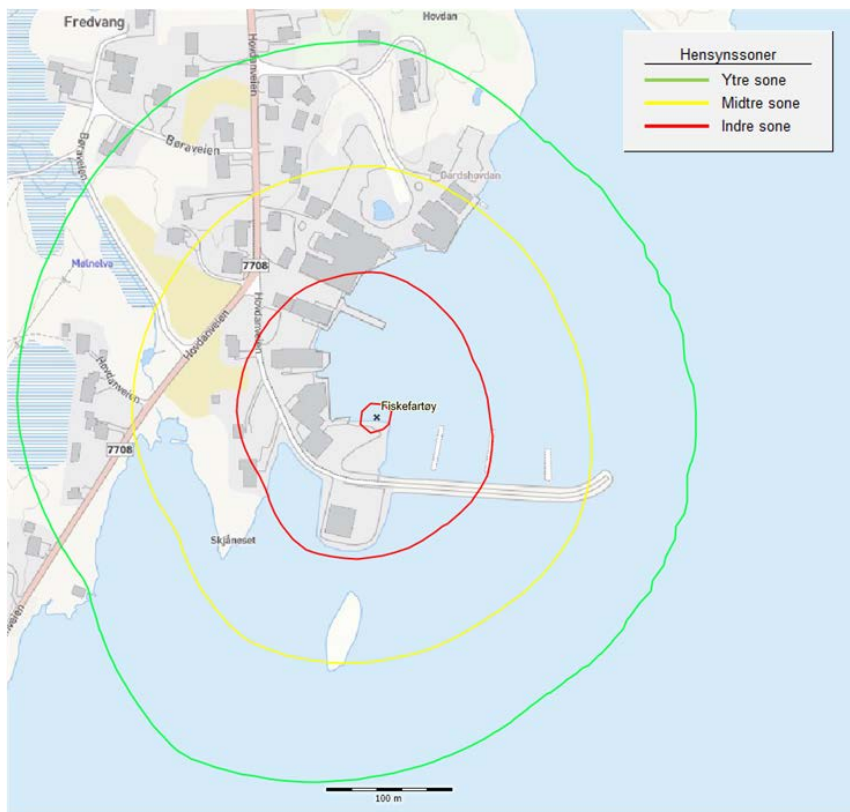


Figur 5-6 Beregnede hensynssoner for ammoniakk – Ramberg

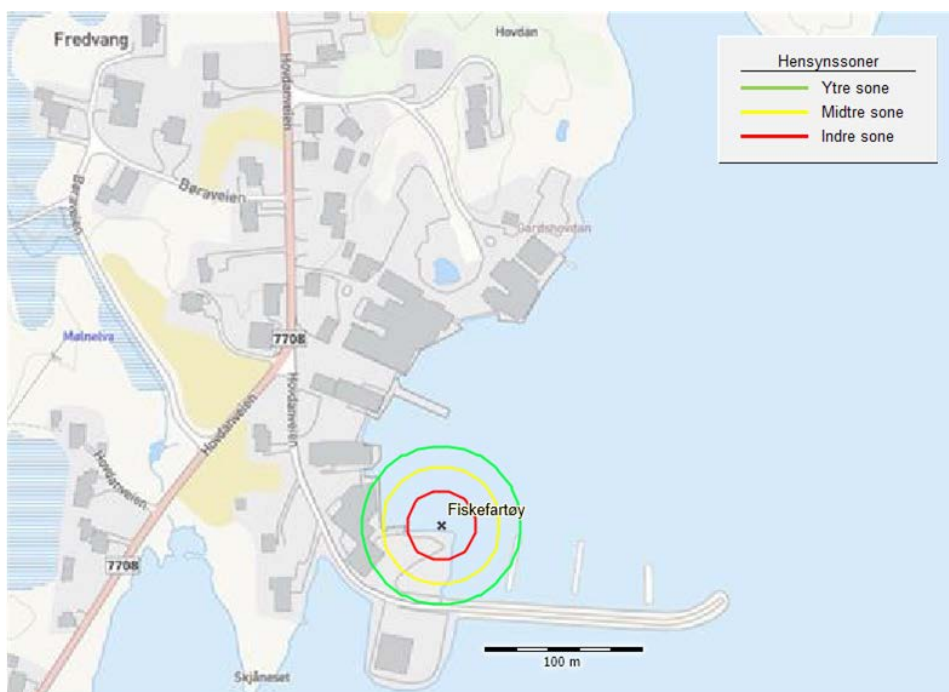


Figur 5-7 Beregnede hensynssoner for hydrogen – Ramberg

5.2.6.3 Fredvang



Figur 5-8 Beregnede hensynssoner for ammoniakk – Fredvang



Figur 5-9 Beregnede hensynssoner for hydrogen – Fredvang

5.2.6.4 Bodø



Figur 5-10 Beregnede hensynssoner for ammoniakk – Bodø



Figur 5-11 Beregnede hensynssoner for hydrogen – Bodø

Som basis for sikkerhetsanalysen har vi utelukkende hatt fiskefartøyet og dets konstruksjon som basis for beregningene. Størrelse og utforming av anlegg for bunkring er ikke kjent. For å avbøte dette har beregningene blitt basert på at fartøyet er til stede ved kai 100% av tiden slik at risikobidraget fra lekkasjer ikke er nedjustert for den tiden fartøyet ventes å være i aktivitet. Dette introduserer en god del konservatisme i analysen, og det vurderes at det totale resultatet er konservativt, altså at risiko er noe overestimert. Generelt ses det at bruk av ammoniakk fører til betydelig større sikkerhetssoner enn hydrogen. Oppsummert kan det sies at beregningene viser lite sikkerhets-konflikter ved bruk av hydrogen og ammoniakk med aktiviteter og bebyggelse i og rundt de aktuelle havnene.

5.3 Tekno-økonomiske analyser og miljøperspektiver

Dette kapitlet presenterer en tekno-økonomisk analyse av et 13 meters kystfiskefartøy (se 5.1 ovenfor) samt en analyse av miljøperspektiver i forhold til dagens kystfiskeflåte. Den tekno-økonomiske analysen er presentert i avsnittet 5.3.1 ved hjelp av modellering av fiskebåten gitt tre ulike energikonfigurasjoner, i) ren diesel, ii) hydrogen og batteri samt iii) ammoniakk og batteri. Kostnader og utslipp vurderes både for én båt, samt mulig storskalaeffekt på brenselcellekostnader dersom et større antall lav-utslipp fiskefartøy settes i produksjon. I avsnittet 5.3.2 diskuteres drivstofforbruket og utslipp i kystfiske generelt.

5.3.1 Teknoøkonomisk analyse ulike fartøykonfigurasjoner

Den teknoøkonomiske analysen kombinerer kunnskap om teknologi og kostnader med hensikt å sette de teknologiske løsningene for kystfiskefartøyet inn i en best mulig økonomisk kontekst. Dette for å berede grunnen for gode, bærekraftige beslutninger basert på de viktigste kostnadene og driverne bak disse. Hensikten av å gjennomføre en slik analyse tidlig i konseptfasen, er å få en oversikt over hvordan ulike teknologiske løsninger påvirker kostnadsbildet, og dermed bruke dette til å foreslå kostnadsbesparende endringer.

Vi benytter vi oss av HyOpt©-modellen, utviklet av SINTEF AS, en modell som er velprøvd fra ulike industri- og forskningsprosjekt finansiert av EU og Forskningsrådet.

5.3.1.1 Metode

HyOpt© er en tekno-økonomisk matematisk optimeringsmodell som er utviklet til bruk i investeringsanalyse. Modellen beregner matematisk den best mulige dimensjoneringen og driften av det gitte energisystemet ved å minimere den totale nåverdien i en gitt tidshorisont, under en fleksibel tidsoppløsning. Systemet modelleres som en gruppe noder der systemdynamikken beskrives matematisk. Hvert element i systemet (batteri, brenselcelle, dieselgenerator, strømetterspørsel osv.) representerer en node, og de er koblet til hverandre samt produktene strøm, hydrogen, maritim diesel og ammoniakk som kjøpes i de ulike markedene. Deretter blir produktene sin transport og lager simulert hvor det til slutt simuleres konvertering til strøm for å dekke brukslasten (etterspørselen) i kystfiskefartøyet. Tid er definert over to representasjonsnivå: Driftshorisonten og investeringshorisonten. Den første representerer driften av systemet, og må nødvendigvis være representativt for den typiske driften. For å analysere kystfiskefartøyene er det antatt 20-års investeringshorisont gitt én måned i 30-minutttoppløsning (1440 representative operasjonelle perioder totalt) som grunnlag for driften, med en fordeling av 50% av tiden som faktiske fiskedøgn, basert på 171 døgn per år.

Målfunksjonen, det vil si hva modellverktøyet vil minimere for hver case og modellkjøring, er summen av alle kostnadene i løpet av investeringshorisonten (20 år), hensyntatt kombinasjonen av inflasjon og diskontering (dvs. omregne en fremtidig verdi til nåverdi), antatt som 4% (dvs. typisk for andre liknende prosjekter). Den

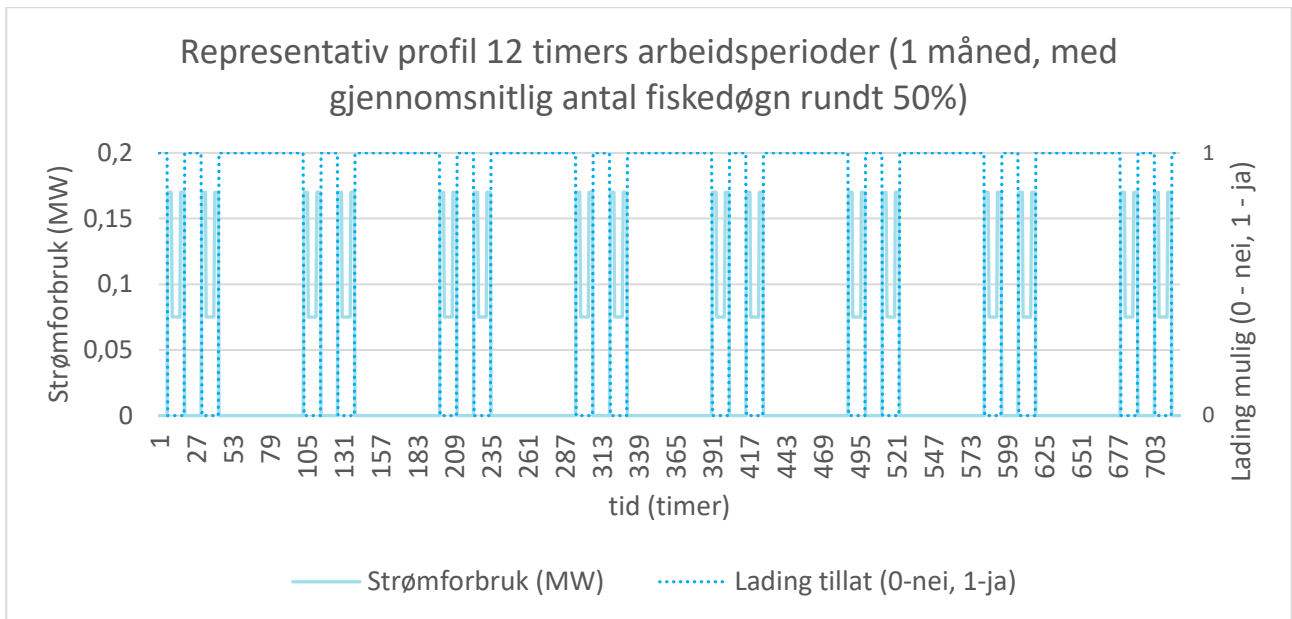
detaljerte ligningen finnes i vedlegg A. Denne summen av alle kostnadene kalles netto nåverdi og blir brukt som referanseverdi for å estimere merkostnadene for de ulike alternativene. Denne verdien hensyntar både investering- og driftskostnader og omregner alle kostnadene som skjer på ulike tidspunkter i løpet av investeringshorisonten til investeringstidspunkt (=nåtiden), slikt at de totale kostnadene på ulike alternativer kan sammenliknes med hverandre uansett når kostnadene oppstår. Selve nåverdien gir oss en komplett oversikt over alle kostnadene.

I tillegg til nåverdi av hele energisystemet, noe som hjelper oss til å se på merkostnader for en hybridbåt, tilpasses modellen til også å se på CO₂-utslipp for de utvalgte casene. Tre typer teknologiske løsninger (caser) for kystfiskefartøy er analysert:

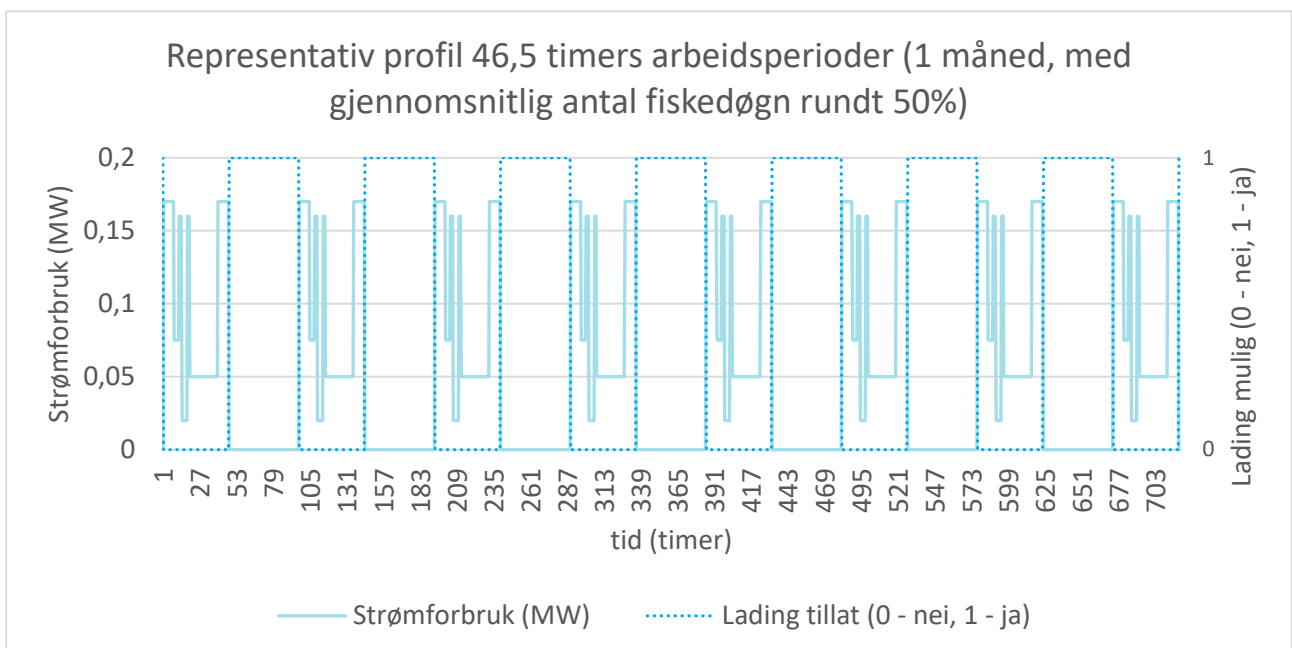
1. Tradisjonelt fartøy med dieselmotor.
2. Hybridfartøy med *polymer electrolyte membrane* (PEM) brenselcelle basert på drift ved hjelp av trykksatt hydrogen, samt batteri og dieselgenerator.
3. Hybridfartøy med *solid oxide* (SO) brenselcelle basert på drift ved hjelp av ammoniakk, batteri og dieselgenerator.

De ulike elementene som er inkludert i modellen, er representert ved markedet hvor man kjøper de ulike energibærere når båten ligger ved havn (dvs. man beregner ikke tilleggskostnader ved transport av energibærere over ulike distanser), i tillegg til energilagring, strømproduksjon og elektrisk lastbehov (propelldriften er lik for alle fartøy). De tre fartøyene er analysert med grunnlag i to typiske kystfiskeprofiler som er tilpasset den representative drift med 50% fiskedøgn per år:

- a. 12 timers arbeidsperiode (1470 kWh per arbeidsperiode).
Denne tilsvarer driftsprofilen presentert i avsnitt 5.1.1.1. der nullutslippsløsning er dimensjonert til denne profilen. Driften til fiskefartøyet er representert ved profilen i **Error! Reference source not found.** Figur 5-12, består av én "typisk" måned (30 dager) med veksling mellom to fiskedøgn og to hviledøgn, slik at man får resultater på 50% fiskedøgn totalt.
- b. 46,5 timers arbeidsperiode (4537,5 kWh per arbeidsperiode).
Denne er basert på driftsprofilen i avsnitt 5.1.1.2 på 47 timer. Profilen er tilpasset tidsoppløsningen i modellen (0,5 timer), derfor er det små forskjeller i verdiene. Dette kan man se for eksempel når en periode/aktivitet er 3,7 timer lang, så blir den forenklet til 3,5 for å være i tråd med tidsoppløsningen på 30 minutter. Likevel antar vi at profilen fortsatt er representativ for en realistisk fiskereise. Dieselgeneratoren må opereres i noen timer i tilfellet med den hybride løsningen med PEM-brenselcelle, mens ammoniakkløsningen ikke benytter diesel, som vi skal se nedenfor. Profilen i Figur 5-13 består av én representativ måned (30 dager) med veksling mellom én fisketur (med 46,5 timers lengde) og to hviledøgn, slik at man får resultater på 50% fiskedøgn totalt.



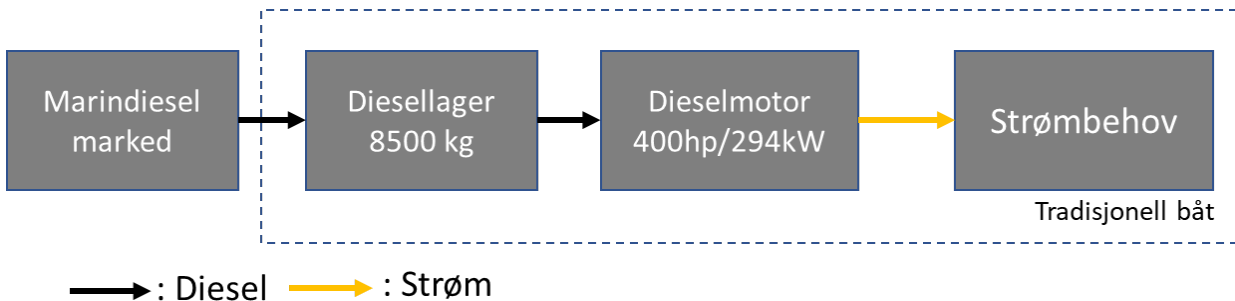
Figur 5-12 Representativ driftsprofil brukt i den teknøkonomiske analysen (12 timers arbeidsperiode)



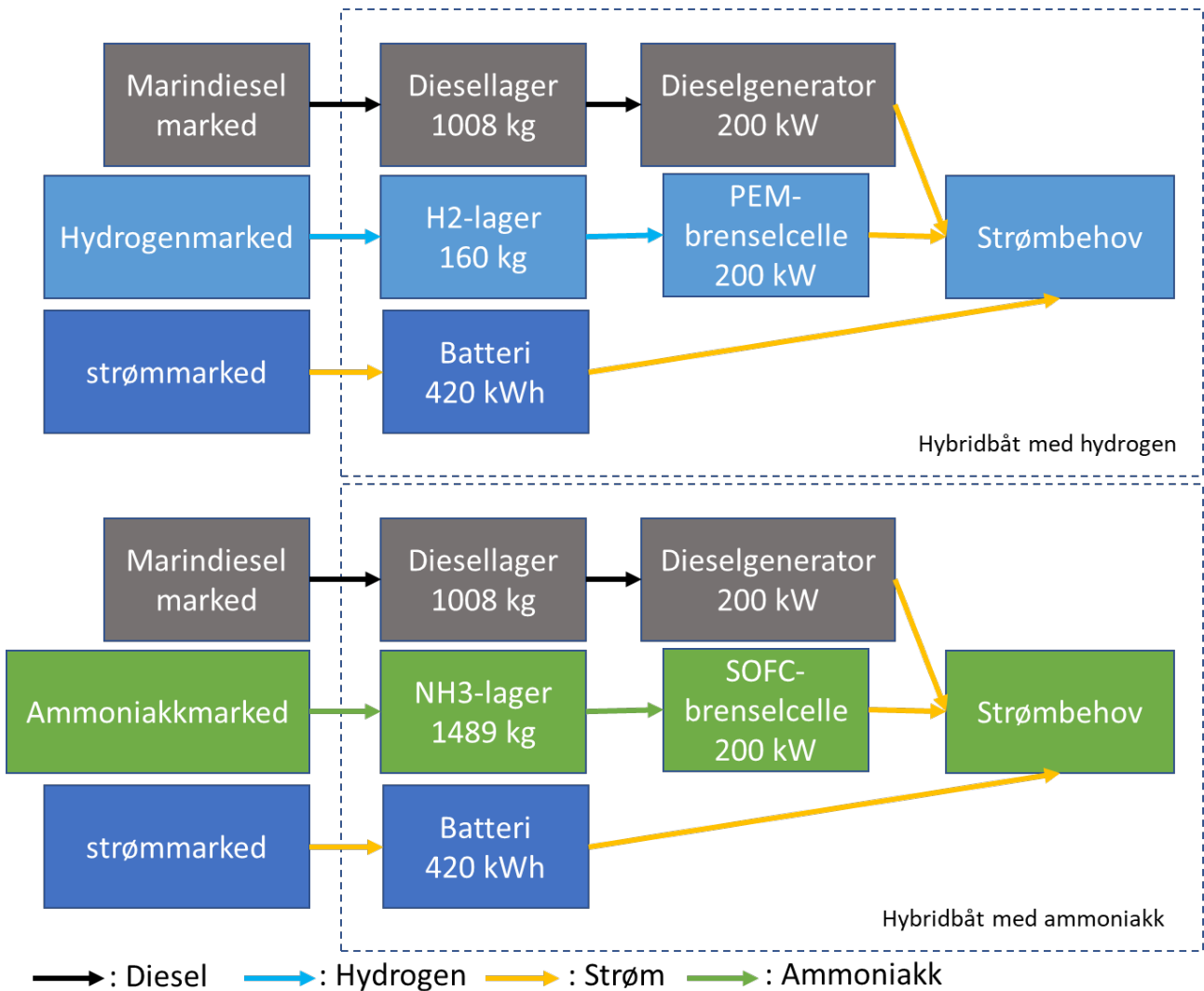
Figur 5-13 Representativ driftsprofil brukt i den teknøkonomiske analysen (46,5 timers arbeidsperiode)

Disse driftsprofilene er basert på anslag som antar det samme forbruket hver dag da man ikke har mer detaljert informasjon om alle de mulige forbruksmønstrene. Se kapittel 5.5 for diskusjonen rundt dette temaet.

Input data og antakelser finnes i vedlegg A, mens det forenklete oppsettet brukt i modelleringen er illustrert i Figur 5-14 for den tradisjonelle båten og i Figur 5-15 for de to hybride løsningene, med hvert element representert av noder, mens produktene (pilene) simuleres mellom nodene.



Figur 5-14 Forenklet grafisk framstilling av modelleringsoppsettet av det tradisjonelle fartøyet



Figur 5-15 Forenklet grafisk framstilling av modelleringsoppsettet av de to hybridalternativer

For å anslå under hvilke vilkår lav-utslippsløsningene kan oppnå samme kostnadsnivå som det tradisjonelle kystfiskefartøyet, undersøker vi hvor stor CO₂-avgiftene bør være samt hvor mye dyrere marindiesel må være for å oppnå den samme netto nåverdien, dvs. hvor break-even punktet ligger.

Til slutt ser vi på skalaeffekten for brenselcelle (både PEMFC og SOFC) på kostnadene (CAPEX og derfor de andre kostnadene som har blitt definert avhengig av CAPEX), særlig effekten for hvert fiskefartøy sammenlignet med prototypen med dyrere kostnader, slik at man kan beregne eventuell støtte for å oppnå en lønnsom løsning.

5.3.1.2 Resultater fra de teknøkonomiske analysene

Resultatene fra analysene er gitt i form av totalkostnader og CO₂-utslipp:

- De totale kostnadene inkluderer drivstoffkostnader, investeringer, andre operasjonelle kostnader som vedlikehold, reparasjoner osv.), og diskontert til investeringsåret (antatt 4% diskontering). Vi presenterer kostnadsfordelingen mellom CAPEX, OPEX, drivstoffkostnadene og regenereringskostnader. Den siste defineres som periodiske ekstrakostnader knyttet til erstatning av komponenter i systemet (for eksempel brenselceller).
- CO₂-utslippet beregnes ut fra forbruket av fossilt brennstoff, gitt et spesifikt utslipp på 3,17 kg CO₂ per kg marindiesel, tilsvarende 0,66 kg CO₂ per kWh.

I tillegg er følgende sensitiviteter på drivstoffkostnader definert:

- Hydrogen (kr/kg): 40 (lav) – 50 (middels) – 60 (høy)
- Ammoniakk (kr/kg): 4 (lav) – 6 (middels) – 8 (høy)

Casene med en tradisjonell båt vises i Tabell 5-3.

Tabell 5-3 Nettonåverdi og utslipp av en tradisjonell båt som benyttes som "base case"

Parameter	Tradisjonell 12h	Tradisjonell 46,5h
Nettonåverdi etter 20 år (4% diskontering) i MNOK	13,05	17,27
CO ₂ -utslipp per år (tonn/år)	189	292
Årlig dieselforbruk (kg/år)	59 617	92 010

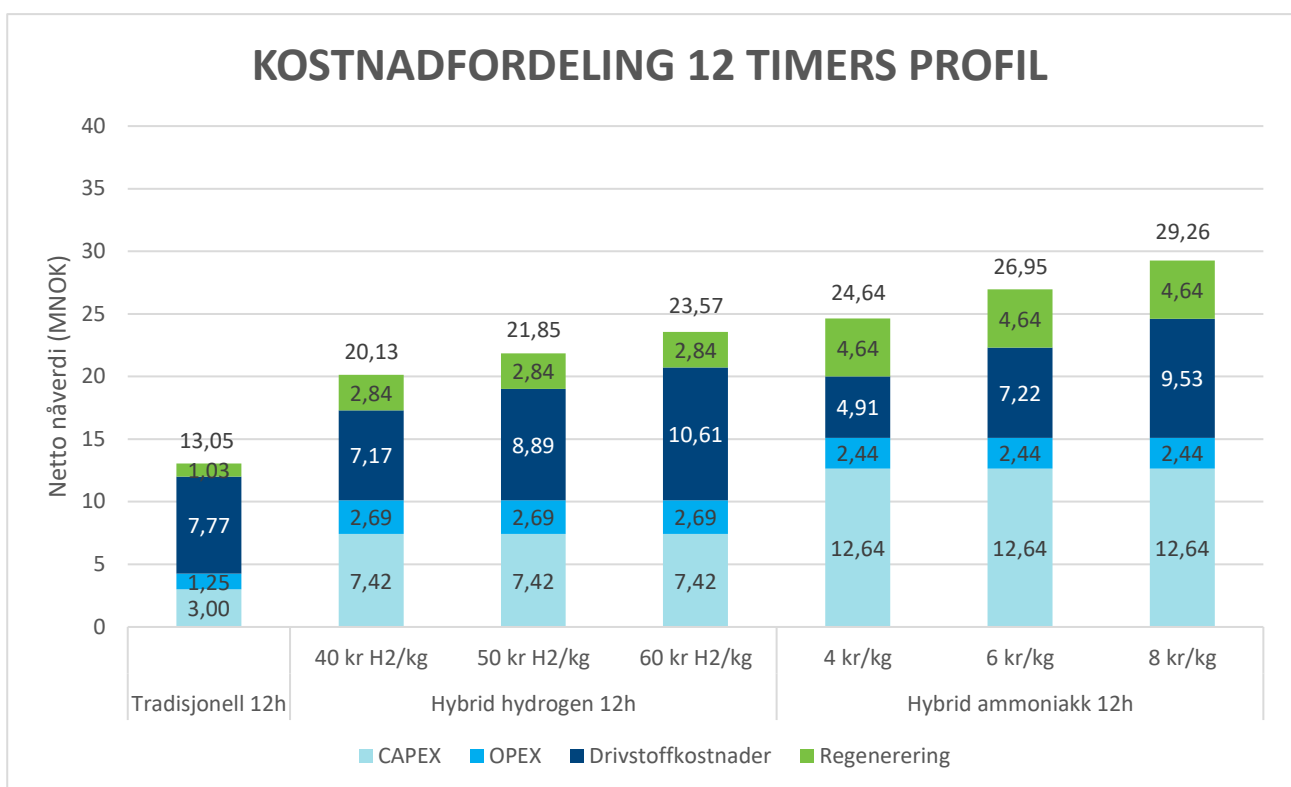
"Base case" blir brukt til sammenligning med hybridløsningene for å estimere merkostnader og CO₂-reduksjonen.

Vi starter først med den korte driftsprofilen (12 timer), hvor begge hybridløsningene kan operere utslippsfritt. Da er følgelig de direkte utslippsreduksjonen 100% dersom man antar både grønt hydrogen og grønn ammoniakk og at man ser bort fra utslipp knyttet til transport, produksjon av teknologikomponenter osv. Grønt hydrogen/ammoniakk innebærer at strømmen er produsert fra fornybare kilder, noe som tilsvarer at det totale utslippet over livssyklusen er nær 0 kg/kg H₂. Denne definisjonen er lik definisjonen i EUs hydrogenstrategi for termen fornybart hydrogen ("Renewable hydrogen") (8).

Analysene viser at hybridløsningene generelt sett har høyere kostnader om man ser på investeringsperioden, som man kan se på Figur 5-16 (totalkostnader per case). Dette følger av både høyere investeringskostnad for selve teknologien samt behovet for redundans med dieselgenerator.

Hydrogenløsningen utgjør mellom 54 % til 81% høyere kostnader sammenliknet med det tradisjonelle fartøyet, mens en løsning med ammoniakk og SO-brenselcelle utgjør mellom 89% og 124% høyere kostnader enn det tradisjonelle fartøyet.

Figur 5-16 viser også kostnadsfordelingen (CAPEX, OPEX, regenereringskostnader og drivstoffkostnader) for de ulike fartøyene og for en 12 timers arbeidsprofil. De største forskjellene mellom hybrid-fartøyene og det tradisjonelle fartøyet er et resultat av høyere CAPEX og regenereringskost. Dette som nevnt, som følge av høy brenselcellekostnad (både SO og PEM) og redundansen som trengs for hybridløsningene. Når det gjelder drivstoffkostnadene, derimot, ser vi at forskjellen er liten. Det er verdt å merke seg at dieselpriisen forventes å øke med fremtidige økte avgifter, mens grønt hydrogen og ammoniakk sannsynligvis vil ha fallende priser når teknologi- og infrastruktur blir mer utbredt og volumene i markedet øker.



Figur 5-16 Kostnadsfordeling til de betrakte mulighetene for en 12 timers arbeidsprofil

Ved beregninger av sensitiviteter som gjelder drivstoffkostnadene for hybridløsningene oppnås interessante resultater. Når hydrogen er energibæreren, er de diskonterte kostnadene på drivstoff mellom -8 og +37% sammenliknet med det tradisjonelle fartøyet. For en løsning med ammoniakk er drivstoffkostnadene mellom -37 og +23%.

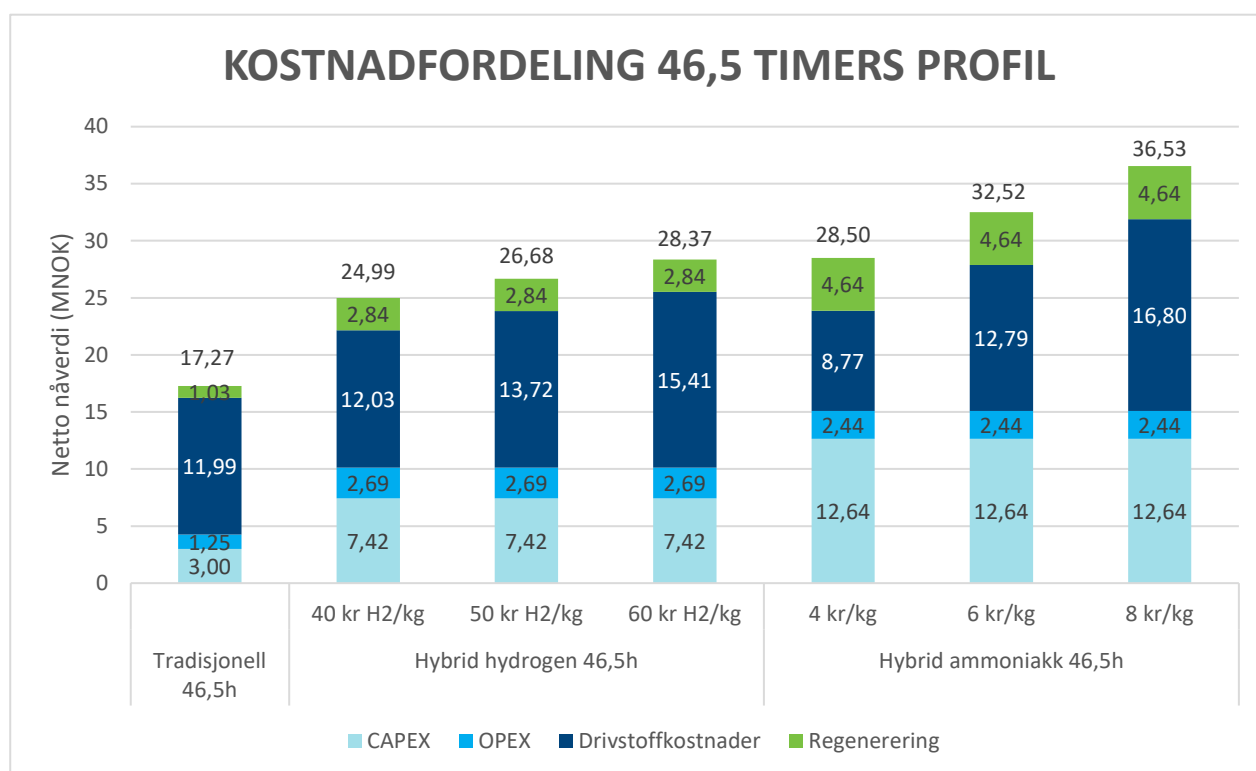
Driftsprofilen på 46,5 timer krever at dieselgeneratoren er i drift deler av sjøværet. Det er da potensielt mange måter å drifte båten på. I denne rapporten prioriteres den største potensielle CO₂-utslippsreduksjonen når vi ser på systemkostnadene for å vurdere dette systemet som et alternativ med lavere utlipp.

I kystfartøyet med hydrogenlagring og PEM-brenselcelle er det mulig å redusere CO₂-utslippet med 57% (dvs. CO₂-utslipp i denne løsningen blir da 125 tonn/år eller 0,28 kg CO₂/kWh) og dieselforbruk blir 39 433 kg/år (52 577 kg/år mindre enn den tradisjonelle båten).

Med ammoniakkløsningen med 1489 kg lagringskapasitet og batteri er utslippsreduksjonen betydelig, opp til 95% CO₂-reduksjon med antakelsene nevnt ovenfor. I dette tilfelle blir CO₂-utslippet 14,58 tonn/år eller 0,033 CO₂/kWh og dieselforbruk er 4 600 kg/år (dvs. en reduksjon av 87 409 kg/år).

En sammenligning av netto nåverdi, samt kostnadsfordeling er presentert i Figur 5-17. Kostnadene på hybridløsningene over hele investeringshorisonten ligger fortsatt over den tradisjonelle løsningen. Nåverdien til hybridfartøyet med PEM-brenselcelle er mellom 45% og 64% høyere enn komponentene i det tradisjonelle fartøyet, mens ved hybridløsninger med SO-brenselcelle og ammoniakk er nåverdien mellom 65% and 112% høyere.

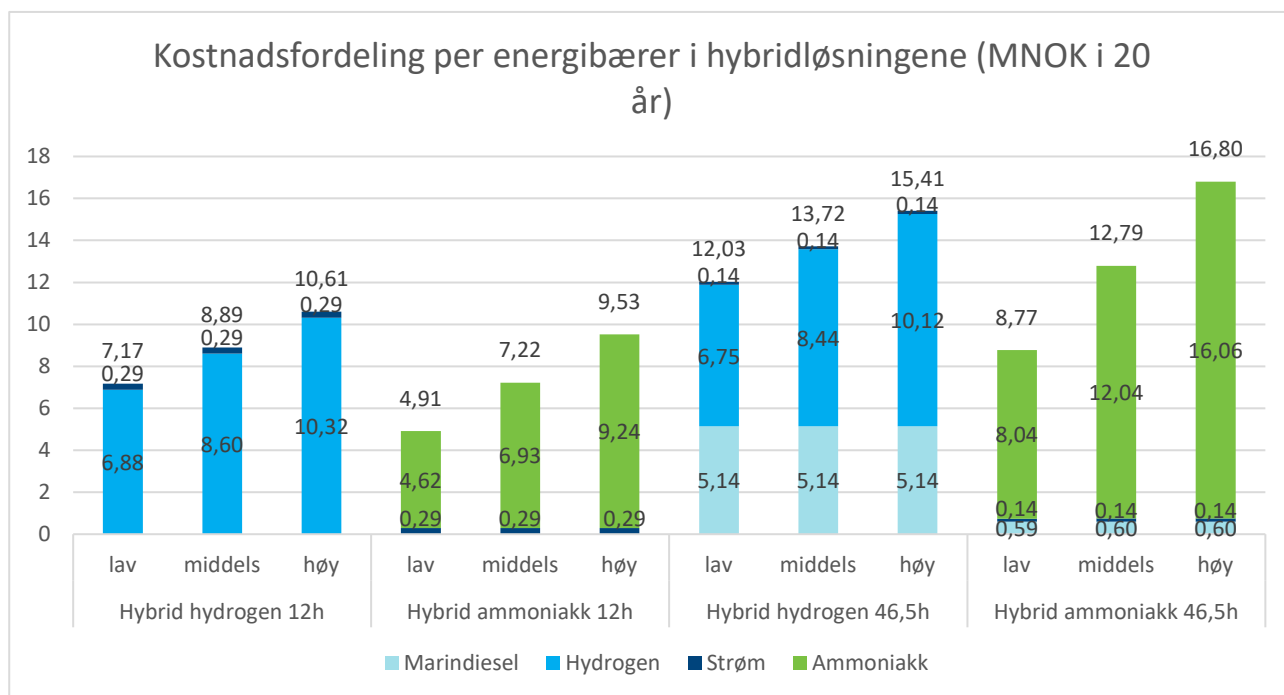
Figur 5-17 viser kostnadsfordelingene i casene med en 46,5 timers arbeidsprofil. I dette tilfellet er CAPEX, OPEX og regenerasjonskostnadene antatt like i forhold til den kortere arbeidsprofilen, siden de er definert som periodisk og avhengig av investeringskostnadene. Vi ser igjen en lignende situasjon sammenlignet med 12 timers profilen.



Figur 5-17 Kostnadsfordeling til de betrakte mulighetene for en 46,5 timers arbeidsprofil

Drivstoff i hybridbåten med PEM-brenselcelle (med en del bruk av dieselgeneratoren) har en kostnad som er mellom 0,4% og 29% høyere enn marindieselen i det tradisjonelle fartøyet, mens drivstoffkostnadene for hybridbåtene med SO-brenselcelle varierer mellom -27% og 40%, avhengig av sensitivitetene.

Kostnadsfordelingen mellom de ulike energibærere i hver case, er representert i Figur 5-18.



Figur 5-18 Kostnadsfordeling av de ulike energibærer over investeringshorisonten (20 år)

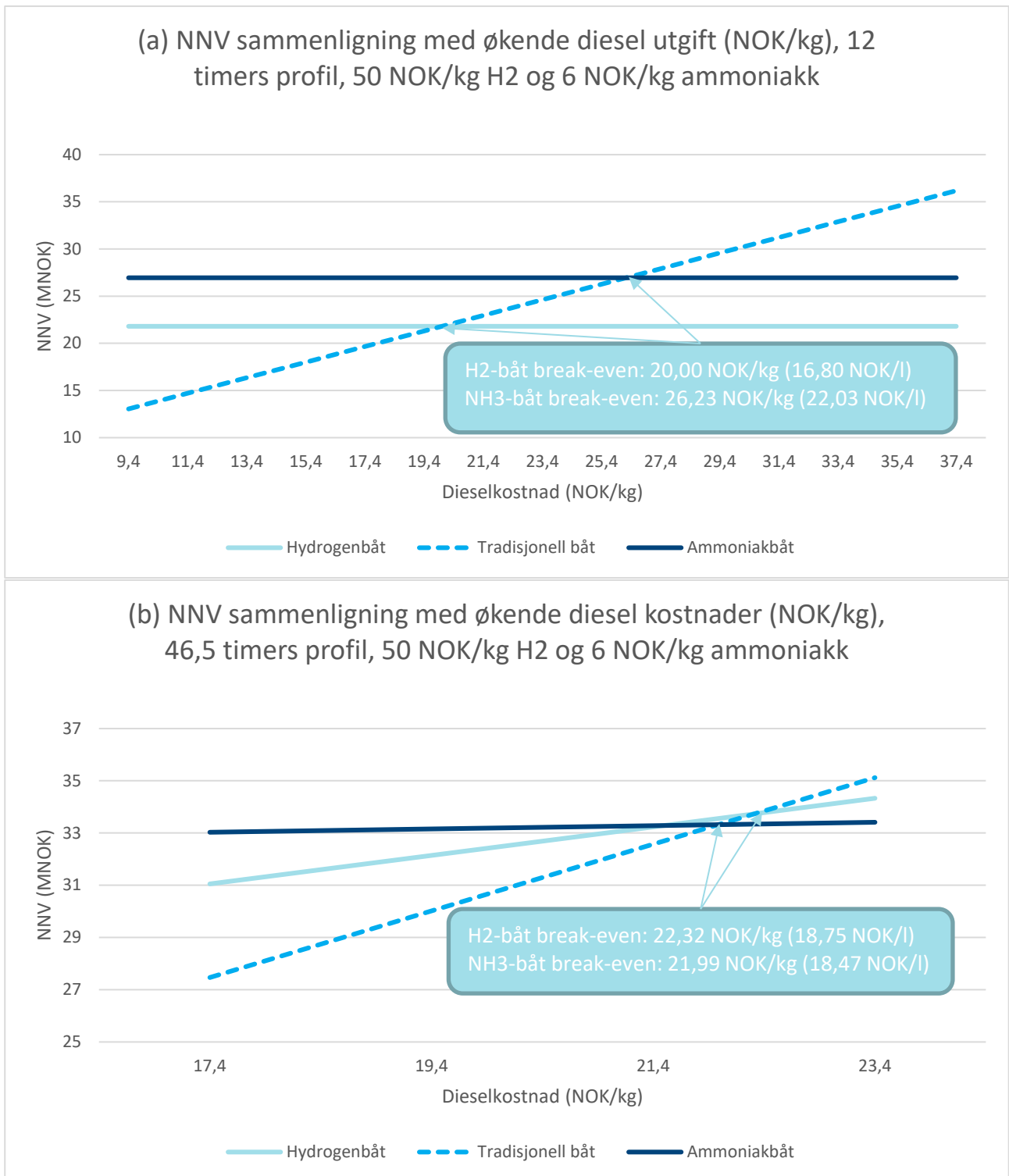
Strømkostnaden har liten betydning (lave kostnader og begrenset energimengde på batteriet), spesielt i den lange arbeidsprofilen, med sjeldnere muligheter for lading. Til sammen dekker strøm 69,67 MWh per år av det totale behovet 286,16 MWh/år i 12 timers profilen eller 34,84 MWh/år av 441,65 MWh/år i den 46,5 timers perioden.

Videre analyseres hva som må til for å gjøre lav-utslippsløsningene mer attraktive enn den tradisjonelle båten. Der er benyttet to metoder: Den første er å i) øke marindieselskostnadene og den andre er å ii) innføre ekstra CO₂-avgifter som indirekte øker kostnadene til den tradisjonelle båten. Av kurvene som viser endringer på netto nåverdi med økende dieselskostnader eller CO₂-avgift kan man se punktet der disse krysser hverandre, definert som break-even (og som gjør at de to løsningene har samme netto nåverdi). Det er fremmet forslag (i Stortinget) om å stegvis øke CO₂-avgiften til 200€/tonn fram mot 2030, dvs. rundt 2000 kr/tonn CO₂ (9).

Figur 5-19 viser effekten av økende dieselspris på netto nåverdi for de tre løsningene (tradisjonell båt, hybridbåt med hydrogen eller ammoniakk). Scenarioet valgt for hybridløsningene er "middels" (50 kr/kg hydrogen kostnader og 6 kr/kg ammoniakk). Netto nåverdi øker med økende dieselspris og CO₂-avgift for hybridløsningene på den 45,6 timers profil på grunn av dieselforbruket i lengre arbeidsturer, se Figur 5-18.

I den øverste grafikken (a) ser man break-even for 12 timers profilen. Da det ikke forbrukes diesel i hybridfartøylene, øker netto nåverdi med økende dieselskostnad. Da blir break-even kostnadene på marindiesel 20 kr/kg (16,80 kr/l) for en hydrogen-drevet båt og 26 kr/kg (22,03 kr/l) for en ammoniakk-drevet båt.

I grafikken (b) ser man situasjonen med en 46,5 timers driftsprofil. Da øker også nettonåverdien for hybridløsningene, siden de også bruker marindiesel (men i betydelig mindre grad enn den tradisjonelle). Kostnadene på marindiesel må ligge på minst 22,33 kr/kg (18,75 kr/l) eller 21,99 kr/kg (18,47 kr/l) for at hybridløsningene basert på henholdsvis hydrogen og ammoniakk skal koste de samme som den tradisjonelle båten.

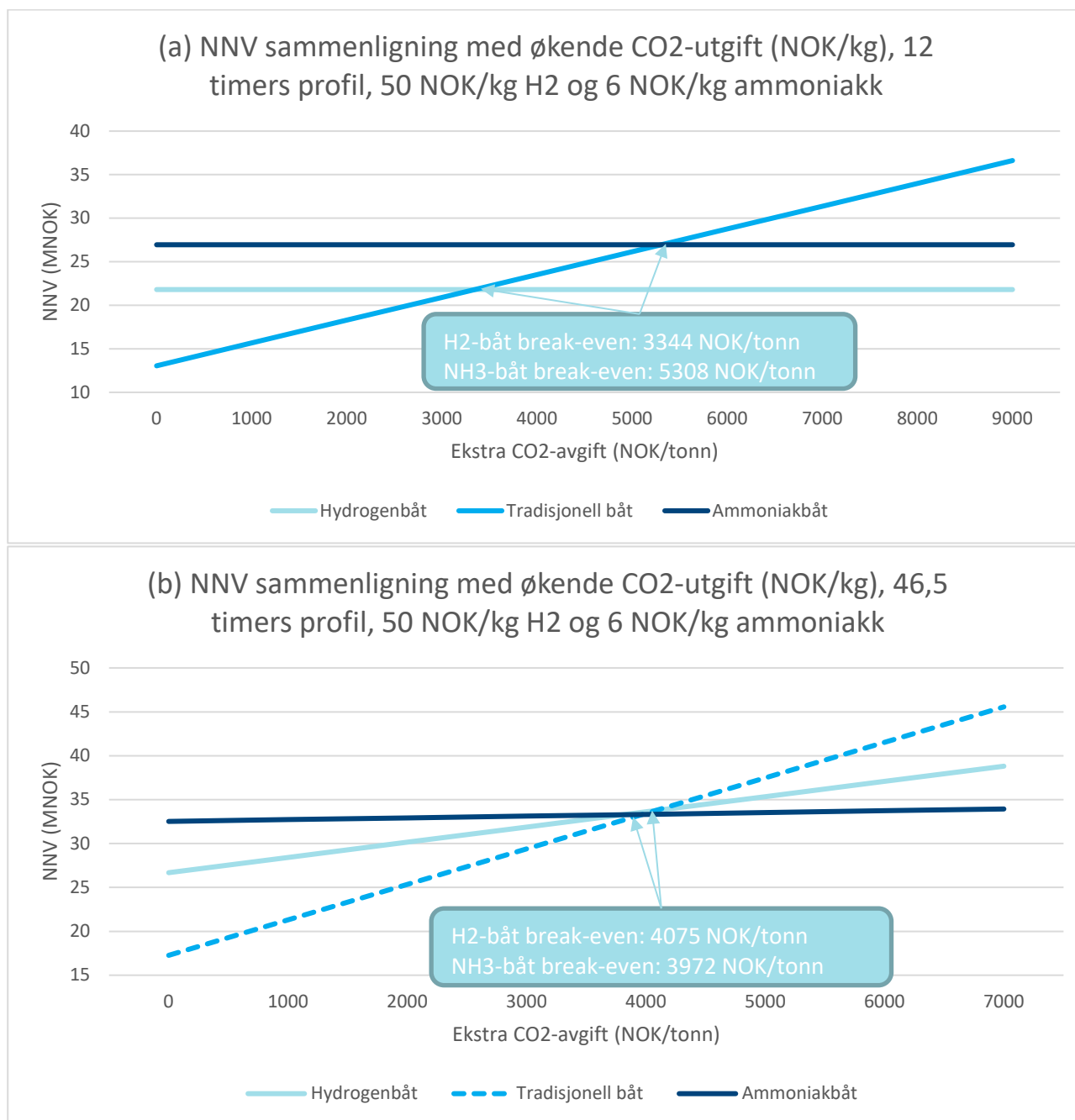


Figur 5-19 Nettonåverdi (NNV) sammenligning mellom de ulike kostnader med økende dieselkostnader for casene med 50 kr/kg H₂ og 6 kr/kg NH₃ (ammoniakk) for de to profilene, i den øverste grafikken (a) ser man resultater på en 12 timers profil, mens på den nederste (b), er det for en 46,5 timers profil

Figur 5-20 viser effekten av økende CO₂-avgift på netto nåverdien, (a) for 12 timers profil og (b) når båten er ute i 46,5 timer. I det første tilfellet ser man igjen at alle kurver stiger med CO₂-avgiften på grunn av dieselforbruk på hybridløsningene. Stigningen på kurven for det tradisjonelle fartøyet er naturligvis høyere, da denne utelukkende benytter diesel. I dette tilfellet er da break-even for 12 timers profil 3344 kr/tonn CO₂ for den hydrogen-drevne løsningen og 5308 kr/tonn for ammoniakkløsningen. Når arbeidsprofilen er 46,5 timer, så er de minimale CO₂-avgiftene henholdsvis 5374 kr/tonn CO₂ for hydrogenbasert hybridbåt og 6224 kr/tonn for ammoniakkbasert hybridbåt. Til sammenligning kan man se på klimaplanen til regjeringen, hvor det forventes å øke CO₂-avgiften fra 590 kr/tonn CO₂ i dag til 2000 kr/tonn CO₂ i 2030 (9). Da ser vi at det er ikke nok med denne økingen i CO₂-avgift, men det kan være nok når oppskalering av produksjonsvolumene av teknologiene finner sted og reduserer kostnadene videre.

Vi kan oppsummere at break-even for hybridløsningen med hydrogen oppnås lettere for en 12 timers profil. Dette kan forklares ved at i den lengre profilen (46,5 timer) brukes det en del diesel som gjør løsningen dyrere med økende diesel- eller CO₂-kostnader. For en løsning med ammoniakk, derimot, skjer det motsatte. Dieselbruk er bare 5% av den tradisjonelle båten og investeringskostnadene høye, slik at det blir enklere å oppnå den samme nåverdien for de casene med lengre drift (46,5 timers profil), siden ammoniakk er billig sammenliknet med de andre drivstoffene (bortsett fra strøm).

Tabell 5-4 viser alle ekstremverdiene med hensyn til alle scenarier og sensitiviteter for dieselkostnader og CO₂-avgift som gir den samme nåverdi som en tradisjonell, marindiesel-drevet båt.



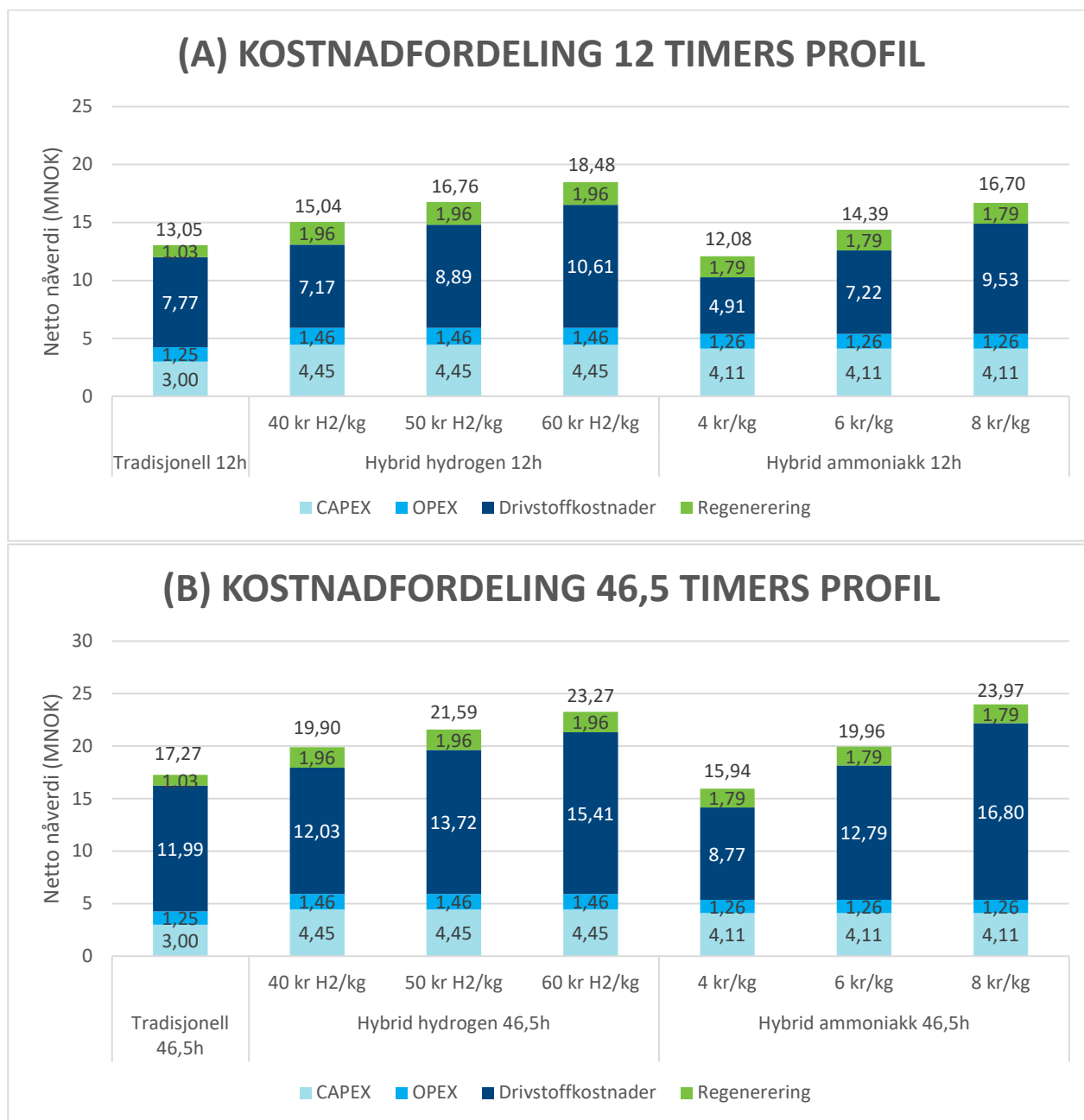
Figur 5-20 Nettonåverdi (NNV) sammenligning mellom de ulike kostnader med en CO₂-avgift for casene med 50 kr/kg H₂ og 6 kr/kg NH₃ (ammoniakk) for de to profilene, i den øverste grafikken (a) ser man resultater på en 12 timers profil, mens på den nederste (b), er det for en 46,5 timers profil

Tabell 5-4 Minimums- og maksimumsverdier for dieselkostnader og CO₂-utgift som gjør lav-utslippsløsningene konkurransedyktige med den tradisjonelle dieseldrevne båten

<i>Dieseldkostnader (kr/kg)</i>	<i>Hydrogenbasert båt</i>	<i>Ammoniakkbasert båt</i>
Minimum	18 (12 t. lav H ₂ -pris)	20 (46,5 t. lav NH ₃ -pris)
Maksimum	22 (12 t. høy H ₂ -pris)	29 (12 t. høy NH ₃ -pris)
<i>CO₂-avgift (kr/kg)</i>	<i>Hydrogenbasert båt</i>	<i>Ammoniakkbasert båt</i>
Minimum	2691 (12 t. lav H ₂ -pris)	2924 (46,5 t. lav NH ₃ -pris)
Maksimum	3996 (12 t. høy H ₂ -pris)	6190 (12 t. høy NH ₃ -pris)

5.3.1.3 Flåteanalyse med hensyn til skalafordeler

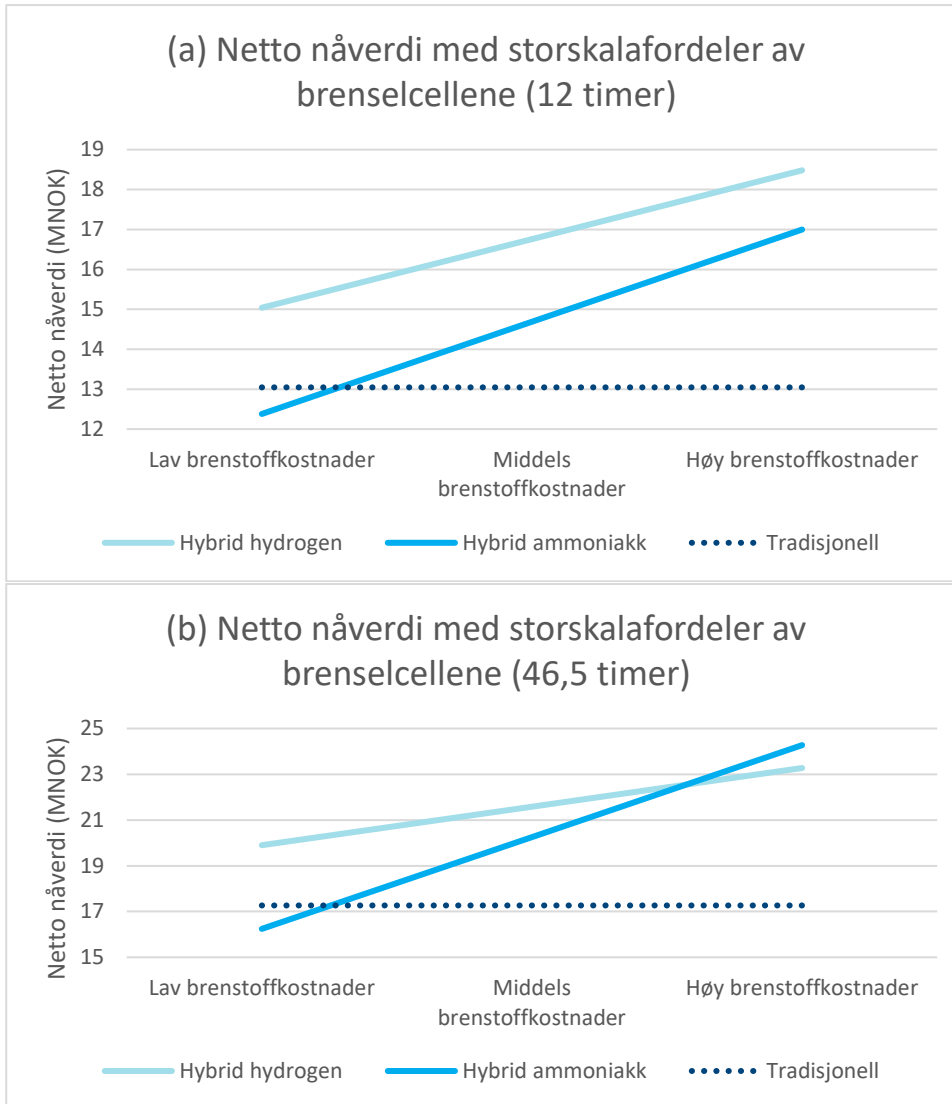
I dette avsnittet er effekten av en reduksjon i investeringskostnader på brenselcellene (både PEM og fastoksid) med en økende lav-utslipp fiskeflåte estimert. Med storskalaproduksjon og en større elektrifisering av kystfiskeflåten har vi antatt (basert på erfaring) at CAPEX-verdiene kan ligge rundt 3 MNOK/MW for en 200 kW PEM-brenselceller som bruker hydrogen som drivstoff. Ifølge (10), kan prisen cellebunkene komme ned fra over 1000\$/kW til mellom 50 og 280\$/kW for lavtemperaturbrenselceller med stor skala produksjon (noe som kommer nær våre estimater både på prototypen og storskala investeringskostnader). Vi antar rundt 5 MNOK/MW for en 200 kW SOFC brenselcelle som bruker ammoniakk som drivstoff, basert på selve størrelse på brenselcellen og forventninger i prisreduksjon, som kan følge estimater omtalt også i (10), hvor det kan oppnås kostnader mellom 150 og 1500 \$/kW, hvor (11) argumenterer for muligheten til å oppnå systemkostnader mellom 400 og 600 \$/kW. Disse er likevel usikre tall og det er vanskelig å estimere. Resten av kostnadene, i mange tilfeller estimert som en prosent av CAPEX, blir antatt som de samme som prototypen (og derfor blir de lavere med en reduksjon på CAPEX), som presentert i vedlegget I.A.1.a)(1)A. Vi antar også at hele fiskeflåten består av 13 m båter av den samme typen som prototypen.



Figur 5-21 Kostnadsfordeling av fartøyet med storskalafordeler, (A) for 12 timers profil og (B) for 46,5 timers profil

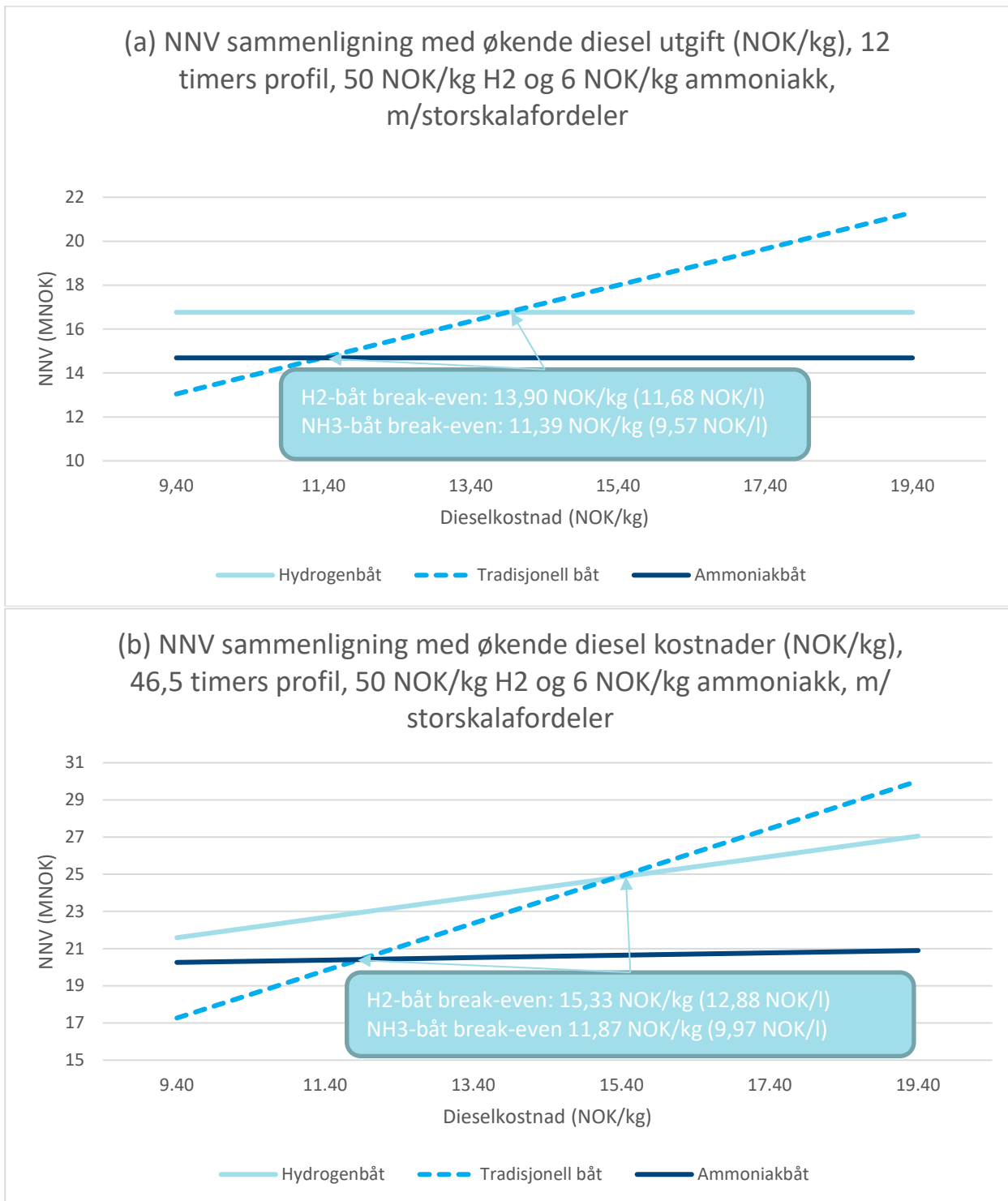
En kostnadsfordeling for fartøyene med storskalafordeler blir representert i Figur 5-21. Man kan observere at investeringskostnadene (og derfor andre høye kostnader relatert til CAPEX som regenerering) blir kraftig redusert. For et fartøy med en 46,5 timers profil er merkostnadene (forskjell i totalkostnadene) for hydrogenløsningen mellom 2,63 (antatt 40 kr/kg hydrogen) og 6,01 MNOK (antatt 60 kr/kg hydrogen), mens for ammoniakkløsningen kan denne ligge mellom -1,32 MNOK (til og med lavere kostnader enn den tradisjonelle løsningen, dersom ammoniakk koster 4 kr/kg) og 6,71 MNOK (hvis ammoniakk koster 8 kr/kg). For en 12 timers profil er merkostnadene mellom 2 og 5,44 MNOK for hydrogenløsningen og mellom -0,97

og 3,65 MNOK for ammoniakkløsningen. En mer grafisk figur over de totale kostnadene kan se i **Error! Reference source not found.**

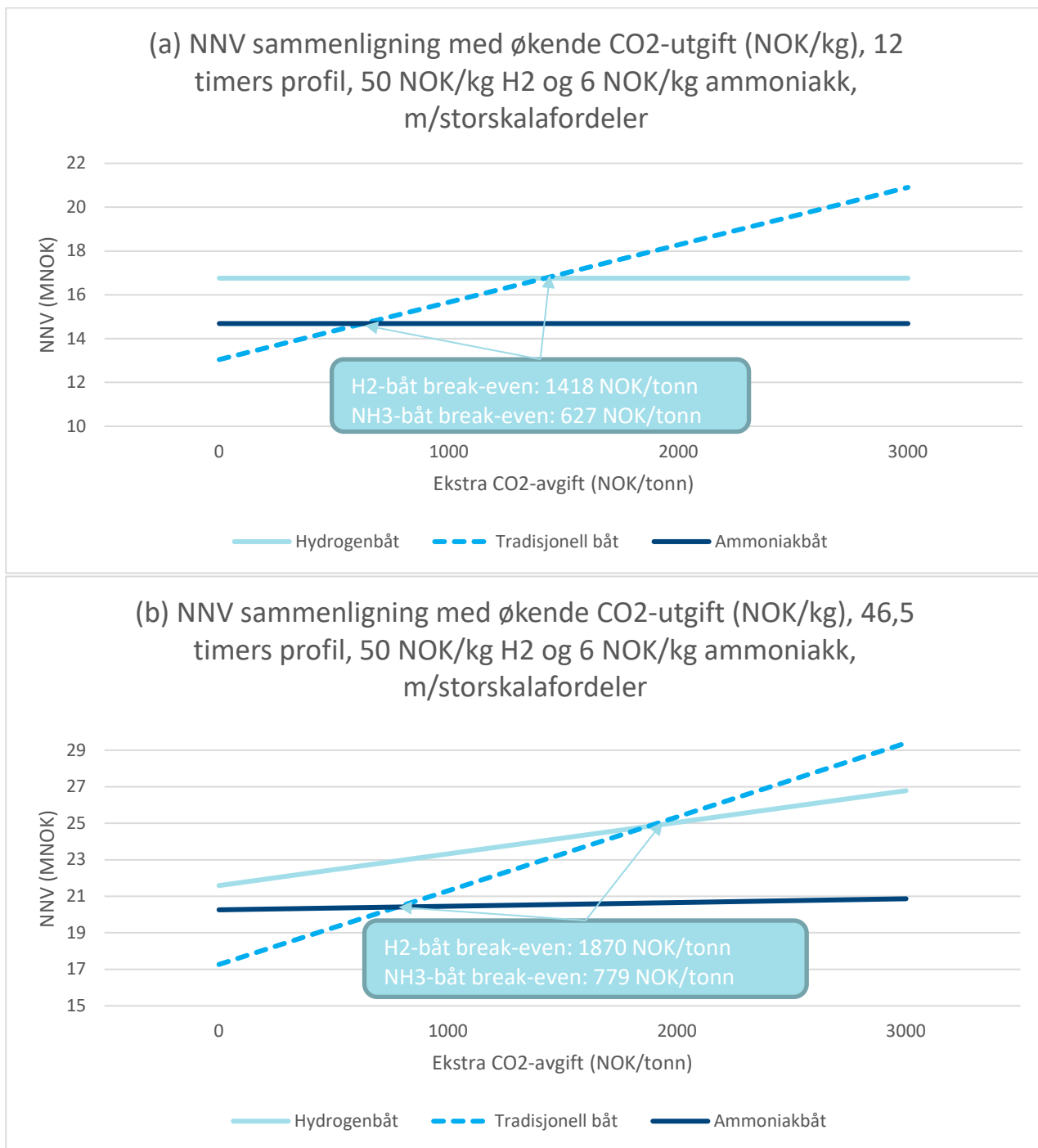


Figur 5-22 Effekt av kostnadsreduksjoner som følge av storskala produksjon av brenselcellene for en kystfiskeflåte på hver individuell båts kostnader

En økt CO₂-avgift eller alternativt en høyere dieselkostnad (nå lavere enn for prototypen) kan gjøre hybridløsningene lønnsomme sammenlignet med dieselløsningen. For hybridløsningen drevet av komprimert hydrogen burde dieselkostnaden ligge mellom 12 og 18 kr/kg eller CO₂-avgiften mellom 938 og 2800 kr/tonn (avhengig av hydrogenkostnadene). For ammoniakkløsningen bør dieselpris være mellom 9 og 15 kr/kg eller CO₂-avgiften mellom 0 (løsningen kan være allerede mindre kostbar enn bruk av diesel) og 1856 kr/tonn for at alternativene blir lønnsomme når fullskalaproduksjon er på plass. Effekten av varierende dieselpris og CO₂-avgift på medium-caset (50 kr/kg hydrogen og 6 kr/kg ammoniakk) kan man se henholdsvis på Figur 5-23 og Figur 5-24, også på 12 timers profil i (a) og 46,5 timers profil i (b).



Figur 5-23 Øking av dieselpris for fiskfiskeflåten med storskalafordeler, (a) for 12 timers profil og (b) for 46,5 timers profil



Figur 5-24 Øking av CO₂ avgift for fiskfiskeflåten med storskalafordeler, (a) for 12 timers profil og (b) for 46,5 timers profil

5.3.2 Drivstofforbruk og klimagassutslipp i kystfiske

Flere studier har vist at sjømat er et klimavennlig alternativ til mange landbaserte kjøttprodukter (12). Til tross for at sjømat relativt sett har lave klimautslipp, har også denne næringen potensiale for ytterligere reduksjoner. Ulike sjømatprodukter har forskjellig miljøavtrykk bla. avhengig av art, fiskeområder og fiskemetoder. En fersk undersøkelse av norske sjømatprodukter viste at median karbonavtrykk av norsk fiskeri (inkludert reker og kongekrabbe) varierte fra 0,28 til 3,24 kg CO₂/kg fisk ved landing i 2017 (12)¹. Ser man på det samlede klimagassutslippet for typiske sjømatprodukter langs hele verdikjeden fra fangst, via mottaksleddet og prosessering, til eksport og marked, er det drivstofforbruket for fartøyet som normalt representerer den største andelen (12). Unntaket er når produktene eksporteres med fly. Winther m.fl. (2020) estimerer at 76–97% av klimagassutslipp fra norske fiskerier følger av fartøyenes drivstofforbruk, og påpeker at øvrige utslippskilder som produksjon av utstyr og fartøy, agn og produksjon og utslipp av kjølemedier derfor er av mindre betydning.

Under Parisavtalen (13) har Norge forpliktet seg til å redusere klimagassutslippene med 50–55% innen 2030 sammenlignet med 1990, som er et avgjørende steg for å bli et lavutslippssamfunn i 2050 (14). Kravene til utslippsreduksjon i henhold til Parisavtalen er av en slik størrelse at ingen enkeltnæring alene kan levere kuttene. Dermed må alle næringer bidra for å innfri Norges klimaforpliktelsene. For kystflåten vil utslipp av klimagasser være direkte relatert til energibruk ettersom fartøyene i all hovedsak benytter fossile energikilder. Selv om det de senere år har kommet kystfiskefartøy med hybride fremdriftssystemer, er det foreløpig kun snakk om noen få fartøy. Dermed er det i all hovedsak fortsatt dieselmotorer som driver både fremdrift, hydraulikk og strømforsyning om bord i kystfiskefartøy. Tidligere var også utslipp av kuldemedier en betydelig kilde til klimagassutslipp fra fiskeflåten, men i dag har HFK-gasser i stor grad blitt byttet ut med naturlige gasser som ammoniakk og CO₂ med liten klimapåvirkning (15) (12).

Hognes & Jensen (2017) (15) så på utviklingen i klimagassutslipp fra den norske fiskeflåten fra 2001 til 2015. Studien slår fast at utslippene har gått jevnt nedover de siste tiårene, men at det fortsatt kan være store utslippsvariasjoner mellom fartøy som driver sammenlignbart fiske. I et mer detaljert drivstoffregnskap for 2014, estimerer Hognes & Jensen (2017) et drivstofforbruk på 337 millioner liter, som representerer et klimagassutslipp på omtrent 907 tusen tonn CO₂-ekvivalenter. Det er derimot store usikkerheter tilknyttet slike klimaregnskap og hvilke data og beregningsmetode som benyttes for å estimere utslippene. I rapporten *Klimatiltak og virkemiddel i fiskeflåten* (16), er det gitt en oversikt over utviklingen i utslipp fra fiskeflåten basert på fire ulike beregningsmetoder og/eller datagrunnlag, herunder Garantikassen fra fiskere, SINTEF (15), samt to metoder fra SSB; ny og gammel. Det er store variasjoner i resultatene, og som eksempel ser man at estimerte utslipp for 2016 varierer fra under 400 til omtrent 1100 tonn CO₂-ekvivalenter. For å kunne sammenligne tallene direkte, er det derfor viktig å være klar over hvilke forutsetninger som ligger til grunn for de ulike estimatene (se (15; 16)).

Det er mange forhold som kan påvirke fiskeflåtens drivstofforbruk. Blant annet kan reguleringer og bærekraftig bestandsforvaltning være med å sikre et drivstoffeffektivt fiske, samt at fiskerne selv har mulighet til å påvirke eget forbruk gjennom måten de opererer fartøyene på. Samtidig vil det å erstatte dagens fossile energibærere, enten helt eller delvis, kunne gi en større og mer direkte reduksjon av fartøyenes utslipp. Eksempelvis vil et nullutslippssystem med hydrogen eller ammoniakk som drivstoff ikke generere noen lokale klimagassutslipp om bord i fartøyet. Men selv om det ikke vil være punktutslipp under drift av fartøyet, kan selve fremstilling av drivstoffet generere utslipp. Dette vil være tilfellet også for andre typer drivstoff, og eksempelvis for marin gassolje estimerer IMO (2016) (17) et well-to-tank⁷ utslipp på 9,6 g CO₂e/MJ. Hvor mye utslipp som genereres under tilvirkning av hydrogen, avhenger derimot av produksjonsmetode; i dag foregår produksjon av hydrogen hovedsakelig ved reformering av naturgass som genererer relativt store mengder CO₂, men hydrogen kan også

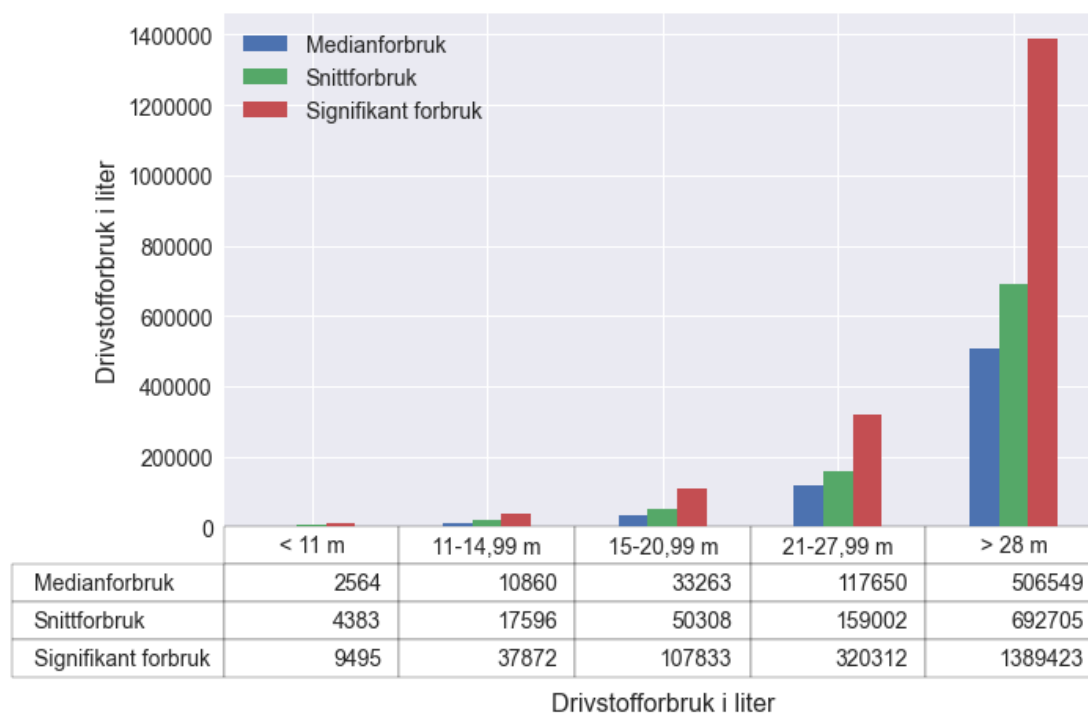
⁷ Samlede utslipp fra utvinning av råmaterialer, produksjon og transport av drivstoff

fremstilles ved elektrolyse av vann og bruk av fornybar energi. Det er store utslippsforskjeller mellom de to produksjonsmetodene, og ifølge DNV vil hydrogen produsert fra naturgass (90 g CO₂/MJ) generere mer klimagassutslipp over livsløpet sammenlignet med marin gassolje (~85 g CO₂/MJ) (18). Fremstilles hydrogen derimot ved elektrolyse av vann basert på fornybar kraft, er utslippene langt lavere og da snakker man om grønt hydrogen (1–2 g CO₂/MJ) (18). Sistnevnte er også den tiltenkte løsningen for den planlagte hydrogenfabrikken i Berlevåg.. Et kystfiskefartøy som drives på grønt hydrogen vil derfor ha et lavt assosiert klimagassutslipp sammenlignet med konvensjonelle fremdriftsløsninger.

5.3.2.1 Drivstofforbruk fordelt på lengdegrupper

Garantikassen for fiskere refunderer mineraloljeavgiften som betales på diesel og marine gassoljer brukt til fiskerier. Avgiften betales per liter slik at alle fartøy årlig rapporterer sitt faktiske drivstofforbruk til Garantikassen. På forespørsel har Garantikassen fremskaffet en oversikt over innrapportert drivstofforbruk for 2019. I tillegg til drivstofforbruk inneholder dataene informasjon om hjemkommune og fartøylengde for hvert fartøy. Dataene omfatter ikke drivstoff kjøpt av norske fartøy i utlandet, men derimot olje kjøpt av utenlandske fartøy i forbindelse med fiske på norske arter (15). Ifølge Garantikassen er det likevel sjelden at de mottar refusjonssøknader fra utenlandske fartøy (15).

I 2019 mottok Garantikassen krav om tilbakebetaling av mineraloljeavgiften basert på et innrapportert drivstofforbruk på over 222 millioner liter. Det rapporterte drivstofforbruket fordeler seg på lengdegruppene som vist i Figur 5-25. Det er tydelig at det er de lengste fartøyene som representerer det største snittforbruket blant lengdegruppene. Det er også de lengste fartøyene som samlet bruker mest drivstoff, til tross for at det er langt flere fartøy i de to minste lengdegruppene.



Figur 5-25 Drivstofforbruk 2019, fordelt på lengdegruppe. Lengdegruppens "signifikante forbruk" tilsvarer det gjennomsnittlige forbruket til den tredjedelen med størst forbruk. Data fra Garantikassen.

Ettersom prosjektets referansefartøy er et 13 meter langt kystfiskefartøy, er det lengdegruppen 11–14,99 meter som er mest interessant for denne studien. Denne lengdegruppen hadde på landsbasis et gjennomsnittlig forbruk på om lag 17.600 liter, og et medianforbruk på ca. 10.850. Lengdegruppens "signifikante forbruk", som tilsvarer det gjennomsnittlige forbruket til den tredjedelen med størst forbruk, var omtrent 37.900 liter. Til sammenligning har prosjektets referansefartøy oppgitt egne drivstoffall for 2018, 2019 og 2020 på henholdsvis 12.004, 12.860 og 8.585 liter. Referansefartøyets forbruk er altså omtrent på nivå med medianforbruket til lengdegruppen 11–14,99 m på landsbasis, og dermed en god del lavere enn gruppens gjennomsnittlige og signifikante forbruk. Referansefartøyet har også lavere drivstoffbruk enn fartøy i samme lengdegruppe hjemmehørende i Berlevåg og Bodø, men er på ca. samme nivå som tilsvarende fartøy i Flakstad. I denne studien er det videre gjort egne estimer på drivstofforbruk til et 13 m konvensjonelt kystfiskefartøy som følger av den tekno-økonomiske analysen i kapittel 5.3.1. Estimaten er basert på to ulike driftsprofiler på 12 og 46,5 timer, med tilhørende drivstoffestimat på henholdsvis 70.972 og 109.536 liter MGO per år. Dermed har prosjektet tilgang på flere ulike kilder til drivstoffestimat for et kystfiskefartøy på 13 meter. Disse er oppsummert i Tabell 5-5.

Tabell 5-5 Ulike estimer/kilder til årlig drivstofforbruk for et 13 m kystfiskefartøy

Fartøy	Årlig drivstofforbruk (liter)	Kommentar
Referansefartøy	11150	Gjennomsnitt 2018-2020
Landsbasis, 11-14,99 m	17596	Data fra Garantikassen, 2019
Berlevåg, 11-14,99 m	32928	Data fra Garantikassen, 2019
Bodø, 11-14,99 m	23419	Data fra Garantikassen, 2019
Flakstad, 11-14,99 m	10776	Data fra Garantikassen, 2019
Konvensjonell, 12 h	70972	Se kapittel 5.3.1
Konvensjonell, 46,5 h	109536	Se kapittel 5.3.1

Det er betydelige forskjeller mellom forventet dieselforbruk fra verdiene for Garantikassen og resultatene fra den teknoøkonomiske analysen, der sistnevnte har klart høyere forbruk (uansett profilengde, 12 eller 46,5 timer). Grunnen kan være at det er antatt samme profil for alle fiskedøgn siden vi mangler mer detaljert data (og derfor kan vi ikke se variasjonen i arbeidsprofiler i analysene). Alternativt kan dette forklares ved at anslaget om 171 fiskedøgn per år som er brukt som basis i analysene som representativ operasjonell periode (ca. 50% av alle døgn er fiskedøgn) ikke er gyldig for alle fartøy i denne klassen (11-14,99 m), hvor gjennomsnittet er lavere.

5.3.2.2 Estimat klimagassutslipp

En utfordring for kystfiskeflåten er variasjonen i fartøysammensetningen, stor geografisk spredning langs kysten og bruk av ulike typer fiskeredskap. Dette er alle faktorer som kan påvirke drivstofforbruk og derav utslipp. Eksempelvis kan forskjellige fiskevær ha ulike distanser til nærmeste fiskefelt, noe som vil ha betydning på drivstofforbruket siden mye av energibruken for kystflåten vil være tilknyttet forflytning til og fra fiskefeltene. Videre vil aktive fiskeredskap som for eksempel trål ha mer energikrevende fiskeoperasjoner enn passive redskap som line og garn.

For å kunne si noe om klimagassutslipp for en bestemt type fartøy, bør man derfor enten gjøre faktiske energimålinger om bord, eller støtte seg på erfaringstall for et representativt utvalg fiskefartøy (type, størrelse, redskap og aktivitet). Ettersom formålet her er å si noe om potensialet for utslippsreduksjon ved overgang til hydrogen og ammoniakk som drivstoff, er det kun utslippene assosiert med drivstoffet som er relevant – og ikke klimapåvirkning fra et eventuelt utslipp av kuldemedier. For enkelhet skyld, sees det også bort ifra klimagassutslipp tilknyttet produksjon og fremstilling av drivstoffene, samt eventuelle forskjeller i assosierte utslipp knyttet til tilvirkning av de ulike fremdriftssystemene. En detaljert og komparativ livsløpsanalyse med

tilhørende standardmetodikk, kan være hensiktsmessig for å belyse utslipp fra de ulike relevante verdikjedene, men dette ligger utenfor omfanget av denne studien.

Drivstofforbruket omregnes til utslipp av CO₂ ved hjelp av omregningsfaktor på 3,17 kg CO₂ per kg marin gassolje (MGO). Det er altså lagt til grunn at samtlige fartøy bruker MGO. Tabell 5-6 tar utgangspunkt i Garantikassens oversikt over drivstofforbruk for lengdegruppen 11-14,99 m for 2019 (Figur 5-25), mens estimatene i Tabell 5-7 er basert på referansefartøyets rapporterte drivstofforbruk til Garantikassen.

Tabell 5-6 Estimert klimagassutslipp for lengdegruppen 11-14,99 m (landsbasis). Lengdegruppens "signifikante forbruk" tilsvarer det gjennomsnittlige forbruket til den tredjedelen med størst forbruk.

Drivstofforbruk (liter)		CO ₂ -utslipp (tonn)
Medianforbruk	10.874	29
Snittforbruk	17.596	47
Signifikant forbruk	37.872	101

Tabell 5-7 Estimert klimagassutslipp basert på referansefartøyets drivstofforbruk

Drivstofforbruk (liter)		CO ₂ -utslipp (tonn)
2018	12.004	32
2019	12.860	34
2020	8.585	23

Det estimeres et gjennomsnittlig utslipp på 47 tonn CO₂ for lengdegruppen 11-14,99 m på landsbasis. Tilsvarende for referansefartøyet estimeres et utslipp på mellom 23-34 tonn CO₂ for de tre referanseårene. Potensialet for utslippsreduksjon vil avhenge av hvilken energiløsning som erstatter bruken av MGO, samt hvorvidt det er snakk om nullutslipps- eller hybride løsninger hvor fortsatt deler av fartøyets aktivitet vil måtte drives på fossile brensler.

For mer langsiktige og overordnede fremtidsscenarioer vil man måtte ta stilling til hvor mange og hvilke typer fartøy som omstiller seg til mer miljøvennlige fremdriftssystemer. Tabell 5-8 angir drivstofforbruk fra Garantikassen (2019) og estimerte CO₂-utslipp for havnene i Berlevåg, Bodø og Flakstad. I Tabell 5-9 gjøres videre en enkel øvelse for disse havnene der det antas at alle fartøy under 15 meter endrer til hybride fremdriftssystemer med enten hydrogen eller ammoniakk som drivstoff. Estimert utslippsreduksjon er basert på driftsprofilen 46,5 h. Utslippsreduksjon er også angitt i prosent av havnenes totale utslipp fra fiskefartøy (Tabell 5-8). Tabell 5-8

Tabell 5-8 Innrapportert drivstofforbruk til Garantikassen 2019 og estimerte CO₂-utslipp for kommunene Berlevåg, Bodø og Flakstad. Sum for alle lengdegrupper.

Kommune	Liter drivstoff 2019	Estimert CO ₂ -utslipp (tonn)
Berlevåg	636 383	1.695
Bodø	3 017 243	8.034
Flakstad	1 059 015	2.820

Tabell 5-9 Estimert utslippsreduksjon dersom alle fartøy under 15 meter går over til hybride fremdriftssystemer, basert på 46,5 timers driftsprofil. Reduksjon angitt både som tonn CO₂ og som prosent av kommunenes totale utslipp fra fiskefartøy, basert på data fra Garantikassen, 2019.

Kommune	CO ₂ -utslipp fartøy <15 meter	Hydrogen		Ammoniakk	
		Reduksjon [tonn CO ₂ /år]	Reduksjon av total [%]	Reduksjon [tonn CO ₂ /år]	Reduksjon av total [%]
Berlevåg	520	297	18 %	494	29 %
Bodø	1.271	726	9 %	1.207	15 %
Flakstad	708	404	14 %	672	24 %

Potensialet for utslippsreduksjon estimeres til mellom 9-18 % for hydrogen og 15-29 % for ammoniakk. Potensialet er størst i Berlevåg ettersom de minste fartøyene i Berlevåg representerer en større andel av kommunens totale drivstofforbruk, sammenlignet med Bodø og Flakstad. Det er videre naturlig at den største utslippsreduksjonen estimeres for hybridløsningen med ammoniakk ettersom bruken av fossilt brensel er en del større for hydrogenløsningen (ref. kapittel 5.3.1). Totalt for de tre kommunene estimeres en utslippsreduksjon på 1427 og 2373 tonn CO₂ per år for henholdsvis hydrogen og ammoniakk som drivstoff.

5.4 Havner og krav til infrastruktur

Nye framdriftsteknologier for kystfiskefartøy vil kreve tilhørende infrastruktur i havnene disse båter vil seile fra. Mange fiskehavner er i utkantstrøk der det kan være en utfordring å få tak i nok elektrisitet fra kraftnettet eller motta regelmessige leveranser av nye drivstoff som hydrogen eller ammoniakk.

Vi skal derfor i det følgende vurdere tre svært forskjellige fiskehavner, hvilke nye utfordringer og muligheter de nye teknologiene byr på, og hvordan disse kan innlemmes i havnenes drift på kort og lang sikt.

5.4.1 Havnene



Figur 5-26: Geografisk lokasjon i Nord-Norge av de undersøkte havnene.

5.4.1.1 Berlevåg

Berlevåg er et lite fiskevær nordligst på Varanger-halvøya, og har mye til felles med andre fiskevær i Nord-Norge. Det som skiller Berlevåg ut er beliggenheten nær Raggovidda vindpark (45 MW, snart 95 MW), og at Hæolus-prosjektet er i ferd med å etablere hydrogenproduksjon med en kapasitet på 1 tonn hydrogen dagen. Berlevåg Kommune har dessuten planer for utvikling av en industripark rett ved havnen, der Varanger Krafts visjon om storstilt ammoniakkproduksjon fra grønt hydrogen planlegges realisert.

Berlevåg er altså en relativt liten havn med usedvanlig god tilgang til strøm, snart hydrogen, og på sikt ammoniakk. Andre havner i Nord-Norge kan utvikles i samme retning de kommende årene, men avgjørende for dette er utviklingen av vindkraft, som gjør kystnære, vindutsatte områder til gode kraftkilder. Kraftproduksjon i Norge har nemlig lenge vært dominert av vannkraft, gjerne i indre strøk, samtidig som de beste vindressurser er tilgjengelig ved kysten.

Kraftnettet til fiskehavner er ofte dimensjonert for et beskjedent lokalt forbruk, og eksport av nylig installert vindkraft er derfor vanskelig. Dette kalles gjerne for "innestengt vindkraft", og er et problem som gjelder mange ellers gode vindkraftområder, da historisk sett vil folk ikke slå seg ned der vinden blåser ofte og kraftig. Lokal utnyttelse av vindkraft til hydrogenproduksjon, muligens med videre foredling til ammoniakk, er en løsning for å kunne eksportere energien uten å måtte bygge ut kraftnettet.

5.4.1.2 Flakstad (Ramberg og Fredvang)

Det er fem fiskerihavner i Flakstad, men vi skal se spesielt på Ramberg og Fredvang som de mest aktuelle, i samråd med Flakstad kommune. Det pågår utredninger for elektrifisering av disse to havner, og det er planlagt å etablere en industripark ved Ramberg havn.

Begge havnene, spesielt Fredvang, ligger tett inntil Lofotodden Nasjonalpark. Av denne grunnen kan tilgang til elektrisk kraft være vanskelig, da nødvendige ekstra kraftlinjer vil oppleves som spesielt skjemmende på kystlinjen som er oppført på UNESCOs verdensarvlisten; det samme gjelder store, synlige tanker for lagring av hydrogen eller lukt av ammoniakk fra fylløperasjoner.

Dagens elektrisitetsforbruk for fiskemottaket i Fredvang er målt mellom 10 og 35 kW, med høyest forbruk om vinteren. Flakstad Kommune har beregnet at et scenario med elektrifisering av kystfiskeflåten vil kreve grunnkapasitet på 550 kW, samt mellomlagringsbatteri på 500 kWh.

5.4.1.3 Bodø

Bodø er en stor havn med mye aktivitet, og som har allerede et større prosjekt for hydrogenfergen til Røst, Værøy og Moskenes: dette er det lengste fergesambandet i Norge, og kan ikke betjenes med batteriløsninger. Hydrogendrift for sambandet er påbudt fra og med 2025, og vil derfor kreve betydelig produksjon av hydrogen ved Bodø havn, gjerne flere tonn/dag.

Kapasitet i strømmettet er i dag begrenset av Salten trafostasjon og tilhørende regionalnett. Det er likevel planlagt utbygging av flere landstrømanlegg ved Bodø havn: 3 på 200 kW og ett hvert av 250 kW, 350 kW, 1,6 MW og 2,5 MW. Dette vil kreve en utvidelse av nettkapasiteten som gjør det rimelig sikkert at kapasitet for kystfiskeflåten vil være til stede.

Et spesielt forhold for Bodø havn er at den ligger tett inntil bebodd område, og deler av havnen er et bokstavelig steinkast unna den sentrale Sjøgata. Det er derfor å forvente at det vil være skjerpede krav til sikkerheten ved håndtering av hydrogen eller ammoniakk.

5.4.2 Landinfrastruktur for nye framdriftsteknologier

Ved bruk av batterier, brenselceller eller andre nullutslippsteknologier i fiskerisektoren vil det oppstå behov for overføring, lagring eller produksjon av energi i forskjellige bærere.

Her beskrives de viktigste implikasjonene de forskjellige teknologier har for havnene.

5.4.2.1 Strøm

Batterilading krever at strøm er tilgjengelig for båten med én gang, men det er et kjent problem at enkelte havner (f.eks. Ramberg og Fredvang i Flakstad) har dårlig tilgang til effekt. Store batteripakker på båtene vil kreve tilsvarende store effekter for å lades på samme tid.

Lading for de aller minste fartøy kan foregå som for elbiler, der laderen sitter på fartøyet og forsynes med standard AC-strøm (220 V eller muligens trefas-400 V). Dette krever lite ny investering, men kan ikke levere mye mer enn ca. 10 kW. For nesten alle profesjonelle fartøy vil man forvente et energibehov på flere hundre kWh (Angelsen Senior er f.eks. utstyrt med 270 kWh, Karoline med 195 kWh), og AC-lading vil da kunne kreve flere døgn. Det vil derfor bli i de aller fleste tilfeller nødvendig med DC-lading (såkalt hurtiglading), med koblinger à la CCS, som kan levere opptil 350 kW. Til maritime anvendelser er det allerede utviklet løsninger med høy effekt, som 2,4 MW for kaia til *Future of the Fjords* (skipet har 1,8 MWh i batteri).

For å redusere krav om effekt fra nettet, installeres gjerne bufferbatterier som lades kontinuerlig fra nettet gjennom døgnet, og som tømmes raskt ved lading: en slik løsning brukes f.eks. på begge fergekaiene betjent av Ampere-fergen på Sognefjorden. El-ferger bruker også gjerne induktiv lading med automatisk tilkobling, men dette er mindre relevant for fiskebåter da det ikke er like stort tidspres som for ferger. For de aller fleste fiskerihavner må det forventes at installasjon av bufferbatterier vil bli nødvendig hvis en ikke ubetydelig andel av flåten skal drives av batterier.

I de tilfellene der tilstrekkelig nettkapasitet er tilgjengelig, må man huske at havnene vil måtte betale en muligens heftig effekttariff, da denne dimensjoneres etter tilgjengelig effekt og ikke forbrukt energi (slik nettleien er for vanlige forbrukere); for industrikunder benyttet Statnett i 2020 en sats på 393 NOK/kW, som tilsvarer en årlig kostnad på nesten en million kroner for kaia til *Future of the Fjords* (2,4 MW). Dette er dog generelt billigere enn batteribuffer, og er å foretrekke der det er teknisk mulig og der anleggsbidraget for tilkobling til nettet er overkommelig.

5.4.2.2 Komprimert hydrogen (CH₂)

Hydrogen i komprimert gassfase er generelt ansett som den beste måten å lagre hydrogen i relativt små mengder på, f.eks. < 100 kg (tilsvarende 3,3 MWh). Hydrogen leveres sluttbrukeren gjerne ved to standardtrykk, 350 bar eller 700 bar. Det høyere trykket er fordelaktig når det er lite volum tilgjengelig, som i personbiler, men har derimot flere ulemper framfor 350 bar:

- 700 bar er riktignok dobbelt trykk, men gir bare ca. 50% mer tetthet, da hydrogen ikke oppfører seg som ideell gass ved så høye trykk;
- Tankene for samme mengde hydrogen er dermed *tyngre*, enda om de er *mindre*.
- Hydrogen varmes opp ved ekspansjon, og fra 700 bar er effekten så merkbar at kjøling må til ved fylling, som gjør fylleutstyret mer komplisert.
- 700 bar krever gjerne spesialutstyr for å håndtere det høye trykket.

Ved levering av komprimert hydrogengass til fiskebåter vil man gjerne benytte lignende dispensere slik man har fra før til hydrogenbiler, som kan fylle 5 kg hydrogen på 3 minutter. Raskere fyllemetoder er under utvikling for tunge applikasjoner på land (tog, busser etc.), men bør være unødvendige for en fiskebåt.

For å levere hydrogengass lagres hydrogenet ved litt høyere trykk oppstrøms fra dispenserens. Hydrogen vil typisk lagres i flere tanker, som vil fylle båtens tank etter tur. Tre tanker er et godt kompromiss mellom kort fylletid og systemkompleksitet. Kompressor vil ikke kobles direkte til dispenserens, men vil kontinuerlig forsyne høytrykkstankene fra en lavtrykkskilde, f.eks. en tank eller en elektrolyser: dette fordi utløpet av kompressoren vil være varmt, og hydrogen bør kjøles ned først for å øke tettheten og unngå å slite på båtens tanker.

5.4.2.2.1 Hydrogenforsyning: tilkjørt eller lokalprodusert

Hydrogen kan leveres på kaia tilkjørt i containere, som allerede er tilgjengelig som hyllevareprodukt av f.eks. Hexagon Composites eller UMOE. Én 40-fots container kan transportere opptil 800 kg hydrogen, avhengig av trykknivå; mindre utgaver finnes, enkelte utstyrt med krok. Slike containere er allerede klarert for transport på veier og er nok den enkleste løsningen på kort sikt; transport på containerskip bør ikke by på uoverkommelige utfordringer. Tilkjøring av hydrogen er et godt alternativ ved lave forbrukstall, f.eks. under 100 kg i uken. Den største ulempen er at containerne er relativt kostbare (ca. 4000 NOK/kg_{H2}⁸), og det trenges flere containere enn den som sitter ved kaia: minst én til enhver tid som sitter ved kaia, og én eller to til på vei fra/til leverandør. Tilkjøring blir dyrt ved større forbruk.

Egenproduksjon av hydrogen ved elektrolyse er et aktuelt alternativ når forbruket stiger over en viss grense, f.eks. når 5 eller flere fiskebåter har tatt i bruk hydrogen. Lokalt blir systemet større og mer komplisert, men økonomien blir bedre ved at transportleddet fjernes. En elektrolysør spalter vann til hydrogen vha. strøm; det er små mengder (helst ferskt) vann som skal til, ca. 9 m³ vann per tonn hydrogen. Elektrolysører (både PEM og alkaliske) har veldig rask dynamikk og, når de først er varme, kan starte eller stoppe på kort tid. Det gjør det mulig å benytte *utkobbar tariff*, som er en spesiell effekttariff de fleste kraftselskapene tilbyr til kunder som er villig til å gi opp forsyningssikkerhet. Statnetts fleksible tariff er bare 20 NOK/kW, nesten 95% mindre enn fullprisen⁹. Det er faktisk mulig for en stor nok elektrolysør (minst 1 MW, eller 400 kg/d) å levere nettjenester til kraftselskapene som primær eller sekundær reserve, selv om dette er noe avansert tema og bør nok avtales i forkant med kraftselskapet i form av pilotprosjekt.

Elektrolysører driftes hele tiden, og fordeler dermed energibehovet jevnt utover døgnet; dette bidrar til å redusere effekttarifene ytterligere i forhold til tilsvarende batterilading, samt krav på effektkapasitet til havnen. På den andre siden er virkningsgraden til elektrolysører i underkant av 70%, som må multipliseres igjen med 50-55% for brenselcellene på båten, så det blir riktignok en høyere *energikostnad* for samme energibehov hos sluttbrukeren sammenlignet med batteridrift.

5.4.2.2.2 Kompresjon og lagring

Produsert hydrogen vil måtte lagres i en buffertank; da det ikke er nødvendig at denne skal være mobil, vil det kunne benyttes noe billigere løsninger enn containere. Typisk plasseres en kompressor nedstrøms for elektrolysøren, som komprimerer hydrogenet til ønsket tanktrykk. Trykksatte elektrolysører er en fordel, da kompresjonsarbeidet for en gass er proporsjonalt med trykkforhold (p_2/p_1), ikke trykkforskjell ($p_2 - p_1$): et relativt moderat trykk som 30 bar fra elektrolysøren reduserer kompresjonsarbeidet (og -kostnadene) betraktelig.

Ved trykksatte elektrolysører er det mulighet for å lagre hydrogen direkte i såkalte Horton-sfærer ved produksjonstrykk (f.eks. 30 bar), men disse kan være svært plasskrevende og visuelt skjemmende; dessuten vil hydrogen uansett måtte komprimeres før fylling. Hvis man skal bruke tanker ved høyere trykk, må man utstyre anlegget med kompressor; det er viktig med redundans (f.eks. 2 små kompressorer istedenfor 1 stor), for å unngå at en mekanisk feil stanser anlegget. Kompressorer er nemlig de eneste enhetene i systemet med større bevegelige deler, og er mest utsatt for slitasje.

⁸ Når hydrogen tilbys til en realistisk 40-50 NOK/kg, må man bruke tankene 100 ganger for at de skal ha fraktet deres egen verdi i hydrogen. Dette kan virke mye, men på energibasis er dette 113 NOK/kWh – 10 ganger billigere enn de mest optimistiske tall for batterier.

⁹ Dette var sant i 2020, mens i 2021 ble denne tariffen betydelig økt til ca. 50% av normaltariffen. Til gjengjeld er det blitt mulig å unngå anleggsbidraget ved en nylig reform, forutsatt selvfølgelig at kunden ikke kan kreve leveranseplikt fra nettselskapet.

Hvis det er betydelig arealpress i havneområdet, kan lagring i undervannstanker vurderes. Hydrogen vil ikke danne noen fare for vannforurensning ved lekkasje: det vil fort komme til overflaten og forsvinne i luften. Det er likevel langt mindre erfaring knyttet til denne teknologien, og et pilotprosjekt vil være nødvendig.

5.4.2.2.3 Sikkerhet for hydrogen i gassform

Hydrogen i luft er en svært lettantennelig gass, med stort brennbarhetsvindu (4%–75%) og lav antennesenergi; det er faktisk ikke engang nødvendig med gnist for å antenne hydrogen, da statisk elektrisitet ofte er nok. Heldigvis er hydrogen ekstremt lett, og skyter til værs så snart det lekker ut; dermed er det størst fare i lukkede rom der hydrogen kan samles i større mengder, og et godt prinsipp er å plassere hydrogentanker ute i det frie. Hydrogen brenner med usynlig og lite strålende flamme, dvs. at det er mulig å være noen skritt fra en hydrogenflamme uten å merke det. Hydrogentanker er ellers veldig solide, og det er veldig usannsynlig at de brister: lekkasjer kan dog oppstå ved forbindelser og rørledninger, som gjerne må dimensjoneres minst mulig for å redusere potensialet for lekkasjer.

5.4.2.3 Flytende hydrogen (LH₂)

I tilfellet hydrogen skal leveres flytende til båtene, blir det ikke praktisk å produsere hydrogenet lokalt, da flytendegjøringsanlegg er komplekse, kostbare og kun egnet for anlegg med stor-skala produksjon: LH₂ vil måtte transporteres til havneområdet. LH₂ kan i prinsipp transporteres med lastebil, men benytter man først LH₂ så er det sannsynligvis fordi man er gått for en større utrulling, så levering med hydrogentankskip er mer interessant. LH₂-bunkring kan være utfordrende på grunn av dets spesielle kryogeniske egenskaper (–253 °C), som betyr at alle materialer utenom helium vil fryse ved kontakt med LH₂. Løsninger er i ferd med å bli utviklet for Norleds hydrogenferge i Rogaland og bør kunne vurderes når denne kommer i drift (tentativt i 2021); et viktig forhold som må overvåkes er hvor mye fordampet hydrogen fra tankene vil gå tapt under fylling.

LH₂ kan ikke lagres i ubestemt tid som flytende hydrogen, da det ikke kan lages en perfekt termisk isolert tank: litt varme vil alltid slippe gjennom, og man må følgelig være forberedt på at det kan bli nødvendig å slippe ut fordampet hydrogen som en del av driftsoperasjoner. LH₂ har også spesielle sikkerhetsutfordringer knyttet til temperaturen. Hvis LH₂ kommer i kontakt med luft, vil lufta fryse og danne nitrogen- og oksygenkrystaller, som kan synke i LH₂ og reagere eksplosivt; det er relativt lite kunnskap om disse mekanismer (mye kommer fra NASA-tester på 60- og 70-tallet). LH₂ vil til slutt fordampe, men da hydrogendampen også vil være svært kald, vil den ikke skyte til værs som komprimert hydrogen, men heller bli ved bakken, slik bensindamp gjør. Kombinert med hydrogenets store forbrenningsvindu i luft (4%–75%), kan dette danne større EX-soner som vil kreve spredningssimulering for å vurderes nøyaktig.

5.4.2.4 Andre hydrogenlagringsteknologier

Det finnes også andre mindre aktuelle måter å lagre hydrogen på. **Metallhydrid** (MH) er metaller som er kjemisk bundet til hydrogen ved atmosfærisk trykk, og som kan slippe ut hydrogen ved oppvarming. Fordelene med MH er at de oppnår høy volumetrisk tetthet (faktisk høyere enn LH₂ i noen tilfeller!), og at det aldri kreves høyt trykk. Ulempene er at metallene er tunge, svært dyre (høyere kWh-pris enn batterier), og at det kreves en varmekilde for å slippe ut hydrogenet.

Flytende organiske hydrogenbærere (LOHC) er kjemiske forbindelser som kan relativt lett ta opp og så slippe ut hydrogen, gjerne basert på overgangen mellom benzen (C₆H₆) og sykloheksan (C₆H₁₂)¹⁰. Fordelen er

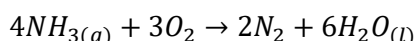
¹⁰ Benzen brukes aldri direkte da det er kreftfremkallende, men andre kjemiske forbindelser med benzenringer, som toluen, er ikke like farlige. Mange varianter kan i prinsipp brukes som LOHC.

at begge former er flytende ved normale trykk og temperatur, og er kjente hydrokarboner. Ulempen er at omforming fra og til hydrogen krever egne kjemiske anlegg. Et prøveprosjekt er nylig startet opp i Florø.

5.4.2.5 Ammoniakk

Ammoniakk (NH_3) er en gass ved standard temperatur og trykk, men blir lett flytende ved kompresjon (11 bar) eller kjøling ($-33\text{ }^\circ\text{C}$). Ammoniakk er dermed mye enklere å håndtere enn LH_2 , og også enklere enn LNG, som ikke kan være flytende ved standardtemperatur og som må holdes til $-160\text{ }^\circ\text{C}$.

Ammoniakkens energiinnhold refererer til følgende forbrenningsreaksjon:



Reaksjonen har $\Delta g_r^0 = -339\text{ kJ/mol}_{\text{NH}_3}$, som tilsvarer et energiinnhold på 5,5 kWh/kg, sammenlignet med hydrogenets 33 kWh/kg. Da flytende ammoniakk har en tetthet på ca. 600 kg/m^3 , tilsvarer dette 3,34 kWh/L, eller en tredjedel av diesel.

Ammoniakk kan ikke lages lokalt, da anleggene (som hovedsakelig benytter Haber-prosessen) er optimert for store produksjonsvolumer. Forskning pågår på mini-ammoniakkanlegg, gjerne som middel for å eksportere hydrogen fra vindkraft. Disse anleggene er uansett langt større enn behovet for ammoniakk som kan forventes ved en fiskerihavn. Det må derfor antas at ammoniakk vil transporteres til havnen, og takket være dens fysiske egenskaper vil dette kunne skje ved bulktransport med infrastruktur som ligner på LNG, gjerne med lavere krav. Levering ved forsyningskip er mer attraktivt enn for cH_2 i container, da det ikke er behov for kran og det er mulighet for å benytte rør og slanger som ved andre flytende brensler.

Ammoniakk er korrosiv og vil angripe metaller som er ellers motstandsdyktige som kobber, messing og gummi. Rustfritt stål, støpejern, aluminium og plastmaterialer som PEEK eller Tygon er derimot egnet.

Ammoniakk er giftig for mennesker og miljø, men heldigvis er dens lukt tydelig merkbar i konsentrasjoner 10 ganger lavere enn grensen for irritasjon og 100 ganger lavere enn grensen for fare. Det må regnes med at ammoniakklukt vil være ofte merkbar i nærhet til fyllanlegg, noe som kan være uønskelig i f.eks. turistområder som Ramberg i Flakstad.

På havna vil det være mulighet for å lagre flytende ammoniakk med kjøling under $-33\text{ }^\circ\text{C}$ eller ved trykk over 10-15 bar. Kjøling er nok å foretrekke, da lavere trykk vil redusere potensialet for søl ved fylling og innebære mindre risiko for rask lekkasje av store mengder drivstoff. På små fartøy vil lagring under trykk være enklere, da man kan sløyfe et ombordkjølesystem; for å etterfylle flytende ammoniakk i en delvis tømt, fortsatt trykksatt fartøytank, vil det være hensiktsmessig å underkjøle ammoniakken noe ved fylling, slik man gjør for LNG-fylling.

Ammoniakk er ca. 2 ganger lettere enn luft, men riktignok 10 ganger tyngre enn hydrogen. Ammoniakk-lekkasjer vil ikke samles ved bakken, men vil ikke heller forsvinne like fort som hydrogen, og ved enkelte atmosfæriske fenomener som bakkeinversjon vil kunne komme tilbake ned på bakken.

Selv om ammoniakk riktignok er antenkelig, er den ikke like reaktiv som hydrogen eller hydrokarboner (det kan faktisk være et problem for forbrenningsmotorer som går på ammoniakk): det vil si at den største faren knyttet til ammoniakklekkasjer er først og fremst forgiftning heller enn eksplosjon.

Det er dog sjanser for eksplosjoner av typen BLEVE om en tank med flytende ammoniakk skulle bli eksponert for jetbrann.

5.4.3 Infrastrukturskisse

Den nødvendige landinfrastrukturen for en eller flere nullutslippsfiskebåter vil avhenge av valgt drivstoff og ikke minst antallet fartøyer man vil måtte forsyne. Da det forventes at opptrappingen av nullutslippsløsninger vil foregå noe gradvis, er det viktig at infrastrukturen ikke realiseres bare med tanke på nåsituasjonen, men også til forventet fremtidig utvikling.

5.4.3.1 Infrastrukturkrav for pilotprosjekt

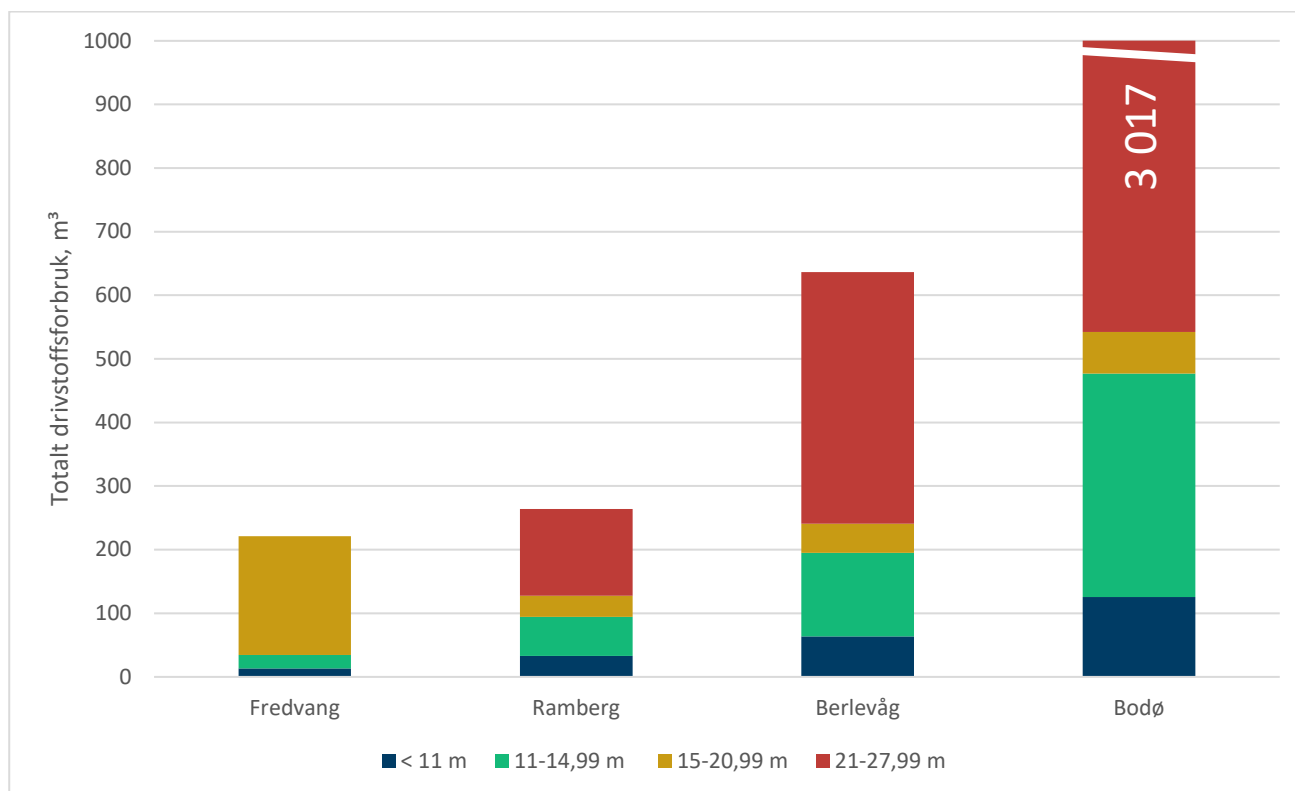
I prosjektet ble det designet en kystfiskebåt med 12,9 meters lengde, 425 kWh i batterikapasitet, og enten 160 kg komprimert hydrogen ved 250 bar eller 2,5 m³ flytende ammoniakk.

Ved et pilotprosjekt der én eller få båter rulles ut til en havn, vil følgende infrastruktur på land være nødvendig:

- For **strøm**, vil det være tilstrekkelig med en alminnelig hurtiglader av samme type som for elbiler; 50 kW kan fullade batteriet på cirka 10 timer, og dessuten er det ikke forventet at batteriet vil lades ut hver gang, da det skal hovedsakelig fungere som "take-me-home" nødreserve.
En mulighet er å sette opp en hurtiglader som kan brukes av både fiskebåtprototypen og elbiler, i samarbeid med en av de forskjellige etablerte aktører i bransjen; dette kan rulles ut på lignende måte ved alle havner.
En annen mulighet er å lade batteriet fra brenselcellen, slik at hydrogen er den eneste energikilden til framdrift. Dette er ikke like effektivt som direkte lading fra nettet, men kan være et alternativ hvis ladekapasitet ikke er tilgjengelig.
- For **hydrogen**, er 160 kg en ganske beskjeden mengde. Enda om båten var i kontinuerlig drift, vil dette utgjøre et maksimalt forbruk på 160 kg/døgn (12 timer i bruk, 12 timer ved kai), som tilsvarer en liten elektrolyse på 400 kW. Berlevåg vil ha allerede mer enn nok produksjon fra Haeolus-prosjektet, og må kun utstyres for å levere hydrogen til kaia.
For Flakstad og Bodø, derimot, vil egenproduksjon i denne relativt lille skalaen kunne bli dyrt og komplisert. Det vil være enklere å benytte tilkjørte hydrogencontainere, gjerne ved 350 bar eller høyere slik at fyllingen ikke vil ha behov for egen kompressor.
- For **ammoniakk**, er det allerede i dag etablert forsyningskjeder av gasselskaper, som vil kunne benyttes direkte ved et pilotprosjekt da volumet (2500 liter) ikke er spesielt utfordrende. Dette gjelder alle havner, selv om Berlevåg vil kunne utnytte lokalt produsert ammoniakk når Berlevåg Industripark realiseres.

5.4.3.2 Infrastrukturkrav for flåteelektrifisering

Figur 5-27 viser estimert drivstofforbruk for båtene som hører hjemme hos de forskjellige havnene; dataene kommer fra refusjons av avgifter knyttet til mineralolje, og er dermed ikke et nøyaktig estimat for energibehov ved havnene da det er en kjensgjerning at mange båter fyller drivstoff ved andre havner enn den de hører til. For eksempel, mange fiskebåter med base i Flakstad fisker i Finnmark store deler av året, noe som kunne overestimere energibehovet for Ramberg og Fredvang.



Figur 5-27: Dieselforbruk (liter) for båter basert ved hver havn, inndelt etter lengdegrupper. Data fra Garantikassen for Fiskere, refusjon av grunnavgiften for 2019.

Det er tydelig fra Figur 5-27 at små kystfiskebåter står for en svært liten del av totalforbruket, som domineres av båter over 15 meter.

Under den antagelsen at dieselmotorer har 25% virkningsgrad og at hver liter diesel inneholder 10 kWh (altså netto 2,5 kWh), representerer hver 100 m³ et behov for 250 MWh, eller cirka 14 tonn hydrogen (antatt virkningsgrad 18 kWh/kg hydrogen).

For havnene kan derfor følgende dimensjoneringen være veiledende:

- Fredvang og Ramberg:** 20 tonn hydrogen i året vil dekke behovet til alle fiskefartøy under 15 meter. Da denne mengden er begrenset, anses det mest realistisk å benytte tilkjørt hydrogen til Ramberg i overskuelig framtid. Skulle man tilfredsstille energibehovet til samtlige fiskebåter i Fredvang og Ramberg, vil det kreve 70 tonn hydrogen i året, som kan begynne å rettferdiggjøre et eget elektrolyseanlegg, spesielt om dette sees i sammenheng med Napp havn (ikke med i analysen) som utgjør en ytterligere 500,000 liter diesel i året. Avhengig av etterspørselsmønsteret, kunne anlegget være mellom 500 kW og 3 MW.
- Berlevåg:** Kapasiteten i Haeolus-prosjektet, 365 tonn i året, er mer enn nok for å forsyne hele Berlevåg-fiskeflåten (84 tonn i året for alle båter, eller 23 t/år for kun båtene under 15 meter), med betydelig gjenværende margin for gjestebåter.
- Bodø:** som forventet er forbruket i Bodø langt større enn for de andre mindre havnene, men krever likevel bare 63 tonn hydrogen i året for alle båter under 15 meter. Hele fiskeflåten ville kreve derimot 422 tonn hydrogen. I begge tilfeller vil størrelsen tilsi at det er fordelaktig med lokalproduksjon ved elektrolyse.

For ammoniakk antar vi at fastoksidbrenselceller har en virkningsgrad på 50%; da ammoniakkens energitetthet på volumbasis er en tredjedel av diesels verdi, er regnestykket veldig enkelt: ammoniakk vil kreve 50% mer volum enn diesel.

- **Fredvang og Ramberg:** 193 m³ ammoniakk kan dekke det årlige forbruket til alle båter under 15 meter, mens 728 m³ er nødvendig for alle båtene.
- **Berlevåg:** Her er tallene 293 m³ (under 15 meter) og 955 m³ (samtlige) i året.
- **Bodø:** 716 m³ (under 15 meter) og 4526 m³ (samtlige) i året.

De fleste av disse mengder kan lett betjenes med tilkjørt ammoniakk; en typisk lastebil rømmer ca. 30 m³, slik at én lastebil hver annen måned vil være nok for begge Flakstad-havnene. I tilfellet samtlige fiskebåter i Bodø skulle bytte til ammoniakk, vil det tilsvare én lastebil hver andre dag.

Til sammenligning, viser **Error! Reference source not found.** en trykktank på 64 m³ som kan tåle 30 bar (mer enn nok til ammoniakklagring).

Batterilading vil kreve flere ladere som beskrevet ovenfor, men ikke like mange som båtene i havnene, da disse oftest ikke vil lade samtidig; i de tilfellene antallet ladere ikke er tilstrekkelig, vil enkelte fiskebåter kunne finne seg i å lade batteriene med strøm fra brenselcellene, som jo er dyrere enn med strøm fra nettet, men som ikke krever ekstra infrastruktur som ikke ville bli brukt mesteparten av året.

Dette betyr at det ikke er kritisk viktig å kunne levere strøm til alle båter når som helst de vil ha behov for lading, og at utbygging av ladepunkter kan være reaktiv: nye ladepunkter vil altså bestilles av havnemyndigheter når det oppleves at mange nok båter melder behov for dette.

Tallene i dette avsnittet er estimerer som vil variere avhengig av opptaket av nullutslippsteknologi i fiskeflåten; der det er mulig å beregne med rimelig presisjon energibehovet til en båt, vil krav til infrastruktur bevege seg avhengig av hvor mange båter vil benytte den. Dette er spesielt vanskelig å spå i kystfiske, med mange små uavhengige aktører.

5.4.3.3 Utrullingsplan for infrastruktur

For både Berlevåg og Bodø er det allerede forventet at hydrogen vil bli tilgjengelig ved havnen: i Berlevåg på grunn av Haeolus-prosjektet allerede fra 2021, og i Bodø på grunn av hydrogenfergen fra 2025. I Flakstad er det derimot ingen konkrete prosjekter enda.

For Berlevåg, er tilleggsinvesteringene minimale: elektrolyseren ligger allerede ved havnen og Varanger Kraft vil trolig snart gå til anskaffelse av en kompressor for å eksportere hydrogenet. Det gjenstår da kun en dispenser som kan fylle båtens tanker, og en kort rørledning til kaien.

I tilfellet det registreres aktuelle interessenter for hydrogenfiskebåter i Flakstad, er det nok mest fornuftig å gå for en løsning med tilkjørt hydrogen, da potensialet for utvidelse i Flakstad er begrenset, og sannsynligvis enda mindre enn Figur 5-27 tilsier, da en del av Flakstad-båtene vil fylle i Finnmark (f.eks. i Berlevåg). En logisk lokasjon for fyllestasjonen er Ramberg havn, som er lettere tilgjengelig med lastebil via E10.

I tilfellet man ønsker seg hydrogen i Bodø havn før 2025, vil det også være hensiktsmessig med en enkel fyllestasjon med tilkjørt hydrogen, da Bodø vil uansett få langt større kapasitet innen få år. Det vil også være lurt å velge en løsning som kan kobles mot anlegget som skal installeres i 2025 for hydrogenfergen, eller demonteres og flyttes til en annen havn. Utrulling av en forsyningskjede for hydrogen forutsetter at to sett forskjellige aktører, som representerer tilbud og etterspørsel, koordinerer seg og stoler på hverandre; spesielt i de tidlige stadiene, vil begge sider være avhengig av at den andre ikke trekker seg.

Risikoen for hydrogenleverandørene er at hydrogenfiskebåter ikke bestilles, leveres sent, eller trekkes etter kort tid, slik at de investerer i fyllestasjoner eller elektrolysører uten at de kan selge hydrogenet; den tilsvarende risikoen for fiskerne er at de kjøper en båt som de ikke kan bruke hvis hydrogenproduksjonen skulle avvikles. Begge parter må derfor utføre store investeringer, som kan resultere i økonomisk ruin, skulle et selskap de ikke har kontroll over trekke seg fra partnerskapet; det er derfor nødvendig med noen form for garanti som sikrer begge partenes investeringer. Myndighetene må derfor på banen og tilby garantiavtaler. Hydrogenleverandører skal ha plikt til å levere hydrogen til havnene, og garanteres en minstepris og -kvantum. Skulle en av partene ikke holde forpliktelsene, blir den ansvarlig for den andres tapte inntekt; men viktigst er at staten vil stille som garantist og ta over risikoen.

5.5 Diskusjon og konklusjon

For å redusere klimagassutslippene til kystfiskefartøyene, undersøkte dette prosjektet hybridløsninger ved bruk av batterier og hydrogen- og ammoniakkdrevne brenselceller. Disse løsningene ble studert ut fra perspektiver for design, sikkerhet, teknoøkonomi, miljø og infrastruktur.

Alle de vurderte konfigurasjonene av energisystemet med hydrogen eller ammoniakk har kapasitet til utslippsfri drift utover kravet til 12 timers sjøvær. For driftsprofilen for et realistisk sjøvær (47 timer), kan ca. 53% av dette dekket utslippsfritt av konfigurasjonen med hydrogen. Konfigurasjonen med ammoniakk, derimot, vil dekke nesten hele dette energibehovet utslippsfritt. Tilbakemeldingene fra fiskere i Berlevåg var at fartøy på 13–20 m burde ha en mulig driftstid på minst tre dager. Det er mulig man kan øke lagerkapasiteten for ammoniakk nok til å dekke 72 timers drift, men dette forutsetter nøyere beregninger av stabilitet og kanskje større endringer i design. For den lagerkapasiteten som er inkludert i skissene vil man ha behov for en dieselgenerator for å oppfylle et krav om tre dagers drift. For hydrogen ser vi ikke at det vil være mulig å øke lagerkapasiteten for å tillate så lang seiling.

Ammoniakklagringens kapasitet vil ikke være begrenset av fiskefartøyets hoveddimensjoner i samme grad som for hydrogen. Dette blant annet på grunn av at flytende ammoniakk har høyere volumetrisk tetthet og liten eksplosjonsfare sammenlignet med komprimert hydrogen. Nettovekten til batteripakken gir tilstrekkelig stabilitet med muligheten til å endre eller kompensere med variasjon av spesifikt volum i kjølen. Lasteromsvolumet tilsvarer lasteromsvolumet for fartøy med et konvensjonelt fremdriftssystem.

Siden vi ikke har datagrunnlag for å si noe nærmere om fordelingen av turer av ulik lengde og fordeling av operasjoner, samt eventuelle sesongvariasjoner og liknende, har vi forenklet driftsprofilen for de teknoøkonomiske og miljø analysene ved at den samme profilen for ett enkelt sjøvær gjentas. Denne mangelen på en representativ fordeling av lengder, og energibehov, for ulike turer vil kunne påvirke beregningene av hvor stor andel av energiproduksjonen som blir utslippsfri. Videre er antall turer per måned/år anslått basert på tall for antall aktive fiskedøgn registrert gjennom ett år for referansefartøyet til Ervik Kystfiske. Her vet vi ikke hvor lenge båtene er i drift hver enkelt av disse dagene, da alle kalenderdøgn som båten har vært i drift telles med. Særlig for profilen med basis i sjøværet på 46,5 timer som nesten fyller dette antallet døgn maksimalt med tid i drift, er det betydelig fare for at den årlige driftstida overestimeres. Dette kan være en del av forklaringen på at tallene for dieselforbruk som kommer ut av modellen avviker så mye fra de historisk rapporterte forbrukstallene. I tillegg, har referansefartøyet et helt annerledes design med et mye smalere fartøy og mindre lastekapasitet. Referansefartøyet kan derfor antas å kunne forflytte seg mer effektivt gjennom vannet.

Et kystfiskefartøy med hydrogen- eller ammoniakk-basert hybridløsning (dvs. hydrogen/ammoniakk, batteri og diesel) vil generelt ha høyere kostnader enn et konvensjonelt kystfiskefartøy sett over hele investeringsperioden på 20 år. Dette følger av både en høyere investeringskostnad knyttet til selve teknologiene samt behovet for redundans som dekkes med bruk av dieselgenerator. Av hybridfartøyene, gir PEM-brenselceller og komprimert hydrogen som energibærere den laveste total kostnaden.

Ved å benytte høytemperatur-brenselcelleteknologi kan man øke rekkevidden siden den volumetrisk energitetthet til ammoniakk er høyere enn trykksatte hydrogen, men dette vil gi en høyere merkostnad.

Økte dieselkostnader eller økt CO₂-avgift kan føre til at de totale kostnadene for et hydrogen- eller ammoniakk-basert hybrid kystfiskefartøy blir tilsvarende et konvensjonelt kystfiskefartøy. Det er fremmet forslag i Stortinget om å stegvis øke CO₂-avgiften til 200€/tonn fram mot 2030. Med dagens kostnader for brenselceller og hydrogentanker, og en hydrogenpris på 60kr/kg, er det ikke tilstrekkelig å øke CO₂-prisen til 2000 kr/tonn, men ved en betydelig teknologiutvikling som kan forventes fram mot 2030, vil 2000kr/tonn trolig gjøre både hydrogen- og ammoniakkdrevet kystfiskebåten konkurransedyktig.

Ved en større skala introduksjon av brenselcelleteknologi og tilhørende infrastruktur, og resulterende fall i kostnader, vil en ammoniakk-basert løsning kunne konkurrere kostnadmessig med et konvensjonelt kystfiskefartøy dersom kostnadene blir 4 kr/kg på ammoniakk.

Hybridløsningene kan eliminere de direkte utslippene helt for 12 timers profilen, mens man trenger dieselgeneratoren for den lengre profilen (46,5 timer). I så fall kan systemet med ammoniakk og SO-brenselcellen redusere CO₂-utslippet med 95%, mens hybridssystemet med PEM-brenselcelle kutter utslippene med ca. 57% sammenlignet med konvensjonelt system.

Dersom alle fartøy under 15 meter omlegger til hybriddrift, vil havnene i Berlevåg, Bodø og Flakstad kunne oppnå en utslippsreduksjon på henholdsvis 18, 9 og 14 prosent med hydrogen- og 29, 15 og 24 prosent med ammoniakkløsningen. En detaljert og komparativ livsløpsanalyse med tilhørende standardmetodikk, kan være hensiktsmessig for å belyse utslipp fra de ulike relevante verdikjedene, men dette ligger utenfor omfanget av denne studien.

Gitt de forutsetningene som er lagt til grunn, viser analysene av sikkerhetssonene at det er lite konflikter med aktiviteter og bebyggelse i og rundt de aktuelle havnene. Den største utfordringen ligger i bruk av ammoniakk ved Fredvang havn. Generelt viser analysene at bruk av ammoniakk fører til betydelig større sikkerhetssoner enn hydrogen. Videre arbeid bør inkludere analyser av bunkringsanlegg, fyllprosesser og prosedyrer.

Når det gjelder infrastruktur på land, må man ta hensyn til at nullutslippsteknologi gir mening kun hvis det rulles ut i stor skala for å oppnå en stordriftsfordel: investering i infrastruktur må derfor utføres med tanke på fremtidig utvidelse av etterspørselen, og en liten fyllstasjon dimensjonert på få små fiskebåter må betraktes som et springbrett, ikke et mål.

En utfordring for bruk av ny teknologi og drivstoff i disse fartøyene ligger i usikkerheten rundt koordinering av tilbud og behov av hydrogen eller ammoniakk: risikoen for fiskerne er å ha en båt uten tilgang på drivstoff, for havnen er det å ha investert i en dyr infrastruktur som ligger ubrukt. Det er derfor nødvendig med en form for koordinering og garanti av gjensidige forpliktelser fra det offentliges side. Dette problemet er mindre viktig i Berlevåg og Bodø, da hydrogeninfrastruktur vil være tilgjengelig i løpet av kort tid på grunn av andre prosjekter. For Flakstad, som representerer mange havnene langs kysten uten tilgang til hverken hydrogen eller ammoniakk, er det derimot nødvendig å etablere egen infrastruktur.

Fra Figur 5-27 er det tydelig at noen få store båter står for det meste av energibehovet, og små kystfiskebåter er nærmest neglisjerbare. Det er derfor hensiktsmessig å søke et samarbeid med en større båt (gjærne en som oftest fyller drivstoff i sin hjemnehavn) når det skal etableres permanent infrastruktur, for å redusere antall partnere og risiko i samarbeidet. Det er også hensiktsmessig å se på synergier med andre sektorer som kunne

dra nytte av hydrogen, som veitrafikk: f.eks. kunne en hydrogenfylllestasjon på Ramberg betjene fiskebåter og (laste)biler, da Ramberg havn ligger ved E10.

Prosjektpartnere har delt sine erfaringer med problemer med å innhente kapital fra private banker på grunn av spesielle forhold knyttet til en hydrogenbåt, blant annet usikker annenhåndsverdi. Det vil være hensiktsmessig for staten å etablere *grønne lån* for fiskere som vil investere i nullutslippsteknologi, gjerne med betingelser som tilsvarer Husbanken.

Kvotestystemet kunne også forbedres for å fremme nullutslippsfiske. På den ene siden skaper regelverket et kunstig volumpress på fiskefartøy, som må passe innenfor en viss lengde for å forbli i samme kvoteklasse; da nullutslippsløsninger gjerne krever mer volum i form av hydrogen- eller ammoniakk-tanker eller reserveløsninger, fremmer kvotestystemet i praksis dagens forurensende men volumgjerrige løsninger. Kvotestystemet kunne endres for å tillate at nullutslippsbåter kan havne i samme klasse med noe kortere båter, for eksempel med “to grønne ekstra meter” for båter med null utslipp.

Et annet tiltak er etableringen av en særskilt grønn kvote reservert for nullutslippsbåter, som kan økes år etter år i takt med utskiftningstakten for fiskefartøy. Dette vil være med på å skape en forutsigbar etterspørsel etter nullutslippsløsninger i markedet.

Etter dette prosjektet vil det være naturlig å gå over til en piloteringsfase der en kystfiskebåt blir utstyrt med hydrogenbrenselceller og -tanker. Da prototypen designet i denne rapporten vil ha brukbar, men begrenset rekkevidde, vil det være en fordel å velge en hjemnehavn som er både nært fiskefelt og helst allerede har hydrogeninfrastruktur. Berlevåg er dermed et naturlig valg for en slik demonstrasjon.

6 Hovedfunn

- Det er laget skisser for generalarrangement for et 13 m kystfiskefartøy med hybrid fremdriftssystem basert på brenselcelle med hydrogen eller ammoniakk som drivstoff, batteri og med en mulighet for å sette inn dieselgenerator for økt rekkevidde. Anslått mulig sjøvær for et utslippsfritt hydrogenfartøy er 18 timer. Ved å ta inn en dieselgenerator vil fartøyene ha god kapasitet til å brukes på sjøvær opptil tre døgn. Et fartøy med ammoniakk vil kunne ha en vesentlig lenger rekkevidde ved utslippsfri drift enn et fartøy med hydrogen, men teknologien har ikke samme modenhet og det eksisterer ikke kommersielt tilgjengelige egne brenselcellesystem for ammoniakk i dag.
- Generelt ser vi det at bruk av ammoniakk fører til betydelig større sikkerhetssoner enn hydrogen. Beregningene som er gjort viser at det er lite sikkerhets-konflikter ved bruk av hydrogen og ammoniakk med aktiviteter og bebyggelse i og rundt de aktuelle havnene.
- Diskonterte merkostnader for et kystfiskefartøy med hydrogen- basert hybridløsning (dvs. hydrogen, batteri og diesel) vil kunne ligge mellom 45% og 81%, avhengig av drivstoffpris og profil, med storskala mellom 15% og 32%, i forhold til konvensjonelt kystfiskefartøy. Dette som følge av både en høyere investeringskostnad knyttet til selve teknologien samt behovet for redundans. Tilsvarende vil en ammoniakk-basert hybridløsning være 65 - 124% mer kostbar (med storskala fra -6 til 34%) avhengig av drivstoffpris og driftsprofil. På den andre siden, vil en økning i marin dieselpriis til 20 kr/kg (16,8 kr/l), eventuelt en økning i CO₂-avgiften til 3344 kr/tonn, kunne utligne kostnadsforskjellen mellom hydrogen-basert hybridløsning og det konvensjonelle kystfiskefartøyet (12 timers profil og 50 kr/kg H₂).
- Bruk av hydrogen og ammoniakk som drivstoff på et fiskefartøy på 13 m kan bidra til å redusere CO₂-utslippene betydelig. For hydrogen er reduksjonen ikke mer enn 57% dersom arbeidsprofilen varer 46,5 timer, mens ammoniakk tillater å oppnå 95% reduksjon. For lengre arbeidsprofiler blir denne reduksjonen mindre. Mer detaljert forbruksdata trenges for å kunne estimere reduksjonen i tilfeller

med flere typer arbeidsprofiler i året. Antatt en 46,5 timers profil og drivstofforbruk for 2019 fra Garantikassen kan man forvente en utslippsreduksjon på henholdsvis 18, 9 og 14 prosent med hydrogen- og 29, 15 og 24 prosent med ammoniakkløsningen for havnene i henholdsvis Berlevåg, Bodø og Flakstad.

- Infrastrukturkrav for både hydrogen og ammoniakk er overkommelige med dagens teknologi.

7 Leveranser

Leveranser så langt er som følger:

- Referat fra oppstartsmøte i Referansegruppen (levert 04.09.2020)
- Prosjektstatusrapport (levert 26.11.2020)
- Referat fra møte i Referansegruppen (levert 04.12.2020)
- Prosjektstatusrapport (levert 30.03.2021)
- Utkast til den faglige sluttrapporten (levert 07.06.2021)
- Referat fra møte i Referansegruppen (15.06.2021)
- Administrativ sluttrapport i tråd med FHF's retningslinjer (30.09.2021)
- Faglig sluttrapport i tråd med FHF's retningslinjer (denne rapporten, 30.06.2021)
- Utarbeidet faktaark (30.09.2021)
- Presentasjon av prosjektet, ppt samt på en FHF fagsamling (ppt, 30.09.2021; presentasjon på fagsamling, 08.09.2021)
- Manus for populærvitenskapelig artikkel (30.09.2021)

Følgende artikler er publisert så langt:

- Fenstad, Arne (29.07.2020) "Hydrogenfiskebåt: Skulle bygge verdens første hydrogenfiskebåt - ble for dyrt. Nå skal Ervik Kystfiske, Sintef og Skogsøy båt designe hydrogen- og ammoniakkdrevne konseptbåter i stedet". TU Maritim: <https://www.tu.no/artikler/skulle-bygge-verdens-forste-hydrogenfiskebat-ble-for-dyrt/496583?key=uYGFEdm>
- Kvile, Kjersti (18.08.2020) "Skal designe verdens første fiskebåter på hydrogen og ammoniakk
- Forskere vil finne ut mer om hva som skjer når du tar disse drivstoffene om bord i en båt." Fiskeribladet: <https://www.fiskeribladet.no/tekfisk/skal-designe-verdens-forste-fiskebater-pa-hydrogen-og-ammoniakk/2-1-853358>

Følgende vil bli levert:

- Populærvitenskapelig artikkel (Skipsrevyen og Gemini)

8 References

1. **Norges Fiskarlag.** Utslipp skal halveres – Klimakur 2030. *Norges Fiskarlag*. [Internett] 13 05 2020. [Sitert: 17 09 2021.] <https://www.fiskarlaget.no/component/fabrik/details/5/2100-utslipp-skal-halveres?Itemid=316>.
2. **Thompson, S.** *Klimaveikart for norsk fiskeflåte- kartlegging av tiltak for å redusere CO2-utslipp fra fiskeflåten (Prosjektnummer: 901339)*. s.l. : Stakeholder AS, 2017.

3. **Aarsæther, Karl Gunnar og Elby, Jørn.** *Hybride fremdriftssystemer for mindre fiskefartøyer.* s.l. : SINTEF Nord, 2021.
4. **Eckert, P.** *Results from demonstration of the range extender, rapport D6.3 i EU-prosjektet Giantleap.* 2019.
5. **Larsen, R.B., Tatone, I. og Bolle, Ø.** *Pilotanlegg med integrert helautomatisk linehalersystem (AHL) for et 15 meters kystfiskefartøy: Hovedprosjekt med bygging og dokumentasjon av anlegg. Sluttrapport for FHF prosjekt nr. 900411.* Tromsø : Universitetet i Tromsø, 2012.
6. **Organisation, International Maritime.** *IGF Code: International Code of Safety for Ships Using Gases Or Low Flashpoint Fuels.* 2016.
7. **Groth, K. M. et. al.** *Methodology for assessing the safety of Hydrogen Systems: HyRAM 1.1 technical reference manual” Sandia Report SAND2017-2998,.* Mars 2017.
8. **European Commission.** A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe. 2020.
9. **Det kongelege klima- og miljødepartement.** Meld. St. 13: Klimaplan for 2021–2030. s.l. : Tr yggings- og ser viceorganisasjonen til departementa, 2021.
10. **van Biert, Lindert, et al.** A review of fuel cell systems for maritime applications. *Journal of Power Sources.* 2016, Vol. 327.
11. **Thijssen, Jan H. J. S.** The Impact of Scale-Up and Production Volume on SOFC Stack Cost. Redmond : s.n., 2006.
12. **Winther, Ulf, et al.** *Greenhouse gas emissions of Norwegian seafood products in 2017.* Trondheim : SINTEF Ocean AS, 2020.
13. **FN.** Parisavtalen. 2015.
14. **Klima- og Miljødepartementet.** Meld. St. 13 (2020-2021) Melding til Stortinget: Klimaplan for 2021-2030. 2021.
15. **Hognes, Erik Skontorp og Jensen, John Ingar.** *Drivstofforbruk og klimaregnskap for den norske fiskeflåten.* Trondheim : SINTEF Ocean AS, 2017.
16. **Nærings og fiskeridepartementet.** *Klimatiltak og virkemiddel i fiskeflåten.* Oslo : Regjeringen, 2019.
17. **IMO.** *Methanol as Marine Fuel: Environmental Benefits, Technology Readiness, and Economic Feasibility.* London : IMO, 2016.
18. **DNV GL.** *Assessment of selected alternative fuels and technologies.* s.l. : DNV GL, 2018.
19. **Yanmar CO., LTD.** Marine Diesel Engine Product Guide. [Internett] 2014. [Sisert: 29 04 2021.] <https://www.yanmar.com/media/global/com/product/marinecommercial/propulsionEngine-HighSpeed/pdf/marineDieselEngineProductGuide.pdf>.
20. **TNO.** *D2.8 / D2.9 Standardized model and cost/benefit assessment for right-size engines and hybrid configurations.* 2018.
21. **International Energy Agency.** *The Future of Hydrogen: Seizing today's opportunities.* s.l. : IEA Publications, 2019.
22. *Use of Hydrogen in Off-Grid Locations, a Techno-Economic Assessment.* **Gracia, Lorién, et al.** 11, 2018, *Energies*, Vol. 11, s. 3141.
23. *A study of the techno-economic feasibility of H2-based energy storage systems in remote areas.* **Marocco, P., et al.** 2020, *Energy Conversion and Management*, Vol. 211, s. 112768.
24. *Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources.* **Beaudin, Marc, et al.** 4, 2014, *Energy Storage Smart Grids Plan. Oper. Renew. Var. Energy Resour*, Vol. 14, ss. 1-33.
25. **The Small Business Innovation Research (SBIR) and Small Business Technology Transfer (STTR) programs.** 2kW Solid Oxide Fuel Cell (SOFC) Power System. [Internett] 2019. [Sisert: 29 04 2021.] <https://www.sbir.gov/sbirsearch/detail/1605929>.
26. *The Potential Role of Ammonia as Marine Fuel—Based on Energy Systems Modeling and Multi-Criteria Decision Analysis.* **Hansson, Julia, et al.** 8, 2020, *Sustainability*, Vol. 12, s. 3265.

27. *Fuel Cell Power Systems for Maritime Applications: Progress and Perspectives*. **Xing, Hui, et al.** 3, 2021, Sustainability, Vol. 13, s. 1213.
28. **Miljødirektoratet, et al.** Klimakur 2030: Tiltak og virkemidler mot 2030. 2020.
29. **Aarsæther, Karl Gunnar.** Energy savings in coastal fisheries. *IEEE Electrification Magazine*. 5 September 2017.
30. **IPCC.** *Climate Change 2013: The Physical Science Basis Working Group I contribution to the Fifth Assessment Report of the IPCC*. 2013.
31. *A Preliminary Study on an Alternative Ship Propulsion System Fuelled by Ammonia: Environmental and Economic Assessments*. **Kim, Kyunghwa, et al.** 3, 2020, Marine Science and Engineering, Vol. 8, s. 183.
32. **Wärtsilä.** Wärtsilä Generating Sets. [Internett] [Sisert: 29 04 2021.] <https://www.wartsila.com/marine/build/engines-and-generating-sets/generating-sets/wartsila-gensets>.
33. **SCANIA.** Data Handbook: Marine all-speed engines. 2013.

A Vedlegg teknøkonomisk analyse

I dette vedlegget viser vi ligning bruk i optimeringsmodellen (netto nåverdi) og oppsummerer vi datagrunnlaget som har blitt brukt i den teknøkonomiske analysen.

$$NPV = \sum_{i=1}^{sp} \left[Dis_{st} \cdot CAPEX_i + Dis_{av} \sum_{a=1}^t OPEX_{a,i} + \sum_{a=1}^t \frac{RC_{a,i}}{(1+d)^{a+(i-1)t}} \right]$$

Hvor,

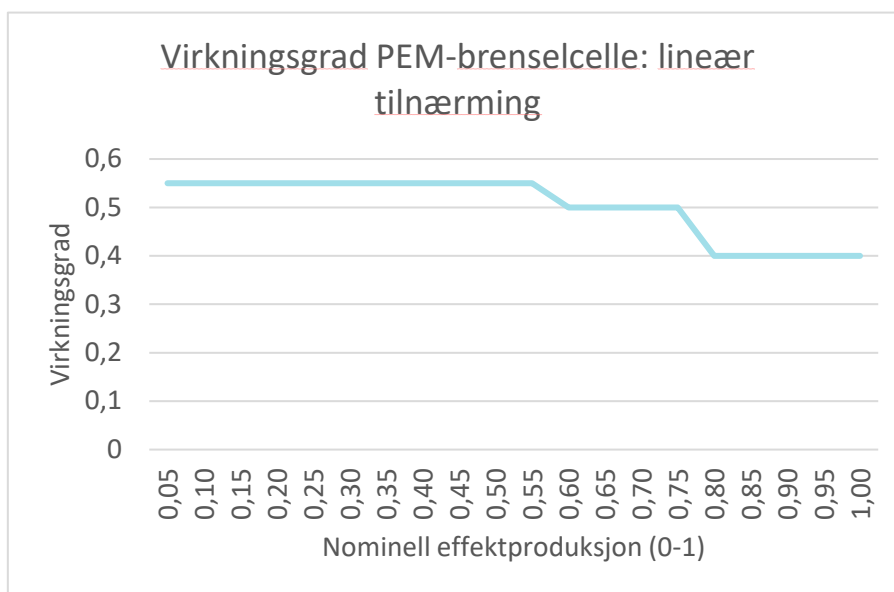
- sp : strategiske perioder (1 i dette tilfellet)
- t : lengde per strategisk periode (20 år)
- d : ekte diskontering med hensyn til inflasjon (4%)
- D_y : årlig diskonteringsfaktor, beregnet som $D_y = \frac{1}{(1+d)}$
- Dis_{st} : diskonteringsfaktor i begynnelsen av den strategiske perioden, $Dis_{st} = D_y^{(i-1) \cdot t}$
- Dis_{av} : gjennomsnittlig diskonteringsfaktor per strategisk periode, $Dis_{av} = \frac{D_y^{(i-1) \cdot t} - D_y^{i \cdot t}}{(\frac{\ln(1+d)}{t})}$
- $CAPEX_i$: fra engelsk *capital expenditures* investeringskostnader per strategisk periode i .
- $OPEX_{a,i}$: fra engelsk *operating expenditures* operasjonelle kostnader per år a i den strategiske perioden i . Dette inkluderer vedlikehold av komponenter samt drivstoff kostnader.
- $RC_{a,i}$: regenerasjonskostnader for komponenter som trenger reinvestering etter et antall år (inkludert transport, installasjon osv.) på året a i strategisk periode i .

Tabell A-1 Input dieselanlegg tradisjonell båt

Element	Verdi	Kommentar
CAPEX motoranlegg (MNOK)	3	AP2
OPEX motoranlegg (% CAPEX/år)	3	AP2
Effekt motor (hp/kW)	400/294	(19)
Produksjon (MWh/kg marindiesel), ~210 g/kWt gjennomsnitt	0.0048	GOT, AP2
Kostnader marindiesel (NOK/kg)	9.4	AP2, 7.9 NOK/kg, 0.84 kg/l
regenereringskostnader dieselgenerator	18 % CAPEX hvert 6. år	(20)
lagerkapasitet	8500	Estimat, mer en nok til å dekke etterspørselen. Kostnadene inkludert i anleggskostnadene

Tabell A-2 Input hydrogensystem: PEM-brenselcelle og H2 lager

Element	Verdi	Kilde	Verdi kilde
CAPEX PEM brenselcelle (skip)	17,6 MNOK/MW	(21)	2000 \$/kW + 70 \$/kW elektrisk motor
OPEX brenselcelle (av CAPEX/år)	0,03	(22)	
Virkningsgrad brenselcelle	Profil neste slide	Estimat	
Regenereringstid og kostnader	10 år (46% CAPEX)	(23)	43.800 t drift
LHV hydrogen	33,3 kWt/kg		
CAPEX Hydrogenlager	0,0051 MNOK/kg	(21)	18 \$/kWt, 33.3 kWt/kg
OPEX Hydrogenlager (av CAPEX/år)	0,01	Estimat	


Figur A-1 Lineær tilnærming virkningsgrad PEM-brenselcelle brukt i analysene

Tabell A-3 Input batteri

Element	Verdi	Kilde	Verdi kilde
Batteri CAPEX (stasjonær)	5,610 MNOK/MWt	(22)	550 €/kWt
Batteri OPEX	3 % av CAPEX/år	Estimat	
Tillatt kapasitet	20-100%	(22)	
Levetid batteri	87600 t (10 år)	(22)	
Virkningsgrad batteri (lading eller utlading)	0,95	(24)	
Max ladeeffekt	1 MW	(22)	
Installert kapasitet	0,425	AP2	

Tabell A-4 Input dieselgenerator

Element	Verdi	Kilde	Kommentarer
Diesel generator (stasjonær) CAPEX	3 570 MNOK/MW	(20)	350 €/kW
OPEX diesel generator	0,047 MNOK/MW/Year	(20)	4,60 €/kW/Year
Diesel costs	9,4 NOK/kg	AP2	
regenereringskostnader dieselgenerator	18 % CAPEX hvert 6. år	(20)	63 €/kW/6 år
Produksjon (MWt/kg marindiesel), ~210 g/kWt gjennomsnitt	0.0048	antatt samme som diesel motor, fra GOT	~37%, 12,75 kWt/kg LHV
Diesellager kap (kg)	1008	AP2	1,2 m3, tetthet 840 kg/m3

Tabell A-5 Input ammoniakksystem: SO-brenselcelle og H2 lager

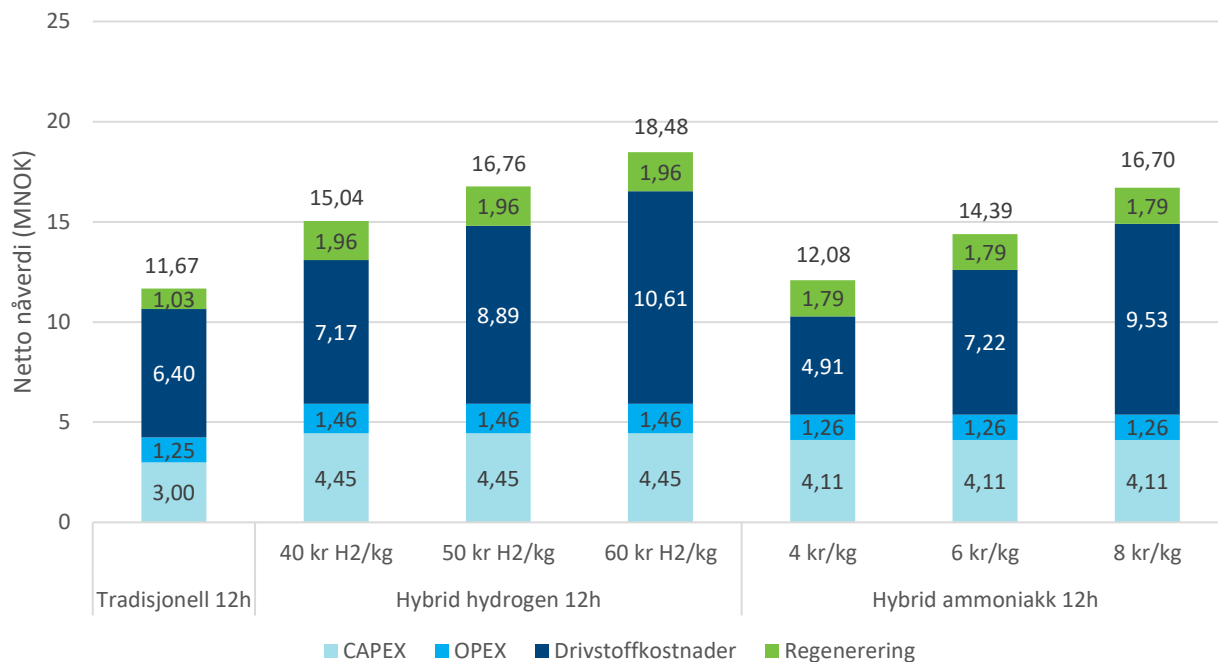
Element	Verdi	Kilde	Verdi kilde
CAPEX NH3-SO Brenselcelle	47,65 MNOK/MW	(25)	5 500 \$/MW (lavest målverdi)
OPEX NH3-SO Brenselcelle	1 % CAPEX/år	(26)	
Regenerering	~10 år (46% CAPEX)	(27)	40 000t drift, antatt samme relative kostnader som PEM
Virkningsgrad ammoniakk NH3 SOFC	2.68 kWt/kg	AP2	52% gjennomsnittlig virkningsgrad & 5,16 kWt/kg
Estimat ammoniakklagring	559 kg	AP2	Basert på 1500 kWt behov
Estimat installert ammoniakklager	1 489 kg	AP2	2 469 l, 3 996 kWt
CAPEX Ammoniakk tank (tilsvarende dieseltank, men avhenger av systemet volum)	11,15 NOK/kg = 11,15e-6 MNOK/kg	(26)	35–70 USD/GJ (58 €/GJ) 18,6 MJ/kg LHV - 33C (0,0186 GJ/kg, 5,16 kWt/kg)

Tabell A-6 Andre inputverdier

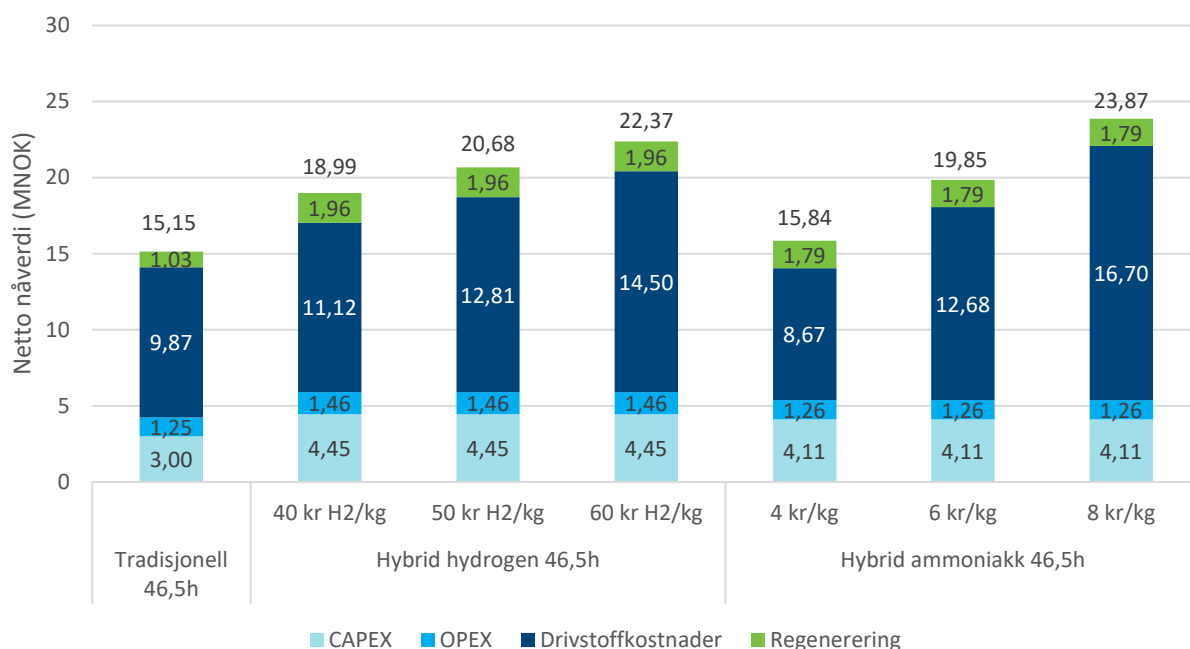
Element	Verdi	Kilde
Diskontering	4%	Estimat
Investeringslevetid	20 år	Estimat
Antatt \$ - NOK konvertering	8,5 NOK/\$	Estimat
Antatt €- NOK konvertering	10,2 NOK/€	Estimat
Hydrogenkostnader	50 NOK/kg	Estimat, sensitiviteter
Strømkostnader	300 NOK/MWt	Estimat
Ammoniakkostnader	6 NOK/kg	Estimat, sensitiviteter
Marindieselskostnader	9,4 NOK/kg	AP2
CO ₂ -utslipp (kg/kg diesel)	3,17	(15)

Følgende legger vi også ved noen figurer som tilsvarende de presentert i den tekno-økonomiske analysen, men denne gangen antatt dieselpriis på 6,5 kr/l (også en mulig pris på Nord-Norge) istedenfor 7,9 kr/kg antatt i resten av rapporten og diskutert i konteksten til AP2. Figur A-2 Kostnadsfordeling av fartøyet med storskalafordele, (A) for 12 timers profil og (B) for 46,5 timers profil med dieselpriis på 6,5 kr/l. Figur A-2 presenterer kostnadsfordelingen for de to profilene, mens Figur A-3 og Figur A-4 viser henholdsvis effekten av dieselpriis og CO₂ avgift på de alternative løsningene sammenlignet med det tradisjonelle fartøyet.

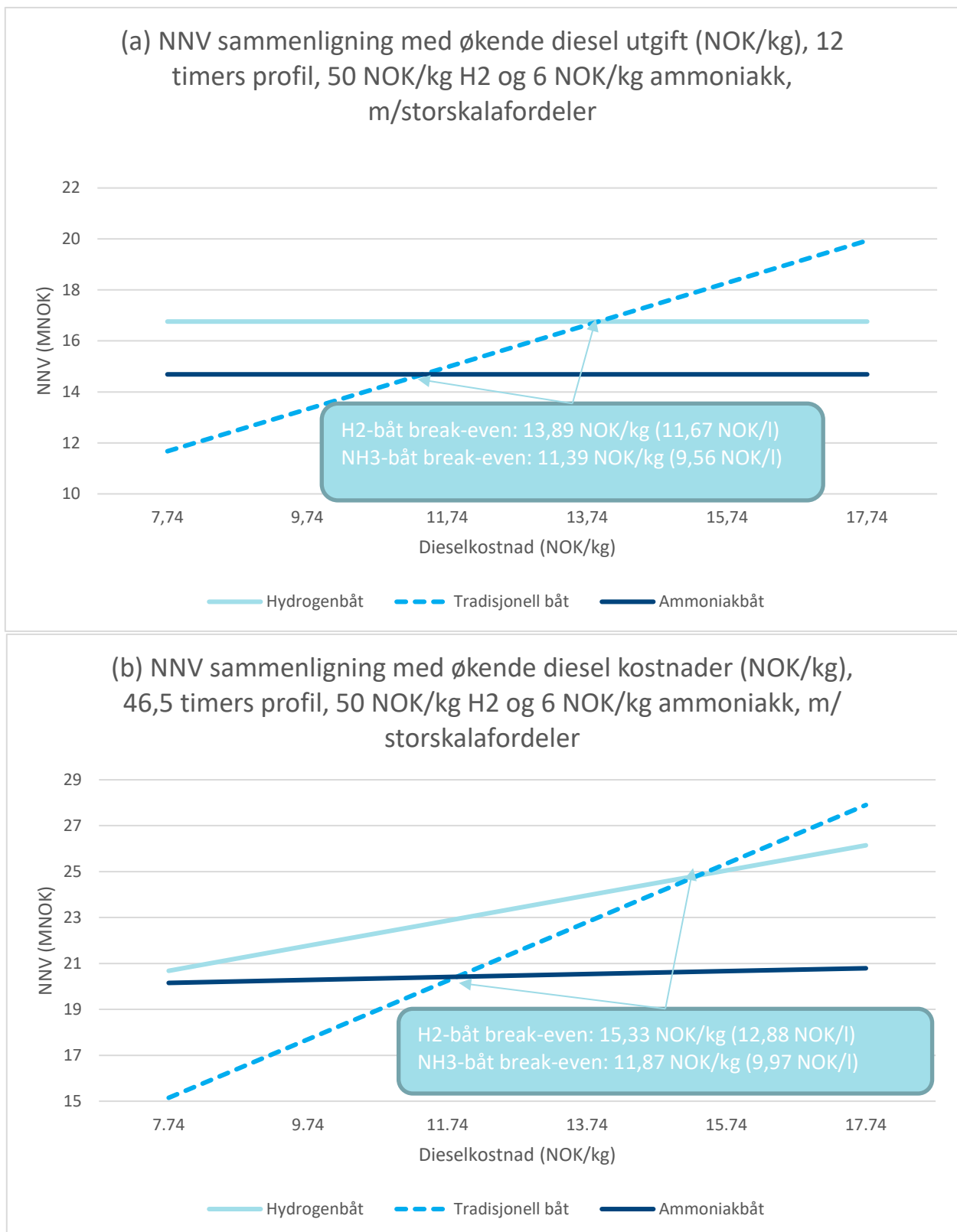
(A) KOSTNADFORDELING 12 TIMERS PROFIL



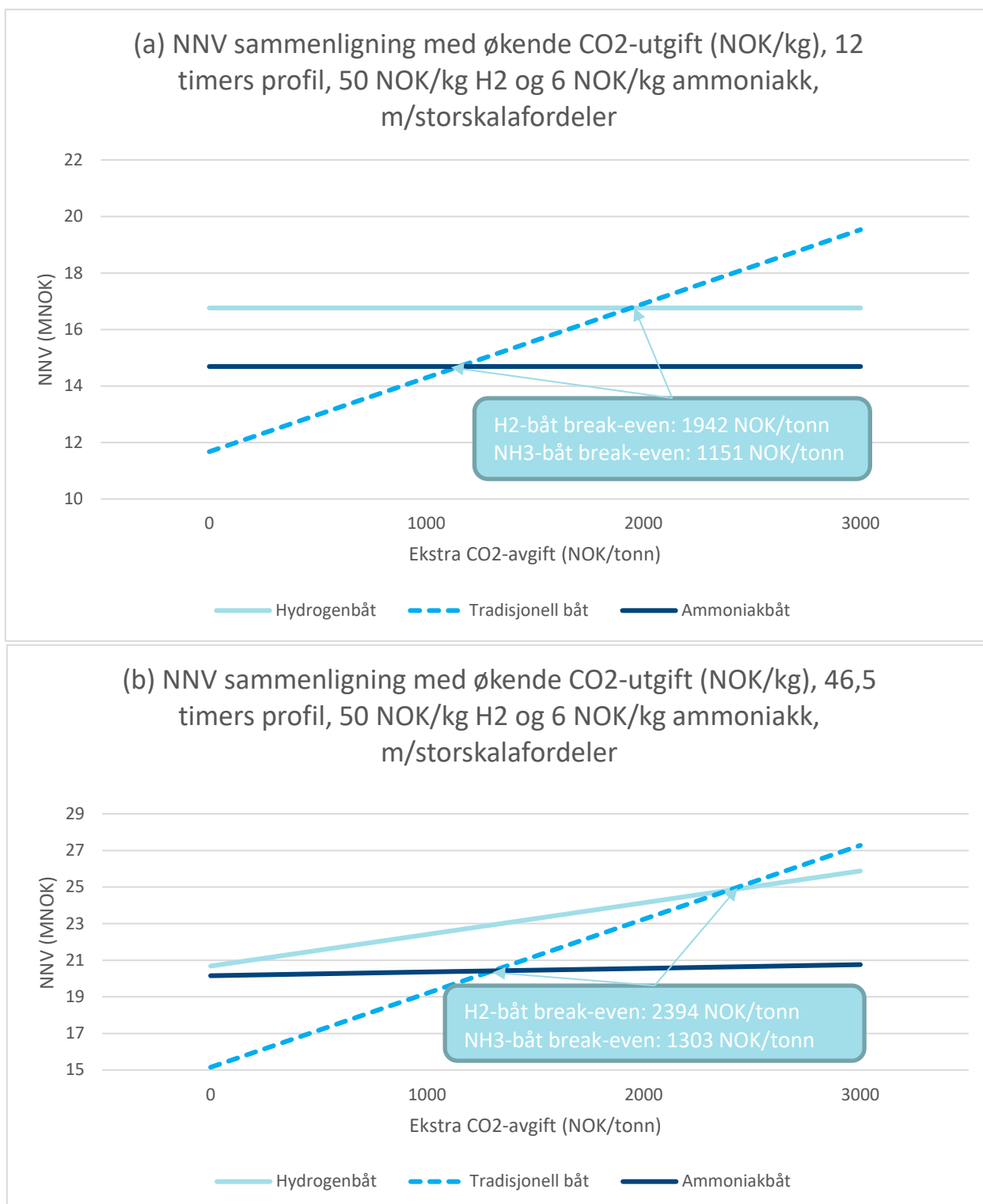
(B) KOSTNADFORDELING 46,5 TIMERS PROFIL



Figur A-2 Kostnadsfordeling av fartøyet med storskalafordeler, (A) for 12 timers profil og (B) for 46,5 timers profil med dieselpris på 6,5 kr/l



Figur A-3 Øking av dieselpris for fiskfiskeflåten med storskalafordeler, (a) for 12 timers profil og (b) for 46,5 timers profil med dieselpris på 6,5 kr/l



Figur A-4 Øking av CO₂ avgift for fiskfiskeflåten med storskalafordeler, (a) for 12 timers profil og (b) for 46,5 timers profil med dieselpriis på 6,5 kr/l



Teknologi for et bedre samfunn

www.sintef.no

BESKRIVELSE

ELEKTRIFISERING av

12.99 x 6 LINE FISKEBÅT



Prosjekt - FHF 901640

Elektrifisering av kystfiskeflåten - ved bruk av batteri og brenselcelle

PROSJEKT FHF 901640 Elektrifisering av kystfiskeflåten ved bruk av batterier og brenselceller:

HOVEDMÅL

" Utvikle/utrede en godkjennbar systemløsning for et 13 m kystfiskefartøy med hybrid framdrift basert på batterier og brenselceller, både for hydrogen og ammoniakk som drivstoff. Denne systemløsningen vil basere seg på forarbeidet som allerede er utført for et tilsvarende kystfiskefartøy med hydrogen som drivstoff. Fremdriftsløsningen for kystfiskefartøyet skal fungere for sjøvær på inntil 12 timer, med tilsvarende driftssikkerhet som ved bruk av konvensjonell teknologi."

– SINTEF prosjektbeskrivelse - 302005606-1 datert 2020-06-05

GOT Skogsøy AS har i hovedsak arbeidet med "arbeidspakke - AP2 – Generalarrangement", men også deltatt og gitt innspill til de andre arbeidspakkene underveis i prosjektet:

- AP3 – Sikkerhet
- AP4 – Tekno-økonomiske analyser og miljøperspektiv
- AP5 – Havner og krav til infrastruktur

AP2 – Generalarrangement:

Delmål 2: Generalarrangement av Hydrogen og Ammoniakk drevne fartøy

Delmål 3: Vurdert integrasjon av dieselgenerator for å øke rekkevidde

Delmål 4: Konsekvenser nye design ifbm. stabilitet-lastekapasitet-hoveddimensjoner

Delmål 5: Sammenligne spesifikasjon for tradisjonelt design vs. nye design.

Delmål 2 & Delmål 3:

Konfigurasjon #1 Generalarrangement - H2 & BATTERI

Den største design-utfordringen i prosjektet har vist seg å finne plass for tilstrekkelig mengde H2 til 12t sjøvær innenfor IGF kodens regler og begrensinger. Lagring av H2 @ 250bar er lengde-bredde dimensjonsstyrende for fartøyet mtp. sikkerhetsavstander og lav volumetrisk energitetthet.

Ytterligere økning av H2 utover 160kg @250bar fordrer et større fartøy med ytterligere plass til H2 lagring. Eksisterende H2 & batteripakke konfigurasjon muliggjør en driftssikker sjøværperiode på opptil 18t, (steaming 6t/ fiske 12t).

Konfigurasjon #2 Generalarrangement - H2, BATTERI & DIESELGENERATOR

Praktisk bruk - 12timer sjøvær? Hverdagen for en fisker vil jo som oftest handle om en økonomisk forsvarlig og praktisk utnyttelse av fartøyet. Det er laget forberedt et generalarrangement med integrasjon av en mindre dieselmotor og en liten dieseltank i tillegg til H2 & batteripakke. Dieseltank og dieselmotor er skalerbar, om ønskelig med ytterligere sjøvær utover driftssikker sjøværperiode på opptil 66t, (steaming 18t/ fiske 48t).

Konfigurasjon #3 Generalarrangement – NH3, BATTERI & DIESELGENERATOR

Undersøkelser utført i prosjektet peker på at bruk av ammoniakk som drivstoff i en SOFC eller i en forbrenningsmotor er relativt umodent for et fiskefartøy i denne størrelsen, men utvikling innen feltet er pågående. Et forslag til arrangement med NH3 trykk satt til ca. 20bar + batterier + dieselmotor med bunkerstank er utført. Håndtering av NH3 som medium vs H2 virker å være mindre utfordrende gitt at det i dag finnes skip med stor NH3 volum om bord til f.eks. fryseanlegg. Komponenter som en SOFC til kraft produksjon eller via en forbrenningsmotor virker svært umodent og lite utviklet til bruk i skip. En positiv faktor med NH3 er betydelig høyere volumetrisk energitetthet en H2 og derfor ikke så styrende rundt dimensjonering av fartøyets størrelse. Et forslag til arrangement er laget med mulighet for sjøvær på opptil 72t, (steaming 24t/ fiske 60t).

Delmål 4:

Som tidligere beskrevet så vil mengde H2 bunkers være dimensjonsstyrende for lengde bredde på fartøyet spesielt med tanke på hva man kan oppnå av mulig sjøvær. Hoveddimensjoner på en 13m linefiskebåt vil ikke være særlig påvirket ved valg av NH3 og diesel som bunkers. Lasteroms volum i alle generalarrangementene er på 48m³. Vi har levert 13m konvensjonelle linefiske nybygg med noe mer og noe mindre volum i lasterommet. Det er i alle arrangementene satt inn et eget batterirom i maskinrommet med en batteripakke. Nettovekt på batteripakkene er 5800kg som er plassert i bunnen av fartøyet. Det vurderes slik at endringene i vekt i fartøyet gir tilstrekkelig stabilitet med mulighet for å endre evt. kompensere med variasjon av spesifikk volumvekt i kjøøl. Det må likevel nevnes at de tilført vekt på shelterdekk i form av diverse tankarrangement må gjennomgå detalj engineering og et vektregnskap må etableres ved realisering av disse fartøyene.

Delmål 5:

Et tradisjonelt linefiske design på 13m vil ikke ha et fullt shelterdekk, ofte gjerne grunnet økonomisk og praktisk årsaker. I dette prosjektet har vi valgt å gå for et fullt shelterdekk – spesielt for plassering av H2 og NH3 bunkers tankarrangement. Innredning for mannskap, brodekk, forpigg, hoveddekk med fiskeutrustning, losseanordning og lasteromskapasitet vil være det samme som i et konvensjonelt fartøy. Nytt design vil i all hovedsak være forskjellig i maskinromsområdet, på shelterdekk og i casing under skorstein avhengig av hvilke type valg som blir gjort rundt konfigurasjoner på maskineri – effekt – energikilder – sjøvær, vurderte valgmuligheter i er nærmer omtalt på side 7 i dette dokumentet.

Et konvensjonelt dieseldrevet linefiske-fartøy vil normalt være utstyrt med fremdriftsmotor på 400Hk @ 1800 RPM. Med nødvendig mulig typisk sjøvær etter behov og medbrakt bunkers. Hastighet er beregnet til maks ca. 10 knop ved stille vann og uten last.

VEDLEGG Generalarrangement:

- Vedlegg 1-1: GOT-13m H2 Linebåt GA RISS 03.05.2021
- Vedlegg 1-2: GOT-13m H2 Linebåt GA PLAN 03.05.2021
- Vedlegg 2-1: GOT-13m H2-AUX Linebåt GA RISS 03.05.2021
- Vedlegg 2-2: GOT-13m H2-AUX Linebåt GA PLAN 03.05.2021
- Vedlegg 3-1: GOT-13m NH3-AUX Linebåt GA RISS 03.05.2021
- Vedlegg 3-2: GOT-13m NH3-AUX Linebåt GA PLAN 03.05.2021

GENERELT OM FARTØYET

Denne beskrivelsen sammen med Generalarrangement tegning beskriver fartøyet i grove trekk. Fartøyet skal være en effektiv arbeidsplattform for Linefiske, i tillegg til at fartøyet skal være arrangert for skånsom behandling og oppbevaring av fisk i containere og ITUB i 1stk lasterom.

BESKRIVELSE

Skipet konstrueres med 2 gjennomgående dekk, 1 brodekk, tverr hekk, arbeidsdekk, casing med nedgang til motorrom, styrehus plassert på toppen av brodekk. Lasterom med 1 stk. hovedluke. Fartøyet innredes på hoveddekket med, grovgarderobe, fingarderobe, nattmesse og isolert arbeidsdekk. Hoveddekket innredes med 2stk lugarer med køyer til 4stk., messe, bysse, toalettrom, stores, proviantrom. Brodekk med styrepult og sitteområde.

Utvendig og innvendig gjøres båten ferdig etter byggebeskrivelse, utvendig malt og bunnsmurt iht. malingsleverandørs anbefaling og spesifikasjon. Det males også i maskinroms bunn, lasterom og fabrikkdekk. Båten innredes ferdig med linoleum og vannbåret varmesystem i innredning. Elektrisk anlegg, sanitæranlegg, styring, varme, sikkerhetsutstyr, brann/slokkeanlegg og ankerutrustning.

HOVEDDIMENSJONER

- Lengde over alt.....12,99m
- Bredd på spant5,90m
- Bredd over alt.....6,00m
- Dybde til hoveddekk.....3,40m
- Spanteavstand.....0,50m

KAPASITETER

- Lasterom for fisk - totalt.....48 m3
- Brennolje (opsjon).....1,2 m3 (skalerbar - for utvidet rekkevidde)
- Hydraulikkolje.....0,6 m3
- Ferskvann.....2,6 m3
- Septiktank.....0,4 m3

TRANSITTFART

Skipets hastighet er beregnet til ca. 8 knop i transitt.

MATERIALER

Alle materialer, utstyr og komponenter som blir brukt ombord skal være av god kvalitet og velegnet for et skip av denne type og størrelse. Alle Aluminium og stålmaterialer som gjelder skrog og overbygning skal være av akseptabel kvalitet med sertifikater fra DNV/GL eller lign.

Det benyttes sjøvannbestandig aluminium med materialkvalitet for hudplater: Al 5083, Spant og bærere: Al 6082 T6/6060. All sveising og konstruksjon utføres iht. gjeldende byggregler av kvalifiserte sveisere, og platearbeidere.

AKTERSKIP

- Propell
- Ror
- Diesellolje tanker
- Smøreoljetank
- Hydraulikk tank
- Maskinromnedgang /skorsteins hus.
- Innredning i forhold til GA tegning.
- Luke i dekk til lasting og lossing.

FORSKIP

- Baug og akter tverrpropellanlegg
- Kranfundament til lossekran
- Vinsjfundament til ankervinsj
- Åpning for line/garnhaler
- Luke for setting av line i akterspeil
- Innredning iht. GA plan

STYREHUS

Styrehus med radarmast og lanternemast bygges i aluminium. Skjerming arrangeres rundt styrehus topp. Aluminium rekkverk på styrehustak. Leder fra bakkdekk til styrehustak BB side, samt tilstrekkelige drenerør SB og BB side for drenering av styrehustak.

Diverse fundamenter for elektronisk utstyr som søkelyskaster, antenner, sendere/ mottakere etc.

SKORSTEIN

Skorstein iht. Generalarrangement i sammenheng med maskinhus nedgang. Det arrangeres luftinntak/uttaks rister til maskinrom med nødvendige lukke arrangement iht. reglement. Det arrangeres 1 stk. eksos med tilhørende lydpotte.

ISOLASJON /KLEDNING UTENOM INNREDNING

Maskinrom: isoleres mot åpent dekk. 100mm isolasjon og kryssisolert med 20mm lydisoleringmatter og dekkes med perforerte aluminiumsplater som er hvitmalte.

Lasterom: Tanktopp, skutesider, under hoveddekk, tverskipsskott i for og akterkant thermo isoleres.

KATODISK BESKYTTELSE

For å beskytte skipet mot galvanisk korrosjon monteres zinkanoder på skrog, lensebrønner og kjølere iht. anbefalt mengde og plassering fra leverandør. Anode festing/plassering arrangeres på en slik måte at det ikke huker/skader fiskeredskap på SB side som er arbeidssiden.

LASTEROMSLUKER, 1stk luke til lasterom 1050x1050mm

DEKSKRAN, 1 stk. Lossekran med vinsj og radiostyring.

LENSE, SPYLE og BRANNPUMPE

Spyle/brann pumpe elektrisk monteres med uttak forut på shelterdekk og arbeidsdekk. Det monteres lensepumpe i maskinrom koblet til samlestokk for lensing av forpigg, lasterom og maskinrom. Det monteres 1stk spyle/brannpumpe. 1stk nødlensepumpe installeres iht. regelverk.

MANØVRERING

1stk hoved Instrument og kontroll av fremdriftsanlegg, propell, ror og sidepropellere arrangeres i pulter forut i styrehus.
1stk slavepanel for pitch og turtall og thruster og autopilot på arbeidsdekk.

ROR / STYREARRANGEMENT/ TVERRPROPELLANLEGG

Ett (1) ror. Roret er av type fiskehaleror med syrefast aksel, lagret i oilon-foringer, oljesmurt hylse, alt dimensjonert og beregnet iht. regelverk. Skipet utstyres med styrearrangement iht. regelverk. Det monteres tverrpropellanlegg forut og akter.

STABILISERINGSTANK

Det bygges 1 stk. stabiliseringstank på styrehustak. Fylling av tank fra rør på brodekk. For hurtig tømming monteres ventiler som åpnes stenges manuelt iht. reglement.

NAVIGASJON OG SØKEUTSTYR, utformes etter avtale med reder og ønsket fartsområde

ANKER UTRUSTNING iht. regelverk og reders ønske.

FISKERIUTSTYR

Linehaler og sette luker ellers fiskericutstyr utføre etter reders ønske, også med tanke på å kombinere fartøyet med garnfisk og evt. system for auto line.

REDNINGS OG SUKKERHETSUTSTYR

Redningsflåter – redningsdrakter – sikkerhetsutstyr inkludert kapasitet, iht. regelkravet.

BUNKERSTANKER (Diesel), arrangeres med nivåmåling, drenering, fylling og lufting.

VRIPROPELLANLEGG, typisk Helseth, med vribar stigning tilpasset fremdriftsanlegg.

ELEKTRISK ANLEGG, AUTOMASJON OG KRAFTELEKTRONIKK

Generelt så leveres det elektriske anlegget av god skipskvalitet og montert og dimensjonert iht. klasse/myndighetskrav. Det elektriske systemet legges opp på en slik måte at elektromagnetisk forstyrrelser på utstyr forhindres. Landtilkobling arrangeres for 230V strømforsyning inkl. skilletrafo 63A. Design og utvikling av det elektriske anlegget med automasjon og kraftfordeling (Power Management System) vil ved realisering av fartøyet gjennomgå en detalj engineering.

FREMDRIFTSGIR

Typisk et KUMERA marine gir påkoblet 2 x elektromotorer, forberedt for vribart propellanlegg.

KONFIGURASJONER: MASKINERI – EFFEKT – ENERGIKILDER – SJØVÆR:

#1 - H2 & BATTERI

- PEMFC brenselcelle: Typisk 185kW - 200kW
- Batterikapasitet brutto: 425kWh
- 2 x elektromotorer påhengt girkasse. Effekt 70kW-120kW hver
- H2 kapasitet netto: 140kg @ 250bar -> ~ 2400kWh
- Anslått mulig sjøvær: Steaming 6t/ fiske 12t

#2 - H2 & BATTERI & DIESELMOTOR

- PEMFC brenselcelle: Typisk 185kW - 200kW
- Batterikapasitet brutto: 425kWh
- Dieselmotor: 45kW (skalerbar)
- Dieseltank: 1,2m³ (skalerbar) -> ~ 4500 kWh
- 2 x elektromotorer påhengt girkasse. Effekt 70kW-120kW hver
- H2 kapasitet netto: 140kg @ 250bar -> ~ 2400kWh
- Anslått mulig sjøvær: Steaming 18t/ fiske 48t

#3 - NH3 & BATTERI & DIESELMOTOR

- SOFC brenselcelle: Typisk 200kW
- Batterikapasitet brutto: 425kWh
- Dieselmotor: 45kW (skalerbar)
- Dieseltank: 1,2m³ (skalerbar) -> ~ 4500 kWh
- 2 x elektromotorer påhengt girkasse. Effekt 70kW-120kW hver
- NH3 kapasitet netto: 1500kg @ 18bar -> ~ 4000Wh
- Anslått mulig sjøvær: Steaming 24t/ fiske 60t

Detalj engineering rundt rørføring til PEMFC og SOFC, samt bunkring av H2 og NH3 tanker er ikke behandlet i denne arbeidspakke 2, ved realisering av et slikt fartøy må dette gjennomføres. Arbeidspakke 3 behandler sikkerhet.

TEKNISK NOTAT

FHF Utslippsfritt Kystfiskefartøy

Dato: 04.06.2021
Skrevet av: Geirmund Vislie
Prosjektnummer: 101100
Teknisk notat nr.: 2
Kunde: FoU konsortium

1 Innledning

Fiskeri og havbruksnæringens forskningsfond (FHF) har tildelt midler til gjennomføring av FoU prosjektet nr. 901640 Elektrifisering av kystfiskeflåten ved bruk av batterier og brenselceller.

Gexcon deltar i prosjektet med sikkerhetsvurderinger og analyser. Dette dokumentet inneholder risikoberegninger knyttet til lekkasjer av hydrogen og ammoniakk.

Risikoforhold knyttet både til selve fartøyet og bunkringsløsning ved land vil behandles i dette dokumentet.

2 Regelverk

Utover å være konstruert etter nasjonale og internasjonale standarder, skal anlegget drives i henhold til gjeldende lovverk og forskrifter. DSB har etablert en rekke forskrifter med hjemmel i lov av 14. juni 2002 om vern mot brann, eksplosjon og ulykker med farlige stoffer og om brannvesenets redningsoppgaver (brann- og eksplosjonsvernloven).

2.1 Storulykkesforskriften

Siden man må forvente at en betydelig mengde hydrogen vil lagres på et produksjonsanlegg, er det naturlig å anta at anlegget vil være underlagt bestemmelsene i det europeiske Seveso-direktivet. Disse bestemmelsene er tatt opp i den såkalte Storulykkesforskriften – "Forskrift om tiltak for å forebygge og begrense konsekvensene av storulykker i virksomheter der farlige kjemikalier forekommer" (FOR-2016-06-03-569).

Denne forskriften definerer fareklasser for ulike stoffer og angir grenser for lagret mengde som utløser enten

1. Meldeplikt etter forskriftens §6, eller
2. Sikkerhetsrapport etter forskriftens §9

Uavhengig av hvilket av de to ovenstående regimer anlegget faller under, vil det være krav om innvilget søknad om samtykkeerklæring for at anlegget skal kunne drives lovlig.

Knyttet til Storulykkesforskriften finnes det også «Retningslinjer for kvantitative risikovurderinger for anlegg som håndterer farlig stoff».

Storulykkesforskriften beskriver såkalte hensynssoner som sier noe om hva slags virksomhet og oppholdstid for mennesker som er akseptable i områdene rundt anlegg. Disse hensynssonene er definert som følger;

Tabell 1 Hensynssoner i henhold til Storulykkesforskriften

Sone	Beskrivelse
Indre sone	Dette er i utgangspunktet virksomhetens eget område. I tillegg kan for eksempel LNF- område inngå i indre sone. Kun kortvarig forbi-passering for tredjeperson (turveier etc.).
Midtre sone	Offentlig vei, jernbane, kai og lignende. Faste arbeidsplasser innen industri- og kontorvirksomhet kan også ligge her. I denne sonen skal det ikke være overnatting eller boliger. Spredt boligbebyggelse kan aksepteres i enkelte tilfeller.
Ytre sone	Områder regulert for boligformål og annen bruk av den allmenne befolkningen kan inngå i ytre sone, herunder butikker og mindre overnattingssteder.

2.2 Forskrift om håndtering av farlig stoff

Forskrift om håndtering av brannfarlig, reaksjonsfarlig og trykksatt stoff samt utstyr og anlegg som benyttes ved håndteringen (FOR-2009-06-08-602). Denne forskriften regulerer håndtering av farlig stoff og utstyr og anlegg, herunder rørledninger med tilhørende systemer, som benyttes ved håndtering av farlig stoff.

Forskriften regulerer videre prosjektering, konstruksjon, produksjon, omsetning, installasjon, drift, endring, reparasjon, vedlikehold og kontroll av utstyr og anlegg som benyttes ved håndtering av farlig stoff.

Under denne forskriften finnes også en «Temaveileder om omtapping av farlig stoff», sist oppdatert i oktober 2018. Denne beskriver de formelle kravene som må oppfylles for et fylleanlegg for hydrogen eller ammoniakk.

Omtapping av farlig vare vil utløse krav til samtykke fra DSB og dermed også krav til at det beregnes hensynssoner.

3 Beregning av hensynssoner

For båt ved bunkringsanlegg utføres en kvantitativ risikoanalyse som er basert på et fullt sett av mulige feiltilstander ved anlegg og fartøy.

Risikokonturene for total dødelighet beregnes ved at man vurderer alle ulykkes scenariene opp fysiologiske tålegrenser for varmestråling fra branner, trykkbølger fra eksplosjoner og effekter av giftige gasser, ved ulike avstander fra anlegget. DSBs hjemmesider refererer til «Retningslinjer for kvantitative risikovurderinger for anlegg som håndterer farlig stoff», og i dette dokumentet er det beskrevet hvordan disse tålegrensene skal beregnes.

Utstrekning av hensynssoner sammenfaller med risikokonturer som vist i tabellen under:

Tabell 2 Utstrekning av hensynssoner

Sone	Beskrivelse	Total dødelighet pr år
Indre sone	Dette er i utgangspunktet virksomhetens eget område. I tillegg kan for eksempel LNF- område inngå i indre sone. Kun kortvarig forbi-passering for tredjeperson (turveier etc.).	1.0×10^{-5}
Midtre sone	Offentlig vei, jernbane, kai og lignende. Faste arbeidsplasser innen industri- og kontorvirksomhet kan også ligge her. I denne sonen skal det ikke være overnatting eller boliger. Spredt boligbebyggelse kan aksepteres i enkelte tilfeller.	1.0×10^{-6}
Ytre sone	Områder regulert for boligformål og annen bruk av den allmenne befolkningen kan inngå i ytre sone, herunder butikker og mindre overnattingssteder.	1.0×10^{-7}

4 Teknisk beskrivelse

Båten som studeres er en linebåt med lengde 13m og 46 m³ lasterom. Dødvekt er 64 tonn.

Lager for hydrogen om bord vil være en container som vil inneholde 15 flasker med samlet kapasitet på 160 kg Hydrogen ved et trykk på 250 bar. Denne containeren vil være gasstett og enten mekanisk ventilert eller fylt med en atmosfære som ikke inneholder oksygen. Containeren plasseres på Shelter-dekk.

Trykkreduksjon fra 250 til maksimalt 10 bar vil oppnås ved at det sitter en trykkreduksjonsventil direkte på utløpet av hver flaske. Massestrøm til brenselcellen er beregnet til 4 g/s. Denne strømmen vil gå fra lagercontainer på øvre dekk til kabinettet for brenselceller som lokaliseres på hoveddekk via et dobbelvegget rør der det indre røret har en diameter på 10mm. Ringrommet i dette røret ventileres mot mast for utlufting av lekkasjer, beskrevet som 'Gas vent mast' i figuren nedenfor.

Bunkring vil skje fra trykksatt kilde på land med maksimalt trykk 380 bar via en linje med 12mm indre diameter.

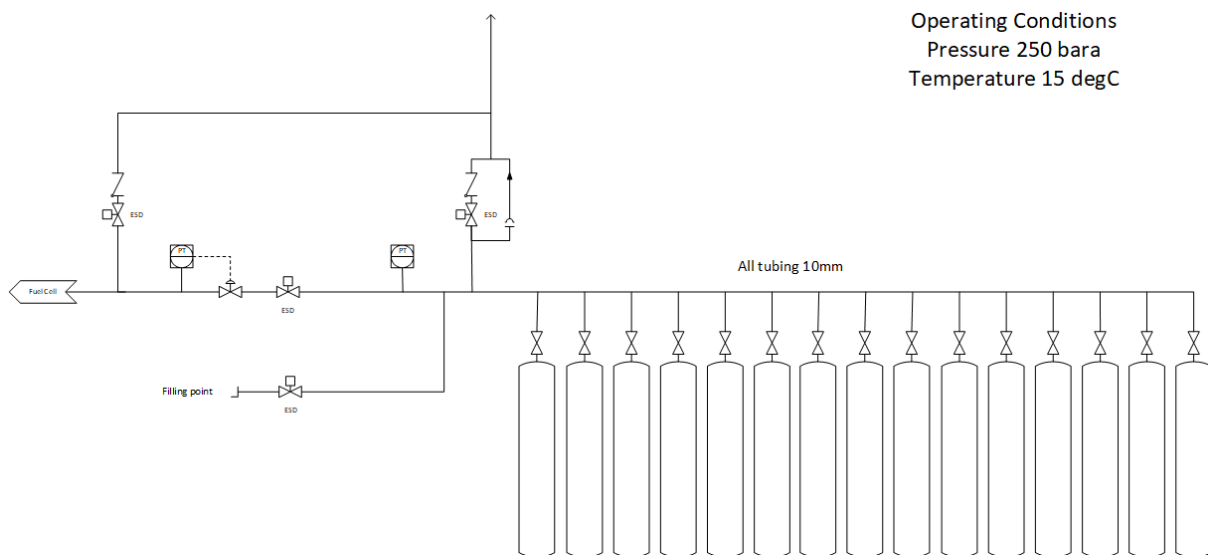
Alle aktiviteter knyttet til fiskeri vil foregå over styrbord side.



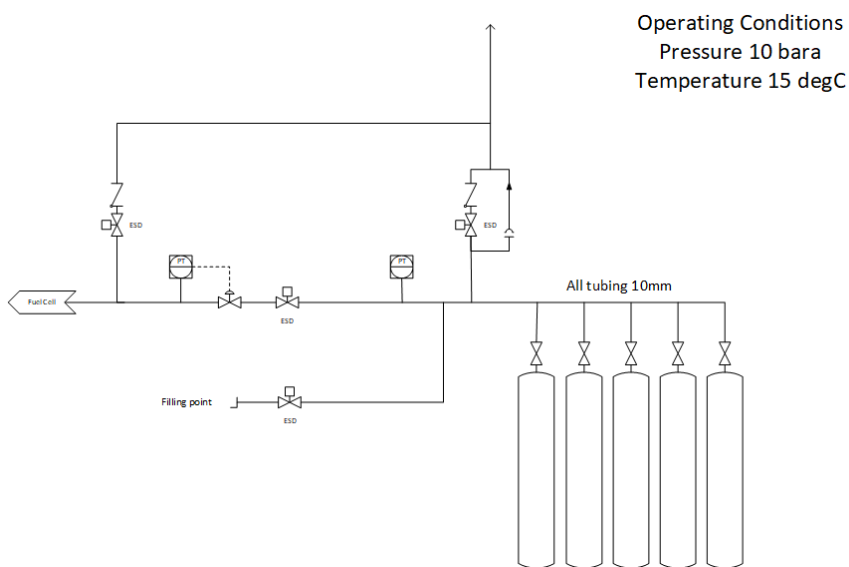
Figur 1 Skisse av båt

4.1 Prosess design

I prosjektet slik status er i dag, er det ikke utviklet noen prosess tegninger, som vi normalt ville bruke som underlag for risikoanalyse. Derfor har Gexcon laget utkast til systemskisser for lagersystemene for hydrogen og ammoniakk. Disse skissene vil bli sammenholdt med frekvensdata fra [2] for å beregne fordeling av hullstørrelser og frekvenser for mulige lekkasjer.



Figur 2 Systemskisse Hydrogen



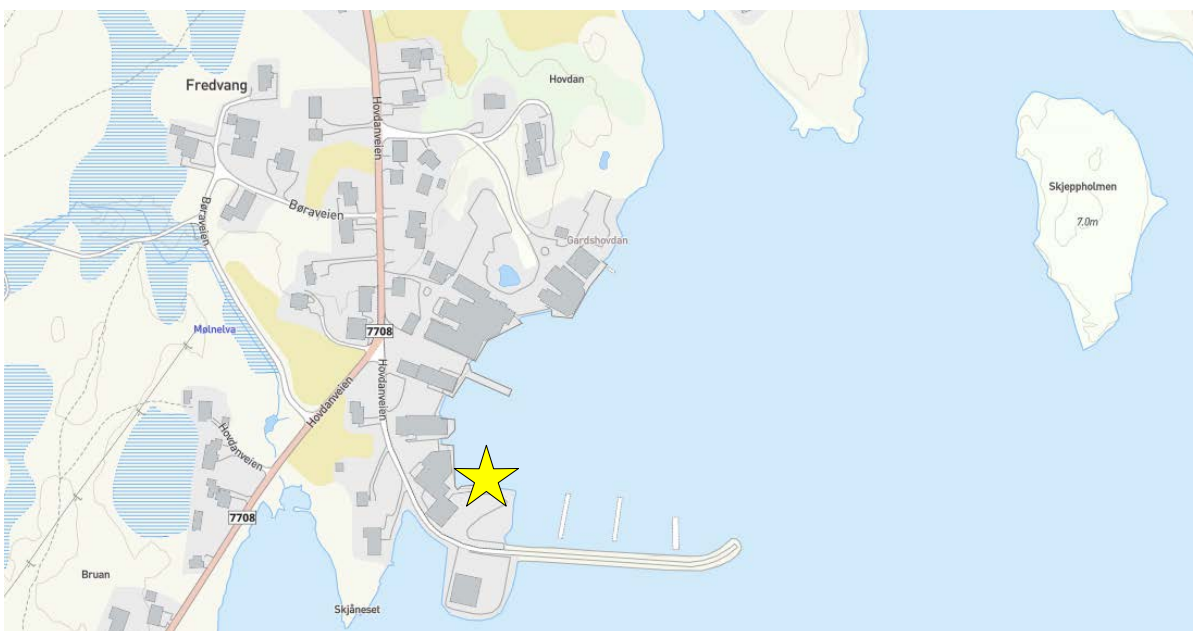
Figur 3 Systemskisse Ammoniakk

4.2 Havner

På de følgende skissene er det markert med gule stjerner hvor Gexcon oppfatter at bunkring vil finne sted.



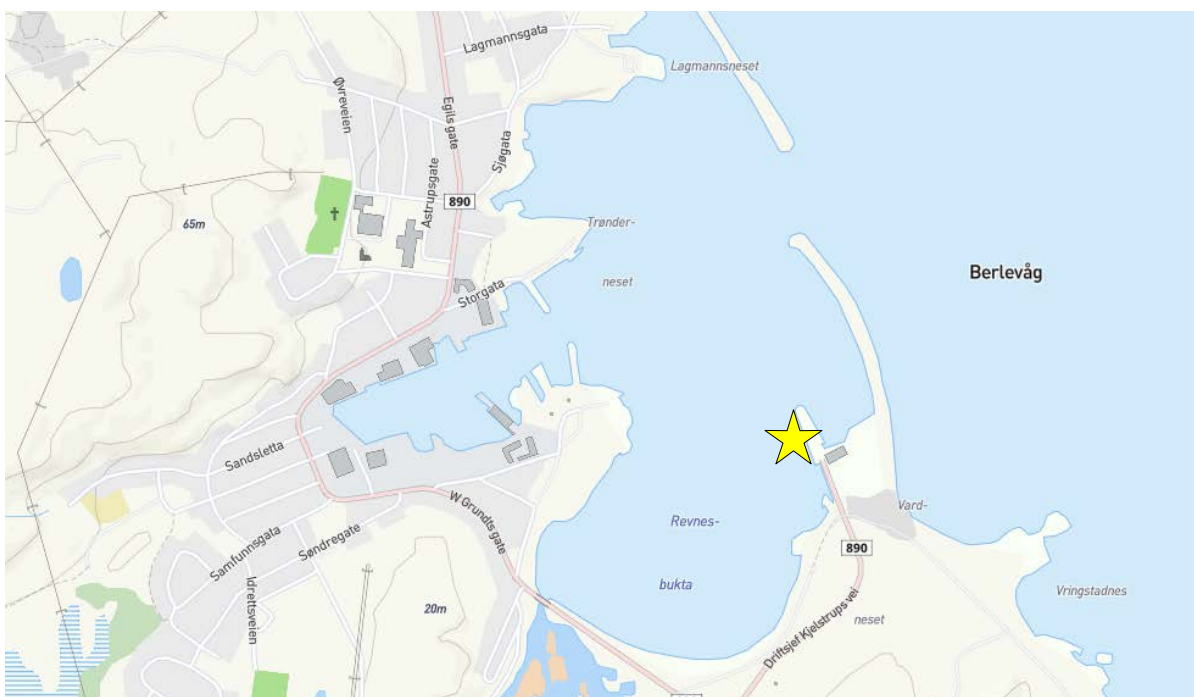
Figur 4 Kartskisse Ramberg Havn



Figur 5 Kartskisse Fredvang Havn



Figur 6 Kartskisse Bodø Havn



Figur 7 Kartskisse Berlevåg Havn

5 Definisjon av faresituasjoner

I studien er det inkludert lekkasje fra lager for både hydrogen og ammoniakk om bord. Basert på frekvensdata for typiske komponenter er det beregnet en statistisk fordeling av hullstørrelser [2], og for hver av disse hullstørrelsene er det beregnet en utslippsrate basert på trykk og temperatur i systemet.

Figurene nedenfor viser disse beregningene for både Hydrogen og Ammoniakk.

Process section	On board H2 Storage	Frequency adjustment factor	1
-----------------	---------------------	-----------------------------	---

Process pressure	250	Bara
Temperature	10	°C

Item	Qty	Dimension		
Compressor		Top gasket diamete	80	mm
Cylinders	15	Cylinder diameter	200	mm
Filters		Vessel diameter	30	mm

Qty	Flow diameter (mm)									
	2	5	8	10	12	15	20	25	38	50
Flanges				1						
Hoses										
Joints				103						
Pipes										
Valves				20						
Instruments				2						

CALCULATED LEAKAGE FREQUENCIES

Hole diameter (mm)	0 - 0,1	0,1 - 0,5	0,5 - 1	1 - 2	2 - 5	5 - 8	8 - 10	10 - 25	25 - 50
Leakage frequency	2,02E-01	2,07E-02	5,85E-03	1,77E-05	1,95E-03	1,50E-05	1,18E-03	1,02E-05	

Figur 8 Frekvens- og hullstørrelser for hydrogenlekkasjer

Process section	On board NH3 Storage
-----------------	----------------------

Frequency adjustment factor	1
-----------------------------	---

Process pressure	10	Bara
Temperature	15	°C

Item	Qty	Dimension		
Compressor		Top gasket diamete	80	mm
Cylinders	5	Cylinder diameter	200	mm
Filters		Vessel diameter	30	mm

Qty	Flow diameter (mm)									
	2	5	8	10	12	15	20	25	38	50
Flanges				1						
Hoses										
Joints				46						
Pipes										
Valves				10						
Instruments				2						

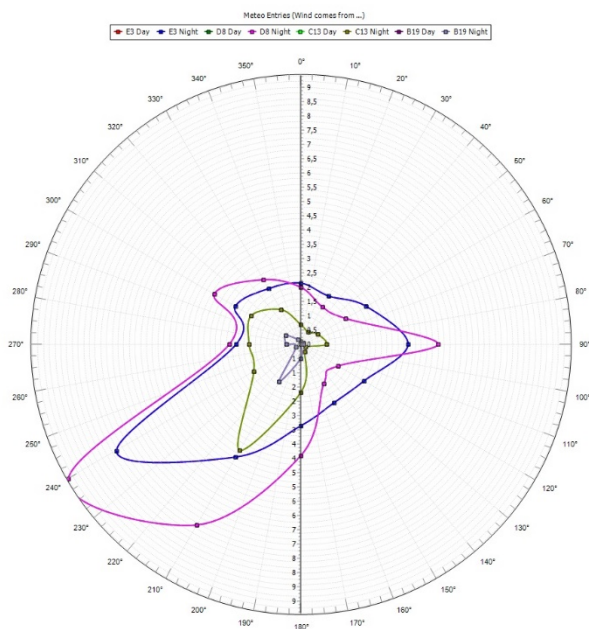
CALCULATED LEAKAGE FREQUENCIES

Hole diameter (mm)	0 - 0,1	0,1 - 0,5	0,5 - 1	1 - 2	2 - 5	5 - 8	8 - 10	10 - 25	25 - 50
Leakage frequency	1,41E-01	1,30E-02	4,42E-03	5,90E-06	1,14E-03	4,99E-06	6,72E-04	3,40E-06	

Figur 9 Frekvens- og hullstørrelse for ammoniaklekkasjer

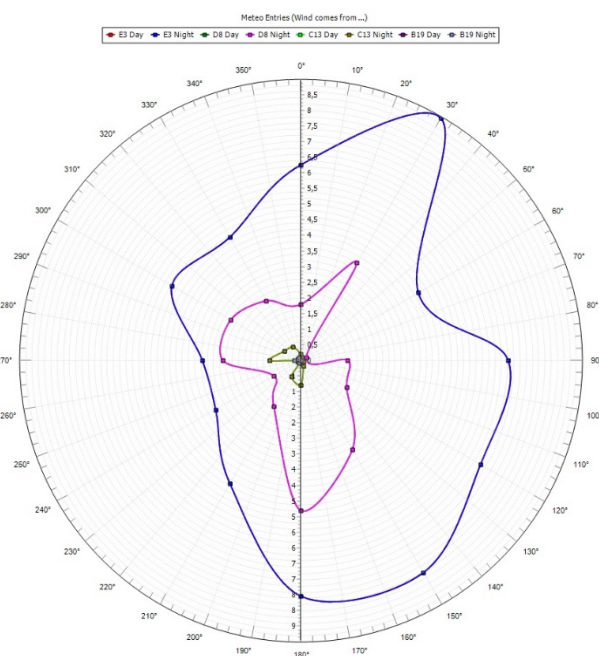
6 Vindstatistikk

For å kunne gjøre riktige beregninger for spredning av ammoniakk er det avgjørende å ha korrekte opplysninger om vind. Vindstatistikk er innhentet fra Meteorologisk Institutt. Figuren nedenfor viser vindstatistikk for Berlevåg

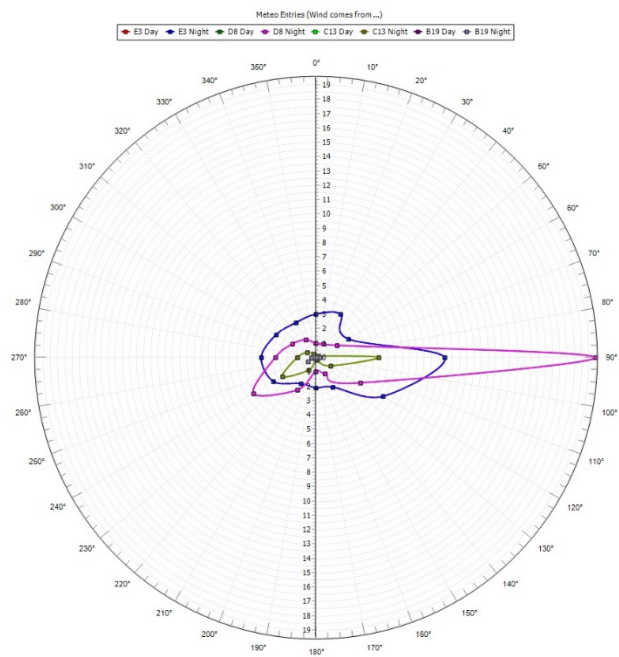


Figur 10 Vindstatistikk for Berlevåg

For Ramberg og Fredvang er det benyttet vindstatistikk for Leknes i Lofoten.



Figur 11 Vindstatistikk for Leknes



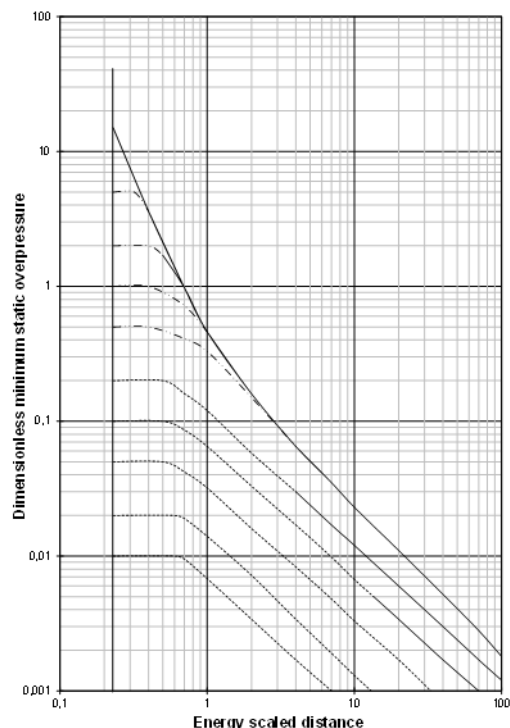
Figur 12 Vindstatistikk for Bodø

7 Metode

7.1 Hydrogen lekkasjer

For hver hullstørrelse beregnes utslippsrate ved bruk av Bernoullis ligning. Lekkasken vil fortynnes i luften og raskt skape en brennbar sky av stabil størrelse der tilført hydrogen tilsvarer det som diffunderer ut av skyen og havner under brennbarhetsgrensen på 4%. Siden forbrenningshastigheten er svært lav for lave konsentrasjoner av hydrogen, vurderes den delen av skyen som har høyere konsentrasjon enn 10% som bidrag til en eventuell eksplosjon.

De beregnede mengdene hydrogen eksplosiv blanding brukes som inngangsdata til den såkalte multi-energi metoden som blant annet beskrevet av van den Berg og Lannoy i 1993 [1]. Denne metoden viser at utenfor en viss radius fra eksplosjonsregionen, vil det resulterende trykket bli mer eller mindre det samme, uavhengig av det initielle trykket i eksplosjonen, som vist i figuren under.



Figur 13 Hemisfærisk trykkbølgeforplantning ved multi-energi-metoden

Det initielle trykket i eksplosjonen kan velges som et heltall fra 1 til 10 der 1 er en svak eksplosjon og 10 representerer detonasjon. Vi benytter 5 for deflagrasjon og 10 for detonasjon. Intensitet 5 representerer en liten til middels eksplosjon der eksplosjonstrykket er om lag 200 mbar. Dette vil korrespondere godt med en forbrenning av en lavkonsentrasjon hydrogensky med få hindringer som kan danne turbulens og bør forstås som en nedre grense for eksplosjonskonsekvens.

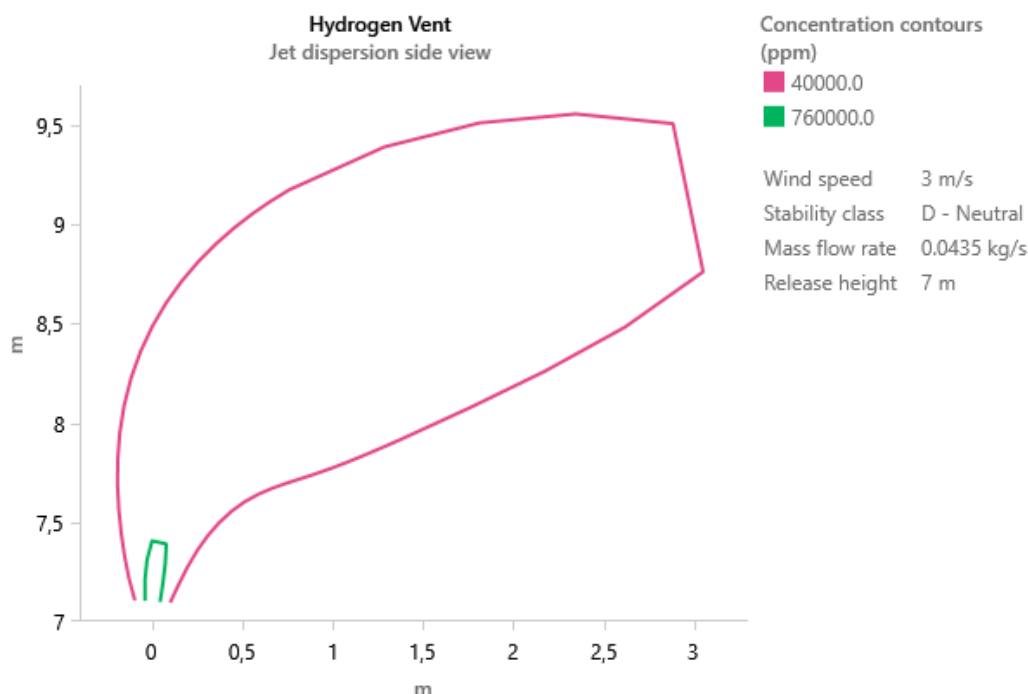
For denne modellen er intensiteten satt til 6 for lekkasjer under 1 kg/s og 7 til lekkasjer med høyere utslippsrate.

Det resulterende eksplosjonstrykket sammenstilles med frekvens for lekkasje (Figur 8), sannsynlighet for antennelse og probit-funksjon for tap av liv tatt fra [3] for å frembringe isometriske risiko-kontorer samsvarende med grenseverdiene oppgitt i Tabell 2.

7.2 Lekkasjer som evakueres gjennom vent-mast

Lekkasjer i dobbeltvegget rør fra lager på dekk til brenselcellene vil lutes til vent-mast. Det beregnede scenarioet er fullt rørbrudd for det indre røret. Dette innebærer en lekkasjerate på 43,5 g/s. For beregning av utløpshastighet fra masten regnes en diameter ved utløpet på 50 mm.

Mengden hydrogen i den brennbare regionen som dannes ved utløpet av vent-masten ved vindhastighet 3 m/s vil være 25,5 gram.



Figur 14 Spredningsplott for utslipp fra vent-mast

Den bergende utstrekningen av brennbar sky som resultat av utslipp via vent-mast er regnet som ufarlig i forhold til eksponering av potensielle tennkilder.

7.3 Ammoniakk lekkasjer

For hver hullstørrelse beregnes utslippsrate ved bruk av Bernoullis ligning. Utslippet beregnes videre med spredningsmodell under spekteret av lokale vindbetingelser slik at man kan beregne utstrekning av giftig sky. Denne sammenstilles med frekvensene for de ulike lekkasjestørrelsene (Figur 9) for å frembringe isometriske risiko-konturer samsvarende med grenseverdiene oppgitt i Tabell 2.

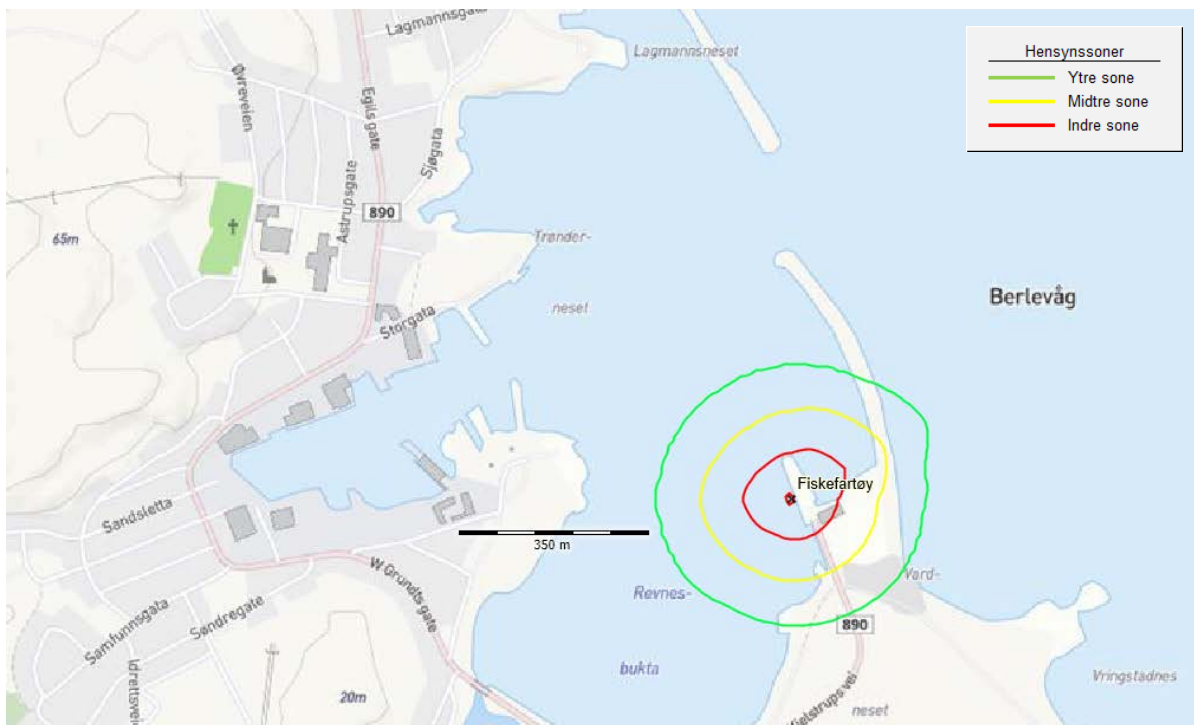
8 Tank ruptur

Gexcon har også vurdert muligheten for tank ruptur på grunn av ekstern brann. Vi mener dette er et scenario som er svært lite sannsynlig. Mekanismen som vi observerte under ulykken på Kjørbo i juni 2019 var at lagringstankene som var fremstilt av et komposittmateriale ble utsatt for brannsmitte fra høytrykkslageret, der den opprinnelige lekkasjen fant sted. Denne brannpåvirkningen førte til at det indre tetningslaget i tankene smeltet, og at hydrogen lakk gjennom de porøse tankveggene og ble brent av fortløpende i den pågående brannen. Erfaringen tilsier at tankene beholdt sin mekaniske styrke mye lenger enn deres evne til å holde tett. Derfor er vår anbefaling at dette scenariet ikke tas med som et ulykkesscenario dersom lagring av hydrogen planlegges på tanker av komposittmateriale.

9 Resultater

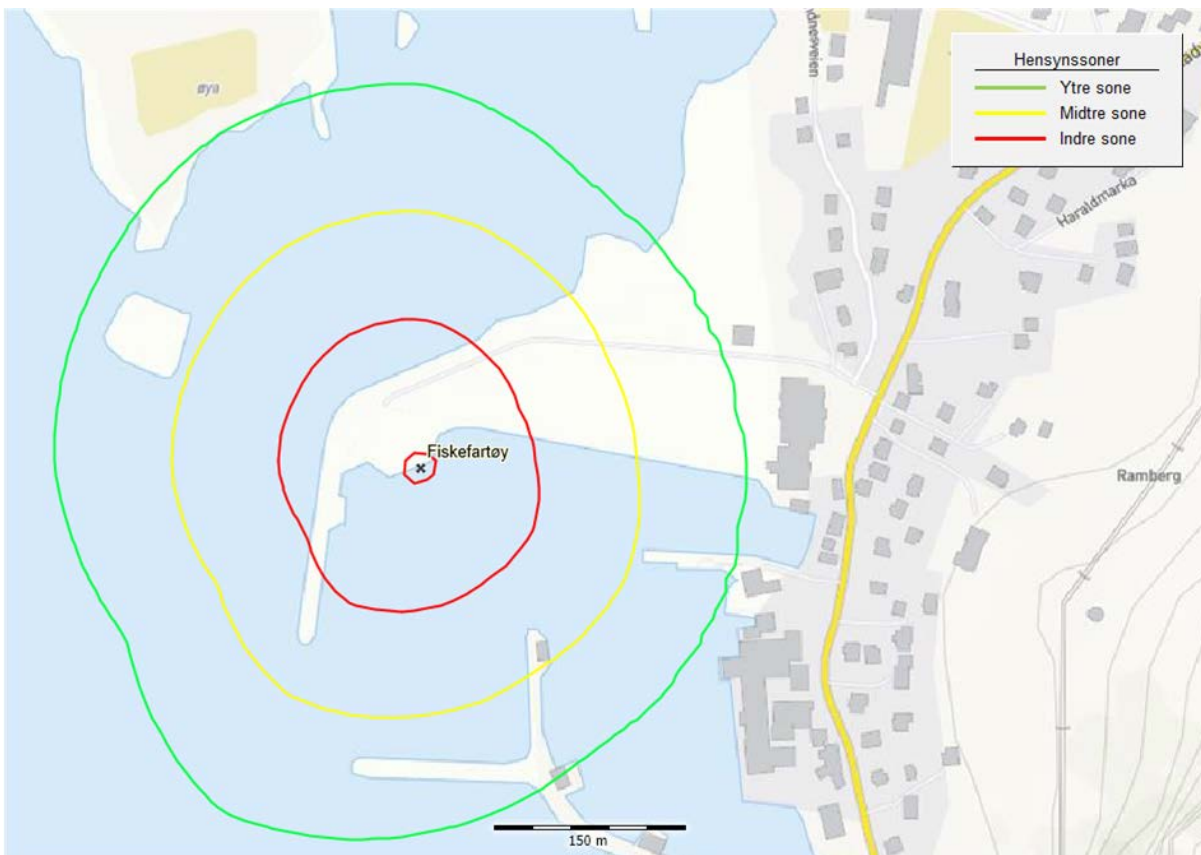
9.1 Berlevåg

Beregnete hensynssoner for hydrogen og ammoniakk i Berlevåg er presentert i figurene nedenfor.

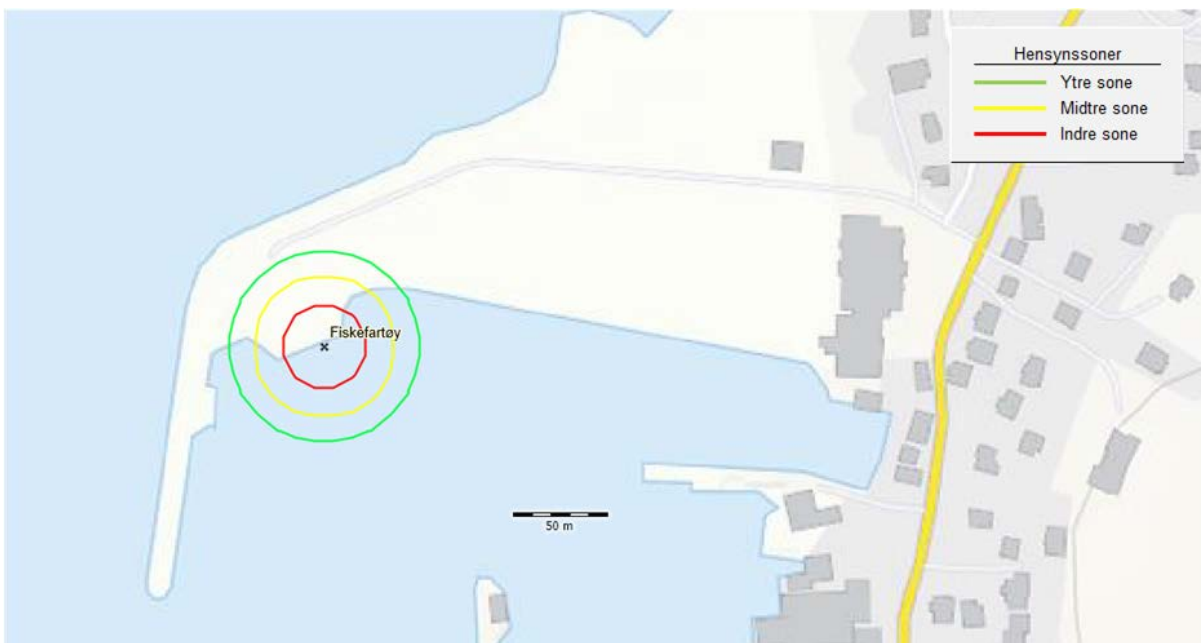


9.2 Ramberg

Beregnete hensynssoner for hydrogen og ammoniakk i Ramberg er presentert i figurene nedenfor.



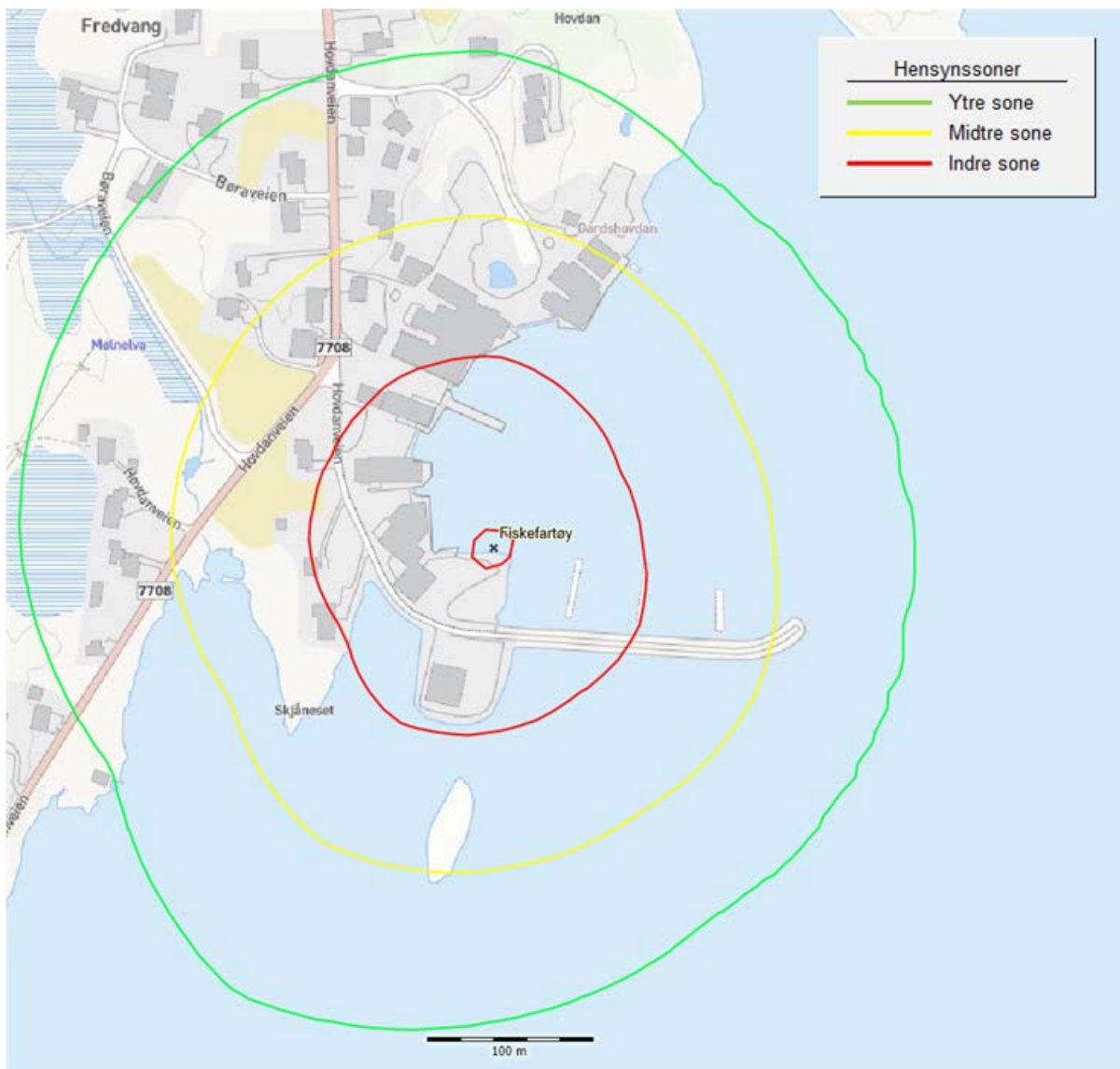
Figur 17 Beregnede hensynssoner for ammoniakk – Ramberg



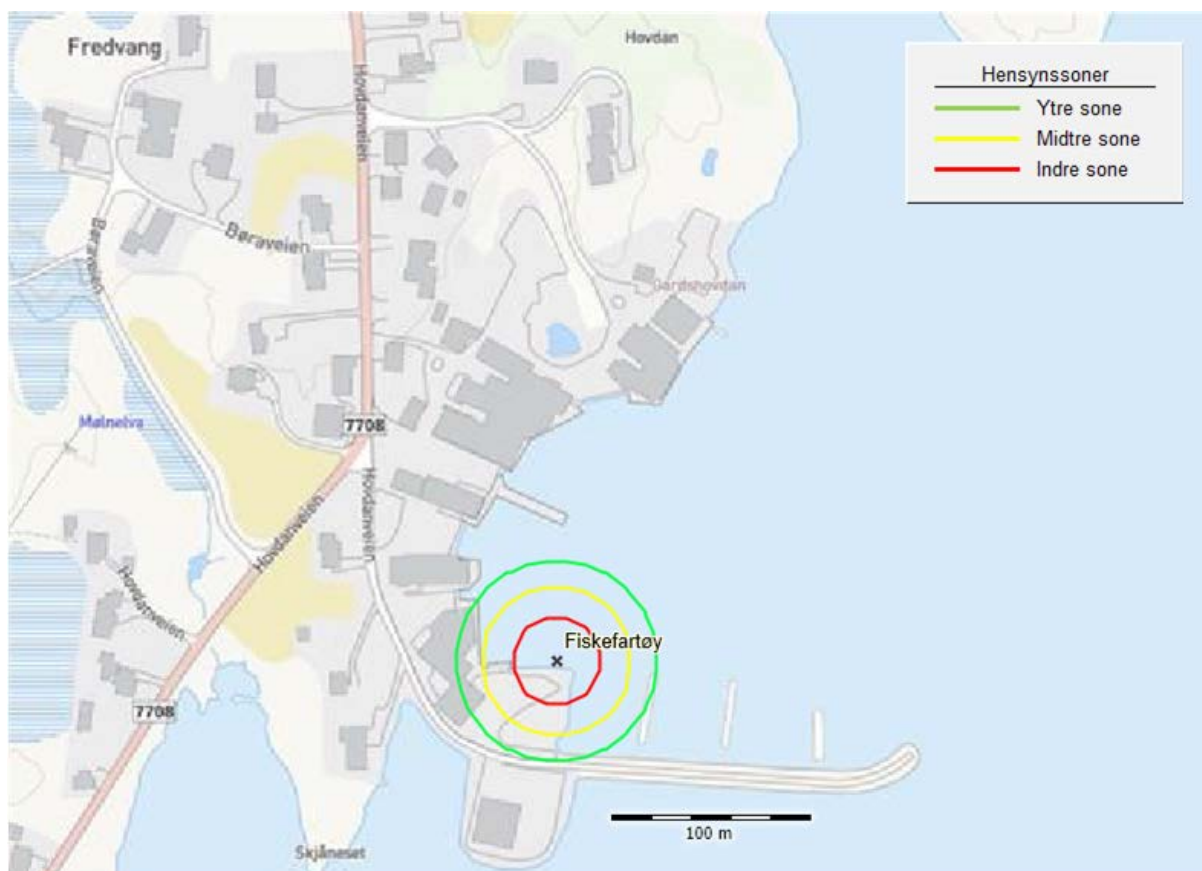
Figur 18 Beregnede hensynssoner for hydrogen – Ramberg

9.3 Fredvang

Beregnete hensynssoner for hydrogen og ammoniakk i Fredvang er presentert i figurene nedenfor.



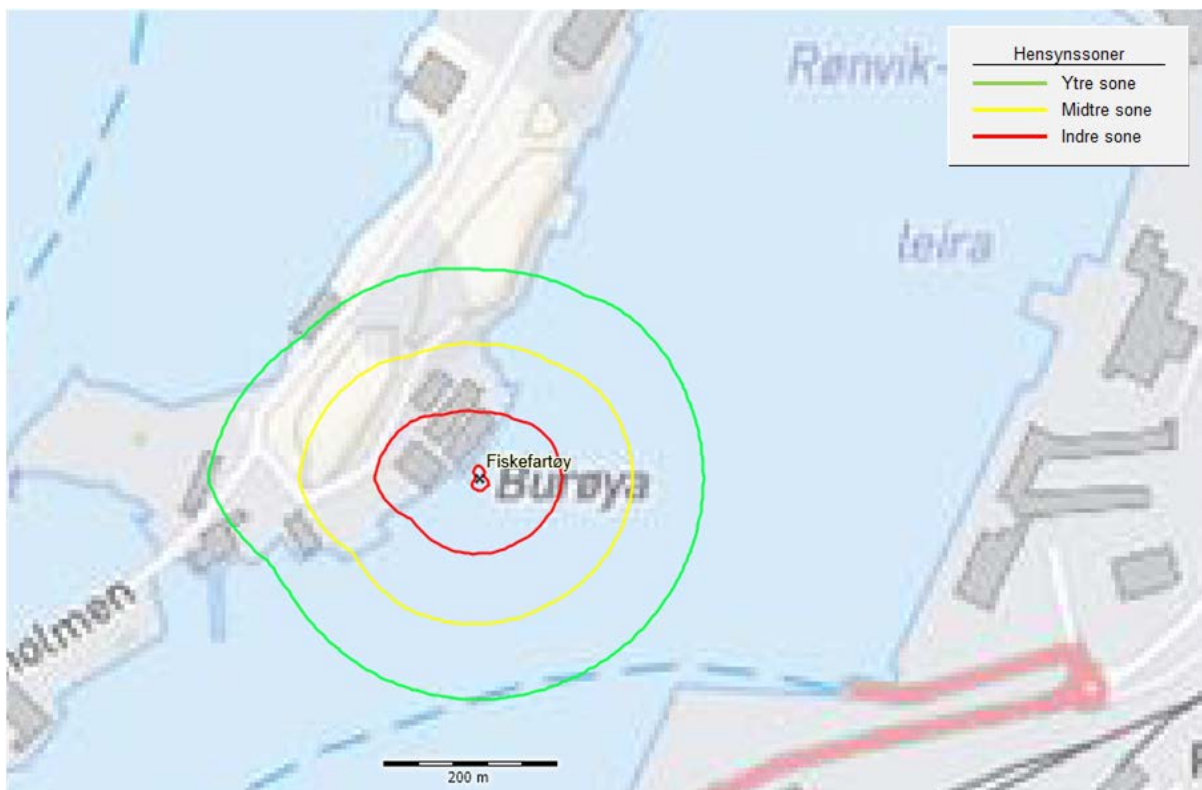
Figur 19 Beregnede hensynssoner for ammoniakk – Fredvang



Figur 20 Beregnede hensynssoner for hydrogen – Fredvang

9.4 Bodø

Beregnete hensynssoner for hydrogen og ammoniakk i Fredvang er presentert i figurene nedenfor.



Figur 21 Beregnede hensynssoner for ammoniakk – Bodø



Figur 22 Beregnede hensynssoner for hydrogen – Bodø

10 Diskusjon

Som basis for denne analysen har vi utelukkende hatt fiskefartøyet og dets konstruksjon som basis for beregningene. Størrelse og utforming av anlegg for bunkring er ikke kjent. For å avbøte dette har beregningene blitt basert på at fartøyet er til stede ved kai 100% av tiden slik at risikobidraget fra lekkasjer ikke er nedjustert for den tiden fartøyet ventes å være i aktivitet. Dette introduserer en god del konservatisme i analysen, og det vurderes at det totale resultatet er konservativt, altså at risiko er noe overestimert.

11 Referanser

- [1] van den Berg, A.C. og Lannoy, A., "Methods for vapour cloud explosion blast modelling", Journal of Hazardous Materials 34, 1993
- [2] Groth, K. M. et. al. "Methodology for assessing the safety of Hydrogen Systems: HyRAM 1.1 technical reference manual" Sandia Report SAND2017-2998, Mars 2017
- [3] Lloyd's Register, «Retningslinjer for kvantitative risikovurderinger for anlegg som håndterer farlig stoff», 18. oktober 2017