

# Muligheter og kostnader ved bruk av fornybar energi på Ruters båtsamband

RUTER As

**Report No.:** 2015-1276, Rev. 5

**Document No.:** 1XQDJLC-5


**Date:** 2016-02-01



Project name: DNV GL AS Maritime  
 Report title: Muligheter og kostnader ved bruk av fornybar energi på Ruters båtsamband Environment Advisory  
 Customer: RUTER As, Postboks 1030 Sentrum P.O.Box 300  
 0104 OSLO 1322 Høvik  
 Norway  
 Contact person: Anita Eide Tel: +47 67 57 99 00  
 Date of issue: 2016-02-01  
 Project No.: PP144771  
 Organisation unit: Environment Advisory  
 Report No.: 2015-1276, Rev. 5  
 Document No.: 1XQDJLC-5  
 Applicable contract(s) governing the provision of this Report:

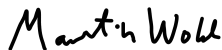
Objective:

Prepared by:



Johan Vedeler  
Principal Consultant

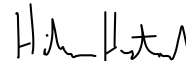
Erik Dugstad  
Principal Consultant



Martin Wold  
Senior Consultant

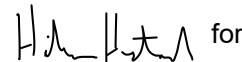
Harald Gundersen  
Consultant

Verified by:



Håkon Hustad  
Principal Consultant

Approved by:



Terje Sverud  
Head of Section

Copyright © DNV GL 2014. All rights reserved. This publication or parts thereof may not be copied, reproduced or transmitted in any form, or by any means, whether digitally or otherwise without the prior written consent of DNV GL. DNV GL and the Horizon Graphic are trademarks of DNV GL AS. The content of this publication shall be kept confidential by the customer, unless otherwise agreed in writing. Reference to part of this publication which may lead to misinterpretation is prohibited.

DNV GL Distribution:

- Unrestricted distribution (internal and external)  
 Unrestricted distribution within DNV GL  
 Limited distribution within DNV GL after 3 years  
 No distribution (confidential)  
 Secret

Keywords:

[Keywords]

Rev. No.	Date	Reason for Issue	Prepared by	Verified by	Approved by
0	2015-12-14	First issue	Johan Vedeler	Håkon Hustad	Terje Sverud
1	2015-12-18	Feilretting tabell 7-2	Johan Vedeler	Håkon Hustad	Terje Sverud
2	2016-01-25	Feilretting tabell 7-8 til 7-11	Johan Vedeler	Håkon Hustad	Terje Sverud
3	2016-02-01	Oppdatert kapittel 8 mot tabell 7-8 til 7-11	Johan Vedeler	Håkon Hustad	Terje Sverud
5	2017-10-25	Oppdatert utslippstall rute B10 figur 7-3, 7-5	Johan Vedeler	Håkon Hustad	Terje Sverud

## Innholdsfortegnelse

1	SAMMENDRAG.....	1
1	INTRODUKSJON .....	4
2	AVGRENSNINGER OG TILNÆRMINGSMÅTE .....	5
3	AKTUELLE TEKNOLOGISKE LØSNINGER FOR FORNYBAR DRIFT.....	8
3.1	Evalueringsparametere	9
3.2	Biodiesel	9
3.3	Biogass	11
3.4	Hydrogen	12
3.5	Batteri	14
3.6	Hybridisering	16
4	TEKNISK MULIGHETSROM FOR EKSISTERENDE BÅTER.....	17
4.1	Hovedfunn	17
4.2	Drivstofforbruk og energibruk for eksisterende materiell	18
4.3	Beskrivelse av mulighetsrom for eksisterende båtmateriell	21
5	IDENTIFISERING AV EGNEDE LØSNINGER FOR DE ENKELTE SAMBAND .....	27
5.1	Oppsummerende vurdering	27
5.2	Øyrotene B1 - B4	28
5.3	Aker brygge – Nesoddtangen B10	29
5.4	Nesoddtangen – Lysaker B11	30
5.5	Aker brygge – Fornebu B12	31
5.6	Aker brygge – Vollen/Slemmestad B20	31
5.7	Aker brygge – Drøbak/Son B21, B22	32
6	INFRASTRUKTUR FOR ELEKTRISK DRIFT .....	33
6.1	Innledning om nettkostnader	33
6.2	Investeringskostnader og anleggsbidrag	33
6.3	Nett-tariffer	37
7	KONSEKVENSANALYSE FOR IDENTIFISERTE LØSNINGER.....	39
7.1	Resulterende reduksjon av klimagasser	39
7.2	Resulterende reduksjon av lokalforurensning	40
7.3	Kostnader knyttet til fornybar drift	43
7.4	Potensialet for støtte fra Enova og NOx-fondet	49
8	KONKLUSJON OG ANBEFALINGER .....	52
9	ØVRIG UNDERLAGSMATERIALE.....	57
10	VEDLEGG .....	58
10.1	Vedlegg 1: Oversiktskart/skisser for fergeleiene	58

# 1 SAMMENDRAG

Ruter As har med bakgrunn i sin satsing «Fossilfri 2000», engasjert DNV GL i et forprosjekt for å analysere muligheter og kostnader ved bruk av fornybar energi på Ruters båtsamband. Rapporten dokumenterer forprosjektet og er ment å gi Ruter nødvendig grunnlag for å legge strategi og velge retning på den videre satsingen for å nå målet om fartøysdrift på kun fornybar energi.

DNV GL har vurdert de tekniske, miljømessige, økonomiske og driftsmessige konsekvensene av en omlegging til drift på fornybar energi. Egnethetsvurderinger er gjort under forutsetning om at regularitet og ruteopplegg skal opprettholdes som i dag og ikke påvirkes av omleggingen, samt at teknologivalgene må ta hensyn til mulighetsrommet som eksisteres innenfor gjeldene kontraktens løpetid.

Følgende fornybare energialternativer for drift er vurdert nærmere:

- Drift på 100 % biodrivstoff (biodiesel/biogass)
- Helelektrisk drift med batterier
- Drift på hydrogen ved bruk av brenselceller

Tilgjengelighet og kostnader for nødvendig ladeinfrastruktur på land er analysert. Hybriddrift med kombinasjon av elektrisitet (batterier) og biodrivstoff (biodiesel/biogass) er også beskrevet.


For å vurdere hva som er egnede muligheter for overgang til alternative energibærere, er det tatt utgangspunkt i eksisterende fartøy, samt mulighetene til andre (og eventuelt nye) fartøy å betjene eksisterende samband. DNV GLs vurdering av teknisk og operasjonell egnethet for fartøyene som i dag trafikkerer eksisterende samband, er oppsummert i illustrasjonene under. Dette kan også betraktes som hva som er mulighetene på kort sikt.

Fartøystyper	Biodiesel	Biogass	Hydrogen	Batteri
Øyfergene				
Nesodd fergene				
Hurtigfergene				

	<b>Teknisk egnet</b>	<b>Kan implementeres</b>
	<b>Teknisk mulig</b>	<b>Kan implementeres</b> , men vil ha implikasjoner som går ut over plass/vekt, hastighet, ruteplan og/eller at teknologien ennå anses som umoden for skip
	<b>Teknisk ikke egnet</b>	<b>Kan ikke implementeres</b> uten vesentlig implikasjoner på fergemateriellet eller ruteplan

Løsriver en seg noe mer fra dagens materiell og kontrakter (men fortsatt med utgangspunkt i dagens ruter) kan DNV GLs vurdering av egnethet oppsummeres som vist under. Dette representerer et teknisk mulighetsrom der aktørene i større grad vil kunne vurdere nye fartøy og teknologier i tiden frem mot 2030.

Samband	Biodiesel	Biogass	Hydrogen	Batteri
Øysambandet (B1-B4)				
Aker brygge - Nesoddtangen (B10)				
Nesoddtangen - Lysaker (B11)				
Aker brygge - Fornebu (B12)				
Aker brygge - Slemmestad/Drøbak (B20-B22)				



Lading av batteridrevne båter på aktuelle samband er mulig innenfor tilgjengelig eller realistisk utbyggbar kapasitet for kraftforsyning fra land. Den høyeste estimerte kostnaden for å etablere tilstrekkelig nettkapasitet er funnet for Aker brygge/Rådhusbrygga (ca. 8 MNOK). Kostnadene for bruk og eventuell utbygging vil avhenge av ønsket ladekapasitet. Tariffkostnader for strøm levert til kai vil avhenge av effektuttaket, og her premieres isolert sett et jevnt uttak fremfor direkte hurtiglading med effekttopper. Valg av hensiktsmessig landløsning vil bero på en avveining mellom investeringskostnad, effektuttak med tilhørende tariffer og eventuell installasjon av batteribank på land. Investeringskostnaden på land kan slik sett bli høyere enn selve nettoppgraderingskostnaden.

De aktuelle fornybare drivstoffalternativene vil kunne gi vesentlige reduksjoner (50-100 %) i utslipp av klimagasser. Størst absolutt reduksjon oppnås ved overgang til biogass eller batteridrift på Nesoddsambandet. For reduksjon av lokal luftforurensning som SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub> og PM, er det batteridrift (eventuelt hydrogen på lengre sikt) som vil bidra med den største reduksjonen sammenliknet med utslipp fra dagens båter. Biogass til erstatning for dagens LNG på Nesoddbåtene gir ingen endring av lokalutslipp. Biodiesel er vurdert å gi liten eller ingen reduksjon av utslipp av NO<sub>x</sub> og PM sammenliknet med dagens dieselbruk. Den absolutte reduksjonen av SO<sub>x</sub> som kan oppnås fra de fornybare alternativene er vurdert som marginal, fordi den fossile dieselen som benyttes i dag har lavt svovelinnhold.


Undersøkte fornybare drivstoffalternativer vil alle medføre økte årlige kostnader for Ruter, selv om noen av alternativene vil gi lavere operasjonelle kostnader. Overgang til biodiesel er generelt den billigste løsningen samlet sett, med en økning i de årlige kostnader på under 5 %. For de sambandene der biogass eller batteridrift er mest egnet, vil de årlige kostnadene for Ruter kunne øke i størrelsesorden 5-20 %, avhengig av samband, type løsning og hvorvidt det er snakk om ombygging eller nybygde skip. En vesentlig andel av merkostnadene vil kunne dekkes inn gjennom finansielle støtteordninger som de som forvaltes av NO<sub>x</sub>-fondet og Enova.

Hybride/Plug-in hybride løsninger mellom batteri og biodrivstoff kan gi redusert drivstoff-forbruk, operasjonelle fordeler og mulighet for drift med elektrisitet fra land, som igjen gir ytterligere utslippsreduksjoner sammenliknet med drift utelukkende på biodrivstoff. Hybridisering vil også langt på vei kunne løse utfordringene med lokalutslipp fra biodiesel ved operasjon i nærheten av havn og tett befolkede områder. Ladbare hybridløsninger kan være svært aktuelt på samband der batterivekt for fullelektrisk drift blir for høy, eller utbygging av nettkapasitet utover et gitt nivå blir uforholdsmessig dyrt.

Ser en alle båtsambandene under ett, så vurderer DNV GL at det er realistisk for Ruter å oppnå sine lavutslippsmål innen utgangen av 2020 som beskrevet i Ruters miljøstrategi. Som et første steg på veien til lav- og nullutslipp, er overgangen til biodiesel og/eller biogass mulig og godt egnet. De tekniske og kostnadmessige aspektene som en slik overgang medfører, anses ikke å være større enn at de burde kunne gjennomføres innenfor eksisterende kontrakter, der disse strekker seg utover 2020.

Videre vurderer DNV GL helelektrisk drift av båtene som den mest miljøvennlige av alternativene. Der hvor helelektrisk drift kan oppnås med batterier, vil dette være et bedre alternativ sammenliknet med hydrogen og brenselcelle, siden elektrisk kraft kan benyttes direkte uten omdannelse via hydrogen. På båtruter der batteridrift ikke gir tilstrekkelig energi, fortøner hydrogen seg som en egnet og miljøvennlig løsning.

Det foregår nå en rask utvikling innen de fornybare energiløsningene som beskrives i rapporten. Prosjekter med fornybart drivstoff er under utvikling og igangsetting hos andre aktører, jf. blant annet utviklingen ellers i fergesektoren i Norge som følge av myndighetenes nye føringer for at null- og lavutslippsteknologier skal tas i bruk i kommende fergeutlysninger. Dette er for eksempel i ferd med å bli fulgt opp i nært forestående utlysning av fergeanbud i Hordaland fylkeskommune. Ganske snart vil et langt større erfaringsgrunnlag bli tilgjengelig. Ruter bør derfor holde mulighetene åpne for at nyutvikling kan endre mulighetsrommet. Når det gjelder nye kontraktsinngåelser, vil DNV GL anbefale Ruter ikke å låse seg til bestemte teknologiske løsninger. I en anbudskonkurranse for båttjenester finnes det ulike



metoder for å oppnå lav- og nullutslippsløsninger. En evalueringsmodell for premiering av utslippsreduksjoner i konkurransen vil ofte være å foretrekke, fremfor å stille (begrensende) teknologikrav på spesifikke samband. DNV GL tror dette er den sikreste måten å gjennomføre en god og effektiv konkurranse på, og samtidig stimulere til innovasjon og kostnadseffektive løsninger. I det videre arbeidet med en eventuell evalueringsmodell vil det være naturlig å se til resultatene i denne rapporten for å finne hensiktsmessige evalueringsparametere og vekting av disse, for å sikre at man oppnår de ønskede utslippsgevinster.

## 1 INTRODUKSJON

Ruter A/S har med bakgrunn i sin miljøplan og ambisjon om fornybar drift i 2020, engasjert DNV GL i et forprosjekt for å kartlegge muligheter for og konsekvenser av bruk av fornybart drivstoff på Ruters båtsamband.

Det finnes i dag en rekke gode forutsetninger for oppnåelse av Ruters mål. Blant annet har norske myndigheter gitt føringer om at kommende offentlige fergeanbud skal ha krav til lav- og nullutslippsteknologi der teknologien tilsier dette, noe som er i ferd med å følges opp av blant annet Statens vegvesen og fylkeskommunene. Regjeringen legger videre opp til satsning på miljøvennlig skipsfart gjennom sin maritime strategi. Dessuten er det i Norge opprettet et offentlig-privat samarbeid i Grønt kystfartsprogram for etablering av en kystfartsflåte som er ledende på effektivitet og miljø, det er opprettet et maritimt batteriforum, og det er etablert finansieringsløsninger for implementering av utslippsreducerende teknologier på skip gjennom blant annet NOx-fondet og Enova. Som et resultat av dette er nå flere konkrete prosjekter med fornybart drivstoff under planlegging og igangsetting, noe som genererer kunnskap og erfaringer som vil være verdifulle for Ruters videre satsning.

En sentral del av løsningsrommet på miljøsidan som i dag diskuteres for skip, er omlegging til ikke-fossilt og fornybart drivstoff. Imidlertid kan anvendelsesmulighet og egnethet for slike drivstoff variere betydelig avhengig av hvilke fartøystyper og operasjonsmønstre en ser på. Dette gjelder også Ruters båtsamband i Oslofjorden. Denne rapporten undersøker det tekniske mulighetsrommet for fornybar drift, samt gir anbefalinger om egnede løsninger og deres konsekvenser, som skal stå seg miljømessig, sikkerhetsmessig og driftsmessig uten å gå utover dagens rutetilbud i Oslofjorden.

Rapporten utgjør et forprosjekt for Ruters satsning «Fossilfri 2020», og resultatene er ment å gi Ruter nødvendig grunnlag for å legge strategi og velge retning på den videre satsingen for å nå målet om fartøysdrift på fornybar energi. Rapporten skal også forberede kunnskapsgrunnlaget for neste generasjons båtanbud der miljøkrav vil stå sentralt.

Rapporten gir først en beskrivelse av tilnæringsmåte og avgrensning av studien. Videre presenteres aktuelle løsninger for fornybar drift, før rapporten går nærmere inn på det spesifikke tekniske og operasjonelle mulighetsrommet for eksisterende fartøy og DNV GLs vurdering av hva som er egnede løsninger for de enkelte sambandene på kort og lang sikt. Avslutningsvis presenteres estimerte utslippsreduksjoner og kostnader for de løsningene som er identifisert som teknisk og driftsmessig egnede.

## 2 AVGRENSNINGER OG TILNÆRMINGSMÅTE

DNV GL har vurdert de tekniske, miljømessige, økonomiske og driftsmessige konsekvenser av en omlegging til fornybar drift. Egnethetsvurderinger er gjort under en forutsetning om at regularitet og ruteopplegg i minst mulig grad skal påvirkes av omleggingen, samt at teknologivalgene må ta hensyn til mulighetsrommet innenfor dagens løpende kontrakter (se nærmere beskrevet under). Disse forutsetningene legger visse begrensninger for hvilke teknologivalg som anses som aktuelle for Ruters samband. Det er derfor viktig å være oppmerksom på studiens skille mellom egnede løsninger i ulike tidsperspektiver og om det er innenfor gjeldende kontraktsperiode eller i forbindelse med et nytt anbud. Utvelgelseskriterier er satt i samråd med Ruter.

DNV GL ønsker å tydeliggjøre følgende begrepsforståelse:

*Fornybar drift:* Med fornybar drift menes i denne rapporten drift av fartøy med energibærere (drivstoff) som ikke har sitt opphav i fossile energiforekomster. I samråd med oppdragsgiver er det bestemt at følgende alternativer for fornybar drift skal vurderes:

- Drift på 100 % biodrivstoff (biodiesel/biogass)
- Helelektrisk drift med batterier
- Drift på hydrogen ved bruk av brenselceller

Hybriddrift med kombinasjon av elektrisitet (batterier) og biodrivstoff (biodiesel/biogass) er også beskrevet, men ikke analysert som et eget alternativ med tanke på egnethet og konsekvenser for de enkelte samband.

Det ble i samråd med Ruter avgjort at biometanol ikke er et alternativ som vil være aktuelt for Ruter i overskuelig fremtid, og er derfor ikke tatt med i den videre vurderingen.

*Utslippsreduksjoner:* Oppdraget dreier seg om overgang til fornybart drivstoff, der en kan oppnå en reduksjon i fossile klimagassutslipp (CO<sub>2</sub>/CO<sub>2</sub>-ekvivalenter). Selv om utslipp av CO<sub>2</sub> fra fornybart drivstoff ikke regnes som klimagassutslipp når en ser isolert på bruken ombord, kan det knyttes livsløpsutslipp til produksjon og transport mv. av drivstoffet. Studien tar her utgangspunkt i faktorer fastsatt av Statens vegvesen for bruk i anbudskonkurranser på riksvegsamband (se spesifisert for de enkelte alternativene i kapittel 3). Det er verdt å merke seg at hverken strøm fra nettet eller biodrivstoff regnes som nullutslipp her.

Analysen ser også på utslipp av andre utslippskomponenter (NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub> og PM). Selv om fornybart drivstoff kan redusere eller eliminere utslipp av både klimagasser og lokale utslippskomponenter, vil noen fornybare drivstoff ha ordinære utslipp av øvrige komponenter til tross for reduserte klimagassutslipp (for eksempel NO<sub>x</sub> fra biodiesel).

Andre utslippsreducerende drivstoff og teknologier (slik som LNG, Liquefied Natural Gas), eksosreanlegg (for eksempel scrubber og katalysatorer) og teknisk/operasjonelle energioptimaliseringstiltak undersøkes ikke, selv om det her vil finnes gode løsninger som kan være aktuelle og gi ytterligere utslippsreduksjoner for Ruters båtsamband, ikke minst i kombinasjon med ulike fornybare drivstoff.



Analysen er basert på følgende overordnede framgangsmåte og informasjonsgrunnlag:

1) Kartlegging av Ruters eksisterende båtsamband og tilgjengelige fartøy, samt mulige teknologiske løsninger for fornybar drift

De ulike alternativene for fornybar drift er beskrevet på grunnlag av DNV GLs kunnskap og erfaringer fra mange års arbeid med alternative drivstoff og utslippsreducerende tiltak på skip. For å kunne vurdere mulige alternativer for hvert av båtsambandene er tekniske data for eksisterende materiell samt operasjonsprofiler og infrastruktur kartlagt. Det er innhentet informasjon fra Ruter og fartøysoperatørene om skipsspesifikasjoner, ruteoppsett, seilingsdistanser, fart, regularitet, liggetid, infrastruktur ved kai (både passasjerkai og nattliggekai) og forbruksdata for de enkelte samband.

Resultatet av denne kartleggingen er en oversikt over hvilke tekniske alternativer som finnes for hvert av sambandene og fartøyene som frekventerer disse. Styrker og svakheter ved de forskjellige løsningene er evaluert og presentert. Herunder vurderes blant annet infrastruktur på land og om bord, egnethet for ombygging eller nybygg, tidsplan for implementering, effekter på utslipp og kostnader.

2) Vurdering av egnethet for de enkelte samband

Basert på gjennomgangen av drivstoffalternativer og teknologiske løsninger, samt utvalgs/evalueringskriterier som DNV GL og Ruter har utarbeidet i felleskap, presenterer rapporten DNV GLs vurdering av hva som er egnede alternativer for de enkelte samband på kort sikt (2020) og på lengere sikt (frem mot 2030).

De alternative løsningene er vurdert opp mot eksisterende kontrakter for å sikre gjennomførbare innfasing av de enkelte løsningene.

3) Konsekvensanalyse av valgte løsninger

I konsekvensanalysen inngår et tilpasset miljøregnskap, kostnadsoverslag (kapital- og drift) og vurdering av konsekvenser for drift og sikkerhet av de identifiserte løsningene. Analysen viser utslippsreduksjon og kostnadseffekter sammenliknet med dagens situasjon. Evalueringene er basert på erfaringer DNV GL har gjort seg gjennom vurdering, klassifisering og oppfølging av batteriinstallasjoner på skip, samt teknologierfaringer gjort gjennom annen applikasjon (landbasert transport mv.). DNV GL har benyttet erfaringer fra arbeid med tilsvarende problemstillinger for andre innkjøpere av fergetjenester, inkludert et pågående prosjekt for Hordaland Fylkeskommune (HFK). Herunder har DNVGL utviklet en omfattende modell som, basert på informasjon om sambandsforhold, fartøy og teknologier (kostnader og effekter), kan brukes til å teste ut hvordan ulike teknologi/sambandskombinasjoner slår ut på forventede årlige kostnader samt resulterende utslippsreduksjoner.

### **Kontraktuelle begrensninger**

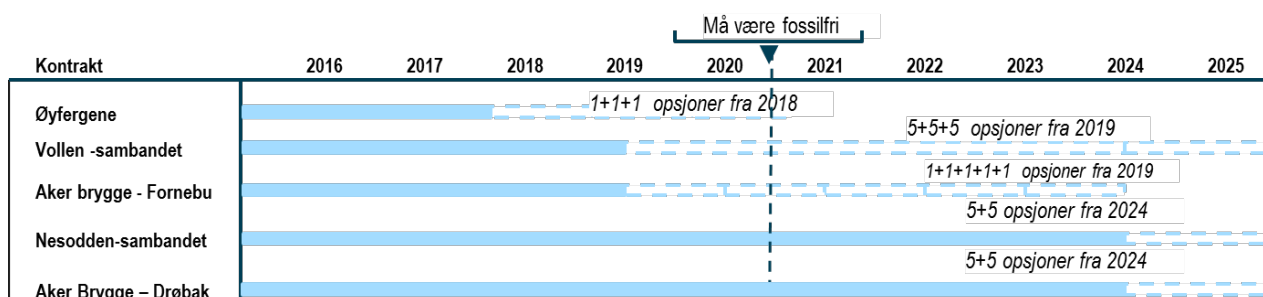
Kontraktene som Ruter har inngått med dagens operatører (se Figur 2.1) legger klare begrensninger for hva Ruter kan pålegge operatørene. «Vesentlige endringer» er av konkurransehensyn ikke tillatt innenfor eksisterende kontrakter, og om en ønsker å gjennomføre vesentlige endringer fordrer dette i utgangspunktet at kontraktene må lyses ut på nytt. Det antas å være svært kostbart og uaktuelt for Ruter å kjøpe seg ut av eksisterende kontrakter. Innenfor eksisterende avtaleperioder er man altså antatt å være begrenset til tiltak som ikke betraktes som en «vesentlig endring». Ruter har indikert at de vil gjøre en grundig vurdering av hvilket handlingsrom de har her. Siden dette er forventet å gi så sterke føringer for hva som er aktuelt på «kort» sikt (merk her at enkelte av kontraktene varer helt til

2025) har DNV GL gjort noen overordnede vurderinger av hva som vil defineres som en «vesentlig endring»;

1. En teknisk omlegging som er så vesentlig at en må forvente at om en slik løsning var etterspurt av oppdragsgiver på utlysningstidspunktet, så hadde det vesentlig endret forutsetningene for konkurransen (altså at en annen tilbyder kunne vunnet).
2. En omlegging som fører til en vesentlig økning i vederlaget til operatør.

Det gjøres oppmerksom på at konklusjonene etter en formell juridisk vurdering kan være annerledes, og således endre begrensningene som er antatt i dette studiet. Det gjøres og oppmerksom på at eksisterende operatør har vesentlig større frihet til å gjennomføre tiltak på eget initiativ, altså at begrensningene i punkt 1 potensielt kan omgås på denne måten. Punkt 2 vil allikevel måtte forventes å være gjeldende, og i et slikt tilfelle ville det ikke være usannsynlig at tolkningen av «vesentlig økning i vederlaget» vil være strengere (kanskje til og med ingen økning i vederlag kan tillates).

Selv om løsninger som diskuteres i denne rapporten teknisk sett kan være modne eller vurderes som egnet på et gitt tidspunkt, er altså de kontraktuelle begrensningene ventet å legge sterke føringer for hvilke løsninger som er relevante på «kort sikt», og dette har også lagt føringer for hvilket tidsperspektiv DNV GL har lagt til grunn for vurderingen og beskrivelsen av de enkelte teknologiene.



Figur 2-1: Ruters båt kontrakter og varighet

### 3 AKTUELLE TEKNOLOGISKE LØSNINGER FOR FORNYBAR DRIFT

Før man går nærmere inn på alternativene for omlegging til fornybart drivstoff, kan det være nyttig å klargjøre systemgrenser og sentrale begreper for fremdriftssystemet på et skip, jfr. Tabell 3-1. «Fornybart drivstoff» refererer egentlig til *energibæreren* i systemet, det vil si den energivaren som tilføres. For energivarer (drivstoff) slik som biodiesel og biogass, innebærer en omlegging først og fremst et skifte i hva slags energivare en fyller på med – med mulige behov for tilpasninger i *energiomformer* (forbrenningsmotor) og drivstofflinje/støttesystemer. For andre drivstoff, slik som elektrisitet og hydrogen, innebærer en omlegging også en fundamental omlegging av *energiomformer* (for eksempel fra forbrenningsmotor til batteri eller brenselcelle), og ofte også *energioverfører* (for eksempel fra direkte aksling fra motor til propell, til strømforsyning av en elektromotor). Dette har betydning for kostnadene og det tekniske mulighetsrommet for et gitt skip, og det kan representere store endringer for brukerne av teknologien i forhold til hva en tradisjonelt er vant med.

Tabell 3-1 Systemgrenser og sentrale begreper for et fremdriftssystem

Begrep	Beskrivelse
Energibærer	En "forbruksvare" med potensiell energi som tas om bord for å drive eller lade energiomformer. Typiske eksempler: Diesel, LNG og elektrisitet
Energiomformer	Enheten hvor energibæreren omformes til brukbar mekanisk eller elektrisk energi som kan benyttes videre til fremdrift. Er typisk en forbrenningsenhet, men omfatter også lagringsfunksjonen i tilfellet for batteri. Typiske eksempler: Dieselmotor, gassmotor og batteri
Energioverfører	Systemet som overfører energien frigjort i energiomformer og omsetter denne til fremdrift gjennom vannet. Typiske eksempler på komponenter: Aksling, gir, propell, generator og elektromotor

De aktuelle teknologiske løsningene for fornybar drift er i de følgende avsnittene forsøkt presentert kortfattet og med vekt på informasjon som er viktig for beslutningstagere.

Driftsprofilen for fartøyene er av største betydning for valg og optimalisering av drivstoff- og fremdriftsteknologi. Med driftsprofil mener vi en oversikt over effektbehov over tid (for eksempel en overfart eller et døgn). Det kan være utfordrende å vurdere egnetheten av ulike teknologier og teknologikombinasjoner uten at en gitt driftsprofil ligger til grunn. For eksempel er tilgjengelig tid for lading av batterier om natten samt eventuell tid for lading mellom hver overfart helt avgjørende for dimensjonering av batteribank og valg av batteritype og ladesystem.

I det følgende gis en generell beskrivelse og overordnet egnethetsvurdering for ulike teknologiske løsninger for fornybar drift. Nærmere vurdering av teknisk mulighetsrom og egnethet på Ruters båtsamband i Oslofjorden presenteres i kapittel 4 og 5.

### 3.1 Evalueringsparametere

I samråd med Ruter har DNV GL utarbeidet evalueringsparametere for vurdering av aktualitet og egnethet for ulike fornybare drivstoffløsninger (se Tabell 3-2). Dette er altså parameterne som anses som viktige ved valg av teknisk løsning, og ved utforming av en fremtidig utlysning.

Tabell 3-2 Evalueringsparametere for fornybart drivstoff

Vurderingskriterier	Beskrivelse
Teknisk egnethet	En helhetlig vurdering av egnethet med hensyn på tekniske muligheter ved ombygging eller nybygg.
Tilgjengelighet	Hvor tilgjengelig energibæreren kan forventes å være på Østlandet
Driftssikkerhet og risiko	I hvilken grad løsningen vil endre det generelle risikobildet og forventet nede-tid av systemet. Herunder regularitet og pålitelighet.
Klimapåvirkning (CO <sub>2</sub> og CH <sub>4</sub> )	Utslipp av klimagasser (i CO <sub>2</sub> -ekvivalenter).
Lokal forurensning (NO <sub>x</sub> , SO <sub>x</sub> og PM)	Direkte utslipp av lokal luftforurensning (NO <sub>x</sub> , SO <sub>x</sub> og PM).
Kundetilfredshet/komfort	Energiomformersystemets virkning på komfort og ombord miljø for mannskap og reisende.
Kostnad	Kostnaden av investeringer på skip og på land, samt operasjonelle ekstrakostnader og besparelser.
Annet/diverse	Andre fordeler eller ulemper som kan ha betydning for valg av drivstofftype.

### 3.2 Biodiesel

Biodiesel er et syntetisk diesel-lignede drivstoff produsert av vegetabiliske oljer eller animalsk fett. Den vanligste formen er kjent som FAME (Fatty Acid Methyl Ester) ref. EU standard EN 14214, som gjerne kjennetegnes som førstegenerasjons biodiesel. All fossil diesel som selges i dag er lovpålagt iblandet 5 % biodiesel, og dieselen har betegnelse B5. B100 er en ren biodiesel uten innblanding av fossilt diesel.

Forbrenningsmessig oppfører biodiesel seg svært likt vanlig (fossil) diesel. Utslipp av CO<sub>2</sub> fra forbrenning av biodiesel regnes i seg selv ikke som klimagassutslipp siden utslippet ikke medfører en økning av CO<sub>2</sub>-mengden i atmosfæren; det regnes som del av det kretsløps-CO<sub>2</sub> som ellers er i omløp, i motsetning til «ny» CO<sub>2</sub> tilført fra fossile kilder. Imidlertid tilskrives biodiesel utslipp av fossilt CO<sub>2</sub> i et livsløpsperspektiv fra produksjon og transport, mv.

Biodiesel har litt bedre smøreegenskaper enn vanlig diesel, noe som kan redusere slitasje. Biodiesel er imidlertid surere, noe som krever at motorer må bygges om slik at slanger, pakninger, filtre og til dels drivstoffpumper har materialer som tåler surhetsgraden. Biodiesel har dessuten tradisjonelt vært mer ustabil enn fossil diesel, og tålt lagring og spesielt kulde dårligere. De fleste nyere marine dieselmotorer kan oppgraderes til å brenne biodiesel, men motorfabrikantene stiller en del krav til kvalitet av biodieselen<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> Detroit biodiesel Policy: [https://www.demanddetroit.com/pdf/support/Detroit\\_Bio\\_Fuel\\_Position\\_Statement.pdf](https://www.demanddetroit.com/pdf/support/Detroit_Bio_Fuel_Position_Statement.pdf)

Andregenerasjons biodiesel kan produseres av avfallsprodukter fra jord- og skogbruk og mat. Relativt nytt på markedet er en syntetisk andregenerasjons biodiesel med betegnelsen HVO100<sup>2</sup> eller 2GPolar/2GMarine, litt avhengig av selskap. HVO er fellesbetegnelsen for Hydrogenert Vegetabilsk Olje. Produktet er i henhold til CEN TS 15940-spesifikasjonen for parafindiesellolje og tilfredsstillende ikke EN 14214-standarden. Dette er derfor et annet produkt med en annen fremstillingsmåte, som av leverandører omtales som en fornybar diesel med så å si identiske egenskaper som vanlig fossil diesel. Denne syntetiske fornybare dieselen hevdes å ha minst like gode egenskaper med henblikk på surhet, lagring og temperaturløselighet, sammenliknet med fossil diesel.

Alle motorfabrikantene er ennå ikke ferdig med uttesting av de nyere produktene, men for produkter under CEN TS 15940-spesifikasjonen vil antakelig drivstoffet kunne benyttes på mange marine dieselmotorer med små eller ingen tekniske tilpasninger av maskineri og drivstoffsystem.

Tabell 3-1: Vurderingskriterier biodiesel

Vurderingskriterier	Beskrivelse
Teknisk egnethet	Meget god, men oppgradering av motorsystemet kan være nødvendig avhengig av hvilken type biodrivstoff det er snakk om. For enkelte biodieseltypene vil antakeligvis teknisk oppgradering i liten eller ingen grad være nødvendig.
Tilgjengelighet	De fleste oljeselskaper tilbyr B100 på Østlandet. For HVO100 o.l. er produksjonskapasiteten fortsatt noe begrenset og etterspørselen er foreløpig lav, men tilgjengeligheten forventes å øke fremover. I sum og ut ifra omfang av drivstoff-forbruk er det ikke ventet noen begrensning for Ruter her.
Driftssikkerhet og risiko	Det forventes ingen endring i driftssikkerhet og vedlikehold så lenge kvaliteten på drivstoffet er innenfor motorleverandørenes krav.
Klimapåvirkning (CO <sub>2</sub> og CH <sub>4</sub> )	47 % reduksjonspotensial sammenlignet med marin gassolje (MGO) er lagt til grunn (utslipp på 165 g/kWh bunkret energi for biodiesel) <sup>3</sup> . For nyere typer biodiesel (HVO) hevdes høyere reduksjonspotensial for CO <sub>2</sub> , men dette bør dokumenteres fra leverandør.
Lokal forurensning (NO <sub>x</sub> , SO <sub>x</sub> og PM)	Ingen endring sammenlignet med MGO er antatt for NO <sub>x</sub> . 100 % reduksjon er antatt for SO <sub>x</sub> , mens reduksjon av PM vil være avhengig av hvilken type biodiesel som velges (kan bli opp mot PM-utslippene fra MGO).
Kundetilfredshet/komfort	Ingen vesentlig endring i forhold til fossil diesel.
Kostnad	Omfanget av investeringskostnader for omlegging til biodiesel vil avhenge av hvilken drivstofftype en velger, men kan generelt forventes å være lavt. Med tanke på utviklingen av nye biodieselprodukter og for praktiske formål er investeringskostnaden satt til null. Prisen på biodiesel er vesentlig høyere enn MGO; i studien er det antatt 40 % høyere pris (per energienhet). Denne differansen er antatt representativ for en fremtidig situasjon der oljeprisen er noe høyere enn i dag (altså er prisforskjellen noe høyere i dag). Merk at dette er til forskjell fra biodiesel til bruk på vei, der avgiftsnivået på fossil diesel gjør at prisnivået totalt sett er mye likere.

<sup>2</sup> Produkt-datablad Statoil: [Syntetisk Biodiesel HVO100](#)

<sup>3</sup> CO<sub>2</sub> utslipp ved forbrenningen av biodrivstoff regnes i utgangspunktet som 0, men det er knyttet vesentlig utslipp til produksjon. For å reflektere dette er Statens vegvesens standard utslippsfaktorer for fergeanbud lagt til grunn. «Verdier for oppstrøms klimagassberegninger ferjereferansegruppa». Konrad Pütz, Transnova, April 2011

### 3.3 Biogass

Biogass (LBG – Liquefied Biogas) er en fornybar energibærer som utvinnes fra biogent materiale og fremstilles ved naturlig, anaerob nedbryting av organiske materialer som slam, trevirke og kompost. For å kunne anvende biogassen som drivstoff på et skip, må ubehandlet biogass oppgraderes i større prosessanlegg der gassen gjennomgår en kryogenisk oppgradering hvor den tørkes, renses, kjøles og kondenseres.

Ved forbrenning har biogass de samme egenskapene som naturgass, og tilsvarende dannelse av forbrenningsprodukter. Imidlertid regnes ikke CO<sub>2</sub> fra forbrenning av biogass i seg selv som klimagassutslipp, men biogass tilskrives slike utslipp i et livsløpsperspektiv fra produksjon og transport.

Tabell 3-2: Vurderingskriterier biogass

Vurderingskriterier	Beskrivelse
Teknisk egnethet	Meget god for fartøy med gassmotorer, ingen oppgradering av fartøyet anses som nødvendig.
Tilgjengelighet	Begrenset i dag, men det forventes økende tilgjengelighet fremover. Biokraft sitt anlegg i Skogn vil ha en produksjonskapasitet på omtrent 9000 tonn LBG/år, og dette kan enkelt utvides til det dobbelte ved tilstrekkelig etterspørsel. Om Ruter kan akseptere LNG som reserveløsning ved eventuelt kortvarig manglende LBG-tilgang, vil det være tilnærmet null risiko for redusert rutetilbud som følge av dårlig tilgjengelighet av drivstoff.
Driftssikkerhet og risiko	Som en erstatning for LNG forventes ingen endring i driftssikkerhet.
Klimapåvirkning (CO <sub>2</sub> og CH <sub>4</sub> )	82 % reduksjonspotensial sammenlignet med MGO er lagt til grunn (utslipp på 55 g/kWh bunkret energi for biogass) <sup>4</sup> .
Lokal forurensing (NO <sub>x</sub> , SO <sub>x</sub> og PM)	Ingen endring sammenlignet med LNG. Gassmotorer er antatt å være 90 % bedre på NO <sub>x</sub> sammenliknet med dieselmotorer, og reduksjonen av SO <sub>x</sub> og PM er antatt å være 100 %.
Kundetilfredshet/komfort	Ingen endring i forhold til LNG.
Kostnad	Ved overgang fra LNG til LBG er det ikke forventet noen investeringskostnader. LBG er forventet å være vesentlig dyrere enn LNG og MGO, og her er det antatt 200 % dyrere enn MGO, altså 3 ganger så høy pris (for små leveranser er LNG generelt omtrent like dyrt som MGO). Merk at dette er til forskjell fra biogass til bruk på vei, der avgiftsnivået på fossil diesel gjør at prisnivået totalt sett er mye likere.

<sup>4</sup> CO<sub>2</sub> utslipp ved forbrenningen av biodrivstoff regnes i utgangspunktet som 0, men det er knyttet vesentlig utslipp til produksjon. For å reflektere dette er Statens vegvesens standard utslippsfaktorer for fergeanbud lagt til grunn. «Verdier for oppstrøms klimagassberegninger ferjereferansegruppa». Konrad Pütz, Transnova, April 2011.

### 3.4 Hydrogen

Hydrogen er en ren energibærer som muliggjør reelle nullutslippsløsninger (for alle utslippskomponenter) om bord. Hydrogen kan produseres fra en rekke forskjellige energikilder. Ved produksjon av hydrogen fra fornybar energi (f.eks. sol, vind eller vannkraft), kan nullutslipp for hele energikjeden fra produksjon til sluttbruk oppnås. Hydrogen er velegnet for lagring og transport av fornybar energi, og er et supplement til andre lagringsteknologier for fornybar energi så som ulike typer batterier.

I landbasert transport lagres hydrogen vanligvis som komprimert gass. Dagens hydrogenbiler (Hyundai og Toyota Mirai) benytter trykktanker på opp til 700 bar. Det finnes både ståltanker og komposittløsninger, sistnevnte kan være fordelaktige i applikasjoner der det er viktig å minimere vekt. Hydrogen kan også transporteres i som nedkjølt væske i tankbiler, og lagres i metallstrukturer (metallhydrid).

Hydrogen har blitt anvendt i ulike industriprosesser gjennom en årrekke, og inngår for eksempel i prosesser for raffinering av oljeprodukter.

Tilsvarende som for andre energibærere, må anvendelser som benytter hydrogen ta hensyn til de faktiske egenskapene til energibæreren, jf. for eksempel ved valg av materialer for å forhindre hydrogensprøhet og lekkasjer. Hydrogengass er lettantennelig og brennbar, og en hydrogeneksplosjon i et lukket rom kan gi høye eksplosjonstrykk. Samtidig vil hydrogengass i friluft blandes og fortynnes raskt med luft. Dette kan være en fordel sammenlignet med tyngre gasser som kan oppstå ved lekkasjer av andre drivstoff.

På skip er det mest aktuelt å bruke hydrogen i brenselceller som omformer energien til elektrisitet. Det eneste utslippet er da vann. Forbrenningsmotorer kan også anvendes for forbrenning av hydrogen, men disse vil ha lavere virkningsgrad samt utslipp av forbrenningsprodukter (f.eks. NOx). Forbrenning av hydrogen genererer høye temperaturer og gir dermed også utfordringer relatert til materialvalg. Dagens hydrogenbiler baserer seg på brenselcelleteknologi. Brenselceller har overlegen effektivitet, og utviklingen for bruk om bord på skip har hittil først og fremst vært rettet mot pilotprosjekter med brenselceller.

Det foregår relevant regelverksutvikling internasjonalt, blant annet i FNs Sjøfartsorganisasjon (IMO), noe som forventes å bidra til økt kunnskap og færre barrierer relatert til regelverk og godkjenning. Siste utgave av IGF-koden Part A dekker hydrogen (ikke trådt i kraft). DNV GL har utviklet et klasseregelverk for bruk av brenselceller i skip (Fuel Cell Installations" Pt.6 Chapter 23). Dagens regelverk anses imidlertid ikke som fullstendig for å dekke alle relevante aspekter for bruk av hydrogen som energibærer på skip. Det antas at tilleggsstudier for å vurdere sikkerhet og pålitelighet, samt kvalifisere teknologien, vil være nødvendig.

Brenselceller kan omdanne en fornybar energibærer som hydrogen til energi med høyere virkningsgrad enn tradisjonelle forbrenningsmotorer. Brenselceller kan anvendes for en rekke forskjellige energibærere, deriblant naturgass (og biogass), metanol og hydrogen. Miljø- og klimapåvirkning fra brenselcellesystemer avhenger hovedsakelig av hvilken energibærer som anvendes. Med hydrogen vil de eneste biproduktene fra brenselcellen være vann og varme, men som for andre energibærere må utslipp knyttet til produksjonen medregnes i et totalregnskap. Denne rapporten vurderer hydrogen som energibærer for bruk i brenselceller.

Tabell 3-3: Vurderingskriterier hydrogen


Vurderingskriterier	Beskrivelse
Teknisk egnethet	Hydrogen brenselceller anvendes i dag i biler og busser. Hydrogenlagringsløsninger finnes også. En utfordring er behov for kvalifisering og validering av teknologiene for maritimt bruk. Det vil derfor være relevant å betrakte en slik applikasjon som en pilot. For å oppnå de mest effektive løsningene bør hydrogen ses i sammenheng med bruk av batterier. Det vil være naturlig å benytte batterier for driftsoptimalisering, for eksempel til å ta lasttopper, tilsvarende som det gjøres i andre hybride applikasjoner. Både brenselceller og tanker for lagring av hydrogen (komprimert eller flytende) er svært tunge, og kan gi vektutfordringer for vekt-kritiske båter. Mer frekvent bunkring enn i dag må i mange tilfeller påregnes.
Tilgjengelighet	Hydrogen kan baseres på lokal produksjon ved vannelektrolyse og vil da trenge tilgjengelig plass til anlegg for produksjon og mellomagring på eller i nærheten av bunkringsstedet. Hydrogentilførsel kan også baseres på tilkjørt hydrogen. Flere aktører leverer i dag hydrogen, blant annet til industrielle formål, og det antas at disse også vil være interessert i å levere hydrogen til bruk i skip.
Driftssikkerhet og risiko	Det er få bevegelige deler i en hydrogenløsning (m/brenselceller). Etter at systemet er testet kan en derfor forvente økt driftssikkerhet og potensiale for reduksjon i vedlikeholdskostnader sammenlignet med konvensjonelle systemer, men for «prototyper» må det påregnes ekstra arbeid i forbindelse med innkjøring.
Klimapåvirkning (CO <sub>2</sub> og CH <sub>4</sub> )	75 % reduksjonspotensial sammenlignet med MGO er lagt til grunn (utslipp på 120 g/kWh bunkret energi for hydrogen). Dette vil kunne variere betydelig avhengig av hvordan hydrogen blir produsert, men her er det antatt at hydrogen produseres med «samme strøm» som ellers kunne vært brukt til å lade batterier direkte. Total virkningsgrad for hydrogenproduksjon (elektrolyse og komprimering) er antatt å være omtrent 65 %.
Lokal forurensing (NO <sub>x</sub> , SO <sub>x</sub> og PM)	Ingen lokale utslipp til luft.
Kundetilfredshet/komfort	Bedret komfort da det er sterkt redusert støynivå (tilsvarende som for batteri). Ingen utslipp av eksos.
Kostnad	På dagens hydrogen-fyllestasjoner selges hydrogen typisk til en pris som er sammenlignbar med bensin (basert på kjørelengde) <sup>5</sup> . Reell kostnad vil avhenge av flere faktorer inklusive valg av produksjonsmetode, produksjonsvolum og strømpris. Pris på hydrogen til marint bruk er vanskelig å fastsette, og i denne studien er en pris på 30 kr/kg etter 2020 antatt basert på rapport utarbeidet for Statens vegvesen <sup>6</sup> . Når forskjell i virkningsgrad og energiinnhold hensyntas gir dette en drivstoffkostnad på 20 % over kostnaden for MGO. DNV GLs vurdering er at dette er et optimistisk estimat, men for de båttypene hvor hydrogen er mest aktuelt er drivstoffkostnadene uansett moderate. Videre kan en også se for seg en tilsvarende utvikling og erfaringsoverføring fra landbasert transport til maritime applikasjoner som en har sett for batteriløsninger, når det gjelder utstyr og investeringskostnader.
Annet/diverse	Hydrogen kan potensielt bli viktig for å redusere utslippene fra skipsfart i henhold til internasjonale regelverk og målsetninger. Utfordringer knyttet til lagring om bord i skip og manglende maritim erfaring samt regelverk vil kunne bremse utviklingen. Det antas en teknologiutvikling som gjør at hydrogen som marint drivstoff vil bli langt mer aktuelt på sikt. Hybridløsninger med hydrogen og batteri vil være relevante der batteri alene ikke er egnet, for eksempel der rene batteriløsninger vil kreve uhensiktsmessig store batterier. Introduksjon av hydrogen kan da bidra til mer fleksible løsninger og mindre avhengighet av hyppig/omfattende lading.

Selv om det er begrenset erfaring med bruk av hydrogen som energibærer i skip i dag, har teknologien blitt demonstrert i flere pilotprosjekter. Flere slike prosjekter har møtt store utfordringer mht. godkjenning for bruk med passasjerer om bord. Utfordringene er sammenlignbare med hva som ble erfart i tidlig utvikling av pilotanlegg for hydrogen-fyllestasjoner og hydrogenkjøretøy. Det vil være viktig

<sup>5</sup> <http://www.hydrogen.no/om-hydrogen/ofte-stilte-sporsmal/>

<sup>6</sup> POTENSIALSTUDIE, ENERGIEFFEKTIV OG KLIMAVENNLIG FERGEDRIFT. LMG MARIN, CMR PROTOTECH OG NORSK ENERGI (2015).





å involvere godkjennende myndigheter aktivt i slike initiativer. Løsningen er derfor tatt med i den videre behandlingen som en teknologi som kan være aktuelt på sikt (nye utlysninger).

### 3.5 Batteri

Bruk av elektrisitet som energibærer til båtdrift krever robuste batteriløsninger og utbygging av nett- og ladeinfrastruktur på land. Kapasiteten på dagens batteriløsninger er allerede god, og det forventes ytterligere forbedringer i årene som kommer.

Miljømessig er elektrisitet et meget godt alternativ sammenlignet med andre energibærere, med ingen direkte utslipp. Utslipp fra produksjon av elektrisiteten bør imidlertid også tas hensyn til. Selv om norskprodusert strøm er "grønn", er Norge integrert i det nordiske kraftmarkedet, og CO<sub>2</sub>-utslippsfaktorer som er benyttet i dette studiet reflekterer dette.

Ren elektrisk drift med batterier som energibærer er best egnet til relativt korte distanser, med mulighet for hyppig lading. Tradisjonelle fremdriftsmaskineri og drivstofftanker erstattes av batteri og elektriske motorer, samt nødvendig kraftelektronikk og batteristyringssystemet. Den vanligste typen batterier i dag er Litium-ion batterier som har høy effekt og relativt stor energitetthet. Ulempen er at batteriene kan bli tunge og at en vil få kortere rekkevidde sammenliknet med et fartøy med tilsvarende størrelse på dieseltank.

Tabell 3-4: Vurderingskriterier batteri

Vurderingskriterier	Beskrivelse
Teknisk egnethet	Meget god for gitte applikasjoner. Forventes å få vesentlig bredere anvendelsesområde frem mot 2025.
Tilgjengelighet	Det må bygges ut dedikert infrastruktur på land for lading, men dette ansees ikke som en begrensning for Ruter. Det henvises til kapittel 6 for en nærmere gjennomgang.
Driftssikkerhet og risiko	Det forventes ingen endring med hensyn på driftssikkerhet. Det vil kreves to separate batterisystemer (jf. redundans) i fartøy som bruker batteri til fremdrift og som ikke har andre muligheter (for eksempel dieselmotorer) for fremdrift.
Klimapåvirkning (CO <sub>2</sub> og CH <sub>4</sub> )	91 % reduksjonspotensial sammenlignet med MGO er lagt til grunn (utslipp på 75 g/kWh bunkret energi for elektrisitet) <sup>7</sup> .
Lokal forurensing (NO <sub>x</sub> , SO <sub>x</sub> og PM)	Det er ingen lokale utslipp til luft.
Kundetilfredshet/komfort	Bedret komfort da det er sterkt redusert støynivå og heller ingen sjenerende utslipp av eksos.
Kostnad	Det er vesentlige investeringskostnader knyttet til batteriløsning og nødvendig infrastruktur. Her er det lagt til grunn 16 000 kr/kWh lagringskapasitet for det totale systemet om bord på skipet for installasjoner før 2020, samt 20 % påslag for ombyggingskostnader for eksisterende skip, som er ment å representere et skip som er godt egnet for ombygging. Enkelte ombygginger kan være vesentlig dyrere enn dette, avhengig av eksisterende drivlinje og generelt arrangement for plassering av nytt utstyr. Ombyggingskostnader kan i enkelte tilfeller overgå batterikostnadene. For installasjoner gjennomført nærmere 2025 har vi antatt 8000 kr/kWh. For nybygg trekkes det fra 2200 kr/kWh maskineri som ellers ville måtte installeres. Kombinasjonen av strømpris og langt høyere systemvirkningsgrad gjør at energikostnaden kan gå vesentlig ned. Her er det lagt til grunn 50 % besparelse av dagens kostnader til MGO.
Annet/diverse	Utviklingen innen batteriteknologi foregår nå så raskt at de forutsetningene som er lagt til grunn mtp energitetthet, vekt og priser må oppdateres jevnlig. For eksempel er prisen de siste 4 årene på litium-ion battericeller redusert med 75 %, og utviklingen er forventet å fortsette. Dette vil kunne ha vesentlig betydning for det tekniske mulighetsrommet, som vil kunne se annerledes ut enn det som er presentert i denne rapporten under dagens forutsetninger.

<sup>7</sup> For å reflektere gjennomsnittlige utslipp knyttet til produksjon av elektrisitet som brukes i Norge er Statens vegvesens standard utslippsfaktorer for fergeanbud lagt til grunn. Utslippsfaktoren er ment å representere nordisk elektrisitetsmiks i 2020. (Legge in kildehenvisning til «Verdier for oppstrøms klimagassberegninger ferjereferansegruppa». Konrad Pütz, Transnova, April 2011

### 3.6 Hybridisering

For ytterligere optimalisering av fremdriftsløsningen for gitte applikasjoner og operasjonsprofiler, vil en kombinasjon av biodrivstoff og batterier kunne være aktuelt. Batterihybridisering vil kunne gi et mer drivstoffeffektivt system (særlig der lastevariasjonene er store), bedre de operative egenskapene (responsivitet og kraftreserver), samt gi vedlikeholdmessige fordeler. Ladbare (plug-in) hybridløsninger gir mulighet for fullelektrisk drift i deler av operasjonen, og er svært aktuelt på samband der batterivekt for fullelektrisk drift blir for høy, eller utbygging av nettkapasitet utover et gitt nivå blir uforholdsmessig dyrt.

Hybride/plug-in hybride løsninger mellom batteri og biodrivstoff kan med andre ord gi redusert drivstoffforbruk og mulighet for drift med elektrisitet fra land, som igjen gir større utslippsreduksjoner av både klimagasser og lokalutslipp sammenliknet med ren drift på biodrivstoff. Hybridisering kan langt på vei løse utfordringene med lokalutslipp fra biodiesel ved operasjon i nærheten av havn og tett befolkede områder.

Hydrogen vil også være aktuelt i hybridløsninger sammen med batteri der rene nullutslippsløsninger kreves. Hydrogen kan bidra til nullutslippsløsninger der batterier alene ikke er egnet til å dekke behovet.

## 4 TEKNISK MULIGHETSROM FOR EKSISTERENDE BÅTER

For å vurdere mulighetsrommet for overgang til alternative energibærere på kort sikt (frem mot 2020) tas det utgangspunkt i eksisterende fartøy. Fartøyene som betjener rutene i dag klarer dette på tilfredsstillende måte. Ved overgang til alternative energibærere vil det være naturlig å vurdere på kort sikt om man kan ombygge eksisterende fartøy, eller om nye båter vil være mer formålstjenlig.

For eksisterende fartøy vurderes det om eksisterende installasjoner kan fjernes og erstattes med alternativ teknologi. Dette må sammenstilles med at fartøyet i all hovedsak ikke skal endre karakter med henblikk mot den produksjonen fartøyet skal levere, de vil si å holde ruten med eksisterende passasjerkapasitet, hastighet og komfort. Kan ikke dette oppnås, kan en vurdere et nytt fartøy.

For nye fartøy har man større frihet i valg av alternativ teknologi ved at designet fra grunnen av kan ta hensyn til nødvendige tilpasninger med tanke på valg av skrog, materialer, plasseringsløsninger og andre hovedparametere. Det kan forventes at nye fartøy vil være bedre optimalisert og derved mer effektive enn ombygde alternativer. På den andre siden så vil i all hovedsak nye fartøyer gi en høyere kostnad for oppdragsgiver, da man for eksisterende fartøy allerede har en løsning som er dels nedbetalt, der mange av de eksisterende delene av systemet kan gjenbrukes.

### 4.1 Hovedfunn

Ut ifra gjennomgangen i de etterfølgende kapitler, kan det tekniske mulighetsrommet oppsummeres som vist i Figur 4-1, for fartøystyper som trafikkerer eksisterende samband. Dette kan også betraktes som hva som er mulighetene på kort sikt.

Fartøystyper	Biodiesel	Biogass	Hydrogen	Batteri
Øyfergene	Teknisk egnet	Teknisk ikke egnet	Teknisk mulig	Teknisk egnet
Nesodd fergene	Teknisk egnet	Teknisk egnet	Teknisk mulig	Teknisk egnet
Hurtigfergene	Teknisk egnet	Teknisk ikke egnet	Teknisk mulig	Teknisk ikke egnet

Teknisk egnet	Kan implementeres
Teknisk mulig	Kan implementeres, men vil ha implikasjoner som går ut over plass/vekt, hastighet, ruteplan og/eller at teknologien ennå anses som umoden for skip
Teknisk ikke egnet	Kan ikke implementeres uten vesentlig implikasjoner på fergemateriellet eller ruteplan

Figur 4-1: Mulighetsrom for båtutene på kort sikt (2020)

Ved å ta utgangspunkt i dagens ruteopplegg forutsetter man at båtene stort sett må operere med samme passasjerkapasitet og fart, noe som igjen medfører at båtene er antatt å være i samme størrelseskategori som dagens fartøy. En oversikt over eksisterende ruter og materiell er gitt i Tabell 4-2.

**Tabell 4-2: Sambandsoversikt**

Samband		Sambandsdistanse (rundtur) / typisk transittfart	Liggetid ved kai i dag	Eksisterende passasjerkapasitet (per båt)	Kommentar
B1-B4	Øyrotene	4,5 nm 5-8 Knop	7 min (Rådhus-plassen)	236	Betjenes i dag av 4 båter
B10	Aker Brygge – Nesodden	6,5 nm 10 knop	10 min (Aker Brygge) 5 min. (Nesodden)	600	Betjenes i dag av 3 båter
B11	Nesodden – Lysaker	4,5 nm 25-26 knop	3 min (Nesodden) 5 min (Lysaker)	180-250	Kun rushtidsrute. Betjenes i dag av 1 båt, som også brukes på B21-22
B12	Aker Brygge – Fornebu	6,5 nm 22-23 knop	3 min	147	Kun rushtidsrute. Betjenes i dag av 1 båt
B20	Aker Brygge – Vollen – Slemmestad	22 nm 26-29 knop	2 min	180-250	Kun rushtidsrute. Betjenes i dag av 1 båt, som også brukes på B21-22
B21-B22	Aker Brygge – Vollen – Slemmestad – Drøbak - Son	57 nm 25-28 knop	75 min (Drøbak) 20 min (Son) 55 min (Aker Brygge)	180-250	Opptil 30 stoppesteder på en rundtur. Betjenes i dag av 2 ulike båter

## 4.2 Drivstofforbruk og energibruk for eksisterende materiell

Basert på rapporterte tall for drivstofforbruk, utseilt distanse samt dagens rutetabell har DNV GL estimert energibehov for en rundtur for hvert samband. Tabell 4-3 viser altså hvilket energibehov dagens materiell (eller nye båter av tilsvarende design) ville hatt ved elektrisk drift.

**Tabell 4-3: Drivstoff og energibehov for eksisterende materiell (basert på rapportert forbruk)<sup>8</sup>**

Rute	Drivstofforbruk per år		Antatt virkningsgrad eksisterende motorer	Energibehov per rundtur	Behov for elektrisk energi
	[tonn diesel ekvivalenter]	[%]			
B1-B4	123	6 %	35 %	100	537 000
B10	1194*	55 %	30 %	400	4 472 000
B11	139	6 %	35 %	200	608 000
B12	168	8 %	35 %	280	736 000
B20	407	20 %	35 %	1500	1 777 000
B21-22	129	6 %	35 %	3050	563 000

\*Regnet om fra 389 tonn diesel og 763 tonn LNG

<sup>8</sup> Energi pr. rundtur er i rapporten beregnet ut fra rapportert årsforbruk og ruteproduksjon. For Nesoddbåtene og Baronen viser DNV GLs kontrollberegninger et vesentlig avvik fra rapporterte tall. DNV GL beregner vesentlig lavere energibruk enn det som kan beregnes fra rapporterte tall (opp mot 40 %). Det er identifisert en del forhold som kan forklare deler av dette avviket, og DNV GL har ikke funnet tilstrekkelig grunnlag for å overprøve de rapporterte tallene, så disse er brukt videre i analysene. Energibehov per rundtur er utgangspunktet for beregninger av størrelse og kostnad av batterisystem og ladebehov, og isolert sett kan dette medføre noe overestimering av batterikostnader på disse sambandene.

Kontinuerlig forbedring og optimalisering av design og reduksjon av motstand/energibruk har alltid funnet sted, så nye design kan forventes å ha noe lavere energibruk, spesielt om det er snakk om en full-elektrisk båt hvor dette vil være spesielt viktig. En slik utvikling er kun viktig for konklusjonene knyttet til mulig batteridrift på hurtigbåtsambandene, da det for de andre sambandene ikke ser ut til å være knyttet utfordringer til å få tilstrekkelig batterikapasitet om bord. For hurtigbåtene ble det på Ruters dialogkonferanse og i etterfølgende innspill fra enkelte aktører påpekt at potensialet for redusert energibehov var i størrelsesorden 40 % for nye båter. Etter gjennomgang av det enkle tekniske underlaget som har blitt fremlagt i etterkant er DNV GLs oppfatning fortsatt at dette er et høyt anslag. Hurtigbåtene som operer i dag er katamaraner bygget i lettvektsmateriale (karbonfiber), og burde således være svært energieffektive. DNV GLs vurdering er at nye konsepter og ytterligere skrogoptimaliseringsarbeid frem mot 2025 vil kunne gi noe reduksjoner, men ikke så mye at det vil endre de overordnede konklusjonene i rapporten. Hvorvidt DNV GLs vurdering er for konservativ vil man ha gode indikasjoner om i tilstrekkelig tid før utlysning av det lengste sambandet med størst utfordring (B21-22), slik at dette kan hensyntas ved utarbeidelsen av konkurransegrunnlaget.

#### 4.2.1 Nødvendig ladeeffekter ved full-elektrisk drift

Grunnet korte liggetider ved kai ved hvert anløp blir effektbehovet for lading relativt høyt. Muligheten for endring av liggetider er imidlertid noe som kan vurderes videre, og på enkelte samband kan det tenkes at dette ikke gir særlige negative konsekvenser for ruteproduksjonen. DNV GL har derfor estimert effektbehovet for ulike relevante liggetider for hvert samband der batteridrift er vurdert, slik at underlaget er mest mulig anvendbart for oppdragsgiver i deres videre arbeid (se Tabell 4-4).

Tabell 4-4: Ulike batteriladetider for effektberegninger

Rute	Effektiv ladetid [minutter] (tid for til og avkobling kommer i tillegg)				Ladefrekvens [minutter mellom lading]	Dagens liggetid [minutter]
	Ladetid 1	Ladetid 2	Ladetid 3	Ladetid 4		
<b>B1-B4</b>	3	5	10	15	20	5
<b>B10</b>	5	10	20	30	20	10
<b>B11</b>	3	5	10	20	20	3-5
<b>B12</b>	3	5	10	30	30	3
<b>B20</b>	5	15	30	60	60	2
<b>B21-22</b>	5	15	30	60	300	55

Ladeeffekten beskriver effektbehovet i overføringen mellom land og båt. Effekten levert fra kraftnettet vil være vesentlig lavere dersom en installerer en batteribank på land som lades kontinuerlig, men selve effektoverføringen til skipet forblir den samme.

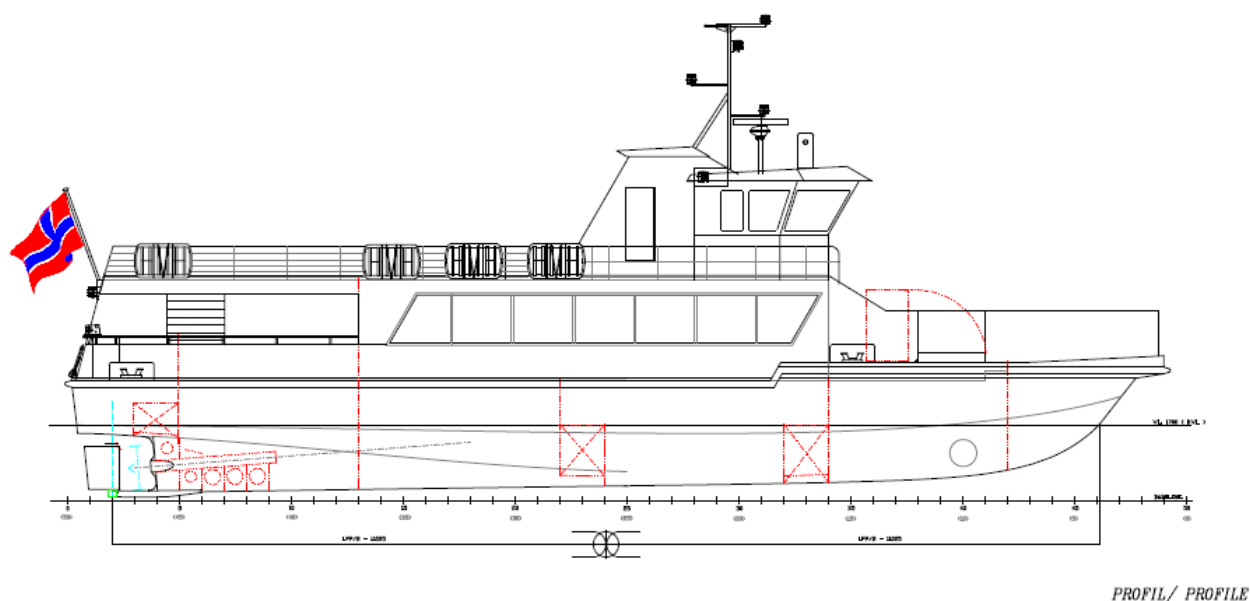
**Tabell 4-5: Nødvendig ladeeffekt ved ulike ladetider**

Rute	Ladeeffekt, hurtiglading [kW]			
	Ladetid 1	Ladetid 2	Ladetid 3	Ladetid 4
B1-B4	1 925	1 155	577	385
B10	4 809	2 404	1 202	801
B11	3 955	2 373	1 186	593
B12	5 548	3 329	1 664	555
B20	19 234	6 411	3 206	1 603
B21-22	36 607	12 202	6 101	3 051

Dersom man skal vurdere hybridisering så vil nødvendig ladeeffekt være direkte proporsjonal med en eventuell hybridiseringsgrad. Her kan Tabell 4-5 enkelt benyttes til nærmere vurderinger av konsekvenser for plug-in hybride løsninger med ulik grad av hybridisering.

## 4.3 Beskrivelse av mulighetsrom for eksisterende båtmateriell

### 4.3.1 Øybåtene



Figur 4-6: Øybåtene

Båtene som i dag brukes på Ruters øysamband er OSLO VIII, OSLO X, OSLO XI og OSLO XII.

Hoveddata:

Lengde o.a.	24,70 m
Lengde p.p.	22,05 m
Bredde	6,00 m
Dybde i riss	2,38 m
Dypgående	1,60 m
Passasjerkapasitet	236-240
Skrogmateriale	Aluminium
Maskineri	Detroit type S-60-14L dieselmotor på 354 kW


DNV GL har estimert kraftbruken fartøyene trenger til 80-100 kW for fremdrift i 5-8 knop, som er den hastigheten fartøyet normalt opererer under.

Fartøyene er teknisk godt egnet til å betjene trafikkgrunnlaget som er i dag, og det er med dette grunnlaget ingen grunn til at fartøyene i fremtiden vil bli konstruert vesentlig annerledes. Bygges fartøyene i komposittmateriale, vil fartøyene kunne bli lettere - noe som vil medføre lavere energiforbruk for forflytning gjennom vannet (dvs. lavere forbruk av drivstoff/elektrisitet). Lett materialer kan være et alternativ for fartøy som ikke brukes vinterstid. For fartøy som skal operere vinterstid må det tas hensyn til operasjon i is, noe som vil påvirke tyngde, materialvalg og kraftbehov.

#### **Biodiesel:**

Oppgradering til biodiesel på Øybåtene vurderes som godt egnet til erstatning av den fossile dieselen som brukes i dag. Selv om det kan være behov for oppgradering av motorer for en overgang til biodiesel, forventes det ikke store kostnader med hensyn til eventuelle tilpasninger. Det forventes at de aller fleste leverandører vil akseptere ren biodiesel i nær fremtid, og at biodiesel er et reelt alternativ for å oppfylle





Ruters krav til fossilfri drift på båtene innen eksisterende kontrakter. Biodiesel vil kunne innføres i løpet av relativt kort tid, men vil typisk være dyrere enn fossil diesel.

### **Biogass:**

Biogass for øybåtene anses ikke aktuelt, da dette teknisk sett ikke lar seg gjennomføre med dagens båter. En ombygging vil kreve nye gassmotorer samt egne separate drivstofftanker. Ved nye kontraktutlysning er det tenkelig å konstruere fartøyer med denne teknologien, men dette vil nok kreve vesentlig større fartøy enn de som er der i dag for å få plass til tankanlegg. Større fartøy vil medføre vesentlig høyere nybyggingskostnader.

### **Hydrogen:**

Hydrogen som drivstoff vil kreve at båtene har en elektrisk fremdriftsløsning (elektromotorer), jf. bruk av brenselceller. Øybåtene har i dag forbrenningsmotorer med aksling til propell, og vil derfor kreve en ombygging av fremdriftsløsning. Brenselceller takler varierende lastpådrag dårlig, slik at de mest sannsynlig vil måtte kombineres med et batterisystem (hybridanlegg). Det anses ikke aktuelt å ombygge båtene til hydrogendrift da dette vil medføre store utfordringer med hensyn til vekt, vektfordeling, samt sikkerhetsgodkjenning. Det anses som mer formålstjenlig om denne teknologien blir valgt for nye båter, og derved lite trolig at dette alternativet kan innføres under gjeldende kontrakt.

Gitt teknologiens modenhet, anses det som vanskelig å innføre denne teknologien før 2020, eller ved første kontrakts utlysning.

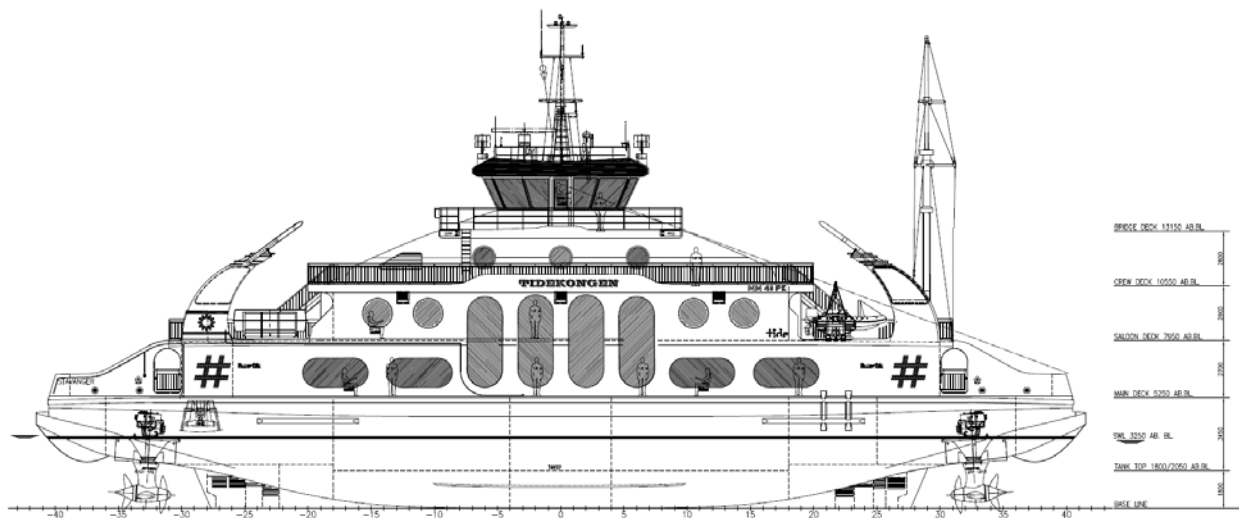
### **Batteri:**

Batteridrift vil kunne erstatte diesel som drivstoff på øybåtene. Båtene må ombygges, ved at eksisterende motorer og drivstoff fjernes og erstattes med elektromotorer, batterier og tilknyttede kraftsystemer. Ved ombygging må vekten av det nye systemet ikke overgå vesentlig eksisterende vekt, noe som setter begrensninger på rekkevidden på båtene. Overslag som DNV GL har gjort viser at det vil være mulig å sette om bord tilstrekkelig batterikapasitet til om lag en times drift, og at båtene deretter lades i ca. 10 minutter for så å gjøre en ny rundtur. Grundigere analyser vil avdekke om det kan være mulig å få plass til ytterligere batterikapasitet. Dette kan oppnås i øysambandene enten ved at det settes inn flere båter eller at ruteopplegget endres for å tillate ca. 15 minutters stopp ved Rådhuskaia, hvor det må legges opp til et hurtigladesystem på kaia.

Sett bort ifra begrensningene innenfor dagens kontrakter, anses ombygging av øybåtene til batteridrift som realistisk ut ifra teknologisk modenhet og regelverk/sikkerhet. Det vil imidlertid ha en høy kostnad, og det forutsetter etablering av ladestasjoner på kai og endring av ruteopplegg.

Ved nye båter vil en lettere kunne konstruere og optimalisere et fartøy tilpasset batteridrift, med tanke på vekt plassering, mer fordelaktige skrogmaterialer osv.

### 4.3.2 Nesoddbåtene



Figur 4-7: Nesoddbåtene

Hoveddata	
Lengde o.a.	49,90 m
Bredde	12,10 m
Dybde til h.dk.	5,25 m
Max dypgang	3,25 m
Bruttotonnasje	1139 t
Passasjerkapasitet	600
LNG gass kapasitet	29 m <sup>3</sup>
Brennolje kapasitet	38 m <sup>3</sup>
Maskineri	Scania D116 55M02P dieselmotorer og to Mitsubishi GS6R gassmotorer, diesel/gass-elektrisk fremdrift.

#### **Biodiesel:**


Oppgradering til biodiesel på Nesoddbåtene vurderes som godt egnet til erstatning av den fossile dieselen som brukes i dag. Selv om det kan være behov for oppgradering av motorer for en overgang til biodiesel, forventes det ikke store kostnader med hensyn til eventuelle tilpasninger. Det forventes at de aller fleste leverandører vil akseptere ren biodiesel i nær fremtid, og at biodiesel er et reelt alternativ for å oppfylle Ruters krav til fossilfri drift på båtene innen eksisterende kontrakter. Biodiesel vil kunne innføres i løpet av relativt kort tid, men vil typisk være dyrere enn fossil diesel.

#### **Biogass:**

Nesoddbåtene vil kunne konvertere til biogass uten nevneverdige ombygninger til bruk i sine gassmotorer. Dagens gass-system vil være egnet til flytende biogass. Det vil være krav til kvaliteten til biogassen, og prisen vil være dyrere enn LNG.

#### **Hydrogen:**

Hydrogen som drivstoff krever at båtene har en elektrisk fremdriftsløsning (elektromotorer), jf. bruk av brenselceller. Nesoddbåtene har i dag diesel-/gasselektrisk løsning, og har derfor bedre forutsetninger for ombygging til hydrogen. Det vil måtte påregnes vesentlige ombyggingskostnader, ved at man skifter ut eksisterende generatorer med brenselceller. Brenselceller takler varierende last og/eller lastpådrag dårlig, slik at de mest sannsynlig vil måtte kombineres med et batterisystem (hybridanlegg).



Gitt teknologiens modenhet, anses det som vanskelig å innføre denne teknologien før 2020, men den burde bli vurdert ved første kontraktutlysning. På lang sikt kan nye fartøyer bygges med denne teknologien. Det er imidlertid stor usikkerhet om prisutviklingen for hydrogenløsninger.

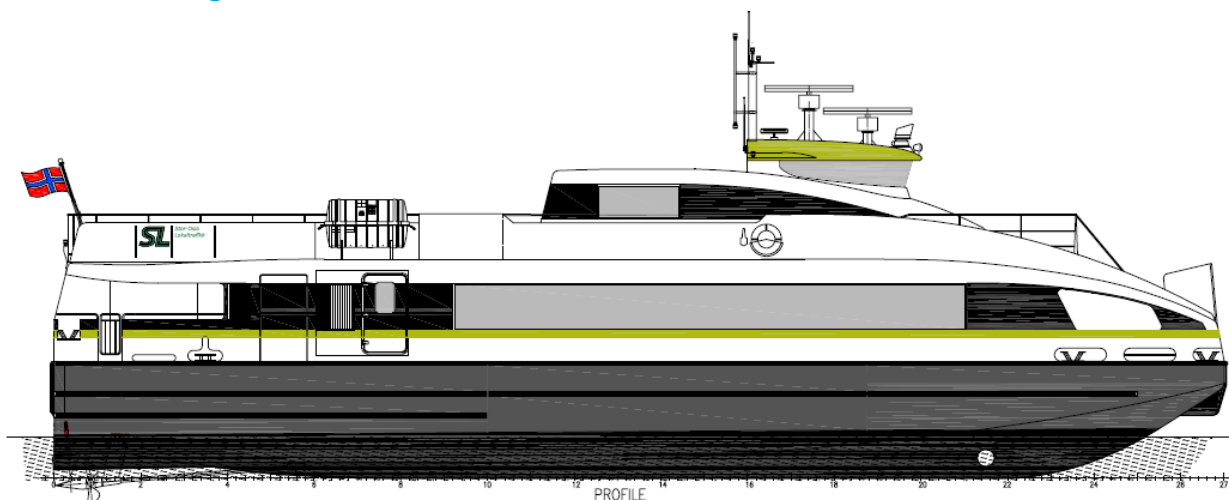
**Batteri:**

Batteridrift vil kunne erstatte diesel som drivstoff på Nesoddbåtene. Båtene må ombygges, ved at eksisterende motorer og drivstoffsystemer fjernes og erstattes med batterier og tilknyttede kraftsystemer. Disse båtene er relativt store slik at det burde være både plass og deplasement-kapasitet nok til å betjene ruten. Båtene opererer i dag med ca. 10 minutter liggetid ved Aker brygge mellom hver avgang og utenom rushtiden med enda lengre liggetider, slik at lading burde være mulig. Det burde likevel utredes automatiske fortøynings- og ladingssystemer ved Aker brygge for å få full effekt ut av liggetiden mellom avgangene. Det bør også tas høyde for at ladestasjon kan være nødvendig på Nesoddtangen.

Sett bort ifra begrensningene innenfor dagens kontrakter, anses ombygging av Nesoddbåtene til batteridrift som realistisk ut ifra teknologisk modenhet og regelverk/sikkerhet. Det vil imidlertid ha en høy kostnad med hensyn på ombyggingskostnad og etablering av ladestasjoner på kai.

Ved nye båter vil en lettere kunne konstruere og optimalisere et fartøy tilpasset batteridrift, med tanke på vekt plassering, mer fordelaktige skrogmaterialer osv.

### 4.3.3 Hurtigbåtene



Figur 4-8: Hurtigbåtene

Hurtigbåtene som brukes på rutene i dag er BARONESSEN, BARONEN og TIDEVIND. Fartøyene er katamaraner (to-skrogs fartøyer) bygget for høy fart. De er ikke søsterbåter, men såpass like at de i denne rapporten behandles under ett. De er utstyrt med «medium speed» dieselmotorer og bruker i dag MGO som drivstoff.

Tabell 4-9: Hoveddata hurtigbåtene

Fartøy	BARONEN	BARONESSEN	TIDEVIND
Lengde o.a.	31,50 m	27,00 m	24,50 m
Bredde	10,80 m	8,80 m	8,00 m
Dybde i riss	2,80 m	2,70 m	2,60 m
Maskineri:	2xMTU12V 2000 1080 kW 2100 o/min	2xMTU10V 2000 900 kW 2100 o/min, derated til 2x749 kW	2xMAN 12 sylindere, 809 kW, 2100 o/min
Fart	30 kn	29 kn	32,5 kn
Passasjerkapasitet	250	180	147


#### **Biodiesel:**

Oppgradering til biodiesel på hurtigbåtene er mulig. Selv om det kan være behov for oppgradering av motorer for en overgang til biodiesel, forventes det ikke store kostnader med hensyn til eventuelle tilpasninger. Det forventes at de aller fleste leverandører vil akseptere ren biodiesel i nær fremtid, og at biodiesel er et reelt alternativ for å oppfylle Ruters krav til fossilfri drift på båtene innen eksisterende kontrakter. Biodiesel vil kunne innføres i løpet av relativt kort tid, men vil typisk være dyrere enn fossil diesel.

#### **Biogass:**

Biogass for hurtigbåtene anses ikke aktuelt, da dette teknisk sett ikke lar seg gjennomføre med dagens fartøy. En ombygging vil kreve nye gassmotorer samt egne separate drivstofftanker, som det etter all sannsynlighet ikke vil være plass til.

På lang sikt kan en bygge nye båter hvor gass-systemer er godt integrert i designet, men dette vil kreve større båter og sannsynligvis hyppigere bunkring. Biodiesel ser ut til å være en bedre egnet løsning enn



biogass for hurtigbåtene både teknisk og økonomisk, og DNV GL har derfor ikke vurdert denne løsningen i detalj.

### **Hydrogen:**

Hydrogen som drivstoff vil kreve at båtene har en elektrisk fremdriftsløsning (elektromotorer), jf. bruk av brenselceller. Hurtigbåtene har i dag forbrenningsmotorer med aksling (og gir) til propell, og vil derfor kreve en ombygging av fremdriftsløsning. Brenselceller takler varierende lastpådrag dårlig, slik at de mest sannsynlig vil måtte kombineres med et batterisystem (hybridanlegg). Det anses ikke aktuelt å ombygge båtene til hydrogendrift da dette vil medføre store utfordringer med hensyn til vekt, vektfordeling, samt sikkerhetsgodkjenning. Det anses som mer formålstjenlig om denne teknologien blir valgt for nye båter, og derved lite trolig at dette alternativet kan innføres under gjeldende kontrakt.

Gitt teknologiens modenhet, anses det som vanskelig å innføre denne teknologien før 2020, eller ved første kontrakts utlysning.

### **Batteri:**

Fullelektrisk drift av hurtigbåtene anses som ikke teknisk mulig med dagens batteriteknologi. Disse fartøyene skal kunne operere med stor fart over lange distanser, og det er ikke utviklet batterier med tilstrekkelig energitetthet til dette. I følge DNV GLs beregninger trengs ca. 3000 kWh til en rundtur på de lengste sambandene. Typisk vekt av maskineri og drivstoff for et konvensjonelt fremdriftssystem estimeres at ca. 12 tonn. Med dagens energitetthet tilsvarer 12 tonn omtrent 1200 kWh batteri-lagringskapasitet som effektivt vil kunne levere ca. halvparten. Selv med en forventet vesentlig forbedring av energitetthet for batterier, så må derfor vekten i forhold til konvensjonellfremdriftsløsning minst økes med en faktor på 3.

Alternativet til full-elektrisk drift vil evt. være en hybridløsning, hvor batteriene brukes nær kaiområder og/eller i 5 knops fartsområde, mens fartøyene opererer på biodiesel i høy hastighet. Dette vil bidra til mindre lokal forurensing ved og nær kai. Ombygging av dagens fartøyer til batterihybride løsninger vil være vanskelig i forhold til eksisterende design, jf. vekt sensitiviteten til denne type fartøy. Ved nybygg kan dette løses bedre gjennom endret design og konstruksjon fra bunn av.

## 5 IDENTIFISERING AV EGNEDE LØSNINGER FOR DE ENKELTE SAMBAND

For å vurdere mulighetsrommet for overgang til alternative drivstoff tas det her utgangspunkt i sambandene isolert, uten å vurdere nærmere det tekniske mulighetsrommet for fartøyene som betjener rutene i dag. Rutene som danner grunnlaget for vurderingen er bestemt av dagens trafikkgrunnlag, slik at man må forvente at nye fartøyer som skal betjene disse rutene stort sett vil være i samme størrelsesorden, all den tid de skal betjene samme passasjer antall.

### 5.1 Oppsummerende vurdering

Ser en på lengre sikt frem mot 2030, når en tar utgangspunkt i dagens ruter, og et teknisk mulighetsrom der Ruter i større grad vil kunne vurdere nye fartøy og teknologier, kan DNV GLs vurdering av mulighetene oppsummeres som vist i Figur 5-1.

Samband	Biodiesel	Biogass	Hydrogen	Batteri
Øysambandet (B1-B4)	Teknisk egnet	Teknisk ikke egnet	Teknisk mulig	Teknisk egnet
Aker brygge - Nesoddtangen (B10)	Teknisk egnet	Teknisk egnet	Teknisk mulig	Teknisk egnet
Nesoddtangen - Lysaker (B11)	Teknisk egnet	Teknisk mulig	Teknisk mulig	Teknisk egnet
Aker brygge - Fornebu (B12)	Teknisk egnet	Teknisk mulig	Teknisk mulig	Teknisk egnet
Aker brygge - Slemmestad/Drøbak (B20-B22)	Teknisk egnet	Teknisk mulig	Teknisk mulig	Teknisk ikke egnet

Teknisk egnet	Kan implementeres
Teknisk mulig	Kan implementeres, men vil ha implikasjoner som går ut over plass/vekt, hastighet, ruteplan og/eller at teknologien ennå anses som umoden for skip
Teknisk ikke egnet	Kan ikke implementeres uten vesentlig implikasjoner på fergemateriellet eller ruteplan

Figur 5-1: Mulighetsrom for båtrotene på lengre sikt (2030/ved nye kontraktsinngåelser)

## 5.2 Øyrutene B1 - B4

Øyrutene betjenes i dag av båtene Oslo X, Oslo XI og Oslo XII med Oslo VIII som reservefartøy. Båtene går i veksel mellom de forskjellige rutene. I høst og vintersesongen dekkes rutene av to av båtene, som stort sett betjener hver sin rute. Rutetabellene er slikt lagt opp at for sommerrutene klarer 3 båter akkurat å betjene ruteopplegget uten nevneverdig ventetid, ca. 5 minutter ved Rådhuskaia.

Sommer 9 uker							
Rådhuset - Hovedøya - Nakholmen - Lindøya vest							
Rådhuset	a		Min.				
Hovedøya	0645	0808	0915	15	2115	2245	0015
Nakholmen	0623	0701	0824	0932	32	2132	2302
Lindøya v	0627	0705	0828	0937	37	2137	2307
Hovedøya	0636	0713	0836	0945	45	2145	2315
Rådhuset	0643	0721	0843	0953	53	2153	2323
Rådhuset - Hovedøya - Lindøya øst - Bleikøya							
Rådhuset	a	b		Min.			
Hovedøya	0724	0845	0945	52	2045	2200	2330
Lindøya øst	0605	0733	0854	1000	00	2100	2210
Bleikøya	0610	0752	0859	1005	05	2105	2215
Gressholm.	0614	0756	0903	zi	zi	zi	2220
Hovedøya	0636			1015	15	2115	2230
Rådhuset	0643	0806	0913	1023	23	2123	2238
Rådhuset - Gressholmen - Langøyene							
Rådhuset	b	c		Min.			
Gressholm.	0724	0930	1000	30	00	2130	
Langøyene	0743	0955	1022	52	22	2152	
Gressholm.	0756		1030	00	30	2200	
Rådhuset	0806	1010	1040	10	40	2210	
a = seiles Lindøya ø - Bleikøya - Gressholmen - Nakholmen - Lindøya v osv b = seiles Rådhuset - Lindøya ø - Langøyene - Bleikøya - Gressholmen osv c = anløper Malmøykaien for Langøyene z = Gressholmen betjenes av Langøyene							
Ovenstående kan seiles med til sammen 3 båter i omskifling (vekseldrift).							

Høst - vinter - vår 43 uker							
Høst og vår: 8 + 73 uker							
Rådhuset - Rundruten							
Rådhuset	x	Min.		x	x	y	y
Hovedøya	0700	00	1900	2000	2100	2200	2300
Lindøya ø	0707	07	1907	2007	2107	2207	2307
Bleikøya	0614	14	1914	2014	2114	2214	2314
Gressholm.	0619	19	1919	2019	2119	2219	2319
Nakholmen	0623	23	1923	2023	2123	2223	2323
Lindøya v	0632	32	1932	2032	2132	2232	2332
Hovedøya	0636	36	1936	2036	2136	2236	2336
Rådhuset	0645	45	1945	2045	2145	2245y	—
Rådhuset	0653	53	1953	2053	2153	2253y	—
Høst og vår: 4 + 6 uker sammen med 05							
Rådhuset - Hovedøya - Gressholmen - Langøyene							
Rådhuset	Min.						
Hovedøya	0930	30	1830				
Gressholm.	0937	37	1837				
Langøyene	0945	45	1845				
Gressholm.	0957	57	1857				
Hovedøya	1005	05	1905				
Rådhuset	1015	15	1915				
Rådhuset	1023	23	1923				
Vinter: 22 uker							
Rådhuset - Rundruten							
Rådhuset	Min*	Le-se*	Le-se	Le-se	Le-se	Le-se	*
Hovedøya	0730	1000	1100	1200	1300	1400	1500
Lindøya ø	0737	1007	1107	1207	1307	1407	1507
Bleikøya	0744	1014	1114	1214	1314	1414	1514
Gressholm.	0749	1019	1119	1219	1319	1419	1519
Nakholmen	0753	1023	1123	1223	1323	1423	1523
Lindøya v	0802	1032	1132	1232	1332	1432	1532
Hovedøya	0806	1036	1136	1236	1336	1436	1536
Rådhuset	0815	1045	1145	1245	1345	1445	1545
Rådhuset	0823	1053	1153	1253	1353	1453	1553
x = dato 1.5 + 7 uker. * = første/les år-sei maktværet (16 uker). y = dato 1.3 + 4 uker.							
Rundruten og Langøyene kan seiles med én båt hver.							

Figur 5-2 Rutetabell Øyrutene

Rutene har en seilingsdistanse på ca. 4,5 nautiske mil og båtene går i snitt ca. 5,5 knop på ruten. DNV GL har beregnet at hver båt bruker ca. 100 kWh på en rundtur.

På sommerrutene er det opplyst at båtene går i snitt ca. 42 timer i døgnet og 20 timer i døgnet i høst og vinter sesongen. Øyrutene er idag godt egnet teknisk for å operere på biodiesel.

Ren batteridrift er også et alternativ, men med dagens trange tidsplan vil lading mellom hver tur være vanskelig. En endring i tidsplanen er nødvendig for å få til dette optimalt. En ladestopp på 10-15 minutter for hver rundtur vil være hensiktsmessig med tanke på infrastruktur som må installeres på land. Batteridrift vil kreve ladestasjoner ved Rådhuskaia, samt ladestasjon på Lindøya ved nattlige.

Hydrogen vurderes som teknisk krevende på kort sikt, og forventes å være mer aktuelt på lang sikt på nye fartøy.

## 5.3 Aker brygge – Nesoddtangen B10

Ruten betjenes av i dag av båtene KONGEN, DRONNINGEN OG PRINSEN. Ruteopplegget er slik at to båter stort sett er tilstrekkelig, der den tredje settes inn i rushtiden. I henhold til ruteplanen har båtene kailigge ved Aker Brygge i 10 minutter og Nesoddtangen i 3 minutter.

Sone		Stoppesteder		Mandag-fredag (normalrute)																		
		Merknader		m																		
25	Nesoddtangen	0530	0600	0630	0700	0720	0740	0800	0820	0840	0900	00	1500	1540	1600	1620	1640	1700	1730	1800	1830	1900
1	Aker brygge	0553	0623	0653	0723	0743	0803	0823	0843	0903	0923	23	1523	1603	1623	1643	1703	1723	1753	1823	1853	1923

Sone		Stoppesteder		Mandag-fredag forts. (normalrute)																		
		Merknader		f f f f																		
25	Nesoddtangen	1930	2000	2030	2100	2130	2200	2230	2300	2400	0100	0200	0300	0400								
1	Aker brygge	1942	2012	2042	2112	2142	2212	2242	2312	0012	0123	0223	0323	0423								

Sone		Stoppesteder		Mandag-fredag (ferierute)																	Gjelder i sommerferien 29. juni – 7. august.				
		Merknader		m																	m f f f f				
25	Nesoddtangen	0530	0600	0630	0700	0730	0800	0830	0900	00	1500	1530	1600	1630	1700	00	2400	0100	0200	0300	0400				
1	Aker brygge	0553	0623	0653	0723	0753	0823	0853	0923	23	1523	1553	1623	1653	1723	23	0023	0123	0223	0323	0423				

Sone		Stoppesteder		Lørdag				Søndag				
		Merknader		m				m				
25	Nesoddtangen	0700	00	0400				0700	00	2400		
1	Aker brygge	0723	23	0423				0723	23	0023		

Sone		Stoppesteder		Mandag-fredag (normalrute)																		
		Merknader		m																		
1	Aker brygge	0603	0633	0713	0733	0753	0813	0833	33	1433	1513	1533	1553	1613	1633	1653	1713	1733	1803	1833	1903	1915
25	Nesoddtangen	0626	0656	0736	0756	0816	0836	0856	56	1456	1536	1556	1616	1636	1656	1716	1736	1756	1826	1856	1926	1927

Sone		Stoppesteder		Mandag-fredag forts. (normalrute)																	
		Merknader		f g f f f																	
1	Aker brygge	1945	2015	2045	2115	2145	2215	2245	2345	0033	0045	0133	0233	0333							
25	Nesoddtangen	1957	2027	2057	2127	2157	2227	2257	2357	0056	0057	0156	0256	0356							

Sone		Stoppesteder		Mandag-fredag (ferierute)																	Gjelder i sommerferien 29. juni – 7. august.				
		Merknader		m																	m f f f f				
1	Aker brygge	0603	0633	0703	0733	0803	0833	33	1433	1503	1533	1603	1633	1703	1733	33	0033	0133	0233	0333					
25	Nesoddtangen	0626	0656	0726	0756	0826	0856	56	1456	1526	1556	1626	1656	1726	1756	56	0056	0156	0256	0356					

Sone		Stoppesteder		Lørdag				Søndag				
		Merknader		m				m				
1	Aker brygge	0633	33	0333				0633	33	0033		
25	Nesoddtangen	0656	56	0356				0656	56	0056		

f. Seiles kun fredag (natt til lørdag).  
g. Seiles mandag - torsdag.  
m. Deretter minutter over fel time.

På Nesoddtangen korresponderer båten med busslinjene 560, 565, 570 og 575.

Norled AS  
Hittegode: 22 83 22 77  
Ruteopplysning: 177

Figur 5-3: Rutetabell Aker brygge – Nesoddtangen

Ruten har en seilingsdistanse tur-retur på ca. 6,5 nautiske mil og båtene går i snitt ca. 8,5 knop på ruten. DNV GL har beregnet at hver båt bruker ca. 400 kWt på en rundtur.

Strekningen egner seg godt for både biodiesel, biogass og batteridrift. Legger en til grunn en opprettholdelse av dagens fartøystørrelse og hastighet, vil båtene være store nok til plassering av batterisystemer for å klare turen på ren batteridrift. Hydrogen vil på lengre sikt kunne være mulig, men batteridrift vil gi bedre energieffektivitet.



## 5.4 Nesoddtangen – Lysaker B11

Ruten betjenes i hovedsak av hurtigbåten BARONEN, mens reservebåten HULDRA settes inn i rushtiden. Det er lagt opp til to rutetider avhengig om det brukes hurtigbåt eller reservebåt. Med hurtigbåt tar overfarten 8 minutter, med 3-5 minutter liggetid ved kai. For reservebåtruten er overfarten 20 minutter, med 5 minutter liggetid ved kai.

B11 Nesoddtangen - Lysaker - Nesoddtangen			
Sone	Stoppsteder	Mandag-fredag (normalrute)	x
	Merknader		
25	Nesoddtangen	0630 0700 0720 0740 0800 0820 0840	1500 1540 1620 1700
1	Lysaker	0638 0708 0728 0748 0808 0828 0848	1508 1548 1628 1723
25	Nesoddtangen	0644 0709 0729 0749 0809 0829 ...	1515 1605 1645 1725
		0653 0717 0737 0757 0817 0837 ...	1533 1613 1653 1733
Sone	Stoppsteder	Mandag-fredag (reserverute når hurtigbåt)	ikke kan benyttes)
	Merknader		
25	Nesoddtangen	0630 0720 0800 0840	... 1540 1640
1	Lysaker	0650 0740 0820 0900	... 1600 1700
1	Lysaker	0655 0735 0820	1515 1615 1715
25	Nesoddtangen	0715 0815 0840	1535 1635 1735
Sone	Stoppsteder	Mandag-fredag (ferierute, seiles i sommer-	ferien 29. juni – 7. august).
	Merknader		
25	Nesoddtangen	0630 0700 0730 0800 0830	1500 1530 1600 1630
1	Lysaker	0638 0708 0738 0808 0838	1508 1538 1608 1638
1	Lysaker	0645 0715 0745 0815 0845	1515 1545 1615 1645
25	Nesoddtangen	0653 0723 0753 0823 0853	1523 1553 1623 1653
Sone	Stoppsteder	Mandag-fredag (reserverute i sommer-	ferien 29. juni – 7. august).
	Merknader		
25	Nesoddtangen	0630 0730 0830	... 1530 1630
1	Lysaker	0650 0750 0850	... 1550 1650
1	Lysaker	0705 0805 ...	1505 1605 1705
25	Nesoddtangen	0725 0825 ...	1525 1625 1725

c. Ikke fredager i perioden 27/4 - 4/10 2015.

Figur 5-4: Rutetabell Nesoddtangen – Lysaker

Ruten har en seilings-distanse én vei på ca. 4,5 nautiske mil, og båtene går i snitt ca. 18,2 knop på ruten. DNV GL har beregnet at hver båt bruker ca. 200 kWt på en tur.

Ruten egner seg best i dag for biodiesel, siden ruten kombineres med Drøbak/Son rutene. Ser en i midlertidig isolert på ruten Nesodden-Lysaker med sin korte avstand, vil batteridrift være egnet på et nytt fartøy, med lading ved hver kai på 10-15 minutter. Dette vil i midlertid kreve ruteendring for å muliggjøre lading. Velges batteridrift her så vil båten stort sett være låst til dette sambandet, og siden ruten er en rushtidsrute vil dette medføre en dyr løsning, da den sannsynligvis ikke kan benyttes på andre strekninger utenom rushtiden.

Hydrogen er et aktuelt alternativ på sikt på nye fartøy, og vil ha den fordelen at fartøyet ikke nødvendigvis er begrenset til denne ruten (jf. bedre rekkevidde på hydrogenløsning).

## 5.5 Aker brygge – Fornebu B12

Ruten betjenes av TIDEVIND og går kun i rushtiden. Overfarten tar 12 minutter og fartøyet har 3 minutter ved kai.

B12 Fornebu - Aker brygge		Mandag-fredag (morgen)					Mandag-fredag (ettermiddag)						
Sone	Brygge												
1	Aker brygge	0630	0700	0730	0800	0830	1445	1515	1545	1615	1645	1715	1745
1	Fornebu	0642	0712	0742	0812	0842	1457	1527	1557	1627	1657	1727	1757
1	Fornebu	0645	0715	0745	0815	0845	1500	1530	1600	1630	1700	1730	1800
1	Aker brygge	0657	0727	0757	0827	0857	1512	1542	1612	1642	1712	1742	1812

Ved Fornebu har båten brygge ved Sjølshavens kro.  
Ved Aker brygge brukes plassen ved klokkestøtten.

Merk: Linje B12 innstilles i sommerferien 27. juni - 9. august, romjulen, påsken og ved isproblemer i fjorden.

**Forsinket båt?**  
Ønsker du å abonnere på SMS-meldinger om båttrafikken på linje B12, send NORLED VARSLE 2069 til nummer 2077 (kr. 1,- pr. melding), eller last ned Noted-app'en på varsel.norled.no.

Figur 5-5: Rutetabell Aker brygge – Fornebu

Ruten har en seilingsdistanse én vei på ca. 3,2 nautiske mil, og båten går i snitt ca. 13,0 knop på ruten. DNV GL har beregnet at hver båt bruker ca. 280 kWt på en tur.

Ruten kan egne seg for flere typer fornybart drivstoff. Batteridrift vil være egnet på et nytt fartøy, med lading ved hver kai på 10-15 minutter. Dette vil i midlertidig kreve ruteendring for å muliggjøre lading. Velges batteridrift her så vil båten stort sett være låst til dette sambandet, og siden ruten er en rushtidsrute vil dette medføre en dyr løsning, da den sannsynligvis ikke kan benyttes på andre strekninger utenom rushtiden. Grunnet Ruters tidsperspektiv for dette sambandet er imidlertid ikke kostnader eller miljøeffekter for batteridrift inkludert i den videre gjennomgangen.

Hydrogen er et aktuelt alternativ på sikt på nye fartøy, og vil ha den fordelene at fartøyet ikke nødvendigvis er begrenset til denne ruten (jf. bedre rekkevidde på hydrogenløsning).

## 5.6 Aker brygge – Vollen/Slemmestad B20

Ruten betjenes av BARONEN OG BARONESSEN og er en rushtidsrute med 5 rundturer med svært begrenset liggetid ved kai.

B20 Slemmestad - Vollen - Aker brygge		B20 Aker brygge - Vollen - Slemmestad									
Sone	Stoppsteder	Merknader	Mandag-fredag	Sone	Stoppsteder	Merknader	Mandag-fredag				
1	Slemmestad	0626	0710	0815	1545	1658	1640	0745	1510	1630	1730
2	Vollen	0613	0718	0823			1535	1645	1755		
1	Aker brygge	0638	0743	0848	1617	1722	0708	0813	1542	1652	1802

Linje B20 selles av hurtigbåt. Den er innstilt i påsken og sommerferien 29. juni - 7. august

Båten korresponderer i Vollen med busslinje 720 Gulbekken - Vollen.

Man kan abonnere på SMS-informasjon om båttrafikken ved å sende melding: "NORLED VARSLE 2069" til 2077. Vikt. kr. 1,- pr. melding.

Figur 5-6: Rutetabell Aker brygge – Vollen/Slemmestad

Ruten har en seilingsdistanse tur-retur på ca. 23,5 nautiske mil, og båtene går i snitt ca. 20,2 knop. DNV GL har beregnet at hver båt bruker ca. 1500 kWt på en rundtur.

Som hurtigbåtrute over en lengre strekning, har ruten få alternativer til biodiesel som fornybart drivstoff. Dagens batteriteknologi gjør at batteriene vil bli for tunge, jf. det høye energibehovet og vektsensitiviteten på hurtigbåter. Hybridløsninger kan imidlertid vurderes på ruten.

Hydrogen kan bli et alternativ på lang sikt, på nye fartøy.

## 5.7 Aker brygge – Drøbak/Son B21, B22

Ruten betjenes av BARONEN OG BARONESSEN.

Vår- og høstruter:

B21 Oslo - Drøbak gjelder 25. april - 19. juni og 17. august - 4. oktober				B21 Drøbak - Oslo gjelder 25. april - 19. juni og 17. august - 4. oktober				
Sone	Stoppsteder	fre	lør og søn	Sone	Stoppsteder	fre	lør og søn	
1	Aker brygge	1635e	1000	1500	35	Drøbak (Djortorget)	1810	1240 1840
25	Nesoddtangen	1645			35	Oslandsberg		1250 1650
25	Drøbak	1700e	1015p	1515p	35	Hålaya		1255 1655
25	Drøbak	1705	1018	1518	25	Aagren		1900 1700
25	Sjøstrand	1706	1021	1521	25	Fagerstrand	1825	1305 1705
25	Ølsmet	1707	1025	1525	25	Lagoya		1310 1710
25	Østmann	1728	1035	1535	25	Søndre Langåra	1830	1315 1715
25	Fjellstrand	1725	1040	1540	25	Østmann		1320 1720
25	Søndre Langåra	1725	1050	1550	25	Ølsmet	1845	1330 1730
25	Hålaya	1740	1055	1555	25	Sjøstrand		1340 1740
25	Fagerstrand	1745	1100	1600	25	Drøbak		1345 1745
25	Aagren	1750	1105	1605	25	Nesoddtangen	1855a	1350a 1750a
35	Hålaya	1755	1110	1610	1	Furuset		
35	Oslandsberg	1800	1115	1615	1	Løvdal		
35	Drøbak	1810	1125	1625	1	Aker brygge	1910	1405 1805

Sommerruter:

B21 Oslo - Nesodden - Drøbak - Son B22 Oslo - Vollen - Drøbak gjelder 20. juni - 16. august							B21 Son - Drøbak - Nesodden - Oslo B22 Drøbak - Vollen - Oslo gjelder 20. juni - 16. august									
Sone	Stoppsteder	linjenummer	man - fre	fre	lør og søn		Stoppsteder	linjenummer	man - fre	fre	lør og søn					
1	Aker brygge	1000	1635a	1000	1005	1500	1635	45	Son	...	...	1210	...	1710	...	
1	Oslandsberg	1645					1649	45	Drøbak (Djortorget)	1240	1810	1128	1240	1423	1740	1753
25	Nesoddtangen	1015p	1700	1015p	1105	1515p		35	Oslandsberg	1250		1132	1250	1423	1750	1803
25	Drøbak	1018	1703	1018	1118	1518		35	Hålaya	1255		1138	1255	1428	1755	1808
25	Sjøstrand	1021	1706	1021	1121	1521		25	Aagren	1300		1140	1300	1430	1800	
25	Ølsmet	1025	1710	1025	1125	1525		25	Fagerstrand	1305	1825	1145	1305	1435	1805	
25	Vollen	1040	1725	1040	1140	1540	1710	25	Lagoya	1310	1830	1150	1310	1440	1810	
25	Østmann	1045	1730	1045	1145	1545		25	Søndre Langåra	1315		1155	1315	1445	1815	
25	Fjellstrand	1048	1733	1048	1148	1548		25	Østmann	1320		1160	1320	1450	1820	
25	Søndre Langåra	1050	1735	1050	1150	1550		25	Ølsmet	1325		1165	1325	1455	1825	
25	Hålaya	1055	1740	1055	1155	1555		25	Sjøstrand	1330		1170	1330	1460	1830	
25	Fagerstrand	1100	1745	1100	1160	1560		25	Drøbak	1340	1845	1180	1340	1470	1840	
25	Aagren	1105	1750	1105	1165	1565		25	Nesoddtangen	1345	1850a	1185	1345	1475	1845	
35	Hålaya	1110	1755	1110	1168	1568	1738	1	Furuset	1405	1910	1223	1405	1535	1905	1953
35	Oslandsberg	1115	1800	1115	1169	1569	1739	1	Løvdal							
35	Drøbak	1125	1810	1125	1179	1579	1749	1	Aker brygge	1405	1910	1223	1405	1535	1905	1953
45	Østmann	...	...	1185	...	1625	...									
45	Son	...	...	1190	...	1630	...									

Figur 5-7: Rutetabell Aker brygge – Drøbak/Son

Ruten har en seilingsdistanse tur-retur på ca. 44,6 nautiske mil til Drøbak, og båtene går i snitt ca. 13,7 knop. Den lave snitthastigheten skyldes mange lokale stopp. DNV GL har beregnet at hver båt bruker ca. 2400 kWt i snitt på en tur til Drøbak og ca. 3000 kWt til Son.

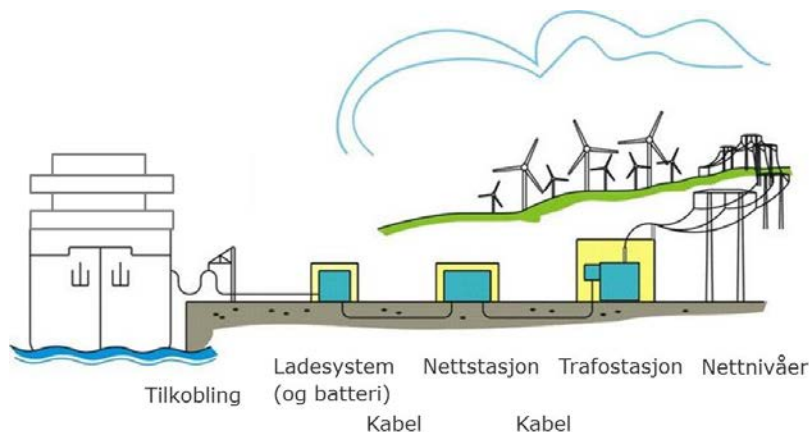
Som hurtigbåtrute over en lengre strekning, har ruten få alternativer til biodiesel som fornybart drivstoff. Dagens batteriteknologi gjør at batteriene vil bli for tunge, jf. det høye energibehovet og vekstsensitiviteten på hurtigbåter. Hybridløsninger kan imidlertid vurderes på ruten.

Hydrogen kan bli et alternativ på lang sikt, på nye fartøy.

## 6 INFRASTRUKTUR FOR ELEKTRISK DRIFT

### 6.1 Innledning om nettkostnader

Mulighetene for fossilfrie båtsamband i Oslofjorden innebærer også en vurdering av kostnader for nødvendig lade-infrastruktur på land. Dette omfatter flere ledd, inkludert tilkobling og ladeløsning, eventuell batteribank og nettkostnader. Dette er illustrert under.



Figur 6-1: Landtilkobling

Kostnader for installasjoner på båtene samt ladeløsning og eventuelle batteribanker på land er behandlet i øvrige deler av denne rapporten. Dette kapittelet omhandler kostnader i nett. Vi baserer oss på standard kostnadskatalog for nettanlegg og erfaring fra nasjonal kartlegging av nettkostnader for el-ferger sammen med anslag fra Hafslund Nett og Follo Nett. Begge nettselskapene har vært svært hjelpsomme med kart og informasjon om hvilke tiltak en må forvente for oppkobling og forsterkning av nett for å kunne forsyne båter med elektrisk kraft.

Det er to kostnadselementer som det er nødvendig å vurdere:

- investeringskostnader knyttet til oppkobling til nettet og forsterkninger i nettet, som normalt dekkes tilnærmet fullt ut av nettkunde gjennom anleggsbidrag.
- tariffer for årlig abonnement og bruk av nettet, delt i effekt- og energitariff.

Hvordan ladingen gjennomføres kan også påvirke nettkostnadene, ved at momentan tapping fra nettet kan gi opphav til spenningsforstyrrelser og stor belastning av nettet, mens en gradvis opptrapping og nedtrapping av uttak fra nettet vil kunne gjøre det lettere for nettselskapet å holde kostnadene nede. Vi har ikke hatt mulighet til å gå inn på slike detaljerte vurderinger i denne analysen.

### 6.2 Investeringskostnader og anleggsbidrag

Nettselskapene er pålagt å koble nye kunder til nettet, men skal få sine kostnader dekket iht. inntektsrammereguleringen fra NVE. Det er normalt at investeringskostnader for å koble ny last til nettet i stor grad dekkes gjennom anleggsbidrag fra kunden. Nettselskapene har mulighet til å dele kostnaden og anleggsbidraget på flere kunder der disse sammen har glede av ny infrastruktur. Det er også slik i forbindelse med en oppkobling at deler av investeringene i nettet kan ha andre gevinster og dermed kan være mulig å ta inn under den generelle inntektsrammen og grunnlaget for tariffer. I denne analysen antar vi, hvilket også anses mest realistisk, at hele kostnaden dekkes av båtoperatør eller Ruter gjennom anleggsbidrag.

Hovedkostnadene er knyttet direkte til oppkobling med nye kabler, graving, nye tavler og arbeid på nærmeste nettstasjon eller trafo. En benytter lokale antakelser for entreprenørarbeid, eller Planbok<sup>9</sup> fra REN som angir normerte komponentkostnader for distribusjonsnett. Dersom det ikke er kapasitet i distribusjonsnettet, kan det være tiltak i overliggende nett, dvs regionalnettet, som kan muliggjøre oppkobling med større effekt. Dersom det for ladeanlegget må etableres en ny nettstasjon i regionalnettet, så vil dette normalt måtte dekkes av kunden. Derimot vil generelle oppgraderinger i regionalnettet bli tatt inn i inntektsrammen og spredt ut på alle kundene gjennom tariffene.

Det er begrenset hvor detaljert det er gjennomførlig (og hensiktsmessig) å regne på kostnader i en tidlig fase av en mulighetsstudie. Det vil være naturlig å undersøke nærmere og i mer detalj hva som vil være nettkostnader på basis av de utvalgte løsninger en ønsker å gå videre med.

Vi har tatt utgangspunkt i følgende caser (se kapittel 4.2.1 for ladetider) for etablering av kostnadsanslag for nett-tilknytning av ladeanlegg:

Tabell 6-2: Effektbehov etter ladetid  
Kai (Rute)

Kai (Rute)	Minste effektbehov (kVA) etter ladetid*			
	Ladetid 1	Ladetid 2	Ladetid 3	Ladetid 4
Aker Brygge (B10)	4800	2400	1200	800
Rådhuskaia (B1-4)	1950	1125	577	385
Lindøya (nattligge 6t)				198
Nesoddtangen (kun B11)	4214	2529	1264	632
Nesoddtangen (B10 & B11)	9014	4929	2464	1432
Lysaker (B11)	4214	2529	1264	632

\* Se kapittel 4.2.1 for ladetider

### 6.2.1 Aker Brygge & Rådhuskaia

Vi har fått opplyst at 800kV kapasitet ikke er tilgjengelig i eksisterende anlegg ved Rådhuskaia og Aker brygge, slik at selv med lengst ladetid 4 så er det ikke tilstrekkelig kapasitet for lading av B10, uten at det etableres batteribank eller gjøres større investeringer i nettet. Derimot kan det være en mulighet for øybåtene B1-B4 med lengste ladetid 4 kan dekkes fra koblingspunkt som finnes på Rådhusbrygge 3. Vi har imidlertid per i dag ikke fått endelig avklart om hvilken kapasitet som er faktisk tilgjengelig og dermed også hva som vil være kostnadene for en slik løsning.

Dersom en trenger effekt til å dekke lading av B10 eller kun hurtigere lading (ladetid 1-3) av øybåtene B1-B4, så finnes det ikke tilgjengelig tilstrekkelig kapasitet. Det innebærer at for disse alternativene må en ny nettstasjon etableres. Når en først må etablere en ny nettstasjon, er det hensiktsmessig å se B10 og B1-4 i sammenheng. Dette innebærer at det er rimeligere per kWh og kVA installert dersom det er flere båtsamband som får ladestasjon, men at den totale kostnaden blir høyere. Kostnadene ved anlegg er knyttet til graving, kabler, nettstasjon og trafo, samt eventuelle bygg som måtte bli påkrevet for sikre systemer.

<sup>9</sup> <http://www.ren.no/produkter/planbok> Planboken er utviklet i samarbeid med SINTEF. Oppdateres ved hjelp av F&U og abonnementsinntekter.

Følgende tabell viser mulige løsninger:

**Tabell 6-3: Mulige løsninger for Aker brygge & Rådhuskaia**

Kai (Rute)	Ladetid 1	Ladetid 2	Ladetid 3	Ladetid 4
Aker Brygge (B10) Rådhuskaia (B1-4)	Krever ny 11kV med høyspentkabler fra Pipervika til nettstasjon i rom i bygg	Mer enn 2-2,5 kVA vil kreve i) to koblinger til forskjellig punkt i nett eller ii) ny 11kV fra Pipervika til nettstasjon i rom i bygg	Forsyning fra eksisterende 11kV-nett til ny nettstasjon	

Det er vanskelig å estimere kostnadene i detalj for disse to lokasjonene, men følgende anslås vedrørende hovedkomponentene:

- Omlag 10 000 kr/m for grøft inkl. kabler.
- Elektrotekniske kostnader for ny nettstasjon kan antas opp mot 1 mill. for nettstasjon inkl. høyspent bryteranlegg og transformator. Ytterligere transformator 3-400 000 kr.
- Bygningstekniske kostnader i tillegg dersom rom i bygg.
- Dersom levering på 11 kV fra Pipervika vil det kreve et høyspent bryteranlegg med målercelle i grensesnittet mellom Hafslund Nett og kunde.
- I tillegg kommer tomtekostnader. Det har vi ikke vurdert her.

De byggetekniske kostnadene for en nettstasjon avhenger av størrelsen på rommet/bygget, hvilket igjen er avhengig av antall transformatorer. Det vil være kunden som er ansvarlig for å etablere bygg etter nærmere beskrevne krav fra nettselskapet. I hovedsak kan en si at det for en transformator på 2 MW vil kreves 16 kvm rom med tilstrekkelig ventilasjon, og at dette øker til hhv 30 og 40 kvm ved to eller tre transformatorer. Byggekostnadene vil også avhenge av om en delvis kan benytte eksisterende bygg, slik som på Rådhusbrygge 3 eller for Nesoddbåten, eller om det må etableres et nytt frittliggende bygg. Utover kravene til en nettstasjon, kan det være at ladestasjonseier også vil ønske å ha bygg til lager eller andre funksjoner som anses nødvendig.

Vi anslår at det vil koste ca. 400 000 kr. for byggeteknisk arbeid knyttet til en trafo, og at dette øker med 100 000 for hver ekstra trafo. Nytt høyspent bryteranlegg anslås til om lag 300 000 kr., men i tillegg krever dette også et eget rom på om lag 8 kvm, slik at samlede kostnader for bryteranlegg er anslått til nærmere 500 000. Vi anslår at det er om lag 150 m til 11kV nett og 400 m til Pipervika trafo. Vårt anslag på kostnader, med alle forbehold nevnt tidligere og uten tomtekostnader, er da som følger:

**Tabell 6-4: Kostnader**

Kai (Rute)	Ladetid 1	Ladetid 2*	Ladetid 3	Ladetid 4
Aker Brygge (B10) Rådhuskaia (B1-4)	Kr. 7,8mill	i) kr. 6 mill ii) kr. 6,8 mill		Kr. 3 mill

\*Se tabell 6-3 for en forklaring av de to alternativene

Dersom en kun etablerer ladestasjon for øybåtene B1-B4 på Rådhuskaia, så vil kostnad på kr. 3 mill. dekke utbygging av kapasitet tilstrekkelig for i alle fall ladetid 1 til 3 (for ladetid 4 er det ikke gitt tilstrekkelig informasjon, men antakelig vil kostnaden være en øvre grense også for denne ladetiden).

## 6.2.2 Lindøya (kun nattligge 6t)

Vi har her tatt utgangspunkt i at det ikke kreves mer enn 198 kVA kapasitet, da fire båter kan ligge minst 6 timer over natten for full-lading. Hafslunds nettstasjon 1844 er like innenfor kaiplassene slik at det vil være mindre behov for utbygging av infrastruktur. Det må byttes til en sterkere transformator på 500 kVA, da trolig som treviking dersom en ønsker 400 V levering (mot kun 230 V i dag). Det kreves også 2 stk. nye lavspenningskabler frem til leveringspunkt.

Kostnadene er anslått til i størrelsesorden kr. 300 000 for de ovenfor nevnte nødvendige tiltakene.

## 6.2.3 Nesoddtangen

Nesoddtangen faller innenfor Follo Netts konsesjonsområde. Det er ikke mulig å etablere lading med kapasitet over 1 MVA uten betydelige oppgraderinger i nettet og etablering av ny nettstasjon fra regionalnettet. Opp til 1 MVA anslår nettselskapet at kan etableres for om lag kr. 1 million. Dette dekker grøfting og kabel, elektroteknisk arbeid, nettstasjon og transformator, men byggetekniske kostnader og tomtekostnader er holdt utenfor.

Kostnadsanslagene her er usikre. Dersom en ser på løsning med 632kVA dvs. kun B11 og ladetid 4, kan kostnadene komme på ned mot kr. 400 000 pluss grøfttekostnader på om lag kr. 100 000. Lavere ladetid og effektuttak tilnærmet 1MVA vil trolig gi kostnader nærmere kr. 800 000, og om lag tilsvarende grøfttekostnad. Det vil kunne være mulig å innpasse 1264 kVA, men dette krever nærmere tekniske vurderinger.

Tabell 6-5: Effektbehov etter ladetid  
Kai (Rute)

	Minste effektbehov etter ladetid			
	Ladetid 1	Ladetid 2	Ladetid 3	Ladetid 4
Nesoddtangen (kun B11)	4214	2529	1264	632
Nesoddtangen (B10 & B11)	9014	4929	2464	1432

Det er altså kun de lengste ladetidene, og dermed de laveste effektbehovene som vist i tabell 6-5, som er mulig å møte uten større tiltak i regionalnettet. Mer usikre løsninger er i tabell 6-5 over indikert med skravert grønt. Alternativene med kortere ladetid for båtene på Nesoddtangen tilsier høyere effektuttak enn 1-1,2 MVA. Dette vil da kreve at en enten benytter en batteribank til mellomagring fra nettet før lading av fartøy, på samme vis som en gjør for fergen Ampere i Sognefjorden, alternativt at det gjøres en nærmere vurdering av større nettoppgradering. Dette kan gjøres når en er sikrere på teknisk sett mest hensiktsmessige løsninger.

## 6.2.4 Lysaker

Rute B11 går fra Nesodden til Lysaker, og en potensiell batteriløsning vil kreve ladestasjon i begge ender av ruten, inklusive Lysaker. Følgende er forventet effektbehov etter ladetid:

Tabell 6-6: Effektbehov etter ladetid

Kai (rute)	Minste effektbehov etter ladetid			
	Ladetid 1	Ladetid 2	Ladetid 3	Ladetid 4
Lysaker (B11)	4214	2529	1264	632

Dersom behovet blir 632 kVA iht. ladetid 4, så vil dette kunne leveres på lavspenningskabler fra nærmeste nettstasjon (B2000), forutsatt at det er praktisk mulig. Det er ca. 100 meter fra nettstasjonen til kai. Transformator i nettstasjonen må byttes, og det må muligens også settes opp en ny 400 V tavle. Disse tiltakene antas å kunne gjennomføres for mellom kr. 0,5 – 1 mill.

For ladetid 2 og 3 vil det kreves mellom 2,5 og 1,25 MVA, og det antas at det må etableres ny nettstasjon i bygg med 2 eller 1 transformator avhengig av effekt/ladetid. Elektrotekniske kostnader for ny nettstasjon kan antas opp mot 1 mill. for nettstasjon inkl. høyspent bryteranlegg og en transformator. Ytterligere transformator kommer på om lag 3-400 000 kr. Kostnader for høyspeningsgrøft antas rimeligere enn Aker Brygge, og Hafslund Nett foreslår å legge til grunn 4000 kr/m. inkl. kabler. Bygningstekniske arbeid og kostnader kommer i tillegg, anslagsvis på 400 000 kr.

For å kunne levere iht. til effektbehov tilsvarende ladetid 1 bør det etableres levering på 11 kV. Det må da legges nye høyspentkabler fra transformatorstasjon. Nærmest er Fornebu, litt over 1 km. i luftlinje unna. Alternativt Jar transformatorstasjon. Samlede kostnader, unntatt tomtekostnader, for et slikt tiltak anslås til om lag kr. 6,5 mill.

Tabell 6-7: Kostnader

Anslag på kostnader etter ladetid	Ladetid 1	Ladetid 2	Ladetid 3	Ladetid 4
Lysaker (B11)	6,5 mill	2,2 mill	1,8 mill	0,5 - 1 mill

## 6.3 Nett-tariffer

For de oppkoblingene som diskuteres her for hurtiglading av båter og nattligge på Lindøya, så vil dette komme inn under kundekategorien bedrift med effekttariff. Med innføring av automatiske målesystemer hos husholdningskunder, så vil det skje en justering av fordelingen av kostnader gjennom tariffene. Dette innebærer at også effekttariffene for bedriftskunder vil endres i de kommende årene.

Den årlige (eventuelt delt på måned) tilknytningsbetalingen inkluderer et obligatorisk element på kr. 800 til energifondet/ENOVA. Tariffene oppgitt i tabellene 6-8 og 6-9 er ekskl. forbruksavgift og mva. Effektleddet regnes på basis av høyeste målte effekt i måneden.

I tillegg til tariffene under, kan nettselskapene ta betalt for reaktiv effekt som bidrar til å redusere overføringsevnen i nettet og øke tapene. Dette vil avhenge av konfigurasjon av ladesystem og interaksjon med nettet. For anlegg med effektfaktor under 0,9 kan nettselskapet om nødvendig avregne tillegg eller forhøyet tariff. Det er i det videre arbeidet her ikke lagt inn kostnad for reaktiv effekt. Hafslund Nett sin sats for reaktiv effekt er på 45kr/kVA/måned i perioden november til mars. Follo Nett regner kostnad for reaktiv effekt ved å forhøye effekt- og energitariff med forholdet 0,9 dividert med anleggets effektfaktor.



**Tabell 6-8: Effekttariffene i Hafslund Nett sitt forsyningsområde er per i dag for timesmålte anlegg:**

	Lavspenning	Høyspenning
Fastbeløp	340 kr per mnd.	900 kr per mnd.
Effektledd - vinter 1 (jan, feb og des)	125 kr/kW/mnd.	100 kr/kW/mnd.
Effektledd - vinter 2 (mar og nov)	65 kr/kW/mnd.	40 kr/kW/mnd.
Effektledd – sommer (apr - okt)	10 kr/kW/mnd.	7 kr/kW/mnd.
Energiledd – vinter (jan - mar og nov - des)	5,70 øre/kWh	2,50 øre/kWh
Energiledd – sommer (apr - okt)	3,25 øre/kWh	1,50 øre/kWh

**Tabell 6-9: Effekttariffene i Follo Nett sitt forsyningsområde er per i dag for timesmålte anlegg:**

	Lavspenning	Høyspenning
Fastbeløp	5938kr/år (495 kr/mnd.)	12658kr/år (1055 kr/mnd.)
Effektledd – vinter (nov-apr)	60 kr/kW/mnd.	32 kr/kW/mnd.
Effektledd – sommer (apr - okt)	30 kr/kW/mnd.	32 kr/kW/mnd.
Energiledd – vinter (nov-apr)	6,00 øre/kWh	4,00 øre/kWh
Energiledd – sommer (mai - okt)	4,00 øre/kWh	3,00 øre/kWh

Vi har på dette stadiet ikke regnet spesifikt på tariffeffekter, men har under gjengitt to eksempler. Det vi ser av strukturen på tariffene og kjenner av erfaring fra andre deler av landet, er at kort ladetid og stor belastning av nettet vil kunne gi svært høye tariffkostnader. Dette kan gjøre det lite lønnsomt målt mot dagens løsning. Det å benytte batteribank med kontinuerlig last på nettet vil gi lavere nett-tariffer, og kan ofte også gi de laveste driftsmessige kostnadene (kostnad for eventuell batteribank er ikke inkludert i nettoppgraderingskostnadene vist over). Her må det derfor gjøres spesifikke vurderinger og for hvert ladested må investeringskostnad og nett-tariff sees i sammenheng.

**Tabell 6-10: Kostnadseksempel Eksempler**

Eksempler	Antar jevnt forbruk og effektuttak gjennom året	Samlet tariffbetaling for fastledd, energi og effekt ekskl. avgifter
B10 Aker Brygge	(4,5 GWh, 1200kW)	Kr. 607 205
B11 Nesoddtangen	(0,3 GWh, 632kW)	Kr. 265 846

## 7 KONSEKVENSANALYSE FOR IDENTIFISERTE LØSNINGER

I dette kapittelet presenteres estimerte utslippsreduksjoner og kostnader for de løsninger som er identifisert som teknisk egnede.

### 7.1 Resulterende reduksjon av klimagasser

I Figur 7-1 og Figur 7-2 er klimagevinstene for omlegging til de ulike fossilfrie alternativene vist. Utslippsfaktorene som er lagt til grunn for beregningene er basert på Statens vegvesens standard utslippsfaktorer for ferjeambud, og disse er oppsummert i Tabell 7-1.

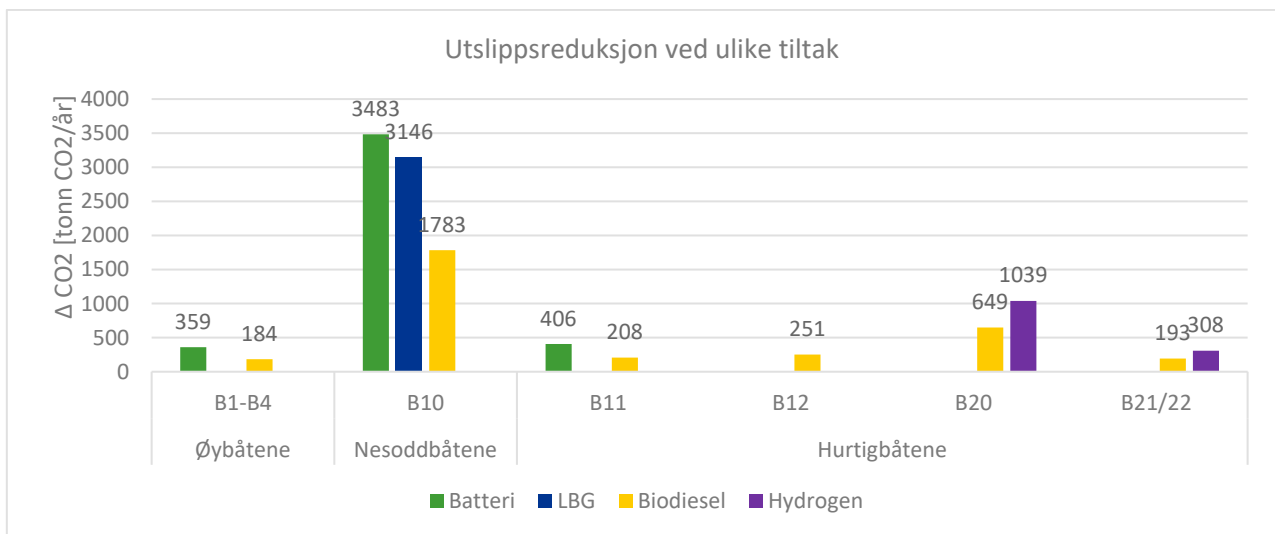
Tabell 7-1 Utslippsfaktorer for CO<sub>2</sub>

Drivstofftype	CO <sub>2</sub> -faktor [tonn CO <sub>2</sub> /tonn drivstoff]	CO <sub>2</sub> -faktor [g CO <sub>2</sub> /kWh bunkret energi]	Resulterende reduksjon sammenlignet med MGO
Marin gassolje (MGO)	3,206	-	0 %
Biogass (LBG)	-	55	82 %
Biodiesel	-	165	47 %
Hydrogen <sup>10</sup>	-	120	75 %
Strøm (landstrøm/lading)	-	75	91 %

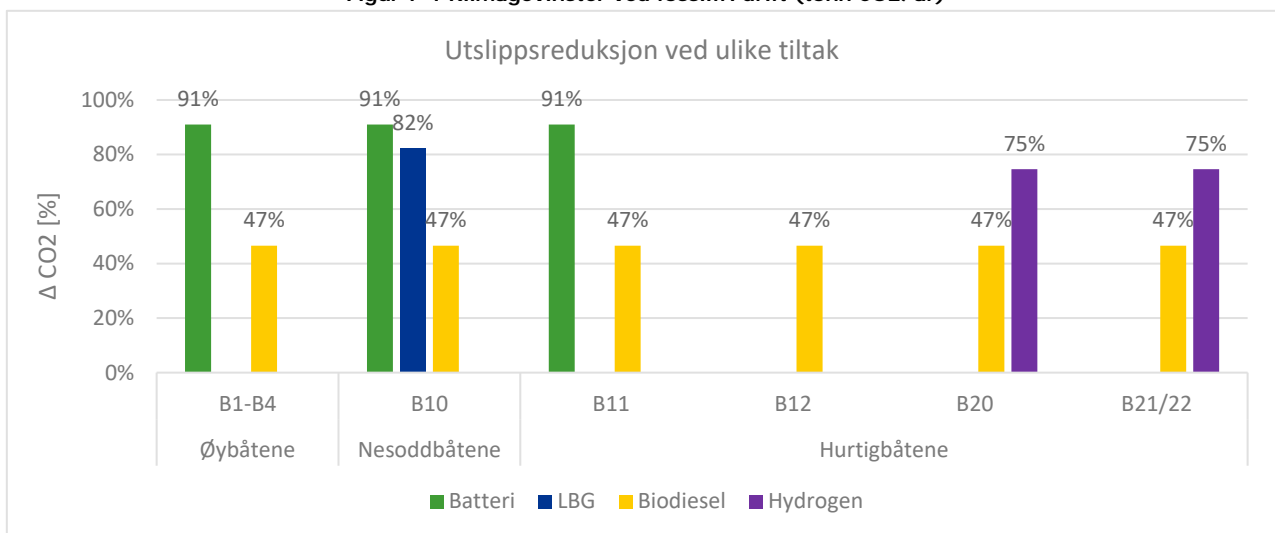
Disse utslippsfaktorene og drivstofforbruket presentert i Tabell 4-3 gir til sammen utslippsreduksjonene presentert i Figur 7-1. Her fremgår det tydelig at det er på Nesoddsambandet (B10) det store potensialet for klima-utslippsreduksjoner finnes, da energibruken på dette sambandet er langt høyere enn på de øvrige sambandene. For dette sambandet er det verdt å merke seg at for eksisterende fartøy må overgangen til biodrivstoff gjøres med omlegging til både biodiesel og biogass, slik at den reelle CO<sub>2</sub>-gevinsten vil ligge et sted mellom de respektive tallene. Med en batterihybridløsning på båtene som i dag trafikkerer Nesoddsambandet, kunne sannsynligvis en god del av dieselmotorbruken vært unngått (med økt bruk av gassmotorene), og dermed gitt en enda bedre klima- og lokalutslippsgevinst fra overgangen til biodrivstoff. I Figur 7-2 er de prosentvise endringene vist, for de alternativene som har blitt identifisert som mest egnede. Som en kan se sammenfaller de prosentvise endringene med reduksjonspotensialene vist i Tabell 7-1.

En eventuell reduksjon i energibruken som følge av nye og mer energieffektive båter, sammenlignet med dem som opererer i dag, er ikke tatt med i klimaeffektberegningene. Dette er ikke forventet å endre bildet vesentlig, da CO<sub>2</sub>-faktoren for LBG og batteri er så lave i utgangspunktet at en energieffektivisering ikke vil gi noe særlig ytterligere reduksjon av CO<sub>2</sub>-utslippene. CO<sub>2</sub>-faktoren for biodiesel er også forholdsvis lav.

<sup>10</sup> Det er ikke fastsatt noen utslippsfaktor for hydrogen i Statens vegvesens standardtabell for CO<sub>2</sub>-utslipp. Faktoren er i rapporten estimert av DNV GL, basert på antagelse om elektrolyse med strøm fra nettet. For at samme forutsetninger for fastsettelse av utslippsfaktor for strøm til lading og strøm til hydrogenproduksjon skal ligge til grunn, er bruk av fornybar overskuddsenergi for hydrogenproduksjon vurdert som ikke relevant i dette tilfellet. For andre spesifikke applikasjoner (samband andre steder enn i Oslofjorden) kan vurderingene være annerledes.



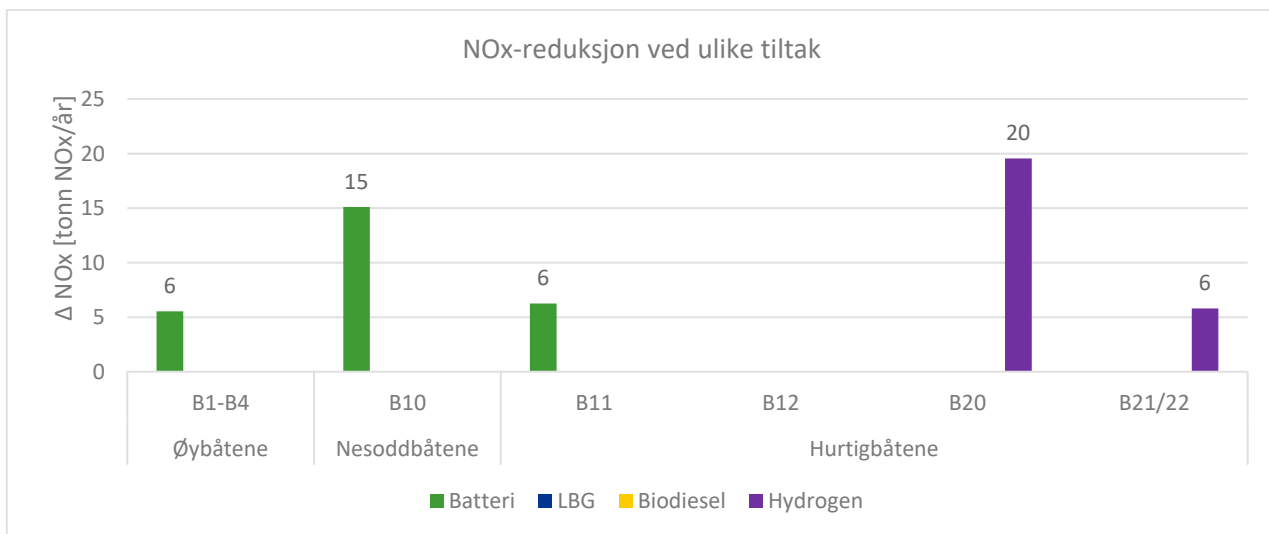
**Figur 7-1 Klimagevinster ved fossilfri drift (tonn CO2/år)**



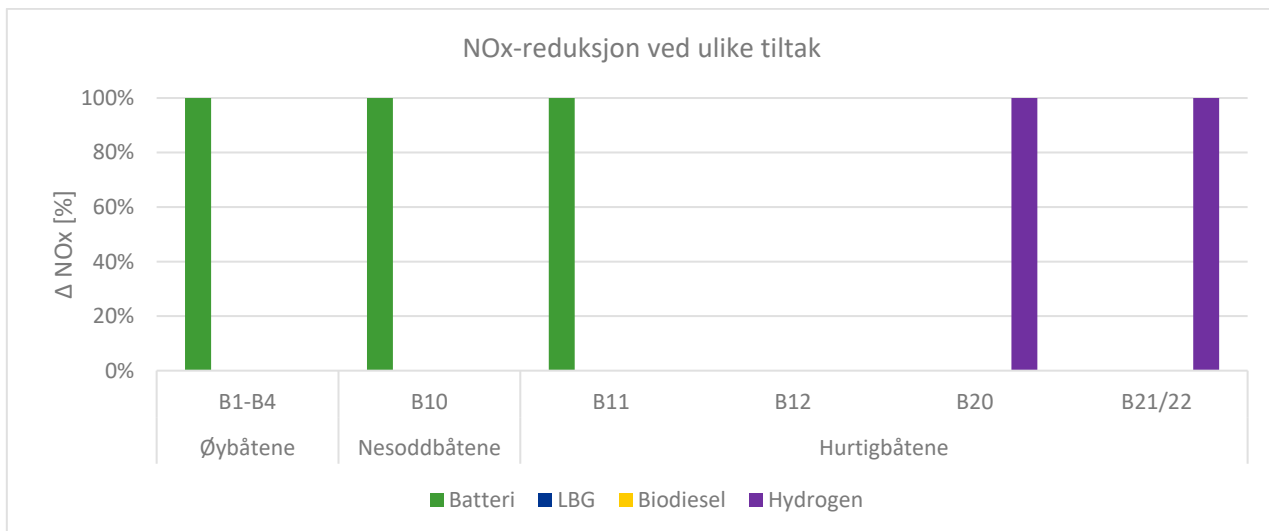
**Figur 7-2 Klimagevinster ved fossilfri drift (%)**

## 7.2 Resulterende reduksjon av lokalforurensning

Det er betydelige forskjeller i lokalutslippsgevinster mellom de ulike alternativene for fornybart drivstoff. Batteri og hydrogen gir null utslipp av NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub> og PM. Forbrenning av gass (både naturgass og biogass) gir svært lave utslipp av disse komponentene, mens biodiesel ikke er forventet å gi særlig effekt på NO<sub>x</sub> og PM sammenlignet med dagens operasjon. Utslipet av SO<sub>x</sub> vil riktignok elimineres, men dette er uansett svært lavt i utgangspunktet fra den fossile dieselen som benyttes. Med en batterihybridløsning på båtene som i dag trafikkerer Nesoddsambandet, kunne sannsynligvis en god del av dieselmotorbruken vært unngått (med økt bruk av gassmotorene), og dermed gitt en vesentlig lokalutslippsgevinst (90-100 % reduksjon) ved overgang til biodrivstoff. LBG-alternativet er kun vurdert som egnet for Nesoddsambandet, hvor det i dag benyttes en blanding av LNG og MGO. Overgang til LBG og biodiesel med tilsvarende blandingsforhold er ikke ventet å gi noen NO<sub>x</sub>-effekt. Overgang fra MGO til LBG ville gitt rundt 90 % reduksjon av NO<sub>x</sub>-utslipp.

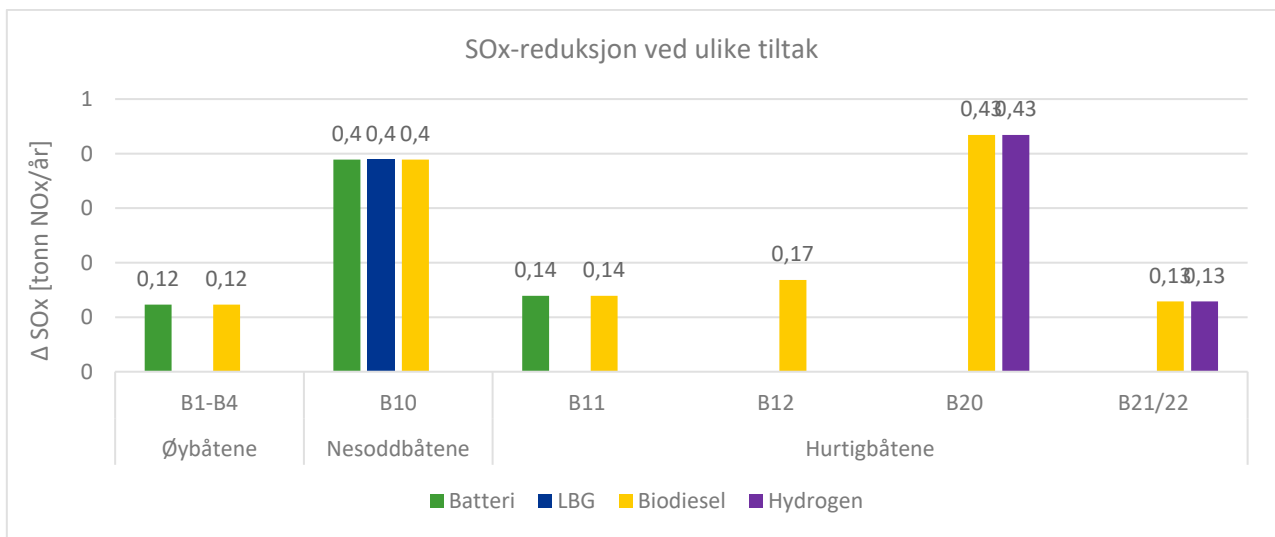


Figur 7-3 Reduksjon av NOx-utslipp ved fossilfri drift (tonn NOx/år)

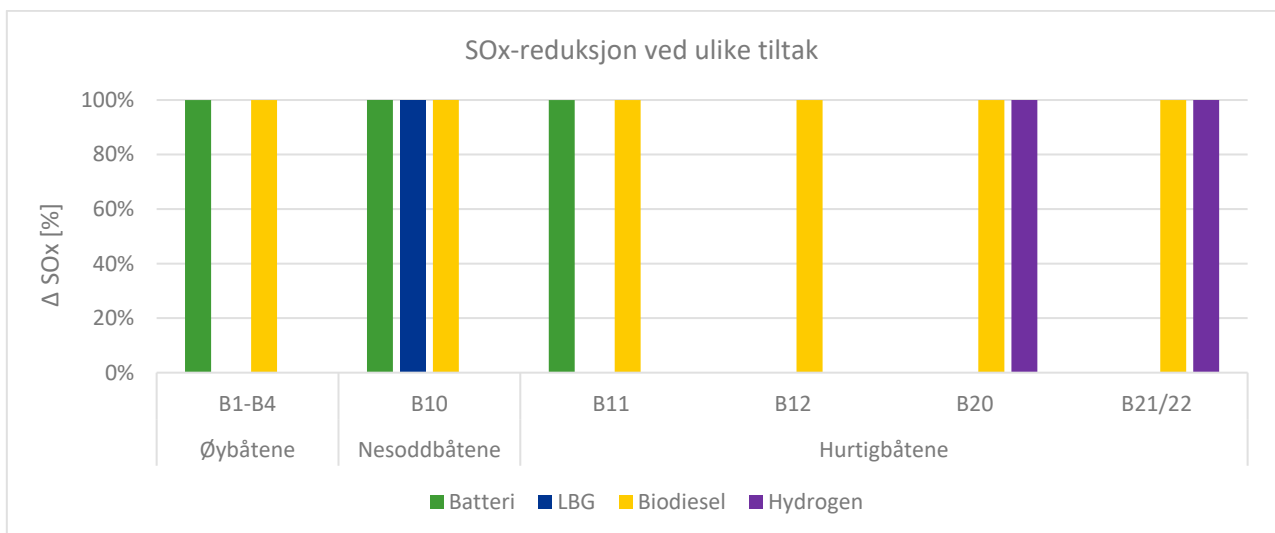


Figur 7-4 Reduksjon av NOx-utslipp ved fossilfri drift (%)

Svovelinholdet i drivstoffet som brukes i dag er svært lavt, men en viss reduksjon av SOx-utslipp vil man likevel få, uansett hvilket fornybare drivstoff man velger. Reduksjon av både SOx, NOx og PM i og nær Oslo by bør vektlegges, og av disse antas NOx og PM som de viktigste. Sammenhengen mellom by-/havnenære skipsutslipp og effekt på lokal luftkvalitet og skadevirkninger er imidlertid foreløpig ikke godt kartlagt.

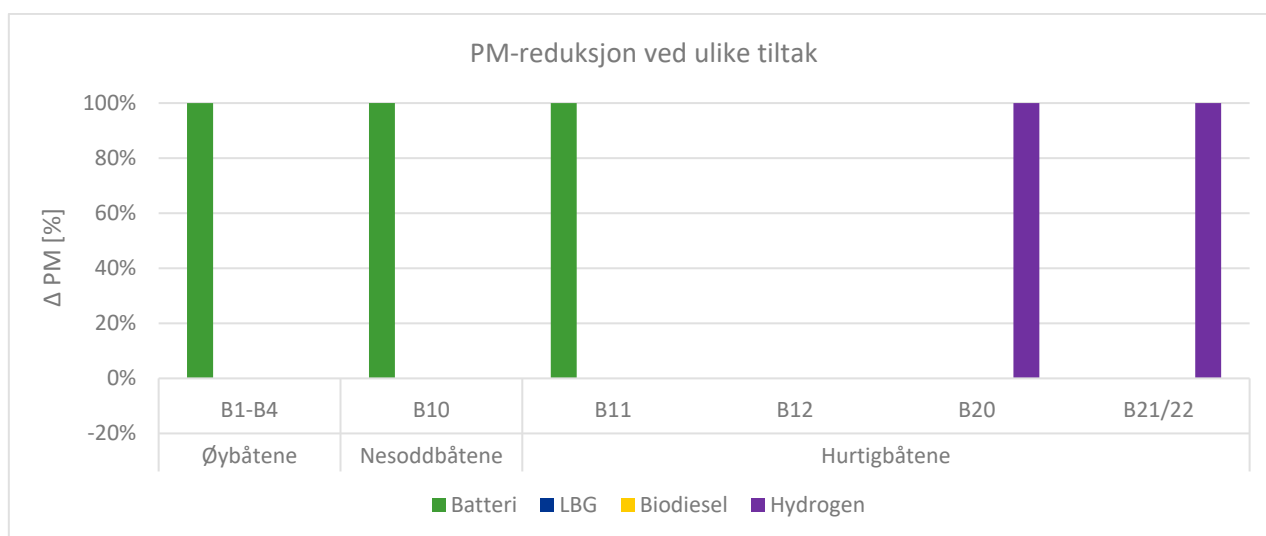


Figur 7-5 Reduksjon av SOx-utslipp (tonn SOx/år)



Figur 7-6 Reduksjon av SOx-utslipp (%)

Dagens materiell slipper også ut partikkelforurensning (PM) fra forbrenning av fossil diesel i dieselmotorer. Overgang fra diesel til batteri og hydrogen vil gi null utslipp av PM. Kvantifisering av mengden (masse) PM-utslipp fra en dieselmotor er heftet med usikkerhet. I denne rapporten er kun den prosentvise endringen vist. Endring av PM-utslipp ved overgang til biodiesel på marine motorer er heller ikke godt kartlagt, men DNV GL forventer at det vil være betydelige forskjeller mellom de ulike produktene, og effekten er konservativt regnet som null i denne rapporten. Uavhengig av produkt forventes det imidlertid ingen økning i utslipp, og enkelte produkter vil nok mest sannsynlig gi noe reduksjon grunnet lavere innhold av aromater. LBG-alternativet er kun vurdert som egnet for Nesoddsambandet hvor det i dag benyttes en blanding av LNG og MGO. Overgang til LBG og biodiesel med tilsvarende blandingsforhold er ikke ventet å gi noen effekt på PM-utslipp. Overgang fra MGO til LBG ville gitt 100 % reduksjon av PM-utslipp.



Figur 7-7 Reduksjon av PM-utslipp (%)

### 7.3 Kostnader knyttet til fornybar drift

Ruters kostnader forbundet med innkjøp av transporttjenester på sjø beløper seg i 2015 til omtrent 190 MNOK per år (Tabell 7-1).

Tabell 7-1 Ruters kostnader for kjøp av båttjenester i dag

Samband	Årlige kostnader (kontraksverdi) for Ruter for kjøp av båttjenester, uten tiltak (2015)	
	[MNOK]	[%]
Øyåtene	43	22 %
Aker Brygge - Nesodden	93	49 %
Aker Brygge – Slemmestad/Vollen	12	6 %
Aker Brygge -Fornebu	23	12 %
Nesodden - Lysaker	14	8 %
Aker brygge - Slemmestad/Drøbak	6	3 %
<b>SUM</b>	<b>191</b>	<b>100 %</b>

De fossilfrie alternativene vil kreve ulike nivåer av investeringer og gi ulike endringer i operasjonelle kostnader, som beskrevet i kapittel 3. I sum vil en overgang til fornybart drivstoff representere endringer i Ruters årlige kostnader for kjøp av båttjenester. Estimerer er presentert i de neste kapitlene.

### 7.3.1 Antagelser og beregningsmetodikk

DNV GL har utviklet en modell for beregning av kostnader og miljøeffekter av ulike miljøtiltak, som er brukt i dette prosjektet. Denne modellen benyttes også for tilsvarende beregninger for fylkessamband i Hordaland, og for riksvegsamband for Statens vegvesen. Modellen tar utgangspunkt i gjeldende kontraktsverdi, og operatørs opplysninger om hvordan kostnadene fordeler seg på ulike budsjettposter, slik som mannskapskostnader, vedlikehold, kapitalkostnader, drivstoffkostnader mv. Avkastning er antatt jevnt fordelt utover kostnadspostene. For et gitt miljøtiltak beregnes effekten som en overgang til den nye energibæreren forventes å ha på hver enkelt kostnadspost. I dette prosjektet er det antatt at det kun vil forekomme endringer på postene drivstoffkostnader og kapitalkostnader. For et miljøtiltak som har en investeringskostnad, beregnes det en årlig avskrivning og rentekostnad som legges til eksisterende operatørs kapitalkostnad. Dette gjelder både investeringer på skip og på land. Merk at tidsperioden for avskrivningen generelt sett ikke bør være lik forventet levetid for tiltaket. For batteritiltak er avskrivningen gjort over 10 år. For et miljøtiltak som har en innvirkning på drivstoffkostnadene endres denne utgiftsposten til å representere den nye energibærerens forventede pris/kostnad. Under vises en oppsummering av de viktigste forutsetningene for beregningene.

Tabell 7-2 Sentrale inputverdier for kostnadsberegninger

	Virkningsgrad om bord [%]	Drivstoffkostnadsreduksjon [%]	Avskrivningstid teknologi på skip [år]
Ingen teknologi (MGO)	35 %	0 %	20
Batteri	95 %	56 %	10
Biogass (LBG)	35 %	-200 %	20
Biodiesel	35 %	-40 %	20
Hydrogen (brenselcelle)	60 %	-20 %	10

Tabell 7-3 Oppsummering av øvrige antagelser for kostnadsberegninger

Parameter	Antagelse
<b>Rentesats</b>	6,6 %
<b>Kostnad for batterisystem</b> - For oppstart inntil 2020 - For oppstart inntil 2025	13 000 kr/kWh 8 000 kr/kWh
<b>Dimensjonering av batteribank</b> - På båten - På kai	- 5 ganger den energien som trengs for én normal tur - 2,5 ganger den energien som trengs for én normal tur
<b>Pris for automatisk fortøyningssystem</b>	3,5 MNOK (antatt ikke relevant for Øybåtene)
<b>Pris per ladestasjon for batteridrift</b>	5 MNOK (2,5 MNOK antatt for Øybåtene grunnet mindre dimensjoner)
<b>Ombyggingskostnader batteri</b>	Et påslag på 20 % av batterisystemkostnadene er antatt på generelt grunnlag. Dette er ment å være gyldig for et design som er godt egnet for ombygging.
<b>Kostnad for hydrogensystem</b>	800 USD/kW for brenselcelle med 5 års levetid. 400 USD/kW for utskifting av brenselcelle etter 5 år. Hydrogentanker dimensjonert for én dags operasjon (ca. 3 MNOK for hurtigbåtene). Øvrige kostnader på ca. 7 MNOK for design, godkjenning, drivstoffsystem mv.
<b>MGO pris (inkl CO<sub>2</sub>-avgift)</b>	6000 kr/tonn

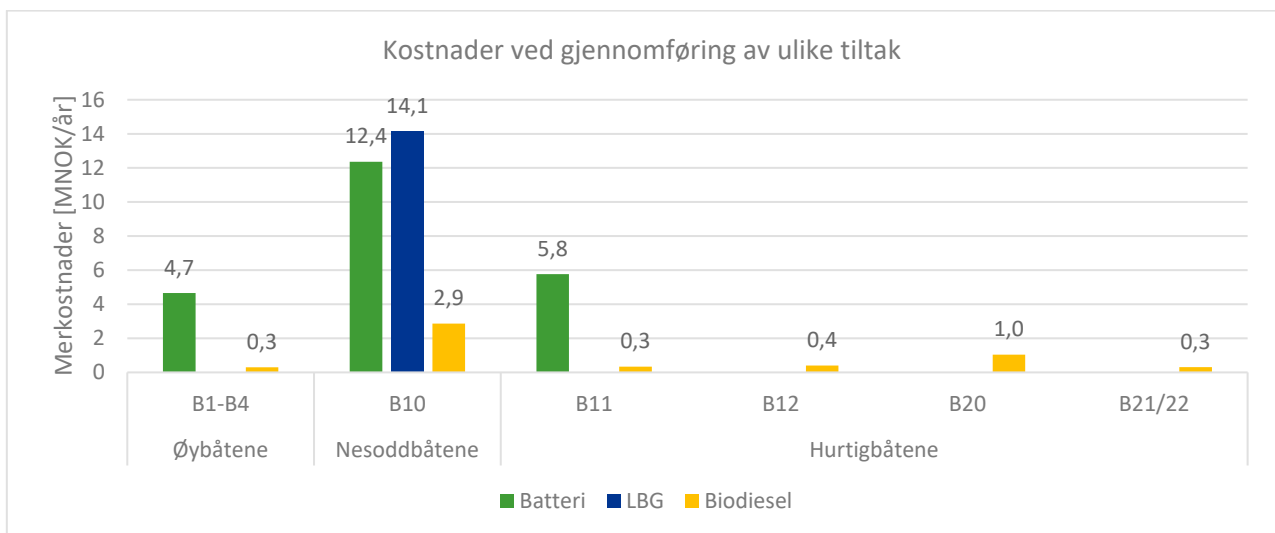


Tabell 7-4 Oversikt over parametere henyntatt i kostnadsberegningene

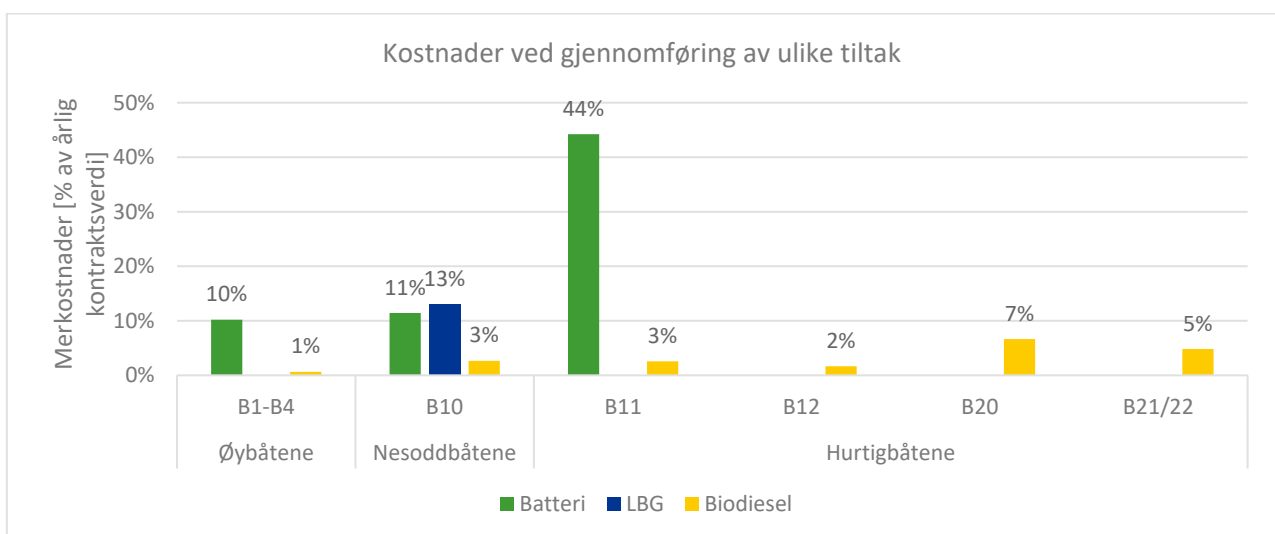
	Element	Inkludert?	Kommentar
<b>Støtte</b>	Enova-støtte	Nei	Estimert og vist separat (kapittel 7.4)
	NOx-fondstøtte	Nei	Estimert og vist separat (kapittel 7.4)
<b>Batterisystemer</b>	Vedlikeholdskostnader	Nei	Reduserte vedlikeholdskostnader på ferjen ved batteridrift er ikke medregnet. Vanskelig å estimere i dag, og vil til en viss grad balanseres av økte drift- og vedlikeholdskostnader på land
	Batteribank ombord	Ja	Antatt batteripris basert på tilbud og prisindikasjoner gitt for kontrakter i dag. Benytter relevante marginer for dimensjonering av batterier
	Batteribank på land	Ja	Antatt batteripris basert på tilbud og prisindikasjoner gitt for kontrakter i dag. Benytter relevante marginer for dimensjonering av batterier
	Nettoppgraderinger	Ja	Innhentet nettoppgraderingskostnader fra nettleverandørene
	Ladeplugg	Ja	Antatt basert på dagens prisindikasjoner
	Automatisk fortøyning	Ja	Antatt basert på dagens prisindikasjoner
<b>Økonomi</b>	Marin gassolje (MGO) - pris	Ja	Moderat oljepris er antatt, noe over dagens nivå (ca. 5 kr/liter inkl avgifter)
	Strømpris	Ja	Antatt strømpris (inkl. nettleie) på ca. 50 øre/kWh (gir 50-60 % reduserte kostnader til drivstoff sammenlignet med operasjon på MGO)
	Individuelle avskrivningstider	Ja	Det er benyttet relevante avskrivningstider for de ulike systemkomponentene (eksempelvis 10 år for batterikomponenter)
	Avskrivninger og renter	Ja	Endrer de kostnadspostene som er forventet og påvirkes av miljøtiltaket
	Andre kostnader og inntekter	Ja	Benytter rederienes utsagn om omtrentlig fordeling av kostnader (mannskap, kapital, annet)
<b>Samband</b>	Energi	Ja	Spesifikke energiberegninger for hvert samband basert på dagens ferjer
	Rutetabeller	Ja	Dagens rutetabeller er lagt til grunn

### 7.3.2 Resulterende kostnader ved ombygging av eksisterende materiell

Kostnader for ombygging til batteridrift innenfor gjeldende kontrakter for de lengste hurtigbåtsambandene og ombygging til hydrogen på eksisterende fartøy er ikke vist, da dette ikke er vurdert som gjennomførbart (jf. tidshorizont og kontraktuelle begrensninger, som diskutert i andre deler av rapporten, se blant annet kapittel 2). Kostnadene for omlegging til biodrivstoff på Nesoddsambandet vil ligge et sted mellom kostnadene for biodiesel og LBG (hvh. en tredjedel og to tredjedeler av forbruket), omtrent 10 MNOK/år. Det er tydelig at overgang til LBG er en kostbar løsning, og dette er et resultat av den høye prisen på dette drivstoffet (ingen investeringskostnader forventet). Merk at det ikke er gjort en detaljert vurdering av ombyggingskostnadene (stål og strukturarbeid) for omlegging til batteridrift for båtene som opererer på Nesoddsambandet i dag, og at antagelsen om 20 % påslag på batterisystemkostnadene kan være et lavt anslag.



Figur 7-8 Endring i samlede kostnader for Ruter ved ombygginger [MNOK/år]



Figur 7-9 Endring i samlede kostnader for Ruter ved ombygginger [%]

Alle relevante kostnader er medregnet i grafene vist over, slik som merinvesteringskostnader på skip, investeringskostnader for ladeinfrastruktur på land, nettoppgraderingskostnader samt forskjeller i utgifter til drivstoff/energi. Eventuell endring i kostnader knyttet til vedlikehold, er ikke medregnet. Utskifting av batteripakke etter 10 år er antatt, og dette tilsvarer antatt kontraktstid. Støtte fra både NOx-fondet og Enova er relevant for batteritiltak, og vil kunne utgjøre en betydelig forskjell, men mulig støtteomfang er ikke inkludert i tallene presentert her (se kapittel 7.4 for separate vurderinger). Ved beregning av den prosentvise endringen i kostnader for Ruter er dagens kontraktsverdier fremskrevet (konsumprisindeksjustert) til det midterste året i den forventede nye kontraktsperioden.

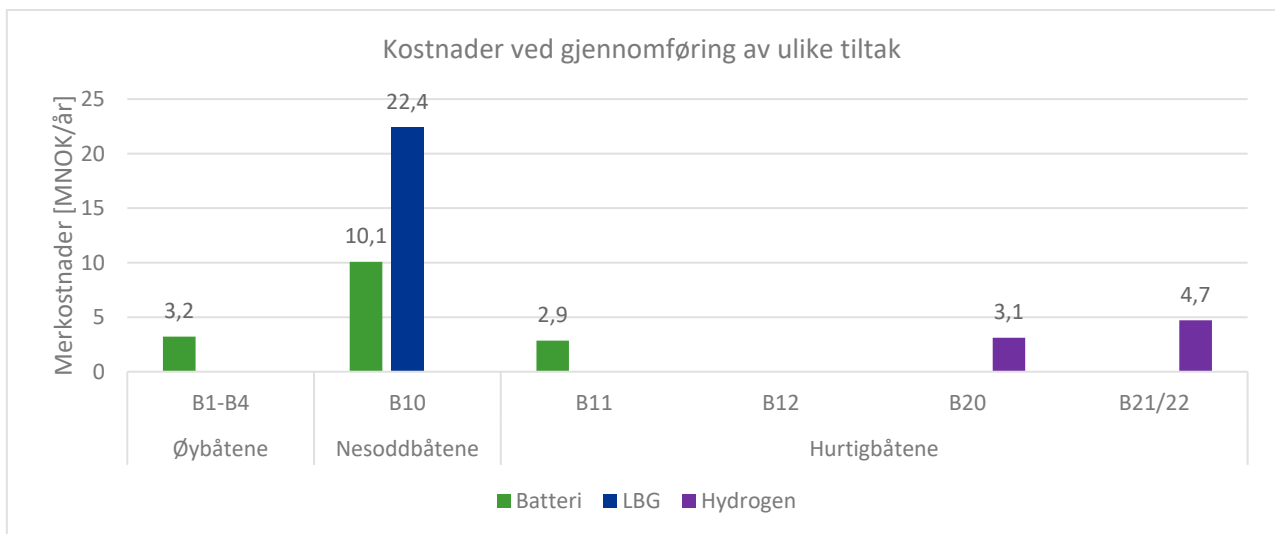
### 7.3.3 Resulterende kostnader ved nybygg

Generelt sett vil det være enklere og rimeligere å implementere tiltak som batteri og hydrogen på et nybygg, sammenlignet med å bygge om en tilsvarende eksisterende båt. Isolert sett er altså tiltakskostnadene (kostnadene knyttet til selve miljøtiltakene) lavere på et nybygg og bakgrunnen for dette er at man slipper først å ha investert i et konvensjonelt system med dieselmotorer og eventuelt mekanisk aksling og gir, i tillegg til at man ikke trenger å gjøre omfattende endringer på eksisterende struktur mv.

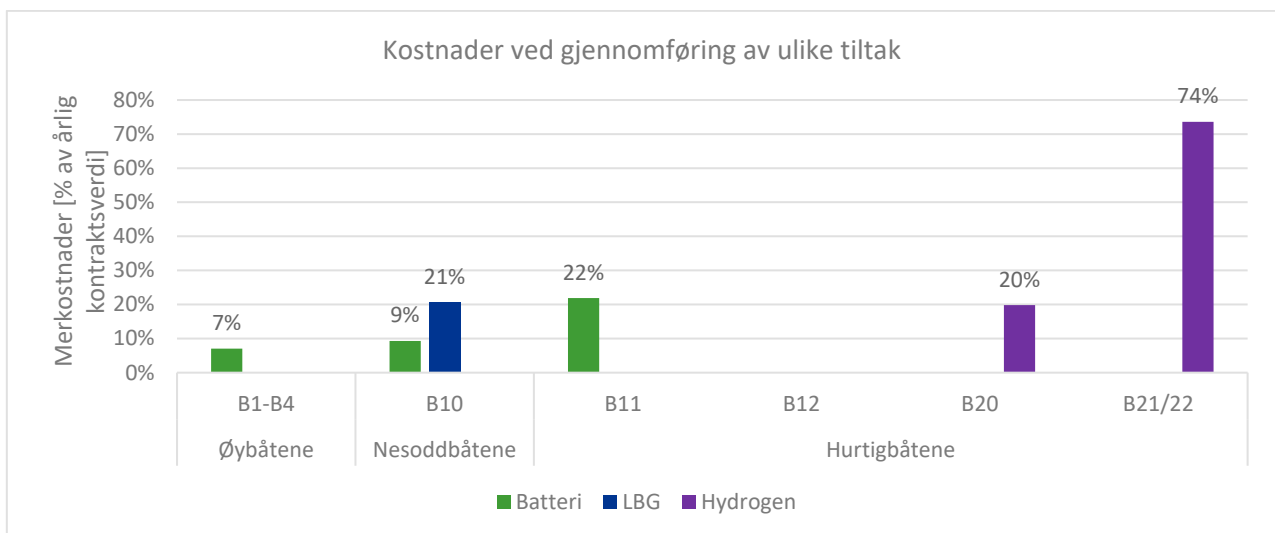
Isolert sett må imidlertid et nybygg forventes å gi høyere kapital- og rentekostnader enn en eksisterende båt, som allerede er dels nedbetalt. Dette er også en reell merkostnad, som ikke har noe med miljøtiltaket å gjøre, som må forventes overført til oppdragsgiver. Denne merkostnaden er imidlertid langt vanskeligere å kvantifisere når en ikke kjenner i detalj hvordan et rederi priser inn kapital og rentekostnader for eksisterende materiell og for nytt materiell. Prisen for et nybygg er også sterkt avhengig av markedssituasjonen med aktivitetsnivået til verft og leverandører. Selve tiltakskostnadene er altså lavere for et nybygg, men kostnadsøkning knyttet til nybygget bidrar i motsatt retning. DNV GL har gjort noen estimater basert på informasjon om dagens kapitalkostnader fra eksisterende operatører og estimater på nybyggspriser, men understreker at det er stor usikkerhet knyttet til disse tallene. Merk at selve tiltakskostnadene altså er langt lavere for nybyggene enn for ombyggingsprosjektene. Dette er et resultat av lavere/ingen ombyggingskostnad, samt at nybyggene ligger lenger frem i tid (2020-2025), der det er antatt en vesentlig positiv utvikling på prisen for batterisystemer. For hydrogen-alternativet bør det merkes at samme båt kan benyttes på både samband B20 og B21/22, slik at investeringskostnaden, som utgjør hoveddelen av de totale tiltakskostnadene, kun vil påløpe én gang. Kostnaden for omlegging til hydrogen for de to sambandene er altså ikke summen av de to kostnadene.

Siden usikkerheten knyttet til estimatene for nybyggskostnader og eksisterende kapital og rentekostnader er svært høy, bør en ikke tillegge resultatene vist i Figur 7-10 særlig vekt. Om de resulterende økte kostnadene for Ruter blir høyere eller lavere enn kostnadene som er estimert for ombygging av eksisterende fartøy, er derfor noe tilfeldig. Å gjøre en detaljert vurdering av dagens kapitalkostnader og kapitalkostnadene for eventuelle nybygg faller utenfor omfanget av dette forstudiet. Imidlertid vurderes både ombyggingskostnader og merkostnader for nybygg for realisering av null- og lavutslippsløsninger uansett å være moderate i forhold til de årlige utgiftene Ruter har for fergedrift.

Biodiesel er også et relevant alternativ for nye båter, men valget om å gå for biodiesel vil ikke ha noen sammenheng med valget om å bygge en ny båt. Kostnadene for overgang til biodiesel på en ny båt vil være de samme som estimert for omlegging på eksisterende fartøy og er derfor ikke vist i de følgende figurer.



Figur 7-10 Endring i kostnader for Ruter ved investering i nye båter [MNOK/år]




Figur 7-11 Endring i kostnader for Ruter ved investering i nye båter [%]

Alle relevante kostnader er medregnet i grafene vist over, slik som merinvesteringskostnader på skip, investeringskostnader for ladeinfrastruktur på land, nettoppgraderingskostnader samt forskjeller i utgifter til drivstoff/energi. Eventuell endring i kostnader knyttet til vedlikehold er ikke medregnet. Utskifting av batteripakke etter 10 år er antatt, og dette tilsvarer antatt kontraktstid. Støtte fra både NOx-fondet og Enova er relevant for batteri- og hydrogentiltak, og vil kunne utgjøre en betydelig forskjell, men mulig støtteomfang er ikke inkludert i tallene presentert her (se kapittel 7.4 for separate vurderinger). Ved beregning av den prosentvise endringen i kostnader for Ruter er dagens kontraktsverdier fremskrevet (konsumprisindeksjustert) til det midterste året i den forventede nye kontraktsperioden.

## 7.4 Potensialet for støtte fra Enova og NOx-fondet

Det er i dag to aktuelle støtteordninger for tiltakstypene som er relevante for Ruter; Enova og NOx-fondet, som begge kan gi vesentlig støtte til den type prosjekter som Ruter nå vurderer. Enova kan støtte prosjekter innenfor maritim sektor som gir reduksjon av energibruk og overgang elektrisk drift.



NOx-fondet kan støtte prosjekter som gir reduksjon av NOx-utslipp. Begge ordningene støtter kun varige tiltak. Det finnes også andre støttemuligheter som kan utløses, men disse er mer knyttet opp mot forskning og pilotering, og de er hovedsakelig relevant for leverandørene.

#### **Nærmere om mulighetene for støtte fra NOx-fondet**

NOx-fondet kan gi støtte til prosjekter som gir varige NOx-reduksjoner. Således vil batteri og hydrogenprosjekter være aktuelle for slik støtte, og med dagens støttesatser er støtte opp til 80 % av merkostnaden mulig, men for Ruters samband vil støtten som oftest være begrenset av NOx-reduksjonen pga relativt lavt absolutt årlig utslippsnivå på fartøyene. Støttesatsen for batteri med lademuligheter fra land er i dag 500 kr/kg NOx redusert. Overgang fra diesel til LBG vil også i prinsippet kunne støttes, men dette har ikke vært vurdert som et relevant tiltak i dette prosjektet. NOx-fondet kan gi støtte til rederiet som gjennomfører tiltakene. Dagens NOx-fond-avtale utløper 31.12.2017. Innen en avtale om evt. forlengelse er på plass, vil NOx-fondet sannsynligvis ikke kunne støtte prosjekter med gjennomføring fra 2018 og senere. Det er gitt klare signaler fra både myndigheter og næring om at en forlengelse av avtalen er ønskelig, og en endelig avklaring er forventet medio 2016. Gode og konkrete NOx-reduserende prosjekter som kan identifiseres etter 2018 kan tenkes å styrke argumentene for en videreføring av NOx-fondet.

#### **Nærmere om mulighetene for støtte fra Enova**

Enova har nylig lansert et støtteprogram rettet mot maritim transport, men støttesatser, støttevilkår og praksis er ennå ikke veletablert på samme måte som for NOx-fondet. Enova-støtte må være utløsende for prosjektet, det vil si at tilsagn om støtte må gis før en investeringsbeslutning tas. Enova legger opp til å kunne støtte både den som er innkjøper av båt/passasjertjenester, samt operatørene/rederiene. Nøyaktig hvordan Enova-støtte skal kunne gis til innkjøper i forbindelse med en anbudskonkurranse er fortsatt ikke helt klarlagt, og her er det viktig å opprette en dialog med Enova så en ikke gjør valg som ekskluderer støttemuligheten. I denne rapporten diskuteres ikke denne problemstillingen nærmere, men omfanget av støtte er estimert basert på DNV GLs forståelse av støttevilkårene til Enova (ervert gjennom bistand til Hordaland fylkeskommune i forbindelse med utlysning av ferjeandbud). Det gjøres oppmerksom på at disse vilkårene og tolkningen av disse fortsatt er under utarbeidelse og kan endres. Av de vurderte alternativene er det kun batteri-teknologi, og antakeligvis hydrogen, som faller inn under det Enova vil kunne støtte. Støtte vil ikke kunne overstige 40 % av investeringskostnadene.

DNV GL har inkludert støttesatsene og begrensningene til disse to støtteordningene i beregningsmodellen som benyttes. Satsene og begrensningene til Enova er på dette tidspunkt ikke like klare som for NOx-fondet, og vi har lagt til grunn maksimalt 10 kr/kWh som er Enovas maksimale støttesats for «ny teknologi». Hvorvidt dette vil kunne gjøres gjeldende for Ruter er ikke vurdert, og vil ikke avgjøres før en konkret søknad foreligger. Støttepotensialet for henholdsvis ombygging og nybygg er vist i Tabell 7-5 og Tabell 7-6 under.

**Tabell 7-5 Støttepotensialet fra Enova og NOx-fondet ved ombygging av eksisterende båter**

Samband	Støttesats	Enova-støtte <i>[kr/kWh redusert fossil energi]</i>			NOx-fond-støtte <i>[kr/kg NOx]</i>
		10	5	3	500
B1-B4	Batteri	15 MNOK	7 MNOK	4 MNOK	3 MNOK
B10	Batteri	52 MNOK	52 MNOK	42 MNOK	7 MNOK
B11	Batteri	16 MNOK	8 MNOK	5 MNOK	3 MNOK

Merk at det kan være mulig å kombinere støtte fra Enova og NOx-fondet, og dette vil i de fleste tilfellene gi den høyeste totale støtten, men tallene presentert i tabellen her kan ikke adderes direkte.

**Tabell 7-6 Støttepotensialet fra Enova og NOx-fondet ved bygging av nye båter**

Samband	Støttesats	Enova-støtte <i>[kr/kWh redusert fossil energi]</i>			NOx-fond-støtte <i>[kr/kg NOx]</i>
		10	5	3	500
B1-B4	Batteri	8 MNOK	7 MNOK	4 MNOK	3 MNOK
B10	Batteri	19 MNOK	19 MNOK	19 MNOK	7 MNOK
B11	Batteri	12 MNOK	8 MNOK	5 MNOK	3 MNOK

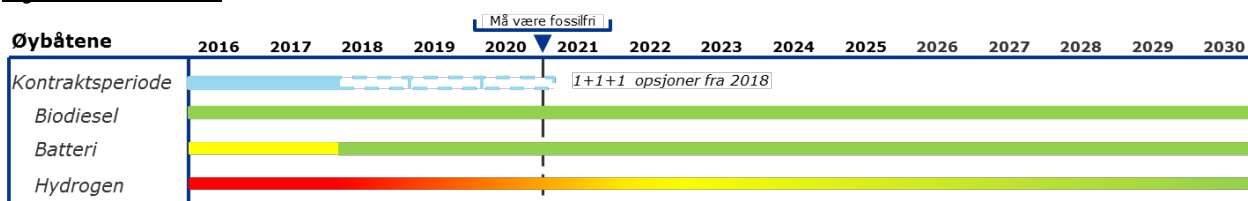
## 8 KONKLUSJON OG ANBEFALINGER

Ser en alle båtsambandene under ett, så vurderer DNV GL at det er realistisk for Ruter å oppnå sine lavutslippsmål for 2020 som beskrevet i Ruters strategiplan. Som et første steg på veien til lav- og nullutslipp, er overgangen til biodiesel og/eller biogass mulig og godt egnet. De tekniske og kostnadmessige aspekter som en slik overgang medfører, anses ikke å være større enn at de burde kunne gjennomføres innenfor eksisterende kontrakter, der disse strekker seg utover 2020.

DNV GL vurderer videre helelektrisk drift av båtene som den mest miljøvennlige av alternativene. Der hvor dette kan oppnås med batterier, vil dette være et bedre alternativ sammenliknet med hydrogen og brenselcelle, siden en kan benytte elektrisk kraft direkte uten å omdanne via hydrogen. På båtruter der batteridrift ikke strekker til eller er egnet, fortøner hydrogen seg som en egnet og miljøvennlig løsning på sikt. DNV GL anser ennå ikke hydrogen som en teknologisk moden løsning for skip, men forventer at løsninger vil kunne være tilgjengelig for implementering fra 2020, om det startes et dedikert utviklingsløp i dag. Frem mot 2025 forventer vi at det vil være flere applikasjoner i drift.

Det foregår nå en rask utvikling innen de fornybar-løsningene som beskrives i rapporten. Prosjekter med fornybart drivstoff er under utvikling og igangsetting hos andre aktører, jf. blant annet utviklingen ellers i fergesektoren i Norge som følge av myndighetenes nye føringer for at null- og lavutslippsteknologier skal tas i bruk i kommende fergeutlysninger. Dette er for eksempel i ferd med å bli fulgt opp i nært forestående utlysning av fergeanbud i Hordaland fylkeskommune. Her vil det ganske snart bli tilgjengelig et langt større erfaringsgrunnlag. Ruter bør derfor holde mulighetene åpne for at nyutvikling kan endre mulighetsrommet. Når det gjelder nye kontraktsinngåelser vil DNV GL anbefale Ruter ikke å låse seg til noen bestemt løsning. I en anbuds konkurranse for båttjenester finnes det ulike metoder for å oppnå lav- og nullutslippsløsninger. En evalueringsmodell for premiering av utslippsreduksjoner i konkurransen vil ofte være å foretrekke, fremfor å stille (begrensende) teknologikrav på spesifikke samband. DNV GL tror dette er den sikreste måten å gjennomføre en god og effektiv konkurranse på, og samtidig stimulere til innovasjon og kostnadseffektive løsninger.

### Øybåtene B1-B4



Figur 8-1: Øybåtene

- Biodiesel er den enkleste og mest kostnadseffektive løsningen på kort og lang sikt, med en årlig merkostnad 0,3 millioner kroner. Biodiesel forventes ikke å gi noen vesentlig reduksjon i lokale utslipp av NOx og PM. Det anses som mulig å gå over til biodiesel innenfor eksisterende kontrakt, da investeringskostnadene anses som neglisjerbare ved ombygging (satt til 0 i dette studiet).
- Kontraktsmessige begrensninger gjør overgang til batteridrift innenfor eksisterende kontrakt krevende. Ved ny utlysning vil batteridrift være meget relevant, men fortsatt en dyrere løsning enn biodiesel (3 millioner kroner årlig ved nybygg, 5 millioner kroner årlig ved ombygging). De forventede merkostnadene anses uansett lave/moderate (ca. 7 - 10 % økning i forhold til dagens kontraktsverdi). Noe justering av ruteplanen vil være nødvendig for lading av batterier.

- Begrensninger i eksisterende kontrakt gjør overgang til hydrogen umulig. På lengre sikt anses hydrogen som et mulig alternativ, men all den tid batteriløsning er en teknisk egnet løsning vil høye kostnader, lavere energieffektivitet og mindre regelverks- og erfaringsgrunnlag gjør hydrogen mindre interessant enn batterier også ved neste utlysning.

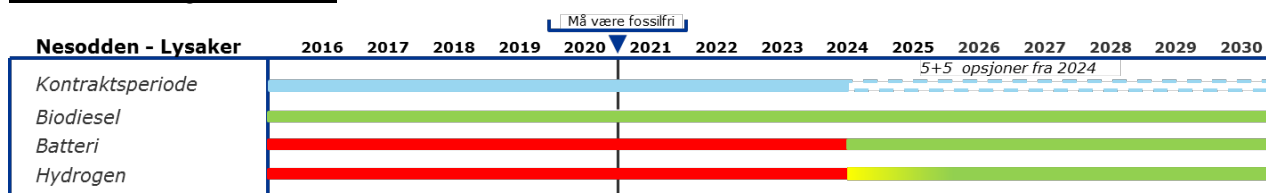
### Aker Brygge – Nesodden B10



Figur 8-2: Aker Brygge - Nesodden

- En blanding av biodiesel og biogass vil innfri målet om fossilfri drift i 2020, og anses som mulig innenfor eksisterende kontrakt, men vil ikke gi ønsket reduksjon i lokale utslipp. Kostnadmessig beregnes overgangen til biodiesel/biogass å gi en merkostnad på ca. 10 millioner kroner med dagens fordeling av forbruk mellom biodiesel og biogass. Dette tilsvarer en økning på ca. 10 % i forhold til dagens kontraktsverdi. Ved nye ferger som kun skal gå på biogass er merkostnaden pr. år estimert til ca. 22 millioner eller 21 %.
- Omlegging til batteridrift anses ikke som mulig innenfor eksisterende kontrakt, men burde være mer relevant, og konkurransedyktig ved nye utlysninger. Kostnadmessig beregnes merkostnaden til ca. 10 millioner kroner årlig ved nybygg, 12 millioner kroner årlig ved ombygging eller 9-11 % i forhold til dagens kontraktsverdi.
- Summen av tekniske utfordringer og kontraktmessige begrensninger gjør at hydrogen ikke vurderes som aktuelt innenfor eksisterende kontrakt, og all den tid batteriløsning er en teknisk egnet løsning vil høye kostnader, lavere energieffektivitet og mindre regelverks- og erfaringsgrunnlag gjør hydrogen mindre interessant enn batterier også ved neste utlysning.

### Nesodden - Lysaker B11



Figur 8-3: Nesodden – Lysaker

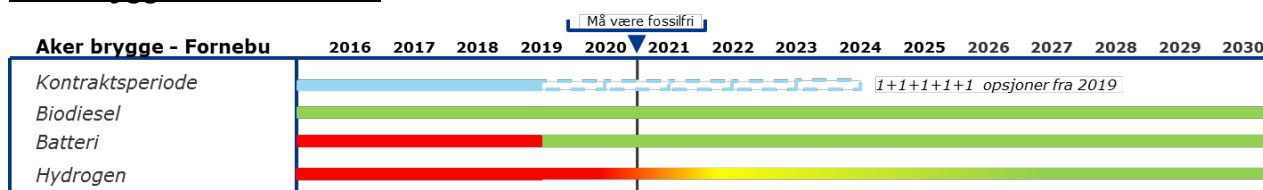
- Biodiesel er den enkleste og mest kostnadseffektive løsningen på kort og lang sikt, men vil ikke gi ønsket reduksjon i lokale utslipp. Det anses som mulig å gå over til biodiesel innenfor eksisterende kontrakt. Kostnadmessig beregnes merkostnaden til ca. 0,3 millioner årlig eller 3 % i forhold til dagens kostnad.
- Elektrifisering ved bruk av batteri anses som mulig ved nye kontraktsutlysninger, men krever til dels store investeringer både på Nesodden og ved Lysaker. Batteridrift vil gi nær nullutslipp både



lokalt og for klimagasser. Kostnadmessig beregnes merkostnaden til ca. 3 millioner kroner årlig ved nybygg, 6 millioner kroner årlig ved ombygging eller 22-44 % i forhold til dagens kontraktsverdi.

- Summen av tekniske utfordringer og kontraktsmessige begrensninger gjør at hydrogen ikke vurderes som aktuelt innenfor eksisterende kontrakt, og all den tid batteriløsning er en teknisk egnet løsning vil høye kostnader, lavere energieffektivitet og mindre regelverks- og erfaringsgrunnlag gjør hydrogen mindre interessant enn batterier også ved neste utlysning.

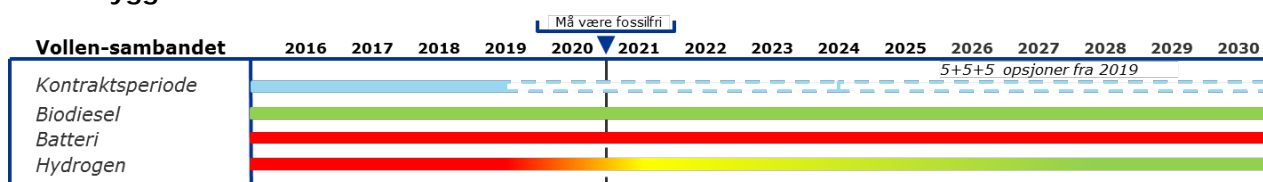
### Aker Brygge – Fornebu B12



Figur 8-4: Aker Brygge – Fornebu

- Biodiesel er den enkleste og mest kostnadseffektive løsningen på kort og lang sikt, men vil ikke gi ønsket reduksjon i lokale utslipp. Det anses som mulig å gå over til biodiesel innenfor eksisterende kontrakt. Kostnadmessig beregnes merkostnaden til ca. 0,4 millioner årlig eller 2 % i forhold til dagens kontraktsverdi.
- Elektrifisering ved bruk av batteri anses som mulig ved nye kontraktsutlysninger, men krever til dels store investeringer både på Aker Brygge og ved Fornebu. Mulig fremtidig avvikling av sambandet ved bygging av Fornebubanen legger føringer for hva slags investeringer som er hensiktsmessig. Batteridrift vil gi nær nullutslipp både lokalt og for klimagasser.
- Summen av tekniske utfordringer og kontraktsmessige begrensninger gjør at hydrogen ikke vurderes som aktuelt innenfor eksisterende kontrakt, og all den tid batteriløsning er en teknisk egnet løsning vil høye kostnader, lavere energieffektivitet og mindre regelverks- og erfaringsgrunnlag gjør hydrogen mindre interessant enn batterier også ved neste utlysning.

### Aker Brygge – Slemmestad/Vollen B20

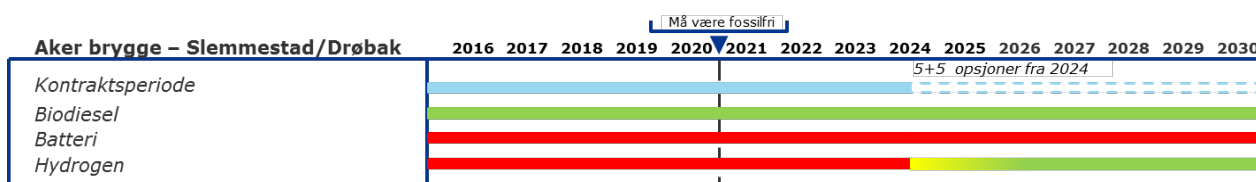


Figur 8-5: Aker Brygge – Slemmestad/Vollen

- Lang overfart og høy hastighet gjør biodiesel til eneste åpenbare løsning på kort sikt, men vil ikke gi ønsket reduksjon i lokale utslipp. Det anses som mulig å gå over til biodiesel innenfor eksisterende kontrakt. Kostnadmessig beregnes merkostnaden til ca. 1 million årlig eller 7 % i forhold til dagens kontraktsverdi.
- Energibruken for en overfart er for høy til at batteriløsning vurderes som egnet. Energitettheten i batteriene må bli vesentlig (ca. 2 ganger dagens energitetthet) bedre før denne teknologien egner seg på dette sambandet.

- Summen av tekniske utfordringer og kontraktmessige begrensninger gjør at hydrogen ikke vurderes som aktuelt innenfor eksisterende kontrakt. Høye kostnader, lavere energieffektivitet og mindre regelverks- og erfaringsgrunnlag gjør hydrogen mindre interessant også ved neste utlysning, hvis ikke opsjonene i kontrakten blir valgt. Teknologien vil gi nullutslipp lokalt og kan gi nullutslipp av klimagasser avhengig av produksjonsmetode.
- Hybridløsninger bør vurderes som et alternativ for denne ruten, for å få ned lokalutslippene i bynære områder.

### **Aker Brygge – Drøbak B21-B22**



Figur 8-6: Aker Brygge – Drøbak

- Lang overfart og høy hastighet gjør biodiesel til eneste åpenbare løsning på kort sikt, men vil ikke gi ønsket reduksjon i lokale utslipp. Det anses som mulig å gå over til biodiesel innenfor eksisterende kontrakt. Kostnadmessig beregnes merkostnaden til ca. 0,3 millioner årlig eller 5 % i forhold til dagens kontraktsverdi.
- Energibruken for en overfart er for høy til at batteriløsning vurderes som egnet. Energitettheten i batteriene må bli vesentlig bedre (3 til 4 ganger dagens energitetthet) før denne teknologien egner seg på dette sambandet. Begrensninger i eksisterende kontrakt gjør overgang til hydrogen umulig, men anses ved kontraktens utløp å være så utviklet at det burde være en aktuell teknologi. Teknologien vil gi nullutslipp lokalt og kan gi null utslipp av klimagasser avhengig av produksjonsmetode.
- Hybridløsninger bør vurderes som et alternativ for denne ruten, for å få ned lokalutslippene i bynære områder.

### **Anbefalte videre oppgaver**

Forprosjektet gir Ruter en oversikt over forventede muligheter for null- og lavutslippsløsninger i årene fremover. DNV GL vil anbefale Ruter at følgende vurderes i det videre arbeidet:

- Utarbeide kravspesifikasjoner som favoriserer null- og lavutslippsløsninger, uten å sette begrensninger på valg av teknologi.  
Dette kan gjøres i form av funksjonskrav som tar utgangspunkt i tjenesten og miljøprofilen som er ønsket.
- Utarbeide evalueringskriterier ved anbudsutlysninger.  
Ved anbudsutlysninger der nye konsepter og teknologier skal vurderes opp mot hverandre, må evalueringskriteriene og vektleggingen av dem være klare. En kan anta at ikke bare én teknologi, men en kombinasjon av flere løsninger vil være del av en hensiktsmessig omlegging til fornybart drivstoff for Ruters båtsamband.  
I tabellen 8-7 nedenfor vises eksempler på hvordan krav og miljøevaluering har vært benyttet i forbindelse med konkurranseutsetting av fergeanbud i andre deler av landet.

- Gjennomgang av ruteopplegget vil være nødvendig for å se på hvordan ruteopplegget kan tilpasses de forskjellige teknologier (spesielt batteridrift med lading), båtmateriell og kombinasjoner av disse for å oppnå et mest mulig optimalisert rutesamband med fornybart drivstoff.

**Figur 8-7: Eksempel på krav og miljøevaluering**

	Kriterie/enhet	Lavik- Oppedal	Moss- Horten	Anda-Lote	Indre Sogn	Hordaland Rutepakke 1 og 4*
Total vektlegging av miljø	Andel av total vektning	40 %	15 %	20 %	15 %	[20-30 %]
Energi-effektivitet	kWh/(PBE x km)	45 %				
	MJ/år	15 %	50 %	75 %	50 %	50 %
Miljø-effektivitet	Tonn CO <sub>2</sub> ekv/år	15 %	50 %		33 %	50 %
	Tonn NOx/år	10 %		25 %	17 %	
Minimumskrav til utslipp eller energi-effektivitet	Krav		Tier III (NOx)		500 gram CO <sub>2</sub> per kWh	[20-35 %] redusert CO <sub>2</sub> [15-25 %] reduksjon i energibruk
Spesifikt teknologikrav	Krav			Én helelektrisk ferje og ferje med el., biodrivstoff eller en valgfri kombinasjon		
Innovasjon		15 %				

## 9 ØVRIG UNDERLAGSMATERIALE

M2016 Fra dagens kollektivtrafikk til morgendagens mobilitetsløsninger

Ruterrapport 2014:5 Trafikkplan båt, Utbedring av dagens tilbud

Ruters rutetabeller og linjekart

<https://ruter.no/reiseplanlegger/rutetabeller-og-linjekart/baat/>

The fuel trilemma (Next generation of marine fuels)

DNV GL Strategic research & Innovation, Position paper 03-2015

Potensialstudie, Energieffektiv og klimavennlig fergedrift 1015-10-02 (LMG Marin, CMR Prototech, Norsk Energi)

## 10 VEDLEGG

### 10.1 Vedlegg 1: Oversiktskart/skisser for fergeleiene

Akerbrygge og Rådhusbrygga



B1-B4  
Øyfergene

B10-B12  
Nesodden  
og Fornebu

1 DNV GL

DNV GL

Lindøya



4 DNV GL

DNV GL

Nesodden



2 DNV GL

DNV GL

Lysaker Brygge



3 DNV GL

DNV GL



## 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 and gas, and energy industries. We also provide certification services to customers across a wide range of industries. Operating in more than 100 countries, our 16,000 professionals are dedicated to helping our customers make the world safer, smarter and greener.