

BISTAND I MULIGHETSSTUDIE AV ELEKTRIFISERING AV RUTERS ØYBÅTER

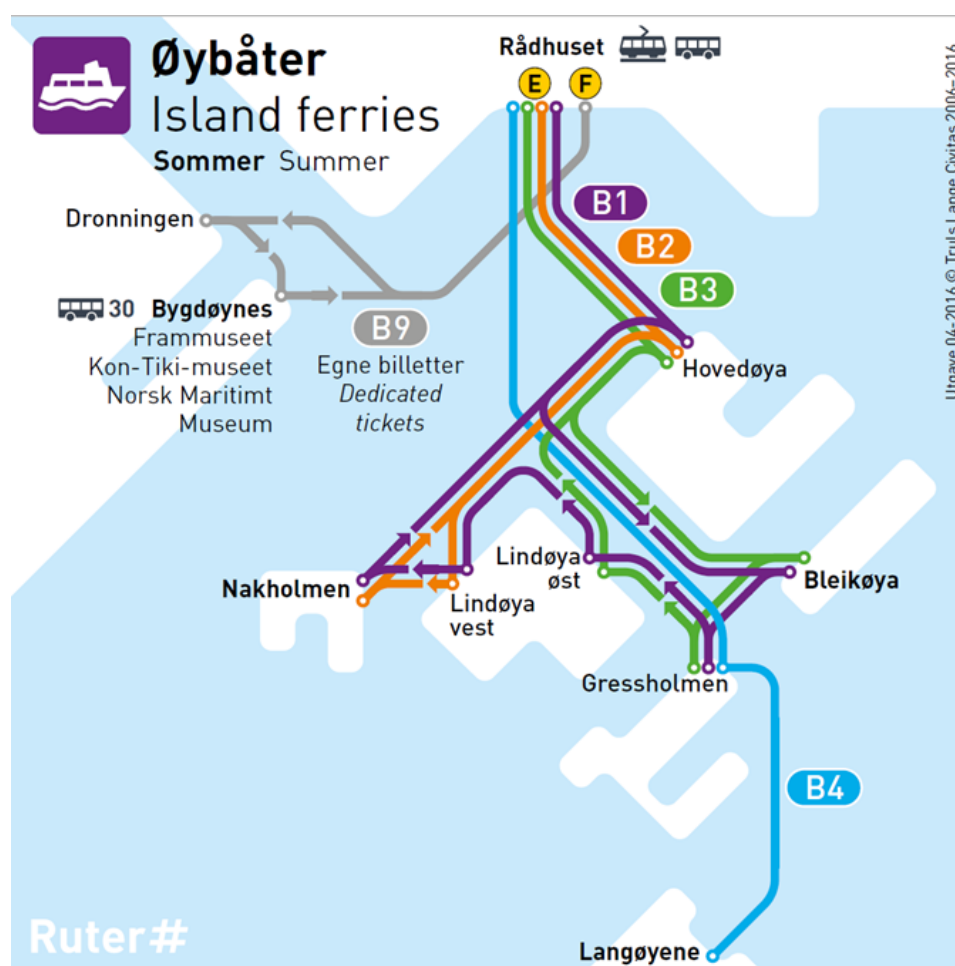
Elektrifisering av øyboatene

Ruter As

Rapportnr.: 2016-1190, Rev. 3

Dokumentnr.: 1128VXVB-3

Dato: 2017-04-10



Prosjektnavn: Bistand i mulighetsstudie av elektrifisering av Ruters øybåter DNV GL AS Maritime Miljørådgivningsavdelingen
Rapporttittel: Elektrifisering av øybåtene P.O. Box 300
Oppdragsgiver: Ruter As, Postboks 1030 Oslo 1322 Høvik
0104 OSLO Norway
Tel: +47 67 57 99 00

Kontaktperson: Anita Eide
Dato: 2017-04-10
Prosjektnr.: PP163289
Org. enhet: Environment Advisory
Rapportnr.: 2016-1190, Rev. 3
Dokumentnr.: 1128VXVB-3

Levering av denne rapporten er underlagt bestemmelsene i relevant(e) kontrakt(er):

Oppdragsbeskrivelse:

DNV GL har evaluert mulighetene for å elektrifisere øybåtene i Oslo. Energibehov og nødvendig ladekapasitet med forskjellige skrogdesign og hastighetsbegrensninger er beregnet. Merkostnader for elektrifisering er estimert ved å hente inn data fra leverandører av båter, ladesystemer og Hafslund Nett.

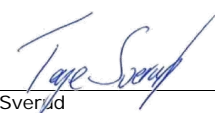
Utført av:

Verifisert av:

Godkjent av:

Joakim Frimann-Dahl
Engineer

Magnus Strandmyr Eide
Principal Consultant


Terje Sverdrud
Head of Section


Ketil Martinsen
Principal Engineer

Arne Øvrebø Lie
Consultant

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

DNV GL distribusjon:

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

Nøkkelord:

Ferger, elektrifisering, batteri

Rev.nr.	Dato	Årsak for utgivelser	Utført av	Verifisert av	Godkjent av
1	2017-01-25	First issue	JOFRIDA	MASTE	TSV
2	2017-03-27	Utvidet med case 4 samt noe endring	JOFRIDA	MASTE	TSV
3	2017-04-10	Implementert rettelser fra Ruter	KMar		TSV

SAMMENDRAG

Ruter har konkrete miljømål som blant annet innebærer at all kollektivtransport i Oslo og Akershus utelukkende skal kjøre på fornybar energi innen utgangen av 2020. I den forbindelse har DNV GL utført en studie for å evaluere mulighetene for å elektrifisere øyåtene i Oslo.

DNV GL har estimert energibehov og nødvendig ladekapasitet med forskjellige skrogdesign og hastighetsbegrensninger, og således kommet frem til alternativer for helelektrifisering av sambandet. Merkostnader for elektrifisering vil være en viktig del av beslutningsgrunnlaget for elektrifisering av øyåtene og DNV GL har estimert disse kostnadene ved å hente inn data fra leverandører av båter, ladesystemer og Hafslund Nett.

Resultatene viser at uten endring i dagens ruteoppsett vil det være svært krevende å elektrifisere øyåtene ettersom liggetiden i havn er svært begrenset (2 min). Utfordringen ligger i at tiden er for kort til å koble til ladesystemet og få overført tilstrekkelige energimengder.

Et ruteoppsett som gir tilstrekkelig ladetid kan settes opp ved enten ved å

- 1) beholde dagens hastigheter (dagens 5-knopsgrænse i indre havneområde), men introdusere en ny båt i ordinær drift
- 2) 3 båter i fast drift, men øke båtenes hastighet (dette forutsetter at Oslo Havn innvilger dispensasjon fra 5-knopsgrænsen) slik at lenger ladetid kan oppnås, eller;
- 3) beholde dagens hastigheter og antall båter, men å redusere antall avganger per dag. For å beholde/øke total passasjerkapasitet benyttes 300 pax båter istedenfor dagens 240 pax kapasitet.

Kostnadene knyttet til elektrifisering av de tre alternativene avhenger av en rekke faktorer. Den første faktoren er energibehovet, som igjen avhenger av valg av skrogløsning (enkeltskrog eller katamaran), byggemateriale og konfigurasjon. Energiforbruket legger føringer for dimensjonering av batterisystemene om bord og infrastruktur for lading på land. Videre er kostnadene avhengig av om det velges å bygge nye båter, eller om eksisterende ferger skal bygges om.

Ettersom kostnader for utbygging av nettkapasitet ved øykaiene er blitt vurdert som svært høye er kun ladekapasitet ved Rådhuskaia vurdert i denne rapporten. Direktelading fra nærliggende høyspentnett er vurdert som mulig, og gir den laveste kostanden.

Kostnadsestimatene er summert i tabellen nedenfor (med 10 års operasjonstid). Estimaterne inkluderer ikke støtte fra NO_x-fondet eller Enova, men muligheten for slik støtte er vurdert i rapporten.

Beregningene sammenligner investeringskostnader og operasjonelle kostnader for fire caser med elektrisk drift. I merkostnadsberegningene er kun selve tiltakskostnadene inkludert. Eventuelle kostnader knyttet til nybygg av båter er ikke inkludert. Dette skyldes at det er knyttet usikkerhet til en eventuell ny tilbyders kostnadsprofil på budsjettposter som mannskap og administrasjon.

Kapitalkostnadene til dagens operatør er heller ikke kjent i detalj. Derfor vil en direkte beregning av kapitalkostnader for nybygg etter DNV GLs syn gi begrenset ekstra verdi eller presisjon i fastsettelsen av kostnadsøkningen for Ruter.

Tabell A Merkostnadsestimater for elektrifisering sammenlignet med MGO-drift med 10 år som kontrakt- og avskrivningsperiode

Opera- sjon	Skrog- form (case)	Frem- drifts- løsning	Annualiserte investeringskostnader [mill. kr/år]				Drivstoff- besparelse [mill. kr/år]	ΔOPEX , totalt per år [mill. kr/år]	Samlede mer- kostnader per år [mill. kr/år]	Samlede mer- kostnader over kontrakt- perioden [mill. kr]
			Fremdrifts- teknologi- og batteri- kostnader	Nett- oppgrad- ering	Kostnader for lade- og fortøynings- løsninger	Fratrekk i forhold til konven- sjonelt maskineri				
3 båter, 8/10 kn	Kata- maran -240 pax (1)	Hel- elektrisk	4.3	0.3	1.0	-0.3	-0.6	-0.5	4.9	49
		Hel- elektrisk med generator	4.3	0.3	1.0	0.0	-0.6	-0.5	5.1	51
	Enkelt - skrog- 240 pax (2)	Hel- elektrisk	4.0	0.3	1.0	-0.3	-0.6	-0.4	4.7	47
		Hel- elektrisk med generator	4.0	0.3	1.0	0.0	-0.6	-0.4	5.0	50
4 båter, 5 kn i sonen	Enkelt - skrog- 240 pax (3)	Hel- elektrisk	4.8	0.3	1.0	-0.3	-0.5	9.9	15.7	157
		Hel- elektrisk med generator	4.8	0.3	1.0	0.0	-0.5	9.9	16.0	160
3 båter, 5 kn i sonen	Enkelt - skrog- 300 pax (4)	Hel- elektrisk	5.1	1.1	1.0	-0.3	-0.5	-0.4	6.6	66

Resultatene viser at 3-båtersalternativet med enkeltskrog med dispensasjon fra hastighetsbegrensningene i havneområdet (case 2) har lavest merkostnader over kontraktperioden, 47 millioner kroner for helelektrisk fremdriftsmaskineri og 50 millioner kroner for helelektrisk med generator. 4-båtersalternativet (case 3) vil gi størst totale merkostnader over kontraktperioden, 157 millioner kroner for helelektrisk fremdriftsmaskineri og 160 millioner kroner for helelektrisk med generator. Merk at verdiene er ment å gi en indikasjon på forskjellene i de tre tilfellene og vil ikke nødvendigvis være presise estimater for hver enkelt løsning.

I tabellen under oppsummeres prosentvis økning i årlig kontraktverdi ved elektrifisering for de tre casene. Økningen er sammenlignet med dagens kontraktverdi på 41,9 millioner kroner per år, som Ruter betaler operatør for båtjenester på sambandet.

Tabell B Prosentvis økning i årlig kontraktverdi ved elektrifisering

			%-vis økning i godtgjørelse (10 års kontraktperiode)	%-vis økning i godtgjørelse (20 års kontraktperiode)
3 båter- 240 pax, 8/10 kn	Katamaran (1)	Helelektrisk	12 %	10 %
		Helelektrisk med generator	12 %	11 %
	Enkeltskrog (2)	Helelektrisk	11 %	11 %
		Helelektrisk med generator	12 %	11 %
4 båter- 240 pax, 5 kn i sonen	Enkeltskrog (3)	Helelektrisk	37 %	37 %
		Helelektrisk med generator	38 %	37 %
3 båter- 300 pax, 5 kn i sonen	Enkeltskrog (4)	Helelektrisk	14 %	15 %

Tabellen under viser en oversikt over redusert CO₂-utslipp, ved å ta utgangspunkt i beregninger for energibehov (kontrollert mot rapportert forbruk på sambandet), og kostnaden per tonn av det reduserte utslippet. DNV GL er kjent med at dagens operatør på eget initiativ opererer båtene på biodiesel. Siden dette ikke er del av gjeldene kontrakt, er det valgt å benytte marin gassolje (MGO) som referanse. CO₂-kostnaden er beregnet ved å bruke merkostnaden for elektrifisering delt på CO₂-utslippet over kontraktperioden. (Dersom en tar utgangspunkt i biodiesel (HVO) blir kostnadsbesparelsene med elektrisk framdrift høyere, men den effektive CO₂ reduksjonen blir mindre). Som det fremgår av tabellen antas helelektrisk drift med den helelektriske med generator (det hybride fremdriftsmaskineriet brukes kun som et redundant sikkerhetssystem). Det antas også, i tråd med Ruters krav om at strømmen skal være fossilfri innen 2020, at det kun benyttes sertifisert fornybar strøm og at helelektrifisering innebærer nullutslipp både lokalt og globalt.


Tabell C Kostnad per tonn CO₂

Operasjon	Skrogform (case)	Fremdriftsløsning	Redusert CO ₂ -utslipp [tonn/år]	Kostnad per tonn CO ₂ over 10 år [tusen kroner/tonn CO ₂]	Kostnad per tonn CO ₂ over 20 år [tusen kroner/tonn CO ₂]
3 båter, 8/10 kn	Kata- maran (1)	Helelektrisk	614	8	7
		Helelektrisk med generator		8	7
	Enkelt- skrog (2)	Helelektrisk		8	7
		Helelektrisk med generator		8	8
4 båter, 5 kn i sonen	Enkelt- skrog (3)	Helelektrisk		26	25
		Helelektrisk med generator		26	25
3 båter, 5 kn i sonen	Enkelt- skrog (4)	Helelektrisk		11	11

Det er 4-båtersalternativet (case 3) som har høyest tiltakskostnad for å redusere CO₂-utslipp for både 10- og 20-års kontraktperiode, mens 3-båtersalternativene (case 1 og 2) har den laveste tiltakskostnaden for CO₂-reduksjon.

Innholdsfortegnelse

SAMMENDRAG	III
1 INNLEDNING.....	1
1.1 Avgrensninger for studiet	2
2 DAGENS RUTEPLANER, HASTIGHETSBEGRENSNINGER OG BÅTER.....	3
2.1 Dagens ruteplaner og hastighetsbegrensninger	3
2.2 Dagens båter	10
3 MULIGHETER FOR ELEKTRIFISERING	12
3.1 Dagens hastighetsbegrensninger opprettholdes	13
3.2 Dispensasjon fra dagens hastighetsbegrensninger	20
3.3 Fergeutnyttelse og passasjerkapasitet	22
4 ENERGIBEHOV FOR SAMBANDET	25
4.1 Energibehov med tre båter med dispensasjon fra dagens hastighetsbegrensninger (case 1 og 2)	26
4.2 Energibehov med fire båter med dagens hastighetsbegrensninger (case 3)	29
4.3 Energibehov med tre båter med økt passasjerkapasitet og dagens hastighetsbegrensninger (case 4)	30
4.4 Oppsummering av energibehov	31
5 BÅTER EGNET FOR ELEKTRISK DRIFT	32
5.1 Batteriteknologi	32
5.2 Ladbar-hybrid fremdriftssystem	32
5.3 Dimensjonering av batteri	33
5.4 Feilmoder og risiko for driftsavbrudd	34
5.5 Ombygging av eksisterende ferger eller nybygg?	35
6 KRAFTFORSYNING	36
6.1 Samlet effektbehov og forsyningsalternativer	36
6.2 Ladesystem	40
7 KOSTNADSESTIMATER	41
7.1 Kostnadsestimat for skrog	41
7.2 Inventarliste for fremdriftsløsninger	41



7.3	Kostnadsestimat for infrastruktur	41
7.4	Potensielle støtteordninger	43
7.5	Totale merkostnader for elektrifisering	44
7.6	Miljøeffekt av elektrifisering	50
I	APPENDIKS I: PARAMETRE MED SÆRSKILT BETYDNING FOR ENERGIFORBRUKET	I
I.I	Skrogutforming	i
I.II	Lettskipsvekt	ii
I.III	Forbruk fra hotelldrift	iii

1 INNLEDNING

Ruter har som mål at all kollektivtransport i Oslo og Akershus skal driftes på fornybar energi innen utgangen av 2020. Dette betyr en omfattende omlegging av tilbudet på buss og båt i regionen, herunder øybåtene. Ruter eier ikke selv øybåtene, men som innkjøper av båttjenester er det deres ambisjon å raskest mulig innføre de løsningene som vil være best på lang sikt. Målet er forankret i Ruters miljøstrategi for 2014-2020, og programmet Fossilfri 2020 er etablert for å gjennomføre tiltak for å nå målet. Denne mulighetsstudien er gjennomført som en del av Fossilfri 2020.

I 2015-2016 kartla og analyserte DNV GL mulige løsninger for fornybar energi på Ruters båtruter.¹ Elektrifisering av øybåtene var en av de fornybare løsningene som ble vurdert som egnet. Denne mulighetsstudien bygger videre på det arbeidet DNV GL gjorde i 2015-2016 og skal bidra til økt kunnskap hos Ruter om muligheter, kostnader og konsekvenser ved elektrisk drift av sambandet.

Ved mulig elektrifisering av et fergesamband vil det måtte gjøres noen grunnleggende vurderinger. Disse er knyttet til tilgjengelig ladetid og ladeeffekt, ombygging av eksisterende ferger eller nybygg, valg av batterikjemi og -kapasitet, ladesystemer og fortøyningssystemer. Denne rapporten har til hensikt å belyse disse vurderingene og peke på hva som ligger innenfor og utenfor mulighetsrommet for elektrifisering av øybåtene. Rapporten har følgende inndeling:

- *Kapittel 2* beskriver dagens situasjon, herunder dagens øybåter og rutene de betjener.
- *Kapittel 3* forklarer hvorfor elektrifisering av øybåtene vurderes som svært krevende uten å endre måten rutene betjenes i dag. Det gis en innføring i hva en mulig elektrifisering vil innebære, med en beskrivelse av muligheter med og uten endringer i ruteplanene. Begrensninger og problemer som vanligvis må hensyntas ved elektrifisering blir diskutert.
- I *kapittel 4* beskrives metoden for beregning av energi- og ladebehov ved elektrifisering. Energi- og ladebehovet beregnes for hver av de aktuelle ruteplanene beskrevet i kapittel 3.
- *Kapittel 5* inneholder en vurdering av båter egnet for elektrisk drift og en diskusjon om fremdriftssystem og batteridimensjonering.
- *Kapittel 6* tar for seg alternativer for kraftforsyning og ladesystemer, og gir en beskrivelse av dagens tilgjengelige nettkapasitet og muligheter for oppgradering.
- *Kapittel 7* omhandler kostnadsestimater for forskjellige båttyper, infrastruktur og maskineri, og gir et samlet estimat for merkostnader ved elektrifisering, samt en diskusjon rundt miljøgevinsten av elektrifiseringen.

I vedlegget diskuteres parametre som har særskilt betydning for energibehovet. En innføring i forskjeller i energibehov for enkeltskrog- og katamaranbåter blir gitt, og lettskipsvekt og forbruk fra hoteldrift blir diskutert spesifikt for øysambandet.

¹ «Muligheter for og kostnader ved bruk av fornybar energi på Ruters båtsamband», DNV GL (2016)



1.1 Avgrensninger for studiet

Oppgaven i dette studiet er å spenne opp et mest mulig realistisk mulighetsbilde for elektrifisering av øybåtsambandet til Ruter. Det betyr at alle muligheter skal vurderes. Samtidig ligger det begrensninger knyttet til operasjonen og sambandet som vil påvirke løsningene som vurderes.

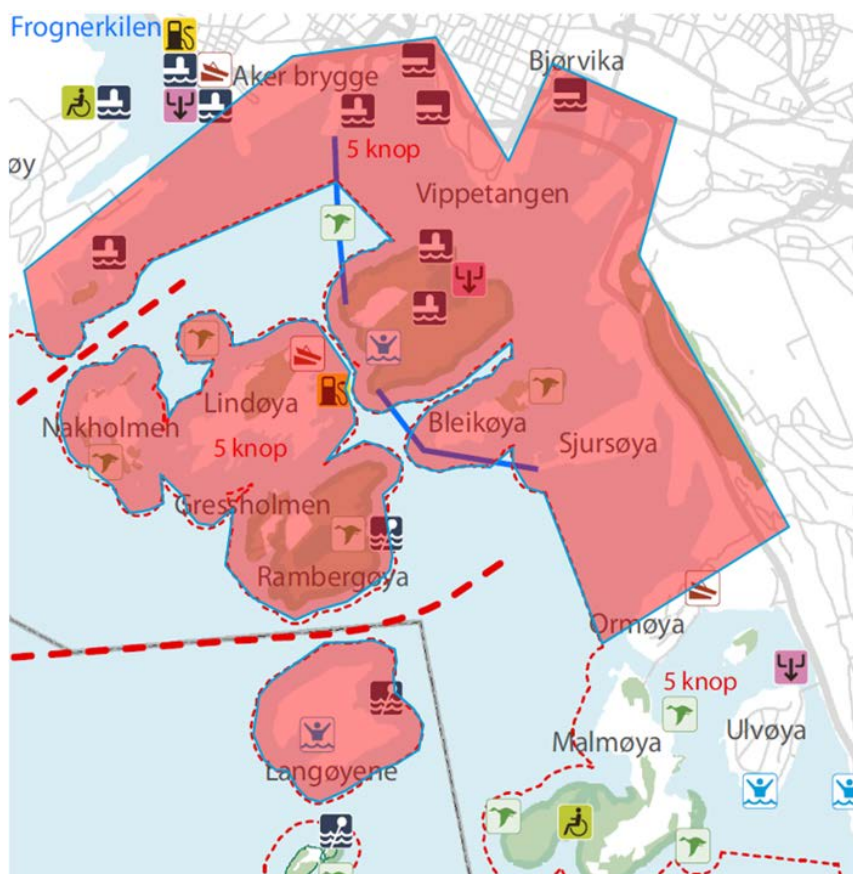
- Selv om det er mulig å tenke seg at andre fossilfri-løsninger (hydrogen-brenselcelle, biogass, osv.) vil kunne fungere i sambandet, er det kun elektrifisering som er vurdert i dette studiet.
- Passasjerkapasiteten skal være tilsvarende det som er i dag, men med mulighet for en 10 % økning. Antall avganger vil også måtte være tilsvarende det som er i dagens ruteoppsett (dette kravet avvikes noe i Case 4).
- Lading skal kun foregå ved bryggen på Rådhuskaia.
- Nattligge og lading gjennom natten er ikke del av vurderingene i studiet.
- Båtene er i dag underlagt hastighetsbegrensninger på 5 knop i deler av sambandet. Flere av de vurderte scenariene i denne rapporten forutsetter at det vil bli innvilget dispensasjon fra hastighetsbegrensningene for å øke hastigheten fra 5 til 8 knop.

2 DAGENS RUTEPLANER, HASTIGHETSBEGRENSNINGER OG BÅTER

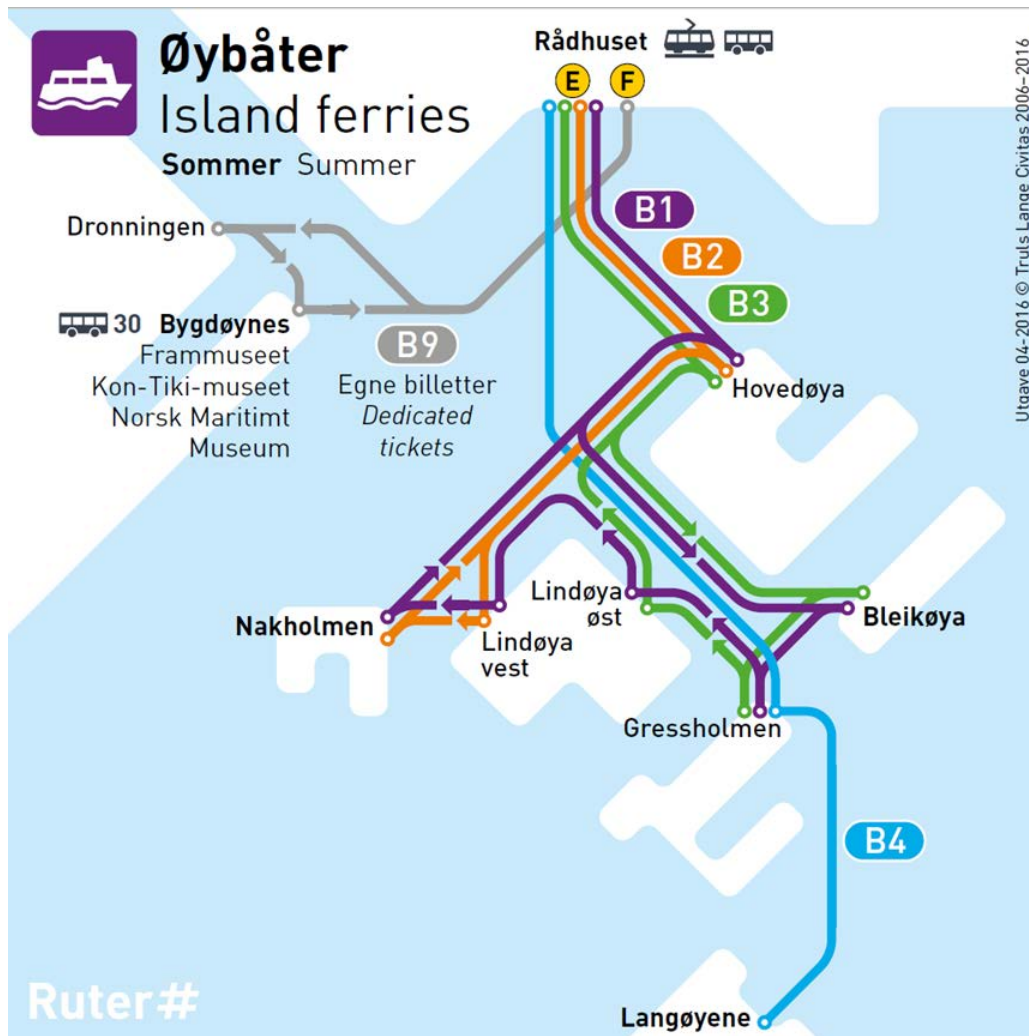
2.1 Dagens ruteplaner og hastighetsbegrensninger

Øybåtenes ruter varierer i løpet av året. De er delt inn i vinter-, vår-, sommer- og høstruter. Hverdagene i sommerruten utgjør det mest komplekse systemet ettersom det går flest avganger og betjenes av det største antallet ferger. Ettersom sommerrutene har flest ferger i drift og det høyeste energibehovet blir denne ruten vist i oversikter over nødvendig ladekapasitet videre i denne rapporten. I beregningen av kostnader er alle ruteplaner tatt med.

Sommerrutene betjenes i dag normalt av tre ferger; Oslo X, Oslo XI, Oslo XII mens Oslo VIII er reservefartøy. Store deler av hver rute ligger innenfor områder med fartsbegrensning på 5 knop (se figur 2-1). Utenom liggetid opererer fergene med en typisk gjennomsnittshastighet mellom 6 og 7 knop i dagens ruteplan.

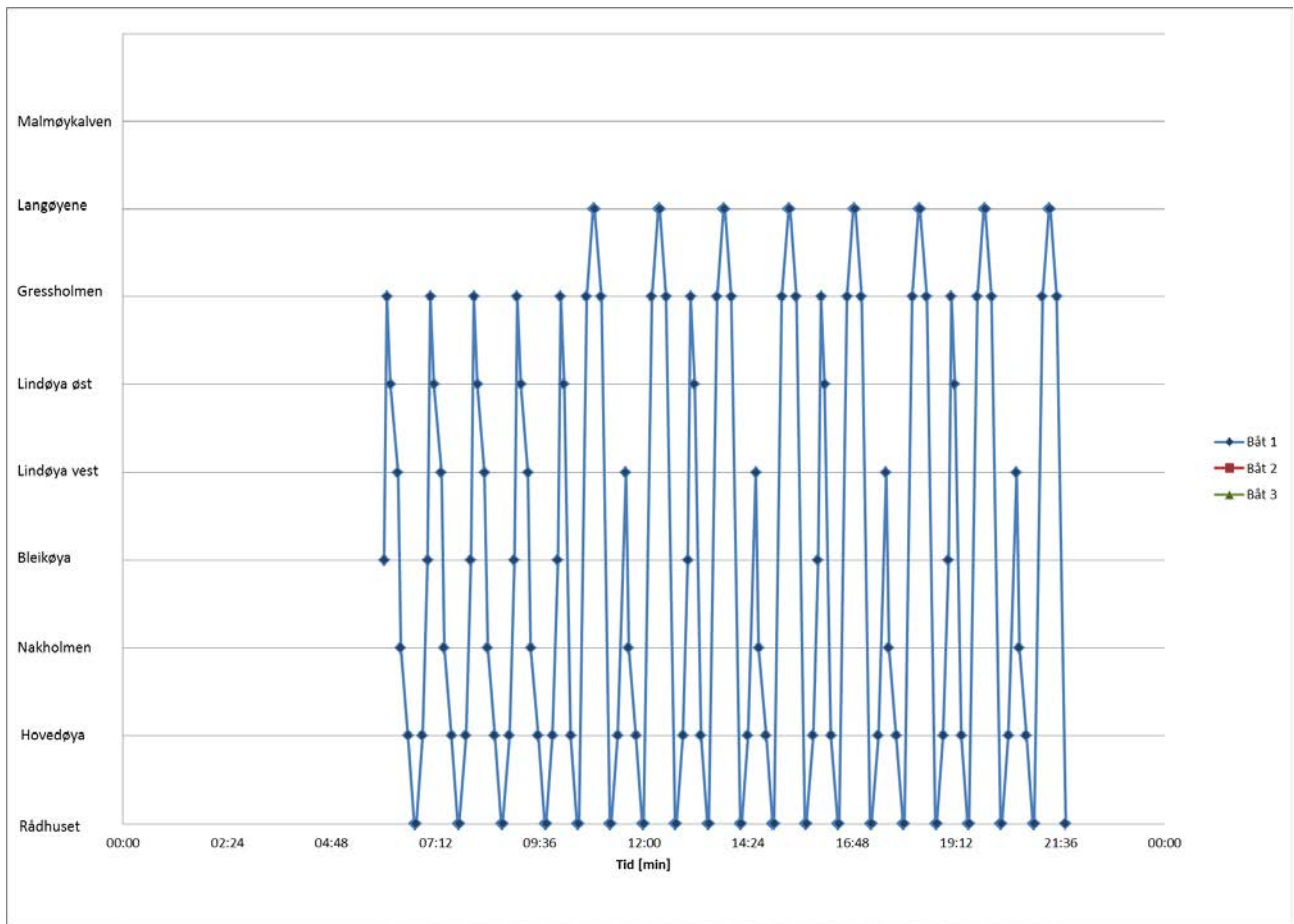


Figur 2-1 Dagens 5-knopssone



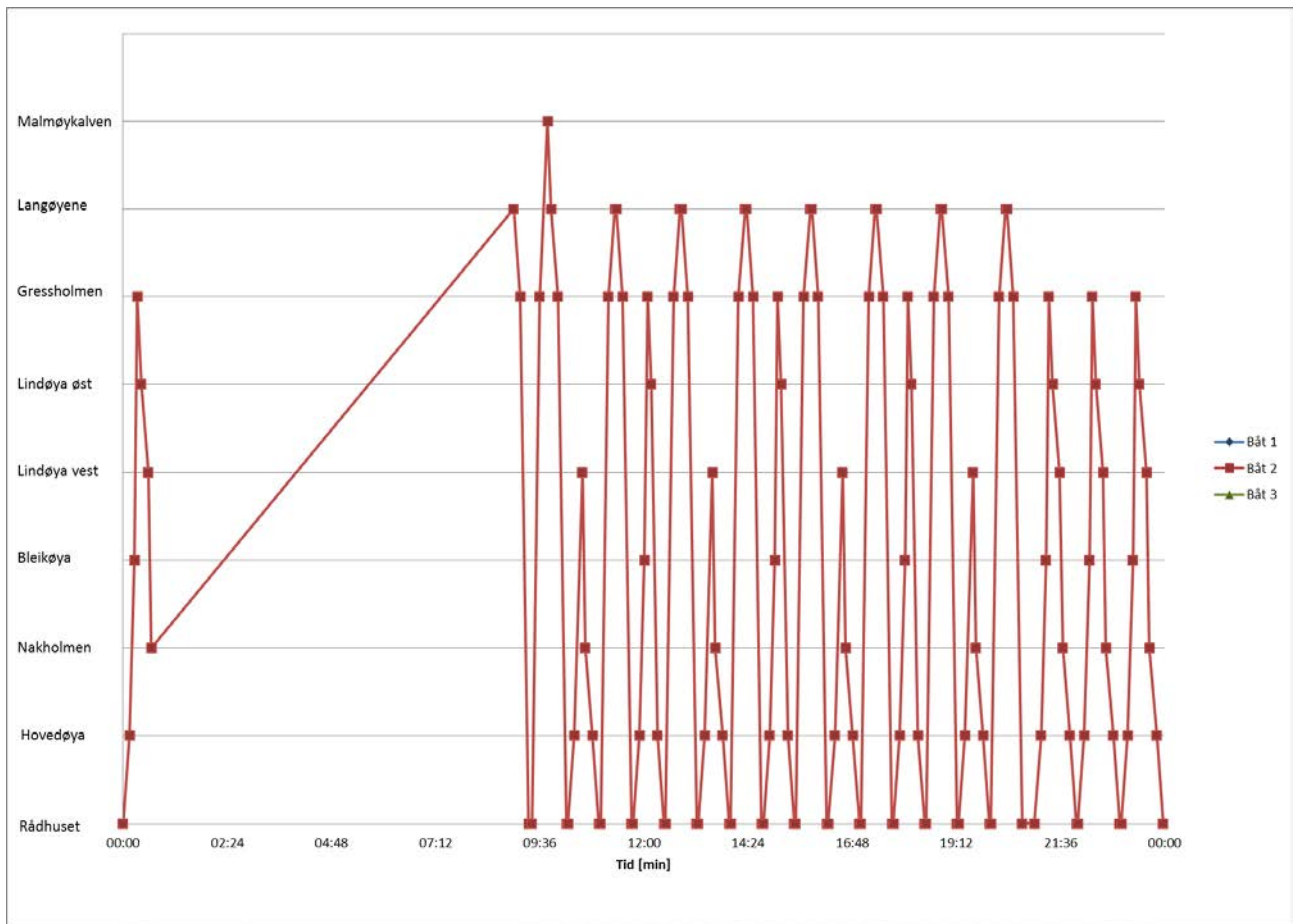
Figur 2-2 Sommerrutene til Ruters øybåter

Dagens sommerruteoppsett (vist i figur 2-3 til figur 2-5) karakteriseres av 58-minutters ruter på den lengste runden, B1, mens rute B2, B3 og B4 i all hovedsak opererer i 43-minutters ruter. Maksimalt er tre båter i bruk samtidig (se figur 2-7) bortsett fra i tilfeller som avviker fra ruteoppsettet (f.eks ved ekstra stor pågang på fine sommerdager, eller ved forsinkelser). Under disse omstendighetene vil reservefergen også settes i bruk. Maksimalt vil to ferger ligge ved Rådhuskaia samtidig. I de fleste tilfeller er liggetiden mellom avganger 2 minutter ved Rådhuskaia (se figur 2-6). Liggetiden ved øykaiene er omtrent 30 sekunder, nok til å slippe av og på passasjerer, men fergene bruker også rundt ett minutt til manøvrering til og fra kai. For å kunne optimalisere utnyttelsen av båtene, veksler alle de tre fergene mellom å betjene de forskjellige rutene i løpet av dagen, bortsett fra rute B1, som kun betjenes av båt 1 og 2. B1 betjenes om morgenen og om kvelden, med kun korte overlapp med B3 og B4.



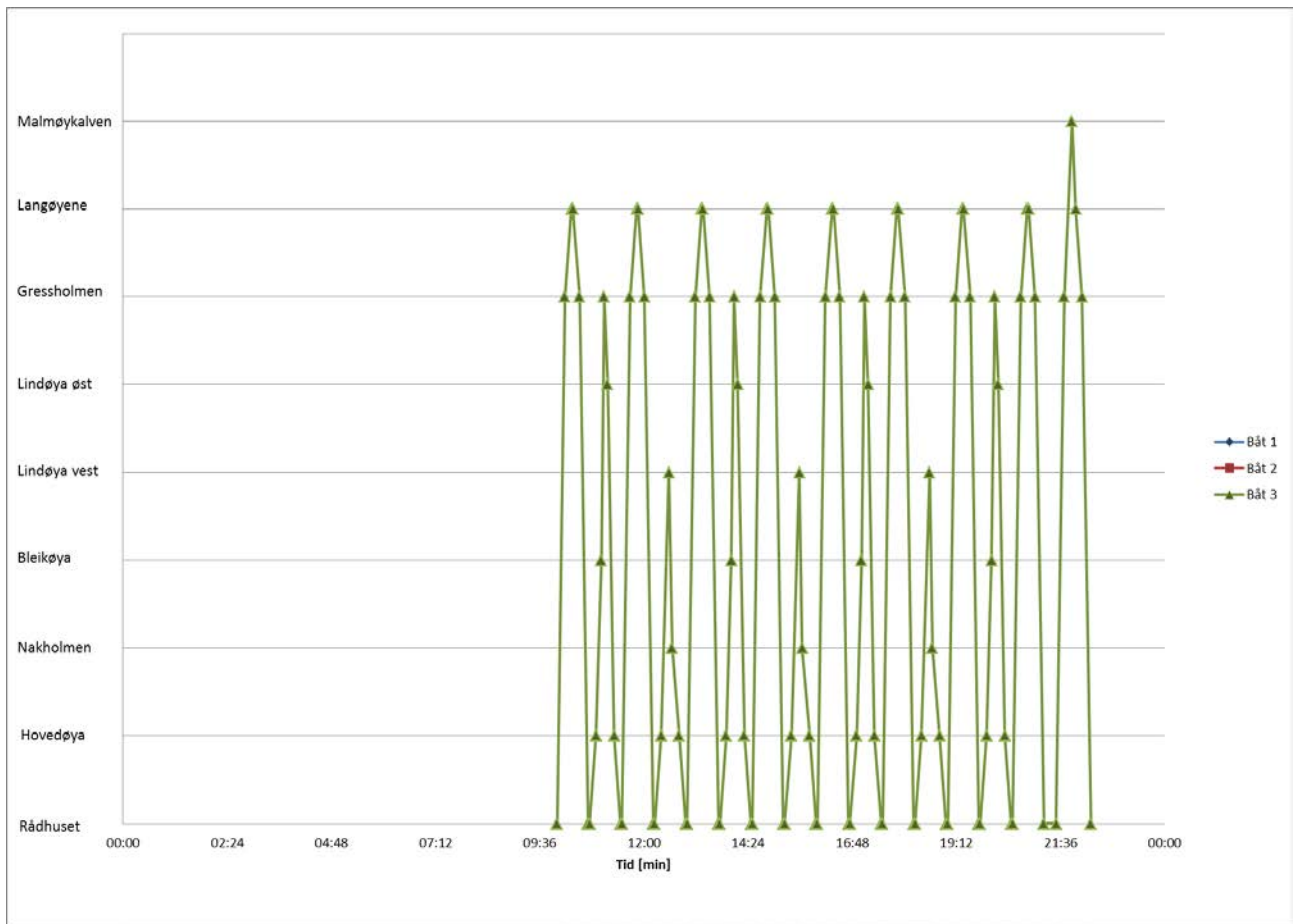
Figur 2-3 Dagens ruteoppsett, båt 1

Figur 2-3 viser hvordan båt 1 veksler mellom å gå i rute B1, B2, B3 og B4 i løpet av dagen. Om morgenen betjener den B1-ruten, mens den resten av dagen går i det gjentakende mønsteret B4, B2, B4, B3. Båten avslutter drift ved Rådhuskaia, mens første avgang om morgenen går fra Bleikøya.



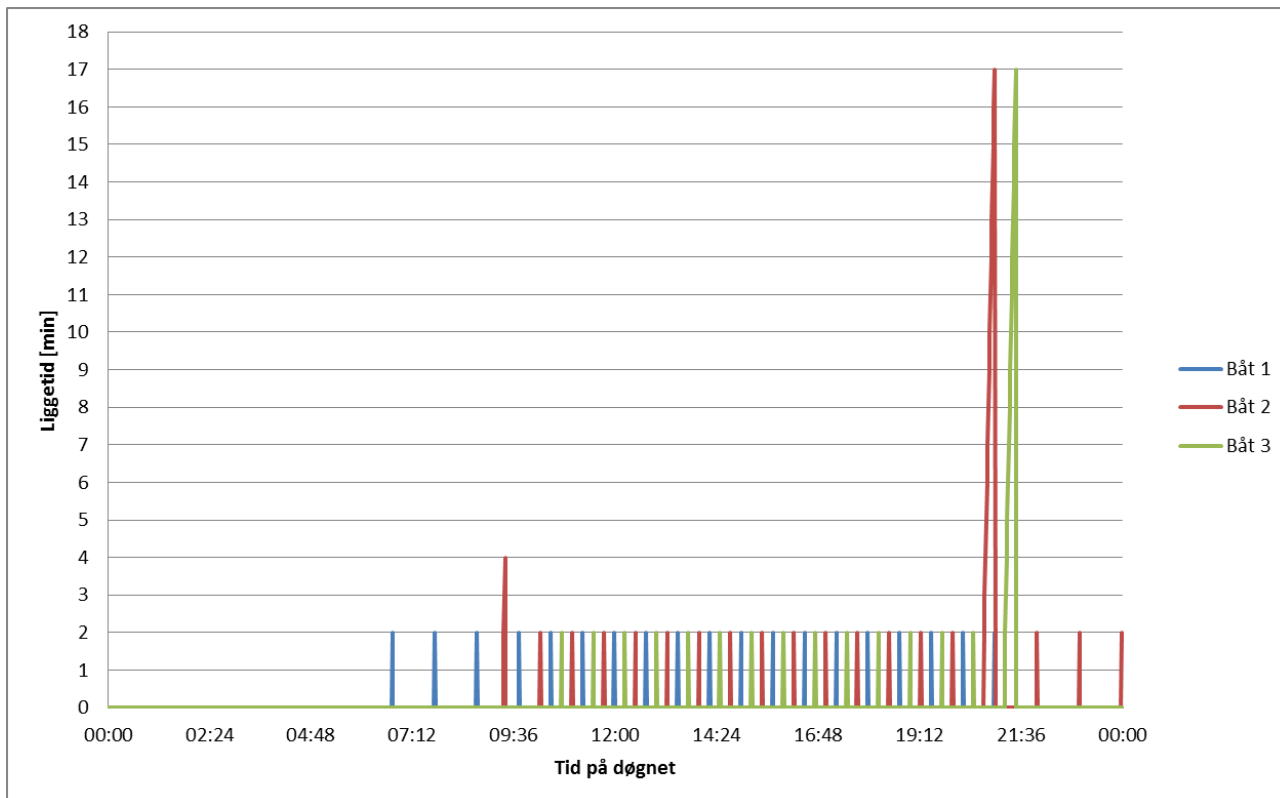
Figur 2-4 Dagens ruteoppsett, båt 2

Figur 2-4 viser at båt 2 veksler mellom å gå i rute B1, B2, B3 og B4. Mot slutten av dagen betjener den B1-ruten, mens den resten av dagen går i det gjentakende mønsteret B4, B2, B4, B3. Båten avslutter drift ved Nakholmen, mens første avgang om morgenen går fra Langøyene.



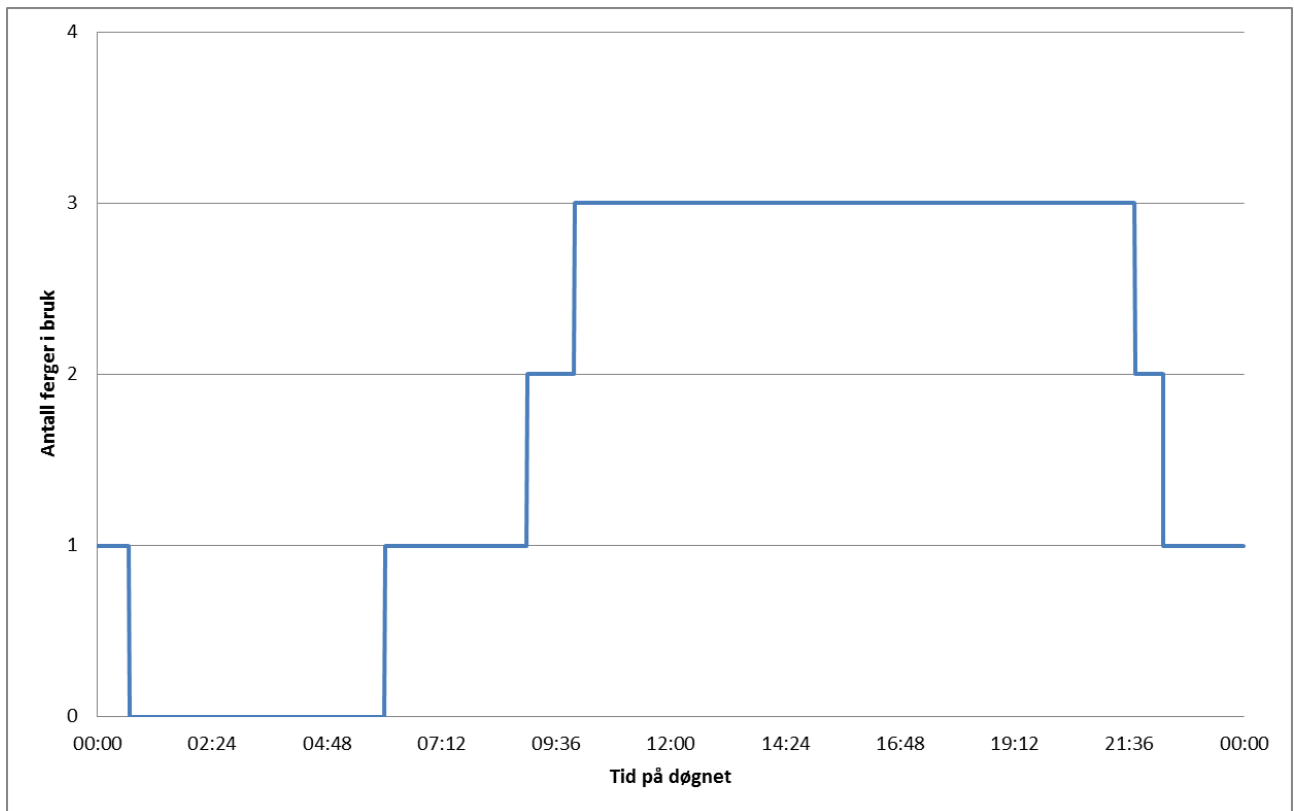
Figur 2-5 Dagens ruteoppsett, båt 3

Figur 2-5 viser at båt 3 veksler mellom å gå i rute B2, B3 og B4 i det gjentakende mønsteret B4, B3, B4, B2. Båten avslutter drift ved Rådhuskaia og starter fra samme sted om morgenen.



Figur 2-6 Liggetider ved Rådhuskaia for dagens ruteoppsett

Det optimaliserte oppsettet for utnyttelse av de 3 båtene i sambandet resulterer i liggetider ved Rådhuskaia som vist i figur 2-6. Her kommer det klart frem at dagens ferger stort sett har en liggetid på 2 minutter gjennom hele dagen. Unntak finnes for båt 2 og båt 3. Om morgenen ligger båt 2 4 minutter ved Rådhuskaia mellom to B4-rundturer og om kvelden inntreffer liggetider på 17 minutter for båt 2 og båt 3, hhv. mellom B4 og B1 og mellom to B4-rundturer.

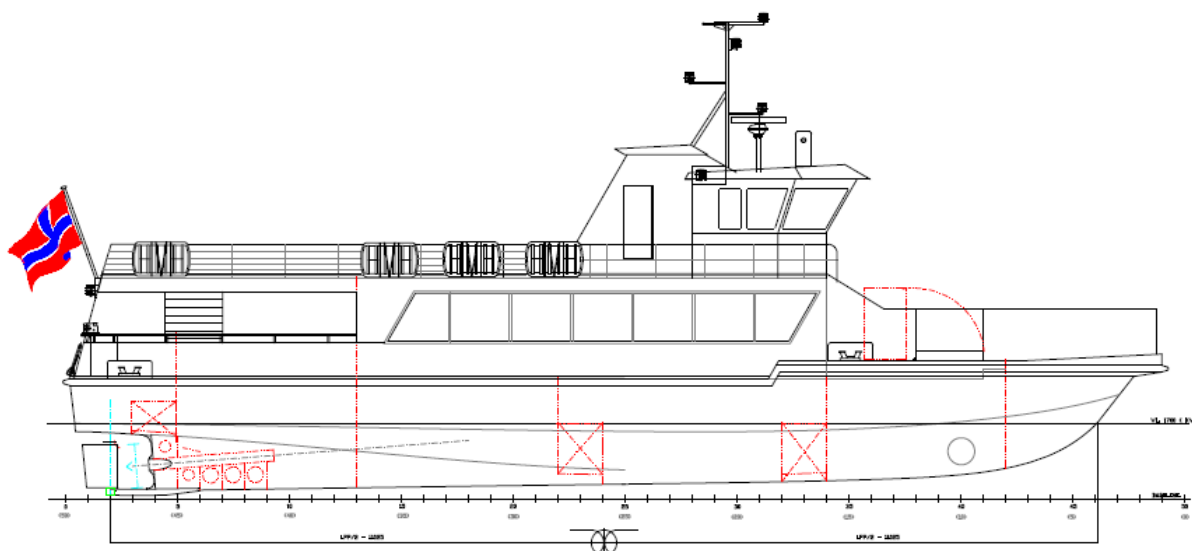


Figur 2-7 Antall ferger i bruk i løpet av døgnet

Figur 2-7 viser utnyttelsen av ferger gjennom døgnet. Tre ferger er operative mellom kl 10:00 og 22:18. Ingen ferger er i bruk mellom kl 00:40 og 06:01.

2.2 Dagens båter

Dagens operatør av øybåtene (Oslo-Fergene) besitter en flåte på fire båter som er bygget i henhold til det samme designet over en periode som spenner fra 1989 til 2009 (OSLO VIII, OSLO X, OSLO XI og OSLO XII).



Figur 2-8 Profil av dagens øybåter

Båtene er teknisk godt egnet til å betjene sambandet slik det er i dag, men skulle det være ønske og behov for å øke hastigheten for rutene, kan det være en utfordring at dagens båter generer en del bølger i hastigheter over 8 kn. For å ta hensyn til kaier og båthavner langs rutene vil det kunne medføre at hastigheten vil måtte senkes ved passering.

På grunn av krav til tilgang på de andre bryggene ved Rådhuskaia, er båtene i sambandet underlagt begrensninger med hensyn til størrelse. Dette maksimumet har vært 25 meters lengde og 6 meters bredde. Dette vil gjøre det uhensiktsmessig å vurdere katamaranskrog. I tillegg medfører breddebegrensningen, av stabilitetshensyn, et anselig behov for ballast for dagens ferger. Oslo Havn har imidlertid signalisert at det vil kunne være mulig å endre disse maksimumene til henholdsvis 30 og 8 meter. Dette vil i så fall gjøre at fremtidige tilbydere vil stå mye friere til å tilby skrogformer optimalisert for driften.

Hoveddata for dagens båter:

Lengde	24,70 m
Bredde	6,00 m
Dybde i riss	2,38 m
Dypgående	1,60 m
Passasjerkapasitet	236-240
Designoperasjonsfart	10 kn
Skrogmateriale	Aluminium

Fremdrift og manøvrering:

Maskineri	Detroit type S-60-14L dieselmotor på 354 kW
Gir	Twin-Disc 5114 SC i=2,54:1
Propell	900 mm fast propell på aksel
Baugthruster	S-60-80-V80



Figur 2-9 Oslo X ved Rådhuskaia

3 MULIGHETER FOR ELEKTRIFISERING

Når et fergesamband skal elektrifiseres er det naturlig å ta utgangspunkt i ønsket kapasitet og ruteplanene for sambandet. Hvor langt, lenge og ofte båtene opererer vil være dimensjonerende for alle de andre parameterne som skal vurderes.

I prinsippet vil en elektrisk drevet båt kunne operere med samme ruteplan som en tilsvarende båt drevet av forbrenningsmotor. Det forutsetter et minimum av liggetid ved kai der det er mulighet for lading. Lavere energitetthet i batterier i forhold til olje-/bio-drivstoff gjør at det vil være behov for energipåfyll med langt høyere frekvens. Dermed kreves liggetider som tillater regelmessig påfyll av tilstrekkelige mengder strøm fra nettet mens båtene ligger ved Rådhuskaia.

Det er to viktige variabler som vil påvirke rutevalget tilpasset helelektrisk operasjon; ladetid og ladeeffekt. Lang ladetid åpner for en lav ladeeffekt for overføring av tilstrekkelig energi. På den andre siden vil kort ladetid kreve høy effekt for tilsvarende energioverføring. Det er selvfølgelig fordeler og ulemper knyttet til begge valgene. Lang liggetid gjør at fergene vil ligge inaktive over lenger tid og dermed vil utnyttelsesgraden av fergene være lavere. Høy ladeeffekt over kort tid krever høy tilgjengelig nettkapasitet, dyrere ladeløsninger og resulterer i høyere kritikalitet i opp- og nedkobling. I tillegg vil batteriene måtte tåle høyere belastning med potensielt kortere levetid som konsekvens.

Det er mulig å tenke seg flere oppsett for når og hvordan energien overføres:

1. Lading gjennom natten som gir tilstrekkelig batterikapasitet for operasjon gjennom hele dagen
2. Lading mellom hver n-te tur med ett lenger ladeopphold
3. Lading etter hver rundtur – med ruteplaner tilpasset slik at det er nok liggetid for overføring av tilstrekkelig energi

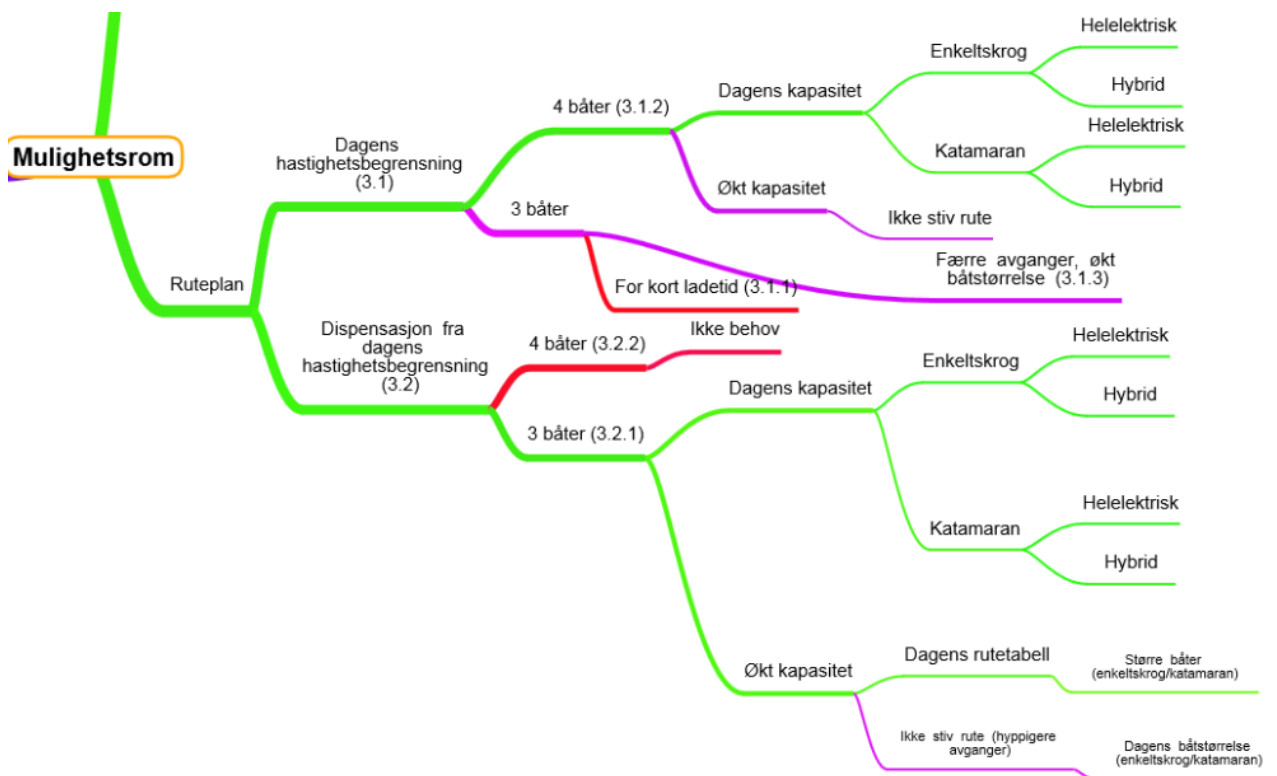
Ved å gjøre noen overslag over energibehov til sambandet blir det klart at alternativ 1 forutsetter en u hensiktsmessig stor, tung og dyr batteripakke om bord på fartøyene.

Alternativ 2 vil i så måte være mer hensiktsmessig, men det vil forhindre mulighet for en konsistent ruteplan gjennom dagen, samt at det ikke er noen åpenbare fordeler med denne løsningen versus å lade mellom hver tur.

Dermed blir kun lading mellom hver rundtur vurdert videre i dette mulighetsstudiet.

I de neste delkapitlene vil muligheter for helelektrisk operasjon av båtene vurderes. Delkapitlene tar utgangspunkt i grenene i mulighetstreet i figur 3-1, som illustrerer hvordan beslutninger om ruteplan gir føringer for hvilke muligheter som finnes.

Grønne «grener» viser løp som kan utgjøre realistiske muligheter for elektrifisering, fiolette illustrerer mulige løsninger, men med utfordringer som kan ha krevende/ufordelaktige utfall, mens de røde ikke er mulige eller vurdert som irrelevante.




Figur 3-1 Nedbryting av muligheter for elektrifisering av Ruters øybåtsamband

I de påfølgende kapitlene utforskes og diskuteres mulighetene i figuren for hvert enkelt valg. Kapittel 3.1 og 3.2 beskriver første skille i mulighetstreet, nemlig forskjellene ved å drifte sambandet med eller uten dispensasjon fra dagens hastighetsbegrensning. I kapittel 3.1.1, 3.1.2, 3.1.3, 3.2.1 og 3.2.2 vurderes det om det er hensiktsmessig å operere med tre eller fire båter innenfor hastighetsbestemmelsene. Kapittel 4 og 7 diskuterer bruken av enkeltskrog versus katamaranskrog for henholdsvis energibehov, ladekapasitet og kostnader. Kapittel 5 tar også for seg tekniske fordeler og ulemper ved å bruke helelektrisk fremdriftsmaskineri med generator i stedet for kun helelektrisk, mens kapittel 7 blant annet omhandler hva de forskjellige systemene vil utgjøre i kostnader over kontraktperioden.

3.1 Dagens hastighetsbegrensninger opprettholdes

3.1.1 Tre båter i fast rute

Uten dispensasjon fra 5-knopsbegrensningen vil øybåtsambandet ikke kunne driftes helelektrisk med tre båter og dagens rutetabell. Som vist i figur 2-6 innebærer dette en liggetid på kun 2 minutter, og dette anses som utilstrekkelig for tillegging, oppkobling, lading, nedkobling og avgang. I tillegg blir nødvendige ladeeffekter uhenktsmessig høye. Det kunne vært en mulighet å kutte ut anløp på ruten, noe som ville bidratt til kortere tidsbruk per rundtur, som igjen ville resultert i lavere energiforbruk og lenger liggetid. DNV GL har undersøkt mulighetene for å endre kaianløp. For eksempel estimeres spart distanse i rute B1 tilsvarende omtrent 550 m dersom fergen kun anløper Hovedøya på vei fra Rådhuskaia og dropper



anløpet på vei til. Dette kan utgjøre en omtrentlig tidsbesparelse på 3 minutter, som heller kan brukes til lading ved kai. Ett anløp ved Hovedøya er imidlertid uhensiktsmessig, ettersom passasjerer som reiser fra Hovedøya, som er den desidert mest passasjerintensive kaien, vil måtte være med på resten av rundturen for å komme tilbake til Rådhuskaia.

En annen mulighet er å droppe et anløp ved Lindøya, som har kai både på øst- og vestsiden. I rute B4 kunne det vært aktuelt å gå direkte fra Rådhuskaia til Langøyene i stedet for å seile innom Gressholmen på veien. DNV GL har anslått 1,5 minutter til innseiling, manøvrering og landligge ved hver av øykaiene. Ved å droppe anløp spares i tillegg inn- og utseilingsdistansen til og fra kaier. Imidlertid vil dette ikke være tilstrekkelig for elektrifisering av sambandet når det kommer til nødvendig ladekapasitet.

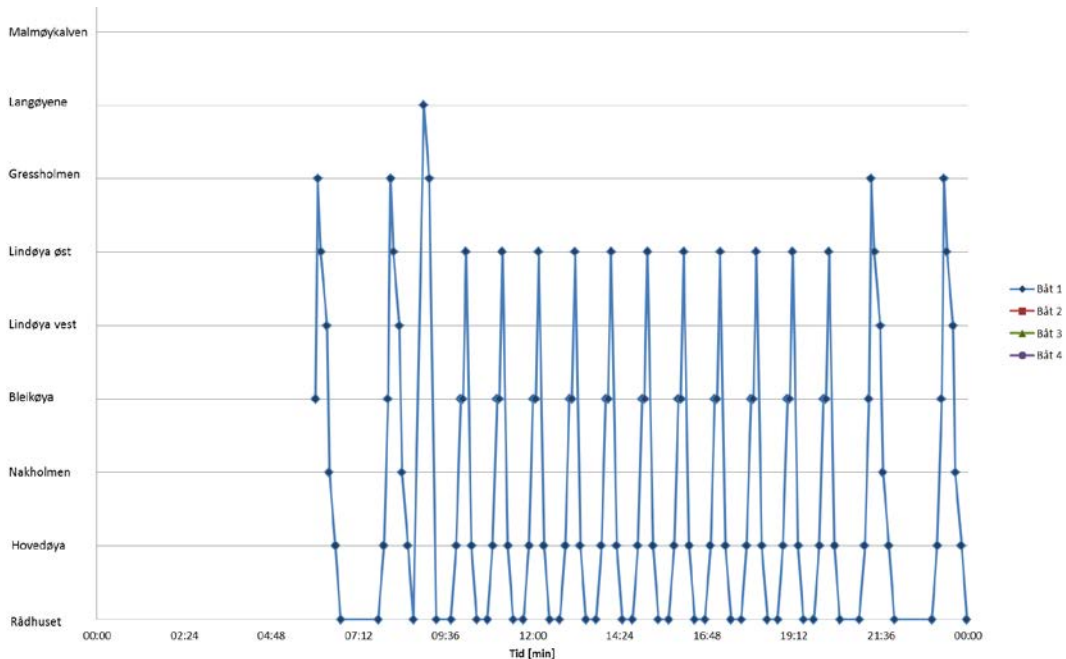
DNV GL har videre i dette studiet tatt utgangspunkt i at dagens kaianløp skal beholdes slik de er i dag. Dette opprettholder tilbudet og sørger for at de samme øyene fortsatt vil kunne nås med ferge. Energibehovet for hver rute vil derfor være i samme størrelsesorden i nytt anbud. Dermed vil det med tre båter og dagens hastighetsbegrensninger ikke være mulig med helelektrisk drift uten at det samtidig blir færre avganger.

3.1.2 Fire båter i fast rute

Å legge til grunn fire, i stedet for tre, båter muliggjør elektrisk drift av sambandet. figur 3-2 til figur 3-5 viser det samme ruteoppsettet som i dagens løsning, men her betjent av fire båter. Dette innebærer samme antall avganger ved de samme tidspunktene som i dag, men resultatet er atskillig lenger liggetid ved Rådhuskaia (som vist i figur 3-6). Med stive ruter (samme avgangsminutter hver time) og fire båter i drift vil liggetidene økes fra 2 minutter (med tre båter) til 17 minutter. Dette gjør at lading vil være uproblematisk.

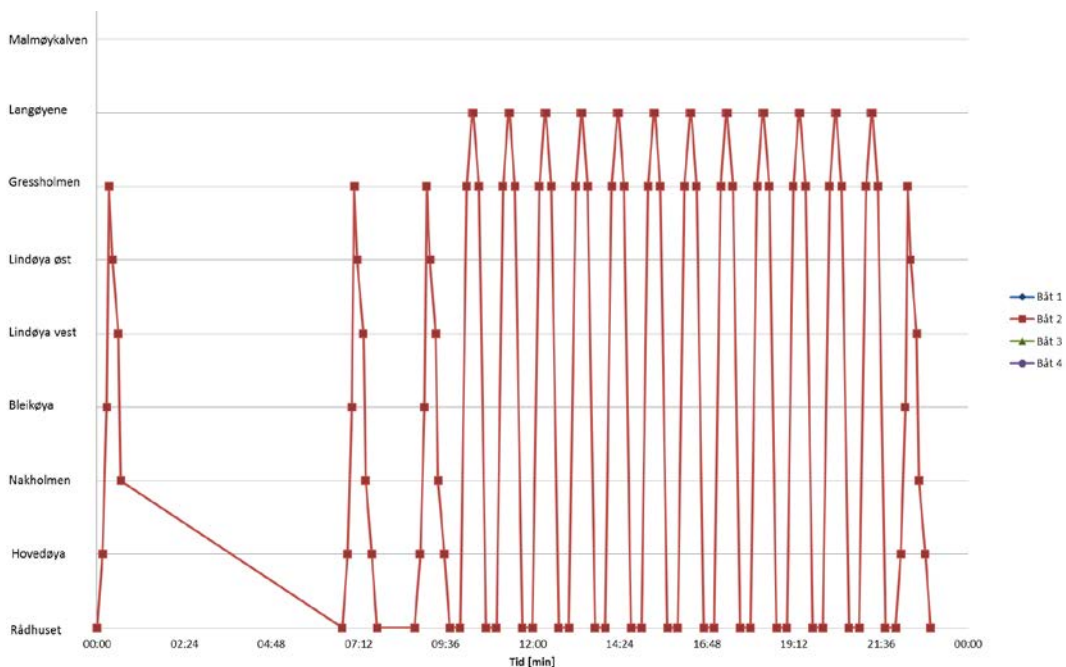
En annen fordel ved å benytte fire i stedet for tre båter i ordinær drift kan være at hver båt kan gjøres mer rutespesifikk enn i dagens situasjon, der båtene i stor grad veksler mellom operasjon i de forskjellige rutene. Med fire båter kan minst to båter spesifikt operere på én enkelt sommerrute hver, hvilket kan ha betydning for design og kravspesifikasjoner. Det er imidlertid sannsynlig at operatør ønsker fleksibilitet ved at hver båt kan drifte alle rutene.

Figur 3-2 til figur 3-5 viser mulig anvendelse av hver ferge dersom en ekstra båt innføres i driften.



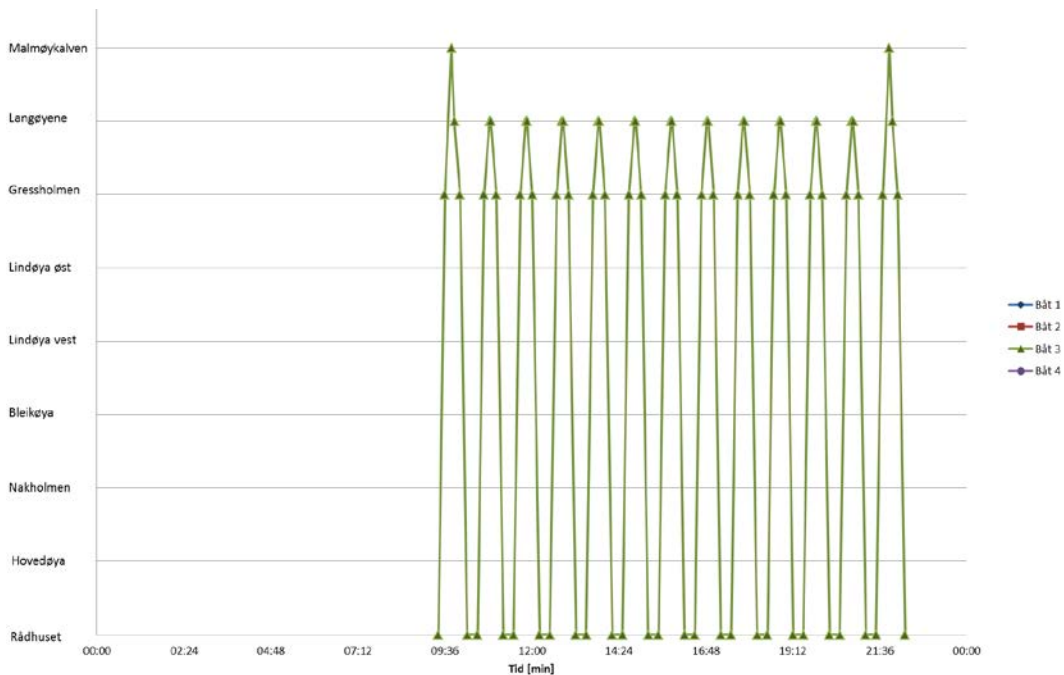
Figur 3-2 Ruteoppsett (for båt 1) med 4 båter i bruk

Båt 1 veksler mellom å gå i rute B1, B3 og B4. Om morgenen og kvelden betjener den B1-ruten, mens den resten av dagen går i rute B3 og én rundtur i B4. Båten avslutter drift ved Rådhuskaia, mens første avgang om morgenen går fra Bleikøya.



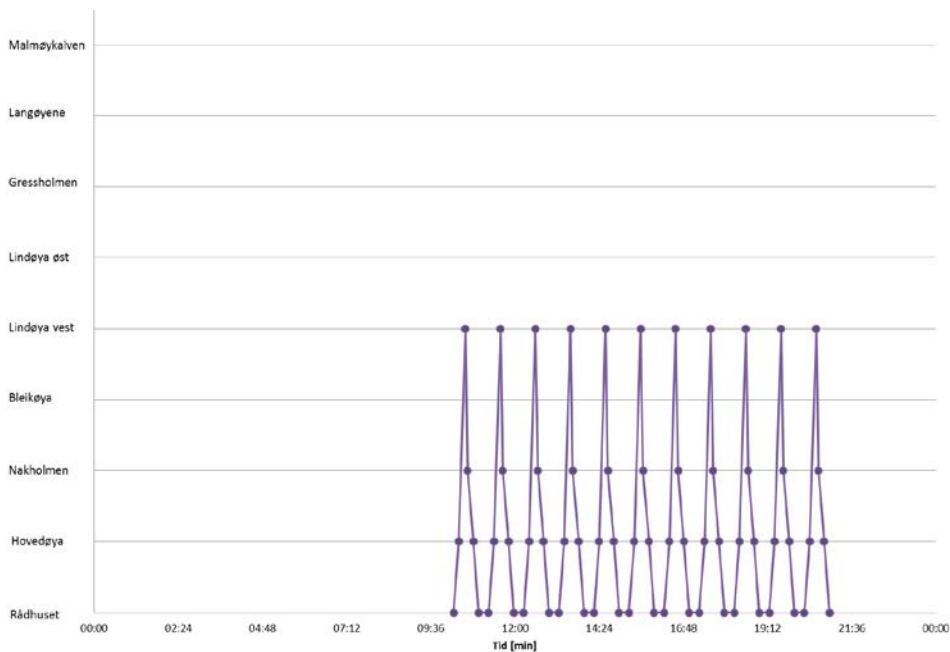
Figur 3-3 Ruteoppsett (for båt 2) med 4 båter i bruk

Båt 2 veksler mellom å gå i rute B1 og B4. Om morgenen og kvelden/natten betjener den B1-ruten, mens den resten av dagen går i rute B4. Båten avslutter drift ved Nakholmen, mens første avgang om morgenen går fra Rådhuskaia.



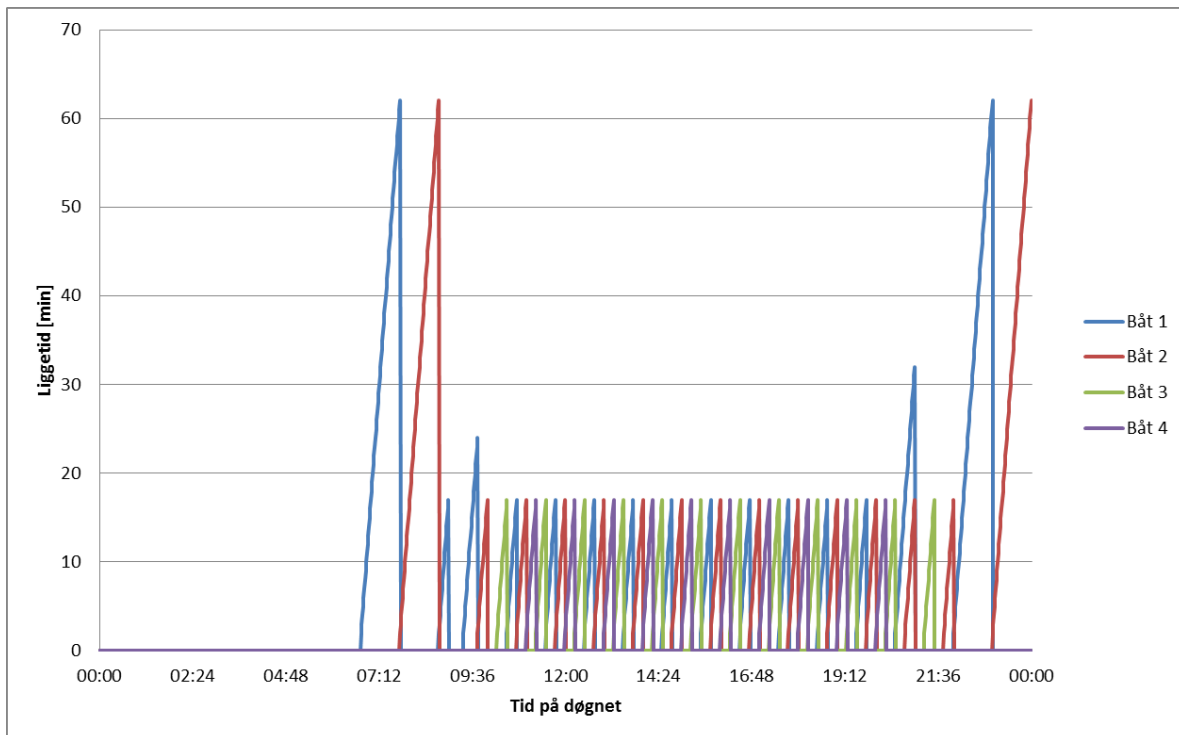
Figur 3-4 Ruteoppsett (for båt 3) med 4 båter i bruk

Båt 3 går kun i rute B4, men én gang om morgenen og kvelden er fergen innom Malmøykalven. Båten avslutter drift ved Rådhuskaia og begynner drift fra samme sted om morgenen.



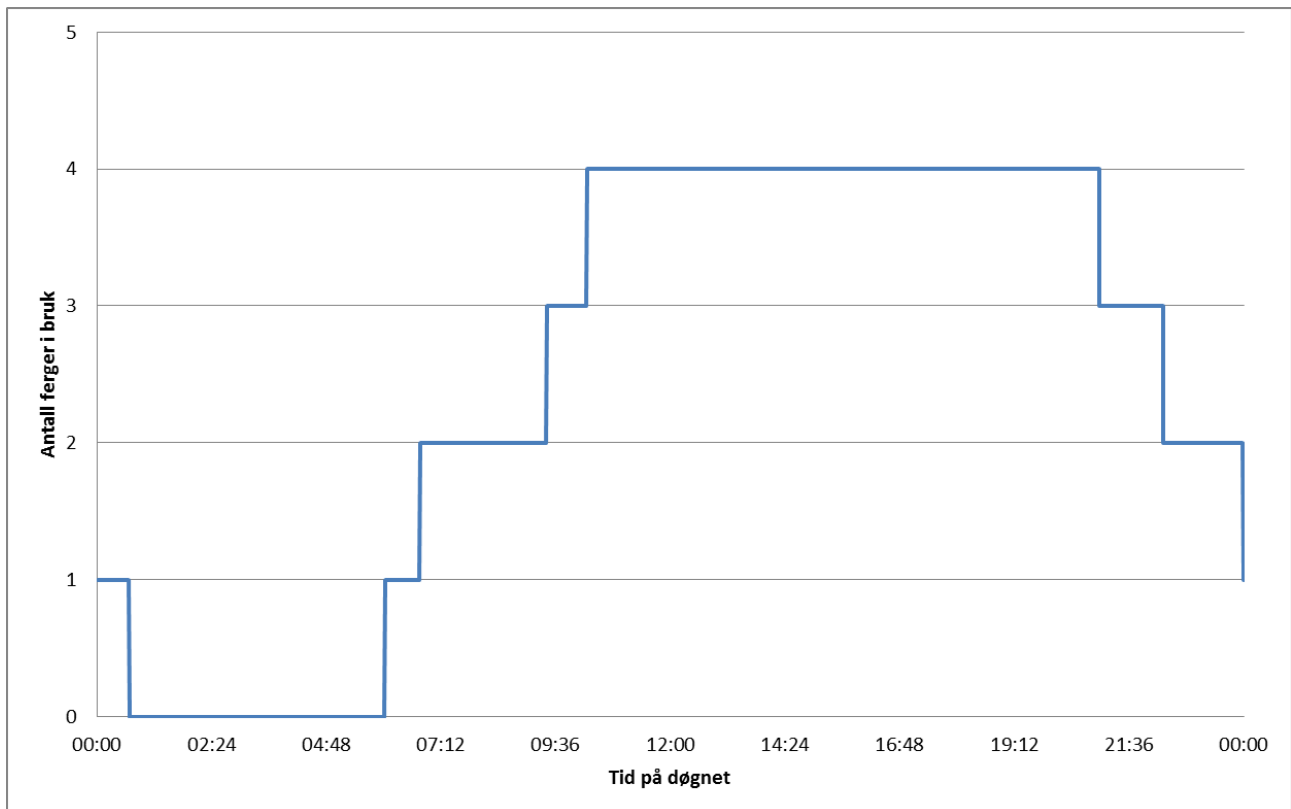
Figur 3-5 Ruteoppsett (for båt 4) med 4 båter i bruk

Båt 4 går kun i rute B2 og både begynner og avslutter drift ved Rådhuskaia. Båt 4 går i tidsrommet 10:15-20:58.



Figur 3-6 Liggetider for ruteoppsett med 4 båter i bruk

Figur 3-6 viser liggetider med bruk av fire båter i dagens ruteoppsett. Bortsett fra den uhensiktsmessige driften av rute B1 om morgenen og om kvelden ligger fergene i hovedsak 17 minutter ved Rådhuskaia. I tillegg ligger båt 1 lenger enn 17 minutter ved Rådhuskaia to ganger i løpet av dagen. For å operere rute B1 om morgenen og kvelden med dagens rutetabell må to båter driftes for å få tilstrekkelig lang ladetid i kai. Dette medfører liggetider på 62 minutter for den av båtene som ikke er i rute. Dette kan løses på flere måter. Én av løsningene er at fergene delvis driftes med diesel om morgenen (dersom de er helelektrisk men med generator) slik at det ikke vil være behov for ladetid for den aktuelle avgangen. Den enkleste løsningen er imidlertid små modifikasjoner av rutetabellen for å optimalisere for elektrisk drift, dvs. at fergene begynner å gå litt tidligere om morgenen og avslutter litt senere om kvelden.

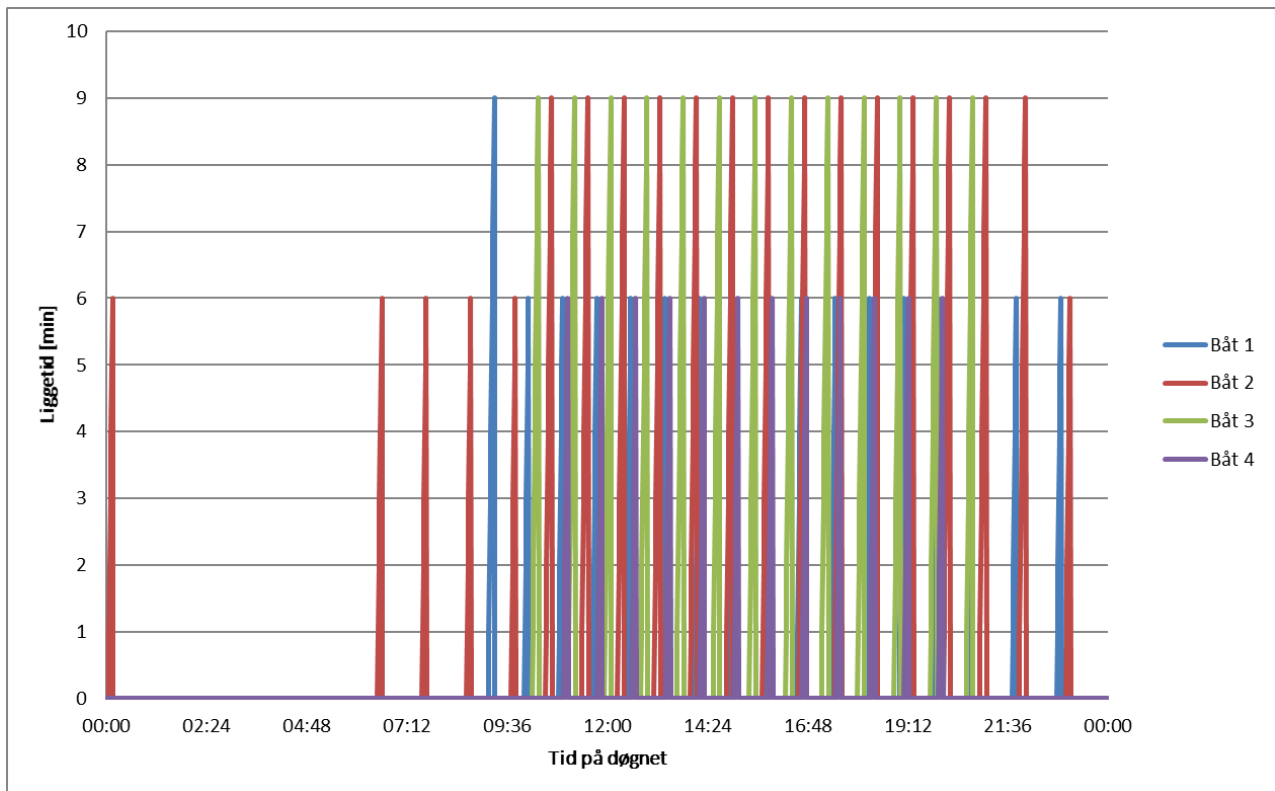


Figur 3-7 Antall ferger i bruk i løpet av dagen med 4 båter i bruk

Figur 3-7 viser utnyttelse av de fire fergene gjennom døgnet for dagens sommerrute. Mellom kl 10:15 og 20:58 er fire ferger i trafikk, mens i tidsrommet 00:40-06:01 brukes ingen ferger.

Selv om operasjonen er underlagt dagens hastighetsbegrensninger, vil introduksjon av en ekstra båt i sambandet muliggjøre flere avganger. Dette kan gjøres gjennom å kutte ned på den i utgangspunktet romslige liggetiden ved Rådhuskaia på 17 minutter. For å illustrere mulighetsrommet er korteste liggetid justert ned til 6 minutter, noe som anses som korteste praktiske liggetid som likevel muliggjør elektrisk drift.

I eksempelet er det satt opp så mange avganger som mulig innenfor omtrent samme tidsrom som i dagens ruteoppsett. Resultatet vises i figur 3-8, der liggetider for hver av båtene illustreres. Ulempen med denne løsningen er at ruten ikke lenger blir stiv. Dette vil gjøre det vanskeligere for passasjerene å danne en oversikt over når fergen går i løpet av døgnet.



Figur 3-8 Liggetider for ruteoppsettet med økt kapasitet og fire båter i bruk

3.1.3 Tre båter med økt passasjerkapasitet i fast rute

Et tredje alternativ med dagens hastighetsbegrensning er også undersøkt. Ved å øke tilgjengelig tid til lading fra 2 til 6 minutter (6 minutter er ansett som minste praktiske ladetid for sambandet), men samtidig holde varigheten for en rundtur som i dag, vil man nødvendigvis måtte droppe noen avganger hver dag. For å opprettholde eller øke total daglig passasjerkapasitet er det mulig å øke båtenes passasjerkapasitet ved å benytte større båter (også dette kan forutsette godkjenning fra Oslo Havn). Dette medfører at fergene går noe sjeldnere, men total passasjerkapasitet per døgn kan holdes konstant eller økes noe.

Ved å øke liggetiden fra 2 til 6 minutter vil hver rundtur kreve 4 minutter mer tid. Med dette som utgangspunkt kan det settes opp et regnskap for hvor mange avganger som må droppes hver dag for å holde driften innenfor samme tidsintervall som i dag. Resultatet for hver rutetabell er vist i tabell 3-1.

Tabell 3-1 Avganger som droppes på grunn av økt tid til lading.

Ruteplan	Rute	Antall avganger som må droppes per dag
Vinter	B1	1
Vår	B1	2
	B4	1
Sommer	B1	1
	B2	1
	B3	1
	B4	3
Høst	B1	2
	B4	1

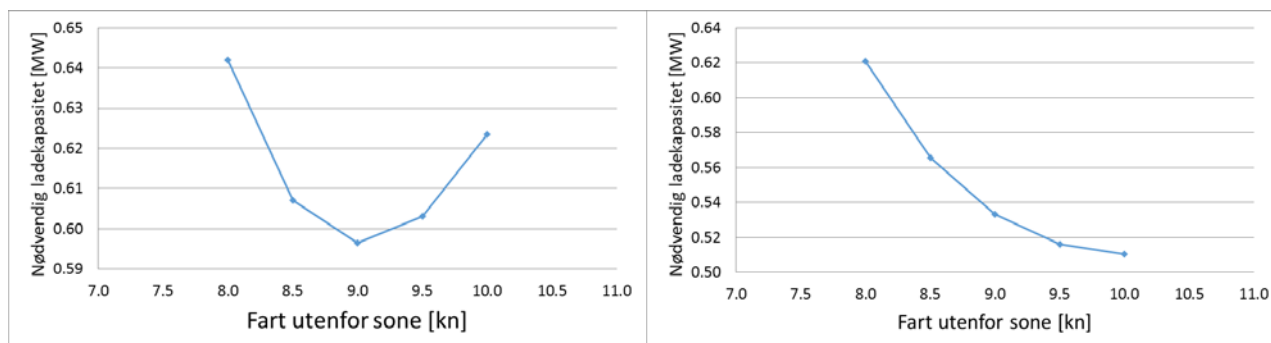
3.2 Dispensasjon fra dagens hastighetsbegrensninger

I forrige delkapittel gikk vi gjennom det ene alternativet i første valg i mulighetstreet (figur 3-1). I dette delkapittelet skal vi følge den andre grenen i valget av operasjonshastigheter.

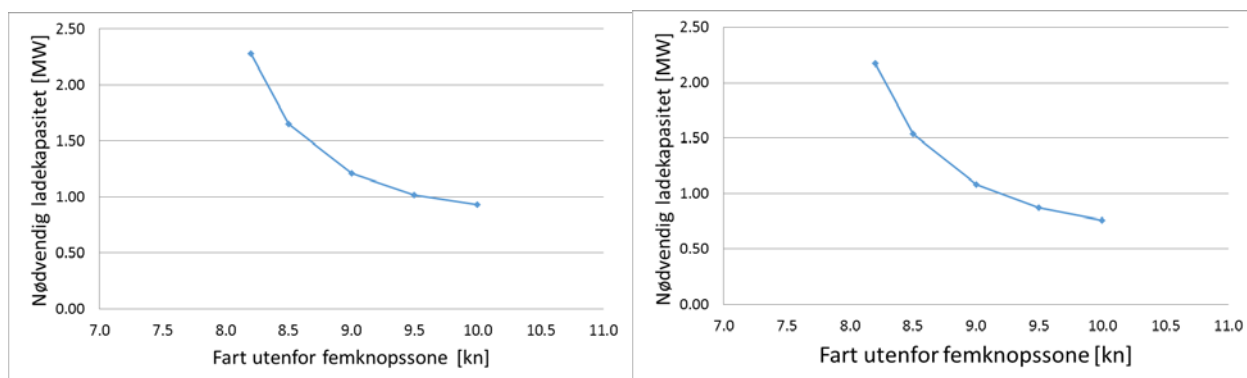
Oslo Havn, som er ansvarlig for dagens hastighetsbegrensninger (illustrert i figur 2-1), har indikert at det vil kunne være mulig for operatør av sambandet å søke om dispensasjon fra 5-knopsgrensen og istedet kunne operere i opptil 8 knop innenfor sonen. Dette vil til dels ha stor påvirkning på mulige operasjonsløsinger av sambandet og hvordan best tilrettelegge for elektrisk operasjon. Med økte hastigheter vil energibehovet, men også liggetiden, øke. Dette vil ha betydning for nødvendig ladekapasitet. Det viser seg at en dispensasjon fra hastighetsbegrensningene, slik de er i dag, kan muliggjøre elektrisk drift når man tar hensyn til operasjonsprofil, ladekapasitetsbehov og batteriteknologi.

DNV GL har vurdert mulige hastighetskombinasjoner og har kommet frem til at 8 knop innenfor sonen og 10 knop utenfor kan resultere i en god balanse mellom behov for økt hastighet, tilstrekkelig ladetid og akseptabelt energiforbruk. Som en del av vurderingen har DNV GL sett på muligheten for å optimere hastigheten utenfor fartsbegrensningssonen med hensyn på ladekapasitet for hver av rutestrekningene.

Resultatet er vist i figur 3-9 og figur 3-10 for rute B1 og B4 (både enkeltskrog og katamaranløsningen), ettersom disse rutene vil være dimensjonerende for henholdsvis energiforbruk og ladekapasitet. Vær oppmerksom på at utsnittet av y-aksen i de to figurene kan være villedende. Ettersom kun 30 % av distansen i rute B4 er antatt innenfor fartsbegrensningssonen blir utslagene i nødvendig ladekapasitet mye større enn for B1.



Figur 3-9 Nødvendig ladekapasitet ved Rådhuskaia som funksjon av farten utenfor nåværende 5-knopssone, rute B1 (transithastighet er satt til 8,0 knop innenfor sonen). Enkeltskrog til venstre, katamaran til høyre.



Figur 3-10 Nødvendig ladekapasitet ved Rådhuskaia som funksjon av farten utenfor nåværende 5-knopssone, rute B4 (transithastighet er satt til 8,0 knop innenfor sonen). Enkeltskrog til venstre, katamaran til høyre.

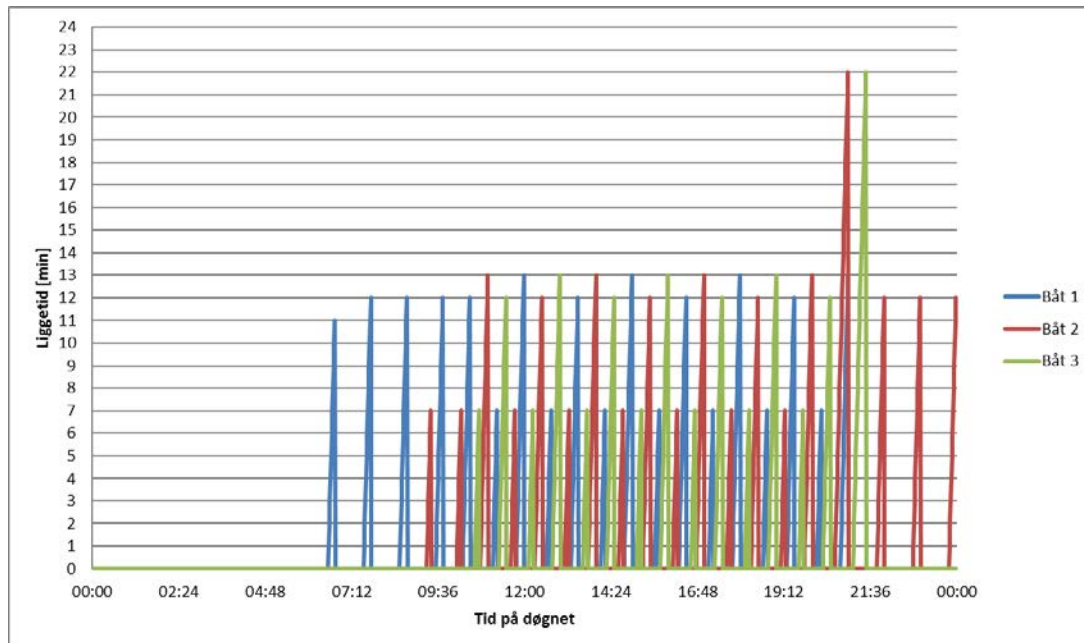
Hastighetskombinasjonen 8 og 10 knop innenfor og utenfor sonen er blitt brukt for å konkretisere videre analyser. Det er imidlertid viktig å merke seg at den optimale kombinasjonen av operasjonshastigheter er avhengig av båtdesignet som til slutt velges av tilbyder og dets egenskaper. Hastighetene 8 og 10 knop utgjør derfor ikke nødvendigvis den mest gunstige kombinasjonen i den fremtidige utlysningen.

3.2.1 Tre båter i fast rute

Med høyere operasjonshastighet (8 knop innenfor dagens 5-knopssone og 10 knop utenfor) og tre båter i ordinær drift vil ruteplanene være svært like dagens, men med noen små justeringer. Liggetidene ved Rådhuskaia økes, men avgangstidene fra Rådhuskaia kan opprettholdes. Avgangene fra øykaiene vil gå

litt tidligere enn i dag. Ettersom ruteplanen er svært lik den som er vist i figur 2-3 til figur 2-5 er den ikke illustrert i dette kapittelet. Ruteplanen forblir stiv.

De økte liggetidene i figur 3-11 (sammenlignet med figur 2-6) er et resultat av hastighetsøkningen til 8,0 knop innenfor sonen og 10,0 knop utenfor sonen.



Figur 3-11 Liggetid ved Rådhuskaia for, 8,0 knop innenfor dagens 5-knopssonen, 10,0 knop utenfor

Fergene ligger i hovedsak 12 og 13 minutter ved Rådhuskaia, bortsett fra etter rute B4 der de kun har 7 minutter til rådighet. For å få mer ladetid etter å ha seilt B4-ruten vil det kunne være mulig å bruke 1-2 minutter ekstra i kai for så å hente dette inn igjen ved neste ladestopp (12/13 minutter).

3.2.2 Fire båter i fast rute

Som diskutert i kapittel 3.2.1 vil sambandet kunne betjenes med kun 3 båter med dagens kapasitet såfremt dispensasjon i 5-knopssonen oppnås. Dermed vil det ikke være behov for en ekstra båt i sambandet.

3.3 Fergeutnyttelse og passasjerkapasitet

For å vise til noen konkrete forskjeller som resulterer av de relevante rutetabellene beskrevet i kapittel 3.1 og 3.2 har det blitt satt opp tre caser som skal spenne mulighetsrommet mtp. hastighetsregime og båttype. Casene er ikke ment som en anbefaling eller begrensning, men heller en måte for å illustrere spesifikke forskjeller i mulige løsninger med hensyn til energibehov, ladekapasiteter, ruteplan og kostnader. De tre casene er som følger:

Tabell 3-2 Caseoversikt

Case	Båttype	Hastighetsregime	Antall båter	Ruteplan omtalt i kapittel
1	Katamaran	8/10 kn innenfor/utenfor sonen	3	3.2.1
2	Enkeltskrog	8/10 kn innenfor/utenfor sonen	3	3.2.1
3	Enkeltskrog	5 kn innenfor dagens hastighetsbegrensning	4	3.1.2
4	Enkeltskrog (300 PAX)	5 kn innenfor dagens hastighetsbegrensning	3	3.1.3

I tabell 3-3 sammenlignes fergeutnyttelse og passasjerkapasitet for tre av de fire casene som er analysert. Fergeutnyttelsen tar kun hensyn til tiden der hver enkelt ferge er i drift i løpet av dagen. Nattligge er dermed ekskludert. Antall avganger gjelder for hverdager i sommerruten.

De to første alternativene i tabellen gjelder for dagens rutetabell, tredje alternativ angir økt antall avganger og dermed økt passasjerkapasitet (ikke stive ruter), mens fjerde alternativ innebærer små endringer i rutetabellen (fortsatt stive ruter), men med samme kapasitet.

Dagens dielelektriske drift av sambandet gir høyest fergeutnyttelse, mens drift av dagens rutetabeller med fire båter gir lavest fergeutnyttelse.

For case 3 økes gjennomsnittlig båtutnyttelse fra 69 til 85 %, i tidsrommet når fergene er i bruk, ved å sette opp så mange avganger som mulig. Antall avganger øker da med mellom 12 og 27 % for de forskjellige rutene.

Tabell 3-3 Fergeutnyttelse og kapasitet for valgte caser

		Dagens båtmateriell og rutetabeller (5 kn i sonen, 3 båter, kapittel 2)	Case 3 (5 kn i sonen, 4 båter, kapittel 3.1.2)	Case 3 (med økt kapasitet, ikke stive ruter) (5 kn i sonen, 4 båter, økt antall avganger kapittel 3.1.2)	Case 1 og 2 (8/10 kn innenfor/utenfor sonen, 3 båter, kapittel 3.2.1)
Fergeutnyttelse	Båt 1	94 %	66 %	88 %	78 %
	Båt 2	93 %	66 %	84 %	78 %
	Båt 3	92 %	71 %	80 %	77 %
	Båt 4	-	74 %	89 %	-
	Gj.snitt	93 %	69 %	85 %	78 %
Antall turer per dag	B1	8	8	10 (+25 %)	8
	B2	11	11	13 (+18 %)	11
	B3	11	11	14 (+27 %)	11
	B4a*	25	25	28 (+12 %)	25
	B4b**	26	26	29 (+12 %)	26

* Rådhuset-Langøyene

**Langøyene-Rådhuset

Case 4 er ikke tatt med i tabell 3-3, men DNV GL har beregnet årlig kapasitetsendring for case 4 sammenlignet med case 1-3. Den totale kapasitetsendringen per år for hver rute, vist i tabell 3-4, skyldes endringer i antall avganger per år og at båtenes passasjerkapasitet økes fra 240 til 300 passasjerer.

Tabell 3-4 Årlig kapasitetsendring for case 4 sammenlignet med case 1-3

Rute	Antall avganger per år, case 1-3	Antall avganger per år, case 4	Antall avganger case 4 versus case 1-3	Total passasjer-kapasitetsøkning
B1	4040	3403	84 %	5 %
B2	1093	989	90 %	13 %
B3	935	850	91 %	14 %
B4	2422	2137	88 %	10 %

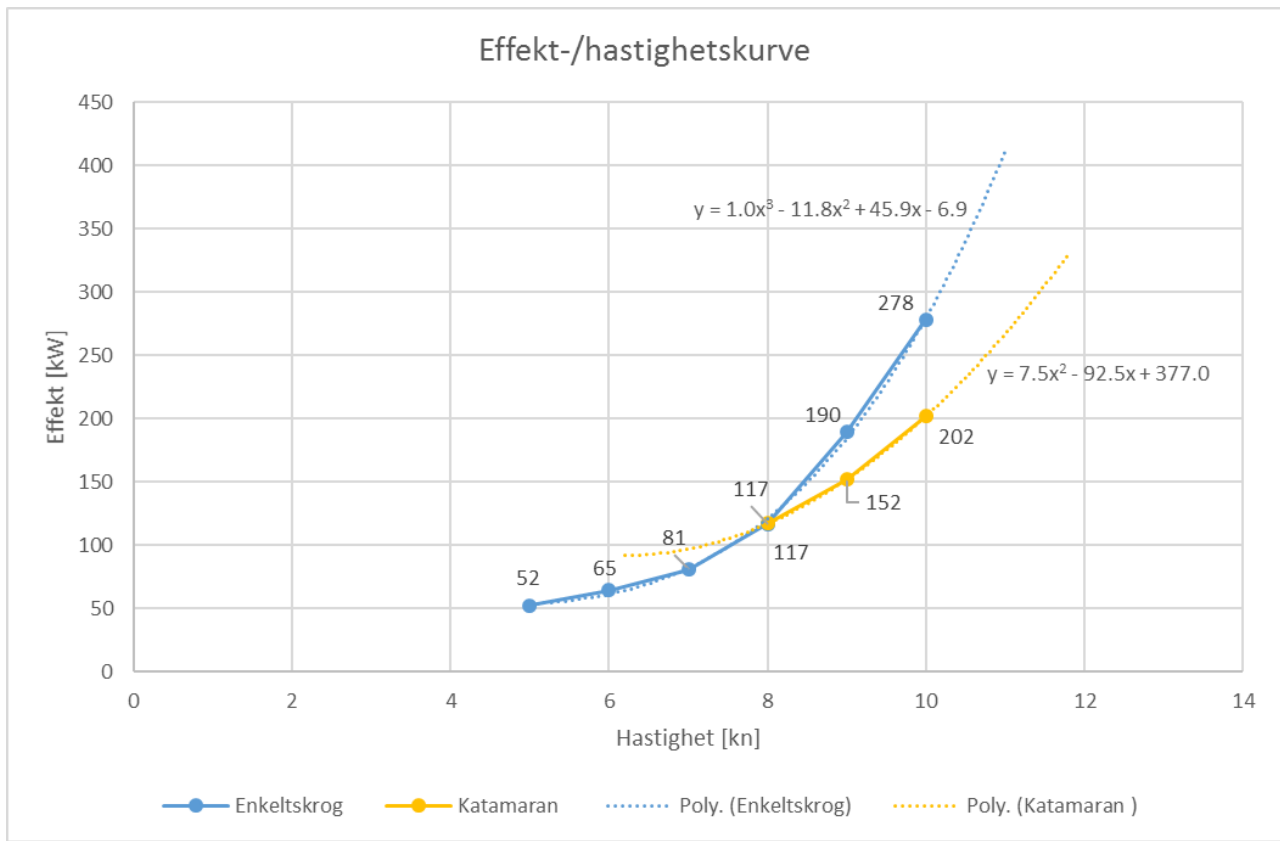
4 ENERGIBEHOV FOR SAMBANDET

DNV GL har ved hjelp av en fart-forbruk-kurve fra Båtservice Mandal (som har bygget dagens båter), estimert energibehovet for hver rute basert på direkte målinger om bord. I beregningene har DNV GL tatt utgangspunkt i operasjonsprofiler som er utarbeidet etter måling av hastigheter og liggetider under en prøvetur om bord en av dagens ferger. Estimatenes er sammenlignet med rapporterte forbrukstall fra fergeoperatøren. Det er ofte knyttet usikkerhet til rapporterte forbrukstall, ettersom de i enkelte tilfeller kan inkludere seiling utenfor trafikk, hvilket medfører et annet bruksmønster enn i rute. I tillegg avhenger de beregnede forbrukene av konstant og korrekt rutedistanse og systemvirkningsgrad/spesifikt forbruk. De rapporterte forbrukstallene er derfor kun brukt som referanseverdier for de estimerte forbrukene.

Beregningene er gjennomført for to typer skrog; enkeltskrog og katamaranskrog. Båtene som i dag opererer sambandet har vært underlagt lengde/bredde-begrensninger fra Oslo Havn. Dette skyldes at havna ønsker mest mulig fri tilgang til kaiene innenfor Rådhuskaia. Breddebegrensningen på 6 m er delvis grunnen til at dagens ferger, av stabilitetshensyn, seiler med ca. 16 tonn ballast i kjølen. Oslo Havn har imidlertid signalisert at det vil være mulig å øke tillatt båtbredde fra dagens 6 meter til 8 meter, samt at lengden kan økes. Dette innebærer at fremtidige tilbydere vil stå atskillig friere ved valg og utforming av skrogtype. En innføring i generelle forskjeller i energibehov for enkeltskrog og katamaraner finnes i vedlegg I.I.

Det har vist seg atskillig vanskeligere å innhente relevante data for katamaranbåter med relevant størrelse innenfor hastighetsområdet som er aktuelt for sambandet. Data som har vært tilgjengelig er gjennomgående for hastigheter over 20 kn, som er av lite relevans i dette studiet. Den mest aktuelle referansen som er funnet er katamaranen «Vision of the fjords» bygget av Brødrene AA. Dette er en hybridbåt som i deler av seilasene vil operere kun elektrisk og i moderate hastigheter (rundt 10 kn). Dette er imidlertid en atskillig større båt (ca 40 x 15 meter og med kapasitet på 400+ passasjerer). Det har derfor vært behov for å skalere tallene til et skrog med relevante dimensjoner. Dermed knyttes det atskillig større usikkerhet til verdiene for katamaranløsningen. Kurven som er illustrert i figur 4-1 vil mest sannsynlig være relativt konservativ, og det er grunn til å anta at en katamaran optimalisert med tanke på vekt og skroglinjer vil kunne oppnå enda lavere forbruk i det aktuelle hastighetsområdet.

Figur 4-1 illustrerer datapunktene, for både enkeltskrog- og katamaranløsningen, samt en kurvetilpasning gjort for å kunne interpolere/ekstrapolere resultater utenfor datapunktene. Kurven illustrerer også tydelig hvordan den eksponentielle bølgemotstandkomponenten slår inn over 7 knop og at energibehovet øker betydelig for å oppnå høyere hastigheter. Det samme gjelder bølgegenerering som også stedvis er en utfordring i sambandet. De to kurvene illustrer hvordan den økte våte overflaten til et katamaranskrog gir et marginalt høyere effektbehov ved lavere hastigheter mens det er omvendt når hastigheten øker og bølgemotstanden blir mer dominerende for enkeltskroget.



Figur 4-1 Effektbehov vs. hastighet for dagens øyferger og et katamarankonsept

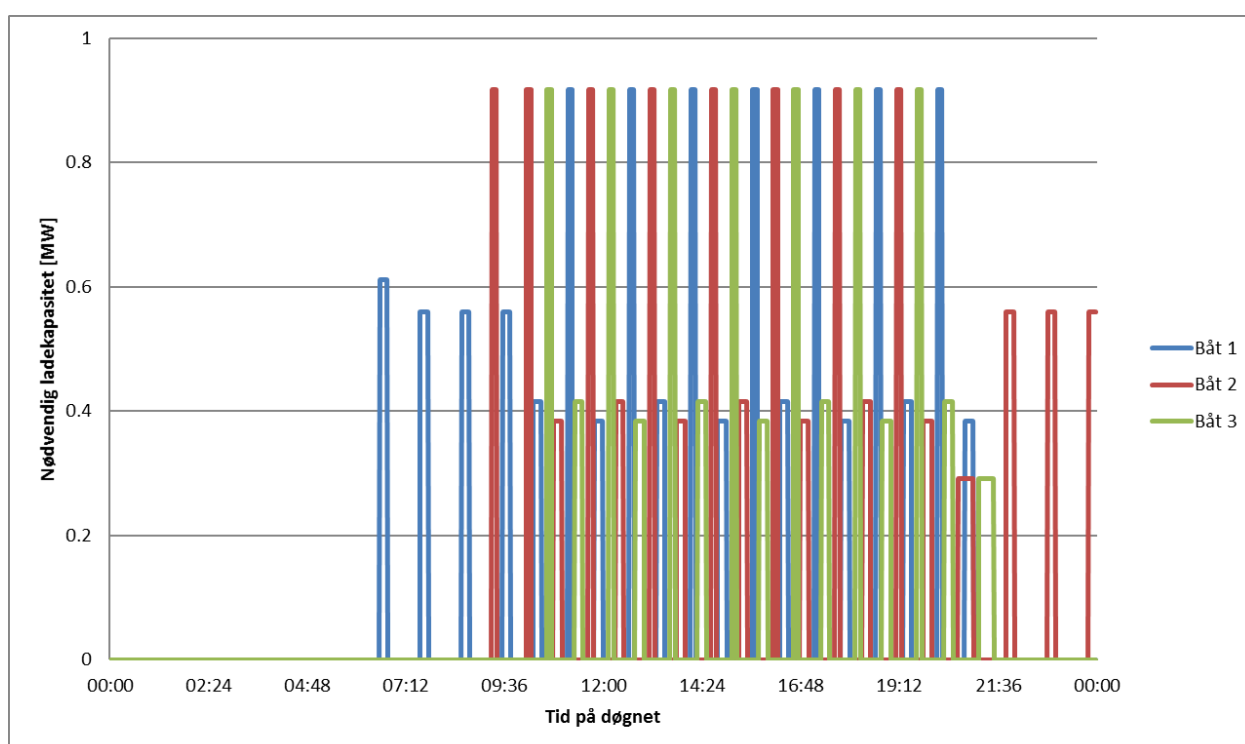
For case 4 (se tabell 3-2) vil det bli nødvendig å øke hoveddimensjonene i forhold til dagens båter for å kunne øke passasjerkapasiteten fra 240 til 300 gitt at passasjerareal er begrensende for kapasiteten. Dersom dette gjøres ved å kun øke lengden, vil det potensielt kunne resultere i uendret eller til og med redusert energibehov for en rundtur. Imidlertid er stabilitet en utfordring på dagens båter som har framtvunget omfattende bruk av ballast. Dermed er det naturlig at også bredden vil måtte økes. Gitt disse antakelsene, er effekt/hastighetskurven for enkeltskrog i figur 4-1 løftet med 15 % slik det er benyttet i energiberegningene videre.

4.1 Energibehov med tre båter med dispensasjon fra dagens hastighetsbegrensninger (case 1 og 2)

Tabell 4-1 viser estimert energiforbruk for enkeltskrogsbåter (basert på dagens båter) som opererer med dispensasjon i fartsbegrensningssonen (8 knop) og i 10 knop utenfor. Med et slikt oppsett vil ladeeffektbehovet være under 1,0 MW. Det vil også være noe fleksibilitet til å «hente» ladetid fra B1-B3-rutene dersom det blir marginalt med tid for B4-ruten.

Tabell 4-1 Estimert energiforbruk for enkeltskrogbåter og nødvendig ladekapasitet ved Rådhuskaia gitt hastigheter 8,0 knop innenfor sonen og 10,0 knop utenfor sonen (case 2)

Rute	Energiforbruk [kWh]	Ladetid [min]	Ladeeffekt [kW]
B1	122	12	620
B2	83	13	370
B3	83	12	420
B4	110	7	930

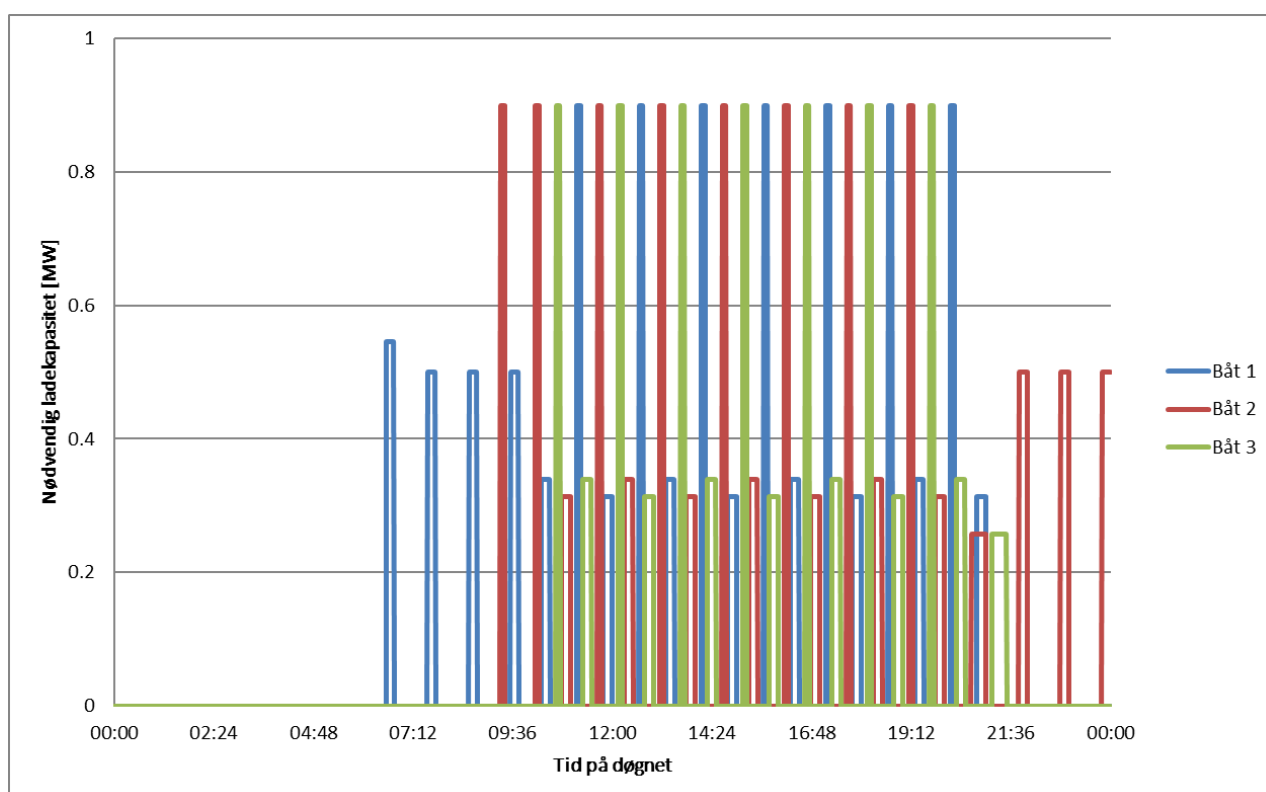


Figur 4-2 Nødvendig ladekapasitet ved Rådhuskaia med enskrogsbåt, 8,0 knop innenfor dagens 5-knopssone, 10,0 knop utenfor

Tabell 4-2 gjelder for det samme ruteoppsettet som over, men denne gangen betjent av en katamaran. Det er viktig å merke seg at tallene for katamaranen er basert på en effekt/hastighet-kurve (figur 4-1) som er utledet fra kurven for en atskillig større båt (Vision of the fjords – Brødrene AA). Dette skyldes at det eksisterer lite tilgjengelig data for katamaraner i så lave hastigheter som 8-10 knop (se innledende tekst i kapittel 4). Det er sannsynlig at tallene i tabell 4-2 er noe konservative og at fremtidige tilbydere vil kunne tilby optimaliserte skrog med lavere energiforbruk.

Tabell 4-2 Estimert energiforbruk for katamaran og nødvendig ladekapasitet ved Rådhuskaia gitt hastigheter 8,0 knop innenfor sonen og 10,0 knop utenfor sonen (case 1)

Rute	Energiforbruk [kWh]	Ladetid [min]	Ladeeffekt [kW]
B1	100	12	510
B2	68	13	300
B3	68	12	350
B4	88	7	760



Figur 4-3 Nødvendig ladekapasitet ved Rådhuskaia med katamaranløsningen, 8,0 knop innenfor dagens 5-knopssone, 10,0 knop utenfor

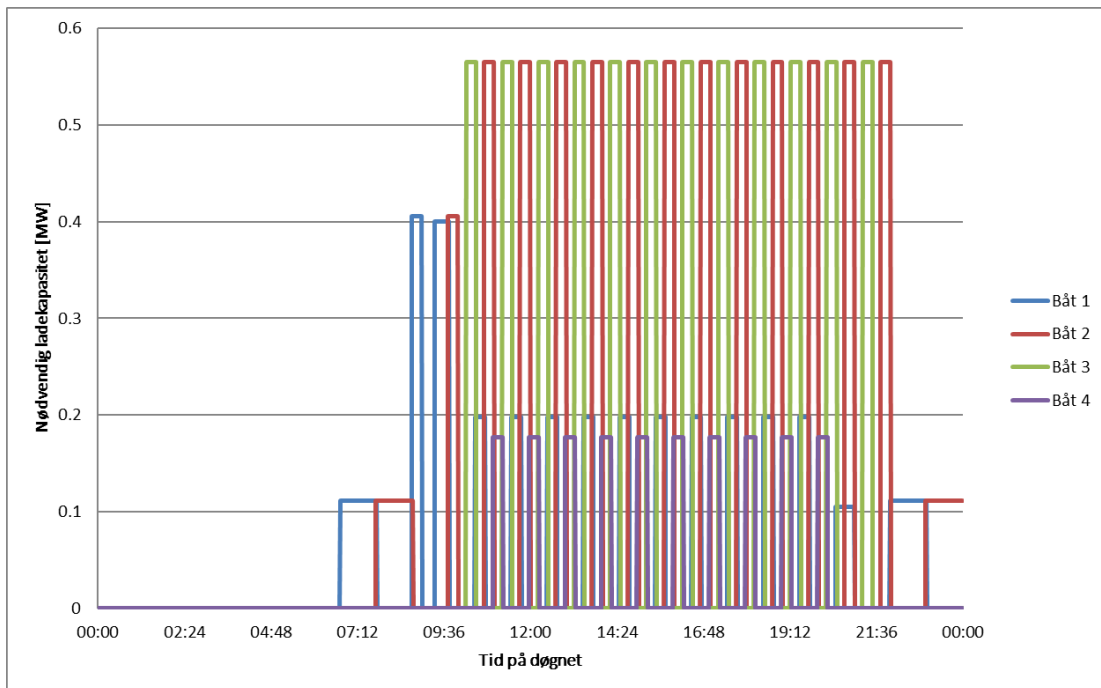
4.2 Energibehov med fire båter med dagens hastighetsbegrensninger (case 3)

Basert på data fra operasjon av dagens øybåter er det utarbeidet en effekt/hastighet-kurve (figur 4-1). Ved hjelp av denne og kjennskap til operasjonsprofil og utseilte distanser, er det mulig å beregne energiforbruk knyttet til hver av de fire rutene som er del av sambandet. Når dette så kombineres med utarbeidede mulige ruteplaner, og tilhørende liggetider ved Rådhuskaia, kan ladeeffektbehov utarbeides. Resultatet er vist i tabell 4-3. Merk at tabulerte ladetider og nødvendige ladeeffekter inkluderer både alternativene med dagens avgangsfrekvens og økt frekvens og minimal liggetid (mulighetene som ble diskutert i kapittel 3.1.2).

Tabell 4-3 Beregnet energiforbruk og nødvendig ladekapasitet for fire enkeltskrogbåter med dagens hastighetsbegrensning og kapasitet (case 3)

Rute	Energiforbruk/tur [kWh]	Ladetid [min]	Ladeeffekt [kW]
B1	115	17/6	405/1150
B2	50	17/6	176/500
B3	56	17/6	198/560
B4	160*	17/9	565/1070

**For å kunne seile B4-ruta innenfor dagens tidsplan seiler dagens båter med høyere fart enn 10 knop på deler av ruta. Dermed er energiforbruket høyere enn når det selles fortere i fartsbegrensningssonen (tabell 4-1 og tabell 4-2).*



Figur 4-4 Nødvendige ladekapasiteter for fire helelektriske ferger i dagens rutetabell (ingen kapasitetsøkning)

4.3 Energibehov med tre båter med økt passasjerkapasitet og dagens hastighetsbegrensninger (case 4)

Energibehovene for rutene i tabell 4-5 er funnet ved å anta en økning på 15 % sammenlignet med behovene i tabell 4-3 ettersom båtenes kapasitet økes fra 240 til 300 PAX. Av alle casene utgjør case 4 det alternativet med størst energiforbruk og ladebehov. Dette medfører ekstra kostnadene for infrastruktur og kraftforsyning på land ved elektrifisering.

Tabell 4-4 Beregnet energiforbruk og nødvendig ladekapasitet for tre enkeltskrogbåter med dagens hastighetsbegrensning og kapasitet (case 3)

Rute	Energiforbruk/tur [kWh]	Ladetid [min]	Ladeeffekt [kW]
B1	133	6	1325
B2	57	6	570
B3	65	6	650
B4	184	6	1840

4.4 Oppsummering av energibehov

Tabell 4-5 oppsummerer beregnet energibehov for de fire casene som ble introdusert i kapittel 3.3. Beregningene viser, ved å sammenligne case 1 og case 2, at katamaranskroget vil ha lavere energiforbruk i hastighetsregimet 8/10 knop innenfor/utenfor sonen. Energiforbruket for enkeltskrog øker mer enn for katamaranskrog ved høye hastigheter (se appendiks I.I).

Tabell 4-5 Oversikt over energibehov per båt for hver case på alle rutene

Rute	B1	B2	B3	B4
Distanse [km]	10,2	7,0	7,0	9,5
Energibehov [kWh] Katamaran (3 båter) – 8/10 kn Case 1	100	68	68	88
Energibehov [kWh] Enkeltskrog (3 båter) – 8/10 kn Case 2	122	83	83	110
Energibehov [kWh] Enkeltskrog (4 båter) – 5 kn Case 3	115	50*	56*	160**
Energibehov [kWh] Enkeltskrog (3 båter) – 5 kn Case 4	133	57	65	184

* Merk at det er forskjellige beregningsmetodikker for beregninger med 5- og 8-knopsgrense. For B2 og B3 er ikke energibehovet det samme med dagens hastighetsbegrensning (selv om rutene har lik distanse). For å klare dagens rute bruker B2 og B3 like lang tid på en rundtur. Etersom de har forskjellige antall anløp vil snitthastigheten (og dermed energibehovet bli ulikt). For en teoretisk ny ruteplan (case 1 og 2) vil hastighetene (og dermed energibehovene) være de samme, men total tid per rundtur vil være forskjellig for B2 og B3. Skillet mellom de to fremgangsmåtene er at den ene forsøker å spille ruteforløpet slik det er i dag, mens den andre tar for seg en teoretisk ny ruteplan.

** For å kunne seile B4-ruta innenfor dagens tidsplan seiler dagens båter med høyere fart enn 10 kn på deler av ruta. Resultatet er at energiforbruket blir høyere enn for B1, selv om B1 utgjør en lenger distanse.

5 BÅTER EGNET FOR ELEKTRISK DRIFT

De foregående kapitlene har vist ruteplaner som muliggjør elektrifisering, samt analysert kapasitetutnyttelsen og energibehovet for hver av de mulige ruteplanene. I dette kapitlet gis en vurdering av båter egnet for elektrisk drift og en diskusjon om fremdriftssystem og batteridimensjonering.

Selv om det foregår en rivende utvikling av batteriteknologi slik at energitettheten i batteriene har økt, er det fremdeles langt frem til det man oppnår med tradisjonelt drivstoff (typisk 11861 Wh/kg for marin gassolje mot 180 Wh/kg i de nyeste batteriene). Elektrifisering av fremdriftssystemet vil ikke i seg selv fremtvinge store endringer i et potensielt båtdesign, men den reduserte energitettheten til batterier, med tilhørende hyppig behov for energipåfyll, vil gjøre at det vil være regningsssvarende med ytterligere tiltak for energioptimalisering enn for tilsvarende dieseldrevne båter. Parametre med særskilt betydning for energiforbruket er beskrevet i appendiks I.

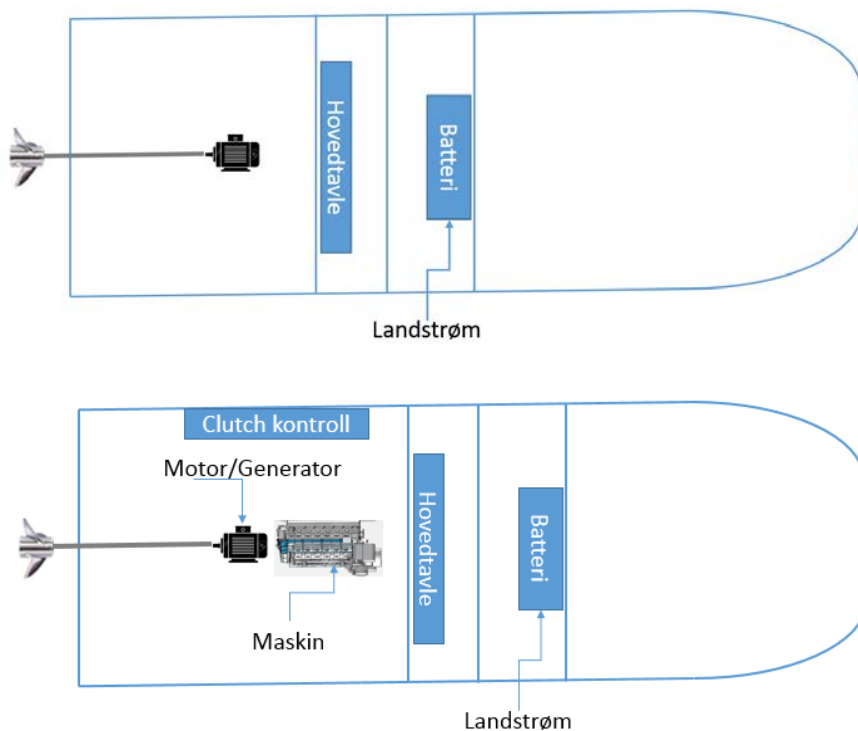
Gjennom samtaler med mannskapet som opererer dagens båter er det også blitt klart at det er flere steder på ruta der bølger fra operasjonen kan gjøre skade og dermed tvinge operatøren til å seile saktere enn ønskelig. Et skrog som i minst mulig grad genererer bølger er dermed attraktivt, ikke bare for å senke energiforbruket, men også for å kunne holde tilstrekkelig høy fart gjennom ruta.

5.1 Batteriteknologi

Et moderne litiumbasert batteri er bygd opp av celler som kobles i serie og parallell til moduler. Alle batterisystemer har noe indre motstand som gjør at det vil være energitap i batteriet. For litiumbatterier er den indre motstanden lav, i størrelsesorden 2–5 %. Jo mer strøm som sendes gjennom batteriet, jo høyere vil energitapet være. Alt energitap omgjøres til varme. Det er viktig for levetiden av batterisystemet at varmeutviklingen kontrolleres. Ferges har ofte en svært intensiv bruk gjennom hele dagen. Med et slikt bruksmønster blir batterisystemets levetid svært viktig. Dersom ferges har kort liggetid og må hurtiglades med store effekter vil egenskaper knyttet til hurtiglading være viktige. Batterier som tåler mye hurtiglading vil normalt ha lavere energitetthet og være dyrere per kWh.

5.2 Ladbar-hybrid fremdriftssystem

Selv om det legges opp til at fergene skal operere elektrisk, vil det være gode grunner til å installere en dieselgenerator som vil kunne levere strøm til fremdriftsmotoren uavhengig av batteriet. På den måten vil det være mulig å drifte sambandet selv om nettet, ladesystemet eller batteriene om bord ikke er operative. Redundansen som en slik løsning medfører gjør også at man generelt kan benytte en mindre batteripakke om bord. Siden driften er basert på at normal operasjon skal være 100 % elektrisk vil det ikke være noe forskjell i energibehov og ladeløsning.



Figur 5-1 Prinsippskisse – forskjellen på helelektrisk (øverst) og diesel/batterielektrisk-hybrid (nederst) fremdriftsløsning

5.3 Dimensjonering av batteri

Utgangspunktet for dimensjonering av batteripakken er fergens lastprofil og levetiden batterisystemet skal designes for. Batteriet må ha tilstrekkelig kapasitet til å tilfredsstille alle krav til effekt og energi til den siste dagen det er ment å operere. Basert på lastprofil, med tilhørende krav til reservekapasitet for effekt og energi («safe return to port»), beregnes nødvendig størrelse på batteriet når systemet er nytt.

For å optimalisere levetiden for batteriene bør batterier sykles mellom 20-80 %, som betyr at en 40 % margin må påregnes. I tillegg må det legges til et fremtidig tap av effekt på omtrent 30 % over en 10 års levetid. Det er viktig å merke seg at det er usikkerheter knyttet til helelektrisk operasjon av ferger, og det er blitt en standard i markedet å i tillegg doble batterikapasiteten. Til sammen medfører dette at batterisystemet anbefales å «overdimensjoneres» med en faktor på omtrent 5,0 i forhold til maksimalt energibehov.

Batteriene kan optimaliseres med tanke på energitetthet, effektitetthet, sikkerhet mot termiske hendelser, levetid og pris. Dette gjøres gjennom celledesign og ved bruk av tilsetningsstoffer for katode, anode og elektrolytt. Det er stor forskjell på egenskapene til de ulike batteritypene og også stor forskjell i pris. En viktig parameter er cellenes kapasitet til å levere/ta til seg energi. Dette refereres til som C-verdi, som er forholdet mellom brukt ladeeffekt og batteriets kapasitet. Høyere C-verdi betyr generelt høyere pris og ofte større usikkerhet knyttet til levetid. Det siste er først og fremst knyttet til mangel på

erfaringsdata. C-verdier opp til 2 regnes som regel som teknisk uproblematisk, men batterier med C-verdier helt opp mot 10 utvikles.

DNV GL har innhentet informasjon om anbefalte batteristørrelser fra industrileverandører basert på antall ladesykler, energibehov per syklus og nødvendig ladekapasitet. For en operasjonstid på 10 år har faktoren 5,0 multiplisert med energibehovet vist seg å gi en god pekepinn på aktuelle batterikapasiteter. Batteristørrelsene avhenger av batteriteknologien som tas i bruk, men på generelt grunnlag kan man si at det finnes tilgjengelig batteriteknologi for de relevante C-verdiene, ladesyklusantallene og batterikapasitetene til øyfergene for 10 års drift. C-verdiene for hver av de diskuterte casene er vist i tabell 5-1.

Tabell 5-1 Maksimale C-verdier for hver case

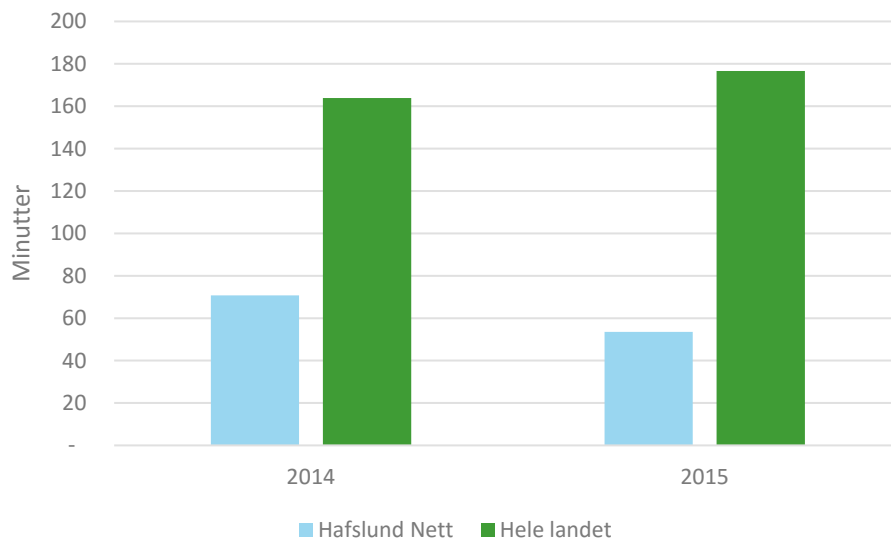
Maksimale C-verdier	Helelektrisk	Helelektrisk fremdriftsmaskineri med generator med helelektrisk drift
Katamaran (3 båter) – 8/10 kn	1,5	1,5
Enkeltskrog (3 båter) – 8/10 kn	1,5	1,5
Enkeltskrog (4 båter) – 5/8 kn	0,7	0,7
Enkeltskrog (3 båter) – 5/8 kn	2,0	2,0

Dersom operasjonstiden for utlyste ferger skal doubles til 20 år vil degraderingen av batteriene være for stor til at de vil kunne benyttes i hele tidsrommet. Dette skyldes først og fremst antall ladesykler. En slik levetid vil kunne oppnås med litiumtitanatbatterier. Denne typen batterier er kommersielt tilgjengelige, men vil utgjøre en større innkjøpskostnad. Ved kostnadsestimering (se kapittel 7) har DNV GL lagt til grunn at batteriene har en 10 års levetid og således vil måtte byttes ut én gang i løpet av en 20-års periode. Dette gjelder både for helelektrisk løsning og elektrisk med generator.

5.4 Feilmoder og risiko for driftsavbrudd

Risiko for driftsavbrudd i kraftnettet kan anslås ved hjelp av statistikk om avbrudd fra NVE². I 2014 var hver nettkunde i området til Hafslund Nett uten tilgang på kraft i 71 minutter i gjennomsnitt. Det gir en tilgjengelighet på omtrent 99,99%. I 2015 sank tallet til 54 minutter. Dette er under halvparten av landsgjennomsnittet, som vist i figur 5-2. For en helelektrisk med generator vil fergen kunne driftes på diesel/biodiesel og således vil ikke rutens oppetid avhenge av nettets/ladeløsningens oppetid på samme måte som en helelektrisk ferge.

² Norges Vassdrags- og Energidirektorat, Avbruddsstatistikk: <https://www.nve.no/elmarkedstilsynet-marked-og-monopol/nettjenester/leveringskvalitet/leveringspalitelighet/avbruddsstatistikk/>



Figur 5-2 Gjennomsnittlig tid uten kraftforsyning per nettkunde

Når det gjelder vedlikeholdsbehov/nedetid er det grunn til å anta at dette vil være lavere for en elektrisk fremdriftsløsning enn for et tradisjonelt dieselmaskineri. Dieselmaskiner er kompliserte og vedlikeholdsintensive i forhold til helelektrisk fremdriftsmaskineri. Det er imidlertid begrenset med erfaringsdata fra batterielektriske framdriftsløsninger på skip til å kunne underbygge denne påstanden.

5.5 Ombygging av eksisterende ferger eller nybygg?

Nye elektriske ferger og ombygde tradisjonelle ferger kan ha forskjellig egnethet for elektrisk drift. Nye ferger dedikert for elektrisk operasjon vil kunne ha en mer effektiv skrogform og alle systemer om bord kan optimaliseres for energieffektivitet. Dette kan få ned energiforbruket på en slik måte at begrensinger i ladekapasitet fra land blir håndterbare og elektrifisering av sambandet dermed blir mulig. På den andre siden vil nye ferger kreve større investeringer med tilhørende kapitalkostnader enn ombygging av egnede eksisterende båter. For Ruters øysamband vil både nybygg og ombygging være egnet, og for en eventuell tilbyder vil valget først og fremst være knyttet til kost-nytte-vurderinger.

6 KRAFTFORSYNING

I dette kapittelet gjennomgås mulighetsrommet for kraftforsyningen av elektrifiserte ferger, illustrert i figur 6.1. En beskrivelse av dagens tilgjengelige nettkapasitet og muligheter for oppgradering blir diskutert.

For å belyse lademulighetene ved elektrisk drift må det gjøres en vurdering av tilgjengelig kapasitet i kraftnettet i området, samt hvordan forbruket ved elektrisk lading belaster kraftsystemet. Dette vil være forskjellig ved direktelading og lading fra batteribank på land. Ladeløsninger fra nett til batteri ombord i båtene vil også bli diskutert.

Betraktningene rundt nettkapasitet er basert på informasjonen man har tilgjengelig i dag, fra Hafslund Nett, mens førstemann til mølla-prinsippet gjelder for nettilknytning. Eiendomsutvikling i området vil redusere tilgjengelig effekt, og det er blant annet planlagt et fisketorg i nærheten av brygga. Dette er imidlertid også en mulighet til å dele på kostnader for nettilknytning dersom en løsning som dekker flere parterers behov er mulig. Ettersom en elektrifisering av øyfergene vil påvirke kraftforsyningen for nesoddfergene, er disse satt i sammenheng med tanke på forsyningskapasitet, selv om en vurdering av elektrifisering av nesoddfergene ikke er en del av denne rapporten.

I følge Ruter ble det lagt trekkerør med en diameter på 160 mm rundt bygningsmassen på Rådhusbrygge 4 ved forrige utbygging av kaiea. Dermed burde en lippe gravearbeid her, uavhengig av valgt løsning.



Figur 6-1 Mulighetsrom for kraftforsyning

6.1 Samlet effektbehov og forsyningsalternativer

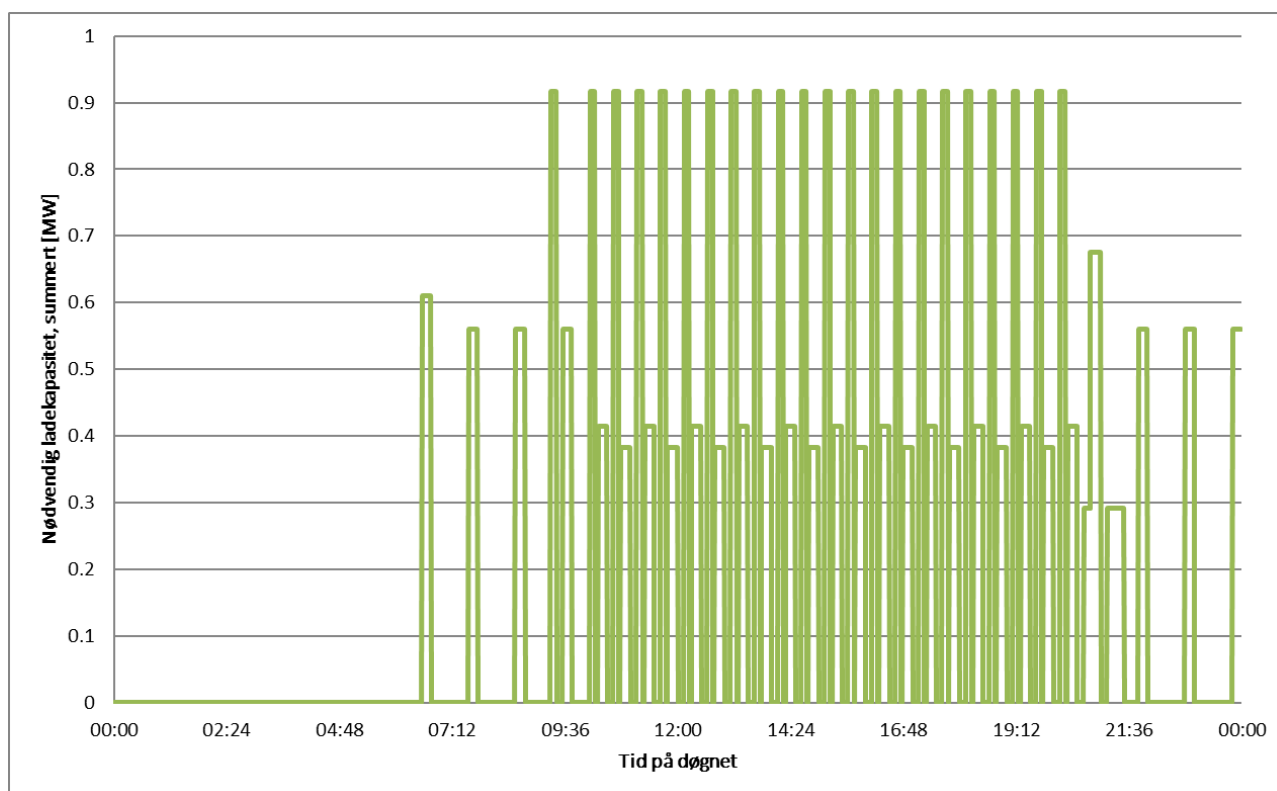
Øybåtene har flere ruter og avganger på sommeren, mens kun én rute er aktiv på vinteren. Uavhengig av om man går for en direkteladingsløsning eller en batteribank vil effektbehovet derfor bli høyere på sommeren enn på vinteren. Dette er gunstig sett fra et kraftsystemperspektiv, ettersom kraftnettet

normalt sett er tyngst belastet på vinteren når oppvarmingsbehovet er høyt. Dette reflekteres i nettтарiffer som er høyere på vinterstid.

Figur 6-2 er basert på figur 4-2 og viser samlet effektbehov ved Rådhuskaia, ved normal driftssituasjon om sommeren, for case 2. Det er tatt utgangspunkt i effektbehovet for enkeltskrogbåter med hastigheter på 8,0 knop innenfor sonen og 10,0 knop utenfor sonen. For case 1-3 er dette alternativet med høyest effektbehov (se kapittel 4), og det er derfor valgt som det dimensjonerende alternativet. Det høyeste effektbehovet er 0,93 MW. For case 4 ligger nødvendig ladekapasitet betydelig høyere enn for case 1-3, men kraftforsyning for case 4 vil også bli behandlet videre i denne rapporten.

Normalt sett lader to av båtene samtidig kun én gang per døgn, rundt klokken 21:00, ved normaldrift. Dersom det skulle bli forsinkelser vil det imidlertid bli behov for å lade to ferger samtidig og/eller trekke mer strøm (og effekt) for å hindre at forsinkelsen forplanter seg i ruteplanen. Slik sett vil det være hensiktsmessig med to ladepunkter selv om det som regel kun er behov for ett.

Ved forsinkelser er det høyeste effektbehovet omtrent 1,55 MW, summen av avganger med effektbehov 0,93 og 0,62 MW. Dette vil imidlertid kun forekomme omtrent kl 09:30 på morgenen, rett før den første turen til B4. Dersom B4 begynner å lade noe tidligere, kan denne effekttoppen unngås. Ellers på døgnet blir effektbehovet i de mest krevende tilfellene rundt 1,35 MW, som tilsvarer lading av B2 (0,4 MW) og B4 (0,93 MW) samtidig.



Figur 6-2 Samlet effektbehov ved Rådhuskaia

For case 4 krever B4-ruten lading med 1,8 MW. I tillegg er det sannsynlig at et opplegg med 6 minutters liggetid vil måtte medføre enkelte tilfeller med flere enn én båt til lading samtidig. Dette gjør at case 4 krever en mer omfattende nettoppgradering enn case 1-3.

6.1.1 Forsyningskapasitet for direktelading

Nettet på Rådhuskaia består av både lavspent (230/400 V) og høyspent (11 kV), med forskjellig kapasitet til å dekke effektbehov. Tilgjengelig effekt vil begrenses av enten linjekapasiteten eller kapasiteten i nettstasjonen en kobler seg til. Hafslund Nett har indikert at tilgjengelig kapasitet i nærliggende nettstasjoner er såpass lav at en ny nettstasjon uansett må etableres.

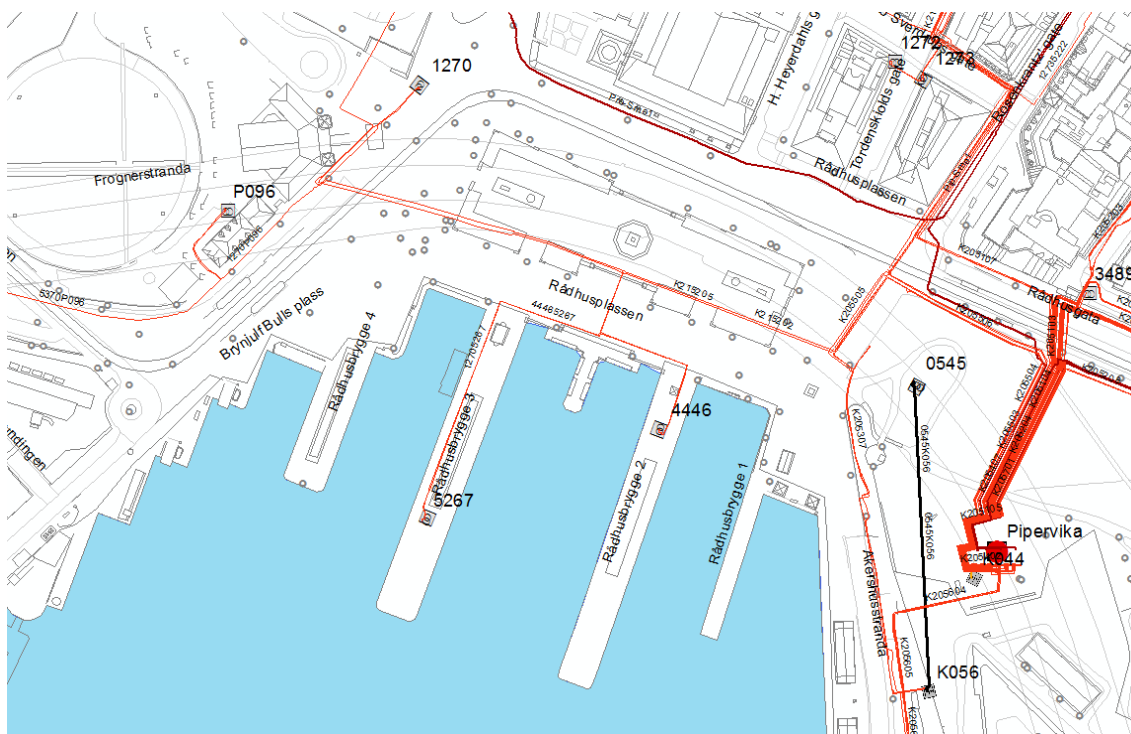
Maksimal tilgjengelig effekt ved lavspent er omtrent 800 kVA³. Ved alle skisserte alternativer vil effektbehovet overstige dette dersom en får forsinkelser og to avganger med høyt effektbehov må lade samtidig. En eventuell løsning for lavspent forsyning kunne vært å installere to trafoer, trekke 2 kabler til kaia og fått en overføringskapasitet på 2 x 800 kVA, eller 1,6 MVA. Ettersom det ikke er plass eller kapasitet tilgjengelig i de nærliggende nettstasjonene, ser vi bort fra dette alternativet.

Alternativet en sitter igjen med er høyspent forsyning. Det kan da graves fra nærliggende høyspentnett (se figur 6-3), ny høyspentkabel må trekkes og en ny nettstasjon må etableres nær Rådhusbrygge 4. Tilgjengelig effekt i høyspentnettet nær Rådhusbrygge 4 er omtrent 2 MW⁴, og dermed nok til å dekke behovet til øybåtene. Dette vil imidlertid medføre at det ikke er nok kapasitet igjen i det nærliggende høyspentnettet til en elektrifisering av nesoddfergene, selv om disse forsynes med batteribank⁴.

For nesoddfergene må det da etableres en ny 11 kV tilførsel fra Pipervika trafostasjon (K044 i figur 6-3), med en risiko for store gravekostnader over Rådhuskaia. Overføringskapasiteten ved en slik tilførsel er imidlertid 6-7 MW, nok til å forsyne både nesoddfergene og øybåtene. Det blir da nødvendig å etablere en nettstasjon med to trafoer for å kunne forsyne begge. Dersom en anlegger denne tilførselen i forkant av elektrifisering av både øybåtene og nesoddfergene, vil med andre ord tilstrekkelig kapasitet være sikret for begge sambandene.

³ Voltampère (VA) er måleenheten for tilsynelatende effekt, som består av både aktiv (W) og reaktiv (VAr) effekt. Kun aktiv effekt kan brukes til å lade øybåtene, og en økt reaktiv effekt vil senke kapasiteten for overføring av aktiv effekt.

⁴ «Muligheter for og kostnader ved bruk av fornybar energi på Ruters båtsamband», DNV GL (2016)



Figur 6-3 11 kV-nett på Rådhuskaia

6.1.2 Forsyningskapasitet for lading med batteribank

I timen med høyest energibehov ligger gjennomsnittlig effekt (energiebehov per time) på 322 kW. Dersom en har en batteribank på land, vil effektbehovet sannsynligvis ligge under 400 kW, noe som gjør at man kan koble seg på lavspentnettet (nettstasjon 1270 i figur 6-3) uten å etablere en nettstasjon på Rådhusbrygge 4. Da unngår man kostnader knyttet til dette, men det vil fortsatt være noe høyere gravekostnader enn en tilkobling til nærliggende høyspentnett.

Dette alternativet gir i tillegg tilgjengelig effekt på rundt 2 MW for lading av nesoddfergene.

6.1.3 Alternativ kraftforsyning til øybåtene

Ettersom forbruket til øybåtene er høyere om sommeren enn vinteren, og høyere midt på dagen enn morgen og kveld, følger det produksjonsmønsteret til solcellepaneler. Med et takareal på omtrent 300 m² på Rådhusbrygge 4, kan det gi en maksimalproduksjon i størrelsesordenen 40 kW, eller rundt 10 % av effektbehovet med batteribank om sommeren. Et viktig økonomisk insentiv for solcellepanel er at man ikke betaler nettleie for den energien man produserer selv, ettersom strømprisen normalt sett er relativt lav i sommermånedene.

6.2 Ladesystem

På grunn av mindre tap ved overføring over store avstander er det vekselstrøm (AC) i kraftnettet, mens batterier leverer (og må lades med) likestrøm (DC). Dette gjør det nødvendig å omforme vekselstrømmen fra nettet med en likeretter for å lade batteriene om bord. To forskjellige løsninger er tilgjengelig for dette, betegnet som AC-overføring og DC-overføring. Hovedforskjellen er om omformingen skjer på land (DC-overføring) eller om bord i båtene (AC-overføring). Ved direktelading av båtene kan begge løsninger være mulige. Dersom en har en batteribank på land vil kun DC-lading være hensiktsmessig, ettersom det kreves en likeretter for å lade batteribanken, som leverer likestrøm (DC).

Som nevnt i kapittel 6.1, kan det være aktuelt med to ladepunkter, slik at to båter kan lade samtidig. I dag er det hovedsakelig tre kommersielt tilgjengelige ladeløsninger; ladeplugg, pantograf og induktiv lading. Den elektriske fergen Ampère, som trafikkerer sambandet Lavik–Oppedal, har både ladeplugg og pantograf tilgjengelig, men benytter seg hovedsakelig av pantografløsningen. Induktiv lading er mindre uttestet og teknisk mer krevende, og har derfor en høyere kostnad enn de andre alternativene. Induktiv lading vil imidlertid kunne settes i gang raskere, noe som gir lenger ladetid.

Det antas at ladeutstyr ikke vil nødvendiggjøre større endringer på Rådhusbrygga. Ettersom fergene ligger med baugen til kai kan en mulig ladeløsning være et manuelt system som kan kobles til skipets tilkoblingspunkt, som bør befinne seg i forkant av skipets skrog. De andre ladeløsningene er bedre egnet for skip som ligger med en side mot kai, men det er likevel ikke utelukket at disse systemene kan tilpasses en situasjon der fergene ligger med baugen mot kai.

7 KOSTNADSESTIMATER

7.1 Kostnadsestimat for skrog

DNV GL har innhentet kostnadsestimater for nybygg fra leverandører og båtbyggere for skrog med passasjerkapasitet tilsvarende dagens båter og operasjonshastigheter mellom 5 og 10 kn. Det er som tidligere nevnt lite tilgjengelig erfaringsdata fra katamaraner laget for det relevante hastighetsområdet og det vil derfor knyttes stor usikkerhet til dette estimatet. Etter det DNV GL erfarer vil en 25 m katamaran, eksklusiv fremdriftsmaskineri, koste et sted mellom 30-45 millioner kroner, mens en enkeltskrogsløsning vil koste om lag 25-35 millioner kroner, avhengig av grad av vekt optimalisering, materialvalg og hovedmål.

7.2 Inventarliste for fremdriftsløsninger

Batteridrift krever et elektrisk fremdriftsanlegg bestående av følgende hovedkomponenter:

- Batterier med landstrømladeanlegg
- Omformere fra likestrøm til vekselstrøm
- Hovedtavlemoduler for kraftfordeling til forbrukere
- Kraftkabler
- Fremdriftsmotorer med turtallsregulering
- Hjelpesystemer for kjøling, fjernstyring etc.

Forskjellen i fremdriftsmaskineri mellom en batterielektrisk og helelektrisk med generator er at et helelektrisk system med generator krever generatorsett og hjelpesystemer (kjøling, drivstoffsystem, eksos, maskinkontrollsystemer) i tillegg til komponentene som er listet over.

Kostnader for alle komponentene er inkludert i kostnadssammenligningene i kapittel 7.5.

7.3 Kostnadsestimat for infrastruktur

Kostnadene for infrastruktur vil primært være knyttet til nettoppgradering, ladeløsning og eventuell forbedring av brygger. For nettoppgraderingene vil anleggsbidraget (den delen av kostnadene kunden må dekke) tilsvare kostnadene ettersom oppgraderingene krever helt nye anlegg.

7.3.1 Anleggsbidrag for nettoppgraderinger

Kostnadsestimatene i dette kapittelet er basert på opplysninger fra Hafslund Nett. Alternativene beskrevet for direkteledning i 6.1.1 vil innebære at en ny nettstasjon må etableres for høyspent tilkobling. Elektrotekniske kostnader for ny nettstasjon kan antas opp mot 1 million kroner for nettstasjon inkludert høyspent bryteranlegg og transformator, og ytterligere 3-400 000 kr per ekstra transformator.

De byggtekniske 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 krav fra nettselskapet. I hovedsak kan en si at det for en transformator på 2 MW vil kreve 16 m² med tilstrekkelig ventilasjon, og at dette øker til 30 og 40 m² ved to eller tre transformatorer. Utover kravene til en nettstasjon kan det være at ladestasjonseier også vil ønske å ha bygg til lager eller andre funksjoner som anses nødvendig; disse kostnadene er ikke hensynstatt her.

Byggekostnadene i denne rapporten tar utgangspunkt i et nytt frittliggende bygg. Vi anslår at det vil koste 400 000 kr for byggteknisk arbeid knyttet til en trafo, og at dette øker med 100 000 kr for bryteranlegg, og eventuelt 100 000 kr per ekstra trafo.

Graving av grøft, inkludert kabler, er anslått å koste rundt 10 000 kr/m dersom en ikke støter på noe uforutsett. Basert på tidligere erfaringer med graving i området, hvor en blant annet har truffet på restene av en gammel bensinstasjon, er det lite sannsynlig at kostnadene holder seg på det nivået i dette området, og det må tas høyde for en betydelig usikkerhet rundt disse tallene. I tabellen under er det brukt 15 000 kr/m. Vi anslår at det er omtrent 80 m til nærliggende høyspentnett og 350 m til Pipervika trafo. For lavspent tilkobling antar vi en avstand på omtrent 120 m til nettstasjon 1270.

Det er antatt her at nesoddfergene vil ha et maksimalt effektbehov under 2 MW. Dersom det blir høyere er ikke betraktningene for nesoddfergene i alternativ 3 gyldig, det må da etableres ny tilførsel fra Pipervika trafo.

Estimerte kostnader, med alle forbehold nevnt tidligere, men uten tomtkostnader, er oppsummert som følger:

Tabell 7-1 Nettoppgraderingskostnader (alle tall i millioner kroner)

Alternativ	Graving inkl. kabel	Nettstasjon	Batteri	Totalt, øybåtene	Tilleggs-kostnad, nesoddfergene	Totalt, øybåtene og nesoddfergene
1) Direkteledning fra nærliggende høyspentnett	1,2	1,5	0	2,7	9,8	12,5
2) Etablering av ny høyspentkabel fra Pipervika trafo	5,3	1,6	0	6,9	1,6	8,5
3) Batteribank med lading fra lavspentnett	1,8	0	8	9,8	3,5	13,3

7.3.2 Ladeløsning

For ladeplugg er det av ABB anslått en kostnad på omtrent 5 millioner kroner for en løsning fra Cavotec som kan forsyne to båter. Siemens har antydnet at kostnaden er noe lavere for en pantografløsning, mens induktiv lading ligger en del høyere. En automatisk løsning, som vil redusere oppkoblingstiden og dermed forlenge den tilgjengelige ladetiden kontra en manuell løsning, vil øke kostnaden med omtrent 3 millioner kroner.

7.3.3 Bryggene

Det forventes ikke behov for ombygging av bryggene ved Rådhuskaia annet enn ladeløsning og eventuelt fortøyningsløsning. Imidlertid bør det vurderes hvorvidt innfestingene av bryggen er tilstrekkelig for at båtene kan fortøye i den og hvorvidt den eksisterende pongtongen ved Rådhuskaia er dimensjonert for belastningene dersom båtene automatisk skal fortøyas til bryggen. Natligge skal ikke hensyntas i denne studien og er dermed ikke tatt med i kostnadsestimatene.

For bryggene på øyene er det de senere årene avdekket behov for utbedringer, og i den forbindelse er det relevant å vurdere om det vil være behov for tilpasning til større og bredere ferger. Det er imidlertid ikke grunn til å anta at de eksisterende bryggene vil være avhengig av ombygging for å kunne betjene fremtidige elektriske ferger.

7.4 Potensielle støtteordninger

NO_x-fondet

Skip med maskineri under 750 kW er ikke NO_x-avgiftspliktige. Dermed er de heller ikke støtteberettiget. Øybåtene vil således ikke være aktuelle kandidater til denne støtteordningen.

Enova

Generelt er det krav til at støtten skal være utløsende for tiltaket. Ruters øybåter vil kun være støtteberettiget dersom det ikke på forhånd gjøres en beslutning om at sambandet skal elektrifiseres. Dersom det skal være forskjellige eiere av infrastrukturen på land (f.eks. at Ruter velger å eie denne) og båtene (eies av operatør) er det knyttet usikkerhet til støtteberettigelsen fra Enova. En avklaring med Enova vil være hensiktsmessig før en framtidig eierskapsmodell besluttes.

7.5 Totale merkostnader for elektrifisering

For de fire casene som ble introdusert i kapittel 3.3 er merkostnadene for helelektrifisering beregnet. I merkostnadene er kun selve tiltakskostnadene (batteri, ladesystem, mv.) inkludert, men dersom det tilbys nybygg kan også dette isolert sett utgjøre en økning i kostnadene til tilbyder ved å gå fra et dels nedskrevet fartøy, som er tilfellet i dag, til et nytt fartøy med høyere kapitalkostnader. Denne eventuelle økningen i kostnader må i tilfelle antas å bli videreført til Ruter. Imidlertid er det stor usikkerhet knyttet til nedbetalingstid på en slik båt, og det er betydelig usikkerhet rundt en eventuell ny tilbyders kostnadsprofil på øvrige budsjettposter som mannskap og administrasjon. Kapitalkostnadene til dagens operatør er heller ikke kjent i detalj. Med bakgrunn i disse usikkerhetene vil en direkte beregning av kapitalkostnader for nybygg etter DNV GLs syn gi begrenset ekstra verdi eller presisjon i fastsettelsen av kostnadsøkningen for Ruter. Det er derfor kun tiltakskostnadene som er inkludert i beregningen. Økning i årlig kontraktsverderlag er beregnet ved å fordele investeringene utover kontraktperioden, og samtidig hensynta operasjonelle kostnadsbesparelser.

Tabell 7-2 viser merkostnadene for en kontraktperiode på 10 år. Verdiene er ment å gi en pekepinn på forskjellene i de tre tilfellene og vil ikke nødvendigvis være presise estimater av hver enkelt løsning. Dagens årlige kontraktverdi på 41,9 millioner kroner per år, beløpet Ruter betaler for båttjenestene, er brukt som baseline, mens den årlige merkostnaden, knyttet til anskaffelse av utstyr (kapitalkostnader) og operasjon, legges til for å kunne anslå en ny årlig kontraktverdi med helelektrisk drift. Kontraktsverdiene er vist i figur 7-1 til figur 7-4. I tabell 7-5 oppsummeres prosentvis økning i årlig kontraktverdi ved elektrifisering, og viser med det tillegget til kontraktverdiene som er illustrert i figur 7-1 og figur 7-3.

Drivstoffprisen (marin gassolje – MGO) benyttet i beregningene (dagens båter benytter biodiesel, men siden dette er innført etter initiativ fra dagens operatør, og ikke del av kontrakten med Ruter, er det besluttet å benytte MGO som referanse) er satt til 5500 kroner per tonn og kostnaden for Li-ion-batterier er satt til 12 000 kroner per kWh. Merk at denne batteriprisen inkluderer celler, innpakning, styringssystemer, temperaturkontroll og installasjon. Både MGO- og batteriprisen er ansett som forholdsvis konservative estimater. I 2014, inntil oljeprisen begynte å falle, ble råolje solgt til omtrent 110 dollar fatet og gjennomsnittsprisen på MGO levert til skip var på rundt 7000 kr/tonn inklusive CO₂-avgiften (som er en del av mineraloljeavgiften)⁵. På det laveste i tiden etterpå var prisen helt ned mot 4000 kr/tonn i en kort periode. Målt i dollar har prisen på olje (MGO og tungolje) sunket enda mer enn dette, men korrigert for en svakere krone og CO₂-avgift blir effekten ikke like tydelig for drivstoff solgt i Norge. DNV GL mener at 5500 kroner per tonn er et hensiktsmessig nivå for en analyse over noen år frem i tid, men her er det altså betydelig usikkerhet. Det er verdt å merke seg at kostnadene for battericeller (som utgjør rundt halvparten av de totale batterikostnadene) er omtrent halvert de siste tre årene, og at de falt mest i løpet av 2016. Prisene for batterier kan dermed forventes å være betydelig lavere i 2020.

For en ekstra båt i drift tillegges en endring i operasjonskostnader, Δ OPEX, på 6,8 millioner kroner per år og et tillegg på 3,5 millioner kroner i årlige kapitalkostnader knyttet til nybyggs- og tiltakskostnader om

⁵ Tallene som presenteres i dette avsnittet er beregnet av DNV GL. Det er tatt utgangspunkt i publiserte priser i Rotterdam og lagt på et påslag som etter DNV GLs erfaringer er typisk for leveranser til skip i Norge. Det er altså ikke reelle betalte priser som refereres, men DNV GL er av den oppfatning at beregningen gir et tilstrekkelig godt bilde av prisen.

bord på den ekstra fergen. ΔOPEX er videre beregnet ved å ta utgangspunkt i priser på nettleie innhentet fra Hafslund og en antatt strømpris på 30 øre/kWh. Deretter trekkes utgifter for MGO fra. Omtrent 9 % tap er antatt i komponenter og lading. Strømprisen er antatt med hensyn til at størstedelen av forbruket er om sommeren når prisene er lavest, med en forventning om noe prisvekst på lang sikt. Generelt har det vært stor variasjon i strømprisen fra sesong til sesong og fra år til år, så det er knyttet stor usikkerhet til denne parameteren.

Nettoppgraderingskostnader er satt til 2,7 millioner kroner for case 1-3, som utgjør øybåtenes isolerte andel av det minst kostbare alternativet i tabell 7-1. Her er det viktig å merke seg at alternativet som er billigst for øyfergene ikke vil utgjøre det minst kostbare alternativet totalt dersom nesoddfergene også skal elektrifiseres. For case 4 er 8,5 millioner kroner (se tabell 7-1) brukt som nettoppgraderingskostnad, ettersom energi- og ladebehovet per rundtur er høyere. Dersom case 4 realiseres vil det kreves ytterligere nettoppgraderingskostnader når også nesoddfergene skal elektrifiseres. Vedlikehold av automatisk fortøyningsystem tatt med i elektrisk drift for å sikre kort tid for oppkobling til lading ved kai.

Antagelsene for kostnadsestimatene er oppsummert i tabell 7-3.

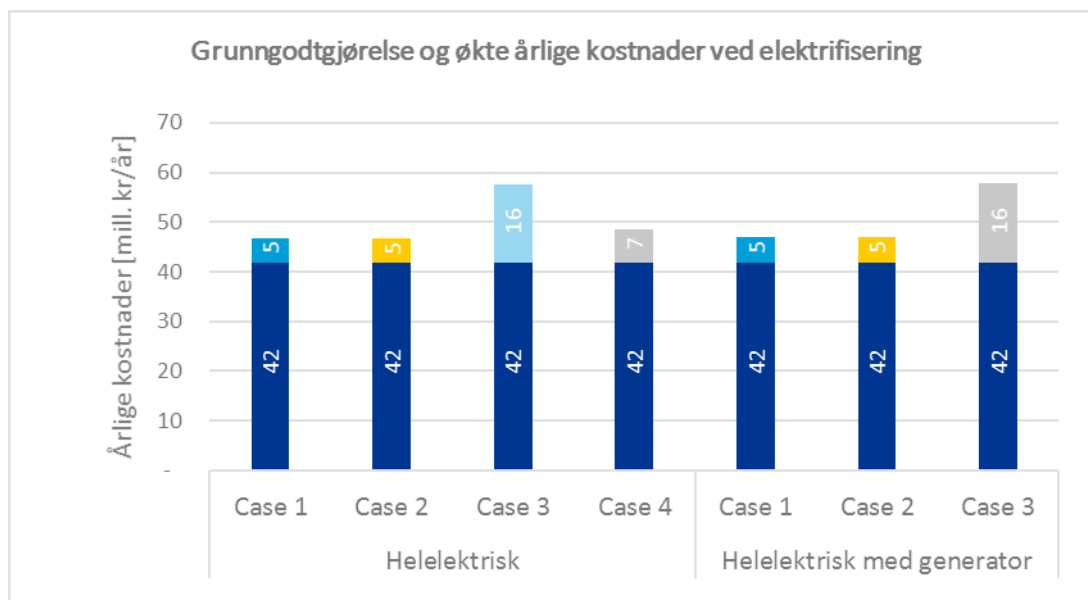
Tabell 7-2 Merkostnadsestimater for elektrifisering sammenlignet med MGO-drift med 10 år som kontrakt- og avskrivningsperiode

Opera- sjon	Skrog- form (case)	Frem- drifts- løsning	Annualiserte investeringskostnader [mill. kr/år]				Drivstoff- besparelse [mill. kr/år]	ΔOPEX, totalt per år [mill. kr/år]	Samlede mer- kostnader per år [mill. kr/år]	Samlede mer- kostnader over kontrakt- perioden [mill. kr]
			Fremdrifts- teknologi- og batteri- kostnader	Nett- oppgrad- ering	Kostnader for lade- og fortøynings- løsninger	Fratrekk i forhold til konven- sjonelt maskineri				
3 båter, 8/10 kn	Kata- maran- 240 pax (1)	Helelektrisk	4.3	0.3	1.0	-0.3	-0.6	-0.5	4.9	49
		Helelektrisk med generator	4.3	0.3	1.0	0.0	-0.6	-0.5	5.1	51
	Enkelt- skrog- 240 pax (2)	Helelektrisk	4.0	0.3	1.0	-0.3	-0.6	-0.4	4.7	47
		Helelektrisk med generator	4.0	0.3	1.0	0.0	-0.6	-0.4	5.0	50
4 båter, 5 kn i sonen	Enkelt- skrog- 240 pax (3)	Helelektrisk	4.8	0.3	1.0	-0.3	-0.5	9.9	15.7	157
		Helelektrisk med generator	4.8	0.3	1.0	0.0	-0.5	9.9	16.0	160
3 båter, 5 kn i sonen	Enkelt- skrog- 300 pax (4)	Helelektrisk	5.1	1.1	1.0	-0.3	-0.5	-0.4	6.6	66

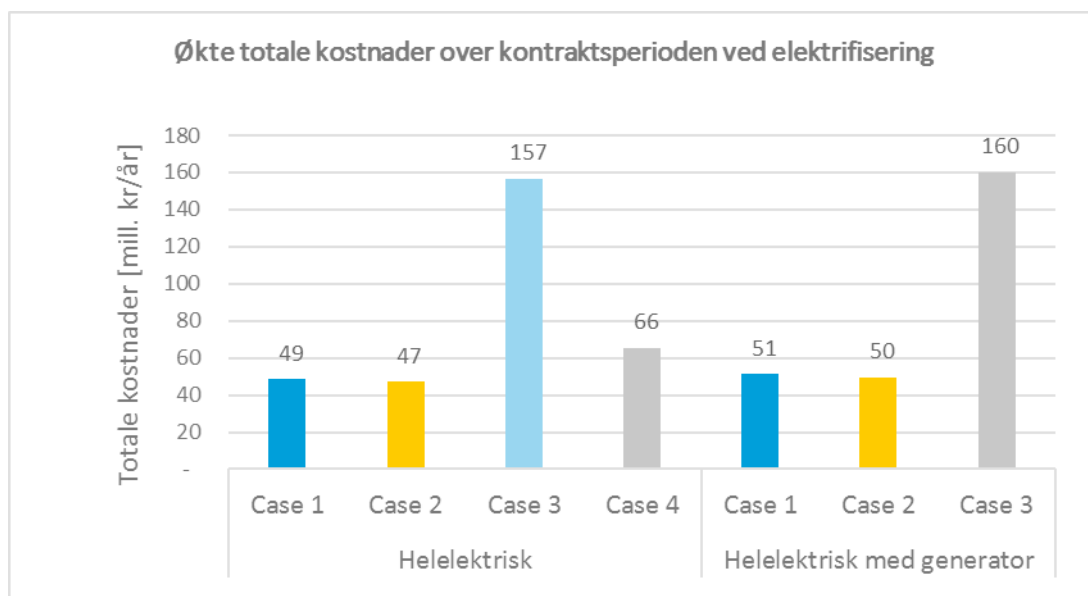
Resultatene viser at 3-båtersalternativet med enkeltskrog (case 2) har lavest merkostnader over kontraktperioden, 47 millioner kroner for helelektrisk fremdriftsmaskineri og 50 millioner kroner for helelektrisk med generator. 4-båtersalternativet (case 3) vil gi høyest totale merkostnader over

kontraktperioden, 157 millioner kroner for helelektrisk fremdriftsmaskineri og 160 millioner kroner for helelektrisk med generator (10 års operasjonstid).

Samlede merkostnader per år fra tabell 7-2 vil utgjøre en teoretisk økning i kontraktverdi per år, illustrert i figur 7-1. Totale merkostnader over kontraktperioden er vist i figur 7-2.



Figur 7-1 Årlig kontraktverdi for leveranse av båttjenester på øyfergesambandet 7,4 (dagens kontraktverdi er mørkeblå), kontraktperiode 10 år



Figur 7-2 Totale merkostnader for elektrifisering over kontraktperioden (10 år)

Tabell 7-3 Antakelser for kostnadsestimater

Rentesats for avskrivninger	5 %
Tap i elektronikkomponenter og lading	9 %
MGO-pris	5 500 NOK/tonn
Batterikostnad	12 000 NOK/kWh
Strømpris*	30 øre/kWh
Kontraktperiode	10/20 år
Avskrivningstid, sjø og land	10/20 år
Avskrivningstid, nybygg	25 år
Driftskostnad (ekskl. kapitalkostnader) per båt per år	6,8 millioner kroner
Nettoppgraderingskostnader	2,7 millioner kroner (case 1-3) 8,5 millioner kroner (case 4)
OPEX for vedlikehold av automatisk fortøyningsystem per år (andel av investeringskostnadene)	4 %

*Nettleien inngår ikke i listet strømpris. Den er blitt modellert basert på innhentede priser fra Hafslund og varierer med sesong.

Ettermontering av elektrisk fremdriftssystem i dagens ferger kunne også vært et aktuelt sammenligningsgrunnlag for case 2 og 3 (som tidligere nevnt finnes få katamaraner tilpasset samme hastighetsområde). For case 2 vil forskjellen i tabell 7-2 være små avvik for investeringskostnader av fremdriftsmaskineriet ved installasjon, mens investeringskostnader for infrastruktur og operasjonelle kostnader vil være like.

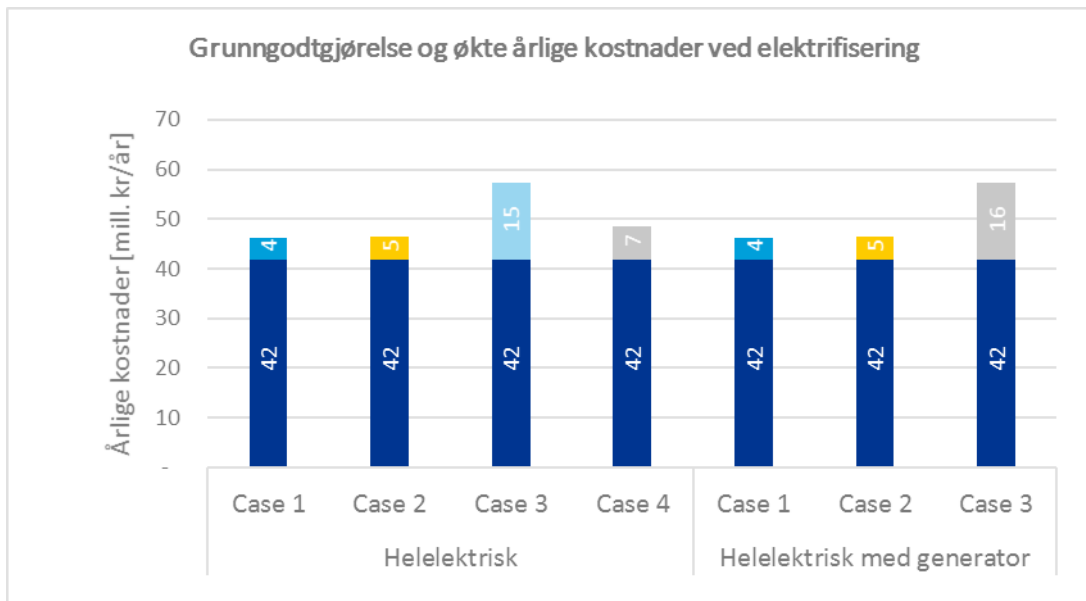
Kostnadsestimater for 20 års kontraktvarighet er også vist (tabell 7-4), selv om 10 år er mer vanlig. Som diskutert i kapittel 5.3 vil det, med så lang operasjonstid, være nødvendig med en utskiftning av batteripakken. Resultatene inkluderer denne fornyelsen, men tar ikke hensyn til prisreduksjon for batteriene over tid.

Tabell 7-4 Merkostnadsestimater for elektrifisering sammenlignet med MGO-drift med 20 år som kontrakt- og avskrivningsperiode

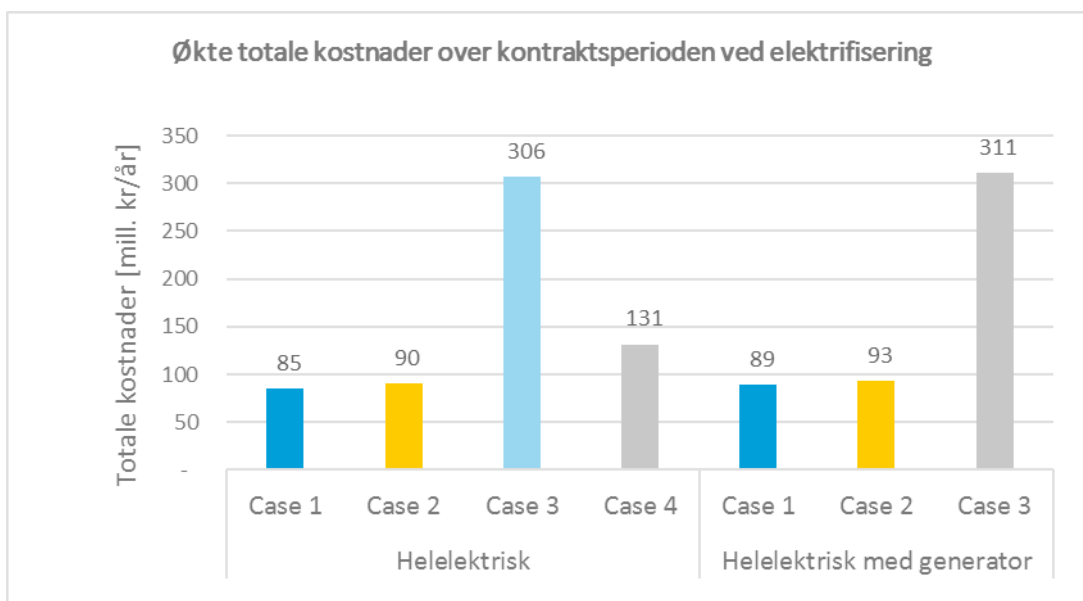
Opera- sjon	Skrog- form (case)	Frem- drifts- løsning	Annualiserte investeringskostnader [mill. kr/år]				Drivstoff- besparelse [mill. kr/år]	ΔOPEX , totalt per år [mill. kr/år]	Samlede mer- kostnader per år [mill. kr/år]	Samlede mer- kostnader over kontrakt- perioden [mill. kr]
			Fremdrifts- teknologi- og batteri- kostnader	Nett- oppgrad- ering	Kostnader for lade- og fortøynings- løsninger	Fratrekk i forhold til konven- sjonelt maskineri				
3 båter, 8/10 kn	Kata- maran -240 pax (1)	Helelektrisk	4.1	0.2	0.6	-0.2	-0.6	-0.5	4.3	85
		Helelektrisk med generator	4.1	0.2	0.6	0.0	-0.6	-0.5	4.4	89
	Enkelt - skrog- 240 pax (2)	Helelektrisk	4.2	0.2	0.6	-0.2	-0.6	-0.4	4.5	90
		Helelektrisk med generator	4.2	0.2	0.6	0.0	-0.6	-0.4	4.7	93
4 båter, 5 kn i sonen	Enkelt - skrog- 240 pax (3)	Helelektrisk	5.3	0.2	0.6	-0.2	-0.5	9.4	15.3	306
		Helelektrisk med generator	5.3	0.2	0.6	0.0	-0.5	9.4	15.5	311
3 båter, 5 kn i sonen	Enkelt - skrog- 300 pax (4)	Helelektrisk	5.8	0.7	0.6	-0.2	-0.5	-0.4	6.6	131

Også med 20-års operasjon vil 4-båtersalternativet (case 3) vil gi størst totale merkostnader over kontraktperioden, 306 millioner kroner for helelektrisk fremdriftsmaskineri og 311 millioner kroner for helelektrisk med generator. 3-båtersalternativet med katamaran (case 1) har lavest merkostnader over kontraktperioden, 85 millioner kroner for helelektrisk fremdriftssystem og 89 millioner kroner for helelektrisk med generator.

Figur 7-3 illustrerer samlede merkostnader for elektrifisering per år, som legges til dagens kontraktverdi gitt en 20 års kontraktperiode. Totale samlede merkostnader for elektrifisering over kontraktperioden er vist i figur 7-4.



Figur 7-3 Årlig kontraktverdi for leveranse av båttjenester på øyfergesambandet (dagens kontraktverdi er mørkeblå), kontraktperiode 20 år



Figur 7-4 Totale økte kostnader for elektrifisering over kontraktperioden (20 år)

I tabell 7-5 oppsummeres prosentvis økning i årlig kontraktverdi ved elektrifisering, og viser med det tillegget til kontraktverdien som er illustrert til venstre i figur 7-1 og figur 7-3.

Tabell 7-5 Prosentvis økning i årlig kontraktverdi ved elektrifisering

			%-vis økning i godtgjørelse (10 års kontraktperiode)	%-vis økning i godtgjørelse (20 års kontraktperiode)
3 båter, 8/10 kn	Katamaran (1)	Helelektrisk	12 %	10 %
		Helelektrisk med generator	12 %	11 %
	Enkeltskrog (2)	Helelektrisk	11 %	11 %
		Helelektrisk med generator	12 %	11 %
4 båter, 5 kn i sonen	Enkeltskrog (3)	Helelektrisk	37 %	37 %
		Helelektrisk med generator	38 %	37 %
3 båter, 5 kn i sonen	Enkeltskrog (4)	Helelektrisk	14 %	15 %

7.6 Miljøeffekt av elektrifisering

Tabell 7-6 viser beregnet utslipp til luft, ved å ta utgangspunkt i energibehovene fra kapittel 4 (kontrollert mot rapportert forbruk på sambandet for 2015). Ved full-elektrisk drift av sambandet vil utslippet elimineres ettersom det, i tråd med Ruters krav om at strømmen skal være fossilfri innen 2020, kun vil benyttes sertifisert fornybar strøm og at helelektrifisering innebærer nullutslipp både lokalt og globalt.

Tabell 7-6 Totalt drivstofforbruk for øybåtene i 2015 med tilhørende beregnet utslipp til luft

	Forbruk/utslipp [tonn] ⁶
Drivstoff (MGO)	192
CO ₂	614
NO _x	8,4
SO _x	3,8
PM	0,23

Tabell 7-7 viser en oversikt over redusert CO₂-utslipp (basert på en faktor på 3,206 for omregning mellom tonn drivstoff og tonn CO₂), og kostnaden per tonn av det reduserte CO₂-utslippet. DNV GL er

⁶ For MGO med energiinnhold på 42,7 MJ/kg er følgende faktorer benyttet for omregning fra tonn drivstoff til tonn utslipp: 2,306 for CO₂, 44 for NO_x and 1,2 for PM

kjent med at dagens operatør på eget initiativ opererer båtene på biodiesel. Siden dette ikke er del av gjeldene kontrakt, er det valgt å benytte marin gassolje (MGO) som referanse. CO₂-kostnaden er beregnet ved å bruke merkostnaden for elektrifisering (se tabell 7-2 og tabell 7-4) delt på CO₂-utslippet over kontraktperioden. Som det fremgår av tabellen antas 100 % elektrisk drift for løsningen som refereres til som helelektrisk med generator (det hybride fremdriftsmaskineriet brukes kun som et redundant sikkerhetssystem).

Tabell 7-7 Kostnad per tonn CO₂

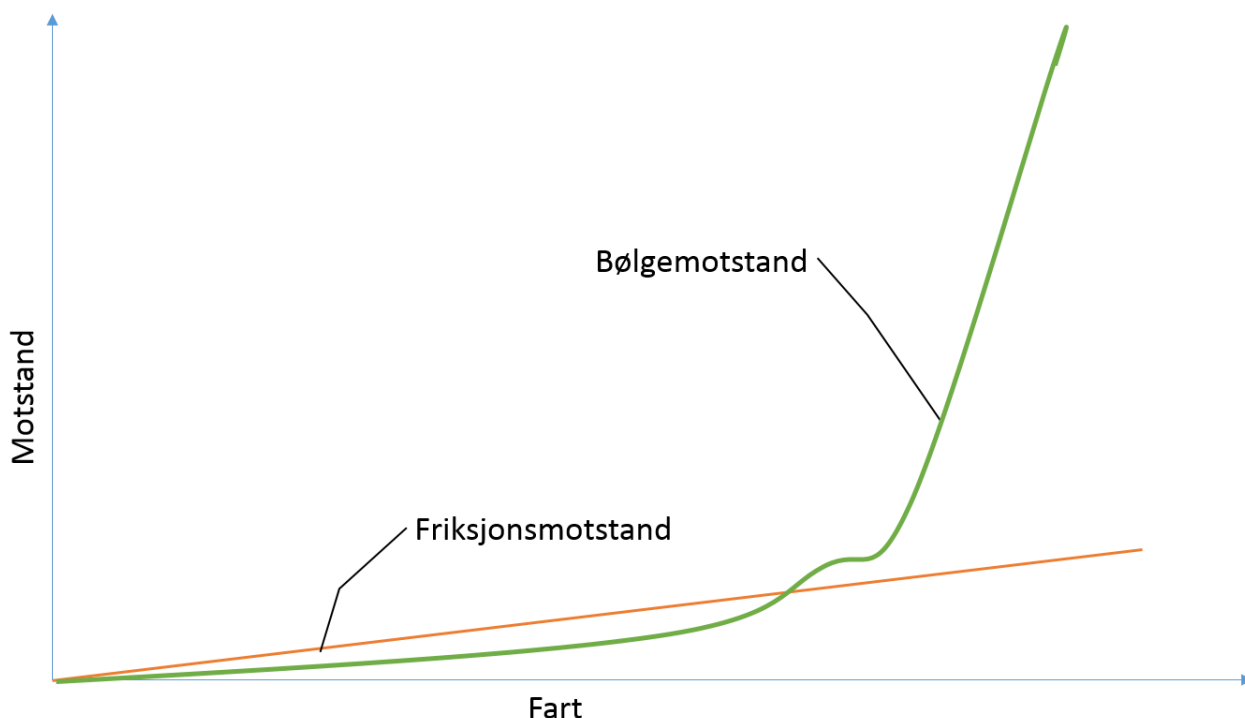
Operasjon	Skrog-form (case)	Fremdriftsløsning	Redusert CO ₂ -utslipp [tonn/år]	Kostnad per tonn CO ₂ over 10 år [tusen kroner/tonn CO ₂]	Kostnad per tonn CO ₂ over 20 år [tusen kroner/tonn CO ₂]
3 båter, 8/10 kn	Kata- maran (1)	Helelektrisk	614	8	7
		Helelektrisk med generator		8	7
	Enkelt- skrog (2)	Helelektrisk		8	7
		Helelektrisk med generator		8	8
4 båter, 5 kn i sonen	Enkelt- skrog (3)	Helelektrisk		26	25
		Helelektrisk med generator		26	25
3 båter, 5 kn i sonen	Enkelt- skrog (4)	Helelektrisk		11	11

Det er 4-båtalternativet (case 3) som har høyest CO₂-kostnad for både 10 og 20 års kontraktperiode, mens 3-båtalternativene (case 1 og 2) har lavest CO₂-kostnad.

I APPENDIKS I: PARAMETRE MED SÆRSKILT BETYDNING FOR ENERGI FORBRUKET

I.1 Skrogutforming

Motstanden for å bevege et skipsskrog gjennom vann bidrar til størsteparten av energiforbruket til fergene som operer øysambandet. Skrogmotstanden kan deles i to komponenter: friksjonsmotstand og bølgemotstand. Friksjonsmotstand er direkte avhengig av arealet av skrogets våte overflate, og øker tilnærmet lineært med hastigheten. Bølgemotstanden er en funksjon av skrogets fasong og utstrekning og vil typisk øke eksponentielt med hastighet.



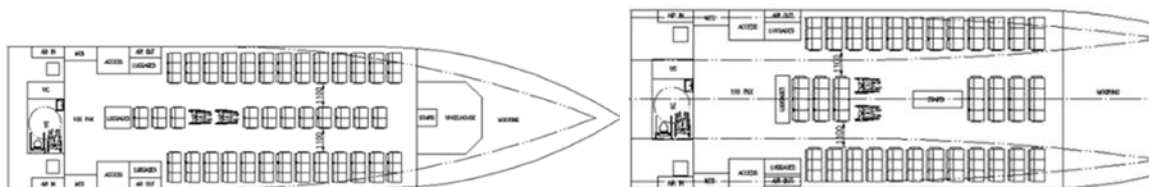
Figur I-1 Eksempel på bølgemotstand og friksjonsmotstand for ikke-planende skrog

Figur I-1 eksemplifiserer sammenhengen mellom de to motstandskomponentene ved økende hastighet. Figuren illustrerer tydelig hvordan friksjonsmotstanden er dominerende ved lave hastigheter mens bølgemotstand dominerer ved høyere fart. Dermed er det også klart hvordan god forståelse av båtens operasjonsprofil er vesentlig for å utvikle det optimale skroget. For øybåtene vil det typisk være to skrogalternativer; enkeltskrog og katamaran.

Katamaran versus enkeltskrog

Et katamarankonsept utformes med to slanke sideskrog som har tilstrekkelig innbyrdes avstand til å minimere bølgeinteraksjoner. Enkeltskrog består, som navnet antyder, av ett skrog, som vist i figur I-2. Generelt vil en katamaran ha større våt overflate, og dermed større motstand ved lave hastigheter, mens de relativt slankere skrogene gjør at bølgemotstanden, og dermed den totale motstanden, blir vesentlig mindre ved høyere hastigheter. Dersom en katamaran skal betjene sambandet vil skipet

sannsynligvis kunne bygges lettere ettersom behovet for ballast, av stabilitetshensyn, vil være lavere. Katamaraner har også tradisjonelt lavere lengde/bredde-forhold enn enkeltskrogsbåter, og dette kan være gunstig for salongarrangementet.



Figur I-2 Typisk deksrarrangement for enkeltskrog og flerskrogsbåter

For båter med lengde rundt 25 meter vil hastighetsregimet der overgangen mellom det som vil være mest fordelaktig av enkeltskrog og katamaran typisk ligge rundt 7-9 knop. Over disse hastighetene vil katamaranen, med potensial for lavere bølgemotstand, kunne være mer fordelaktig enn et tradisjonelt enkeltskrog.

En katamaran vil typisk ha fremdriftssystemer i begge skrogene. Av manøvrerbarhetshensyn vil dette kunne være særdeles godt tilpasset rutene.


I.11 Lettskipsvekt

Å senke lettskipsvekten på en båt kan ha fordelaktige effekter som:

- Mindre vann fortreges, som igjen reduserer friksjon-/bølgemotstand, og med det kreves lavere energiforbruk, og dermed en mindre batteripakke
- Lavere energiforbruk ved akselerasjon av fergen
- Motvirker effekter av potensiell økt vekt for elektrisk fremdriftsløsning
- Muliggjør lavere dypgang og dermed færre operasjonsbegrensninger
- Økning i potensiell lastekapasitet (ikke så relevant for passasjerskip der areal er viktigere enn vekt)

Lettskipsvekten for en mindre passasjerbåt vil hovedsakelig være avhengig av materialvalget for skroget og overbygget. Tradisjonelt brukes stål som skrogmateriale for skip, men for båter der lav vekt er essensielt for operasjonen kan andre materialer være mer fordelaktige. Kort fortalt er det tre materialer som er mest aktuelle:

- Stål: Lav kostnad, enkel produksjon, robust, men relativt høy vekt.

- 
- Aluminium: Tradisjonelt mye brukt for hurtigbåter og mindre båter. Lavere vekt enn stål, men aluminium koster mer enn stål både i materialpris og i bearbeiding.
 - Karbonsandwich: Konstruksjonsmaterialet har fått økt anvendelse for båter der vekt er avgjørende. Materialet er en plastkompositt med karbonfiberarmerte venylester-laminater festet på hver side av en PVC-skumkjerne. Karbonsandwich er potensielt lettere enn aluminium og har omtrent samme, eller litt høyere, kostnad. Det er generelt færre verft som behersker bygging av karbonsandwich-skrog enn stål og aluminium.

I.III Forbruk fra hotelldrift

Selv om fremdrift vil være hovedkonsument av energi i drift av fergene vil også oppvarming, varmtvann, belysning og ventilasjon være del av energiforbruket. Elektrifisering av båtene vil ytterligere vektlegge nødvendigheten av å minimere hotelldelen av energiforbruket. Ekstra isolasjon, varmepumpe, LED-belysning og varmeveksler vil kunne være viktige bidrag til å minimere ladeeffektbehov og batterikapasitet



About DNV GL

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