

NULL- OG LAVUTSLIPPSTEKNOLOGI PÅ HURTIGBÅTSAMBAND

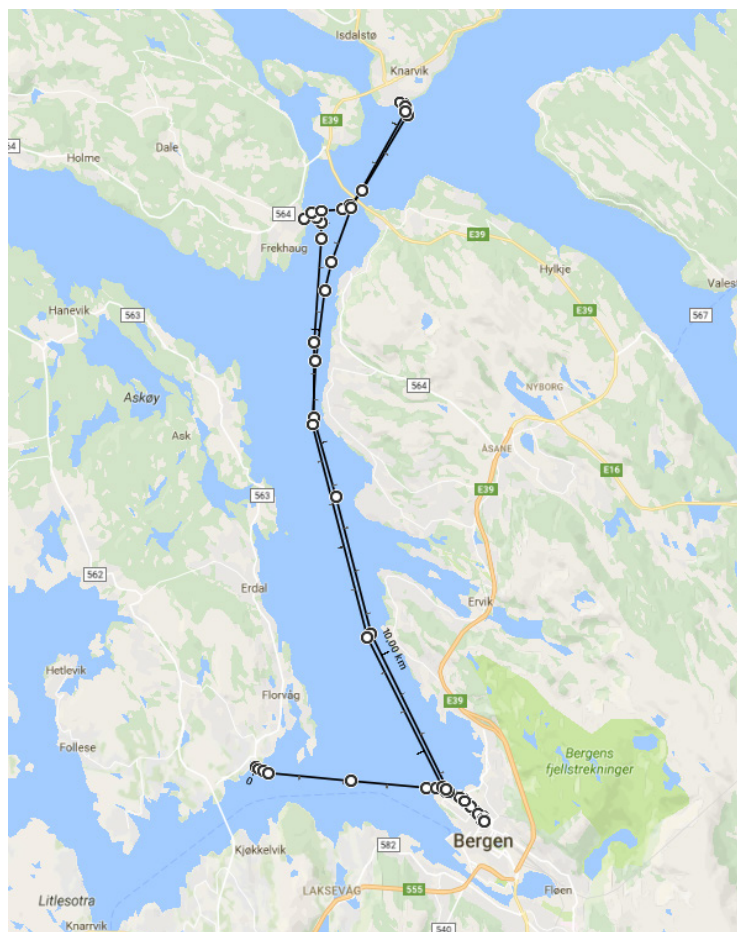
Mulighetstudie for askøysambandet og nordhordlandsambandet

Hordaland Fylkeskommune

Rapportnr.: 2017-0869

Dokumentnr.: 10PCLXL-16

Dato: 2017-09-22



Prosjektnavn: Null- og lavutslippsteknologi på hurtigbåtsamband DNV GL AS Maritime Environment Advisory
Rapporttittel: Mulighetstudie for askøysambandet og nordhordlandsambandet P.O. Box 300 1322 Høvik Norway
Oppdragsgiver: Hordaland Fylkeskommune, Postboks 7900 5020 BERGEN Norway
Kontaktperson: Dato: 2017-09-22
Prosjektnr.: PP130389
Org. enhet: Environment Advisory
Rapportnr.: 2017-0869
Dokumentnr.: 1OPCLXL-16
Levering av denne rapporten er underlagt bestemmelsene i relevant(e) kontrakt(er):

Oppdragsbeskrivelse:

Utført av:


Joakim Frimann-Dahl
Engineer

Verifisert av:

Håkon Hustad
Principal Consultant

Godkjent av:

Terje Sverud
Head of Section


(F&A)
Martin Christian Wold
Senior Consultant

[Name]
[title]

Guro Fasting
Senior Consultant

[Name]
[title]

Beskyttet etter lov om opphavsrett til åndsverk m.v. (åndsverkloven) © DNV GL 2017. Alle rettigheter forbeholdes DNV GL. Med mindre annet er skriftlig avtalt, gjelder følgende: (i) Det er ikke tillatt å kopiere, gjengi eller videreformidle hele eller deler av dokumentet på noen måte, hverken digitalt, elektronisk eller på annet vis; (ii) Innholdet av dokumentet er fortrolig og skal holdes konfidensielt av kunden, (iii) Dokumentet er ikke ment som en garanti overfor tredjeparter, og disse kan ikke bygge en rett basert på dokumentets innhold; og (iv) DNV GL påtar seg ingen aktsomhetsplikt overfor tredjeparter. Det er ikke tillatt å referere fra dokumentet på en slik måte at det kan føre til feiltolkning. DNV GL og Horizon Graphic er varemerker som eies av DNV GL AS.

DNV GL distribusjon:

- Fri distribusjon (internt og eksternt)
 Fri distribusjon innen DNV GL
 Fri distribusjon innen det DNV GL-selskap som er kontraktspart
 Ingen distribusjon (konfidensiell)

Nøkkelord:

Hurtigbåt, elektrifisering, hydrogen, nullutslipp, lavutslipp

Rev.nr.	Dato	Årsak for utgivelser	Utført av	Verifisert av	Godkjent av
	2017-09-22	First issue	Martin Wold	Håkon Hustad	Terje Sverud

Innholdsfortegnelse

1	SAMMENDRAG.....	1
1.1	Sambandsoversikt og mulighetsrom	1
1.2	Konklusjon	2
2	INTRODUKSJON	4
3	ANTAGELSER FOR BEREGNING AV TILTAKSKOSTNADER.....	5
4	POTENSIALET FOR ØKONOMISK STØTTE TIL HURTIGBÅTANBUD MED NULL OG LAVUTSLIPPSLØSNINGER	8
4.1	Enova	8
4.2	NO _x -fondet	9
5	KLEPPESTØ-STRANDKAIEN	10
5.1	Dagens operasjon av sambandet	10
5.2	Undersøkte caser	11
5.3	Nullutslippsløsning: Batteri	14
5.4	Økonomiske vurderinger	18
5.5	Miljøgevinster	24
5.6	Vurdering av mulige nullutslippsløsninger	26
6	KNARVIK-FREKHAUG-BERGEN.....	28
6.1	Dagens operasjon av sambandet	28
6.2	Fart, ruteplan og begrensninger i modellen	29
6.3	Nullutslippsløsninger: Batteri og hydrogen	30
6.4	Lavutslippsløsning: Biodiesel	34
6.5	Økonomiske vurderinger	34
6.6	Miljøgevinster	41
6.7	Vurdering av mulige lav- og nullutslippsløsninger	43
7	INITIELLE VURDERINGER OG HENSYN MED TANKE PÅ MULIG UTVIKLINGSKONTRAKT	44
8	REFERANSER	46
I.	UTFYLLENDE INFORMASJON: ANTAGELSER BRUKT I BEREGNINGENE.....	I
II.	SKALERING AV KOSTNADSPOSTER	III
III.	EFFEKT AV HASTIGHETSBEGRENSNING I BERGEN HAVN FOR ASKØYSAMBANDET	IV
IV.	EFFEKT AV HASTIGHETSBEGRENSNING I BERGEN HAVN FOR NORDHORDLANDSAMBANDET	VI
V.	MULIGHETER FOR BATTERIELEKTRISK DRIFT PÅ NORDHORDLANDSAMBANDET	IX
VI.	KRAFTFORSYNING PÅ ASKØYSAMBANDET	XII
VII.	KRAFTFORSYNING PÅ NORDHORDLANDSAMBANDET.....	XV
VIII.	SIKKERHET, REGELVERK OG GODKJENNING FOR HYDROGENDRIFT	XVI

1 SAMMENDRAG

Nordhordland- og askøysambandet er aktuelle for utlysning med krav til miljøløsninger med oppstart rundt 2021. Skyss har i denne forbindelse engasjert DNV GL til å kartlegge det tekniske mulighetsrommet for null- og lavutslippsløsninger, samt analysere de tilhørende tiltakskostnader og utslipps- og energigevinster. Studien tar for seg bruk av batterier og hydrogen som aktuelle nullutslippsløsninger, og biodiesel som aktuell lavutslippsløsning.

1.1 Sambandsoversikt og mulighetsrom

Askøysambandet

Askøysambandet driftes i dag med én hurtigbåt med kapasitet på 296 passasjerer og med halvtimesfrekvens, men det legges opp til en kapasitetsøkning for å håndtere en passasjerfrakt på 800 passasjerer per time i rushtiden, mot dagens kapasitet på 600 passasjerer. Sambandet har kun vært vurdert for drift med nullutslippsløsning, med muligheter for endringer i ruteoppsett og antall/kapasitet på fartøyene.

I samråd med Skyss har DNV GL satt opp syv caser med forskjellige båtstørrelser, overfartstider og liggetider for å spenne ut noe av mulighetsrommet for hvordan sambandet kan driftes. Alternativene med tre minutters liggetid (skravert grått i tabellen under) fremstår som urealistiske med gjeldende 5-knopsgrense i Bergen havn. Case A-D er vurdert nærmere med tanke på helelektrisk drift.

Case	Antall båter	Overfartstid [min]	Liggetid [min]	Tid per strekning (overfartstid + liggetid) [min]	Nødvendig kapasitet [PAX/båt]	Antall overfarer per time	Transitt-hastighet [kn]
Dagens kapasitet	1	12-13	2-3	15	296	4 (2 t/r)	~30
A	2	14	6	20	267	6 (2*1,5 t/r)	28
B	3	14	6	20	178	9 (3*1,5 t/r)	27
C	2	20	10	30	400	4 (2*1 t/r)	13
D	3	20	10	30	267	6 (3*1 t/r)	12
E	1	12	3	15	400	4 (2 t/r)	>35
F	2	12	3	15	200	8 (2*2 t/r)	>35
G	3	12	3	15	133	12 (3*2 t/r)	>35

Nordhordlandsambandet

Nordhordlandsambandet driftes i dag med én hurtigbåt med kapasitet på 180 passasjerer og timesfrekvens morgen og ettermiddag. Skyss ønsker å øke kapasiteten til 270 passasjerer (fortsatt én båt). På dette sambandet har det vært aktuelt å vurdere både null- og lavutslippsteknologi, men med forutsetning om at ruteplanen i hovedsak ikke skal endres.

DNV GL har vurdert muligheten for å drifte sambandet helelektrisk, men ved å ta hensyn til C-rater, batterivekt og nettkapasitet virker det urealistisk å oppnå full-elektrifisering eller drift med høy hydridiseringsgrad. Høyt energibehov og korte liggetider gir svært høye ladeeffektbehov og C-rater og/eller svært store batterier, som medfører at fremdriftssystemet blir uforholdsmessig tungt.

Som alternativ nullutslippsløsning har DNV GL evaluert drift med hydrogen, mens biodiesel er vurdert som lavutslippsløsning.

1.2 Konklusjon

Askøysambandet

Sambandet egner seg godt for helelektrifisering, og i prinsippet kan alle de fire evaluerte casene være aktuelle for å drifte sambandet elektrisk, ut ifra energibehov per overfart og mulighet for å oppnå hensiktsmessige båtdesign. De øvrige tre casene (case E-G) er ikke mulig med dagens hastighetsbegrensning på 5 knop i Bergen havn, dersom en skal holde seg under 35 knop på overfarten. Selv med dispensasjon fra 5-knopsgrensen iht. dagens seilingspraksis vil tilgjengelig ladetid være helt nede i 2-3 minutter, hvilket vil sette svært høye krav til ladesystem, operasjon og oppkoblingstid.

Casene som er evaluert innebærer vidt forskjellige kundetilbud med tanke på overfartstid og avgangsfrekvens, som kan være vel så viktige beslutningskriterier for Skyss. Her utpeker case A (2 båter, 20 minutters frekvens) og B (3 båter, 20 minutters frekvens) seg med vesentlig forbedret rutetilbud; en økning i antall avganger på henholdsvis 50% (2 båter) og 125% (3 båter), uten særlig negativ effekt på overfartstiden (1-2 min økning). Med case C (2 båter, 30 minutters frekvens) og D (3 båter, 30 minutters frekvens) øker overfartstiden med om lag 8 min, hvilket vi antar vil gjøre båtalternativet vesentlig mindre attraktivt sammenlignet med buss.

Som det fremgår av den økonomiske gjennomgangen er case A og C (begge med to båter) mest interessante kostnadsmessig, men også disse alternativene medfører en svært betydelig kostnadsøkning. Case A omfatter to båter som opererer i underkant av 30 knop i transitt. Kostnadsøkningen for Case A med fullelektrisk drift er ventet å være om lag 17 MNOK/år, hvorav 15 MNOK/år uansett ville påløpt grunnet kapasitetsøkning. Kostnadsøkning som kan knyttes til nullutslippsløsningen er altså begrenset til 2 MNOK/år. Dersom en for case A og C hadde fått dispensasjon til å operere i 7 knop i Bergen havn kunne transitt hastigheten vært redusert til rett under 20 knop, som ville gitt vesentlig reduserte miljøtiltakskostnader.

Omlegging til nullutslipp på askøysambandet vil gi vesentlige reduksjon av klimagassutslipp og lokal forurensing, men er ventet å medføre en netto kostnadsøkning for fylkeskommunen. Til sammenligning ville omlegging til biodiesel på sambandet gitt en merkostnad sammenlignet med MGO drift på 6-7 MNOK/år for case A og B og i underkant av 3 MNOK/år for case C og D. Kostnadene for biodiesel er altså vesentlig høyere enn tiltakskostnadene for nullutslippsløsning for alle casene.

I sum fremstår case A som den mest interessante løsningen etter DNV GLs syn, men endrer man premissene (høyere hastighet i lavhastighetssonen eller avvik fra stive ruter) vil også case E, F og G kunne være høyst aktuelle. Studiet er for øvrig ment som underlagsmateriale for det videre arbeidet med utlysningen, og Skyss har ikke gitt klare føringer for hvor mye ulike kriterier vil vektlegges i det endelige valget av ruteplan. Den enkle rangeringen som er gjort i denne rapporten er således kun DNV GLs egne vurderinger basert på vår innsikt og forståelse.

Regner en strøm som utslippsfritt, ser en at kostnadseffektiviteten (for fylkeskommunen) varierer mellom 300 og 1100 kr/tonn CO₂, og for case A er den i underkant av 900 kr/tonn. Til sammenligning er kostnadseffektiviteten til de gjennomførte fergeutlysningene i Hordaland estimert til mellom 600 og 7000 kr/tonn CO₂ for de enkelte rutepakkene, med et vektet snitt på 1030 kr/tonn CO₂.

Nordhordlandsambandet

DNV GLs vurdering er at sambandet ikke egner seg for batterielektrisk drift, med de føringene som ligger i ruteplanen. Også med små tilpasninger synes det svært krevende med elektrisk drift på dette sambandet. Både hydrogen- og biodieseldrift er imidlertid aktuelt.

De estimerte økningene i kostnader for både biodiesel- og hydrogenalternativene er høye, henholdsvis 9 MNOK/år og 12-17 MNOK/år, hvorav kapasitetsøkning isolert sett utgjør 4 MNOK. Hydrogenløsningen gir høyest kostnader men vil også gi vesentlige gevinster i form av reduserte utslipp av NO_x og PM som ikke er vurdert og hensyntatt her. Et hydrogenprosjekt vil være å anse som et pilotprosjekt og det er derfor knyttet betydelig usikkerhet til kostnadsestimatene i rapporten, både for investeringer på land og sjø og for driftskostnadene. Gjennom 2018 bør en kunne forvente en vesentlig modning av kunnskap om tekniske løsninger og kostnader for hydrogendrift i næringen som følge av blant annet prosesser initiert av Statens vegvesen og Sør-Trøndelag Fylkeskommune (se kapittel 7). DNV GLs vurdering er at det er fullt mulig å utlyse første kontrakt med målsetning om hydrogendrift, men man bør vurdere utlysingsform og aktiv bruk av markedsdialog nøye. Oppdragsgiver må også belage seg på å legge ned betydelig ekstrainsats knyttet til utlysningen. Dersom det er mulig og aktuelt å benytte seg av opsjoner for å forlenge dagens kontrakter, kan dette også vurderes for å lære mest mulig av pågående prosesser før man tar en beslutning på utlysingsform og teknologikrav/evalueringskriterier. Biodiesel kan man enkelt sette krav til ved ny utlysning, selv om det medfører en viss pris- og tilgjengelighetsrisiko som operatørene må vurdere hvordan de ønsker å håndtere.

Regner en strøm som utslippsfritt ser en at kostnadseffektiviteten for hydrogen varierer mellom 4500 og 6600 kr/tonn CO₂. Kostnadseffektiviteten for hydrogenalternativet på dette sambandet er ventet å være noe bedre enn for de minst kostnadseffektive batteritiltakene på fergerutepakkene det nylig er inngått nye kontrakter på i fylket.

2 INTRODUKSJON

Når ny kontrakt på nordhordland- og askøysambandet skal lyses ut, vil det være aktuelt å legge til rette for miljøløsninger. Skyss har i denne forbindelse engasjert DNV GL til å kartlegge det tekniske mulighetsrommet for null- og lavutslippsløsninger, samt analysere tilhørende tiltakskostnader og utslipps- og energigevinster.

Oppdragsgiver har gitt flere sentrale premisser for analysene. For det første legges det opp til kapasitetsøkning på begge sambandene. På Kleppestø-Strandkaien (askøysambandet) skal båtmateriellet kunne frakte 800 passasjerer i hver retning per time (dagens kapasitet er på rundt 600), og på Knarvik-Frekhaug-Bergen (nordhordlandsambandet) skal fartøyets kapasitet økes med 50 % fra 180 PAX til 270 PAX. Askøysambandet skal utredes for mulige nullutslippsløsninger, mens nordhordlandsambandet skal utredes for lav- og nullutslipp. På begge strekningene legges det opp til stive rutetider, men på askøysambandet åpnes det opp for et helt nytt ruteoppsett med endret fartøyskapasitet, økning i antall båter og økt frekvens, hvilket må sees i sammenheng med krav om kapasitetsøkning. Nordhordlandsambandets ruteplan skal være uten vesentlige endringer. For begge samband skal det etterstrebes å holde overfartstiden nede.

En viktig forskjell fra liknende arbeider DNV GL har utført for Skyss tidligere, er at oppdraget nå omhandler hurtigbåt. Her er det tekniske mulighetsrommet smalere enn for ferger på grunn av vekt- og plassrestriksjoner. I dette prosjektet er det ikke brukt tid på generelle beskrivelser av alle aktuelle og mindre aktuelle null- og lavutslippsløsninger, da dette er ansett å være tilstrekkelig beskrevet i tidligere arbeid og rapporter (se for eksempel (SELFA, 2016), (LMG Marin, CMR Prototech, Norsk Energi, 2015), (LMG Marin, CMR Prototech, Norsk Energi, 2016), (DNV GL, 2015), (DNV GL, 2017), (DNV GL, 2017)). For nullutslippsløsninger har studien begrenset seg til batterier og hydrogen. For lavutslippsløsninger analyseres kun biodiesel.

Identifisering av sannsynlige tiltakskostnader for null- og lavutslippsløsninger for askøysambandet har vært en viktig del av arbeidet. Imidlertid har det underveis i prosjektet blitt tydelig at endringer i øvrige kostnader som følge av endring i antall båter (så som mannskapskostnader, vedlikehold og kapitalkostnader for nybygg i seg selv) er vel så utslagsgivende som selve tiltakskostnadene på båtene og på land. I samråd med Skyss er det bestemt at estimater for endring i slike øvrige kostnader skal baseres på enkle skaleringsnøkler. Dette innebærer betydelig forenklinger sammenliknet med en full kostnadskalkyle (som faller utenfor dette oppdragets rammer). Sammen med rapporten er det imidlertid overlevert et regneark som gjør Skyss i stand til å endre på sentrale antagelser i det videre arbeidet med utlysningen, for eksempel etter innspill fra eventuell markedsdialog.

Rapporten er strukturert som følger:

- I kapittel 3 er de mest sentrale antagelsene for beregning av tiltakskostnader for lav- og nullutslippsløsninger i prosjektet gjengitt.
- Kapittel 4 diskuterer potensialet for Enova- og NO_x-fond-støtte.
- Kapittel 5 og 6 gjennomgår dagens operasjon, energibehov, teknisk løsningsrom, kraftforsyning, kostnader og miljøgevinster for hvert samband.
- I kapittel 7 gis noen initielle vurderinger knyttet til mulig utviklingskontrakt.
- Vedlegget går nærmere inn på forutsetninger og metodikk for kostnadsestimatene, i tillegg til å gi utfyllende bakgrunnsinformasjon til vurderingene som presenteres i teksten.

3 ANTAGELSER FOR BEREGNING AV TILTAKSKOSTNADER

I beregningen av forventede årlige merkostnader for de ulike relevante løsningene har DNV GL benyttet en modell som har vært utviklet i forbindelse med tidligere bistand til Hordaland fylkeskommune. Modellen beregner og hensyntar alle forventede investeringskostnader og operasjonelle kostnader/besparelser knyttet til miljøtiltakene, og fordeler dette ut i tid basert på antagelser om levetider og nedskrivningstider. Formålet med modellen er så godt som mulig å estimere hvordan rederiene vil prise tiltakene (som kan være forskjellig fra hva de koster) i en anbuds konkurranse, for å gi et bilde av sannsynlig kostnadsøkning for fylkeskommunen.

For begge sambandene vil økt passasjerkapasitet og endring i rutetabell ha vesentlig betydning for totaløkonomien sammenlignet med operatørs nåværende inntekter og utgifter. For energiberegninger og enkelte kostnadsantagelser har DNV GL basert seg på arbeid og Excel-verktøy som LMG Marin har utviklet sammen med CMR Prototech og Norsk Energi for fylkeskommunene, på oppdrag fra Troms. LMG Marin har understreket at dette er et verktøy ment for tidlige analyser, der det er gjort en rekke forenklinger. DNV GLs erfaring med tilsvarende verktøy utviklet av LMG Marin for fergedrift, er at dette regner konservativt (for høyt) energiforbruk sammenlignet med optimaliserte nye skrogformer som tilbys i konkurranse (typisk 10-25% lavere). Vi antar at det samme vil være tilfelle for hurtigbåter, og slik sett er det sannsynlig at tiltaksinvesteringskostnader er overestimert i denne rapporten, mens endringer i drivstoffkostnader er underestimert. Det jobbes også med nye skrogkonsepter som er på pilot-/tidlig kommersialiseringsstadiet hvor det hevdes inntil 50% energibesparelser sammenlignet med konvensjonelle design. Slike løsninger vil i tilfelle kunne bidra til vesentlig å redusere tiltakskostnadene og driftskostnadene som er beregnet i dette studiet. Nærmere antagelser som er gjort i beregningene av økonomisk resultat presenteres i vedlegg I. I det understående har vi oppsummert det vi anser som de viktigste forutsetningene for analysene (se også Tabell 3-1). For en grundigere gjennomgang av antagelsene se vedlegg I.

Energibehovet som beregnes per overfart er signifikant høyere for båter med batterier om bord enn for båter som utelukkende har konvensjonelt dieselmaskineri. Dette skyldes hovedsakelig vekten av batteriene og tilhørende systemer, samt en økning i skrogvekten (båten blir større).

En form for automatisk fortøyningsinnretning for å holde elektrisk drevne båter på plass under lading er antatt å være nødvendig, men konkret utforming av en slik enhet for en hurtigbåt er ikke vurdert. Kostnader for automatisk fortøyning er satt til 2,25 millioner kroner (MNOK) per kai med lading, hvilket er på nivå med løsninger som tilbys for ferger i dag (drivstoffbesparelse vil være svært liten og er ikke hensyntatt).

Ladepluggen som benyttes både ved direkte lading og batteribank er antatt å koste 3,0 MNOK per kai med lading.

For helelektriske og hydrogen-drevne hurtigbåter legges det til et påslag på mellom 5 og 10 MNOK (avhengig av båtstørrelse) på nybyggprisen av dieselmekaniske hurtigbåter (se vedlegg for nybyggpriser) som følge av økt plass- og vektbehov for batterier/elektrisk fremdriftslinje/hydrogensystem. I tillegg trekkes det fra 2500 kr/kW installert som fratrukket for dieselmaskineri som ellers ville vært installert (LMG Marin, CMR Prototech, Norsk Energi, 2016).

På balgrunn av kostnadsbildet er batteribank på land forutsatt brukt for alle helelektriske løsninger og er således inkludert i de økonomiske resultatene. Størrelse på batteriet og hvilken batteriteknologi som er lagt til grunn varierer med energibehovet til hurtigbåtene, antall opp- og utladninger samt ladetid og resulterende C-verdier. Her har vi benyttet en forenklet batterilevetidsmodell som DNV GL har utviklet basert på omfattende forskningsarbeid og testresultater. Det må dimensjoneres for en bruk av batteriet som sikrer akseptabel degradering av batteriet. For batteribanker er det anslått kostnader for det

billigste alternativet av litium-ion- og litium-titanat-batterier, ettersom de to alternativene vil variere i størrelse og pris per kWh. Ved dimensjonering av batteripakker er det også lagt til grunn en minimumsstørrelse tilsvarende energien som trengs til tre overfarer for batteriene om bord i båten, og energien tilsvarende to overfarer for batterier på land. Disse minimumsbegrensningene slår inn på mange av casene. Videre har utfallet av kostnadsoptimaliseringen alltid blitt LTO batterier. Dersom et rederi benytter et rimeligere alternativ på båten, slik som NMC batterier, tilsvarer kostnaden vi har estimert for LTO batteriene et NMC batteri med kapasitet på om lag fem overfarer, som også kan være en aktuell løsning.

For litium-ion-batterier (NMC) er prisen anslått til 10 200 kr/kWh inkludert kraftelektronikk. Tilsvarende er prisen for litium-titanat (LTO) satt til 16 000 kr/kWh. Anslagene er basert på innhentede verdier fra ledende batterileverandører. Det er verdt å merke seg at kostnadene for battericeller isolert (ikke komplette batterisystemer for maritim anvendelse) er omtrent halvert de siste tre årene, og at de falt mest i løpet av 2016. Prisene for batterier kan med andre ord bli betydelig lavere i 2020. Likevel er det hvordan rederiene velger å prise dette i anbud *nå* som vil avgjøre den reelle tiltakskostnaden for fylkeskommunen.

For brenselcellene inklusiv støttesystemer på et hydrogen-drevet alternativ er kostnaden satt til 14 000 kr/kW installert effekt (LMG Marin, CMR Prototech, Norsk Energi, 2016). I tillegg er det lagt til 3500 kr/kW for å ta høyde for at levetiden til selve brenselcellen sannsynligvis vil være kortere enn for resten av systemet. Dersom man antar en installert effekt på rundt 2700 kW, resulterer det i en kostnad for brenselceller på rundt 47 MNOK. Kostnaden for hydrogentanker om bord er estimert til omtrent 10 MNOK (tanker til 1125 kg hydrogen med kostnad 6000-8500 kr/kg - se kapittel 6.3.1.2) for nordhordlandsambandet. En hydrogenløsning med brenselcelle vil også kreve batterikapasitet for lastutjevning. Nødvendig batterikapasitet er estimert forenklet ved å evaluere driftsprofilen til hurtigbåten og antas å være omtrent 300 kWh. Med litium-ion-celler vil batteriet om bord koste i overkant av 3 MNOK.

Investeringen i et hydrogenproduksjonsanlegg på land er estimert til 30 MNOK, og operasjonskostnad her er anslått til mellom 1 MNOK/år (lavt scenario) og 2 MNOK/år (høyt scenario), se vedlegg for utfyllende informasjon. Resulterende hydrogenpris vil være en funksjon av investeringskostnad, driftsutgifter og strømpris, hvor sistnevnte er dominerende. Investeringskostnader og driftsutgifter er inkludert direkte i modellen, mens kostnaden for strøm er håndtert separat og relatert til MGO-prisen. To ulike prisnivåer er vurdert, basert på en strømpris (kraft + nettleie) på 30 øre/kWh (lavt), og 55 øre/kWh (høyt). Det lave scenarioet er ment å representere en situasjon der en oppnår enten en lav pris på strøm (for eksempel ved kjøp da kraften er billig), eller en rabatt på nettleien. Det høye scenarioet representerer en situasjon der en ikke får noen fordeler og må betale samme pris som ved bruk av batterier med bufferbank på land og konstant uttak. Strømprisen vil avhenge av mange faktorer, deriblant lokasjon for produksjon, og kan bli både høyere og lavere enn dette. 30 øre/kWh strøm tilsvarer en hydrogenpris på 20 kr/kg, som gir en helt tilsvarende operasjonell kostnad som for MGO når forskjeller i virkningsgrad hensyntas (merk at investeringen og driftskostnadene også kan regnes som et påslag på hydrogenprisen, og dette ville i tilfelle utgjort et påslag på omlag 15 kr/kg). 50 øre/kWh strøm tilsvarer en hydrogenpris på 35 kr/kg. Total kostnad modellert for hydrogen tilsvarer altså 35-50 kr/kg dersom alle kostnader ble tillagt prisen per kg direkte.

For biodiesel er det lagt til grunn en prisøkning sammenlignet med MGO på 130% per energiinnhold. Dette er sammenlignet med 5500 kr/tonn MGO (inkludiv CO₂-avgift), som etter det DNV GL erfarer tilsvarer omtrent dagens pris, og er det nivået DNV GL typisk legger til grunn for slike analyser.

Tabell 3-1 Oppsummering av antagelser

MGO-pris [NOK/tonn]	5500
Drivstoffkostnad (relativt til MGO), elektrisk drift [%]	44 % ¹
Drivstoffkostnad (relativt til MGO), biodieseldrift [%]	230 %
Rentesats [%]	5,5 %
Systemvirkningsgrad, elektrisk drift	95 %
Spesifikt drivstofforbruk, dieselmaskineri [tonn/MWh]	0,22
Avskrivningstid nybygg	20 år
Kontraktperiode	10 år
Batterikostnad [NOK/kWh] (avhenger av batteriteknologi) (Det er forenklet antatt et påslag for det øvrige batterirelaterte systemet ombord på omtrent 50 %, som kommer i tillegg til selve batterikostnaden)	NMC: 10 200 (C-rate <2.5) LTO: 16 000 (C-rate >2.5)
Enova-støttesats [NOK/kWh fossil fuelreduksjon]	3,00
Kostnad for automatisk fortøyingssystem [MNOK per kai]	2,25
Ladepluggkostnad [MNOK per kai]	3,0
Kostnad for hydrogentanker	6000-8500 NOK/kg
Kostnad for brenselceller inkludert støttesystemer	14 000 kr/kW installert effekt

¹ Dette tilsvarer en total pris på 55 øre/kWh (kraftpris og nettleie)

4 POTENSIALET FOR ØKONOMISK STØTTE TIL HURTIGBÅTANBUD MED NULL OG LAVUTSLIPPSLØSNINGER

Slik man har sett gjennom utlysning av fergesambandene i Hordaland, kan potensialet for støtte fra virkemiddelapparatet være betydelig for maritime null- og lavutslippsprosjekter. Som for fergerne er det i hovedsak støtteordningene under Enova og NO_x-fondet som vil være aktuelle, og erfaringene har vist at det er mulig å kombinere støtte fra begge hold.

For tiltak som omfatter investeringer på både landsiden og på skip, for eksempel batteridrevne skip med lading fra land, har Enova og NO_x-fondet kommet frem til at det er hensiktsmessig om Enovas tilsagn omfatter investeringer i infrastruktur på land, mens NO_x-fondet støtter investeringer på skipet. Dette vil i de aller fleste tilfeller også gi prosjektet den høyeste totale støtterammen.

Støtten avlaster investeringsbehovet direkte, i tillegg til at rentekostnader som rederiene priser inn vil reduseres betydelig. På samme måte som for fergeutlysningene, er det viktig at Skyss tidlig starter prosessen med både Enova og NO_x-fondet for å sikre nødvendige avklaringer i tilstrekkelig tid før utlysning og beslutninger (prosessen med Enova er startet i parallell med dette studiet).

4.1 Enova

Støtte til det enkelte prosjekt avhenger selvsagt av de spesifikke detaljene, men Enova indikerer at de på generelt grunnlag er positive til å støtte bruk av både batterier og hydrogen på hurtigbåter. Spesielt for hydrogen er imidlertid kunnskapsnivået om investeringskostnader og endringer i operasjonelle kostnader begrenset, og Enova har uttrykt et behov for å få bedre tallunderlag for å kunne ta stilling til hvordan hydrogen på hurtigbåt passer inn i støtteprogrammene.


Enovas tildelingskriterier har lagt klare føringer for gjennomføringen av flere fergeanbudskonkurranser den siste tiden, og for hvordan miljøkriteriene har vært satt. Det sentrale aspektet med Enovas støtteordning er kravet om at støtten skal være «utløsende», og hvordan dette tolkes i dag. I praksis gir dette følgende føringer:

- Tilsagn om støtte må gis før beslutning tas om investering i omsøkt tiltak.
- Tidlige politiske vedtak som gjør at null- og lavutslippsløsninger uansett vil være påkrevet kan sette en stopper for støtte eller begrense støtteomfanget vesentlig, med mindre det tas forbehold om statlige tilskudd for slike løsninger
- Skyss må søke Enova, og potensielt også få innvilget støtte, før anbudet lyses ut.

Et viktig spørsmål vil også bli om det er mulig å kombinere en teknologinøytral utlysning (mulighet for både batteri og hydrogen) med Enova-støtte til løsning som vinner, da investeringskostnadene og endring i operasjonelle kostnader er vidt forskjellig for batteri- og hydrogenløsninger. Dette kan gi svært forskjellig begrensninger i støtte når prosjektets lønnsomhet vurderes.

Videre må en være oppmerksom på at for søknader til Enova vil lønnsomhetsbetraktninger være sentralt, spesielt for hydrogen. Negativ lønnsomhet kan være problematisk, ettersom Enova er opptatt av at teknologiene må ha et potensiale til å bli lønnsomme slik at støtte på sikt kan trappes ned. Samtidig kan ikke prosjektene være så lønnsomme at støtte er unødvendig (dette synes imidlertid ikke som noen relevant problemstilling for de aktuelle sambandene).

Støtten fra Enova vil være begrenset oppad til det laveste av 40% av investeringer og et gitt nivå for kr/kWh redusert bruk av fossil energi. For ferger har vi sett at dette nivået er opp mot 3 kr/kWh. Når det gjelder kr/kWh-nivået synes det rimelig å anta at Enova kan være villige til å strekke seg høyere for hurtigbåter enn for ferger – i det minste for de første søknadene. 3 kr/kWh er lagt til grunn i dette studiet, som dermed kan være noe konservativt.



Basert på Enovas erfaringer den seneste tid med evaluering av fergeanbud, er det nå en viss usikkerhet knyttet til nøyaktig hva Enova vil legge til grunn som førtilstand (drivstofforbruk) i denne typen søknader. Hvorvidt en tar utgangspunkt i rapportert forbruk for dagens ruteproduksjon eller estimert forbruk til en konvensjonell utgave av det nye fartøyet, kan gi relativt store utslag. For askøysambandet har man i tillegg den situasjonen at det kan være aktuelt å øke antall båter og endre ruteplanen, dels som følge av nullutslippsløsninger og dels som følge av økt kapasitetsbehov. Hvordan tiltaket skal evalueres må klargjøres i forbindelse med søknadsprosessen da dette nok vil fastsettes case by case.

4.2 NO_x-fondet

Dagens avtale om NO_x-fondet utløper i 2017. Ny NO_x-avtale mellom næringslivet og myndighetene ble imidlertid signert 24. mai. Den nye avtalen gjelder for 2018-2025. Prosjekter med gjennomføring langt frem i tid vil falle innunder den nye avtalen.

Støttebetingelsene i nye ordningen er enda ikke fastsatt. Det er imidlertid DNV GLs vurdering at NO_x-fondet med all sannsynlighet fortsatt vil være en aktuell kilde for å dekke vesentlige tiltakskostnader på hurtigbåtene. På tidspunkt for utlysning vil tilbyderne ha klarhet i hvilke tiltak som er støtteberettiget og hvilke støttebetingelser som er gjeldende. En bør imidlertid ha en tett dialog med NO_x-fondet med tanke på fremdriftsplan, samt utsjekk av at krav og evalueringsmodell som vurderes ikke utelukker støtte fra fondet. Støtte fra NO_x-fondet betales til eier av båtene.

I dag beregnes NO_x-fondets støtte ut fra antall kg årlig NO_x-reduksjon. I utgangspunktet er alle tekniske tiltak som reduserer NO_x-utslipp støtteberettiget, både tiltak som reduserer drivstofforbruket (og dermed indirekte reduserer NO_x-utslippet) og tiltak som reduserer NO_x-faktoren på motoren (for eksempel katalysator).

Det vurderes som svært sannsynlig at både batteri- og hydrogentiltak på hurtigbåter vil være støtteberettiget under den nye avtalen. Et støttenivå tilsvarende dagens satser er lagt til grunn i analysene, dvs. 500 kr/kg NO_x redusert, oppad begrenset til 80% av merkostnaden ved tiltaket (NO_x-reduksjonen vil mest sannsynlig være dimensjonerende for hurtigbåter). Også for søknader til NO_x-fondet er det foreløpig usikkert hvordan førtilstand vil bli fastsatt. Dette studiet tar utgangspunkt i rapportert forbruk.

5 KLEPPESTØ-STRANDKAIEN

I dette kapittelet presenteres aktuelle null- og lavutslippsløsninger for Kleppestø-Strandkaien (askøysambandet) og resulterende kostnader og miljøbesparelser. Flere alternative ruteplaner og passasjerkapasiteter er vurdert og kostnadsberegnet.

Sambandet er velegnet for batteridrift, og det er derfor ikke prioritert å utrede hydrogen-løsningen. En batteriløsning vil etter DNV GLs syn være å foretrekke både med tanke på tiltakskostnader og teknologimodenhet. Dersom en konkluderer med at det skal legges til rette for hydrogendrift på nordhordlandssambandet bør en imidlertid vurdere en teknologinøytral utlysning der tilbyder kan vurdere om synergieffekten er tilstrekkelig til at hydrogen likevel kan være et aktuelt alternativ også på askøysambandet.

5.1 Dagens operasjon av sambandet

Båttrekningen er 5,53 km, hvorav 1,05 km er innenfor Bergen havn med fartsbegrensning på 5 knop. Sambandet ligger relativt skjermet til med tanke på vær og vind.

Gjennom verktøy utviklet av LMG Marin fremgår det at for å holde dagens ruteplan og fartsbegrensningen i lavhastighetssonen, må fartøyet bruke 12-13 minutter per overfart og holde over 35 knop i transitt. Fra AIS-data kan vi se at dagens operatør holder en noe høyere hastighet i lavhastighetssonen slik at en lavere og mer hensiktsmessig hastighet holdes i resten av overfarten.

Rutespesifikke data med forbruk er spesifisert i Tabell 5-1.

Tabell 5-1 Spesifikke sambandsdata

Overfartstid [min]	12-13
Liggetid [min]	2-3
Distanse [km]	5,53
Transithastighet [kn]	~30
Antall overfarter per år*	12 931
Estimert fuelforbruk per år [tonn MGO/år]	350 ²

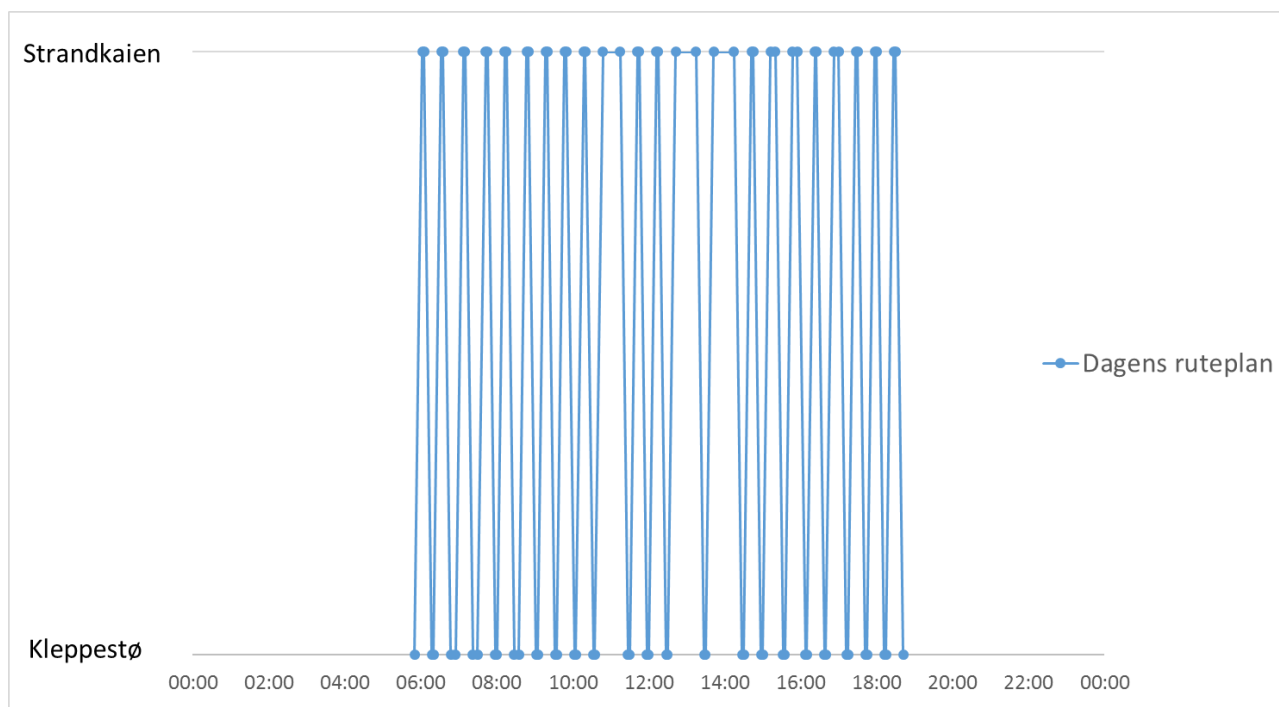
*Tar ikke hensyn til helligdager

Det er vedtatt at kaien i Kleppestø skal flyttes 100-200 m lenger øst enn der den er i dag. Denne endringen vil ikke ha særlig betydning for sambandets overfartsdistanse, og dette er derfor ikke hensyntatt i de videre beregningene av energibehov per overfart.

Figur 5-1 viser dagens ruteplan, hvor båtene foretar 248 overfarter (én vei) per uke fordelt på 44 overfarter per ukedag og 14 overfarter per dag i helgene. Liggetid ved kai er i all hovedsak 3 minutter på hver side (tre unntak med en halvtimes liggetid hver ukedag). I dag betjenes sambandet av et 296

² Estimaten er basert på modellering for en 300 PAX-hurtigbåt som går i 6,2 kn i Bergen havn (hvilket gir 35 kn i transit – øvre grense for modellering i LMG-verktøyet). Estimert forbruk er svært sensitiv for endringer i hastighet både i og utenfor lavhastighetssonen. Reelt forbruk i dag kan derfor avvike vesentlig fra estimert forbruk. For eksempel vil operasjonelle forhold som forsøk på å hente inn forsinkelser kunne innebære vesentlig økning i drivstofforbruk.

PAX-fartøy (M/S Ekspressen). Med dagens ruter gir det en kapasitet på ca. 600 passasjerer per time i rush.



Figur 5-1 Dagens ruteplan illustrert, Kleppestø-Strandkaaien

5.2 Undersøkte caser

Ettersom Skyss ønsker at det skal kunne fraktes 800 passasjerer i hver retning per time i rushtiden må båtmateriellets passasjerkapasitet eller avgangsfrekvensen økes fra dagens kapasitet på om lag 600, uavhengig av introduksjon av nullutslippsløsninger. Avgangsfrekvensen kan økes enten ved å sette inn flere båter i drift eller å øke båtens transittthastighet. En økning i antall båter vil gjøre driften utenom rush mer fleksibel, ettersom man kan ta i bruk færre båter i tidsperioder med færre passasjerer. Å øke båtens transittthastighet utenfor lavhastighetsonen er vurdert som teknisk uaktuelt siden hastigheten vil måtte økes til vesentlig over 35 knop.

Modelleringer med verktøy utviklet av LMG Marin viser at det ikke er mulig å overholde dagens ruteplan med 12 minutter overfart og 3 minutter liggetid uten å overstige 35 knop i transitt dersom en skal overholde dagens hastighetsbegrensninger. En hastighet på 35 knop er ingen absoluttgrense for hva som er mulig å oppnå for en hurtigbåt (nybygg), men DNV GL deler LMG Marins syn om at hastigheter over dette ikke er hensiktsmessige, spesielt når det er snakk om nullutslippsløsninger der vekt og energibruk er kritiske parametere. **Det impliserer altså at 15 minutters rute ikke er realistisk.** Hastigheten som tillates i Bergen havn vil ha svært stor betydning for sambandets energiforbruk, og dermed teknisk mulighetsrom og tiltakskostnader for nullutslippsløsninger.

I samråd med Skyss er det gjennom prosjektet identifisert syv aktuelle caser for vurdering med tanke på elektrisk drift som samtidig ivaretar oppdragsgivers kapasitetskrav. Alle syv casene er vist i Tabell 5-2 og inkluderer alternativer med én, to og tre båter med forskjellige overfartstider, liggetider, avgangsfrekvenser og passasjerkapasiteter. De tre casene med 15 minutter per strekning, dvs. E, F og G (merket med grått), har som nevnt vist seg ikke å være realistiske alternativer.

Et viktig premiss fra Skysst har vært å opprettholde stiv ruteplan (faste avgangstider hver time). Dersom en tillater seg å fravike fra dette prinsippet, er det rom for å optimalisere enkelte av casene; for eksempel er det ikke nødvendig med 10 minutters liggetid for case C og D for å muliggjøre elektrisk drift. Enkelte av overfartstidene kunne også vært kortet ned uten at det hadde vært begrensende mtp. batteriløsninger og uten å ha store utslag for kostnadsestimatene. Case E, F og G kan eventuelt muliggjøres dersom man fraviker fra ønsket om stive ruter ved å øke liggetid og eventuelt også overfartstid. På den måten vil imidlertid casene nærme seg case A og B, som har stive ruter. DNV GL beholder derfor kun case A-D i videre gjennomgang. Utfyllende informasjon om case E-G finnes i vedlegg II.

Tabell 5-2 Caseoversikt, Kleppstø-Strandkaaien

Case	Antall båter	Overfartstid [min]	Liggetid [min]	Tid per strekning (overfartstid + liggetid) [min]	Nødvendig kapasitet [PAX/båt]	Antall overfarer per time	Transitt-hastighet [kn]
Dagens kapasitet	1	12-13	2-3	15	296	4 (2 t/r)	~30
A	2	14	6	20	267	6 (2*1,5 t/r)	28
B	3	14	6	20	178	9 (3*1,5 t/r)	27
C	2	20	10	30	400	4 (2*1 t/r)	13
D	3	20	10	30	267	6 (3*1 t/r)	12
E	1	12	3	15	400	4 (2 t/r)	>35
F	2	12	3	15	200	8 (2*2 t/r)	>35
G	3	12	3	15	133	12 (3*2 t/r)	>35

Tabell 5-3 gir en innledende beskrivelse og oversikt over samtlige presenterte caser, med sentrale fordeler, ulemper og muligheter. Både generelle kommentarer og vurderinger som er spesifikke for batteriløsninger er inkludert.

Tabell 5-3 Innledende vurdering av valgte caser

Case	Vurdering	Konklusjon
A	<ul style="list-style-type: none"> Noe lengre liggetid (6 minutter) betyr at driften potensielt vil være mindre sensitiv for små forsinkelser, og ladesystemets effektivitet vil ikke være like kritisk som for casene med 2-3 minutters liggetid. Overfartstiden på 14 minutter er to minutter lengre enn i dag og for case E, F og G. To båter gir økt fleksibilitet sammenliknet med enbåt-løsningen ettersom man enten kan bruke én eller to båter utenom rushtid. 	Tas med i de videre vurderingene.
B	<ul style="list-style-type: none"> Tre båter i drift vil utgjøre en stor investerings- og driftskostnad. Tre båter gir mulighet for fleksibel drift utenom rushtid ved at man kan ta færre fartøy i bruk. Lengre liggetid (6 minutter) betyr at driften potensielt vil være mindre sensitiv for små forsinkelser og ladesystemets effektivitet vil ikke være like kritisk som for casene med 2-3 minutters liggetid. Mange avganger (ni overfarer per time) vil være positivt for kunden, ettersom ventetiden blir kortere. 	Tas med i de videre vurderingene.

C	<ul style="list-style-type: none"> • Forholdsvis stor hurtigbåt, potensielt den største i Norge, slik at nybygg vil være nødvendig selv for et konvensjonelt design (for øvrig tilsvarende passasjerkapasitet som på Vision of the Fjords, uten at dette designet er så relevant her, jf. passasjerfasiliteter og designhastighet). • Lav transitthastighet (rundt 13 kn) gjør at man kan avvike fra et tradisjonelt hurtigbåtdesign. Både enkeltskrog og katamaranskrog kan være aktuelt, og man har en hastighet og passasjerkapasitet som likner på båtene som trafikkerer Øyrotene i Oslo. Den lave transitthastigheten fører til større usikkerhet i estimatene for energibehov, ettersom LMG Marin sitt verktøy er utviklet for hurtigbåter, og DNV GL har ikke hatt tilgang til gode motstandskurver for relevant fartøystørrelse og drift. • Lang overfartstid er ufordelaktig for passasjerene. <i>Transportgrunnlag for bybåtsamband Bergen</i> (COWI, 2016) viste at overfartstiden er svært viktig ettersom hurtigbåten i stor grad brukes fordi den er tidsbesparende i rushtiden sammenliknet med annen kollektivtransport. Med lenger overfartstid kan det hende flere vil velge buss inn til Bergen. To båter gir økt fleksibilitet sammenliknet med enbåtsløsningen ettersom man enten kan bruke én eller to båter utenom rushtid. • Lengre liggetid (10 minutter) betyr at driften potensielt vil være mindre sensitiv for små forsinkelser, og ladesystemets effektivitet vil ikke være like kritisk som for casene med 2-3 minutters liggetid. • Trolig kan man uten tekniske utfordringer redusere tidsbruken per overfart noe (hvilket ville resultert i flere avganger og marginalt høyere driftskostnader/batteriinvesteringer), men 20 minutters overfart er satt for å sikre stiv rute. 	Tas med i de videre vurderingene.
D	<ul style="list-style-type: none"> • Tre båter i drift vil utgjøre en stor investerings- og driftskostnad. • Tre båter gir mulighet for fleksibel drift utenom rushtid ved at man kan ta færre båter i bruk. • Lengre liggetid (10 minutter) betyr at driften potensielt vil være mindre sensitiv for små forsinkelser og ladesystemets effektivitet vil ikke være like kritisk som for casene med 2-3 minutters liggetid. • Lav transitthastighet og lang overfartstid har de samme utfordringene som skissert for case C. • Trolig kan man uten tekniske utfordringer redusere tidsbruken per overfart noe (hvilket ville resultert i flere avganger og marginalt høyere driftskostnader/batteriinvesteringer), men 20 minutters overfart er satt for å sikre stiv rute. 	Tas med i de videre vurderingene.
E	<ul style="list-style-type: none"> • I likhet med case C er denne båtstørrelsen så stor at det fordrer nybygg. • 2-3 minutters liggetid kan være svært krevende både batteriteknisk og operasjonelt. Den korte liggetiden vil gjøre rutetabellen svært sensitiv for små forsinkelser, og det vil ikke være mulig å ta igjen tapt tid i havn. Å hente inn tapt tid på overfarten vil mest sannsynlig heller ikke være mulig (grunnet økt energibruk og økt ladeeffekt fra allerede svært høyt nivå). • Den korte liggetiden fordrer at tilbyder klarer å sette opp et svært tidseffektivt ladesystem, hvor det går tilnærmet ingen tid tapt til tilkobling og opp/nedkjøring av effekt. • Kun én stor båt i drift vil gjøre utnyttelsesgraden utenom rushtid dårlig. 	Ikke mulig med dagens hastighetsbegrensning i Bergen havn.

F	<ul style="list-style-type: none"> • Kort liggetid fører til at man vil måtte ta lignende hensyn knyttet til kort tid til lading som for case E. • Dobling av antall avganger (åtte overfarer per time) vil være positivt for de reisende, ettersom ventetiden blir kortere. • To båter gir økt fleksibilitet sammenliknet med enbåtsløsningen ettersom man enten kan bruke én eller to båter utenom rushtid. 	Ikke mulig med dagens hastighetsbegrensning i Bergen havn.
G	<ul style="list-style-type: none"> • Tre båter i drift vil utgjøre en stor investerings- og driftskostnad. • Tre båter gir mulighet for fleksibel drift utenom rushtid ved at man kan ta færre fartøy i bruk. • Kort liggetid fører til at man vil måtte ta lignende hensyn knyttet til kort tid til lading som for case E. • Tredobling av antall avganger (tolv overfarer per time) vil være positivt for de reisende, ettersom ventetiden blir kortere. 	Ikke mulig med dagens hastighetsbegrensning i Bergen havn.

Gjennom arbeidet er også muligheten for å benytte seg av en gradvis uttapping av batteriet gjennom driftsdøgnet vurdert. En kan tenke seg en løsning der batteriet fullades på morgenen og gradvis tappes ut gjennom dagen, ved at det lades noe mindre energi ved hvert anløp enn det som trengs for en overfart. Dette kan være en aktuell løsning når det ikke er mulig å overføre tilstrekkelig energi per lading (utilstrekkelig kapasitet i nettet eller utilstrekkelig kapasitet i ladesystemet), men dette vil samtidig kreve en større batteripakke om bord. Egnetheten av en slik løsning er avhengig av antallet overfarer man skal tillate et slikt driftsmønster for. DNV GLs erfaring er at batterisystemer typisk dimensjoneres for å dekke energibehovet til mellom 3 og 5 overfarer. For et tenkt tilfelle der en skal tillate 10 overfarer med gradvis uttapping vil det kreve en økning i batteridimensjoneringen på energien tilsvarende én overfart (altså en økning på 20-33%) dersom man reduserer ladeeffekten til kun 90% av det egentlige behovet (10 overfarer x 10%). Behovet for batterikapasitet øker altså svært raskt ved en slik strategi. For case A-D er det beregnet tilstrekkelig tid til lading, så dette er ikke en aktuell problemstilling. For case E-G er det ikke mulig å gjennomføre ruten uten å overstige 35 knop i transitte med gjeldende hastighetsbegrensninger i Bergen havn (uavhengig av lading). Ved dispensasjon fra 5-knops grensen kan gradvis uttapping av batteriene bli aktuelt i rushtiden, men DNV GLs vurdering er at det oftest vil være mer gunstig å øke ladeeffekten.

5.3 Nullutslippsløsning: Batteri

5.3.1 Batteriteknologi på båt

Elektrisk drift på ferger er relativt veletablert i industrien, mens elektrisk drift av hurtigbåter er langt mindre utbredt og mer teknisk utfordrende. Dette skyldes blant annet plass- og vektutfordringer med batterier på energikrevende samband. Sambandet Kleppstø-Strandkaien er imidlertid såpass kort at DNV GL vurderer det som svært aktuelt med elektrisk drift av sambandet. Hvorvidt batteridrift er teknisk mulig eller egnet vil i stor grad avgjøres av nødvendig energibehov per overfart, tilgjengelig tid for lading og resulterende ladeeffekt.

For å beregne energibehov på strekningen har DNV GL benyttet modelleringsverktøyet for hurtigbåter utarbeidet av LMG Marin. Verktøyet tar hensyn til inngangsparametere slik som fartøystørrelse, sambandsdistanse, båtkonsept og -materiale, fartsområde, liggetid og fremdriftsteknologi. Modellens beregninger baserer seg på en database med forbrukstall for lignende båter, og DNV GL tar ut estimert transitthastighet og energibehov på strekningen. Deretter dimensjoneres batteriinstallasjonen ved å hensynte aktuell batteriteknologi, antall ladesyklus i løpet av kontraktperioden, energibehov og effekt

ved opp- og utlading av batteriet. Herunder hensyntas degradering av batteriet. Til slutt vurderes nødvendig ladeinfrastruktur og miljøtiltakskostnadene for elektrisk drift. Resulterende energibehov og batterikapasiteter er oppsummert i Tabell 5-4, og som det fremgår av tabellen varierer disse betydelig for de ulike casene. Årsaken til dette er den store forskjellen i overfartshastighet.

Tabell 5-4 Energibehov og batterikapasiteter for askøysambandet

Case	Nødvendig kapasitet [PAX/båt]	Transitt-hastighet [kn]	Energibehov per overfart [kWh/overfart]	Batteri-kapasitet på båt [kWh/båt]	Batteri-teknologi på båt	Batteri-kapasitet på land [kWh/kai]	Batteri-teknologi på land
Dagens kapasitet	296	~30	-	-	-	-	-
A	267	28	247	740	LTO	768	NCM
B	178	27	207	621	LTO	714	NCM
C	400	13	168	503	LTO	335	LTO
D	267	12	127	381	LTO	395	NCM

Basert på erfaringer med tilsvarende regneverktøy utviklet av LMG Marin for ferger, er det sannsynlig at energibehovet per overfart og dermed også batteridimensjoneringen er noe overestimert (10-25%) av denne grunn isolert sett. Samtidig er det høyst usikkert hvorledes rederiene vil velge å dimensjonere batteripakkene, både med tanke på degradering og med tanke på operasjonell fleksibilitet. DNV GLs oppfatning er at rederiene så langt har valgt å dimensjonere for betydelig fleksibilitet/degradering på elektriske ferger, men det er usikkert i hvilken grad man vil finne dette formålstjenelig for vektsensitive hurtigbåter.

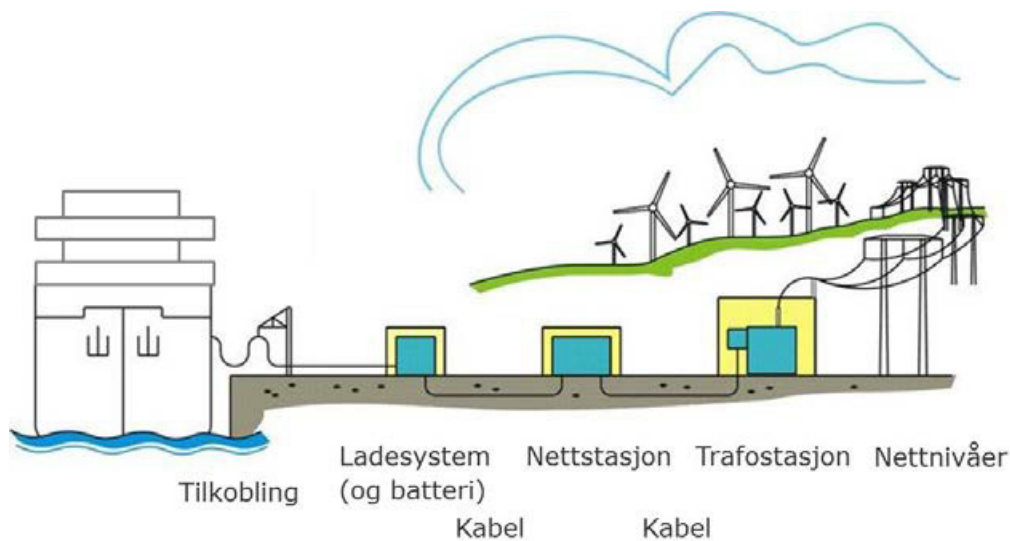
5.3.2 Energiforsyning og ladeinfrastruktur land

Lading av elektriske fartøy kan påvirke kraftnettet i stor grad. Direktelading krever ofte store energi- og effektbehov³ sammenlignet med etablert kraftforbruk i området. Elektrifisering av hurtigbåter kan dermed utløse behov for nettoppgradering som innebærer betydelige kostnader.

Batteribank på land vs direktelading

En batteribank fungerer ved at en batteripakke på land lades opp jevnt fra nettet når båten ikke er inne for lading. Når båten ankommer kai vil batteriet på kaien brukes til å lade batteriet om bord (alternativt kan det også lades i parallell direkte fra nettet). Ettersom båten bruker lenger tid på å gå frem og tilbake til kaien enn det den ligger til kai vil en batteribank trekke lavere effekt fra kraftnettet enn ved direktelading av båten. Effekten som skipsbatteriet lades med vil imidlertid være det samme, og som regel høy pga. kort liggetid - forskjellen på de to løsningene er altså effektuttaket fra kraftnettet.

³ Energi og effekt henger sammen slik: Energi = effekt x tid. Dersom man vil dekke et gitt energibehov på kort tid (direktelading) vil det kreve høyere effekt i nettet enn dersom man kan bruke lengre tid (batteribank på land).



Figur 5-2 Prinsippkisse av ladingen av båten, som kan foregå enten vha. batteribank eller ved direkteledning

5.3.3 Kraftforsyning

I dette delkapittelet oppsummeres kostnader for nødvendig nettoppgradering på Kleppestø og Strandkaian, batteribankkostnader for hver case og kostnader for nettleie. For en mer detaljert gjennomgang av kraftforsyning for elektrisk drift på askøysambandet, se vedlegg VI.

Energi- og effektbehovene for de fire gjenværende casene, både for batteribank og direkteledning, er gitt i Tabell 5-5. Nettselskapene har estimert kostnader for nettoppgradering basert på effektbehovene i tabellen. Kostnader for nettleie er basert på effekt- og energibehov fra kraftnettet. Dimensjonering av batteriene i eventuelle batteribanker gjøres ved å hensynta antall overfarter i løpet av kontraktperioden, energibehov per overfart og effekt ved opp- og utlading.

Tabell 5-5 Oversikt over effektbehov per kai for fullelektrisk drift, Kleppestø-Strandkaian

Case	Liggetid [min]	Energibehov per overfart [kWh]	Estimert effektbehov ved fullelektrisk drift [MW]	
			Batteribank [MW]	Direkte [MW]
A	6	247	0,7	2,5
B	6	207	0,4	0,8
C	10	168	0,7	2,5
D	10	127	0,3	1,0

Kleppestø kai

Kaianlegget på Kleppestø, Askøy, ligger i Norgesnetts konsesjonsområde og Norgesnett har ansvar for kraftforsyningen til kaian. Kraftselskapet har opplyst om at et effektbehov opp til 1 MW kun vil kreve lokale tiltak på kaia, estimert til 1 MNOK eller muligens noe lavere. Estimert kostnad knyttet til nettinvestering for case B og D ved direkteledning, og alle casene ved lading via batteribank, er altså i størrelsesorden 1 MNOK.

Et effektbehov over 1 MW vil sannsynligvis utløse behov for å oppgradere både det nærliggende nettet og det bakenforliggende nettet. Et estimat på hva slike investeringer vil koste har ikke Norgesnett på nåværende tidspunkt, men de understreker at det er snakk om betydelige kostnader. Ved direkteledning kan effektbehovet i case A og C dermed forventes å utløse investeringer i både det nærliggende og bakenforliggende nettet. Case B og D krever ingen slike investeringer.

Nettoppgraderingskostnadene som estimeres for hver case er oppsummert i Tabell 5-6.

Strandkaien

Strandkaien ligger i Bergen sentrum hvor BKK Nett har ansvar for forsyningen til kaien. Det er i dag opp til 1 MW ledig kapasitet på Strandkaien, gitt at tilknytningen ikke forårsaker problemer med spenningskvaliteten for de øvrige kundene som forsynes fra denne høyspenningskabelen. Det er altså kapasitet tilgjengelig på Strandkaien for å dekke effektbehovet for case B og D ved direkteledning og samtlige case ved lading via batteribank.

Ved direkteledning for case A og C er det ikke tilstrekkelig tilgjengelig kapasitet på Strandkaien i dag. Det er imidlertid tilstrekkelig kapasitet i regionalnettet, slik at det er mulig å gjøre nødvendige oppgraderinger i det nærliggende nettet uten behov for øvrige tiltak bakover i nettet. Fremføring av en ny høyspentkabel vil øke kapasiteten på Strandkaien med om lag 3,5 MW. Tilgjengelig kapasitet vil dermed være om lag 4,5 MW, altså tilstrekkelig også for case A og C ved direkteledning. Kostnadene ved fremføringen av ny høyspentkabel anslås i størrelsesorden 1,5 til 2 MNOK.

For alle caser, også for batteribankløsning, vil det i tillegg påløpe kostnader knyttet til lokale tiltak på kaia (ny nettstasjon, transformator, kabling på kaia, etc) på i størrelsesorden 1 MNOK.

BKK Nett viser til at det kan være utfordrende å få plassert nettstasjon og annen nødvendig ladeinfrastruktur på kaiområdet på Strandkaien. Nettselskapet peker på at dersom det gis tillatelse til å sette opp et nytt bygg for lading av hurtigbåter på kaia, så vil antageligvis bygningsmyndighetene sette strenge krav til utforming av bygget.

Nettoppgraderingskostnadene som estimeres til hver case er oppsummert i Tabell 5-6.

Tabell 5-6 Kostnader for nettoppgraderinger [MNOK]

	Case	Strandkaien		Kleppestø	
		Batteribank-løsning	Direktelade-løsning	Batteribank-løsning	Direktelade-løsning
Nettoppgraderinger i MNOK	A	1	2,75*	1	Høy
	B	1	1	1	1
	C	1	2,75*	1	Høy
	D	1	1	1	1

*Estimert kostnad for fremføring av høyspentkabel er 1,5-2 MNOK per kabel. I beregningene er gjennomsnittet av dette intervallet benyttet.

Kostnadene for batteribank på land er vist i Tabell 5-7 og baserer seg på en batteridimensjonering hvor forskjellige batteriteknologier er vurdert, der antall ladesykler i løpet av kontraktperioden, energibehov og effekt ved opp- og utlading av batteriet for hver enkelt case er hensyntatt.

Tabell 5-7 Batteribankkostnad per kai, Strandkaaien og Kleppestø

Case	Batteribankkostnad per kai, Strandkaaien og Kleppestø [MNOK]
A	7,8
B	7,3
C	4,7
D	4,0

Dersom en summerer investeringskostnadene for batteribank med nødvendig nettoppgraderinger for batteribank ser en for case B og D at disse er betydelig høyere enn nettoppgraderingskostnaden for direkte lading. Sett ut fra investeringskostnader isolert sett kan derfor direkte lading virke mest økonomisk fordelaktig. Kostnader for nettleie vil imidlertid kunne variere betydelig for batteribankløsning og direkte ladeløsning, og som det vil fremgå i det videre er det i dette studiet lagt til grunn batteribankløsning. For case A og C er nettoppgraderingskostnadene på Kleppestø høye (ikke kvantifisert). På tross av høye batteribankkostnader for case A spesielt, er DNV GLs vurdering at batteribankløsning likevel vil være et kostnadseffektivt alternativ når forskjellene i nettariffer over kontraktperioden hensyntas.

Kostnader nettleie

I tillegg til de direkte kostnader ved oppgradering av nettet vil det påløpe en årlig nettleie knyttet til bruk av nettet. DNV GL anser det som sannsynlig at det i kommende år vil være endringer i tariffing i retning av at kunder med høye, men korte effektuttak (slik som hurtigbåter) vil måtte betale en høyere nettleie enn i dag. Det er stor usikkerhet knyttet til faktisk nettleie frem mot 2020 og videre, og det må også forventes gjenspeilet i en anbudskonkurranse. For direkte lading kan årlig nettleie variere mellom 9 og 74 øre/kWh, avhengig av hvordan framtidens effektmåling gjøres (basert på dagens tariffer, som også kan endre seg vesentlig).

I beregningene for økonomisk resultat i avsnitt 5.4 er det antatt en total kostnad for kraftpris og nettleie på 55 øre/kWh. Dette representerer en kraftpris på 30 øre/kWh og nettleie på 25 øre/kWh. Dette er i tråd med nettleien beregnet for batteribank-alternativet. I det videre er også investeringskostnader for batteribank inkludert i kostnadsberegningene. For mer informasjon om de ulike måtene å estimere nettleie på, se vedlegg VI.

5.4 Økonomiske vurderinger

5.4.1 Kostnader for økt passasjerkapasitet

Beregningene som gjøres tar utgangspunkt i budsjettall for sambandet fra ny kontrakt som har oppstart i 2018. For å reflektere fremtidig kontraktsverdi er budsjettallene fremskrevet til 2026-verdier gjennom konsumprisindeksskalering. De KPI-justerte 2026-verdiene representerer den fremtidige kontraktens middelverdi i neste kontraktperiode, som er antatt å strekke seg fra 2021-2030.

Tabell 5-8 viser dagens budsjettall, samt KPI-justerte verdier for 2026 (for samme kontrakt og passasjerkapasitet).

Tabell 5-8 Budsjettall for sambandet Kleppestø-Strandkaaien i 2018 og KPI-justerte 2026-verdier [MNOK/år].

Case	Miljøtiltaks-kostnader	Drivstoff-kostnader	Kapital-kostnader	Personal-kostnader	Øvrige kostnader	Total
Dagens kapasitet (2018 ⁴)	0.0	4.8	4.0	9.0	9.2	27.0
Dagens kapasitet (2026)	0.0	5.3	4.4	10.0	10.2	29.8
%	0 %	18 %	15 %	34 %	34 %	100 %

Dagens kapasitet på 296 PAX er imidlertid ikke representativ for de fremtidige løsningene som utredes slik beskrevet tidligere, da Skyss planlegger en kapasitetsøkning. Kostnadspostene må derfor skaleres etter de ulike scenarienes innhold og omfang. Skaleringsskøklene som er brukt for de ulike kostnadspostene er beskrevet nærmere i vedlegg II. Skaleringene er gjort basert på en mer detaljert nedbrytning av kostnader enn det som fremgår av tabellen over, se Tabell 5-9. Aggregeringen er gjort både av konfidensialitetshensyn samt for økt lesbarhet.

Tabell 5-9 Ytterligere nedbrytning av kostnadspostene

Samlekategorier	Kostnadsposter
Miljøtiltaks-kostnader	Avskrivninger og renter; miljøtiltaks-kostnader på båt og land
Drivstoff-kostnader	Kostnader for kjøp av aktuell energibærer
Kapitalkostnader	Avskrivninger og renter; båtmateriell (uten miljøtiltak)
Personalkostnader	Personalkostnader
Øvrige kostnader	Drivstoff, reparasjon og vedlikehold, assurance, leiekostnader, rute-kostnader, administrasjons-kostnader

Ved å benytte seg av antagelsene for hvert kostnadselement angitt i vedlegg II, kan budsjettallene presentert i Tabell 5-8 justeres for å hensynta de særskilte forutsetningene for hver enkelt case (resultatet er vist i Tabell 5-10). Det gjøres oppmerksom på at denne skaleringen har til hensikt å tallfeste kostnadsendringen ved endret rutetilbud/kapasitet. Tiltaks-kostnader og tilhørende effekter er ikke del av skaleringene, og er beregnet separat (kapittel 5.4.2). Det understrekes også at det ligger betydelig usikkerhet i tilnærmingen som er benyttet. Skaleringene som er gjort er basert på vesentlige forenklinger. DNV GL har etter beste evne forsøkt å balansere antagelsene på en måte som gjør at total-kostnadene skal bli riktigst mulig, både relativt og i absoluttverdi. Videre er inngangsparametere basert på rapporterte kostnader med dagens operatør, og dette representerer ikke nødvendigvis

⁴ Budsjettall for ny kontrakt med oppstart 1.1.2018 er lagt til grunn.

kostnadsbasen til andre rederier - dessuten kan det være ulik praksis for inndeling av faktiske kostnader.

Tabell 5-10: Skalerte og KPI-justerte budsjettall [MNOK/år] ved økt passasjerkapasitet, etter case (UTEN miljøtiltak).

Case	Miljøtiltaks-kostnader	Drivstoff-kostnader	Kapital-kostnader	Personal-kostnader	Øvrige kostnader	Total
Dagens kapasitet*	0.0	5.3	4.4	10.0	10.2	29.8
A: 2 båter, 20 min frekvens	0.0	4.4	8.8	15.0	15.5	43.7
B: 3 båter, 20 min frekvens	0.0	5.5	9.5	18.0	16.7	49.8
C: 2 båter, 30 min frekvens	0.0	2.0	12.4	15.0	18.3	47.7
D: 3 båter, 30 min frekvens	0.0	2.3	13.2	18.0	20.2	53.7

*Dagens kapasitet (296 PAX) er kun vist for sammenlikning

Som det fremkommer av Tabell 5-10, vil en kapasitetsøkning fra 600 PAX/time til 800 PAX/time, uavhengig av scenario, medføre en betydelig kostnadsøkning i seg selv (minst 14 MNOK per år, eller nærmere 50%). Denne kostnadsøkningen vil påløpe uavhengig av miljøløsning og teknologivalg, og tobåtsløsningene ser ut til å være rimeligst.

Videre er det verdt å merke seg kostnadsøkningen som påløper i case B og D, som i stor grad drives av økte avskrivninger og renter og økte personalkostnader - begge er effekter av flerbåtsløsninger med mye mannskap. Avskrivninger og renter for case C og D er imidlertid noe overestimert, siden nybyggspriser også her er basert på typiske hurtigbåter, og prisene for slike saktegående passasjerbåter må forventes å være noe lavere. Det er også verdt å merke seg at det ikke er ventet noen reduksjon i bemanning per båt for mindre båter (dagens båt har en kapasitet på 296 passasjerer og en bemanning på fire), men her er det noe usikkerhet da Sjøfartsdirektoratet vil vurdere dette fra sak til sak (se vedlegg II).

5.4.2 Miljøtiltakskostnader

Med miljøtiltakskostnader menes investeringskostnader og driftskostnader som følger direkte av overgang til null- og lavutslippsløsningene; investeringskostnader på fartøy og på land, samt eventuelle endringer i driftskostnader på fartøy og på land. Merk at her er endring i drivstoffkostnader holdt utenfor (for eksempel reduserte energikostnader som følge av batteridrift), slik at netto kostnader for det aktuelle miljøtiltaket vil være summen av miljøtiltakskostnader og endring i drivstoffkostnader.

Tabell 5-11 oppsummerer tiltakskostnadene for hver case. Videre viser tabellene antatt offentlig støtte (som går til fratrekk på investeringskostnadene), samt endrede drivstoffkostnader for helektrisk drift.

Antagelsene som ligger til grunn for beregningene av disse tiltakskostnader er spesifisert i kapittel 3. Batteridimensjoneringen er omtalt i kapittel 5.3.1, kostnader for ladeinfrastruktur og automatisk

fortøyning finnes i kapittel 3 (ladeplugg er satt til å koste 3,0 MNOK per kai, mens automatisk fortøyningssystem antas å koste 2,25 MNOK per kai), mens kostnader for nettoppgradering og kraftforsyning er omtalt i kapittel 5.3.3. Investeringskostnadene er vist slik at leseren kan se hvilke kostnader som er lagt til grunn i de videre analysene. Formålet med rapporten er imidlertid å vise forventet kostnadsøkning for fylkeskommunen, som ikke betaler direkte for alle disse investeringene. Økningen i det årlige vederlaget som et rederi vil kreve for å gjøre disse investeringene vil avhengig av en rekke forhold slik som risikovillighet, avskrivningstid, kapitalkostnader mv. DNV GLs beregninger og estimater for alt dette er ikke egnet for gjengivelse i sin helhet i rapportformat. Resulterende økte årlige kostnader er vist i de påfølgende kapitlene, men det er altså ikke mulig å følge overgangen fra investeringskostnader til endring i årlig vederlag direkte.

Tabell 5-11 Investeringskostnader og endring av drivstoffkostnader for hver case

Case	Drivstoff- teknologi	Investeringskostnader [MNOK]				Endring i drivstoff- kostnader [MNOK/år]
		Batteri- teknologi på skip	Energiforsyning og ladeinfrastruktur	Støtte NO _x - fondet	Støtte Enova	
A	Helelektrisk	18*2	29	18	12	-3.3
B	Helelektrisk	15*3	28	23	11	-2,8
C	Helelektrisk	12*2	24	8	9	-4,4
D	Helelektrisk	9*3	22	9	8	-4,3

5.4.3 Totalkostnader uten støtte fra Enova og NO_x-fondet

Det totale økonomiske resultatet er summen av kostnadsendringene som følger av kapasitetsøkningen og miljøtiltakskostnader. Tabell 5-12 viser de årlige kostnadene ved å elektrifisere de fire casene, sammenlignet med dagens kapasitet og materiell (KPI-justert), og Tabell 5-13 viser kostnadsøkningen. Som tabellene viser kan man forvente en total kostnadsøkning på 20 - 30 MNOK per år, altså inntil en doubling sammenlignet med dagens kostnader, før sannsynlig støtte fra virkemiddelapparatet hensyntas.

Tabell 5-12: Årlige kostnader [MNOK/år] ved økt passasjerkapasitet og miljøtiltak, KPI-justert til 2026-verdier (UTEN NO_x-fond- og Enova-støtte).

Case	Miljøtiltaks- kostnader	Drivstoff- kostnader	Kapital- kostnader	Personal- kostnader	Øvrige kostnader	Total
Dagens kapasitet*	0.0	5.3	4.4	10.0	10.2	29.8
Case A	9.2	1.9	8.8	15.0	15.5	50.5
Case B	10.5	2.4	9.5	18.0	16.7	57.2
Case C	6.9	0.9	12.4	15.0	18.3	53.4
Case D	7.2	1.0	13.2	18.0	20.2	59.6

* Dagens kapasitet (296 PAX) er uten tiltak og kun vist for sammenligning

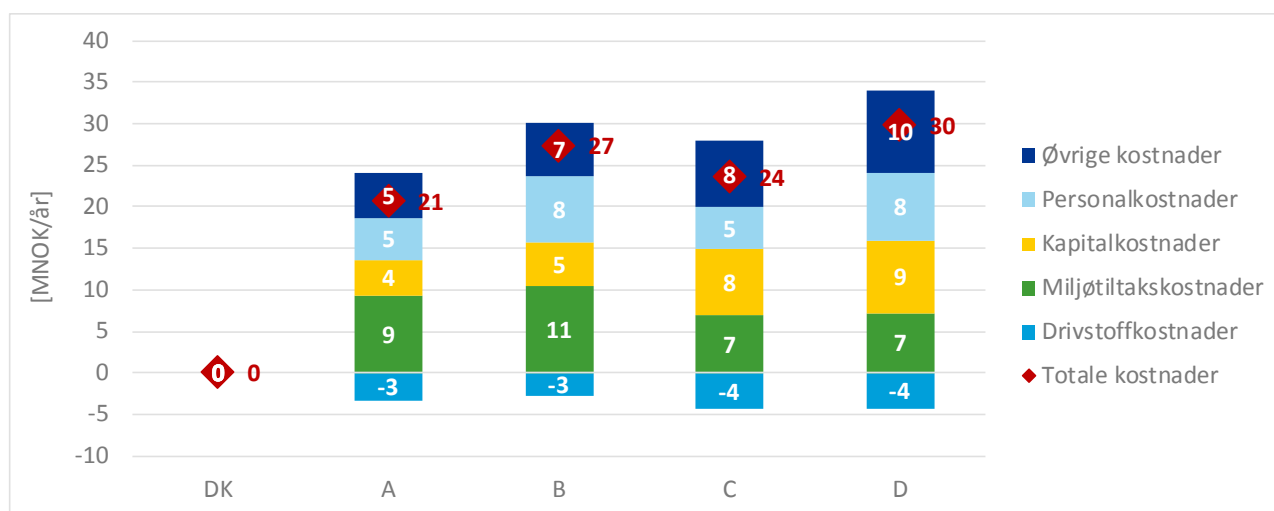
Fra Tabell 5-13 kan man se hvordan kostnadsøkningen fordeler seg og hvilke poster som er mest kostnadsdrivende. Netto miljøkostnad for hver case er summen av Miljøtiltaks-kostnader (renter og avskrivninger som følge av investeringer) og Drivstoffkostnader (besparelser for energikostnader

sammenlignet med dagens kapasitet og operasjon) i denne tabellen. Som tidligere omtalt vil netto kostnadsbidrag fra selve miljøtiltaket variere sterkt, fra ca 10% (case C og D) til ca 30% (case A og B) av den samlede kostnadsøkningen. Den store forskjellen i miljøtiltakskostnader skyldes i hovedsak forskjell i transithastighet og energi per overfart, og konsekvensen dette gir for investeringskostnader og driftskostnader.

Tabell 5-13: Årlig kostnadsøkning [MNOK/år] ved økt passasjerkapasitet og miljøtiltak, KPI-justert til 2026-verdier (UTEN NOx-fond- og Enova-støtte)

Case	Miljøtiltaks-kostnader	Drivstoff-kostnader	Kapital-kostnader	Personal-kostnader	Øvrige kostnader	Total
Case A	9.2	-3.3	4.4	5.0	5.4	20.7
Case B	10.5	-2.8	5.2	8.0	6.5	27.3
Case C	6.9	-4.4	8.0	5.0	8.1	23.6
Case D	7.2	-4.3	8.8	8.0	10.0	29.7

I Figur 5-3 vises resultatet i Tabell 5-13 grafisk.



Figur 5-3: Årlig kostnadsøkning ved økt passasjerkapasitet og miljøtiltak, KPI-justert til 2026-verdier (UTEN NOx-fond- og Enova-støtte).

5.4.4 Totalkostnader med støtte fra Enova og NOx-fondet

Tabeller og figurer i dette kapittelet viser tilsvarende resultater som i kapittel 5.4.3, men estimert støtte fra NOx-fondet og Enova er hensyntatt. Med støtte reduseres miljøtiltakskostnadene vesentlig, og dette bidrar til å øke forskjellen mellom casene. Som tabellene viser kan man forvente en total kostnadsøkning på mellom 17 og 28 MNOK per år. Støtteordningene kan altså forventes å redusere kostnadene med 2-4 MNOK per år.

Tabell 5-14: Årlige kostnader [MNOK/år] ved økt passasjerkapasitet og miljøtiltak, KPI-justert til 2026-verdier (MED NO_x-fond- og Enova-støtte).

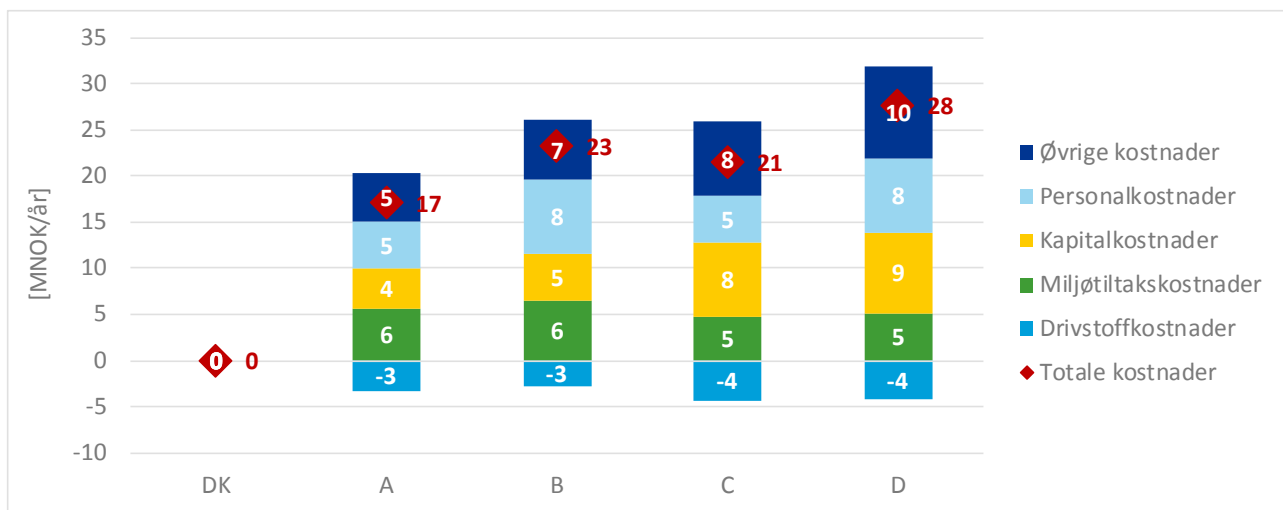
Case	Miljøtiltaks-kostnader	Drivstoff-kostnader	Kapital-kostnader	Personal-kostnader	Øvrige kostnader	Total
Dagens kapasitet*	0.0	5.3	4.4	10.0	10.2	29.8
Case A	5.6	1.9	8.8	15.0	15.5	46.9
Case B	6.4	2.4	9.5	18.0	16.7	53.1
Case C	4.8	0.9	12.4	15.0	18.3	51.3
Case D	5.1	1.0	13.2	18.0	20.2	57.5

* Dagens kapasitet (296 PAX) er uten tiltak og kun vist for sammenligning

Tabell 5-15: Årlig kostnadsøkning [MNOK/år] ved økt passasjerkapasitet og miljøtiltak, KPI-justert til 2026-verdier (MED NO_x-fond- og Enova-støtte).

Case	Miljøtiltaks-kostnader	Drivstoff-kostnader	Kapital-kostnader	Personal-kostnader	Øvrige kostnader	Total
Case A	5.6	-3.3	4.4	5.0	5.4	17.0
Case B	6.4	-2.8	5.2	8.0	6.5	23.2
Case C	4.8	-4.4	8.0	5.0	8.1	21.5
Case D	5.1	-4.3	8.8	8.0	10.0	27.7

Fra Tabell 5-15 og Figur 5-4 kan man se hvordan kostnadsøkningen fordeler seg og hvilke poster som er mest kostnadsdrivende. Netto miljøkostnad for hver case er summen av Miljøtiltaks-kostnader (renter og avskrivninger som følge av investeringer) og Drivstoffkostnader (besparelser for energikostnader sammenlignet med dagens kapasitet og operasjon) i denne tabellen. Netto kostnadsbidrag fra selve miljøtiltaket reduseres fra ca 30% til 15% for case A og B, og for case C og D utligner nesten drivstoffbesparelsene investeringskostnadene. Miljøtiltaket utgjør altså en relativt lav andel av kostnadsøkningen.



Figur 5-4: Årlig kostnadsøkning ved økt passasjerkapasitet og miljøtiltak, KPI-justert til 2026-verdier (MED NOx-fond- og Enova-støtte).

Totalt sett kommer case A (2 båter, 20 min frekvens) best ut økonomisk. Merkostnaden sammenlignet med videreføring av dagens kapasitet kan ventes å være omtrent 17 MNOK per år, hvorav 2 MNOK er knyttet til nullutslippsløsningen og 15 MNOK er knyttet til kapasitetsøkningen. Case C (2 båter, 30 min frekvens) kommer også relativt godt ut med en total kostnadsøkning på 21 MNOK. Som nevnt tidligere er nok økningen i kapitalkostnader også noe overestimert da det ikke er tatt høyde for at dette er en saktegående passasjerbåt, slik at case A og C i realiteten nok er noe likere. Det samme gjelder for den relative forskjellen mellom case B og D, men for disse to casene medfører den optimistiske antagelsen om at mannskapskostnader er direkte proporsjonal med samlet antall driftstimer at avstanden ned til A og C nok er noe større (B ligger sannsynligvis i realiteten høyere, og nærmere D).

5.5 Miljøgevinster

Estimerte utslipp av CO₂ og NO_x, samt tilhørende reduksjoner sammenlignet med dagens kapasitet og materiell for hvert av casene (A-D) er presentert i Tabell 5-16. Beregnet utslippsreduksjon avhenger av hvordan man regner utslipp fra strøm. Det er ingen utslipp fra driften av en elektrisk båt, men produksjonen av strøm kan foregå med utslipp av CO₂. I denne rapporten er to ulike beregningsmåter vist; strøm regnes som utslippsfritt, og strøm tilskrives en utslippsfaktor som er ment å representere en nordisk elmiks noe frem i tid (standard utslippsfaktor som Statens vegvesen og flere fylkeskommuner har brukt i anbudskonkurranser de siste årene). Utslippsfaktoren for strøm tilsvarer en reduksjon på om lag 90% sammenlignet med MGO-drift, når forskjeller i virkningsgrad hensyntas.

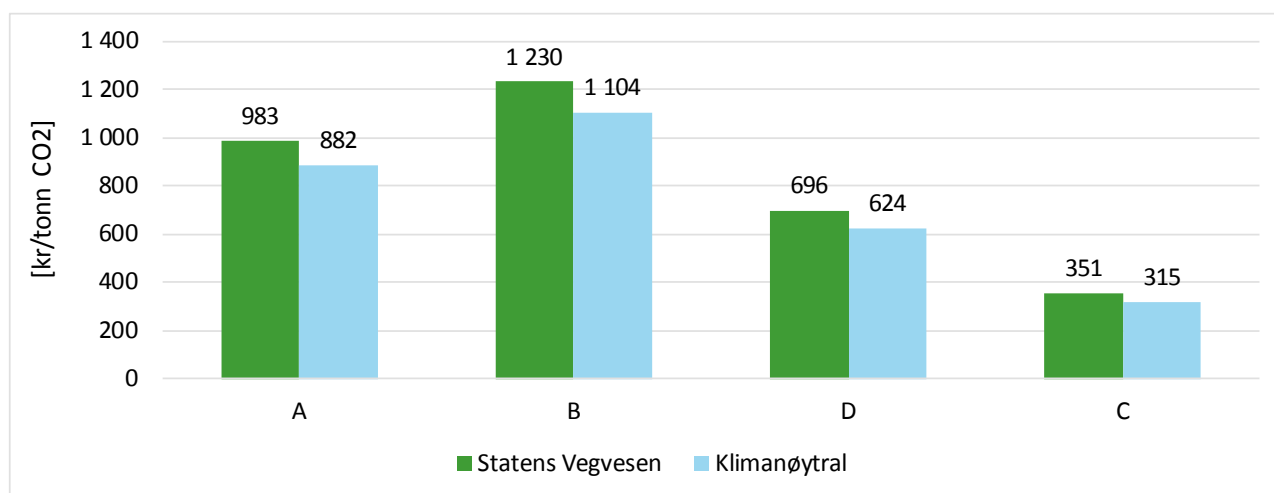
Tabell 5-16 CO₂-/NO_x-utslipp og reduksjoner (sammenlignet med dagens kapasitet og utslipp) for hver evaluert case

Case	Statens vegvesens anbudsberegningsmetodikk*		Beregning med strøm som klimanøytral**		NO _x [tonn NO _x /år]	NO _x -reduksjon [tonn NO _x /år]
	CO ₂ -utslipp etter tiltak [tonn CO ₂ /år]	CO ₂ -reduksjon [tonn CO ₂ /år]	CO ₂ -utslipp etter tiltak [tonn CO ₂ /år]	CO ₂ -reduksjon [tonn CO ₂ /år]		
Dagens kapasitet	1 654	0	1 654	0	23	0
A	264	1 390	0	1 654	0	23
B	332	1 322	0	1 654	0	23
C	120	1 534	0	1 654	0	23
D	136	1 518	0	1 654	0	23

*CO₂-utslipp [tonn CO₂/år] beregnes ved å benytte seg av standard utslippsfaktor fra SVV der strøm verdsettes med 75 g CO₂/kWh bunkret energi.

**CO₂-utslipp [tonn CO₂/år] regnes som null for strøm.

Videre er kostnadseffektiviteten for hver case presentert i Figur 5-5 avhengig av verdsettelsesfaktor for strøm. Merk at i Tabell 5-16 er utslippsreduksjonen beregnet med utgangspunkt i det beregnede utslippet fra dagens kapasitet og materiell, mens i Figur 5-5 er utslippsreduksjonen beregnet med utgangspunkt i en konvensjonell utgave av hver case. Formålet med Tabell 5-16 har vært å synliggjøre den faktiske endringen i utslipp, men formålet med Figur 5-5 har vært å estimere kostnadseffektiviteten til miljøtiltaket isolert sett.



Figur 5-5: Kostnadseffektivitet (tiltakskostnader kr/tonn CO₂ redusert), forutsatt støtte fra Enova og NO_x-fondet.

Det er mange parametere som spiller inn når en skal beregne kostnadseffektivitet for utslippsreduksjoner, og ulike tilnærminger vil kunne være hensiktsmessige avhengig av hvordan man ønsker å bruke resultatene. Dersom man har fylkeskommunens prioriteringer og kostnader som utgangspunkt, vil dette gi svært forskjellig resultat sammenliknet med en tilnærming som ser på den

samfunnsøkonomiske kostnadseffektiviteten. Spesielt relevante parametere og antagelser her er hvorvidt man bør legge til grunn livsløpsutslipp eller ikke (for å få med utslippet knyttet til produksjon av energibæreren), hvorvidt støtte fra virkemiddelapparatet bør hensyntas eller ikke, hvorvidt man skal legge til grunn antatt teknisk levetid for tiltaket eller antatt nedskrivningstid, og hvorvidt verdiskapningspotensialet skal hensyntas, for å nevne noen. Eventuell verdisetting av reduksjon av øvrige utslippskomponenter som NOx og partikler vil også kunne gi store utslag for beregnet samfunnsøkonomisk kostnadseffektivitet. En må derfor være forsiktig med å sammenligne de presenterte tallene med tall fra andre kilder (feks «Klimakur 2020»-rapporten), da forutsetningene ofte vil være vidt forskjellige.


I beregning av kostnadseffektivitet i denne rapporten har vi tatt utgangspunkt i Hordaland fylkeskommune og de kostnader og effekter de ser direkte; beregnet økning i årlig kontraktsvederlag delt på den årlige CO₂-reduksjonen. Det vil si at støtte fra virkemiddelapparatet er hensyntatt, levetid/nedskrivningstid er satt lik kontraktsvarigheten og antatte kapitalkostnader er hensyntatt. Resultater er vist både med og uten livsløpsutslipp knyttet til fornybare energibærere, men dette gir ikke store utslag for elektriske løsninger som her er satt til om lag 90% reduksjon sammenlignet med MGO. Reduksjon av NOx og partikler er ikke verdisatt og hensyntatt.

Regner en strøm som utslippsfritt, varierer kostnadseffektiviteten mellom 300 og 1100 kr/tonn CO₂, og for case A er den i underkant av 900. Til sammenligning har DNV GL med tilsvarende beregningsmetodikk estimert kostnadseffektiviteten til de gjennomførte fergeutlysningene i Hordaland til mellom 600 og 7000 kr/tonn CO₂ for de enkelte rutepakkene, med et vektet snitt på 1030 kr/tonn CO₂. Fergeanbudene er vunnet med tilnærmet fullelektrisk drift, og med biodiesel på mesteparten av det begrensede resterende forbruket.

5.6 Vurdering av mulige nullutslippsløsninger

Sambandet Kleppstø-Strandkaaien egner seg godt for helelektrifisering, og i prinsippet kan alle de fire evaluerte casene være aktuelle for å drifte sambandet elektrisk, med tanke på nødvendig energi per overfart og at det er mulig å oppnå hensiktsmessige båtdesign. De øvrige tre casene (case E-G) er ikke mulig med dagens hastighetsbegrensning på 5 knop i Bergen havn, dersom en skal holde seg under 35 knop på overfarten. Dersom en kunne fått dispensasjon iht. dagens seilingspraksis, vil fortsatt ladetiden være helt nede i 2-3 minutter, hvilket ville sette svært høye krav til ladesystem, operasjon og oppkoblingstid. Gitt senere tids positive markeds- og produktutvikling, skal en være forsiktig med å avskrive muligheten, men DNV GL er av den oppfatning at dette foreløpig ikke er tilrådelig å legge til grunn. Et slikt ruteoppsett gir ikke rom for innhenting ved forsinkelser, dårlig vær og eventuelle tekniske problemer (hvilket vil bety forsinkede eller innstilte avganger), og det ville gitt svært krevende bruksmønster for batteriene (høye C-rater). Høye effektnivåer betyr også høy spenning eller høy strømstyrke, som medfører tyngre komponenter for et hurtigbåtdesign hvor man allerede har akseptert uønskede vektøkninger. Konklusjonen ville heller ikke endres dersom en aksepterte lading fra kun én side; det er lite/ingen tid å spare da de 2-3 minuttene ved kai uansett er nødvendig for av og påstigning for passasjerene. De økonomiske resultatene for disse casene er derfor ikke inkludert i rapporten, men gjengitt til en viss grad i vedlegg, dersom oppdragsgiver skulle komme til at dette likevel er mulig og hensiktsmessig, eller man finner måter å øke liggetiden til opp mot 5 minutter (ytterligere reduserte hastighetsbegrensninger eller avvik fra stiv rute).

Gjennomgangen med nettselskapene viser at nødvendig effekt kan gjøres tilgjengelig for alle caser, ved bruk av batteribankløsning. Nettoppgraderingskostnaden forventes heller ikke å være særlig høy, totalt ca 1 MNOK for batteribankløsning (kostnad for batteribank kommer i tillegg).



Casene som er evaluert innebærer vidt forskjellige kundetilbud når det kommer til overfartstid og avgangsfrekvens, som kan være vel så viktige beslutningskriterier for Skyss. Her utpeker case A (2 båter, 20 minutters frekvens) og B (3 båter, 20 minutters frekvens) seg med vesentlig forbedret rutetilbud; en økning i antall avganger på henholdsvis 50% (2 båter) og 125% (3 båter), uten særlig negativ effekt på overfartstiden (1-2 min økning). Med case C (2 båter, 30 minutters frekvens) og D (3 båter, 30 minutters frekvens) øker overfartstiden med om lag 8 min, hvilket vi antar vil gjøre båtalternativet vesentlig mindre attraktivt sammenlignet med buss. Case A og B utpeker seg altså som de mest interessante fra et rutetilbudsperspektiv etter DNV GLs syn, men her vil Skyss, som kjenner lokalforholdene godt, gjøre nærmere vurderinger frem mot utlysning.

Som det fremgår av den økonomiske gjennomgangen er case A og C (begge med to båter) mest interessante kostnadsmessig (selv om disse også medfører en svært betydelig kostnadsøkning). Case A omfatter to båter som opererer i underkant av 30 knop i transit. Kostnadsøkningen er ventet å være om lag 17 MNOK/år, hvorav 15 MNOK/år uansett ville påløpt grunnet kapasitetsøkning. Hvorvidt en slik løsning ville gitt økte inntekter eller kostnadsbesparelser for buss er ikke vurdert. Med en slik ruteplan tror vi også man legger til rette for at flere innovative løsninger som er på pilotstadiet i dag vil kunne konkurrere. Som nevnt tidligere i rapporten er DNV GLs syn at verktøyet (utviklet av LMG Marin) som er benyttet til energiberegninger i dette arbeidet, sannsynligvis regner noe konservativt (erfaringer fra fergesektoren er typisk 10-25% overestimering). Hvis dette er tilfellet betyr det isolert sett en viss overestimering av investeringskostnader for miljøtiltak og driftskostnader, men dette er ikke undersøkt nærmere. Dersom en for case A og C hadde fått dispensasjon til å operere i 7 knop i Bergen havn kunne transithastigheten vært redusert til rett under 20 knop, med svært positive effekter på miljøtiltakskostnadene.

Regnes strøm som utslippsfritt ser en at kostnadseffektiviteten (for fylkeskommunen) varierer mellom 300 og 1100 kr/tonn CO₂. Til sammenligning er kostnadseffektiviteten til de gjennomførte fergeutlysningene i Hordaland estimert til mellom 600 og 7000 kr/tonn CO₂ for de enkelte rutepakkene, med et vektet snitt på 1030 kr/tonn CO₂.

Omlegging til nullutslipp på askøysambandet vil gi vesentlige reduksjoner av klimagassutslipp og lokal forurensing, men er ventet å medføre en netto kostnadsøkning for fylkeskommunen. Til sammenligning ville omlegging til biodiesel på sambandet gitt en merkostnad sammenlignet med MGO-drift på 6-7 MNOK/år for case A og B og i underkant av 3 MNOK/år for case C og D. Kostnadene for biodiesel er altså vesentlig høyere enn tiltakskostnadene for nullutslippsløsning for alle casene.

I sum fremstår case A som den mest interessante løsningen etter DNV GLs syn, men endrer man premissene (høyere hastighet i lavhastighetsonen eller avvik fra stive ruter) vil også case E, F og G kunne være høyaktuelle. Studiet er for øvrig ment som underlagsmateriale for det videre arbeidet med utlysningen, og Skyss har ikke gitt klare føringer for hvor mye ulike kriterier vil vektlegges i det endelige valget av ruteplan. Den enkle rangeringen som er gjort i dette kapittelet er således kun DNV GLs egne vurderinger basert på vår innsikt og forståelse.

6 KNARVIK-FREKHAUG-BERGEN

I dette kapittelet presenteres aktuelle null- og lavutslippsløsninger for Knarvik-Frekhaug-Bergen (nordhordlandsambandet) og resulterende kostnader og miljøbesparelser. Da dagens rutetabell gjør det svært utfordrende med fullelektrisk drift og lading fra land, er hydrogen og biodiesel utredet for dette sambandet. Også på dette sambandet er det lagt opp til en kapasitetsøkning som uansett må ventes å gi en kostnadsøkning.

DNV GL har vurdert muligheten for å drifte sambandet helelektrisk, men ved å ta hensyn til C-rater, batterivekt og nettkapasitet virker det urealistisk å oppnå full-elektrifisering eller drift med høy hydridiseringsgrad. Energibehov per overfart er beregnet til opp mot 1300 kWh på strekningen Bergen-Knarvik, hvilket innebærer en ladeeffekt på over 15 MW dersom man la til grunn 5 min liggetid og effektiv ladetid (det er ned mot 1 minutt liggetid i dagens ruteplan). Dette gir svært høye C-rater og/eller svært store og tunge batterier, som medfører at fremdriftssystemet blir uforholdsmessig tungt. Skyss' premisser for analysen har vært uendret ruteplan for sambandet, men mindre justeringer er også vurdert og vil ikke endre konklusjonen om at batteridrift ikke er tilrådelig. For en mer utfyllende beskrivelse av disse vurderingene, se vedlegg V.

6.1 Dagens operasjon av sambandet

Trekantsambandet består av tre delstrekninger med distanser som vist i Tabell 6-1. De to delstrekningene som går til/fra Strandkaien inkluderer 1,05 km i Bergen havn der hastighetsbegrensningen er 5 knop. Fra AIS-data kan vi se at dagens operatør holder en noe høyere hastighet enn 5 knop i lavhastighetssonen i Bergen, slik at en lavere og mer hensiktsmessig hastighet holdes i resten av overfarten. Den reelle hastigheten i Bergen havn tilsier at ruteplanen er litt for stram. En oppsummering av rutespesifikke data er oppsummert i Tabell 6-1.

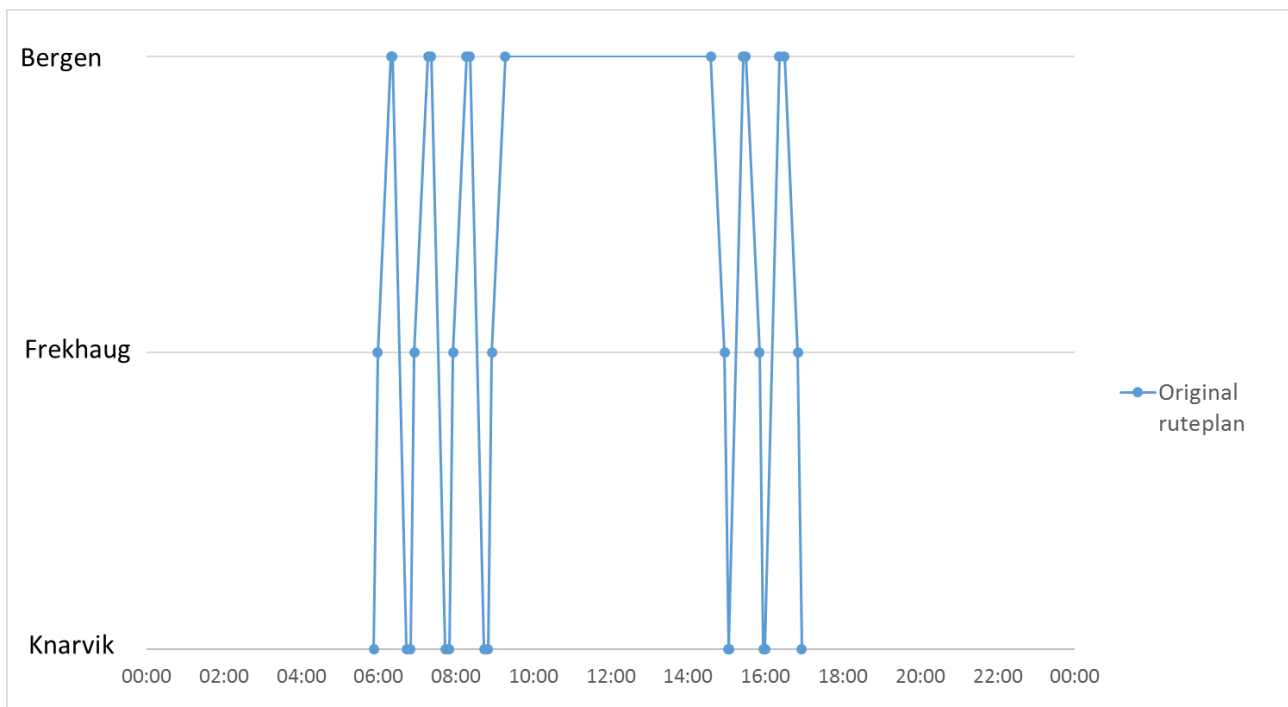
Tabell 6-1 Spesifikke sambandsdata

Delstrekning	Overfartstid [min]	Tid i kai [min] (minimum, retningsavhengig)	Distanse [km]	Distanse innenfor lavhastighetssonen [km]	Transithastighet [kn]	Antall overfarter per år*
Knarvik-Frekhaug	6	6 min (Knarvik)/ 0 min (Frekhaug)	3,5	0	29	1825
Frekhaug-Bergen	21	0 min (Frekhaug)/ 4 min (Bergen)	14,7	1,05	34	1825
Bergen-Knarvik	22	2 min (Bergen)/ 1 min (Knarvik)	17,8	1,05	>35	1304

*Tar ikke hensyn til helligdager

Figur 6-1 viser dagens ruteplan, der båtene foretar syv, syv og fem overfarter per ukedag på henholdsvis Knarvik-Frekhaug, Frekhaug-Bergen og Bergen-Knarvik. Sambandet er ikke i drift i helgene. I dag betjenes det av en 180 PAX-båt (M/S Fjordkatt). Sambandet er skjermet fra Nordsjøen. Estimert fuelforbruk for dagens operasjon er omtrent 230 tonn MGO/år⁵.

⁵ Estimater er beregnet ved å la båten seile i 5,7 knop og 8,3 knop i Bergen havn, for hhv. Frekhaug-Bergen og Knarvik-Bergen, for at transithastigheten skal være innenfor intervallet der modellen gir gyldige resultater for dagens rutetabell. Estimert forbruk er sensitiv for endringer i hastighet både i og utenfor lavhastighetssonen. Reelt forbruk i dag kan derfor avvike vesentlig fra estimert forbruk. For eksempel vil operasjonelle forhold som forsøk på å hente inn forsinkelser kunne innebære vesentlig økning i drivstofforbruk.



Figur 6-1 Dagens ruteplan illustrert, Knarvik-Frekhaug-Bergen

På samme måte som for Kleppestø-Strandkaien har lavhastighetssonen i Bergen havn stor betydning for energibehovet på de to delstrekningene som er innom Bergen for dette sambandet. Som nevnt viser AIS-data at dagens båt typisk holder noe høyere hastighet enn tillatt i Bergen havn.

6.2 Fart, ruteplan og begrensninger i modellen

Skyss ønsker å øke passasjerkapasiteten med 50 % til 270 PAX, fra dagens kapasitet på 180 PAX. Modelleringer med LMG Marins verktøy viser at det ikke er mulig å følge rutetabellen på strekningene som går til eller fra Bergen uten å overstige 35 knop i transit (når hastighetsbegrensningen i Bergen havn skal overholdes). I beregningsmodellen for energiforbruk har vi derfor lagt til grunn 5,7 knop og 8,3 knop i lavhastighetssonen, for hhv. Frekhaug-Bergen og Knarvik-Bergen, for å holde oss innenfor fartsområdet der modellen gir gyldige resultater for dagens rutetabell. Hastighetsbegrensningen medfører betydelige økninger i energibruk, utslipp og tiltakskostnader for både null- og lavutslippsløsninger, og en dispensasjon ville gitt store utslippsreduksjoner og kostnadsbesparelser. Konklusjonen om hva som er teknisk mulig å få til på sambandet påvirkes imidlertid ikke av hastighetsbegrensningen. Dette er nærmere beskrevet i vedlegg IV.

Tabell 6-2 Energibehov og transitt hastighet, Knarvik-Frekhaug-Bergen

Strekning	Passasjerkapasitet	Hastighet i lavhastighetssonen [kn]	Overfartstid [min]	Transit-hastighet [kn]	Energiforbruk [kWh]
Knarvik-Frekhaug	270 PAX	-	6	29	200
Frekhaug-Bergen		5,7	21	35	1047
Bergen-Knarvik		8,3	22	35	1282

6.3 Nullutslippsløsninger: Batteri og hydrogen

DNV GL har vurdert muligheten for å drifte sambandet helelektrisk, men ved å ta hensyn til C-rater, batterivekt og nettkapasitet virker det urealistisk å oppnå full-elektrifisering eller drift med høy hybridiseringsgrad. Energibehov per overfart er beregnet til opp mot 1300 kWh på strekningen Bergen-Knarvik, hvilket innebærer en ladeeffekt på over 15 MW dersom man la til grunn 5 min liggetid og effektiv ladetid (det er ned mot 1 minutt liggetid i dagens ruteplan). Dette gir svært høye C-rater og/eller svært store og tunge batterier, som medfører at fremdriftssystemet blir uforholdsmessig tungt. Skyss' premisser for analysen har vært uendret ruteplan for sambandet, men mindre justeringer er også vurdert og vil ikke endre konklusjonen om at batteridrift ikke er tilrådelig. For en mer utfyllende beskrivelse av disse vurderingene, se vedlegg V. I vedlegget beskrives også situasjonen for kraftforsyning og muligheter for oppgradering av strømmettet, i tilfelle vesentlig endring av ruteplan for å legge til rette for batterielektrisk drift likevel skulle bli aktuelt.

Brenselcelle med hydrogen som energibærer er et annet mulig nullutslippsalternativ som er undersøkt nærmere og beskrevet i neste kapittel.

6.3.1 Hydrogendrift

En hydrogendrevet båt drives av brenselceller som produserer strøm. Hydrogen lagres i tanker om bord og brenselcellene driver el-motorene direkte. Ettersom lagring av hydrogen kan gjøres med høyere energitetthet (både volum og vekt) enn i batterier, kan hydrogendrift derfor være aktuelt for lengre og mer energikrevende samband enn hva som er mulig med full-elektrifisering. Hydrogen vil imidlertid også medføre en vektøkning sammenlignet med et konvensjonelt system, og det vil dermed kreves mer energi for å skyve skroget gjennom vannet.


Det er tatt utgangspunkt i at bunkring av hydrogen til båten skjer en gang per døgn, og at bunkringen gjennomføres i et av tidsrommene hvor båten ligger lenge til kai. Hyppigere bunkring, for eksempel to ganger/døgn, vil redusere behovet for lagret hydrogen både om bord på båten og på land, og det kan dermed redusere de totale kostnadene og hydrogensystemets vekt og volum. Bunkring to ganger per dag bør ikke ha noen negativ effekt på rutetabellen, med tanke på den lange pausen man har midt på dagen.

Forbruk av hydrogen er beregnet til ca. 950 kg/døgn⁶. I den videre vurderingen har vi basert oss på at det skal lagres inntil 1125 kg hydrogen om bord i hurtigbåten. Mengden tilsvarer estimatet for et døgn forbruk inkludert bufferlager for å sikre retur til havn, situasjoner med dårlig vær og andre unormale forbrukstopper for antatt operasjonsprofil og energiforbruk.

6.3.1.1 Lokal produksjon av hydrogen

Hydrogen kan enten produseres lokalt/ved bunkringslokasjonen eller det kan produseres et annet sted og fraktes til forbruksstedet med lastebil eller rørledning. Dette studiet legger til grunn lokal produksjon ved vannelektrolyse, men tilkjørt hydrogen er også et mulig alternativ (både som midlertidig løsning og permanent). Lokal produksjon behøver ikke nødvendigvis å skje der båten anløper, så lenge det er tilstrekkelig tid til å seile frem og tilbake til bunkringslokasjonen det nødvendig antall ganger i løpet av dagen. En tidligere DNV GL konseptstudie av en hydrogenferge i et 2020-perspektiv (DNV GL, 2016) estimerte kostnader for en fyllstasjon for hydrogen med lokal produksjon basert på vannelektrolyse. Estimater inkluderte komprimering av produsert hydrogengass, lokalt lageranlegg samt fylleslange for

⁶ Overslaget for hydrogenforbruk per dag er funnet ved å anta et energiforbruk per overfart for Knarvik(-Frekhaug)-Bergen på omtrent 1300 kWh, tolv overfarter per ukedag, energitetthet for hydrogen på 33,3 kWh/kg og 50 % virkningsgrad på brenselcellesystemet om bord.



påfylling på skipet. Vurderingen var basert på fylling av hydrogen på ferge 1 gang/døgn fra et produksjonsanlegg som produserer 1300 kg hydrogen per døgn. Skissemessig, og basert på en rekke forutsetninger, ble kostnadene for anlegget anslått til 30 mill NOK. Forhold slik som behov for bufferkapasitet av hydrogen, krav til leveransesikkerhet, krav til fylletid, lokale anleggskostnader, utgifter til eventuell strømforsyning, tomteforhold inklusiv eventuelle anskaffelseskostnader med mer, kan påvirke og øke de endelige kostnadene. For dette sambandet vil produksjonsbehovet være en del lavere, men etter diskusjon med NEL (Halvorsen, 2017) som er leverandør av slikt utstyr, er det tidligere kostnadsestimatet på 30 MNOK ansett som et rimelig utgangspunkt også for denne studien. Priseksempel fra andre hydrogenprosjekter med andre forutsetninger vil kun avvike fra dette⁷.

Dersom en fyller oftere enn en gang per døgn, kan det være mulig å operere anlegget med et mindre og mer kompakt lager. Slike vurderinger vil være en del av en senere optimalisering mht parametre som kostnader (OPEX, CAPEX), total energibruk, energieffektivitet, leveringssikkerhet/regularitet og vekt.

For et såpas stort produksjonsanlegg blir strømkostnadene det største enkeltbidraget til driftskostnadene og den avgjørende faktoren for hva det koster å produsere hydrogen. Det vil også være andre driftsutgifter for operasjon av anlegget. Basert på en vurdering av anslaget fra tidligere refererte konseptstudie, er 1-2 MNOK/år lagt til grunn i dette studiet. Et hydrogenproduksjonsanlegg vil kreve vedlikehold og oppfølging, og det antas at stordriftsfordeler kan oppnås ved samlokalisering av flere slike anlegg.

Med bunkring én gang per døgn må det velges om fartøyet skal bunkre i Bergen, Knarvik eller et annet hensiktsmessig sted. Mange faktorer vil påvirke hva som er mest fordelaktig lokasjon, og hydrogenpris og egnetheten til aktuelle kaiområder for bygging av fyllestasjon og eventuelt lager vil være viktige parametere. For større anlegg for hydrogenproduksjon ved elektrolyse vil strømpris være enkeltparameteren med størst effekt på hydrogenprisen. Strømprisen er ikke ventet å være forskjellig for de to kaiene eller nærområdet. Vurdering av risiko i forbindelse med fyllestasjonen, lagring av hydrogen og bunkring av hydrogen på hurtigbåten vil være andre sentrale parametere i vurdering av egnede lokasjoner. Med tanke på mulig hydrogendrift på øvrige samband i fylket er Strandkaien samt områder i rimelig nærhet til Bergen havn interessante lokasjoner, og dette er lagt til grunn her. Arealtilgang er ikke vurdert i dette studiet, og må undersøkes nærmere.

Dagens rutetabell med flere timer landligge to ganger per døgn gir nok tid til å bunkre hydrogen basert på teknologi anvendt i dag. Ved behov er det teknisk mulig å fylle hydrogen på fartøyet raskere og med en større fyllehastighet enn det som anvendes for en hydrogenbil eller hydrogenbuss. I praksis er det hastighet på trykkstigningen og medfølgende temperaturendringer, ikke fyllevolumet i seg selv som begrenser hva som er teknisk gjennomførbart. Leverandører av hydrogentanker setter typisk krav til akseptable trykkendring/tid ved oppfylling og tømning for å unngå for varme eller for kalde tanker.

UNO-X har fått 20 MNOK i støtte fra ENOVA til å bygge to hydrogenfyllestasjoner i Bergen (ENOVA, 2016). Disse to stasjonene er planlagt bygd i løpet av 2017. Planlagte lokasjoner er i Åsane og på Danmarks plass i Bergen sentrum, og det er forutsatt at de skal forsynes med lokalt produsert hydrogen fra elektrolyse. Endelig lokasjon for elektrolysøranlegget er ikke fastlagt, men NEL har uformelt uttrykt interesse for dialog dersom en går videre med dette initiativet (Halvorsen, 2017). Endelig plassering og kapasitet for elektrolysøren vil påvirkes av identifiserte behov. På grunn av lokale plassforhold, er det sannsynlig at produksjonen vil skje ved en annen lokasjon enn selve stasjonene.

⁷ Eksisterende hydrogenstasjoner har typisk betydelig lavere produksjon av hydrogen enn det som vil kreves til en hurtigbåt. Et eksempel er Ruter sin hydrogenstasjon for hydrogenbusser på Rosenholm utenfor Oslo (Forskningsrådet, 2016). Denne stasjonen har en produksjonskapasitet på 250 kg hydrogen per døgn og et lager med kapasitet på 320 kg. Stasjonen ble satt i drift i 2012 og oppgitt kostnad for anlegget er ca. 31 millioner.

6.3.1.2 Lagring av hydrogen på hurtigbåten

Som tidligere indikert anses per i dag lagring av hydrogen om bord på båten i form av trykksatt gass som den mest aktuelle løsningen, og dette er lagt til grunn i denne studien. Hyppigere fylling kan redusere nødvendig volum og vekt for hydrogenlageret. Dette må vurderes opp mot logistikk for bunkring og eventuelt også økt risiko for selve fyllingoperasjonen ved særlig krevende eller hyppig fylling⁸.

Økt lagringstrykk kan gi redusert systemvekt og volum for lagersystemet. Samtidig vil trykktanker for høyere trykk være dyrere enn tanker som er designet for lavere trykk. Dette vil derved være en del av en senere optimeringsprosess. Sikkerhet og regulatoriske forhold må hensyntas ved vurdering av ulike løsninger for plassering av hydrogenlager på båten.

DNV GL anser det som sannsynlig (mtp. plass- og vektbehov om bord på skipet) at fartøyet vil kunne utrustes med tilstrekkelig tankkapasitet til å fylle drivstoff kun én gang per dag. Dette baserer vi på forenklete vektberegninger og LMG Marins tommelfingerregel om at vektøkning som følge av nullutslippsløsning ikke bør overstige 30 % av vekten av en konvensjonell utgave av båten. Et hydrogenbehov på skipet på rundt 1125 kg vil sannsynligvis resultere i en hydrogentankvekt på omtrent 20 tonn, dersom drivstoff skal fylles én gang om dagen. I tillegg kommer (tilleggs)vekten av brenselcellene og tilhørende system. Lettskipsvekten på et konvensjonelt 270 PAX-fartøy er antatt å være omtrent 100 tonn, og tilleggsvekten burde derfor være akseptabel sammenlignet med LMG Marins anbefaling. Ved å fylle to ganger daglig vil tankvekten imidlertid kunne halveres slik at også energibehovet per overfart blir redusert. Spørsmålet om fyllingsfrekvens og tankvekt på båten er et optimaliseringsspørsmål som også henger sammen med logistikkostnader for hydrogen samt ønske om ekstra rekkevidde og fleksibilitet. Spesielt dersom en går for lokal produksjon av hydrogen er det ikke usannsynlig at en mer detaljert studie vil konkludere med at bunkring to ganger per dag er den mest kostnadseffektive løsningen totalt sett.

6.3.1.3 utfordringer med hensyn til sikkerhet og regelverk

Hydrogen har andre sikkerhetsmessige egenskaper enn andre kjente og ellers sammenlignbare gasser, for eksempel naturgass. For å oppnå sikre løsninger er det derfor viktig å ta hensyn til hydrogengassens spesielle egenskaper. Eksempler på dette er den høye energitettheten som også kan få hydrogenekspløsjoner til å bli kraftigere, det at hydrogen er lett antennelig og har et videre brennbarhetsområde enn naturgass, og at ren hydrogengass har høy flammetemperatur og brenner med en usynlig flamme. Riktig materialvalg er viktig for å unngå hydrogensprøhet. Lav tetthet og høy diffusivitet gjør at lekkasjer av hydrogengass i friluft stiger og uttynnes raskt. På grunn av mulige konsekvenser av brann og eksplosjon er det spesielt viktig å gjøre gode sikkerhetsanalyser. Dette er spesielt relevant ved planlegging av bruk av hydrogen i lukkede rom.

Forhold rundt regelverk og godkjenning er nærmere beskrevet i vedlegg. DNV GL er av den oppfatning at sikkerhetshensyn og godkjenning i henhold til regelverket ikke vil være til hinder for gjennomføring av hydrogendrift på hurtigbåter i det tidsperspektivet som er aktuelt for kontrakten.

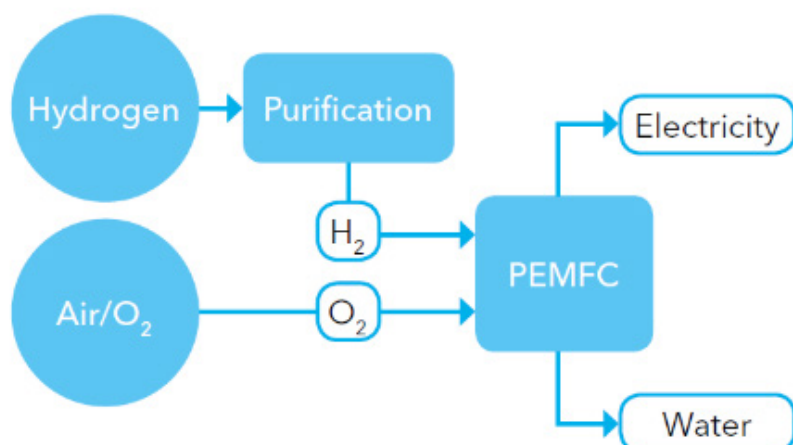
6.3.1.4 Brenselceller for bruk i hurtigbåter

Bruk av hydrogen som energibærer på skip medfører også bruk av brenselceller. Det finnes en rekke forskjellige typer brenselceller, og de har ulik grad av modenhet og ulike egenskaper. Brenselceller kan

⁸ Det finnes flere alternative løsninger for å arrangere påfylling på en hydrogenbåt. En variant er hydrogenlagring ved flere trykknivåer på stasjonen slik at en fyller mellom tanker med liten trykkforskjell (kaskadefylling). En annen variant baserer seg på at gassen komprimeres ved fylling. Hva som er optimal løsning på landsiden kan bli påvirket av valg av lagringstrykk for hydrogenet på hurtigbåten.

gi store reduksjoner i utslipp og støy samtidig som det kan oppnås høyere virkningsgrad om bord sammenlignet med forbrenningsmotorer og konvensjonelle drivstoff. Tilgjengelig brenselcelleteknologi er tilpasset bruk av forskjellige drivstoff. Ved bruk av hydrogen vil det ikke være andre utslipp fra brenselcellene enn vann. Brenselceller og batteri har noen sammenlignbare egenskaper, for eksempel at det produseres strøm ved elektrokjemiske reaksjoner mellom en anode og en katode. Men der et batteri må tilføres energi ved lading, har brenselceller den fordel at energien (for eksempel hydrogen) tilføres fra et eksternt lager. Med et stort lager kan en få systemer med lengre operasjonstid og rekkevidde enn hva som er mulig for batteriløsninger.

DNV GL gjennomførte nylig en gjennomgang av relevante brenselcelleteknologier for maritim bruk for EMSA (DNV GL, 2017). PEM-brenselceller (Proton Exchange Membrane), se prinsippsskisse i Figur 6-1, er den typen som så langt har vært mest anvendt for transportformål, og dette er teknologien som anvendes i brenselcellebil og -busser. PEM teknologien anses som en relativt moden og tilgjengelig teknologi, også for maritim bruk. Teknologien har god tåleevne for lastvariasjoner, den er kompakt og har relativt lav vekt, men den krever bruk av hydrogen med høy renhet og et relativt komplekst vannbehandlingsystem.



Figur 6-1 Prinsippsskisse for PEM-brenselceller (DNV GL, 2017).

6.3.1.5 Totalpotensial for hydrogenbruk til hurtigbåt drift i regionen

Kostnad og eventuell lønnsomhet av hydrogenløsninger vil være svært avhengig av hydrogenpris. For lokal produksjon av hydrogen er det derfor interessant å se på mulige storskalafordeler ved økt etterspørsel. Økt etterspørsel både fra maritime og andre applikasjoner kan i prinsippet være relevant. I denne sammenheng er det naturlig å se hen til de øvrige hurtigbåtsambandene i regionen, og spesielt de som anløper samme sted (Bergen), med tanke på felles infrastruktur for bunkring. Potensialet for økt bruk av hydrogen og mulige synergier (og kostnadsfordeler dette kan gi) er ikke vurdert i dette prosjektet, men for å få en idé om mulig omfang er det gjort et overslag på mulig behov fra de øvrige hurtigbåtene. Realismen av å gå over til hydrogen på disse sambandene er ikke vurdert. Totalt rapportert drivstofforbruk for hurtigbåtsambandene Sunnhordland-Austevoll-Bergen, Kleppstø-Strandkaien og Knarvik-Frekhaug-Bergen omregnet til hydrogenekvivalenter (med antagelse om 40 % virkningsgrad for MGO-drift og 50 % virkningsgrad for hydrogendrift) gir omtrent 1500 tonn hydrogen per år. Til sammenligning utgjør beregnet årsforbruk av hydrogen omtrent 190 tonn per år for nordhordlandsbåten.

6.4 Lavutslippsløsning: Biodiesel

Overgang til bruk av bærekraftig biodiesel kan generelt sett representere en lavutslippsløsning med tanke på CO₂-utslipp. Den reelle klimagevinsten ved overgang til biodiesel er i dag omdiskutert, og denne studien tar ikke sikte på å konkludere hva en sannsynlig reell utslippsbesparelse vil kunne være. Følgende kan imidlertid sies:

- Sett i lys av for eksempel utslippsregnskap og nasjonale utslippsforpliktelser regnes CO₂-utslippet som følger av forbrenning av biodiesel som null. Utslippet forbundet med produksjon regnskapsføres det stedet produksjonen finner sted. Slik sett vil overgang til biodiesel, så fremt drivstoffet ikke produseres i Norge, bidra i like stor grad som elektrisk drift til å nå Norges utslippsforpliktelser. Ved sammenligning av effekt og kostnad for klimatiltak i andre sektorer (og andre steder i landet) bør en derfor ta hensyn til systemgrensene før en sammenlikner ulike beregninger.
- CO₂-reduksjonen sammenliknet med fossilt brennstoff, når også livsløpsutslippene oppgis fra leverandører, er typisk på 50-90%. HVO-produktene som vi anser som mest aktuelle for skip i dag ligger typisk i øvre enden av denne skalaen. EUs fornybardirektiv stiller krav til at klimagevinsten for biodrivstoff skal være minst 50% fra 1. januar 2018. Dette er også det nivået Statens vegvesen, Skyss og andre fylkeskommuner har lagt til grunn i seneste utlysninger når det konkurreres på CO₂-utslipp.

Forøvrig er det viktig å merke seg at overgang til biodiesel i liten eller ingen grad reduserer utslipp av NO_x (inntil 10%) og PM (inntil 30%). Dette er et relevant moment spesielt for operasjon i Bergen havn, et område hvor grenseverdier for tillatt luftkvalitet overskrides flere dager i året, og øvrige tiltak for utslippsreduksjoner er/vurderes gjennomført.

Prisdifferansen på biodiesel og MGO til ferger i Norge er stor. DNV GLs erfaring gjennom tidligere studier, dialog med leverandører og anbudskonkurranser i fergesektoren er at biodiesel (HVO) typisk prises mellom 12-14 kr/liter. Justert for forskjeller i massetetthet og energiinnhold utgjør dette en prisøkning på minst 130% sammenlignet med 5500 kr/tonn MGO inklusiv CO₂-avgift (tilsvarer 4.67 kr/liter) som er det DNV GL typisk legger til grunn for slike analyser. Her er det verdt å merke seg at biodiesel ikke er omfattet av nærsjøindeksen, så det er rederiet som bærer risiko for endring mellom prisutvikling på MGO og biodiesel, og rederiet må således bestemme hvordan de skal prise denne risikoen for de neste 10 årene ved innlevering av tilbud.

6.5 Økonomiske vurderinger

6.5.1 Kostnader for økt passasjerkapasitet

Beregningene som gjøres tar utgangspunkt i regnskapstall for sambandet fra 2014. Regnskapstallene er fremskrevet til 2026-verdier gjennom konsumprisindeksjustering (KPI-justering), for å representere den fremtidige kontraktens middelvei i neste kontraktsperiode, som er antatt å strekke seg fra 2021-2030.

Tabell 6-3 viser sambandets regnskapstall for 2014, samt KPI-justerte verdier for 2026.

Tabell 6-3 Regnskapstall for sambandet Knarvik-Frekhaug-Bergen i 2014 og KPI-justerte 2026-verdier [MNOK/år].

Case	Miljøtiltaks-kostnader	Drivstoff-kostnader	Kapital-kostnader	Personal-kostnader	Øvrige kostnader	Total
Dagens kapasitet (2014)	0.0	1.7	2.9	3.3	2.8	10.7
Dagens kapasitet (2026)	0.0	2.0	3.4	3.8	3.2	12.4
%	0 %	16 %	27 %	31 %	26 %	100 %

Dagens kapasitet på 180 PAX er imidlertid ikke representativ for de fremtidige løsningene som utredes slik beskrevet tidligere, da Skyss planlegger en kapasitetsøkning til 270 PAX. Kostnadspostene må derfor skaleres etter de ulike scenarioenes innhold og omfang. Skaleringsskemaene som er brukt for de ulike kostnadspostene er de samme som er brukt for askøysambandet, og er beskrevet i kapittel 5.4.1. Dagens båt på sambandet opereres av et mannskap på fire, og dette er antatt ikke å endre seg ved kapasitetsøkning til 270 PAX. Ruteplanen er også tenkt uendret, slik at det kun er kostnadselementer som er avhengig av passasjerkapasitet og verdi på båten som endrer seg.

Ved å benytte seg av metoden for skalering for hvert kostnadselement slik beskrevet i kapittel 5.4.1 og i vedlegg II, kan regnskapstallene presentert over justeres for å hensynta hver enkelt case sine forhold og særegenheter (resultatet er vist i Tabell 6-4). Det gjøres oppmerksom på at denne skaleringen har til hensikt å tallfeste kostnadsendringen ved endret passasjerkapasitet. Tiltakskostnader og tilhørende effekter er ikke del av skaleringene, og er beregnet separat (Kapittel 6.5.2). Det understrekes også at det ligger betydelig usikkerhet i tilnærmingen som er benyttet, men det burde ikke være særlig utslagsgivende for dette sambandet siden endringene ikke er store. Imidlertid er også her inngangsparameterne basert på dagens operatørs rapporterte kostnader, og dette representerer ikke nødvendigvis kostnadsbasen til andre rederier - dessuten kan det være ulik praksis for inndeling av faktiske kostnader.

Tabell 6-4: Skalerte og KPI-justerte regnskapstall [MNOK/år] ved økt passasjerkapasitet, etter case (UTEN miljøtiltak)

Case	Miljøtiltaks-kostnader	Drivstoff-kostnader	Kapital-kostnader	Personal-kostnader	Øvrige kostnader	Total
Dagens kapasitet 180 PAX (dagens fartøy)	0.0	2.0	3.4	3.8	3.2	12.4
270 PAX (konvensjonelt eksisterende fartøy, referanse for biodiesel)	0.0	4.0	4.6	3.8	3.9	16.3
270 PAX (konvensjonelt nybygg, referanse for hydrogen)	0.0	4.0	8.8	3.8	3.9	20.5

Som det fremkommer av Tabell 6-4 vil en kapasitetsøkning medføre en betydelig kostnadsøkning i seg selv; nær 4 MNOK per år som tilsvarer en økning på 30%. Dette forutsetter at det er ledige 270 PAX båter i markedet, og at de har en tilsvarende alder og restverdi (justert for størrelse) som dagens båt. Dersom det blir tilbudt nytt materiell er kostnadsøkningen ventet å være dobbelt så stor. Denne kostnadsøkningen vil påløpe uavhengig av miljøløsning og teknologivalg, og drives i stor grad av økte drivstoffkostnader som følge av større båt. Samtidig ser man tydelig effekten av nybygg vs retrofit gjennom økningen av kapitalkostnader ved nybygg på i overkant av 4 MNOK/år til avskrivninger og renter. Det er antatt at biodieseldrift kan gjennomføres med gammelt fartøy, mens hydrogendrift krever nybygg. I realiteten kan det også være aktuelt med nybygg eller eksisterende båter med lavere eller høyere kapitalkostnader for en biodieselløsning. Dersom en går for biodiesel vil det skape ekstra insentiv for en energieffektiv båt, da drivstoffkostnadene vil være vesentlig høyere, som i praksis gir et konkurransefortrinn for en ny båt.

6.5.2 Miljøtiltakskostnader

Med miljøtiltakskostnader menes investeringskostnader og driftskostnader som følger direkte av overgang til null- og lavutslippsløsningene; investeringskostnader på fartøy og på land, samt eventuelle endringer i driftskostnader på fartøy og på land. Merk at her er endring i drivstoffkostnader holdt utenfor (for eksempel økte energikostnader som følge av hydrogendrift), slik at netto kostnader for det aktuelle miljøtiltaket vil være summen av miljøtiltakskostnader og endring i drivstoffkostnader.

Tabell 6-5 oppsummerer tiltakskostnadene for drift med henholdsvis hydrogen og biodiesel. Videre viser tabellene antatt offentlig støtte, samt endrede drivstoffkostnader for hydrogendrift og biodieselløsning. Tabellen viser høye investeringskostnader for hydrogenalternativet. Gjennom resten av kapittelet skilles det mellom to alternativer for hydrogenpris, «lav» og «høy», som tilsvarer hhv. 20 kr/kg og 35 kr/kg hydrogen (se kapittel 3). Scenarioet for lav hydrogenpris tilsvarer omtrent en MGO pris på 5500 kr/tonn når en hensyntar forskjell i virkningsgrad, men grunnet økt energibruk (økt vekt) for hydrogenbåten øker likevel energikostnadene noe, sammenlignet med MGO-drift (1,6 MNOK/år slik vist i

Tabell 6-5). Resten av antagelsene som er gjort i beregningene av tiltakskostnader er også spesifisert i kapittel 3.

Tabell 6-5 Investeringskostnader og endring av drivstoffkostnader

Drivstoff- teknologi	Investeringskostnader [MNOK]					Tilleggekostnad for økt båtstørrelse pga. fremdriftstek. [MNOK/år]	Endring i drivstoff- kostnader [MNOK/år]
	Batteri- teknologi på skip	Hydrogen- teknologi på skip	Land	Antatt støtte NO _x -fondet	Antatt støtte Enova		
Biodiesel	0	0	0	0	0	0	7,2
Hydrogen (høy hydrogenpris)	3	57	30	16	12	10	5,6
Hydrogen (lav hydrogenpris)	3	57	30	16	12	10	1,6

Estimatet for investeringskostnadene for hydrogenspesifikk teknologi på skip er summen av hydrogentanker (omtrent 10 MNOK) og brenselceller (omtrent 47 MNOK). Estimatet er beskrevet i mer detalj i kapittel 3. I tillegg kommer kostnad knyttet til behovet for et større fartøy (økt vekt og volum), som forenklet er estimert til 10 MNOK (LMG Marin, CMR Prototech, Norsk Energi, 2016). Investeringskostnaden på land for hydrogen representerer et produksjons- og fyllanlegg for hydrogen (se kapittel 6.3.1.1).

Tabell 6-5 indikerer forskjellen i drivstoffkostnader per år med forskjellige scenarioer for hydrogenpris. Drivstoffkostnadene for biodiesel er høyere enn alternativet med høyest hydrogenpris. Det er imidlertid viktig å merke seg at investeringer i produksjonsanlegg for hydrogen er vist og behandlet separat, og dermed ikke er inkludert i hydrogenprisen.

6.5.3 Totalkostnader uten støtte fra Enova og NO_x-fondet

Det totale økonomiske resultatet er summen av kostnadsendringene som følger av kapasitetsøkningen og miljøtiltakskostnader. Tabell 6-6 viser de årlige kostnadene ved å anvende biodiesel og hydrogen sammenlignet med dagens kapasitet og materiell (KPI-justert), og Tabell 6-7 viser kostnadsøkningen. Som tabellene viser kan man forvente en total kostnadsøkning mellom 9-21 MNOK per år (70%-160%) avhengig av valgt løsning, før sannsynlig støtte fra virkemiddelapparatet hensyntas.

Tabell 6-6: Årlige kostnader [MNOK/år] ved økt passasjerkapasitet og miljøtiltak, KPI-justert til 2026-verdier (UTEN NOx-fond- og Enova-støtte).

Case	Miljøtiltaks-kostnader	Drivstoff-kostnader	Kapital-kostnader	Personal-kostnader	Øvrige kostnader	Total
Dagens kapasitet 180 PAX (dagens fartøy)	0.0	2.0	3.4	3.8	3.2	12.4
270 PAX (eldre fartøy for biodiesel)*	0.0	9.2	4.6	3.8	3.8	21.4
270 PAX (nybygg for hydrogen - høy)	13.4	7.6	4.4	3.8	3.8	33.0
270 PAX (nybygg for hydrogen - lav)	12.4	3.5	4.4	3.8	3.8	28.0

* Dagens kapasitet er uten tiltak og kun vist for sammenligning

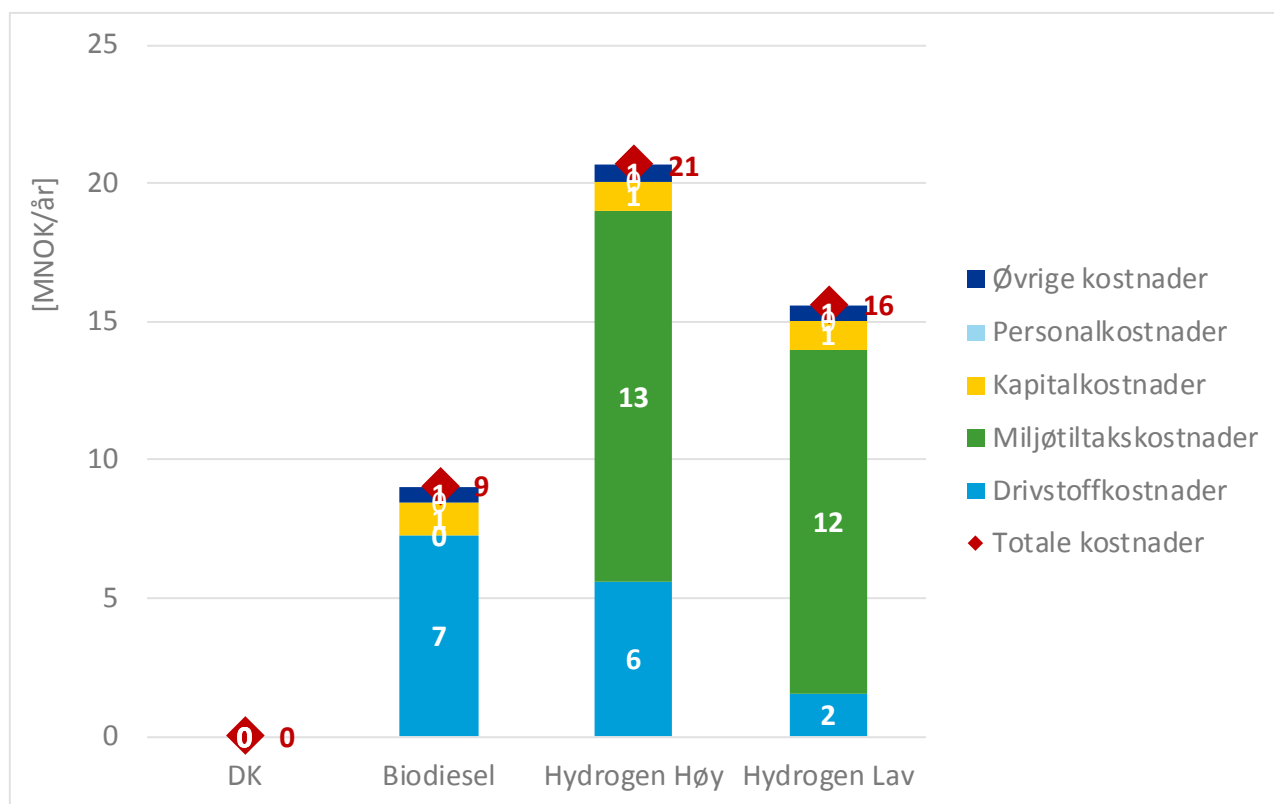
Fra Tabell 6-7 kan man se hvordan kostnadsøkningen fordeler seg og hvilke poster som er mest kostnadsdrivende. Netto miljøkostnad for hver case er summen av Miljøtiltaks-kostnader (renter og avskrivninger som følge av investeringer) og Drivstoffkostnader (besparelser for energikostnader sammenlignet med dagens kapasitet og operasjon) i denne tabellen⁹. For dette sambandet utgjør kostnadsbidraget fra selve miljøtiltakene majoriteten av kostnadsøkningene, spesielt for hydrogenalternativet. Kostnadsøkning for økt kapasitet er som vist tidligere beregnet til omtrent 4 MNOK/år, så tiltakskostnaden for biodiesel er 5 MNOK/år (økning i drivstoffkostnad er i Tabell 6-7 og Figur 6-2 oppgitt å være 7.2 MNOK/år, men 2 MNOK/år knytter seg til økt drivstofforbruk som følge av kapasitetsøkningen).

Tabell 6-7: Årlig kostnadsøkning [MNOK/år] ved økt passasjerkapasitet og miljøtiltak, KPI-justert til 2026-verdier (UTEN NOx-fond- og Enova-støtte).

Case	Miljøtiltaks-kostnader	Drivstoff-kostnader	Kapital-kostnader	Personal-kostnader	Øvrige kostnader	Total
270 PAX (gammelt fartøy for biodiesel)*	0.0	7.2	1.2	0.0	0.6	9.0
270 PAX (nybygg for hydrogen - høy)	13.4	5.6	1.1	0.0	0.6	20.6
270 PAX (nybygg for hydrogen - lav)	12.4	1.6	1.1	0.0	0.6	15.6

⁹ Om lag 2 MNOK/år av økningen i drivstoffkostnader skyldes kapasitetsøkning, ikke selve miljøtiltakene.

I Figur 6-2 vises resultatet i Tabell 6-7 grafisk.



Figur 6-2: Årlig kostnadsøkning ved økt passasjerkapasitet og miljøtiltak, KPI-justert til 2026-verdier (UTEN NOx-fond- og Enova-støtte).

6.5.4 Totalkostnader med støtte fra Enova og NOx-fondet

Tabeller og figurer i dette kapittelet viser tilsvarende resultater som i kapittel 6.5.3, men estimert støtte fra NO_x-fondet og Enova er hensyntatt. Tiltakskostnaden for biodiesel og hydrogen utjevnes noe når sannsynlig støttenivå hensyntas, men hydrogen-alternativet er fortsatt betydelig høyere enn for biodiesel. Som tabellene viser kan man forvente en total kostnadsøkning på mellom 9-17 MNOK/år. Støtteordningene kan altså forventes å redusere kostnadene med nær 4 MNOK/år. Usikkerheten knyttet til kostnadsestimatet for hydrogen er også høy, både for investeringskostnader og driftskostnader (for sistnevnte, se kapittel 3).

Tabell 6-8 Årlige kostnader [MNOK/år] ved økt passasjerkapasitet og miljøtiltak, KPI-justert til 2026-verdier (MED NOx-fond- og Enova-støtte).

Case	Miljøtiltaks-kostnader	Drivstoff-kostnader	Kapital-kostnader	Personal-kostnader	Øvrige kostnader	Total
Dagens kapasitet 180 PAX (dagens fartøy)*	0.0	2.0	3.4	3.8	3.2	12.4
270 PAX (gammelt fartøy for biodiesel)	0.0	9.2	4.6	3.8	3.8	21.4
270 PAX (nybygg for hydrogen - høy)	9.8	7.6	4.4	3.8	3.8	29.4
270 PAX (nybygg for hydrogen - lav)	8.8	3.5	4.4	3.8	3.8	24.4

* Dagens kapasitet er uten tiltak og kun vist for sammenligning

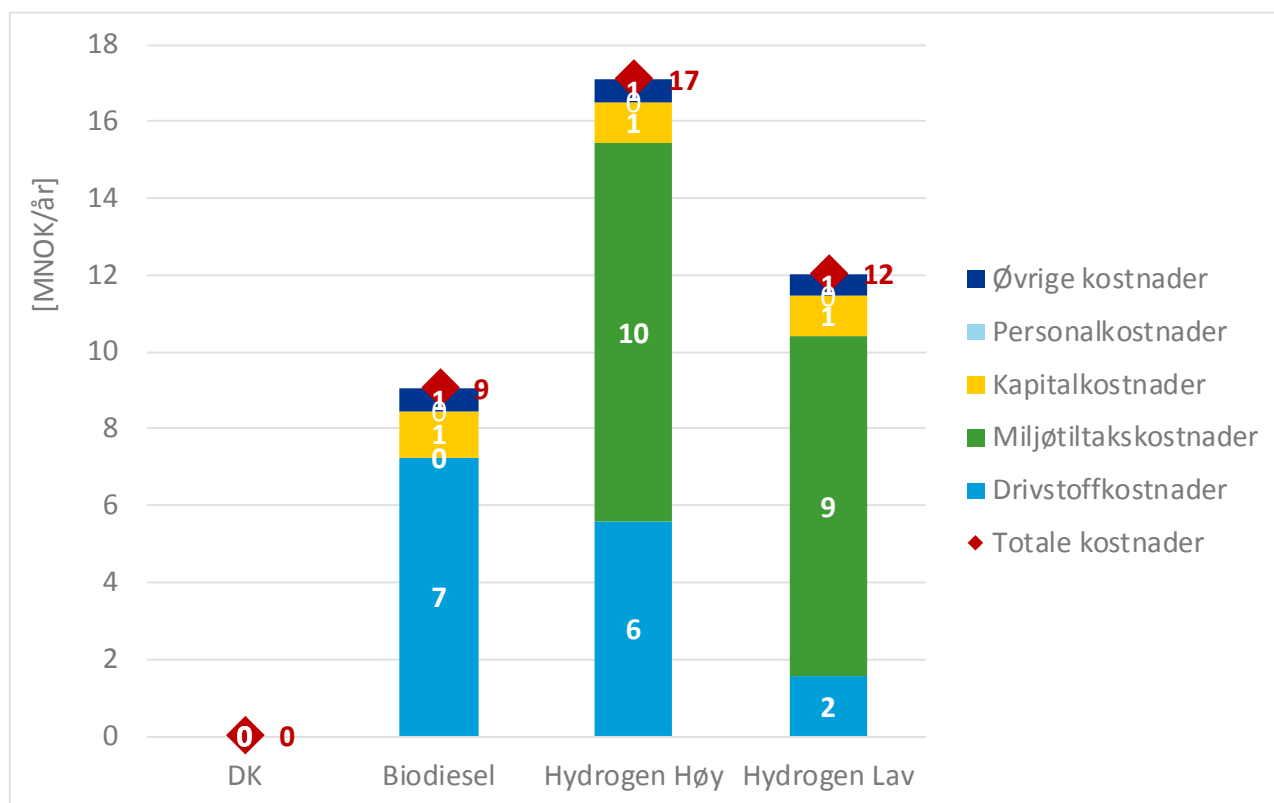
Tabell 6-9: Årlig kostnadsøkning [MNOK/år] ved økt passasjerkapasitet og miljøtiltak, KPI-justert til 2026-verdier (MED NOx-fond- og Enova-støtte).

Case	Miljøtiltaks-kostnader	Drivstoff-kostnader	Kapital-kostnader	Personal-kostnader	Øvrige kostnader	Total
270 PAX (gammelt fartøy for biodiesel)	0.0	7.2	1.2	0.0	0.6	9.0
270 PAX (nybygg for hydrogen - høy)	9.8	5.6	1.1	0.0	0.6	17.1
270 PAX (nybygg for hydrogen - lav)	8.8	1.6	1.1	0.0	0.6	12.0

Fra Tabell 6-9 og Figur 6-3 kan man se hvordan kostnadsøkningen fordeler seg og hvilke poster som er mest kostnadsdrivende. Netto miljøkostnad for hver case er summen av Miljøtiltaks-kostnader (renter og avskrivninger som følge av investeringer) og Drivstoffkostnader (besparelser for energikostnader sammenlignet med dagens kapasitet og operasjon) i denne tabellen.

Biodiesel kommer ut som det rimligste alternativet for nordhordlandsambandet. Det skiller imidlertid bare 3 MNOK/år til det lave kostnadsestimatet for hydrogen, og som påpekt flere ganger er dette estimatet høyst usikkert. Det har ikke vært gjennomført en sensitivetsanalyse på investeringskostnader, kun hydrogenpris (strømpris), og de totale kostnadene kan i realiteten ligge både

over og under estimatene som presenteres her. Planlagt kapasitetsøkning gir en forventet kostnadsøkning på 4 MNOK/år og biodiesel eller hydrogenløsning vil uansett bidra til en betydelig tilleggskostnad.



Figur 6-3: Årlig kostnadsøkning ved økt passasjerkapasitet og miljøtiltak, KPI-justert til 2026-verdier (MED NOx-fond- og Enova-støtte).

6.6 Miljøgevinster

Estimerte utslipp av CO₂ og NO_x, samt tilhørende reduksjoner sammenlignet med dagens kapasitet for hvert av casene er presentert i Tabell 6-10. Beregnet utslippsreduksjon avhenger av hvordan man regner utslipp fra strøm og biodiesel. Det er ingen utslipp fra driften av en hydrogendrevet båt, men produksjonen av hydrogen med strøm kan foregå med utslipp av CO₂ (fra strømproduksjon). I nasjonale miljøregnskap regnes biodiesel som klimanøytralt ved bruk, men produksjonen kan foregå med klimabidrag som skal regnes med for produksjonsstedet. I denne rapporten er to ulike beregningsmåter vist; strøm og biodiesel regnes uten CO₂-utslipp eller iht. standard utslippsfaktor som Statens vegvesen og flere fylkeskommuner har brukt i anbudskonkurranser de siste årene. Utslippsfaktoren for hydrogen tilsvarer en reduksjon på 75% (basert på utslippsfaktor for strøm og virkningsgrad for produksjon av hydrogen) og biodiesel nær 50% sammenlignet med MGO drift, når forskjeller i virkningsgrad hensyntas.

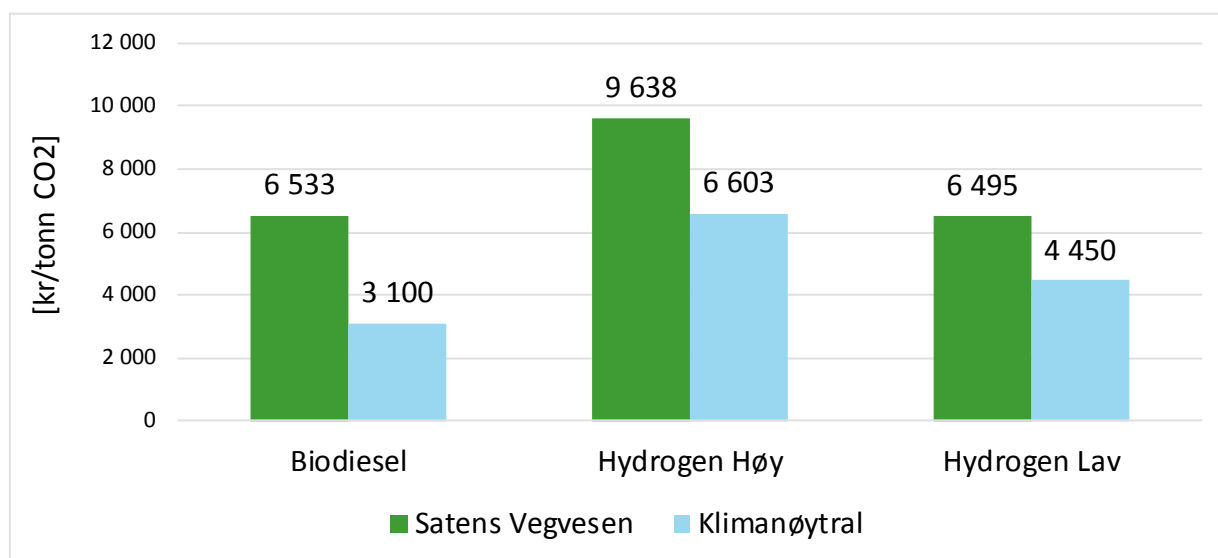
Tabell 6-10: CO₂-/NO_x-utslipp og reduksjoner (sammenlignet med dagens kapasitet og utslipp) for hvert evaluert case.

Case	Statens vegvesens anbudsregningsmetodikk*		Beregning med strøm og biodiesel som klimanøytrale**		NO _x [tonn NO _x /år]	NO _x -reduksjon [tonn NO _x /år]
	CO ₂ -utslipp [tonn CO ₂ /år]	CO ₂ -reduksjon [tonn CO ₂ /år]	CO ₂ -utslipp [tonn CO ₂ /år]	CO ₂ -reduksjon [tonn CO ₂ /år]		
Dagens kapasitet	1 417	0	1 417	0	20	0
Biodiesel	1 228	189	0	1 417	40	-20
Hydrogen	736	681	0	1 417	0	20


*CO₂-utslipp [tonn CO₂/år] beregnes ved å benytte seg av standard utslippsfaktorer fra SVV der strøm og biodiesel verdsettes med hhv. 75 g CO₂/kWh og 1,74 g CO₂/g biodiesel, per bunkret energi.

**CO₂-utslipp [tonn CO₂/år] regnes som null for strøm og biodiesel.

Videre er kostnadseffektiviteten per case presentert i Figur 6-4, avhengig av verdsettingsfaktor for biodiesel og hydrogen (som er en funksjon av utslippsfaktor for strøm da det er lagt til grunn elektrolyse). Merk at i Tabell 6-10 er utslippsreduksjonen beregnet med utgangspunkt i det beregnede utslippet fra dagens kapasitet og materiell, mens i Figur 6-4 er utslippsreduksjonen beregnet med utgangspunkt i en konvensjonell utgave av hver case. Formålet med Tabell 6-10 har vært å synliggjøre den faktiske endringen i utslipp, men formålet med Figur 6-4 har vært å estimere kostnadseffektiviteten til miljøtiltaket isolert sett.



Figur 6-4: Kostnadseffektivitet (tiltakskostnader kr/tonn CO₂ redusert), forutsatt støtte fra Enova og NO_x-fondet.



Det er mange parametere som spiller inn når en skal beregne kostnadseffektivitet for utslippsreduksjoner, og ulike tilnærminger vil kunne være hensiktsmessige avhengig av hvordan man ønsker å bruke resultatene. Dersom man har fylkeskommunens prioriteringer og kostnader som utgangspunkt, vil dette gi svært forskjellig resultat sammenliknet med en tilnærming som ser på den samfunnsøkonomiske kostnadseffektiviteten. Spesielt relevante parametere og antagelser her er hvorvidt man bør legge til grunn livsløpsutslipp eller ikke (for å få med utslippet knyttet til produksjon av energibæreren), hvorvidt støtte fra virkemiddelapparatet bør hensyntas eller ikke, hvorvidt man skal legge til grunn antatt teknisk levetid for tiltaket eller antatt nedskrivningstid, og hvorvidt verdiskapningspotensialet skal hensyntas, for å nevne noen. Eventuell verdisetting av reduksjon av øvrige utslippskomponenter som NOx og partikler vil også kunne gi store utslag for beregnet samfunnsøkonomisk kostnadseffektivitet. En må derfor være forsiktig med å sammenligne de presenterte tallene med tall fra andre kilder (feks «Klimakur 2020»-rapporten), da forutsetningene ofte vil være vidt forskjellige.

I beregning av kostnadseffektivitet i denne rapporten har vi tatt utgangspunkt i Hordaland fylkeskommune og de kostnader og effekter de ser direkte; beregnet økning i årlig kontraktsvederlag delt på den årlige CO₂-reduksjonen. Det vil si at støtte fra virkemiddelapparatet er hensyntatt, levetid/nedskrivningstid er satt lik kontraktsvarigheten og antatte kapitalkostnader er hensyntatt. Resultater er vist både med og uten livsløpsutslipp knyttet til fornybare energibærere. Reduksjon av NOx og partikler er ikke verdisatt og hensyntatt.

Regner en strøm som utslippsfritt varierer kostnadseffektiviteten for hydrogen mellom 4500 og 6600 kr/tonn CO₂. Til sammenligning har DNV GL med tilsvarende beregningsmetodikk estimert kostnadseffektiviteten til de gjennomførte fergeutlysningene i Hordaland til mellom 600 og 7000 kr/tonn CO₂ for de enkelte rutepakkene, med et vektet snitt på 1030 kr/tonn CO₂. Fergeanbudene er vunnet med tilnærmet fullelektrisk drift, og med biodiesel på mesteparten av det begrensede resterende forbruket. Kostnadseffektiviteten for biodiesel er beregnet til 3100 kr/tonn CO₂. Her er også effekten av økt utslipp som følge av større båt inkludert, hvilket reduserer beregnet CO₂-reduksjon og dermed gir en dårligere kostnadseffektivitet (kr/tonn CO₂ øker).

6.7 Vurdering av mulige lav- og nullutslippsløsninger

Som beskrevet er DNV GLs vurdering at sambandet ikke egner seg for batterielektrisk drift, med de føringene som ligger i ruteplanen. Også med små tilpasninger synes det svært krevende med elektrisk drift på dette sambandet. Både hydrogen- og biodieseldrift er imidlertid aktuelt. Hydrogen er fortsatt en umoden teknologi for maritim applikasjon, men pågående anbudsprosesser i regi av Statens vegvesen og Sør-Trøndelag fylkeskommune er ventet å bidra til kunnskapsheving i industrien, produktutvikling og etablering av nødvendig rammeverk for godkjenning av hydrogenløsninger på passasjerbåter.

De estimerte kostandsøkningene for både biodiesel- og hydrogenalternativene er høye, henholdsvis 9 MNOK/år og 12-17 MNOK/år, hvorav kapasitetsøkning isolert sett utgjør 4 MNOK. Hydrogenløsningen gir høyest kostnader men vil også gi vesentlige gevinster i form av reduserte utslipp av NO_x og PM som ikke er vurdert og hensyntatt her. Et hydrogenprosjekt vil være å anse som et pilotprosjekt og det er derfor knyttet betydelig usikkerhet til kostnadsestimatene i rapporten, både for investeringer på land og sjø og for driftskostnadene. Som nevnt tidligere i rapporten er DNV GLs syn at verktøyet (utviklet av LMG Marin) som er benyttet til energiberegninger i dette arbeidet, sannsynligvis regner noe konservativt (erfaringer fra fergesektoren er typisk 10-25% overestimering). Hvis dette er tilfellet betyr det isolert sett en viss overestimering av investeringskostnader for miljøtiltak og driftskostnader, men dette er ikke undersøkt nærmere.

Gjennom 2018 bør en kunne forvente en vesentlig modning av kunnskap om tekniske løsninger og kostnader for hydrogendrift i næringen som følge av blant annet prosesser initiert av Statens vegvesen og Sør-Trøndelag Fylkeskommune (se kapittel 7). DNV GLs vurdering er at det er fullt mulig å utlyse første kontrakt med målsetning om hydrogendrift, men man bør vurdere utlysningsform og aktiv bruk av markedsdialog nøye. Oppdragsgiver må også belage seg på å legge ned betydelig ekstrainsats knyttet til utlysningen. Dersom det er mulig og aktuelt å benytte seg av opsjoner for å forlenge dagens kontrakter kan dette også vurderes for å lære mest mulig av pågående prosesser før man tar en beslutning på utlysningsform og teknologikrav/evalueringskriterier. Biodiesel kan man enkelt sette til ved ny utlysning, selv om det medfører en viss pris- og tilgjengelighetsrisiko som operatørene må vurdere hvordan de ønsker å håndtere.

Regnes strøm som utslippsfritt ser en at kostnadseffektiviteten for hydrogen varierer mellom 4500 og 6600 kr/tonn CO₂. Til sammenligning har DNV GL med tilsvarende beregningsmetodikk estimert kostnadseffektiviteten til de gjennomførte fergeutlysningene i Hordaland til mellom 600 og 7000 kr/tonn CO₂ for de enkelte rutepakkene, med et vektet snitt på 1030 kr/tonn CO₂. Kostnadseffektiviteten for hydrogenalternativet på dette sambandet er altså ventet å være noe bedre enn for de minst kostnadseffektive batteritiltakene på fergerutepakkene det nylig er inngått nye kontrakter på i fylket.


7 INITIELLE VURDERINGER OG HENSYN MED TANKE PÅ MULIG UTVIKLINGSKONTRAKT

I anbudskonkurranser der det forventes at løsningene vil måtte strekke seg betydelig utover det som er tilgjengelig i markedet i dag, kan det være aktuelt å gjennomføre konkurransen som en konkurransepreget dialog – også betegnet som en utviklingskontrakt. Dette vil hovedsaklig være et relevant verktøy når oppdragsgiver er usikker på hva man trenger og hva man kan få tilbudt.

Statens vegvesen valgte å anvende denne konkurranseformen for Lavik-Oppedal-sambandet, med batterifergen Ampere som sluttresultat. Nå anvender Vegvesenet dette for å få til hydrogen-drift av ferge som etter planen skal settes i drift i 2021. For denne utviklingskontrakten er det delvis lagt til grunn en pre-definert teknologisk løsning, men prosessen er fremdeles i en tidlig fase.

Erfaringene fra Lavik-Oppedal viser at konkurranseformen er tidkrevende og kostbar. For Statens vegvesen var det nødvendig å knytte til seg ekstern kompetanse, innen både teknologi og tilnæringsmåte for konkurransegjennomføring. Samtidig gir konkurranseformen mulighet for en god prosess som gjør at man kan påvirke løsninger underveis. Dette reduserer risiko med tanke på gjennomførbarhet og kostnader. DNV GL registrerer at forskriften som regulerer denne konkurranseformen nylig er endret slik at den er forventet å være noe mindre ressurskrevende å gjennomføre.

En annen prosess det er nærliggende å se hen til er forestående hurtigbåtutlysninger ved Sør-Trøndelag fylkeskommune. Trondheim-Vanvikan-sambandet er omtalt som spesielt aktuelt, men også Trondheim-Brekstad-Sandstad-Kristiansund og Namsos-Rørvik-Leka er kandidater som nå vurderes for null- og lavutslippsløsninger. Sør-Trøndelag har uttalte ambisjoner om å få til nullutslippsløsninger på disse sambandene, og første dialogmøte ble arrangert i mai. Etter det DNV GL forstår er tentativ plan å gjennomføre et utviklingsprosjekt eller et «stimuleringsløp» fra årsskifte 2017/2018. Det jobbes mot et politisk vedtak i oktober og utlysning i november for kvalifisering til utviklingsprosjektet. De som kvalifiserer seg her vil få en viss kompensasjon for det videre arbeidet, og utviklingsprosjektet er antatt å vare 1-1,5 år. Etter gjennomført utviklingsprosjekt forventer fylkeskommunen å ha tilstrekkelig



kunnskap til å beslutte konkurranseform og krav eller tildelingsmodell for de aktuelle sambandene. Oppstart drift på sambandene er tidligst i 2022 (mulighet for opsjoner), og man ser for seg en anbudsrunde i 2020. Per i dag ser Sør-Trøndelag fylkeskommune for seg at det på dette tidspunkt, etter et omfattende utviklingsløp, vil være mest aktuelt med tilbud med forhandlinger, men dette kan endre seg.

Hvorvidt det er aktuelt å gjennomføre en konkurransepreget dialog for utlysning av hurtigbåter på de aktuelle sambandene i Hordaland vil bl.a. avhengige av hvor langt frem i tid utlysningen vil finne sted, sett i sammenheng med Statens vegvesen og Sør-Trøndelag fylkeskommune sine prosesser. Dette fordi disse prosessene ventes å bidra til større klargjøring av mulighetsrommet for null- og lavutslippsløsninger på passasjer- og hurtigbåter.

Dersom en fra oppdragsgivers side finner at en **batteri**-løsning er mest hensiktsmessig, er det vår initielle vurdering at det ikke er nødvendig med en utviklingskontrakt. Dette bygger på antagelsen om at teknologiutviklingen har kommet såpass langt i dag, bl.a. gjennom utviklingen vi ser i fergesektoren. Dette bør imidlertid avstemmes nærmere med markedet, for eksempel gjennom en dialogkonferanse. Dersom man ønsker å styre konkurransen mot en batteri-løsning, kan det være aktuelt både med direkte krav til batteri/nullutslipp, eller gjennom en tildelingsmodell og evalueringskriterier som sterkt vil favorisere batteriteknologi/nullutslipp.

Dersom en fra oppdragsgivers side finner at en **hydrogen**-løsning er aktuelt, er det vår foreløpige vurdering at tilnærmingen med utviklingskontrakt kan være aktuell, ettersom denne teknologien i maritim sektor er langt mindre moden enn batteriteknologi. Et alternativ til utviklingskontrakt kan imidlertid være en kontrakt med forhandlinger. En slik konkurranse, med bruk av hydrogen som sannsynlig utfall, vil imidlertid stille omfattende krav til grundige forberedelser, herunder bør en vurdere behovet/muligheten for at oppdragsgiver garanterer for leveranse av hydrogen som drivstoff. Risiko, tid og prosess i forbindelse med nødvendig godkjenning av hydrogenlager og fylleløsning på land er en viktig grunn for dette.

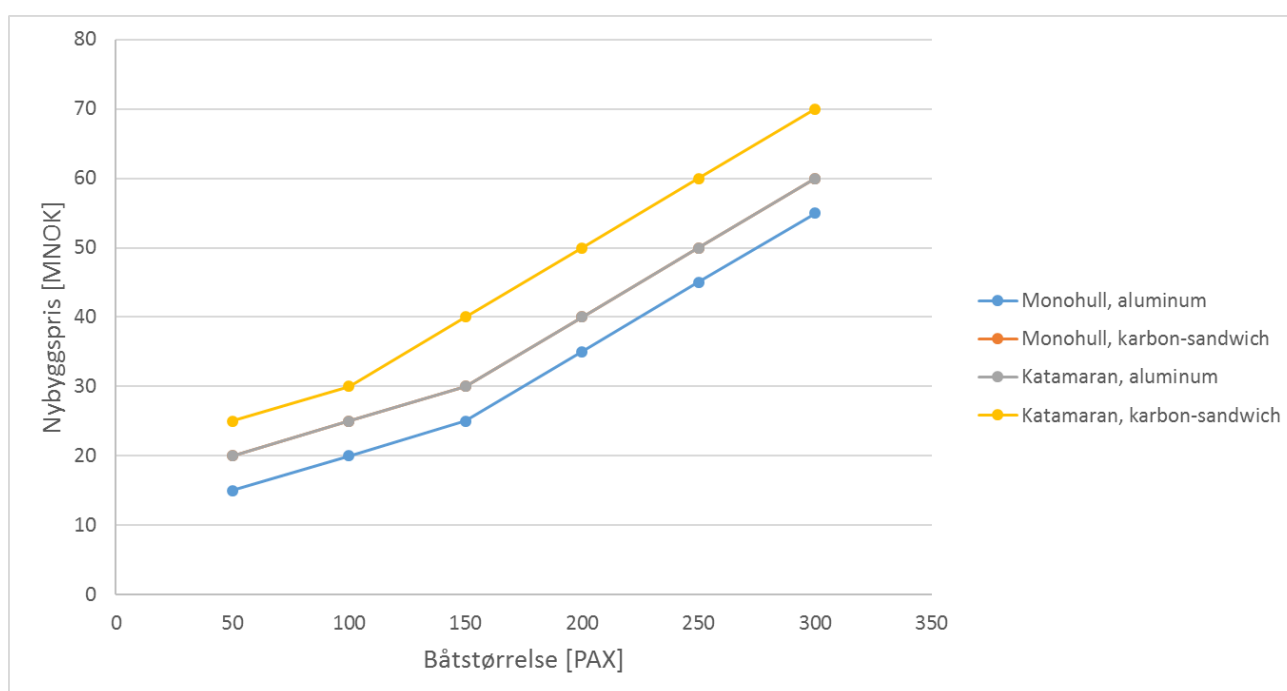
8 REFERANSER

- COWI. (2016). *Transportgrunnlag for bybåtsamband Bergen*. Dialogkonferanse Statens vegvesen 29.mars 2017. (n.d.).
- DNV GL. (2015). *DNV GL Strategic Reseach & Innovation Postion Paper 03-2015. THE FUEL TRILEMMA: Next generation of marine fuels*.
- DNV GL. (2015). *Muligheter og kostnader ved bruk av fornybar energi på Ruter båtsamband (rapportnr.: 2015-1276, rev.4)*.
- DNV GL. (2016). *Hydrogen ferry 2020, memo til Statens Vegvesen*.
- DNV GL. (2016). *Hydrogen som energibærer på Vestlandet (DNV GL-rapport 2016-0931, rev. 1)*.
- DNV GL. (2017). *Elektrifisering av øybåtene (Rapportnr.: 2016-1190, rev. 3)*.
- DNV GL. (2017). *Kartlegging av energibehov og infrastrukturesituasjon pa kaiene for 19 samband i Møre og Romsdal*.
- DNV GL. (2017). *Study of the use of fuel cells in shipping, DNV GL for European Maritime Safety Agency (EMSA)*.
- ENOVA. (2016, oktober 5.). *Bergen får hydrogenstasjoner*. Retrieved from <http://www.mynewsdesk.com/no/enova-sf/news/bergen-faar-hydrogenstasjoner-189548>
- Forskningsrådet. (2016, September 13.). Retrieved from <http://www.forskningsradet.no/prognett-hydrogen/Nyheter/Nyhet/1253962760328?lang=no>
- Halvorsen, B. G. (2017, juni 22.). Pers. kommunikasjon. (G. P. Haugom, Interviewer)
- IMO. (2013). *MSC.1/Circ.1455. Guidelines for the approval of alternatives and equivalentents as provided for in various IMO instruments*.
- LMG Marin, CMR Prototech, Norsk Energi. (2015). *Potensialstudie - Energieffektiv og klimavennlig fergedrift (Dok. nr.: 349008-R-001, rev. 3)*.
- LMG Marin, CMR Prototech, Norsk Energi. (2016). *Potensialstudie – Energieffektiv og klimavennlig passasjerbåtdrift (Dok. nr.: 359012-R-001, rev. 2)*.
- SELFA. (2016). *Batteri/brenselcelle hurtigbåt*.
- Tamhankar, S. (2014, februar). *DOE Hydrogen Transmission and Distribution Workshop*. Retrieved from http://energy.gov/sites/prod/files/2014/07/f17/fcto_2014_h2_trans_dist_wkshp_tamhankar.pdf

I. UTFYLLENDE INFORMASJON: ANTAGELSER BRUKT I BEREGNINGENE

Det er lagt til grunn en kapitalkostnad/diskonteringsfaktor på 5,5 % i beregningene. Potensialet for støtte fra NO_x-fondet og Enova er estimert basert på dagens modeller og DNV GLs erfaringer. Støtteordningene bedrer resultatet for batteri- og hydrogenløsninger vesentlig. Potensialet for Enova-støtte kan være noe underestimert ettersom Enova så langt har vurdert samband/sambandspakker samlet sett, mens alle støttekriterier er vurdert på båt nivå i beregningene som presenteres i dette notatet. Antatt støttesats fra Enova er 3,0 kr/kWh fossil drivstoffreduksjon.

I grafen under vises nybyggprisene for hurtigbåter fra (LMG Marin, CMR Prototech, Norsk Energi, 2016). Prisene for aluminiumkatamaraner og karbonsandwich-enkeltskrog er like. I dette prosjektet er det tatt utgangspunkt i aluminiumskatamaraner for å estimere energibehovene vha. LMGs hurtigbåtverktøy.



Figur I-8-1 Nybyggpriser for dieselmekaniske hurtigbåter

DNV GL har gjort en enkel vurdering av sannsynlig kostnadsøkning for fylkeskommunen dersom det tilbys nye hurtigbåter. Nybyggpris for båtene avhenger av størrelse og er spesifisert for hvert samband. På alle samband gir avskrivninger og renter med DNV GLs antagelser for nedskrivningstid (20 år) og rentekostnad (5,5 %) en noe høyere post enn dagens kapitalkostnader. En viss energieffektivisering for nybygg er mulig, men det er ikke hensyntatt i beregningene.

I de økonomiske beregningene er resultatene sammenlignet mot et grunnlag med konvensjonell MGO som drivstoff. MGO-prisen er satt til 5500 NOK/tonn (inkludert CO₂-avgift), som er noe over dagens nivå. Endringer i drivstoffkostnader for batteri (elektrisk) og biodiesel sammenlignet med MGO er henholdsvis 56 % reduksjon og 130 % økning. Merk at disse reduksjonsfaktorene gjelder per energienhet, samt at forskjell i virkningsgrad er hensyntatt. For strøm tilsvarer dette en total pris på 55 øre/kWh (kraftpris + nettleie). For batteritiltak motvirkes denne effekten imidlertid noe grunnet økt energibehov som følge av økt vekt. Kontraktperioden er antatt å være 10 år.

En oversikt over antagelser brukt i utregningene er gitt i tabellen under.

Tabell I-8-1 Oversikt over antagelser brukt i analysene

MGO-pris [NOK/tonn]	5500
Drivstoffkostnad (relativt til MGO), elektrisk drift [%]	44 % ¹⁰
Drivstoffkostnad (relativt til MGO), biodieseldrift [%]	230 %
Rentesats [%]	5,5 %
Systemvirkningsgrad, elektrisk drift	95 %
Spesifikt drivstofforbruk, dieselmaskineri [tonn/MWh]	0,22
Avskrivningstid nybygg	20 år
Kontraktperiode	10 år
Batterikostnad [NOK/kWh] (avhenger av batteriteknologi) (Det er forenklet antatt et påslag for det øvrige batterirelaterte systemet ombord på omtrent 50 %, som kommer i tillegg til selve batterikostnaden)	NMC: 10 200 (C-rate <2.5) LTO: 16 000 (C-rate >2.5)
Enova-støttesats [NOK/kWh fossil fuelreduksjon]	3,00
Automatisk fortøyningssystem [MNOK per kai]	2,25
Ladeplugg [MNOK per kai]	3,0
Kostnad for hydrogentanker	6000-8500 NOK/kg
Kostnad for brenselceller inkludert støttesystemer	14 000 kr/kW installert effekt

¹⁰ Dette tilsvarer en total pris på 55 øre/kWh (kraftpris og nettleie)

II. SKALERING AV KOSTNADSPOSTER

Kostnadspostene fra dagens drift av Kleppstø-Strandkaien må skaleres etter innholdet og omfanget til de ulike scenarioene som settes opp i kapittel 5.2. De skalerte kostnadspostene oppsummeres i kapittel 5.4.1. Skaleringnøkklene som er brukt beskrives her:

- Drivstoff: Erstattes av beregnet fuelforbruk for relevant case priset til 5 500 kr/tonn MGO.
- Reparasjon og vedlikehold: Det antas at omlag 70% av vedlikeholdskostnadene er driftsavhengige og 30% representerer faste kostnader. Kostnadsposten skaleres etter driftstimer på den driftsavhengige delen. For de faste kostnadene skaleres det etter total PAX. Batteri- og hydrogentiltak vil kunne ha en effekt på denne utgiftsposten, men dette er utelatt i denne skaleringen.
- Assurance: Det antas en prosentvis fordeling mellom Kasko (80%) og ansvarsforsikring (20%). Kasko skaleres etter verdi av båtene (eksklusiv tiltakskostnad) og P&I skaleres etter total PAX.
- Leiekostnader: Leiekostnader for reservefartøy er avhengig av materielltilgang i markedet og krav til rutefrekvens ved driftsavbrudd/planlagt vedlikehold. Flere leiedøgn vil måtte påregnes ved innføring av flere fartøy, men samtidig vil dette kunne utjevnes av større aksept for redusert rutetilbud fra Skyss. Kostnadsposten antas å være konstant uavhengig av case.
- Personalkostnader: Personalkostnader vil avhenge av driftstimer på hver båt, om man får utnyttet mannskapskiftet godt eller dårlig, og antall personer i hvert skift.
 - Antall driftstimer: I skaleringen er det forenklet antatt at personalkostnader er direkte proporsjonalt med antall driftstimer i henhold til Tabell II-1 (markert i grått). Antagelsen er mest sannsynlig optimistisk for båtene med lavt antall driftstimer (båt 2 og båt 3 for flerbåtsløsningene). Dette er noe som bør undersøkes nærmere når mer detaljerte ruteplaner foreligger, da mannskapskostnader utgjør en stor andel av totalen (omlag en tredjedel i dagens kontrakt).
 - Bemanningsantall: I skaleringen er det antatt at personalkostnader er direkte proporsjonalt med bemanningsantallet i henhold til Tabell II-1 (markert i grått). På dagens båt brukes det i dag 4 mann (kaptein, styrmann, maskinist og matros). Sjøfartsdirektoratet oppgir at de vurderer krav til besetning individuelt for hver sak. Det er derfor krevende å fastsette nødvendig antall mannskap for hver case i dette studiet, og det gir en betydelig usikkerhet for skaleringen av personalkostnader og de totale kostnadene for hver enkelt case. Dagens operatør har opplyst at de har et mannskap på 4 på båter helt ned til ca 150 PAX båter, og et mannskap på 3 på båtstørrelser under dette. DNV GLs forståelse er at krav til sikkerhetsbemanning (mtp evakuering) vil være en viktig begrensende faktor for hvor liten besetning man kan ha, og med høy grad av automatiserte evakueringsystemer i tillegg til mulig automatisering og fjernovervåkning av et batterielektrisk system med færre bevegelige deler, er det ikke utenkelig at en kan få tillatelse til å gå med et mannskap på 3 også for noe større båter enn 150 PAX på dette sambandet. Dette vil som sagt Sjøfartsdirektoratet vurdere individuelt, og rederiene må også ta stilling til om dette er noe de vil forsøke å få til. For samtlige caser som er vurdert som mulige med gjeldende hastighetsbegrensning i Bergen havn er et mannskap på 4 lagt til grunn, men her kan det altså være et potensiale for kostnadsbesparelser.

Tabell II-1: Antall driftstimer og bemanning per båt for hver case, i prosent av dagens kapasitet.

Case	Antall båter	PAX/båt	Tid avgang-avgang	Antall driftstimer [%]			Bemanningsantall [%]		
				Båt 1	Båt 2	Båt 3	Båt 1	Båt 2	Båt 3
DK	1	296	15	100 %			100 %		
A	2	267	20	100 %	50 %		100 %	100 %	
B	3	178	20	100 %	50 %	30 %	100 %	100 %	100 %
C	2	400	30	100 %	50 %		100 %	100 %	
D	3	267	30	100 %	50 %	30 %	100 %	100 %	100 %

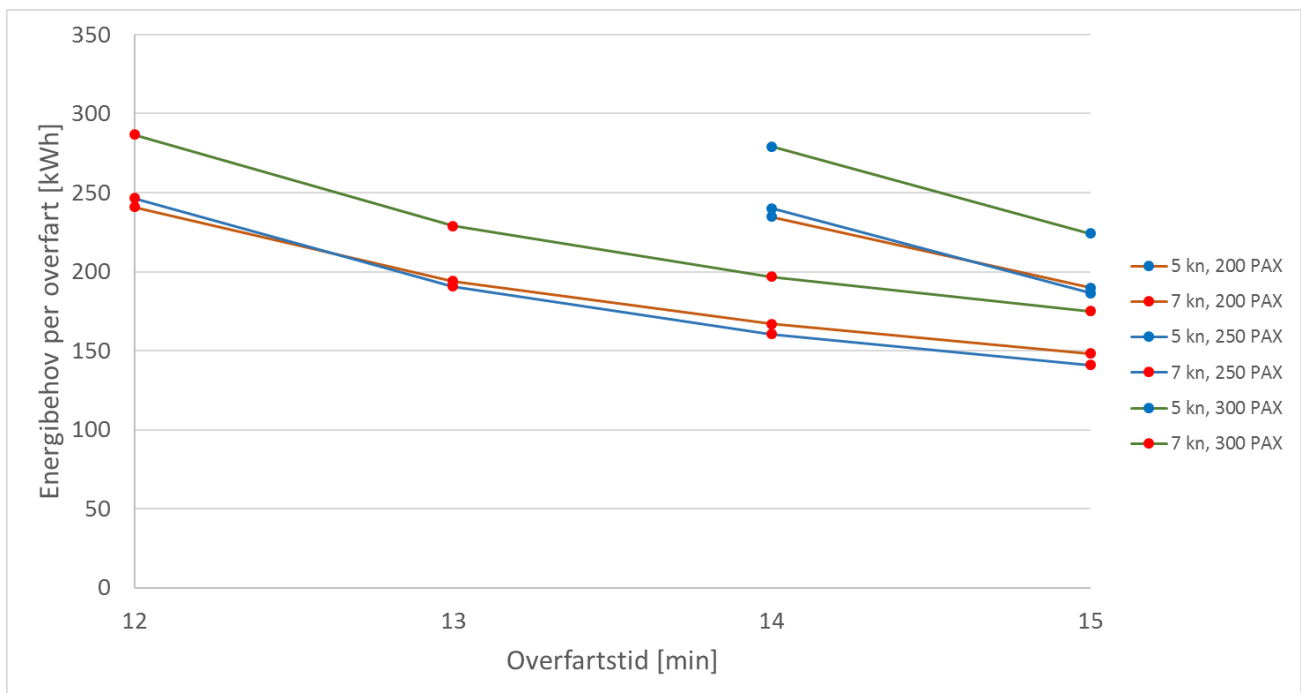
- Rutekostnader: Kostnadsposten er svært beskjeden, og antas å være konstant uavhengig av case.
- Adm. kostnader: Det er antatt et beskjedent påslag for økende antall båter (10 % påslag per båt), men ingen effekt av større båter.
- Avskrivninger: Erstattes av avskrivninger knyttet til beregnede miljø- og nybyggskostnader. Nybyggspriser (konvensjonelle båter) som er lagt til grunn er vist i vedlegg I (LMG Marin, CMR Prototech, Norsk Energi, 2016). Mulig kostnadsbesparelser for fartøy som er designet for hastigheter under 20 knop (grensen for High Speed Light Craft koden) er vurdert men ikke hensyntatt da disse besparelsene er forventet å være små. Besparelsen vil også motvirkes av den optimistiske antagelsen om at 50% driftstid medfører 50% mannskapskostnader.

Renter: Erstattes av renter knyttet til beregnede miljø- og nybyggskostnader

III. EFFEKT AV HASTIGHETSBEGRENSNING I BERGEN HAVN FOR ASKØYSAMBANDET

I Bergen havn har båtene i dag en fartsbegrensning på 5 kn. Delstrekningen innenfor Bergen havn utgjør i overkant av én kilometer, og hastigheten som tillates i denne sonen viser seg å ha stor betydning for sambandets energiforbruk, og dermed teknisk mulighetsrom og tiltakskostnader for nullutslippsløsninger. Grafen under viser energibehovet per Strandkaien-Kleppestø-overfart som en funksjon av overfartstiden. Farge på linjen mellom punktene angir fartøyenes passasjerkapasitet, mens fargen på punktene angir modellert hastighet i lavhastighetssonen; 5 kn (blå) og 7 kn (rød). Med 5 kn i lavhastighetssonen vil transithastigheten overstige 35 kn for de laveste overfartstidene, og dermed overstige maksimal hastighetsgrense i modelleringsverktøyet. Derfor er det færre datapunkter for 5 kn enn 7 kn i lavhastighetssonen. Hastigheter over 35 knop er ikke ansett som hensiktsmessig.

En økning fra 5 kn til 7 kn i lavhastighetssonen kan medføre en reduksjon på 20-35 % i energiforbruk per overfart, avhengig av båtstørrelse og overfartstid. Reduksjonen i transithastighet (utenfor lavhastighetssonen) blir på omtrent 25-30 %.



Figur III-1 Effekten av hastighet i Bergen havn på energiforbruket per overfart

Den markante økningen i energiforbruk og transithastighet skyldes den lange tidsbruken i lavhastighetssonen, og at tiden tilgjengelig for resterende overfart blir uforholdsmessig kort. Med 5 knop og 7 knop i dette området estimeres henholdsvis i underkant av syv og fem minutter for denne delen av overfarten. Med 5 knop i lavhastighetssonen utgjør altså denne delen av overfarten over halvparten av total overfartstid, selv om distansen i sonen utgjør under en femtedel av totaldistansen.

Tabell III-1 Tidsbruk i Bergen havn ved forskjellige hastigheter

Hastighet i lavhastighetssonen	Estimert tidsbruk i lavhastighetssonen	Total overfartstid i nåværende rutetabell	Distanse i lavhastighetssonen	Total distanse per overfart
5	06:48	12-13 min	1,05 km	5,53 km
7	04:52			

Verktøyet som er brukt i beregningen av energiforbruk per overfart gir som sagt ikke resultater for transithastigheter > 35 kn, hvilket vil kreves for enkelte av casene dersom båten går med 5 kn i lavhastighetssonen. Derfor oppsummeres energi- og fuelforbruk, transithastighet og ladeeffekter for alle casene beregnet med 7 kn i lavhastighetssonen i Tabell III-2.

Tabell III-2 Oppsummering av resultater for ulike caser med 7 kn i lavhastighetssonen

Case	Energibehov per overfart [kWh]	Transit-hastighet [kn]	Avganger per år	MGO-forbruk per år [tonn]
A	163	19.3	18 928	680
B	135	18.9	28 392	840
C	157	≈11	12 619	435
D	118	10.5	18 928	491
E	327	≈28	12 619	907
F	241	27.4	25 237	1338
G	192	26.7	37 856	1601

Case E, F og G egner seg ikke dersom hurtigbåtsambandet skal driftes med 5 knop i Bergen havn.

IV. EFFEKT AV HASTIGHETSBEGRENSNING I BERGEN HAVN FOR NORDHORDLANDSAMBANDET

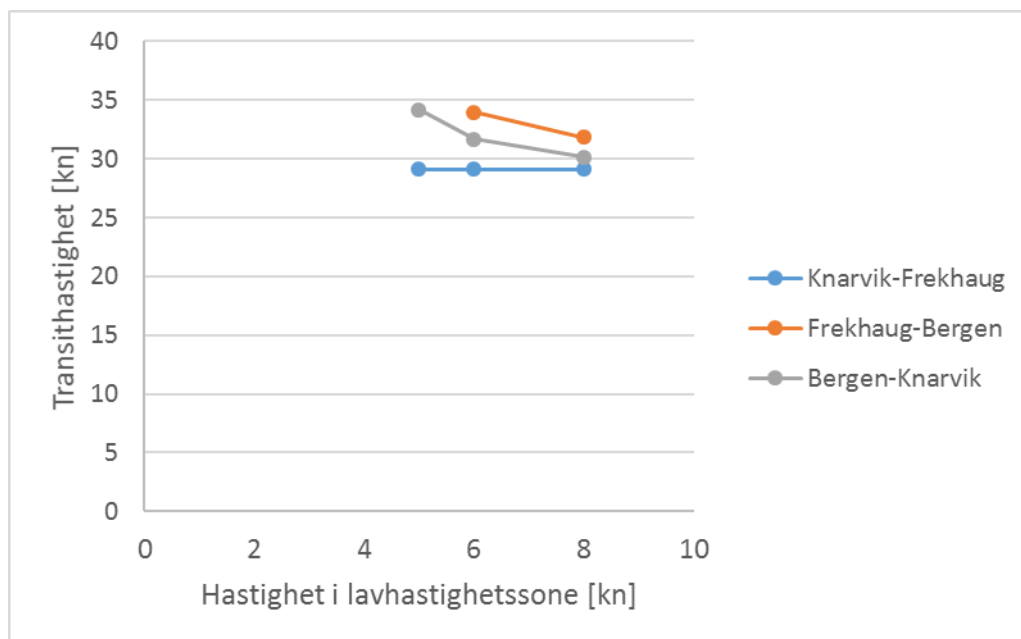
På samme måte som for Kleppstø-Strandkaien har lavhastighetssonen i Bergen havn stor betydning for energibehovet på de to delstrekningene som er innom Bergen for dette sambandet. Ved å seile i 8 knop i stedet for 5 knop i sonen kan transithastigheten og energiforbruket reduseres med henholdsvis 12 % og 27 % på Bergen-Knarvik. Tilsvarende, for Frekhaug-Bergen, er reduksjonene 6 % og 20 % ved å seile i 8 knop i stedet for 6 knop¹¹. For dette sambandet blir transithastigheten over 35 knop dersom fartøyet seiler i 5 knop i Bergen havn og energiforbruket er derfor ikke beregnet. I beregningen av energibehov for delstrekningen Bergen-Knarvik er overfartstiden økt til 25 minutter for å få en transithastighet under 35 kn.

¹¹ Her brukes energibehovet ved 6 knop i lavhastighetssonen som referanse, da 5 knop gir en hastighet over 35 knop for resten av overfarten og dette er utenfor gyldighetsområdet til LMG-verktøyet. AIS-data viser også typisk en seilingshastighet under 35 knop.

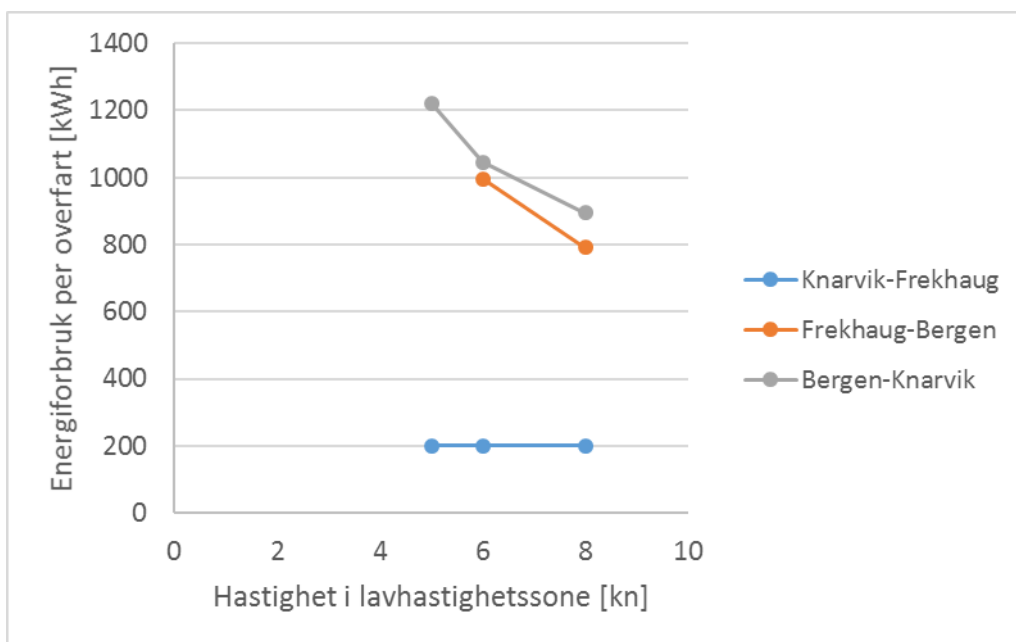
Tabell IV-1 Energibehov og transithastighet, Knarvik-Frekhaug-Bergen

Strekning	Passasjer-kapasitet	Hastighet i lavhastighetssonen [kn]	Overfartstid [min]	Transithastighet [kn]	Energiforbruk [kWh]
Knarvik-Frekhaug	270 PAX	-	6	29,1	200
Frekhaug-Bergen		5	21	> 35 kn	-
		6		34,0	996
		8		31,8	792
Bergen-Knarvik		5	25	34,2	1222
		6		31,7	1045
	8	30,2		895	

Transithastigheten og energiforbruket i Tabell IV-1 er illustrert i Figur IV-1 og Figur IV-2. Knarvik-Frekhaug er ikke innom Bergen og delstrekningen er derfor uavhengig av fartsbegrensningen i Bergen havn.



Figur IV-1 Transithastighet som funksjon av hastighet i Bergen havn



Figur IV-2 Energiforbruk per overfart som funksjon av hastighet i Bergen havn

I tillegg til økt drivstoffkostnad for overfarten, medfører lav hastighet i lavhastighetssonen at en eventuelt trenger større batterier/hydrogentanker for å holde rutetidene fordi det fordrer høyere hastighet i transit.

V. MULIGHETER FOR BATTERIELEKTRISK DRIFT PÅ NORDHORDLANDSAMBANDET

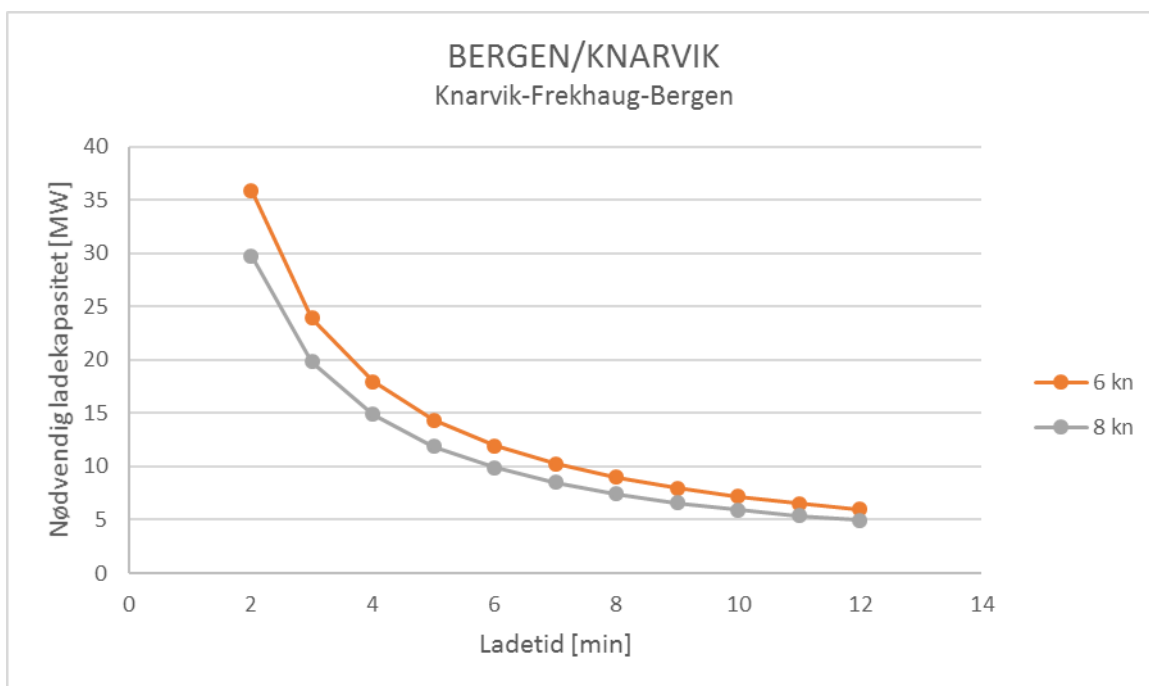
Av redundans- og sikkerhetshensyn er det vanlig å legge inn en batteridimensjoneringsfaktor på 3-5 ganger energiforbruket per overfart. Med en 30 % økning i energiforbruk per overfart resulterer derfor en økning i batterikapasitet på mellom 90 %-150 % av energibehovet per overfart. Med en slik økning i batterikapasitet kreves potensielt også større båtdimensjoner og dermed også høyere energiforbruk.

For at et samband skal kunne driftes helelektrisk, må en del forutsetninger innfris; blant annet at batterienes maksimale C-rater¹² ikke overskrides (ved opp- og utlading for batteriene på skipet og eventuelt i batteribanken), båten må håndtere batterienes vekt- og plassbehov, og nettkapasiteten må være tilstrekkelig for å sikre rask nok opplading av batteriene.

Dersom man legger til grunn liggetidene i dagens rutetabell, vil det kreve svært høye ladeeffekter å drifte sambandet helelektrisk. De teoretiske ladeeffektene vil kreve svært høy nettkapasitet, både i Knarvik og Bergen, og høye C-rater for batteriene. C-raten kan reduseres ved å øke ladetiden (ladeeffekten reduseres) eller å øke batterikapasiteten (og dermed batterivekten). Ved å øke liggetiden tilstrekkelig kan man muligjøre elektrisk drift ved at både C-raten og batterivekten kommer under maksgrensen. Batteriteknologier som takler høye C-rater har som regel høyere investeringskostnader.

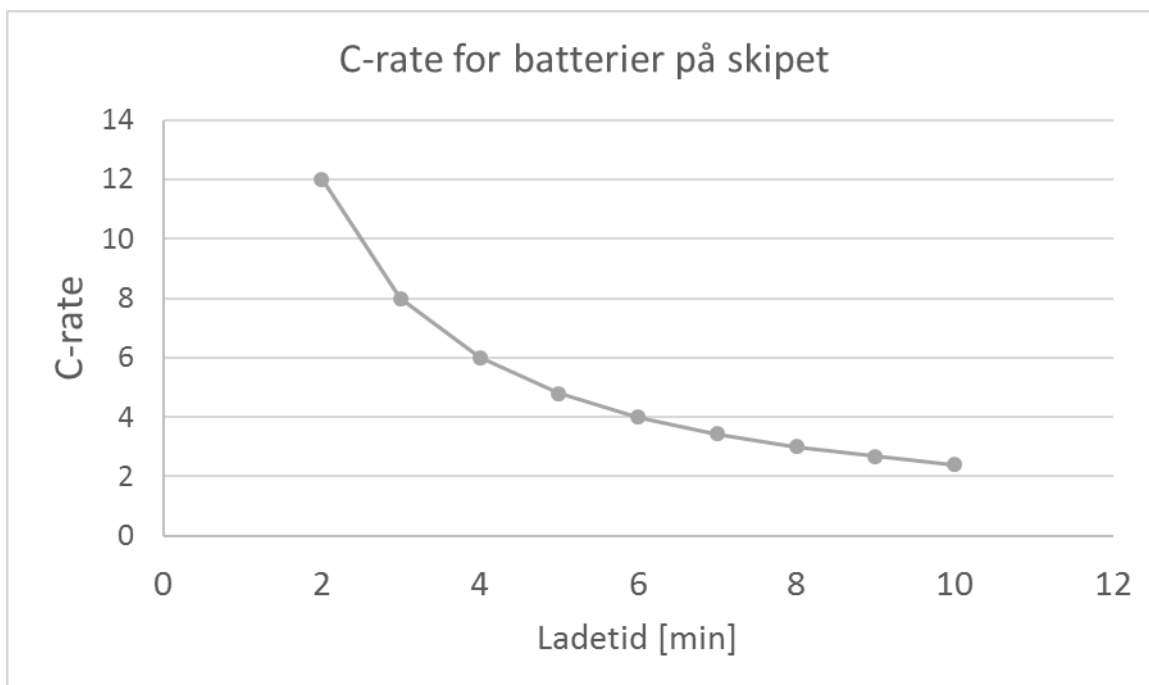
I Figur IV-1 vises nødvendig ladekapasitet i Bergen og Knarvik som funksjon av ladetid ved kai. I Frekhaug er det kun satt av kort tid til av- og påstigning for passasjerer i dagens rutetabell, og derfor er det lagt opp til at all lading skjer i Bergen og Knarvik. Det er tatt utgangspunkt i et konstant energibehov for hele distansen Knarvik-Frekhaug-Bergen. Grafene illustrerer i så måte den isolerte effekten av økt liggetid. Ved å øke liggetiden og holde overfartstiden konstant vil total tid per overfart også øke og dermed vil man ikke kunne opprettholde stive ruter. Økt nødvendig nettkapasitet for lading kan medføre økte nettoppgraderingskostnader dersom direkte lading skal benyttes. Ved å sammenligne grafene ser man at ved å øke hastigheten innenfor lavhastighetssonen fra 6 kn til 8 kn vil nødvendig ladeeffekt reduseres. Derfor vil en økning i seilingshastigheten i Bergen havn potensielt også medføre en lavere nettoppgraderingskostnad.

¹² C-raten er forholdet mellom ladeeffekten [kW] og batterikapasiteten [kWh]



Figur V-1 Nødvendig ladekapasitet i Bergen og Knarvik som funksjon av liggetid

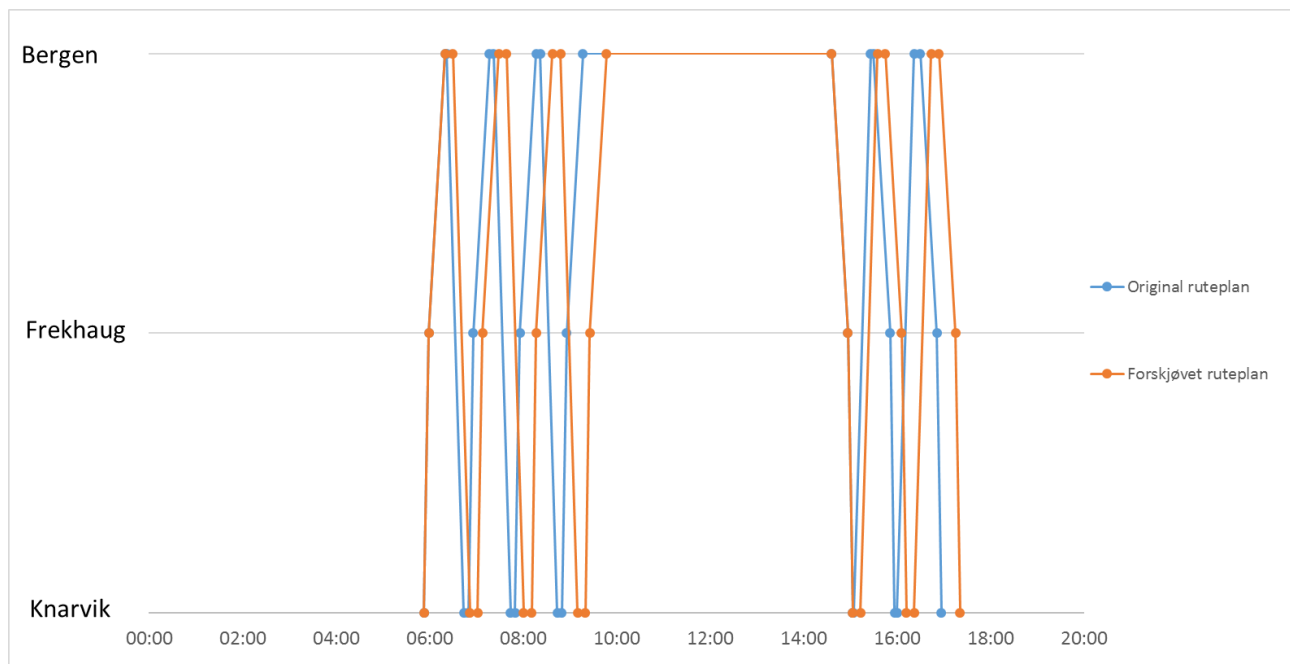
I Figur IV-2 vises C-rater for batteriet om bord dersom batteriet skal dimensjoneres for å bruke 40 % av kapasiteten på en overfart Knarvik-Frekhaug-Bergen.



Figur V-2 C-rate for batterier på skipet

Ved å ta hensyn til C-rater, batterivekt og nettkapasitet ser ikke DNV GL det som realistisk at sambandet kan driftes helelektrisk, med mindre ladetiden i både Knarvik og Bergen økes til minst 10 minutter, og selv da vil det trolig være kostbart og teknologisk krevende å gjennomføre helelektrisk drift.

Figur IV-3 viser dagens ruteplan for sambandet sammen med en teoretisk ruteplan med 10 minutters liggetid i Bergen og Knarvik. Den lange pausen midt på dagen gjør at det er mulig for begge de illustrerte ruteplanene å starte igjen klokken 14:36. Ti minutters liggetid i Bergen og Knarvik fører til at ruteplanen avsluttes 17:21 (altså 24 minutter senere enn i original ruteplan), mens pausen midt på dagen er 04:49 lang (i stedet for 05:19 i original ruteplan). Den økte liggetiden vil også medføre at ruteplanen ikke lenger er stiv.



Figur V-3 Forskjøvet rutetabell på grunn av økt liggetid (10 min) i Bergen og Knarvik

VI. KRAFTFORSYNING PÅ ASKØYSAMBANDET

Effektbehovet for lading av fartøy varierer mye mellom de ulike casene som er vurdert. Tabell VI-1 viser effektbehovet per kai for sambandet ved forsyning fra henholdsvis batteribank og direktelading, forutsatt lading ved hvert kaianløp.

Tabell VI-1 Oversikt over effektbehov per kai for fullelektrisk drift, Kleppestø-Strandkaien

Case	Liggetid [min]	Energibehov per overfart [kWh]	Estimert effektbehov ved fullelektrisk drift [MW]	
			Batteribank [MW]	Direkte [MW]
A	6	247	0,7	2,5
B	6	127	0,4	0,8
C	10	247	0,7	2,5
D	10	168	0,3	1,0

I det følgende gis en kort beskrivelse av dagens infrastruktur og investeringsbehov ved ulike effektbehov. Opplysningene om kraftforsyningen er basert på informasjon fra nettselskapene.

Kleppestø kai

Kaianlegget på Kleppestø, Askøy, ligger i Norgesnetts konsesjonsområde og Norgesnett har ansvar for kraftforsyningen til kaien. Kraftforsyningen i området rundt kaianlegget er relativt anstrengt. Norgesnett opplyser at investeringsbehovet og tilhørende kostnader i dag er begrenset ved et effektbehov opp til 1 MW, gitt at tilknytningen ikke forårsaker problemer med spenningskvaliteten for de øvrige kundene, mens høyere effektbehov vil kunne utløse behov for betydelige investeringer i nettet.

Et effektbehov opp til 1 MW vil kun kreve lokale tiltak på kaia, estimert til 1 MNOK eller muligens noe lavere. Estimert kostnad knyttet til nettinvestering for case B og D ved direktelading, og alle casene ved ladning via batteribank, er altså i størrelsesorden 1 MNOK. Transformatorstasjonen som forsyner kaianlegget på Kleppestø forsyner også flere andre nettstasjoner. Norgesnett understreker at tilgjengelig kapasitet i området i dag er knapp og at eventuelle endringer i behov fra andre nettstasjoner i området dermed vil kunne redusere tilgjengelig kapasitet i området rundt kaianlegget på Kleppestø.

Et effektbehov over 1 MW vil sannsynligvis utløse behov for å oppgradere både det nærliggende nettet og det bakenforliggende nettet. Et estimat på hva slike investeringer vil koste har ikke Norgesnett på nåværende tidspunkt, men de understreker at det er snakk om betydelige kostnader. Effektbehovet i case A og C ved direkteladning kan dermed forventes å utløse investeringer i både det nærliggende og bakenforliggende nettet. Case B og D krever ingen slike investeringer.

Strandkaien

Strandkaien ligger i Bergen Sentrum hvor BKK Nett har ansvar for forsyningen til kaien. Kaien blir forsynt med strøm via en 11 kV høyspentkabel fra en transformator lokalisert i Bergen sentrum, 1,2 km fra Strandkaien. Det er i dag opp til 1 MW ledig kapasitet på Strandkaien, gitt at tilknytningen ikke forårsaker problemer med spenningskvaliteten for de øvrige kundene som forsynes fra denne høyspenningskabelen. Det vil likevel påløpe kostnader knyttet til lokale tiltak på kaia (ny nettstasjon, transformator, kabling på kaia, etc) på i størrelsesorden 1 MNOK.

Det er altså kapasitet tilgjengelig på Strandkaaien for å dekke effektbehovet for case B og D ved direkteledning og samtlige case ved lading via batteribank. Transformatorstasjonen som forsyner Strandkaaien forsyner også flere andre nettstasjoner, og ledig kapasitet vil påvirkes ved eventuelle endringer i behov fra andre nettstasjoner i området. Ledig kapasitet må også sees i sammenheng med effektbehovet ved mulig elektrifisering av andre båter som går fra samme kaianlegg.

For case A og C ved direkteledning er det ikke tilstrekkelig tilgjengelig kapasitet på Strandkaaien. For disse tilfellene må det føres frem ny høyspenningsforsyning fra transformatorstasjonen som forsyner området til Strandkaaien, en trase på ca. 1,2 km. Det er i dag tilstrekkelig kapasitet i regionalnettet, slik at det er mulig å gjøre nødvendige oppgraderinger i det nærliggende nettet uten behov for øvrige tiltak bakover i nettet. Fremføring av en ny høyspentkabel vil øke kapasiteten på Strandkaaien med om lag 3,5 MW. Tilgjengelig kapasitet vil dermed være om lag 4,5 MW, altså tilstrekkelig også for case A og C ved direkteledning. BKK Nett opplyser at en stor del av strekningen består av rørkjeder og kulvert, så behovet for graving kan begrenses til innføring i transformatorstasjonen og i området på selve Strandkaaien. Kostnadene ved fremføringen av ny høyspentkabel anslås dermed i størrelsesorden 1,5 til 2 MNOK. I tillegg til nettoppgraderingskostnader tilkommer det kostnader knyttet til lokale tiltak på kaia (ny nettstasjon, transformator, kabling på kaia, etc) på i størrelsesorden 1 MNOK.

BKK Nett viser til at det kan det være utfordrende å få plassert nettstasjon og annen nødvendig ladeinfrastruktur på kaiområdet på Strandkaaien. Nettselskapet peker på at dersom det gis tillatelse til å sette opp et nytt bygg for lading av hurtigbåter på kaia, så vil antageligvis bygningsmyndighetene sette strenge krav til utforming av bygget.

Kostnadssammenlikning batteribank og direkteledning

Investeringskostnadene i Tabell VI-2 er beregnet frem til og med nettstasjonen, i tillegg vil det være noen utgifter for tilkobling fra nettstasjon til batteribank/ladesystem. Et anslag for kostnaden på dette er omtrent 10 000 kroner per meter, men det er ikke tatt med i beregningen ettersom nettstasjonen sannsynligvis vil ligge svært nærme ladesystemet.

Tabell VI-2 Kostnader for nettoppgraderinger [MNOK]

[MNOK]	Case	Strandkaaien		Kleppestø	
		Batteribank-løsning	Direkteledeløsning	Batteribank-løsning	Direkteledeløsning
Nettoppgraderinger	A	1	2,75*	1	Høy
	B	1	1	1	1
	C	1	2,75*	1	Høy
	D	1	1	1	1

*Estimert kostnad for fremføring av høyspentkabel er 1,5-2 MNOK per kabel. I beregningene er gjennomsnittet av dette intervallet benyttet.

Kostnadene for batteribank under baserer seg på en batteridimensjonering hvor forskjellige batteriteknologier er vurdert, der antall ladesykler i løpet av kontraktsperioden, energibehov og effekt ved opp- og utlading av batteriet for hvert enkelt case er hensyntatt.

Tabell VI-3 Batteribankkostnad per kai, Strandkaaien og Kleppestø

Case	Batteribankkostnad per kai, Strandkaaien og Kleppestø [MNOK]
A	7,8
B	7,3
C	4,7
D	4,0

Dersom en summerer investeringskostnadene for batteribank med nødvendig nettoppgraderinger for batteribank ser en for case B og D at disse er betydelig høyere enn nettoppgraderingskostnaden for direktelading. Sett ut fra investeringskostnader isolert sett kan derfor direktelading virke mest økonomisk fordelaktig. Kostnader for nettleie vil imidlertid kunne variere betydelig for batteribankløsning og direkteladeløsning, og som det vil fremgå i det videre er det i dette studiet lagt til grunn batteribankløsning.

Kostnader nettleie

I tillegg til de direkte kostnader ved oppgradering av nettet vil det påløpe en årlig nettleie knyttet til bruk av nettet. Nettselskapene står relativt fritt til å velge struktur på nettleien, for eksempel størrelsen på effektledd kontra energiledd. Nettselskapet inntekter, og dermed nettleien, er imidlertid begrenset av nettselskapenes totale tillatte inntekt som fastsettes av NVE.

I dag beregnes nettleien basert på gjennomsnittlig effekt over en time. Dette gir imidlertid et uriktig bilde av nettselskapets reelle driftskostnader ved direktelading ettersom opp- og nedtrapping til høye effekter kan gjøre det krevende å opprettholde leveringskvaliteten i området. Fra et kraftsystemperspektiv representerer derfor direktelading av ett fartøy et lite gunstig forbruk. Dersom nettleien skal reflektere de faktiske kostnadene til nettselskapene, er det riktigere å se på nettleie basert på momentan effekt, altså effektuttaket i de minuttene båtene lader. DNV GL anser det som sannsynlig at tariffing vil utvikle seg i denne retningen i løpet av de nærmeste årene. Tabell VI-4 viser årlig nettleie ved gjennomsnittlig effektmåling og momentan effektmåling (direktelading) og ved lading via batteribank for case A, gitt dagens tariffstruktur. I beregningen er BKK Netts priser per 01.07.2017 og Norgesnetts priser per 01.03.2017 benyttet. På grunn av avrunding kan det forekomme avvik ved summering av total kostnad.

Det er sannsynlig at tariffstrukturen vil bli endret i 2017/18 og at effektuttaket vil utgjøre en større del av beregningsgrunnlaget for nettleien. Dette kan føre til at forskjellen i nettleie mellom høyere effektuttak (direktelading) og lavere effektuttak (batteribank) blir større enn i dag. Enkelte steder kan også nettselskapet bli nødt til å gjøre mindre justeringer i nettleien, ettersom det store forbruket fra elektriske fartøy kan skape ubalanse mellom deres faktiske og tillatte inntekt. Slike justeringer vil påvirke hva den faktiske årlige nettleien vil bli.

Det er altså stor usikkerhet knyttet til faktisk nettleie frem mot og etter 2020. I beregningene for økonomisk resultat i avsnitt 5.4 er det antatt en total kostnad for kraftpris og nettleie på 55 øre/kWh. Dette representerer en kraftpris på 30 øre/kWh og nettleie på 25 øre/kWh. Dette er i tråd med nettleien beregnet for batteribank-alternativet i Tabell VI-4. I det videre er også investeringskostnader for batteribank inkludert i kostnadsberegningene.

Tabell VI-4 Årlig nettleie for case A ved momentan effektmåling, gjennomsnittlig effektmåling og ved lading via batteribank [MNOK]

Kai	Momentan effektmåling (sannsynlig fremtidig praksis, men basert på <u>dagens</u> tariffer)	Gj. snittlig effektmåling ved direktelading (gjeldende praksis i dag)	Batteribank (tilnærmet upåvirket av metode for effektmåling)
Strandkaien	1,15 MNOK [HS] (74 øre/kWh [HS])	0,28 [HS] (14 øre/kWh [HS])	0,22 [HS] (26 øre/kWh [HS]) (28 øre/kWh [LS])
Kleppestø	0,67 MNOK [HS] (43 øre/kWh [HS])	0,18 [HS] (9 øre/kWh [HS])	0,14 (HS) (16 øre/kWh [HS]) (23 øre/kWh [LS])
Totalt	1,81 MNOK	0,45 MNOK	0,37 MNOK

HS: Beregningen er basert på høyspenttariffer, LS: Basert på lavspenntariffer. Før valg av teknisk løsning er tatt, vet man ikke hvilken av de to som vil bli aktuelle.

Enkelte nettselskap tilbyr en traiffstruktur med utkoblbar tariff som gir en lavere nettleie mot at kraftforsyningen kan kobles fra i ekstreme situasjoner hvor nettet er spesielt belastet. Dette er et høyaktuelt alternativ for samband driftet med hybrid-elektriske fartøy. For båter med rent elektrisk fremdriftssystem (uten annen drivstoffløsning i back-up), slik det er forutsatt i dette tilfellet, er det mindre aktuelt siden utkobling av strøm betyr at driften vil måtte opphøre. Et fullelektrisk fartøy vil på mellomlang sikt (timer) være avhengig av tilgang på elektrisk kraft, og et eventuelt bortfall vil hindre driften. Dette gjelder uansett ladeløsning. På kort sikt (minutter) kan imidlertid en batteriløsning på land sørge for at driften kan opprettholdes, dersom batteribanken er dimensjonert for å lagre noe mer energi enn det som er absolutt nødvendig for normal drift. Dette vil ofte være tilfellet uansett, med hensyn til operasjonell sikkerhet og levetid. Sambandet er også såpass kort at det ikke er helt utenkelig med en hybridløsning (vektutfordringene blir noe mindre), så dette er noe man kan vurdere nærmere dersom aktuelt.

Utkoblbar tariff gir normalt besparelser i størrelsesordenen 20-30 % på nettleie. BKK Nett tilbyr i dag utkoblbar tariff i områder med anstrengt kraftsituasjon. Norgesnett tilbyr utkoblbar tariff i områder på Østlandet der de er netteier (Fredrikstad og Oslo). Det er uklart om Norgesnett tilbyr utkoblbar tariff på Askøy.

VII. KRAFTFORSYNING PÅ NORDHORDLANDSAMBANDET

Elektriske fartøy vil påvirke kraftnettet i området i stor grad ettersom det krever betydelige energi- og effektbehov sammenlignet med etablert kraftforbruk i området. Forhold knyttet til kraftforsyningen er belyst i dette avsnittet.

Alle tre kaianleggene på sambandet ligger i konsesjonsområdet til BKK Nett, som innebærer at kraftforsyningen vil komme fra BKK Netts distribusjonsnett. BKK Nett eier og drifter også regionalnettet i området. I Frekhaug er det i dagens rutetabell kun satt av kort tid til av- og påstigning for passasjerer,

og for en eventuell batterielektrisk løsning ville all lading i tilfelle skje i Bergen og Knarvik. Opplysningene om kraftforsyningen er basert på innspill fra BKK Nett.

Kaianlegget i Knarvik blir i dag forsynt med strøm via en lavspentkabel, fra en nettstasjon som ligger ca. 250 meter fra kaiområdet. Begrensinger i kabelen gjør at det ved lading i Knarvik vil være behov for å oppgradere det nærliggende nettet, uansett effektuttak. Det er mulighet for å legge ny 22 kV høyspentkabel fra eksisterende nettstasjonen til kaiområdet. Dette vil gi en tilgjengelig kapasitet på Knarvik kai på om lag 4 MW. Estimert kostnad knyttet til oppgraderingen er 0,63 MNOK. Ved ytterligere effektbehov kan det alternativt fremføres en ny høyspentkabel fra eksisterende høyspentnett frem til kaiområdet. Dette vil gi en tilgjengelig kapasitet på Knarvik kai på om lag 6 MW. Estimert kostnad knyttet til en slik oppgradering er 4,25 MNOK. BKK Nett viser for øvrig til at Knarvikområdet er et område med mye bebyggelse og næring, og området har i dag underskudd på kraft. Der er dermed et generelt behov for oppgraderinger av kraftforsyningen i området. Det er planlagt etablering av en ny transformatorstasjon i 2020/2021 som vil bedre kraftforsyningen i området.

I tillegg til nettoppgraderingskostnader tilkommer det kostnader knyttet til lokale tiltak på kaia (ny nettstasjon, transformator, kabling på kaia, etc) på mellom 0,5 og 1 MNOK. Investeringskostnadene vist tidligere er beregnet frem til og med nettstasjonen, i tillegg vil det være noen utgifter for tilkobling fra nettstasjon til batteribank/ladesystem. Et anslag for kostnaden på dette er omtrent 10 000 kroner per meter, men det er ikke tatt med i beregningen ettersom nettstasjonen sannsynligvis vil ligge svært nære ladesystemet. Hvor mye av investeringskostnadene som må dekkes av kunden avgjøres av hvor mange kunder som har nytte av oppgraderingen.


Tabell VII-1 Kostnader for nettoppgraderinger ved ulike effektnivå (MW) [MNOK]

[MNOK]	Ladeløsning, Strandkaia		Ladeløsning, Knarvik	
	Kapasitet (MW)	Kostnad	Kapasitet (MW)	Kostnad
Nettoppgraderinger	< 1,0	0	< 4,0	1,63
	< 4,5	2,75	< 6,0	5,25
	> 4,5	4,5		

VIII. SIKKERHET, REGELVERK OG GODKJENNING FOR HYDROGENDRIFT

Flere prosjekter som har ønsket å demonstrere bruk av hydrogen og brenselceller i skip har hatt utfordringer med å få nødvendige godkjenninger på plass. Statens vegvesen har etablert et utviklingsprosjekt for en delvis hydrogendrevet ferge som skal settes i ordinær drift i 2021. I forbindelse med dette prosjektet planlegges det utført viktig arbeide for å utvikle regelverk for passasjerskip med hydrogendrift samt utvikling av veiledninger for fylling, lagring og bunkring av hydrogen (Dialogkonferanse Statens vegvesen 29.mars 2017).

Norske ferger trenger flaggstatsgodkjenning fra Sjøfartsdirektoratet. Norsk forskrift (FOR-2016-12-27-1883) om skip som bruker drivstoff med flammepunkt under 60°C gjør IMO's IGF kode gjeldende for ombygging og nybygg etter 1.1.2017. Særlig sentralt her er funksjonskrav og krav om å vise at valgt design oppnår likt overordnet sikkerhetsnivå som konvensjonelt oljedrevet maskineri som fremkommer i Del A av IGF-koden. Det stilles også konkrete krav til gjennomføring av risiko- og eksplosjonsanalyse.



Eksisterende klasseregler, slik som DNV GLs regelverk for brenselceller i skip er også relevante. Et annet sentralt dokument er IMOs guideline til hvordan en slik prosess kan gjennomføres (IMO, 2013) Dette sirkulæret beskriver også rollene til de involverte, de ulike prosjektfasene og aktørenes ansvar, foreslåtte dokumentasjonskrav og operasjonelle krav. DNV GLs prosess for teknologikvalifisering er en metodikk som kan anvendes i en slik prosess.

For landsiden, dvs hydrogen fyllstasjon og bunkringsanlegg vil DSB være godkjennende myndighet. Norsk Forskrift om håndtering av farlig stoff (FOR-2009-06-08-602) gir et utgangspunkt for nødvendige vurderinger. Anlegg med mer enn 5 tonn lagringskapasitet vil i tillegg omfattes av storulykkeforskriften.





About DNV GL

Driven by our purpose of safeguarding life, property and the environment, DNV GL enables organizations to advance the safety and sustainability of their business. We provide classification and technical assurance along with software and independent expert advisory services to the maritime, oil & gas and energy industries. We also provide certification services to customers across a wide range of industries. Operating in more than 100 countries, our professionals are dedicated to helping our customers make the world safer, smarter and greener.