

FORPROSJEKT – INNFØRING AV LAV- OG  
NULLUTSLIPPSLØSNINGER I NORDLAND

# Analyse av lav- og nullutslippsløsninger for buss, ferge og hurtigbåt i Nordland

Nordland fylkeskommune

**Rapportnr.:** 2021-0013, Rev. 1A

**Dokumentnr.:**

**Dato:** 20210131



Prosjektnavn:	Forprosjekt – innføring av lav- og nullutslippsløsninger i Nordland	DNV GL Maritime (M) Environment Advisory
Rapporttittel:	Analyse av lav- og nullutslippsløsninger for buss, ferge og hurtigbåt i Nordland	Veritasveien 1, 1363 Høvik Tel: +47 67579900
Oppdragsgiver:	Nordland fylkeskommune,	
Kontaktperson:	Bjørnar Klausen	
Dato:	20210131	
Prosjektnr.:	10269069	
Org. enhet:	Environment Advisory	
Rapportnr.:	2021-0013, Rev. 1A	

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

#### Oppdragsbeskrivelse:

Forprosjekt – innføring av lav- og nullutslippsløsninger i Nordland

Utført av:	Verifisert av:	Godkjent av:
------------	----------------	--------------

Eirik Ovrum  
Principal consultant

Kjetil Martinsen  
Principal engineer

Ingrid Løken Bye  
Consultant

Nikolai Hydle Rivedal  
Senior consultant

Nathaniel Frithiof  
Senior Consultant

Beskyttet etter lov om opphavsrett til åndsverk m.v. (åndsverkloven) © DNV GL 2021. 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:

- ÅPEN. Fri distribusjon, intent og eksternt.
- INTERN. Fri distribusjon internt i DNV GL.
- KONFIDENSIELL. Distribusjon som angitt i distribusjonsliste. Distribution within DNV GL according to applicable contract.\*
- HEMMELIG. Kun autorisert tilgang.

#### Nøkkelord:

Ferge, hurtigbåt, busser, elektrifisering, biogass, HVO, biodiesel, hydrogen

\*Distribusjonsliste:

Rev.nr.	Dato	Årsak for utgivelser	Utført av	Verifisert av	Godkjent av
1A	2021-02-18	First issue			

## Innholdsfortegnelse

1	INTRODUKSJON .....	1
2	METODE OG INPUT .....	2
2.1	Beregningsmodell for buss	2
2.2	Beregningsmodell for ferje og hurtigbåt	4
2.3	Antagelser	8
3	FERGE OG HURTIGBÅT .....	15
3.1	Beskrivelse av sambandene	15
3.2	Basis/referansescenario	21
3.3	Alternative teknologier	25
3.4	Resultater for ferger	29
3.5	Resultater for hurtigbåter	34
4	BUSS .....	40
4.1	Beskrivelse av bussrutene	40
4.2	Basis/referansescenario	42
4.3	Alternative teknologier	44
4.4	Resultater	51
5	STRATEGI FOR LAV- OG NULLUTSLIPPSLØSNINGER .....	59
5.1	Fremtidige priser	59
5.2	Sensitivitet	60
6	OPPSUMMERING .....	67
7	REFERANSER .....	68

## 1 INTRODUKSJON

Denne rapporten er en oppsummering av arbeidet med analyse av overgang til fire mulige lavutslipps energibærere for Nordland fylkeskommune sine kollektivtilbud innen buss, ferge og hurtigbåt. DNV GL har samlet sammen opplysninger om rutetabeller, energiforbruk, materiell og medfølgende kostnader for både ny teknologi og energikilde.

Utlysningsteksten fra Nordland fylkeskommune er gjengitt i figuren under.

Nordland fylkeskommune (NFK) har i Regional planstrategi for Nordland 2016-2020 vedtatt følgende:

- *Klimaforandringen krever en dobbelt innsats for både å redusere utslipp av klimagasser samt igangsetting av tiltak for å redusere sårbarheten overfor klimaendringer. God risikoforståelse og beregninger av kost-nytte-effekten i forhold til klimatilpasningstiltak, er avgjørende for å kunne ta klimautfordringene på alvor. (pkt. 4. Miljø og bærekraftig utvikling).*
- *Nasjonale føringer for miljø og utslipp, er viktige ledetråder når vi skal arbeide med transport og samferdsel (pkt. 9. Samferdsel)*

Overnevnte legger føringer for at fremtidige anbudsinnkjøp i sektoren skal legge til grunn bruk av mer miljøvennlige transportmidler enn i dag. Potensialet for utslippsreduksjoner ved omlegging til null- og lavutslippsteknologi er betydelig. Fra politisk hold er det ytret ønske om å starte en innfasing av klimavennlige farkoster til lands og på sjø.

Det finnes i dag fire aktuelle lav- og nullutslippsalternativer ved valg av fremdriftsform for busser og fartøy:

- HVO
- Elektrisitet
- Hydrogen
- Biogass

Alle alternativer er forbundet med investeringer i infrastruktur knyttet til fylling av drivstoff og, for hydrogen og biogass sin del, til fremstilling og mellomlagring av drivstoffet.

**Hensikten med prosjektet er å utrede relevante forhold knyttet til innfasing av lav- og nullutslippsløsninger. Utredningen skal sørge for at investeringsbeslutninger tas ut fra et langsiktig perspektiv, og slik at ressursene settes inn der de gjør best nytte for seg.**

I arbeidet har DNV GL fokusert på å få en best mulig forståelse av energiforbruk og kostnader ved overgang til elektrisk drift, HVO, biogass eller hydrogen. Det er en rekke antagelser som ligger til grunn for en slik analyse. Mange av de parametrene vi har brukt i denne rapporten vil det kunne være uenighet om verdien av, som for eksempel prisnivå på levert hydrogen eller biogass til skip. Vi har derfor gjort en sensitivitetsstudie, hvor vi varierer de mest kritiske parametrene og viser noen mulige utfallsrom ved forskjellige verdier for disse i fremtiden.

Denne rapporten danner et grunnlag for vurderinger og viser en metodikk som Nordland fylkeskommune kan bruke til å vurdere hvilke strategier man bør satse på i kommende anbudskonkurranser for buss, ferge og hurtigbåt.

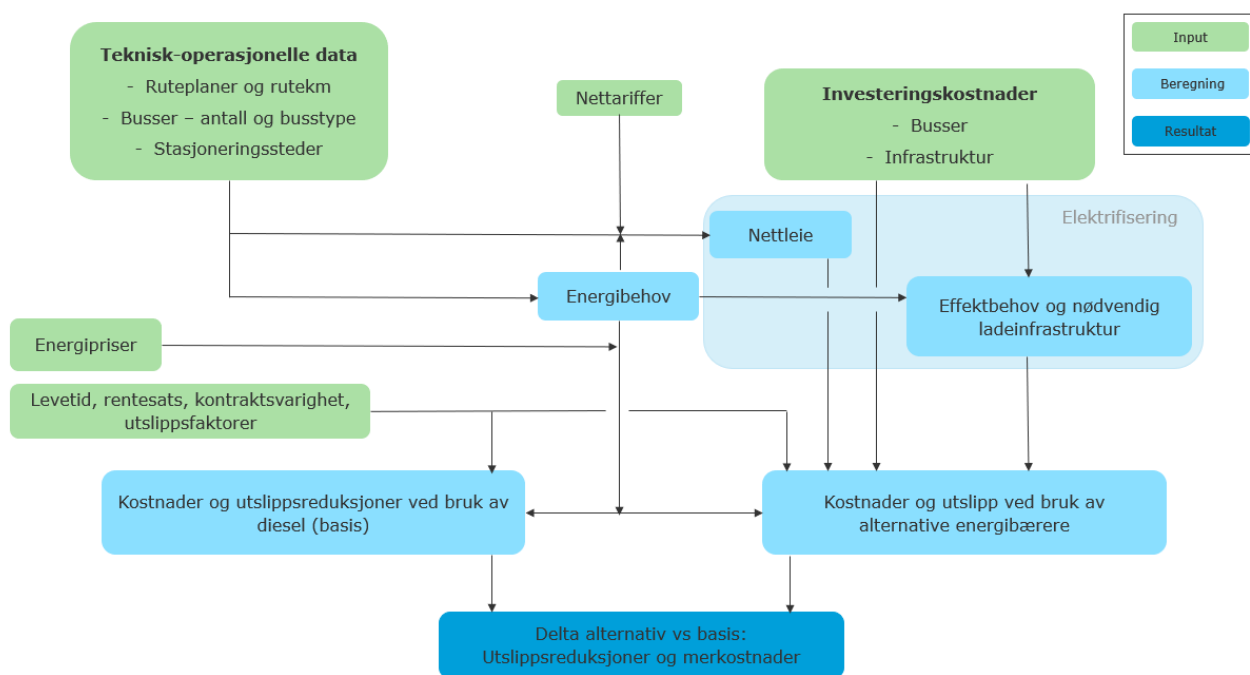
## 2 METODE OG INPUT

Ettersom data er tilgjengelig på ulike formater, benytter vi én modell for buss og én for ferge og hurtigbåt. Disse er beskrevet i de følgende avsnittene. Overordnet skal modellene beregne kostnadsendring og utslippsreduksjoner ved overgang fra konvensjonelt (fossilt) drivstoff til alternative energibærere og buss-, ferge- og hurtigbåtrutene. Kostnadsberegningene tar ikke hensyn til eventuell restverdi på eksisterende materiell, og at overgang til ny teknologi for eksempel kan fremtvinge nybygg av ferger og hurtigbåter på et tidligere tidspunkt. Kostnadsendringen som beregnes er altså den *isolerte* kostnadsendringen ved bruk av ulike alternative teknologier, for å sammenligne disse for de ulike transportformene, og ikke nødvendigvis den *totale* kostnadsendringen.

Videre beskrives i dette kapitlet generelle antagelser som er brukt i analysen, mens antagelser som er spesifikke for de ulike transportformene er beskrevet i kapitlene 3 til 4.

### 2.1 Beregningsmodell for buss


Beregningsmodellen for buss er illustrert i Figur 2-1. Modellen beregner kostnader og klimagassutslipp ved overgang til alternative energibærere fra fossilt drivstoff (diesel) på bussene i Nordland.



Figur 2-1: Illustrasjon av beregningsmodell for buss

#### Teknisk-operasjonelle data

I Nordland fylke er det rundt 235 bussruter, som er delt inn i ulike anbudsområder. Teknisk-operasjonelle data for bussene, delt med DNV GL av Nordland fylkeskommune, inkluderer rutetabeller, årlig ruteproduksjon (rutekilometer), antall busser i hvert anbudsområde, type buss som kjører de ulike bussrutene, samt hvor bussene parkerer over natten (stasjoneringsteder).



For hver bussrute er det mange ulike rutetabeller for ulike dager gjennom året. Å analysere alle rutevarianter i detalj er en omfattende jobb og vurdert som lite hensiktsmessig for studiet. For å analysere kostnader for de ulike drivstoffalternativene er bussene isteden gruppert inn i anbudsområder og i hvilken type buss som kjører de ulike rutene. Bussene er delt inn følgende busstyper: Minibuss, midibuss, bybuss, forstad og langrute. Dette er beskrevet i kapittel 4.1. Energibehov, kostnader og utslipp summeres opp for hver busstype innenfor et anbudsområde, som vi velger å kalle «bussrutepakker». Det vil si at «Søndre Salten Minibuss» og «Søndre Salten Forstad» kan sees på som ulike bussrutepakker hvor en kan vurdere ulike drivstoffalternativer.

### **Beregning av energibehov**

Bussenes energibehov avhenger blant annet av rutens topografi, størrelsen og vekten til bussen og oppvarmingsbehov. For teknologier hvor bussens rekkevidde ikke er en utfordring, er beregning av årlig energibehov tilstrekkelig for å sammenligne teknologier. Spesielt for elektrifisering må energibehovet på én tur og gjennom dagen også vurderes for å vurdere behov for lading og/eller eventuelle ekstrabusser for å betjene ruten.

Energibehovet for alle teknologiene er beregnet basert på erfaringstall på gjennomsnittlig forbruk per kilometer for de forskjellige busstørrelsene. Energibehovet er delt inn i forbruk til framdrift og forbruk til oppvarming, da de ulike alternativene som vurderes har ulike teknologier for oppvarming. Forbrukstallene er presentert i Tabell 4-1. Basert på disse tallene beregnes energiforbruk per bussrute, både for én tur og totalt gjennom året. Det er lagt til et påslag per rutekilometer på 20 % for å gi totalt antall vognkilometer inkludert kjøring til og fra stasjoningssted og annen tomkjøring.

### **Beregning av investeringskostnader (CAPEX)**

Investeringskostnader innebærer kostnader for innkjøp av busser og eventuell infrastruktur, og beregnes for alle teknologialternativene, inkludert for basis scenariet, som er drift med dieselbusser.

Investeringskostnader for busser og eventuell infrastruktur er basert på erfaringstall og annen tilgjengelig informasjon, fra erfaring med analyser og søknader om støtte for blant annet Brakar, Nordland fylkeskommune og Ruter.


Beregningen av kostnader er mest omfattende for elektrifisering, da det innebærer en analyse av behov for ladeinfrastruktur for de ulike rutene i tillegg til innkjøp av elbusser. Rutene med høyt energibehov analyseres dermed i detalj for å bestemme om det trengs endestasjonsladere for å betjene ruten. I tillegg legges det til grunn at hver buss har en ladeplugg på stasjoningsstedet. Ved etablering av ladeinfrastruktur medregnes også anleggsbidrag til nettselskapet. For stasjoningsstedene, hvor ofte flere ulike busstyper står parkert, fordeles anleggsbidraget mellom de ulike bussrutepakkene.

For diesel og HVO tilsvarer investeringskostnadene innkjøp av nye dieselbusser. For hydrogenbusser er det estimert at kostnader for infrastruktur er inkludert i hydrogenkostnaden (OPEX), og investeringskostnadene inkluderer kun innkjøp av hydrogenbusser. For biogass er det lagt til en antagelse om kostnad for fyllanlegg per anbudsområde, i tillegg til innkjøp av gassbusser.

### **Beregning av operasjonelle kostnader (OPEX)**

Operasjonelle kostnader inkluderer energikostnader og vedlikeholdskostnader. Årlige energikostnader beregnes basert på årlig energibehov, virkningsgraden og energiprisen til de ulike teknologiene, presentert i Tabell 2-2.

For elbusser består energikostnaden av kraftkostnad, avgifter og nettleie. Tariffene for nettleie varierer med nettselskap på det enkelte ladested, samt energi- og effektuttak. Nettleien beregnes dermed separat for hvert ladested.



Vedlikeholdskostnader varierer med teknologi. I forhold til dieslbuss for forventes elbuss å ha noe lavere vedlikeholdskostnader, mens biogass- og hydrogenbuss for forventes å ha noe høyere vedlikeholdskostnader. Basert på estimater for vedlikeholdskostnad i NOK/km beregnes årlige kostnader for de ulike teknologiene.

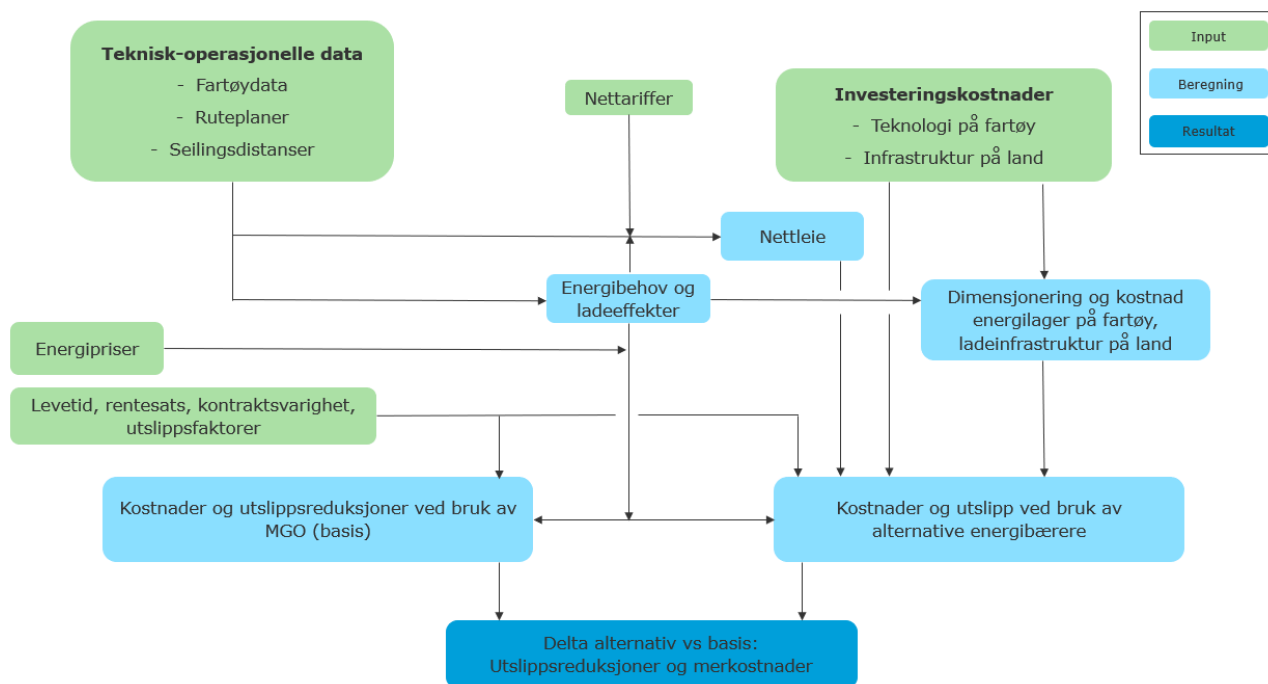
### **Beregning av total kostnader og utslipp**

Total kostnader og utslipp beregnes for hvert teknologialternativ for de ulike bussrutepakkene innenfor hvert anbudsområde. Total kostnaden er investeringskostnadene pluss de operasjonelle kostnadene over kontraktperioden, uttrykt som *NNV* (netto nåverdi). En kontraktperiode på 10 år er benyttet, samt en diskonteringsrente på 6 %. Uslippet beregnes som tonn CO<sub>2</sub> per år. De ulike alternativene sammenlignes med basis scenariet med dieslbuss. Kostnadsendringen, eller merkostnaden, ved overgang til et alternativ uttrykkes som  $\Delta NNV = NNV_{\text{alternativ}} - NNV_{\text{basis}}$ , altså kostnadsdifferansen i nåverdi mellom drift med det aktuelle alternativet og basisdrift (diesel) over kontraktperioden.

Den årlige utslippsreduksjonen betegnes som  $\Delta CO_2$ . For å sammenligne ulike teknologier på de ulike bussrutepakkene ser vi på kostnadseffektiviteten. Denne uttrykkes som  $\Delta NNV / (\Delta CO_2 \cdot 10)$ , altså kostnadsendringen delt på utslippsreduksjoner over kontraktperioden (NOK/tonn CO<sub>2</sub>). Denne parameteren beskriver altså hvor stor kostnaden knyttet til teknologien er i forhold til utslippsbesparelsene over kontraktens levetid. En negativ kostnadseffektivitet innebærer netto besparelse sammenlignet med basis. Merk at dette ikke er en kostnadseffektivitet eller *tiltaks kostnad* slik den vurderes i samfunnsøkonomiske analyser med verdsetting av eksterne virkninger som reduserte miljøutslipp, avgiftsendringer osv., men heller «fylkeskommunens» kostnadseffektivitet.

## **2.2 Beregningsmodell for ferge og hurtigbåt**

Beregningsmodellen for ferge og hurtigbåt er illustrert i Figur 2-2. Modellen beregner kostnader og klimagassutslipp ved overgang til alternative energibærere fra fossilt drivstoff (Marin Gassolje - MGO) på fergene og hurtigbåtene.



**Figur 2-2: Illustrasjon av beregningsmodell for ferje og hurtigbåt**

I det følgende avsnittet beskriver vi de ulike stegene i analysen.

### Teknisk-operasjonelle data

Særlig for vurderingen av elektrifisering er det viktig å analysere ruteplanen relativt detaljert, ettersom særlig oppholdstid ved kai er avgjørende for hvilke ladeeffekter som er nødvendige for å drifte elektrisk. Vi bruker dagens ruteplaner og fartøystørrelser (PBE=personbilkvivalenter eller PAX=passasjerantall). Installert motoreffekt på dagens fartøy blir også brukt, for å estimere kostnader til fremdriftssystem og for å verifisere estimert energibehov. Overfartsdistanser og overfartstider brukes særlig for å analysere batteridrift. De aller fleste kaiene i ruteplanene for ferje er inkludert som aktuelle ladesteder – unntaket er mindre kaier som anløpes sjelden eller kun ved anløp ved særskilte behov. For hurtigbåtsambandene er trafikkbildet noe mer komplekst, både siden mange ruter har svært mange anløpssteder med kort oppholdstid og ettersom ulike overfarer mellom to steder kan seile ulike traseer. For eksempel kan den ene turen mellom A og B seiles A-C-B mens den andre turen seiles A-D-C-D-E-B. Her er A og B antatt å være passende kaier for lading, basert på at dette er kaier som relativt hyppig anløpes og der båten i ruteplanen ofte ligger en stund. Totalt utseilt distanse for hvert samband er oppgitt fra fylkeskommunen.

For å estimere typiske/gjennomsnittlige overfartsdistanser mellom to kaier er det tatt utgangspunkt i totalt utseilt distanse for sambandet og totalt årlig overfartstid mellom to steder, estimert fra ruteplan. Et eksempel er vist i Tabell 2-1. Strekningene A-B og C-D og overfartstider for disse er identifisert fra rutetabellen. Rutetabellen for en dag fylles inn i verktøyet, og fra dette estimerer vi totalt antall årlige overfarer per strekning. Totalt blir dette 14 000 minutter årlig overfart. Total årlig utseilt distanse er oppgitt til 7000 km, og dette brukes til å estimere overfartsdistansene som vist i Tabell 2-1. Det antas altså samme hastighet på alle strekningene i et samband. Enkelte estimerte distanser sammenlignes mot distanser nøyaktig målt på kart, og overensstemmer bra, men vi vurderte det til å være for tidkrevende å måle alle på kartet.



**Tabell 2-1: Eksempel på estimert overfartsdistanse**

Strekning	Overfartstid (min)	Antall årlige overfarer	Estimert overfartsdistanse (km)
A-B	10	200	$7\ 000\ \text{km/år} * 10\ \text{min} / 14\ 000\ \text{min/år} = 5$
C-D	30	400	$7\ 000\ \text{km/år} * 30\ \text{min} / 14\ 000\ \text{min/år} = 15$

### Beregning av energibehov og ladeeffekter

Energibehovet til det enkelte ferge- eller hurtigbåtsamband beregnes ut ifra overfartstider, seilingsdistanser og fartøyspesifikasjoner.

For **ferge** bruker vi LMG Marin sitt verktøy for beregning av energibehov for fergeoverfarer (LMG Marin, CMR Propotech, Norsk Energi, 2015). Her bruker vi fergens størrelse uttrykt ved PBE, overfartstid og seilingsdistanser. Disse er funnet fra tidligere analyse for fergesambandene i Nordland (DNV GL, 2017). For **hurtigbåt** er energibehovet per overfart estimert forenklet: Vi finner energibehovet per km (kWh/km) for hver enkelt rute fra en tidligere rapport med oversikt over alle båtrotene i landet (Selfa Arctic, 2017) og ganger dette med overfartsdistansen for å finne energibehovet for hver enkelt overfart mellom kaier. Vi kalibrerer forbrukstallene fra rapporten slik at totalt oppgitt forbruk per km for alle rutene stemmer med det som er oppgitt fra fylkeskommunen (forbrukstall for hver enkelt rute er ikke tilgjengelig).

Vi får da et energibehov per enkelttur i ruteplanen. For vurderingen av elektrifisering trenger vi også ladeeffekten – denne beregnes med utgangspunkt i energibehovet per overfart og terminaltiden ved kai. Dette gir ladeeffekten (pluggens ladeeffekt ved strømoverføring til fartøyet) og effekten ved direkte lading (effekt fra nettet). Vi beregner også effektbehovet for lading av batteribank, med utgangspunkt i tiden mellom avganger fra samme kai. Vi vurderer altså to ladealternativer: direkte lading og lading via batteribank.


Totalt årlig energibehov estimerer vi ved å legge sammen energibehovet for alle seilingene gjort i løpet av året, estimert fra ruteplan. Faktisk energibehov for de ulike sambandene i operasjon vil kunne avvike fra dette, siden energibehovet per tur er et estimat og de faktiske ruteplanene i løpet av året kan variere fra de ruteplanene vi har lagt inn i modellen.

### Beregning av investeringskostnader (CAPEX)

Vi beregner investeringskostnader for teknologialternativene som vi vurderer. På fartøyet er dette hovedsakelig kostnader for fremdriftsmaskineri (motor, brenselceller med kraftoverføring) og energilagere (batterier, drivstofftanksystem). Førstnevnte beregnes ut ifra installert effekt for fartøyet, og sistnevnte beregnes ut ifra energibehovet og nødvendig lagret energimengde om bord. I analysen av elektrifisering inkluderer vi også kostnader for ladeinfrastruktur på land. Dette inkluderer nettoppgradering, ladeplugg og kraftelektronikk/omformere, samt eventuelle batteribanker på land. Videre detaljer rundt beregninger av investeringskostnader er å finne under de ulike teknologialternativene for ferge og hurtigbåt i kapittel 3.3.

### Beregning av operasjonelle kostnader (OPEX)

Av operasjonelle kostnader er det kun energikostnader som inkluderes, da det først og fremst er dette som skiller de ulike alternativene. Det kan også være ulike vedlikeholdskostnader ved ulike teknologier, men dette er ikke inkludert. Alle drivstoffalternativene bortsett fra strøm er representert ved en



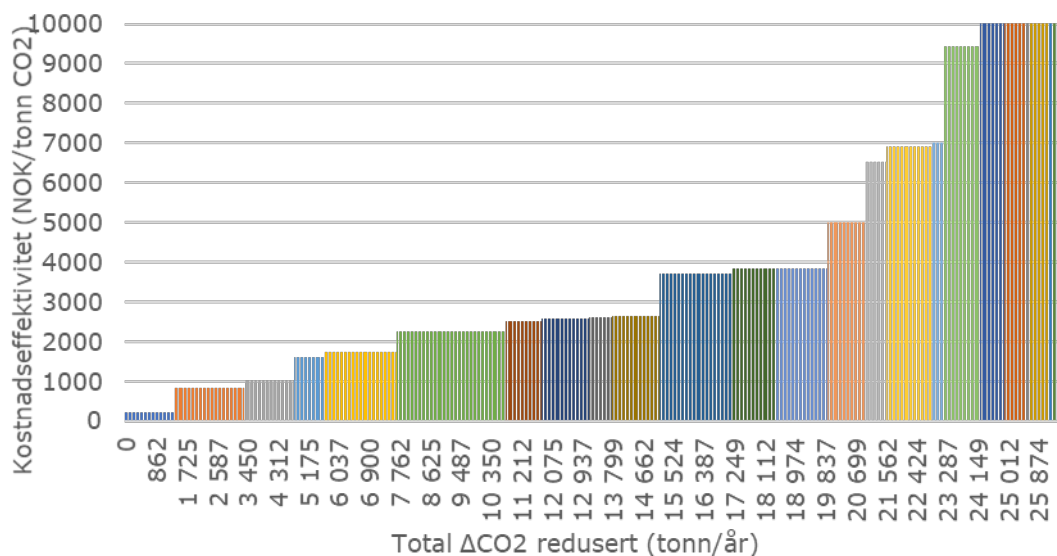
drivstoffpris (f.eks. NOK/tonn). Det årlige energibehovet og virkningsgraden til de ulike teknologiene bestemmer mengde bunkret energi om bord, som multiplisert med energiprisen gir totale årlige operasjonelle kostnader. I analysen av elektrifisering er de operasjonelle kostnadene satt sammen av energiprisen (strømprisen) og nettleien. Nettleien er beregnet spesifikt for hver kai, ut ifra tariffene til nettselskapet som har konsesjon på nettet ved kaien, samt beregnet effektuttak og energiuttak. Ulike nettleier er beregnet for de to alternativene direkteklading og batteribankklading (effektbehovet fra nettet er ulikt for disse to alternativene).

### **Beregning av total kostnader og utslipp**

For alle alternativene beregner vi total kostnadene for hvert samband, som er investeringskostnadene pluss de operasjonelle kostnadene over kontraktperioden, uttrykt som *NNV* (netto nåverdi). En kontraktperiode på 10 år er benyttet, som er representativt for de fleste ferge- og hurtigbåtkontraktene. Utslipet beregnes som tonn CO<sub>2</sub> per år. Vi sammenligner de ulike alternativene mot *basis scenariet*, som er drift med konvensjonelt dieselmaskineri og MGO (marin gassolje).

Kostnadsendringen/merkostnaden ved overgang til et alternativ uttrykkes som  $\Delta NNV = NNV_{\text{alternativ}} - NNV_{\text{basis}}$ , altså kostnadsdifferansen i nåverdi mellom drift med det aktuelle alternativet og basisdrift (MGO) over kontraktperioden. Vi inkluderer i analysen bare kostnader tilknyttet overgangen til alternativ teknologi. Faktiske merkostnader for fylkeskommunen for en ny kontrakt med miljøkrav sammenlignet med en ny kontrakt med MGO kan være høyere enn dette, for eksempel på grunn av at eksisterende fartøy ikke kan benyttes i en ny kontrakt med miljøkrav.

Den årlige utslippsreduksjonen betegnes som  $\Delta CO_2$ . For å sammenligne ulike teknologier på de ulike sambandene, ser vi på kostnadseffektiviteten. Denne uttrykkes som  $\Delta NNV / (\Delta CO_2 \cdot 10)$ , altså kostnadsendringen delt på utslippsreduksjoner over kontraktperioden (NOK/tonn CO<sub>2</sub>). Denne parameteren beskriver altså hvor stor kostnaden knyttet til teknologien er i forhold til utslippsbesparelsene over kontraktens levetid. En negativ kostnadseffektivitet innebærer netto besparelse sammenlignet med basis. Merk at dette ikke er en kostnadseffektivitet eller *tiltakskostnad* slik den vurderes i samfunnsøkonomiske analyser med verdsetting av eksterne virkninger som reduserte miljøutslipp, avgiftsendringer osv., men heller «fylkeskommunens» kostnadseffektivitet. Denne måten å fremstille kost/nytte er vist i Figur 2-3. Her er hver søyle et fergesamband. Høyden på søylen viser kostnadseffektiviteten for en utslippsreducerende teknologi, mens bredden viser utslippsreduksjonen. Altså innebærer en lav og bred søyle at kostnaden er lav og utslippsreduksjonen høy – man får «mye utslippsreduksjon for pengene». En smal og høy søyle innebærer det motsatte – høy kostnad og lav utslippsreduksjon.



**Figur 2-3: Visualisering av kost/nytte – årlige CO2-reduksjoner langs x-aksen og kostnadseffektivitet langs y-aksen**

## 2.3 Antagelser

I dette delkapitlet beskriver vi antagelsene som ligger til grunn for beregninger av økonomi og utslipp.

### 2.3.1 Drivstoffpriser

Tabell 2-2 viser drivstoffprisene som er benyttet i beregningene. Prisene på strøm, autodiesel, biodiesel (HVO) og flytende biogass (LBG) er hentet fra framskrivninger fra Klimakur 2030 (Miljødirektoratet, 2020) og viser gjennomsnittlig pris i perioden fra 2021 til 2030. Prisen for komprimert biogass er også basert på Klimakur, men her er det lagt til et påslag på 30 %. Grunnen til dette påslaget i den estimerte prisen på biogass er at det er et lite marked for biogass uten offentlig tilgjengelige priser, noe som gir stor usikkerhet i hvilke priser man kan forvente. Kostnadene for hydrogen er basert på erfaringstall. For å sammenligne er kostnadene omregnet til NOK/kWh basert på energiinnhold (verdier fra Klimakur). Alle kostnadstallene er uten merverdiavgift.

Strømkostnaden er presentert uten nettleie, som utgjør en betydelig, men varierende, del av total strømkostnad. Nettleien varierer med nettselskap og områdekonsesjon ved ladestedet (i Nordland er det 13 forskjellige (NVE, 2021)) samt med energi- og effektuttak. Nettleien beregnes dermed separat for hvert enkelt ladested for båtene og bussene.

**Tabell 2-2: Drivstoffpriser benyttet i beregningene**

Energibærer	Enhet	Kostnad	Kostnad omregnet per energienhet (NOK/kWh)	Kostnad per kWh etter virkningsgradstap (NOK/kWh)
Strøm	øre/kWh	56.32 / 40.13*	0.56	0.56**
Kraftpris eks skatter og avgifter	øre/kWh	39.63		
Forbruksavgift	øre/kWh	16.69		
Redusert forbruksavgift (sjøfart)	øre/kWh	0.5		
Nettleie		Beregnes per ladested		
Hydrogen, komprimert – buss	NOK/kg	90	2.70	6.00
Hydrogen, komprimert – båt	NOK/kg	60	1.50	3.33
Biogass, flytende (LBG)	NOK/Sm <sup>3</sup>	11.03	1.16	3.86
Biogass, komprimert	NOK/Sm <sup>3</sup>	12.62	1.33	4.42
Biodiesel (HVO), (Avansert HVO, del B) uten avgifter	NOK/liter	11.12	1.16	3.88
Biodiesel (HVO) inkl. veibruksavgift	NOK/liter	14.93	1.56	5.20
MGO (marin gassolje)	NOK/tonn	6000		
Autodiesel inkl. veibruksavgift	NOK/liter	11.85	1.18	3.93

\* Med redusert forbruksavgift (sjøfart)

\*\* 90 % virkningsgrad og 10 % regenerativ bremsing (buss)

For MGO og autodiesel inkluderes CO<sub>2</sub>-avgift. CO<sub>2</sub>-avgiften er i 2021 foreslått til å være 594 NOK/tonn CO<sub>2</sub><sup>1</sup> (generell sats på mineralolje). Dette er en økning fra 545 NOK/tonn CO<sub>2</sub> i 2020. I Granavolden-plattformen til regjeringen er avgiften forutsatt å skulle økes med 5 % årlig utover prisjustering. I regjeringens nye klimaplan er det foreslått en skjerpning av CO<sub>2</sub>-avgiften til 2000 NOK/tonn CO<sub>2</sub> i 2030. De to ulike alternativene og anslått gjennomsnittlig avgift for perioden 2021-2030 er vist i Tabell 2-3. Med 5 % årlig økning (dagens situasjon) er gjennomsnittlig avgift 747 NOK/tonn CO<sub>2</sub>. Dette tilsvarer

<sup>1</sup> <https://www.regjeringen.no/no/statsbudsjett/2021/statsbudsjettet-2021-skatter-og-avgifter/statsbudsjettet-2021-endringer-i-klimaavgiftene/id2767839/>

rundt 2395 NOK/tonn MGO. En MGO-pris på 8395 NOK/tonn inkludert CO2-avgift er derfor lagt til grunn i analysen. Vi diskuterer også hvordan forhøyet CO2-avgift (1297 NOK/tonn i gjennomsnitt 2021-2030) slår ut. Dette tilsvarer en MGO-pris på rundt 10 159 NOK/tonn inkl. avgift.

**Tabell 2-3: Alternativer for CO2-avgift**

Alternativ	2021	2030	Gj.sn. 2021-2030
5 % årlig økning	594	921	747
Lineær økning til 2000 NOK/tonn i 2030	594	2000	1297

### 2.3.2 CO<sub>2</sub>-utslipp ved valg av forskjellige energibærere

Det er ingen entydig og klar standard for hvordan man skal beregne CO<sub>2</sub>-utslipp. Livsløpsanalyser er ikke en del av arbeidet som er gjort i forbindelse med denne rapporten, men for å kunne beregne utslipp fra de forskjellige energibærerne har vi måttet gjøre et valg. Måten vi håndterer problematikken med forskjellige måter å beregne utslippsfaktorer på, er å vise til noen eksempler på beregningssystemer som er brukt av andre og å la det være en mulighet i beregningsverktøyet å legge inn egne utslippsfaktorer. Vi har likevel måttet velge ett sett med utslippsfaktorer som grunnlag for tallene vi har brukt i denne rapporten, men vi presiserer her at disse utslippsestimatene vil variere med andre antagelser og at DNV GL ikke har gjennomført noen grundig analyse av disse forskjellige settene med utslippsfaktorer.

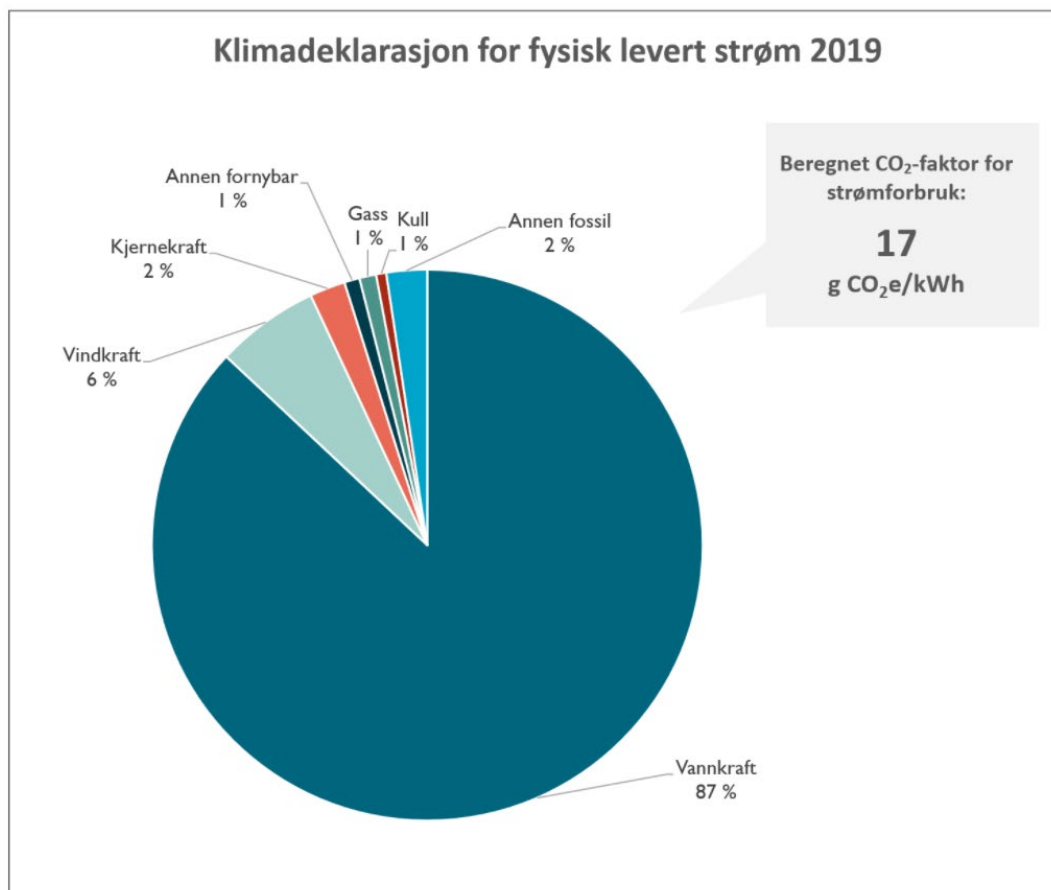
For å illustrere problematikken rundt livsløpsanalyser og utslippsfaktorer, så kan vi nevne noen problemstillinger som dukker opp i slike analyser:

- Den eneste måten å beregne utslipp på som alle kan enes om, er direkte utslipp av CO<sub>2</sub> fra eksosen. Denne metoden er derimot lite fordelaktig for biodrivstoff, som slipper ut like mye CO<sub>2</sub> som vanlig fossilt drivstoff i eksosen, men potensielt mye mindre i et livsløpsperspektiv.
- En måte å komme rundt denne problematikken på er å bruke direkte utslipp for fossile drivstoff, men å velge at noen drivstoff er karbonnøytrale og sette utslippene fra disse som null. Dette er en metode som ikke differensierer mellom gode og dårlige biodrivstoff, og vil sette palmeoljebasert biodiesel fra regnskogen som like god som lokalprodusert biodrivstoff fra avfall fra norsk skogsindustri.
- En annen vanlig metode er å sette elektrisk energi som utslippsfri, og dermed også hydrogen som er laget fra strøm. Denne metoden vil da ikke differensiere mellom hydrogendrift og batteridrift, som er uheldig når man tar i betraktning at man må bruke vesentlig mye mer elektrisk energi for å kjøre én kilometer med en hydrogenbil enn med en elbil.
- Det er også forskjell på globale klimagassutslipp og lokale helse- og miljøskadelige utslipp. HVO vil ha utslipp av partikler, sot og NO<sub>x</sub>, biogass av NO<sub>x</sub>, mens hydrogen og elektrisitet ikke har noen lokale skadelige utslipp fra busser eller båter.

Et viktig poeng å ta med seg når man skal velge metode for å beregne utslipp, er at metoden bør være tilpasset formålet med analysen. I dette arbeidet ønsker man å skille mellom biogass, HVO, elektrisitet og hydrogen. Dersom man ønsker å vurdere disse energibærerne på annet måte enn økonomi, så bør da utslippsfaktorene Nordland fylkeskommune velger å bruke kunne differensiere på utslipp mellom de fire problemstillingene listet opp over i avsnittet.

### 2.3.2.1 Batterier

Elbusser og hybridskip bruker elektrisk energi fra strømmettet til fremdrift. For å estimere utslipp fra batteribruk og hydrogen bruker vi NVE sine<sup>2</sup> estimater på utslipp er kWh strøm levert i Norge, som er 17 gram CO<sub>2</sub> per kWh strøm.



Figur 2-4 NVE sin figur som viser beregnet utslipp for norsk strøm 2019<sup>2</sup>

### 2.3.2.2 Hydrogen

Det meste av hydrogen som lages i verden i dag lages av naturgass, og er derfor et fossilt drivstoff og kalles grått hydrogen. De fleste prosjektene som i dag ser på å levere hydrogen til båter, skip og til buss, ser på hydrogen laget av elektrisk energi, og kalles grønt hydrogen. Vi har i denne rapporten antatt at det er snakk om grønt hydrogen som lages av elektrolyse med strøm fra det norske elnettet.

Det kreves omtrent 57 kWh elektrisk energi for å lage ett kilogram komprimert hydrogen. Dette hydrogenet har en brennverdi på 33,3 kWh. Av denne brennverdien får man ut omtrent 45-50 % som elektrisk energi gjennom en brenselcelle, som da tilsier at man må bruke 57 kWh elektrisk energi for å få ut rundt 16 kWh elektrisk energi i bussen eller båten.

<sup>2</sup> <https://www.nve.no/energiforsyning/kraftproduksjon/hvor-kommer-strommen-fra/>

Ved å bruke én utslippsfaktor for elektrisk energi, kan vi beregne utslippene for hvert kilogram hydrogen etter hvor mye elektrisk energi som har blitt brukt på å produsere det. Det tilsier da at man slipper ut 3-4 ganger så mye CO<sub>2</sub> ved bruk av hydrogen fra elektrolyse, som man hadde sluppet ut om man kunne bruke elektrisiteten direkte i batterier.

### 2.3.2.3 Biogass

Biogass lages av kloakk, matavfall og andre biologiske avfallsstoffer. Det er ingen enkel sak å sette ett fast tall på livsløpsutslippene fra biogass, og det har vært mange diskusjoner og forskjellige livsløpsanalyser på biogass. Flere slike analyser konkluderer med at det er negative utslipp, totalt sett, ved å bruke biogass, siden det ikke bare erstatter fossile drivstoff, men også for enkelte anlegg kan hindre utslipp av metan, en kraftig drivhusgass, ved bruk av for eksempel kumøkk til produksjonen av biogassen<sup>3</sup>.

### 2.3.2.4 HVO

HVO er såkalt avansert biodiesel<sup>4</sup>, som har bedre egenskaper som drivstoff og dermed krever mindre endring av dieselmotorer for bruk. Utslippskonsekvenser av HVO innblanding er dessverre ikke ett tema med klare og enkle svar, da de direkte utslippene risikerer å drastisk undervurdere den totale CO<sub>2</sub>-livssyklusen for drivstoffet. Se for eksempel denne rapporten fra SSB<sup>5</sup>. Dette problemet oppstår da landarealene brukt for produksjonen av HVO risikerer å fortrenge andre jordbruksvekster eller skog, noe som normalt betegnes ILUC (Indirect Land Use Change). Ved bruk av HVO bør fylkeskommunen derfor vurdere å be operatør vise dokumentasjon som inkluderer ILUC-risiko i samsvar med EUs oppdaterte Renewable Energy Directive<sup>6</sup> for den HVO de vil bruke. På den måten vil risiko for innblanding av HVO produsert fra palmeolje eller bruk av landareal med høy lagring av karbon, for eksempel regnskog, bli minimert.

### 2.3.2.5 Utslippsfaktorer

I det nasjonale utslippsregnskapet tillegges bruk av strøm, hydrogen og biodrivstoff null CO<sub>2</sub>-utslipp. Bakgrunnen for dette er at utslippene fra produksjon av strøm og hydrogen tilskrives sektoren det produseres i, mens det ikke er noen direkte CO<sub>2</sub>-utslipp under bruk av disse. Videre er forbrenning av biodrivstoff er ansett som karbonnøytralt<sup>4</sup>. Et alternativ til å bruke faktorer fra nasjonalt utslippsregnskap er å bruke faktorer som også hensyntar livsløpsutslippene til energibærerne. Et eksempel på dette er utslippsfaktorene som de seneste årene er brukt av Statens vegvesen og en rekke fylkeskommuner (også Nordland) ved utlysning av nye fergekontrakter med miljøkrav. Disse faktorene

<sup>3</sup> <https://norsus.no/wp-content/uploads/OR-23.20-Livslopsvurdering-av-produktene-og-tjenestene-til-Den-Magiske-Fabrikken.pdf>

<sup>4</sup> <https://www.miljodirektoratet.no/ansvarsomrader/klima/fornybar-energi/biodrivstoff/>

<sup>5</sup> Statistisk Sentralbyrå 2017, Kostnader og utslipp av CO<sub>2</sub> som følge av budsjettavtalen for 2017.

<https://www.ssb.no/natur-og-miljo/artikler-og-publikasjoner/attachment/298709?ts=15aa36f2a80>

<sup>6</sup> EC, EU 2018/2001, The Revised Renewable Energy Directive,

<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:32018L2001&from=EN>

EC, EU Directive 2009/30/EC, ANNEX IV, Rules For Calculating Life Cycle Greenhouse Emissions From Biofuels.

<https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0088:0113:EN:PDF>

ble etablert under arbeidet med utviklingskontrakten for riksvegsambandet Lavik-Oppedal i 2011, gjennom anbefalinger fra en ekspertgruppe (Statens vegvesen, 2011).

I tabellen under viser vi en oversikt over tre forskjellige sett med utslippsfaktorer, og viser også det settet vi har valgt å bruke i arbeidet med denne rapporten.

**Tabell 2-4 Oversikt over ulike CO<sub>2</sub>-faktorer**

Energibærer	Nasjonalt utslippsregnskap <sup>7</sup>	Statens vegvesen, miljøbudsjett ved utlysning av fergekontrakter	NVE	Benyttet i denne rapporten	Enhet
Strøm	0	75	17	17	g CO <sub>2</sub> /kWh energibærer
Hydrogen	0	-	-		tonn CO <sub>2</sub> /tonn drivstoff
Biogass	0	0,75	-	0,75	tonn CO <sub>2</sub> /tonn drivstoff
Biodiesel (HVO)	0	1,74	-	1,74	tonn CO <sub>2</sub> /tonn drivstoff
MGO (marin gassolje)	3,17	3,206 <sup>8</sup>	-	3,206	tonn CO <sub>2</sub> /tonn drivstoff
Autodiesel	3,17	-	-	3,17	tonn CO <sub>2</sub> /tonn drivstoff

I tabellen under har vi tatt de utslippsfaktorene som vi har lagt til grunn i denne rapporten og regnet om til utslipp per energienhet med brennverdi, samt utslipp per energi levert ut av fremdriftsmaskineriet, hvor vi da har tatt med virkningsgraden i betraktning. Denne tabellen er tatt med for å vise en sammenligning mellom de forskjellige energibærerne hvor man viser utslippene i forhold til en felles måleenhet; igjen så vil tallene i denne tabellen endres med et annet sett av utslippsfaktorer i tabellen over.

<sup>7</sup> Faktorene er hentet fra Tabell 2 i Vedlegg II *Veileder* i rapporten *Klimakur 2030* (Miljødirektoratet, 2020)

<sup>8</sup> Denne faktoren er den samme som IMO (International Maritime Organization) bruker, og skiller seg noe fra 3,17 oppgitt av Miljødirektoratet



**Tabell 2-5 Utslippsfaktorer per brennverdi og per energi etter virkningsgradstap**

Energibærer	Utslipp per brennverdi – gCO <sub>2</sub> /kWh_LHV	Virkningsgrad i motor	Utslipp per energi til fremdrift – etter virkningsgradstap gCO <sub>2</sub> /kWh
Strøm	17	0,9	19
Hydrogen	29	0,45	65
Biogass	56	0,35	161
Biodiesel (HVO)	145	0,35	414
MGO (marin gassolje)	267	0,35	763
Autodiesel	264	0,35	755

### 3 FERGE OG HURTIGBÅT

Vi ser på ferger og hurtigbåt i samme kapittel, siden det er flere likhetstrekk ved analysen for disse to båttypene.

#### 3.1 Beskrivelse av sambandene

Informasjon om sambandene er hentet fra blant annet rutetabeller og analysert i DNV GL sitt analyseverktøy.

##### 3.1.1 Ferge

En oversikt over fergesambandene som inngår i analysen er vist i Tabell 3-1.

**Tabell 3-1: Oversikt over fergesambandene i analysen**

ID	Samband	PBE	Energibehov per gj. sn. overfart <sup>9</sup> (kWh)	Kai	Min. oppholdstid ved kai (min)	Max effekt lading (MW)	Gj.sn, effekt lading (MW)	Max effekt batteri-bank (MW)
F1	Vennesund-Holm	60	224	Vennesund	5	3,7	1,7	0,3
				Holm	5	3,7	2,0	0,3
F2	Horn-Igerøy-Tjøtta	50	538	Horn	15	2,3	1,7	0,3
				Igerøy	15	4,0	2,5	0,5
				Tjøtta	10	6,2	6,2	0,0
F3	Horn-Andalsvåg	58	261	Horn	8	2,5	1,4	0,3
				Andalsvåg	8	2,5	1,8	0,3
F4	Igerøy-Tjøtta Sommer	25	515	Igerøy	15	2,5	2,1	0,2
				Tjøtta	10	3,8	3,0	0,2
F5	Tjøtta-Forvik direkte	60	820	Tjøtta	15	3,9	2,6	0,5
				Forvik	10	6,1	3,7	0,4
F6	Tjøtta-Forvik hoved	25	521	Tjøtta	15	2,5	2,2	0,2
				Forvik	10	3,9	2,3	0,2

<sup>9</sup> For samband som består av ulike delstrekninger, er energibehovet for de ulike delstrekningene vektet med antall turer per delstrekning for å få gjennomsnittlig energibehov

ID	Samband	PBE	Energibehov per gj. sn. overfart <sup>9</sup> (kWh)	Kai	Min. oppholdstid ved kai (min)	Max effekt lading (MW)	Gj,sn, effekt lading (MW)	Max effekt batteri-bank (MW)
F7	Søvik-Austbø-Herøy-Brasøy A	50	371	Søvik	11	2,6	1,6	0,3
				Austbø	5	4,9	1,6	0,4
				Herøy	5	7,6	3,9	0,4
				Brasøy	5	7,6	2,5	0,2
F8	Søvik-Austbø-Herøy-Brasøy B	64	361	Søvik	10	2,9	1,2	0,3
				Austbø	5	4,7	2,3	0,4
				Herøy	10	2,9	2,1	0,4
				Brasøy	0	-	-	-
F9	Sandnessjøen-Dønna-Løkta	90	554	Sandnessjøen	6	8,5	3,9	0,6
				Dønna	6	7,2	5,6	0,6
				Løkta	7	34,1	20,2	0,3
F10	Solfjellsjøen-Vandve	12	251	Solfjellsjøen	55	0,3	0,3	0,1
				Vandve	5	4,2	4,2	0,1
F11	Nesna-Levang	50	377	Nesna	6	5,0	3,6	0,5
				Levang	6	5,0	3,7	0,5
F12	Nesna-Nesnaøyene	35	151	Nesna	10	1,8	0,7	0,2
				Vikholmen	5	2,4	0,4	0,3
				Handnesøy	0	-	-	-
				Tomma	5	2,5	1,3	0,2
F13	Stokkvågen-Lovund A	50	747	Lovund	10	8,4	4,9	0,3
				Stokkvågen	10	6,3	3,9	0,2

ID	Samband	PBE	Energibehov per gj. sn. overfart <sup>9</sup> (kWh)	Kai	Min. oppholdstid ved kai (min)	Max effekt lading (MW)	Gj,sn, effekt lading (MW)	Max effekt batteri-bank (MW)
				Onøy	8	17,8	8,6	0,2
				Slenes	12	43,1	27,8	0,3
F14	Stokkvågen-Lovund B	50	667	Lovund	7	8,5	7,4	0,3
				Stokkvågen	8	10,7	10,7	0,3
				Onøy	7	17,8	11,6	0,2
				Slenes	7	35,7	14,6	0,3
F15	Digermulen-Finnvik	20	55	Digermulen	10	0,4	0,4	0,1
				Finnvik	5	0,9	0,8	0,1
F16	Svolvær-Skrova-Skutvik	40	562	Svolvær	5	7,4	4,8	1,0
				Skrova	5	19,3	7,6	0,9
				Skutvik	5	23,7	10,9	0,2
F17	Festvåg-Misten	50	88	Festvåg	5	1,5	0,8	0,2
				Misten	5	1,5	1,3	0,2
F18	Rødøybassenget	35	304	Nordnesøy	105	0,2		0,0
				Storseløy	5	5,6	2,8	0,1
				Selsøyvik	0	-	-	-
				Gjerøy	7	5,5	3,6	0,1
				Rødøy	5	4,2	3,1	0,2
				Kilboghamn	5	7,8	7,8	0,0
				Jektvik	5	6,3	2,7	0,2
F19	Jektvik-Kilboghamn	70	872	Jektvik	5	14,5	6,5	0,4
				Kilboghamn	15	4,2	1,2	0,4

ID	Samband	PBE	Energibehov per gj. sn. overfart <sup>9</sup> (kWh)	Kai	Min. oppholdstid ved kai (min)	Max effekt lading (MW)	Gj,sn, effekt lading (MW)	Max effekt batteri-bank (MW)
F20	Forøy-Ågskardet	50	128	Forøy	9	2,8	2,0	0,3
				Ågskardet	14	2,8	0,7	0,3
F21	Mosjøen-Hundåla-Dagsvik	30	292	Mosjøen	5	5,3	3,6	0,1
				Hundåla	5	10,6	3,3	0,4
				Sørnes	8	8,4	5,4	0,0
F22	Ørnes-Vassdalsvik-Meløysund-Bolga	35	220	Ørnes	14	1,5	0,9	0,1
				Vassdalsvik		-	-	-
				Meløysund	10	28,7	10,5	0,6
				Bolga	235	0,1	0,1	0,0
F23	Sund-Horsdal-Sørarnøy	35	187	Sund	5	4,8	1,7	0,1
				Horsdal	5	1,7	0,8	0,7
				Sørarnøy	10	1,8	0,5	0,2
F24	Stokkvågen-Træna	50	1262	Stokkvågen	25	5,6	3,8	0,3
				Træna	7	7,7	2,9	0,2
				Selvær	5	11,6	8,7	0,1
				Onøy	0	-	-	-
				Innerkvarøya	10	14,6	14,6	0,1

### 3.1.2 Hurtigbåt

En oversikt over hurtigbåtsambandene som inngår i analysen er vist i Tabell 3-2. I oversikten inngår kun kaier der vi i analysen for elektrifisering inkluderer lading. De fleste av rutene inkluderer langt flere kaier, men ved enkelte kaier er oppholdstiden så lav at nødvendig ladeeffekt blir altfor høy og disse tas derfor ikke med som potensielle ladekaier (kaier som sjelden anløpes tas heller ikke med som ladekaier).

Energibehovet som er vist i tabellen er det gjennomsnittlige energibehovet mellom kaier der det kan lades. Videre betraktninger rundt lading og batteridrift for hurtigbåter diskuteres i kapittel 3.5.1.

**Tabell 3-2: Oversikt over hurtigbåtsambandene i analysen**

ID	Samband	Energibehov per gj. sn. overfart <sup>10</sup> (kWh)	Kai	Min. oppholdstid ved kai (min)	Max effekt lading (MW)	Gj.sn, effekt lading (MW)	Max effekt batteribank (MW)
H1	Bodø-Væran 18-539	2106	Bodø	5	30,3	9,1	0,7
			Helligvær	5	43,1	22,4	1,0
H2	Evenes-Kjeldebotn 18-615	96	Evenes	30	0,2	0,1	0,1
			Kjeldebotn	5	1,6	0,4	0,1
H3	Ytre Gildeskål 18-445	2393	Bodø	80	2,3	2,1	0,3
			Inndyr	5	10	7,5	3,7
H4	Rørøy-Brønnøysund-Sandnessjøen 18-151/159	715	Brønnøysund	10	10,0	3,2	1,0
			Rørøy	5	9,6	7,7	0,4
			Sandnessjøen	170	0,5	0,5	0,0
H5	Bindalseidet-Harangsfjord 18-111	422	Bindalseid	5	8,5	2,7	0,7
			Terråk	5	8,5	6,9	0,4
			Harangsfjord	5	8,5	8,5	0,1
H6	Reinefjorden 18-773	460	Reine	305	0,1	0,1	0,1
H7	Meløybassenget 18-433	484	Ørnes	5	10,2	2,0	2,0
H8	Tysfjorden 18-585	377	Drag	5	9,6	5,5	0,4
			Kjøpsvik	5	7,8	2,1	2,1
			Musken	5	9,6	9,6	0,1

<sup>10</sup> For samband som består av ulike delstrekninger, er energibehovet for de ulike delstrekningene vektet med antall turer per delstrekning for å få gjennomsnittlig energibehov

ID	Samband	Energibehov per gj. sn. overfart <sup>10</sup> (kWh)	Kai	Min. oppholdstid ved kai (min)	Max effekt lading (MW)	Gj.sn, effekt lading (MW)	Max effekt batteribank (MW)
			Storå	5	2,4	2,4	0,0
H9	Rødøy 18-411	2403	Myken	530	0,3	0,3	0,1
			Vågaholmen	30	4,6	2,8	0,5
H10	Herøy 18-172	1961	Vega	620	0,2	0,2	0,1
			Sandnessjøen	45	3,0	1,7	0,7
H11	Myre-Øksnes-Vestbygd 18-866	658	Myre	15	5,0	1,6	1,2
H12	Visten 18-167	610	Bønå	5	9,4	4,7	0,1
			Forvik	5	11,0	8,9	0,4
			Tjøtta	55	0,8	0,5	0,2
H13	Hadsel 18-837	1149	Stokmarknes	10	9,8	2,6	0,8
H14	NEX 1	10339	Sandnessjøen	555	1,2	1,2	0,5
			Bodø	270	2,6	2,6	0,5
H15	NEX 2	10690	Bodø	115	6,9	6,3	1,6
			Svolvær	515	1,2	1,2	0,4
H16	Træna lokal 18-195	503	Træna	10	3,7	1,6	0,5
H17	Træna 18-191	3478	Træna	5	70,2	43,8	2,0
H17	Træna 18-191	3478	Sandnessjøen	5	56,6	29,9	0,5
H18	Lurøy 18-193	619	Sørnesøy	615	0,1	0,1	0,1
			Stokkvågen	10	2,3	1,7	0,1
			Onøy	5	11,0	3,8	0,2
			Tonnes	5	11,0	10,8	0,2

## 3.2 Basis/referansescenario

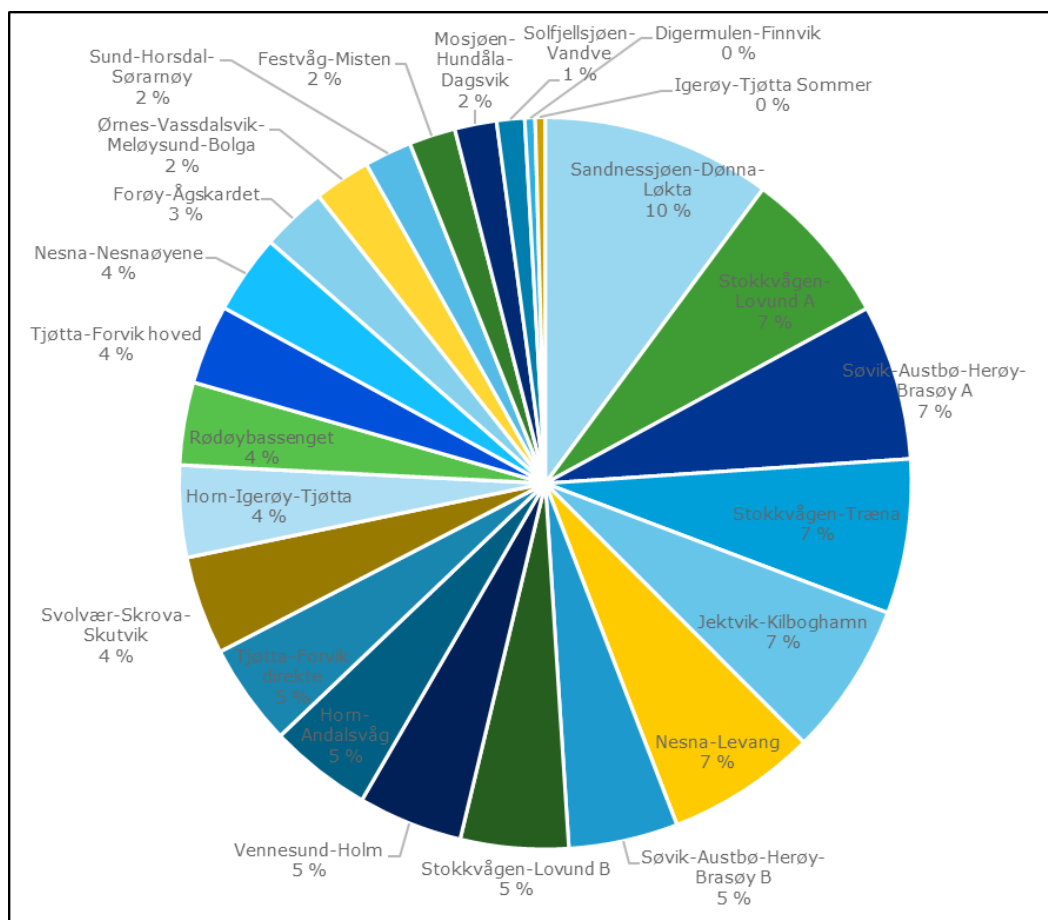
Basis scenariet er med fossil diesel og dagens båter.

### 3.2.1 Ferge

For fergene estimerer vi et årlig utslipp på rundt 34 500 tonn CO<sub>2</sub>. Dette er beregnet på bakgrunn av ruteplaner og energibehov per overfart, og antatt at alt forbruk dekkes av MGO. Det er altså ikke tatt hensyn til eventuelle batteriferges som allerede er i drift på enkelte av sambandene, som for eksempel Tjøtta-Forvik og Vennesund-Holm, da vi ikke har detaljer om elektrifiseringsgrad for disse sambandene. Estimateret er altså ikke å betrakte som et detaljert utslippsregnskap for fergesambandene i Nordland.

Figur 3-1 viser bidragene fra de ulike fergesambandene. Størst bidrag er fra sambandene Søvik-Austbø-Herøy-Brasøy og Stokkvågen-Lovund, hvert på rundt 12 % (disse er delt opp i to ferger i figuren). Vi ser at seks samband utgjør over halvparten av utslippene, mens de seks sambandene med lavest utslipp totalt bidrar med rundt 8 %.

Videre viser Tabell 3-3 estimerte drivstoffkostnader og CO<sub>2</sub>-utslipp for alle sambandene. Totale årlige drivstoffutgifter er anslått til 81,5 MNOK. Dette utslippet og kostnadsbildet er det vi sammenligner med i analysen av alternative teknologier.



Figur 3-1: Fordeling av CO<sub>2</sub>-utslipp fra fergesambandene



**Tabell 3-3: Estimerte drivstoffkostnader (OPEX), nåverdi over 10 år (NNV) og årlig CO2-utslipp fra fergesambandene ved drift på MGO**

ID	Samband	OPEX (MNOK/år)	NNV (MNOK)	CO2 (tonn/år)
F1	Vennesund-Holm	4,2	28,7	1589
F2	Horn-Igerøy-Tjøtta	3,7	25,2	1395
F3	Horn-Andalsvåg	4,1	28,2	1559
F4	Igerøy-Tjøtta Sommer	0,4	2,7	151
F5	Tjøtta-Forvik direkte	4,1	28,1	1555
F6	Tjøtta-Forvik hoved	3,2	21,8	1209
F7	Søvik-Austbø-Herøy-Brasøy A	6,2	42,7	2363
F8	Søvik-Austbø-Herøy-Brasøy B	4,4	30,0	1661
F9	Sandnessjøen-Dønna-Løkta	9,1	63,0	3488
F10	Solfjellsjøen-Vandve	1,1	7,6	423
F11	Nesna-Levang	6,0	41,2	2281
F12	Nesna-Nesnøyene	3,2	21,8	1207
F13	Stokkvågen-Lovund A	6,3	43,1	2387
F14	Stokkvågen-Lovund B	4,3	29,6	1640
F15	Digermulen-Finnvik	0,4	2,9	158
F16	Svolvær-Skrova-Skutvik	3,9	27,0	1497
F17	Festvåg-Misten	1,8	12,8	706
F18	Rødøybassenget	3,3	22,7	1258
F19	Jektvik-Kilboghamn	6,1	42,1	2328
F20	Forøy-Ågskardet	2,6	18,0	999
F21	Mosjøen-Hundåla-Dagsvik	1,7	11,5	637
F22	Ørnes-Vassdalsvik-Meløysund-Bolga	2,3	15,5	860
F23	Sund-Horsdal-Sørarnøy	1,9	13,0	722
F24	Stokkvågen-Træna	6,2	42,5	2350

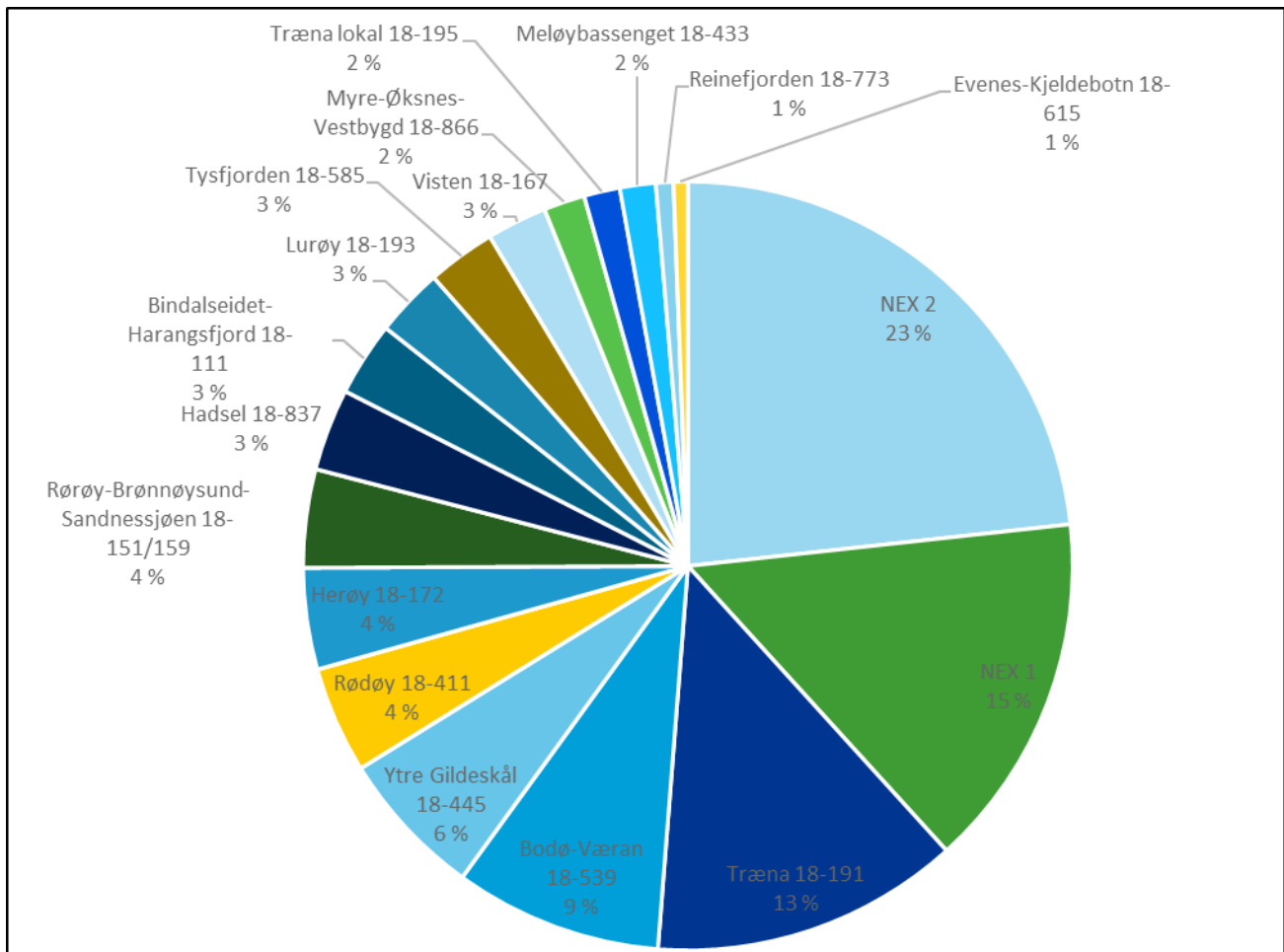
ID	Samband	OPEX (MNOK/år)	NNV (MNOK)	CO2 (tonn/år)
<b>Sum</b>		<b>90,1</b>	<b>621,9</b>	<b>34425</b>

### 3.2.2 Hurtigbåt

For fergene estimerer vi et årlig utslipp på rundt 34 000 tonn CO<sub>2</sub>. Dette er beregnet på bakgrunn av ruteplaner og energibehov per overfart, og antatt at alt forbruk dekkes av MGO. Siden rutene er komplekse og varierer fra dag til dag, vil faktisk utseilt distanse kunne være noe annet enn planlagt fra ruteplan på grunn av ringeturer etc. På grunn av dette har det vært behov for å forenkle ruteplanene i analysen. Estimaten er heller ikke å betrakte som et detaljert utslippsregnskap for hurtigbåtsambandene i Nordland.

Figur 3-2 viser bidragene fra de ulike hurtigbåtsambandene. Klart størst bidrag er fra de to store ekspressbåtrutene NEX 2 og NEX 1, der forbruket utgjør henholdsvis 23 % og 15 % av totalen. Sammen med trønaruten utgjør dette rundt halvparten av utslippet fra hurtigbåtene. På den andre siden er det mange småsamband som utgjør lite av totalen.

Videre viser Tabell 3-4 estimerte drivstoffkostnader og CO<sub>2</sub>-utslipp for alle sambandene. Totale årlige drivstoffutgifter er anslått til 89 MNOK. Dette utslippet og kostnadsbildet er det vi sammenligner med i analysen av alternative teknologier.



**Figur 3-2: Fordeling av CO<sub>2</sub>-utslipp fra hurtigbåtsambandene**

**Tabell 3-4: Estimerte drivstoffkostnader (OPEX), nåverdi over 10 år (NNV) og årlig CO2-utslipp fra hurtigbåtsambandene ved drift på MGO**

ID	Samband	OPEX (MNOK/år)	NNV (MNOK)	CO2 (tonn/år)
H1	Bodø-Væran 18-539	8	57	2960
H2	Evenes-Kjeldebotn 18-615	1	4	203
H3	Ytre Gildeskål 18-445	6	41	2102
H4	Rørøy-Brønnøysund-Sandnessjøen 18-151/159	4	27	1401
H5	Bindalseidet-Harangsfjord 18-111	3	20	1056
H6	Reinefjorden 18-773	1	5	250
H7	Meløybassenget 18-433	1	10	510
H8	Tysfjorden 18-585	3	19	976
H9	Rødøy 18-411	4	29	1520
H10	Herøy 18-172	4	28	1447
H11	Myre-Øksnes-Vestbygd 18-866	2	11	586
H12	Visten 18-167	2	17	858
H13	Hadsel 18-837	3	23	1171
H14	NEX 1	13	98	5086
H15	NEX 2	21	152	7888
H16	Træna lokal 18-195	1	10	512
H17	Træna 18-191	12	85	4400
H18	Lurøy 18-193	3	19	979
<b>Sum</b>		<b>89</b>	<b>653</b>	<b>33 904</b>

## 3.3 Alternative teknologier

Dette kapitlet gir en beskrivelse av de alternative teknologiene som er vurdert for ferger og hurtigbåter. I hvert delkapittel gjør vi kort rede for markedsmessig modenhet for hvert alternativ, samt forutsetningene vi legger til grunn i analysen.

### 3.3.1 Elektrifisering

#### Markedsmessig modenhet

Elektrifisering av fergesamband har de siste årene skutt fart, og i Norge vil det innen få år være elektrisk drift ved over 50 fergesamband<sup>11</sup>. Dette omfatter de aller fleste riksvegfergesamband og en hel del fylkeskommunale fergesamband, særlig i Vestland og Møre og Romsdal. Batterifergene er i all hovedsak plug-in hybride, det vil si at de har redundant dieselmaskineri om bord for å sikre drift også ved bortfall av strøm eller for å dekke de mest energikrevende overfartene. Andelen elektrisk drift (hybridiseringsgraden) bestemmes gjerne av kravene oppdragsgiver stiller. Fra et driftsøkonomisk synspunkt er det rasjonelt å drifte mest mulig elektrisk, siden strømprisen (kraftpris pluss nettleie) de aller fleste steder er billigere enn å drifte med MGO. Likevel kan det være høye investeringskostnader – for eksempel på grunn av høye ladeeffekter og resulterende høye nettoppgraderingskostnader – som gjør at samband med batteriferger driftes delvis på MGO. Fergene har plass til store batterier, og infrastrukturen er generelt en større barriere for elektrifisering enn batteristørrelsen.

Elektrifisering av hurtigbåtruter innebærer større utfordringer rundt vekt- og volumkapasitet om bord. Per i dag er det ikke elektriske hurtigbåter i drift, men enkelte ruter er nær oppstart. For hurtigbåter kan det også være aktuelt med deelektrisk drift med redundant dieselsystem om bord, særlig for større fartøy over lange distanser. For de lengre distansene kan behovet for store batterier gi større fartøy enn de konvensjonelle som går i dag. Per i dag er det ikke kjent hvilke ladeløsninger som vil være de mest aktuelle for hurtigbåter. En hurtigbåt vil være mer utsatt for vær og bølger under opphold ved kai enn ferger, og fleksible tilkoblinger kan være mer aktuelt enn de fikserte ladepluggene som de fleste fergene benytter.

#### Forutsetninger i analyse

Tabell 3-5 gir en oversikt over investeringskostnader som vi legger til grunn i analysen av elektrifisering. Batterisystemet er den viktigste komponenten. Batteristørrelsen estimeres basert på energibehov for overfartene, effektbehovet for lading/utlading og antallet ladesykluser. Her modellerer vi ulike teknologier – modellen velger den billigste som oppfyller kriteriene til C-rate (forholdet mellom ladeeffekt og batteristørrelse) og som samtidig opprettholder minst 80 % batterikapasiteten gjennom 10 års levetid. Vi legger også på en kostnad for kraftomformer for batterisystem om bord og på land. Merk at investeringskostnadene er *merkostnader* i forhold til et konvensjonelt fartøy. Siden fartøyet antas å være plug-in hybrid, er konvensjonelt dieselmaskineri inkludert i basiskostnaden for fartøyet.

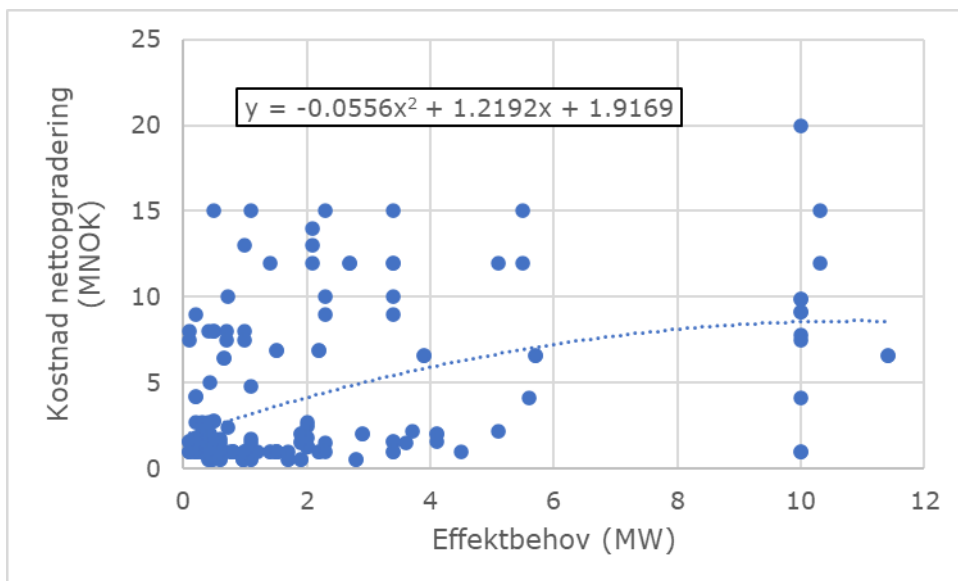
Investeringskostnaden for ladeplugg er usikker, særlig for høyere effekter. De fleste systemer på markedet i dag leverer lavspenning for effekter opp mot 3-5 MW, mens for høyere effektnivå kan det være aktuelt med høyspenning. Siden de høyeste ladeeffektene per i dag er rundt 10 MW ved enkelte fergesamband, setter vi i analysen en begrensning på 10 MW ladeeffekt. For ruter som har høyere effektbehov enn dette for å gi helelektrifisering, antar vi i modellen da deelektrisk drift.

<sup>11</sup> <https://www.tu.no/artikler/disse-fergestrekningene-far-elferger/501410>

**Tabell 3-5: Investeringskostnader lagt til grunn i analyse av elektrifisering for ferger og hurtigbåter**

Parameter	Verdi	Kommentar
Investeringskostnad batterisystem om bord og på land (C-rate lading/C-rate utlading) <ul style="list-style-type: none"> <li>• NMC 1 (3C/6C)</li> <li>• NMC 2 (3C/3C)</li> <li>• NMC 3 (1C/1C)</li> <li>• LTO (5C/8C)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 10 000 NOK/kWh</li> <li>• 8 000 NOK/kWh</li> <li>• 6 800 NOK/kWh</li> <li>• 14 000 NOK/kWh</li> </ul>	De fire batteriteknologiene har ulike tekniske kapabiliteter når det gjelder C-rater. Hvilken batteriteknologi som velges for det enkelte fartøy avhenger av antall sykluser (lading/utlading) og forhold mellom ladeeffekt og batteristørrelse (C-rate).
Investeringskostnad kraftomformer	2000 NOK/kW	
Investeringskostnad ladeplugg	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ladeeffekt &lt; 3 MW: 5 MNOK</li> <li>• Ladeeffekt 3-6 MW: 10 MNOK</li> <li>• Ladeeffekt &gt; 6 MW: 15 MNOK</li> </ul>	
Investeringskostnad nettoppgradering	Se Figur 3-3	Nettoppgraderingskostnaden er svært avhengig av lokale forhold i området ved kaiene (tilgjengelig kapasitet i dagens nett, avstand til distribusjonsnett etc.)

Nettoppgraderingskostnaden er svært avhengig av lokale forhold i området ved kaiene (tilgjengelig kapasitet i dagens nett, avstand til distribusjonsnett etc.). I tidligere DNV GL-rapport (DNV GL, 2017) ble det samlet inn en rekke kostnader for nettoppgradering til ulike effektnivå ved ulike fergekaier i Nordland. Disse er vist i Figur 3-3. Vi ser at det er liten korrelasjon mellom effektbehov og nettoppgraderingskostnad. I analysen er de innsamlede kostnadstallene brukt for de kaiene der vi har innsamlet data, og for de andre kaiene er det brukt en middelvei (linjen i figuren). Det er altså heftet betydelig usikkerhet ved nettoppgraderingskostnadene i analysen – i videre arbeider med elektrifisering av konkrete samband bør oppdaterte kostnader spesifikt for de aktuelle kaiene innhentes.



**Figur 3-3: Nettoppgraderingskostnader ved ulike effektbehov, fergekaier i Nordland**

### 3.3.2 Hydrogen

#### Markedsmessig modenhet

I Norge er det per i dag ingen hydrogenferger i drift. Riksvegfergesambandet Hjelmeland-Skipavik-Nesvik skal etter planen starte opp med hydrogendrift i 2021/2022 – her er det tilkjørt flytende hydrogen som skal benyttes, og det er krav om at 50 % av energibehovet til den hydrogenelektriske fergen skal dekkes av hydrogen. Ved Finnøysambandet i Rogaland er det også planer om å sette en hydrogenferge i drift i 2022, men endelig investeringsbeslutning er ikke tatt – denne fergen skal benytte komprimert hydrogen<sup>12</sup>. Videre er det stilt krav om hydrogendrift i riksvegfergesambandet Bodø-Værøy-Røst-Moskenes, med oppstart rundt 2025<sup>13</sup>. Det sistnevnte sambandet er svært energikrevende og realisering av hydrogendrift her vil være et stort teknologisk steg og samtidig kunne gi et marked for flere hydrogenkonsumenter i landet.

For hurtigbåter er det per i dag ikke kjent planer om samband med hydrogendrift. Men en rekke utredninger og utviklingsløp er gjennomført, og når det fremover vil stilles miljøkrav til hurtigbåter forventer vi at vurderinger av teknologivalg vil særlig stå mellom batteridrift og hydrogendrift. Den store forskjellen på disse to er at førstnevnte gir reduserte energikostnader sammenlignet med MGO-drift, mens sistnevnte gir økte energikostnader. Hydrogen kan videre gi lavere investeringskostnader enn batteri i tilfeller der svært energikrevende overfarter gir uforholdsmessig store batterier, eller der infrastrukturkostnadene er svært høye på grunn av høye effektbehov eller manglende nettkapasitet.

#### Forutsetninger i analyse

Da det ikke foreligger erfaringstall rundt kostnader for hydrogenfartøy, benytter vi kostnader oppgitt fra leverandører. Kostnadskomponentene vi inkluderer er fremdriftssystem (brenselceller med tilhørende

<sup>12</sup> <https://www.skipsrevyen.no/article/neste-aar-kan-finnoesambandet-faa-hydrogenferge/>

<sup>13</sup> <https://www.tu.no/artikler/utsetter-oppstart-for-hydrogenferger/505688>

system) og hydrogentanker med tilhørende gasshåndteringssystem. Ettersom dette er ny teknologi for operatørene, er det også å forvente at det vil være ekstrakostnader knyttet til utvikling, risikohåndtering etc. Vi inkluderer ikke dette, og investeringskostnadene vi estimerer for hydrogenfartøy kan antas å være mer representative når teknologien har modnet videre fra der den er i dag. Tabell 3-6 viser investeringskostnadene vi benytter. Tankstørrelsen vil avhenge av hvor ofte det bunkres hydrogen. Det kan gjerne være mer aktuelt å bunkre ofte med komprimert hydrogen (gjerne lokalprodusert fra mindre anlegg) enn med flytende hydrogen (forutsetter sentralisert produksjon i større anlegg), men for enkelhet er det antatt bunkring annenhver dag for alle samband. Totalkostnadsbildet endres ikke mye om det antas en annen bunkringsfrekvens, ettersom det er brenselcellekostnaden som er den dominerende delen av investeringskostnaden.

**Tabell 3-6: Investeringskostnader lagt til grunn i analyse av hydrogendrift for ferger og hurtigbåter**

Parameter	Verdi	Kommentar
Investeringskostnad brenselcellesystem	20 000 NOK/kW	Dette inkluderer brenselcellemoduler, kraftomformere, rørsystem etc. Det antas en levetid på 5 år for brenselcellestabelen, antatt 30 % av kostnaden.
Investeringskostnad tanksystem, flytende hydrogen	3000 NOK/kg lagret hydrogen	
Investeringskostnad tanksystem, komprimert hydrogen	4200 NOK/kg lagret hydrogen	

### 3.3.3 Biogass

#### Markedsmessig modenhet

Bruk av flytende biogass (LBG) er fullt kompatibelt med dagens LNG-infrastruktur for skip. Biogass er hovedsakelig flytendegjort metan, slik LNG også er flytendegjort metan. Forskjellen er opphavet til gassen; LNG kommer fra fossile kilder, men LBG kommer fra biomasse. Derfor kan ferger som i dag benytter LNG også benytte LBG uten at det er krav til justeringer/endringer om bord.

Det eksisterer ikke gassdrevne hurtigbåter i dag, men dette er teknologisk mulig.

Det er imidlertid begrensede volumer LBG tilgjengelig i Norge i dag – den største produsenten i landet er Biokrafts anlegg ved Skogn. Ifølge Miljødirektoratet er det på kort sikt planer om utbygging som gir til sammen 600 GWh (rundt 44 000 tonn) produksjonskapasitet i Norge (Miljødirektoratet, 2020).

### Forutsetninger i analyse

Det foreligger erfaringstall for merkostnaden ved investering i gassferge. Dette er brukt i analysen av LBG som teknologi på ferger, som vist i Tabell 3-7. For hurtigbåter benytter vi komponentkostnader for gasstank og -motor.

**Tabell 3-7: Investeringskostnader lagt til grunn i analyse av biogassdrift for ferger og hurtigbåter**

Parameter	Verdi	Kommentar
Merkostnad, gassferge <ul style="list-style-type: none"><li>• Opp til 35 PBE</li><li>• 35-50 PBE</li><li>• Over 50 PBE</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• 10 MNOK</li><li>• 15 MNOK</li><li>• 20 MNOK</li></ul>	Tatt fra rapport (Statens vegvesen, 2015)
Merkostnad, gasstanksystem hurtigbåt	325 NOK/kg lagret	
Merkostnad, gassmotor hurtigbåt	1700 NOK/kW	

### 3.3.4 HVO

#### Markedsmessig modenhet

HVO kan brukes på vanlige dieselmotorer på ferger og hurtigbåter. I Norge har det vært tre ferger i Sognefjorden som har gått på HVO siden 2016<sup>14</sup>. Disse avløses av batteriferger. For en hel del riksvegfergesamband og enkelte fylkesvegsamband er det stilt krav om at energiforbruket når den plug-in hybride fergen ikke har tilgjengelig strøm dekkes av HVO.

HVO produseres i dag i betydelige volumer og produksjon og etterspørsel fremover er ventet å øke betydelig (Miljødirektoratet og Sjøfartsdirektoratet, 2018). Solgt mengde avansert biodrivstoff i Norge har økt markant de siste årene, og i 2019 ble det solgt ca. 180 000 tonn avansert biodrivstoff i Norge<sup>15</sup> (kun en liten andel av dette til skipsfarten).

#### Forutsetninger i analyse

Det er ingen merinvesteringskostnader ved bruk av HVO sammenlignet med MGO på ferger og hurtigbåter.

## 3.4 Resultater for ferger

Her presenteres resultater for de forskjellige energibærerne.

### 3.4.1 Elektrifisering

Vi har satt opp et scenario der alle sambandene er elektrifisert. Dette innebærer for de aller fleste sambandene helelektrisk drift. For enkelte samband der ruteplanen gir svært høye ladeeffekter på enkelte kaier er elektrifiseringsgraden noe lavere. For litt over halvparten av sambandene er lading via batteribank på kaien den mest kostnadseffektive løsningen. For de resterende er det direkte lading fra

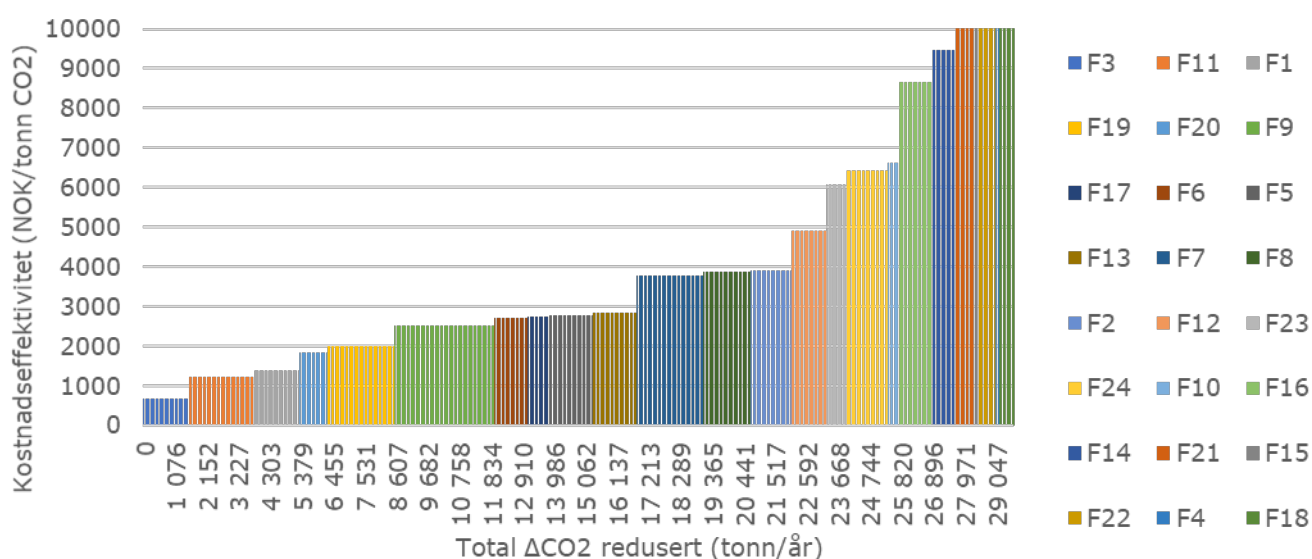
<sup>14</sup> <https://www.tu.no/artikler/de-bli-er-verdens-tre-forste-ferger-pa-kun-biodrivstoff/275609>

<sup>15</sup> <https://www.miljodirektoratet.no/ansvarsomrader/klimateknologi/fornybar-energi/biodrivstoff/>



nettet mest effektivt. For de fleste fergene er estimert batteristørrelse om bord mellom 1 og 2 MWh, mens de mest energikrevende sambandene har installert batteri på 4-5 MWh.

Figur 3-4 viser årlige CO<sub>2</sub>-reduksjoner og kostnad per tonn redusert CO<sub>2</sub> for alle sambandene. Vi ser at kostnadene varierer stort; for sambandene med høyest tiltakskostnad er kostnaden godt over 10000 NOK/tonn CO<sub>2</sub>, mens 10 samband har en tiltakskostnad under 3000 NOK/tonn CO<sub>2</sub>. Generelt sett er de mest kostnadseffektive sambandene de sambandene med relativt høyt årlig forbruk, siden elektrifisering av disse reduserer mest utslipp. Ellers er kostnadene for nettoppgradering svært lokalt avhengig og vil derfor gi store variasjoner i total kostnadene for de ulike sambandene.



**Figur 3-4: Kostnadseffektivitet (y-akse) og årlige CO<sub>2</sub>-utslippsreduksjoner (x-akse) for elektrifisering av fergesambandene. Merk at y-aksen går til 10000.**

Tabell 3-8 oppsummerer resultatene for elektrifisering. Totalt reduseres nær 30 000 tonn CO<sub>2</sub>, rundt 86 % av totalutslippene fra fergesambandene. De ti sambandene med lavest kostnad per tonn redusert CO<sub>2</sub> står for godt over halvparten av utslippsreduksjonene og har en total tiltakskostnad på 2037 NOK/tonn CO<sub>2</sub>. Investeringskostnadene for disse er estimert til 550 MNOK. Samlet sett er tiltakskostnaden for elektrifisering av alle sambandene estimert til 4524 NOK/tonn CO<sub>2</sub>. Vi ser at energikostnadene (ΔOPEX) omtrent halveres fra energikostnadene ved MGO-drift (Tabell 3-3). Beregnede nettleier varierer betydelig mellom sambandene – fra rundt 20 øre/kWh til over 1 NOK/kWh.

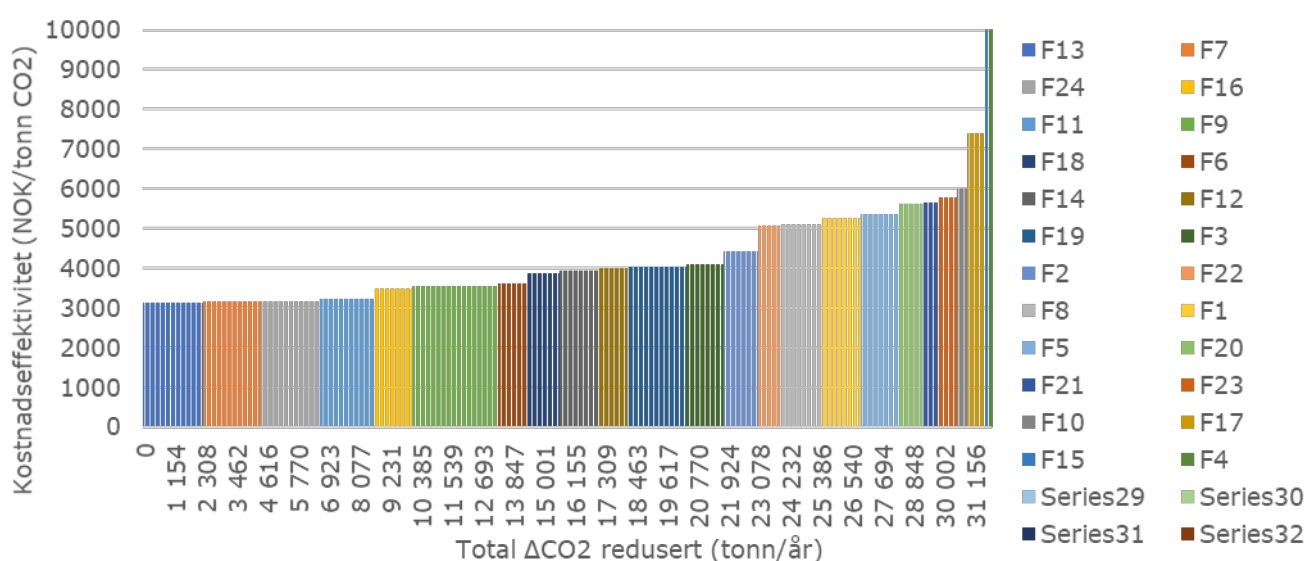
**Tabell 3-8: Oppsummering av kostnader og utslippsreduksjoner, elektrifisering av fergesamband**

Samband	$\Delta$ CAPEX (MNOK)	$\Delta$ OPEX (MNOK/år)	$\Delta$ CO2 (tonn/år)	NOK/tonn CO <sub>2</sub>
De ti sambandene med laveste tiltakskostnad	550	-28	16 757	2037
Øvrige samband	1113	-16	12 829	7773
Totalt	1663	-44	29 585	4524

### 3.4.2 Hydrogen

I vurderingen av hydrogen finner vi at bruk av komprimert gass gjennomgående gir lavere kostnader per redusert tonn CO<sub>2</sub> enn bruk av flytende nedkjølt gass. Dette er hovedsakelig på grunn av den høyere prisen for flytende hydrogen, men også på grunn av noe høyere totalutslipp ved bruk av flytende (mer energi går med til å kjøle ned gassen til flytende fase enn å komprimere hydrogen). Om vi brukte 0 som utslippsfaktor for strøm (og hydrogen) ville ikke denne forskjellen i utslippet framkommet av resultatene. Figur 3-5 viser årlige CO<sub>2</sub>-reduksjoner og kostnad per tonn redusert CO<sub>2</sub> for alle sambandene.

Kostnadseffektiviteten – kostnad per tonn redusert CO<sub>2</sub> – viser her mindre forskjeller mellom sambandene enn for elektrifisering. Dette er fordi energikostnaden er utslagsgivende for totalkostnaden, og denne er proporsjonal med det årlige energibehovet. I realiteten kunne det tenkes at hydrogenprisen (NOK per tonn levert hydrogen på sambandet) vil variere noe mellom de ulike sambandene, avhengig av hvor hydrogenet produseres og hvor langt det må transporteres. Dette er ikke reflektert i analysen – vi bruker samme pris uansett hvor hydrogenet brukes. Som for elektrifisering er de mest kostnadseffektive sambandene generelt sett de sambandene med relativt høyt årlig forbruk, siden disse reduserer mest utslipp (nevneren i brøken NOK/tonn CO<sub>2</sub>).



**Figur 3-5: Kostnadseffektivitet (y-akse) og årlige CO<sub>2</sub>-utslippsreduksjoner (x-akse) for hydrogendrift på fergesambandene. Merk at y-aksen går til 10000.**

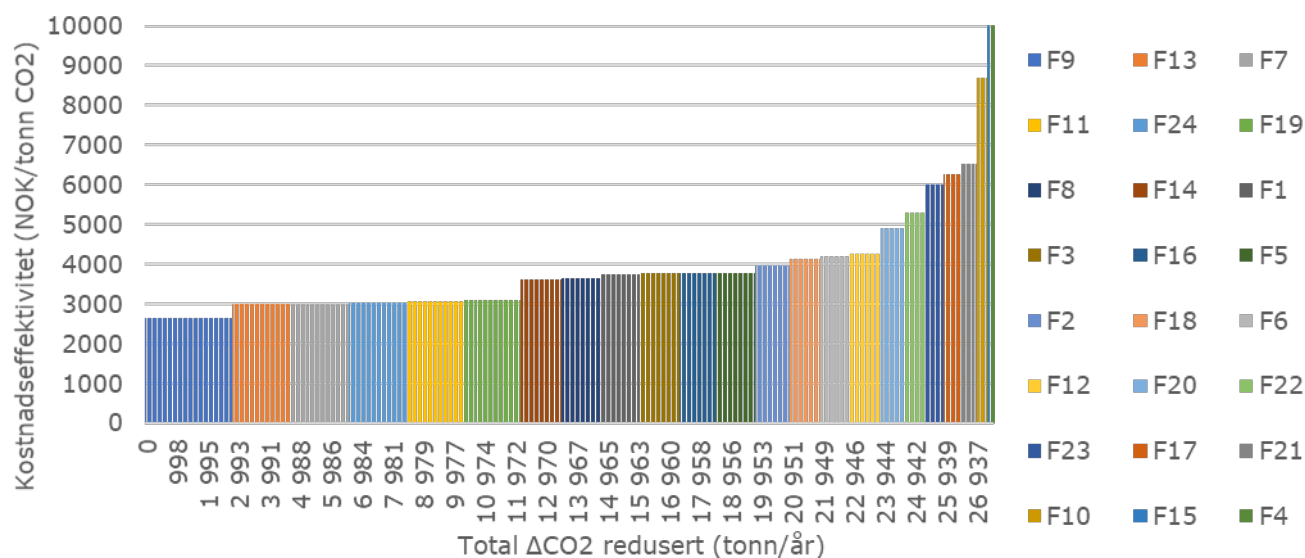
Tabell 3-9 oppsummerer resultatene for hydrogendrift. Totalt reduseres nær 32 000 tonn CO<sub>2</sub>, rundt 92 % av totalutslippene fra fergesambandene. De ti sambandene med lavest kostnad per tonn redusert CO<sub>2</sub> står for godt over halvparten av utslippsreduksjonene og har en total tiltakskostnad på 3447 NOK/tonn CO<sub>2</sub>. Investeringskostnadene for disse er estimert til 420 MNOK. Samlet sett er tiltakskostnaden for hydrogendrift på alle sambandene estimert til 4229 NOK/tonn CO<sub>2</sub>. Vi ser at energikostnadene ( $\Delta$ OPEX) øker med 49 MNOK/år – omtrent 60 % høyere enn ved MGO-drift.

**Tabell 3-9: Oppsummering av kostnader og utslippsreduksjoner, hydrogendrift av fergesamband**

Samband	$\Delta$ CAPEX (MNOK)	$\Delta$ OPEX (MNOK/år)	$\Delta$ CO <sub>2</sub> (tonn/år)	NOK/tonn CO <sub>2</sub>
De ti sambandene med laveste tiltakskostnad	420	28	18 141	3447
Øvrige samband	563	21	13 592	5272
Totalt	983	49	31 733	4229

### 3.4.3 Biogass

For biogass vurderer vi kun flytende biogass for ferger. Med utslippsfaktoren som er benyttet i beregningene resulterer det i omtrent 80 % CO<sub>2</sub>-reduksjon. Figur 3-6 viser årlige CO<sub>2</sub>-reduksjoner og kostnad per tonn redusert CO<sub>2</sub> for alle sambandene. Kostnadseffektiviteten er som for hydrogendrift relativt jevn mellom sambandene. Dette er fordi energikostnaden er utslagsgivende for totalkostnaden, og denne er proporsjonal med det årlige energibehovet. Fordelen med dette teknologialternativet er at gassferger er en velprøvd teknologi i markedet siden det er flere gassferger i det norske fergemarkedet allerede.



**Figur 3-6: Kostnadseffektivitet (y-akse) og årlige CO<sub>2</sub>-utslippsreduksjoner (x-akse) for biogass på fergesambandene. Merk at y-aksen går til 10000.**

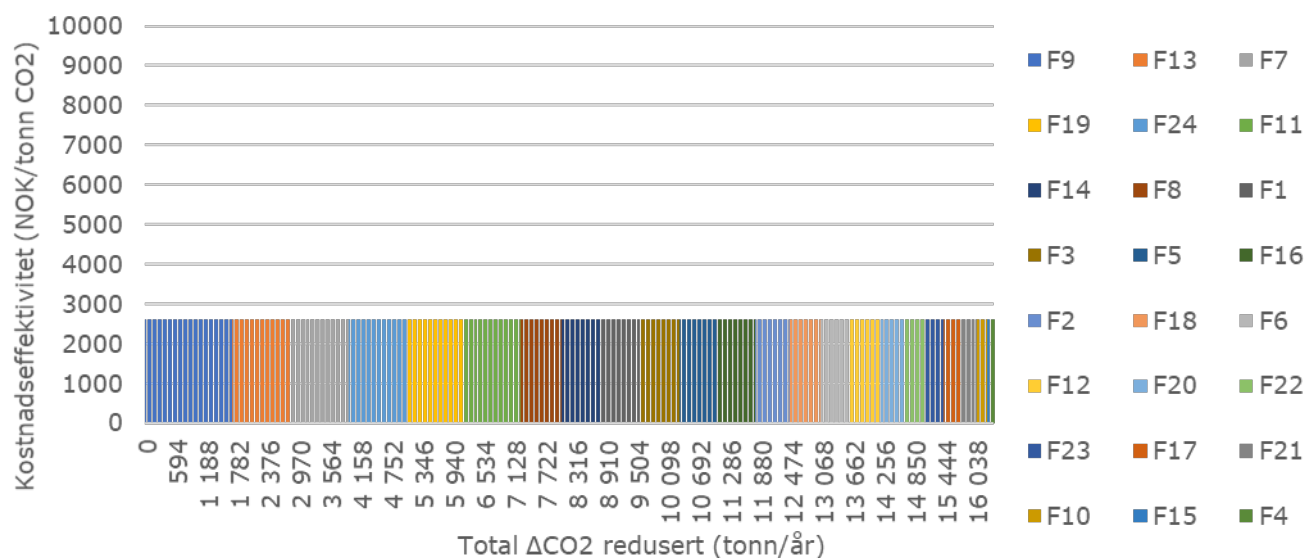
Tabell 3-9 oppsummerer resultatene for biogass. Totalt reduseres nær 27 500 tonn CO<sub>2</sub>, lik 80 % av totalutslippene fra fergesambandene. De ti sambandene med lavest kostnad per tonn redusert CO<sub>2</sub> står for godt over halvparten av utslippsreduksjonene og har en total tiltakskostnad på 3173 NOK/tonn CO<sub>2</sub>. Merinvesteringskostnadene for disse er estimert til 265 MNOK. Samlet sett er tiltakskostnaden for biogass på alle sambandene estimert til 3887 NOK/tonn CO<sub>2</sub>. Vi ser at energikostnadene (ΔOPEX) øker med 61 NOK/år – omtrent 68 % høyere enn ved MGO-drift.

**Tabell 3-10: Oppsummering av kostnader og utslippsreduksjoner, biogassdrift på fergesambandene**

Samband	ΔCAPEX (MNOK)	ΔOPEX (MNOK/år)	ΔCO <sub>2</sub> (tonn/år)	NOK/tonn CO <sub>2</sub>
De ti sambandene med laveste tiltakskostnad	265	38	17 252	3173
Øvrige samband	353	23	10 184	5098
Totalt	618	61	27 436	3887

### 3.4.4 HVO

Bruk av biodiesel (HVO) gir som tidligere beskrevet kun en operasjonell merkostnad. Det gir imidlertid kun en halvering av CO<sub>2</sub>-utslippene sammenlignet med MGO-drift. Ettersom det ikke er noen merinvestering på fartøyet, er kostnadseffektiviteten lik for alle samband - både teller og nevner i brøken er proporsjonal med årlig energibehov. Dette er vist i Figur 3-7.



**Figur 3-7: Kostnadseffektivitet (y-akse) og årlige CO<sub>2</sub>-utslippsreduksjoner (x-akse) for HVO på fergesambandene.**

Tabell 3-9 oppsummerer resultatene for hydrogendrift. Totalt reduseres nær 16335 tonn CO<sub>2</sub>, lik 47 % av totalutslippene fra fergesambandene. Kostnadseffektiviteten for HVO er estimert til 2615 NOK/tonn CO<sub>2</sub>. Vi ser at energikostnadene ( $\Delta$ OPEX) øker med 61 NOK/år – omtrent 64 % høyere enn ved MGO-drift.

**Tabell 3-11: Oppsummering av kostnader og utslippsreduksjoner, HVO på fergesambandene**

Samband	$\Delta$ CAPEX (MNOK)	$\Delta$ OPEX (MNOK/år)	$\Delta$ CO <sub>2</sub> (tonn/år)	NOK/tonn CO <sub>2</sub>
Alle	0	58	16 335	2615

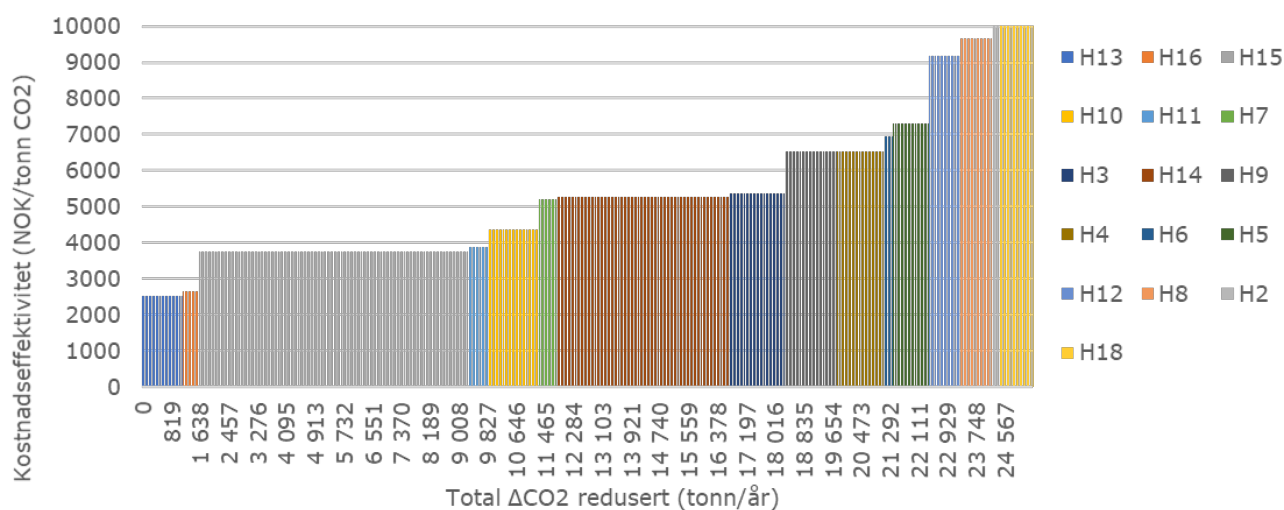
## 3.5 Resultater for hurtigbåter

### 3.5.1 Elektrifisering

Vi har satt opp et scenario der alle sambandene er elektrifisert så langt som mulig. Her har vi i så stor grad som mulig lagt inn ladesteder ved rutenes «endepunkter», stort sett ved 2-3 kaier for hver rute og for enkelte kun ved en kai. Dette minimerer effektbehovet ved lading, siden fartøyene typisk ligger her i lengre tid. Ladeeffektene ligger på denne måten stort sett mellom 1 og 2 MW, men for noen ruter på 4-5 MW. Effektbehovet til batteribanklading er gjennomgående lavere enn 1 MW. Få ladesteder og lave effektbehov gir også lavere investeringskostnader på land, noe som gir lavere total kostnader selv om batteriet om bord blir relativt stort for enkelte ruter. For de fleste rutene er direkte lading den mest kostnadseffektive løsningen. For rutene H1 Bodø-Væran og H17 Træna er ladeeffektene svært høye (godt over 10 MW), og elektrifisering vurderes til ikke å være mulig uten endringer i ruteplanen. For flere ruter – spesielt NEX 1 og NEX 2 – vil batteriene ha vesentlig større kapasitet enn 1-2 MWh som gjelder for de fleste. Behov for store batterier om bord er teknisk utfordrende og kan gi større båter enn i dag – effekten av dette for den enkelte ruten er ikke vurdert nærmere.

Figur 3-8 viser årlige CO<sub>2</sub>-reduksjoner og kostnad per tonn redusert CO<sub>2</sub> for alle rutene som kan elektrifiseres. Rutene er antatt å driftes helelektrisk, med unntak av NEX 1 og NEX 2.

Vi ser som for fergesambandene at kostnadene varierer stort og at tiltakskostnaden (NOK/tonn CO<sub>2</sub>). Generelt sett er de mest kostnadseffektive sambandene de sambandene med relativt høyt årlig forbruk, siden elektrifisering av disse reduserer mest utslipp. Siden vi ikke har faktiske nettoppgraderingskostnader for de ulike kaiene, men benytter middelverdien angitt i Figur 3-3, kan det godt tenkes at investeringskostnadene på land er underestimert for noen kaier og overestimert for andre.



**Figur 3-8: Kostnadseffektivitet (y-akse) og årlige CO<sub>2</sub>-utslippsreduksjoner (x-akse) for elektrifisering av hurtigbåtsambandene. Merk at y-aksen går til 10000.**

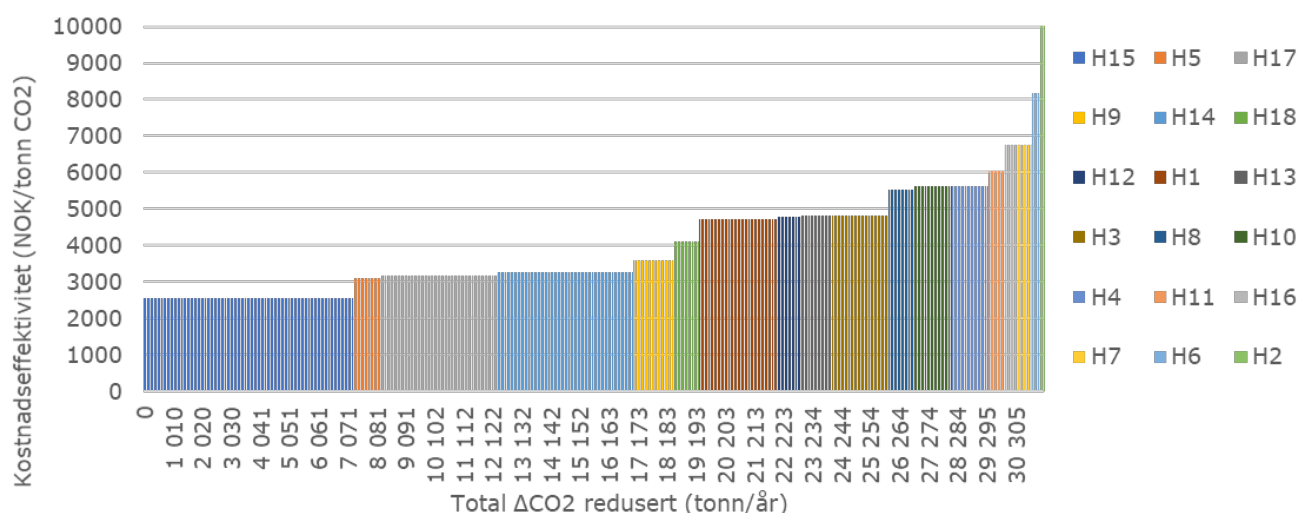
Tabell 3-12 oppsummerer resultatene for elektrifisering. Totalt reduseres nær 23 000 tonn CO<sub>2</sub>, rundt 67 % av totalutslippene fra hurtigbåtrutene. De ti rutene med lavest kostnad per tonn redusert CO<sub>2</sub> står for en stor andel av utslippsreduksjonene og har en total tiltakskostnad på 2661 NOK/tonn CO<sub>2</sub>. Investeringskostnadene for disse er estimert til 705 MNOK. Samlet sett er tiltakskostnaden for elektrifisering av alle sambandene estimert til 3745 NOK/tonn CO<sub>2</sub>.

**Tabell 3-12: Oppsummering av kostnader og utslippsreduksjoner, elektrifisering av hurtigbåtsamband**

Samband	ΔCAPEX (MNOK)	ΔOPEX (MNOK/år)	ΔCO <sub>2</sub> (tonn/år)	NOK/tonn CO <sub>2</sub>
De ti sambandene med laveste tiltakskostnad	705	-28	18 613	2661
Øvrige samband	378	-3	4 200	8551
Totalt	1083	-31	22 813	3745

### 3.5.2 Hydrogen

I vurderingen av hydrogen finner vi som for ferger at bruk av komprimert hydrogen gjennomgående gir lavere kostnader per redusert tonn CO2 enn bruk av flytende. Dette er hovedsakelig på grunn av den høyere prisen for flytende hydrogen, men også på grunn av noe høyere totalutslipp ved bruk av flytende (mer energi går med til å produsere flytende enn komprimert hydrogen). Om vi brukte 0 som utslippsfaktor for strøm (og hydrogen) ville ikke denne forskjellen i utslippet vært vist. Figur 3-9 viser årlige CO2-reduksjoner og kostnad per tonn redusert CO2 for alle rutene. Kostnadseffektiviteten – kostnad per tonn redusert CO2 – er her «jevne» mellom sambandene enn for elektrifisering. Dette er fordi energikostnaden er utslagsgivende for totalkostnaden, og denne er proporsjonal med det årlige energibehovet. I realiteten kunne det tenkes at hydrogenprisen (NOK per tonn levert hydrogen på rutene) vil variere noe mellom de ulike sambandene, avhengig av hvor hydrogenet produseres og hvor langt det må transporteres. Dette er ikke reflektert i analysen – vi bruker samme pris uansett hvor hydrogenet brukes.



**Figur 3-9: Kostnadseffektivitet (y-akse) og årlige CO2-utslippsreduksjoner (x-akse) for hydrogendrift på hurtigbåtsambandene. Merk at y-aksen går til 10000.**

Tabell 3-13 oppsummerer resultatene for hydrogendrift. Totalt reduseres nær 32 000 tonn CO2, rundt 92 % av totalutslippene fra fergesambandene. De ti sambandene med lavest kostnad per tonn redusert CO2 står for det aller meste av utslippsreduksjonene og har en total tiltakskostnad på 3466 NOK/tonn CO2. Merinvesteringskostnadene for disse er estimert til 603 MNOK. Samlet sett er tiltakskostnaden for hydrogendrift på alle sambandene estimert til 6141 NOK/tonn CO2. Vi ser at energikostnadene (ΔOPEX) øker med 48 NOK/år – omtrent 60 % høyere enn ved MGO-drift.

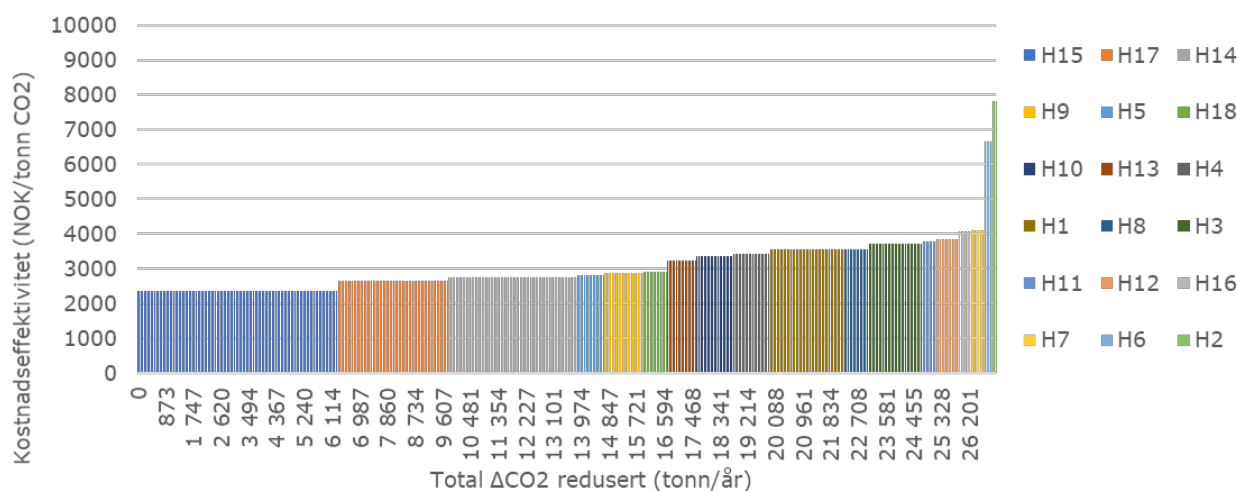
**Tabell 3-13: Oppsummering av kostnader og utslippsreduksjoner, hydrogendrift av fergesamband**

Samband	$\Delta$ CAPEX (MNOK)	$\Delta$ OPEX (MNOK/år)	$\Delta$ CO2 (tonn/år)	NOK/tonn CO <sub>2</sub>
De ti sambandene med laveste tiltakskostnad	603	40	25828	3466
Øvrige samband	272	8	5424	6141
Totalt	874	48	31252	3930

### 3.5.3 Biogass

Med flytende biogass får vi omtrent 80 % CO<sub>2</sub>-reduksjon med utslippsfaktoren vi benytter. Figur 3-10 viser årlige CO<sub>2</sub>-reduksjoner og kostnad per tonn redusert CO<sub>2</sub> for alle sambandene.

Kostnadseffektiviteten er her relativt jevn mellom sambandene som har et høyt årlig energiforbruk og derav stort redusert utslipp (de bredeste søylene i figuren) – i området 2000-3000 NOK/tonn CO<sub>2</sub>. Den relativt jevne kostnadseffektiviteten henger sammen med at det er energikostnaden (økningen ved å benytte LBG i stedet for MGO over 10 år) som er dominerende for totalkostnaden (merinvesteringskostnaden er lavere).



**Figur 3-10: Kostnadseffektivitet (y-akse) og årlige CO<sub>2</sub>-utslippsreduksjoner (x-akse) for biogass på hurtigbåtsambandene.**

Tabell 3-14 oppsummerer resultatene for biogass på alle hurtigbåtene. Totalt reduseres rundt 27 000 tonn CO<sub>2</sub>, lik 80 % av totalutslippene fra hurtigbåtsambandene. Som også Figur 3-10 viser er det de få store sambandene som gir det store bidraget til utslippsreduksjon. Merinvesteringskostnadene er totalt estimert til 375 MNOK. Samlet sett er tiltakskostnaden for biogass på alle sambandene estimert til 3023 NOK/tonn CO<sub>2</sub>. Vi ser at energikostnadene ( $\Delta$ OPEX) øker med 60 MNOK/år.

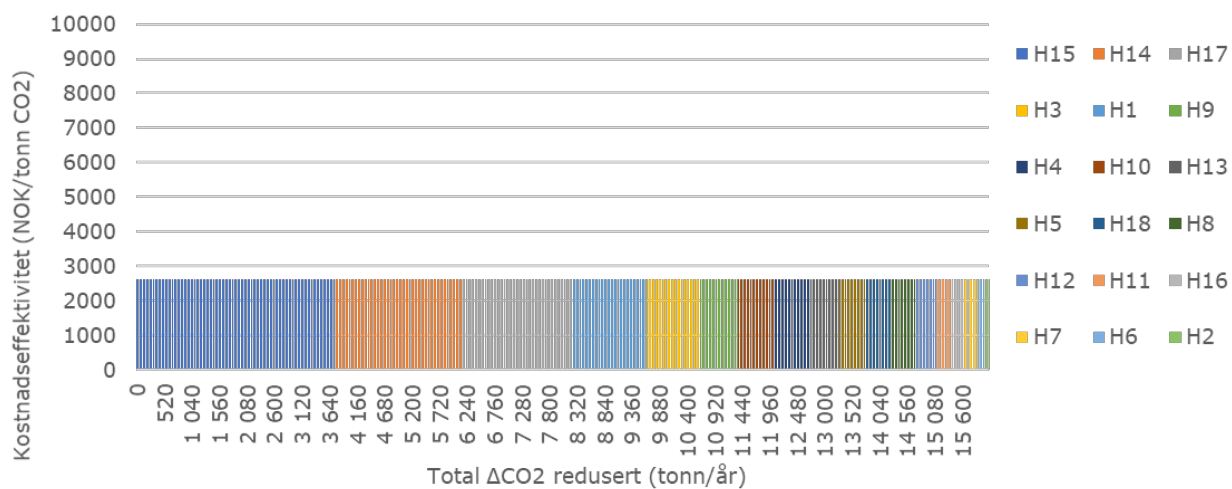


**Tabell 3-14: Oppsummering av kostnader og utslippsreduksjoner, biogasdrift på hurtigbåtsambandene**

Samband	ΔCAPEX (MNOK)	ΔOPEX (MNOK/år)	ΔCO2 (tonn/år)	NOK/tonn CO <sub>2</sub>
De ti sambandene med laveste tiltakskostnad	260	49	22241	2804
Øvrige samband	115	11	4779	4042
Totalt	375	60	27020	3023

### 3.5.4 HVO

Bruk av biodiesel (HVO) gir som tidligere beskrevet kun en operasjonell merkostnad. Det gir imidlertid kun en halvering av CO<sub>2</sub>-utslippene sammenlignet med MGO-drift. Ettersom det ikke er noen merinvestering på fartøyet er kostnadseffektiviteten lik for alle samband, både for ferge og hurtigbåter - både teller og nevner i brøken er proporsjonal med årlig energibehov. Kostnadseffektiviteten og reduserte utslipp for alle rutene er vist i Figur 3-11.



**Figur 3-11: Kostnadseffektivitet (y-akse) og årlige CO<sub>2</sub>-utslippsreduksjoner (x-akse) for HVO på hurtigbåtsambandene.**

Tabell 3-9 oppsummerer resultatene for hydrogendrift. Totalt reduseres nær 16 335 tonn CO<sub>2</sub>, lik 47 % av totalutslippene fra fergesambandene. Kostnadseffektiviteten for HVO er estimert til 2615 NOK/tonn CO<sub>2</sub>. Vi ser at energikostnadene ( $\Delta$ OPEX) øker med 61 NOK/år – omtrent 64 % høyere enn ved MGO-drift.

**Tabell 3-15: Oppsummering av kostnader og utslippsreduksjoner, HVO på hurtigbåtsambandene**

Samband	$\Delta$ CAPEX (MNOK)	$\Delta$ OPEX (MNOK/år)	$\Delta$ CO <sub>2</sub> (tonn/år)	NOK/tonn CO <sub>2</sub>
Alle	0	57	16087	2615

## 4 BUSS

Bussene som betjener bussrutene i Nordland FK er gruppert inn i 5 kategorier, presentert i Tabell 4-1. Årlig drivstofforbruk for alle teknologiene er beregnet basert på antagelsene for energiforbruk per busstype fra tabellen, samt energiinnhold og virkningsgrader for de ulike teknologiene, presentert senere i dette kapittelet.

**Tabell 4-1: Energiforbruk per busstype**

Type buss	Busstørrelse	Energiforbruk framdrift (kWh/km)	Energiforbruk oppvarming (kWh/km)
Minibuss	Opptil 16 seter	0,4	0,1
Midibuss	8-11 meter	0,8	0,15
Bybuss	12 meter	1,1	0,2
Forstad	12 meter	1,1	0,2
Langrute	15 meter	1,4	0,25

Andre antagelser:

- Virkningsgrad på forbrenningsmotor og elmotor er satt til henholdsvis 30 % og 90 %
- Det er lagt til et påslag på ruteproduksjon for tomkjøring på 20 % for å beregne årlig energibehov. Dette er basert på erfaringstall fra andre busselskaper.
- Det er også lagt til grunn at alle dagens busser går over til alternative drivstoff, uten å gå gjennom hvor mange busser det faktisk er behov for per rute.
- Antagelser for utslippsfaktorer, drivstoffkostnader, diskonteringsrente og kontraktsvarighet er presentert i kapittel 2.

### 4.1 Beskrivelse av bussrutene

Som nevnt i kapittel 2.1 er det rundt 235 bussruter i Nordland fylke, med ulike variasjoner i rutetabeller for ulike dager gjennom året. Bussrutene er delt inn i 9 anbudsområder. For å analysere kostnader for de ulike drivstoffalternativene er bussene gruppert inn i bussrutepakker basert på anbudsområder og hvilken type buss som kjører de ulike rutene. De to minste anbudsområdene, Valnesfjord og Saltdal med 1-2 linjer hver, er her slått sammen med anbudsområde Salten slik at inndelingen blir redusert til 7 områder.

Tabell 4-2 presenterer teknisk-operasjonelle data per bussrutepakke, samt beregnet energiforbruk og CO<sub>2</sub>-utslipp for referansescenariet som er dagens dieselbusser. For et mindretall av rutene var informasjon om type buss som kjører den enkelte ruten ikke tilgjengelig, så her ble det gjort antagelser basert på det som var tilgjengelig av data<sup>16</sup>. Det kan dermed være små avvik på inndelingen i busstyper og kilometer per busstype innenfor anbudsområdene, men totalt antall busser og ruteproduksjon per anbudsområde stemmer med informasjon mottatt fra Nordland Fylkeskommune. For anbud Lofoten-

<sup>16</sup> For alle anbud manglet det noen tilknytninger mellom rute og busstype. For Lofoten-Vesterålen mangler informasjon om stasjonssteder og type busser, og for Søndre Helgeland mangler det hvilken type buss som kjører de ulike rutene.

Vesterålen mangler informasjon om stasjoneringsteder og busstyper, og det er dermed basert på tilgjengelig data antatt 7 stasjoneringsteder og estimert en inndeling i busstyper.

**Tabell 4-2: Busser, stasjoneringsteder, energiforbruk og CO2-utslipp per anbudsområde**

Anbudsområde	Antall stasjoneringsteder	Busstype	Antall busser	Ruteproduksjon (km/år) (eks. km-påslag)	Energiforbruk (kWh/år inkl. oppvarming og km-påslag)	CO2-utslipp referanse-scenario (tonn/år)
Søndre Salten	<b>11</b>	<b>Totalt</b>	<b>25</b>	<b>856 944</b>	<b>1 345 932</b>	<b>1 070</b>
		<i>Minibuss</i>	6	138 892	83 335	64
		<i>Midibuss</i>	0	0	0	0
		<i>Bybuss</i>	0	0	0	0
		<i>Forstad</i>	14	378 922	591 118	471
		<i>Langrute</i>	5	339 131	671 479	536
Salten	<b>20</b>	<b>Totalt</b>	<b>112</b>	<b>4 014 917</b>	<b>6 319 958</b>	<b>5 030</b>
		<i>Minibuss</i>	21	255 059	153 035	117
		<i>Midibuss</i>	2	0	0	0
		<i>Bybuss</i>	33	1 906 563	2 974 238	2 368
		<i>Forstad</i>	40	1 135 336	1 771 123	1 410
		<i>Langrute</i>	16	717 960	1 421 561	1 134
Søndre Helgeland	<b>7</b>	<b>Totalt</b>	<b>34</b>	<b>1 081 333</b>	<b>1 574 877</b>	<b>1 252</b>
		<i>Minibuss</i>	7	111 103	66 662	51
		<i>Midibuss</i>	1	12 723	14 504	12
		<i>Bybuss</i>	0	0	0	0
		<i>Forstad</i>	26	957 507	1 493 711	1189
		<i>Langrute</i>	0	0	0	0
Indre Helgeland	<b>24</b>	<b>Totalt</b>	<b>79</b>	<b>2 333 395</b>	<b>3 407 534</b>	<b>2 708</b>
		<i>Minibuss</i>	10	328 167	196 900	151
		<i>Midibuss</i>	8	317 602	362 066	287
		<i>Bybuss</i>	8	567 398	885 141	705
		<i>Forstad</i>	49	606 251	945 751	753
		<i>Langrute</i>	4	513 987	1 017 676	812

Ytre Helgeland	<b>8</b>	<b>Totalt</b>	<b>27</b>	<b>939 531</b>	<b>1 404 609</b>	<b>1 116</b>
		<i>Minibuss</i>	<b>6</b>	160 634	96 380	74
		<i>Midibuss</i>	<b>1</b>	7 216	8 226	7
		<i>Bybuss</i>	<b>11</b>	248 179	387 159	308
		<i>Forstad</i>	<b>6</b>	294 500	459 419	366
		<i>Langrute</i>	<b>3</b>	229 002	453 424	362
Lofoten- Vesterålen	<b>7</b>	<b>Totalt</b>	<b>79</b>	<b>3 216 452</b>	<b>5 191 216</b>	<b>4 134</b>
		<i>Minibuss</i>	5	85 356	51 214	39
		<i>Midibuss</i>	0	0	0	0
		<i>Bybuss</i>	0	0	0	0
		<i>Forstad</i>	69	2 522 779	3 935 535	3 134
		<i>Langrute</i>	5	608 317	1 204 468	961
Ofoten	<b>7</b>	<b>Totalt</b>	<b>29</b>	<b>1 110 617</b>	<b>1 757 179</b>	<b>1 399</b>
		<i>Minibuss</i>	3	47 667	28 600	22
		<i>Midibuss</i>	0	0	0	0
		<i>Bybuss</i>	7	486 581	759 066	604
		<i>Forstad</i>	17	408 804	637 735	508
		<i>Langrute</i>	2	167 564	331 778	265

## 4.2 Basis/referansescenario

Referansescenarioet som benyttes for å sammenligne de ulike alternative teknologiene er drift med fossile dieselbusser. Dette alternativet innebærer investering i nye dieselbusser – med samme antall og lik busstørrelse som drifter bussrutene i dag. Investerings- og vedlikeholdskostnader lagt til grunn for dieselbusser er presentert i Tabell 4-3.

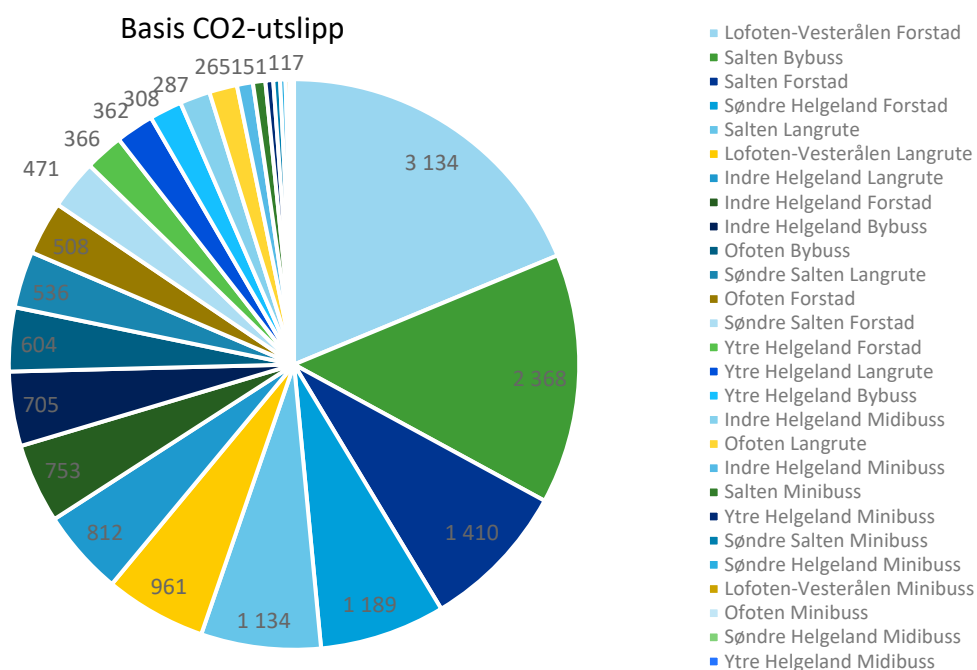
**Tabell 4-3: Kostnader for dieselbusser**

Type buss	Kostnad per buss (MNOK)	Vedlikeholdskostnad (NOK/km)
Minibuss	0,7	1,7
Midibuss	1	2
12 m (bybuss, forstad)	2,2	2,3
15 m (langrute)	2,8	2,65

Tabell 4-4 presenterer samlede investeringskostnader, driftskostnader og netto nåverdi for et basisscenario med dieselbusser. Figur 4-1 illustrerer også hvordan CO2-utslippene fordeles mer detaljert mellom busstype innenfor anbudsområdene.

**Tabell 4-4: Totale kostnader og CO2-utslipp per anbudsområde for dieselbusser**

Anbudsområde	CAPEX (MNOK)	OPEX (MNOK/år)	NNV (MNOK)	CO2 (tonn/år)
Søndre Salten	49	7	101	1070
Salten	222	33	469	5030
Søndre Helgeland	63	8	125	1252
Indre Helgeland	152	18	286	2708
Ytre Helgeland	51	7	106	1116
Lofoten-Vesterålen	169	27	370	4134
Ofoten	61	9	129	1399



**Figur 4-1: CO2-utslipp per anbudsområde og busstype for dieselbusser**

## 4.3 Alternative teknologier

DNV GL har analysert kostnader knyttet til en overgang fra dieseldrevne busser i Nordland til ulike alternative energibærere; elektrifisering, hydrogen, biogass og HVO. I delkapitlene under beskrives markedsmessig modenhet og spesifikke forutsetninger lagt til grunn for analysene av de ulike teknologiene.

### 4.3.1 Elektrifisering

#### 4.3.1.1 Markedsmessig modenhet

Elektrifisering av busstransport er i full gang i norske byer, og det har de siste årene blitt lansert mange nye modeller av elektriske busser. Elektriske bybusser vurderes å være teknologisk modne, mens elektrifisering av regionale busser har vært ansett som mer krevende, hovedsakelig på grunn av rekkevidde og ladetid. Ifølge NRK økte antall elbusser i Norge fra 20 i starten av 2019 til 400 ved utgangen av 2020 (NRK, 2019). Elektriske busser koster i dag omtrent det dobbelte av dieselbusser. Bussenes batterikapasitet øker i takt med utvikling innenfor batteriteknologi, og dagens mest brukte elbusser har en batterikapasitet på 170 til 550 kWh (Sustainable Bus, 2019), med flere bussmodeller er planlagt med betydelig større batterier.

Det finnes flere forskjellige teknologier for lading av elbusser. De mest aktuelle teknologiene er ladeplugg og pantograf. Pluggbaserte ladeløsninger er billigst per kW og finnes i dag med en effekt opp til 350 kW (CCS). En pantograf kobler busladingssystemet til en overliggende mast via berørings- og glidekoblinger. Det er to typer pantografløsninger tilgjengelig. Den vanligste løsningen innebærer at pantografen er koblet til en mast som senkes ned over elektrodene på busstaket når bussen kjører under ladestasjonen («invertert pantograf» eller «panto-ned»). Den andre løsningen innebærer at pantografen er festet på bussen og løftes opp og kobles til lademasten når bussen kjører under ladestasjonen («panto-opp»).

#### 4.3.1.2 Antagelser/forutsetninger

##### Bussmateriell

Tabell 4-5 viser kostnader som er lagt til grunn for elbusser. Kostnad per buss er per i dag omtrent dobbelt så høy som for dieselbusser. Vedlikeholdskostnader er antatt å være noe lavere enn for dieselbusser, ca. 83 % av kostnadene for dieselbusser. Det er videre antatt at elbussenes oppvarmingssystem går på biodiesel (HVO), og at det ved elektrifisering vil være samme antall elbusser som dagens dieselbusser. Det er lagt til grunn en virkningsgrad på 90 % som hensyntar tap i batteri og elmotor, men dette tapet blir utlignet av en antagelse om 10 % regenerativ bremsing.

**Tabell 4-5: Kostnader for elbusser**

Type buss	Kostnad per buss (MNOK)	Vedlikeholdskostnad (NOK/km)
Minibuss	1,4	1,4
Midibuss	2,0	1,7
12 m (bybuss, forstad)	4,0	1,9
15 m (langrute)	5,2	2,2

## Ladestasjoner

Behov for ladeinfrastruktur er vurdert basert på erfaringer og estimerer på energiforbruk per tur per rute. Det er lagt til grunn at det skal etableres en 30 kW ladeplugg per buss på dagens stasjoningssteder, for busser som ikke parkerer på depot, slik at bussene kan lade når de står parkert over natten.

På ruter hvor energiforbruket er høyt, både per tur og per dag, kan det være behov for å lade bussene i løpet av dagen. Dette kan enten gjøres ved såkalt «hurtiglading» på endeholdeplasser (eller på andre holdeplasser underveis i ruten), eller ved at bussen kjører til stasjoningsstedet og benytter ladepluggen her. Det siste alternativet avhenger av avstander, ruteplan og hvor mange busser som kan bytte på å betjene linjen.

Hvilken ladestrategi som er mest hensiktsmessig varierer fra sted til sted, samt hvor konservativ en vil være på å sikre nok rekkevidde på bussene. Høyeffekts ladere er kostbart, men i store byer hvor bussene kjører kontinuerlig eller på lange ruter vil det være nødvendig, og vil også lønne seg sett opp imot å investere i ekstra busser.

Behovet for å etablere hurtiglading på endestasjoner, her kalt endestasjonsladere, for de ulike rutene i Nordland er analysert basert på estimert antall kilometer per tur og dermed energiforbruk på en tur. Siden det er ca. 235 ruter med mange variasjoner i rutetabeller for ulike dager ble km/tur til dette formålet estimert basert på avstand beregnet via koordinater i Google Earth. Mange av rutene i Nordland er korte turer med få avganger per dag, og her er det vurdert at hurtiglading gjennom dagen ikke er nødvendig. For rutene med energiforbruk per tur på over 100 kWh og byruter med mange korte avganger i løpet av dagen, ble det sett nærmere på rutetabellene for å vurdere behov for endestasjonsladere.

Basert på denne metoden er det estimert et behov for totalt 13 endestasjonsladere i Nordland fylke. Rutene dette ble vurdert som aktuelt for er presentert i Tabell 4-6. Dette er et grovt estimat og må sees på nærmere i detalj for bussrutene det gjelder når de skal ut på anbud.

Tabellen viser at ruten med høyest energiforbruk på en tur er rute 18-100/23-720 i Salten, med et maksimalt strømforbruk på 420 kWh per tur. For å kjøre denne turen med god nok sikkerhetsmargin og nødvendig tomkjøring behøves enten høy batterikapasitet (>500 kWh), hurtiglading underveis eller bytte av buss underveis. Da det allerede finnes busser med batterikapasitet på 550 kWh vurderes det at det vil være teknisk mulig å elektrifisere alle bussrutene i Nordland.

**Tabell 4-6: Vurdering av behov for endestasjonsladere**

Anbudsområde	Rute	Maks strømforbruk på én tur	Antall endestasjonsladere	Kommentarer basert på rutetabell
Søndre Salten	200 Halsas- Glomfjord-Bodø	249 kWh	1	2 busser betjener ruten Halsas – Bodø, 3 busser betjener Glomfjord – Bodø. 1-3 timer mellom ankomst Bodø Lufthavn til neste avgang. Basert på rutetabellen og antall busser ser det ut som endestasjonslading ikke vil være nødvendig. Antar likevel én endestasjonslader på denne ruten.



Salten	18-100/23-720 Bodø-Fauske- Narvik/Sortland	420 kWh	1	11 busser betjener denne ruten. De fleste turer går mellom Fauske og Bodø (rundt 60 km), mens Sortland-Narvik (300 km) kjøres to ganger om dagen. Basert på rutetabellen og antall busser kan ruten betjenes uten hurtiglading men med bytte av buss. Antar likevel én hurtiglader på denne ruten, da det kan være behov for å enten lade eller bytte buss i Fauske, avhengig av batterikapasitet på bussene.
Salten	18-300	124 kWh	1	Antar 1 endestasjonslader.
Søndre Helgeland	23-701	189 kWh	1	Antar 1 endestasjonslader.
	23-703	180 kWh	1	Antar 1 endestasjonslader.
Indre Helgeland	Linje 1 og 2 (bylinjer)	19 kWh	1	Antar 1 endestasjonslader samlet for bybussene pga. hyppighet i avganger.
	Linje 100, 200, 300	133 kWh	1	Antar 1 endestasjonslader /hurtiglader samlet for disse rutene (Mo i Rana)
Ytre Helgeland	23-704	47 kWh	1	1 buss betjener denne ruten. Estimerer behov for 1 endestasjonslader basert på rutetabell.
Lofoten- Vesterålen	18-871 Andenes- Sortland	151 kWh	1	Antar 1 endestasjonslader
	23-760 Lofotekspressen	328 kWh	1	1-2 avganger om dagen. Antar 1 endestasjonslader.
Ofoten	23-760 Lofotekspressen	328 kWh	1	1-2 avganger om dagen. Antar 1 endestasjonslader.
	18-634, 18- 636. 18-639 (bybusser)	22 kWh	1	Antar 1 hurtiglader til bybussene i Narvik.
	18-641	124 kWh	1	Antar 1 hurtiglader i Harstad

Kostnader for ladestasjoner har også sunket de siste årene med teknologiutvikling og produksjonsvolumer. Investeringskostnadene lagt til grunn for ladestasjoner her er presentert i Tabell 4-7.

**Tabell 4-7: Kostnader for ladestasjoner**

Type lader	Kostnad per lader (MNOK)
30 kW ladeplugg (stasjoneringssteder)	0,268
450 kW pantograf (endestasjoner)	2,8

### Nettilknytning

Nettilknytningskostnader ved etablering av ladeanlegg inkluderer anleggsbidrag og andre kostnader knyttet til intern strømforsyning og fundamentering av ladestasjonene, inkludert grunnarbeid, graving og asfaltering, samt kostnader knyttet til prosjekt- og byggeledelse. Nettilknytningskostnader er svært avhengig av stedsspesifikke faktorer knyttet til tilgjengelig nettkapasitet, eksisterende utstyr og komponenter, grunnforhold osv. Kostnader for anleggsbidrag og andre kostnader ved etablering av ladeinfrastruktur er estimert basert på erfaringstall:

- Kostnader for hver endestasjonslader er estimert til 1,2 MNOK
- Kostnader for stasjoneringssteder er estimert 75 000 NOK per 30 kW lader.

### Nettleie

I Nordland fylke er det 13 nettselskaper med områdekonsesjon. Nettleietariffer for et ladeanlegg varierer med hvilket nettselskap det er tilknyttet og med størrelsen på ladeanlegget (enten målt i strøm (A), effekt (kW) eller årlig energibehov (kWh)). Et ladeanlegg for elektriske busser skal som oftest betale lavspent tariff for næringskunde. Nettleien for ett ladepunkt består som oftest av et fastledd, ett energiledd og et effektledd. I tillegg kommer forbruksavgift, som pr. 2021 er på 16,69 øre/kWh og en avgift til Energifondet/Enova på 800 NOK/år per målepunkt.

De fleste nettselskaper deler inn nettleietariffene i «Stor Næring» og «Liten Næring», avhengig av om strømstyrken på uttakspunktet er over eller under 125 A. Bussanlegg er stort sett «Stor Næring», men på de stasjoneringsstedene hvor det bare er 1-2 busser og dermed effektbehov på maks 60 kWh/h vil det kunne gå under «Liten Næring» ved et spenningsnivå på 400 V 3-fase. Hovedforskjellen mellom disse to er som oftest at «Liten næring» ikke har effektledd, har et lavere fastbeløp, men et høyere energiledd per kWh. Dette kan ofte gi en lavere nettleie enn ved tariff for «Stor næring». Tariffene for «Stor Næring» er svært avhengig av «effektbehovet», målt i det høyeste energiforbruket over en time (kWh/h) per kalendermåned. Der hvor det er mange ladere per målepunkt vil smart styring av lading kunne gi betydelige kostnadsbesparelser, både ved å redusere maksimalt timesforbruk og dermed effektleddet i nettleien, og ved å senke makseffekten – som kan redusere behovet for nettoppgradering og anleggsbidrag. Mange ladepunkter med høye effektuttak, f.eks. ved behov for mange endestasjonsladere, gir høyere nettleie per kWh strøm brukt enn færre ladepunkter med lavere effektuttak.

Nettleien for de ulike busskategoriene er beregnet basert på følgende antagelser:

- Alle stasjoningsstedene i ett anleggsområde er knyttet opp til ett nettselskap – det nettselskapet som er vurdert til å dekke mesteparten av ladestedene. Endestasjonsladere er knyttet opp til nettselskapet ved endestasjonen.
- Maksimalt effektuttak på stasjoningssteder (kWh/h) er basert på at 100 % av installert ladekapasitet benyttes samtidig. For store stasjoningssteder med mange busser vil dette være et konservativt estimat, da en her kan regne med at ikke alle bussene lader samtidig. Maksimalt effektuttak (kWh/h) for endestasjonsladere er estimert til 150 kW, det vil si lading på 450 kW i 20 minutter i løpet av en time.
- For å vurdere om de minste ladeanleggene kan benytte tariff for «Liten næring» antar vi at spenningsnivået ved tilknytning av ladestasjonene er 400 V for å beregne strømstyrken.
- Flere av ladestedene stasjonere flere ulike typer busser – her er effektledet fordelt på busstype basert på energiforbruk per busstype.

Tabell 4-8 oppsummerer antall stasjoningssteder, beregnet behov for ladere på stasjoningssteder og endestasjoner, samt hvilket nettselskap som hører til ladestedene i de ulike anbudsområdene.


**Tabell 4-8: Antall ladere og nettselskap per anbudsområde**

Anbudsområde	Antall stasjoningssteder	Antall ladere på stasjoningssteder (30 kW)	Antall endestasjonsladere (450 kW)	Nettselskap stasjoningssteder / endestasjon
Søndre Salten	11	25	1	Meløy Energi Nett/Nordlandsnett
Salten	20	112	2	Nordlandsnett/ Nordlandsnett
Søndre Helgeland	7	34	2	Linea/Linea
Indre Helgeland	24	79	2	Linea/Linea
Ytre Helgeland	8	27	1	Linea/Linea
Lofoten-Vesterålen	7	79	2	Vesterålskraft Nett/ Lofotkraft
Ofoten	7	29	3	Hålogaland Kraft Nett
<b>Totalt</b>	<b>78</b>	<b>385</b>	<b>13</b>	

## 4.3.2 Hydrogen

### 4.3.2.1 Markedsmessig modenhet

Hydrogenbusser har elektriske motorer og et energiomformingssystem som består av en brenselcelle og et batteri, og kalles gjerne brenselcellebusser. Sammenlignet med batterielektriske busser er hydrogenbusser et stykke bak i markedsmessig modenhet, selv om mye utvikling har skjedd de siste



årene, både innenfor buss, hydrogenproduksjon og infrastruktur. Teknologikostnadene har falt betraktelig de siste årene, men kostnader for hydrogenbuss er fremdeles betydelig høyere enn både diesel- og elbuss. Videre reduksjon av pris avhenger av økte produksjonsvolumer. H2Bus Consortium presenterer at det vil komme hydrogenbuss på markedet, produsert av Wrightbus, med lavere kostnad enn dagens elbuss (H2Bus Consortium, 2020). For at dette skal realiseres fordres det at det bestilles et større volum busser og at hydrogen blir en viktig energibærer for busser. Når det gjelder midi- og minibusser er det få hydrogenalternativer på markedet i dag. Det finnes noen varebiler som eventuelt kan bygges om til minibusser, noe som vil ha en vesentlig høyere kostnad enn å kjøpe «hyllevarer» produsert på dedikerte fabrikker.

Dagens hydrogenbuss har rekkevidde på rundt 450 km (avhengig av hvor energieffektiv den er og størrelsen på hydrogentanken). Hydrogenbuss kan være raskere å fylle opp fra omtrent tom til full tank, fra 5-15 minutter.

Hydrogenforbruket til bussene er svært avhengig av teknologien, størrelsen og vekten til bussen, samt bussrutens topologi. Førstegenerasjons/prototype hydrogenbuss har betydelig høyere forbruk enn nye busser som kommer på markedet i dag.

Typisk kapasitet på bussenes hydrogentank er 35 kg. Bussene H2Bus Consortium har presentert at de vil tilby 12-meters hydrogenbuss med et forbruk på bare 7 kg H<sub>2</sub>/100 km, rekkevidde på over 450 km med mulighet for mer enn 675 km ved å legge til flere hydrogentanker på taket (H2Bus Consortium, 2020).

I tillegg til høye kostnader er andre utfordringer knyttet til hydrogenbuss tilgang på hydrogenproduksjon og infrastruktur og sikkerhet knyttet til fylling. Flere aktører ser på masseproduksjon av hydrogen. NEL annonserte nylig at de har et mål om å produsere hydrogen til 1,5 USD innen 2025 (Teknisk Ukeblad, 2021). Dette er basert på en strømkostnad på 20 Euro/MWh (17 øre/kWh) og uten tilleggs kostnader som distribusjon, fyllestasjon og potensielt ytterligere komprimering. Dagens priser til hydrogenbiler er vesentlig høyere, og ligger på 90 NOK/kg.

#### 4.3.2.2 Antagelser/Forutsetninger

Gjennomsnittlig energiforbruk til framdrift per km for hydrogenbussene er basert på forbruket presentert i Tabell 4-1 og en virkningsgrad på brenselcellen på 45 %.

De fleste hydrogenbuss benytter spillvarme fra brenselcellen til å varme opp bussen, og trenger dermed ikke å bruke ekstra drivstoff, enten hydrogen, HVO eller annet, til oppvarming. Dermed kan de opprettholde rekkevidden i kalde temperaturer i høyere grad enn elbuss og har som oftest ikke behov for tilleggsvarmer (Sustainable Bus, 2019). Dette brukes gjerne som et salgsargument for hydrogenbuss. Men for kalde norske forhold er ikke nødvendigvis spillvarme fra en brenselcelle som opererer på 60-80 °C nok til å holde bussen varm. Det er dermed antatt at hydrogenbussene vil ha varmpumper som oppgraderer spillvarmen fra brenselcellen. Disse varmpumpene vil benytte elektrisitet fra brenselcellen, og det er antatt at disse vil ha et energiforbruk på 1/3 av elbussenes HVO-varmere, men at denne energien hentes fra hydrogen i stedet for HVO.

Utviklingen i kostnader for busser og hydrogen er avhengig av stordriftsfordeler og hvordan markedet utvikler seg fremover. Selv om leverandører reklamerer for hydrogenbuss som skal være billigere enn dagens elbuss er ikke dette priser som er tilgjengelig på markedet i dag. Hydrogenbussene er dermed her antatt å være 3,5 ganger dyrere enn dieselbuss, og kostnader for vedlikehold er antatt å være 20 % høyere enn for dieselbuss.

Kostnaden for hydrogen er antatt å være 90 NOK/kg. Dette skal tilsvare «pumpepris» og inkluderer alle infrastrukturkostnader. Dette er basert på erfaringer fra andre kollektivtransportselskaper (Norsk hydrogenforum, 2021). Det er en vanlig forretningsmodell at gassleverandør eier gassinfrastruktur på anlegget og bussoperatør kun forholder seg til en pumpepris som reflekterer investerings- og driftskostnader.

Med brenselcellens virkningsgrad og energiinnholdet i hydrogen tilsvarer 90 NOK/kg for hydrogen en energikostnad på 6 NOK/kWh. For å være konkurransedyktig med diesel med en kostnad i underkant av 4 NOK/kWh, må dermed pumpepris for hydrogen ned mot 50 NOK per kg. Hydrogenkostnaden kan reduseres betraktelig over de neste årene dersom en får på plass storskala hydrogenproduksjon, typisk i forbindelse med industri.

Forutsetningene beskrevet over er listet opp i Tabell 4-9. Energiforbruket er omregnet fra kWh/km (bruker samme verdier som elbuss, med et virkningsgradstap i brenselcellen) til kg hydrogen per 100 km, som er vanlig enhet å benytte for hydrogenforbruk.

**Tabell 4-9: Forutsetninger for beregninger på hydrogen**

Type buss	Energiforbruk framdrift (kg H <sub>2</sub> /100 km)	Energiforbruk oppvarming (H <sub>2</sub> /km)	Kostnad per buss (MNOK)	Vedlikeholds- Kostnad (NOK/km)
Minibuss	2,7	0,22	2,5	2,0
Midibuss	5,3	0,33	3,5	2,4
12 m (bybuss, forstad)	7,3	0,44	7,7	2,8
15 m (langrute)	9,3	0,56	9,8	3,2

### 4.3.3 Biogass

#### 4.3.3.1 Markedsmessig modenhet

Biogassbusser har vært på veiene i flere norske fylker de siste årene, og flere kollektivtransportselskaper har startet opp busskontrakter på biogass i det siste.

Teknologien for biogass er moden, men det kan fremdeles være utfordringer knyttet til kostnader for infrastruktur og usikkerheter rundt tilgang på biogass. Dette gir usikkerhet i hvilken drivstoffpris eventuelle biogassbusser kan forvente å måtte betale. Andre barrierer for økt bruk av biogass er høyere kostnader enn diesibusser.

Det er ikke sikkert at det vil være tilgjengelig lokalt produsert, altså med relativt kort transportavstand, biogass til bruk som drivstoff for busser. Produksjon av biogass krever et større anlegg enn for lading av elbusser eller produksjon av hydrogen. For biogass er det et større usikkerhetsmoment for leveranser av energibærer enn for teknologien for selve bussene.

### 4.3.3.2 Antagelser/Forutsetninger

Basert på tilbakemeldinger fra andre kollektivtransportselskaper er biogassbusser noe dyrere enn dieselbusser, både i innkjøp og vedlikehold. Det er dermed antatt et påslag på 10 % i forhold til dieselbusser både på investerings- og vedlikeholdskostnader (Biogass Oslofjord, 2016).

I tillegg kommer investeringskostnader for fyllestasjoner for biogass. Denne kostnaden er estimert til 200 000 NOK per buss, basert på egne erfaringer relevante aktører.

Biogasskjøretøy har i dag fritak for veibruksavgift og CO<sub>2</sub> avgift, på lik linje som elektriske kjøretøy. Gjennomsnittlig biogasskostnad for 2021-2030 fra Klimakur er på 9,71 NOK/Sm<sup>3</sup>, noe som tilsvarer 1,02 NOK/kWh. På grunn av usikkerhet i priser i et ikke åpent marked har vi lagt på et risikopåslag på 30 % på dette, det vil si en biogasskostnad på 12,62 NOK/Sm<sup>3</sup>, tilsvarende 1,33 NOK/kWh eller 4,42 NOK/kWh etter virkningsgradstap (se Tabell 2-2).

## 4.3.4 HVO

### 4.3.4.1 Markedsmessig modenhet

HVO er tilgjengelig på markedet i dag. Hovedutfordringen med HVO er at det potensielt kan være begrenset mengde å få tak i samtidig med stor etterspørsel.

### 4.3.4.2 Antagelser/Forutsetninger

Da HVO kun er en erstatning for fossil diesel og benyttes i vanlige dieselbusser gjelder akkurat samme forutsetninger for investerings- og vedlikeholdskostnader som for dieselbusser.

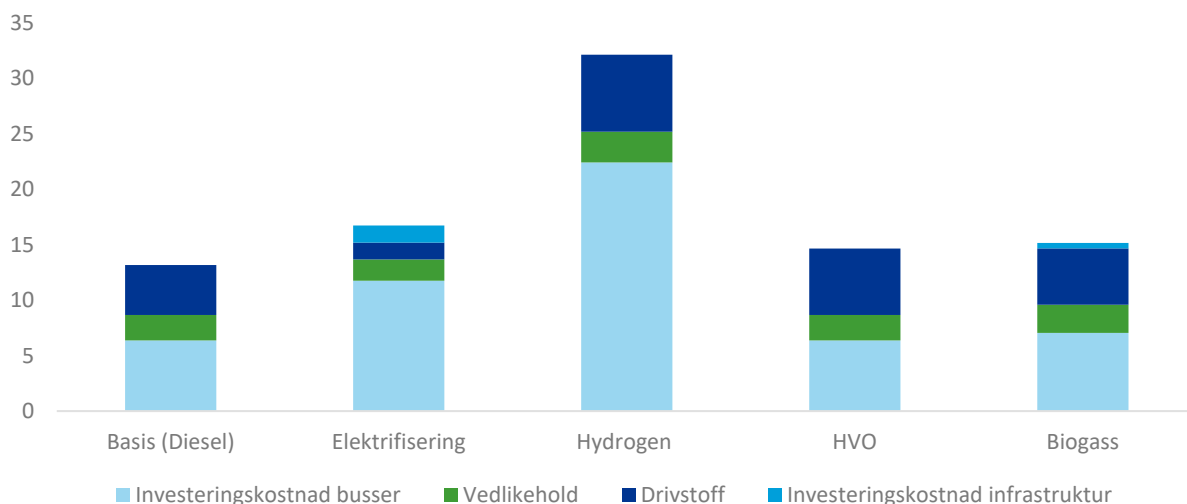
HVO er noe dyrere enn diesel. Gjennomsnittlig kostnad for 2021 til 2030 fra Klimakur for «Avansert HVO, del B», inkludert veibruksavgift er på 14,9 NOK/liter, mot 11,85 NOK/liter for diesel.

## 4.4 Resultater

I dette delkapittelet presenteres resultater for utslipp og kostnader for de ulike teknologialternativene for busser, gitt forutsetningene presentert i de foregående delkapitlene og drivstoffpriser og utslippsfaktorer fra kapittel 2.3. Først presenteres samlede resultater, deretter resultater per teknologi og per rutepakke.

Det er mange ulike måter å sammenligne de ulike alternativene på – både med fokus på kostnader og utslippsreduksjoner. Under har vi estimert kostnader for scenariet hvor Nordland velger at alle bussene har valgt samme energibærer, enten diesel, HVO, hydrogen, biogass eller EL: Figur 4-2 sammenligner kostnader for de ulike teknologialternativene for alle bussrutene i Nordland, presentert som kostnad (NOK) per kilometer kjørt (dagens ruteproduksjon inkludert 20 % påslag på rutekilometer). Dette inkluderer investeringskostnader, energikostnader og vedlikeholdskostnader, men ikke andre kostnader som personell.

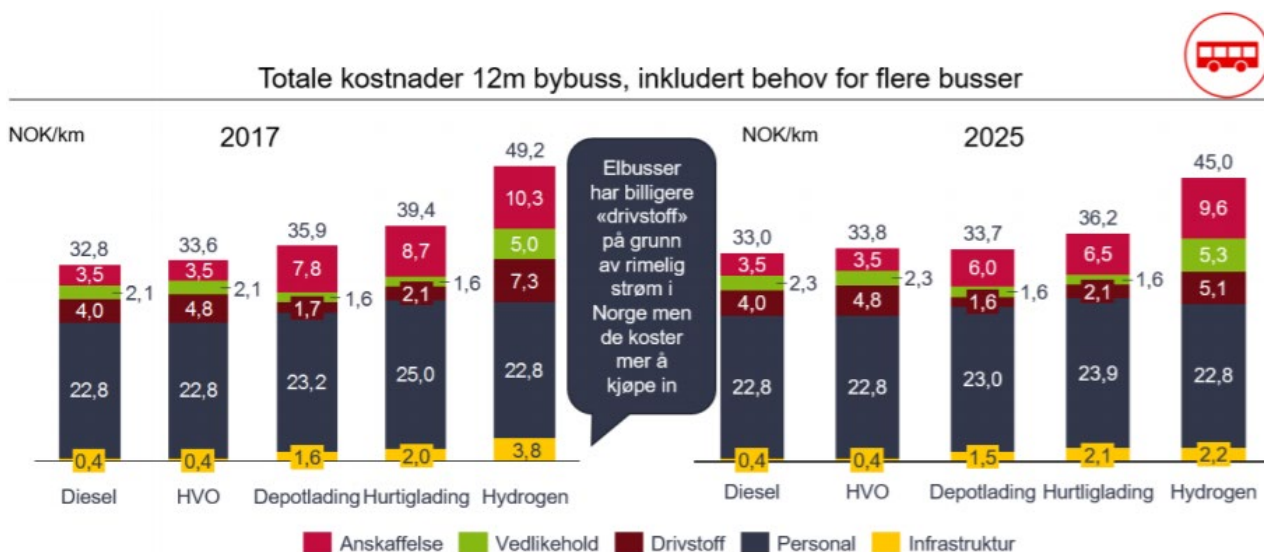
### Totale kostnader per kilometer (NOK/km)



**Figur 4-2: Totale kostnad per kilometer for de ulike teknologialternativene**

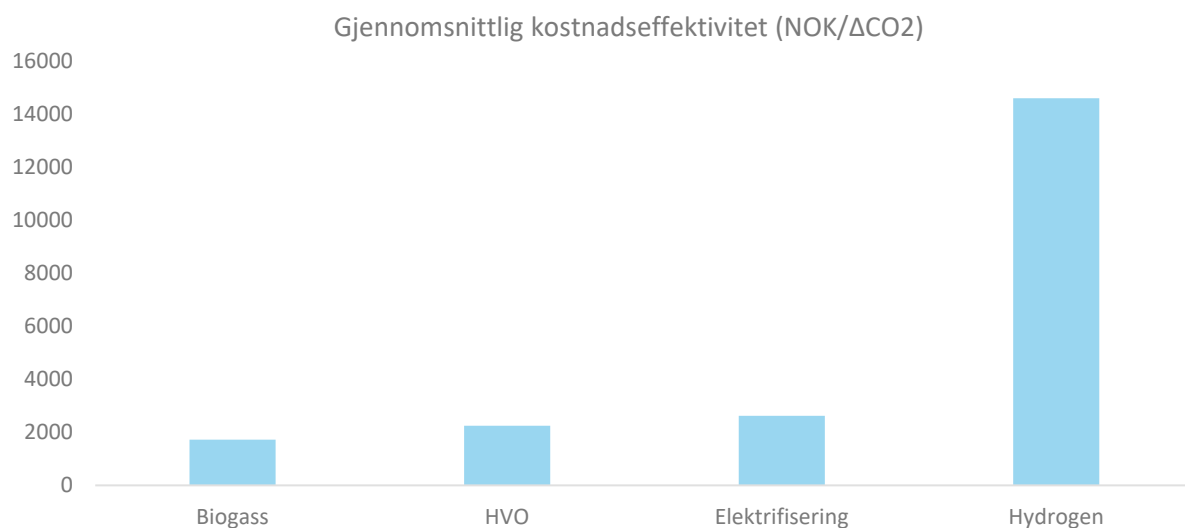
Hydrogen skiller seg klart ut som det mest kostbare alternativet, hovedsakelig på grunn av de høye kostnadene for hydrogenbusser, men energikostnaden for hydrogen er også høy. HVO er her marginalt billigere enn biogass. Basisscenarioet (diesel) er billigst på grunn av lave investeringskostnader og drivstoffkostnader, men økende CO2 avgifter er ikke tatt med i betraktningen. Elektrifisering har betydelig lavere operasjonelle kostnader enn de andre alternativene, men har over dobbelt så høye investeringskostnader som dieselbusser. Vi har her ikke tatt med Enovastøtte for ladeinfrastruktur, hydrogenproduksjon eller biogassinfrastruktur.

Sammenligner en med lignende figur fra Ruter (Ruter, 2018) (her inkludert personalkostnad) er det tydelig at investeringskostnadene for anskaffelse av busser per kilometer er betydelig høyere i Nordland enn i Oslo. Dette er fordi hver buss i Oslo kjører flere kilometer enn bussene i Nordland.



**Figur 4-3: Sammenligning av total kostnader for Ruters 12-metersbusser for ulike teknologier (Ruter, 2018).**

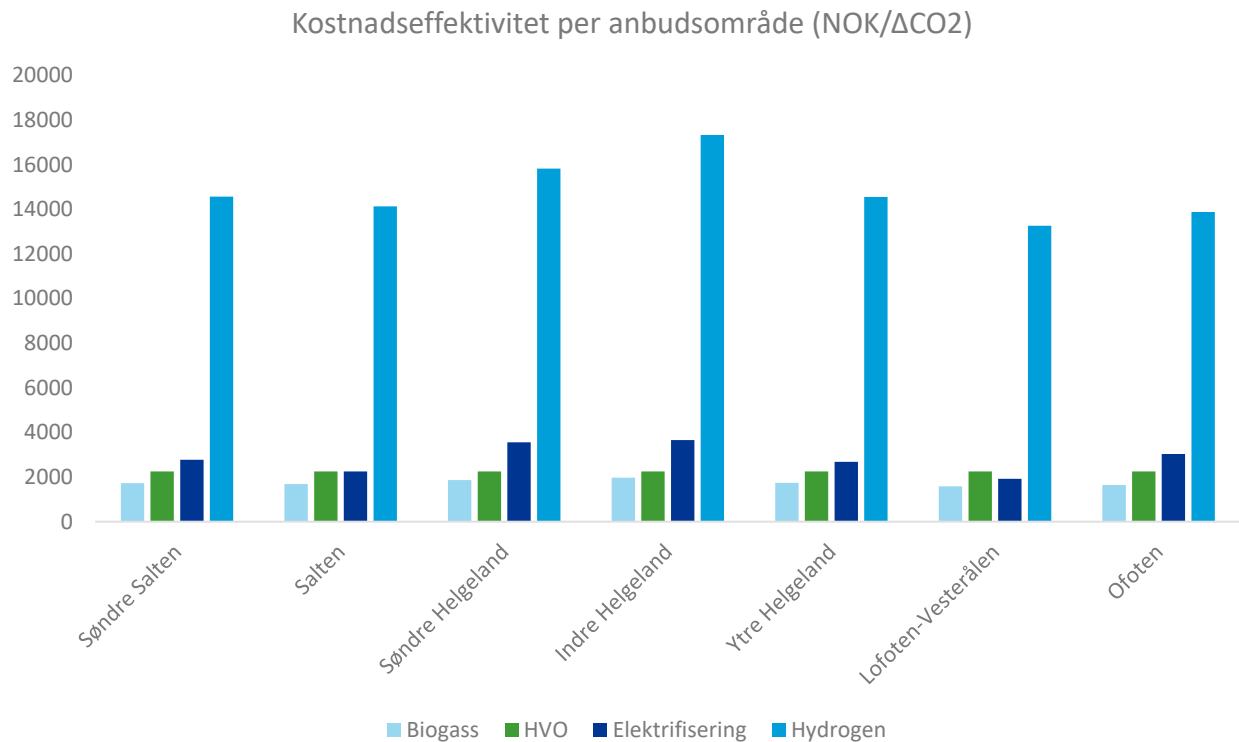
I denne studien er kostnadseffektivitet, det vil si kostnad per tonn CO<sub>2</sub> spart i forhold til basisscenariet, en viktig parameter for å sammenligne de ulike alternativene. I tillegg til å være avhengig av drivstoff- og materiellkostnader er denne parameteren avhengig av hvilken utslippsfaktor en legger til grunn for teknologialternativene. Figur 4-4 viser gjennomsnittlig kostnad per tonn CO<sub>2</sub> spart for alle bussrutene i Nordland gitt utslippsfaktorene fra Tabell 2-4. Jo lavere kostnadseffektivitet jo bedre, og her kommer biogass best ut.



**Figur 4-4: Gjennomsnittlig kostnad per tonn CO<sub>2</sub> redusert for ulike teknologialternativer for bussene i Nordland**

Kostnadseffektiviteten varierer per anbudsområde og per busstype (bussrutepakke), avhengig av rutekilometer og investeringsbehov, vist i Figur 4-5.

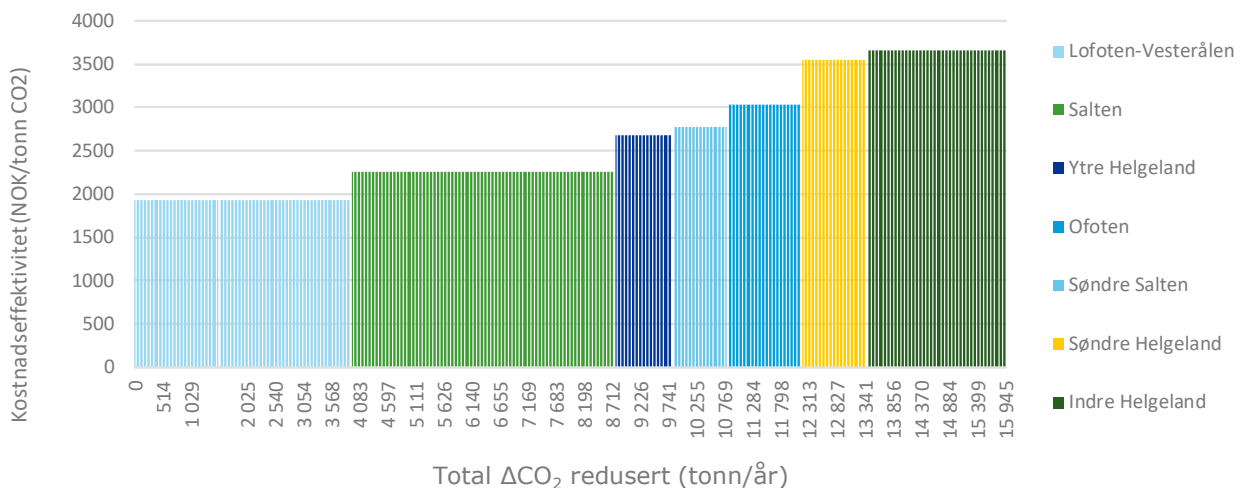




**Figur 4-5: Gjennomsnittlig kostnad per tonn CO<sub>2</sub> redusert for ulike teknologialternativer per anbudsområde**

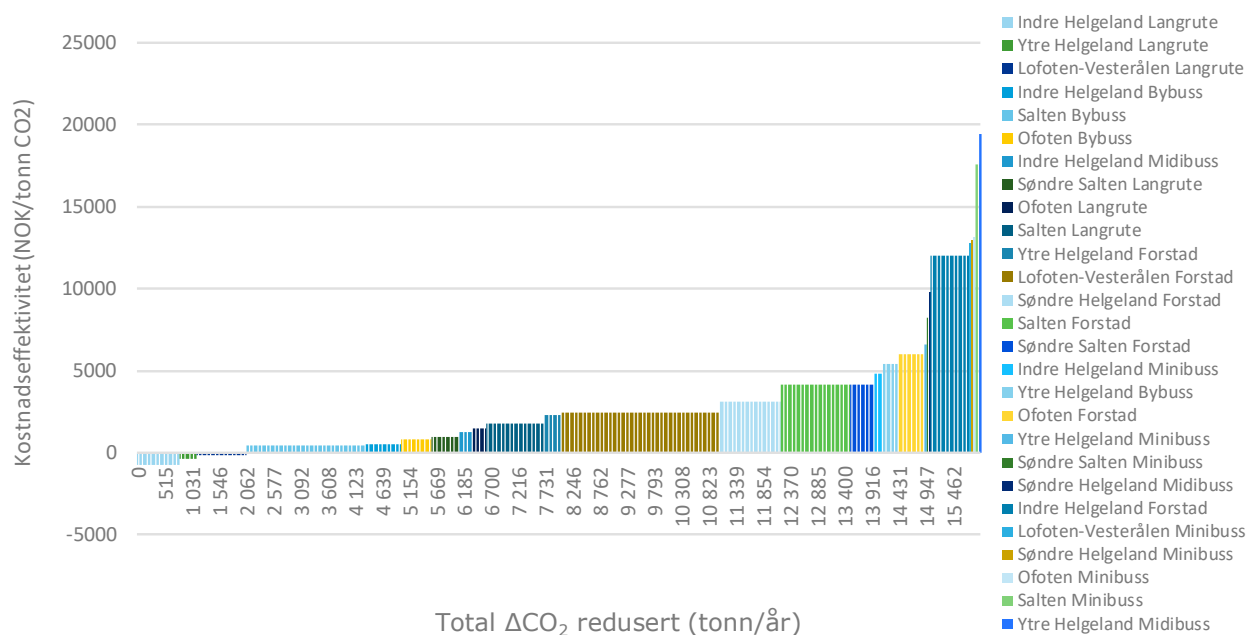
#### 4.4.1 Elektrifisering

Figur 4-6 viser årlig reduksjon av CO<sub>2</sub>-utslipp (x-aksen) og gjennomsnittlig kostnadseffektivitet (NOK/tonn CO<sub>2</sub> redusert) for hvert av de 7 anbudsområdene ved en overgang fra dieselbusser til elbusser. Dette er basert på en utslippsfaktor for strøm på 17g CO<sub>2</sub>/kWh. Figuren viser at elektrifisering av bussene fører til en årlig reduksjon i CO<sub>2</sub>-utslipp på totalt 15 945 tonn, og i gjennomsnitt koster det 2 600 NOK per tonn CO<sub>2</sub> redusert.



**Figur 4-6: Kostnad per tonn CO<sub>2</sub> redusert ved elektrifisering per anbudsområde**

Figur 4-7 viser det kostnadseffektiviteten delt inn i bussrutepakker.

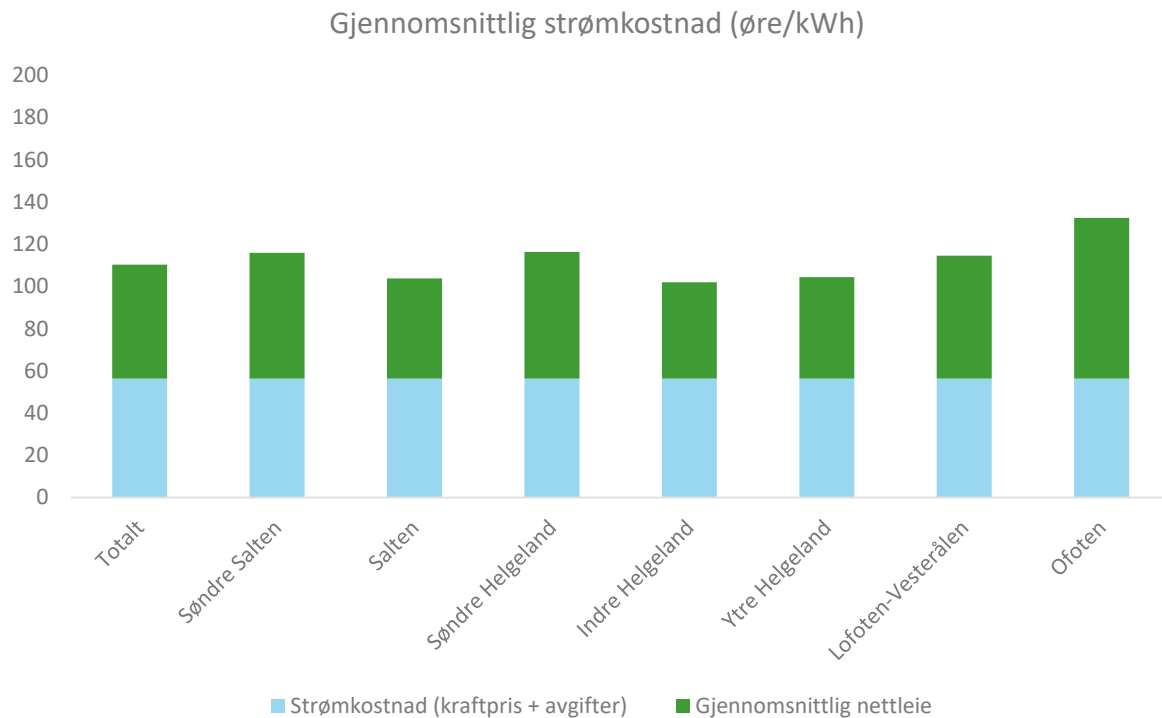


**Figur 4-7: Kostnad per tonn CO<sub>2</sub> redusert ved elektrifisering per bussrutepakke**

Det er flere faktorer som gjør at kostnadseffektivitet varierer stort mellom de ulike anbudsområdene og spesielt mellom de ulike bussrutepakkene. Antall busser og antall rutekilometer i bussrutepakken er avgjørende. Dette er informasjon mottatt fra fylkeskommunen. Har du mange busser som kjører få kilometer blir kostnaden ved elektrifisering høy på grunn av høye investeringskostnader og lite operasjonelle kostnadsbesparelser. Har du derimot få busser som kjører mange kilometer blir kostnaden lav. Som vist i Figur 4-7 er det noen bussrutepakker som har negativ kostnadseffektivitet, for eksempel langrutene i Indre Helgeland, Ytre Helgeland og Lofoten, på grunn av få busser som kjører mange kilometer med lavere energi- og driftskostnader i forhold til basisscenariet. Mangler eller feil i dataen her, f.eks. i hvilke busser som kobles til hvilke ruter, kan gi betydelig utslag.

Stasjoneringsteder – både antall, effektbehov og lokasjon – har også en betydelig innvirkning på strømkostnadene for elbussene. Lokasjonen til stasjoneringstedet avgjør hvilken nettleietariff som gjelder. Felles for alle tariffene er at det betales et fastledd per ladested – så jo flere stasjoneringsteder jo høyere fastledd. Antall busser som skal lade på hvert stasjoneringsted avgjør effektleddet i nettleien. Per kW blir effektleddet gjerne lavere dersom du har alt effektuttaket samlet på ett ladested, men høyt effektbehov kan gi høye kostnader for nettoppgradering. Figur 4-8 viser hvordan gjennomsnittlig nettleie varierer for de ulike anbudsområdene, gitt forutsetningene for lading beskrevet i kapittel 4.3.1.2. Som nevnt er nettleien avhengig av nettselskap og hvor «smart» ladingen er, og kan bli lavere dersom effektforbruket flates ut så mye som mulig gjennom dagen.

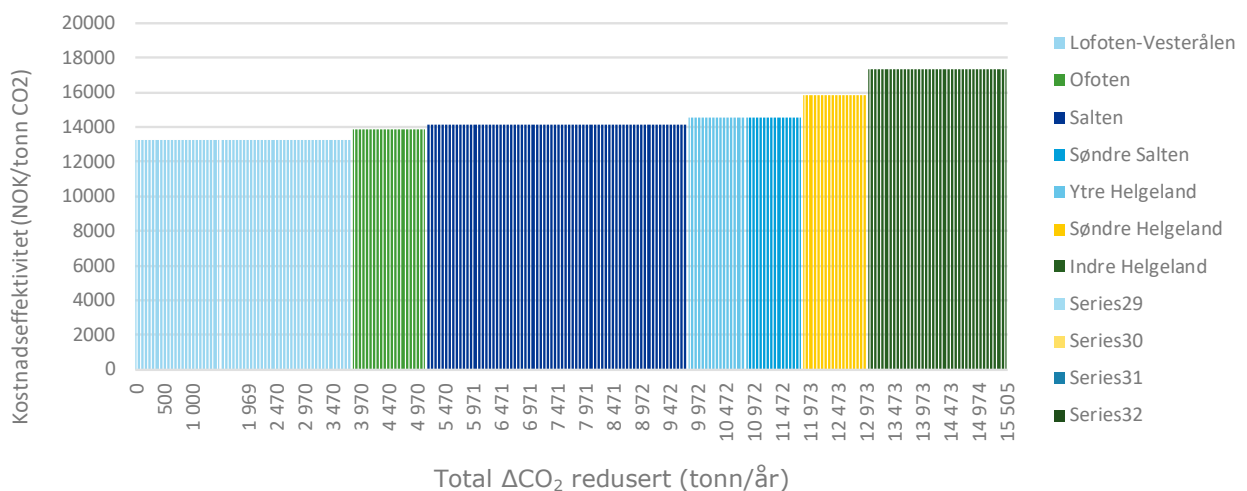
Gjennomsnittlig total strømkostnad for Nordland er på 110 øre/kWh, hvorav gjennomsnittlig nettleie er på 54 øre/kWh. Til sammenligning er dieselkostnaden over tre ganger så høy når en tar virkningsgraden med i betraktningen. Oppvarming av elbussene med HVO drar opp både drivstoffkostnaden og utslippene for elbussene.



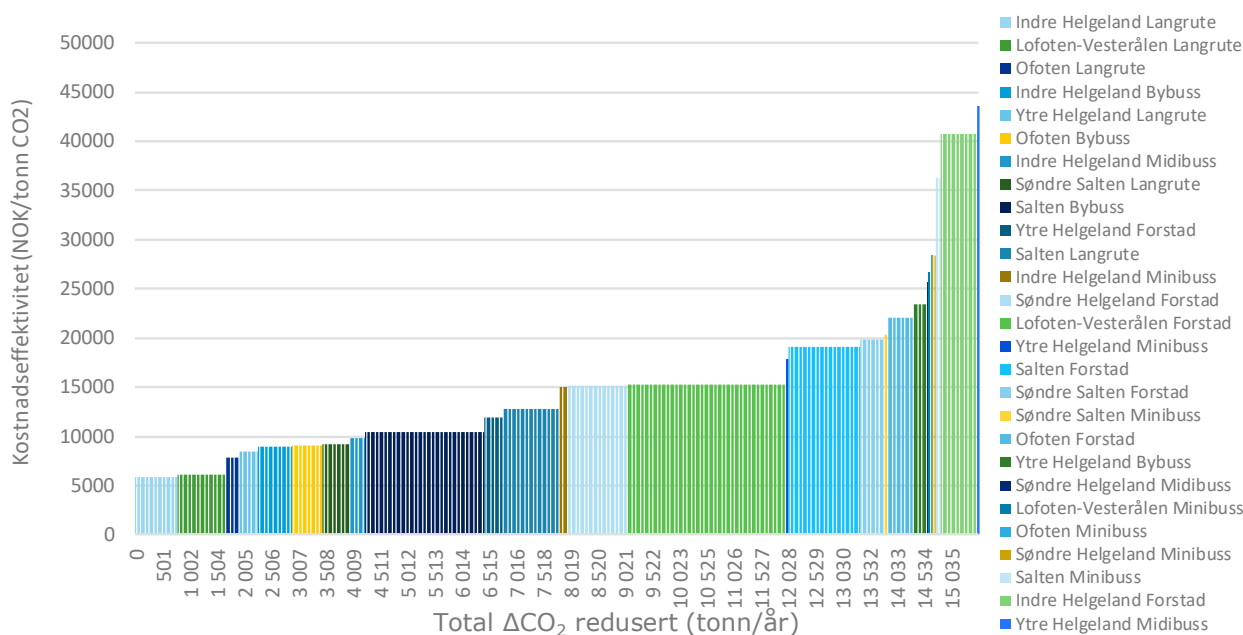
**Figur 4-8: Gjennomsnittlig strømkostnad per anbudsområde**

#### 4.4.2 Hydrogen

Slik kostnadene for hydrogenbusser og hydrogen er i dag, med estimatene lagt til grunn i denne analysen, er hydrogen et svært kostbart alternativ i forhold til de andre alternative teknologiene. På grunn av virkningsgraden til brenselcellen er utslipp fra hydrogen høyere enn for strøm. Total årlig utslippsreduksjon ved overgang til hydrogenbusser er likevel omtrent lik som for elbusser, da elbussenes utslipp øker med oppvarmingsløsning. Figur 4-9 og Figur 4-10 viser årlig reduksjon av CO<sub>2</sub>-utslipp og kostnadseffektivitet inndelt henholdsvis i anbudsområde og i bussrutepakke. Gjennomsnittlig kostnad er på 14 600 NOK per tonn CO<sub>2</sub> redusert.



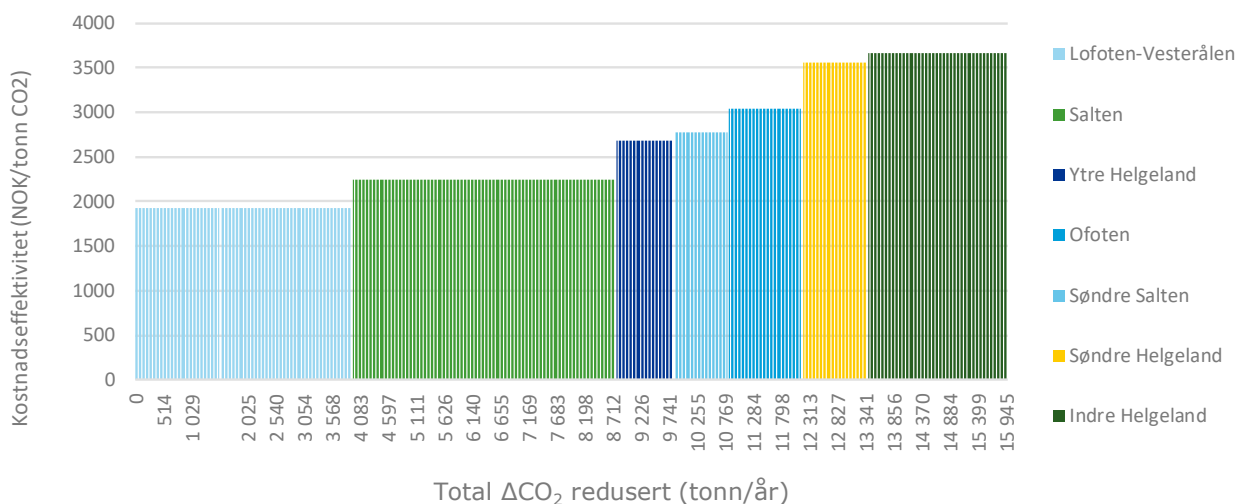
**Figur 4-9: Kostnad per tonn CO<sub>2</sub> redusert ved overgang til hydrogen per anbudsområde**



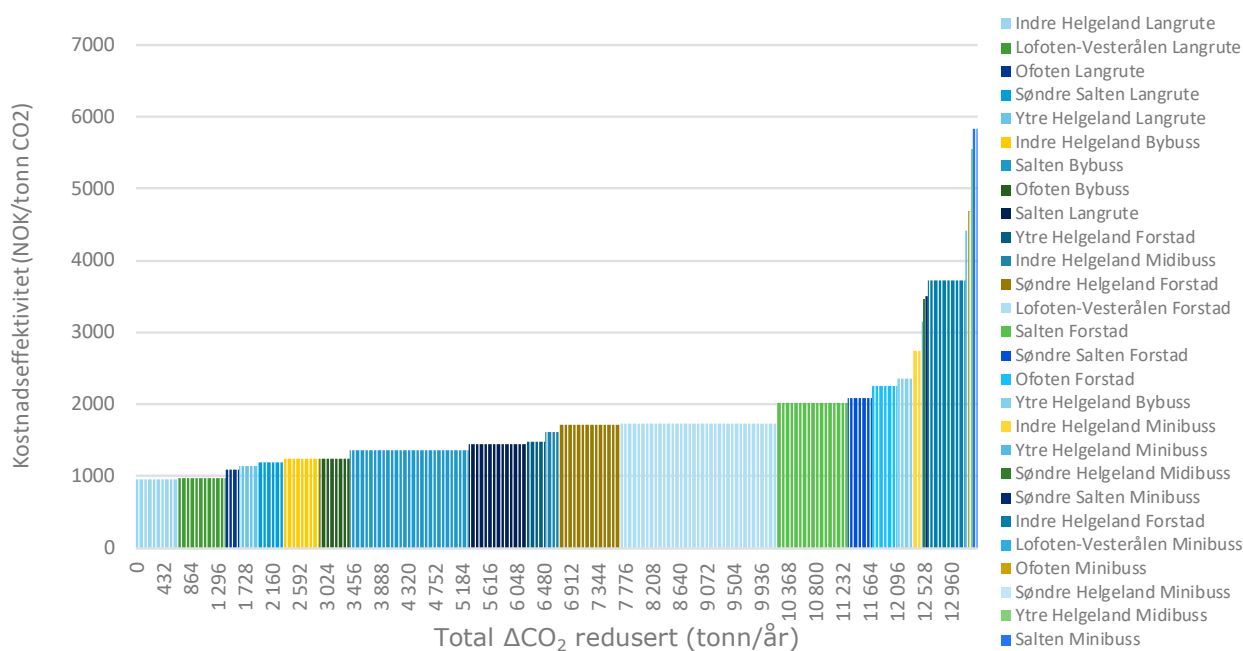
**Figur 4-10: Kostnad per tonn CO2 redusert ved overgang til hydrogen per bussrutepakke**

### 4.4.3 Biogass

Gitt forutsetningene for kostnader og utslipp lagt til grunn i denne analysen er det biogass som har den laveste kostnaden i NOK per tonn CO2 redusert i forhold til basisscenarioet. Total reduksjon i CO2-utslipp i forhold til basisscenarioet er på 13 365 tonn per år, og i gjennomsnitt koster dette alternativet 1 865 NOK/tonn CO2 redusert. Figur 4-11 og Figur 4-12 viser årlig reduksjon av CO2-utslipp og kostnadseffektivitet inndelt henholdsvis i anbudsområde og i bussrutepakke.



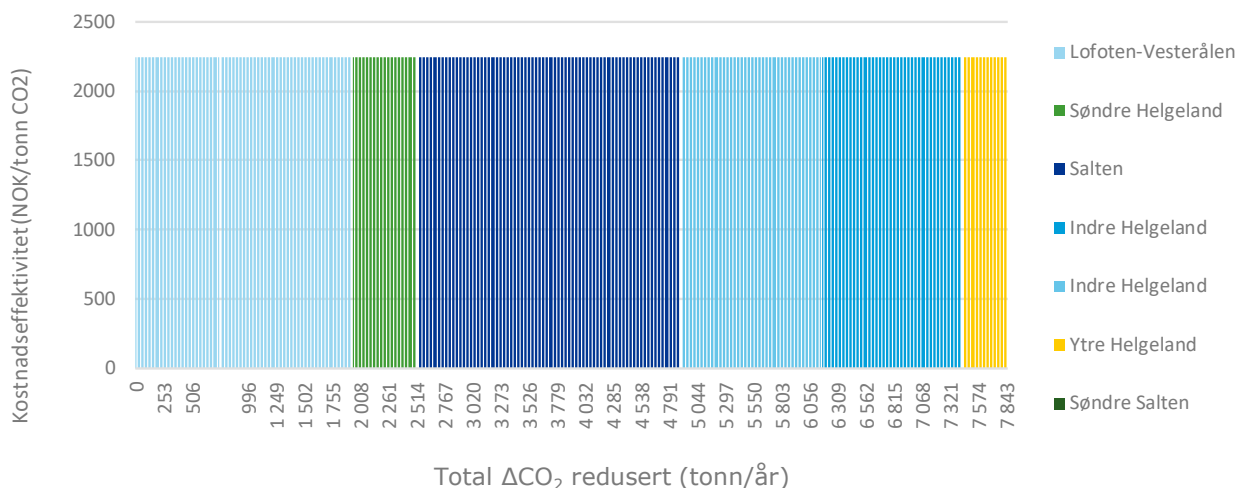
**Figur 4-11: Kostnad per tonn CO2 redusert ved overgang til biogass per anbudsområde**



**Figur 4-12: Kostnad per tonn CO2 redusert ved overgang til biogass per bussrutepakke**

#### 4.4.4 HVO

Figur 4-13 viser reduksjon i CO<sub>2</sub>-utslipp og kostnadseffektivitet ved en overgang fra fossil diesel til HVO. Gitt forutsetningene for utslippsfaktorer er samlet reduksjon i CO<sub>2</sub>-utslipp ved en overgang til HVO på 7843 tonn per år. I og med at både investeringskostnadene og vedlikeholdskostnadene ved drift på HVO er de samme som ved dagens dieseldrift er det kun energikostnadene som utgjør en forskjell mellom de to alternativene. Kostnadseffektiviteten er dermed dem samme for alle bussruter, 2 248 NOK/tonn CO<sub>2</sub> redusert, og total kostnad er proporsjonal med antall kilometer kjørt.



**Figur 4-13: Kostnad per tonn CO2 redusert ved overgang til HVO per anbudsområde**

## 5 STRATEGI FOR LAV- OG NULLUTSLIPPSLØSNINGER

De foregående kapitlene viser resultater fra analyser for fremtidige kostnader hvor vi har brukt et sett av parametere for priser for energibærere og utstyr, og vi har heller ikke tatt med muligheter for bruk av støtteordninger. For å kunne vurdere en strategi mot valg av forskjellige energibærere for anbud som kommer på ulike tidspunkt i fremtiden, diskuterer vi i dette kapitlet noe om forskjellige mulige utviklinger av priser og vi gjør en sensitivitetsanalyse som ser på konsekvenser av endringer i parameterne som inngår i analysen.

### 5.1 Fremtidige priser

Vi har i denne analysen brukt priser som er antatt å være det materiellet og energibærere koster i dag. Det er forventet at det vil være en utvikling i retning av lavere priser for deler av materiellet og for enkelte energibærere som er vurdert i de forskjellige scenariene som er vurdert her.

#### 5.1.1 Buss

For busser er det ikke å forvente en stor endring i pris på busser som går på HVO eller på biogass, siden dette er en relativt moden teknologi.

For biogassbusser vil det i tillegg være en kostnad for infrastruktur for fylling av biogass. Det kan være en viss reduksjon av pris for infrastruktur hvis det blir en økt bruk av biogass i landtransport, men selve teknologien med gasstanker og fylling er ansett å være en moden teknologi. Når det gjelder prisen for selve biogassen, er det stor usikkerhet forbundet med dette. Det er heller ikke i dag lokal produksjon av biogass som kan forsyne bussflåten i Nordland.

Når det gjelder hydrogeninfrastruktur så er det flere analyser som peker på at hydrogen kan bli levert til lavere priser enn det som er fylleprisen på hydrogenstasjoner i dag, 90 NOK/kg. Hydrogenprisen i denne analysen er satt høy på grunn av erfaring med faktiske tilbud, hvor man bygger en elektrolyse for produksjon av, samt en fyllestasjon for fylling av, hydrogen. Den samlede kostnaden for produksjonsanlegg og fyllestasjon er antatt å være høyere for busser enn for båter på grunn av lavere forbruk. Dersom det i fremtiden blir en stor andel av hydrogen brukt i landtransport kan man forvente lavere priser for hydrogen til busser.

Hydrogenbusser bruker brenselceller og hydrogentanker. For brenselceller er det et potensial for reduserte produksjonskostnader dersom det blir en vesentlig økning i mengde produserte enheter per år. Samtidig er det ikke produsert mange hydrogenbusser i dag og produsenter har ikke fabrikker med stor produksjonskapasitet. Det vil si at dersom det blir en vesentlig andel av hydrogenbusser i verdensflåten, så kan man forvente en reduksjon i prisen per levert hydrogenbuss.

For elbusser vil det kunne være en viss endring i kostnader for ladeinfrastruktur, men dette er en relativt moden teknologi, og den største fordelene over tid vil heller være at man kan bruke ladeinfrastruktur og utbygget elektrisk nett videre etter et endt anbud. Altså, kostnadene for neste anbud igjen vil bli lavere på grunn av investeringer gjort i førstkommande.

For selve elbussen kan man forvente at prisen vil bli like stor som prisen for dieselbusser. Det er to grunner til at man kan være relativt sikker på dette. Den første er at de siste årene har det vært et stort fall i batteripriser, noe som forventes å fortsette med økt bruk av batterier til både elbiler og til el-nettet. Den andre grunnen er at selv om det i dag finnes flere hundre tusen elbusser verden over, så er det et

stort potensial for reduserte produksjonskostnader for elbussprodusenter ettersom de får mer erfaring med produksjon og større produksjonslinjer for elbusser.

### 5.1.2 Båt

For ferge og hurtigbåt vil det ikke være å forvente en spesiell endring i pris for dieselmotorer til HVO eller gassmotorer som brukes til biogass, ettersom teknologiene er modne. Det samme gjelder for infrastruktur for fylling av HVO og biogass.

For hydrogeninfrastruktur og hydrogenprisen som vi har brukt i rapporten, er det flere analyser som peker på at det er muligheter for lavere priser enn 60 NOK/kg som er brukt i denne rapporten. Vi har brukt lavere pris på hydrogen for båt enn for buss på grunn av et større forbruk for båter. Dette tilsier også at en del av potensialet for lavere priser for hydrogen allerede er tatt ut i analysen vår. Det er likevel analyser som tilsier enda lavere priser dersom det blir storskala bruk av hydrogen i skipsfart og særlig dersom det blir storskala produksjon av hydrogen fra naturgass med karbonfangst.

Det er også mulige faktorer som kan peke mot høyere hydrogenpriser for båter. Dette vil avhenge av hvor og hvordan hydrogenet produseres. De laveste anslagene på pris for grønt hydrogen finner man oftest i analyser av lokalt produsert komprimert hydrogen som bunkres nært produksjonsstedet. For slike løsninger vil hydrogenbåter komme bort i den samme problematikken som ved elektrifisering, nemlig at det ved flere anløp vil være svært dyrt å få tilført strøm for elektrolyse. Ett tonn hydrogen produsert ved elektrolyse krever 57 MWh elektrisk energi, over et døgn gir det en gjennomsnittlig effekt på 2,4 MW, noe som er sammenlignbart med ladebehovet for flere konsepter for elektrifisering. Dette betyr at for en del anløp vil enten hydrogenet bli dyrere på grunn av høye tilknytningskostnader eller på grunn av dyr transport av hydrogenet. Dette er en effekt som peker i retning av høyere hydrogenpriser mens andre effekter peker i retning av billigere hydrogen. Til sammen er det klart at det er usikkerhet forbundet ved hva hydrogen levert til båter vil kunne koste.

For brenselcellene og utstyret om bord på hydrogenfergene er det på samme måte som for busser et potensiale for reduserte priser ved større produksjon av brenselceller. Dette er et scenario som vil kunne inntreffe dersom det blir en stor andel av skip som bruker brenselceller. Med flere båter som blir bygget med hydrogen som drivstoff, vil det også etter hvert kunne bidra til lavere kostnader når rederier og verft får mer erfaring med byggingen.

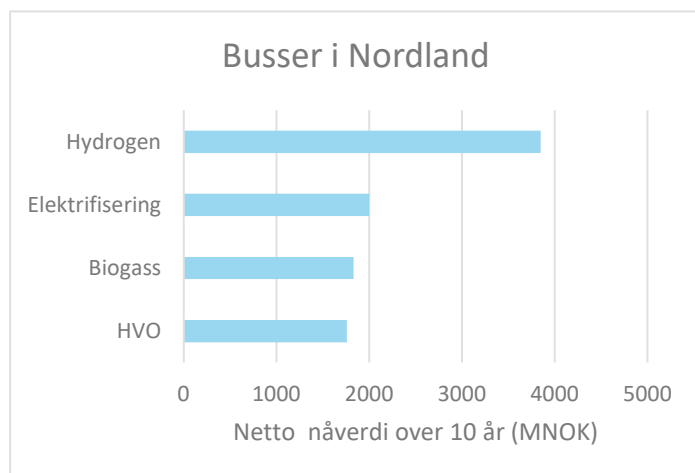
For batteriferges er det i dag et stort antall skip og båter som bygges med batterier og det er klart at denne trenden vil fortsette. Samtidig som verft og rederier vil få stadig større erfaring med bygging av batteriinstallasjoner, så vil prisene på selve batteriene fortsette å falle. For båter er det derimot slik at den største delen av kostnadene ved elektrifisering ikke er selve battericellene. Likevel kan man forvente fallende priser for batteribåter og hybridbåter i årene som kommer.

## 5.2 Sensitivitet

Resultatene i beregningene varierer med variasjon i flere forskjellige parametre. Det er både usikkerhet med tanke på priser i dag og flere forskjellige framtidsscenarioer som benyttes av forskjellige aktører i bransjene. I dette delkapitlet ser vi på et de viktigste pris-parametrene og viser hvordan resultatene kan endre seg om disse parametrene endrer seg.

## 5.2.1 Busser

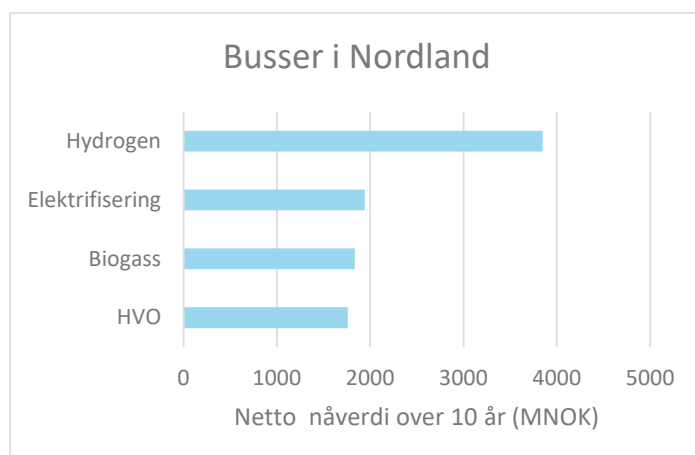
For å sammenligne de forskjellige mulige framtidsscenarioene velger vi å sammenligne total netto nåverdi over en periode på ti år, hvor alle busser bruker samme energibærer. Med utgangsverdiene som er brukt i rapporten får vi resultatene som vises i figuren under for busser.



**Figur 14 Netto nåverdi for alle bussene i Nordland med lik energibærer**

Det er sannsynligvis ikke slik at den løsningen med lavest kostnad er å velge samme energibærer for alle bussrutene. For eksempel er det noen bussruter hvor elektrifisering er billigere enn HVO, mens HVO er billigere enn elektrifisering for andre. Vi har valgt å ikke vise scenarier med blanding av energibærere her.

Dersom vi antar 40 % støtte til ladeinfrastruktur for busser får vi resultatet vist i figuren under.

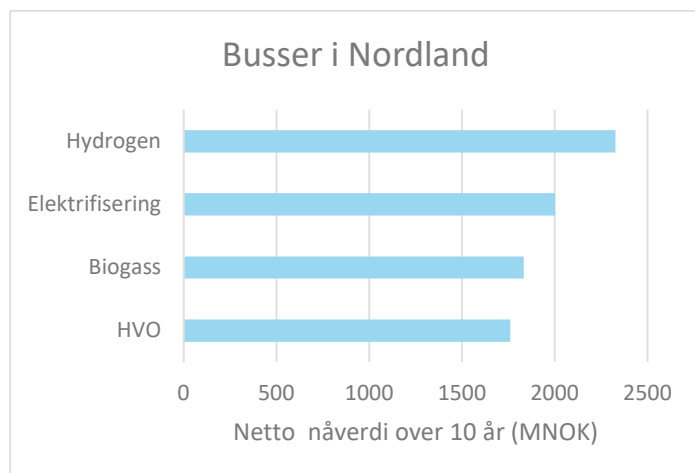


**Figur 15 Netto nåverdi for busser med Enovastøtte for lading av elbusser**

Dette resultatet peker i retning av at full elektrifisering av alle bussene i dag vil ha en høyere kostnad enn hvis alle går på HVO.



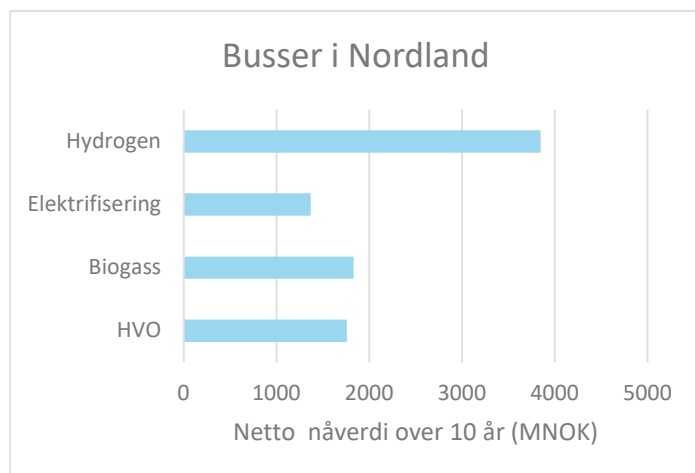
Dersom vi ser på et scenario hvor hydrogenbusser har blitt like dyre som elbusser i dag (to ganger dagens dieselbuss i stedet for 3,5 ganger) og hvor hydrogenprisen er på 50 NOK/kg i stedet for 90 NOK/kg får vi dette resultatet i stedet.



**Figur 16 Netto nåverdi ved nesten halvering av pris for både hydrogenbusser og hydrogen**

Dette resultatet viser at selv i et optimistisk scenario for hydrogen, vil ikke hydrogenbusser kunne lønne seg.

Hvis vi ser på et fremtidsscenario hvor vi setter elbussprisen lik dieselbussprisen, men holder alt annet likt, får vi dette resultatet.

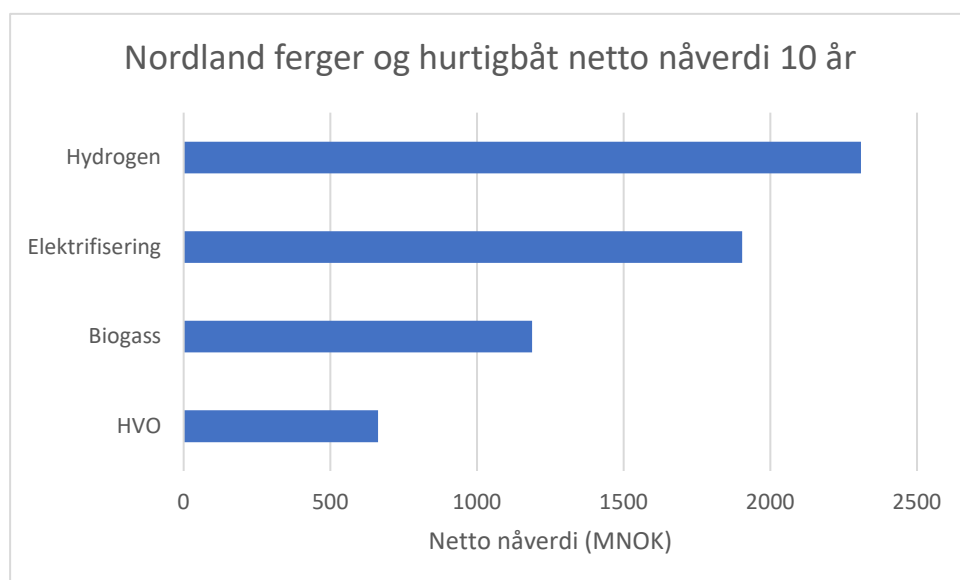


Dette resultatet er det som ligger til grunn for den globale trenden med elektrifisering av landtransport generelt og busser spesielt. Elektrisitet er den billigste energibæreren, og når man får opp produksjonen av elbiler og elbusser, så vil ingen annen løsning kunne vinne på pris for ruter hvor man relativt lett og billig kan sette opp lading.

## 5.2.2 Båter

For ferger og hurtigbåter gjør vi samme overordnede sammenligning som for busser for å gjøre en sensitivitetsanalyse av parametrene som ligger til grunn for analysen. Vi antar at alle ferge- og hurtigbåtsambandene har valgt samme energibærere. Merk at for hurtigbåt har det blitt vurdert slik at to av sambandene ikke er aktuelle for elektrifisering, og at den samlede netto nåverdien for elektrifisering i figurene under derfor er litt for lav. For HVO, biogass og hydrogen utgjør merkostnaden i netto nåverdi for disse to sambandene 12 % av den totale merkostnaden i netto nåverdi. Vi viser likevel den totale merkostnaden i netto nåverdi uten disse to sambandene for elektrifiseringsalternativet og uten å justere for det, siden hensikten er å vise hvordan endringen i parametre påvirker resultatene.

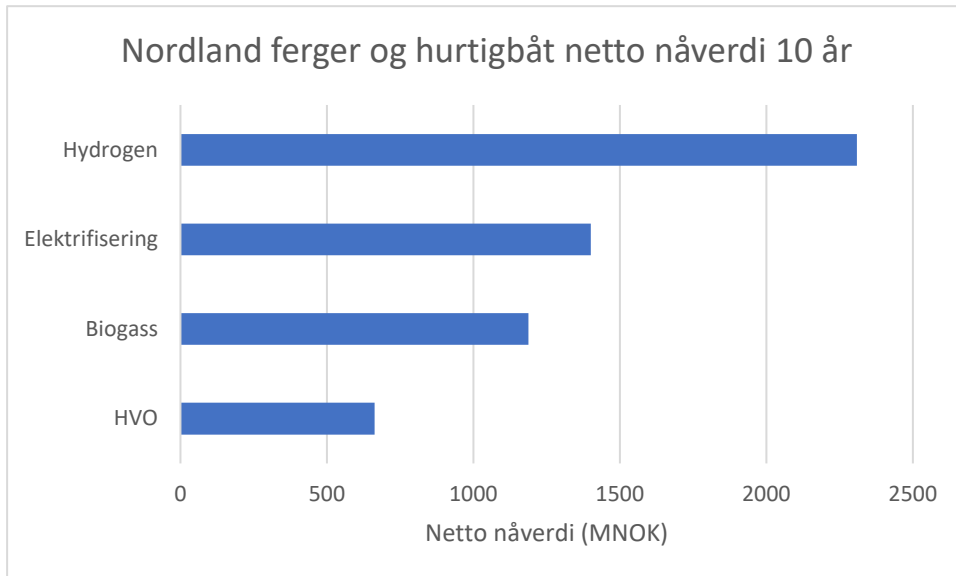
For ferger og hurtigbåter er det større individuelle forskjeller mellom resultatene for forskjellige samband enn det er for buss og forskjellige bussruter. Det er derfor mindre sannsynlig at en løsning hvor alle ferge- og hurtigbåtsambandene har lik energibærere er den løsningen med lavest kostnad.



**Figur 17 NNV av merkostnad om alle sambandene valgte samme løsning**

### 5.2.2.1 Enovastøtte ladeinfrastruktur

Dersom det blir 40 % støtte til infrastruktur for lading til elektrifisering så går netto nåverdien av merkostnaden for full elektrifisering ned med 26 %, se figuren under.

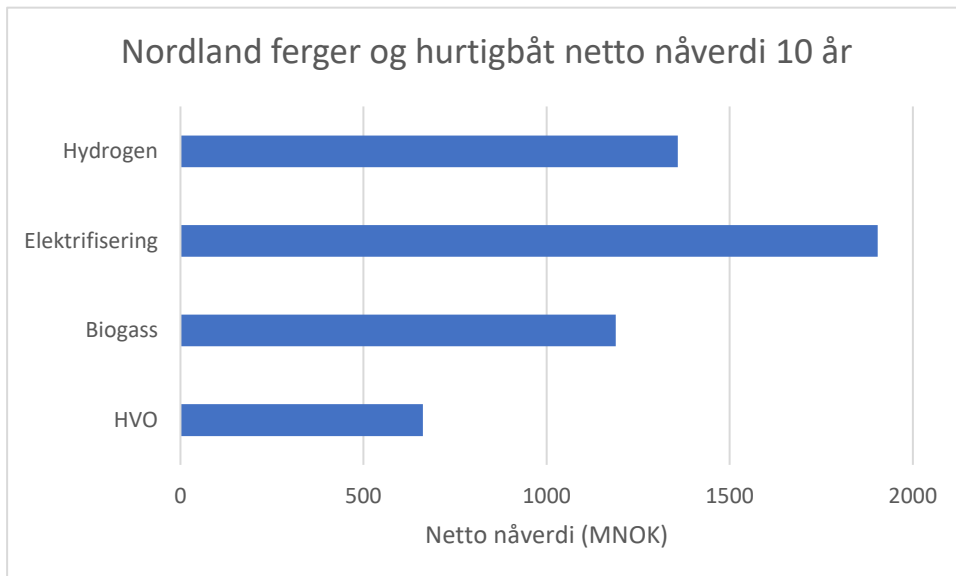


**Figur 18 Enovastøtte på 40 % til ladeinfrastruktur**

### 5.2.2.2 Hydrogenpris

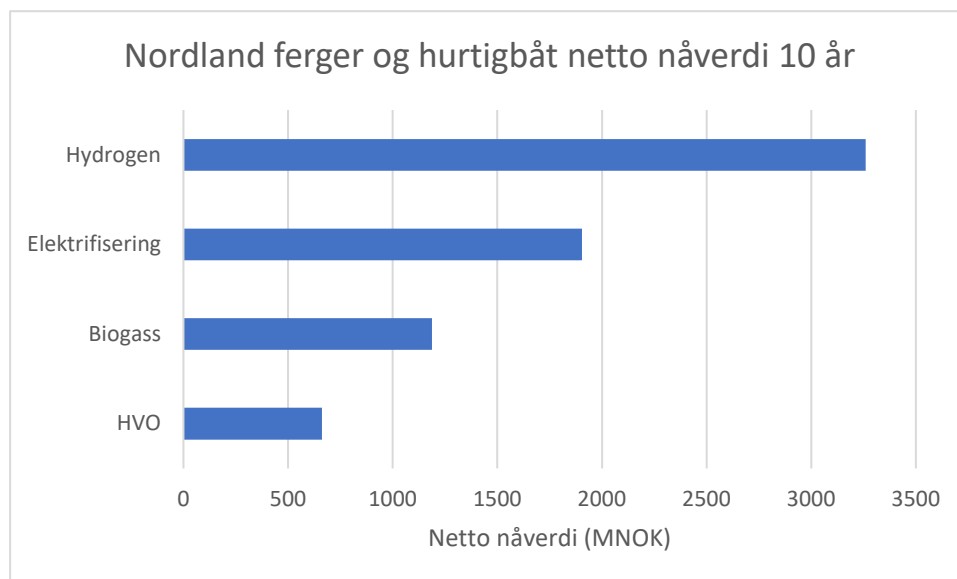
Når det gjelder støtte fra Enova og hydrogenproduksjon, så er det sannsynlig at det vil være støtte til det fra Enova, men i denne rapporten vurderer vi det kun ut ifra en variasjon i priser for hydrogen. Et prisenivå på 60 NOK/kg for levert hydrogen til båter er ikke usannsynlig at allerede kan inneholde støtte fra myndighetene.

Dersom vi holder alt annet likt, men senker hydrogenprisen fra 60 til 30 NOK/kg får vi resultatet i figuren under.



**Figur 19 Hydrogenpris på 30 NOK/kg**

Hvis vi derimot øker hydrogenprisen fra 60 til 90 NOK/kg får vi resultatet i figuren under.

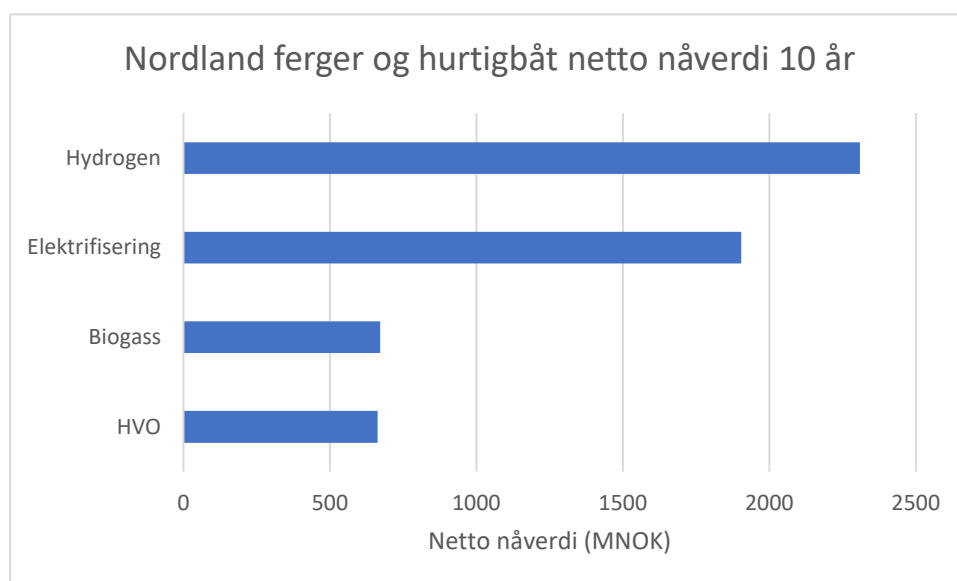


**Figur 20 Hydrogenpris på 90 NOK/kg**

De to siste figurene viser at hydrogenprisen har stor påvirkning på den endelige økonomien i løsningene for hydrogen til båter. Sett sammen med at det er stor usikkerhet i pris på faktisk levert hydrogen, vil det bety at en satsning på hydrogen vil ha et stort mulig utfallsrom for totale kostnader for kollektivtrafikken.

### 5.2.2.3 Biogass

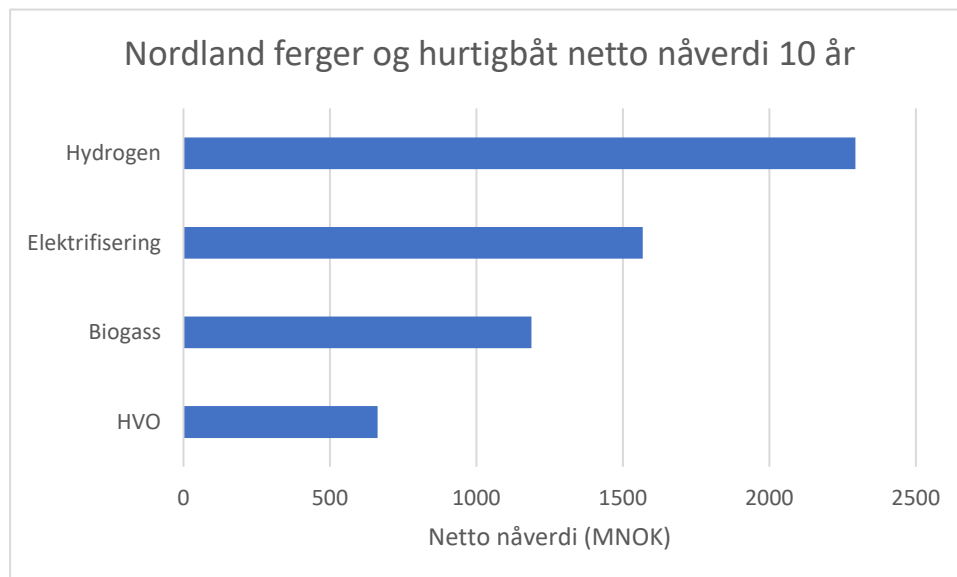
Ved en biogasspris på 11,35 NOK/kg, en reduksjon på 30 % i forhold til antagelsen i rapporten, vil HVO og biogass ha totalt sett en lik netto nåverdi av merkostnad, se figuren under. Dette er en lavere energipris enn for HVO, som må til siden gassferger og hurtigbåter vil kreve dyrere motorer og lagertanker.



**Figur 21 Kostnad for biogass til båt er redusert med 30 %**

#### 5.2.2.4 Batterier

Dersom prisen for battericeller blir halvert fra dagens nivå, hvor vi ser bort fra kraftelektronikk og andre kostnadselementer, vil netto nåverdien av merkostnaden se ut som i figuren under.



**Figur 22 Halvering av pris for battericeller**

Dette er en reduksjon på 18 % av netto nåverdien av merkostnadene. Dette er et realistisk scenario, med tanke på den raske elektrifiseringen av landtransport og økt bruk av batterier i det elektriske nettet.

## 6 OPPSUMMERING

Denne rapporten presenterer beregninger for kostnader og utslipp for fire forskjellige lavutslipps energibærere for busser, ferger og hurtigbåter i Nordland fylke. Rapporten har tatt inn rutetabeller og lister over materiell og bruk av kollektivtilbudene slik de er i dag. DNV GL har brukt erfaringstall for kostnader for materiell og energibærere inn i arbeidet med analysen, og vi har gjort en sensitivitetsanalyse for å vurdere hvor stor påvirkning endringer i kostnadstallene har på de endelige resultatene.

Resultatene fra analysene er presentert i flere forskjellige formater, siden det ikke er nødvendigvis ett måltall som Nordland fylkeskommune vil bruke for å vurdere hvilke energibærere som skal brukes til forskjellige samband eller bussruter.

Noen betraktninger kan oppsummeres fra resultatene:

- For ferger og hurtigbåter er det store forskjell på sambandene i kostnader for elektrifisering. Dette er fordi det er store forskjeller (og usikkerheter) i kostnader med nettilknytning og fordi ruteplanene, med energibehov per overfart og tid tilgjengelig til lading, har så stor innvirkning på elektrifiseringskostnadene.
- En anbefaling er at man bør åpne for å kunne endre på ruteplaner, med tanke på å legge til rette for reduserte kostnader ved elektrifisering, både av buss og båt.
- For busser er elektrifiseringskostnadene spesielt avhengig av i hvor stor grad bussene blir brukt. Derfor vil effektive vognløpsplaner, hvor det er færre busser som alle i større grad brukes, kunne være med på å redusere kostnadene ved elektrifisering.
- For ferger og hurtigbåter ble det vurdert at det var to hurtigbåtsamband som ikke egner seg for elektrifisering, med dagens ruteplaner og kapasitet i de lokale nettene.
- For busser ble det vurdert at det ikke er noen bussruter som ikke egner seg for elektrifisering. Grunnen til dette er en trend med økende kapasitet i elbusser på markedet, samt muligheter for å sette opp rask lading langs eller i enden av rutene.

## 7 REFERANSER

- Avfall Norge - Bærekraft og klimagassreduksjoner for norskprodusert biogass. (n.d.). Retrieved from <https://www.avfallnorge.no/fagomraader-og-faggrupper/rapporter/b%C3%A6rekraft-og-klimagassreduksjoner-for-norskprodusert-biogass>
- Biogass Oslofjord. (2016). *Erfaringer gjort med biogassbusser i kollektivtrafikken i Oslofjordregionen*.
- DNV GL. (2017). *Teknisk-økonomisk utredning av null- og lavultslippstiltak for 21 fergesamband i Nordland*.
- H2Bus Consortium. (2019). *Affordable Truly Zero-Emission Buses*. Retrieved from <https://zero.no/wp-content/uploads/2019/09/29-Lars-Jakobsen-Nel-H2BusEurope.pdf>
- H2Bus Consortium. (2020). *H2Bus Consortium and Wrightbus Join Forces to Transform Public Transit with First Truly Zero Emission Fuel Cell Electric Buses*. Retrieved from [https://h2bus.eu/onewebmedia/H2Bus\\_PR2\\_150920.pdf](https://h2bus.eu/onewebmedia/H2Bus_PR2_150920.pdf)
- LMG Marin, CMR Propotech, Norsk Energi. (2015). *Potensialstudie - Energieffektiv og klimavennlig ferge drift (Dok. nr.: 349008-R-001)*.
- Miljødirektoratet. (2020). *Klimakur 2030: Tiltak og virkemidler mot 2030*.
- Miljødirektoratet. (2020). *Virkemidler for økt bruk og produksjon av biogass*.
- Miljødirektoratet og Sjøfartsdirektoratet. (2018). *Kunnskapsgrunnlag for omsetningskrav i skipsfart*.
- Norsk hydrogenforum. (2021). *Ofte stilte spørsmål - hva koster hydrogen*. Retrieved from <https://www.hydrogen.no/ressurser/ofte-stilte-sporsmal>
- NRK. (2019). *Elektrisk bussboom i norske byer*. Retrieved from <https://www.nrk.no/norge/elbussene-kommer-for-alvor-1.14667215>
- NVE. (2021). *NVE Atlas*. Retrieved from <http://atlas.nve.no/html5Viewer/?viewer=nveatlas&runWorkflow=StartupQuery&mapServiceId=92&layerName=Sentralnett&layerName=Regionalnett&layerName=Distribusjonsnett&extent=312773.0000466691,6938385.233336046,935920.9130091618,7759314.87519533>
- Ruter. (2018). *Utslippsfri kollektivtransport i Oslo og Akershus*. Retrieved from <https://ruter.no/contentassets/e7bd74c5a3724b2789c874e97ae0427b/rapport-utslippsfri-kollektivtransport-i-oslo-og-akershus.pdf>
- Selfa Arctic. (2017). *R&D Project. Battery / fuel cell fast ferry. Rapport for Næringslivets NOx-fond, 06.04.2017, Rev. 8*.
- Statens vegvesen. (2011). *Statens vegvesen, 2011. Drift av riksvegferjesambandet Lavik-Oppedal, utviklingskontrakt for energi- og miljøeffektiv ferje. Del B Grunnlag for utviklingskontrakt, vedlegg Klimagassberegninger*.
- Statens vegvesen. (2015). *Dokumentasjon av beregningsmoduler i EFFEKT 6.6*.
- Sustainable Bus. (2019). *Solaris at Busworld. Bus batteries get a big capacity boost*. Retrieved from <https://www.sustainable-bus.com/news/solaris-at-busworld-bus-batteries-get-a-big-capacity-boost/>
- Sustainable Bus. (2019). *The effect of cold weather on electric bus range, fuel cell wins. A study by CTE*. Retrieved from <https://www.sustainable-bus.com/news/the-effect-of-cold-weather-on-electric-bus-range-fuel-cell-wins-a-study-by-cte/>
- Teknisk Ukeblad. (2021). Retrieved from Nel: Vil gjøre grønt hydrogen konkurransedyktig i 2025: <https://www.tu.no/artikler/nel-vil-gjore-gront-hydrogen-konkurransedyktig-i-2025/505814?key=WeFjtuBv>



## Om DNV GL

DNV GL er et internasjonalt selskap innen kvalitetssikring og risikohåndtering. Siden 1864 har vårt formål vært å sikre liv, verdier og miljøet. Vi bistår våre kunder med å forbedre deres virksomhet på en sikker og bærekraftig måte.

Vi leverer klassifisering, sertifisering, teknisk risiko- og pålitelighetsanalyse sammen med programvare, datahåndtering og uavhengig ekspertrådgivning til maritim sektor, til olje- og gass-sektoren, og til energibedrifter. Med 80,000 bedriftskunder på tvers av alle industrisektorer er vi også verdensledende innen sertifisering av ledelsessystemer.

Med høyt utdannede ansatte i 100 land, jobber vi sammen med våre kunder om å gjøre verden sikrere, smartere og grønnere.