



Miljøvennlige fergeløsninger i Nordland fylke

*Kostnader, utslippsreduksjoner og ringvirkninger av
elektrifisering og hydrogenifisering av fergesambandene i
Nordland fylke*

Jonas Bertil Englund & Håkon Frisell Krattum

Veileder: Gunnar S. Eskeland

Masteroppgave i økonomi og administrasjon

Hovedprofil: Samfunnsøkonomi og Energi, naturressurser og miljø

NORGES HANDELSHØYSKOLE

Dette selvstendige arbeidet er gjennomført som ledd i masterstudiet i økonomi- og administrasjon ved Norges Handelshøyskole og godkjent som sådan. Godkjenningen innebærer ikke at Høyskolen eller sensorer innestår for de metoder som er anvendt, resultater som er fremkommet eller konklusjoner som er trukket i arbeidet.

Forord

Denne masterutredningen er skrevet som en del av masterstudiet i økonomi og administrasjon ved Norges Handelshøyskole, og representerer avslutningen av fem års studietilværelse ved NHH.

Først og fremst ønsker vi å takke vår veileder, professor Gunnar S. Eskeland, for gode innspill og interessante diskusjoner underveis i masterarbeidet. Støtten har vært uvurderlig for arbeidet med denne oppgaven, og har vært avgjørende for å etablere en tydelig retning og struktur for oppgaven.

Vi ønsker også å takke Bjørnar Klausen i Nordland fylkeskommune, Nikolai Hydle Rivedal i DNV og Dag Hole i Statens Vegvesen for gode innspill og tips underveis i prosessen, samt for å ha tatt seg tid til å dele sin kunnskap med oss.

I arbeidet med oppgaven har vi fått god bruk for kunnskap og innsikt vi har ervervet i løpet av fem år som studenter ved NHH.

Avslutningsvis ønsker vi å takke kjærester, familie og venner for gode innspill, og verdifull støtte underveis.

Oslo, desember 2021

Jonas Bertil Englund

Håkon Frisell Krattum

Sammendrag

Utgangspunktet for oppgaven er kravet om lav- og nullutslippsløsninger i alle norske fergeanbud fra 2023, og konsekvensene av dette for de 27 fergesambandene i Nordland. Oppgaven har beregnet kostnader og utslippsreduksjoner ved elektrifisering og hydrogenifisering av fergesambandene i fylket, og vurdert mulige ringvirkninger av miljøkravet for Norge og Nordland.

Oppgaven finner at både elektrifisering og hydrogenifisering av fergesambandene er beregnet å medføre netto-merkostnader på samtlige fergesamband i Nordland, og en kombinasjon av de to løsningene er funnet å være mest hensiktsmessig, gitt beregnet tiltakskostnad, teknologisk modenhet, samt ferge- og sambandskarakteristikker. Det er et betydelig spenn i beregnet tiltakskostnad mellom de ulike sambandene, og gjennomgående har samband med lavt energibehov, høyere tiltakskostnad og vice versa. Investeringskostnader er funnet å være den største kostnadsdriveren ved elektrifisering, mens drivstoffkostnader er den største kostnadsdriveren ved hydrogenifisering. Endrede forutsetninger, slik som redusert hydrogenpris, økt CO₂-avgift og reduserte investeringskostnader har moderat innvirkning på det totale kostnadsbildet, og endrer i noen tilfeller hvilken drivstoffteknologi som er mest kostnadseffektiv. Det er beregnet at elektrifisering og hydrogenifisering vil medføre vesentlige utslippsreduksjoner, målt i tonn CO₂.

Oppgaven diskuterer også mulige ringvirkninger strengere miljøkrav for fergedrift kan ha, med utgangspunkt i Porterhypotesen. Innføring av lav- og nullutslippsløsninger på fergesambandene i Nordland virker, gitt velutformede miljøkrav, å kunne medføre konkurransefortrinn vis-a-vis utenlandske konkurrenter, eksempelvis innen fergebygging, hydrogenproduksjon og grønn skipsfart generelt.

Beregnete tiltakskostnader for utslippskutt på fergesamband i Nordland er høyere enn det som er beregnet for ferger generelt i Norge i «Klimakur 2030». Dette kan tale mot å elektrifisere eller hydrogenifisere alle fergesamband i Nordland i dag, og heller kanalisere ressurser mot andre, mer kostnadseffektive, utslippsreduksjonstiltak. Til syvende og sist er lav- og nullutslippsferger i Nordland ikke utelukkende et spørsmål om tiltakskostnader og utslippskutt, men også et verdimeslig spørsmål om hvordan disse hensynene skal vektas mot andre hensyn når miljøtiltak skal utformes og innføres.

Innholdsfortegnelse

Forord	i
Sammendrag	ii
Innholdsfortegnelse	iii
Forkortelser	vii
1. Introduksjon	1
1.1. Dagens status i Nordland	2
1.2. Motivasjon	4
1.3. Forutsetninger og begrensninger	4
2. Relevante drivstoffløsninger	6
2.1. MGO	6
2.2. LNG	7
2.3. Eldrevne ferger	7
2.3.1. Batteriteknologi.....	8
2.3.2. Markeds- og produksjonssituasjon for strøm.....	10
2.4. Hydrogendrevne ferger	11
2.4.1. Om hydrogen	12
2.4.2. Hydrogenproduksjon	12
2.4.3. Maritim hydrogenteknologi.....	16
2.4.4. Markedssituasjon	17
2.4.5. Maritime hydrogenprosjekter.....	18
3. Litteraturgjennomgang	19
3.1. Kost-nytte vurderinger for lav- og nullutslippsløsninger for ferger	19
3.2. Statlige rammebetingelser og klimamål	21
3.3. Kostnadsgrunnlag - investeringskostnader	23
3.3.1. Investeringskostnader ved elektrifisering.....	23

3.3.2.	<i>Investeringskostnader ved hydrogenifisering</i>	24
3.4.	Kostnadsgrunnlag - drivstoffkostnader	24
3.4.1.	<i>MGO</i>	24
3.4.2.	<i>LNG</i>	25
3.4.3.	<i>Strøm</i>	25
3.4.4.	<i>Hydrogen</i>	25
3.5.	Oppsummerende betraktninger.....	26
4.	Porterhypotesen	27
4.1.	Teori.....	27
4.1.1.	<i>Kritikk mot Porterhypotesen</i>	30
4.2.	Regjeringens handlingsplan for grønn skipsfart og Klimaplan for 2021-2030	30
4.3.	FuelEU Maritime initiative.....	31
4.4.	LNG-drevne fartøy	32
5.	Data	34
5.1.	Datainnsamling	34
5.2.	Datamateriale – ferger og sambandskarakteristikk.....	35
5.2.1.	<i>Sambandskarakteristikker</i>	36
5.2.2.	<i>Fergekarakteristikker</i>	37
5.3.	Datamateriale – Investeringskostnader ved elektrifisering	38
5.4.	Utslipps- og effektivitetsfaktorer	39
5.5.	Usikkerhetsmomenter i dataen	40
6.	Generisk operasjonsprofil	42
6.1.	Beregning.....	42
6.2.	Svakheter og begrensninger ved modellen	44
7.	Kostnader	46
7.1.	Elektrifiseringskostnader	46
7.1.1.	<i>Investeringskostnader ved elektrifisering</i>	48

7.1.2.	<i>Strømkostnader ved elektrifisering</i>	50
7.2.	Hydrogenifiseringskostnader	51
7.2.1.	<i>Investeringskostnader ved hydrogenifisering</i>	52
7.2.2.	<i>Drivstoffkostnader ved hydrogenifisering</i>	53
7.3.	Drivstoffkostnader ved LNG – og MGO-drift	55
7.4.	Merkostnader ved overgang til hydrogen- eller elektrisk drift.....	56
8.	CO2-utslipp	59
8.1.	Dagens situasjon	60
8.1.1.	<i>MGO</i>	60
8.1.2.	<i>LNG</i>	61
8.1.3.	<i>Strøm</i>	61
8.1.4.	<i>Hydrogen</i>	61
8.2.	Utslippsreduksjonspotensiale	61
8.3.	Svakheter	62
8.4.	Tiltakskostnad for ulike alternativer	63
8.4.1.	<i>Generelle resultater</i>	63
8.4.2.	<i>Hydrogen</i>	64
8.4.3.	<i>Eldrift</i>	66
8.4.4.	<i>Et kostnadseffektivt scenario</i>	67
8.4.5.	<i>Et realistisk scenario</i>	69
9.	Sensitivitetsanalyse	72
9.1.	Lavere hydrogenpris	72
9.2.	Reduserte investeringskostnader ved elektrifisering	73
9.3.	Reduserte investeringskostnader ved hydrogenifisering	74
9.4.	Økt CO2-avgift	75
10.	Diskusjon	78
10.1.	Statlige miljøkrav og strategier for sjøfarten	78

10.1.1.	<i>Grønn skipsfart som konkurransefortrinn</i>	<i>79</i>
10.1.2.	<i>LNG-, el- og hydrogenferge som pilotprosjekter.....</i>	<i>80</i>
10.2.	Skipsbygging.....	82
10.3.	Hydrogenproduksjon.....	83
10.4.	Avveininger rundt tiltakskostnader og utslippsreduksjonsmål	85
10.5.	Oppsummerende betraktninger	89
11.	Konklusjon.....	91
	Referanser	93

Forkortelser

CCS – Karbonfangst- og lagring

CO₂ - Karbondioksid

DNV – Det Norske Veritas

HT-PEMFC – High Temperature Proton Exchange Membrane Fuel Cell

IMO – Den internasjonale sjøfartsorganisasjonen

kV – Kilovolt

kW – Kilowatt

kWh – Kilowatttime

LNG – Flytende Naturgass

MGO – Marin gassolje

MJ – Megajoule

MW - Megawatt

NMC - Nickel Manganese Cobalt

NO_x - Nitrogenoksider

NVE – Norges vassdrags- og energidirektorat

PBE – Personbilkapasitet

PEMFC – Proton Exchange Membrane Fuel Cell

Sm³ – Standard kubikkmeter

SO_x – Svoveloksider

SSB – Statistisk sentralbyrå

TWh – Terrawatttime

V – Volt

1. Introduksjon

Ferger er en svært viktig del av det norske samferdselssystemet og er avgjørende for både enkeltpersoner og næringsliv. Årlig transporteres 20 millioner kjøretøy, samt 40 millioner passasjerer over de cirka 130 fergesambandene i Norge (Statens vegvesen, 2021a). Med de mange fergesambandene følger det også store utslipp, og både norske myndigheter og IMO har ambisjoner om vesentlige utslippskutt fra skipsfarten. Det norske målet er å halvere utslippene fra norsk innenriks sjøfart og fiske innen 2030 sammenlignet med 2005, som i 2019 lå på om lag tre millioner tonn CO₂-ekvivalenter, tilsvarende seks prosent av Norges totale klimagassutslipp ifølge SSB (Meld. St. 10 (2020-2021), s. 78 og 101). Som et ledd i strategien for å nå dette målet har norske myndigheter varslet at det skal stilles krav til lav- eller nullutslippsløsninger i alle ferge- og hurtigbåtanbud fra henholdsvis 2023 og 2025 (Meld. St. 13 (2020-2021), s. 22). I 2017 var utslippene fra fergene i Norge på cirka 540 000 tonn CO₂-ekvivalenter (Departementene, 2019b, s. 57). Tilsvarende er IMOs mål at utslippene fra internasjonal skipsfart minst skal halveres innen 2050 sammenlignet med 2008-nivået. I 2018 utgjorde internasjonal skipsfart om lag 2,9 prosent av verdens klimagassutslipp tilsvarende 1 076 millioner tonn CO₂-ekvivalenter (Meld. St. 10 (2020-2021), s. 77).

Når alle fergesamband i Nordland skal driftes av ferger med lav- eller nullutslippsløsninger, står fylket overfor en rekke utfordringer, begrensninger og muligheter. Per dags dato fremstår elektrifisering og hydrogenifisering av sambandene å være de mest aktuelle løsningene, og som derfor er løsningene som vil bli vurdert i denne oppgaven. Begge driftsalternativene har ulike styrker og svakheter, hvilket legger til rette for interessante diskusjoner rundt blant annet merkostnader, utslippsreduksjoner og potensielle synergieffekter. Som følge av dette søker oppgaven å besvare følgende problemstilling: ***Hva er kostnads- og utslippskonsekvensene av elektrifisering og hydrogenifisering av fergesambandene i Nordland, og kan strengere miljøkrav for ferger medføre positive ringvirkninger for Nordland og Norge?***

For å besvare dette vil oppgaven begynne med å gi en oversikt over dagens status i fergefylket Nordland, samt å begrunne motivasjonen bak temavalget og presentere de grunnleggende forutsetningene. Så vil de relevante drivstoffløsningene gjennomgås. Deretter vil vi presentere en litteraturgjennomgang der noe eksisterende litteratur innenfor de mest relevante temaene blir gjennomgått og oppsummert. Etter dette vil Porterhypotesen presenteres, som sikter på å

forklare hvordan miljøkrav og reguleringer kan ha en positiv effekt på innovasjon og lønnsomhet, før datamaterialet vil bli gjennomgått. Så blir den generiske operasjonsprofilen som er benyttet til å beregne energiforbruk forklart, før kostnader og CO₂-utslipp presenteres. Dette følges opp av en sensitivitetsanalyse der effektene av endrede forutsetninger vurderes. Deretter diskuteres mulige ringvirkninger av strengere miljøkrav for ferge drift i Norge, og Nordland, med Porterhypotesen som teoretisk tilnærming, før oppgavens konklusjon presenteres.

1.1. Dagens status i Nordland

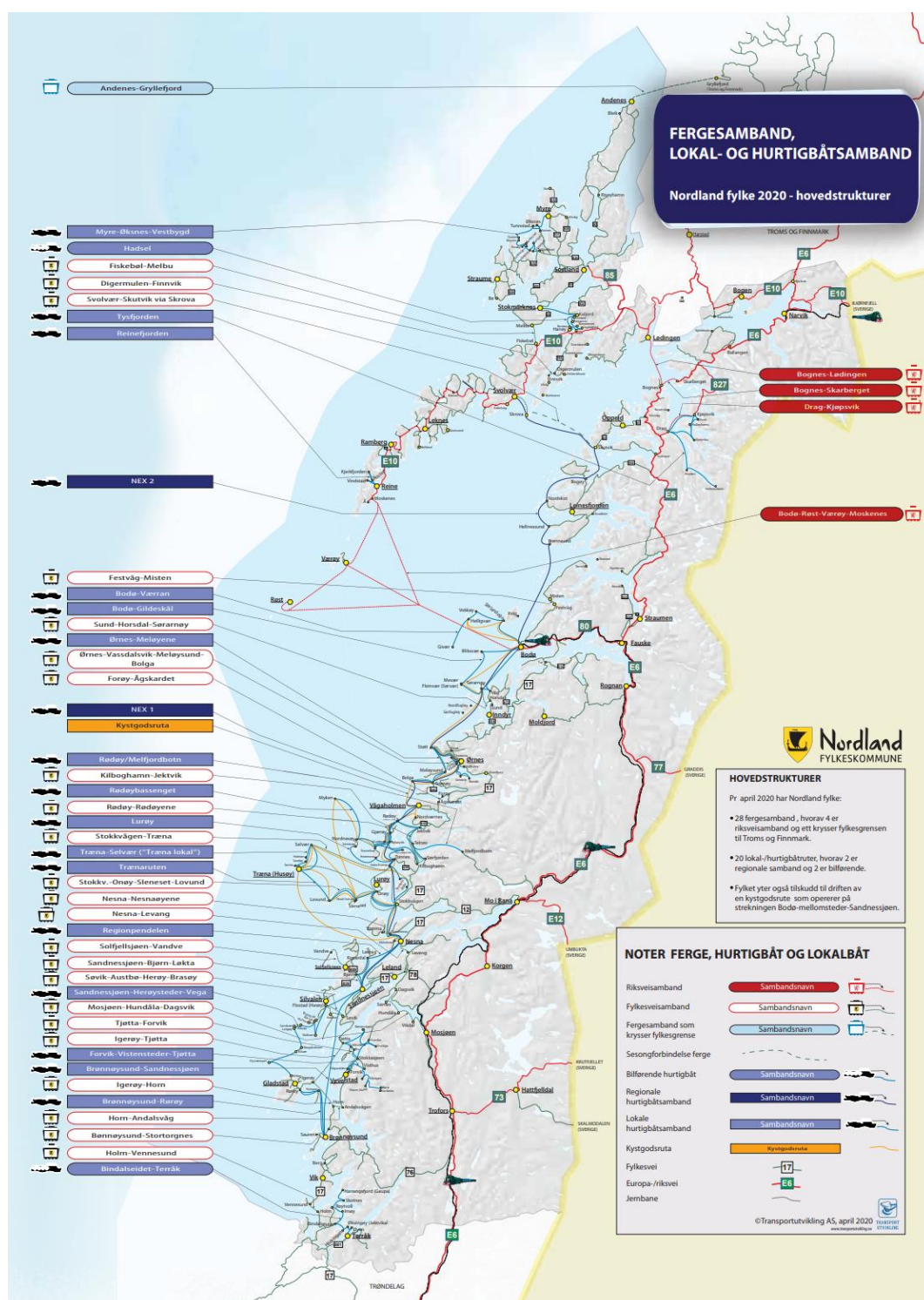
Om lag 25 % av Norges kystlinje ligger i Nordland fylke (SSB, 2017) og ferger er en svært viktig transporttjeneste i fylket, både for å frakte passasjerer og varer, samt for å binde geografisk spredte lokalsamfunn sammen. Nordland er fylket med flest fergesamband i Norge med 27 samband, og kan med dette anses å være Norges fergefylke nummer én. 23 av disse er fylkesveisamband som fylkeskommunen er ansvarlig for, og fire er riksveisamband som er Statens vegvesens ansvar¹ (Statens vegvesen, u.å.).

Den store variasjonen i Nordlands geografi, med mange øyer og fjorder med tilhørende spredt bosetning, gjør at det er store variasjoner mellom sambandene både i fergestørrelse, distanse og reisetid. Sambandene varierer fra å ha en årlig seilingsdistanse, heretter kalt årlig produksjon, på cirka 7 000 km og PBE på ti biler på sambandet Sauren - Brønnøysund, til Bodø - Moskenes med en produksjon på om lag 365 000 km og PBE på 120. I Figur 1.1 er Nordlands kystlinje og nettverket av ferge- og hurtigbåtsamband illustrert.

Som tidligere nevnt har regjeringen varslet at alle fergeanbud etter 2023 skal stille krav om lav- eller nullutslippsløsninger. I disse anbudene velges operatørselskap på de ulike sambandene ut fra blant annet miljøkrav, tekniske krav og pris, og driften finansieres av ansvarshaver (KS, 2020). Fergeselskapene eier fergene, og er selv ansvarlige for innkjøp av disse. De fleste fergesamband i Nordland benytter seg i dag av fossile drivstoff. MGO er den vanligste drivstofftypen og brukes i dag på 21 av sambandene. De to sambandene Bodø - Moskenes og Bognes - Lødingen benytter LNG som drivstoff, mens fire samband allerede er hel- eller delelektrifisert. I tillegg ventes riksveisambandene Drag – Kjøpsvik og Bognes – Skarberget å elektrifiseres i løpet av 2022 (Statens vegvesen, 2021c). I løpet av 2021 vil om

¹ Riksveisambandene er: Bodø – Moskenes, Bognes – Lødingen, Bognes – Skarberget og Drag – Kjøpsvik.

lag 30 prosent av de 130 fergesambandene i Norge være elektrifiserte (Meld. St. 13 (2020-2021), s. 57). Nordland ligger i så måte under landsgjennomsnittet, og står overfor en omfattende prosess med å sikre at sambandene går over til lav- og nullutslippsløsninger.



Figur 1.1: Oversikt over fergesamband og hurtigbåtruter i Nordland med geografisk plassering (Transportutvikling, u.å.)

1.2. Motivasjon

Med det grønne skiftet er Norge nødt til å omstille seg til å bli et lavutslippssamfunn, og fossile næringer vil på sikt måtte fases ut og erstattes av næringer basert på grønne løsninger. Dette er en makrotrend som Norge har forpliktet seg til, noe som blant annet vises gjennom målsetninger om reduksjon av klimagassutslipp, og at Norge i 2050 skal være et lavutslippssamfunn (Klima- og miljødepartementet, 2021). Blant disse forpliktelsene foreligger det som nevnt innledningsvis en målsetting om halvering av utslippene fra norsk sjøfart og fiske innen 2030 (Meld. St. 10 (2020-2021), s. 78). Hvordan klima- og miljøforpliktelsene skal oppfylles er derimot ikke klart, og for å oppnå målene kan myndighetene velge fra en meny av ulike tiltak. I så måte vil det være relevant hvorvidt en overgang til lav- og nullutslippsløsninger, på alle norske fergesamband innen 2023, er et kostnadseffektivt tiltak, eller om det kan ligge andre hensyn bak tiltaket. Hvorvidt alle, eller bare noen, fergesamband bør inkluderes i tiltaket kan også være av betydning for den maritime utslippsreduksjonsstrategien.

Historisk har Norge også til dels brukt fergesamband som et «laboratorium» for nye løsninger, da verdens første LNG-, el- og hydrogenferger er, eller blir satt i drift på norske samband. Ved å elektrifisere eller hydrogenifisere stadig mer energikrevende, og komplekse fergesamband kan tiltakene potensielt bidra til viktig maritim teknologiutvikling, erfaringsbygging og synergieffekter. Dette kan spesielt være tilfellet for Nordland, som har flere svært energikrevende fergestrekninger. I tillegg har Nordland kommet kort i prosessen med å gå over til lav- og nullutslippsløsninger på fergesambandene, sammenlignet med andre fylker. Dermed kan en i stor grad vurdere tiltakskostnaden og andre konsekvenser av mulige fremtidige tiltak. Fergene er også en svært viktig del av infrastrukturen i Nordland, og hvilke løsninger som velges vil ha betydning for både distrikts- og transportpolitikk. Som ledd i dette vil spørsmål om hvordan tiltakene skal finansieres være av betydning.

1.3. Forutsetninger og begrensninger

I oppgaven har det vært nødvendig å legge visse forutsetninger og begrensninger til grunn for å kunne lage et generelt rammeverk som er anvendelig på alle fergesambandene i Nordland. For å beregne energiforbruket på de ulike fergesambandene er en generisk operasjonsprofil benyttet, der installert kapasitet og overfartstid er eneste variabler (Eide et al., 2015, s. 7). Det

forutsettes også at alle fergesamband enten skal elektrifiseres, eller hydrogenifiseres, og at drivstoffkostnader er de eneste relevante variable kostnadene. Resterende driftskostnader forutsettes å være like, uavhengig av drivstoffløsning. Videre foreligger det antakelser om at all strøm kommer fra det generelle strømnettet, og at hydrogendrivstoff produseres gjennom vannelektrolyse med strøm fra dette strømnettet. Dette er såkalt grønt hydrogen. Strømnettets energimiks benyttes som utslippsfaktor for elektrisitet og hydrogen, men siden hydrogenproduksjon i seg selv er energikrevende, vil CO₂-utslippet for ferdig hydrogendrivstoff være høyere enn for elektrisitet (Horne & Hole, 2019, s. 2). Hydrogenferger forutsetter å drives av komprimert hydrogengass, som komprimeres med et trykk på 350 bar. For elektrifiserte samband antas lading via batteribank. Oppgaven definerer eldrift som helelektrisk drift, og dermed vurderes ikke delelektrifisering som et alternativ. Fergesambandene i Nordland som i dag driftes av hybridelektriske ferger antas i oppgaven å operere med helelektrisk drift.

Det forutsettes en analyseperiode på ti år, og kostnadene blir diskontert med en faktor på fire prosent, som er den anbefalte diskonteringsfaktoren i samfunnsøkonomiske analyser (Finansdepartementet, 2021, s. 5). Kostnadene er beregnet for 2021-nivå og CO₂-utslipp vil ikke bli diskontert.

2. Relevante drivstoffløsninger

Selv om elektrifiseringen av fergesamband i Norge er godt i gang, og første fergesamband blir hydrogenifisert i løpet av andre kvartal i 2021 (Østvik, 2021), er teknologiene som benyttes relativt nye i maritim sammenheng. MGO er fremdeles den dominerende drivstoffløsningen i Nordland. I tillegg blir to samband drevet av LNG, som også er et fossilt drivstoff.

I dette kapitlet vil de ulike drivstoffløsningene presenteres. Først vil de to fossile drivstofftypene presenteres, og deretter vil elektriske og hydrogenbaserte fergeløsninger omtales mer inngående. For elektriske ferger vil det være et fokus på batteriteknologi, samt markeds- og produksjonssituasjonen for strøm. For hydrogen vil generell informasjon om hydrogendrivstoff, og produksjonen av dette presenteres, før maritim hydrogenteknologi vil bli belyst. Avslutningsvis vil enkelte maritime hydrogenprosjekter presenteres.

2.1. MGO

MGO er den vanligste drivstofftypen i norsk skipsfart, og er i bruk på cirka 75 prosent av fergesambandene i Nordland. Det er et petroleumsdestillat med lav viskositet og som har lett for å fordampe. MGO er et dieselprodukt, men har høyere energitetthet enn tradisjonell diesel (Marquard & Bahls, 2015). Energitetthet defineres som energiinnhold per vektenhet, dividert med volumet til en energivare (Hofstad, 2019). MGO har vært brukt i lang tid, og både teknologien og distribusjonssystem er godt utviklet i Norge. Forbrenning av MGO er forbundet med betydelige utslipp av CO₂ med 3,206 tonn CO₂ per tonn drivstoff (IMO, 2015, s. 105). Svovelinholdet er lavt, og NO_x-utslippene er innenfor IMOs krav for dieselmotorer (Wold et al., 2011, s. 10). I norsk fergesammenheng benyttes hovedsakelig to ulike motorkonfigurasjoner ved MGO-drift. Den ene er å bruke MGO direkte i en forbrenningsmotor til å drive en propell for å skape fremdrift. Den andre motorkonfigurasjonen er å bruke MGO til å produsere strøm til en elektrisk motor som driver propellen som skaper fremdrift. Den sistnevnte motorkonfigurasjonen er den mest brukte på ferger i dag (Martinsen et al., 2014, s. 8).

2.2. LNG

LNG er naturgass som er blitt kjølt ned til flytende tilstand. For at gassen skal bli flytende, må den kjøles ned til mellom -164 og -161 grader celsius (Rabbevåg, 2020). Naturgass er fargeløst, brennbart og består primært av metan. Gassen finnes naturlig, ofte sammen med råolje, i porøse bergarter (Lundberg et al., 2020). LNG er mindre voluminøst enn komprimert naturgass og egner seg derfor bedre til transport og lagring. CO₂-utslippsfaktoren til LNG er på 2,75 tonn CO₂ per tonn drivstoff, altså noe lavere enn for MGO (IMO, 2015, s. 105). Utslippet av NO_x er om lag 85 prosent lavere ved LNG-forbrenning enn ved bruk av MGO (Steen, 2018, s. 5), og SO_x-utslipp er i tillegg tilnærmet eliminert ved LNG-drift. LNG-ferger krever noe større investeringer enn MGO-ferger som følge av høyere byggekostnader. Dette kommer av at det fremdeles bygges få LNG-skip relativt til tradisjonelle MGO-skip (Energigass Norge, 2015, s. 8). LNG-drivstoff krever også større lagringsplass ettersom LNG har lavere energitetthet enn MGO. I Norge har LNG vært brukt til fergedrift siden 2000, da MF Glutra som verdens første LNG-ferge ble satt i drift i Moldefjorden (MTEE, u.å.).

2.3. Eldrevne ferger

Norge er i førerretet i verden på batteriteknologi om bord i ferger, og ved utgangen av 2021 vil om lag 60 hybridelektriske, eller helelektriske ferger være i bruk i Norge (Sæther & Moe, 2021, s. 1). Totalt, over alle fartøyskategorier, vil den norske andelen skip i drift i 2020 og i bestilling frem mot 2026 med batterier om bord utgjøre om lag 40 prosent av totalen i verden. (Meld. St. 10 (2020-2021), s. 78). Utviklingen har med andre ord gått raskt fremover siden verdens første helelektriske bilferge, MF Ampere, ble satt i drift på Vestlandet i 2014 (Markussen & Larsen, 2021a).

En helelektrisk ferge fungerer ved at den henter all sin energi fra strømmettet, og batteripakken som er installert om bord i fergen må da lagre tilstrekkelig energi til at fergen kan seile frem til neste lading (Statens vegvesen, 2016, s. 13). Som nevnes i 2.3.1, er det i hovedsak to ulike valg en har for lading: Batteribank eller direkte fra strømmettet. (Ovrum et al., 2021, s. 6). Energien som er lagret i disse batteripakkene brukes så til propulsjon, og andre hjelpesystemer om bord. (Statens vegvesen, 2016, s. 11).

I en rapport som omhandler energieffektiv og klimavennlig fergedrift, utarbeidet for Statens vegvesen i 2016, kom en frem til at «Ren batteridrift er funnet å være mest klimavennlig»

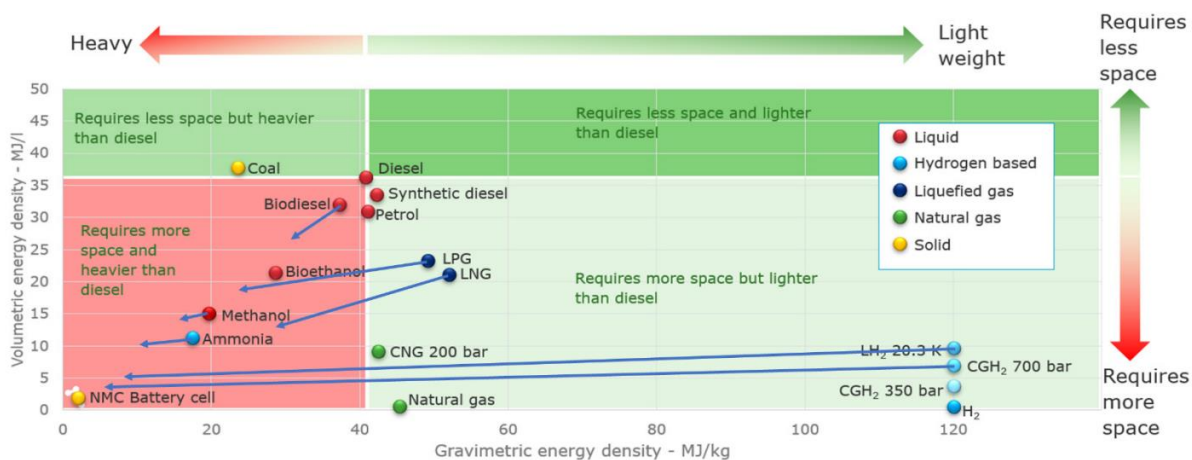
(2016a, s. 1). Samtidig understreker den samme rapporten at «Ren batteridrift er dog ikke like godt egnet for alle typer samband og drift, og får utfordringer spesielt ved høy fart, lange distanser og/eller om rutetid ikke er tilpasset nødvendig ladetid» (2016a, s. 1). Rapporten viser tydelig at batterier har sine begrensninger, og vil dermed måtte suppleres med andre løsninger slik som hydrogen, ammoniakk, bio-drivstoff og generelle effektiviseringstiltak for å kutte i utslipp. Per i dag er det av fornybare løsninger for fergemarkedet utelukkende hydrogen- og eldrevne ferger det er planlagt for.

I Norge i dag er de fleste elfergene plug-in hybride noe som innebærer at fergene også har dieselmotorkraft om bord «[...] for å sikre drift også ved bortfall av strøm eller for å dekke de mest energikrevende overfartene» (Ovrum et al., 2021, s. 25). De fleste steder i Norge er strøm rimeligere enn fossilt drivstoff. Like fullt representerer ikke dette hele regnestykket, da det ofte kan være vesentlige kostnader knyttet til blant annet utbygging av ladeinfrastruktur på de aktuelle kaiene, samt nettoppgradering som kan fordyre elektrifisering (Ovrum et al., 2021, s. 25).

2.3.1. Batteriteknologi

Det har blitt gjort store fremskritt knyttet til batteriteknologi siden 2015, og det innoveres stadig på dette feltet noe som har ført til både økt energitetthet og lavere priser på battericeller (Rivedal et al., 2018, s. 17–18). Dette vil ha betydning for batteriløsninger på ferger også i tiden fremover. Det er eksempelvis estimert at energitettheten i Litium-ion batterier seksdoblet seg i perioden 2008 til 2015 (Rivedal et al., 2018, s. 17–18), og tross i at blant annet DNV er av den oppfatning av at mye av potensialet for økning av energitetthet i batterier kan være tatt ut, antar de like fullt at det kan forventes en dobling i tettheten frem mot 2030 (Rivedal et al., 2018, s. 17–18). På samme tid har batterier betydelig lavere volumetrisk, og gravimetrisk, energitetthet sammenlignet med MGO eller LNG, som kan leses av Figur 2.1 (Ryste et al., 2019, s. 4). Volumetrisk energitetthet henspiller på MJ per liter, mens gravimetrisk energitetthet er MJ per kilo. Videre i teksten vil volumetrisk energitetthet bli omtalt som energitetthet, mens den gravimetriske blir omtalt som energiinnhold. Virkningsgraden til batteri-elektriske systemer er nær den dobbelte av både forbrenningsmotorer og brenselceller (Ryste et al., 2019, s. 6). På den annen side har slike systemer vesentlig høyere enhetslagringskostnader enn andre alternative drivstoff, som et resultat av en begrenset batterilevetid, og en høy batterikostnad. Batterilevetiden er om lag en tredjedel av levetiden for andre alternative drivstoffsystemer. (Ryste et al., 2019, s. 6). Tross i

at batterier har høy virkningsgrad, medfører den lave energitettheten at batteriløsninger kan være mindre passende på mer energikrevende strekninger (Statens vegvesen, 2016, s. 14).



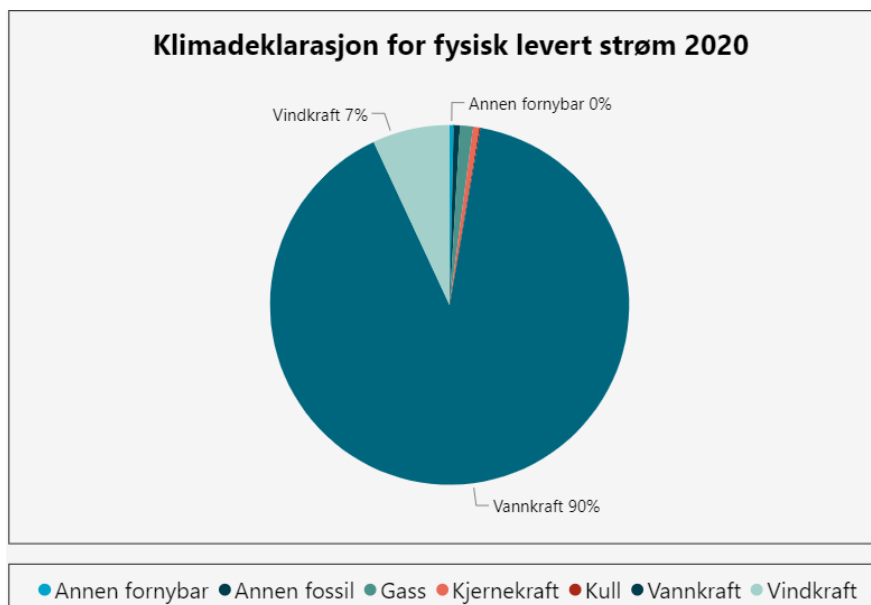
Figur 2.1: Illustrasjon av energitetthet og energiinnhold for ulike energibærere (Ryste et al., 2019, s. 4).

Batteriteknologi på ferger innebærer at de installerte batteriene må lades opp. Dette krever investeringer både om bord i fergen og på fergekaien. Om bord i skipet kreves blant annet installasjon av batterier, brenselceller med kraftoverføring og motorer (Ovrum et al., 2021, s. 6). På land fordres investeringer i kraftforsyningen slik at batteriene om bord i skipet kan lades (Rivedal et al., 2018, s. 17). I all hovedsak skiller man mellom to ulike ladeløsninger på land: Direktelading fra strømmettet og lading via batteribank. (Ovrum et al., 2021, s. 6). Batteribank er et alternativ som kan være særlig hensiktsmessig for elferger med høyt effektbehov og kort ladetid da det ikke nødvendigvis krever oppgraderinger i strømmettet (Skotland & Høivik, 2017, s. 33–34). Kostnadene knyttet til oppgraderinger av strømmettet varierer stort mellom ulike fergesamband (Hammer et al., 2020, s. 6). Regjeringens handlingsplan for grønn skipsfart vitner om at det vil kunne være stor forskjell i kostnadene ved eldrift fra fergesamband til fergesamband: «For noen strekninger vil batteridrift redusere kostnadene, mens krav om null- eller lavutslipp vil gi betydelig høyere kostnader på andre samband.» (Departementene, 2019a, s. 34). Videre er det forventet at kostnadene knyttet til lav- og nullutslippsløsninger i sjøfarten også vil være fallende over tid (Departementene, 2019a, s. 19). Som et ledd i å støtte opp om overgangen til lav- og nullutslippsferger har blant annet Enova bevilget betydelige summer. Over 1,5 milliarder kroner er siden 2015 bevilget prosjekter som har omfattet både skip med batterier, og ladeanlegg for lav- og nullutslippsfartøy som benytter batteriteknologi (Departementene, 2019a, s. 33 og 60). I juni 2021 besluttet Enova å avvikle støtten til infrastruktur for kommunale- og fylkeskommunale

transporttjenester. Årsaken til dette var at «[...] batterielektrifisering er introdusert og har etablert seg som en egnet løsning for null- og lavutslipp offentlige transporttjenester.» (Enova, 2021a).

2.3.2. Markeds- og produksjonssituasjon for strøm

Hvordan elektrisitet produseres er avgjørende for utslippsreduksjonen en overgang til batteridrift vil medføre. Norge er fra naturens side forsynt med store mengder vannkraft, og vannkraft utgjør om lag 90 prosent av den totale elektrisitetsproduksjonen i Norge som er på rundt 153 TWh i et normalår (NVE, 2021b). Ytterligere syv prosent av strømmen stammer fra vindkraft, som vist i Figur 2.2, noe som illustrerer den svært høye fornybarandelen i norsk strømproduksjon. Norge har med dette den høyeste andelen fornybar strøm i Europa, og denne er tilnærmet utslippsfri (NVE, 2021a). Dette innebærer at Norge fra naturens side har naturgitte fortrinn for elektrifisering av fergesamband. Samtidig vil det, som tidligere nevnt, være forskjeller i kostnad ved å gjøre dette mellom de ulike fergesambandene rundt om i landet.



Figur 2.2: Klimadeklarasjon for fysisk levert strøm i Norge i 2020 (NVE, 2021a).

Det norske strømmettet består av tre nettnivåer: Transmisjons-, regional-, og distribusjonsnett med synkende spenningsnivå. Transmisjonsnettet, opererer med en spenning på mellom 132 kV og 420 kV, og fungerer som «strømmettets motorvei» (Skotland & Høivik, 2017, s. 7). Regionalnettet opererer som et overføringsnett mellom transmisjons- og distribusjonsnettet med en spenning på mellom 33 og 132 kV. Dernest har en distribusjonsnett som opererer på

mellom 230 V og 22 kV, og som er det nettet de aller fleste strømkunder er koblet til (Skotland & Høivik, 2017, s. 6). Analyser gjennomført av NVE i 2017 viser at elektrifisering av biler, busser og ferger frem mot 2030 vil ha liten betydning for belastningen på transmisjonsnettet (Skotland & Høivik, 2017, s. 32). I analysen antar NVE at det økte behovet for elektrisitet vil kunne øke det høyeste effektuttaket på regionalnettet med mellom fem og 15 prosent, hvilket medfører at nettet enkelte steder må forsterkes (Skotland & Høivik, 2017, s. 8). Også for distribusjonsnettet vil økt elektrisitetsbehov kunne medføre økte kostnader, men at dette er kostnader som i stor grad vil måtte dekkes gjennom anleggsbidrag som betyr at kostnaden vil måtte betales til nettselskapet av kunden som utløser investeringen (Skotland & Høivik, 2017, s. 6,8,9). Like fullt fremhever analysen at det er vesentlig variasjon i hvor kostbar en slik investering i regionalnettet vil være (Skotland & Høivik, 2017, s. 8).

De norske strømprisene fluktuierer fra dag til dag, og varierer også mellom landsdeler. Det er kraftbørsen for Nord-Europa, Nord Pool, som setter strømprisen. For å beregne prisen sammenligner børsen prisen kraftprodusentene er villige til å selge strømmen for, og prisen leverandørene er villige til å kjøpe strømmen for. Med andre ord tilbud og etterspørsel (Mjønerud, 2021).

2.4. Hydrogendrevne ferger

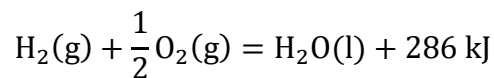
Hydrogen er en energibærer som kan bidra til betydelige reduksjoner i den norske fergetrafikkens CO₂-utslipp i fremtiden. I fergesammenheng vil hydrogen primært være et godt alternativ på lengre fergesamband, der batteridrift ikke er hensiktsmessig som følge av stort energibehov eller stor avstand mellom ladestasjonene (Hammer et al., 2020, s. 9). Den største fordelen med hydrogen er det store energilagringspotensialet, samt potensialet for produksjon og forbruk uten utslipp av annet enn vann ved bruk av såkalt grønt eller blått hydrogen. De største utfordringene er knyttet til energitapet i hydrogenproduksjon, høye produksjonskostnader og potensielle sikkerhetsutfordringer (Gardarsdottir & Sundseth, 2021).

Denne delen skal først presentere hva hydrogen er, og hvilke egenskaper stoffet har. Deretter skal vi se at det er en rekke faktorer som bestemmer hvorvidt hydrogen er utslippsfritt eller ikke, før ulike produksjonsmetoder vil bli belyst. Avslutningsvis skal vi se på hydrogenteknologien om bord på skip, med et spesielt fokus på brenselceller, diskutere markedssituasjon og fremtidig prisutvikling, samt studere noen pågående maritime hydrogenprosjekter.

2.4.1. Om hydrogen

Hydrogen er et farge- og luktløst stoff, og er det kjemiske stoffet med den enkleste oppbygningen. I et nøytralt hydrogenatom er det kun ett elektron, mens atomkjernen inneholder ett proton. Hydrogen det mest utbredte grunnstoffet i universet, men det meste av jordens hydrogen er kjemisk bundet, blant annet i vann (H₂O). Under vanlig temperatur og trykk vil hydrogen i ren form være en gass som består av hydrogenmolekyler med to atomer (H₂). Hydrogen er ikke en primær energikilde, men en energibærer ettersom det kreves energi for å fremstille rent hydrogen (Jolly, 2020).

Hydrogendrivstoff består av rent hydrogen og kan både brukes i gassform og i flytende form. Hydrogen er i seg selv utslippsfritt ettersom det ved forbrenning binder seg til oksygen og blir til vann, i tillegg til energi (Kofstad & Pedersen, 2019):



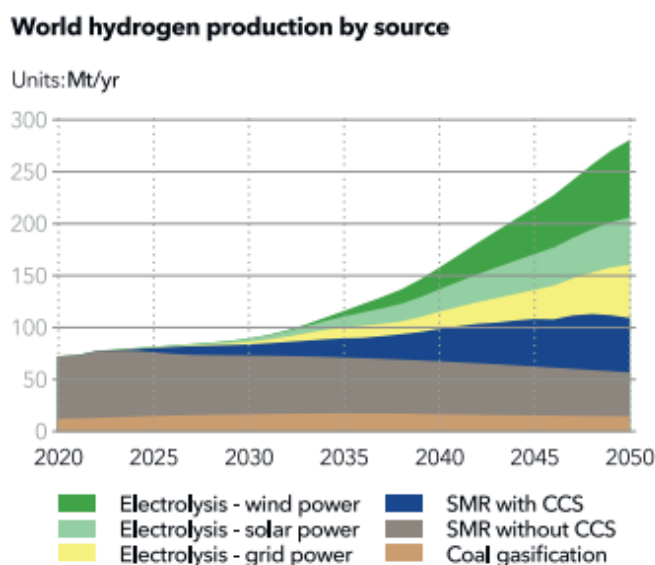
Denne forbrenningsreaksjonen skjer ved minst 550 grader celsius (Kofstad & Pedersen, 2019). Hydrogen er en fornybar energibærer, og er i praksis uuttømmelig ettersom hydrogenet binder seg til vann, som igjen kan brukes i fremstillingen av hydrogen (Hofstad, 2020). For at hydrogendrivstoff skal være utslippsfritt er det avhengig av at hydrogenproduksjonen er utslippsfri, noe vi kommer tilbake til senere. Hydrogendrivstoff kan både lagres i komprimert gassform og i flytende form. Flytende hydrogen har høyere energitetthet enn komprimert hydrogendrivstoff, men hydrogen blir først flytende ved -253 grader celsius. En slik nedkjøling er i seg selv svært energikrevende. Sammenlignet med LNG og MGO har hydrogendrivstoff betydelig høyere energiinnhold, men energitettheten er til gjengjeld betydelig lavere. Som følge av den lave energitettheten vil hydrogenifisering fordre større og tyngre lagringstanker. Dette vil både gjelde for flytende og komprimert hydrogen, men bruk av sistnevnte vil medføre behov for de største og tyngste tankene med det største volumet (Hofstad, 2020).

2.4.2. Hydrogenproduksjon

Hydrogen produseres i stor skala i dag. I 2018 gikk om lag tre prosent av verdens totale energiforbruk til hydrogenproduksjon. Det meste av hydrogenet brukes i industriproduksjon, primært til produksjon av ammoniakk og metanol, samt i oljeraffinerier (Aarnes et al., 2019, s. 16). Selv om hydrogen forbrennes uten utslipp av CO₂ blir om lag 95 prosent av alt

hydrogen fremstilt fra fossile kilder, og dette kalles grått hydrogen (Gardarsdottir & Sundseth, 2021). For at bruken av hydrogen skal være utslippsfri må dermed også produksjonen av hydrogen være utslippsfri, noe som kan gjøres ved grønn eller blå hydrogenproduksjon. Grønt hydrogen er produsert med energi fra fornybare kilder. Blått hydrogen fremstilles fra fossile kilder, men blir utslippsfritt som følge av CCS. En skal dog ikke se bort fra at enkelte aktører kan komme til å produsere hydrogen ved bruk av egenprodusert, fornybar strøm. Dermed vil hydrogenproduksjonen være frakoblet strømmettet, slik at produksjonen blant annet vil være unntatt nettleie. I tillegg vil energimiksen i kraftproduksjonen avvike fra energimiksen i strømmettet ellers (Sundseth et al., 2017, s. 3). Således vil både kostnadsnivået og utslippsfaktoren kunne avvike fra situasjonen i det generelle strømmettet, som oppgaven tar utgangspunkt i.

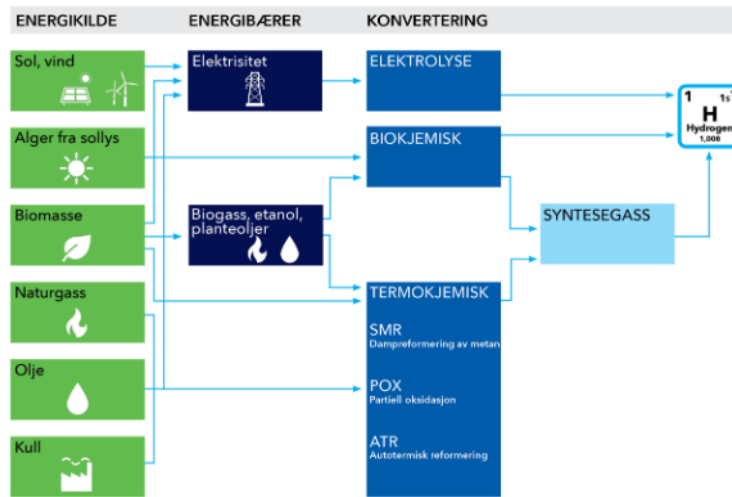
Figur 2.3 viser hvordan den globale hydrogenproduksjonen er ventet å utvikle seg frem mot 2050. Det estimeres at hydrogenproduksjonen vil mangedoble seg, og at det meste av økningen vil komme fra grønt og blått hydrogen, mens produksjonen av grått hydrogen vil reduseres. For at økningen i sin helhet skal komme fra grønt og blått hydrogen, må strømmen som kommer fra det kraftnettet også være fornybar.



Figur 2.3: Estimert utvikling i global hydrogenproduksjon frem mot 2050. SMR er dampreforming av metanholdig gass (DNV, 2021, s. 7).

De vanligste produksjonsmetodene for fremstilling av hydrogen er spalting av vann gjennom elektrolyse, reformering av gass med høyt metaninnhold og gassifisering av biomasse. (Aarnes et al., 2019, s. 17). Figur 2.4 gir en enkel illustrasjon av stegene i de ulike

produksjonsprosessene. Reformering av naturgass er den vanligste og rimeligste metoden å produsere hydrogen på, men produksjonskostnaden for grønt hydrogen er ventet å reduseres kraftig frem mot 2030, og vil dermed bli mer konkurransedyktig (Horne & Hole, 2019, s. 1).



Figur 2.4: Produksjonsprosesser for hydrogen (Aarnes et al., 2019, s. 18)

Hydrogenproduksjon gjennom elektrolyse av vann har vært brukt i Norge i nesten 100 år. Slik hydrogenproduksjon skjer ved at elektrisk strøm benyttes til å skille hydrogenet og oksygenet i vann fra hverandre. De vanligste metodene er alkalisk elektrolyse og proton elektrolytt membran elektrolyse (Adolf et al., 2017, s. 15). Ifølge NVE krever elektrolyse typisk et sted mellom 50 og 55 kWh elektrisitet for å kunne produsere en kilo hydrogen med et energiinnhold på 33 kWh (Horne & Hole, 2019, s. 2). I oppgaven er det lagt til grunn at det forbrukes 50 kWh elektrisitet for å produsere en kilo hydrogen med et energiinnhold på 33 kWh. Dette betyr at effektiviteten i elektrolyseprosessen er på 66 prosent. En stor fordel med elektrolyse er at slike produksjonssystemer er modulære og er velegnet for både for småskala og storskala produksjon. Dermed kan hydrogenet produseres i nærområdet, slik at utfordringene knyttet til transport og lagring av hydrogen blir betydelig redusert. Produksjonen er også utslippsfri, gitt at elektrisiteten som brukes kommer fra fornybare kilder (Aarnes et al., 2019, s. 21). Så lenge strømmen som brukes i elektrolysen kommer fra fornybare kilder vil hydrogenet bli grønt. Hydrogenproduksjon ved elektrolyse er ventet å øke kraftig fremover, da det estimeres at elektrolyse vil være den dominerende hydrogenproduksjonsmetoden globalt innen 2050 (DNV, 2021, s. 75).

Den vanligste og rimeligste produksjonsmetoden for hydrogenproduksjon i dag er gassreforming av naturgass, og andre gasser med høyt metaninnhold. Metoden estimeres å

utgjøre 68 % av den globale hydrogenproduksjonen (Aarnes et al., 2019, s. 22). Den vanligste måten å gjøre dette på er vanndampreforming der dampen brukes som en oksidant. Metanholdig gass reagerer med vanndamp ved høy temperatur, mellom 700 og 900 grader celsius (Adolf et al., 2017, s. 13). Resultatet er hydrogengass og karbonmonoksid: $\text{CH}_4(\text{g}) + \text{H}_2\text{O}(\text{g}) \rightarrow 3\text{H}_2(\text{g}) + \text{CO}(\text{g})$ (Kofstad & Pedersen, 2019). Produksjonsmetoden har en energieffektivitet på mellom 70 og 85 prosent. Dampreforming kan både foregå i liten og stor skala, men kostnadseffektiviteten er betydelig lavere ved småskalaproduksjon. For å redusere utslippet kan bruk av CCS i gassreformeringsprosessen gjøre hydrogenet blått. Et annet alternativ er å bruke biogass i produksjonen, men dette vil kreve store investeringer i infrastruktur for å øke produksjonspotensialet for biogass (Aarnes et al., 2019, s. 25)

Gassifisering er en tradisjonell produksjonsprosess der et brensel, eksempelvis fossile energikilder eller biomasse blir tørket, for deretter å bli oppvarmet uten nok oksygentilførsel. Gjennom denne ufullstendige forbrenningsprosessen dannes en syntesegass, hovedsakelig bestående av hydrogen og karbonmonoksid. Deretter omdannes karbonmonoksidet videre til hydrogen og CO₂ gjennom en vann/gass skiftreaksjon (Adolf et al., 2017, s. 13). Kapitalkostnadene forbundet med et anlegg for gassifisering av kull er betydelig dyrere enn et dampreformeringsanlegg (Aarnes et al., 2019, s. 25). Energieffektiviteten er også betydelig lavere med kullgassifisering enn med vanndampreforming. På tross av dette er 11 til 18 prosent av den globale hydrogenproduksjonen gassifisering av kull. Som med gassreforming kan prosessen kombineres med CCS, for å lage blått hydrogen. Gassifisering av biomasse vil oppnå lave utslipp selv uten bruk av CCS, men disse anleggene er per nå forbundet med høyere kostnader og lavere energieffektivitet enn gassifisering av f.eks. kull. (Aarnes et al., 2019, s. 25)

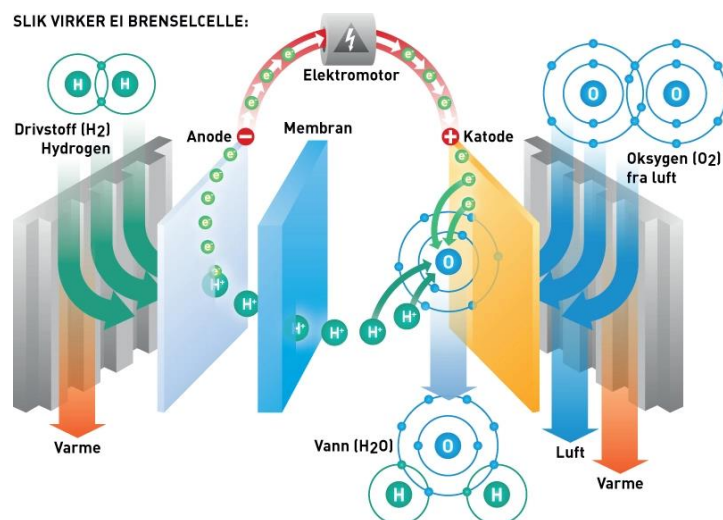
I Norge har man erfaring med storskala hydrogenproduksjon gjennom Yaras ammoniakkproduksjon på Herøya, samt metanolproduksjonen Equinor har på Tjeldbergodden. For fremtidig produksjon av grønt og blått hydrogen fremstår Norge å være godt posisjonert som følge av lang erfaring med CCS, samt en fordelaktig energimiks og god tilgang på kraft (Aarnes et al., 2019, s. 5). Flere prosjekter som er spesifikt innrettet mot grønt hydrogen til maritim transport er allerede i sonderingsfasen, og Enova har nylig tildelt 15 slike prosjekter støtte, blant annet to prosjekter i Nordland (Enova, 2021b). Hydrogenifisering av fergesamband i Nordland er ventet å skape et marked for hydrogenproduksjon som kan produsere opp mot 15 000 tonn hydrogen årlig innen 2030 (Nordkraft, 2021). For å gjøre grønt hydrogen mer konkurransedyktig har Norge fritak for elavgift på elektrisitet brukt til

hydrogenproduksjon gjennom elektrolyse (Olje- og energidepartementet & Klima- og miljødepartementet, 2020). I dag er prosessen med å transportere hydrogen over lange distanser både omfattende og dyr. Lokal produksjon av grønt hydrogen er dermed viktig for at miljøvennlig maritim hydrogenteknologi skal lønne seg (Jensen, 2020).

2.4.3. Maritim hydrogenteknologi

Hydrogen kan brukes på to ulike måter som drivstoff om bord på skip, enten i brenselceller eller internt i en forbrenningsmotor. Brenselceller kombinerer hydrogen og oksygen i en reversert elektrolyseprosess for å konvertere energien i hydrogenet til elektrisk energi. Dette medfører ingen utslipp av forurensende stoffer, kun vann og varme (European Maritime Safety Agency, 2021, s. 110). Ettersom brenselcelleteknologi er den foretrukne teknologien i norske fergeløsninger, er dette teknologien som blir gjennomgått og ansett for å være aktuell.

Et hydrogendrevet brenselcellesystem består av et drivstoffprosesseringsystem og brenselceller som konverterer kjemisk energi til elektrisk strøm, varme og vann gjennom en reaksjon mellom hydrogen og oksygen. I brenselcellen er det en anode og en katode. Hydrogenet avgir elektroner og blir dermed protoner (H^+). Hydrogenprotonet blir ført gjennom en membran, mens elektronene føres gjennom en elektromotor. Elektronene slås deretter sammen med protonet og et oksygenatom slik at det dannes vann. Denne prosessen er i stor grad lik den som skjer i et batteri, men i en brenselcelle er det kontinuerlig tilsig av luft (Benjaminsen, 2019). I Figur 2.5 er en brenselcelle og dens virkemåte illustrert.



Figur 2.5: Grafisk fremstilling av en brenselcelles virkemåte (Benjaminsen, 2019)

Det finnes flere typer brenselceller, men ikke alle er egnet til bruk i maritim transport. PEMFC og HT-PEMFC er de to mest aktuelle brenselcelleteknologiene gitt dagens teknologiske modenhet (Tronstad et al., 2017, s. 4). PEMFC er den vanligste og mest modne teknologien. Den er ganske lett å anskaffe og kostnaden er relativt lav. Dette er også brenselcelleteknologien som er å finne i verdens første hydrogenferge, MF Hydra (Østvik, 2021). Effektiviteten i en slik brenselcelle er moderat med en virkning på mellom 50 og 60 prosent. Teknologien har visse utfordringer knyttet til levetid og kan være sensitiv for urenheter i hydrogenet som karbonmonoksid og svovel. HT-PEMFC er en mindre moden teknologi og effektiviteten er ganske lik som i vanlig PEMFC. HT-PEMFC har en høyere operasjonstemperatur, hvilket gjør brenselcellen mindre følsom for urenheter i hydrogenet (Tronstad et al., 2017, s. 46). Med videre teknologiutvikling kan også andre brenselcelleteknologier bli aktuelle, for eksempel «Solid Oxide fuel cell» som er antatt å bli godt egnet til maritim transport (Tronstad et al., 2017, s. 47).

2.4.4. Markedssituasjon

I dag er skipsfartens etterspørsel etter hydrogen nærmest ikke-eksisterende, men DNV estimerer at skipsfarten vil etterspørre 16 prosent av verdens produserte hydrogen i 2050. Samme rapport estimerer også at grønt hydrogen vil være konkurransedyktig med fossile energikilder i Europa med en CO₂-pris på 100 USD/tonn CO₂ (DNV, 2021, s. 70). I Norge har regjeringen allerede varslet en gradvis økning av CO₂-avgiften til 2 000 kr/tonn CO₂ i 2030 (Meld. St. 13 (2020-2021), s. 125). Som følge av økte karbonpriser vil også blå hydrogenproduksjon bli mer konkurransedyktig ved at det installeres CCS-systemer på nye og eksisterende hydrogenproduksjonsanlegg.

Hydrogenprisen er svært avgjørende for tiltakskostnaden tilknyttet hydrogenfergeprosjekter. Fremover er fremfor alt elektrolyseprisen ventet å falle betydelig når produksjonsvolumet øker som følge av økt etterspørsel. I dag er prisen for grønt hydrogen mellom to og tre ganger høyere enn for grått hydrogen (IRENA, 2018), og oppgaven tar utgangspunkt i en hydrogenpris på 54,67 kr/kg (Miljødirektoratet, 2020, s. 535), hvilket blir diskutert i 3.4.4. Som et eksempel på den antatt fallende produksjonskostnaden estimerer Statkraft at de vil kunne levere hydrogengass, produsert gjennom elektrolyse, med strøm fra vindkraft til en kostnad på 18,50 kr/kg i 2025. Dette er basert på en strømpris på cirka 25 øre/kWh (Brekke, 2018, s. 16).

2.4.5. Maritime hydrogenprosjekter

Utvikling av hydrogenteknologi til maritim bruk er godt i gang, og det er flere prosjekter som allerede har kommet langt i utviklingen. I Norge er allerede MF Hydra satt i drift, og skal snart driftes som en ren hydrogenferge, mens andre samband også vil bli driftet av hydrogenferger i løpet av noen år. Dette gjelder blant annet Finnøysambandet og Bodø - Moskenes. Det er også flere andre hydrogenprosjekter på gang både i Norge og i utlandet.

I juli 2021 ble MF Hydra, verdens første hydrogenferge satt i drift på sambandet Hjelmeland – Nesvik – Skipavik. Det hydrogen-elektriske hybridskipet kommer fra starten av til å hente energien fra batteriet, før MF Hydra skal gå over til hydrogendrift i andre kvartal 2022. Fergen er bygd på Westcon Yards i Ølen og er eid av Norled. Hydrogenteknologien om bord i skipet er basert PEMFC-teknologi og skipet skal gå på flytende hydrogen levert av Linde. Teknologien er skalerbar, både til bruk på shortsea- og kystfartøy (Østvik, 2021).

På Norges lengste fergesamband, rv. 80 Bodø – Moskenes er det vedtatt at det skal stilles krav til hydrogendrift i neste kontraktsperiode. Anbudsvinneren skal drifte sambandet fra 2025 til 2040 (Skoglund & Jenssen, 2021). På Finnøysambandet skal Norleds biodieselferge MF Hidle ombygges til hydrogendrift ved installasjon av brenselcelleteknologi. MF Finnøy vil basere seg på komprimert hydrogen (Enova, 2020).

Av andre prosjekter samarbeider Heidelberg Cement med Felleskjøpet om verdens første nullutslipps bulkskip som skal være basert på hydrogen. Skipet skal være i drift i 2024, og operere langs Østlands- og Vestlandskysten med frakt av korn og grus (Skipsrevyen, 2021b).

3. Litteraturgjennomgang

I denne delen av oppgaven søker vi å gjennomgå en del eksisterende litteratur rundt lav- og nullutslippsløsninger for norske ferger. Videre vil hvilke rammevilkår statlige myndigheter legger til grunn i takt med overgangen til et lavutslippssamfunn, deriblant ambisjonen om å halvere utslippene fra innenriks sjøfart- og fiske innen 2030 (Departementene, 2019a, s. 4), presenteres. Også kostnadsgrunnlaget som er lagt til grunn for oppgavens beregninger av kostnader forbundet med elektriske- og hydrogenløsninger på sambandene, vil gjennomgås. Hva angår førstnevnte tematikk vil det især være to rapporter fra DNV GL om lav- og nullutslippsløsninger for ferger som vil gjennomgås, og disse vil også understøttes av en rapport fra NVE omhandlende hvilke krav den økte elektrifiseringen stiller til det norske strømmettet. De statlige rammevilkårene vil i hovedsak utledes fra to dokumenter utarbeidet av Regjeringen: «Regjeringens handlingsplan for grønn skipsfart», og «Klimakur 2030». Kostnadsgrunnlaget hentes i stor grad fra de to ovennevnte rapportene fra DNV GL samt «Klimakur 2030».

3.1. Kost-nytte vurderinger for lav- og nullutslippsløsninger for ferger

Lav- og nullutslippsløsninger for norske ferger er ikke et helt nytt fenomen, og det er blitt gjennomført flere studier knyttet opp til kost-nytte-vurderinger ved innfasing av denne typen teknologi. Langt på vei de fleste av disse studiene er gjennomført av DNV, og det er i denne oppgaven især to rapporter som vil bli gjennomgått. I 2020 publiserte DNV rapporten «Merkostnader som følge av lav- og nullutslippsløsninger i fylkeskommunale ferjesamband» på oppdrag fra Samferdselsdepartementet. I denne analysen gjennomgås 29 ulike fergesamband, og merkostnader både på land og om bord på fartøy beregnes. Tiltakskostnaden (målt i kroner per tonn CO₂) blir beregnet ved å dele «netto merkostnad på tilbudt utslippsreduksjon over kontraksperioden» (Hammer et al., 2020, s. 2). Og denne tiltakskostnaden varierer stort mellom de ulike sambandene, noe som for øvrig er et gjennomgående trekk ved slike kost-nytte-analyser av lav- og nullutslippsløsninger i fergesektoren. Videre vurderer analysen det slik at krav om lav- og nullutslippsløsninger på noen samband vil redusere kostnadene, og på andre samband medføre betydelig høyere kostnader (Hammer et al., 2020, s. 4). Tiltakskostnaden på de enkelte sambandene varierer også stort mellom – 678 kr/tonn CO₂ og 5 342 kr/tonn CO₂, noe som viser at det er stor

forskjell på de analyserte sambandene (Hammer et al., 2020, s. 4). Gjennomgående har energikrevende samband med mange ferger størst utslippsreduksjonspotensiale, og er typisk de mest kostnadseffektive med hensyn på CO₂-reduksjon (Hammer et al., 2020, s. 4). Især samband hvor det vil kreves store investeringer på land er samband hvor batteridrift gir betydelig høyere kostnader fremgår det av analysen (Hammer et al., 2020, s. 6). Samtidig er det stor spredning i utbyggings- og oppgraderingsbehovet for strømmettet på de aktuelle sambandene, med investeringskostnader på alt mellom 1 og 45 millioner kroner, noe som igjen viser at det er stor forskjell fra samband til samband (Hammer et al., 2020, s. 6). Dette stemmer NVE i sin rapport som analyserer hvordan den økte elektrifiseringen av transportmidler frem mot 2030 kan påvirke strømmettet. Som tidligere nevnt vil elektrifiseringen kunne medføre økte kostnader, men at det er stor variasjon i hvor mye investeringene vil koste fra sted til sted (Skotland & Høivik, 2017, s. 8). Også Klimakur 2030 tar opp denne tematikken, og konstaterer at elektrifiseringstiltakene foreslått der vil kreve økt nettutbygging, og at kostnadene, og tiden, dette krever vil kunne være en barriere for enkelte tiltak. Videre antar de at andelen av tiltakskostnadene som strømmettet står for vil være mellom 50-100 kr/tonn CO₂-ekvivalenter (Miljødirektoratet, 2020, s. xi).

I 2021 gjennomførte DNV GL en enda mer spesifikk analyse opp mot ferge- og hurtigbåtsamband samt bussruter i Nordland under navnet «Analyse av lav- og nullutslippsløsninger i Nordland». Metodikken som brukes er i hovedsak den samme som i den ovennevnte analysen, men det er utelukkende fylkeskommunale samband som befinner seg i Nordland som analyseres. Analysen kommer frem til at utslippene fra fergene er på 34 500 tonn CO₂ per år, og at å elektrifisere alle sambandene kan bidra til å kutte opp mot 30 000 tonn CO₂ per år eller 86 prosent av utslippene (Ovrum et al., 2021, s. 30). Videre fremkommer det av analysen at elektrifisering er å definere som markedsmessig modent, og at det generelt er slik at infrastrukturen er en større barriere for elektrifisering enn batteristørrelsen da ferger har plass til store batterier (Ovrum et al., 2021, s. 25). Det anføres videre at det fra et driftsøkonomisk synspunkt er rasjonelt å drifte mest mulig elektrisk, da driftskostnadene de fleste steder er lavere ved eldrift enn MGO-drift, som følge av at strømprisen er lavere enn prisen for MGO. Samtidig understrekes det at det kan være store investeringskostnader forbundet med å gjennomføre infrastrukturoppgraderinger grunnet høyt effektbehov, noe som i tur stiller krav om høye nettoppgraderingskostnader som kan gjøre at batterisamband delvis driftes på MGO (Ovrum et al., 2021, s. 25). Analysen trekker også frem, i likhet med analysen fra 2020, at det er store kostnadsforskjeller fra samband til

samband vedrørende oppgraderinger i nett og annen infrastruktur. Det er også stor usikkerhet rundt fremtidige priser for teknologien, men at prisene på sistnevnte kan forventes å falle i tiden fremover (Ovrum et al., 2021, s. 59). Vedrørende hydrogen omtales dette av rapporten som ny teknologi, men at spesielt strekningen Bodø - Moskenes, som har krav om hydrogendrift fra 2025, kan representere et betydelig teknologisk sprang og således føre til et større marked av hydrogenkonsumenter (Ovrum et al., 2021, s. 27). Videre anslår rapporten at hydrogendrift på samtlige samband, med grønt hydrogen, vil kunne kutte utslippene med opptil 92 prosent eller med nær 32 000 tonn CO₂ (Ovrum et al., 2021, s. 32).

For å oppsummere de to ovennevnte rapportene anføres det at elektrifisering er markedsmessig modent, og kan føre til betydelig utslippskutt, men at kostnaden vil variere betydelig fra samband til samband især på infrastrukturensiden. Videre antas det også at kostnadene for elektrifisering av ferger vil falle over tid, noe som igjen vil gjøre tiltakskostnaden lavere (Hammer et al., 2020, s. 11). Hydrogenteknologi om bord på ferger er nytt, men innføring av teknologien på sambandet Bodø – Moskenes kan representere et teknologisk sprang som kan skape et større marked for hydrogen (Ovrum et al., 2021, s. 27).

3.2. Statlige rammebetingelser og klimamål

Overordnet er målsetningen til norske myndigheter at «Innen 2030 har Norge mål om å redusere utslippet av klimagasser med minst 50 til 55 prosent sammenlignet med 1990. I 2050 skal Norge bli et lavutslippssamfunn.» (Klima- og miljødepartementet, 2021). Et lavutslippssamfunn defineres som «Utslippsreduksjoner fra 90 til 95 prosent sammenlignet med utslippsnivået i 1990.» (Klima- og miljødepartementet, 2021).

Målsetningene for utslippskutt i skipsfarten er omtalt i «Regjeringens handlingsplan for grønn skipsfart» som utkom i 2019. Av dokumentet fremkommer det at Regjeringen har «[...] satt en ambisjon om å halvere utslippene fra innenriks skipsfart og fiske innen 2030[...]» (Departementene, 2019a, s. 4) sammenlignet med 2005-nivå (Meld. St. 10 (2020-2021), s. 101). Videre ønsker regjeringen å «[...] stimulere til null- og lavutslippsløsninger i alle fartøyskategorier.» (Departementene, 2019a, s. 4). Som tidligere nevnt lå disse utslippene i 2019 på om lag tre millioner tonn CO₂-ekvivalenter, noe som tilsvarer seks prosent av Norges totale klimagassutslipp ifølge SSB (Meld. St. 10 (2020-2021), s. 78). Ifølge handlingsplanen kan den raske elektrifiseringen av fergesektoren destilleres ned til noen enkelte faktorer: «Den raske innføringen av ferger med elektrisk fremdrift er drevet frem av krav i offentlige anbud, i

kombinasjon med støtte fra blant annet Enova og NOx-fondet til teknologiutvikling og infrastruktur for lading.» (Departementene, 2019a, s. 6). Hva gjelder anbud har norske myndigheter gjort det klart at de fra 2023 for ferger, og 2025 for hurtigbåter, vil knesette krav om lavutslipp eller nullutslipp i alle anbud (Malkenes Hovland, 2020).

Videre argumenteres det for at det også er vesentlig at Norge skal kunne utnytte den ledende konkurranseposisjonen innen skipsfart internasjonalt, og slik sett kunne være en «betydelig leverandør for den kommende omstillingen i den globale skipsfarten» (Departementene, 2019a, s. 9). Med andre ord ønsker handlingsplanen både å bidra til grønne løsninger for å senke utslippene samtidig som det også kan støtte opp om både nærings- og distriktspolitikk (Departementene, 2019a, s. 4).

Et annet vesentlig dokument for å forstå tankegangen bak rammevilkår og virkemidler for å kutte utslipp er rapporten «Klimakur 2030». Rapporten utreder hvilke tiltak som må til for å kunne kutte utslippene i ikke-kvotepiktig sektor med 50 prosent innen 2030 sammenlignet med 2005. Denne sektoren omfatter blant annet jordbruk, transport, oppvarming og avfall (Miljødirektoratet, 2020, s. iii), og fergedrift er altså del av ikke-kvotepiktig sektor. Således er rapporten av betydning for denne oppgaven. Når det gjelder ferger beregner rapporten at utslippsreduksjonspotensialet for ferger er på 1,36 millioner tonn CO₂-ekvivalenter i perioden 2021 - 2030 med en tilhørende kostnad for plug-in hybrider på mindre enn 500 kroner per tonn CO₂ redusert, og mer enn 1 500 kroner for hydrogen (Miljødirektoratet, 2020, s. 17). Innen sjøfart, fiske og havbruk er miljøtiltak for ferger og havbruk anslått å ha det største utslippsreduksjonspotensialet (Miljødirektoratet, 2020, s. 95) Samtidig understrekes det at tiltakskostnaden for elferger varierer betydelig mellom ulike fergestrekninger, hvor noen samband vil være samfunnsøkonomisk lønnsomme, mens andre vil kunne bli kostbare. (Miljødirektoratet, 2020, s. 97).

Av teknologi som kan bidra til utslippsreduksjoner for ferger defineres både hydrogen og ammoniakk for øyeblikket som umodne teknologier, med tilhørende høye kostnader og dermed utilgjengelige for implementering i stor skala (Miljødirektoratet, 2020, s. xx). For plug-in hybrid regnes teknologien derimot som mer moden, men at kostnader fremdeles utgjør en betydelig barriere (Miljødirektoratet, 2020, s. xx). Miljødirektoratet anser elfergeteknologien for å være så moden «at det vil være rundt 80 batteriferger i drift i 2022, og det kan være opp mot 200 batteriferger i 2030.» (Miljødirektoratet, 2020, s. 113). Når Miljødirektoratet regner på effekten, og kostnaden, av de ulike utslippstiltakene er blant annet plug-in hybrid for ferger definert som et samfunnsøkonomisk lønnsomt tiltak, og at en økning

i avgiftsnivået for ett tonn CO₂ på 500 kroner vil gjøre tiltaket privatøkonomisk lønnsomt, mens både ammoniakk- og hydrogenløsninger ligger «i øvre kostnadssjikt» med stor usikkerhet rundt de faktiske kostnadene (Miljødirektoratet, 2020, s. 131).

3.3. Kostnadsgrunnlag - investeringskostnader

Som tidligere nevnt er det usikkerhet forbundet med de fremtidige kostnadene for elektrifisering og hydrogenifisering av ferger. Like fullt er det avgjørende å ha noen håndfaste estimater for hva de ulike komponentene, som må installeres på elektrisk- og hydrogendrevne ferger, vil koste for å kunne beregne de totale kostnadene ved å gjøre de ulike sambandene hydrogen- eller eldrevne. Det er vesentlig å bemerke at installasjonskostnader i oppgaven er merknad utover det å ha en standard ferge drevet på MGO eller LNG. Alle installasjonskostnader er i 2021-kroner.

3.3.1. Investeringskostnader ved elektrifisering

For å finne kostnaden ved å elektrifisere samband tar oppgaven utgangspunkt i DNV GLs rapport om lav- og nullutslippsløsninger i Nordland fra 2021. Her nevnes det fire hovedkategorier for investeringer: 1) Investeringskostnad for batterisystemer om bord og på land, 2) Investeringskostnad for kraftomformer, 3) Investeringskostnad for ladeplugg, og 4) Investeringskostnad knyttet til oppgradering av strømmettet (Ovrum et al., 2021, s. 26). Kostnadene forbundet med installasjon av batterisystemer om bord og på land deles i rapporten inn i fire ulike trinn, men i denne oppgaven tas det utgangspunkt i tre ulike trinn. Kostnaden i kroner per kWh er oppgitt i parentes. Disse trinnene er: NMC 1 3C/6C (10 000 kr/kWh), NMC 2 3C/3C (8 000 kr/kWh), og NMC 3 1C/1C (6 800 kr/kWh) (Ovrum et al., 2021, s. 26). NMC er en av de vanligste kjemiske kombinasjonene i Lithium ion-batterier (Pacific Northwest National Laboratory, u.å.). C-en representerer C-raten. Dette er raten et batteri lades eller utlades på relativt til sin makskapasitet (MIT Electric Vehicle Team, 2008, s. 1), og det vil senere i oppgaven bli beskrevet hvordan det ble bestemt hvilket av batteriene som var best egnet for det enkelte samband. Investeringskostnaden for kraftomformer er på 2 000 kroner per kW (Ovrum et al., 2021, s. 26). Når det kommer til investeringskostnaden for ladeplugg er den, i likhet med batterisystemet, delt inn i flere trinn med kostnad i parentes: Ladeplugg med ladeeffekt større enn 3 MW (5 000 000 kr), ladeplugg med ladeeffekt på mellom 3 og 6 MW (10 000 000 kr) og ladeplugg med ladeeffekt større enn

6 MW (15 000 000 kr) (Ovrum et al., 2021, s. 26). I likhet med batterisystemer vil det senere i oppgaven bli beskrevet hvordan det ble bestemt hvilken ladeplugg som var best egnet for de ulike sambandene.

Investeringskostnaden for å oppgradere strømmettet, samt installere batteripakker, er svært varierende fra lokasjon til lokasjon. Derfor har oppgaven tatt utgangspunkt i DNV GLs rapport «Teknisk-økonomisk utredning av null- og lavutslippstiltak for 21 fergesamband i Nordland» fra 2017 hvor oppgraderingskostnaden er beregnet for hver av de ulike lokasjonene. (Rivedal et al., 2017).

3.3.2. Investeringskostnader ved hydrogenifisering

I likhet med elektrifisering tar oppgaven utgangspunkt i den samme rapporten for å finne investeringskostnader for hydrogen. Her er det tre ulike kategorier for investeringer: 1) Brenselcellesystem, 2) Tanksystem for flytende hydrogen, 3) Tanksystem for komprimert hydrogen (Ovrum et al., 2021, s. 28). Kostnaden for brenselcellesystem er på 20 000 kroner per kW, og rapporten antar videre at brenselcellestabelen har en levetid på fem år som da må byttes ut til en kostnad antatt til 30 prosent av kostnaden for brenselcellesystemet som helhet (Ovrum et al., 2021, s. 28). Videre antas det at investeringskostnaden for tanksystem for flytende hydrogen vil være 3 000 kroner per kilo lagret hydrogen. Tilsvarende for komprimert hydrogen er beregnet til 4 200 kroner per kilo lagret hydrogen (Ovrum et al., 2021, s. 28).

3.4. Kostnadsgrunnlag - drivstoffkostnader

Drivstoffkostnader utgjør den andre hoveddelen av kostnadsgrunnlaget i oppgaven, og i de følgende avsnittene vil de drivstoffkostnadene som er benyttet i oppgaven tilkjennegis. CO₂-avgiften er beregnet til å være 1 297 kroner per tonn CO₂, og tilsvarer den gjennomsnittlige avgiften mellom 2021 og 2030, gitt en lineær avgiftsøkning mot den forhåndsvarslede CO₂-avgiften i 2030, på 2 000 kroner per tonn CO₂ (Meld. St. 13 (2020-2021), s. 125).

3.4.1. MGO

For MGO er det benyttet en pris per tonn drivstoff på 5 769 kroner uten CO₂-avgift. Denne prisen er beregnet på bakgrunn av tall hentet fra rapporten «Klimakur 2030», og det er også benyttet en omregningsfaktor for tonn/m³ på 0,84 for å regne om pris fra liter til kilo (Miljødirektoratet, 2020, s. 531, 538). Tallene fra rapporten er videre diskontert med en faktor

på fire prosent for å få pris i 2021. For å beregne tilleggskostnaden CO₂-avgiften vil utgjøre som basis er det benyttet en utslippsfaktor på 3,206 tonn CO₂/tonn MGO (IMO, 2015, s. 105).

3.4.2.LNG

Prisgrunnlaget for LNG er hentet fra «Klimakur 2030». Prisen er beregnet til å være 6 373 kroner per tonn, ekskludert CO₂-avgift, ved å gjøre om fra kg/Sm³, til kroner per kilo med en omregningsfaktor på 0,74 kg/Sm³. Videre er prisen omgjort til kroner per tonn LNG (Miljødirektoratet, 2020, s. 535., 538). Deretter er denne prisen diskontert med en faktor på fire prosent for å få prisen i 2021. Tilleggskostnaden CO₂-avgiften vil utgjøre er beregnet på bakgrunn av en utslippsfaktor på 2,75 tonn CO₂/tonn LNG (IMO, 2015, s. 105).

3.4.3.Strøm

Når det gjelder prisen per kWh med strøm er dette en pris som består av flere komponenter. I oppgaven er det tatt utgangspunkt i en gjennomsnittlig strømpris på 39 øre/kWh som er den forventede prisen i 2025 i 2021-kroner for Nord-Norges prisområde (Haukeli et al., 2021, s. 59). Videre antas det en gjennomsnittlig nettleie på 40,45 øre/kWh i 2021-kroner for Norges i perioden 2021-2030 (Miljødirektoratet, 2020, s. 536). Videre er fergedrift omfattet av en redusert elavgift som i 2021 er på 0,546 øre/kWh (Hval, 2021). I oppgaven er det tatt utgangspunkt i at det gjennomsnittlige CO₂-utslippet ved bruk av strøm er 8 g/kWh (NVE, 2021a).

3.4.4.Hydrogen

For hydrogen er prisen i oppgaven beregnet til å være 54 674 kroner per tonn. Som nevnt i 2.4.2 forutsettes det at hydrogenet er såkalt grønt hydrogen som er produsert gjennom elektrolyse, og dermed vil et gjennomsnittlig utslipp ved bruk av strøm på 8 g/kWh legges til grunn (NVE, 2021a). Denne prisen er i likhet med MGO og LNG hentet fra «Klimakur 2030», og er beregnet på bakgrunn av prisen per tonn hydrogen i 2021, oppgitt i 2019-priser i rapporten, og diskontert med fire prosent årlig for å få reelle 2021-priser (Miljødirektoratet, 2020, s. 535).

3.5. Oppsummerende betraktninger

De ovennevnte rapportene gir et tydelig bilde på status for lav- og nullutslippsløsninger i fergesektoren, kostnader forbundet med disse løsningene og også hvordan det fra myndighetshold tilrettelegges for innføring av slike løsninger. Det er tydelig at det fra myndighetenes side er betydelig vilje til å legge forholdene til rette for mer miljøvennlige løsninger for ferger, og skipsfarten mer generelt, deriblant med anbudskrav og støtte fra Enova for slik å nå utslippsmålene. Videre er det tydelig at elektrifisering er å anse som markedsmessig modent, mens hydrogen i større grad er i «pionerfasen», og at begge disse teknologiene vil kunne føre til betydelige kutt i klimagassutslipp. Samtidig er det innlysende at det vil være store forskjeller i kostnaden ved å innføre slike tiltak fra samband til samband. Det er også en stadig teknologiutvikling på disse områdene, som gjør at kostnadene over tid sannsynligvis vil være fallende, og som igjen vil gjøre kostnaden ved tiltakene lavere (Hammer et al., 2020, s. 11).

4. Porterhypotesen

Reguleringer og krav er vesentlige for å oppfylle miljømessige målsetninger, hvilket også vil være tilfelle for ferger. I den påfølgende delen vil først Porterhypotesen som teori presenteres. Deretter vil eksempler på miljøreguleringer for skipsfart i både EU og Norge, og hvordan elementer av Porterhypotesen gjør seg gjeldende i disse, presenteres. Videre vil det også gis en kort innføring i historien bak LNG-drevne skip, og hvordan dette kan sees på som en form for statlig strategi for å få ned utslipp av CO₂, men især NO_x.

4.1. Teori

Et spørsmål som avtegner seg når det innføres utslippsreguleringer og miljøkrav er hvordan disse virker inn på private selskapers konkurransekraft og lønnsomhet. Vil det være slik at det vil gjøre det mer kostbart å produsere varer eller tjenester, og på dette viset virke inn negativt på et selskaps lønnsomhet og konkurransekraft? Intuitivt kan en tenke at desto strengere miljøreguleringer- og krav, desto dyrere blir det å produsere en vare eller tilby en tjeneste, hvilket kan virke hemmende på et selskaps konkurransekraft vis-a-vis konkurrenter i utlandet. Dette kan eksempelvis komme av dyrere innsatsfaktorer. Eller kan det faktisk være slik at strenge miljøreguleringer- og krav kan føre til økt lønnsomhet og konkurransekraft vis-a-vis utlandet?

Innenfor den ovennevnte tematikken er den såkalte Porter-hypotesen vesentlig, som den amerikanske økonomen Michael E. Porter for første gang formulerte i 1991. På et overordnet plan anfører hypotesen at strenge miljøkrav- og reguleringer, gitt at de er effektivt utformet, kan føre frem til en situasjon hvor det er til gagn både for samfunnet, i kraft av lavere utslipp, men også til fordel for selskapene som omfattes av miljøkravene (Wagner, 2003, s. 6). Ifølge hypotesen burde krav og reguleringer baseres på markedsbaserte mekanismer (Brännlund & Lundgren, 2009, s. 82). Velutformede miljøpolitiske virkemidler krever dermed tre ting: 1) At de er designet for å stimulere til endring. 2) At de ikke favoriserer den beste teknologien som er tilgjengelig i dag. 3) At de er basert på markedsmekanismer slik som skatter og subsidier for slik å stimulere til endring hos bedriftene. (Brännlund & Lundgren, 2009, s. 82). Hypotesen understreker altså betydningen av at miljøreguleringer vektlegger utfall, snarere enn at det foreskrives en spesifikk teknologi for å nå et ønsket utfall, og dermed viktigheten av teknologinøytralitet (Porter & van der Linde, 1995, s. 110–111). Som Porter og Van der

Linde skriver: «Environmental regulation should focus on outcomes, not technologies. [...] legislating as if one particular technology is always the «best» almost guarantees that no innovation will occur» (1995, s. 110-111). Med andre ord argumenterer hypotesen for at velutformede miljøkrav kan bidra til innovasjon hos selskaper, og at gevinsten ved disse innovasjonene delvis eller mer enn fullt ut oppveier kostnaden det vil innebære å etterleve kravene og standardene. (Porter & van der Linde, 1995, s. 98). Denne gevinsten, som omtales som “innovation offset”, vil ifølge hypotesene både føre til at det vil koste mindre for et selskap å etterleve krav og standarder, men også at det kan føre til et absolutt fortrinn over utenlandske selskaper som ikke er omfattet av tilsvarende standarder og krav. (Porter & van der Linde, 1995, s. 98). Blant annet kan det innebære en såkalt «førstetrekksfordel» for selskaper omfattet av kravene vis-a-vis konkurrenter (Wagner, 2003, s. 41). Grovt sett er altså årsakssammenhengen slik at strenge miljøreguleringer kan anspore til innovasjon, som i tur fører til økt konkurransedyktighet blant annet som følge av at utslippsreduksjoner medfører økt ressursutnyttelse og bedre ressursbruk (Porter & van der Linde, 1995, s. 98).

Porterhypotesen tegner opp seks ulike vis velutformede miljøkrav og reguleringer kan ha positive effekter: 1) Reguleringer og krav kan lede til en bevisstgjøring rundt både teknologiske muligheter, men også ineffektiv ressursbruk. 2) Reguleringer kan lede til informasjonsinnhenting på tvers av bedriftens virksomhet omhandlende miljøaspektet, noe som kan føre til økt bevisstgjøring rundt et selskaps drifts- og miljømessige forbedringspotensial (Porter & van der Linde, 1995, s. 99–100). 3) Reguleringer minsker usikkerheten rundt lønnsomheten av å satse på miljøtiltak (Porter & van der Linde, 1995, s. 100). 4) Reguleringer skaper et press på at selskaper innoverer og forbedrer seg. Dette innebærer at hypotesen hevder at reguleringer tjener samme funksjon som eksempelvis konkurranse fra andre selskaper, og kundeforventninger (Porter & van der Linde, 1995, s. 100). 5) Reguleringer gjør at selskaper konkurrerer på likere vilkår i overgangsfasen til innovasjonsbaserte løsninger som følge av at et selskap ikke på opportunistisk vis kan forsterke sin posisjon ved å unngå investeringer i miljøtiltak, og reguleringene utgjør således en «buffer» inntil de nye teknologiene blir gjort rimeligere og mer utprøvd (Porter & van der Linde, 1995, s. 100). 6) Til sist argumenteres det for at reguleringer er nødvendige i tilfeller hvor innovasjonsbaserte løsninger i seg selv ikke fullt ut kan veie opp for den økte kostnaden miljøkrav innebærer. Strenge reguleringer kan fostre økt innovasjon som en følge av at det vil kreve at selskapene vektlegger utslipp i større grad, og at det å etterleve reguleringene vil kreve vesentlige endringer i selskapenes produksjonsprosesser og produkter (Porter & van der

Linde, 1995, s. 100). Og tross i at strengere reguleringer kan koste mer å etterleve, kan dette øke innovasjonstakten. Dette er som følge av at selskapene ønsker å minimere etterlevelseskostnadene, og således finner mer innovative og miljøvennlige løsninger som i tur har potensiale til å øke selskapets konkurransekraft (Porter & van der Linde, 1995, s. 100).

Hvordan er det så «innovation offsets» oppstår? Porter-hypotesen anfører at innovasjon som oppstår på bakgrunn av miljøreguleringer i hovedsak arter seg på to ulike vis. Det første viset er simpelthen at selskaper dugeliggjøres på utslippshåndtering eksempelvis gjennom å redusere mengden giftig materiale som slippes ut i produksjonen. Konsekvensen av denne typen innovasjon er at kostnaden ved etterlevelse av miljøkrav blir lavere, men samtidig fører ikke innovasjonene med seg noen effekter utover dette (Porter & van der Linde, 1995, s. 101). Dette er dermed ikke tilstrekkelig for å kunne forklare hypotesens påstand om at strenge miljøkrav kan føre til konkurransefortrinn. For at det skal kunne være tilfelle må en se på den andre formen for innovasjon som miljøreguleringer- og krav kan frembringe.

Den andre måten innovasjon på bakgrunn av miljøreguleringer arter seg er ved at innovasjonene både forbedrer produktet, produksjonsprosessen og/eller tjenesten som leveres samtidig som den miljømessige påvirkningen selskapet har adresseres (Porter & van der Linde, 1995, s. 101). Dette er noe som i tur kan medføre at de såkalte “innovations offsets” dvs. gevinstene ved innovasjonen faktisk er større enn kostnaden ved å etterleve de nye reguleringene, og det er dette Porter-hypotesen betoner når det påstås at strenge miljøreguleringer- og krav kan øke konkurransekraften til selskaper (Porter & van der Linde, 1995, s. 101). Videre deles “innovation offsets” inn i to ulike kategorier henholdsvis «product offsets» og «process offsets». Førstnevnte oppstår når miljøkravene fører til produkter som eksempelvis er billigere, tryggere, mindre kostbare å produsere og enklere å resirkulere samtidig som de produserer mindre utslipp (Porter & van der Linde, 1995, s. 101). Sistnevnte gevinst oppstår, i likhet med førstnevnte gevinst, når utslippene minskes, samtidig som eksempelvis ressursproduktiviteten øker, materialbruken synker, produksjonsprosessen blir mindre energikrevende, arbeidsforholdene bedres m.m. (Porter & van der Linde, 1995, s. 101). På bakgrunn av dette er det manifest at Porter-hypotesene taler for at strengere miljøkrav- og reguleringer, gitt at disse er effektivt utformet, vil kunne øke innovasjon og konkurransekraft for selskaper som omfattes av disse reguleringene. Dermed setter også hypotesen spørsmålsteget ved hvorvidt reguleringer og konkurransekraft er dikotomier, og påstår snarere at reguleringer kan ha en positiv innvirkning på konkurransekraft.

4.1.1. Kritikk mot Porterhypotesen

Naturlig nok finnes det innvendinger til, og kritikk mot, Porter-hypotesen. En uttømmende liste av disse vil ikke presenteres her, men noen hovedtrekk vil like fullt bli presentert. En vesentlig innvending blant mange økonomer og bedriftsledere er at reguleringer slik som teknologiske standarder, miljøskatter og utslippskvoter påtvinger selskaper å nyttiggjøre produksjonsfaktorer til å redusere utslipp, og dermed pålegger dette selskap en ekstra kostnad (Ambec et al., 2011, s. 5). I tur, ifølge argumentasjonen, fører dette til at en andel av bedriftens midler går til å betale for sine utslipp, som tidligere var gratis, gjennom miljøskatter og utslippskvoter, snarere enn gode investeringer og kan dermed forringe bedriftens globale konkurransekraft (Ambec et al., 2011, s. 5). Denne argumentasjonen tegner dermed opp miljøreguleringer og konkurransekraft som et nullsumspill hvor det å satse på den ene må gå på bekostning av den andre.

En annen form for kritikk neoklassiske økonomer forfekter går ut mot antagelsen om at private selskaper «systematisk» overser lønnsomme innovasjonsmuligheter (Palmer et al., 1995, s. 121). Og videre det faktum at staten, eller en annen regulatorisk myndighet, er i stand til å korrigere denne «svikten» det er å overse disse innovasjonsmulighetene (Palmer et al., 1995, s. 121). Ifølge Palmer et al. innebærer dette at de regulatoriske myndighetene sitter med en form for «opplyst» innsikt. Innsikt som de i tur søker å formidle til de private bedriftene slik at sistnevnte får incentiver til kostnadsbesparende- og kvalitetshevende innovasjoner (Palmer et al., 1995, s. 121–122). Dette synet har Palmer et al. liten tro på: «We find this view hard to swallow, and suspect most regulated firms would share our difficulty» (1995, s. 121).

4.2. Regjeringens handlingsplan for grønn skipsfart og Klimaplan for 2021-2030

Den tidligere nevnte «Handlingsplan for grønn skipsfart» fra 2019 slår blant annet fast at det er en «ambisjon å halvere utslippene fra innenriks skipsfart og fiske innen 2030, og å stimulere til null- og lavutslippsløsninger i alle fartøyskategorier» (Departementene, 2019a, s. 4). Og som et ledd i denne ambisjonen har norske myndigheter bestemt at det fra 2023 vil bli stilt lav- og nullutslippskriterium for nye fergeanbud (Meld. St. 13 (2020-2021), s. 22). Fra Porterhypotesens ståsted er derimot det viktigste elementet i handlingsplanen at den søker å utnytte Norges ledende posisjon innen grønn skipsfart slik at dette kan bli et viktig konkurransefortrinn internasjonalt. Og gi vekstmuligheter i internasjonale markeder ved å

utvikle nye lav- og nullutslippsløsninger for maritim transport, og slik sett kunne være en «betydelig leverandør for den kommende omstillingen i den globale skipsfarten» (Departementene, 2019a, s. 9). Det er med andre ord manifest at det er en forhåpning, endog en forventning om at den strenge utslippslinjen Norge legger seg på vil føre til at norsk maritim næring må tilpasse seg de nye rammevilkårene gjennom innovasjon. Og at dette i tur vil gi et konkurransefortrinn internasjonalt vis-a-vis konkurrerende bedrifter i andre land som kommer tregere ut av «startblokken».

4.3. FuelEU Maritime initiative

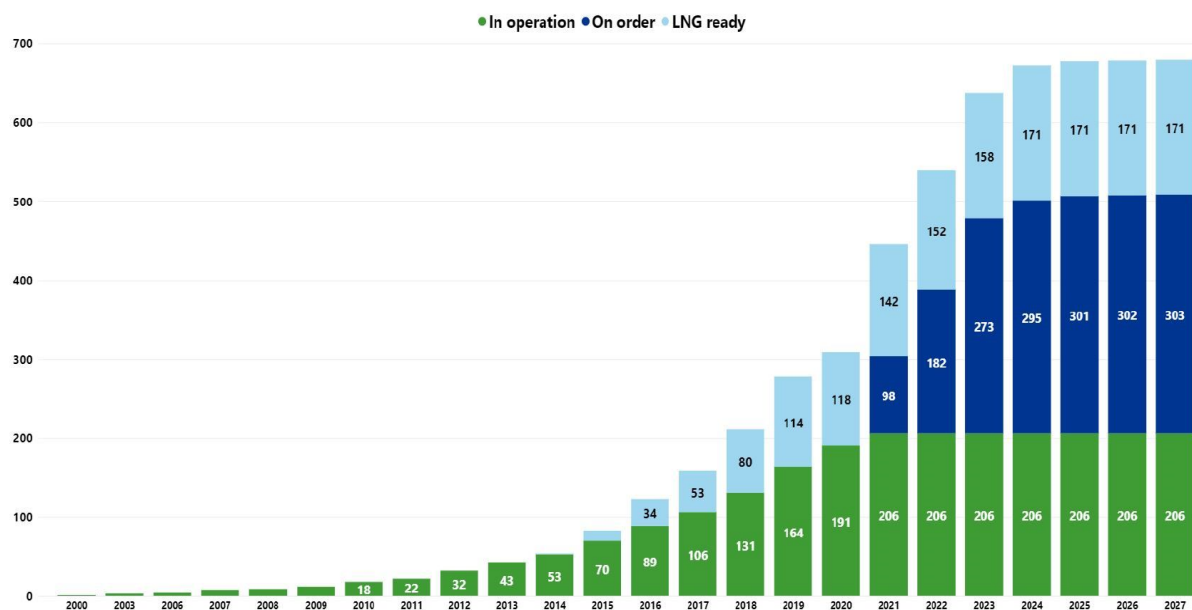
Som del av EUs handlingsplan «Fit for 55» som søker å redusere klimagassutslipp i 2030 med minst 55 prosent sammenlignet med 1990-nivå, presenterte kommisjonen sitt «FuelEU Maritime Initiative» som etter planen skal tre i kraft fra 2025 (BAHR, 2021) (Searle, 2021, s. 7). Blant de viktigste punktene i dette initiativet er å sette et makstak på intensiteten av klimagassutslipp for skip på seilas, og dette taket vil reduseres årlig. Referanseverdien vil ta utgangspunkt i forholdet mellom gram CO₂-ekvivalenter per MJ i 2020, og skal fra 1. januar 2025, som er det første året det vil være gjeldende, reduseres med to prosent. (European Commission, 2021, s. 23). Deretter vil makstaket reduseres vesentlig frem mot 2050 hvor det vil være redusert med 75 prosent. (European Commission, 2021, s. 23). Reguleringen vil omfatte alle skip over 5 000 tonn, med enkelte unntak, og vil være gjeldende for all energibruken på seilaser mellom havner i EU og halvparten av energibruken på seilaser mellom en EU-havn og en tredjelandshavn. (Searle, 2021, s. 6). Det vil også settes krav om bruk av elektrisitet når skip ligger i havn fra 2030. (Searle, 2021, s. 7). På bakgrunn av dette er det tydelig at FuelEU har til hensikt å tilrettelegge for bruk av eksempelvis biodrivstoff, elektrisitet og grønt hydrogen. (BAHR, 2021).

Ved å analysere initiativet gjennom Porterhypotesens prisme er det mulig å skjelne flere elementer som er samsvarende med hypotesen. Blant annet er det tydelig at det håpes at reguleringen blant annet vil bidra positivt ved å fjerne usikkerheten rundt hvorvidt det vil lønne seg å satse på miljøtiltak da det fra 2025 vil komme tydelige krav om et makstak på utslipp. (Porter & van der Linde, 1995, s. 100). Reguleringene legger også et press på markedsaktører for å tilpasse seg den nye normalen, og dermed jobbe for innføring av drivstoff som kan imøtekomme de nye og strengere kravene for klimagassutslipp. Videre betoner forslaget at det å skulle gripe inn politisk for å stimulere etterspørselen etter

lavutslipps- og fornybare maritime drivstoffkilder fordrer teknologinøytralitet, og at det dermed settes krav om hvor mye utslipp som er tillatt snarere enn å foreskrive en spesifikk teknologi eller et spesifikt drivstoff. (European Commission, 2021, s. 13). Dette er helt i tråd med Porterhypotesens vektlegging av å prioritere et ønsket utfall uten å foreskrive en spesifikk teknologi for å oppnå dette utfallet. (Porter & van der Linde, 1995, s. 110–111).

4.4. LNG-drevne fartøy

Norge var, som tidligere nevnt, det første landet i verden med en LNG-drevet ferge da MF Glutra ble satt i drift i år 2000. Dette var blant annet som følge av at LNG reduserer utslippene av NO_x med om lag 85 prosent, og CO₂ med rundt 20 prosent sammenlignet med tradisjonell MGO. (Steen, 2018, s. 5). Det var Statens vegvesen, som offentlig aktør, som var sentral for å skape et marked for verdens første fartøy av denne typen, og de finansierte også fergen. (Steen, 2018, s. 5) (WÄRTSILÄ, u.å.). Det var Stortinget som i 1996 besluttet at det skulle bygges to typer gassdrevne ferger hvorav en av de skulle gå på LNG (Grøvdal, u.å.). Formålet med dette skulle være to-delt. På den ene siden var det en målsetning om å høste erfaringer av bruk av gassressursene i Nordsjøen i fergesektoren spesielt, og transportsektoren mer generelt. Den andre målsetningen var å redusere forurensning fra transportsektoren. (Grøvdal, u.å.). På bakgrunn av dette kan overgangen til LNG-drevne fartøy sees på som en måte norske myndigheter søkte å få et konkurransefortrinn hva gjaldt LNG-teknologi gjennom anbudsutforming og støtteordninger. Dette bærer elementer av Porterhypotesen i seg. På tross av denne tilretteleggingen er LNG-drevne fartøy i liten grad i operasjon på verdenshavene med en andel på kun 0,16 prosent av alle skip i verden i dag (Chryssakis & Pewe, 2021). Samtidig er denne andelen forventet å øke i årene fremover, og LNG-andelen av det totale antall skip i bestilling i verden var i 2020 på 4,52 prosent (Chryssakis & Pewe, 2021). I 2019 ble LNG benyttet som drivstoff i 66 skip i norske farvann av totalt 164 i verden totalt sett som vist i Figur 4.1 (Miljødirektoratet, 2020, s. 115).



Figur 4.1: Oversikt over LNG-drevne skip i drift og i bestilling globalt fra år 2000 til 2027 (Chryssakis & Pewe, 2021).

5. Data

I denne oppgaven har det vært nødvendig å innhente et bredt spekter av datamateriale som omhandler fergesambandene i Nordland fylke. Dataen omhandler hvilke ferger som opererer på de ulike sambandene, installert kapasitet, årlig total produksjon i kilometer, antall stopp per overfart, overfartsdistanse, PBE, samt nåværende drivstoffløsning på de ulike sambandene. I tillegg er det innhentet data om de nødvendige investeringene forbundet med oppgraderinger av strømnnett og batteribanker på de enkelte sambandene, da det er store lokale forskjeller. Datamaterialet har ikke vært offentlig tilgjengelig i en samlet database, og har dermed vært nødvendig å innhente og sortere selv i en egenlaget fergedatabase. Dette kapitlet vil beskrive hvordan vi har innhentet datamaterialet, og ta for seg antakelsene som ligger til grunn for valg og bruk av data. I tillegg skal denne delen gi et overblikk over karakteristikkene til de ulike fergesambandene, før en oversikt over en rekke utslipps- og effektivitetsfaktorer knyttet til ulike drivstofftyper skal presenteres. Avslutningsvis skal noen usikkerhetsmomenter knyttet til dataen presenteres og drøftes. Dataene er både innhentet fra offentlige, og ikke-offentlig, tilgjengelige kilder.

5.1. Datainnsamling

Den relevante dataen om fergesambandene i Nordland er innhentet fra flere ulike kilder. Informasjon om hvilket selskap som opererer de ulike sambandene og kontraktsperiode har vi funnet gjennom Statens vegvesens markedsoversikt (Statens vegvesen, u.å.). For informasjon om hvilke båter som opererer på sambandene, sambandsdistanse, overfartstid, antall daglige overfarter og antall stopp har vi benyttet oss av fergeoperatørene sine hjemmesider, samt Nordland fylkeskommunes rutetabeller for fergesamband. De enkelte fergenes karakteristikk har vi funnet gjennom å benytte oss av den offentlig tilgjengelige fergedatabasen «Fjordfåren in Norwegen» (Langes, u.å.). Karakteristikkene har typisk vært fergens alder, installert kapasitet, PBE, drivstofftype og eventuell batteristørrelse på hybridelektriske ferger. Den årlige produksjonen på hvert enkelt samband har vi fått direkte fra Nordland Fylkeskommune og fergeseksjonen i Statens vegvesen. Førstnevnte har gitt oss produksjonen for de fylkeskommunale sambandene fra 2019, mens Statens vegvesen har gitt oss årlig estimert produksjon på de fire riksveisambandene for 2021.

Dataen som omhandler investeringer i strømmnett og batteribanker på de ulike fergekaiene og fergene er innhentet fra en konsulentrapport utført av DNV (Rivedal et al., 2017). Dataene er videre diskontert til 2021-kroner med en diskonteringsrente på fire prosent over en tiårsperiode. Formelen som benyttes i oppgaven til å beregne samlet netto nåverdi er (Fernando, 2021):

$$NNV = \sum_{t=1}^{10} \frac{KS_t}{(1+0,04)^t}$$

I formelen er KS den årlige kontantstrømmen i periode t .

Utslipps- og motoreffektivitetsfaktorene for de ulike sambandene er hentet fra flere ulike offentlig tilgjengelige kilder. Utslippsfaktorene per tonn drivstoff for MGO og LNG er hentet fra en IMO-rapport (IMO, 2015, s. 105), mens utslippsfaktoren til energimiksen i strømmnett (g/kWh) er hentet fra NVE (NVE, 2021a). Virkningsgradene for MGO, LNG og hydrogen er innhentet fra en forskningsartikkel som tar for seg flere ulike drivstoffløsninger på ferger (Hwang et al., 2020, s. 7). For elektriske motorer er virkningsgraden gitt av en DNV-rapport som tar for seg kollektivtransport i Nordland fylke (Ovrum et al., 2021, s. 9). Drivstofftypenes energiinnhold er videre hentet fra Klimakur 2030 (Miljødirektoratet, 2020, s. 538). Til slutt er energitettheten i de ulike tilfellene hentet fra Store Norske Leksikon (Hofstad, 2020).

5.2. Datamateriale – ferger og sambandskarakteristikk

I denne oppgaven er alle 27 fergesamband i Nordland ansett for å være relevante. Som følge av dette er det stor variasjon mellom sambandene hva gjelder både fergekarakteristikker og sambandsfaktorer som distanse, antall stopp og total årlig produksjon. Flere samband er allerede elektrifisert, men fossile drivstoff er fremdeles dominerende på fergesambandene i Nordland. Et sammendrag av dataen som omhandler dagens ferger og fergesamband er å finne i Tabell 5.1.

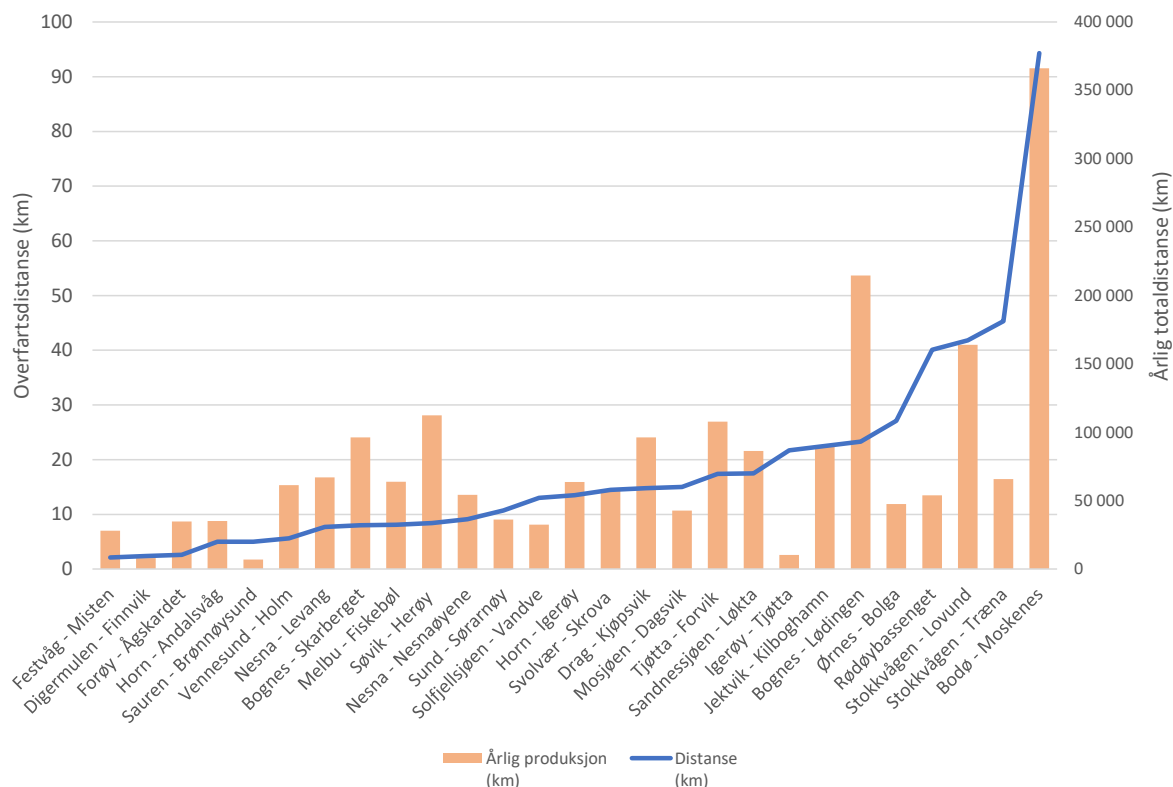
Tabell 5.1: Datagrunnlag for fergesambandene i Nordland (Egenlaget fergedatabase).

Rute	Overfarts- distanse (km)	Overfarts- tid (min)	Fart (kn)	Antall daglige overfarter	Antall stopp	Fergenavn	PBE	Byggeår	Drivstofftype	Installert kapasitet (kW)	Antall ferger	Årlig produksjon (km)	Kontrakt til
Bodø - Røst - Værøy - Moskenes	94,3	180	17	5	3	MF Landegode	120	2012	LNG	5 250	2	366 261	31.12.2023
Bognes - Lødingen	23,3	60	13	22	1	MF Barøy	120	2012	LNG	2 430	2	214 593	31.12.2024
Bognes - Skarberget	8	25	13	42	1	MF Melshorn	120	1999	Hybridelektrisk	2 560	2	96 248	31.12.2021
Digermulen - Finnvik	2,4	10	10	14	1	MF Kjerringøy	23	1980	MGO	638	1	8 035	31.12.2024
Drag - Kjølsvik	14,8	45	13	18	1	MF Vardehorn	120	1999	Hybridelektrisk	2 560	1	96 333	31.12.2021
Festvåg - Misten	2,1	10	9	34	1	MF Bjørnsund	61	1979	MGO	1 325	2	28 037	31.12.2023
Forøy - Ågskardet	2,6	11	10	34	1	MF Rosendal	50	1975	MGO	955	1	34 713	31.12.2021
Horn - Andalsvåg	5	17	11,5	26	1	MF Torghatten	60	2002	Hybridelektrisk	750	1	35 133	30.04.2023
Horn - Igerøy	13,5	40	12	13	1	MF Hornstind	60	2017	Hybridelektrisk	1 700	1	63 643	30.04.2023
Igerøy - Tjøtta	21,7	57	13	1	1	MF Hornstind	60	2017	Hybridelektrisk	1 700	1	10 283	30.04.2023
Jektvik - Kilboghavn	22,5	65	11,5	14	1	MF Rødøy	69	1991	MGO	1 771	1	89 898	31.12.2021
Melbu - Fiskebøl	8,1	25	12	22	1	MS Tysfjord	91	1993	MGO	2 647	1	63 878	31.12.2025
Mosjøen - Hundåla - Dagsvik	15	60	10,5	6	1	MF Kvitholm	29	1964	MGO	478	1	42 849	31.01.2024
Nesna - Levang	7,7	24	12	28	1	MF Trondenes	77	1982	MGO	1 497	1	67 016	31.12.2025
Nesna - Nesnaøyene	9,1	35	11	14	3	MF Røsund	50	1977	MGO	955	1	54 236	31.05.2021
Nordnesøy - Kilboghavn (Røddøybassenget)	40,1	134	10,5	2	5	MF Vågan	35	2000	MGO	2 238	2	53 851	31.05.2026
Sandnessjøen - Dønna - Løkta	17,5	51	13	18	2	MF Møysalen	104	1993	MGO	2 083	1	86 419	31.01.2024
Sauren - Brønnøysund	5	20	9	4	1	MS Torget	10	1963	MGO	275	1	7 032	31.12.2022
Solfjellsjøen - Vandve	13	50	11	8	1	MF Vandve	12	1968	MGO	368	1	32 456	31.01.2022
Stokkvågen - Onøy - Sleneset - Lovund	41,8	118	12,5	16	3	MF Lovund	50	2013	MGO	2 850	2	163 977	30.06.2021
Stokkvågen - Træna	45,3	113	13,5	4	2	MF Husøy	50	2013	MGO	2 850	1	65 884	31.12.2022
Sund - Horsdal - Sørarnøy	10,7	40	10	14	2	MF Gildeskål	35	1993	MGO	930	2	36 124	31.12.2022
Svolvær - Skrova	14,5	35	13	10	1	MS Røst	42	1991	MGO	3 680	1	57 735	31.01.2024
Søvik - Herøy	8,4	25	12	32	2	MF Tenna	50	2013	MGO	1 492	2	112 441	31.01.2023
Tjøtta - Forvik	17,4	45	13	22	1	MF Vannes	50	2017	MGO	1 640	2	107 720	31.12.2022
Vennesund - Holm	5,6	20	10,5	30	1	MF Heilhorn	60	2020	Hybridelektrisk	1 280	1	61 370	31.12.2027
Ørnes - Vassdalsvik - Meløysund - Bolga	27,1	94	10	4	3	MF Ørnes	28	1993	MGO	960	1	47 543	30.04.2023
Gjennomsnitt	18,4	52	11,7	16,9	1,6		61	1995		1 773		77 915	

5.2.1. Sambandskarakteristikker

Fergesambandene varierer i stor grad hva gjelder både distanse, overfartstid, antall daglige overfarter og antall stopp. I tilfeller der et samband har flere stopp varierer ofte fergens rute over sambandet gjennom dagen, og fergene stopper ofte ikke på alle kaiene på hver overfart. Det er kun kaiene som betjenes regelmessig i rutetabellene som er inkludert i datasettet. Kaiene som kun betjenes i spesielle tilfeller er altså utelatt. Overfartsdistanse og tid i Tabell 5.1 gjelder for det vanligste overfartsalternativet for å gjøre dataene så representative som mulig for sambandets faktiske karakteristikk. Hva som er det vanligste overfartsalternativet er utledet fra fergeselskapenes rutetabeller. Fra rutetabellene er også antall daglige overfarter utledet, og det er hverdagsrutene som er benyttet til å finne korrekt antall. I Figur 5.1 er sambandenes distanse og årlige produksjon skissert, der fremstår tydelig at det er stor forskjell mellom de ulike sambandene. Det fremstår ikke å være en tydelig korrelasjon mellom overfartsdistanse og årlig operasjon, med unntak av sambandet Bodø – Moskenes. Det er Norges lengste fergesamband, både i distanse og overfartstid og er om lag 45 ganger lenger enn Nordlands korteste samband, Festvåg – Misten. Gjennomsnittlig overfartsdistanse er 18,4 km. Den store variasjonen mellom sambandene gjør at det fremstår lite sannsynlig at samme utslippsreduksjonsløsninger vil være aktuelle på alle samband. Vi har inkludert sambandene som allerede har gjennomgått transisjonen til å bli lav- eller nullutslippssamband for å kunne

gi mest mulig korrekte beregninger, og analyser av den totale utslippsmengden fra fergesambandene i Nordland.

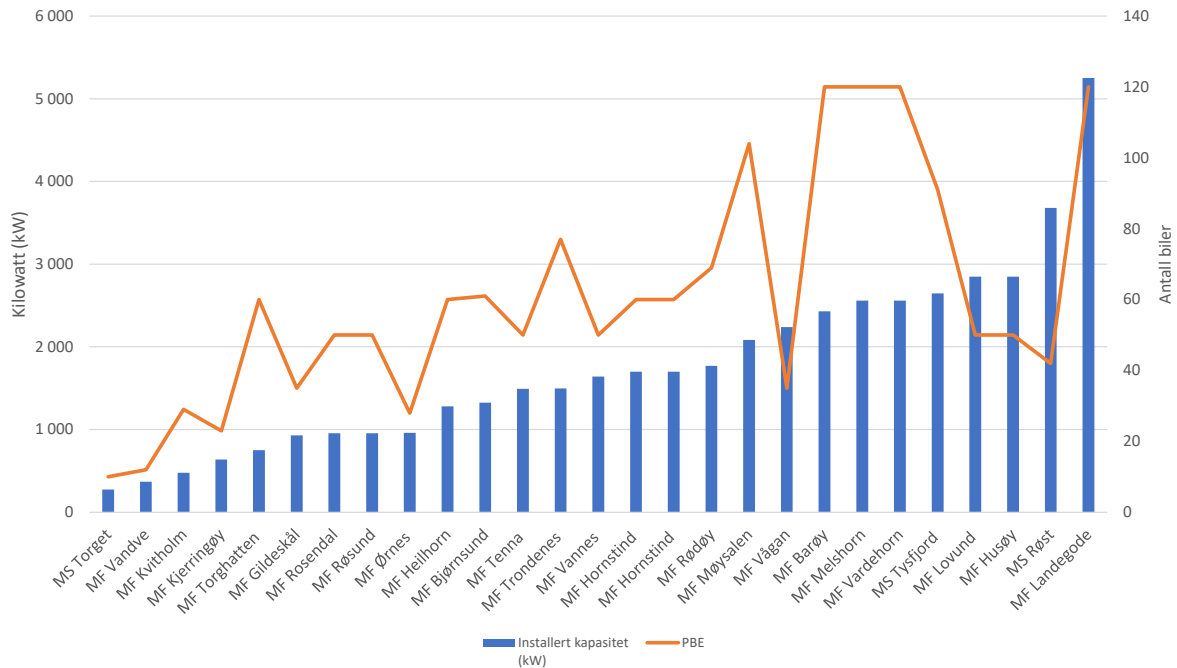


Figur 5.1: Sambandenes overfartsdistanse og årlig produksjon i km. Overfartsdistanse måles i km på den primære y-aksen (venstre). Årlig produksjon er aggregerte, tilbakelagte kilometer per år på det enkelte samband, målt i årlig totaldistanse i km på den sekundære y-aksen (høyre) (Egenlaget fergedatabase).

5.2.2. Fergekarakteristikker

Nordlands fergesamband opereres av mange ulike ferger med svært varierende karakteristikk. Flere samband opereres av mer enn én ferge, og i visse tilfeller kan disse fergene ha ulike karakteristikk. I slike tilfeller er hovedfartøyet på strekningen valgt som den representative fergen som blir benyttet i beregningene. Antall ferger henviser til antall ferger som opererer på sambandet i en normalsituasjon, og tar ikke hensyn til reserveferger. Som nevnt er det stor variasjon mellom fergene, blant annet er det et stort aldersspenn på fergene. Den eldste fergen, MS Torget ble bygget i 1963, og den nyeste fergen er MF Heilhorn, bygget i 2020. Gjennomsnittlig byggeår for fergene er 1995. I tillegg til å være eldst, er MS Torget fergen med lavest installert kapasitet (275 kW) og PBE på ti. På de største fergene er PBE 120, mens største installerte kapasitet er 5 250 kW på MF Landegode som opererer på sambandet Bodø – Moskenes. Variasjonen i installert kapasitet og PBE er skissert

i Figur 5.2, og det fremgår av grafen at det er en positiv sammenheng mellom fergestørrelse og installert kapasitet, med noen unntak som MF Vågan og MS Røst. Det fremstår naturlig at økt fergestørrelse er korrelert med økt energibehov. Den store variasjonen i fergekarakteristikkene reflekterer den store variasjonen mellom fergesambandene. De fire riksveisambandene opereres av fergene med størst PBE i vårt utvalg.



Figur 5.2: Installert kapasitet og PBE på fergesambandene i Nordland. Installert kapasitet i kW på primær y-akse. PBE måles i antall biler på sekundær y-akse (Egenlaget fergedatabase).

5.3. Datamateriale – Investeringskostnader ved elektrifisering

Fergesamband som skal elektrifiseres er avhengige av betydelige investeringer, både om bord på fergen, på fergekaien, samt i strømmettet. Investeringene er avhengige av flere faktorer, blant annet ladeeffektbehovet for batteribanken og effekten til ladepluggen, C-raten i batteriet, antall batteribanker som kreves og lokale forhold i strømmettet. I oppgaven forutsettes alle samband som skal elektrifiseres å benytte batteribank. Dette kommer av at dette er den rimeligste løsningen på de fleste sambandene, og det er stor usikkerhet rundt kostnaden for direkteledning fra nettet (Rivedal et al., 2017, s. 4). Datamaterialet om investeringskostnader for elektrifisering er preget av stor variasjon, og understreker således heterogeniteten i fergesambandene i Nordland. Denne dataen er å finne i Tabell 5.2. Sambandenes

batteribankbehov varierer mellom én og fem batteribanker, og nødvendig batteristørrelse varierer fra 500 kWh på de minst energikrevende strekningene til over 5 000 kWh på Rødøysambandet. Det er også betydelige variasjoner i ladeeffekten på batteribank og effekten fra ladeplugg mot skip. Dette avhenger blant av liggetid ved kai, batteribankstørrelse, batteristørrelse om bord, samt avgangshyppighet. Kostnadene for investeringer i batteribank og strømnnett er også svært variable. Batteribankinvesteringer varierer fra å være på under 3 millioner kroner til å overstige 45 millioner kroner, mens investeringskostnadene i strømnettet varierer mellom cirka 1,1 millioner kroner til 29 millioner kroner. Fergesambandene som mangler i datagrunnlaget er enten riksveisamband, eller samband som allerede er elektrifisert. For sambandene Bognes – Lødingen, Sauren - Brønnøysund og Solfjellsjøen - Vandve er databeregningene basert på dataene til samband med sammenfallende karakteristika, for å gi det mest korrekte datamaterialet.

Tabell 5.2: Elektrifisering av fergesamband - teknisk data og investeringskostnader for batteribank og oppgradering i strømnnett ved elektrifisering (Egenlaget fergedatabase).

Rute	Kostnad batteribank (kr)	Kostnad strømnnett (kr)	Batteribank ladeeffekt (MW)	Ladeplugg effekt (MW)	Antall batteribanker	Batteristørrelse (kWh)	C-rate
Bodø - Røst - Værøy - Moskenes							
Bognes - Lødingen*	17 664 864	1 754 788	0,73 ; 0,7	6,7 ; 6,7	2	5 929	1
Bognes - Skarberget							
Digermulen - Finnvik	2 807 661	1 286 844	0,1	0,7 ; 0,24	2	500	2
Drag - Kjølsvik							
Festvåg - Misten	3 275 604	5 264 364	0,12	0,7 ; 0,7	2	500	2
Forøy - Ågskardet	4 445 463	3 743 547	0,18	1,1 ; 1,1	2	667	2
Horn - Andalsvåg	14 740 218	1 754 788					
Horn - Igerøy	13 687 345	1 169 859	0,47 ; 0,51	5,6	2	2 679	1
Igerøy - Tjøtta	20 004 581	1 169 859	0,47 ; 0,51	5,6 ; 5,6	2	2 679	1
Jektvik - Kilboghavn	17 664 864	1 754 788	0,73 ; 0,70	5,5 ; 10,3	2	4 625	1
Melbu - Fiskebøl	16 144 048	3 275 604	0,05 ; 0,18 ; 0,12	2,8 ; 1,9	2	2 500	2
Mosjøen - Hundåla - Dagsvik	21 174 440	3 509 576	0,05 ; 0,18 ; 0,12	2,1 ; 4,5 ; 2,3	3	2 667	2
Nesna - Levang	10 645 713	1 754 788	0,52 ; 0,34	3,4 ; 3,4	2	2 000	2
Nesna - Nesnaøyene	10 294 755	1 403 830	0,19	3,3	2	2 000	2
Nordnesøy - Kilboghavn (Rødøybassenget)	45 390 512	6 668 194	0,14 ; 0,17	7,5 ; 6,9	3	5 444	1
Sandnessjøen - Dønna - Løkta	35 212 743	29 246 464	0,45 ; 0,51 ; 0,16	2,7 ; 6,7 ; 6,7	3	3 000	1
Sauren - Brønnøysund*	2 807 661	1 286 844			2	500	2
Solfjellsjøen - Vandve*	14 740 218	1 754 788			2	1 333	2
Stokkvågen - Onøy - Sleneset - Lovund	35 914 658	7 136 137	0,35 ; 0,58 ; 0,45 ; 0,22	3,6 ; 5,8 ; 5,8 ; 4,1	4	3 788	1
Stokkvågen - Træna	29 246 464	4 913 406	0,12 ; 0,07	3,6 ; 4,1	2	6 250	1
Sund - Horsdal - Sørarnøy	12 166 529	27 257 704	0,06 ; 0,41 ; 0,10	1,0 ; 2,1 ; 2,1	3	1 500	2
Svolvær - Skrova	24 333 058	4 094 505	0,4 ; 0,42	2,3 ; 7,2	2	4 338	1
Søvik - Herøy	29 597 422	4 679 434	0,21 ; 0,58 ; 0,56 ; 0,43	4,3 ; 4,3 ; 2,9 ; 2,9	4	1 875	1
Tjøtta - Forvik	43 401 753	8 072 024	0,65 ; 0,98	7,9 ; 9,9	2	4 500	1
Vennesund - Holm	9 124 897	25 736 888					
Ørnes - Vassdalsvik - Meløy - Bolga	29 246 464	9 007 911	0,13 ; 0,05 ; 0,05 ; 0,45 ; 0,09	1,4 ; 0,3 ; 4,2 ; 4,2 ; 2,4	5	2 500	2
Gjennomsnitt	19 322 164	6 570 706			2,5	2 808	
SUM	463 731 933	157 696 934					

* Batteristørrelse, og kostnader utregnet basert på samband med liknende karakteristikk

5.4. Utslipps- og effektivitetsfaktorer

Drivstofftypene som vurderes å være aktuelle i oppgaven har ulike karakteristikk, noe som må hensyntas for å gi et korrekt bilde av konsekvensene forbundet med elektrifisering og hydrogenifisering. I Tabell 5.3 er utslipps- og effektivitetsfaktorene som vil bli brukt i senere

utregninger presentert. Det fremkommer av tabellen at MGO har noe høyere utslipp av CO₂ per tonn drivstoff enn LNG, og energiinnholdet i MGO er om lag 25 prosent lavere enn i LNG. MGO har derimot betydelig høyere energitetthet og lagring av MGO vil dermed kreve betydelig lavere volum enn LNG. Virkningsgradene til motorene for de to fossile drivstofftypene avviker kun fra hverandre med én prosent og er således svært like. Hydrogen har noe høyere virkningsgrad i motor enn MGO og LNG, og mer enn dobbelt så høyt energiinnhold enn LNG. Energitettheten er derimot lav for hydrogen. Det medfører at lagringsvolumet som kreves om bord, og på kaien, ved hydrogenifisering er betydelig større enn for de fossile drivstofftypene. Ren elektrisk drift har den klart høyeste virkningsgraden av de presenterte drivstofftypene, og er om lag 70 prosent mer effektiv enn brenselceller. Utslippsfaktoren for elektrisitet er åtte gram CO₂ per kWh, og siden hydrogendrivstoff er antatt fremstilt gjennom elektrolyse med elektrisitet fra strømmettet, antas hydrogen å ha samme utslippsfaktor som elektrisitet. Hydrogendrift vil dog medføre bruk av betydelig flere kWh enn eldrift som følge av energitap i hydrogenproduksjonen og lavere virkningsgrad for brenselceller. Som sett i 2.4.2 kreves det 50 kWh strøm for å produsere én kilo hydrogengass med energiinnhold på 33 kWh (Horne & Hole, 2019, s. 2). Således vil CO₂-utslippet ved bruk av ferdig fremstilt hydrogendrivstoff være høyere enn ved elektrisk drift.

Tabell 5.3: Utslipps- og effektivitetsfaktorer for ulike drivstofftyper (Egenlaget fergedatabase)

Drivstofftype	Tonn CO ₂ / Tonn drivstoff	Gram CO ₂ / kWh	Virkningsgrad motor (%)	Energiinnhold (kWh/kg)	Gram drivstoff/ kWh	Energitetthet (MJ/l)
MGO	3,206		46 %	11,861	184,7	36,2
LNG	2,75		47 %	15,417	155,8	21
Strøm		8	90 %			
Hydrogen*		8	53 %	33	56,6	4,5

* Energitetthet er beregnet for 700 bar

5.5. Usikkerhetsmomenter i dataen

Ettersom det ikke finnes én samlet database med det nødvendige datagrunnlaget for denne oppgaven har vi vært nødt til selv å samle data fra flere ulike datakilder. Mangelen på en samlet database og kompleksiteten på visse strekninger gjør det utfordrende å finne et presist tallgrunnlag. Fergesambandene som består av flere kaier, har ofte varierende ruter gjennom en dag. Dette gjør at det er knyttet noe usikkerhet til hvilket rutealternativ som er mest representativt når det gjelder tid og distanse. Antall stopp og antall daglige overfarer avhenger også av om det er helg eller helligdager, og sommerrutene avviker i visse tilfeller fra

vanlig rutedrift. I tillegg antar vi at ferger som opererer på samme samband er identiske, men i virkeligheten opereres noen samband av ferger med ulike karakteristikk. I slike tilfeller har vi som nevnt i «datainnsamling», valgt hovedfartøyet som representativ ferge for sambandet.

For dataene som omhandler investeringer ved elektrifisering er det også flere usikkerhetsmomenter. Dataene er basert på estimer fra DNV, noe som i seg selv skaper noe usikkerhet da reelt utfall ofte vil avvike noe fra estimer. Kostnadene for batteribanker er basert på kostnadsestimer fra 2017 som er diskontert opp til 2021-nivå. Det er naturlig å se for seg at disse kostnadene har blitt redusert med teknologiutvikling over tid. Dette er ikke tatt hensyn til, og estimatet kan således være noe konservativt. I tillegg har vi valgt å kun se på batteribankløsninger. På visse samband kan direkteledning fra nettet være rimeligere, men disse kostnadene er svært usikre.

Utslipps- og effektivitetsfaktorene som er benyttet i oppgaven er generaliserte, og tar ikke hensyn til forskjeller mellom ulike ferger som benytter seg av samme drivstoff. Eksempelvis er det stor aldersforskjell mellom fergene, og det er naturlig å se for seg at motorene på nye MGO-ferger har en høyere virkningsgrad enn på eldre ferger, som følge av en naturlig teknologiutvikling. Usikkerhetsmomentene anses ikke å være så store at de eventuelt vil kunne endre resultatene i betydelig grad.

6. Generisk operasjonsprofil

For å kunne beregne energibehovet for de ulike fergesambandene, og dermed også både kostnader og CO₂-utslipp på det enkelte samband, har det i oppgaven blitt benyttet en «generisk operasjonsprofil». Denne operasjonsprofilen baserer seg på en standard ferge med en kapasitet på 120 PBE og en fart på 12 knop utarbeidet av DNV GL i 2015 (Eide et al., 2015, s. 7).

Operasjonsprofilen er delt opp i fem ulike operasjonsmoduser som en ferge må gjennom i løpet av en tur. Disse er: Manøvrering fra kai, akselerasjon, overfart, retardasjon, manøvrering til kai og landligge (Eide et al., 2015, s. 8). For alle operasjonsmodusene, utenom overfart, er det beregnet hvor lang tid en ferge er i hver operasjonsmodus, snittfart i hver operasjonsmodus og tilhørende prosentandel av motorlasten den aktuelle operasjonsmodusen legger beslag på (Eide et al., 2015, s. 8). Det er kun i operasjonsmodusen «overfart» at tiden ikke er oppgitt, da dette er den eneste av operasjonsmodusene hvor modellen hensyntar at det vil være forskjell i tiden fergen befinner seg i denne operasjonsmodusen grunnet forskjellig lengde, og antall stopp, fra samband til samband. I de andre overfartsmodusene holdes tiden konstant. Tidene (i sekunder) som forutsettes i de ulike operasjonsmodusene oppgis i Tabell 6.1. Det samme er tilfellet for farten (i knop) i hver operasjonsmodus, og for motorlasten (i prosent) (Eide et al., 2015, s. 8).

Tabell 6.1: Tid, fart og motorlast i fergens ulike operasjonsmoduser. Tid i sekunder, fart i knop og motorlast i prosent (Eide et al., 2015, s. 8).

	Manøvrering - fra kai	Akselerasjon	Overfart	Retardasjon	Manøvrering - til kai	Landligge
Tid i operasjonsmodus (s)	45	90		185	90	300
Fart i operasjonsmodus (kn)	2,0	6,0	12,0	6,0	2,5	0
Tilhørende motorlast (%)	75 %	80 %	42 %	70 %	56 %	14 %

6.1. Beregning

I 5.1 er det redegjort for hvor dataen er innhentet fra, og denne dataen legger grunnlaget for beregningene i den generiske operasjonsprofilen. For å vise hvordan energibehovet for en overfart er beregnet i oppgaven kan eksempelvis sambandet Nesna – Levang tjene som en illustrasjon. Den totale tiden mellom de to kaiene er ifølge rutetabellen 25 minutter. Overfart er beregnet som tid fra rutetabell, fratrukket følgende operasjonsmoduser: Manøvrering fra kai, akselerasjon, retardasjon og manøvrering til kai. Disse faktorene er som tidligere nevnt

faste. «Landligge» er ikke tatt med i denne beregningen da dette ikke er en del av tiden fergen er i bevegelse. Resultatet av dette er disse fire operasjonsmodusene utgjør 410 sekunder per strekning på ethvert samband. For å finne tiden i overfart blir det dermed tatt utgangspunkt i total tid, og trukket fra tiden fergen ikke er i overfart, ekskludert «landligge». Dermed blir tiden i overfart 1 090 sekunder, eller litt i overkant av 18 minutter. På bakgrunn av dette beregnes så energibehovet for overfarten (i kWh) ved å multiplisere overfartstid i timer (0,3028) med installert kapasitet (1 497 kW) og med prosentandel motorlast i overfart (42 %). Dette leder frem til et energiforbruk på én overfart på 190 kWh. Deretter beregnes energibehovet for alle operasjonsmodusene utenom «overfart». Det gjøres ved å multiplisere tiden i hver av operasjonsmodusene «manøvrering fra kai», «akselerasjon», «retardasjon», «manøvrering til kai» og «landligge» med energibehovet for hvert av operasjonsmodusene og slå dette sammen. Summen av dette er et beregnet energibehov utenom «overfart» på 136 kWh. Deretter er det i beregningen benyttet tall fra både Nordland fylkeskommune og Statens vegvesen som viser den årlige kilometerproduksjonen på hvert av sambandene i Nordland. Resultatene for energiberegningene for samtlige samband er å finne i Tabell 6.2.

Tabell 6.2: Beregnet energiforbruk per km og totalt årlig energiforbruk på fergesambandene i Nordland. (Egenlaget fergedatabase).

Rute	Installert kapasitet (kW)	Overfarts- distanse (km)	Energiforbruk per overfart (kWh)	Energiforbruk per km (kWh)	Årlig produksjon (km)	Totalt årlig energiforbruk (kWh)
Bodø - Røst - Værøy - Moskenes	5 250	94,3	7 393	78,4	366 261	28 714 194
Bognes - Lødingen	2 430	23,3	1 126	48,3	214 593	10 366 120
Bognes - Skarberget	2 560	8,0	559	79,8	96 248	7 679 796
Digermulen - Finnvik	638	2,4	72	30,1	8 035	241 750
Drag - Kjøpsvik	2 560	14,8	917	67,4	96 333	6 494 985
Festvåg - Misten	1 325	2,1	131	62,6	28 037	1 754 505
Forøy - Ågskardet	955	2,6	108	41,6	34 713	1 443 092
Horn - Andalsvåg	750	5,0	137	29,9	35 133	1 049 296
Horn - Igerøy	1 700	13,5	668	42,8	63 643	2 726 886
Igerøy - Tjøtta	1 700	21,7	787	35,5	10 283	364 725
Jektvik - Kilboghamn	1 771	22,5	882	47,7	89 898	4 287 298
Melbu - Fiskebøl	2 647	8,1	670	82,7	63 878	5 285 068
Mosjøen - Hundåla - Dagsvik	478	15,0	205	12,8	42 849	548 120
Nesna - Levang	1 497	7,7	327	38,4	67 016	2 575 120
Nesna - Nesnaøyene	955	9,1	175	33,6	54 236	1 824 597
Nordnesøy - Kilboghamn (Rødøybassenget)	2 238	40,1	645	70,1	53 851	3 775 119
Sandnessjøen - Dønna - Løkta	2 083	17,5	454	48,9	86 419	4 223 102
Sauren - Brønnøysund	275	5,0	50	10,1	7 032	70 847
Solfjellsjøen - Vandve	368	13,0	145	11,1	32 456	361 236
Stokkvågen - Onøy - Sleneset - Lovund	2 850	41,8	1 121	63,7	163 977	10 440 160
Stokkvågen - Træna	2 850	45,3	2 717	60,0	65 884	3 950 952
Sund - Horsdal - Sørarnøy	930	10,7	268	30,5	36 124	1 100 172
Svolvær - Skrova	3 680	14,5	932	87,1	57 735	5 027 286
Søvik - Herøy	1 492	8,4	378	42,0	112 441	4 719 341
Tjøtta - Forvik	1 640	17,4	760	43,7	107 720	4 702 635
Vennesund - Holm	1 280	5,6	234	42,6	61 370	2 616 271
Ørnes - Vassdalsvik - Meløysund - Bolga	960	27,1	277	31,1	47 543	1 477 857
Gjennomsnitt	1 773	18,4	820	47,1	77 915	4 363 723
SUM	47 862	496,5	22 137		2 103 708	117 820 533

6.2. Svakheter og begrensninger ved modellen

Det er klart at en generisk fergemodell, som tar utgangspunkt i en ferge på 120 PBE med en fart på 12 knop, ikke gir et fullgodt bilde når energibehovet på de ulike sambandene i Nordland skal beregnes. Langt på vei de fleste fergene har en kapasitet på under 120 PBE, og videre er det et betydelig aldersspenn mellom de ulike fergene i fylket. Videre vil det også være forskjeller i alt fra værforhold til bølgehøyder mellom de ulike sambandene som også vil kunne innvirke på energiforbruket, og som ikke hensyntas i modellen. En annen faktor som kan være av betydning er at ulike skrogtyper- og materialer kan ha innvirkning på det faktiske energiforbruket på de ulike sambandene, og dette er heller ikke hensyntatt i modellen.

Samtidig vil en nøyaktig beregning av energiforbruket på det enkelte sambandet forde både inngående teknisk innsikt, og målinger på den enkelte ferge. Dette er utenfor hva som er

gjennomførbart innenfor oppgavens rammer, og derfor er det i oppgaven besluttet å nyttiggjøre den generiske operasjonsprofilen fra 2015.

7. Kostnader

Både elektrifisering og overgang til hydrogenbasert fremdrift på fergesambandene innebærer betydelige investeringskostnader, samt endrede drivstoffkostnader. Det antas at de eneste kostnadsendringene knyttet til nye, fornybare fergeløsninger, er investeringskostnader og drivstoffkostnader. Investeringskostnadene er merkostnader da det kreves oppgraderinger utover dagens infrastruktur, og teknologi, både på land og om bord. Kostnaden for nye skip inkluderes ikke, kun merkostnaden for påkrevde installasjoner som vil gjøre fergene hydrogen- eller eldrevne. Ved elektrisk eller hydrogenbasert drift vil drivstoffkostnadene avvike fra dagens kostnader. Denne delen tar for seg investeringskostnader og drivstoffkostnader forbundet med el- og hydrogenferger, og viser blant annet at kostnadsbildet varierer betydelig mellom sambandene. Til slutt vil kostnadene for MGO- og LNG-drift, samt dagens situasjon presenteres.

7.1. Elektrifiseringskostnader

Kostnadene forbundet med å elektrifisere fergesambandene i Nordland kan grovt sett deles i investeringskostnader og drivstoffkostnader. I Tabell 7.1 er disse kostnadene videre oppdelt for å gi en mer detaljert kostnadsoversikt, og det er store variasjoner mellom de ulike sambandene. Sambandet Bognes - Lødingen har en total kostnad som er cirka 14 ganger høyere enn på sambandet Sauren - Brønnøysund. Investeringskostnadene utgjør i snitt cirka 78 prosent av total kostnadene ved elektrifisering av fergesambandene, men varierer mellom å utgjøre over 97 prosent på Sauren - Brønnøysund til å utgjøre om lag 58 prosent av total kostnadene på Melbu - Fiskebøl.

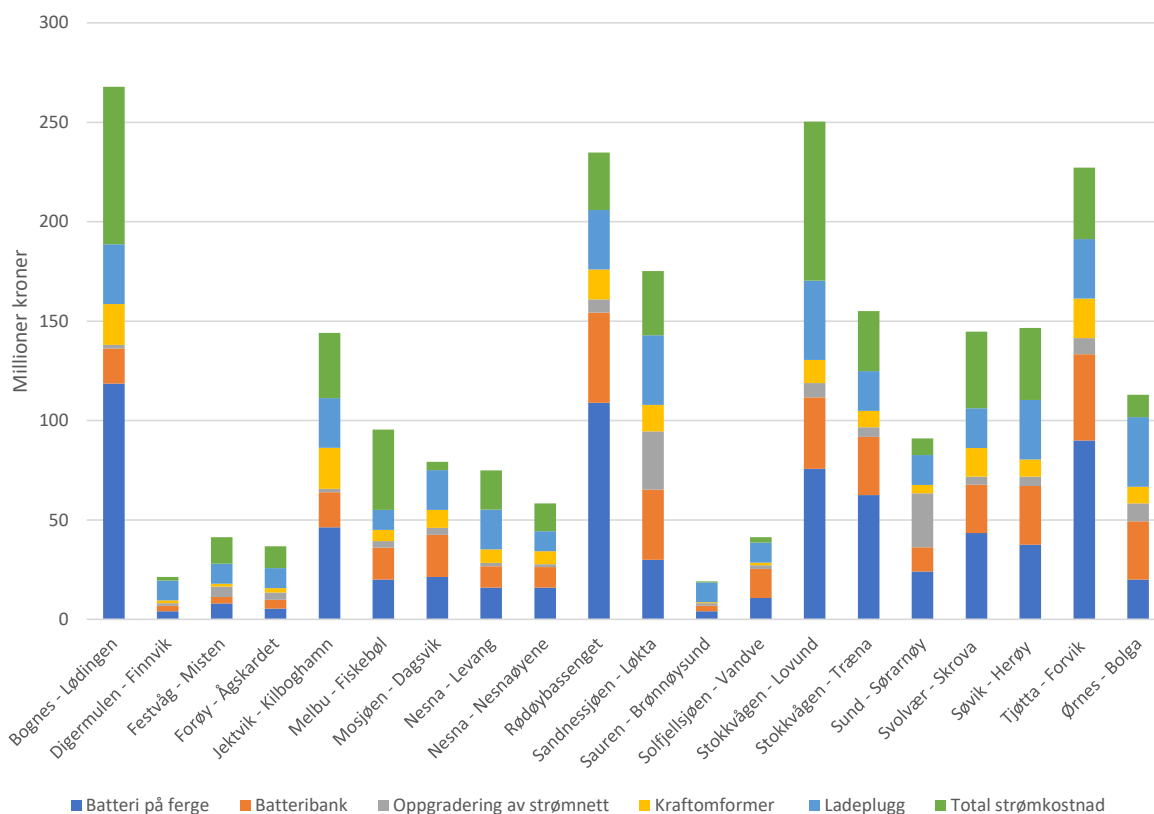
Tabell 7.1: Kostnadsbilde ved elektrifisering av fergesambandene i Nordland. I kolonne 3 til 8 er de dekomponerte og totale investeringskostnadene. Strømrelaterte kostnader er i kolonne 10 og 11. Totalkostnad ved elektrifisering er i kolonne 12 (Egenlaget fergedatabase).

Rute	Antall ferger	Kostnad batteri skip (kr)	Kostnad batteribank (kr)	Kostnad oppgradering strømnett (kr)	Kostnad kraftomformer (kr)	Kostnad ladeplugg (kr)	Totale investerings- kostnader (kr)	Årlig strømforbruk (kWh)	Årlig strømkostnad (kr)	Total strømkostnad (kr)	Total kostnad eldrift (kr)
Bodø - Røst - Værøy - Moskenes *											
Bognes - Lødingen	2	118 589 744	17 664 864	1 754 788	20 600 000	30 000 000	188 609 396	11 517 911	9 779 858	79 323 410	267 932 806
Bognes - Skarberget**											
Digermulen - Finnvik	1	4 000 000	2 807 661	1 286 844	1 400 000	10 000 000	19 494 505	268 612	228 078	1 849 917	21 344 422
Dræg - Kjølsvik**											
Festvåg - Misten	2	8 000 000	3 275 604	5 264 364	1 400 000	10 000 000	27 939 967	1 949 450	1 655 278	13 425 789	41 365 756
Forøy - Ågskardet	1	5 333 600	4 445 463	3 743 547	2 200 000	10 000 000	25 722 610	1 603 435	1 361 477	11 042 798	36 765 408
Horn - Andalsvåg**	1										
Horn - Igerøy**	1										
Igerøy - Tjøtta**	1										
Jektvik - Kilboghavn	1	46 250 000	17 664 864	1 754 788	20 600 000	25 000 000	111 269 652	4 763 664	4 044 827	32 807 171	144 076 824
Melbu - Fiskebøl	1	20 000 000	16 144 048	3 275 604	5 600 000	10 000 000	55 019 652	5 872 298	4 986 168	40 442 289	95 461 942
Mosjøen - Hundåla - Dagsvik	1	21 333 600	21 174 440	3 509 576	9 000 000	20 000 000	75 017 616	609 022	517 121	4 194 312	79 211 927
Nesna - Levang	1	16 000 000	10 645 713	1 754 788	6 800 000	20 000 000	55 200 501	2 861 244	2 429 482	19 705 278	74 905 779
Nesna - Nesnaøyene	1	16 000 000	10 294 755	1 403 830	6 600 000	10 000 000	44 298 586	2 027 330	1 721 406	13 962 147	58 260 733
Nordnesøy - Kilboghavn (Rødøybassenget)	2	108 870 800	45 390 512	6 668 194	15 000 000	30 000 000	205 929 506	4 194 577	3 561 616	28 887 892	234 817 398
Sandnessjøen - Dønna - Løkta	1	30 000 000	35 212 743	29 246 464	13 400 000	35 000 000	142 859 207	4 692 336	3 984 262	32 315 937	175 175 144
Sauren - Brønnøysund	1	4 000 000	2 807 661	1 286 844	480 000	10 000 000	18 574 505	78 719	66 840	542 133	19 116 638
Solfjellsjøen - Vandve	1	10 666 640	14 740 218	1 754 788	1 400 000	10 000 000	38 561 646	401 374	340 806	2 764 246	41 325 891
Stokkvågen - Onøy - Sleneset - Lovund	2	75 757 600	35 914 658	7 136 137	11 600 000	40 000 000	170 408 395	11 600 178	9 849 711	79 889 980	250 298 375
Stokkvågen - Træna	1	62 500 000	29 246 464	4 913 406	8 200 000	20 000 000	124 859 870	4 389 947	3 727 504	30 233 397	155 093 267
Sund - Horsdal - Sørrarnøy	2	24 000 000	12 166 529	27 257 704	4 200 000	15 000 000	82 624 233	1 222 414	1 037 952	8 418 718	91 042 951
Svolvær - Skrova	1	43 375 000	24 333 058	4 094 505	14 400 000	20 000 000	106 202 563	5 585 873	4 742 965	38 469 692	144 672 255
Søvik - Herøy	2	37 500 000	29 597 422	4 679 434	8 600 000	30 000 000	110 376 856	5 243 712	4 452 436	36 113 245	146 490 101
Tjøtta - Førvik	2	90 000 000	43 401 753	8 072 024	19 800 000	30 000 000	191 273 777	5 225 150	4 436 675	35 985 407	227 259 183
Vennesund - Holm**											
Ørnes - Vassdalsvik - Meløysund - Bolga	1	20 000 000	29 246 464	9 007 911	8 400 000	35 000 000	101 654 375	1 642 064	1 394 276	11 308 829	112 963 204
Gjennomsnitt		38 108 849	20 308 745	6 393 277	190 280 000	21 000 000	94 794 871	3 787 465	3 215 937	26 084 129	120 879 000
SUM		762 176 984	406 174 892	127 865 541	179 680 000	420 000 000	1 895 897 416	75 749 310	64 318 739	521 682 588	2 417 580 004

* Data mangler, men sambandet er vedtatt hydrogenifisert, og derfor uaktuelt for elektrifisering

** Allerede elektrifiserte samband

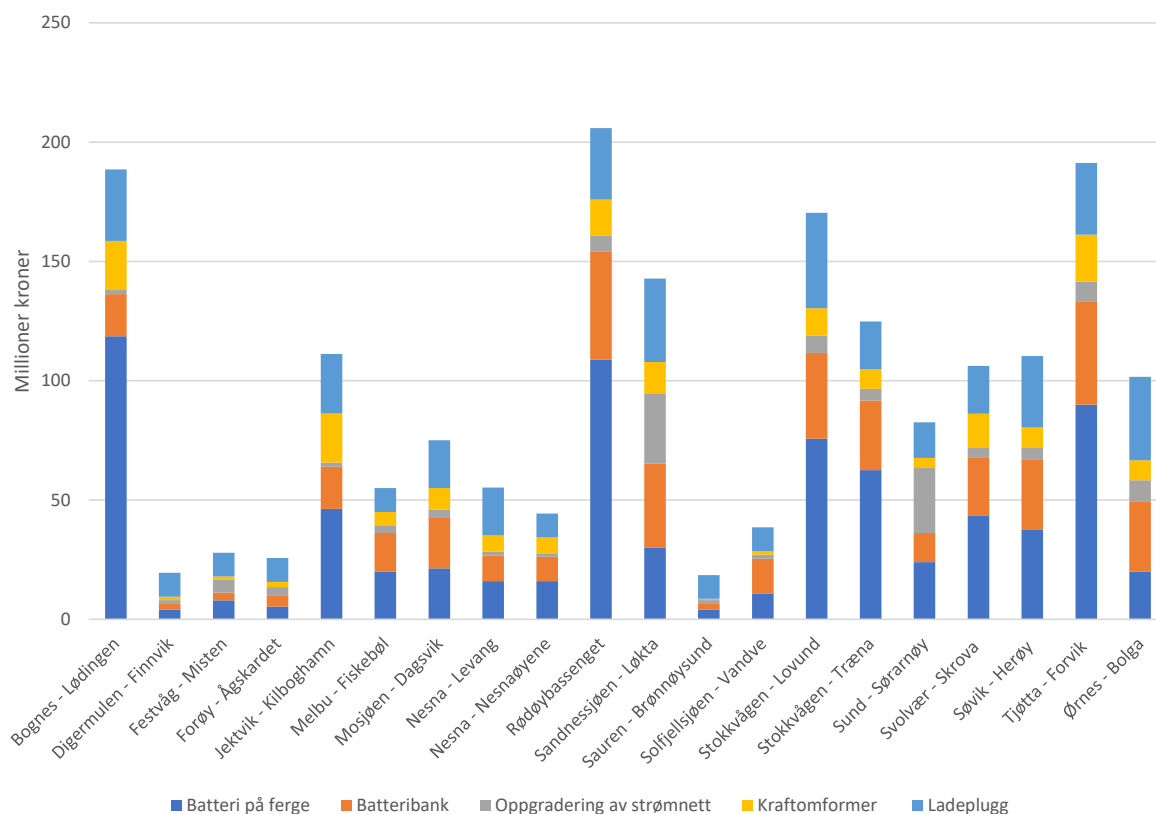
Som sett i Tabell 7.1 er det store forskjeller mellom sambandene når det kommer til kostnader ved elektrifisering. I Figur 7.1 er det dekomponerte kostnadsbildet for de ulike sambandene illustrert. Både fordelingen av kostnader og størrelsesordenen varierer betydelig, men kostnaden for batteribank, ladeplugg og batteri om bord på fergene utgjør den største andelen av kostnadene på de fleste sambandene.



Figur 7.1: Kostnader ved elektrifisering i millioner kroner på y-akse. Totalkostnaden over ti år representeres av kolonnenes totale høyde. Ulike farger markerer ulike kostnadskomponenter (Egenlaget fergedatabase)

7.1.1. Investeringskostnader ved elektrifisering

I oppgaven er investeringskostnadene inndelt i fem kostnadskategorier. Kostnadsfordelingen mellom disse kategoriene er presentert i Figur 7.2. På de fleste sambandene utgjør investeringskostnadene for batteri, batteribank og ladeplugg den største andelen av totale investeringskostnader. Kostnadene ved oppgradering av strømnettet og investering i kraftomformere utgjør en mindre andel, med visse unntak som på sambandet Sund – Sørarnøy der oppgradering av strømnettet utgjør cirka 33 prosent av investeringskostnaden. For å finne investeringskostnadene på hvert enkelt fergesamband i Nordland, er det både benyttet direkte innhentet data og beregninger basert på beregningsfaktorer presentert i kapittel 3.3.1.



Figur 7.2: Investeringskostnader ved elektrifisering i millioner kroner på y-akse. Total investeringskostnad over ti år representeres av kolonnenes totale høyde. Ulike farger markerer de ulike kostnadskomponentene av investeringskostnadene (Egenlaget fergedatabase)

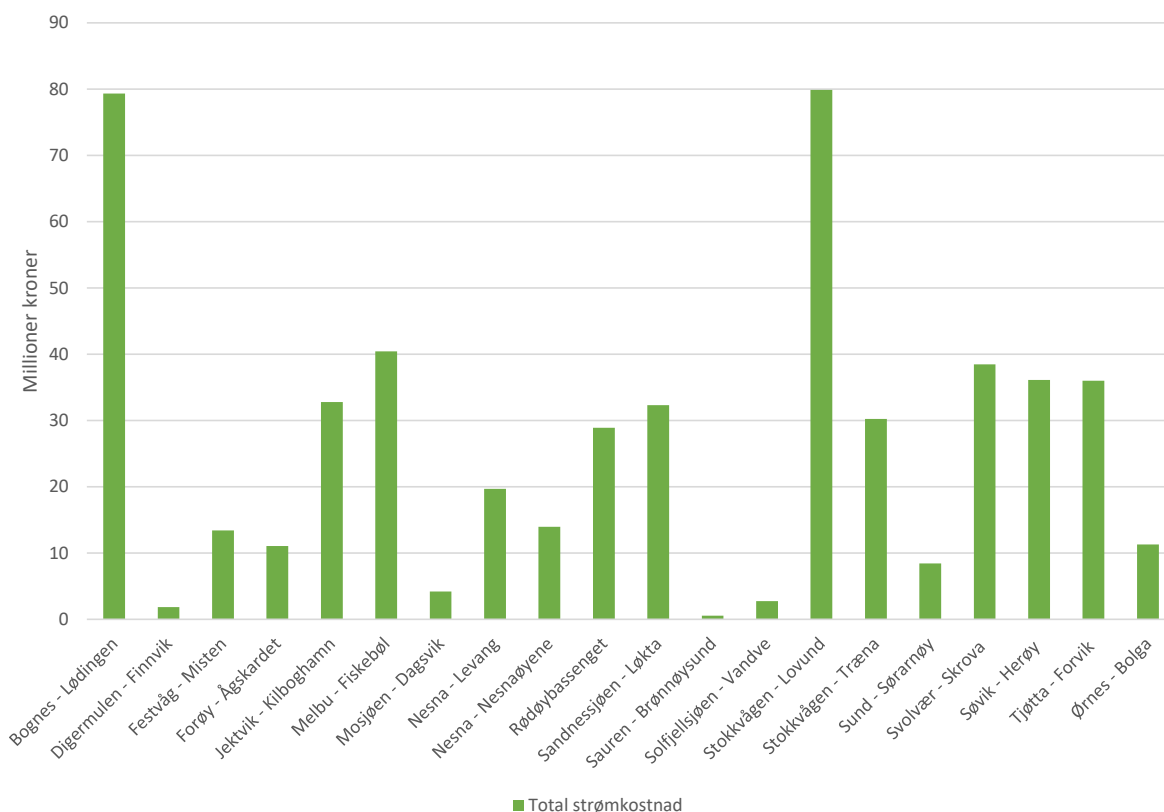
Investeringskostnadene knyttet til batteribanker og oppgraderinger av strømnettet er hentet fra en DNV-rapport (Rivedal et al., 2017), og diskontert til et 2021-kostnadsnivå med en diskonteringsrente på fire prosent. Resterende investeringskostnader er basert på kostnadsvariabler fra DNV (Ovrum, 2021, s. 26). Batterikostnaden er avhengig av batteriets C-rate som er forklart i 3.3.1. Denne er funnet å være enten NMC 1 eller NMC 2 på alle samband i utvalget. For NMC 1 er kostnaden 10 000 kr/kWh og for NMC 2 er kostnaden 8 000 kr/kWh. Investeringskostnaden i batterier er beregnet ved å gange estimert batteristørrelse på sambandet med batterikostnaden som korresponderer med antatt C-rate og igjen med antall ferger på sambandet. Kostnaden for ladeplugg er beregnet ved at effektdata er sett opp mot investeringskostnader for ladeplugg med ulike effektkarakteristikker. På sambandene der det behøves flere ladeplugg er kostnadene lagt sammen. Kostnaden for kraftomformer er 2 000 kr/kW og er ganget med maksimal ladeeffekt fra ladeplugg.

7.1.2. Strømkostnader ved elektrifisering

Ved elektrifisering av fergesamband blir tradisjonelle fossile drivstoff erstattet av batterier som lades opp av strøm direkte fra strømmettet eller via batteribank. De eksisterende drivstoffkostnadene erstattes da med strømkostnader. Vår tilnærming til å finne årlige strømkostnader er:

$$\text{Årlige strømkostnader (kr)} = \frac{\text{Årlig energibehov (kWh)}}{\text{Virkningsgrad elmotor}} * \text{Strømpris (kr/kWh)}$$

Virkningsgraden som er benyttet for elmotorer er 90 prosent (Hwang et al., 2020, s. 7) og strømkostnaden er anslått til 84,91 øre per kWh, som forklart i 3.4.3. Nøyaktige resultater for den diskonterte totale strømkostnaden for hvert samband er presentert i Tabell 7.1, mens kostnadene for de ulike sambandene er illustrert i Figur 7.3. Ettersom nettleien antas å være konstant, og lik, for alle samband skyldes variasjonene i strømkostnadene kun forskjeller i energiforbruk. Det er store forskjeller mellom samband som Stokkvågen – Lovund og Sauren Brønnøysund der førstnevnte har 147 ganger høyere total strømkostnad enn sistnevnte. Dette på tross av at den totale kostnaden ved elektrifisering kun er cirka 13 ganger høyere på Stokkvågen – Lovund. Det er altså store forskjeller mellom sambandene, ikke bare i størrelse og drivstoffkostnad, men også i sammensetningen av kostnadene.



Figur 7.3: Totale strømkostnader over ti år ved elektrifisering av fergesambandene i Nordland. Kostnader i millioner kroner på y-aksen (Egenlaget fergedatabase).

7.2. Hydrogenifiseringskostnader

Som med elektrifisering kan kostnaden ved hydrogenifisering deles i investerings- og drivstoffkostnader. Investeringskostnadene er relatert til brenselceller og tanksystem for hydrogenet, mens drivstoffkostnadene er den direkte diskonterte totalkostnaden for selve hydrogendrivstoffet. I Tabell 7.2 er det totale kostnadsbildet for overgang til hydrogendrift på de ulike sambandene presentert. Som med elektrifisering av sambandene er det stor variasjon i kostnadsbildet. Det er en gjennomsnittlig kostnad ved hydrogenifisering av sambandene på cirka 179 millioner kroner, men dette varierer fra over én milliard på sambandet Bodø – Moskenes til under ti millioner kroner på Sauren – Brønnøysund. Drivstoffkostnadene utgjør om lag 62 prosent av de totale kostnadene, og hydrogenferger skiller seg dermed fra elektriske ferger der investeringskostnadene utgjør den største kostnadsandelen.

Tabell 7.2: Kostnadsbilde ved hydrogenifisering av fergesambandene i Nordland. Dekomponerte og totale investeringskostnader i kolonne 3 til 6. Hydrogendrivstoffkostnader i kolonne 8 til 9. Totalkostnader i kolonne 10 (Egenlaget fergedatabase).

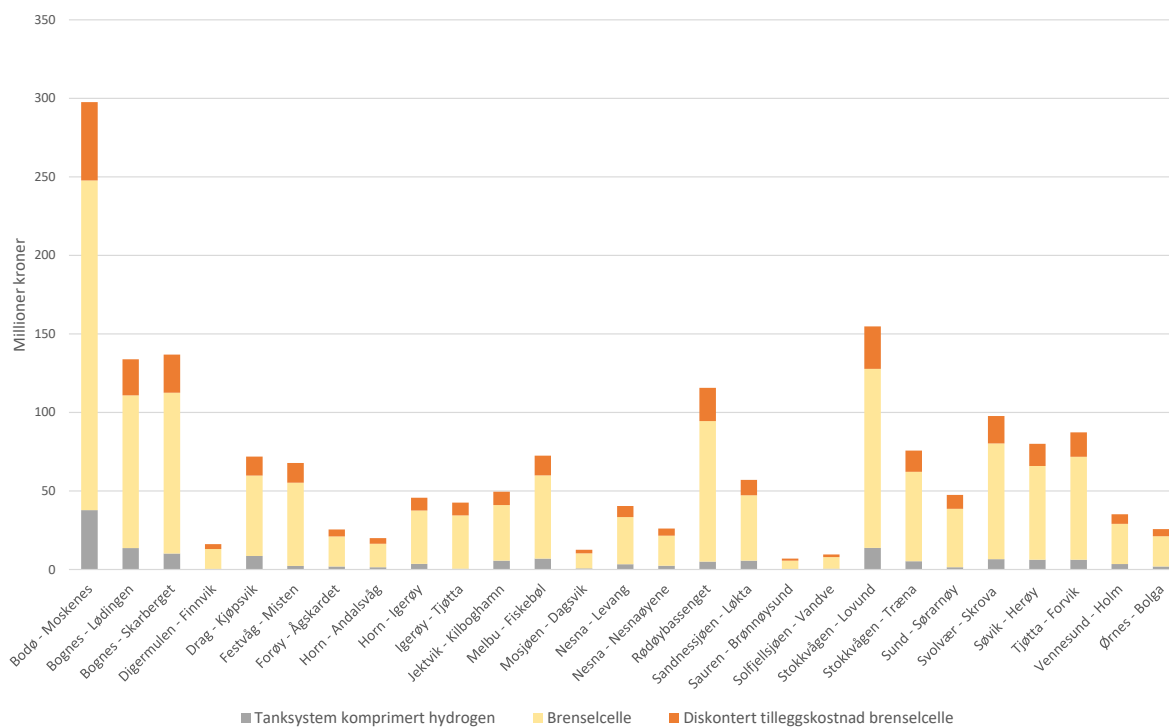
Rute	Antall ferger	Kostnad brenselcelle skip (kr)	Diskontert tilleggs-investering brenselcelle(kr)	Kostnad tanksystem komprimert (kr)	Totale investeringskostnader (kr)	Årlig hydrogenforbruk (tonn)	Årlig hydrogenkostnad (kr)	Total hydrogenkostnad (kr)	Totalkostnad hydrogendrift (kr)
Bodø - Røst - Værøy - Moskenes	2	210 000 000	49 789 815	37 782 722	297 572 537	1 642	89 760 997	728 042 095	1 025 614 632
Bognes - Lødingen	2	97 200 000	23 045 572	13 639 952	133 885 523	593	32 404 645	262 830 695	396 716 218
Bognes - Skarberget	2	102 400 000	24 278 462	10 105 232	136 783 694	439	24 007 156	194 719 543	331 503 238
Digermulen - Finnvik	1	12 760 000	3 025 324	318 100	16 103 424	14	755 715	6 129 528	22 232 952
Drag - Kjølsvik	1	51 200 000	12 139 231	8 546 234	71 885 465	371	20 303 419	164 678 919	236 564 384
Festvåg - Misten	2	53 000 000	12 566 001	2 308 614	67 874 615	100	5 484 609	44 485 095	112 359 710
Forøy - Ågskardet	1	19 100 000	4 528 502	1 898 850	25 527 352	83	4 511 127	36 589 279	62 116 631
Horn - Andalsvåg	1	15 000 000	3 556 415	1 380 685	19 937 101	60	3 280 115	26 604 671	46 541 772
Horn - Igerøy	1	34 000 000	8 061 208	3 588 092	45 649 300	156	8 524 286	69 139 599	114 788 900
Igerøy - Tjøtta	1	34 000 000	8 061 208	479 913	42 541 121	21	1 140 137	9 247 535	51 788 656
Jektvik - Kilboghavn	1	35 420 000	8 397 882	5 641 314	49 459 196	245	13 402 156	108 703 492	158 162 688
Melbu - Fiskebøl	1	52 940 000	12 551 775	6 954 200	72 445 976	302	16 521 201	134 001 741	206 447 717
Mosjøen - Hundåla - Dagsvik	1	9 560 000	2 266 622	721 227	12 547 849	31	1 713 431	13 897 459	26 445 309
Nesna - Levang	1	29 940 000	7 098 605	3 388 395	40 427 000	147	8 049 862	65 291 595	105 718 595
Nesna - Nesnaøyene	1	19 100 000	4 528 502	2 400 842	26 029 345	104	5 703 719	46 262 267	72 291 612
Nordnesøy - Kilboghavn (Rødøybassenget)	2	89 520 000	21 224 687	4 967 379	115 712 066	216	11 801 080	95 717 327	211 429 393
Sandnessjøen - Dønna - Løkta	1	41 660 000	9 877 351	5 556 844	57 094 195	241	13 201 481	107 075 833	164 170 528
Sauren - Brønnøysund	1	5 500 000	1 304 019	93 222	6 897 241	4	221 468	1 796 308	8 693 549
Solfjellsjøen - Vandve	1	7 360 000	1 745 014	475 322	9 580 337	21	1 129 230	9 159 069	18 739 406
Stokkvågen - Onøy - Slenset - Lovund	2	114 000 000	27 028 757	13 737 376	154 766 132	597	32 636 096	264 707 972	419 474 104
Stokkvågen - Træna	1	57 000 000	13 514 378	5 198 744	75 713 122	226	12 350 736	100 175 530	175 888 652
Sund - Horsdal - Sørarnøy	2	37 200 000	8 819 910	1 447 629	47 467 540	63	3 439 156	27 894 633	75 362 172
Svolvær - Skrova	1	73 600 000	17 450 145	6 615 005	97 665 150	287	15 715 370	127 465 725	225 130 874
Søvik - Herøy	2	59 680 000	14 149 791	6 209 805	80 039 596	270	14 752 730	119 657 857	199 697 454
Tjøtta - Forvik	2	65 600 000	15 553 390	6 187 823	87 341 213	269	14 700 507	119 234 277	206 575 490
Vennesund - Holm	1	25 600 000	6 069 616	3 442 543	35 112 159	150	8 178 503	66 334 985	101 447 144
Ørnes - Vassdalsvik - Meløysund - Bolga	1	19 200 000	4 552 212	1 944 595	25 696 806	84	4 619 804	37 470 746	63 167 553
Gjennomsnitt		50 797 778	12 043 866	5 741 876	68 583 521	249	13 641 064	110 641 251	179 224 772
SUM		1 371 540 000	325 184 395	155 030 659	1 851 755 055	6 736	368 308 736	2 987 313 776	4 839 068 831

7.2.1. Investeringskostnader ved hydrogenifisering

Investeringskostnadene ved hydrogenifisering består av kostnader tilknyttet innkjøp og installasjon av brenselceller og lagringstanker for komprimert hydrogen. Brenselcellekostnadene består både av en investering i år null, og en tilleggsinvestering på 30 prosent av den initielle brenselcellekostnaden etter fem år, som er nødvendig på grunn av slitasje på brenselcellene (Ovrum, 2021, s. 28). Tilleggsinvesteringen etter fem år er diskontert til 2021-nivå med fire prosent diskonteringsrente. For å finne brenselcellekostnadene er en investeringskostnad på 20 000 kroner/kW lagt til grunn (Ovrum et al., 2021, s. 28). Investeringskostnaden er ganget med installert kapasitet på valgte ferger. På samband med flere ferger, er brenselcellekostnaden ganget med antall ferger. Investeringskostnadene for tanksystemer for komprimert hydrogen er på 42 000 kroner per tonn hydrogen (Ovrum et al., 2021, s. 28). For å beregne kostnaden er det tatt utgangspunkt i at fergene skal lagre hydrogen til to dagers forbruk, som antatt i den samme rapporten som de andre investeringskostnadene er hentet fra (Ovrum et al., 2021, s. 28). Tilnærmingen for å finne nødvendig lagringskapasitet i tankene og kostnad for tanksystemene er følgende formel:

$$\text{Kostnad tanksystem} = \text{Årlig hydrogenforbruk (tonn)} * \frac{2}{365} * 42\,000 \text{ kr}$$

I Figur 7.4 er investeringskostnadene dekomponert, og de viser tydelig at kostnader tilknyttet brenselceller utgjør den største andelen av investeringskostnadene. Av totale investeringskostnader utgjør brenselcellerrelaterte kostnader 91,6 prosent. Denne andelen varierer noe mellom sambandene som følge av variasjon i installert kapasitet, men det er tydelig i Figur 7.4 at andelen er relativt liten på alle fergesambandene.



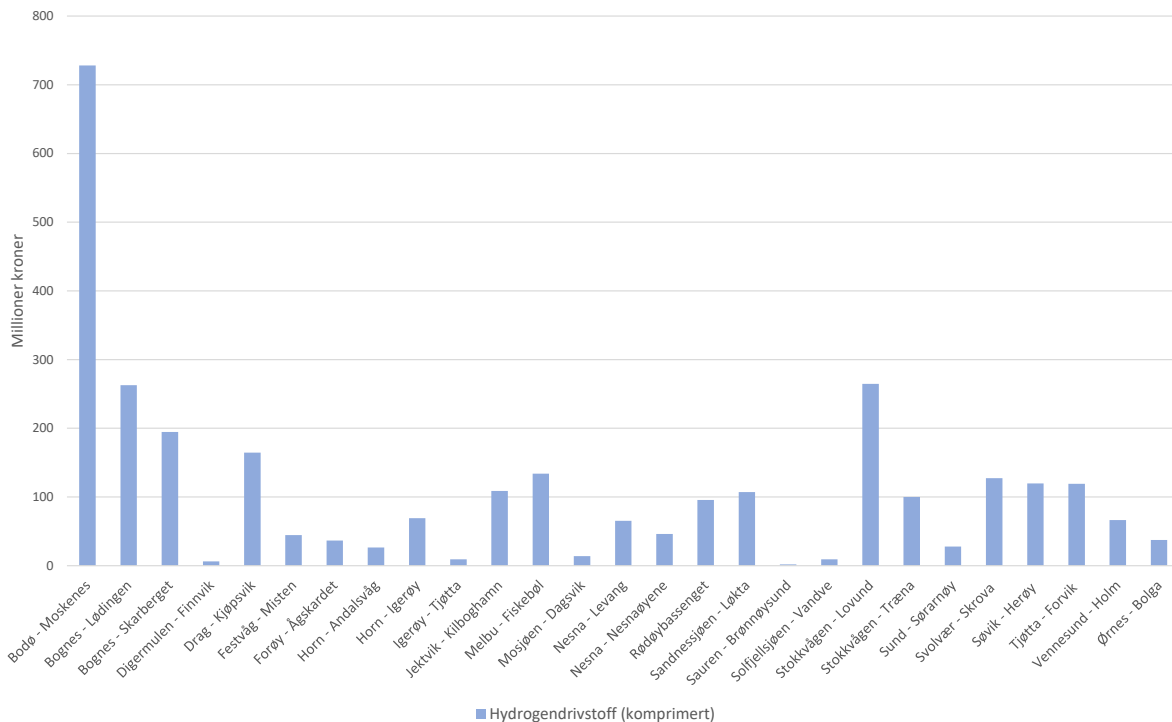
Figur 7.4: Investeringskostnader ved hydrogenifisering av fergesambandene i Nordland, i millioner kroner på y-akse. Totale investeringskostnader over ti år representeres av kolonnenes totale høyde. De ulike fargene markerer de ulike kostnadskomponentene av investeringskostnadene (Egenlaget fergedatabase).

7.2.2. Drivstoffkostnader ved hydrogenifisering

Oppgaven tar utgangspunkt i hydrogendrivstoff i gassform, komprimert under 350 bar trykk. Komprimert hydrogen er både betydelig billigere og mindre energikrevende å produsere enn flytende hydrogen (Aarnes et al., 2019, s. 31). Selv om tanksystemer for flytende hydrogen er noe rimeligere enn for komprimert hydrogen ser man i Tabell 7.2 at tanksystemkostnaden utgjør en svært liten andel av totale kostnader, i motsetning til hydrogendrivstoff. For å finne årlig drivstofforbruk på de ulike sambandene er følgende formel benyttet:

$$\text{Drivstofforbruk (tonn/år)} = \frac{\text{Årlig energiforbruk (kWh)}}{\text{Virkningsgrad motor(\%)} * \text{energiinnhold(kWh/kg)}} * 1000$$

Drivstofforbruket ganges så med hydrogenprisen 54 674 kroner per tonn (Miljødirektoratet, 2020, s. 535). Den samme formelen vil bli brukt senere til å beregne drivstoffkostnad for MGO og LNG. For å finne totale hydrogendrivstoffkostnader er netto-nåverdiformelen som ble presentert i 5.1 benyttet med en diskonteringsrate på fire prosent. For hydrogen opererer vi med en virkningsgrad på 53 prosent (Hwang et al., 2020, s. 7) og energiinnholdet 33 kWh/kg (Miljødirektoratet, 2020, s. 538).



Figur 7.5: Totale hydrogendrivstoffkostnader over ti år for ferjesambandene i Nordland. Kostnad i millioner på y-aksen (Egenlaget fergedatabase)

I Figur 7.5 fremstilles kostnadene for hydrogendrivstoff gjennom analyseperioden. Den store forskjellen mellom sambandene gjør seg igjen rådende, og viser seg gjennom stor variasjon i sambandenes drivstoffkostnader. Bodø – Moskenes er sambandet med klart høyest drivstofforbruk, og hydrogendrivstoffkostnaden er nesten tre ganger høyere enn på Stokkvågen - Lovund, som har de nest høyeste drivstoffkostnadene. Sambandet med lavest drivstoffbehov, Sauren – Brønnøysund har 405 ganger lavere estimert drivstofforbruk enn Bodø – Moskenes. Gjennomsnittlig total hydrogendrivstoffkostnad på sambandene er på cirka 110 millioner kroner.

7.3. Drivstoffkostnader ved LNG – og MGO-drift

For LNG- og MGO-driftede samband antas drivstoffkostnaden å være den eneste relevante kostnaden, som følge av at det ikke behøves investeringer på samme måte som for hydrogen og elektrisk drift. Drivstoffkostnadene for hvert samband er presentert i Tabell 7.3. Oppgaven ser på merkostnader, og antar at drifts- og vedlikeholdskostnader, utenom drivstoffkostnader, er uavhengig av drivstofftype. For å beregne det årlige drivstofforbruket er samme formel benyttet som ble brukt til å beregne årlig hydrogendrivstoffbruk i 7.2.2. I beregningene er det, som tidligere nevnt i 5.4, brukt en virkningsgrad på 47 prosent for LNG og 46 prosent for MGO (Hwang et al., 2020, s. 7) og energiinnhold på 15,417 kWh/g for LNG og 11,861 kWh/g for MGO (Miljødirektoratet, 2020, s. 538). For å finne årlig drivstoffkostnad, som henvist til i 3.4.1 og 3.4.2, er drivstoffpris på 5 769 kr/tonn for MGO og 6 373 kr/tonn for LNG benyttet (Miljødirektoratet, 2020, s. 535). I tillegg legges en CO₂-avgift som er estimert til 1 297 kr/tonn CO₂ på drivstoffkostnaden. Dette er gjennomsnittlig CO₂-pris mellom 2021 og 2030, gitt en lineær avgiftsøkning mot den forhåndsvarslede CO₂-avgiften på 2 000 kr/tonn i 2030. (Meld. St. 13 (2020-2021), s. 125). For å finne CO₂-avgift per tonn drivstoff er det brukt en utslippsfaktor på 3,206 tonn CO₂/tonn MGO og 2,75 tonn CO₂/ tonn LNG (IMO, 2015, s. 105). Ved å inkludere CO₂-avgiften i drivstoffkostnaden blir total drivstoffpris 9 927,18 kroner per tonn for MGO og 9 939,75 kroner per tonn for LNG. Denne drivstoffkostnad er ansett å være konstant i hele analyseperioden og er ganget med årlig drivstofforbruk for å få årlig drivstoffkostnad. For å finne totalkostnaden er formelen for netto nåverdi brukt, med en diskonteringsfaktor på fire prosent.

I Tabell 7.3 ser man at drivstoffkostnadene er 33 prosent høyere ved MGO-drift enn ved LNG-drift. Dette tar dog ikke hensyn til forskjeller i investeringskostnader, men de anses ikke å være relevante i vår oppgave ettersom vi disse kostnadene allerede er tatt og oppgaven ser på fremtidige merkostnader. I tabellen ser man også dagens totale drivstoffkostnader og ser at disse er om lag 17 prosent lavere enn i en situasjon der alle samband var MGO-driftede, mens kostnaden er cirka 10 prosent høyere enn i en situasjon med kun LNG-drift.

Tabell 7.3: Årlig og totalt drivstofforbruk og drivstoffkostnader ved MGO- eller LNG-drift i kolonne 2 til 7. Drivstoffkostnader i dagens situasjon med nåværende drivstoffløsning på det enkelte samband i kolonne 8. Dette er enten MGO-, LNG- eller eldrift (Egenlaget fergedatabase).

Rute	Årlig MGO-forbruk (tonn)	Årlig LNG-forbruk (tonn)	Årlig MGO-kostnad (kr)	Årlig LNG-kostnad (kr)	Total MGO-kostnad (kr)	Total LNG-kostnad (kr)	Dagens drivstoff-kostnad (kr)
Bodø - Røst - Værøy - Moskenes	5 263	3 963	52 244 849	39 388 946	423 752 524	319 479 637	319 479 637
Bognes - Lødingen	1 900	1 431	18 860 929	14 219 815	152 979 026	115 335 440	115 335 440
Bognes - Skarberget	1 408	1 060	13 973 221	10 534 827	113 335 339	85 446 885	58 767 178
Digermulen - Finnvik	44	33	439 860	331 623	3 567 655	2 689 761	3 567 655
Drag - Kjølpsvik	1 190	896	11 817 483	8 909 552	95 850 375	72 264 450	49 700 791
Festvåg - Misten	322	242	3 192 284	2 406 758	25 892 282	19 520 962	25 892 282
Forøy - Ågskardet	264	199	2 625 674	1 979 574	21 296 570	16 056 118	21 296 570
Horn - Andalsvåg	192	145	1 909 171	1 439 381	15 485 089	11 674 669	8 029 402
Horn - Igerøy	500	376	4 961 510	3 740 630	40 242 288	30 339 858	20 866 622
Igerøy - Tjøtta	67	50	663 610	500 315	5 382 472	4 058 006	2 790 945
Jektvik - Kilboghavn	786	592	7 800 644	5 881 138	63 270 214	47 701 297	63 270 214
Melbu - Fiskebøl	969	729	9 616 066	7 249 838	77 994 908	58 802 682	77 994 908
Mosjøen - Hundåla - Dagsvik	100	76	997 292	751 888	8 088 933	6 098 487	8 088 933
Nesna - Levang	472	355	4 685 374	3 532 443	38 002 581	28 651 276	38 002 581
Nesna - Nesnaøyene	334	252	3 319 815	2 502 907	26 926 674	20 300 821	26 926 674
Nordnesøy - Kilboghavn (Røddøybassenget)	692	521	6 868 747	5 178 553	55 711 695	42 002 704	55 711 695
Sandnessjøen - Dønna - Løkta	774	583	7 683 842	5 793 077	62 322 845	46 987 047	62 322 845
Sauren - Brønnøysund	13	10	128 904	97 185	1 045 530	788 256	1 045 530
Solfjellsjøen - Vandve	66	50	657 262	495 529	5 330 981	4 019 185	5 330 981
Stokkvågen - Onøy - Sleneset - Lovund	1 913	1 441	18 995 643	14 321 381	154 071 684	116 159 227	154 071 684
Stokkvågen - Træna	724	545	7 188 671	5 419 753	58 306 565	43 959 055	58 306 565
Sund - Horsdal - Sørarnøy	202	152	2 001 740	1 509 171	16 235 903	12 240 730	16 235 903
Svolvær - Skrova	921	694	9 147 036	6 896 223	74 190 659	55 934 545	74 190 659
Søvik - Herøy	865	651	8 586 738	6 473 797	69 646 136	52 508 295	69 646 136
Tjøtta - Forvik	862	649	8 556 342	6 450 880	69 399 594	52 322 419	69 399 594
Vennesund - Holm	480	361	4 760 248	3 588 893	38 609 879	29 109 137	20 020 178
Ørnes - Vassdalsvik - Meløysund - Bolga	271	204	2 688 929	2 027 264	21 809 623	16 442 923	21 809 623
Gjennomsnitt	800	602	7 939 699	5 985 976	64 398 075	48 551 625	53 633 379
SUM	21 594	16 260	214 371 886	161 621 344	1 738 748 023	1 310 893 873	1 448 101 223

7.4. Merkostnader ved overgang til hydrogen- eller elektrisk drift

Dagens sambandsdrift i Nordland, med mange MGO- og LNG-ferger innebærer, i likhet med el- og hydrogendrift betydelige drivstoffkostnader. Drivstoffkostnadene varierer mellom samband og med drivstofftype, der elektriske ferger har de laveste, og hydrogenferger de høyeste drivstoffkostnadene. Avhengig av hvilken løsning som velges vil dermed en overgang fra MGO eller LNG, til elektriske eller hydrogenbaserte fergeløsninger, innebære en kostnadsreduksjon eller en merkostnad når det kommer til drivstoffkostnader. I tillegg til

drivstoffkostnaden vil investeringskostnadene utgjøre en betydelig merkostnad. Investeringskostnadene er merkostnader både ved overgang til elektrisk- og hydrogenbasert drift. I Tabell 7.4 er de totale merkostnadene ved overgang fra dagens drivstoffløsning til hydrogenbasert eller elektrisk drift presentert. Merkostnadene er beregnet ved å subtrahere drivstoffkostnadene i dagens situasjon på hvert enkelt fergesamband fra totalkostnadene ved overgang til enten hydrogenbasert eller elektrisk drift for de samme sambandene. I tabellen har det lite for seg å sammenligne gjennomsnittsverdiene og summene for merkostnadene, ettersom sambandet Bodø – Moskenes ikke er ansett for å være relevant for elektrisk drift, og derfor ikke inkludert i disse merkostnadene. Som tidligere nevnt er det på sambandet Bodø – Moskenes, som er Norges lengste fergesamband vedtatt at det i neste kontraktsperiode (2025 - 2040) skal stilles krav til hydrogendrift (Skoglund & Jenssen, 2021). Merkostnadene er ikke entydig lavere for én av driftsløsningene, men varierer fra samband til samband. Selv om drivstoffkostnaden er betydelig høyere med hydrogen, er investeringskostnaden på visse samband så mye høyere ved elektrifisering at hydrogendrift vil være rimeligst. Eksempler på dette er på sambandet Mosjøen – Hundåla og Sauren – Brønnøysund. Beregningene for merkostnadene vil benyttes videre senere i oppgaven til beregning av kostnadseffektivitet.

Tabell 7.4: Merkostnader ved overgang til elektriske eller hydrogendrevne fergesamband. Kostnader over analyseperioden i dagens situasjon i kolonne 3. Totalkostnader i kolonne 4 og 5, og merkostnader i kolonne 6 og 7 (Egenlaget fergedatabase)

Rute	Drivstofftype i dag	Kostnad dagens situasjon (kr)	Totalkostnad hydrogendrift (kr)	Totalkostnad elektrisk drift (kr)	Merkostnad hydrogendrift (kr)	Merkostnad elektrisk drift (kr)
Bodø - Røst - Værøy - Moskenes	LNG	319 479 637	1 025 614 632		706 134 995	
Bognes - Lødingen	LNG	115 335 440	396 716 218	267 932 806	281 380 779	152 597 366
Bognes - Skarberget	Hybridelektrisk	58 767 178	331 503 238			
Digermulen - Finnvik	MGO	3 567 655	22 232 952	21 344 422	18 665 297	17 776 768
Drag - Kjølsvik	Hybridelektrisk	49 700 791	236 564 384			
Festvåg - Misten	MGO	25 892 282	112 359 710	41 365 756	86 467 428	15 473 474
Forøy - Ågskardet	MGO	21 296 570	62 116 631	36 765 408	40 820 061	15 468 838
Horn - Andalsvåg	Hybridelektrisk	8 029 402	46 541 772			
Horn - Igerøy	Hybridelektrisk	20 866 622	114 788 900			
Igerøy - Tjøtta	Hybridelektrisk	2 790 945	51 788 656			
Jektvik - Kilboghavn	MGO	63 270 214	158 162 688	144 076 824	94 892 474	80 806 610
Melbu - Fiskebøl	MGO	77 994 908	206 447 717	95 461 942	128 452 809	17 467 034
Mosjøen - Hundåla - Dagsvik	MGO	8 088 933	26 445 309	79 211 927	18 356 376	71 122 995
Nesna - Levang	MGO	38 002 581	105 718 595	74 905 779	67 716 015	36 903 199
Nesna - Nesnaøyene	MGO	26 926 674	72 291 612	58 260 733	45 364 937	31 334 058
Nordnesøy - Kilboghavn (Rødøybassenget)	MGO	55 711 695	211 429 393	234 817 398	155 717 698	179 105 703
Sandnessjøen - Dønna - Løkta	MGO	62 322 845	164 170 028	175 175 144	101 847 183	112 852 299
Sauren - Brønnøysund	MGO	1 045 530	8 693 549	19 116 638	7 648 018	18 071 108
Solfjellsjøen - Vandve	MGO	5 330 981	18 739 406	41 325 891	13 408 425	35 994 910
Stokkvågen - Onøy - Sleneset - Lovund	MGO	154 071 684	419 474 104	250 298 375	265 402 421	96 226 692
Stokkvågen - Træna	MGO	58 306 565	175 888 652	155 093 267	117 582 087	96 786 701
Sund - Horsdal - Sørarnøy	MGO	16 235 903	75 362 172	91 042 951	59 126 269	74 807 048
Svolvær - Skrova	MGO	74 190 659	225 130 874	144 672 255	150 940 216	70 481 597
Søvik - Herøy	MGO	69 646 136	199 697 454	146 490 101	130 051 317	76 843 964
Tjøtta - Forvik	MGO	69 399 594	206 575 490	227 259 183	137 175 896	157 859 589
Vennesund - Holm	Hybridelektrisk	20 020 178	101 447 144			
Ørnes - Vassdalsvik - Meløysund - Bolga	MGO	21 809 623	63 167 553	112 963 204	41 357 930	91 153 581
Gjennomsnitt		53 633 379	179 224 772	120 879 000	127 071 840	72 456 677
SUM		1 448 101 223	4 839 068 831	2 417 580 004	2 668 508 630	1 449 133 534

8. CO2-utslipp

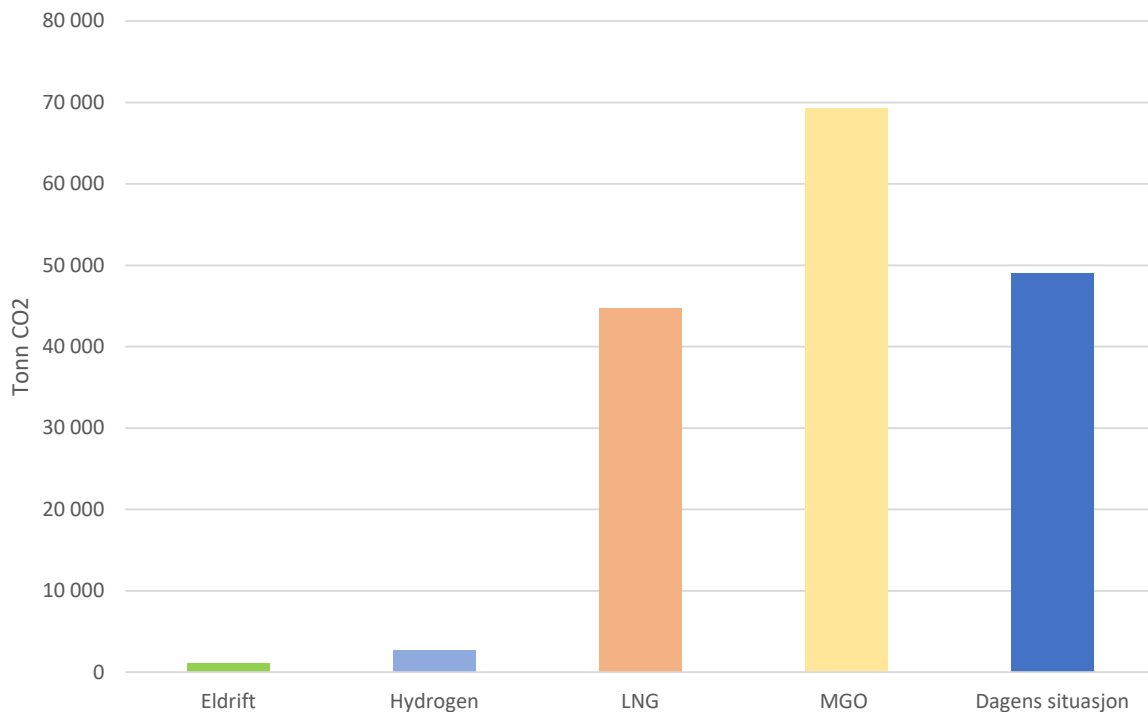
Ulike drivstoffløsninger medfører ulike mengder CO2-utslipp. Beregninger av CO2-utslipp er gjort for situasjonen i dag, og situasjoner hvor alle sambandene driftes ene og alene på enten strøm, hydrogen, MGO eller LNG. Utslippene for de enkelte sambandene, det samlede totale utslippet samt gjennomsnittlig utslipp er beskrevet i Tabell 8.1. Det bemerkes at det er stor grad av heterogenitet mellom de forskjellige sambandene når det gjelder lengde, antall stopp, installert kapasitet, PBE og lignende. Heterogeniteten vil være av betydning for utslippsberegningene. I tidligere avsnitt beskrives det hvordan det årlige drivstoff- og energibehovet for de ulike løsningene er beregnet i den egenlagde fergedatabasen, og dette danner dermed utgangspunktet for beregningen av CO2-utslippene. I oppgaven, som vist i 3.4, er følgende utslippsfaktorer anvendt: 3,206 tonn CO2/tonn MGO (IMO, 2015, s. 105), 2,75 tonn CO2/tonn LNG (IMO, 2015, s. 105) og 8 g/kWh (NVE, 2021a). I de nedenstående delkapitlene vil CO2-utslippene, og hvordan de er beregnet, for de ulike drivstofftypene bli beskrevet.

Tabell 8.1: Årlige CO2-utslipp målt i tonn for de relevante drivstofftypene og i dagens situasjon på fergesambandene i Nordland fylke (Egenlaget fergedatabase).

Rute	Årlige utslipp eldrift (tonn CO2)	Årlige utslipp hydrogen (tonn CO2)	Årlige utslipp LNG (tonn CO2)	Årlige utslipp MGO (tonn CO2)	Årlige utslipp dagens situasjon (tonn CO2)	Drivstofftype i dag
Bodø - Røst - Værøy - Moskenes	255,2	656,7	10 897,6	16 872,6	10 897,6	LNG
Bognes - Lødingen	92,1	237,1	3 934,2	6 091,2	3 934,2	LNG
Bognes - Skarberget	68,3	175,6	2 914,6	4 512,7	68,3	Hybridelektrisk
Digermulen - Finnvik	2,1	5,5	91,7	142,1	142,1	MGO
Drag - Kjølpsvik	57,7	148,5	2 465,0	3 816,5	57,7	Hybridelektrisk
Festvåg - Misten	15,6	40,1	665,9	1 031,0	1 031,0	MGO
Forøy - Ågskardet	12,8	33,0	547,7	848,0	848,0	MGO
Horn - Andalsvåg	9,3	24,0	398,2	616,6	9,3	Hybridelektrisk
Horn - Igerøy	24,2	62,4	1 034,9	1 602,3	24,2	Hybridelektrisk
Igerøy - Tjøtta	3,2	8,3	138,4	214,3	3,2	Hybridelektrisk
Jektvik - Kilboghavn	38,1	98,1	1 627,1	2 519,2	2 519,2	MGO
Melbu - Fiskebøl	47,0	120,9	2 005,8	3 105,5	3 105,5	MGO
Mosjøen - Hundåla - Dagsvik	4,9	12,5	208,0	322,1	322,1	MGO
Nesna - Levang	22,9	58,9	977,3	1 513,1	1 513,1	MGO
Nesna - Nesnaøyene	16,2	41,7	692,5	1 072,1	1 072,1	MGO
Nordnesøy - Kilboghavn (Rødøybassenget)	33,6	86,3	1 432,7	2 218,3	2 218,3	MGO
Sandnessjøen - Dønna - Løkta	37,5	96,6	1 602,8	2 481,5	2 481,5	MGO
Sauren - Brønnøysund	0,6	1,6	26,9	41,6	41,6	MGO
Solfjellsjøen - Vandve	3,2	8,3	137,1	212,3	212,3	MGO
Stokkvågen - Onøy - Sleneset - Lovund	92,8	238,8	3 962,3	6 134,7	6 134,7	MGO
Stokkvågen - Træna	35,1	90,4	1 499,5	2 321,6	2 321,6	MGO
Sund - Horsdal - Sørarnøy	9,8	25,2	417,5	646,5	646,5	MGO
Svolvær - Skrova	44,7	115,0	1 908,0	2 954,1	2 954,1	MGO
Søvik - Herøy	41,9	107,9	1 791,1	2 773,1	2 773,1	MGO
Tjøtta - Forvik	41,8	107,6	1 784,7	2 763,3	2 763,3	MGO
Vennesund - Holm	23,3	59,8	992,9	1 537,3	23,3	Hybridelektrisk
Ørnes - Vassdalsvik - Meløysund - Bolga	13,1	33,8	560,9	868,4	868,4	MGO
Gjennomsnitt	39	100	1 656	2 564	1 814	
SUM	1 047	2 695	44 715	69 232	48 986	

8.1. Dagens situasjon

På de 27 fergesambandene i Nordland fylke er det i dag 19 samband hvor drivstoffet er MGO, to hvor drivstoffet er LNG og seks samband som er hybridelektriske. Av beregningene gjort i den egenlagde fergeoversikten fremkommer det i Tabell 8.1 at det totale utslippet av CO₂ i dag er på om lag 49 000 tonn, med et gjennomsnitt på cirka 1 800 tonn. Bak dette gjennomsnittet ligger det et stort spenn i CO₂-utslippene per samband med alt fra i overkant av tre tonn på det elektrifiserte sambandet Igerøy – Tjøtta, til nærmere 11 000 tonn årlig på Bodø - Moskenes. I Tabell 8.1 er dagens situasjon beskrevet i den sjette kolonnen, og CO₂-utslippene for de ulike drivstofftypene er også vist i Figur 8.1.



Figur 8.1: Totale CO₂-utslipp, målt i tonn på y-aksen for de ulike drivstofftypene samt dagens situasjon i Nordland. (Egenlaget fergedatabase).

8.1.1.MGO

Ved bruk av MGO på samtlige fergesamband er det totale drivstoffbehovet beregnet til å være totalt 21 594 tonn, som vist i Tabell 7.3. Det årlige CO₂-utslippet er beregnet ved å multiplisere det årlige drivstoffbehovet (21 594 tonn) med utslippsfaktoren (3,206 tonn CO₂/tonn MGO). Denne fremgangsmåten vil bli nyttiggjort i alle påfølgende beregninger av CO₂-utslipp. Om alle samband i Nordland går på MGO, er det beregnet at det vil slippes ut omkring 69 200 tonn CO₂-ekvivalenter med et gjennomsnitt på 2 564 tonn. Som nevnt

innledningsvis i avsnittet er det et stort spenn i CO₂-utslippene fra samband til samband som er av betydning for gjennomsnittet. Oversikten er vist i kolonne fem i Tabell 8.1.

8.1.2.LNG

I oppgaven er det årlige drivstoffbehovet om alle fergene drives av LNG beregnet til å være 16 260 tonn som vist i Tabell 7.3. Det samlede, årlige CO₂-utslippet er beregnet å være på cirka 45 000 tonn, med et gjennomsnittlig utslipp på 1656 tonn som vist i kolonne fire i Tabell 8.1.

8.1.3.Strøm

Strømforbruk måles i kWh. I Tabell 7.1 er det årlige strømforbruket beregnet til å være 130 911 703 kWh, eller cirka 131 GWh. Om alle fergene i Nordland er eldrevne beregnes CO₂-utslippet til å være på 1 047 tonn, og med et gjennomsnitt på om lag 39 tonn vist i kolonne to i Tabell 8.1.

8.1.4.Hydrogen

Som nevnt i 1.3 forutsetter oppgaven at hydrogenet som benyttes er grønt, og dermed fremstilt ved hjelp av elektrolyse. Som vist i Tabell 7.2 er det beregnet et totalt årlig drivstofforbruk av hydrogen på om lag 6 700 tonn. Videre er det også lagt til grunn at det kreves 50 000 kWh for å produsere ett tonn hydrogen ved elektrolyse (Horne & Hole, 2019, s. 2). Ved å multiplisere drivstofforbruket, i tonn hydrogen, med 50 000 kWh blir det årlige strømforbruket, ved fremstilling av den beregnet påkrevde mengden hydrogen, på 336,82 GWh. Om denne summen så ganges med CO₂-utslippsfaktoren for strøm 8 g/kWh (NVE, 2021a) tilsvarer dette et årlig CO₂-utslipp på 2 695 tonn, og et gjennomsnittlig utslipp på 99,8 tonn CO₂, som vist i kolonne tre i Tabell 8.1.

8.2. Utslippsreduksjonspotensiale

Av Figur 8.1 fremkommer det at både hydrogen- og eldrift vil medføre store reduksjoner i tonn CO₂-utslipp sammenlignet med både LNG, MGO og dagens situasjon. I Tabell 8.2 er dette tydeliggjort i enda større grad i kolonne seks og syv. Her fremkommer det at en overgang til hydrogendrift vil kunne redusere CO₂-utslipp med 46 584 tonn årlig sammenlignet med dagens situasjon. Dette vil innebære et årlig utslipp på cirka 2 695 tonn

CO₂. Ved overgang til eldrift på alle sambandene er utslippsreduksjonen beregnet til å redusere årlige CO₂-utslipp med 47 939 tonn CO₂, og et årlig utslipp på 1 047 tonn. Gitt at de årlige CO₂-utslippene i dagens situasjon er beregnet til 48 986 tonn, vil en overgang til enten hydrogen- eller eldrift medføre en svært betydelig reduksjon, for eldrift på rundt 98 prosent, i CO₂-utslippene. I dette regnestykket er Bodø – Moskenes inkludert for å ha et sammenligningsgrunnlag til tross for at sambandet ikke vil være aktuelt for elektrifisering.

Tabell 8.2: Utslippsreduksjon målt i tonn CO₂ ved innføring av hydrogen – og eldrift på årsbasis og akkumulert over ti år. (Egenlaget fergedatabase).

Rute	Drivstofftype i dag	Årlige utslipp dagens situasjon (tonn CO ₂)	Årlige utslipp hydrogen (tonn CO ₂)	Årlige utslipp eldrift (tonn CO ₂)	Utslippsreduksjon hydrogendrift (tonn CO ₂ /år)	Utslippsreduksjon eldrift (tonn CO ₂ /år)	Samlet utslippsreduksjon hydrogendrift (tonn CO ₂)	Samlet utslippsreduksjon eldrift (tonn CO ₂)
Bodø - Røst - Værøy - Moskenes	LNG	10 897,6	656,7	255,2	10 241	10 642	102 409	106 424
Bognes - Lødingen	LNG	3 934,2	237,1	92,1	3 697	3 842	36 971	38 420
Bognes - Skarberget	Hybridelektrisk	68,3	175,6	68,3				
Digermulen - Finnvik	MGO	142,1	5,5	2,1	137	140	1 365	1 399
Drag - Kjøpsvik	Hybridelektrisk	57,7	148,5	57,7				
Festvåg - Misten	MGO	1 031,0	40,1	15,6	991	1 015	9 908	10 154
Forøy - Ågskardet	MGO	848,0	33,0	12,8	815	835	8 150	8 351
Horn - Andalsvåg	Hybridelektrisk	9,3	24,0	9,3				
Horn - Igerøy	Hybridelektrisk	24,2	62,4	24,2				
Igerøy - Tjøtta	Hybridelektrisk	3,2	8,3	3,2				
Jektvik - Kilboghamn	MGO	2 519,2	98,1	38,1	2 421	2 481	24 212	24 811
Melbu - Fiskebøl	MGO	3 105,5	120,9	47,0	2 985	3 059	29 847	30 585
Mosjøen - Hundåla - Dagsvik	MGO	322,1	12,5	4,9	310	317	3 095	3 172
Nesna - Levang	MGO	1 513,1	58,9	22,9	1 454	1 490	14 543	14 903
Nesna - Nesnaøyene	MGO	1 072,1	41,7	16,2	1 030	1 056	10 304	10 559
Nordnesøy - Kilboghamn (Rødøybassenget)	MGO	2 218,3	86,3	33,6	2 132	2 185	21 319	21 847
Sandnessjøen - Dønna - Løkta	MGO	2 481,5	96,6	37,5	2 385	2 444	23 849	24 440
Sauren - Brønnøysund	MGO	41,6	1,6	0,6	40	41	400	410
Solfjellsjøen - Vandve	MGO	212,3	8,3	3,2	204	209	2 040	2 091
Stokkvågen - Onøy - Sleneset - Lovund	MGO	6 134,7	238,8	92,8	5 896	6 042	58 959	60 419
Stokkvågen - Træna	MGO	2 321,6	90,4	35,1	2 231	2 286	22 312	22 865
Sund - Horsdal - Sørarnøy	MGO	646,5	25,2	9,8	621	637	6 213	6 367
Svolvær - Skrova	MGO	2 954,1	115,0	44,7	2 839	2 909	28 391	29 094
Søvik - Herøy	MGO	2 773,1	107,9	41,9	2 665	2 731	26 652	27 312
Tjøtta - Forvik	MGO	2 763,3	107,6	41,8	2 656	2 721	26 557	27 215
Vennesund - Holm	Hybridelektrisk	23,3	59,8	23,3				
Ørnes - Vassdalsvik - Meløysund - Bolga	MGO	868,4	33,8	13,1	835	855	8 346	8 553
Gjennomsnitt		1 814	100	39	2 218	2 283	22 183	22 828
SUM		48 986	2 695	1 047	46 584	47 939	465 842	479 389

8.3. Svakheter

Som nevnt tidligere er det betydelig forskjell mellom de ulike sambandene hva angår installert kapasitet, lengde, antall stopp m.m. som vil være av betydning når CO₂-utslippene beregnes, og især på gjennomsnittsnivå. Utslippsfaktorene som er lagt til grunn kan også variere noe mellom ulike kilder, og hvilken utslippsfaktor en anvender kan dermed ha noe innvirkning på det endelige CO₂-utslippet. Videre er samtlige beregninger for energibehov og drivstofforbruk beregnet på bakgrunn av den generiske fergemodellen presentert i 6.1 , og dette danner igjen grunnlaget for beregningen av CO₂. Som nevnt i 6.2 gjør den generiske fergemodellen visse forenklinger, blant annet ved å ta utgangspunkt i en 120 PBE ferge med en fart på 12 knop. Dermed er alle beregninger for energibehov, drivstofforbruk og CO₂-

utslipp basert på denne modellen, og vil dermed kunne avvike fra virkeligheten. Samtidig er det maktpåliggende å understreke at oppgaven har funnet at den generiske fergemodellen representerer den beste approksimasjonen for energi- og drivstofforbruket for ferger i Nordland, og dermed også CO₂-utslipp, gitt oppgavens omfang.

8.4. Tiltakskostnad for ulike alternativer

Når oppgaven vurderer konsekvensene av å innføre ulike lav- og nullutslippsløsninger er noe av det mest vesentlige å regne på tiltakskostnaden per reduserte tonn CO₂-utslipp. I oppgaven gjøres dette gjennom å beregne kostnader i kroner per reduserte tonn CO₂-utslipp ved innfasing av henholdsvis hydrogen- og eldrift på fergesambandene i Nordland fylke. Det bemerkes her at oppgaven antar at seks av sambandene² allerede er hybridelektriske. Tiltakskostnaden er ikke beregnet for disse sambandene. Videre beregnes ikke tiltakskostnaden for eldrift på Bodø – Moskenes. Dette er som følge av at sambandet er regnet for å være teknologisk svært krevende å elektrifisere, og det som tidligere nevnt skal stilles krav om hydrogendrift på sambandet fra 2025 (Skoglund & Jenssen, 2021)

Formelen som anvendes for å beregne tiltakskostnaden tar utgangspunkt i en rapport fra 2010 forfattet av NVE (Lindberg & Magnussen, 2010, s. 56). Som tidligere nevnt tar oppgaven utgangspunkt i en diskonteringsrente på fire prosent, og en analyseperiode på ti år.

$$\text{Tiltakskostnad} \left(\frac{\text{kroner}}{\text{tonn CO}_2} \right) = \frac{\text{Investeringskostnad (kr)} + \text{Drivstoffkostnad (kr)} - \text{Drivstoffkostnad fossilt brensel (kr)}}{\text{CO}_2 \text{ redusert over analyseperioden (tonn CO}_2\text{)}}$$

8.4.1. Generelle resultater

I Tabell 8.3 vises det i kolonne fem og seks hvor store utslippsreduksjoner, målt i tonn CO₂, overgang til henholdsvis hydrogen- og eldrift kan generere over en tiårsperiode. I kolonne syv og åtte vises tiltakskostnaden i kroner per tonn reduserte CO₂-utslipp over samme periode. Som det fremgår av disse resultatene, vil en overgang til enten hydrogen- eller eldrift medføre en ekstrakostnad på samtlige samband gitt dagens drivstoffpriser og en CO₂-avgift på 1 297 kroner per tonn CO₂. Like fullt er det sannsynlig at det for det enkelte fergeselskap vil være vilje til å gjennomføre overgang til en av disse drivstoffkildene grunnet et ønske om å redusere utslipp, og slik sett kunne vinne anbud også etter at kravet om lav- og

² De elektrifiserte sambandene er: Bognes – Skarberget, Drag – Kjøpsvik, Horn – Andalsvåg, Horn – Igerøy, Igerøy – Tjøtta og Vennesund - Holm

nullutslippsløsninger i alle fergeanbud trer i kraft fra 2023 (Meld. St. 13 (2020-2021), s. 22). Som vist tidligere, vil en overgang til både el- og hydrogendrift medføre svært vesentlige besparelser hva gjelder tonn CO₂-utslipp, og tilhørende ha svært positiv effekt på utslippsregnskapet for fergesambandene i Nordland. Som vist i Tabell 8.2 vil reduksjonen i CO₂-utslipp ved overgang til eldrift på samtlige samband være på i underkant av 98 prosent, og for hydrogen over 94 prosent. Dette viser hvor store effekter overgang til en av disse energikildene kan ha.

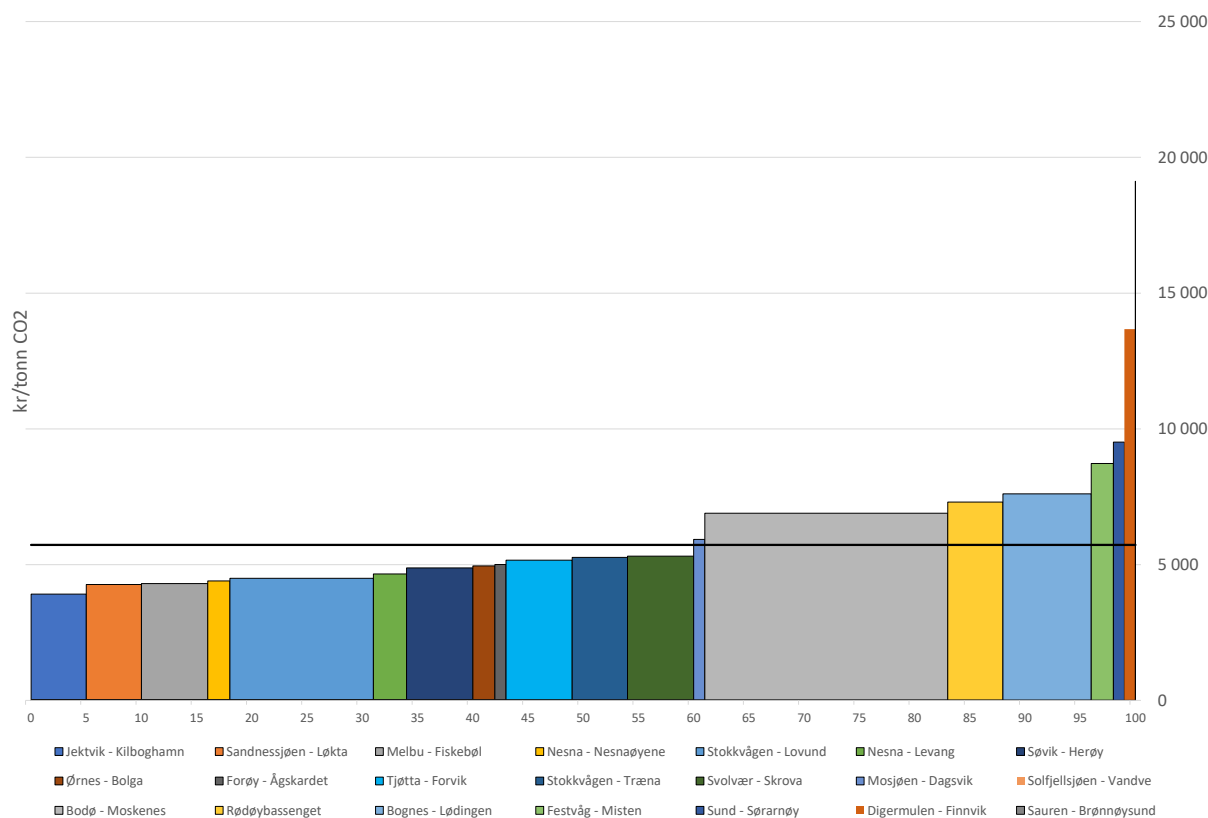
Tabell 8.3: Merkostnad, utslippsreduksjon i tonn CO₂ over en tiårsperiode samt tiltakskostnad per tonn redusert CO₂-utslipp ved hydrogen- og eldrift. (Egenlaget fergedatabase). Bodø – Moskenes er ikke inkludert for elektrifisering ettersom sambandet er vedtatt hydrogenifisert, og ikke fremstår teknisk realistisk å elektrifisere.

Rute	Drivstofftype i dag	Merkostnad hydrogendrift (kr)	Merkostnad eldrift (kr)	Utslippsreduksjon hydrogendrift (tonn CO ₂)	Utslippsreduksjon eldrift (tonn CO ₂)	Kostnad per tonn redusert CO ₂ Hydrogendrift	Kostnad per tonn redusert CO ₂ Eldrift
Bodø - Røst - Værøy - Moskenes	LNG	706 134 995		102 409		6 895	
Bognes - Lødingen	LNG	281 380 779	152 597 366	36 971	38 420	7 611	3 972
Bognes - Skarberget	Hybridelektrisk						
Digermulen - Finnvik	MGO	18 665 297	17 776 768	1 365	1 399	13 672	12 706
Drag - Kjølsvik	Hybridelektrisk						
Festvåg - Misten	MGO	86 467 428	15 473 474	9 908	10 154	8 727	1 524
Forøy - Ågskardet	MGO	40 820 061	15 468 838	8 150	8 351	5 009	1 852
Horn - Andalsvåg	Hybridelektrisk						
Horn - Igerøy	Hybridelektrisk						
Igerøy - Tjøtta	Hybridelektrisk						
Jektvik - Kilboghavn	MGO	94 892 474	80 806 610	24 212	24 811	3 919	3 257
Melbu - Fiskebøl	MGO	128 452 809	17 467 034	29 847	30 585	4 304	571
Mosjøen - Hundåla - Dagsvik	MGO	18 356 376	71 122 995	3 095	3 172	5 930	22 422
Nesna - Levang	MGO	67 716 015	36 903 199	14 543	14 903	4 656	2 476
Nesna - Nesnaøyene	MGO	45 364 937	31 334 058	10 304	10 559	4 403	2 967
Nordnesøy - Kilboghavn (Røddøybassenget)	MGO	155 717 698	179 105 703	21 319	21 847	7 304	8 198
Sandnessjøen - Dønna - Løkta	MGO	101 847 183	112 852 299	23 849	24 440	4 270	4 618
Sauren - Brønnøysund	MGO	7 648 018	18 071 108	400	410	19 115	44 076
Solfjellsjøen - Vandve	MGO	13 408 425	35 994 910	2 040	2 091	6 573	17 218
Stokkvågen - Onøy - Sleneset - Lovund	MGO	265 402 421	96 226 692	58 959	60 419	4 501	1 593
Stokkvågen - Træna	MGO	117 582 087	96 786 701	22 312	22 865	5 270	4 233
Sund - Horsdal - Sørarnøy	MGO	59 126 269	74 807 048	6 213	6 367	9 516	11 749
Svolvær - Skrova	MGO	150 940 216	70 481 597	28 391	29 094	5 317	2 423
Søvik - Herøy	MGO	130 051 317	76 843 964	26 652	27 312	4 880	2 814
Tjøtta - Forvik	MGO	137 175 896	157 859 589	26 557	27 215	5 165	5 800
Vennesund - Holm	Hybridelektrisk						
Ørnes - Vassdalsvik - Meløysund - Bolga	MGO	41 357 930	91 153 581	8 346	8 553	4 955	10 658
Gjennomsnitt		127 071 840	72 456 677	22 183	18 648	6 762	8 256
Vektet gjennomsnitt						5 728	3 885
SUM		2 668 508 630	1 449 133 534	465 842	372 965		

8.4.2. Hydrogen

Som kan leses av Tabell 8.3 er det forskjeller i tiltakskostnaden mellom hydrogen- og eldrift på sambandene i Nordland fylke. Vektet gjennomsnitt benyttes i de påfølgende avsnittene for å gi et korrekt bilde av de reelle gjennomsnittlige tiltakskostnadene, for å hensynta at enkelte

samband har et betydelig større utslippsreduksjonspotensiale enn andre samband. Ved en overgang til hydrogendrift ligger den gjennomsnittlige vektete tiltakskostnaden på om lag 5 728 kroner/tonn CO₂ redusert, og det er betydelig forskjell i tiltakskostnaden mellom de dyreste og de rimeligste sambandene. Eksempelvis er Jektvik - Kilboghamn beregnet å være det rimeligste sambandet å hydrogenifisere med en kostnad på 3 919 kroner/tonn CO₂ redusert. Ser en derimot henimot sambandet med høyest tiltakskostnad, Sauren - Brønnøysund, er det beregnet å ha en tiltakskostnad på 19 115 kr/tCO₂. Dette er om lag 15 000 kroner dyrere per tonn CO₂ enn ved hydrogenifisering av Jektvik – Kilboghamn. Figur 8.2 illustrerer tiltakskostnaden for sambandene i Nordland på y-aksen, og x-aksen illustrerer prosentandel av akkumulerte utslippsreduksjoner over en tiårsperiode. En søyle som er bred og lav innebærer en høy utslippsreduksjon og en lav tiltakskostnad, mens det motsatte er tilfelle med en høy og tynn søyle. Av figuren kan en blant annet se at over 60 prosent av utslippsreduksjonspotensialet vil koste mindre enn 6 000 kroner/tonn CO₂. Om en igjen ser nærmere på sambandene med en tiltakskostnad på mindre enn 6 000 kroner/tonn CO₂ er eksempelvis sambandet Stokkvågen – Lovund, med en tiltakskostnad på rett over 4 500 kroner/tonn CO₂, et eksempel på et samband hvor innføringen av hydrogen vil føre til en stor reduksjon (rundt 59 000 tonn CO₂) i utslippene over en tiårsperiode som vist i Tabell 8.3.

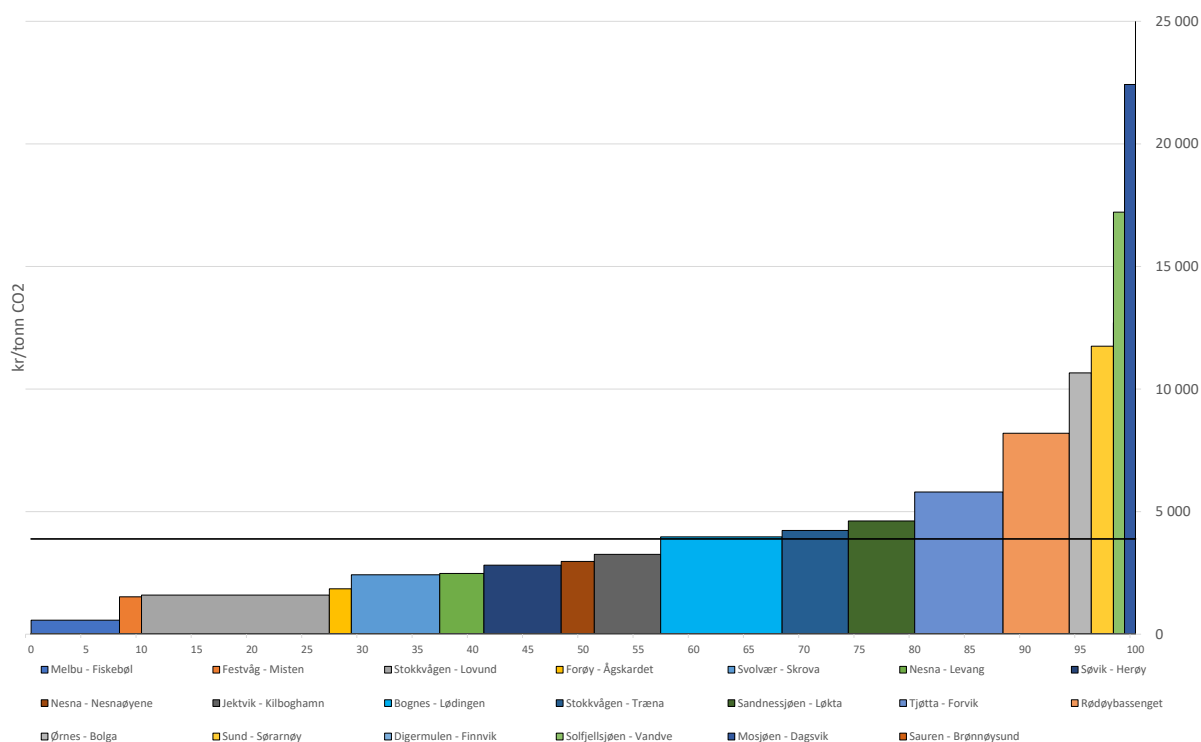


Figur 8.2: Kostnadseffektivitet ved hydrogen, målt i kroner per tonn CO₂ for fergesambandene i Nordland. X-aksen indikerer andel i prosent av akkumulerte CO₂-utslippsreduksjoner, mens y-aksen indikerer tiltakskostnaden (kr/tCO₂) på det enkelte sambandet (Egenlaget fergedatabase).

8.4.3. Eldrift

Som nevnt i 8.2 er det et svært betydelig utslippsreduksjonspotensiale ved en overgang til eldrift, noe som kan leses ut fra både Tabell 8.3 og Figur 8.3. Den gjennomsnittlige vektete tiltakskostnaden om samtlige samband, utenom unntakene nevnt i 8.4, elektrifiseres vil være 3 885 kroner/tonn CO₂. Og i likhet med hydrogenifisering er det også for elektrifisering et betydelig spenn i tiltakskostnad mellom det rimeligste og dyreste sambandet.. I den ene ytterkanten er sambandet Melbu – Fiskebøl med en tiltakskostnad på 571 kroner/tonn CO₂, og en tilsvarende utslippsreduksjon over ti år på rundt 30 586 tonn CO₂. I den andre enden av skalaen finner en sambandet Sauren - Brønnøysund med en tiltakskostnad på 44 076 kroner/tonn CO₂ og en tilsvarende utslippsreduksjon på 410 tonn CO₂. Tiltakskostnaden ved elektrifisering er illustrert i Figur 8.3 som følger akkurat samme struktur som Figur 8.2. Fra denne kan det blant annet utledes at alle sambandene med en tiltakskostnad på 3 972 kroner/tonn CO₂ (Bognes - Lødingen), og mindre, samlet vil kunne redusere i underkant av 70 prosent av de akkumulerte utslippene over perioden. Videre er det manifest at sambandet

Sauren – Brønnøysund er et eklatant eksempel på et samband hvor tiltakskostnaden er svært høy (44 076 kroner/tonn CO₂) og den tilhørende besparelsen (410 tonn CO₂) er svært lav.



Figur 8.3: Kostnadseffektivitet ved eldrift, målt i kroner per tonn CO₂. X-aksen indikerer prosentandel av akkumulerte CO₂-utslippsreduksjoner, y-aksen indikerer tiltakskostnaden (kr/tCO₂) på det enkelte samband og er kuttet ved 25 000 kr/tCO₂ (Egenlaget fergedatabase).

8.4.4. Et kostnadseffektivt scenario

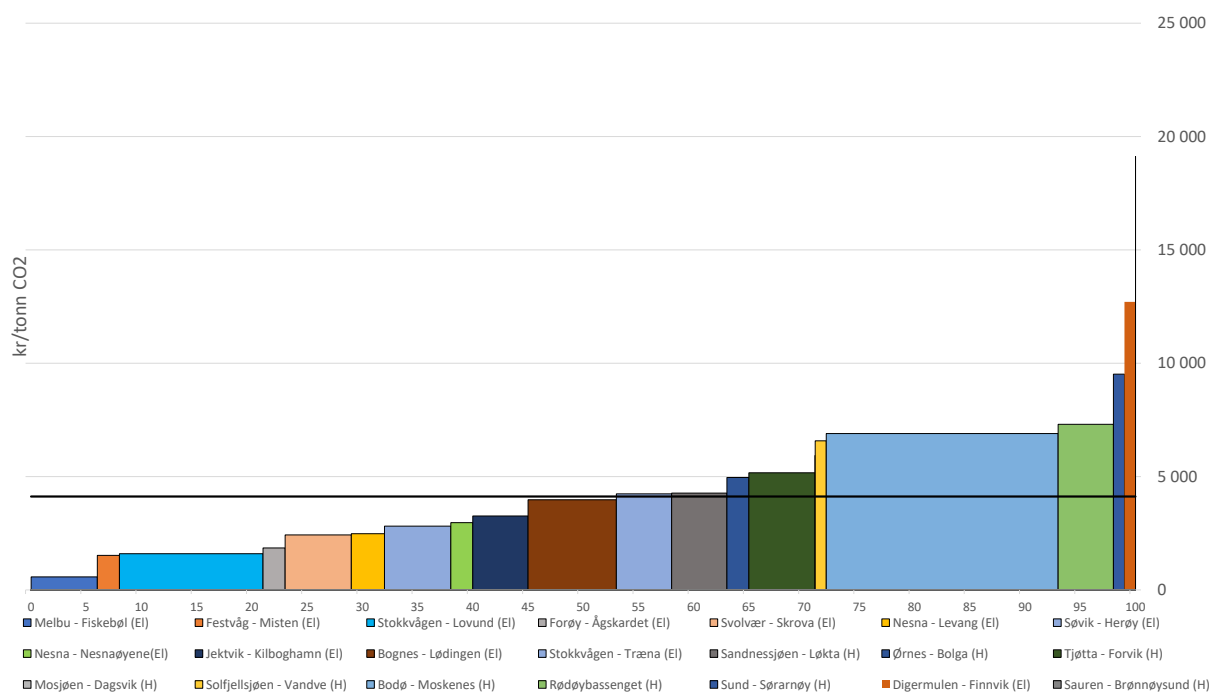
I dette avsnittet vil det tegnes opp et rent kostnadseffektivt scenario for overgang til hydrogen- og eldrift på fergesambandene i Nordland fylke. I de to ovennevnte avsnittene er det tegnet opp scenarier hvor enten alle sambandene konverteres til hydrogendrift, eller eldrift (med unntak av Bodø – Moskenes). Som beskrevet i Tabell 8.4 er allerede seks av sambandene ansett for å være elektriske, og oppgaven forutsetter at dette også vil være situasjonen fremover i tid og at de dermed ikke vil bli hydrogenifisert. Således vil beslutningen om å oppgradere sambandene til hydrogen – eller eldrift være betinget av hvilken av de to løsningene som har lavest tiltakskostnad på de ulike sambandene, utover de seks som allerede er hybridelektriske og Bodø – Moskenes. De seks sambandene som er hybridelektriske har derfor ikke oppgitt tiltakskostnad for hverken hydrogen- eller eldrift, og Bodø – Moskenes har kun oppgitt tiltakskostnaden for hydrogen. I det kostnadseffektive

scenarioet er det beregnet en utslippsreduksjon på om lag 473 000 tonn CO₂ over en tiårs periode som vist i kolonne ni i Tabell 8.4.

Tabell 8.4: Sammenligning av tiltakskostnader for hydrogen- og eldrift på sambandene i Nordland med tilhørende drivstoffanbefaling i ett realistisk og ett kostnadseffektivt scenario (Egenlaget fergedatabase).

Rute	Drivstofftype i dag	Kostnad per tonn redusert CO ₂ Hydrogendrift	Kostnad per tonn redusert CO ₂ Eldrift	Kostnad per tonn redusert CO ₂ Realistisk scenario	Utslippsreduksjon Realistisk scenario (tonn CO ₂)	Anbefalt drivstoff	Kostnad per tonn redusert CO ₂ Kostnadseffektivt scenario	Utslippsreduksjon Kostnadseffektivt scenario (tonn CO ₂)	Anbefalt drivstoff
Bodø - Røst - Værøy - Moskenes	LNG	6 895		6 895	102 409	Hydrogen	6 895	102 409	Hydrogen
Bognes - Lødingen	LNG	7 611	3 972	3 972	38 420	Eldrift	3 972	38 420	Eldrift
Bognes - Skarberget	Hybridelektrisk								
Digermulen - Finnvik	MGO	13 672	12 706	12 706	1 399	Eldrift	12 706	1 399	Eldrift
Drag - Kjøpsvik	Hybridelektrisk								
Festvåg - Misten	MGO	8 727	1 524	1 524	10 154	Eldrift	1 524	10 154	Eldrift
Forøy - Ågskardet	MGO	5 009	1 852	1 852	8 351	Eldrift	1 852	8 351	Eldrift
Horn - Andalsvåg	Hybridelektrisk								
Horn - Igerøy	Hybridelektrisk								
Igerøy - Tjøtta	Hybridelektrisk								
Jektvik - Kilboghavn	MGO	3 919	3 257	3 257	24 811	Eldrift	3 257	24 811	Eldrift
Melbu - Fiskebøl	MGO	4 304	571	571	30 585	Eldrift	571	30 585	Eldrift
Mosjøen - Hundåla - Dagsvik	MGO	5 930	22 422	5 930	3 095	Hydrogen	5 930	3 095	Hydrogen
Nesna - Levang	MGO	4 656	2 476	2 476	14 903	Eldrift	2 476	14 903	Eldrift
Nesna - Nesnaøyene	MGO	4 403	2 967	2 967	10 559	Eldrift	2 967	10 559	Eldrift
Nordnesøy - Kilboghavn (Rødøybassenget)	MGO	7 304	8 198	7 304	21 319	Hydrogen	7 304	21 319	Hydrogen
Sandnessjøen - Dønna - Løkta	MGO	4 270	4 618	4 270	23 849	Hydrogen	4 270	23 849	Hydrogen
Sauren - Brønnøysund	MGO	19 115	44 076	19 115	400	Hydrogen	19 115	400	Hydrogen
Solfjellsjøen - Vandve	MGO	6 573	17 218	6 573	2 040	Hydrogen	6 573	2 040	Hydrogen
Stokkvågen - Onøy - Sleneset - Lovund	MGO	4 501	1 593	4 501	58 959	Hydrogen	1 593	60 419	Eldrift
Stokkvågen - Træna	MGO	5 270	4 233	5 270	22 312	Hydrogen	4 233	22 865	Eldrift
Sund - Horsdal - Sørarnøy	MGO	9 516	11 749	9 516	6 213	Hydrogen	9 516	6 213	Hydrogen
Svolvær - Skrova	MGO	5 317	2 423	5 317	28 391	Hydrogen	2 423	29 094	Eldrift
Søvik - Herøy	MGO	4 880	2 814	2 814	27 312	Eldrift	2 814	27 312	Eldrift
Tjøtta - Forvik	MGO	5 165	5 800	5 165	26 557	Hydrogen	5 165	26 557	Hydrogen
Vennesund - Holm	Hybridelektrisk								
Ørnes - Vassdalsvik - Meløysund - Bolga	MGO	4 955	10 658	4 955	8 346	Hydrogen	4 955	8 346	Hydrogen
Gjennomsnitt		6 762	8 256	5 569	22 399		5 243	22 529	
Vektet gjennomsnitt				4 718			4 119		
SUM		141 993	165 127	116 953	470 386		110 113	473 101	

I kolonne ti i Tabell 8.4 er drivstoffløsningen med den laveste tiltakskostnaden anbefalt. Av de resterende 20 sambandene er det tolv av sambandene hvor det anbefales eldrift, og åtte hvor det anbefales hydrogen. Totalt sett betyr dette at det på bakgrunn av tiltakskostnad, inkludert allerede elektrifiserte samband og samband hvor hydrogen er vurdert som mest hensiktsmessig, er ni samband hvor det er anbefalt hydrogen og 18 samband hvor det er anbefalt eldrift. I dette scenarioet ligger den vektete gjennomsnittlige tiltakskostnaden per tonn CO₂ redusert på 4 119 kroner, noe som også er illustrert i Figur 8.4. Av denne figuren kan det utledes at i underkant av 55 prosent av de akkumulerte utslippskuttene over en tiårsperiode kan gjennomføres til en tiltakskostnad på 3 972 kroner (Bognes - Lødingen) og lavere.

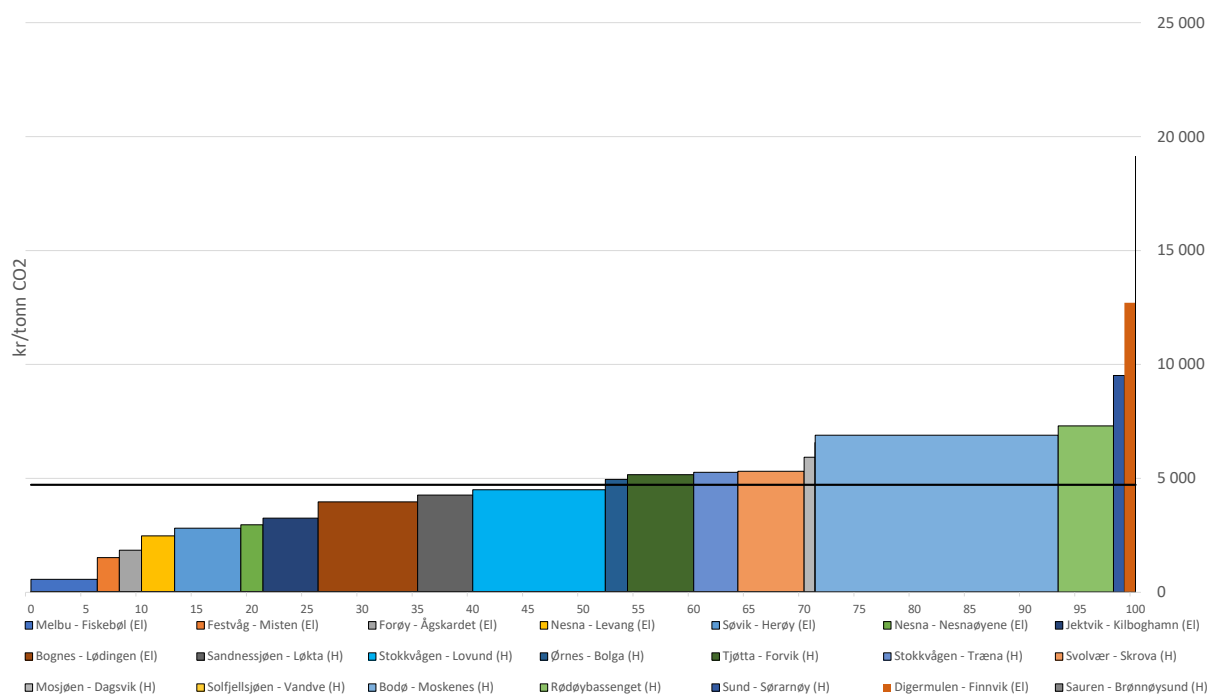


Figur 8.4: Kostnadseffektivitet ved et kostnadseffektivt scenario, målt i kroner per tonn CO₂. X-aksen indikerer andel i prosent av akkumulerte CO₂-utslippsreduksjoner, mens y-aksen indikerer tiltakskostnaden (kr/tCO₂) på det enkelte sambandet. Den svarte linjen markerer det vektete gjennomsnittet. H eller El i parentes indikerer om det er hydrogen eller elektrisitet som er beregnet til å ha lavest tiltakskostnad (Egenlaget fergeoversikt).

8.4.5. Et realistisk scenario

Det ovennevnte scenarioet var utledet på bakgrunn av hva som var det mest kostnadseffektive scenarioet. Samtidig, med unntak av sambandene Bodø – Moskenes, hensyntar ikke dette scenarioet at det kan være teknologiske og praktiske begrensninger som hindrer en overgang til eldrift på enkelte av sambandene som er anbefalt fra et rent kostnadseffektivt perspektiv. For å kunne gjøre en vurdering av hvilke samband som står overfor slike teknologiske og praktiske begrensninger har oppgaven hentet informasjon fra en DNV GL-utredning fra 2017 som tok for seg lav- og nullutslippsløsninger på 21 samband i Nordland (Rivedal et al., 2017). Å hente informasjon fra den ovennevnte utredningen har vært en naturlig konsekvens av at oppgavens forfattere ikke har en ingeniørfaglig bakgrunn, og dermed ikke har forutsetninger for å kunne vurdere teknologiske og praktiske begrensninger rundt eldrift på de spesifikke sambandene. Av denne utredningen fremkommer det at det er syv samband hvor helelektrisk drift vurderes som lite egnet: Ørnes – Bolga, Rødøybassenget, Stokkvågen – Lovund, Stokkvågen – Træna, Sund – Sørarnøy, Svolvær – Skrova, Tjøtta – Forvik. (Rivedal et al., 2017). Hvilke konsekvenser har så dette sammenlignet med det kostnadseffektive scenarioet beskrevet i 8.4.4.? På bakgrunn av kolonne ti i Tabell 8.4, er tre av sambandene (Stokkvågen

– Lovund, Stokkvågen – Træna og Svolvær - Skrova) som var definert som mest kostnadseffektive med eldrift, ikke realistiske gitt opplysningene i 2017-utredningen (Rivedal et al., 2017). Dermed vil disse tre sambandene i det realistiske scenarioet bli hydrogendrevne snarere enn eldrevne. Drivstoffet på de ulike sambandene i det realistiske scenarioet er vist i kolonne syv i Tabell 8.4. På de resterende fire sambandene, 2017-utredningen vurderte som lite egnet for helelektrifisering, viser det kostnadseffektive scenarioet uansett at tiltakskostnaden var lavest ved hydrogendrift, og således er det kostnadseffektive og det realistiske scenarioet samsvarende. I det realistiske scenarioet er de akkumulerte utslippsreduksjonene over en tiårsperiode beregnet til 470 386 tonn CO₂ i henhold til kolonne seks i Tabell 8.4. For dette scenarioet er den vektete gjennomsnittlige tiltakskostnaden per tonn CO₂ redusert på 4 718 kroner, noe som også er vist i Figur 8.5. Av denne figuren kan det videre utledes at i underkant av 55 prosent av de akkumulerte utslippskuttene over en tiårsperiode kan gjennomføres til en tiltakskostnad på 4 501 kroner (Stokkvågen - Lovund) og lavere.



Figur 8.5: Kostnadseffektivitet ved et realistisk scenario, målt i kroner per tonn CO₂. X-aksen indikerer andel i prosent av akkumulerte CO₂-utslippsreduksjoner, mens y-aksen indikerer tiltakskostnaden (kr/tCO₂) på det enkelte sambandet. Den svarte linjen markerer det vektete gjennomsnittet. H eller El i parentes indikerer om det er hydrogen eller elektrisitet som er beregnet til å ha lavest tiltakskostnad (Egenlaget fergeoversikt).

Samtidig kan det innvendes at situasjonen kan ha endret seg siden 2017 især hva gjelder den teknologiske utviklingen. Teknologisk utvikling innen batterikapasitet, og størrelse, kan

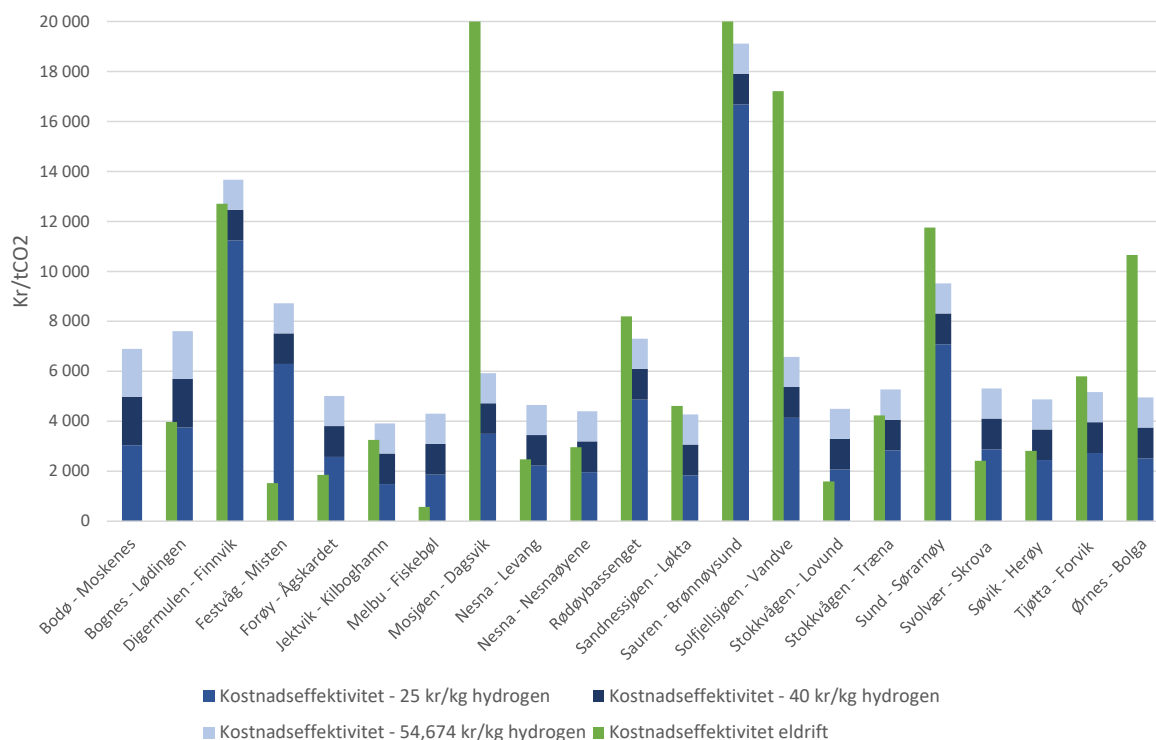
potensielt muliggjøre elektrifisering av enkelte av de sambandene som 2017-utredningen karakteriserer som lite egnet for elektrifisering. Like fullt er det, som tidligere nevnt, noe denne oppgavens forfattere ikke har forutsetninger for å avgjøre uten en betydelig mer detaljert gjennomgang av det enkelte samband, sammen med teknisk bistand. Dette vil være utenfor oppgavens rammer, og derfor er 2017-utredningen den beste tilnærmingen til hva som er et realistisk scenario.

9. Sensitivitetsanalyse

I denne delen av oppgaven vil det bli gjennomført sensitivitetsanalyser for både lavere hydrogenpris, lavere investeringskostnader for el- og hydrogenferger, samt økt CO₂-avgift. Sensitivitetsanalysene utføres for å ta høyde for noe av usikkerheten rundt datamaterialet og fremtidig prisutvikling. I tillegg gjøres det, for å illustrere hvilken virkning lavere investeringskostnader som følge av teknologiutvikling, kan ha på kostnadseffektiviteten til de ulike fergeløsningene på de enkelte sambandene. Innledningsvis vil resultatene fra en situasjon med lavere hydrogenpris presenteres, og deretter vil konsekvensene av lavere investeringskostnader diskuteres. Avslutningsvis vil konsekvensen av en økning i CO₂-avgiften vurderes.

9.1. Lavere hydrogenpris

I oppgavens analyse er en hydrogenpris på 54,674 kroner per kilo hydrogen lagt til grunn (Miljødirektoratet, 2020, s. 535). Dette prisestimatet er konservativt, og som følge av de store investeringene som gjøres i hydrogenprosjekter ligger ting til rette for at hydrogenprisen vil reduseres i årene fremover. Som følge av dette er det gjennomført en sensitivitetsanalyse som ser på tiltakskostnaden per tonn CO₂ redusert ved et scenario med en hydrogenpris på 25 kroner per kilo, og ett med en pris på 40 kroner per kilo. Dette er vist i Figur 9.1 hvor det også er en tilhørende grønn søyle som representerer kostnadseffektiviteten ved eldrift i dag til sammenligning. Hva viser så dette? Av denne analysen fremkommer det at en hydrogenpris på 40 kroner per kilo vil føre til at tiltakskostnaden for hydrogen vil bli lavere enn eldrift på sambandene: Digermulen - Finnvik, Jektvik – Kilboghamn og Stokkvågen – Træna. Om hydrogenprisen faller til 25 kroner per kilo vil dette også være tilfellet på sambandene: Nesna – Levang, Nesna – Nesnaøyene, Sjøvik – Herøy og Bognes - Lødingen. Merk at disse resultatene tar utgangspunkt i hva som er kostnadseffektive scenarioer, og ikke hva som er ett realistisk scenario jamfør diskusjonen i 8.4.5. Dette viser at en lavere hydrogenpris vil endre det foretrukne drivstoffet på flere samband av rent tiltakskostnadsmessige hensyn, og en kostnadsreduksjon på i underkant av 15 kroner per kilo hydrogen er tilstrekkelig for at dette skal skje på tre av sambandene. En lavere hydrogenpris vil altså kunne endre hvilken drivstoffløsning som har lavest tiltakskostnad på enkelte av sambandene i Nordland fylke.

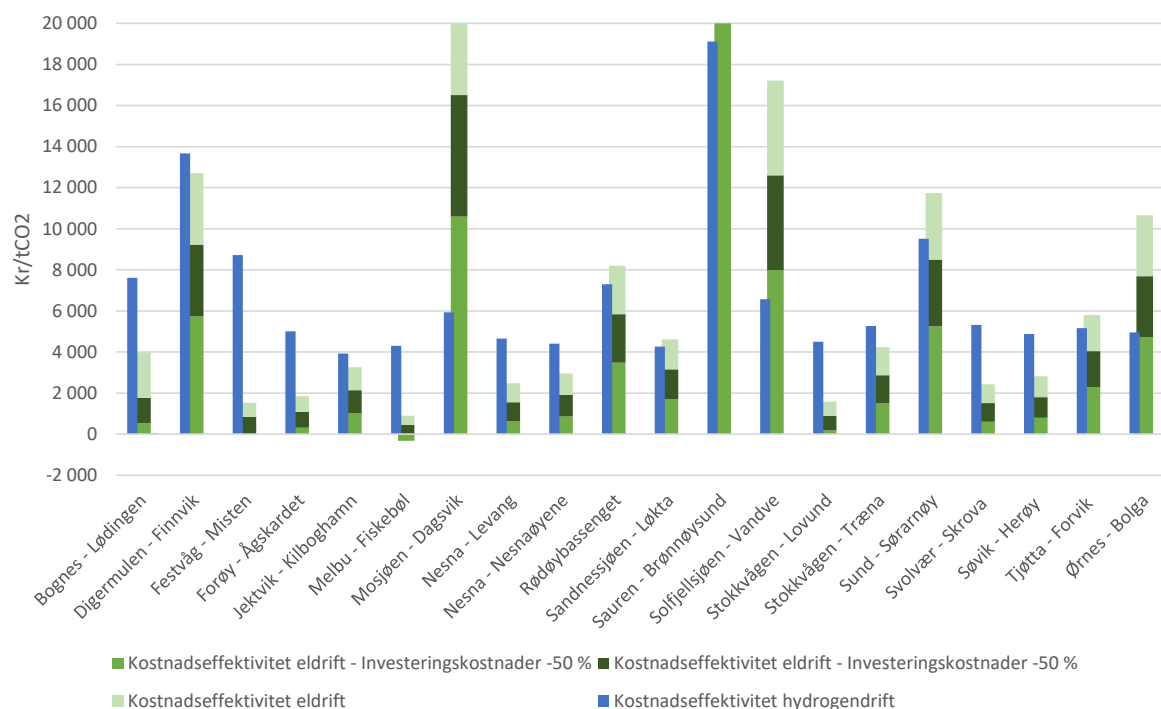


Figur 9.1: Tiltakskostnader per tonn CO₂ (på y-aksen) redusert for ulike hydrogenpriser sammenlignet med eldrift. Kostnadseffektivitet i ulike nyanser av blått for hydrogen, og i grønt for eldrift. Merk at y-aksen er kuttet ved 20 000 kr/tCO₂ (Egenlaget fergedatabase).

9.2. Reduserte investeringskostnader ved elektrifisering

Et annet forhold som vil kunne ha betydning for kostnadsbildet er reduserte investeringskostnader som resultat av teknologiutvikling. Ved en overgang til elektrisk drift er det mulig å dekomponere investeringskostnadene i fem hovedkategorier: Batteri på ferge, batteribank, oppgradering av strømnnett, kraftomformer og ladeplugg som vist i Figur 7.2. Som et ledd i sensitivitetsanalysen er det satt opp to scenarier som beregner tiltakskostnaden i kroner per tonn CO₂ redusert ved en nedgang i investeringskostnadene på henholdsvis 50 og 25 prosent, sammenlignet med det som ligger til grunn i oppgavens hovedanalyse. Disse scenarioene er satt opp i Figur 9.2 hvor kostnadseffektiviteten ved hydrogendrift med oppgavens antatte pris også er inkludert som sammenligningsgrunnlag. Av figuren fremkommer det at med en reduksjon i investeringskostnadene på 25 prosent vil Rødøybassenget, Sandnessjøen – Løkta, Sund – Sørarnøy og Tjøtta – Forvik være mer kostnadseffektive ved eldrift enn ved hydrogendrift. Og ved en reduksjon på 50 prosent vil også Ørnes – Bolga være mer kostnadseffektivt for eldrift sammenlignet med hydrogendrift.

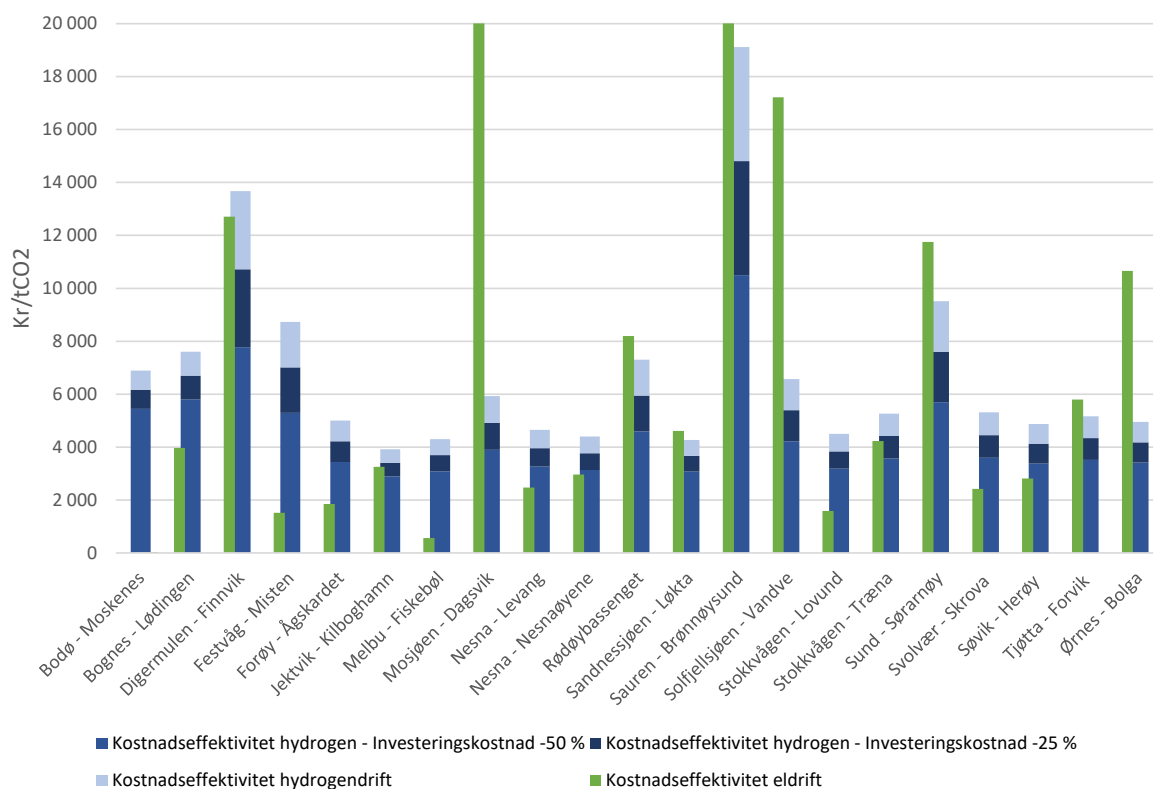
Dette viser at en reduksjon i investeringskostnader ved elektrifisering vil være av betydning for hvilke løsninger som velges.



Figur 9.2: Tiltakskostnader per tonn CO₂ (på y-aksen) redusert for ulike investeringskostnader ved elektrifisering. Kostnadseffektivitet i blått for hydrogen, og i ulike nyanser av grønt for eldrift. Merk at y-aksen er kuttet ved 20 000 kr/tCO₂ (Egenlaget fergedatabase)

9.3. Reduserte investeringskostnader ved hydrogenifisering

På samme måte som for elektrifisering er det gjennomført en sensitivitetsanalyse som iberegner en teknologit utvikling for hydrogen som fører til lavere investeringskostnader. Det er satt opp to scenarier i Figur 9.3 hvor kostnadene reduseres med henholdsvis 50 og 25 prosent. Dagens kostnadsbilde for både hydrogen og eldrift er også inkludert. På bakgrunn av dette kan det fastslås at tiltakskostnaden ved hydrogendrift vil være lavere enn eldrift på sambandet Digermulen – Finnvik ved en reduksjon i investeringskostnadene på 25 prosent. Om det derimot er slik at kostnadene reduseres med 50 prosent vil også Jektvik – Kilboghamn og Stokkvågen – Træna ha en lavere tiltakskostnad per tonn CO₂ redusert ved hydrogendrift enn ved elektrisk drift.

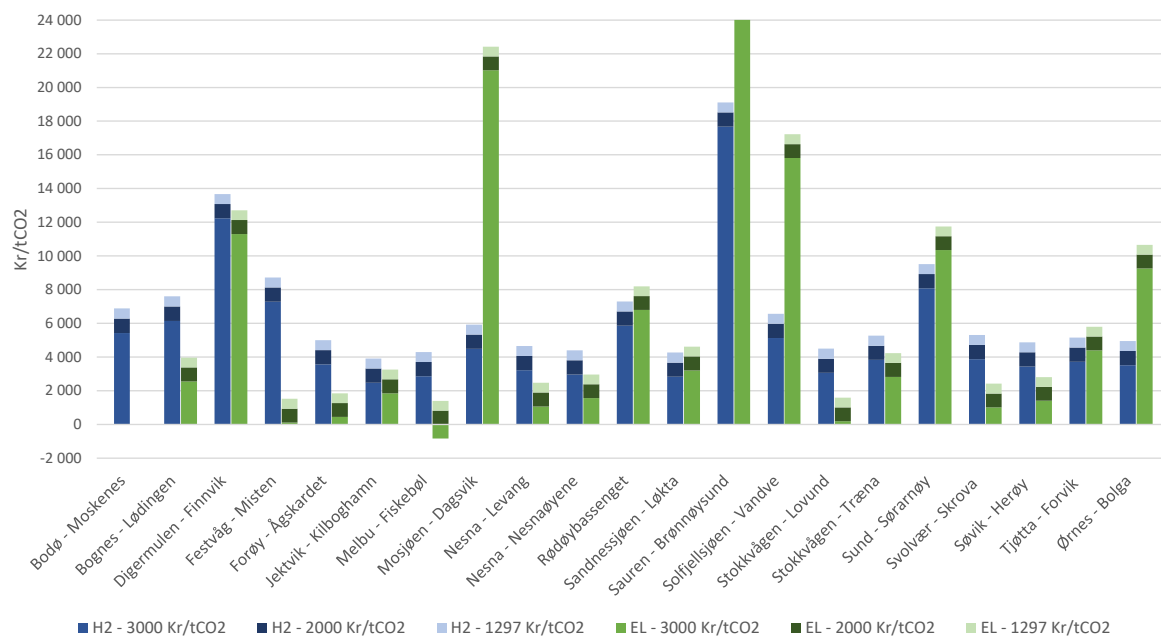


Figur 9.3: Tiltakskostnader per tonn CO₂ (på y-aksen) redusert for ulike investeringskostnader ved hydrogenifisering. Kostnadseffektivitet i ulike nyanser av blått for hydrogen, og i grønt for eldrift. Merk at y-aksen er kuttet ved 20 000 kr/tCO₂ (Egenlaget fergedatabase).

9.4. Økt CO₂-avgift

Oppgaven tar utgangspunkt i en CO₂-avgift pålydende 1 297 kroner per tonn CO₂. Dette er gjennomsnittsprisen mellom 2021 og 2030 gitt at CO₂-avgiften øker lineært frem mot den forespeilede prisen på 2 000 kroner per tonn CO₂ i 2030 (Meld. St. 13 (2020-2021), s. 125). Ettersom det ikke er vedtatt hvordan økningen i CO₂-avgiften mot 2 000 kroner per tonn CO₂ vil foregå er det noe usikkerhet rundt hva faktisk gjennomsnittspris vil være. I sensitivitetsanalysen er det sett på en situasjon der avgiften er økt til 2 000 kroner per tonn CO₂ gjennom hele analyseperioden, samt en CO₂-avgift på 3 000 kroner. 3 000 kroner er foreslått av Sosialistisk Venstreparti som CO₂-avgift i 2030 (Finansavisen, 2021). Sensitivitetsanalysen er illustrert i Figur 9.4, der kostnadseffektiviteten ved elektrifisering av fergesambandene i Nordland for ulike nivåer av CO₂-avgiften er å finne i de grønne søylene. Tilsvarende er kostnadseffektiviteten ved ulike nivåer på CO₂-avgiften illustrert i de blå søylene. Ulike nyanser av samme farge markerer tiltakskostnader ved ulik CO₂-avgift for samme drivstoffløsning. Merk at y-aksen er kuttet ved 24 000 kroner per tonn CO₂. Analysen

viser at økningene i CO₂-avgiften ikke påvirker hvilken driftsløsning som er mest kostnadseffektiv. Både hydrogenifisering og elektrifisering medfører betydelig lavere CO₂-utslipp, og en økt CO₂-avgift gjør begge alternativ mer kostnadseffektive på hvert samband. CO₂-reduksjonene er noe større ved elektrifisering enn ved hydrogenifisering, men både fornybar strømproduksjon og elektrolyse er unntatt CO₂-avgift (Aarnes et al., 2019, s. 20). De vurderte økningene i CO₂-avgiften endrer ikke hvilken drivstoffløsning som er foretrukket på noen samband, ettersom forskjellen i CO₂-reduksjonene ved hydrogenifisering og elektrifisering, ikke er tilstrekkelig til å endre utfallene.



Figur 9.4: Tiltakskostnader per tonn CO₂ (på y-aksen) redusert ved hydrogenifisering eller elektrifisering med CO₂-avgift på 1 297 kr, 2 000 kr og 3 000 kr. Kostnadseffektivitet i blå nyanser for hydrogen, og i grønne nyanser for eldrift. Merk at y-aksen er kuttet ved 24 000 kr/tCO₂ (Egenlaget fergedatabase).

I Figur 9.4 illustreres det at en økning i CO₂-avgiften har størst prosentvis virkning på sambandene med lavest tiltakskostnad. Siden avgiften ikke påvirker investeringskostnadene vil den, relativt sett, ha størst påvirkning på sambandene der drivstoffkostnader står for den største andelen av kostnadene. I kroner og øre er endringen i tiltakskostnaden avhengig av både dagens drivstoffløsning, hvorvidt en ser på hydrogenifisering eller elektrifisering, og hvor stor endring i CO₂-avgiften man vurderer. Blant sambandene skiller elektrifisering av sambandet Melbu – Fiskebøl seg ut. Ved en CO₂-avgift på 2 000 kroner per tonn er netto-merkostnaden cirka null kroner, mens en CO₂-avgift på 3 000 kroner per tonn medfører en netto-gevinst. På andre samband medfører en CO₂-avgift på 2 000 kroner per tonn, at to nye

samband får en tiltakskostnad på under 2 000 kroner ved elektrifisering³, og at fem samband får en tiltakskostnad på under 4 000 kroner ved hydrogenifisering⁴. Med en CO2-avgift på 3 000 kroner per tonn, vil ytterligere tre samband få en tiltakskostnad på under 2 000 kroner ved elektrifisering⁵, mens ytterligere seks samband får en tiltakskostnad under 4 000 kroner ved hydrogenifisering⁶.

³ Sambandene er: Nesna – Levang og Svolvær - Skrova

⁴ Sambandene er: Melbu – Fiskebøl, Nesna – Levang, Nesna – Nesnaøyene, Sandnessjøen – Løkta og Stokkvågen - Lovund

⁵ Sambandene er: Jektvik – Kilboghavn, Nesna – Nesnaøyene og Søvik – Herøy

⁶ Sambandene er: Forøy – Ågskardet, Stokkvågen – Træna, Svolvær – Skrova, Søvik – Herøy, Tjøtta – Forvik og Ørnes - Bolga

10. Diskusjon

Til nå er de konkrete kostnads- og utslippsmessige konsekvensene av hydrogenifisering og elektrifisering av fergesambandene i Nordland presentert. I denne delen ønsker vi å ta ett steg tilbake, og med det vurdere konsekvensene av tiltakene, i bred forstand utover rene betraktninger rundt tiltakskostnader og utslippsreduksjoner. Blant annet vil vesentlige aspekter i så henseende være i hvilken grad staten tilrettelegger for lav- og nullutslippsløsninger, og de positive og negative aspektene ved dette. Som et element i dette vil det også være interessant å se hvorvidt «lederrollen» Norge tar, med hensyn til lav- og nullutslippsløsninger for ferger, kan gjøre at norske bedrifter får et fortrinn konkurransemessig vis-a-vis bedrifter i utlandet. Spørsmålet vil da ikke nødvendigvis utelukkende dreie seg om løsninger for ferger, men også økosystemet rundt både hydrogen- og elteknologi. For å kunne diskutere denne problemstillingen vil Porterhypotesen bli benyttet som teoretisk tilnærming. Vi vil innledningsvis diskutere norske myndigheters miljøkrav og strategi for sjøfarten, for deretter å diskutere skipsbygging og hydrogenproduksjon. Så vil avveininger og hensyn som kan ligge bak miljøtiltak diskuteres, før diskusjonen blir oppsummert.

10.1. Statlige miljøkrav og strategier for sjøfarten

Som beskrevet i 3.2 og 4.2, er de styrende strategiene for den statlige tilnærmingen til utslippskutt i sjøfarten å finne i «Regjeringens handlingsplan for grønn skipsfart» og «Klimakur 2030». Som beskrevet tidligere er det en tydelig ambisjon fra myndighetshold å halvere utslippene fra norsk innenriks sjøfart og fiske innen 2030 sammenlignet med 2005-nivå (Meld. St. 10 (2020-2021), s. 101). Videre ønsker myndighetene å «[...] stimulere til null- og lavutslippsløsninger i alle fartøyskategorier» (Departementene, 2019a, s. 4). På tross av at den norske ambisjonen om å halvere utslippene innen 2030 innebærer å halvere utslippene 20 år tidligere enn IMO, gjelder IMOs målsetninger hele den internasjonale skipsfarten, snarere enn kun norsk innenriks sjøfart og fiske (Meld. St. 10 (2020-2021), s. 77). Et ledd i den norske utslippsreduksjonsstrategien er å stimulere til nye, og mer miljøvennlige løsninger for norske fergesamband gjennom å stille krav om lav- og nullutslippsløsninger i alle fergeanbud fra 2023. (Meld. St. 13 (2020-2021), s. 22). Med dette er det tydelig at det er en målsetning å halvere utslippene fra sjøfarten i Norge, men er dette den eneste målsetningen i strategidokumentene?

10.1.1. Grønn skipsfart som konkurransefortrinn

I «Handlingsplan for grønn skipsfart» opplyses det, som nevnt i 4.2, at myndighetene i tillegg til å redusere utslipp også søker å utnytte Norges ledende posisjon innen grønn skipsfart for å gjøre dette til et internasjonalt konkurransefortrinn. Og videre at dette kan gi vekstmuligheter internasjonalt ved å utvikle null- og lavutslippsløsninger for maritim transport for slik å kunne være en «[...] betydelig leverandør for den kommende omstillingen i den globale skipsfarten» (Departementene, 2019a, s. 9). For ferger skal dette skal blant annet gjøres gjennom anbudskrav, støtte til alternative drivstoff og elektrifisering. (Markussen & Larsen, 2021a). Argumentet baserer seg dermed på et ønske om å nyttiggjøre de strenge utslippskravene frem mot 2030, for å kunne skape et konkurransefortrinn for norsk næringsliv innen grønn skipsfart. Dette må medføre at Norge inntar rollen som en ledestjerne for denne typen teknologi, og på sett og vis har Norge allerede gjort det. Ved å være det første landet i verden med LNG-ferge, elferge og hydrogenferge er det tydelig at norske myndigheter har et ønske om å være i førersetet i denne utviklingen, og har bidratt sterkt for å få bygget de nevnte fartøyene. MF Glutra, den første LNG-fergen, ble som nevnt finansiert av Statens vegvesen i år 2000 for å teste mulighetene for gassdrevne ferger (Steen, 2018, s. 5) (WÄRTSILÄ, u.å.). Videre ble MF Ampere, som verdens første elferge, bygget som et resultat av at Statens vegvesen i anbudsutlysningen på sambandet ønsket å «[...] lokke frem innovasjon og en utviklingsferge» (Skipsrevyen, 2018). Hydrogenfergen MF Hydra ble til som et resultat av at Statens vegvesen, i sin anbudsutlysning, utpekte Hjelmelandsambandet som et prøveprosjekt for hydrogenteknologi (Markussen & Larsen, 2021b). Hensikten var å teste ut teknologi som siden vil kunne benyttes på mer utsatte samband som vil være avhengige av hydrogen for å nå målet om Statens vegvesens mål om nullutslipp for riksfergeflåten i Norge (Markussen & Larsen, 2021b). På bakgrunn av dette er det manifest at norske myndigheter har ønsket å lansere pilotprosjekter med de tre ovennevnte drivstoffteknologiene for å se om det er potensiale for økt bruk og oppskalering.

Som nevnt tidligere i 4.2 er det elementer av Porterhypotesen å spore i «Handlingsplan for grønn skipsfart», ved at det legges opp til at norsk maritim næring vil måtte innovere for å tilpasse seg de nye miljøreguleringene, og at dette på sikt vil kunne gi et konkurransefortrinn. Men i hvor stor grad inneholder eksemplene med LNG-, el- og hydrogendrevne ferger elementer fra Porterhypotesen? Som nevnt i 4.1 er de tre kravene hypotesen fremhever at må være til stede for at miljøpolitiske virkemidler skal være velutformede følgende: 1) At de er designet for å stimulere til endring, 2) Ikke favorisere den beste teknologien som er

tilgjengelig i dag og 3) Være basert på markedsmekanismer slik som skatter og subsidier for slik å stimulere til endring hos bedriftene (Brännlund & Lundgren, 2009, s. 82). Som er tilfelle for alle de tre fergene var anbudene, i regi av Statens vegvesen, spesifikt utformet for å teste henholdsvis LNG, samt hydrogen- og elbaserte løsninger på ferger. På bakgrunn av dette kan det anføres at de tre tilfredsstillende det første kriteriet, fordi anbudene er designet for å stimulere til endring gjennom nyttiggjøring av ny teknologi. Videre kan det også argumenteres for at det andre kriteriet også oppfylles i anbudsutformingene, da både MF Glutra, MF Hydra og MF Ampere er eksempler på at det ikke er den beste teknologien tilgjengelig i dag som favoriseres. Snarere er fergene eksempler på «pilotprosjekter» hvor ny teknologi testes ut for så å identifisere hvorvidt det er skaleringspotensiale til stede. Videre ble MF Glutra finansiert av Statens vegvesen (WÄRTSILÄ, u.å.), og både MF Ampere og MF Hydra har også dratt nytte av statlige støtte til både elektrifisering og hydrogenifisering (Markussen & Larsen, 2021a). Dette leder til at det tredje kriteriet også oppfylles, og i så måte later alle de tre fergene til å være eksempler på anbud som oppfyller de tre ovennevnte kriteriene. På samme tid kan det fremheves at Porterhypotesen understreker at miljøreguleringer skal vektlegge utfall, snarere enn en bestemt teknologi (Porter & van der Linde, 1995, s. 110-111). Dermed kan det argumenteres for at de ovennevnte kontraktene dermed ikke vektla utfallet, men snarere en spesifikk teknologi. På den andre siden kan det argumenteres for at de ovennevnte eksemplene kun var pilotprosjekter for å undersøke teknologien og skalerbarheten, og at anbudsutlysningene i etterkant har vært utfallsspesifikke med hensyn til ønsket CO₂-reduksjon, og teknologinøytrale med hensyn til hvordan det skal løses. Et eksempel som kan illustrere dette er anbudsutlysningen på sambandet Bognes – Lødingen: «Minimum 90% av det årlige totale energiforbruket til de to hovedfartøyene [...] skal komme fra nullutslippsløsning som drives med strøm, hydrogen, andre nullutslippsløsninger eller en kombinasjon av disse.» (Statens vegvesen, 2021b, s. 31)

10.1.2. LNG-, el- og hydrogenferge som pilotprosjekter

Når det så er etablert at disse pilotprosjektene har fått betydelig statlig tilrettelegging, vil et naturlig spørsmål videre være i hvor stor grad den aktuelle teknologien har fått fotfeste, og således kan ha bidratt til et norsk konkurransefortrinn? LNG-drevne skip er den av de tre ovennevnte teknologiene som har eksistert lengst, og det finnes i dag alt fra LNG-drevne ferger til oljetankere, cruiseskip og containerskip (Chryssakis & Pewe, 2021). Norge var først ute med LNG-ferger, og Norge er også i førersetet hva gjelder LNG-drevne skip på

verdensbasis med 66 skip i 2019 av totalt 164 i verden (Miljødirektoratet, 2020, s. 115) (Chryssakis & Pewe, 2021). Som vist i Figur 4.1 og beskrevet i 4.4 har det vært en ganske kraftig økning i antall LNG-skip i drift og i bestilling, og dette kan tyde på at teknologien i større grad har fått fotfeste. Samtidig utgjør LNG-drevne fartøy kun 0,16 prosent av verdens skip i 2020 (Chryssakis & Pewe, 2021), hvilket kan indikere at teknologien så langt ikke har vært en like vellykket teknologi som det som ble forespeilet i år 2000, og det viser hvilke utfordringer oppskalering av ny teknologi kan innebære (Steen, 2018, s. 5). Er det så slik at det kan forventes en lignende utfordring rundt oppskalering for batteridrevne skip?

Eldrevne ferger har hatt en bratt teknologisk utvikling siden MF Amperes lansering i 2014. Utviklingen har gått såpass raskt det antas at det vil være rundt 80 elferger i drift i Norge i 2022 og det kan være opp mot 200 elferger i drift i Norge i 2030 (Miljødirektoratet, 2020, s. 113). Således kan det argumenteres for at dette kan innebære et konkurransefortrinn for Norge. Dette viser tydelig at statlige støttetiltak, tilrettelegging og miljøpolitikk, har hatt en effekt på i hvilken grad denne typen teknologi har blitt innfasert på norske fergesamband. Samtidig er det som nevnt utfordringer rundt batterikapasitet, og dermed er det stilt spørsmålsteget ved i hvor stor grad slik teknologi kan nyttiggjøres på større skip. Dette er i stor grad upløyd mark, og det forventes stor teknologiutvikling på denne fronten i de kommende årene som ventes å ha betydning for hvorvidt også større skip kan benytte seg av denne teknologien. Et vesentlig aspekt som kan skille graden av skalerbarhet for henholdsvis LNG-teknologi, og batteriteknologi er at verden for tiden er inne i det «grønne skiftet» som kan karakteriseres om en makrotrend som griper inn i et vell av ulike samfunnsområder. Denne makrotrendens påvirkning på skipsfarten i Europa mer generelt er også tydelig gjennom «FuelEU Maritime Initiative» som ble presentert i 4.3, og som etter planen skal tre i kraft fra 2025 (BAHR, 2021) (Searle, 2021, s. 7). Makrotrenden medfører at det er overveiende sannsynlig at det er vesentlig større vilje hos statlige myndigheter til å tilrettelegge, og støtte, teknologi for nullutslippsløsninger i 2021 enn hva som var tilfelle i år 2000.

Både LNG- og elferger har vært i bruk over flere år, mens hydrogenferger er relativt ny teknologi. Dette medfører at det per i dag kan være vanskelig å spå i hvilken grad hydrogenteknologien vil tas i bruk om bord på skip i tiden fremover, og dermed også skaleringsmulighetene.

Som presentert i 4.1 postulerer hypotesen at det er seks ulike måter velutformede miljøkrav kan ha positive effekter. Av disse later det til at det spesielt er nummer tre og seks som er

gjeldende i dette tilfellet. At reguleringer minsker usikkerheten rundt hvorvidt det vil lønne seg å satse på miljøtiltak (Porter & van der Linde, 1995, s. 100), er noe som kommer tydelig frem både gjennom anbudsutformingene og støttetiltakene til de ulike teknologiene. Det levnes liten tvil om at det er et ønske å teste ut nye teknologiske løsninger, og hvis disse viser seg å ha skaleringspotensiale er myndighetene klare til å støtte opp om dette. Noe som dermed minsker usikkerheten som ellers kunne versert rundt hvorvidt det er lønnsomt å satse på teknologien om disse tiltakene ikke hadde vært til stede. Videre argumenterer Porterhypotesen for at reguleringer kan være nødvendige i tilfeller hvor de innovasjonsbaserte løsningene ikke fullt ut veier opp den økte kostnaden kravene innebærer (Porter & van der Linde, 1995, s. 100). Da er det vesentlig at statlige myndigheter tar på seg noe av kostnaden ved å subsidiere og tilrettelegge for den teknologiske utviklingen.

10.2. Skipsbygging

Med kravene om lav- og nullutslippsløsninger i alle fergeanbud fra 2023, vil fergeoperatørene måtte tilpasse seg og enten bygge nye ferger med nye drivstoffløsninger, eller bygge om de gamle fergene til de nye drivstofftypene. Dermed medfører kravene behov for en storstilt oppgradering av fergeflåten, og i 2020 var 60 nye elektriske ferger under bygging (Tomasgard, 2020). Norges lange skipsbyggingstradisjon, sammen med den store pågående fornyelsen av den norske fergeflåten, bør kunne legge til rette for lokal verftsindustri rundt om i Norge. På tross av dette bygges stadig færre ferger i Norge, selv om kompetansen og kapasiteten til å bygge lokalt er til stede (Norske Skipsverfts Organisasjon, 2021). Fremfor alt bygges i dag mange skip i Tyrkia og i Polen. Blant annet har de tyrkiske verftene Sefine Shipyard og Tersan Shipyard bygget henholdsvis fem ferger for Torghatten (Skipsrevyen, 2020) og syv ferger for Fjord1 (Skipsrevyen, 2021a) i løpet av de siste årene. Årsaken til at fergene blir bygget i utlandet er lavere byggekostnader som følge av lavere lønnsnivåer (Otterlei & Raunholm, 2015). Det kan dermed fremstå som at den norske skipsbyggingsindustrien kan gå glipp av noen av de potensielle positive ringvirkningene som følger av strengere miljøkrav for ferger.

Ved å ikke stille krav til at ferger skal bygges innenlands tvinges, på sett og vis, fergeselskapene til å søke å få bygget ferger på utenlandske skipsverft for å redusere kostnader. Pris er et viktig kriterium i anbudsprosessene, og byggekostnadene er lavere i land som Tyrkia og Polen enn i Norge. Verftsindustrien har selv problematisert denne utviklingen

(Gimse & Holm, 2021). Dersom myndighetene nedsetter krav som sikrer at norskbygde ferger har forrang i anbudsprosesser, kan kravet om lav- og nullutslippsferger ha positive sekundære virkninger på den norske verftsindustrien. I tillegg kan et slikt krav redusere usikkerheten rundt lønnsomheten av å satse på fergebyggingsprosjekter i Norge. Det fremstår sannsynlig at et redusert usikkerhetsnivå vil kunne påvirke investeringsvilje og fremtidig verdiskapning positivt. Således kan det argumenteres for at et slikt tilleggskrav til lav- og nullutslippskravene for fergene er i tråd med den tredje positive effekten i Porterhypotesen som ble diskutert i 4.1. Hypotesen sier blant annet at miljøkrav kan bidra til å redusere usikkerheten rundt lønnsomheten av å innføre miljøtiltak (Porter & van der Linde, 1995, s. 100).

Videre kan slike krav sikre økt fremtidig kompetanse på bygging av lav- og nullutslippsskip. Dersom teknologiutviklingen er slik at de samme lav- og nullutslippsløsningene som velges i dag blir aktuelle for andre maritime næringer og skipstyper på sikt, kan dette videre gi norske verft et konkurransefortrinn i fremtidig bygging av disse nye skipene. En potensiell utfordring ved å prioritere ferger bygget ved norske verft er den økte byggekostnaden. Per i dag finansieres de fleste fergesambandene i Nordland av fylkeskommunen. Dersom et krav som vil øke anbudsprisene blir nedsatt er det naturlig å se for seg at fylkeskommunen vil komme til å kreve økt støtte fra nasjonale myndigheter for å få råd til dette. Dette vil tilsvare kravet om økt støtte i kjølvannet av kravene om lav- og nullutslippsløsninger på fergene (KS, 2020).

Som følge av at ferger bygges i utlandet i stedet for Norge kan det fremstå som at man kan gå glipp av noen av de positive effektene som følger med de strenge miljøkravene for norske ferger. Dersom det legges til rette for at fergene bygges i Norge virker det sannsynlig at en kan sikre økt fremtidig verdiskapning og kompetansebygging, som kan bidra til å styrke norsk konkurransekraft i fremtidig skipsbygging.

10.3. Hydrogenproduksjon

I 2.4.2 ble det belyst at håndtering av hydrogen er dyrt og komplisert som følge av det store lagringsvolumet. Dette gjelder spesielt komprimert hydrogen, men også flytende hydrogen er voluminøst og medfører høye transportkostnader. Dermed er lokal hydrogenproduksjon å foretrekke (Jensen, 2020). Den høye transportkostnaden gjør at storskala hydrogeneksport fra Norge ikke fremstår særlig realistisk på kort sikt, selv om det er teknisk mulig. Eksport av naturgass til utenlandsk, potensielt blå hydrogenproduksjon er rimeligere, og Norge vil

således kunne spille en viktig rolle i den europeiske hydrogenstrategien også på kort sikt (Olje- og energidepartementet & Klima- og miljødepartementet, 2020, s. 48). På lengre sikt vil omfattende hydrogeneksport være mer realistisk dersom regionale forsyningslinjer etableres. Som følge av dette er det sannsynlig at hydrogenmarkedet «[...] vil starte nasjonalt før man utvikler mer regionale forsyningslinjer» (Winje et al., 2021, s. 23). For å kunne være posisjonert når slike forsyningslinjer etableres, er det viktig å posisjonere seg tidlig for en industriutvikling innen grønn hydrogenproduksjon. Norge, og Nordland har i utgangspunktet et potensielt fortrinn i dette da Nordland har «[...] et betydelig hjemmemarked for hydrogen innen maritim sektor og prosessindustrien.» (Winje et al., 2021, s. 23).

Ved å innføre krav til lav- og nullutslippsløsninger på alle landets fergesamband har myndighetene lagt til rette for at etterspørselen etter hydrogen i Nordland vil øke, hvilket legger til rette for økt produksjon. Som nevnt i 2.4.2, har to maritime hydrogenprosjekter i Mosjøen og Mo i Rana allerede fått innvilget prosjektstøtte fra Enova (Enova, 2021b). I tillegg har Shell og Nordkraft, i kjølvannet av vedtaket om hydrogenifisering på sambandet Bodø – Moskenes, inngått et samarbeid og ønsker å produsere og levere hydrogen til fergene på sambandet. De har signalisert at vedtaket potensielt kan skape et marked for produksjon av opp mot 15 000 tonn hydrogen innen år 2030 (Nordkraft, 2021).

Hydrogenifiseringen av Bodø – Moskenes, samt tilretteleggingen for flere hydrogenifiserte samband i Nordland gjennom vedtaket om lav- eller nullutslippsløsninger på alle fergesamband i Norge, fremstår å ha vært utløsende for visse hydrogenproduksjonsprosjekters igangsettelse. Videre legger dette til rette for økt verdiskapning i regionen i etterkant som følge av potensielle langsiktige hydrogeneksportmuligheter, og potensiell økt produksjon av produkter som bruker hydrogen som en innsatsfaktor i produksjonen. Dersom en setter reguleringene opp mot Porterhypotesens seks måter miljøkrav kan virke positivt på, fremstår fremfor alt punkt tre og seks å være relevante for hydrogenproduksjon. Som nevnt i 4.1, sier punkt tre at gode reguleringer kan bidra til å redusere usikkerheten rundt lønnsomheten av miljøtiltak, mens punkt seks sier at reguleringer kan være nødvendige når nye løsninger ikke veier opp for merkostnadene miljøkrav medfører (Porter & van der Linde, 1995, s. 100). Reguleringene og kravet om hydrogenifisering av Bodø – Moskenes sikrer en fast og forutsigbar grunnetterspørsel etter hydrogen i Nordland gjennom hele kontraktsperioden. Da reduseres risikoen forbundet med etablering av hydrogenproduksjonsanlegg og det tredje punktet fremstår således å være innfridd. Med blant annet Enova-støtte, kan en også argumentere for at punkt seks innfris da miljøkravet kan føre til storstilt hydrogenproduksjon,

som kan føre til at verdiskapningen i regionen på lang sikt kan komme til å veie opp for de økte kostnadene forbundet med miljøreguleringene.

Det fremstår altså som at det strenge miljøkravet med påbud om lav- og nullutslippsløsninger kan bidra til å legge grunnlaget for en betydelig hydrogenproduksjonsindustri i Nordland. Dette kan skje ved at hydrogenifiseringen av Bodø – Moskenes sikrer en betydelig og sikker hydrogenetterspørsel, som er tilstrekkelig til at flere prosjekter kan starte opp. På denne måten bidrar miljøkravet både til å redusere usikkerheten rundt den fremtidige etterspørselen, og kan potensielt bidra til at den økte verdiskapningen i regionen kan veie opp for merkostnadene knyttet til hydrogenifisering.

10.4. Avveiiinger rundt tiltakskostnader og utslippsreduksjonsmål

Denne oppgaven har vurdert elektrifisering og hydrogenifisering av fergesambandene i Nordland fylke, ved å se på tiltakskostnadene målt i kroner per tonn CO₂ redusert. Resultatene presentert i 8.2 viser tydelig at det er et vesentlig potensiale for reduksjon i CO₂-utslipp ved overgang til ferger som drives på elektrisitet eller hydrogen. Samtidig er det, som anskueliggjort i 8.4.4 og 8.4.5, et betydelig spenn i tiltakskostnad mellom de ulike sambandene. I Tabell 8.4 ligger som nevnt den vektete gjennomsnittlige tiltakskostnaden på 4 119 kroner i det kostnadseffektive scenarioet, og på 4 718 kroner i det realistiske scenarioet. Den store spredningen i tiltakskostnad, kombinert med en gjennomsnittlig tiltakskostnad på over 4 000 kroner per tonn CO₂ redusert, viser at det er vesentlige kostnader forbundet med overgang til nullutslippsløsninger på de aktuelle fergesambandene i Nordland. Som nevnt tidligere er det fra myndighetshold besluttet å påkrevne lav- og nullutslippsløsninger i alle fergeanbud fra 2023 (Meld. St. 13 (2020-2021), s. 22), med et tilhørende ønske om å halvere utslippene fra norsk sjøfart og fiske innen 2030 (Meld. St. 10 (2020-2021), s. 78). Det er med dette manifest at det er et uttrykt ønske om å kutte utslippene i norsk sjøfart og fiske. Men finnes det noen garanti for at å innføre nullutslippsferger på samtlige samband i Nordland nødvendigvis er det mest kostnadseffektive fra et tiltakskostnadmessig ståsted? Et spørsmål som da dukker opp er hvorvidt kostnaden ved utslippsreduksjoner fra fergedrift i Nordland heller bør tas andre steder i Norge, eller i andre sektorer? Eller kanskje noen av sambandene i Nordland har en tilstrekkelig lav tiltakskostnad til å rettferdiggjøre lav- og

nullutslippsløsninger, mens andre i dag ikke har det? Finnes det med andre ord eksempler på sektorer eller steder hvor tiltakskostnaden vil være lavere?

Et eksempel på dette er vist i en analyse av kostnader ved CCS i Norge fra 2019 (Kvinge et al., 2019). Den gjennomgår tiltakskostnader ved investeringer i karbonfangst, transport og lagring ved 46 norske industrianlegg, og kommer frem til at den samfunnsøkonomiske tiltakskostnaden for «n-te» anlegg estimeres til mellom 350 og 950 kroner per tonn ikke-diskonterte utslipp (Kvinge et al., 2019, s. 9). Eksemplene fra denne rapporten er tatt med for å illustrere at utslippskutt per se ikke er det eneste saliggjørende, men at også tiltakskostnader er vesentlige. Det må også gjennomføres avveininger knyttet til tiltakskostnaden ved ulike utslippsreducerende tiltak, når disse skal gjennomføres, for å sikre en mest mulig effektiv bruk av samfunnets ressurser.

Som henvist til i 3.2 er det en norsk målsetning å redusere utslippene av klimagasser med minst 50 til 55 prosent innen 2030 sammenlignet med 1990-nivå. Videre er målsetningen å redusere utslippene med 90 til 95 prosent i 2050 sammenlignet med 1990-nivå. (Klima- og miljødepartementet, 2021). 2030-målsetningen tjener dermed som det målet som i tid er mest nærliggende å forholde seg til. Samtidig som 2030-målet innebærer vesentlige utslippskutt, er det å kutte utslippene med 50 prosent vesentlige mindre omfattende enn å kutte utslippene med eksempelvis 95 prosent. Således vil det være enklere å finne de kuttene som tilsvarer 50 prosent reduksjon i CO₂-utslipp i dag, og som også har lavest tiltakskostnad, enn tilfellet er om kuttene skal tilsvare en 95 prosent reduksjon i utslippene i dag. I det sistnevnte tilfellet vil det være nødvendig å også gjennomføre kutt hvor tiltakskostnadene vil være betydelig høyere enn om det skal kuttes 50 prosent, da man i det sistnevnte tilfellet vil ha større valgfrihet når det gjelder hvilke tiltak det skal plukkes fra «tiltaksmenyen». I tilfellet med 95 prosent kutt vil det meste på «tiltaksmenyen» måtte velges tross en høy prislapp i dag. Med andre ord vil det, for å gjennomføre kuttene i takt med 2030-målsetningen, være maktpåliggende å ta ut de 50 prosent av kuttene som også har den laveste tiltakskostnaden dersom en utelukkende legger økonomiske hensyn til grunn. Dette er ikke noe som kun gjelder ferger, eller sjøfarten mer generelt, men noe som er gjeldende for alle CO₂-reducerende tiltak som planlegges gjennomført i Norge.

Klimakur 2030 beregnet, som nevnt i 3.2, at utslippsreduksjonspotensialet for ferger er på 1,36 millioner tonn CO₂-ekvivalenter i perioden 2021-2030, og med en gjennomsnittlig tiltakskostnad på mindre enn 500 kr for plug-in hybrid og mer enn 1 500 kroner for hydrogen (Miljødirektoratet, 2020, s. 17). Samtidig understreker rapporten at tiltakskostnaden mellom

de ulike sambandene vil variere betraktelig, da noen vil være samfunnsøkonomisk lønnsomme, mens andre ikke vil være det (Miljødirektoratet, 2020, s. 97). Om en så ser dette opp mot de beregnede vektete gjennomsnittlige tiltakskostnadene for fergesambandene i Nordland, vist i Tabell 8.4, er det tydelig at disse tiltakskostnadene, i alle fall for elferger, er langt over det som er forespeilet i Klimakur 2030.

Dermed kan det argumenteres for at mange av fergesambandene i Nordland ikke er de mest hensiktsmessige å elektrifisere, eller hydrogenifisere, som følge av den høye tiltakskostnaden. Implikasjonen av dette er at tiltakene heller bør gjennomføres på andre fergesamband i Norge hvor tiltakskostnaden er lavere, i tiden frem mot 2030. I løpet av 2021 antas det, som nevnt i 1.1, at om lag 30 prosent av de 130 fergesambandene i landet vil være elektrifisert (Meld. St. 13 (2020-2021), s. 57). Dette viser at det finnes andre fergesamband, utenom Nordland, som vil bli hydrogenifisert, eller elektrifisert i årene fremover til en potensielt lavere tiltakskostnad. På sikt kan teknologiutviklingen føre til reduserte tiltakskostnader i fremtiden, og potensielt gjøre enkelte i dag ulønnsomme tiltak i Nordland, lønnsomme, hvilket vil adresseres i et senere avsnitt. Dermed kan det være formålstjenlig å utsette overgangen til nye løsninger på samband i Nordland med høy tiltakskostnad, frem til teknologiutviklingen har bidratt til lavere tiltakskostnad. I stedet kan myndighetene heller prioritere tiltak i dag, på samband med lavere tiltakskostnad, andre steder i landet. Det er som nevnt tidligere besluttet å halvere utslippene fra norsk sjøfart- og fiske innen 2030, og anbudskrav om lav- og nullutslippsløsninger i fergedrift fra 2023. Basert på de beregnede tiltakskostnadene på fergesambandene i Nordland, er det ikke gitt at samtlige samband bør inkluderes i tiltaksstrategien for å kutte 50 prosent av utslippene innen 2030, dersom det skal gjøres på den mest økonomisk mest hensiktsmessige måten. Men dette vil medføre at myndighetene må gå tilbake på vedtaket om lav- og nullutslippsløsninger i alle fergeanbud fra 2023. Med bakgrunn i anbudskravet fremstår dog hele utslippsreduksjonspotensialet i fergedriften å skulle tas ut innen 2030, og dermed må det gjennomføres tiltak på samtlige samband i Nordland, som en del av målet om halvering av utslippene innen innenriks sjøfart og fiske.

På bakgrunn av dette er det tydelig at hvorvidt fergesambandene i Nordland skal elektrifiseres og hydrogenifiseres også vil være et verdimeslig spørsmål. Det vil være et verdimeslig spørsmål da verdien av utslippskutt på fergesambandene må vektas mot både alternativ bruk av samfunnets midler til andre formål enn utslippskutt, men også verdien av utslippskutt andre steder. Det er også et verdimeslig spørsmål om utslippskutt uansett er et gode eller om det gitt en tilstrekkelig høy tiltakskostnad, ikke er det. Om det er slik at fylkeskommunen

eksempelvis mottar en gitt bevilgning fra statlige myndigheter for å gjennomføre utslippskutt bør fylkeskommunen, dersom en ser bort fra mulige synergieffekter, kanalisere disse midlene mot utslippstiltak som har lavest mulig tiltakskostnad. Samtidig er det, med ferge drift som et eksempel, et mål fra statlig hold å redusere utslippene fra norsk innenriks sjøfart og fiske (Meld. St. 10 (2020-2021), s. 78), og det skal fra 2023 stilles krav om lav- og nullutslippsløsninger i alle fergeanbud (Meld. St. 10 (2020-2021), s. 78). Dette kan dermed tjene som et eksempel på et scenario hvor Nordland fylkeskommune kan oppleve å ha to motstridende mål. 1) Å bruke fylkets midler på en mest mulig effektiv måte ved å kutte utslipp rimeligst mulig. 2) Samtidig, som de fra statlig hold, pålegges mål om å kutte utslipp i ferge driften uten at myndighetene nødvendigvis tar hensyn til de høye tiltakskostnadene ved å gjøre dette i Nordland isolert sett. Dette illustrerer at det er en rekke ulike hensyn som vektas når slike tiltak skal gjennomføres, utover det rent økonomiske. Dersom en dog kun hensyntar tiltakskostnader, kan det være at disse utslippskuttene bør gjennomføres på andre fergesamband i landet først, jamfør de gjennomsnittlig beregnede tiltakskostnadene for utslippskutt på ferger i Klimakur 2030 (Miljødirektoratet, 2020, s. 17).

Samtidig er det også andre hensyn som kan gjøre seg gjeldende i en slik diskusjon utover betraktninger utelukkende fundert i tiltakskostnader. For eksempel kan slike hensyn være: hensyn til industriutvikling, teknologiutvikling, sysselsetting, bosetningsmønster eller et ønske om å etablere et konkurransefortrinn for norske bedrifter og lignende. Slike hensyn kan være utslagsgivende når det gjøres avveieringer rundt hvilke løsninger som velges for å kutte i CO₂-utslipp. Også statlige mål, slik som at det eksempelvis blir besluttet at utslippene i en gitt sektor skal reduseres med en gitt mengde innen en gitt tid, kan være av betydning og kan tidvis i større grad late til å være drevet av prestisje og «politisk spill» enn samfunnsøkonomiske betraktninger. Eksempler på dette kan være svært kostbare «prestisjeprojekter» som ikke viser seg å være hensiktsmessig ressursbruk.

På samme tid, som vist i kapittel 9, vil fremtidig teknologiutvikling både ha betydning for tiltakskostnadene ved de ulike alternativene som presenteres i oppgaven, og samtidig kunne utvide «menyen» av utslippsreducerende tiltak i tiden fremover. Dermed vil det være utfordrende å spå både tiltakskostnaden for ulike utslippsreducerende tiltak, men også hva «menyen» av slike tiltak i tiden etter 2030, og frem mot 2050, vil være. Basert på tidligere erfaring vil dette både kunne føre til en større meny, men også at en del eksisterende tiltak vil få en redusert tiltakskostnad. Dette vil i tur kunne lede til at 90-95 prosent utslippskutt innen 2050, sammenlignet med 1990-nivå, vil kunne få en vesentlig lavere tiltakskostnad i tiden

frem mot 2050 nettopp som følge av teknologiutvikling og økt teknologisk modenhet for ulike drivstoff- og teknologiske løsninger. Dette kan føre til at overgangen til lav- og nullutslippsteknologi på en del av fergesambandene i Nordland muligens ikke vil være hensiktsmessig i dag, men at det vil lønne seg med en slik overgang på et senere tidspunkt når teknologien har modnet og ført til lavere tiltakskostnader. Det kan dermed være hensiktsmessig å gjennomføre andre, mer kostnadseffektive tiltak frem til den teknologiske utviklingen har redusert tiltakskostnadene ved elektrifisering og hydrogenifisering tilstrekkelig. Samtidig må det understrekes at teknologisk utvikling er forbundet med stor usikkerhet, og det er dermed vanskelig å lage estimater på effekten av denne utviklingen fremover for ferger.

10.5. Oppsummerende betraktninger

For å oppsummere var Norge først ute med henholdsvis LNG-, el- og hydrogendrevne ferger. De første anbudsutlysningene for de ulike teknologiene var spesifikke i kraft av at de skulle stimulere til utprøving av de ulike teknologiene gjennom pilotprosjekter. På bakgrunn av dette, kan det anføres at de oppfylte Porterhypotesens tre kriterier for velutformede miljøreguleringer, men at de samtidig var i strid med konseptet om teknologinøytralitet. Men, som det har vært argumentert for ovenfor, var de tre pilotprosjektene kun utformet for å teste ut teknologien og undersøke skalerbarheten, og at de påfølgende anbudsutlysningene har vært utfallsspesifikke og teknologinøytrale som vist i eksempelet Bognes – Lødingen. Videre er det slik at av Porterhypotesens seks ulike måter miljøreguleringer kan ha positive effekter, er det især nummer tre og seks som er mest gjeldende i dette tilfellet. Deretter ble to konkrete eksempler på tilfeller der de strengere miljøkravene kan ha betydelige synergieffekter, skipsbygging og hydrogenproduksjon diskutert. Det ble blant annet argumentert for at strengere miljøkrav kan skape en mer forutsigbar, og økt, fremtidig etterspørsel etter hydrogen. I tur kan dette tilrettelegge for økt satsing på ulike hydrogenprosjekter i både Nordland, og Norge, som vil ha positive effekter på både verdiskapning og konkurransekraft vis-a-vis utlandet. Tilsvarende ble det beskrevet hvordan tilrettelegging for at ferger skal bygges i Norge, kan gi norsk verftsindustri viktig forutsigbarhet og mulighet for kompetansebygging, hvilket kan bidra til økt konkurransekraft. Det er viktig å påpeke at dersom miljøkravene og reguleringene skal bidra til økt konkurransekraft må de være velutformede, i henhold til Porterhypotesens kriterier. Avslutningsvis er det stilt spørsmål ved om det å elektrifisere eller hydrogenifisere alle samband i Nordland er den beste

ressursbruken, eller om det kan være mer hensiktsmessig å kun elektrifisere eller hydrogenifisere visse fergesamband, på kort sikt. Det er også argumentert for at myndighetene kan ha en rekke mål og hensyn de ønsker å oppnå eller ivareta med miljøkrav, utover rene kostnadseffektive mål og hensyn. Dette kan bidra til å forklare valget om å innføre lav- eller nullutslippskrav i alle fergeanbud i Nordland og Norge som helhet.

11. Konklusjon

Denne oppgaven har søkt å vurdere fordeler og ulemper knyttet til elektrifisering og hydrogenifisering av fergesambandene i Nordland, i kjølvannet av myndighetskravet om lav- og nullutslippsløsninger i alle fergeanbud i Norge fra 2023. Dette er et ledd i norske myndigheters utslippsreduksjonsmål frem mot 2030. I oppgaven er både de direkte kostnads- og utslippsmessige konsekvensene, og de noe mer subtile sekundære virkningene av anbudskravet, vurdert og diskutert. Selv om både elektrifisering og hydrogenifisering av fergesambandene er beregnet å medføre netto-merkostnader på alle vurderte samband, er det stor forskjell mellom drivstofftypenes karakteristikk. Forbruk av begge energibærere medfører nullutslipp, mens produksjonen av begge innebærer lave utslipp. Hydrogenproduksjon ved elektrolyse er dog betydelig mer energikrevende enn ren strømproduksjon. Energiforende hydrogenproduksjon, samt brenselcellers lavere virkningsgrad, forårsaker høyere CO₂-utslipp ved hydrogenifisering enn ved elektrifisering. Dette på tross av at hydrogen antas produsert ved elektrolyse med strøm fra strømmettet, og dermed har samme energimiks og utslippsfaktor som elektrisitet. De to driftsalternativene skiller seg også fra hverandre ved at drivstoff er den største kostnadsdriveren ved hydrogenifisering, mens investeringskostnader er den største kostnadsdriveren ved elektrifisering. Teknologienes ulike egenskaper, kombinert med variasjonen i fergesambandenes karakteristikk, gjør at en ikke kan slå fast at én drivstofftype er best egnet på alle samband. Dette vil både avhenge av pris og det tekniske mulighetsrommet, ettersom batteriløsninger per dags dato ikke er praktisk mulig på det lengste sambandet, Bodø – Moskenes.

Oppgaven inneholder flere interessante funn. Det er blant annet funnet å være en netto-merkostnad forbundet med både elektrifisering og hydrogenifisering av samtlige vurderte samband. Den store variasjonen i sambandskarakteristikk påvirker også kostnadsbildet, og det er store forskjeller mellom sambandenes tiltakskostnad. Dersom en ser på totalkostnaden, isolert sett, fremstår eksempelvis sambandet Sauren – Brønnøysund rimelig å elektrifisere eller hydrogenifisere. Kostnadseffektiviteten av tiltaket er dog svært lav som følge av den lave CO₂-reduksjonen tiltaket oppnår. Samlet er det beregnet at gjennomsnittlig vektet tiltakskostnad per tonn redusert CO₂ er på 4 718 kr, i det som anses for å være et realistisk scenario, og en tiltakskostnad på 4 119 kroner per tonn CO₂ redusert i et kostnadseffektivt scenario. De tilhørende akkumulerte utslippsreduksjonene over en tiårsperiode er beregnet til

å være henholdsvis cirka 470 000 tonn CO₂ i det realistiske, og om lag 473 000 tonn CO₂ i det kostnadseffektive scenarioet. Ellers har vi sett at endrede forutsetninger slik som økt CO₂-avgift, samt redusert hydrogenpris og investeringskostnader, har en moderat virkning på kostnadsbildet. På visse samband kan endrede forutsetninger påvirke hvilken drivstoffteknologi som er mest kostnadseffektiv.

Oppgaven søkte å besvare problemstillingen: *Hva er kostnads- og utslippskonsekvensene av elektrifisering og hydrogenifisering av fergesambandene i Nordland, og kan strengere miljøkrav for ferger medføre positive ringvirkninger for Nordland og Norge?* Overgangen til lav- og nullutslippsløsninger, som følge av anbudskravet fra 2023, vil medføre merkostnader på alle sambandene i fylket. Fremfor alt vil sambandene med lavt energiforbruk ha høy tiltakskostnad, og det virker derfor fornuftig å prioritere tiltak på sambandene med lav, relativ tiltakskostnad innledningsvis. Og dermed vente med tiltak, på samband med høy, relativ tiltakskostnad, til teknologiutviklingen kan ha bidratt til reduserte tiltakskostnader i fremtiden. Tiltakene medfører betydelige reduksjoner i CO₂-utslipp, og kan føre med seg betydelige, positive ringvirkninger. Ringvirkningene vil fremfor alt kunne bli synlige dersom en, ved hydrogenifisering, sikrer lokal hydrogenproduksjon, samt sørger for at flere el- og hydrogenferger bygges i Norge for å sikre lokal verdiskaping og kompetanseheving. Å innta førerretten i det maritime, grønne skiftet kan også bidra til å sikre Norge et viktig konkurransefortrinn innen grønn teknologi og næringsutvikling. Videre kan beslutningen om en overgang til el- og hydrogenferger på samtlige fergesamband i Nordland, vise at det gjøres avveininger utover rene tiltakskostnadsbetraktninger. Selv fergesamband som er lite kostnadseffektive å elektrifisere eller hydrogenifisere per se, kan vise seg fornuftige å innføre slike tiltak på, når forespeilede ringvirkninger, statlige mål for utslippskutt, eller andre hensyn iberegnes. Med andre ord kan det være slik at tiltakskostnader og utslippskutt vektes opp mot andre hensyn som teknologiutvikling, sysselsetting og etablering av konkurransefortrinn for norske bedrifter. Det kan også tenkes at prestisjeprojekter, og «politisk spill» kan forklare innføringen av mulige miljøtiltak, selv om tiltaket er lite kostnadseffektivt, og ikke bidrar betydelig til å skape positive ringvirkninger. Innføring av lav- og nullutslippsløsninger på ferger, er altså en kompleks affære som fordrer at mange ulike hensyn må vektes mot hverandre, for at de mest hensiktsmessige beslutningene skal tas. Elektrifisering og hydrogenifisering av fergesambandene i Nordland, i henhold til anbudskravene fra 2023, vil medføre betydelige kostnader og utslippsreduksjoner, men vil også kunne innebære betydelige positive ringvirkninger, gitt anbudskrav utformet i henhold til Porterhypotesen.

Referanser

- Aarnes, J., Haugom, G. P., & Norheim, B. (2019). *SYNTESERAPPORT OM PRODUKSJON OG BRUK AV HYDROGEN I NORGE - PRODUKSJON OG BRUK AV HYDROGEN I NORGE* (2019-0039, Rev. 1). DNV GL.
<https://www.regjeringen.no/contentassets/0762c0682ad04e6abd66a9555e7468df/hydrogen-i-norge---synteserapport.pdf>
- Adolf, J., Balzer, C., Louis, J., Schabla, U., Fishedick, M., Arnold, K., Pastowski, A., Schüwer, D. (2017). Shell Hydrogen Study Energy of the Future? Sustainable Mobility through Fuel Cells and H₂.
https://www.researchgate.net/publication/321332623_Shell_Hydrogen_Study_Energy_of_the_Future_Sustainable_Mobility_through_Fuel_Cells_and_H2
- BAHR. (2021, 15. juli). Shipping | The European Green Deal – “Fit for 55 Package”:
Maritime Sector — Bahr. <https://bahr.no/newsletter/shipping-the-european-green-deal-fit-for-55-package-maritime-sector>
- Benjaminsen, C. (2019, 11. juli). *Dette må du vite om hydrogen*. SINTEF.
<https://www.sintef.no/siste-nytt/2019/dette-ma-du-vite-om-hydrogen/>
- Brännlund, R., & Lundgren, T. (2009). Environmental Policy Without Costs? A Review of the Porter Hypothesis. *International Review of Environmental and Resource Economics*, 3, 75–117. <https://doi.org/10.1561/101.00000020>
- Brekke, G. M. (2018). *Fornybar energiforsyning til Svalbard-Longyearbyen*. Statkraft.
https://www.statkraft.com/globalassets/explained/svalbard_rapport_0911_final.pdf
- Byskov Lindberg, K., & H. Magnussen, I. (2010). *Tiltak og virkemidler for redusert utslipp av klimagasser fra norske bygninger-et innspill til Klimakur 2020*. (Rapport nr 4/2010). NVE. http://publikasjoner.nve.no/rapport/2010/rapport2010_04.pdf
- Chryssakis, C., & Pewe, H. (2021). *LNG as ship fuel Where are we and what comes next?* [Webinar]. LNG as Ship fuel Where we are and what comes next.
<https://www.dnv.com/maritime/webinars-and-videos/on-demand-webinars/LNG-as-ship-fuel-status-and-outlook.html>

- Departementene. (2019a). *Regjeringens handlingsplan for grønn skipsfart*. Departementene. <https://www.regjeringen.no/contentassets/2ccd2f4e14d44bc88c93ac4effe78b2f/handlingsplan-for-gronn-skipsfart.pdf>
- Departementene. (2019b). *Plan for fossilfri kollektivtrafikk i 2025*. Departementene. <https://www.regjeringen.no/contentassets/383ec46d92b54c02af488558e2dbe0c1/handlingsplan-for-fossilfri-kollektivtransport.pdf>
- DNV. (2021). *ENERGY TRANSITION OUTLOOK 2021 A global and regional forecast to 2050*. DNV. <https://eto.dnv.com/2021/about-energy-transition-outlook>
- Eide, M. S., Martinsen, K., & Mjelde, A. (2015). *Elektrifisering av bilferger i Norge - kartlegging av investeringsbehov i strømmettet (2015-0500, Rev. 0)*. DNV GL. <https://www.energinorge.no/contentassets/0ae3a2b651ae4e83a0487ad493c3270c/elektrifisering-av-bilferger-i-norge.pdf>
- Energigass Norge. (2015). *Norskekysten LNG - Utvikling av infrastruktur for LNG som drivstoff i Norge*. Energigass Norge. <https://docplayer.me/16709434-Norskekysten-lng-utvikling-av-infrastruktur-for-lng-som-drivstoff-i-norge.html>
- Enova. (2020). *Ombygging av MF Hidle til hydrogendrift*. Enova. <https://www.enova.no/om-enova/om-organisasjonen/teknologiportefoljen/ombygging-av-mf-hidle-til-hydrogendrift/>
- Enova. (2021a, 25. juni). *Enova avvikler støtten til infrastruktur for offentlige transporttjenester*. Enova. <https://presse.enova.no/pressreleases/enova-avvikler-stoetten-til-infrastruktur-for-offentlige-transporttjenester-3112353>
- ENOVA. (2021b, 27. september). *Enovastøtte til 15 hydrogenprosjekt i maritim transport*. Enova. <https://presse.enova.no/pressreleases/enovastoette-til-15-hydrogenprosjekt-i-maritim-transport-3130758>
- European Commission. (2021). *Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on the use of renewable and low-carbon fuels in maritime transport and amending Directive 2009/16/EC*. European Commission. https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:078fb779-e577-11eb-a1a5-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_1&format=PDF

- European Maritime Safety Agency. (2021). *European Maritime Transport Environmental Report 2021*. European Maritime Safety Agency. <https://doi.org/10.2800/3525>
- Fernando, J. (2021, 29. august). *Net Present Value (NPV)*. Investopedia. <https://www.investopedia.com/terms/n/npv.asp>
- Finansavisen. (2021, 11. november). SV vil øke CO2-avgiften til 3.000 kroner. *Finansavisen*. <https://finansavisen.no/nyheter/politikk/2021/11/11/7771017/sv-vil-oke-co2-avgiften-til-3.000-kroner>
- Finansdepartementet
(2021). *Prinsipper og krav ved utarbeidelse av samfunnsøkonomiske analyser*. (Nr. 21/2720-8) [Rundskriv]. Departementene. https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/fin/vedlegg/okstyring/rundskriv/faste/r_109_2021.pdf
- Gardarsdottir, S., & Sundseth, K. (2021, 22. april). *Hvordan vi kan bygge en hydrogenframtid i Norge*. SINTEF. <https://blogg.sintef.no/sintefenergy-nb/hvordan-vi-kan-bygge-en-hydrogenframtid-i-norge/>
- Gimse, L. M., & Holm, M. L. (2021, 25. januar). Roper varsku: Næringen kan forvitte. *Børsen - Dagbladet*. <https://borsen.dagbladet.no/nyheter/roper-varsku-naeringen-kan-forvitte/73318188>
- Grøvdal, A. (u.å.). *Bærekraftig energifremtid*. Fjord1. <https://docplayer.me/12229867-Miljoutfordringer-bakteppe-verdens-forste-gassdrevne-ferje-et-lite-historisk-tilbakeblikk-m-f-glutra-gassferjer.html>
- Hammer, L., Røyset Salen, S., Mjelde, A., & Endresen, Ø. (2020). *Merkostnader som følge av lav-og nullutslippsløsninger i fylkeskommunale ferjesamband* (2020-0460, Rev. 0). DNV GL. <https://www.regjeringen.no/contentassets/7e9e2220540a4ecd8bf335c0e6dbfc60/dnv-gl-sammendragsrapport.pdf>
- Haukeli, I. E., Ueland, I., Birkelund, H., Arnesen, F., Hole, J., Spilde, D., Jelsness, S., Aulie, F. H., & Oldani, S. (2021). *Langsiktig Kraftmarkedsanalyse 2021 - 2040* (NVE Rapport nr. 29/2021). NVE. https://publikasjoner.nve.no/rapport/2021/rapport2021_29.pdf
- Hofstad, K. (2019). Energitetthet. I *Store norske leksikon*. <https://snl.no/energitetthet>

Hofstad, K. (2020). Hydrogendrivstoff. I *Store Norske Leksikon*.

<https://snl.no/hydrogendrivstoff>

Horne, H., & Hole, J. (2019). *Hydrogen i det moderne energisystemet* (NVE FAKTA, 12, 1–4). NVE. https://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_12.pdf

Hval, H. (2021, 18. februar). Krav på reduksjon eller fritak for el-avgift? *Bloggen*.

<https://www.bdo.no/nb-no/bloggen/krav-pa-reduksjon-eller-fritak-for-el-avgift>

Hwang, S. S., Gil, S. J., Lee, G. N., Lee, J. W., Park, H., Jung, K. H., & Suh, S. B. (2020).

Life Cycle Assessment of Alternative Ship Fuels for Coastal Ferry Operating in Republic of Korea. *Journal of Marine Science and Engineering* 2020, 8(9), Artikkel 660.

<https://doi.org/10.3390/JMSE8090660>

IMO. (2015). *Third Greenhouse Gas Study*. International Maritime Organization.

<https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/OurWork/Environment/Documents/Third%20Greenhouse%20Gas%20Study/GHG3%20Executive%20Summary%20and%20Report.pdf>

IRENA. (2018). *Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition*. International Renewable Energy Agency.

<https://www.irena.org/publications/2018/sep/hydrogen-from-renewable-power>

Jensen, S. B. (2020, 7. november). Håpløst dyrt å transportere hydrogen – derfor bør den produseres lokalt. *Dagens Næringsliv*. <https://www.dn.no/innlegg/hydrogen/fornybar-energi/olje-og-gass/haplost-dyrt-a-transportere-hydrogen-derfor-bor-den-produseres-lokalt/2-1-904612>

Jolly, W. L. (2020). Hydrogen | Properties, Uses, & Facts. I *Britannica*.

<https://www.britannica.com/science/hydrogen>

Klima- og miljødepartementet. (2021, 5. oktober). *Hva er de norske klimamålene?*

<https://www.regjeringen.no/no/tema/klima-og-miljo/klima/innsiktsartikler-klima/hva-er-de-norske-klimamalene/id2729729/>

Kofstad, P. K., & Pedersen, B. (2019). Hydrogen. I *Store norske leksikon*.

<https://snl.no/hydrogen>

- KS. (2020, 30. november). *Nye fergekrav må finansieres*.
<https://www.ks.no/fagomrader/samfunnsutvikling/samferdsel/nye-fergekrav-ma-finansieres/>
- Kvinge, B. A., Haavardsholm, O., Vennemo, H., Eldrup, N. H., & Warholm, T. T. (2019). *Tiltakskostnader ved karbonfangst og -lagring i Norge* (2019/32). Vista Analyse, SINTEF Tel-tek. https://www.vista-analyse.no/site/assets/files/6672/va-rapport_2019-32_kostnader_ved_karbonfangst_og_lagring.pdf
- Langes, W. (u.å.). *Wagenfähren in Europa*. Hentet 8. oktober 2021 fra
<http://www.fjordfaehren.de/>
- Lundberg, N., Nesse, N., Hagland, J., & Hofstad, H. (2020). Naturgass. I *Store Norske Leksikon*. <https://snl.no/naturgass>
- Malkenes Hovland, K. (2020, 26. november). Krever ferger og hurtigbåter med lavutslipp: – Da skaper vi arbeidsplasser. *E24*. <https://e24.no/olje-og-energi/i/6z4GAe/krever-ferger-og-hurtigbaater-med-lavutslipp-da-skaper-vi-arbeidsplasser>
- Markussen, H. M., & Larsen, S. (2021a, 7. september). Ship of The Year 2021: MF «Hydra». *Skipsrevyen.no*. <https://www.skipsrevyen.no/article/ship-of-the-year-2021-mf-hydra/>
- Markussen, H. M., & Larsen, S. (2021b, 10. september). Ukens Skipsbesøk: MF «Hydra». *Skipsrevyen.no*. <https://www.skipsrevyen.no/article/ukens-skisbesoek-mf-hydra/>
- Marquard & Bahls. (2015, Desember). *Marine Gasoil (MGO)*. <https://www.marquard-bahls.com/en/news-info/glossary/detail/term/marine-gasoil-mgo.html>
- Martinsen, K., Vedeler, J., & Haugom, G. P. (2014). *MILJØTILTAK FOR MARITIM SEKTOR - Teknisk vurdering av skip og av infrastruktur for forsyning av drivstoff til skip*. (2014-1669, Rev. 0). DNV GL
https://www.regjeringen.no/contentassets/cffd547b30564dd9a2ae616042c22f26/teknisk_vurdering_av_skip_og_av_infrastruktur_for_forsyning_av_drivstoff.pdf
- Meld. St. 13 (2020-2021). *Klimaplan for 2021 - 2030*. Klima- og miljødepartementet.
<https://www.regjeringen.no/contentassets/a78ecf5ad2344fa5ae4a394412ef8975/nn-no/pdfs/stm202020210013000dddpdfs.pdf>
- Meld. St. 10 (2020-2021). *Grønnere og smartere - morgendagens maritime næring*. Nærings- og fiskeridepartementet.

<https://www.regjeringen.no/contentassets/391f633b512b4866a4193ba67be27c3b/no/pdfs/stm202020210010000dddpdfs.pdf>

Miljødirektoratet. (2020). *Klimakur 2030: Tiltak og virkemidler mot 2030* (M-1625 | 2020). Miljødirektoratet.

<https://www.miljodirektoratet.no/globalassets/publikasjoner/m1625/m1625.pdf#page=1039>

MIT Electric Vehicle Team. (2008). *A Guide to Understanding Battery Specifications*. MIT. https://web.mit.edu/evt/summary_battery_specifications.pdf

Mjønerud, I. (2021). *Slik bestemmes dagens strømpris*. Strøm.no. Hentet 4. oktober 2021 fra <https://xn--strm-ira.no/dagens-str%C3%B8mpris>

MTEE. (u.å.). M/F Glutra - Skipshistorie på natur.

Nordkraft. (2021). *Shell og Nordkraft i partnerskap om hydrogenproduksjon i Nord-Norge*. <https://www.nordkraft.no/media/pressemeldinger/shell-og-nordkraft-i-partnerskap-om-hydrogenproduksjon-i-nord-norge>

NVE. (2021a, 2. juli). Hvor kommer strømmen fra? *Kraftproduksjon*. <https://www.nve.no/energi/energisystem/kraftproduksjon/hvor-kommer-strommen-fra/>

NVE. (2021b, 1. juli). Kraftproduksjon. *Kraftproduksjon*. <https://www.nve.no/energi/energisystem/kraftproduksjon/>

Norske Skipsverfts Organisasjon. (2021, 21. juli). *Har Norge en maritim industripolitikk?*. <https://www.nssm.no/aktuelt/har-norge-en-maritim-industripolitikk/>

Olje- og energidepartementet & Klima- og miljødepartementet. (2020a). *Regjeringens hydrogenstrategi*. Regjeringen. <https://www.regjeringen.no/contentassets/8ffd54808d7e42e8bce81340b13b6b7d/regjeringens-hydrogenstrategi.pdf>

Otterlei, S. S., & Raunholm, P. V. (2015, 25. november). Nå skal Norges fergetilbud bli miljøvennlig. *NRK Vestland*. <https://www.nrk.no/vestland/na-skal-norges-fergetilbud-bli-miljovennlig-1.12671142>

Ovrum, E., Bye, I. L., & Rivedal, N. H. (2021, 31. januar). *Forprosjekt - Innføring av lav- og nullutslippsløsninger i Nordland. Analyse av lav- og nullutslippsløsninger for buss, ferge*

- og hurtigbåt i Nordland*. DNV GL. https://www.nfk.no/_f/p1/i206c8b5f-d870-47ab-86c9-5e4574c36724/rapport-dnv-gl-analyse-av-lav-og-nullutslippslosninger-i-nordland.pdf
- Pacific Northwest National Laboratory. (u.å.). *Lithium-ion Battery (LFP and NMC)*. Pacific Northwest National Laboratory. <https://www.pnnl.gov/lithium-ion-battery-lfp-and-nmc>
- Porter, M. E., & van der Linde, C. (1995). Toward a New Conception of the Environment-Competitiveness Relationship. *Journal of Economic Perspectives*, 9(4), 97–118. <http://www.jstor.org/stable/2138392>
- Rabbevåg, F. (2020, 26. november). *LNG-skip*. I Store Norske Leksikon. <https://snl.no/LNG-skip>
- Regjeringen. (2021, 12. oktober). *Statsbudsjettet 2022: Endringer i klimaavgiftene*. <https://www.regjeringen.no/no/statsbudsjett/2022/statsbudsjettet-2022-skatter-og-avgifter/statsbudsjettet-2022-endringer-i-klimaavgiftene/id2873756/>
- Rivedal, N. H., Frimann-Dahl, J., Lie, A. Ø., Wold, M., & Hustad, M. (2017). *Teknisk-økonomisk utredning av null- og lavutslippstiltak for 21 fergesamband i Nordland (1130ZDPO-1/ JOFRIDA)*. DNV GL.
- Rivedal, N.H., S. Eide, M., Mossevig, S., & Laugen, L. (2018). *Kartlegging av utslippskutt i maritim næring. Analyse av tiltak for reduksjon av klimagassutslipp fra innenriks skipstrafikk (2018-0181, Rev. 2)*. DNV GL. <https://www.miljodirektoratet.no/globalassets/publikasjoner/m1027/m1027.pdf>
- Ryste, J. A., Wold, M., Frimann-Dahl, J., Chryssakis, C., S. Eide, M., Endresen, Ø., & Hustad, H. (2019, 5. juli). *Comparison of Alternative Marine Fuels (2019-0567, Rev. 3)*. DNV GL. https://safety4sea.com/wp-content/uploads/2019/09/SEA-LNG-DNV-GL-Comparison-of-Alternative-Marine-Fuels-2019_09.pdf
- Sæther, S. R., & Moe, E. (2021). A green maritime shift: Lessons from the electrification of ferries in Norway. *Energy Research & Social Science*, 81, 102282. <https://doi.org/10.1016/J.ERSS.2021.102282>
- Searle, S. (2021). *Alternative transport fuels elements of the European Union's "Fit for 55" package*. International Council of Clean Transportation.

<https://theicct.org/sites/default/files/publications/alternative-fuels-fit-for-55-eu-sept21.pdf>

Skipsrevyen. (2018, 9. november). Seks ganger rundt ekvator på batteri. *Skipsrevyen*.
<https://www.skipsrevyen.no/article/har-seilt-6-ganger-rundt-ekvator-paa-batteri/>

Skipsrevyen. (2020). MF «Heilhorn». *Skipsrevyen*.
<https://www.skipsrevyen.no/batomtaler/heilhorn/>

Skipsrevyen. (2021a). MF «Rødvenfjord». *Skipsrevyen*.
<https://www.skipsrevyen.no/batomtaler/roedvenfjord/>

Skipsrevyen. (2021b, 25. mars). Verdens første hydrogendrevne lasteskip. *Skipsrevyen*.
<https://www.skipsrevyen.no/article/verdens-foerste-hydrogendrevne-lasteskip/>

Skoglund, J., & Jenssen, E. (2021, 5. mai). Fergestrekningen Bodø - Mosnes - Røst lyst ut: Stiller krav om hydrogendrift. *Veier24*.
<https://www.veier24.no/artikler/fergestrekningen-bodo-mosnes-rost-lyst-ut-stiller-krav-om-hydrogendrift/509903>

Skotland, C.H., & Høivik, Ø.F. (2017). *Har strømmettet kapasitet til elektriske biler, busser og ferger?* (Rapport Nr 77-2017). NVE.
https://publikasjoner.nve.no/rapport/2017/rapport2017_77.pdf

SSB. (2017). *Samlet areal, arealfordelinger og kystlinjens lengde, etter fylke*. Statistisk Sentralbyrå. <https://www.ssb.no/303333/samlet-areal-arealfordelinger-og-kystlinjens-lengde-etter-fylke.2017-sa-19>

Statens vegvesen. (u.å.). *Markedsoversikt for Ferje*. Hentet 4. september fra
<https://www.vegvesen.no/fag/trafikk/ferje/markedsoversikt/>

Statens vegvesen. (2016, januar). *Energieffektiv og klimavennlig ferjedrift (potensialstudie) - Etatsprogram Lavere energiforbruk i Statens vegvesen (LEIV), 2013-2017 (Nr. 473)*.
https://vegvesen.brage.unit.no/vegvesen-xmlui/bitstream/handle/11250/2616443/Energieffektiv%20og%20klimavennlig%20ferjedrift%20SVV%20rapport%20473_2016.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Statens vegvesen. (2021a). *Ferjesambandene er en del av vegnettet*. Statens vegvesen.
<https://www.vegvesen.no/fag/trafikk/ferje/>

- Statens vegvesen. (2021b). *Konkurransesgrunnlag - Drift av riksvegferjesambandet Bognes-Lødingen - For perioden 01.01.2024 - 31.12.2033*. Statens vegvesen. https://eu.eu-supply.com/app/rfq/publicpurchase_docs.asp?PID=298406&LID=350163&AllowPrint=1
- Statens Vegvesen. (2021c, October 29). *Ferjesambandet Drag-Kjøpsvik på Rv 827 åpner 1. november*. Statens Vegvesen. <https://www.vegvesen.no/vegprosjekter/prosjekt/tysfjordfergene/nyhetsarkiv/apner-ferjesambandet-rv.-827-drag-kjopsvik-etter-ombygging-1.-nov-2021/>
- Steen, Markus (2018) Et grønt maritimt skifte? Muligheter og utfordringer for en miljøvennlig skipsfart I: Rusten, G. & H. Haarstad (red.). *Grønn omstilling – norske veivalg*. Universitetsforlaget: Oslo. 45-62.
- Sundseth, K., Møller-Holst, S., & Midthun, K. (2017). *Hydrogenproduksjon ved småkraftverk* (Nr 10/2019). NVE. https://publikasjoner.nve.no/eksternrapport/2019/eksternrapport2019_10.pdf
- Tomasgard, J.-A. (2020, 25. april). El-boom i ferge-Norge: Over 60 nye el-ferger er under bygging. *Teknisk Ukeblad*. <https://www.tu.no/artikler/el-boom-i-ferge-norge-over-60-nye-el-ferger-er-under-bygging/490695>
- Transportutvikling. (u.å.). *Rutekart for båtruter i Nordland fylke*. Transportutvikling. <https://transportutvikling.no/nyheter/?Article=190>
- Tronstad, T., Åstrand, H. H., Haugom, G. P., & Langfeldt, L. (2017). *STUDY ON THE USE OF FUEL CELLS IN SHIPPING*. DNV GL. <https://www.studocu.com/en-gb/document/brunel-university-london/energy-conversion-technologies/emsa-study-on-the-use-of-fuel-cells-in-shipping/5956606>
- Wagner, M. (2003). The Porter Hypothesis Revisited: A Literature Review of Theoretical Models and Empirical Tests. *Public Economics* 0407014. <https://ideas.repec.org/p/wpa/wuwppe/0407014.html>
- WÄRTSILÄ. (u.å.). *Natural gas-fuelled ferry GLUTRA*. Hentet 23. november 2021 fra <https://www.wartsila.com/encyclopedia/term/natural-gas-fuelled-ferry-glutra>
- Winje, E., Vennerød, Ø., Erraia, J., Carnerero, C., Krogsæter, H., Brønnum, G., & Grimsby, G. (2021, april). *Ringvirkninger av nye kraftintensive industrier i Nordland* (Nr.

37/2021). Menon Economics. https://www.nfk.no/_f/p1/ic985aa48-239d-4de5-beaf-b104775d5463/ringvirkninger-av-nye-kraftintensive-industrier-i-nordland_final_v2_lowres.pdf

Wold, M. C., Gundersen, H., Lie, K. S., & Haugom, G. P. (2011). *Alternativ fremdriftsteknologi for miljøvennlige ferjer* (3FB1SB-7 Rev. , 2011-10-20). DNV. <https://docplayer.me/838636-Det-norske-veritas-rapport-alternativ-fremdriftsteknologi-for-miljovennlige-ferjer-hordaland-fylkeskommune.html>

Østvik, I. (2021, August). *MF Hydra-world's first LH 2 driven ship and the challenges ahead towards zero-emission shipping*. Norled. [Webinar]