



Kunde: Enova SF, NVE og Kystverket

Prosjekt: SCENARIOANALYSE AV INFRASTRUKTURBEHOV FOR ALTERNATIVE DRIVSTOFF TIL FARTØY I MARITIM SEKTOR

Prosjektnummer: 125000488-001



# Rapport

Kontaktperson  
Kjetil Ingeberg  
Phone  
+47 93245623

Dato  
10/01/2020  
Project ID  
125000488-001

E-mail  
Kjetil.ingeberg@poyry.com

Kunde  
Enova, NVE og Kystverket

## SCENARIOANALYSE AV INFRASTRUKTURBEHOV FOR ALTERNATIVE DRIVSTOFF TIL FARTØY I MARITIM SEKTOR

### **Kort sammendrag:**

Potensialet for utslippsreduksjoner og dekarbonisering av skipsfarten analyseres og kvantifiseres gjennom analyser av faktiske seilingsdata for skip, anløp i havner, teknologikostnader for omlegging til alternative energibærere og for kostnader for etablering av infrastruktur på land. Ved hjelp av optimering bestemmes de mest effektive tiltakene, med tanke på skips kategorier, og havner. Analysene indikerer at elektrifisering ikke vil være tilstrekkelig til å oppnå utslippsreduksjoner i nærheten av myndighetens målsetting om 50% utslippsreduksjon innen 2030. Risikoen for overinvesteringer i nettet ved overdreven satsing på elektrifisering er betydelig, og en målretting mot de mest lønnsomme skipssegmentene og lokaliseringene har stor betydning. På lengre sikt fremstår løsninger basert på hydrogen for fremdrift som en usikker men mer realistisk løsning enn batterier.



**AFRY**  
Å F P Ö Y R Y



norwegian  
electric systems

## Innhold

Sammendrag .....	4
1 Innledning .....	10
2 Tilnærming og metode .....	11
3 Innenriks skipstrafikk i dag .....	14
3.1 Trafikk- og seilingsmønster .....	14
3.2 Utslipp fra skipsfart .....	17
4 Teknologitrender .....	20
4.1 Batterielektrisk drift og plug-in hybridrift .....	20
4.2 Hydrogen og brenselceller .....	23
4.3 Biodrivstoff .....	27
5 Scenarier fram mot 2030 .....	29
5.1 S1: Referanse .....	31
5.2 S2: Elektrifisering .....	32
5.3 S3: Hydrogenisering .....	33
5.4 S4: Fossilfrie løsninger .....	34
5.5 Utviklingen 2030-2050 .....	36
6 Potensial for alternative drivstoff og utslippsreduksjoner .....	39
6.1 Hvor stort er potensialet for utslippsreduksjoner? .....	39
6.2 Optimalisering i analysemodellen .....	40
6.3 Hvor mye nett trenger vi? .....	42
6.4 Tiltakskostnader og målgrupper .....	48
6.5 Hvor finner vi de mest effektive tiltakene? .....	53
6.5.1 Scenario 2: hvor mye kan vi få ut av elektrifisering? .....	53
6.5.2 Scenario 3: Hva kan hydrogen bidra med innen 2030? .....	56
6.5.3 Havner med mange gjentatte anløp .....	58
7 Etablering av infrastruktur .....	60
7.1 Fremtidig verdikjede .....	60
7.2 Utfordringer i veien mot utslippsfri skipsfart .....	62
7.2.1 Komplekst aktørbilde og komplekse markedsmodeller .....	63
7.2.2 Teknologisk usikkerhet .....	68
7.2.3 Myndighetsrelaterte barrierer .....	70
7.3 Utvikling av gode tiltak .....	73
7.3.1 Hovedobservasjoner fra analysene .....	73
7.3.2 Tiltak knyttet til elektrifisering .....	74
7.3.3 Tiltak rettet mot hydrogen .....	75
7.4 Veikart mot fremtidig utslippsfri maritim sektor .....	76
8 Referanser .....	80



**AFRY**  
Å F P Ö Y R Y



norwegian  
electric systems

9	Vedlegg.....	81
9.1	Nærmere om metode.....	81
9.1.1	Seilingsmønster basert på AIS-data.....	81
9.1.2	Energiforbruk .....	83
9.1.3	Framskrivninger.....	84
9.2	Forbrukstall .....	89
9.3	Liste over landstrømsanlegg .....	90



AFRY  
Å F P Ö Y R Y



norwegian  
electric systems

## Sammendrag

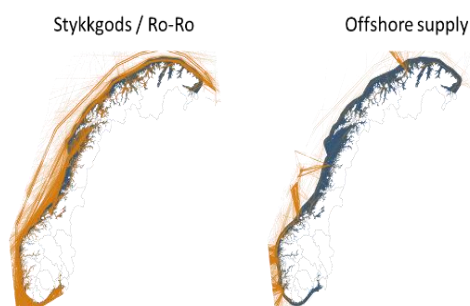
Innenriks skipsfart er en betydelig kilde til CO<sub>2</sub>-utslipp i Norge. Myndighetenes målsetting er at disse utslippene skal halveres innen 2030, sammenlignet med nivået i 2005. Denne rapporten er et bidrag til kunnskapsgrunnlaget for hvor og hvordan myndighetene kan utvikle målrettede virkemidler for å oppnå utslippsreduksjoner, samtidig som tiltakskostnadene holdes så lave som mulig innen teknologiske beskrankninger.

Rapporten stiller følgende hovedspørsmål:

- Hvordan er dagens trafikk- og seilingsmønster, og hvordan vil transportbehovet utvikle seg de nærmeste tiårene?
- Hva er teknologistatus og forventet utvikling innen teknologier for alternative energibærere aktuelle for skip i norske farvann, med hovedvekt på elektrifisering og hydrogenbaserte løsninger?
- Hva er tekniske potensialer for utslippsreduksjoner i ulike utviklingsscenarioer, hva vil disse kreve av elektrisk infrastruktur på land og hva er kostnadene for oppgraderinger av strømmnett, landanlegg og tilpasninger om bord i skip?
- Hva er kostnadseffektive sammensetninger av tiltak, med tanke på geografisk lokalisering, skipstyper, -størrelser, seilingsmønster og energibærere?
- Hvilke utfordringer er forbundet med aktørbildet og realisering av verdikjeden for alternative energibærere?
- Hvilke konklusjoner og anbefalinger gir analysene for videre infrastrukturetablering og markedsutvikling

Rapporten og analysene er gjennomført i et samarbeid mellom AFRY Management Consulting, Menon Economics og Norwegian Electric Systems, på oppdrag for Enova, NVE og Kystverket.

Seilingsmønsteret i norsk farvann er kartlagt ved å benytte AIS-data. Analysene er kategorisert etter skipssegment og størrelse, og forbruket er anslått ved hjelp av seilingsmønsteret og anslått drivstoffbehov. Kartlegging av seilingsmønsteret for ulike



segment er sentralt for å avdekke potensialer for omlegging til alternative energibærere, og for å skille mellom energi- og effektbehov ved kailigge og i sjø. Vi har også kartlagt hvilke skip som har faste ruter med anløp av få havner, og hvilke som har geografisk spredte seilingsmønstre. Eksempelvis har offshore supplyskip og ferger som hovedregel svært systematiske seilingsmønstre mellom få havner, mens for eksempel stykkogds- og ro-ro skip har langt mer spredte seilingsmønstre (se kart).

Utslippene fra skipsfart kan anslås ved flere ulike tilnærminger. I det norske klimaregnskapet er det utslipp fra drivstoff bunkret i Norge som inngår. Det betyr eksempelvis at utslipp fra skip som seiler i norsk farvann, men som har bunkret drivstoff i utlandet, ikke inngår i regnskapet. Vår tilnærming har vært å beregne utslipp fra skip som fysisk befinner seg i norsk økonomisk sone, det vil si ut til omtrent 200 nautiske mil fra kysten. Det resulterende utslippstallet er høyere enn tallet i det norske klimaregnskapet, men tilsvarer tilnærmingen DNV GL tidligere har foretatt på



**AFRY**  
Å F P Ö Y R Y



norwegian  
electric systems

grunnlag av AIS-data. Vår tilnærming fokuserer imidlertid på skip som trafikkerer norske havner, ikke nødvendigvis skip som trafikkerer norske farvann.

Det aller meste av utslippet skjer i sjø og ikke i havn, selv om det er markante forskjeller mellom skipssegment. Ferger (inkludert utenlandsfergene) og cruiseskip skiller seg ut med forholdsvis høye utslipp i havn, men stadig en liten andel av samlede utslipp – opptil 16 prosent. For skipsfarten samlet sett anslås andelen av utslipp i havn om lag seks prosent. En umiddelbar konsekvens av dette er at en vesentlig andel av fremdrift i sjø må legges om til alternativt drivstoff dersom man skal nærme seg målsettingen om 50 prosent utslippsreduksjon.

Alternative, fossilfrie energibærere omfatter tre hovedalternativer; elektrisitet, hydrogen eller andre energibærere for brenselceller, og biodrivstoff.

**Elektrisitet** er aktuelt både for landstrøm, eksempelvis til hoteldrift, men også til fremdrift med batterier om bord. Landstrøm er teknologisk enkelt og modent, og krever begrenset med ombygging om bord og moderate tilpasninger på land for å favne ulike spennings- og frekvenskrav. Avhengig av skipstype er effektbehovet moderat, selv om store cruiseskip kan kreve betydelige nettanlegg med kapasitet på 10-15 MW per skip. Energieffektiviteten i landstrøm er tilnærmet 100%, sammenlignet med bruk av hjelpemotorer, hvor virkningsgraden kan være så lav som 25-30%. Lading av batterier er derimot langt mer utfordrende, selv om virkningsgradstapet i batterielektriske fremdriftsløsninger også er lavt. Batterier har lav energitetthet både i forhold til vekt og volum, og kan kun dekke kortere seilingsdistanser alene. I hybriddrift kan batterier for eksempel dekke seiling inn og ut av havn. Lading av batterier, med kort liggetid i havn, krever også svært stor nettkapasitet.

**Hydrogen** er en energibærer med svært høy energitetthet, særlig i vekt, men med noe mer plassbehov enn fossile brenslere i volum. Andre kjemiske forbindelser som ammoniakk brukes som drivstoff i stor grad på samme måte som rent hydrogen. Hydrogen kan omdannes til elektrisitet i brenselceller, som igjen driver elektriske motorer eller lader batterier om bord. Hydrogen kan produseres enten fra fossile kilder som gass og kull, eller fremstilles i elektrolyse. For transport og lagring kan hydrogen enten komprimeres eller kjøles ned til flytende form. Selv om hydrogen i dag produseres for industrielle formål i stor skala, er det betydelige teknologiske utfordringer i både produksjon, lagring, transport og bruk knyttet til effektivitet og virkningsgrad, materialer, skalering og sikkerhet. For ammoniakk er det også et moment at gassen er giftig. Vi anslår derfor at anvendelse av hydrogen i skip i dag og de nærmeste år er forholdsvis lavt.

**Biodrivstoff** er ikke et fokus i dette prosjektet, siden behovet for ny infrastruktur på land og for ombygging i skip er begrenset sammenlignet med el. og hydrogen. I tidsperioden frem til 2030 er dermed biodrivstoff en enklere tilgjengelig løsning enn både elektrisitet og hydrogen, og kan fremstå som en bro inn i et mer langsiktig omstillingsscenario. Hovedkostnaden for omlegging til biodrivstoff vil i være forskjeller i drivstoffpris mellom marin diesel og biodrivstoff, som for avansert HVO er særlig stor.

Vi har vurdert potensialet for de ulike alternative energibærerne for ulike skipssegment fram til 2030 i **fire scenarier**. Scenariene har ulike ambisjonsnivåer og tekniske løsninger for omlegging til alternative energibærere. I referansescenarioet ser vi på en utvikling med elektrifisering, men med hovedvekt på landstrøm og korte seilingsdistanser. I Scenario 2 ser vi på potensialet ved en mer omfattende elektrifisering, hvor hel- og delelektrisk fremdrift introduseres i større omfang. I Scenario 3 ser vi på en utvikling der hydrogen introduseres i en større del av

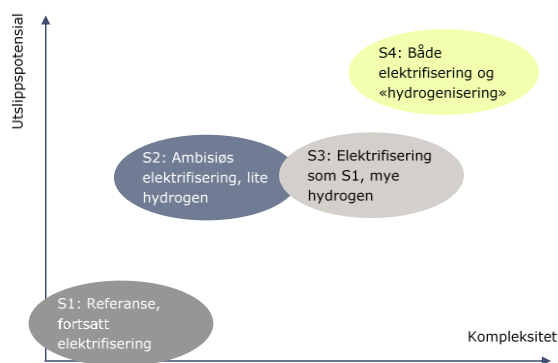


**AFRY**  
Å F PÖYRY



norwegian  
electric systems

skipsflåten. I Scenario 4 ser vi på en ambisiøs introduksjon av både elektrisitet og hydrogen. Felles for alle scenarioene er at vi henfører tiltak til ulike skipssegment, størrelser og seilingsmønstre for å reflektere mulige teknologiske beskrankninger for nye fremdriftsløsninger.



De fire scenarioene gir ulike nivåer for maksimal utslippsreduksjon. Ingen av scenarioene synes å være tilstrekkelige for å oppnå en 50% reduksjon av utslipp innen 2030 alene, slik at ytterligere introduksjon av biodrivstoff antageligvis vil være nødvendig for full måloppnåelse. Teknologiske skranker legger også klare føringer på hvilke skipssegment som er mest relevante, hvor ferger er dominerende.

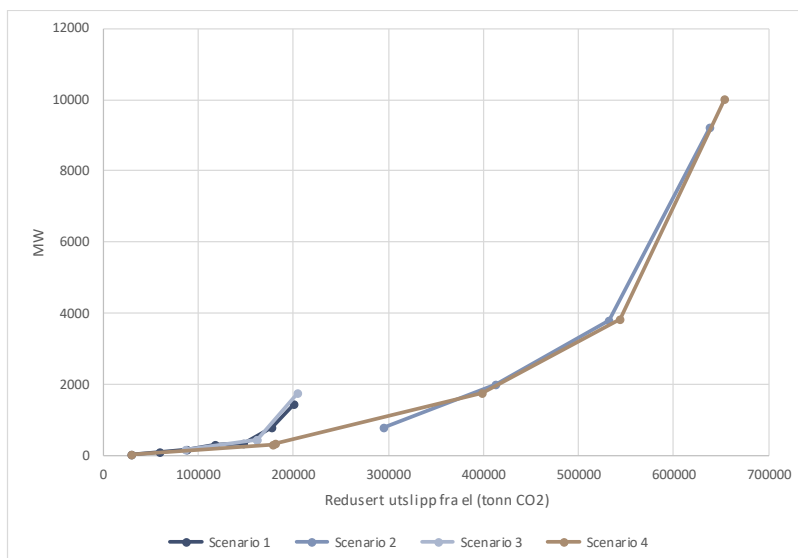
I tidsperspektivet 2030-2050 er det større usikkerhet for behovet for ny infrastruktur i norske havner. Usikkerheten er særlig knyttet til teknologisk utvikling for hydrogen, som har potensial til å radikalt endre maritim transport frem til 2050. Videre er det også usikkerhet knyttet til trafikkmønstre, transportbehov og fremtidig utforming av skip. Vi peker på at omfattende elektrifisering i dette tidsperspektivet neppe er sannsynlig, men at andre løsninger, som hydrogen, vil måtte stå for en vesentlig del av videre dekarbonisering.

I prosjektet har vi utviklet en omfattende og detaljert analysemodell, hvor formålet er å finne den mest kostnadseffektive tiltakssammensetningen for å realisere utslippsreduksjoner. Datagrunnlaget i modellen omfatter:

- Teknologiske beskrankninger, slik som maksimal seilingsdistanse på batteri.
- Kostnader for ulike tekniske løsninger i skip og kostnader for nødvendige investeringer på land. Blant annet har en lang rekke nettselskap bidratt med kostnadsanslag for investeringer i nytt nett ved økte kapasitetsbehov i

konkrete havner.

Figur 1-1 Utslippsreduksjoner fra økt bruk av el i landstrøm og fremdrift (x-akse), målt mot nye investeringer i nettkapasitet (y-akse)



- Seilingsmønstre og liggetider per skipssegment og - størrelse for skip som trafikkerer stamnetts- og ISPS-havner.

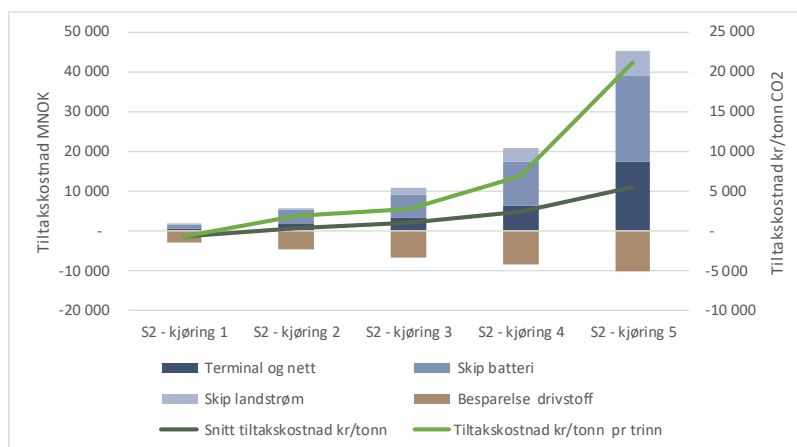
Dersom man skal oppnå en vesentlig utslippsreduksjon fra elektrifisering alene, blir behovet for ny nettkapasitet svært høyt. Sammenlignet med dagens installerte effekt i trafokapasitet i Norge, som er om

AFRY  
Å F P Ö Y R Ynorwegian  
electric systems

lag 46.000 MW, snakker vi om opptil 10.000 MW ny nettkapasitet for å forsyne el til landstrøm og lading til fremdrift. Noen av de enkelte anleggene blir så store – 150 MW og større – at det også vil ha konsekvenser for investeringer i transmisjonsnettet. Samtidig ser vi at reduksjonen i CO<sub>2</sub>-utslipp avtar mye sammenlignet med økt nettkapasitet i alle fire scenarioene. Dette indikerer at tiltakskostnaden for å oppnå reduserte utslipp fra elektrifisering kan bli svært høy. Samtidig ser vi av grafen at en økt kapasitet i nettet på om lag 2.000 MW er nok til å realisere brorparten av utslippsreduksjonen. I dette tilfellet vil fokuseringen særlig være mot landstrøm og fremdrift knyttet til ferger (54%), offshore supplyskip (24%), og om lag 3-5% for hver av kategoriene containerskip, kjemikalie-/produktskip, stykkgodsskip, cruiseskip og oljetankskip. Sammenlignet med fokus i media, bidrar landstrøm for cruiseskip lite til utslippsreduksjoner, kun om lag 4%. Geografisk er hovedvekten av potensialet for utslippsreduksjoner knyttet til havner på Oslofjorden, Vestlandet, Nord-Vestlandet og Tromsø.

Kombinasjonen av pris og virkningsgrad gjør at el, både til landstrøm og fremdrift, gir lavere driftskostnad enn marin diesel eller andre alternativer. Denne besparelsen gjør at en god del elektrifiseringstiltak antageligvis er samlet sett lønnsomme uten støtte. Imidlertid er kostnader og besparelser ulikt fordelt mellom aktørene i kjeden, slik at det ikke nødvendigvis er likefrem å løfte denne type omlegging økonomisk. De dyre

Figur 1-2 Tiltakskostnad for omfattende elektrifisering i scenario 2, med økende omfang av tiltak fra kjøring 1-5.



anleggene er typisk karakterisert ved ombygging i skip der el dekker en liten del av nødvendig fremdrift, og der det etableres landstrømsanlegg med lav brukstid.

Hydrogen har et stort potensial på lang sikt, men vi vurderer at omfanget i utslippsreduksjoner

som er mulig å realisere innen 2030 er moderat. Beregningene viser et potensial opp til 375.000 tonn innen 2030, men tiltakskostnaden for disse tiltakene er svært høy<sup>1</sup>: samlede investeringer i skip er anslått til 32 milliarder kroner, i tillegg til at selve drivstoffet er dyrere enn marin diesel. De prosjektene som fremkommer som mest aktuelle er Kystruten (hvor noen av skipene allerede er tilrettelagt for konvertering til hydrogen), offshore-fartøy og hurtigbåter. Geografisk er hovedvekten Vest- og Nord-Vestlandet, samt Tromsø.

Den fremtidige verdikjeden for alternative drivstoff introduserer minst én ny rolle, nemlig en tilrettelegger for infrastruktur i selve havnen. Dette gjelder særlig for landstrøm, hvor det er behov for en ny aktør mellom havn og nettselskap, og hvor fylling av drivstoff i prinsippet skjer i alle havner. For hydrogen er strukturen ikke like

<sup>1</sup> Kjøring 1-5 viser til ulike trinn i optimeringsmodellen. Jo høyere trinn, jo flere (og dyrere) lokaliseringer og tiltak tas med i analysen



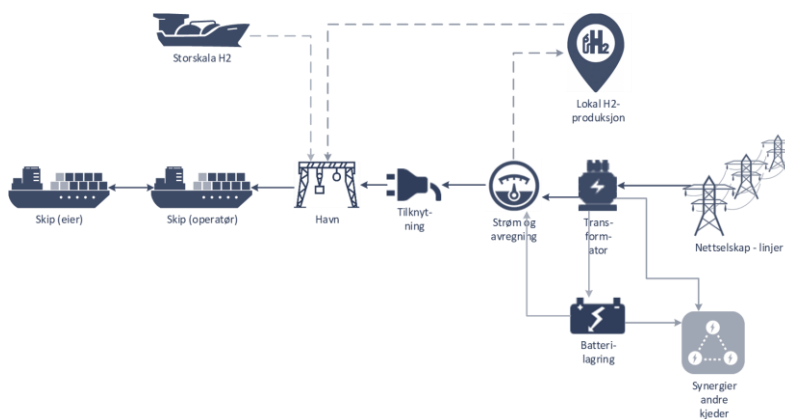


**AFRY**  
Å F P Ö Y R Y



norwegian  
electric systems

desentralisert, og vil antagelig ligne mer på den strukturen som i dag finnes for diesel. I prosjektet har vi intervjuet en rekke relevante aktører, for å bygge opp et bilde av aktørenes egne oppfatninger av utfordringer i veien mot dekarbonisering av skipsfarten.



Utfordringene i kjeden er delvis innen teknologiske løsninger, men vi finner at den største utfordringen ligger i koordinering mellom en rekke aktører. Etablering av landstrøm og ombygging og tilrettelegging av skip er

kapitalkrevende. Det betyr at investeringer i ett enkelt ledd i kjeden vil være beheftet med stor risiko. Samtidig er koordineringsutfordringen stor: skip seiler mellom ulike havner, og ulike skip kommer inn til hver enkelt havn. En havn som bygger landstrømsanlegg har ingen garanti for at det kommer skip som vil bruke det. Motsatt har et ombygget skip ingen garanti for å finne et landstrømsanlegg. Uten koordinering og samtidige beslutningsprosesser blir investeringsrisikoen betydelig. Usikkerhet i lastbehov, behov for ny nettkapasitet, betaling av anleggsbidrag til netteier, og koordinerte beslutninger mellom skipsoperatør og skipseier med tanke på ombygging øker kompleksiteten. Stimulans til bedre koordinering er et sentralt poeng i våre anbefalinger til fremtidig markedsutvikling.

I tillegg til den kommersielle usikkerhet, er det også betydelig teknologisk usikkerhet både for batterier og hydrogen/ ammoniakk. For batterier er det særlig kapasitet, levetid, sikkerhet (brannfare) og tilgang til mineraler og materialer for batterier som dominerer. For hydrogen er hovedusikkerhetene knyttet til virkningsgrad, skalering, karbonhåndtering (ved reformering), teknologi for transport og lagring, levetid og virkningsgrad for brenselceller, og sikkerhet vesentlige teknologiske usikkerheter.

Til slutt har vi også vurdert en del myndighetsrelaterte barrierer. Utformingen av virkemiddelapparatet trekkes frem som ett område, blant annet med tanke på fleksibilitet i tildelingskriterier, og muligheter for å bidra med garantiordninger i tillegg til investeringsstøtte. Det etterlyses også mer fleksibel tilpasning til andre myndighetsprosesser, slik som behandling av lokale plan- og bygningssaker. Vilkår for tilknytning og bruk av nettet, særlig med tanke på nettariffer, fremkommer som en potensiell svært stor barriere for elektrifisering. Motstykket til dette er nettselskapenes eksponering for å bygge store nettanlegg som i liten grad blir brukt, og dermed blir en økonomisk belastning både for nettselskapet og for andre kunder i samme nett.

Noen hovedobservasjoner fra prosjektet kan oppsummeres som følger:

- Tiltak rettet mot landstrøm er svært langt unna å kunne gi reduserte utslipp i nærheten av målsettingen.
- Potensialet for batterielektrisk fremdrift av skip er begrenset.
- Lading av batterier til fremdrift vil kreve stor nettkapasitet i havner og dermed blir svært dyrt.



AFRY  
Å F P Ö Y R Y



norwegian  
electric systems

- Der omfattende batterielektrisk fremdrift er mulig – slik som en rekke ferger – er besparelsene for drivstoff ofte mer enn tilstrekkelig for å betale for ekstrakostnader i batterier, landanlegg og nett.
- Hydrogen (eller andre lignende energibærere for bruk i brenselceller, som ammoniakk) er den mest velegnede løsningen om bord i skip med lengre seilingsdistanser på lang sikt.

Vi foreslår et veikart for hvordan det kan tilrettelegges for en markedsdrevet infrastrukturetablering i takt med den teknologiske utviklingen.



Vi har identifisert en rekke tiltak som vi mener vil bidra til en mer effektiv og omfattende dekarbonisering av skipsfarten:

- incentiver til koordinering mellom flere aktører i kjeden, for å sikre en levedyktig kapasitetsutnyttelse
- tilrettelegge for nye forretningsmodeller og behov; for eksempel garantiordninger for ombygging i skip, tilrettelegging for fremtidig konvertering av drivstoff, og for «energitjenestemodeller» der tredjepart tar risiko for anlegg ombord i skip, og tilrettelegging for synergier med andre kjeder slik som lading av landtransport eller deltakelse i fleksibilitetsmarkeder i kraftsystemet
- Konkretisere hjemmelsgrunnlag og retningslinjer for utforming av anløpsavgifter med tanke på å stimulere til økt bruk av landanlegg
- Egne retningslinjer for tariffing av landstrømsanlegg for å sikre at tariffer ikke settes på urimelig høyt nivå av det enkelte nettselskap
- Sette i gang informasjonsinnhenting av tariffer, priser og bruk av landstrømsanlegg med tanke på å bygge beslutningsgrunnlag for eventuell fremtidig regulering av landstrømsanlegg

Hydrogen for fremdrift i skip er på et helt annet modenhetsnivå enn batteri-elektrisk fremdrift. For å kunne nå fremtidige mål om utslippsreduksjoner så er det behov for omfattende pilotering og teknologiutvikling for hydrogen og annen brenselcelleteknologi, både i skip, produksjon, transport og lagring.



**AFRY**  
Å F P Ö Y R Y



norwegian  
electric systems

## 1 Innledning

Nasjonal Transportplan (NTP) setter ambisiøse mål for utslippsreduksjoner fra maritim sektor. Innen 2030 er målsettingen at 50% av skip i nærskipsfart skal være klimanøytrale og bruke annet enn fossilt drivstoff. I tillegg til biodrivstoff er både elektrisk drift og hydrogenløsninger aktuelle teknologiske alternativer.

Mens det er gjort flere overordnede studier av potensialet for omlegging, er det mer begrenset kunnskap om de mer detaljerte tiltakene nødvendig for å nå målene. Formålet med denne rapporten er å bidra til et mer detaljert kunnskapsgrunnlag, som kvantifiserer omfanget, skaleringsbehovet og infrastrukturkostnadene for bruk av alternative energibærere. Samtidig belyser rapporten hvordan man kan tilrettelegge for effektiv etablering av ny infrastruktur, både med tanke på markedsutvikling, teknologiutvikling og regulatoriske forhold.

Analysene kombinerer kvantitative og kvalitative metoder. De kvantitative analysene bruker data om seilingsmønstre (AIS-data), teknisk informasjon om energi- og effektbehov i skip, trafikk i utvalgte terminaler over hele landet, kapasitetsbehov i nett på land og kostnader knyttet til tiltak både i skip, i havner og i nettet. Analysemodellen utviklet i prosjektet sikter på å identifisere optimale løsninger for å oppnå utslippsreduksjoner til lavest mulig kostnad, på tvers av skip, havner og infrastruktur i nettet. I rapporten spenner vi ut mulighetsrommet gjennom flere scenarier, som beskriver mulige utviklingsbaner for markeds- og teknologiutvikling, og hvilke konsekvenser dette har for energi- og infrastrukturbehov.

Oppdragsgiver er Enova, med aktiv deltakelse fra NVE og Kystverket. Det har blitt avholdt en rekke arbeidsmøter med de tre oppdragsgiverne, som har sikret god tilpasning av analyser og resultater til formålet og den videre bruken av rapporten. Spesielt har det vært viktig å gi underlag og ny kunnskap for hvordan Enovas støtteordninger og tiltak for å fremme overgang til utslippsfrie drivstoff skal utformes. Oppdragsgiverne har også vært aktive bidragsytere for data og kunnskap som inngår i arbeidet, spesielt vil vi nevne NVEs bistand til å fremskaffe informasjon fra nettselskapene.

Oppdraget er utført i fellesskap av AFRY Management Consulting, Menon Economics og Norwegian Electric Systems. Bredden i prosjektteamet har sikret dyp kompetanse både på skipsfart, nettvirksomhet, teknologi for elektrifisering og for hydrogen, modellering, markedsanalyse og utvikling av virkemiddelbruk.



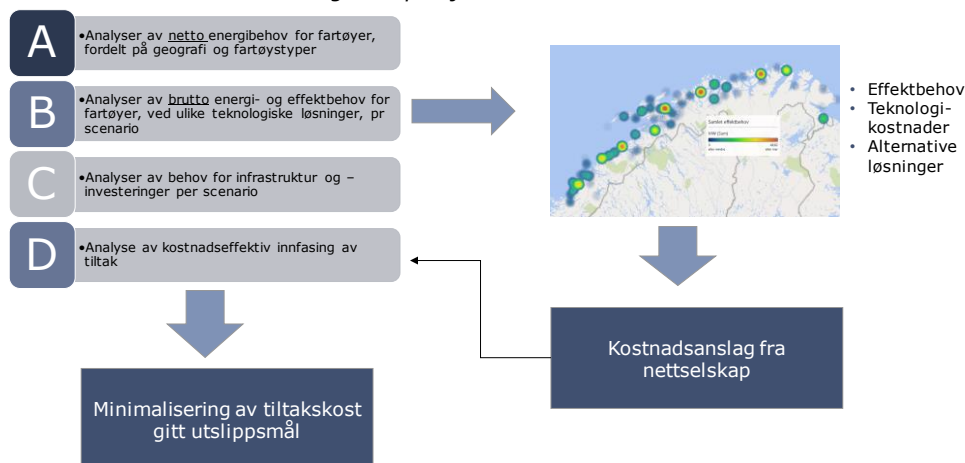
## 2 Tilnærming og metode

En viktig målsetting med prosjektet er å øke detaljeringsgraden i kunnskapsgrunnlaget knyttet til alternative drivstoff i skipsfarten. Prosjektet har derfor vært organisert i tre hovedfaser, med følgende hovedformål:

1. Etablere scenarier: Beskrive og kvantifisere utviklingstrekk for maritim transport, herunder relevante teknologitrender med hovedvekt på batterielektrisk og hydrogen. Kombinasjoner av disse er beskrevet i fire scenarier: et referansescenario, et mer ambisiøst el-scenario, et mer ambisiøst hydrogenscenario og et kombinert scenario med høyere penetrasjon av både batterielektrisk og hydrogenbasert fremdrift.
2. Kvantifisere behov: Kvantifisere transportomfang og konkretisere tilhørende behov for infrastruktur, med hovedvekt på elnett og landstrømsanlegg, i de fire scenariene.
3. Etablere infrastruktur: Drøfte gode og realistiske markeds- og implementeringsmodeller, og gi anbefalinger til gode markedsmodeller og tiltaksområder fra myndighetssiden

En viktig del av prosjektet har vært innsamling av kvantitative data, og analyser av disse i en optimeringsmodell. Formålet med modellen er å peke på hvilke segmenter innen skipsfart og havner som er mest egnet for omlegging til alternativt drivstoff, og hvordan man kan oppnå utslippsreduksjoner til en lavest mulig tiltakskostnad. I dette arbeidet har vi benyttet et omfattende datagrunnlag i form av AIS-data (seilingsdata for fartøyer), Kystverkets databaser for havner, databaser med informasjon om skip, og – ved god hjelp fra en rekke nettselskaper – anslag på investeringskostnader i nettanlegg på land. Denne tilnærmingen presenteres skjematisk i Figur 2-1.

Figur 2-1 – Oversikt over tilnærmingen til prosjektet



Gjennom å kombinere informasjon om faktisk seilingsmønster, havneanløp og liggetider med informasjon om blant annet om skipskategori og skipenes faktiske hoved- og hjelpemotor, har vi etablert et detaljert bilde av seilingsmønsteret, energibehov i sjø og i havn (f.eks. hoteldrift), og tilhørende effektbehov ved landstrøm og lading for elektrisk fremdrift. Seilingsmønsteret er lokalisert til havner, hvor det endelige datasettet omfatter mer enn 600 havner og terminaler i Norge. For hvert scenario har vi etablert et effektbehov for hver havn og terminal, som danner grunnlag for nettselskapene til å gjøre vurderinger om både utnyttelse av eksisterende, ledig nettkapasitet, og behov for investering i nye nettanlegg. Samtidig



**AFRY**  
Å F P Ö Y R Y



norwegian  
electric systems

har vi bygget opp kostnadsbaser for tiltak i havn og for tiltak i skip, både elektrisk og hydrogen der det er relevant.

Analysemodellen brukes til å vise hvor vi finner de samlet sett mest kostnadseffektive tiltakene, og grunnlag for å etablere tiltakskostnadskurver for hvert scenario. Modellen gir informasjon både om hvilke skipstyper og seilingsmønstre som er mest attraktive, og hvor i landet det er minst kostnadskrevende å oppnå utslippsreduksjoner.

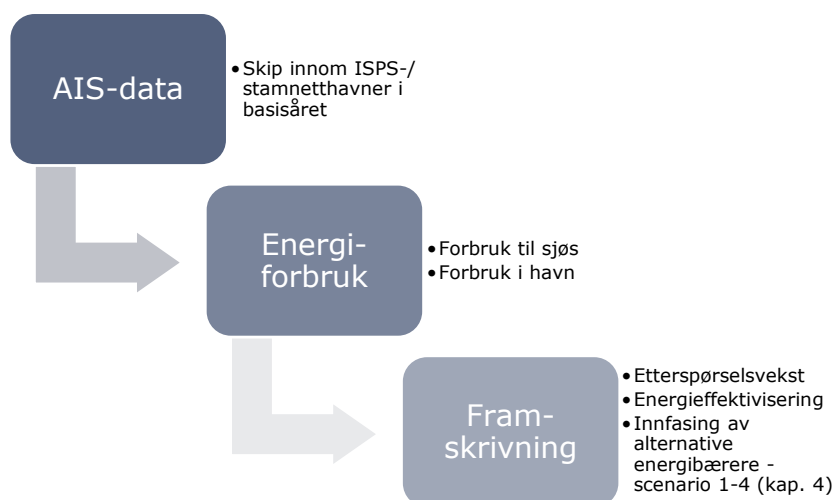
For å bygge scenariene for utvikling i skipstrafikken fram til 2030, etablerer vi først et basisår med forbruk og seilingsmønster fordelt på skipssegmenter og energibærere. Deretter beskriver vi en referansebane fram 2030, basert på endret etterspørsel, energieffektivisering og antatte endringer i energibærere benyttet. Vi vil referere til denne utviklingen som referansescenariet.

Formålet scenario-øvelsene er å beskrive og kvantifisere utviklingstrekk for maritim transport fram til 2030. Dette gjøres i fire alternative framskrivninger (scenarioer), hvor samtlige er tenkt å være realistiske, men det er forskjeller i teknologi-optimisme. De fire scenariene er:

- Referansescenariet
- Scenario 2, elektrifisering: Mer innfasing av elektrisk framdrift og hotelldrift
- Scenario 3, hydrogenisering: Innfasing av hydrogenløsninger
- Scenario 4, kombinasjon: både elektrifisering og hydrogenisering

Tilnærmingen oppsummeres i Figur 2-2.

Figur 2-2 – Tre datalag til grunn for scenarioanalysene



Vedlegg 1 beskriver nærmere metodene og data benyttet for å etablere basisåret og legge grunnlaget for referansescenariet. Der beskrives AIS-datagrunnlaget og metodene for å analysere seilingsmønstrene til skipene, hva vi legger til grunn av energiforbruk, og datagrunnlaget og metodene som ligger til grunn for framskrivningene til 2030.

En viktig del i tilnærmingen og i drøftingen av resultatene er skipssegmenteringen benyttet. Vi tar utgangspunkt i skipssegmentene til Kystverket, men deler passasjertrafikk inn i cruise, ferger og hurtigbåter og kystruten. Det betyr at følgende segmenter benyttes:



**AFRY**  
Å F P Ö Y R Y



norwegian  
electric systems

- Kjemikalie-/produktskip
- Stykkgoods-/roro-skip
- Gasstankskip
- Cruiseskip
- Oljetankskip
- Kystruten
- Ferger
- Hurtigbåter
- Slepefartøy
- Containerskip
- Bulkskip
- Offshore supplyskip
- Andre offshorefartøy
- Andre servicefartøy
- Fiskefartøy

Usikkerheten i scenariene og påfølgende analyser er større lenger fram i tid. Vi har derfor delt tidshorizonten opp i kort og lang sikt, der scenarioene fram til 2030 er sterkt linket opp til dagens utviklingstrender, mens vi drøfter den langsiktige utviklingen fram mot 2050 mer kvalitativt, ettersom usikkerheten her er større enn fram til 2030.

AFRY  
Å F P Ö Y R Ynorwegian  
electric systems

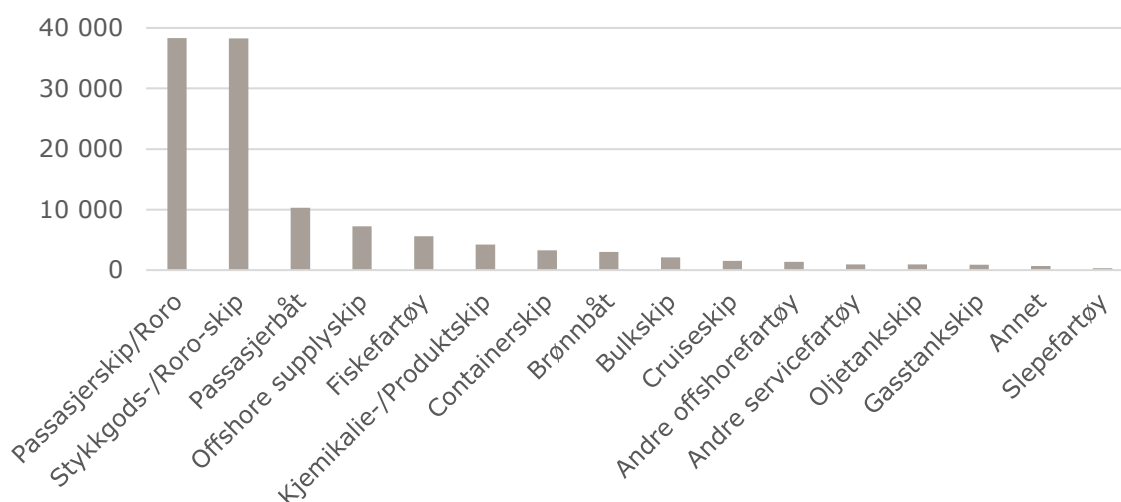
## 3 Innenriks skipstrafikk i dag

### 3.1 Trafikk- og seilingsmønster

Denne rapporten omhandler i hovedsak innenriks skipstrafikk, det vil si seilaser mellom norske havner inkludert Svalbard og installasjoner på sokkelen (Departementene 2019, s. 11).

Utvalget vårt av skip defineres av havnene. Havnene av interesse er definert som ISPS- og stamnetthavnene i Norge. Blant disse havnene var det i 2017 (basisåret) nesten 200 000 anløp fra skip over 1 000 bruttotonn. Store deler av dette er rutegående passasjertrafikk; passasjerskip og ferger (ro-ro) står for nesten 50 000 av anløpene. Stykkgodstransport er den klart nest største gruppe med 25 000 av anløpene. Fordelingen av anløp basert på fartøyskategori vises i Figur 3-1.

Figur 3-1 – Anløp i norske havner fordelt på skipstype, skip over 1000 BT, 2017. Kilde: Menon



De ulike skipssegmentene har ulike operasjonsmønster. For å illustrere dette har vi regnet ut en havnekonsentrasjonsindeks, basert på beregningsmetodikken til Herfindahl-indeksen, for hvert av skipssegmentene. Et indekstall på 1 ville bety at skipet kun oppholder seg i én havn, mens et indekstall på 0,5 kan bety at skipet trafikkerer to havner (eller én havn og et antall andre havner hvor anløpene er normalfordelt). Et indekstall på 0,1 er altså relativt høyt. Figur 3-2 presenterer resultatene av dette. Vi ser at passasjertrafikken, frakt av råstoffer, offshore supplyskip og cruisetrafikken er sentrert rundt relativt få havner. Et relativt likt tall, særlig for de fire første segmentene, viser at antallet havner besøkt i snitt er ganske likt for segmentene. På motsatt side av skalaen finner vi stykkgodstransport. Disse skipene er innom svært mange havner.

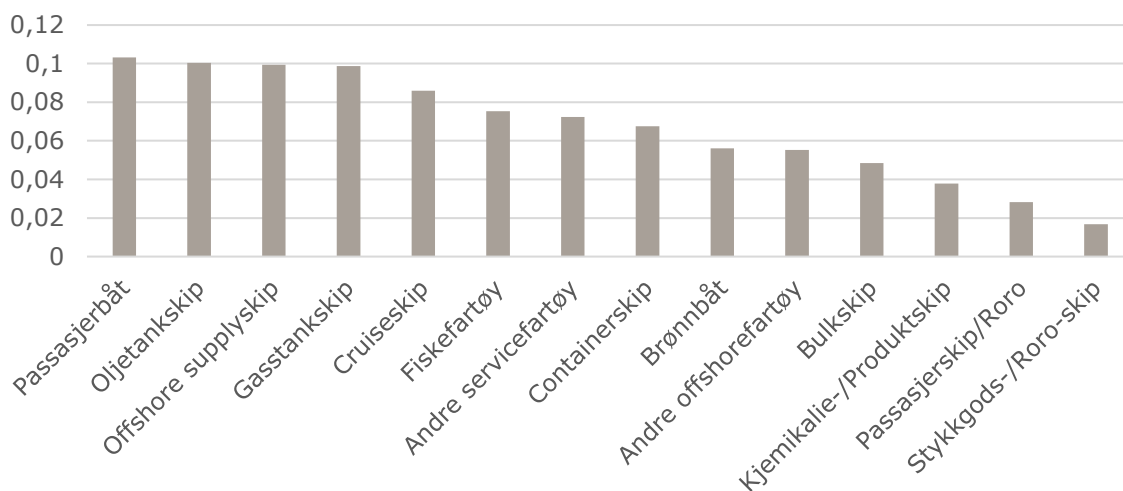


**AFRY**  
 Å F P Ö Y R Y



norwegian  
 electric systems

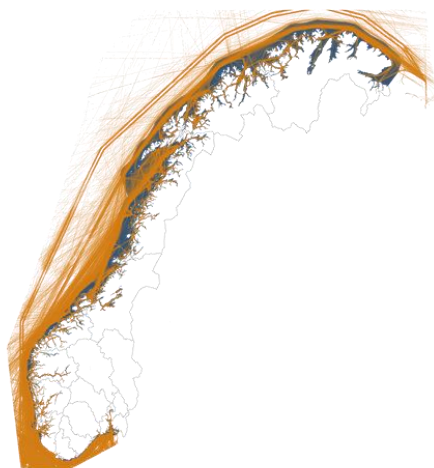
Figur 3-2 – Havnekonentrasjon for de ulike skipstypene. Høyere score indikerer at anløpene er mindre spredt på havnene. Skip over 1000 BT i 2017. Kilde: Menon



Forskjellene i konsentrasjon i seilingsmønster kan også illustreres i kart. Figur 3-3 viser hvordan stykkgoods- og ro-ro-skipene er spredt over det meste av kyst-Norge, men med noe sterkere konsentrasjon i relativt mer tettbygde strøk på øst-, sør- og Vestlandet. Offshore supplyskipene er konsentrert rundt enkelte områder, særlig på sørvest-, vest- og nordvest-landet, og plattformer på sokkelen. Gasstankskip og cruise har noe større spredning enn offshore supplyskipene, med tyngde på Vestlandet.

Figur 3-3 – Trafikkmønster for utvalgte skipssegment i basisåret. Kilde: Menon<sup>2</sup>

### Stykkgoods / Ro-Ro



### Offshore supply



<sup>2</sup> Svalbard er en del av datasettet, men vises ikke i kartet.



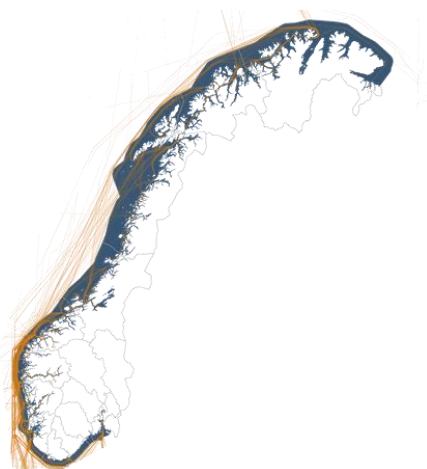


**AFRY**  
Å F P Ö Y R Y

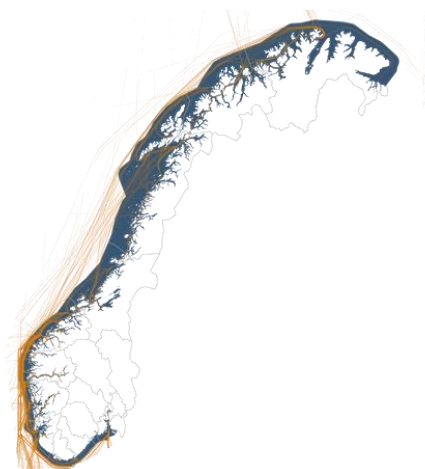


norwegian  
electric systems

## Gasstankskip

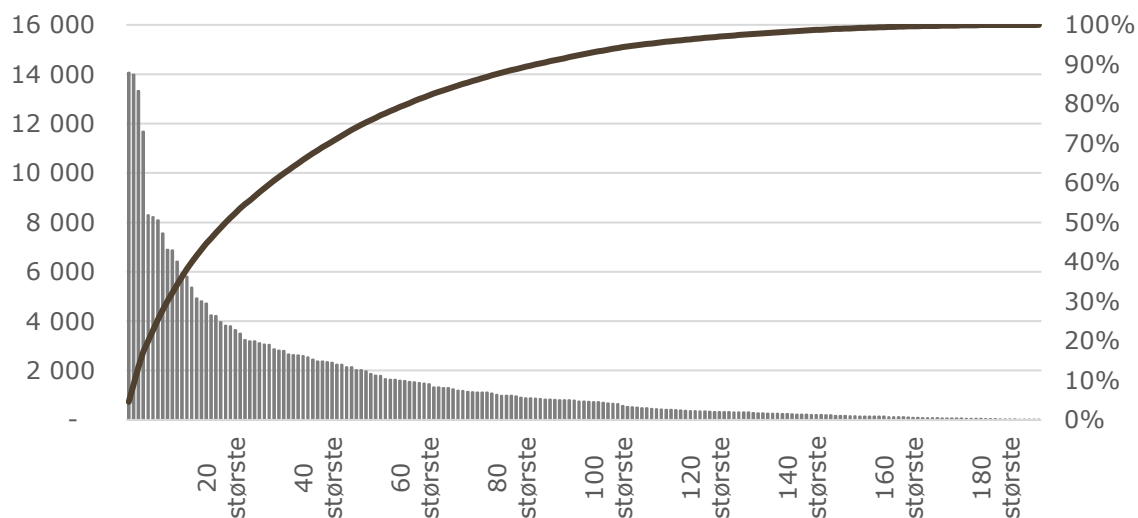


## Cruise



På havnesiden viser Figur 3-4 hvordan fordelingen av anløp for skip over 1000 bruttotonn er relativt sterkt konsentrert rundt et fåtall havner. De 20 største havnene står for omtrent halvparten av antallet anløp.

Figur 3-4 – Anløp per havn med kumulativ fordeling, 2017. Kilde: Menon



Disse 20 havnene presenteres i Figur 3-5. Stavanger, Ålesund, Tromsø og Bergen er de klart største havnene med omtrent 14 til 12 tusen anløp gjennom året hver. Disse havnene sammenfaller også noe med konsentrasjonen av skipssegmenter, som vist over.

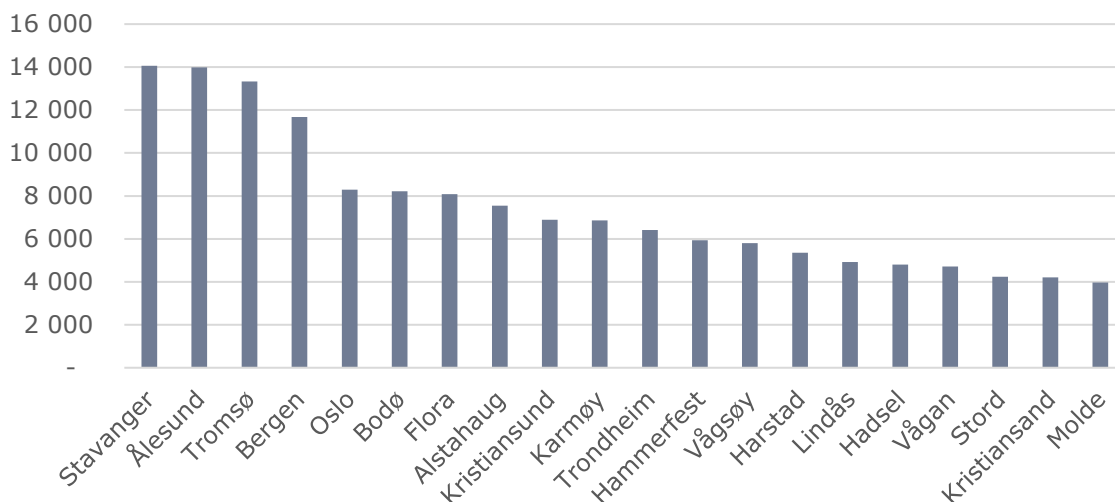


**AFRY**  
Å F P Ö Y R Y



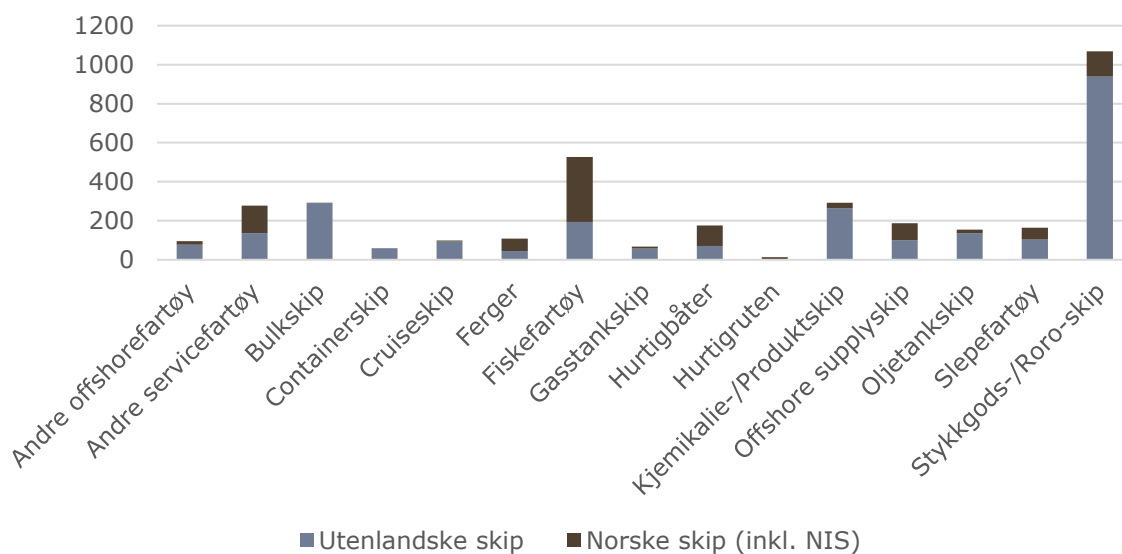
norwegian  
electric systems

Figur 3-5 – De 20 havnene med flest anløp i 2017. Kilde: Menon



Antallet skip som har besøkt minst én av havnene i utvalget vårt i basisåret er 3 851 skip. Av disse er omtrent en fjerdedel norsk-registrerte og ytterligere 3,5 prosent registrert i norsk internasjonalt skipsregister (NIS). Disse skipene fordeler seg på skipssegmentene som oppsummert i Figur 3-6.

Figur 3-6 – Antallet skip i basisåret fordelt på skipssegment og norsk/utenlandsk registrering. Kilde: Menon



### 3.2 Utslipp fra skipsfart

Avhengig av hvordan det måles, står skipsfarten for en anelig andel av totale klimagassutslipp, både globalt og nasjonalt.<sup>3</sup> For Norge uttrykker Granavolden-plattformen en ambisjon om å halvere klimagassutslippene fra innenriks skipstrafikk

<sup>3</sup> <https://news.un.org/en/story/2019/10/1050251>; <https://miljostatus.miljodirektoratet.no/tema/klima/norske-utslipp-av-klimagasser/klimagassutslipp-fra-transport/> [26.11.19].



**AFRY**  
Å F P Ö Y R Y

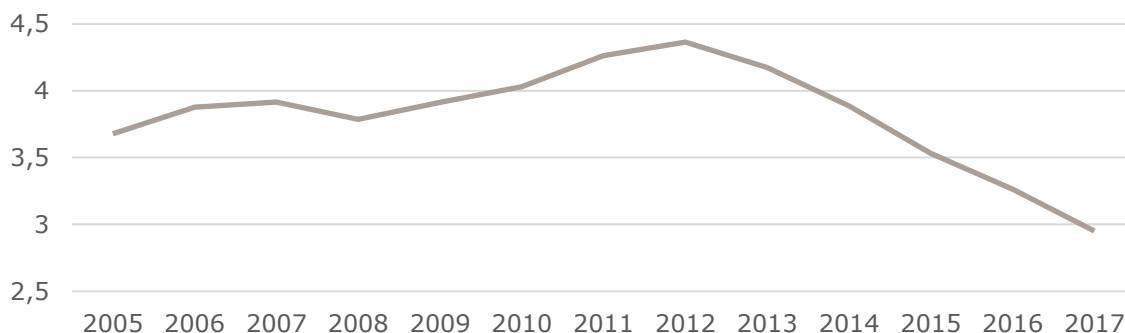


norwegian  
electric systems

innen 2030, sammenlignet med 2005 (Departementene 2019). Det er imidlertid betydelig usikkerhet i hva dette omfatter og hvordan utslippene skal anslås.

SSB sitt utslippsregnskap viser at klimagassutslippene fra innenriks sjøfart og fiske var 3,68 millioner tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter i 2005 (se Figur 3-7). Tilsvarende tall for 2017 er 2,95 millioner tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter. Dette er en nedgang på nesten 20 prosent. I tillegg til dette kommer utslipp fra fritidsbåter, estimert til omtrent 0,53 millioner tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter i 2017 (Departementene 2019, s. 48).

Figur 3-7 – Utslipp av mill. tonn CO<sub>2</sub>-e fra innenriks sjøfart og fiske



Kilde: SSB kildetabell 08940

Samtidig som utslippene målt av SSB viser en tydelig nedgang, viser beregninger av DNV GL at utslippene har økt noe de siste årene og at de var på 4,8 millioner tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter i 2017 (Departementene 2019; DNV GL 2019c). Dette tallet er betydelig høyere enn SSB sitt anslag, og trenden går i motsatt retning. Forskjellene mellom disse utregningene er hovedsakelig at SSB baserer seg på salg av drivstoff, hvilket innebærer at skip som seiler i norske farvann og bunkrer i utlandet ikke regnes med og skip som seiler i utlandet og bunkrer i Norge regnes med. DNV GL beregner utslipp basert på AIS-data og estimert forbruk for skip som trafikkerer norske farvann 80 prosent av tiden.

Våre anslag på utslipp er kun delvis sammenlignbare med overnevnte anslag. Fokuset i dette prosjektet er på infrastrukturinvesteringer i norske havner og dermed på utslipp fra skip som trafikkerer havnene. Tilnærmingen (se vedlegg 1) ligner utslippsberegningene til DNV GL og er altså basert på antagelser om forbruk koblet til AIS-dataene, men det er både metodiske og prinsipielle forskjeller mellom beregningene.

I tillegg til sannsynlige metodiske ulikheter, er den viktigste forskjellen at DNV GL anslår utslipp fra skip med mer enn 80 prosent av tiden i norske farvann mens vi anslår utslipp fra seilaser til eller fra havnene i datasettet vårt, uavhengig av hvor lenge skipet oppholder seg i norske farvann. Det betyr eksempelvis at et skip som i noen grad tilbringer tid i utlandet, men har enkelte seilaser til en norsk ISPS-havn vil omfattes i våre utslippsanslag, men ikke DNV GL sine anslag. Det betyr også at skip som tilbringer mye tid i norske farvann, men ikke trafikkerer havnene i vårt datasett vil omfattes av DNV GL sine anslag, men ikke våre.

Siden norske mål om reduserte klimagassutslipp baseres på drivstoffsalg, vil det ikke være riktig å legge utslippsberegningene i dette prosjektet til grunn for å vurdere måloppnåelse. Samtidig kan anslåtte reduksjoner i utslipp gitt ulike tiltak gi gode indikasjoner på mulige utslippsreduksjoner sammenlignet med nasjonale målsetninger.



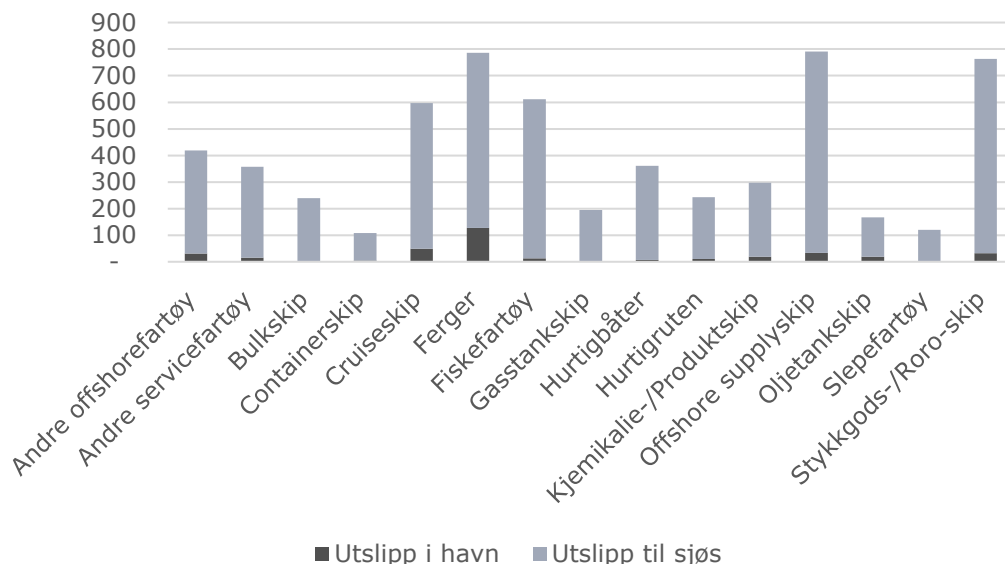
**AFRY**  
Å F P Ö Y R Y



norwegian  
electric systems

Figur 3-8 presenterer våre anslåtte utslipp for basisåret, fordelt på utslipp i havn (særlig hotelldrift) og til sjøs (hovedsakelig framdrift). Det samlede utslippet er anslått til 6,055 millioner tonn CO<sub>2</sub>. Figuren viser at brorparten av de anslåtte utslippene er fra framdrift og operasjoner sjøs. Det betyr at potensialet for å redusere utslipp, som anslått her, ved å erstatte dieselbruk til kai er begrenset.

Figur 3-8 – Anslåtte tusen tCO<sub>2</sub> i havn og til sjøs per skipssegment



Anslagene på andel av utslipp i havn er om lag 370.000 tonn, eller 6% av samlede utslipp vi har beregnet i norsk farvann. Vårt anslag er lavere andre anslag på havneutslipp. Dette er nok dels et uttrykk for usikkerheten i slike anslag, og noe kan nok forklares ved ulike tilnærminger og ulike populasjoner skip (se diskusjon over). Mulige faktorer ved vår tilnærming som kan bidra til å underestimere våre anslåtte havneutslipp er at:

- Liggetiden til skipene er beskranket til ett døgn, slik at liggetider (og dermed grunnlaget for å estimere utslipp) vil være maksimum ett døgn. Aktiviteter som genererer utslipp utover dette ikke blir estimert i tilnærmingen vår. Det er trolig at aktiviteter med høyt energibehov, som hotellvirksomhet og lasting og lossing, som regel ikke vedvarer så lenge, slik at det kunne overestimert utslippene å ikke ha denne skranken. Skranken er også relevant for å beregne effektbehov ved lading.
- Energibehovet per time ved kailigge (se vedlegg 2) kan være underestimert, særlig for skip med spesielt høyt energiforbruk, slik som skip med store kraner, store boilere, spesialutstyr eller lignende.
- Utslipp fra aktiviteter som ikke driftes av selve skipet er ikke inkludert i våre utslippstall, slik som gravemaskiner, trucker, kraner på kai, dieselaggregater og annet.



## 4 Teknologitrender

De fire scenariene i prosjektet skiller av ulik innfasing av alternative energibærere fram til 2030. Teknologitrendene for disse løsningene fram til 2030 er derfor avgjørende for scenariobyggingen. Scenariene presenteres og defineres i kapittel 5, men det følgende beskriver grunnlaget for innfasingstakten som legges til grunn i scenariene, for henholdsvis elektrisitet, hydrogen, biogass, og flytende biodrivstoff. I tillegg brukes framskrivningene av kostnader.

### 4.1 Batterielektrisk drift og plug-in hybriddrift

Innen elektrifisering skiller vi mellom:

- i) helelektrifisering av framdrift og operasjoner til sjøs,<sup>4</sup>
- ii) delelektrifisering av framdrift til sjøs, til elektrisk hjelpemotor eller annen delelektrifisering av operasjoner til sjøs, og
- iii) landstrøm for å forsyne energibehov ved kailigge, inkludert hoteldrift, lasting, lossing, m.m.

Vi ser her bort fra hybridløsninger for mer optimalt energiforbruk som ikke krever lading fra land. Dette er inkludert under energieffektivisering (se vedlegg 1).

Økt bruk av elektrisitet fordrer utbygging av infrastruktur i havn i form av landstrøm og/eller ladeanlegg for å kunne bruke elektrisitet til framdrift. Økt effektuttak i havn kan kreve oppgraderinger av distribusjonsnett, regionalnettet og i ytterste konsekvens transmisjonsnett.

Elektrifisering av kjøretøyparken, og særlig innen personbildegmentet, har gjennomgått en større teknologisk og økonomisk modning de senere årene. Andelen helelektriske personbiler utgjør nå omtrent halvparten av nybilsalget.<sup>5</sup> Bruken av hel-elektriske eller plug-in hybrid-løsninger innen skipsfarten er i større grad i startgropen. I dag er det i hovedsak innen fergesegmentet at det er fasett inn eller planlagt innfasett hel-elektriske løsninger (Menon 2019). I tillegg er det en del skip med batteri innen offshoresegmentene (Departementene 2019). Figur 4-1 viser antallet bestillinger av skip til bruk i Norge med lav- eller nullutslipps-løsninger for ulike skipssegment, som sammenstilt av DNV GL i Departementene (2019). En større andel av disse skipene, særlig innen offshore og fiske er hybridløsninger uten mulighet for å lade fra land. Innen cruise og passasjertrafikk (hovedsakelig ferger) er andelen full- eller hel-elektriske løsninger større.

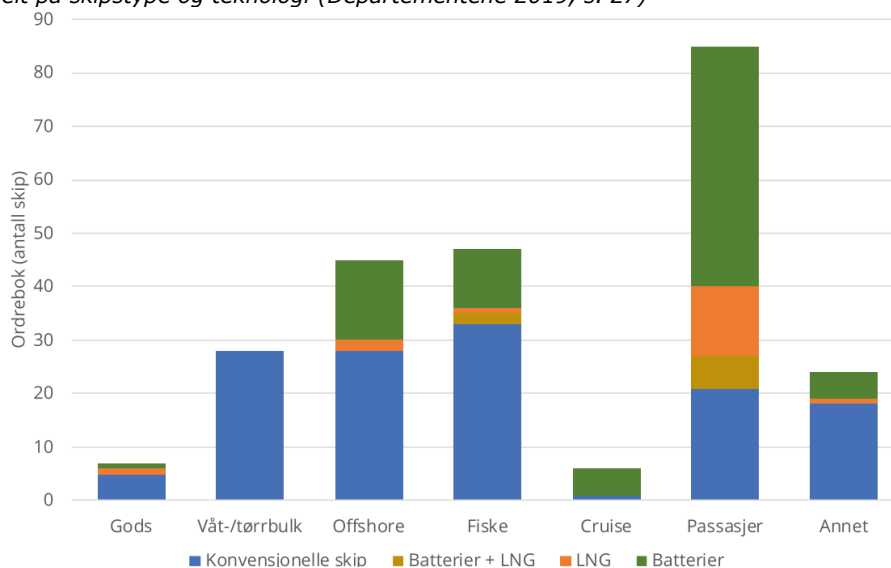
---

<sup>4</sup> Vi definerer helelektrisk relativt bredt og omfatter skip som har hjelpemotor/back-up-motor som driftes med konvensjonelt drivstoff. Disse regnes normalt som nullutslippsløsninger selv om utslippsreduksjonen fra drift kan være ned mot 90 prosent.

<sup>5</sup> <https://www.tu.no/artikler/elbiler-pa-salgstoppen-bensinbilsalget-stuper/475415> [26.11.19].

AFRY  
Å F P Ö Y R Ynorwegian  
electric systems

Figur 4-1 – Ordrebok ved utgangen av 2017 for skip med Norge som oppgitt operasjonsområde, fordelt på skipstype og teknologi (Departementene 2019, s. 27)



En viktig grunn til at ferger er et viktig segment er den høye regulariteten (ofte trafikkeres kun to eller tre fergeleier) og relativt korte distanser. Den lengste strekningen som tilbakelegges med elektrisk kraft er den danske fergen E/F Ellen, som trafikkerer sambandet Søby-Fynshavn og tilbakelegger strekninger på 22 nautiske mil.<sup>6</sup> Fergen er utstyrt med en batteripakke på 4,3 MWh.

Det testes også ut helelektriske fartøy innen andre skipssegmenter. Yara Birkeland er et autonomt containerskip («fully cellular container») som skal trafikkere Herøya, Brevik og Larvik og frakte gjødsel.<sup>7</sup> Skipet planlegges å tilbakelegge turen tur/retur mellom hver lading, som innebærer en strekning på 74 nautiske mil. Lav fart og nattseiling bidrar til å muliggjøre den lange seilingsdistansen. Det er planlagt å sette skipet i drift i løpet av 2020. Enova støtter også et prosjekt med mål om å drifte to helelektriske og autonome ro-ro-skip på strekningen Moss-Holmestrand innen 2024.<sup>8</sup> Skipene skal frakte gods for Asko og anslås å kunne erstatte 16 semitrailere. Det planlegges også idriftsetting av blant annet en helelektrisk taubåt i Auckland, New Zealand,<sup>9</sup> batteri-elektriske hurtigbåter gjennom et prosjekt i Rogaland og utprøving i prosjektet «Fremtidens hurtigbåt» (Menon 2019).

Generelt vil skip med relativt korte seilingsdistanser (<25 nautiske mil), høy grad av regularitet og muligheter for lengre liggetider være egnet for elektrifisering. Del-elektrifisering kan være egnet for flere typer skip, og kan i flere tilfeller være (nær) lønnsomme. DNV GL (2018b) anslår andelen av drivstoffbruket for ulike skipssegment, som kan dekkes av elektrisitet forsynt av batteri ladet på land. Utover passasjertransport, vises det til særlig stort potensial for å erstatte dieselforbruket blant mindre offshore supplyskip (11%), andre offshorefartøy (16%), fiskefartøy

<sup>6</sup> <https://www.tu.no/artikler/dansk-elferge-setter-solid-distanserekord/472091> [26.11.19].

<sup>7</sup> <https://www.tu.no/artikler/yara-birkeland-skal-bygges-i-norge/442400> [20.10.19].

<sup>8</sup> <https://presse.enova.no/news/119-enova-millioner-til-askos-autonome-fartoy-362196> [11.12.19].

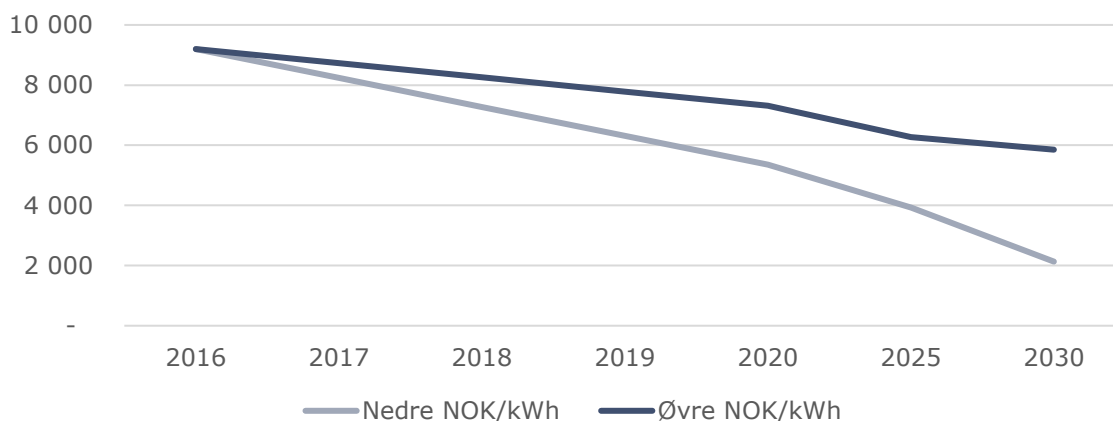
<sup>9</sup> <https://www.theengineer.co.uk/ports-of-auckland-e-tug/> [20.10.19].

AFRY  
ÅF PÖYRYnorwegian  
electric systems

(11%), containerskip (17%) og stykkgodsskip (17%). Det anslås videre at prosentsatsene vil doble seg til 2030.

Sentralt for innfasing av batterielektrisk drift er kostnadene for batteri til maritim bruk, batterivekten og kostnaden for elektrisitet i forhold til MGO (Marine Gas Oil, eller marindiesel). Omregnet til norske 2019-kroner, anslår DNV GL (2018a) at kostnadene for batteri til maritim bruk (som er høyere enn batterikostnadene for eksempelvis elbil) vil falle med ca. 20-60 prosent i perioden 2019-2030 (Figur 4-2). Batterilevetiden er usikker og avhenger blant annet av bruken, men det antas ofte en levetid på 10 år for maritime batterier.

Figur 4-2 – Anslåtte innkjøpskostnader for maritime batteri kr/kWh (DNV GL 2018a)



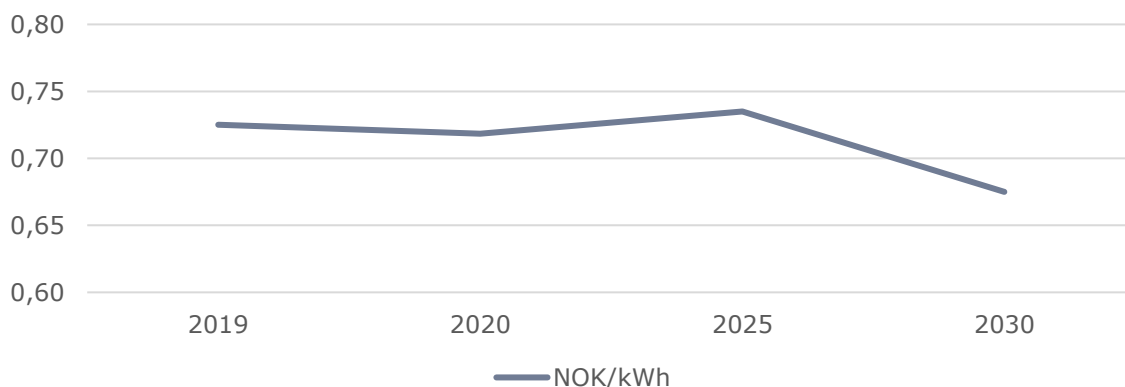
I tillegg til prisreduksjon, er det pågående økning i energitetthet for batterier. Vi legger til grunn en energitetthet i dag på 0,25 kWh per kg. DNV GL (2018b) antar at det vil bli en doubling av energitettheten fram til 2030 for Li-ion-batterier. Størrelse på batteri (og dermed redusert plass for last og annet om bord) sammen med vekt (som øker energibehovet i framdrift) er viktige barrierer for opptak. Mer batteri per krone med lavere vekt øker konkurranseevnen for del- eller hel-elektrisk framdrift slik at det for enkelte segment og enkelte seilingsmønster blir lønnsomt, sammenlignet med MGO (DNV GL 2018b).

En annet kostnadselement er selve elektrisiteten. Elektrisitetskostnader er generelt lavere enn dieselkostnader.<sup>10</sup> I arbeidet med Klimakur 2030 anslås prisen for MGO til å være stabil på 7,7 kr per liter i perioden 2019-2030 (inkl. CO2-avgift og moms, men ekskl. grunnavgift). Kraftprisene benyttet i Klimakur 2030 er foreløpig unntatt offentligheten, men NVE (2019) anslår dette i kraftmarkedsanalysen for 2019-2040. Tilpasset for vårt formål, med redusert sats for elavgift, framskrives kraftprisen som presentert i Figur 4-3: noe reduksjon i perioden 2019 og 2030, hvor reduksjonen først og fremst er i perioden 2025-2030.

<sup>10</sup> I tillegg til pris, vil virkningsgradene være viktige i sammenligningen av energibærerne. Elektrisitet har en langt høyere virkningsgrad enn MGO (og hydrogen og biodrivstoff). Dette hensyntas i optimeringsmodellen (kapittel 0) og beskrives i vedlegg 1.

AFRY  
Å F P Ö Y R Ynorwegian  
electric systems

Figur 4-3 – Anslått kraftpris i NVE (2019), med redusert sats for elavgift og nettleie på 0,3 kr/kWh



I tillegg til lavere kostnader for energien ved bruk av elektrisitet, krever batterier og elektriske motorer som regel lavere vedlikeholdskostnader enn konvensjonell drift (Enova 2015; Opdal 2010). Denne besparelsen er ikke inkludert i våre beregninger.

Elektrisitet kan også brukes for å erstatte energibehovet ved hoteldrift, lasting, lossing m.m. til kai. Dette fordrer investeringer av landstrømsanlegg (med mulige konsekvenser for nett) og tiltak om bord for å ta i bruk elektrisiteten. Våre anslag på dagens kostnader for tiltakene om bord, avhengig om det gjøres ved nybygging eller i eksisterende fartøy, presenteres i Tabell 4-1.

Tabell 4-1 Kostnader om bord i skip for landstrøm avhengig effektbehov ved kailigge. Kilde: NES

Effekt ved havn	Kostnad, nybygg	Kostnad, ombygning
<b>0-500kW</b>	1 000 000	1 050 000
<b>500-1000kW</b>	1 200 000	1 260 000
<b>1000-2000kW</b>	1 400 000	1 470 000
<b>2000-3000kW</b>	1 700 000	1 785 000
<b>3000-4000kW</b>	2 000 000	2 100 000
<b>4000-5000kW</b>	2 200 000	2 310 000

Teknologien for landstrøm er relativt moden og de nødvendige investeringene er små om bord og på kai, sammenlignet med andre el-investeringer. Investeringene kan betale seg i form av reduserte driftskostnader. Det gis også støtte fra Enova og NO<sub>x</sub>-fondet for å investere i dette på land (se vedlegg 3). Barrierene for økt bruk er i større grad koordinering, hvor investeringene i skip fordrer forutsigbarhet i at landstrøm er tilgjengelig og kompatibelt for skipet i havnene som (kan) besøkes.

## 4.2 Hydrogen og brenselceller

I dag produseres hydrogen primært til industriell bruk, og først og fremst basert på fossilt brensel som gass og kull. For at hydrogen skal være et nullutslippsbrensel, må det i fremtiden enten produseres ved elektrolyse med karbonnøytral elektrisitet eller hovedsakelig fra naturgass (gassreformering) i kombinasjon med fangst og lagring av karbon (CCS).

Begge produksjonsformer er relevante i et norsk og europeisk<sup>11</sup> perspektiv, ikke minst fordi vår kraftproduksjon allerede er 100% fornybar. For elektrolyse kan det være

<sup>11</sup> Fordi kraftproduksjon omfattes av kvotesystemet EU-ETS.



AFRY  
Å F P Ö Y R Ynorwegian  
electric systems

aktuelt både å bygge større, sentrale anlegg, og desentrale anlegg nær forbrukspunkter. Elektrolyse er en moden teknologi. CCS er fremdeles umodent, og fremdeles på pilotstadiet for utprøving både av fangst- og lagringsløsninger. Innenfor en tidshorisont på 10 år er det betydelig usikkerhet om produksjon basert på naturgass og CCS vil være kommersielt modent.

I denne rapporten tar vi ikke stilling til hvorvidt hydrogen produseres ved gassreformering eller elektrolyse. Derimot er det et interessant spørsmål om produksjonen skjer sentralt med transport til et begrenset antall bunkringsstasjoner, eller skjer desentralt i et større antall havner og terminaler.

Hovedutfordringene for hydrogen er knyttet til produksjon, til transport og til omdanning til fremdrift eller strøm. Kun en svært liten del av dagens hydrogenproduksjon - om lag 2% på verdensbasis - skjer med elektrolyse. Mesteparten av hydrogenproduksjonen skjer nær forbrukspunktene, fordi transport og lagring er krevende, og medfører forholdsvis høyt tap i form av avdamping. Hydrogen kan brukes direkte i forbrenningsmotorer, men det er i første rekke i kombinasjon med brenselceller og batterier at hydrogen er aktuelt som drivstoff i skip (og biler).

I dag foregår elektrolyse hovedsakelig gjennom de to teknologiene protonutvekslingsmembran (PEM) eller alkalisk elektrolyse. PEM utgjør hoveddelen av de siste årene. For begge teknologiene er effektiviteten relativt lav, og innen 2030 forventes effektiviteten å ha forbedret seg til maksimalt 70%, se Tabell 4-2 (IEA, 2019).

Tabell 4-2 – Anslått virkningsgrad og CAPEX for PEM og alkalisk elektrolyse i dag og i 2030.

	Teknologi	I dag	2030	Lang sikt
<b>Virkningsgrad</b>	PEM	56–60 %	63–68 %	67–74 %
	Alkalisk	63–70 %	65–71 %	70–80 %
<b>Investering (USD/kWe)</b>	PEM	1100-1800	650-1500	200-900
	Alkalisk	500-1400	400-850	200-700

Kilde: IEA (2019).

Alkalisk elektrolyse er en gammel og moden teknologi, og det er bygget svært store anlegg med denne teknologien – det største som noensinne er oppført var 162 MW, i Egypt på 1960-tallet. Alkalisk-elektrolysører er billigere enn PEM i investering, Teknologien har imidlertid tre vesentlige svakheter: Den krever en høy minstelast, og er bare egnet for sentralisert produksjon; de produserer med lavt trykk; og de har lav strømtetthet og blir dermed store sammenlignet med alternative teknologier.

PEM er en nyere teknologi, som i hovedsak er utviklet de siste ti-årene, men som kjennetegnes av sterk vekst, ikke minst på grunn av bilindustriens interesse og bruk av teknologien. Selve elektrolysøren har forholdsvis liten effekt, 1-2 MW, og er dermed bedre egnet for desentral produksjon. Den er forholdsvis fleksibel – det vil si at den kan operere med varierende last, for eksempel utnytte ledig kapasitet i nettet, eller overskudd av vindkraftproduksjon innenfor ganske korte perioder. Sluttproduktet er også renere enn fra alkalisk elektrolyse. PEM har også noe lavere driftskostnader enn alkalisk elektrolyse. PEM har imidlertid vesentlige ulemper knyttet til bruk av sjeldne (og dyre) edelmetaller, og kort levetid (om lag fem år) som medfører høye kostnader. Den har også dårligere virkningsgrad enn alkaliske elektrolysører.

SOEC (solid oxide electrolyser cell) er en teknologi som stadig er på utviklingsstadiet. Teknologien er først og fremst kjennetegnet ved høyere virkningsgrad enn alkalisk og PEM.



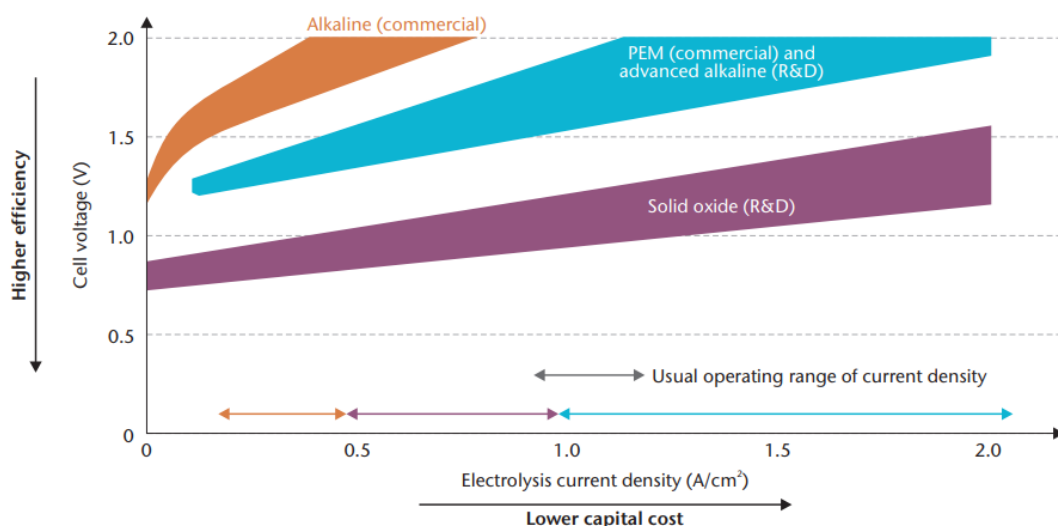
**AFRY**  
Å F P Ö Y R Y



norwegian  
electric systems

Figuren under illustrerer forskjellene mellom de ulike teknologiene med tanke på tetthet i A/cm<sup>3</sup> (og investeringskostnad), og virkningsgrad i elektrolyseren (IEA, 2019).

Figur 4-4 – Forskjeller mellom alkalisk elektrolyse, PEM og SOEC (IEA 2019)



Selv om alkalisk elektrolyse i dag er både en moden og kostnadseffektiv teknologi, viser figuren at PEM og SOEC har større potensiale for å redusere investeringskostnaden og for å øke effektiviteten.

Etter at hydrogen er produsert, skjer distribusjon og deretter lagring i enten gassform (H<sub>2</sub>) eller væskeform (LH<sub>2</sub>). I gassform kan H<sub>2</sub> komprimeres til 300 bar (inntil 700 bar i små mengder, slik som drivstofftank i en bil), eller kjøles ned til -253 °C hvor det blir flytende.

Når hydrogen skal lagres i en havn, kreves det en betydelig større lagringskapasitet enn det som i dag er etablert for å forsyne fartøyene med drivstoff. Et annet viktig aspekt er at den lavere energitettheten for hydrogen sammenlignet med diesel krever et større fysisk lagringsområde i havn. For å forbedre effektiviteten, bør hydrogen lagres i flytende form til tross for det høyere energiforbruket for å konvertere eventuelt hydrogen i gassform til flytende form. Investeringskostnadene ved storskala lagring av hydrogen i havn er usikker, da det dette i dag kun er i liten grad benyttet. Anslag viser imidlertid at kostnadene for LH<sub>2</sub>-lagring kan være omtrent 45-50 % dyrere enn LNG-lagring per kg (NCE Maritime CleanTech, 2019).

Sikkerhetsaspektet er også viktig. Ved lagringsanlegg over 5 tonn (165 MWh) gjelder den såkalte Storulykkeforskriften. Denne setter krav til sikkerhetssoner, som i praksis innebærer at lagringsanlegg kan bli svært plasskrevende.

Sammenlignet med diesel har hydrogen svært høyt energiinnhold per vektenhet, men lavt energiinnhold per volumenhet (se tabell under). Dette innebærer at plassbehovet for drivstoff om bord (selv justert for virkningsgradsforskjeller) er betydelig høyere for hydrogen enn for diesel for å oppnå samme seilingsdistanse.

AFRY  
Å F P Ö Y R Ynorwegian  
electric systems

Tabell 4-3 – Energiinnhold per kg og per liter for diesel og hydrogen

Energibærer / tilstand	kWh/kg	kWh/liter
Diesel	12,4	10,4
H <sub>2</sub> (300 bar)	33	0,75
LH <sub>2</sub>	33	2,36

Kilde: Wikipedia ([https://en.wikipedia.org/wiki/Energy\\_density](https://en.wikipedia.org/wiki/Energy_density))

På skip innebærer plassbegrensninger at flytende hydrogen har klare fordeler fremfor komprimert. Dermed må flytende hydrogen enten transporteres til bunkringshavner, eller at det etableres et anlegg for nedkjøling til flytende tilstand sammen med desentral produksjon av hydrogen. Et lite anlegg for nedkjøling vil ha en kapasitet på om lag 6.000 kg/dag (DOE, 2019), eller tilsvarende en effekt på om lag 8 MW (eller om lag 7.150 liter diesel). Dette er et stort volum sammenlignet med størrelsen på behov for bunkers i mange havner. Nedkjølingsanlegg er dermed best egnet i forholdsvis store havner med mye trafikk og behov for bunkers.

Alternativet til lokal produksjon og nedkjøling av hydrogen er transport fra storskala produksjonssteder. I dag eksisterer det ingen etablert infrastruktur for hydrogen. Transport med lastebil kan håndtere forholdsvis små mengder hydrogen, fortrinnsvis i flytende form. Hvis hydrogenbruk skal skaleres opp, vil det være behov for dedikert hydrogentransport. For distribusjon av hydrogen i gasstilstand er rørledninger det beste alternativet for storskala bruk, spesielt i områdene der naturgassledninger kan brukes. Siden hydrogen i flytende form har en betydelig høyere energitetthet enn hydrogen i gassform, er distribusjon via såkalte LH<sub>2</sub>-tanker en teknologi med høyt potensiale (NCE Maritime CleanTech, 2019).

For fremdrift og fartøybrensel anses brenselceller, dvs. hydrogen som drivstoff for å generere elektrisitet, å være hovedalternativet til for eksempel forbrenning av hydrogengass. Brenselceller basert på PEM anses som den teknologien som i dag har størst potensial for å operere i fartøyene for å betjene elmotoren. Flere prosjekter er i utvikling med dette som utgangspunkt (New Technology, 2018).

I denne rapporten legger vi til grunn at infrastrukturen for hydrogen vil være i form av storskala sentralisert produksjon (med CCS) og transport til utvalgte havner. Dette innebærer relativt store enkeltinvesteringer, men det anslås at omtrent 70 havner vil kunne dekke det meste av bunkringsbehov (DNV GL 2014). Sammenlignet med forsyning av elektrisitet vil infrastrukturen for å forsyne hydrogen være langt mer sentralisert. Dette drøftes nærmere i delkapittel 7.1.

Hydrogen er en svært brennbar gass, og reiser spesielle sikkerhetsforhold. Ved lagring av mer enn 5 tonn hydrogen gjelder spesielle sikkerhetskrav, som kan være svært arealkrevende.

Et alternativ til hydrogen er bruk av ammoniakk (NH<sub>3</sub>, en forbindelse mellom hydrogen og nitrogen), som ved bruk i brenselceller slipper ut vanddamp og nitrogengass. Energitettheten er om lag 50% høyere enn i hydrogen, og ammoniakk blir flytende allerede ved -33 °C ved atmosfærisk trykk. Tilsynelatende vil disse egenskapene løse flere av de store utfordringene ved hydrogen. Imidlertid er ammoniakk en svært giftig gass, og krever svært høye temperaturer ved konvertering i brenselceller, opp til 1000 °C. Det er dermed betydelige utfordringer knyttet til introduksjon av ammoniakk til fremdrift i skip. I denne rapporten utdyper vi ikke avveiningen mellom hydrogen og ammoniakk videre i detalj, men peker på at de to energibærerne i prinsippet vil være forholdsvis like alternativer med tanke på potensial for fremdrift i scenario 3 og 4 som presenteres under.

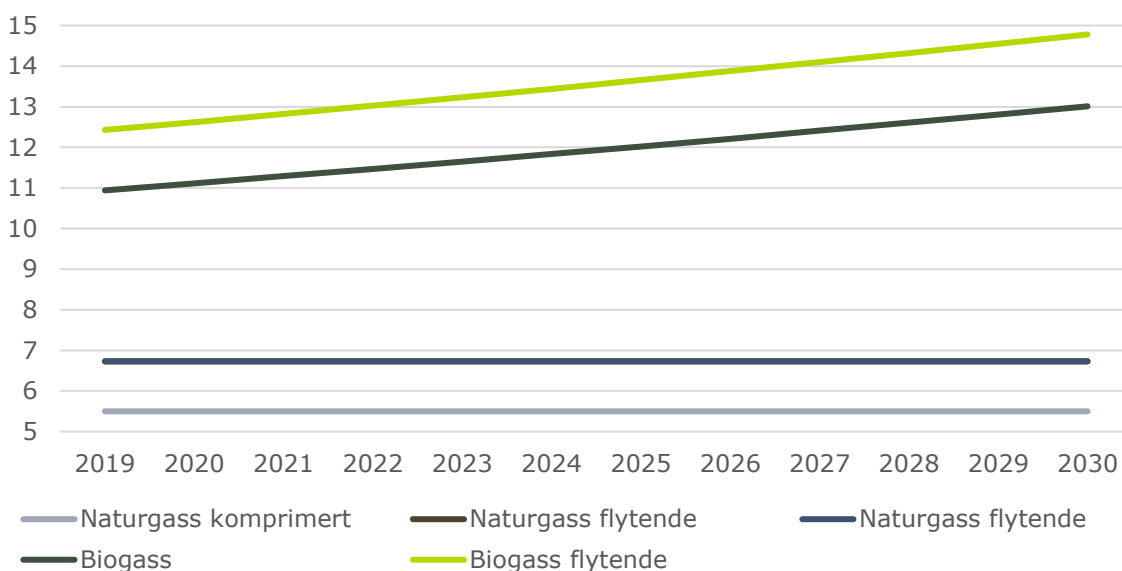
AFRY  
Å F P Ö Y R Ynorwegian  
electric systems

### 4.3 Biodrivstoff

Biodrivstoff er ikke et fokus i dette prosjektet, men inkluderes her som en mulig nullutslipps- eller fossilfri løsning. Biogass (LBG) er et nærmest fullverdig substitutt for naturgass (LNG), slik at det kan blandes inn eller fullt ut erstatte naturgass uten investeringer i infrastruktur (DNV GL 2018b). Det kan produseres ulike avfalls- og bi-produkter og medfører ingen klimagassutslipp i klimagassregnskapet.

Kostnadene for å ta i bruk biogass som erstatning for naturgass vil derfor i all hovedsak være knyttet til energiprisen. I arbeidet med Klimakur 2030 er prisene for naturgass og biogass i ulike former anslått. Disse presenteres i Figur 4-5. Her anslås kostnadene for både flytende og komprimert biogass til å være langt høyere enn naturgass i hele perioden.

Figur 4-5 – Energipriser, gass, (2019 kr/sm<sup>3</sup>, inkl. avgifter). Kilde: Klimakur 2030



DNV GL (2019c) viser til at det i dag er 49 skip driftet på LNG som tilbringer 80 prosent av tiden i norske farvann. Disse vil kunne ta i bruk biogass i stedet for LNG med lave investeringskostnader, men med økte driftskostnader. For andre skip å ta i bruk biogass, påløper både økte investering- og driftskostnader.

Fornybare dieseldrivstoff er et fossilfritt alternativ til MGO. Disse energibærerne kommer i ulike former, hovedsakelig som FAME (raps metyl ester) eller HVO (hydrogenbehandlet vegetabiliske oljer), enten som konvensjonelt biodrivstoff (produsert av råstoff som også kan brukes til å produsere mat- eller dyrefor) eller avansert biodrivstoff (produsert av avfall eller rester).<sup>12</sup> Vi vurderer her hovedsakelig avansert biodrivstoff.

Både FAME og HVO kan blandes inn som erstatning for MGO uten større modifikasjoner eller andre kostnader, utover drivstoffkostnadene (Miljødirektoratet og Sjøfartsdirektoratet 2018). HVO er imidlertid et mer fullverdig substitutt enn FAME. Ved høyere innblanding av FAME enn syv prosent kreves det modifikasjoner. HVO er

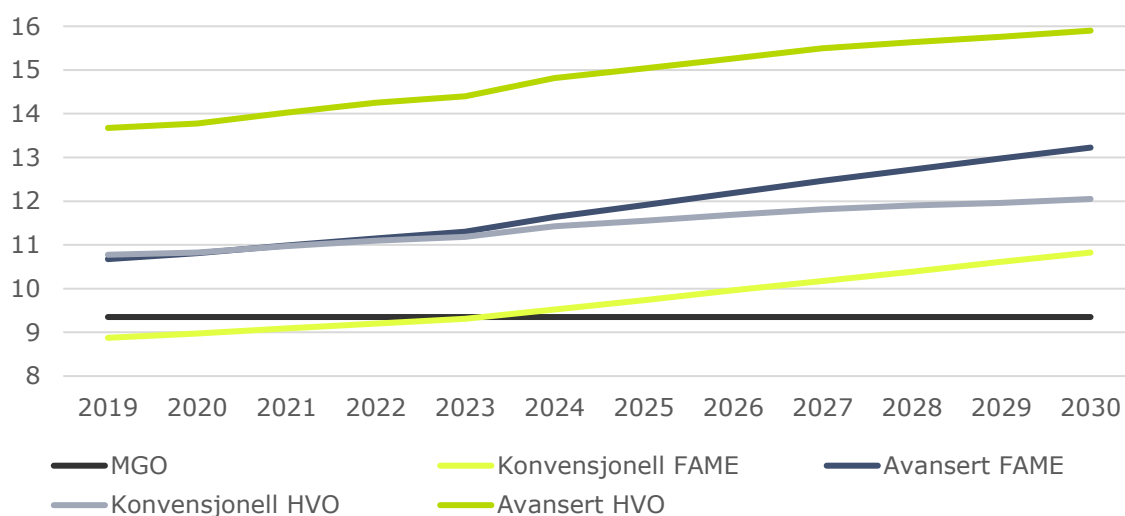
<sup>12</sup> <http://tema.miljodirektoratet.no/no/Tema/Energi/Biodrivstoff/Fakta-om-biodrivstoff/> [03.12.19].

AFRY  
Å F P Ö Y R Ynorwegian  
electric systems

testet ut og idriftsatt som 100 prosent erstatning av MGO. Vi vurderer derfor her kun HVO som et fossilfritt alternativ til MGO.

Med neglisjerbare investeringskostnader i skip og mindre infrastrukturkostnader på land, er differansen i energiprisene det viktigste kostnadselementet for å ta i bruk fornybare dieseldrivstoff. Figur 4-6 viser energiprisene for de omtalte dieseldrivstoffene, samt for MGO, benyttet i Klimakur 2030. Figuren viser at prisen for avansert HVO er langt høyere enn MGO i hele perioden 2019-2030. Også om en kontrollerer for noe høyere energitetthet for fornybare enn konvensjonelle dieseldrivstoff (se Tabell 9-2) vil den resulterende driftskostnaden være betydelig høyere.

Figur 4-6 – Energipriser, dieseldrivstoff (2019 kr/liter, inkl. avgifter) brukt i Klimakur 2030



Det eksisterer i dag flere uttestinger og skip i drift på fornybare biodiesel i Norge, blant annet på fergesambandet Halla-Dragsvik-Vangsnes i Sognefjorden (Miljødirektoratet og Sjøfartsdirektoratet 2018). Vi vurderer imidlertid dette til å være i mindre skala, og delvis overlappende med framtidig elektrifisering av fergeflåten.



**AFRY**  
Å F P Ö Y R Y



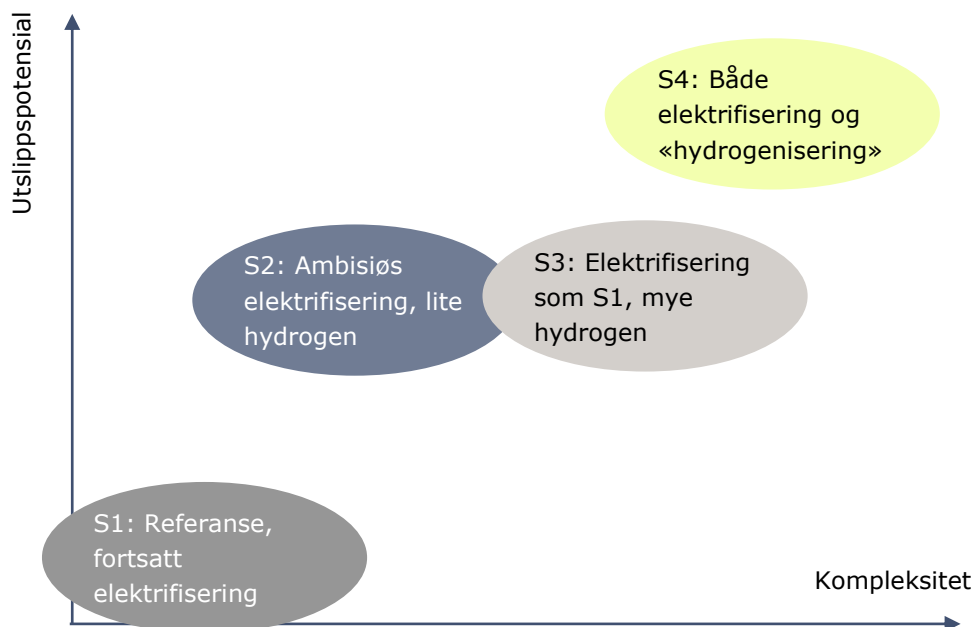
norwegian  
electric systems

## 5 Scenarier fram mot 2030

Dette kapitlet presenterer fire scenarier for framtidig utvikling av skipstrafikken fram til 2030. Scenariene skiller av ulike antagelser om innfasing av nullutslippsløsninger, med fokus på elektrifisering, landstrøm, og hydrogenløsninger. Konsekvensen er ulike reduksjoner av klimagassutslipp for ulike segment og områder og ulike infrastrukturbehov.

En fremstilling av scenariene presenteres i Figur 5-1. Scenario 1 kan forstås som referansebanen; en konservativ men realistisk utviklingsbane gitt dagens virkemiddelbruk og det vi vet om teknologisk og økonomisk modning av de alternative løsningene. Scenario 2 har større utslippspotensial, men også større krav til teknologisk modning og/eller økonomiske investeringer enn scenario 1. Her legger vi til grunn en mer ambisiøs innfasing og bruk av elektrisitet: både hel- og delelektrisk og landstrøm. Scenario 3 har lignende utslippspotensial som scenario 2, men i stedet for en mer ambisiøs elektrifisering (enn scenario 1), legges det her til grunn større satsing på hydrogen. Selv om det aggregerte utslippspotensialet ligner i disse to scenariene, kan utslippsreduksjonene fordelt på segment og område være ulike. Til slutt er scenario 4 en kombinasjon av scenario 2 og 3, hvor det både satses på elektrisitet og hydrogen og hvor komplementariteter mellom teknologiene utnyttes, men som krever en sterkere teknologisk modning og/eller økonomisk investering enn hvert av scenario 2 og 3. Alle scenariene inkluderer de samme etterspørselsendringene og energieffektiviseringene, som beskrevet i vedlegg 1.

Figur 5-1 – Illustrasjon av de fire scenariene



Figur 5-2 illustrerer noe mer detaljert forskjellene mellom scenariene om antatt innfasing av nullutslippsløsninger fordelt på energibærerne, og hvor elektrisitet er inndelt i del- og hel-elektrifisering og landstrøm.

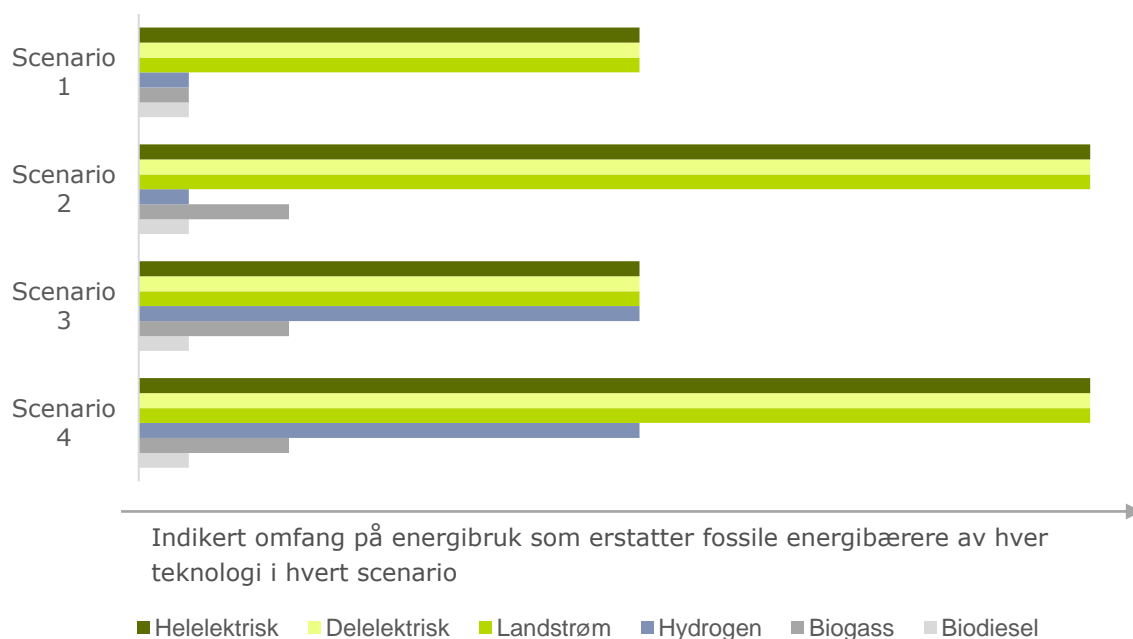


**AFRY**  
Å F P Ö Y R Y



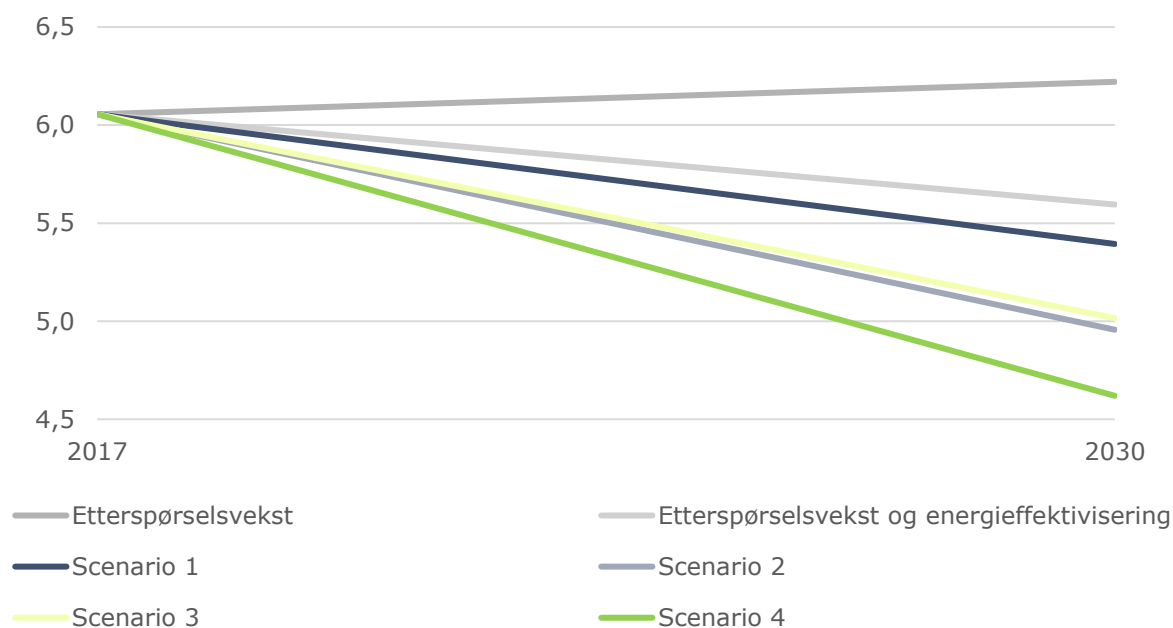
norwegian  
electric systems

Figur 5-2 – Illustrasjon av antagelsene om relativ teknologisk modning og dermed innfasing av nullutslippsløsninger innen 2030 for de fire scenariene, fordelt på energibærere



Resultatene av disse antagelsene, og av etterspørselsendringene og energi-effektiviseringene beskrevet i vedlegg 1, skisseres overordnet i Figur 5-3. Figuren viser at den anslåtte etterspørselsveksten (som ligger til grunn for alle scenariene) fører til en aggregert utslippsøkning på 3 prosent, sammenlignet med basisåret. Netto utslippsreduksjon som følge av etterspørselsendring og energieffektiviseringen, er 8 prosent sammenlignet med basisåret. Dette utgjør en del av utslippsreduksjonen i samtlige scenarier. Utslippsreduksjonene som resulterer av dette og av innfasing av fossilfrie løsninger for scenarioene 1-4 beskrives i delkapitlene som følger.

Figur 5-3 – Anslåtte endringer i klimagassutslipp fram mot 2030, målt i millioner tonn CO<sub>2</sub>





**AFRY**  
Å F P Ö Y R Y



norwegian  
electric systems

Formålet med scenariene er å trekke opp det vi anser som mulige utviklingstrekk fram mot 2030. Dette danner grunnlag for optimeringsmodelleringen i kapittel 6 og dermed for analysene av behovet for infrastruktur og kostnadene det medfører.

Det følgende beskriver antagelsene som ligger til grunn for scenariene, fordelt på teknologi og skipssegment, samt de anslåtte klimagassutslippene som resulterer av disse antagelsene. En viktig presisering er at disse utslippstallene som presenteres på slutten av hvert delkapittel er gitt fullstendig innfasing av de beskrevne nullutslippsløsningene i hvert scenario. Disse utslippene må derfor ikke forveksles med resultatene av optimeringsmodellering beskrevet i kapittel 6, der det åpnes opp for mer fleksibel innfasing avhengig av kostnadsbildet. Tallene som presenteres her må altså tolkes som det det maksimale potensialet for utslippsreduksjon i hvert scenario. Resultatene av optimeringsmodellen vil være i mulighetsrommet mellom ingen utslippsreduksjon og opp mot potensialet.

Grunnlaget for hver antagelse er eksisterende litteratur og egne vurderinger av denne, som beskrevet i kapittel 4.

## 5.1 S1: Referanse

Referansescenariet kan forstås som en konservativ men realistisk utviklingsbane gitt dagens virkemiddelbruk og det vi vet om teknologisk og økonomisk modning av de alternative løsningene (se kapittel 4). Referansebanen danner grunnlaget for de øvrige scenariene, som beskriver virkninger av endrede forutsetninger om særlig usikre og viktige faktorer.

Det følgende beskriver fossilfrie løsninger som er inkludert i referansescenariet innen 2030.

Helelektrifisering:

- Samtlige fergestrekninger under 20 nautiske mil<sup>13</sup>
- Halvdelen av brønnbåtflåten med kortest seilingsdistanser

Delelektrifisering:<sup>14</sup>

- Offshore supplyskip < 1 000 BT: 22% av dieselforbruket til sjøs erstattes av el.
- Andre offshorefartøy < 1 000 BT: 32% av dieselforbruket til sjøs erstattes av el.
- Fiskefartøy < 1 000 BT: 22% av dieselforbruket til sjøs erstattes av el.

Landstrøm:

- Samtlige skip i innenrikstrafikk ved terminal hvis havn har fått støtte fra Enova/NO<sub>x</sub>-fondet benytter landstrøm (se vedlegg 3)

Hydrogen:

- Neglisjerbar pilotering og innfasing av fartøy

---

<sup>13</sup> Fergesambandene Bodø – Værøy, Bodø – Moskenes, Onøy – Stokkvågen, Svolvær – Skutvik, Øksfjord – Bergsfjord og Andenes – Gryllefjord har strekninger over 20 nautiske mil (Ferjedatabanken, Statens vegvesen, 2019).

<sup>14</sup> Delelektrifiseringen per strekning er i alle scenarier beskranket avhengig av prosentsatsen, med utgangspunkt i en seilingsdistanse på 25 nautiske mil. Eksempelvis vil mindre offshore supplyskip være beskranket til delelektrisk seiling innenfor 25/0,22=113,6 nautiske mil.





**AFRY**  
Å F P Ö Y R Y



norwegian  
electric systems

Biogass:<sup>15</sup>

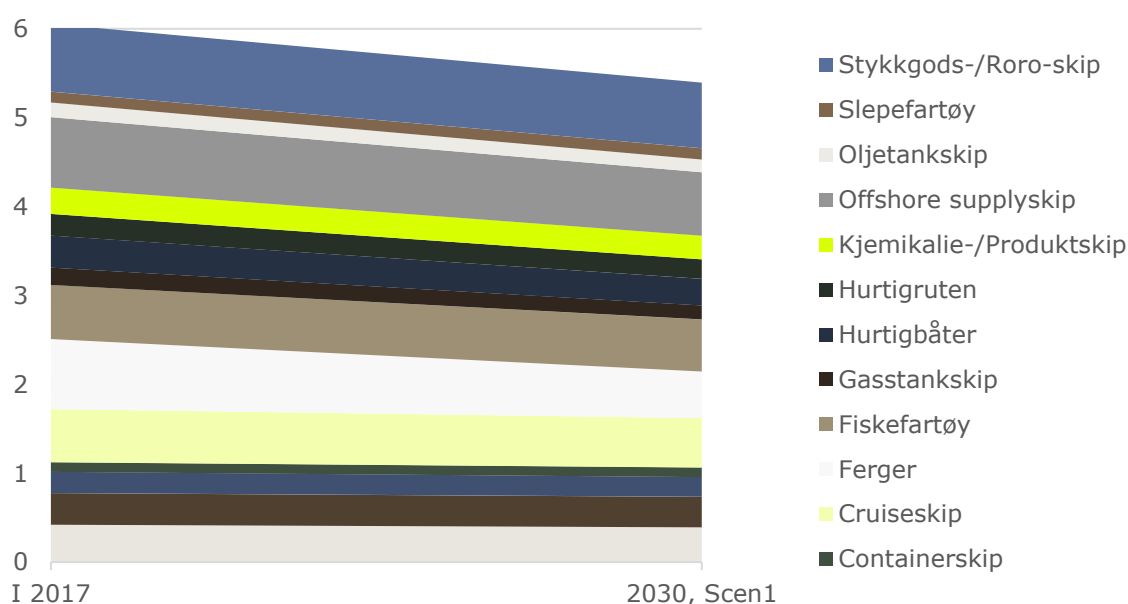
- Neglisjerbar innfasing

Biodiesel:

- Neglisjerbar innfasing

Resultatet av denne innfasingen, og av etterspørselsendringene og energi-effektiviseringen beskrevet i vedlegg 1, presenteres i Figur 5-4, fordelt på skips-segment. Netto-ændring fra basisåret er en 11 prosent reduksjon i klimagassutslipp. Reduksjonen varierer betraktelig på tvers av segmentene. Særlig er reduksjonen stor for ferger (hvor helelektrifisering er viktig) og gasstankskip (hvor energieffektivisering er viktig). Det anslåtte totale utslippet i 2030 er anslått til 5,39 millioner tonn CO<sub>2</sub>.

Figur 5-4 – Anslått utslippsreduksjon i scenario 1, målt i millioner tonn CO<sub>2</sub>



## 5.2 S2: Elektrifisering

I dette scenariet beskriver vi en mer ambisiøs innfasing av elektriske løsninger, sammenlignet med referansescenariet (S1). Scenariet kan forstås som en ambisiøs men realistisk utviklingsbane med fokus på batteri-elektriske løsninger. Det følgende beskriver fossilfrie løsninger inkludert i S2 innen 2030.

Helelektrisk (i tillegg til S1):

- Ferger, stykkogods-/roro-skip, slepefartøy, andre servicefartøy og fiskefartøy hvis 90% av strekningene er 25 nm eller kortere<sup>16</sup>

Delelektrisk (i tillegg til S1):

- Offshore supplyskip: 22% av dieselforbruket til sjøs erstattes av el.
- Andre offshorefartøy: 32% av dieselforbruket til sjøs erstattes av el.
- Fiskefartøy: 22% av dieselforbruket til sjøs erstattes av el.

<sup>15</sup> Vi legger til grunn 25% reduksjon i dieselforbruk for Kystruten, som grunner i ulike tiltak, deriblant energieffektivisering («peak shaving»), bruk av LNG og LBG.

<sup>16</sup> For strekninger over 25 nautiske mil tilbakelagt av nevnte skipsegment, beskrankes elektrifiseringen til 25 nautiske mil, tilsvarende som for delelektrifisering (se fotnote 14).



**AFRY**  
Å F P Ö Y R Y



norwegian  
electric systems

- Containerskip: 34% av dieselforbruket til sjøs erstattes av el.
- Stykkogods-/roro-skip: 16% av dieselforbruket til sjøs erstattes av el.

Landstrøm:

- Samtlige skip i de 20 mest trafikkerte ISPS/gods-terminalene

Hydrogen:

- Som S1

Biogass (i tillegg til S1):

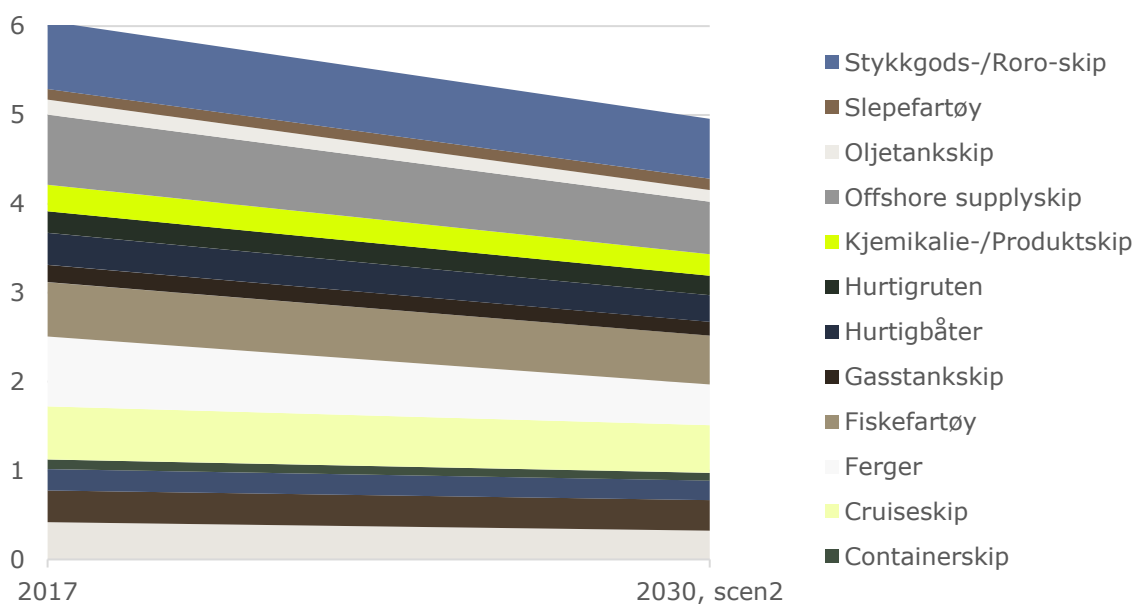
- LNG-skip driftes på biogass

Biodiesel:

- Som S1

Resultatet av denne innfasingen, og av etterspørselsendringene og energi-effektiviseringen beskrevet i vedlegg 1, presenteres i Figur 5-5, fordelt på skipssegment. Netto-ændring fra basisåret er en 18 prosent reduksjon i klimagassutslipp. Ytterligere reduksjoner sammenlignet med scenario 1 er særlig innen skipssegmentene containerskip (delelektrifisering), gasstankskip (innfasing av biogass på LNG-skip), andre offshoreskip, offshore supplyskip og andre servicefartøy (delelektrifisering). Det er også en styrking av utslippsreduksjonen for ferger (helelektrifisering). Det anslåtte totale utslippet i 2030 er anslått til 4,96 millioner tonn CO<sub>2</sub>.

Figur 5-5 – Anslått utslippsreduksjon i scenario 2, målt i millioner tonn CO<sub>2</sub>



### 5.3 S3: Hydrogenisering

I dette scenariet beskriver vi en mer ambisiøs innfasing av hydrogenløsninger, sammenlignet med referansescenariet (S1). Scenariet kan forstås som en ambisiøs men mulig utviklingsbane med fokus på hydrogenløsninger. Det følgende beskriver fossilfrie løsninger inkludert i S3 innen 2030.

Helelektrisk:

- Som S1

Delelektrisk:



**AFRY**  
Å F P Ö Y R Y



norwegian  
electric systems

- Som S1

Landstrøm:

Som S1

Hydrogen (for skip som ikke hel- eller delelektrifiseres):

- Kystruten: 50% av energiforbruket til sjøs erstattes av hydrogen
- Offshore supplyskip: 50 % av dieselforbruket til sjøs erstattes av hydrogen
- Andre offshorefartøy: 50 % av dieselforbruket til sjøs erstattes av hydrogen
- Kjemikalie-/produktskip, stykkgods-/roro-skip, gasstankskip for skip hvor 90% av strekningene er under 150 nm: 50 % av dieselforbruket til sjøs erstattes av hydrogen.
- Cruiseskip utelukkende i innenrikstrafikk, ferger og hurtigbåter: 20% av dieselforbruket til sjøs erstattes av hydrogen

Biogass:

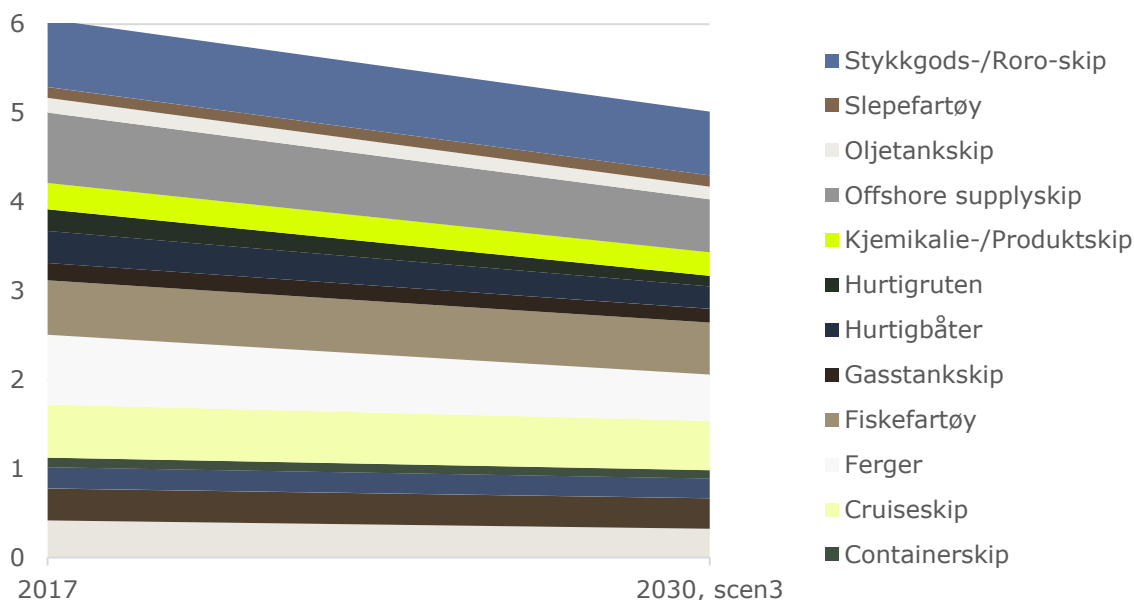
- Som S2

Biodiesel:

- Som S1/S2

Resultatet av denne innfasingen, og av etterspørselsendringene og energi-effektiviseringen beskrevet i vedlegg 1, presenteres i Figur 5-6, fordelt på skips-segment. Nettoendring fra basisåret er en 17 prosent reduksjon i klimagassutslipp. Ytterligere reduksjoner sammenlignet med scenario 2 er særlig for kystruten og hurtigbåtflåten. Containerskip, fiskefartøy og stykkgods-/roro-skip har på den andre siden høyere klimagassutslipp i dette scenariet enn i scenario 2. Det anslåtte totale utslippet i 2030 er anslått til 5 millioner tonn CO<sub>2</sub> for scenario 3.

Figur 5-6 – Anslått utslippsreduksjon i scenario 3, målt i millioner tonn CO<sub>2</sub>



## 5.4 S4: Fossilfrie løsninger

I dette scenariet beskriver vi en ambisiøs men mulig innfasing av fossilfrie løsninger. I scenariet oppnås både innfasingen av elektriske løsninger i S2 og innfasingen av hydrogen-løsninger i S3, som oppsummert i punktene under.



**AFRY**  
Å F P Ö Y R Y



norwegian  
electric systems

Helelektrisk:

- Som S2

Delelektrisk:

- Som S2

Landstrøm:

- Som S2/S3

Hydrogen:

- Som S3

Biogass:

- Som S2/S3

Biodiesel:

- Som S1/S2/S3

Resultatet av denne innfasingen, og av etterspørselsendringene og energi-effektiviseringen beskrevet i vedlegg 1, presenteres i Figur 5-7, fordelt på skipssegment. Nettoendring fra basisåret er en 24 prosent reduksjon i klimagassutslipp. Scenario 2 og 3 har reduksjoner på hhv. 18 og 17 prosent, slik at kombinasjonen av scenarioene gir en utslippsreduksjon som er to tredjedeler av summen av reduksjonene. Det indikerer at det er en del, men ikke full, komplementaritet mellom elektrifisering og hydrogenisering, som operasjonalisert her. Komplementariteten grunner i at hydrogen er mer relevant for lengre strekninger enn batteri-elektrisk framdrift. Overlappet grunner i at det også i hydrogen-scenariet er noe elektrifisering og at det legges til grunn lik energieffektivisering i scenario 2 og 3.

Blant ulike skipssegment er reduksjonene i scenario 4 særlig store innenfor ferger, kystruten, gasstankskip, offshore supplyskip og andre offshorefartøy. Det anslåtte totale utslippet i 2030 er anslått til omtrent 4,6 millioner tonn CO<sub>2</sub> for scenario 4.

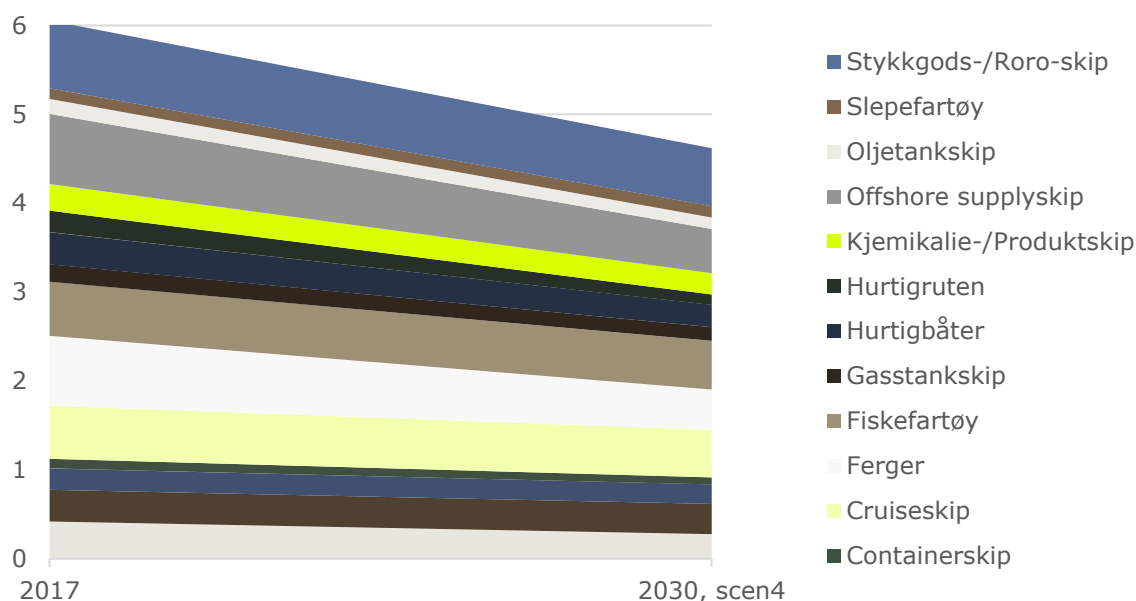


**AFRY**  
Å F P Ö Y R Y



norwegian  
electric systems

Figur 5-7 – Anslått utslippsreduksjon i scenario 4, målt i millioner tonn CO<sub>2</sub>



## 5.5 Utviklingen 2030-2050

Fram mot 2050 er det særlig stor usikkerhet rundt behovet for ny infrastruktur i norske havner. Dette grunner i usikkerhet i den teknologiske modningen av alternative energibærere, endret energibehov, endringer i transportmønsteret samt politikkendringer som endrer insentiver for energibruk og opptak av ny teknologi. Det følgende delkapitlet drøfter mulige utviklingstrekk med konsekvenser for infrastrukturbehovet i Norge.

Den generelle etterspørselsendringen i perioden 2030-2050 redegjøres for i vedlegg 1 (se særlig Figur 9-2). Forskjellen mellom periodene 2020-2030 og 2030-2050 synes å være størst innen offshore. Den årlige reduksjonen i etterspørsel er sterkere for sistnevnte periode enn for førstnevnte. For andre skipssegment anslås det en økning i etterspørselen etter persontransport, sammenlignet med en reduksjon i perioden 2020-2030, og at den årlige veksten innen fiske avtar etter 2030. Det er lite forskjeller i den geografiske fordelingen av veksten mellom de to periodene, men en relativt høy vekst i Sørøst-Norge og en relativt lav vekst i Troms og Finnmark gir større utslag i ulik etterspørsel i 2050 enn i 2030.

Mulig viktigere enn etterspørselsendringer, er muliggjørende teknologier som endrer maritim næring og dermed faktorer som logistikk, seilingsmønster og skipsstørrelser. Menon (2016) oppsummerer at utviklingen innen IKT, slik som å utnytte store datamengder, sensorteknologi, robotikk, autonomi og fjernstyring, vil effektivisere ressursbruken i næringen og kan bidra til å redusere negative biprodukter av skipstrafikken. Dette kan føre til endringer i trafikkmønsteret. Eksempelvis vil bruken av autonome skip kunne bidra til å senke farten til skip («slow steaming»). Dette er særlig relevant for lengre seilingsdistanser, og vil kunne senke energibehovet betraktelig (Cariou 2011). Bruk av autonome skip vil også kunne fordele seilingstidene bedre utover døgnet, slik som planlegges med Yara Birkeland.<sup>7</sup> Dette vil kunne jevne ut etterspørselen etter energi over tid, noe som er særlig relevant for nettutbygging.

Andre endringer som kan redusere behovet for drivstoffinfrastruktur er vindassistert framdrift, slik som vingeseil, kite og rotorseil (DNV GL 2018c). Økende



**AFRY**  
Å F P Ö Y R Y



norwegian  
electric systems

drivstoffkostnader (fossilt eller fossilfritt) vil øke insentivene for å endre seilingsmønster, energieffektivisere og bruke alternative framdriftsmetoder for å redusere energibruken. Utviklinger innen IKT og andre teknologiområder er pågående og gir eksempelvis utslag i redusert energibehov, også før 2030. Våre scenarier fram til 2030 inkluderer imidlertid ikke potensielt drastiske endringer i seilingsmønster, skipsstørrelser eller energibehov som følge av større teknologiske gjennombrudd, slik som gjennomgående bruk av autonome fartøy.

Også innen de alternative energibærerne elektrisitet, hydrogen og biodrivstoff vil videre teknologisk utvikling påvirke infrastrukturbehovet fram mot 2050. Biodrivstoff og teknologier knyttet til elektrisitet er relativt modne teknologier sammenlignet med hydrogen og ammoniakk. En utfordring innen biodrivstoff er å produsere nok bærekraftig (avansert) dieseldrivstoff til konkurransedyktige priser. Klimakur-arbeidet anslår at prisen på MGO og konvensjonelle biodrivstoff vil være langt lavere enn for avansert HVO i 2030 (se Figur 4-6). Prisnivået er mer usikkert for perioden 2030-2050, men trenden og ulikhetene anslått i Klimakur indikerer at avansert HVO ikke vil bli konkurransedyktig, også i de første årene etter 2030, uten større endringer i teknologi eller insentivendringer. Bruken av batteri-elektrisk framdrift framfor fossile drivstoff kan fortsette å øke også etter 2030, men potensialet for (nær) hel-elektrisk framdrift på lengre strekninger er trolig begrenset fram mot 2050 (DNV GL 2019b).

Løsninger innen hydrogen eller ammoniakk har potensial til å radikalt endre maritim transport fram mot 2050 (DNV GL 2018c, 2019b), men dette er svært usikkert. Kostnadene er fremdeles høye, det er spørsmål knyttet til sikkerhet og utslipp som må adresseres og det er koordineringsutfordringer<sup>17</sup>, slik at de fleste forsøk på å framskrive utviklingen er noe konservative (Abbasov et al. 2018). Våre framskrivninger fram mot 2030 inkluderer derfor også relativt beskjeden innfasing av hydrogenløsninger, selv om hydrogenscenariet (S3) er noe ambisiøst.

Samlet for internasjonal shipping, spår DNV GL (2019a) at energibærere basert på olje vil drastisk reduseres i perioden 2030-2050, som indikert i Figur 5-8. Dette anslås å erstattes av hovedsakelig naturgass, samt hydrogen eller ammoniakk. Elektrisitet og biodrivstoff vil være mindre viktig. I tillegg anslås det at energieffektivisering og bedret logistikk vil redusere energibehovet. Sammenligner vi periodene før og etter 2030, viser figuren at det allerede er noe elektrisitet i energimiksen i 2030, mens hydrogen/ammoniakk er fraværende. Dette endrer seg drastisk innen 2050 hvor det anslås at hydrogen/ammoniakk står for en langt større andel av energimiksen enn elektrisitet.

---

<sup>17</sup> En overordnet koordineringsutfordring er at bruk av hydrogen som energibærer fordrer utbygget infrastruktur og utbygging av infrastruktur fordrer etterspørsel etter hydrogen (høne-egg-problematikk).



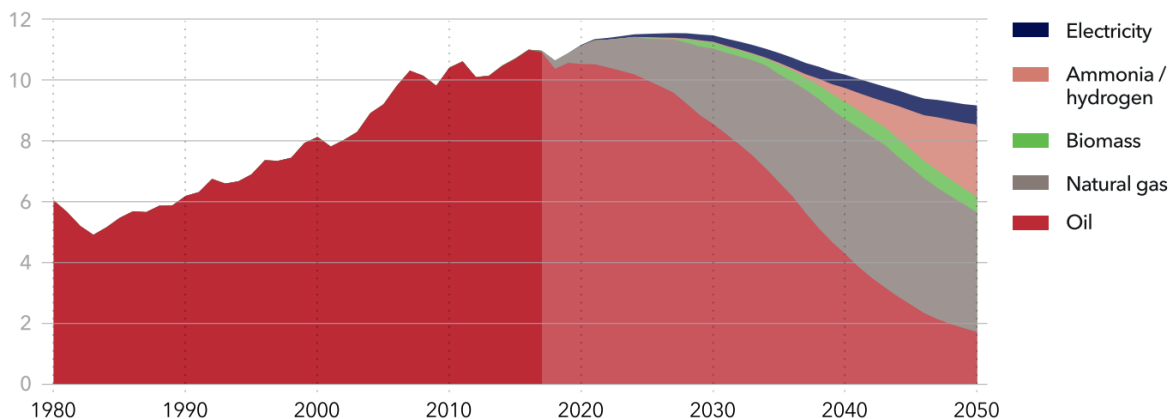
AFRY  
Å F P Ö Y R Y



norwegian  
electric systems

Figur 5-8 – Anslått energibruk fordelt på energibærere i global maritim sektor fram til 2050 (DNV GL 2019a, s. 91)

Units: EJ/yr



Figuren viser altså anslagene for global maritim sektor. Våre anslag for norsk maritim sektor samsvarer med denne, men har gjennomgående sterkere innslag av alternative løsninger innen 2030. Eksempelvis anslår vi noe bruk av hydrogen, også i 2030, i hydrogenscenariet og mindre bruk av naturgass.

I konklusjon, uttrykkes usikkerheten i utviklingen i maritim sektor i at det mangler spesifikke framskrivninger av energibehovet etter 2030. Det synes som at hel- og del-elektriske løsninger vil fortsette å fases inn, men at dette begrenses ved at teknologien er mindre egnet for lengre seilingsdistanser. Løsninger innen hydrogen og ammoniakk kan potensielt skape større omveltninger i sektoren og i behovet for infrastruktur, men dette er svært usikkert og mulig ikke være i større omfang før etter 2030. Mer sikkert synes det at endringer i logistikk, seilingsmønster og tekniske tiltak i skip, blant annet som følge av automatisering, vil redusere energibehovet og kunne spre energibehovet over tid. Dette reduserer etterspørselen etter energi på et gitt tidspunkt, og dermed også etter infrastruktur for å forsyne alternative drivstoff.



AFRY  
Å F P Ö Y R Y



norwegian  
electric systems

## 6 Potensial for alternative drivstoff og utslippsreduksjoner

### 6.1 Hvor stort er potensialet for utslippsreduksjoner?

Målsettingen om 50% reduksjon i utslipp fra maritim sektor innen 2030 er ambisiøst. Våre analyser indikerer at ingen av de fire scenarioene er tilstrekkelige til å nå denne målsettingen, basert på el. og hydrogen alene. Dette betyr at innslag av biodrivstoff sannsynlig vil være nødvendig for å nå målsettingen, dersom man ikke klarer å realisere en enda hurtigere introduksjon av hydrogen i fremdrift enn det optimistiske utviklingsbanen vi har lagt til grunn i scenario 4.

Når dette er sagt, er de forutsetningene som er lagt inn i scenarioene styrende for hvor mye utslipp av CO<sub>2</sub> kan reduseres. Som beskrevet i kapittel 4, er utgangspunktet for scenarioene vurderinger om hva som er teknologisk mulig eller oppnåelig. Viktige beskrankninger er knyttet både til forventet ytelse i batterier og hydrogen, maksimale seilingsdistanser for fremdrift med henholdsvis batterier og hydrogen, og vekt- og volumbeskrankninger.

Hovedformålet med analysene i dette kapitlet er å peke på hvilke havner og hvilke skips kategorier som er mest egnet for omlegging til alternative drivstoff. Dette er en avveining mellom mange ulike variabler:

- Investeringskostnader på land, både i nett, landstrøm- og ladeanlegg, og lagringsanlegg for hydrogen
- Tilpasnings- og investeringskostnader i skip, både for landstrøm, batterier og brenselceller og hydrogenbasert fremdrift
- Forskjeller i drivstoffpriser og i virkningsgrader mellom el., diesel og hydrogen – herunder potensielle besparelser i skip ved omlegging fra diesel til el for fremdrift og hoteldrift
- Teknologisk mulighetsrom for ulike løsninger

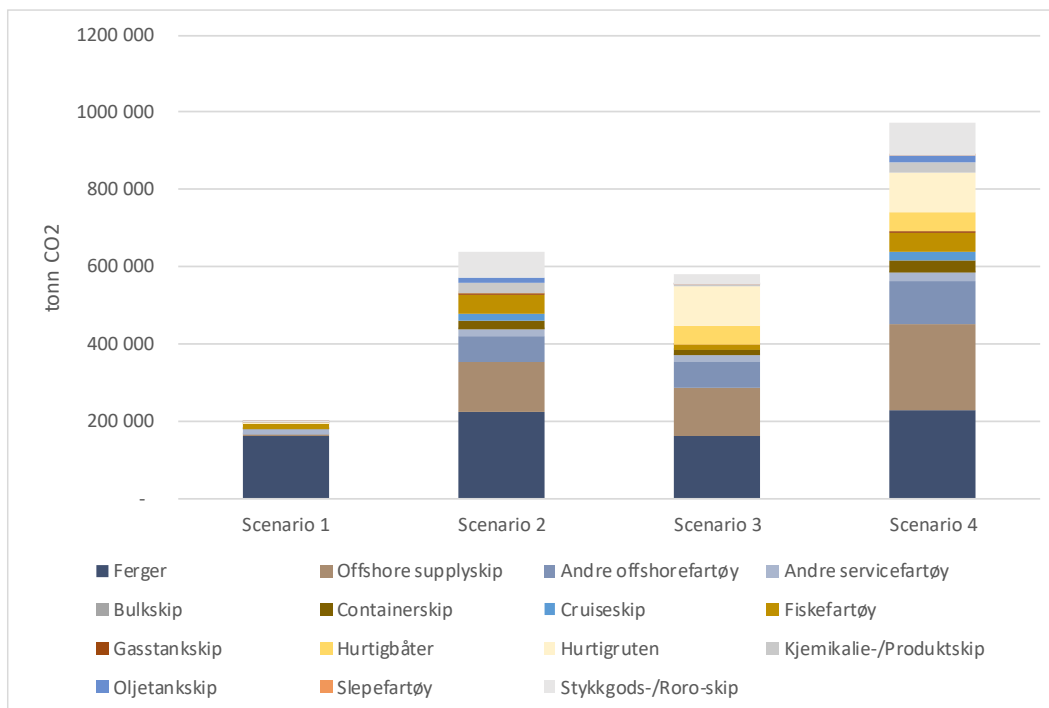
En ytterligere kompliserende faktor i analysene er at det ikke er et en-til-en-forhold mellom skip og havner. Utslippene finner sted i et skip, mens mye av tiltakene og kostnadene for å sikre en omlegging skjer i havner. Det er imidlertid ikke mulig å bestemme en entydig virkning av et tiltak knyttet til både havn og skips kategori.

Verdien i modellen ligger dermed først og fremst i at vi kan beskrive hva som karakteriserer utviklingen i tiltakskostnadskurven. Den overordnede, oppnåelige utslippsreduksjonen finner vi fra beregningene i de fire scenarioene direkte. Fordelt per skips kategori, finner vi at det er mulig å oppnå en utslippsreduksjon på om lag 1 millioner tonn CO<sub>2</sub> med en kombinasjon av hydrogen og elektrisitet, se figuren under.



AFRY  
Å F P Ö Y R Ynorwegian  
electric systems

Figur 6-1 Maksimal oppnåelig utslippsreduksjon per scenario, fordelt på skipssegment



Et rent el-scenario (scenario 2) kan bidra med om lag 0,65 millioner tonn. Disse størrelsene må sees i sammenheng med samlede, beregnede utslipp på om lag 6 millioner tonn. De beregnede potensialene ligger under de tekniske potensialene som er vist i kapittel 5, men differansen omfatter kun tiltak med svært høy kostnad.

I scenario 1 er hovedvekten på ferger og til dels andre servicefartøyer – det omfatter særlig brønnbåter. I scenario 2 og 3 kommer det inn flere skips kategorier, særlig offshore og andre supplyskip, stykkgodsskip og fiskefartøy. Cruiseskip utgjør en lav andel av potensialet. Ved hydrogendrift kommer kystruten inn med et betydelig bidrag, både i scenario 3 og 4.

Under drøfter vi først hvor i landet det er behov for ny nettkapasitet for å dekke behovet i de fire scenarioene. Deretter ser vi på detaljer om hvilke skipstyper og hvilke områder som gir lavest tiltakskostnad for utslippsreduksjoner, og indikerer dermed også både målgrupper og lokaliseringer for målretting av myndighetsstyrte tiltak og støtteordninger. Til slutt drøfter vi lokalisering av de tilsynelatende lavest hengende fruktene, hvor også koordineringsutfordringen mellom skip og havn er så lav som mulig.

## 6.2 Optimalisering i analysemodellen

Et hovedformål med analysen er å peke på kombinasjonen av tekniske løsninger i skip og havn samt lokalisering av ny infrastruktur. Vi har bygget en optimaliseringsmodell, hvor hovedkriteriet er å tiltakskostander for utslippsreduksjoner. Hovedformålet med modellen er å finne kombinasjon av løsninger og lokalisering som i størst mulig grad legger til rette for en effektiv innfasing av alternative drivstoff.

Hovedtrekkene i modellen beskrives som følger:

- Havneterminaler: Terminalene beskrives med eksisterende nettkapasitet og kostnader for å utvide kapasiteten. Her bruker vi tallene som nettselskapene



AFRY  
Å F P Ö Y R Y



norwegian  
electric systems

har kommet frem til (avsnitt 6.2) som utgangspunkt. I tillegg kommer ekstrakostnader til etablering av landstrømsanlegg.

- **Fartøy:** Fartøyene inndeles i kategorier basert på skipstype og størrelse. Det antas at en andel av fartøyene i fremtiden har mulighet for å legge om til alternativt drivstoff. Andelen er angitt i beskrivelsen av scenariene (avsnitt 5). Optimeringsmodellen prioriterer mellom omlegging til el, enten som landstrøm til hoteldrift eller fremdrift eller hydrogen til fremdrift. For hver av disse løsningene er det antatt kostnader som beskrevet i avsnitt 5.
- **Seilingsmønster:** Seilingsmønsteret er basert på dagens seilingsmønster som analysert med AIS-dataene (avsnitt 3.1) skalert med stigning i transportbehov og forventninger til energieffektivisering. Seilingsmønsteret beskriver hvilke skipstyper som besøker hvilke terminaler og basert på dagens liggetider og seilingsmønsteret beregnes maksbehov i terminalene. Det tas hensyn til samtidighet, dvs at de forskjellige skipene ikke besøker terminalene samtidig.
- **Optimeringsproblem:** Vi spesifiserer at det skal reduseres X tonn i utslipp. Modellen vil da minimere kostnader for å oppnå utslippsmålet, mens den finner en gyldig løsning på problemet, dvs hva slags infrastruktur som skal være tilgjengelig i hver havn og hvordan flåten kan se ut. Ved å kjøre modellen med ulike grader av utslippsmåloppnåelse kan vi følge hvordan total utslippskostnad utvikler seg, og hvilke løsninger og terminaler som gir lavest total utslippskostnad. Ultimativt finner vi også total tiltakskostnad per scenario, hvis alle mulige tiltak i scenariet realiseres.

Løsningen legger til rette for en samfunnsøkonomisk tilnærming til optimal tilpasning, både hva gjelder tiltakskostnader og lokalisering.

De vesentligste antagelsene i modellen kan oppsummeres som følger:

- Optimeringsmodellen gjør en avveining mellom investeringskostnader og driftskostnader for de ulike tiltakene. Typisk regner vi med periode på 10 år for investeringer i skip og 40 år for investeringer i nett og landstrømsanlegg. Dette balanserer vi med å justere de lange investeringstiltakene med en restverdi etter 10 år. Driftskostnader diskonteres med en rente på 4% over en periode på 10 år for å gjøre tallene sammenlignbare.
- **Investeringskostnader i skip:**
  - Kostnader til landstrømsanlegg i skip er forholdsvis små og varierer lite med skipstype og størrelse. Her har vi antatt investeringskostnad i intervallet 1-2,2 millioner kroner avhengig av størrelse, se Tabell 4-1
  - Kostnader til elektrisk framdrift i skip, uttrykt som 5100 NOK/kWh batterikapasitet. Se avsnitt Scenarier fram mot 2030 for en grundig gjennomgang av forventet kostnadsutvikling i skip.
  - Investeringskostnadene vil her variere med størrelse og skipstype. Passasjerskip har lavest behov og kommer ned mot 0.3 kWh/GT, mens slepefartøy har høyest behov (opp mot 13 kWh/GT)
  - Kostnader til hydrogenframdrift i skip, uttrykt som 24000 NOK/kW installert motoreffekt. Dette estimatet er usikkert og mye avhenger av teknologiutviklingen de neste årene. Som med batterikapasitet over så vil behovene variere med størrelse og skipstype
- **Investeringskostnader på land:**
  - For landstrømsanlegg antar vi en kostnad på 4 mill NOK per MW
  - Nettkostnader fra nettselskapene, se avsnitt 6.3 (varierer, men gjennomsnitt omkring 2.5 mill NOK per MW). Vi har lagt inn et tillegg



AFRY  
Å F P Ö Y R Y



norwegian  
electric systems

- o på for større investeringer (over 75 MW) som må forventes å påvirke transmisjonsnettet, så kostnader for store investeringer ikke blir lavere enn 5 mill NOK per MW
- o Hydrogenlagring («Norwegian future value chains for liquid hydrogen»): 1350 NOK/kg
- Driftskostnader i skip (Se avsnitt 5 for flere detaljer):
  - o MGO: 7,70 kr/l
  - o Strøm: 43 øre/kWh + nettleie estimert til 30 øre/kWh
  - o Hydrogen: 59,55 kr/kg

### 6.3 Hvor mye nett trenger vi?

I prosjektet har vi – med god bistand fra NVE – spurt i alt 64 nettselskap om å gi innspill både om hvor mye ledig kapasitet de i dag har for tilknytning av landstrømsanlegg, og hvor mye de anslår at det vil koste å etablere mer kapasitet – som beskrevet i de fire scenarioene. I alt 39 av selskapene har svart på henvendelsen. For de øvrige selskapene har vi gjort tilnærminger basert på de svarene vi har fått inn, med tanke på investeringsbehov per MW.

I alt oppgir selskapene at det finnes om lag 540 MW ledig nettkapasitet (i transformatorer og nett), som er lokalisert slik at de er egnet for tilknytning av landstrøm. Gjennomgående er tilgjengelig kapasitet forholdsvis begrenset – den høyeste ledige kapasiteten noe selskap har rapportert inn er 15 MW, mens gjennomsnittet er om lag 1,5 MW. I mange tilfeller er dette nok for et mindre landstrømsanlegg, men ikke tilstrekkelig for å forsyne anlegg som også skal lade batterier for fremdrift.

Noen av resultatene vi presenterer under munner ut i nytt kapasitetsbehov i nettet som er langt utover det som er realistisk å bygge. I og med at resultatene bygger på en rekke forutsetninger i modellberegningene, er det på sin plass å understreke at denne type anslag er beheftet med betydelig usikkerhet. Imidlertid er det også slik at de mest omfattende resultatene også viser at omfanget av scenarioene vi har spesifisert er mer enn nok til å illustrere et realistisk utviklingsbilde for elektrifisering.

Kartet under viser hvor i landet nettselskapene rapporterer om ledig kapasitet.

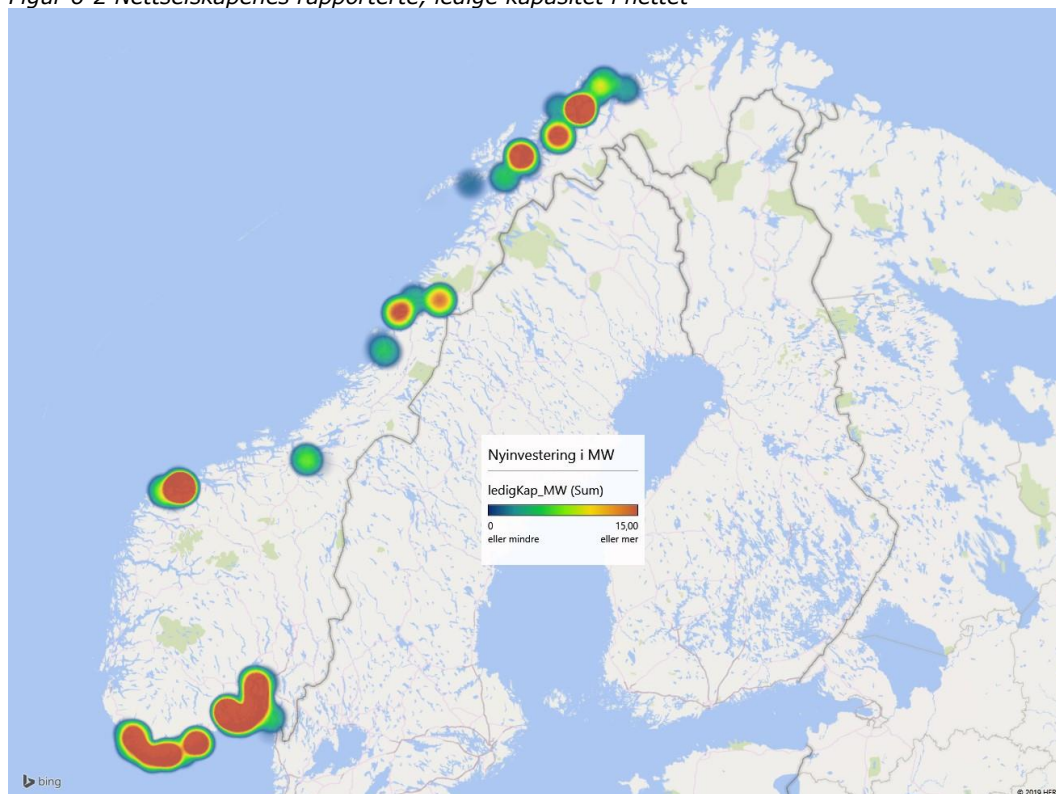


AFRY  
Å F P Ö Y R Y



norwegian  
electric systems

Figur 6-2 Nettselskaperes rapporterte, ledige kapasitet i nettet



Som det fremgår, er det særlig på Øst- og Sørlandet at nettselskapene rapporterer en viss ledig kapasitet. I tillegg rapporterer nettselskapene om noe ledig kapasitet på Nord-Vestlandet, og enkelte større punkter i Nord-Norge. Siden en rekke nettselskaper ikke har rapportert tall, er dette en usikker oversikt, og det er grunn til å regne med at den faktiske ledige kapasiteten ligger noe høyere.

Uansett er ledig kapasitet sannsynligvis liten sammenlignet med behovet i de scenarioene der utslippsreduksjonene stiger. Høyeste rapporterte ledige kapasitet fra nettselskapene er 15 MW. De neste fire grafene viser effektbehovet fordelt på havner for hver av de fire scenarioene, i en situasjon der alle muligheter i scenarioet utnyttes fullt ut.

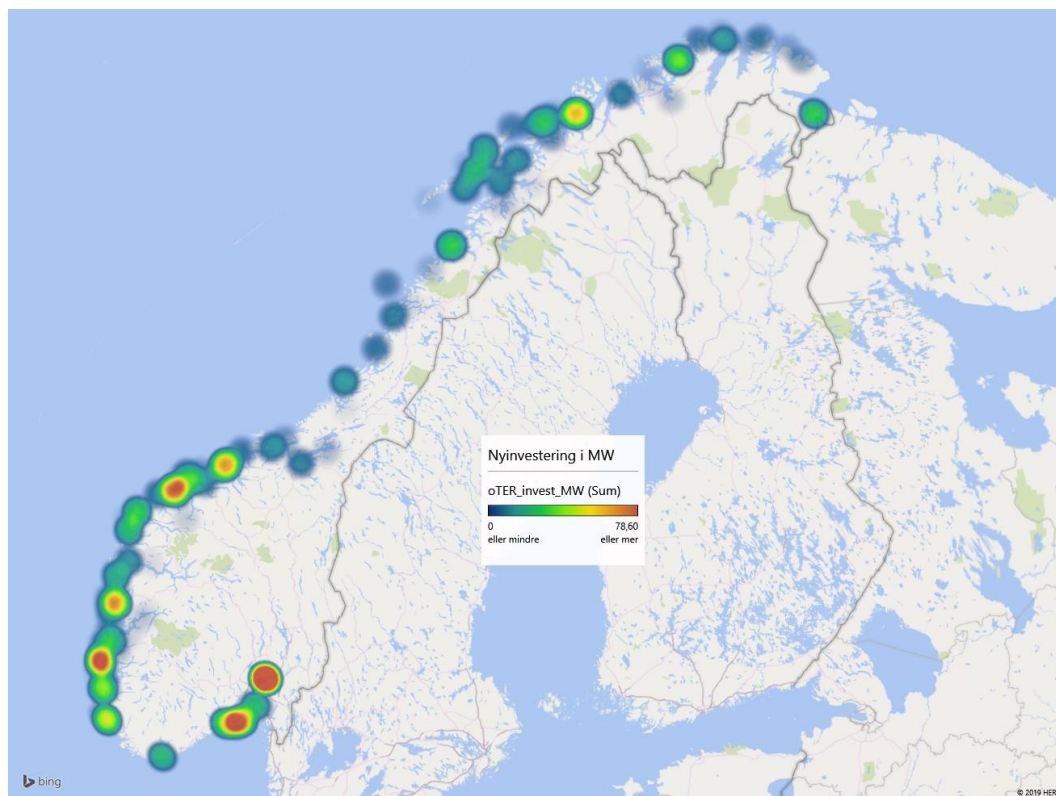


**AFRY**  
Å F P Ö Y R Y



norwegian  
electric systems

Figur 6-3 Full utbygging av kapasitet nødvendig for Scenario 1



I scenario 1 er det særlig fergetrafikk i Oslofjorden, Nord-Vestlandet og enkelte steder i Nord-Norge som elektrifiseres. Det bygges om lag 1500 MW ny nettkapasitet, til en samlet kostnad på om lag 3,4 milliarder kroner – inkludert selve landstrømsanleggene. To anlegg krever over 75 MW; disse er i Oslo (Hjortnes og Vippetangen). Det er i alt 11 terminaler med mer enn 15 MW utbyggingsbehov. Vi finner disse i Sandefjord, Bamble, Larvik, Kristiansand, Bergen, Averøya, Vikna, Nærøy og Tromsø. Den største utslippsreduksjonen kommer fra ferger – om lag 79% - mens også brønnbåter (8%) og fiskefartøy (6%) og er brukere av infrastrukturen. Imidlertid er den marginale nytten av høy nettkapasitet lav, regnet i reduserte CO<sub>2</sub>-utslipp. Dette viser vi lenger ned i dette avsnittet. Det underbygges også av at nettanleggene har lav brukstid, om lag 200 timer<sup>18</sup>.

I scenario 2 øker omfanget av nettanleggene, og en betydelig andel av kapasiteten brukes nå til å lade batterier for fremdrift.

<sup>18</sup> Brukstid er definert som levert energi dividert på maks effekt. Et nettanlegg som benyttes fullt ut hele tiden har dermed en brukstid på 8760 timer. Normal brukstid for alminnelig forsyning i Norge er i området 2500-3000 timer. 200 timer representerer dermed et nettanlegg hvor kapasiteten brukes svært lite.

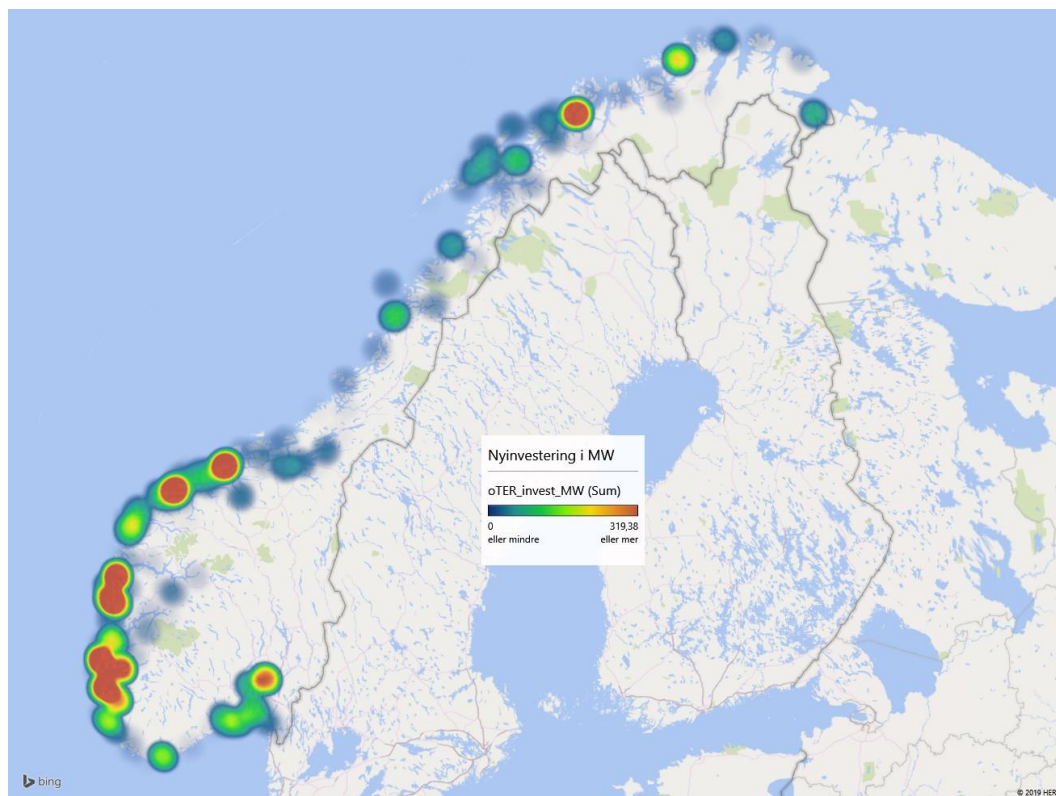


**AFRY**  
Å F P Ö Y R Y



norwegian  
electric systems

Figur 6-4 Full utbygging av kapasitet nødvendig for Scenario 2



Den geografiske tyngden i Scenario 2 er markert mot hele Vestlandet og Tromsø. Nord-Norge. Samlet økt kapasitet i nettet er om lag 9.200 MW, altså betydelig mer enn i Scenario 1. Samtidig er omfanget av utslippsreduksjoner betydelig høyere. Årsaken til dette er en langt større penetrasjon av elektrifisering for fremdrift. For å dekke ladebehov, er også en del av anleggene betydelig mer dimensjonert enn i Scenario 1 – enkelte er urealistisk store, over 300 MW. Dette finner vi i Tromsø, for å betjene i hovedsak andre offshorefartøy. Andre, store anlegg (over 100 MW) finner vi i Suldal, Gjesdal, Karmøy, Haugesund, Gulen, Bergen, Averøy og Frei. De største skipssegmentene for elektrifisering er ferger (35%), offshore supplyskip (20%), andre offshorefartøy (11%), stykkogods/ro-ro-skip (10%), fiskefartøy (8%) og andre servicefartøy (brønnbåter, 3%).

Lading av batterier for fremdrift er svært effektkrevende, og brukstiden for nettanleggene er beregnet til under 100 timer.

I scenario 3 introduseres hydrogen til delvis erstatning for el for fremdrift, mens det fremdeles er omfattende utbygging av landstrøm til hoteldrift.

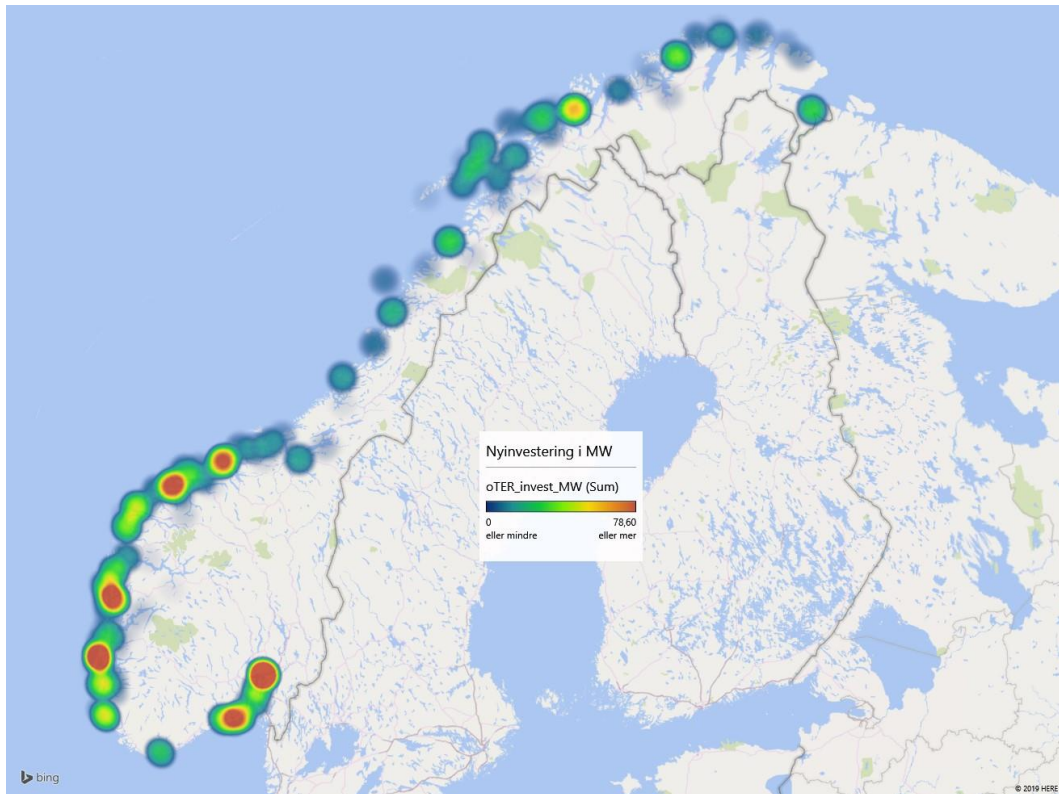


AFRY  
Å F P Ö Y R Y



norwegian  
electric systems

Figur 6-5 Full utbygging av kapasitet nødvendig for Scenario 3

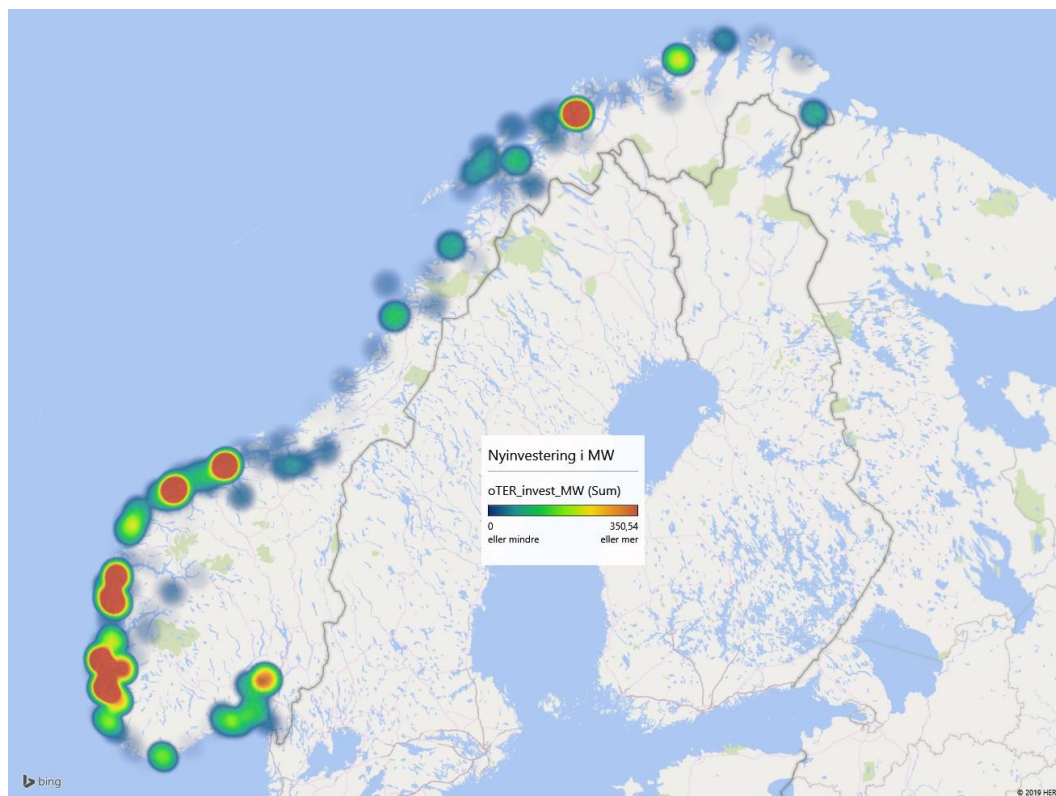


Utbyggingen av el-infrastruktur ligger dermed nær scenario 1, med om lag over 1.800 MW ny kapasitet, lokalisert om lag som i scenario 1 (se under Figur 6-3).

I scenario 4 bygges det ut både el og hydrogen til fremdrift i betydelig omfang. Samlet nytt kapasitetsbehov for el er om lag 10.000 MW.



Figur 6-6 Full utbygging av kapasitet nødvendig for Scenario 4



Det geografiske mønsteret er forholdsvis likt de øvrige scenarioene, med hovedvekt på hele Vestlandet og særlig Tromsø havn i Nord-Norge. De største anleggene er på over 300 MW, det største er lokalisert i Tromsø. EI-infrastrukturen er for øvrig ganske lik den som er beskrevet for scenario 2.

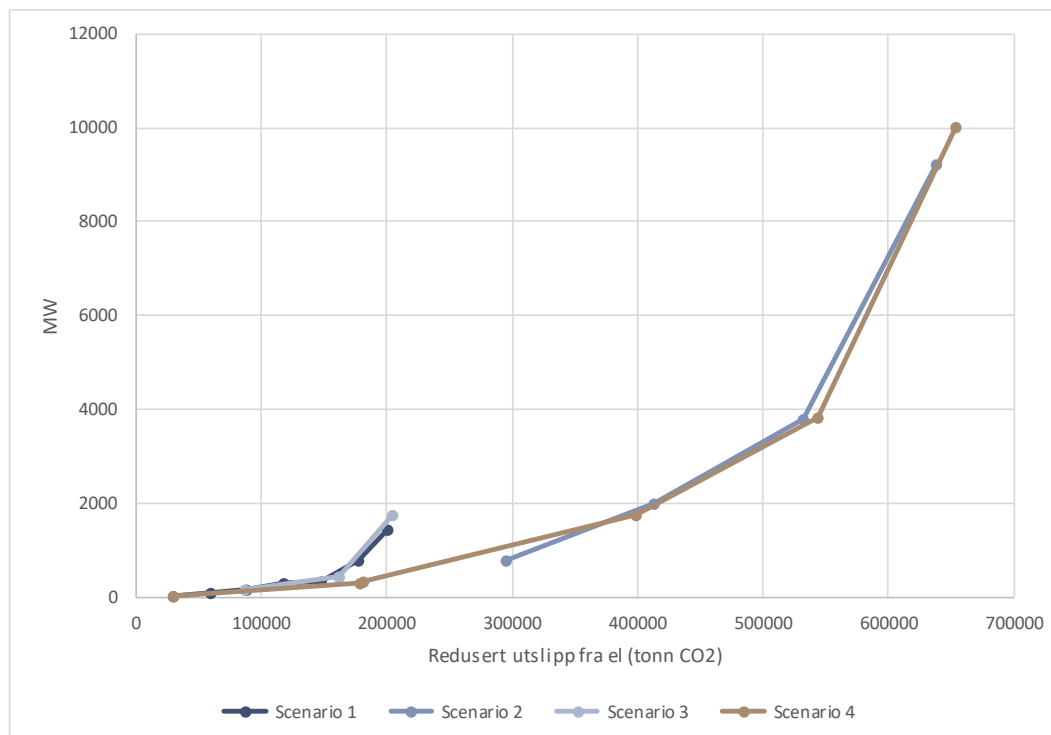
Normal makslast i det norske kraftsystemet på en kald vinterdag er om lag 25.000 MW, og samlet trafokapasitet i distribusjonsnettet er om lag 46.000 MW. Det sier seg selv at nytt effektbehov på i størrelsesorden 10.000 MW representerer en svært betydelig investering, med vesentlige konsekvenser for dimensjonering på alle nettnivåer. Vi tror ikke at etablering av ny elektrisk infrastruktur i denne størrelsesorden kan være et realistisk klimatiltak. En del anlegg vil sannsynligvis være større enn eksisterende nettanlegg for annen forsyning på land. En del lokaliseringer vil sannsynligvis også kreve investeringer in transmisjonsnettet, som normalt har svært lange ledetider for realisering.

Figuren under viser behov for bygging av nytt nett i MW i hvert scenario, sammenlignet med hvilken utslippsreduksjon som oppnås fra skip i det samme scenarioet fra landstrøm og lading av batterier (utslippsreduksjoner knyttet til bruk av hydrogen er ikke regnet med)



AFRY  
Å F P Ö Y R Ynorwegian  
electric systems

Figur 6-7 Investeringsbehov i MW sammenlignet med oppnådd utslippsreduksjon



Som det fremgår, er den marginale nytten av nytt nett, målt i oppnådd utslippsreduksjon, svært liten. Man kan oppnå en vesentlig andel av utslippsreduksjonen ved å bygge ut bare en mindre del av den elektriske infrastrukturen. I scenario 1 (og 3, hva gjelder el-omlegging) kan vi oppnå 75% av utslippsreduksjonen ved å bygge ut 25% av nettkapasiteten – altså om lag 350 MW. For scenario 2 (og 4) kan vi oppnå om lag 65% av utslippsreduksjonen ved å bygge ut 22% av nettkapasiteten. Dette indikerer at målretting av hvor anleggene etableres er svært kritisk for en effektiv infrastrukturetablering.

Gjennomsnittlig tiltakskostnad for el-infrastrukturen for de to eksemplene over er henholdsvis 500 kr/tonn CO<sub>2</sub> (for scenario 1 og 3) og 1.100 kr/tonn CO<sub>2</sub> (for scenario 2 og 4). Siden el er et billigere drivstoff enn diesel, vil samlet tiltakskostnad – iallfall der vi snakker om landstrøm - normalt bli lavere (se avsnitt 6.5.1 for en mer detaljert gjennomgang).

En omfattende utbygging av nett for å forsyne skip med landstrøm og anlegg for lading av batterier om bord fremstår dermed som lite effektivt. For å få mest mulig effektiv utnyttelse av ny nettkapasitet bør man iallfall sikre omlegging i skip ikke bare til landstrøm, men også til lading av batterier om bord for fremdrift og forsyning til operasjoner i sjø for utvalgte fartøyskategorier. Spesielt er det viktig å fokusere på høy brukstid av nettanleggene, noe som innebærer fokus på skip som ofte anløper samme havn. Sammensetningen av hvilke havner og fartøysgrupper som samlet sett har de laveste tiltakskostnadene drøftes i avsnitt 6.5

## 6.4 Tiltakskostnader og målgrupper

Som nevnt i avsnitt 5.1 så representerer Scenario 1 en konservativ men realistisk utviklingsbane gitt dagens virkemiddelbruk og det vi vet om teknologisk og økonomisk modning av de alternative løsningene. Scenariet inneholder helelektrifisering av ferger og deler av brønnbåtflåten samt delelektrifisering av mindre offshorefartøy og



**AFRY**  
Å F PÖRY



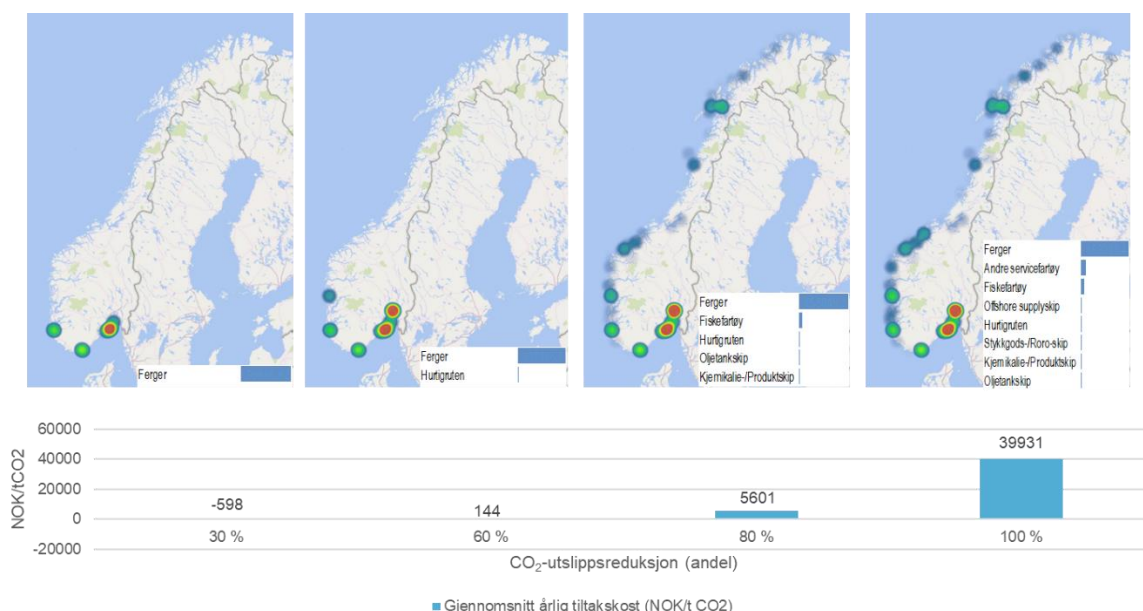
norwegian  
electric systems

fiskefartøy. Landstrøm begrenses til havner som har fått støtte fra Enova/ NO<sub>x</sub>-fondet. Som nevnt i avsnitt 6.1, så er totalt utslippspotensial i Scenario 1 ca 200.000 tonn CO<sub>2</sub>, hvorav knapt 160.000 tonn kommer fra ferger, så det er forventet at ferger vil dominere resultatene fra optimeringsmodellen.

Figur 6-8 gir en oversikt over resultatene fra Scenario 1 (S1), referansescenariet. Figuren viser utviklingen i tiltak ettersom utslippskravet i optimeringsmodellen økes, slik at den ytterste venstre del av figuren viser hvilke typer skip og hvilke havner som prioriteres når utslippskravet er en fjerdedel av total utslippspotensial i scenariet. Grafen nederst viser gjennomsnittlig tiltakskost i kr per tonn CO<sub>2</sub> i de tiltakene som anbefales i dette intervallet. Neste ledd til høyre viser hva som skjer i den neste fjerdedelen av utslippspotensialet. Slik kan man se hvilke skip og havner som kommer inn i løsningen ettersom utslippspotensialet øker – med tilhørende tiltakskostnad. Optimeringsmodellen er organisert slik at den prioriterer de billigste løsningene først, så havner og skip som kommer tidlig inn i løsningen er de billigste og mest attraktive tiltakene.

Fra Figur 6-8 kan man se at elektrifisering av ferger dominerer bildet i den første halvdel av figuren, først omkring Oslofjorden og senere vest- og nordover langs kysten. Dette er lønnsomme tiltak, dette vises som negativ tiltakskostnad i grafen nederst. I det tredje intervallet begynner modellen å prioritere landstrøm til Kystruten, noe som stadig ser ut til å ha en svært lav tiltakskostnad. Først i det siste intervallet kommer de resterende landstrømstiltak og deelektrisk framdrift. Gjennomsnittlig tiltakskostnad i dette intervallet blir høy, fordi det er forholdsvis lite volum og anleggene på land får kort brukstid.

Figur 6-8 Scenario 1: Tiltakskostnad, lokalisering av tiltak og skipstyper som omfattes

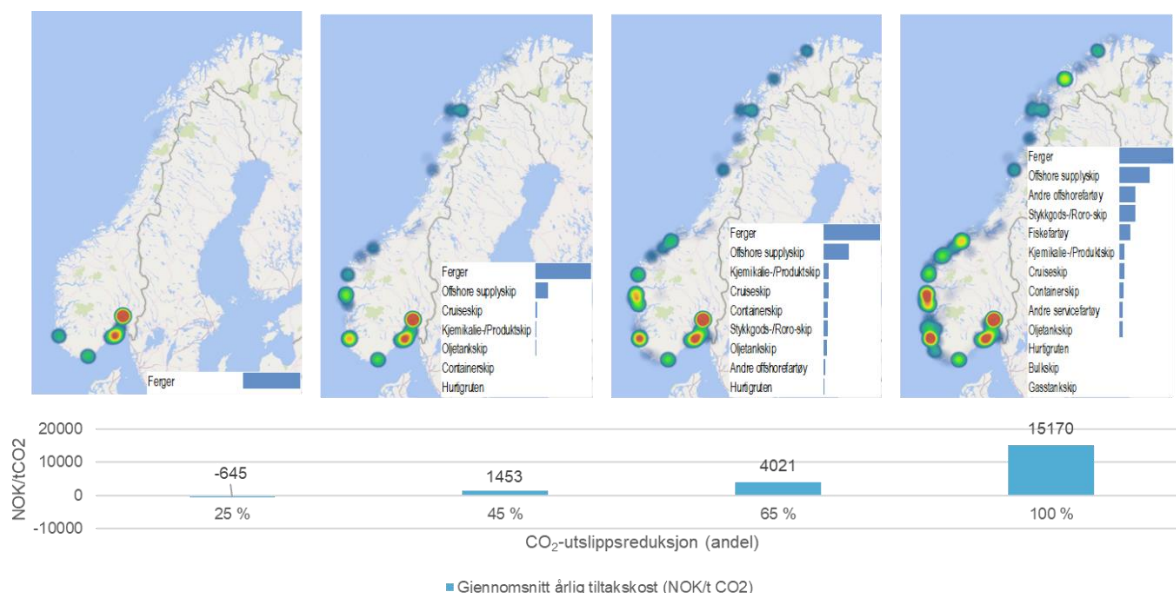


Scenario 2 (S2) er ambisiøst i forhold til elektrifisering og representerer som nevnt i avsnitt 5.2 en ambisiøs men realistisk utviklingsbane med fokus på batteri-elektriske løsninger. I dette scenariet helelektrifiseres ferger, stykkgods-/roro-skip, slepefartøy, andre servicefartøy og fiskefartøy hvis 90% av strekningene er 25 nm eller kortere, mens de flere andre fartøystyper deelektrifiseres. Når det gjelder landstrøm, så inkluderer det samtlige fartøystyper i de 20 mest trafikkerte ISPS/godsterminalene.

AFRY  
ÅF PÖYRYnorwegian  
electric systems

Figur 6-9 gir et overblikk over resultatene fra S2. Som i S1, så er det ferger og større passasjerbåter i utenlandstrafikk som dominerer bildet som de mest effektive tiltakene lengst til venstre i figuren. I tillegg kommer landstrøm til cruiseskip som også er et lønnsomt tiltak, men med svært lavt volum i CO<sub>2</sub>-reduksjon. Landstrøm til cruiseskip er primært i Stavanger. Når vi kommer inn i det andre intervallet som representerer de nest mest effektive tiltakene, blir fremdrift av containerskip og landstrøm til Kystruten, kjemikalie- og produktskip samt oljetankskip også prioritert av optimeringsmodellen. Disse tiltakene er stadig lønnsomme og gir mest utslippsreduksjon omkring Oslofjorden og på Sør-Vestlandet. I de siste to delene av figuren kommer resten av tiltakene inn og tiltakskostnadene øker. I det tredje intervallet er gjennomsnittlig tiltakskostnad forholdsvis lav, og vi ser at mange skipstyper og alle landsdeler er representert i løsningen. Dette representerer en grad av elektrifisering som virker svært fornuftig. I den høyre delen av figuren kommer mange flere havner med, og tiltakskostnaden stiger etter hvert som brukstiden på terminalene blir lavere. I Avsnitt 6.5.1 gjør vi et dypdykk i resultatene fra S2.

Figur 6-9 Scenario 2: Tiltakskostnad, lokalisering av tiltak og skipstyper som omfattes



Scenario 3 (S3) er omtalt i avsnitt 5.3 og kan forstås som en ambisiøs men mulig utviklingsbane med fokus på hydrogenløsninger. I dette scenariet er elektrifiseringen på nivå med S1, og så antar vi at hydrogenløsninger blir innført i følgende skip:

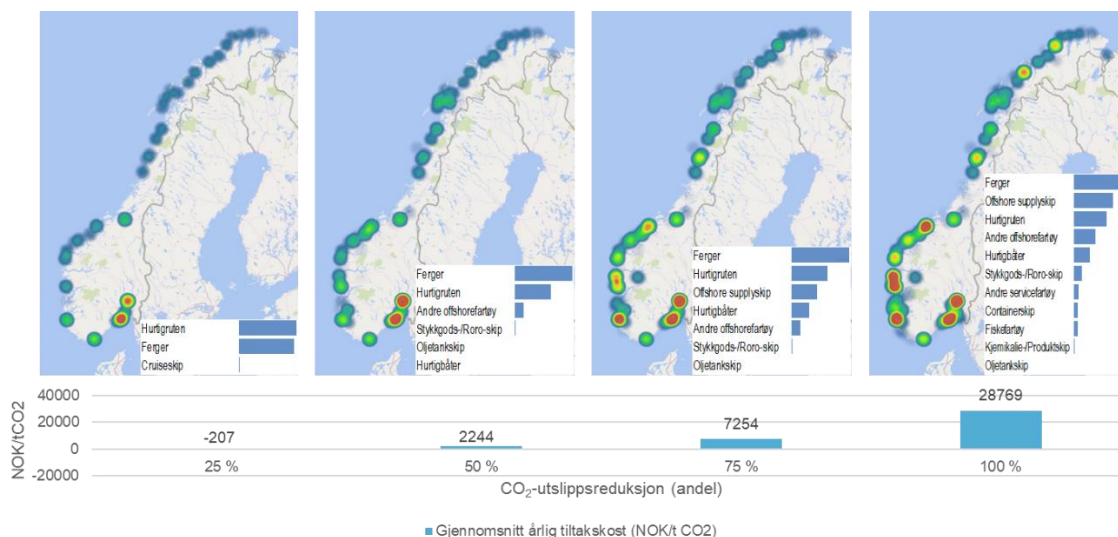
- Kystruten: 50%
- Offshore supplyskip: 50%
- Andre offshorefartøy: 50%
- Kjemikalie-/produktskip, stykkgods-/roro-skip, gasstankskip for skip hvor 90% av strekningene er under 150 nm: 50%
- Cruiseskip utelukkende i innenrikstrafikk, ferger og hurtigbåter: 20%

Figur 6-10 Scenario 3: Tiltakskostnad, lokalisering av tiltak og skipstyper som omfattes. Figur 6-10 gir et overblikk over resultatene fra S3. Lengst til venstre i figuren er det el som dominerer og de mest effektive tiltakene er tilsvarende resultatene fra S1. Hydrogen har høye tiltakskostnader i skip, så hydrogentiltakene kommer først inn når el-tiltakene begynner å gi høye kostnader på landsiden, ut mot høyre i figuren. Dette scenariet har noe lavere utslippsreduksjonspotensiale enn S2,

AFRY  
Å F P Ö Y R Ynorwegian  
electric systems

men høyere kostnader. Dette skyldes høye installasjons og energikostnader i skipene sammenlignet med el-løsninger. Avsnitt 6.5.2 gjør et dypdykk inn i resultatene fra Scenario 3.

Figur 6-10 Scenario 3: Tiltakskostnad, lokalisering av tiltak og skipstyper som omfattes



Scenario 4 (S4) representerer en ambisiøs men mulig innfasing av fossilfrie løsninger og er omtalt i avsnitt 5.4. I scenariet oppnås både innfasingen av elektriske løsninger i S2 og innfasingen av hydrogen-løsninger i S3.

Figur 6-11 gir et overblikk over resultatene fra S4. Som i S3, så er hydrogenløsningene dyre, og kommer inn mot høyre i diagrammet. El dominerer i den venstre delen av figuren hvor de mest effektive tiltakene ligger. Løsningen i de to første delene av figuren ligner resultatene fra S2, hvor ferger og større passasjerskip kommer først, deretter landstrøm og fremdrift i andre fartøy til sist. Eneste hydrogenløsning som prioriteres i de første to intervallene intervallet er Kystruten. Hydrogenløsning på Kystruten kommer delvis inn allerede i den første og mest kostnadseffektive delen av resultatene. Utslippsreduksjonene er konsentrert i sør og vest til å begynne med og så kommer resten av landet etter hvert. Hydrogen kommer mere inn i det tredje intervallet i figuren og driver kostnadene oppover. I dette intervallet er for det meste det hurtigbåter og andre offshorefartøy som står for utslippsreduksjoner fra hydrogen. I det siste intervallet er alle tiltakene i scenariet aktivert og gjennomsnittlig tiltakskost kommer opp på 30000 kr/t CO<sub>2</sub>.

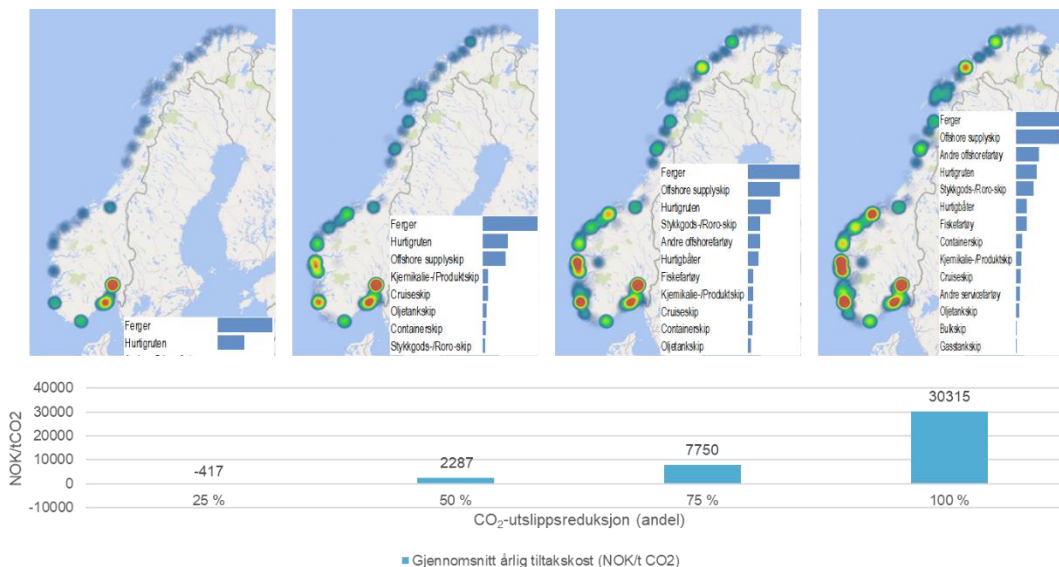


**AFRY**  
 Å F P Ö Y R Y



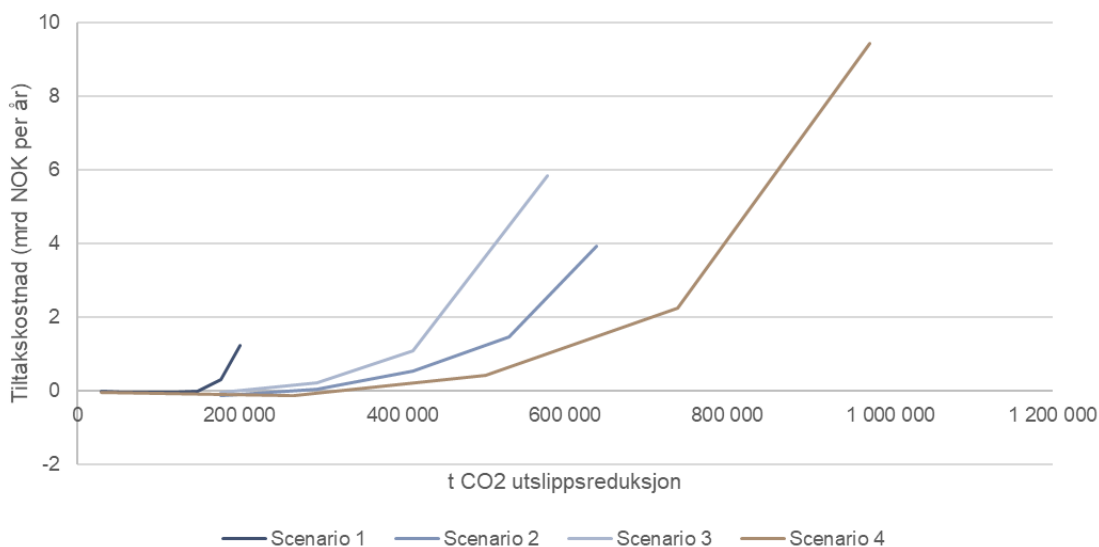
norwegian  
 electric systems

Figur 6-11 Scenario 4: Tiltakskostnad, lokalisering av tiltak og skipstyper som omfattes



En oversikt over hvordan samlet tiltakskostnad – målt i investerings og driftskostnader per år – utvikler seg etter hvert som tiltakene aktiveres i de forskjellige scenarioene er vist i Figur 6-12. S1 og S2 er forholdsvis rene elscenarier og har de laveste tiltakskostnadene.

Figur 6-12 Scenarier og årlige tiltakskostnader i mrd NOK



Kurvene viser tydelig at det vil lønne seg å unngå noen av tiltakene i scenariene siden kostnadskurven stiger bratt når de siste utslippsreduksjonene skal realiseres. De dyreste tiltakene innebærer havner hvor det er lite sammenlagring og lav brukstid på landstrømsanleggene. I S2 og S4 hvor hydrogenløsninger er inkludert ser vi at det er mulig å realisere flere utslippsreduksjoner, men at det vil være kostnadskrevende innenfor tidsrammene av scenariene å realisere de fleste av hydrogenløsningene. Men, som nevnt i avsnitt 5.5, så har hydrogenløsninger et stort potensial på lang sikt, og det er også realistisk at kostnadene blir vesentlig lavere etter hvert som teknologiene blir mere modne.

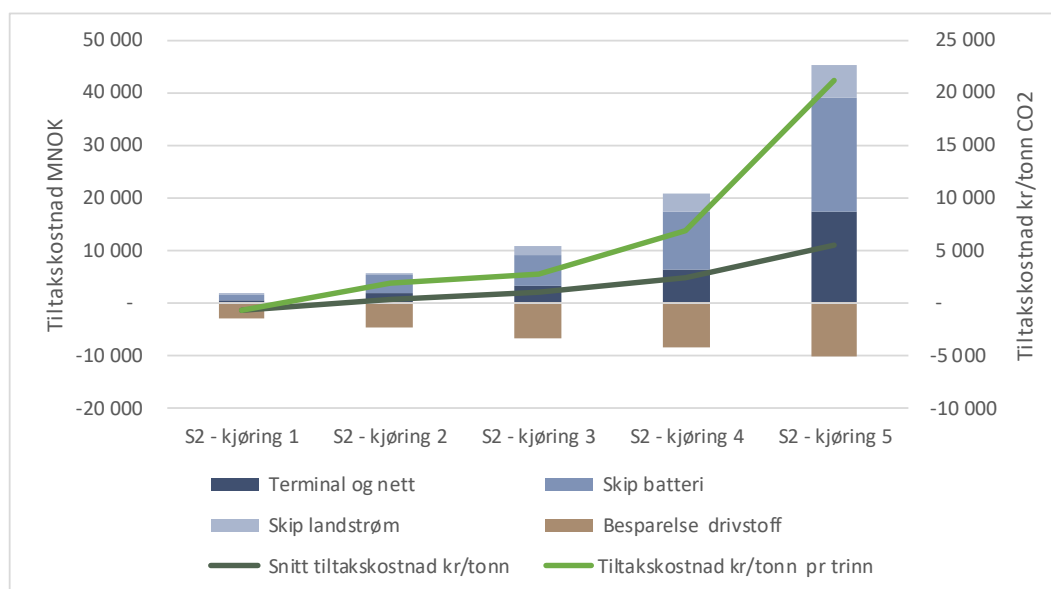
AFRY  
Å F P Ö Y R Ynorwegian  
electric systems

## 6.5 Hvor finner vi de mest effektive tiltakene?

### 6.5.1 Scenario 2: hvor mye kan vi få ut av elektrifisering?

Elektrifisering er en betydelig mer moden teknologi enn hydrogen, og i dette avsnittet ser vi nærmere på potensialet for landstrøm og batterielektrisk fremdrift. Modellen for dette scenarioet er kjørt i fem trinn, hvor hvert trinn representerer en høyere penetrasjon og dermed også tiltak med høyere tiltakskostnad. I Figur 6-13 viser vi samlet tiltakskostnad (investeringer) i skip og på land, verdien av sparte drivstoffkostnader, og gjennomsnittlig og marginal tiltakskostnad pr trinn i de fem kjøringene. Hver kjøring representerer et trinn der flere tiltak tas med i analysen, og hvor de billigere tiltakene kommer inn tidligere enn de dyrere.

Figur 6-13 Sammensetning av total tiltakskostnad og tiltakskostnad per tonn CO<sub>2</sub> i kjøring 1-5 innen scenario 2



Det første trinnet omfatter tiltak som fremstår som samlet sett lønnsomme, på grunn av besparelser på drivstoff fra diesel til el. Med en sterkere penetrasjon av batterielektriske løsninger for fremdrift, og inkludering av flere havner for landstrøm og lading, stiger tiltakskostnaden dramatisk. Den marginale tiltakskostnaden for å gå fra trinn 4 til trinn 5 er hele 21.000 kr/tonn CO<sub>2</sub>.

Under ser vi på sammensetningen av hver av de fem trinnene.

I første trinn realiseres det om lag 180.000 tonn reduksjon i utslipp. Nesten alt dette kommer fra ferger, se Figur 6-14.

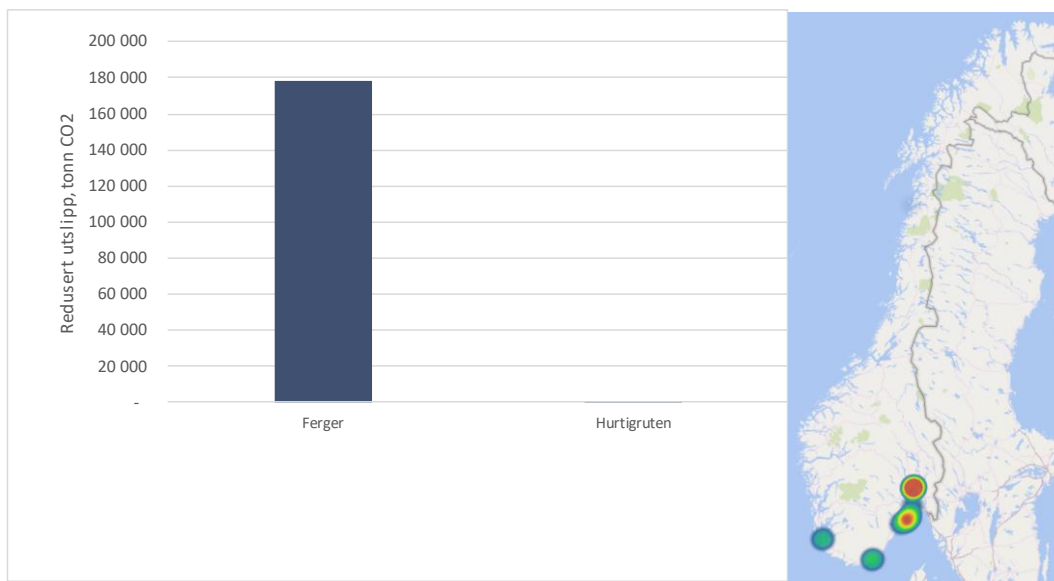


**AFRY**  
Å F P Ö Y R Y



**norwegian  
electric systems**

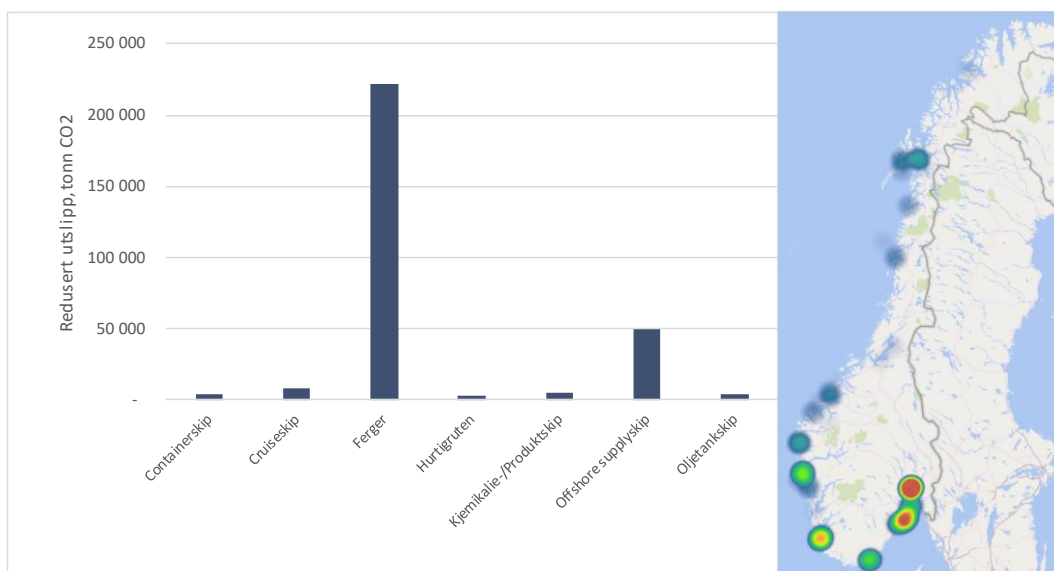
Figur 6-14 Utslippsreduksjoner fra elektrifisering i scenario 2, kjøring 1



Hovedkonsentrasjonene er i Oslo, Bamble, Kristiansand og Sola. Ferger er helt dominerende for omleggingen, og sammen med drivstoffbesparelser fremstår dette trinnet som samlet sett lønnsomt uten støtte. Fergene omkring Oslofjorden inkluderer også de store passasjerskipene som går til Danmark og Tyskland. Det er et stort utslippsreduksjonspotensial i norsk farvann ved å deelektrifisere denne trafikken slik at man kjører på ren el inn og ut av de norske havnene.

I neste trinn kommer det inn noen flere skipstyper, spesielt offshore supplyskip, og flere ferger enn i trinn 1. Samlet reduksjon i utslipp er om lag 300.000 tonn årlig.

Figur 6-15 Utslippsreduksjoner fra elektrifisering i scenario 2, kjøring 2



Den geografiske hovedvekten er i de samme som i den første kjøringen, men med noe mer vekt på Vest- og Nord-Vestlandet. Noen mindre containerskip, cruiseskip samt Kystruten kommer også inn med mindre volumer. Selv om gjennomsnittlig tiltakskostnad i denne kjøringen er om lag 350 kr/tonn CO<sub>2</sub>, vil vi stadig finne enkelttiltak som er tilnærmet lønnsomme uten støtte.



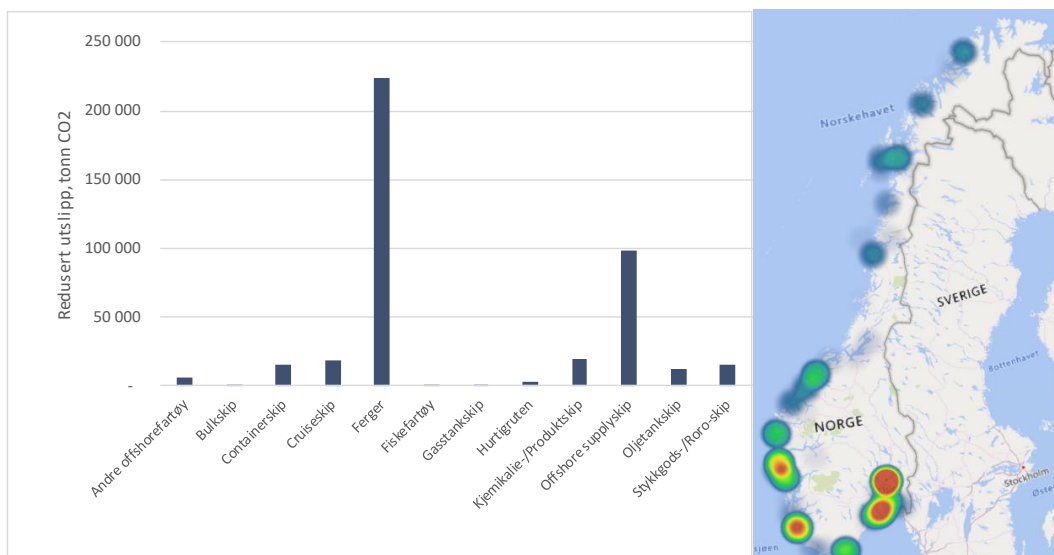
**AFRY**  
Å F P Ö Y R Y



**norwegian  
electric systems**

I neste trinn øker reduserte utslipp til om lag 410.000 tonn. Ferger er stadig den dominerende skipstypen, men også offshore supplyskip kommer inn med et betydelig volum.

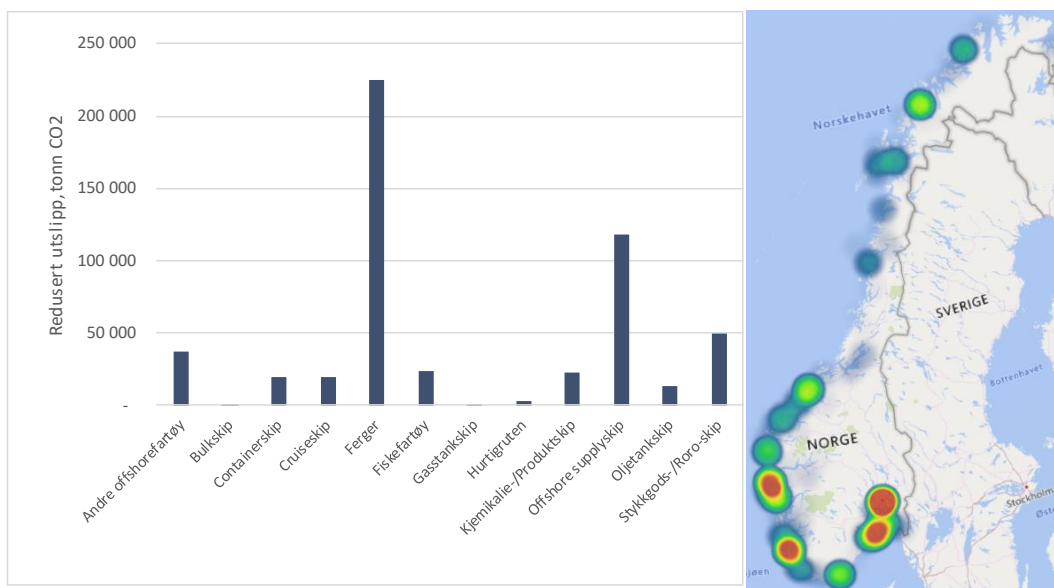
Figur 6-16 Utslippsreduksjoner fra elektrifisering i scenario 2, kjøring 3



Veksten i tiltak og utslippsreduksjoner kommer særlig på Vestlandet, mens det også er økende potensial i Nord-Norge. Gjennomsnittlig tiltakskostnad er imidlertid betydelig høyere i denne kjøringen, over 1000 kr/tonn..

I neste trinn er samlet utslippsreduksjon 530.000 tonn, og flere skipstyper kommer inn i løsningen. I tillegg til ferger, som stadig er helt dominerende, finner vi offshore fartøy, containerskip, kjemikalie-/produktskip, andre offshore fartøy og stykkogodsskip.

Figur 6-17 Utslippsreduksjoner fra elektrifisering i scenario 2, kjøring 4



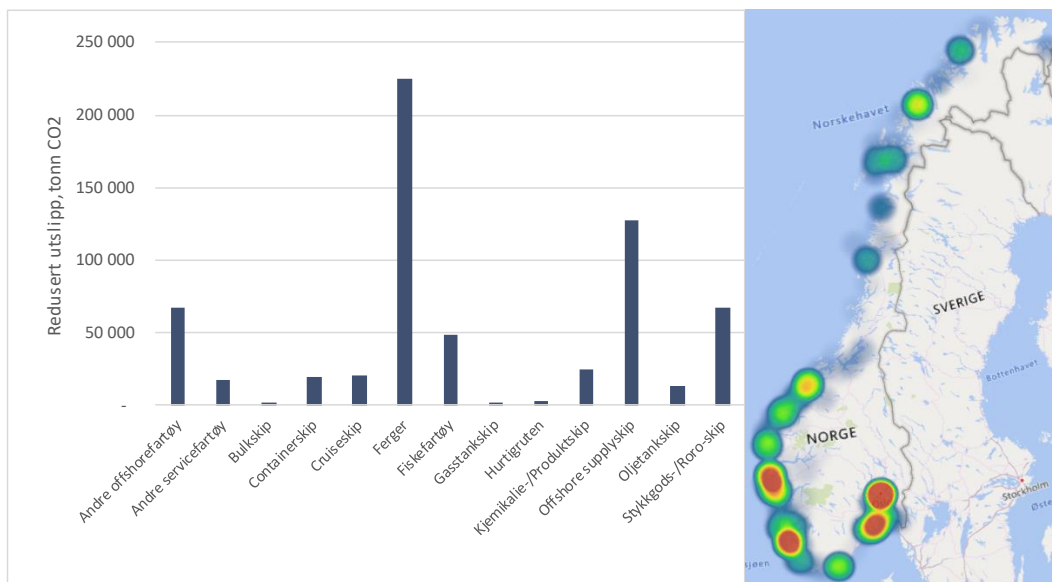
Det geografiske tyngdepunktet er stadig rundt Oslofjorden og på Vestlandet, men særlig Tromsø begynner å se en betydelig utbygging i Nord-Norge. I denne kjøringen er gjennomsnittlig tiltakskostnad betydelig høyere, om lag 2.300 kr/tonn CO<sub>2</sub>.



AFRY  
Å F P Ö Y R Ynorwegian  
electric systems

I den siste kjøringen er den samlede utslippsreduksjonen beregnet til 640.000 tonn. Det har her kommet inn en rekke dyrere tiltak, men uten vesentlig bevegelse med tanke på hvilke skipstyper som forsynes.

Figur 6-18 Utslippsreduksjoner fra elektrifisering i scenario 2, kjøring 5



I denne siste kjøringen er gjennomsnittlig tiltakskostnad beregnet til 5500 kr/tonn CO<sub>2</sub>, noe som indikerer at vi er i et område der støttebehovet stiger dramatisk. I Figur 6-13 kan man se at tiltakskostnad på land stiger kraftig i denne kjøringen. Dette skyldes at det her investeres i mange terminaler med lav brukstid.

Det er også interessant å merke seg at utslippsreduksjonene fra cruisetrafikk ikke gir noe vesentlig bidrag til samlet utslippsreduksjon – kombinasjonen av kostnader, liggetider og utnyttelse fremkommer som ugunstige sammenlignet med andre skipstyper. Fokusering på skip med faste seilingsmønstre og hyppige anløp is amme havn, slik som utenlandsferger og offshore supplyskip, fremstår som de klart mest attraktive segmentene.

### 6.5.2 Scenario 3: Hva kan hydrogen bidra med innen 2030?

Hydrogen har egenskaper som gjør det egnet som drivstoff for lengre seilingsdistanser, men gir også en lav primærenergifaktor sammenlignet med el fra nettet. Hydrogen er derfor uegnet for energiforsyning i land, dersom det er mulighet for direkte landstrøm til hoteldrift.

Infrastruktur for hydrogen vil også være forskjellig fra land- og ladestrømsanlegg, som drøftet i avsnitt 7.1. Kortversjonen er at antall bunkringsplasser kan være langt mer begrenset enn for el, og at lokalisering vil være mer et regionalt enn et lokalt spørsmål.

Hydrogen er langt mer umodent enn el for maritime anvendelser, og potensialet i den relativt korte tiden frem til 2030 er begrenset – men dog ikke ubetydelig. Kostnaden ved å introdusere hydrogen i noe vesentlig omfang er imidlertid høy, særlig med tanke på investeringskostnader om bord.

Med full utnyttelse av det tekniske potensialet vi har spesifisert i scenario 3 innen 2030, reduseres CO<sub>2</sub>-utslippene med om lag 365.000 tonn fra bruk av hydrogen.



AFRY  
Å F P Ö Y R Y



norwegian  
electric systems

Nesten hele volumet er knyttet til fire fartøystyper, Kystruten, offshore supplyskip, andre offshorefartøy og hurtigbåter.

Kostnaden ved ombygging – med unntak av Kystruten, som er tilrettelagt for hydrogen – er svært høye. Samlet sett snakker vi om en investeringskostnad på om lag 32 milliarder kroner i skipene alene. Merkestnaden ved hydrogen i stedet for diesel kommer i tillegg til dette, men er liten sammenlignet med investeringskostnaden (om lag 47 millioner kroner årlig). Kostnaden for hydrogen omfatter både produksjons-transport- og lagringskostnader på land. Regnet per kWh energi er hydrogen betydelig dyrere enn diesel, men justert for virkningsgradforskjeller blir forskjellen relativt liten. I våre beregninger er det også lagt inn en fallende prisdifferanse over tid, slik at merkestnaden for hydrogen over diesel pr utnyttbar kWh faller fra om lag 15% i 2020 til under 5% i 2030.

Det sier seg selv at tiltakskostnaden for reduserte CO<sub>2</sub>-utslipp blir svært høy. Implisitt betyr dette at hydrogentiltak i denne perioden i hovedsak må ansees som piloter, ikke reelle fullskala-prosjekter. Likevel er det interessant å se hvor i landet skip med potensial for hydrogen seiler og anløper havner. Kartet i viser tyngdepunktene langs kysten for lokalisering av anløp av skip som er mest egnet for overgang til hydrogen.

Figur 6-19 Lokalisering av anløp av skip som bruker hydrogen i 2030



Som vi ser, er det særlig på Vestlandet og enkelte steder i Nord-Norge at potensialet for tidligfase hydrogen er konsentrert.

- For Kystruten er det naturlig nok mange punkter som fremkommer langs kysten mellom Bergen og Kirkenes. Fylling i Midt-Norge fremstår som mest relevant – planene om hydrogenproduksjon på Aukra er i så måte godt lokalisert
- Potensialet for offshore supplyskip er selvsagt konsentrert rundt Stavanger, Bergen og Kristiansund
- Potensialet for andre offshore-fartøyer er særlig konsentrert i Tromsø

AFRY  
Å F P Ö Y R Ynorwegian  
electric systems

- Potensialet for hurtigbåter er særlig konsentrert i Sogn og Fjordane, Møre og Romsdal, og Nordland.

### 6.5.3 Havner med mange gjentatte anløp

En måte å identifisere lavt hengende frukter for havne-investeringer er å se på klimagassutslipp fra skip som i hovedsak trafikkerer et fåtall havner. Dette er skip med høy regularitet, slik at de har stor forutsigbarhet og dermed mindre risiko for å trafikkere havner som mangler ladeinfrastruktur. Denne oversikten er basert utslippstallene anslått ved hjelp av AIS-dataene og er løstrevet fra resultatene og drøftingene knyttet til optimeringsmodellen.

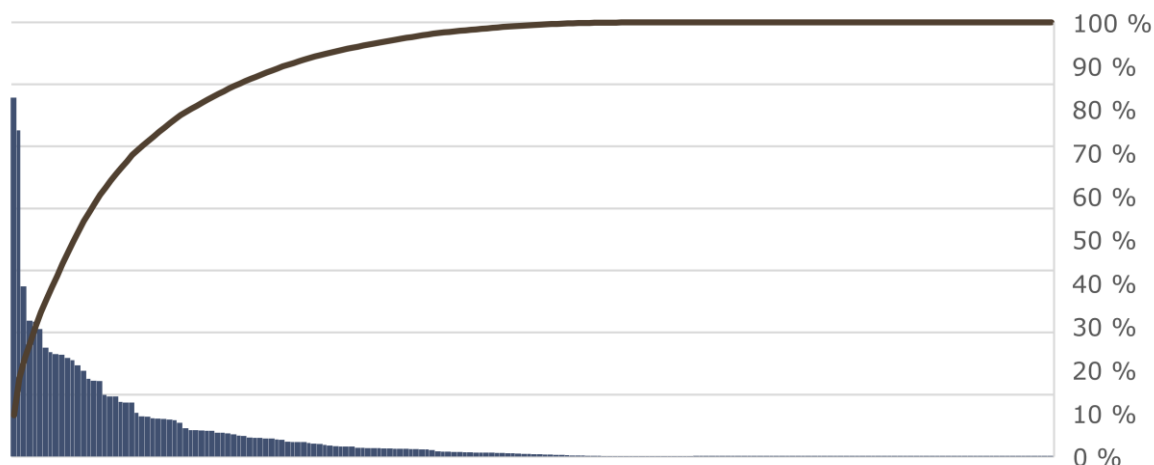
Tabell 6-1 viser anslåtte klimagassutslipp i basisåret for skipssegmentene med skip hvis over 80 prosent av anløpene er i to havner. De totale utslippene fra denne trafikken er nesten 1,8 millioner tonn CO<sub>2</sub>, noe som utgjør nesten 30 prosent av de totale klimagass-utslippene i basisåret. Ikke overraskende er ferge- og hurtigbåttrafikken viktig her, men også skip knyttet til offshore og i noen grad fiskefartøy bidrar med klimagassutslipp.

Tabell 6-1 – Utslipp fra skip som trafikkerer to havner over 80 prosent av tiden. Kilde: Menon

Skipssegment	tCO <sub>2</sub> havn (>80%, 2 havner)	tCO <sub>2</sub> i framdrift (>80%, 2 havner)
Gasstankskip	416	24 147
Stykkogds-/Roro-skip	2 018	53 293
Kjemikalie-/Produktskip	2 208	44 978
Andre offshorefartøy	18 263	120 007
Containerskip	567	9 871
Oljetankskip	3 835	12 432
Ferger	67 690	533 372
Slepefartøy	868	32 871
Andre servicefartøy	4 125	76 639
Offshore supplyskip	12 755	320 273
Fiskefartøy	1 445	84 779
Hurtigbåter	5 623	325 014

Figur 6-20 viser hvordan utslippene fordeler seg på havner, sortert etter relativ utslippsbetydning. Figuren viser at de 20 viktigste havnene representerer en betydelig andel av utslippene fra disse skipene.

Figur 6-20 – Potensielle utslippsreduksjoner fordelt på havner, sortert etter utslipp fra skip som trafikkerer to havner 80% av tiden. Kilde: Menon





**AFRY**  
Å F PÖRY

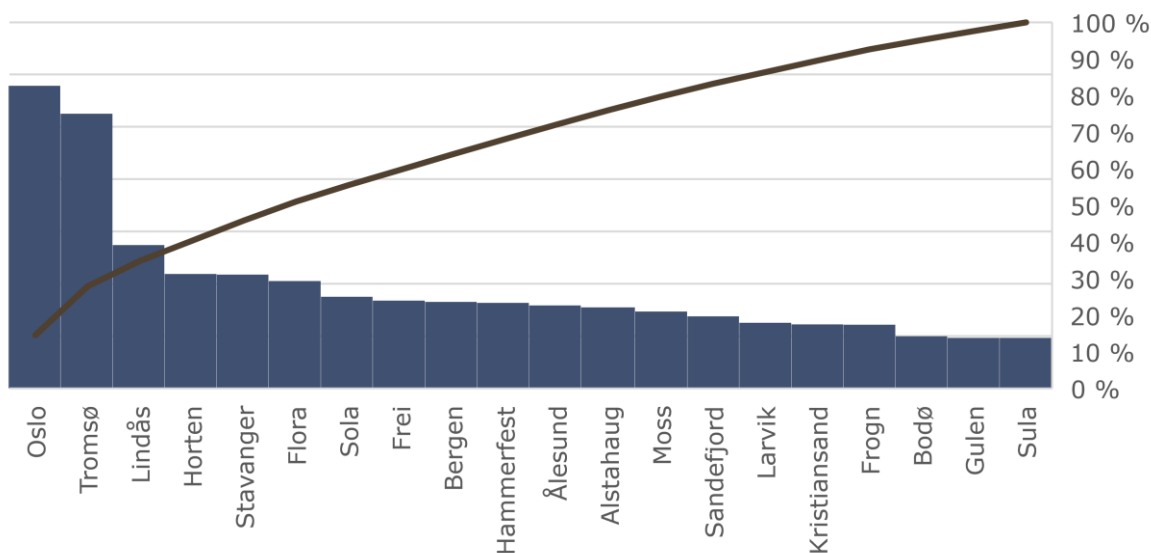


norwegian  
electric systems

De 20 viktigste havnene i så måte presenteres i Figur 6-21.<sup>19</sup> Ikke overraskende er Oslo og Tromsø de klart viktigste havnene. Fergetrafikken og i noen grad hurtigbåttrafikken står for en betydelig andel av disse utslippene. Dette gjelder også Horten. Utslipp i fergetrafikken anslås å reduseres i stor grad i referansescenariet (S1).

For havnene Lindås, Stavanger, Flora, Sola og Frei er det skip knyttet til offshore som er de viktigste driverne til utslipp. Det betyr at investeringer i hel- eller del-elektrifisering av disse skipene med infrastruktur i nevnte havner kan bidra til potensielt relativt store klimagassutslipp. Tiltak i havnene kan derfor kunne sies å være relativt lavt hengende frukter. En viktig presisering er imidlertid at denne oversikten ikke tar innover seg kostnadene, som kan ha betydelig variasjon på tvers av havner/områder og skip. Dette er inkludert i optimeringsmodellen.

Figur 6-21 – Potensielle utslippsreduksjoner i de 20 havnene ned størst potensial for utslipp fra skip som trafikkerer to havner 80% av tiden



<sup>19</sup> Hver havn kan altså bestå av flere terminaler. Lindås havn består eksempelvis av åtte terminaler, blant annet Mongstadbase, Eikefet Asphaltverk og StatoilHydro Mongstad (Gjetneset).



**AFRY**  
Å F P Ö Y R Y



norwegian  
electric systems

## 7 Etablering av infrastruktur

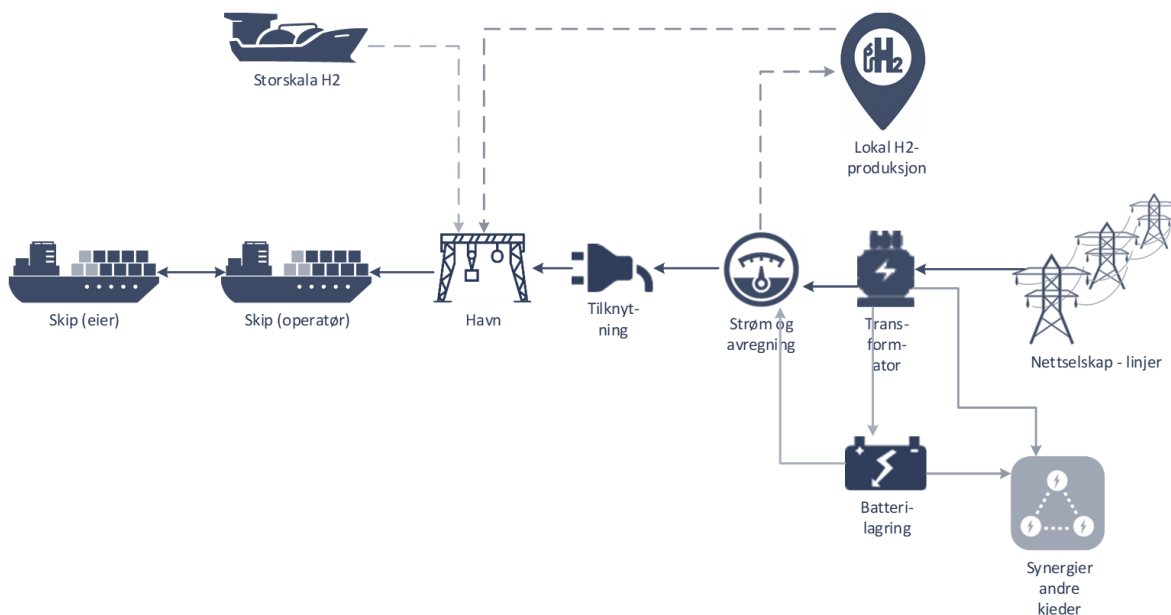
Omlegging fra fossile til fossilfrie energibærere i skipsfarten krever aksjoner og tiltak fra mange aktører, hvor flere i dag ikke er involvert i maritim sektor, eller rett og slett ikke finnes. Samtidig vil omleggingen kreve betydelige investeringer, delvis under stor investeringsrisiko, blant annet som følge av ulike mulige retninger for fremtidig teknologiutvikling. I dette kapitlet ser vi først på hvilke løsninger som på lang sikt peker seg ut som de beste med tanke på å oppnå en kostnadseffektiv utslippsreduksjon. Tidshorisonten her er henholdsvis 2030 (50% reduksjon, men med begrenset ny teknologiutvikling), og 2050 (full utslippsreduksjon, men med betydelig teknologiutvikling). Deretter skisserer vi et veikart for utviklingen frem mot 2030 og 2050. Hoveddimensjonene i veikartet er markedsutvikling, teknologiutvikling og myndighetsgitte rammevilkår og incentiver – for best mulig å peke på de områdene Enova og andre myndighetsinstrumenter kan rette sin innsats for å bidra til ønsket måloppnåelse. Til slutt drøfter vi mer i detalj utvikling av gode tiltak, basert både på våre analyser og på intervjuer med sentrale personer i verdikjeden for utslippsfri skipsfart.

### 7.1 Fremtidig verdikjede

Verdikjeden for fossilfrie energibærere i skipsfarten har mange aktører, og avhenger blant annet av teknologivalg i skip, hvilke formål som skal dekkes, hvilken energibærer som velges for å dekke behovet, og hvordan denne energibæreren produseres. Videre er det aktører som kan tenkes å utnytte infrastruktur på land til andre formål enn skipsfart, og som kan bidra til ekstra inntektsstrømmer i verdikjeden.

I Figur 7-1 viser vi hovedelementene i en verdikjede basert på strøm fra nettet og ulike hydrogen- eller ammoniakk-løsninger. Forsyning av residuale volumer med biodrivstoff vil i stor grad tilsvare dagens verdikjede, og er derfor ikke tegnet inn her. Påfølgende kulepunkter forklarer figuren.

Figur 7-1 Verdikjede for utslippsfri skipsfart



Kilde: AFRY Management Consulting



AFRY  
ÅF PÖYRY



norwegian  
electric systems

- Selve skipene kan eies og driftes av samme aktør, men det er også vanlig med operatører som drifter skip som eies av andre. Mens det er eier som vil foreta investeringer i skip, som ny- eller ombygging, er det operatøren som vil bære kostnader til drivstoff og dermed får direkte virkning av lavere (eller høyere) drivstoffpriser. Det er også operatøren som vil få de direkte konsekvensene av eventuelle lengre liggetider på grunn av lading.
- Havnen er primært utstyrt for å håndtere kailigge, lasting og lossing og tilhørende logistikk på land. Det er ikke vanlig at havnene har infrastruktur for (fossilt) drivstoff i dag, men med ulike former for landstrøm og ladeanlegg, eventuelt også småskala hydrogen, vil havnene i alle fall ha en rolle knyttet til arealdisponering og til sikkerhet. Det er mindre åpenbart hvorvidt havnene vil være naturlige eiere eller operatører av nye anlegg. Havnene kan imidlertid være viktige premissgivere for krav til bruk av infrastruktur for landligge – det være seg landstrøm eller ladeanlegg.
- Tilknytningen mellom infrastruktur på land og skip krever selvsagt en stor grad av standardisering og tilpasning til standarder om bord, med tanke på fysisk tilknytning, frekvens og spenning. Drift av denne type anlegg vil kreve elektroteknisk kompetanse og sertifisert personell, og er ikke nødvendigvis en naturlig oppgave for havnen selv. Den er heller ikke en naturlig oppgave for nettselskapet, som er avgrenset til å eie og drifte nettanlegg og ikke har anledning til å selge strøm.
- Selve strømsalget kan i prinsippet ivaretas av en enkeltaktør, enten en tredjepart i havnen eller havnen selv. En enerett til å selge strøm til skip vil imidlertid være i strid med hvordan kraftmarkedet for øvrig er organisert, hvor kunder har rett til å velge egen strømleverandør. Det er dermed en relevant problemstilling hvordan dette vil organiseres på sikt i maritim sektor, selv om man i dag ser at havnene selv står for strømsalget.
- Nettselskapet vil eie nettanlegg og et tilknytningspunkt mot eier av anleggene i havnen. Det er ulike muligheter for hvor dette skillet skal gå; det er strengt tatt intet i veien for at anleggseieren eier egen nettstasjon og lokalt nett i havnen. Grensesnittet vil ha betydning både for tariffing og for betaling av anleggsbidrag til nettselskapet.
- Et hyppig nevnt tiltak for å redusere behovet for nettkapasitet er å plassere batterier i havnen for å håndtere ladetopper. I tillegg til å flate ut effekttopper, kan batterier også være kilde til andre inntektsstrømmer som ikke har med skipsfart å gjøre. Et eksempel er salg av fleksibilitet til Statnett – eventuelt gjennom en aggregator – i perioder der batteriet ikke trengs til å jevne ut lade- eller forsyningsbehov til skip. Dette er en rolle som krever spesialkompetanse om kraftmarkedet.
- Man kan også tenke seg å utnytte infrastruktur til andre, lokale formål: Nettkapasitet kan for eksempel benyttes til ladeplasser for veitransport, eller til lokal elektrolyse for å produsere hydrogen. Hydrogen kan igjen inngå som utslippsfritt drivstoff for skipsfart, eller for helt andre formål. Poenget er hvordan kapasiteten som etableres kan benyttes til andre formål i de periodene den ikke benyttes til skipsfart. Dette avhenger av lokasjonen til havnen.
- Hydrogen- eller ammoniakkjeder kan baseres på storskala løsninger med sentral produksjon og transport til utvalgte havner, og på desentral produksjon nær forbrukspunkter med lokal elektrolyse<sup>20</sup>. Siden hydrogen har svært høy

---

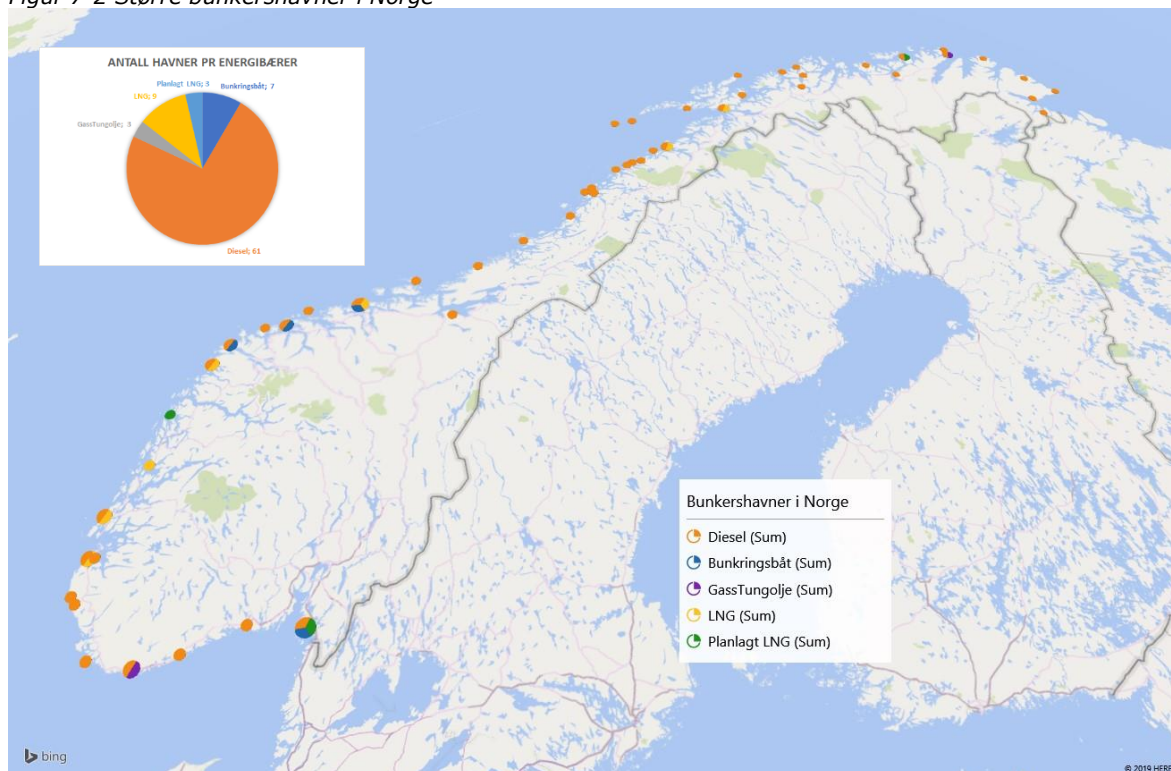
<sup>20</sup> Lokale løsninger kan reise en del særlige sikkerhetsspørsmål, siden både hydrogen og ammoniakk er svært lett antenkelige gasser, og ammoniakk i tillegg er giftig ved utslipp.



energitetthet sammenlignet med batterier, er det ikke behov for bunkringsmuligheter i hver havn – vi snakker mer om en struktur som minner om den som i dag er etablert for fossile drivstoff, med bunkring i et fåtall anlegg eller havner.

Det er i interessant seg selv å sammenligne kompleksiteten i distribusjonssystemet for fossile drivstoff, og behovet for elektrisk infrastruktur. Figur 7-2 viser lokalisering av havner med bunkers per energibærer.

Figur 7-2 Større bunkershavner i Norge



Kilde: DNV GL, Report No.:2014-1669.

Mens nesten all bunkers til skip forsynes fra om lag 70 havner, kan det for elektrifisering bli aktuelt med etablering av elektrisk infrastruktur i mange hundre havner og terminaler. En infrastruktur som i stor grad er basert på hydrogen eller ammoniakk, ville derimot neppe kreve flere bunkringsstasjoner enn man i dag har for fossile drivstoff. Dette har åpenbare konsekvenser for utbygging av el-infrastrukturen: mens det alltid vil være mest effektivt å benytte landstrøm for energibehov i hotell drift, vil behovet for lading av batterier til fremdrift og operasjoner i sjø falle bort.

## 7.2 utfordringer i veien mot utslippsfri skipsfart

Utviklingen mot utslippsfri skipsfart innebærer en vesentlig omlegging både av fysisk infrastruktur og av forretningsmodeller. Kompleksiteten i koordinering av beslutninger mellom ulike aktører i kjeden blir dermed høy. Samtidig er risikobildet knyttet til teknologivalg uoversiktlig, i en verden med rivende utvikling både på batterier og andre løsninger som hydrogen og brenselceller. Til slutt er mange av de myndighetsgitte reguleringene og virkemiddelapparatet tilpasset andre virkeligheter enn de som er nødvendig for å oppnå store utslippsreduksjoner i skipsfarten.



AFRY  
Å F P Ö Y R Y



norwegian  
electric systems

I prosjektet har vi drøftet disse problemstillingene med en rekke aktuelle aktører i kjeden, fra rederier til havner, landstrømoperatører og nettselskap. Formålet har vært å avdekke hvilke utfordringer og barrierer som særlig kan stå i veien for en vellykket omlegging i skipsfarten. I avsnittene under drøfter vi en del av de forholdene som har kommet opp intervjuene, kombinert med resultater fra scenarioanalysene og våre vurderinger i prosjektteamet.

### 7.2.1 Komplekst aktørbilde og komplekse markedsmodeller

Markedsmessig er omleggingen til utslippsfrie drivstoff en klar «høna eller egget» situasjon: For å bygge om eller bygge nye skip tilrettelagt for landstrøm og eventuelt lading, må det være infrastruktur på plass i havnene. For å bygge infrastruktur i havnene, må det være skip som kan bruke den. I tillegg er det en rekke kompliserende faktorer i kjeden:

- Investerings- og driftsbeslutninger i skip: Eier og operatør av skipet er ikke nødvendigvis den samme. For at eiere skal tilrettelegge for bruk av el (investeringsdelen) må operatører være villige til å betale mer for leie av skipene, og igjen se besparelser i drivstofforbruk som forsvarer dette. I tillegg er forholdet til kontraktslengder viktig med tanke på tilbakebetalingshorisont for investeringer i tiltak ombord.
- Havnens rolle og kompetanse: Havner har ikke kompetanse på el-infrastruktur eller strømsalg, og er ikke naturlige investorer i anlegg på land. Samtidig er nettselskaper- som har denne kompetansen – regulert virksomhet hvor de ikke har anledning til å ta en rolle helt frem til skipene
- Eierskap og drift av landanlegg: Det er i mange tilfeller behov for en ny type aktør mellom havn og nettselskap, som kan forestå investeringer i infrastruktur og drift og leveranse av tjenesten. Dette er en ny rolle som er umoden og krever utvikling, og som kan være preget av betydelig usikkerhet og høy risiko
- Kompatibilitet mellom havner: De fleste skip anløper flere havner, og koordinering på tvers av havner med kompatible løsninger og kommersielle vilkår vil være nødvendig for å forsvare investeringer og tilpasninger i skip
- Kommersielle vilkår for etablering av infrastruktur på land, særlig inkludert nettтарiffer og tilknytningsforhold

Basert på intervjuene med ulike aktører er det særlig koordineringsutfordringen som fremstår som kritisk. Uten koordinering mellom skip og landanlegg, innebærer investeringer i anlegg enten i skip eller på land en betydelig risiko. Dette berører både eier av skip, havner, nye ladeaktører og nettselskapene. Koordinering mellom ulike geografiske lokaliseringer kommer i tillegg som et ytterligere, kompliserende forhold.



SKIP

Fra skipsaktørene pekes det på at omlegging til landstrøm og eventuelt hel- eller delelektrisk fremdrift kan gi betydelige kostnadsgevinster i driften. siden det i mange tilfeller ikke er eier som også drifter skipene, og dermed betaler drivstoffkostnadene, er tidshorisonten for inngåtte kontrakter viktig. Med korte kontrakter vil det være risikabelt for en

skipseier å foreta vesentlige investeringer om bord i eksisterende skip, eller vesentlige merinvesteringer i nybygg. I de tilfellene der eier og operatør er den samme, eller kontraktslengdene er lange (rundt 10 år ble nevnt som et nødvendig nivå), er dette problemet internalisert: Det er snarere en vurdering av om seilingsmønsteret og





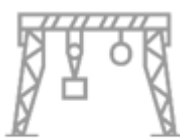
AFRY  
Å F P Ö Y R Y



norwegian  
electric systems

skipstypen er egnet for elektrifisering – og har en brukstid som er tilstrekkelig høy til at et landanlegg blir lønnsomt.

Lønnsomhet alene er imidlertid ikke nok. Noe avhengig av skipssegment, fremstår tilgang til finansering som en vesentlig, kommersiell barriere for mange skipsaktører. Dette gjelder særlig mindre kystrederier, og dermed mindre fartøyer innen bulk, tørrlast mv.



HAVN

Havner har som hovedoppgave å være knutepunkt for logistikk, ikke å være energiaktør. Gjennomgående trekker havnene frem utfordringer knyttet til kjernekompetanse og rolle i forhold til utbygging av landstrøm og ladeinfrastruktur. Med mulig unntak for de største havnene, har de heller ikke kapasitet til å utvikle komplekse anlegg og forretningsmodeller for å imøtekomme krav til landstrømsanlegg og ladeinfrastruktur.

En hovedutfordring for havnene er å få kunder til landstrømsanleggene. Med forholdsvis få skip som er tilrettelagt for bruk av landstrømsanlegg, blir brukstiden svært lav. Havnene har også begrenset med sterke virkemidler for å stimulere til bruk av landstrøm. Blant de kommersielle virkemidlene er det først og fremst differensiering i havneavgifter som trekkes frem, og som i enkelte tilfeller er implementert. Bildet som tegner seg er imidlertid av prisvirkningen av dette ikke er tilstrekkelig til å gi redere kraftig incentiv til tilrettelegging om bord.

Når det gjelder elektrifisering, peker havnene på at det er koordineringen mellom havner og redere, og havner seg imellom, som fremstår som det viktigste virkemiddelet for å skape større vekst i bruken av landstrøm. Spesielt pekes det på å fokusere på redere med faste ruter og anløp, hvor grunnlaget for regelmessig bruk av anlegg på land er best. Havnene trekker også frem at dagens elektrifiseringsfora, slik som landstrømforum, ikke er hensiktsmessige for å drive denne prosessen. Derimot etterlyses det rene, koordinerende fora der de besluttede aktørene er med.

Havnene er også opptatt av samspillet mellom skips- og veitransport. Havner er logistikkpunkter, hvor det skjer omlasting enten til eller fra vei- eller skinnegående transport. Lading av lastebiler fra det samme anlegget som benyttes til landstrøm trekkes frem som en driver for bedre kapasitetsutnyttelse.

Fra skipssiden er det blitt trukket frem av anløpsavgifter er konkurransevridende mellom skips- og biltransport. Argumentet som fremmes, er at lastebiler bruker havnen gratis, mens skip betaler avgift. Deling av ladeinfrastruktur mellom bil og skip kan være et bidrag til å redusere denne vridningen, sett fra skipenes side.

Med unntak av noen større havner, er bildet som tegner seg en sterk avhengighet av samarbeid med ladeaktører som kan stå mellom havnen og nettselskapet.



TILKNYTNING



STRØM

Mellom havner som ikke har kompetanse og kapasitet til å etablere landstrøm, og nettselskaper som ikke har lov, er det et åpenbart behov for nye, kommersielle aktører. Vi ser noen få eksempler på nye aktører som er samarbeid mellom havn og energiselskap (ikke nettselskapet), slik som Plug AS (Bergen Havn og BKK), Grenland havn og

Skagerak, og Oslo Havn og E-CO Hafslund. I prinsippet er disse aktørene ganske like tilbydere av hurtiglading, slik som Fortum Charge&Drive, Ionomy og Grønn Kontakt. Rollen omfatter eierskap og drift av landstrømsanlegg, tilknytning og relasjon til nettselskapet, og leveranse av kapasitet og strøm til skip.



**AFRY**  
Å F PÖYRY



norwegian  
electric systems

De aktørene som allerede er under etablering og har kommet i gang, er alle offentlig eid. Det fremkommer i intervjuene at politiske føringer knyttet til klimatiltak og lokale utslipp er en viktig driver og motivasjon. Ikke desto mindre er det en klar forventning og føring at landstrømkjøperne skal bygge økonomisk lønnsomme forretningsmodeller. Det er noe blandede tilbakemeldinger om hvorvidt selve strømsalget er en viktig del av verdiskapingsgrunnlaget; det synes uansett klart at marginen på selve strømmen er en liten del av samlet kostnad for sluttbrukeren – det vil si skipet. På sikt er det uansett rimelig å tenke at strømsalg til skip reguleres på samme måte som i alle andre sammenhenger, det vil si fritt leverandørvalg.

Ladeaktøren er kunde hos nettselskapet, og betaler dermed tilknytningskostnader og nettariff i tillegg til kostnadene i eget anlegg. Grenseflaten mot nettselskap vil typisk ligge på trafo eller samleskinne. Ved forsterkninger, som våre analyser i dette prosjektet viser at kan være betydelige, vil ladeoperatøren være ansvarlig for betaling av anleggsbidrag. Nettariff for kunde ri denne størrelsesordenen vil normalt være basert på målt effektuttak, med mindre det inngås avtale om utkoblbar tariff.

Effekttariff kan være svært utfordrende å regne hjem i anlegg med lav brukstid – og kan i seg selv fremstå som en betydelig, kommersiell barriere til i det hele tatt å etablere landstrømsanlegg. En tilnærming kan være å tilby en såkalt utkoblbar tariff, hvor nettselskapet har rett til å stanse levering av strøm innen avtalte varslingsfrister dersom systemet blir overbelastet. Så lenge skip i havn har backup om bord med fossilt drevet hjelpe- og hovedmotor er dette praktisk sett fullt mulig. Imidlertid er hele ordningen med utkoblbare tariffer omdiskutert, og landstrømkjøper kan ikke regne med at denne vil være mulig i fremtiden.

En helt sentral kommersiell utfordring mellom ladeaktør og nettselskap er dermed tariffstruktur og -nivå. Dette er en problemstilling som er nært knyttet til NVEs regulering av nettselskaper, og til hvordan fleksibilitet prises sammenlignet med reservert kapasitet i fremtiden.

Et annet forhold som har kommet opp i intervjuene er forholdet til elavgift og dokumentasjon av avgiftsreduksjonen for skip (som betaler lav sats). En utfordring som er fremkommet er skatte- og avgiftsmyndighetens krav til dokumentasjon, som det hevdes er vanskelig å tilfredsstillere. Som en konsekvens er ladeaktøren eksponert for å betale full elavgift for leveranser til skip, til tross for at de får levert strøm med redusert avgiftssats.

Lønnsomheten for ladeaktørene drives dermed av forholdet mellom investerings- og driftskostnader på den ene siden, og tilgang til kunder og deres betalingsvillighet. Ladeaktørene står dermed i den samme koordineringsutfordringen som skip og havner. Imidlertid har ladeaktørene potensielt også andre mulige inntektskilder, som kan være med å løfte lønnsomheten i landstrømsanlegg:

- Installasjon og bruk av batterier, som i første rekke kan være motivert av lavere nettkostnader. Batterier kan også benyttes til å selge fleksibilitet til enten det lokale nettselskapet, eller til Statnetts systemtjenestemarkeder
- Ladeinfrastruktur for veitransport, som kan benytte kapasitet når den ikke utnyttes for skip. Dette kan være aktuelt både med tanke på hurtiglading for personbiler, og for elektrifiserte tyngre kjøretøy. Når det gjelder landtransport, er det åpenbart i de havnene som har høyest skipstrafikk av gods- og annen transport som også har det største grunnlaget for ladeinfrastruktur for veitransport.



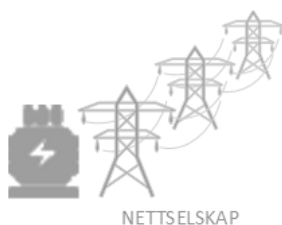
AFRY  
Å F P Ö Y R Y



norwegian  
electric systems

- Etablering av samlokalisert hydrogenproduksjon, som utnytter ledig nettkapasitet for produksjon (og nedkjøling / lagring) av hydrogen. Som våre analyser i dette prosjektet viser, vil tilgang til hydrogen utvide mulighetsrommet for utslippsfri fremdrift i skip betydelig.
- Samlokalisering med annet, fleksibelt forbruk

En interessant utvikling vi ser konturer av, er en utvidelse av forretningsmodellen for landstrømsaktører til også å omfatte finansiering eller grader av ansvar for ombygging i skip. Konseptet ligner på det som er mer utbredt på land, i form av energitjenesteeselskaper (ESCO): ESCO tar økonomisk ansvar for finansiering og lønnsomhet av anlegget i bygg (eller ombord), og får betalt for dette gjennom en andel av besparelser for energikostnaden. Dette er en mulig modell der det reelt sett finnes besparelser om bord – som ofte vil være relevant for strøm – men mer utfordrende for løsninger som er dyrere enn diesel, slik som hydrogen.



Nettselskapene er pliktige til å gi tilknytning til landstrømsanlegg, men kan kreve anleggsbidrag for nytt anlegg der det ikke er tilstrekkelig kapasitet.

Tilbakemeldingen fra nettselskapene viser at tilgangen til eksisterende kapasitet er liten sammenlignet med samlet behov for effekt ved en omfattende elektrifisering, slik som i Scenario 2 og Scenario 4. Innrapporteringen av data fra

nettselskapene indikerer at ledig kapasitet er i størrelsesorden 540 MW. Til sammenligning er samlet effektbehov på land i Scenario 1 beregnet til 3000 MW, og opp til 5500 MW i Scenario 4. Dette innebærer at det aller meste av nettkapasitet som skal forsyne lade- og landstrømsanlegg innebærer vesentlige nyinvesteringer.

Sett fra nettselskapenes side kan det være problematisk å investere i anlegg som gjennomgående har lav brukstid, og hvor usikkerheten om faktisk bruk er høy. Risikoen for å sitte med vesentlige nettanlegg som i liten grad benyttes og hvor det få kunder som kan betale nettleie vil være høy. I praksis innebærer dette at andre kunder i nettet må betale betydelige deler av kostanden ved nettkapasitet for landstrømsanlegg gjennom økte tariffer. Dette er en uønsket situasjon for nettselskapene.

Større nettanlegg som forsyner landstrømsanlegg med lite kundegrunnlag vil ofte også slå negativt ut i dagens inntektsrammeregulering, særlig for distribusjonsnettanlegg. Konsekvensen for nettselskapet er lavere målt effektivitet, lavere inntektsramme og dermed lavere avkastning og lønnsomhet.

Nettselskapene vil dermed ha en klar interesse i å dempe kapasitets- og investeringsbehovet knyttet til landstrømsanlegg. Det er særlig to tiltak som er realistiske, men hvor nettselskapet er avhengig av samordning med landstrømkjøperen, og gjerne også skipene.

- Etablering av batterier på land, som kan ta toppene av effektbehovet for landstrøm og jevne ut belastningen av nettet. Nettselskapet har ikke selv lov til å investere i batteri, men kan stimulere landstrømkjøperen til å investere gjennom differensiering av anleggsbidraget (basert på reelle kostnadsforskjeller i nettet). Kjøp av fleksibilitet fra batteriet kan være en del av en slik avtale.
- Tilbud om utkoblbar last til skip, som innebærer at de i pressede perioder benytter hjelpemotor om bord i stedet for landstrøm, og ikke lader for fremdrift. En åpenbar ulempe ved dette er økte CO<sub>2</sub>-utslipp.



**AFRY**  
Å F P Ö Y R Y

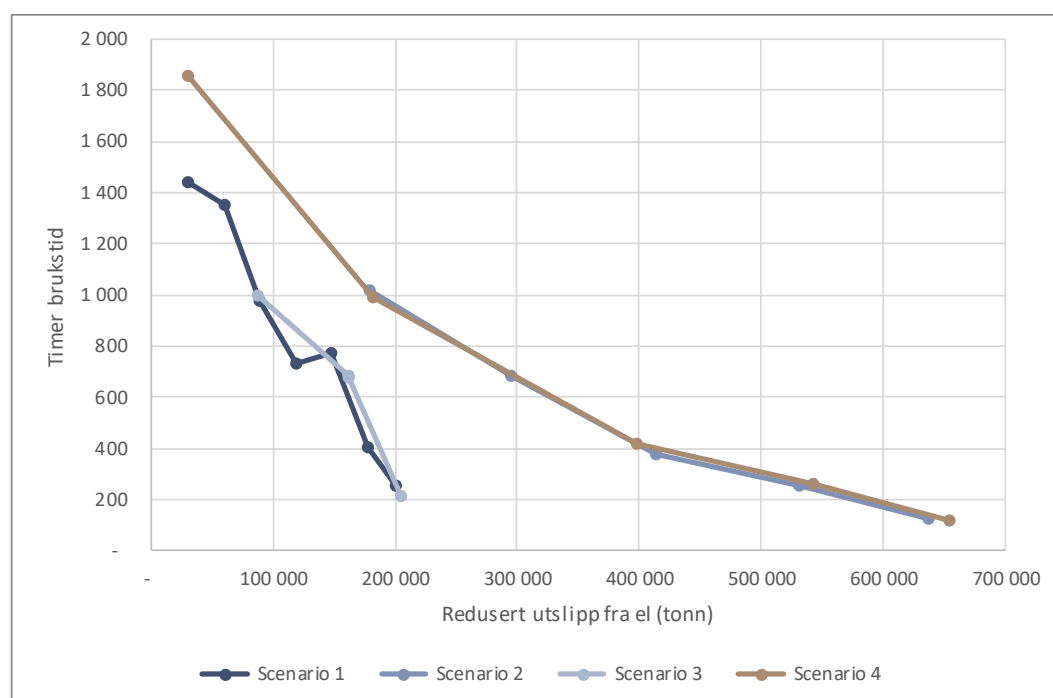


norwegian  
electric systems

Mens investeringer i batteridrift og i brenselceller har forholdsvis kort levetid – kanskje opp til 10 år – har nettanlegg i praksis levetid på 40-60 år. Nettselskapene har dermed en reell risiko for at teknologisk utvikling – for eksempel økende bruk av hydrogen til fremdrift i stedet for batterier – kan redusere behovet for nettkapasitet i fremtiden. Sett fra nettselskapets side er det dermed en risiko for å sitte med store anlegg som ikke brukes. Dette er mest relevant for anlegg knyttet til lading – hvor effektbehovet gjennomgående er høyest – mens landstrøm for hoteldrift i skip alltid vil være mer ressurs- og kostnadseffektivt enn hydrogen.

Figuren under illustrerer dette poenget: Grafene viser utviklingen i brukstid av nytt nett mot oppnådd CO<sub>2</sub>-reduksjon (unntatt tiltak knyttet til produksjon av hydrogen).

Figur 7-3 Beregnet brukstid i nytt nett i de fire scenarioene



De første nettinvesteringene som gjøres i hvert scenario er dominert av landstrøm, og dermed en forholdsvis høy brukstid. Dette er det samme som at nettinvesteringene brukes forholdsvis mye. For å oppnå høyere utslippsreduksjoner, inkludere delvis havner med lavere trafikkfrekvens, og tiltak knyttet til lading for fremdrift. Da synker brukstiden dramatisk, helt ned mot nivåer under 300 timer. Dette betyr at nettselskapene investerer mye i nett som nesten ikke brukes.

Nettselskapene er monopolregulerte, og har dermed en begrenset rolle i tilknytning til landstrøm. Ikke desto mindre er det sannsynlig at det i mange mindre havner med begrenset trafikkgrunnlag vil være vanskelig å finne kommersielle landstrømsaktører som er villige til å ta risiko og investere i landstrømsanlegg. Et spørsmål å reise er hvorvidt grensesnittet mot landstrømsanlegg skal kunne trekkes nærmere kaisanten enn det som gjelder i dag. Eksempelvis kunne nettselskapet eie og drifte anlegg frem til frekvens- og spenningsomformer, og ha en større andel av infrastrukturen inkludert i den regulerte nettkapitalen. Dette ville i så fall også innebære at samlet tariffkostnad øker i nettselskapets konsesjonsområde.



### 7.2.2 Teknologisk usikkerhet

De teknologiske løsningene for en verdikjede for alternative drivstoff i skip favner både helt modne og svært umodne teknologiske områder. Landanlegg for strøm er en relativt moden teknologi, det samme er elektromotorer i skip. Hovedutfordringene teknologisk er særlig knyttet til lagring og omforming av energi til bruk i fremdrift.

Den teknologiske usikkerheten er særlig knyttet til tre hovedelementer: lagring av strøm i batterier; produksjon, transport og lagring av hydrogen eller ammoniakk; og omforming av hydrogen eller ammoniakk til strøm i brenselceller. I tillegg er det usikkerhetselementer knyttet til utviklingen i standardisering med tanke på tilknytning mellom havn og skip, frekvens og spenningsnivå. Disse forholdene er forholdsvis enkle å håndtere i sammenligning, og er i større grad en samordnings- og standardiseringsutfordring enn en teknologisk usikkerhet. Det følgende redegjør derfor for de teknologiske usikkerhetene ved batteri-elektriske løsninger og hydrogen-løsninger.



Sammenlignet med lagring av andre energibærere, er energitettheten i batterier svært lav – regnet både i vekt og volum. Dette skaper utfordringer om bord, med tanke på både plass- og vektforhold ombord.

Det samme gjelder for særlig tungtransport på vei, hvor utvikling av elektriske lastebiler er utfordrende og dermed begrenser mulighetene for synergier mellom skips- og veitransport i havner. Korrigert for virkningsgrad mellom forbrennings- og elmotorer, vil samme energimengde i batteri som i diesel veie om lag 20 ganger mer, og ta om lag 18 ganger så mye plass. Det sier seg selv at dette kan være vanskelig å tilpasse om bord. Selv med dramatisk teknologisk forbedring for energitetthet, vil batterier stadig ha klare plass- og vektbegrensninger sammenlignet med fossilt drivstoff og andre energibærere som hydrogen og ammoniakk.

Batterier har flere usikkerhetsmomenter av teknisk karakter:

- Sikkerhet, særlig med tanke på overoppheting og eksplosjonsfare. Det er vanskelig å se at dette er en betydelig risiko sammenlignet med sikkerhetsaspektene ved hydrogen.
- Levetid, regnet både i år og i antall ladesykluser. Degradering i kapasitet over tid har direkte betydning for seilingsdistanse og dermed bruksverdien av skipet.
- Tilgang på materialer, og i hvilken grad andre batterier basert materialer med bedre tilgjengelighet enn hva som brukes i dagens dominerende li-ion batterier lykkes i sine utviklingsløp.

Batterier, i en fullelektrisk kjede, har også et vesentlig teknisk fortrinn fremfor andre løsninger som hydrogen eller syntetiske drivstoff i form av lang bedre totalvirkningsgrad. Mengden primærenergi – gjerne fra fornybare kilder – som kan omgjøre til nyttbar energi om bord, er langt lavere ved batterielektrisk fremdrift enn ved de alternative energibærerne og -løsningene. Dermed gir også batterielektrisk fremdrift vesentlig lavere driftskostnader enn alternativene.

Summen av usikkerhetene har særlig betydning for risiko i investeringer i kapasitet i infrastruktur på land og i batteriløsninger om bord. Analysene i prosjektet viser at bygging av ladeinfrastruktur for batterier krever større nettanlegg og mer kapasitet enn dersom det primært skal leveres landstrøm. Hvis den teknologiske utviklingen mellom batterielektrisk fremdrift og hydrogen (eller andre løsninger) utvikler seg i disfavør av batterier, vil risikoen for «stranded investment» i nettanlegg være stor.



AFRY  
Å F P Ö Y R Y



norwegian  
electric systems

Tilsvarende vil investeringsrisikoen for å bygge eller bygge om fartøy til batterielektrisk fremdrift være betydelig, men langt lavere enn risikoen i nettanlegg på land. Begrunnelsen for dette er levetid. Batterier har per nå ofte en forventet levetid på 10 år, mens nettanlegg har en forventet levetid på 40-60 år. Terskelen for å endre energiløsning om bord innenfor en forholdsvis kort tidshorisont er dermed ikke like høy som infrastrukturinvesteringene.



Utfordringene ved å øke bruken av hydrogen i skip ligger både på land og om bord. På land inkluderer dette produksjon, distribusjon og lagring av hydrogen, mens det i skip inkluderer både lagring og omforming til strøm og fremdrift. Disse utfordringene ligner også andre drivstoff for brenselceller, slik som ammoniakk.

De tekniske utfordringene er særlig knyttet til følgende forhold:

- Virkningsgrad og effektivitet i produksjon av hydrogen
- Skalering av produksjonsenheter og fleksibilitet i produksjonsmønster
- Karbonhåndtering dersom produksjonen skjer ved gassreformering (fossil)
- Teknologi for transport og lagring, blant annet materialer
- Virkningsgrad i omdanning til elektrisitet
- Levetid for brenselceller
- Sikkerhet, både med tanke på brannfare, trykk og temperatur. For ammoniakk er også giftighet en utfordring.

Den lave effektiviteten til elektrolysører er et problem ettersom energi går tapt i prosessen som ellers kunne vært brukt mer effektivt, for eksempel ved å lade batterier med høyere effektivitet. Som omtalt i kapittel 4.2 forventes det stadig forbedring av virkningsgraden.

Imidlertid, det kan være like viktig med bedre evne til å produsere hydrogen variabel last: Med økende innslag av ikke-regulerbar kraftproduksjon og sannsynlighet for svært lave eller endog negative kraftpriser i perioder med mye vind vil evnen til å utnytte kraft med lav alternativverdi være verdifull. Selv om PEM og SOEC har bedre evne til å håndtere variabel last enn alkaliske elektrolysører, vil også storskala elektrolysører kunne tilpasse seg forventede variasjoner i kraftprisen i spotmarkedet. For å kunne tilby fleksibilitet i systemtjenestemarkedene må responstiden imidlertid være langt kortere.

Gassreformering er mer effektiv regnet mot primærenergi enn elektrolyse. Hovedutfordringen er fangst og håndtering av CO<sub>2</sub>. Det har vært jobbet med CCS-kjeder i mange år, men det er ennå ikke etablert teknisk og økonomisk bærekraftige kjeder. Gassnovas fullskalaprojekt for CCS fra tre store kilder i Norge (Norcem, Yara og Fortum Oslo Varme) kan representere et gjennombrudd som verifiserer storskala kjeder, som også kan være aktuelt i tilknytning til storskala, sentralisert hydrogenproduksjon. Gassnova peker på at tidligst mulige idriftsetting av dette prosjektet er i 2024. Det innebærer en mulighet for at CCS-kjeder også kan være tilgjengelig for hydrogenløsninger for skipsfart innen 2030.

Hydrogen transporteres og lagres enten under svært høyt trykk (300-700 bar) eller ved i flytende form ved svært lav temperatur (-253 °C). Energitalpet ved komprimering er i området 9-12%, mens energitalpet ved nedkjøling er om lag 30%. Det er en vesentlig teknologisk utfordring å finne metoder for transport og lagring som er mindre energikrevende.



**AFRY**  
Å F P Ö Y R Y



norwegian  
electric systems

Dette setter store krav til materialteknologi, også med tanke på avdamping (kjent som «boil-off»). Lagring og transport av hydrogen gir et vesentlig tap, i størrelsesorden 6-7% gjennom lagring, transport og overføring til ny lagertank.

Hydrogen kan også lagres i materialer, for eksempel i metallhydrider, men dette er foreløpig på et tidlig utviklingsstadium. Fordelen med denne type lagringsteknologi er høyere energimengde pr kg. Imidlertid gir lagring i materialer ytterligere energitap når hydrogen skal frigjøres fra materialet. Likevel er forventningene at nye lagringsteknologier vil innebære lavere samlet energitap og lavere behov for elektrisitet enn flytende hydrogen.

Hydrogen har en rekke betydelige teknologiske utfordringer knyttet til ressurs-effektivitet og virkningsgrad. I tillegg til utfordringer i produksjon og lagring, er dette de samme utfordringene i omdanning til elektrisitet i brenselceller. Teknologiske utfordringer omfatter særlig virkningsgrad og levetid.

Mens den teoretiske virkningsgraden for brenselceller kan være over 80%, gir dagens teknologi i praksis virkningsgrader i området 35-45%. Siden også virkningsgraden i produksjon og lagring av hydrogen er lav, blir bruk om bord svært lav – i en samlet kjede regnet fra el brukt til elektrolyse neppe mer enn 20-25%. Kombinert med høyere samlet drivstoffpris enn diesel, og investeringskostnader for anlegget om bord (hydrogenlagring, brenselcelle, batteri og elmotor), blir lønnsomheten ved konvertering til hydrogen om bord svært utfordrende slik det ser ut i dag. Likeledes blir investeringer i produksjonsanlegg for hydrogen på land sterkt påvirket av hvorvidt utvikling av nye teknologiløsninger med bedre virkningsgrad lykkes og blir kommersielt tilgjengelige

Realisering av omfattende utslippsreduksjoner fra hydrogen krever at etablering av alle deler av kjeden blir kommersielt bærekraftige. For å sikre pilotering og utvikling av løsninger om bord, fremstår lokal hydrogenproduksjon i havn kombinert med komprimert hydrogen om bord som er et godt første skritt for økt forsyning og deretter øke distribusjonen via enten rørledninger eller via LH2-skip etter hvert som etterspørselen øker (IEA, 2019) (NCE Maritime CleanTech, 2019).

Utviklingen peker også i riktig retning hva gjelder teknisk ytelse av både elektrolysører og brenselceller. I tillegg til teknologisk utvikling, er det grunn til å forvente større kostnadsreduksjoner dersom økt etterspørsel gir stordriftsfordeler i hydrogenproduksjonen

Sikkerhetsaspektene har vært drøftet tidligere i rapporten. Hydrogen og ammoniakk benyttes i dag i mange sammenhenger industrielt, men da gjerne i mer beskyttede anlegg enn hvor det er betydelig enklere å gjennomføre nødvendige sikringstiltak enn i havn og særlig i skip.

### 7.2.3 Myndighetsrelaterte barrierer

Alle aktørene i kjeden er i varierende grad underlagt – direkte eller indirekte – offentlige reguleringer og virkemidler. Tre av de viktigste er knyttet til NVEs regulering av nettselskaper og kraftsektoren, Kystverkets arbeid for tilgjengelige og effektive havner, og Enovas virkemiddelbruk for å stimulere til omlegging og bærekraftig utvikling i energi- og transportsystemene. NVE er underlagt Olje- og energidepartementet, Kystverket er underlagt Samferdselsdepartementet, og Enova SF (statsforetak) eies av Klima- og miljødepartementet.



AFRY  
Å F P Ö Y R Y



norwegian  
electric systems

I tillegg er utbygging av infrastruktur i havner påvirket av andre, både nasjonale og lokale myndigheter: Eksempler er kommunale planmyndigheter, DSB, Miljødirektoratet, Fylkesmannens miljøvernavdeling, skatte- og avgiftsmyndigheter mv.

I diskusjoner med aktørene har vi særlig lagt vekt virkemidler og reguleringer knyttet til NVE, Kystverket og Enova. Konkret har vi særlig tatt opp:

- NVE: Reguleringsregimet for nettselskaper, herunder tariffer og tilknytningsvilkår; regulering av kraftmarkedet
- Kystverket: Havne- og farvannsloven
- Enova: Utforming og vilkår knyttet til støtteordninger



SKIP

Fra skipsaktørene blir hovedfokus rettet mot mangel på relevante støtteordninger fra Enova. Et moment som fremheves er at dagens støtteprosjekter er symboltunge, men har begrenset effekt for den store mengden av mindre fartøyer. Det er flere vesentlige barrierer for en målrettet virkemiddelutforming som også favner mindre fartøyer og rederier.

- Skip er registrert i ulike registre, spredt over hele verden, også skip som seiler primært på norske havner. Enova stiller i dag krav om at skip enten må være registrert i NIS/NOR, eller seile minst 30% i norsk farvann. Tiltakshaver (dvs eier av skipet og mottaker av støtten) må være norsk-registrert foretak. Det vil være mange tilfeller der skip bygges (eller ombygges) i utlandet, eies og er registrert utenlands, men chartres og seiles i Norge. Håndtering av komplekse eier- og driftsstrukturer på tvers av land fremstår som en vesentlig barriere for at mindre rederier kan søke støtte.
- Varighet på forpliktelser kan også være en barriere. Tidshorisonen på charteravtaler kan være kort, og legger ikke til rette for å inngå forpliktende avtaler over flere år
- Ombygging eller tilrettelegging for landstrøm eller hel- eller delelektrisk drift kan i mange tilfeller være lønnsomt for skipene, på grunn av reduserte drivstoffkostnader. Mange små rederier vil imidlertid ikke ha evne til å finansiere ombygging eller dyrere nybygging. Etablering av garantiordninger, i tillegg til eller som et alternativ til investeringsstøtte, blir trukket frem som et ønsket tiltak.
- Fra skipssiden har vi ikke registrert noen vesentlig bekymring hva gjelder regulering av priser på strøm, derimot er nettariiffen og kostnadsvirkningen av denne et tema. Dersom nettariiffene settes for høyt og landstrøm blir dyrere enn diesel for egne hjelpemotorer, vil skip velge det billigste alternativet.



HAVN

For havner gir Havne- og farvannsloven en del relevante hjemler, samtidig som at frihetsgradene til å bestemme og differensiere anløpsavgifter er betydelige. I praksis innebærer dette at havnene har anledning til å belønne skip som benytter landstrøm økonomisk med lavere anløpsavgifter, og kan mest sannsynlig også begrense retten til å anløpe de mest attraktive terminalene for skip som ikke er tilrettelagt for landstrøm, iallfall i perioder med høy lokal forurensing.

Havnen har ikke egen elektro- eller kraftmarkedskompetanse, og er ofte ikke en naturlig tiltakshaver for selve ladeanleggene. Derimot er havner en klar interessent i samarbeid med andre aktører, som en tilrettelegger for landstrømsanlegg og annen elektrisk infrastruktur. Fra havner har det særlig vært fokus på hensiktsmessig utforming av Enovas virkemiddelbruk, mens hjemlene i Havne- og farvannsloven i hovedsak blir omtalt som tilstrekkelige.





AFRY  
Å F P Ö Y R Y



norwegian  
electric systems

- Det kommenteres at utformingen av Enovas støtteordninger er for rigide og ikke i tilstrekkelig grad tar hensyn til den betydelige usikkerheten som er knyttet til landstrømsanlegg hva gjelder markedsgrunnlag
- Det pekes også på at støtteordningene bør være mer målrettet mot havner der potensialet for utslippsreduksjoner er størst
- Planleggings- og byggeprosessene er langvarige, blant annet på grunn av kommunal saksbehandling. Det etterlyses lengre tidshorisonter på å benytte støttetilsagn.
- Det pekes på at samarbeid mellom aktører i verdikjeden er helt nødvendig for å redusere usikkerheten i utbygging av infrastruktur i havnene. Dette betyr at støtteordningene bør tilrettelegges for konsortier, slik som samlede tiltak på tvers av havner og skip.



Mens havner ofte ikke har kompetanse til å etablere og drifte landstrømsanlegg, har ikke nettselskap lov til å gjøre det som en del av de regulerte virksomheten. Vi ser derfor flere eksempler på etablering av nye aktører, gjerne som et samarbeid mellom havn og det regionale energiselskapet, som bygger bro mellom selve havnen og nettet.

For disse aktørene er det flere regulatoriske forhold som påvirker det kommersielle mulighetsrommet, og dermed også støttebehovet.

- Grenseflaten mot nettselskapet – og dermed hva som inngår i den regulerte nettkapitalen – betyr mye for kostnaden som faller på ladeaktøren. Regler for hva som inngår i nettkapitalen kan benyttes til å sosialisere deler av nettkostnaden nær havnen, men samtidig vil dette selvsagt innebære at kostnader for andre nettkunder øker.
- Tariffstruktur og effektledd trekkes frem som svært viktig. I dag vil gjerne landstrømsanlegg få utkoblbar tariff; noe som er en realitet siden skip har egen hjelpemotor som kan kobles inn. Fulle effekttariffer vil mest sannsynlig gjøre landstrøm ulønnsomt for skipene, og dermed (i beste fall) redusere bruken av landstrøm betydelig. Dokumentasjon av nettbegrunnet, utkoblbar tariff kan selvsagt være en utfordring, avhengig av lokal nettsituasjon.
- Motsatsen til utkoblbare tariffer kan være avtaler om salg av fleksibilitet, ved at landstrømsanlegg kan tilby nedregulering. Dette vil i så fall være avhengig av regelverk knyttet til slike mekanismer.
- Strømkunder har generelt rett til fritt å velge strømleverandør. På samme måte som for hurtigladestasjoner for biler, er normalen for landstrømsanlegg at skipet kjøper fra havnen eller fra en annen aktør på land. Det er en noe blandet tilbakemelding fra aktørene om hvorvidt monopol på strømsalg er viktig, men det er åpenbart et moment som tillegges vekt iallfall i oppstartsfasen. Krav om fritt valg av strømleverandør er imidlertid en naturlig utvikling på sikt.
- Regulering av landstrømsanlegg kan aktualiseres ytterligere dersom anlegget benyttes til flere formål og kunder, slik som ladestasjon for biler, eller for lokal elektrolyse (hydrogenproduksjon).
- Enovas virkemiddelapparat omtales som noe rigid og stivbent, både med tanke på utforming og varighet. Andre plan- og myndighetsprosesser tar såpass lang tid at tilsagn fra Enova utløper før aktøren er byggeklar.



**AFRY**  
Å F P Ö Y R Y



norwegian  
electric systems

- Et pekes også på at integrerte støtteordninger på tvers av tiltakshavere (skip, havn, landstrømsaktør) vil være verdifullt.
- Til slutt pekes det på at kriteriene for støtte i sterkere grad bør knyttes til økonomisk godhet og tiltakskostnad for utslippsreduksjoner.



Det er svært stor spredning i størrelse og kompetanse blant nettselskapene som har aktuelle havner i sitt forsyningsområde. Felles for mange er at en høy grad av omlegging til både landstrøm og lading av fremdrift kan medføre svært betydelige investeringsbehov, både i distribusjons- og regionalnettet. Samtidig er det sannsynlig at brukstiden på anleggene blir lav med tilhørende lav kapasitetsutnyttelse.

Nettselskapet kan med dagens regulering ikke være tiltakshaver i selve anlegget i havnen. I en del mindre havner er det lite sannsynlig at nye landstrømsaktører vil ønske å etablere seg, og en vurdering som kommer opp er hvorvidt nettselskapene i slike tilfeller bør ha lov til å investere nærmere havnen, og stå for drift av landstrømsanlegg (strømsalg kan rimeligvis enkelt holdes utenfor)

De kvantitative analysene i dette prosjektet indikerer at investeringene i regionalnettet kan bli betydelige med høy grad av elektrifisering. Nettselskapene kan ta anleggsbidrag i masket nett (regionalnettet), men med dagens regelverk kun inntil 50% kostnaden for av utløste investeringer. Det betyr at storskala utrulling av elektrifisering av havner kan medføre betydelige tarifføkninger i enkelte forsyningsområder. Problemstillingen er svært parallell med tidligere diskusjoner knyttet til blant annet småkraft, hvor tilknytning i regionalnettet ikke gir økt inntekt til regionalnettet, mens kostnadene for regionalnettskundene øker. Det er rimelig å tro at store investeringskostnader i nettet med tilhørende tarifføkninger for andre nettkunder vil øke risikoen for en rigid holdning fra nettselskapenes side på forespørsler om landstrøm- og ladeanlegg.

Disse spørsmålene berører både NVEs regelverk og Enovas støtteordninger. Nettselskapene kan på den ene siden være viktige instrument for å supplere sammenhengende infrastruktur som også omfatter mindre havner, men som er en integrert og nødvendig del av en bredere infrastruktur. Samtidig kan overvelting av kostnader som faktisk utløses av anlegg i havnene til andre nettkunder, skape uønsket rigiditet og motstand mot elektrifisering av skipsfart.

## 7.3 Utvikling av gode tiltak

### 7.3.1 Hovedobservasjoner fra analysene

De detaljerte analysene i dette prosjektet har gitt økt innsikt i hvordan det kan tilrettelegges for en markedsdrevet infrastrukturetablering og hvordan tiltak kan målrettes for å oppnå størst mulig utslippsreduksjoner til lavest mulig kostnad. Samtidig har intervjuene med en rekke sentrale aktører i verdikjeden avdekket en del utfordringer og innspill til hvordan både virkemiddelapparat og andre myndigheters reguleringer kan tilpasses for bedre måloppnåelse.

Noen viktige observasjoner kan oppsummeres som følger:

- Tiltak rettet mot landstrøm er svært langt unna å kunne gi reduserte utslipp i nærheten av målsettingen. Det er helt nødvendig å gjøre tiltak for omlegging



AFRY  
Å F P Ö Y R Y



norwegian  
electric systems

av fremdrift av skip for å oppnå vesentlige utslippsreduksjoner. En rekke potensielle landstrømsanlegg har lav utnyttelse og svært høye tiltakskostnader

- Potensialet for batterielektrisk fremdrift av skip er begrenset, særlig fordi batterier har svært lav lagringstetthet sammenlignet med fossile drivstoff, og den mulige seilingsdistansen på el blir en sterkt begrensende faktor. Selv med en stor forbedring i lagringstetthet gir volum- og vektbegrensninger om bord er det et begrenset potensial
- Lading av batterier til fremdrift vil kreve ekstremt stor nettkapasitet i havner og blir dermed svært dyrt, og fremstår som en urealistisk løsning utover enkelte segmenter, slik som ferger og annen nærtrafikk. Det bør dog nevnes, at ferger og annen nærtrafikk utgjør et betydelig utslippsreduksjonspotensial og vil utgjøre et viktig element i den samlede måloppnåelse
- Der omfattende batterielektrisk fremdrift er mulig – slik som en rekke ferger – er besparelsene for drivstoff ofte mer enn tilstrekkelig for å betale for ekstrakostnader i batterier, landanlegg og nett. Det samme gjelder landstrømsanlegg med høy brukstid.
- Hydrogen (eller andre lignende energibærere for bruk i brenselceller, som ammoniakk) er den mest velegnede løsningen om bord i skip med lengre seilingsdistanser. Teknologisk og kommersiell umodenhet er en vesentlig utfordring for bruk av hydrogen i skip.

Vi mener at analysene klart underbygger at satsing på elektriske løsninger ikke kan løse utfordringene alene. Videre er det urealistisk at batterier vil forbedres og utvikles til en grad der batterielektrisk fremdrift er aktuelt for annet enn korte seilingsdistanser, fortrinnsvis mellom faste destinasjoner. Analysene av rene landstrømsanlegg viser også svært store forskjeller mellom ulike havner med tanke på tiltakskostnad og potensial for CO<sub>2</sub>-reduksjoner. Det er ikke nødvendigvis svært store anlegg for svært store skip med sjeldne anløp – slik som cruise - som gir høyest måloppnåelse. En viktig observasjon fra analysene er tvert i om at landstrøm for cruiseskip i mange tilfeller er et lite kostnadseffektivt tiltak.

En konsekvens av dette er at hydrogen eller hydrogenrelaterte løsninger må stå for en stor del av omleggingen og utslippsreduksjonen på lang sikt. Mens det for landstrøm og for batterielektriske ferger finnes fullskala løsninger kommersielt tilgjengelig, er hydrogen på pilotstadiet. Som en konsekvens, fremstår teknologiorienterte incentiver som langt viktigere for hydrogen enn for el.

### 7.3.2 Tiltak knyttet til elektrifisering

Kombinasjonen av seilingsmønster og skips kategorier er helt avgjørende for hvor det er mest hensiktsmessig å etablere infrastruktur. Særlig er det viktig å identifisere havner med høy grad av gjentatte anløp fra de samme skipene, og av skip med begrensede seilingsdistanser hva gjelder elektrisk infrastruktur. Fokusering på havner med gjentatte anløp vil også bidra til å redusere koordineringsutfordringene. Som et startpunkt vil de 20 havnene som er vist i Figur 6-21 og i kartet i Figur 7-4 under være egnet for å skape gode elektrifiseringsprosjekter. Utslipp knyttet til disse havnene og fra skip som anløper disse havnene og en til i minst 80% av seilasene, utgjør om lag 1,1 million tonn CO<sub>2</sub>. Utslipp fra trafikk til og fra Oslofjorden utgjør 40% av dette. Det aller meste – 93% - er utslipp knyttet til fremdrift, mens utslipp i havner er om lag 75.000 tonn.



Figur 7-4 Havner med mange gjentatte anløp og vesentlige utslipp



I Oslofjorden er det særlig ferger (i Oslo og Horten-Moss) samt passasjerferger som går til utlandet som står for potensialet. Vestlandet domineres av offshore supplyskip, men med et betydelig innslag av ferger og fiskefartøy. Her utgjør beregnet utslipp i havn om lag 3 % av samlede utslipp. I Nord-Norge dominerer fiskefartøy og hurtigbåter, med betydelige mengder også knyttet til slepebåter, ferger og offshore supplyskip. Utslipp i havn utgjør om lag 3% av samlede utslipp.

Selv i havner med mange gjentatte anløp er altså potensialet knyttet til landstrøm (hotelldrift) lavt. Derimot bør det ligge bedre til rette for ladeanlegg for elektrisk hybriddrift eller fullelektrisk drift i disse havnene enn i havner med mindre andel gjentatte anløp. De dominerende fartøyskategoriene – ferger, offshore supply og fiskebåter – bør også være blant de mest velegnede for helelektrisk eller hybriddrift.

Vi vil særlig peke på verdien av etablert koordinering eller samarbeid mellom havn, ladeaktør og skip når man søker om støtte. Koordinering er enklere å få til jo færre aktører man trenger å involvere, slik som i havner med mange gjentatte anløp av samme fartøy.

I kjeden fra nettselskap, ladeoperatør, havn og skip er det først og fremst ladeoperatøren (eller den som investerer i land- og ladestrømsanlegget) som bærer den største usikkerheten. De vil ha store faste kostnader for selve investeringen, og for betaling av anleggsbidrag til nettselskapet. Samtidig er det usikkert hvor mye anlegget faktisk vil bli brukt. For skip viser våre analyser at det ofte er lønnsomt med ombygging til el, på grunn av lavere drivstoffkostnader. For noen skips kategorier og for mindre rederier kan imidlertid finansiering være utfordrende, og en garantiordning for finansiering kan derfor være hensiktsmessig å vurdere.

### 7.3.3 Tiltak rettet mot hydrogen

Mens elektrifisering fremstår som gode løsninger for landstrøm og for fremdrift i enkelte kombinasjoner av fartøyssegmenter og seilingsmønstre, har hydrogen et helt



**AFRY**  
Å F P Ö Y R Y



**norwegian  
electric systems**

annet potensial hva gjelder evnen til å favne en større del av utslipp fra fremdrift av skip. Imidlertid, som våre analyser og spesifisering av det tekniske mulighetsrommet frem til 2030 viser, er det begrenset hva hydrogen kan bidra med i det nærmeste tiåret. På lengre sikt anser vi potensialet for å være langt større, se avsnitt 5.5.

Hydrogen kan transporteres og lagres i flytende form med en energitetthet pr liter som er omtrent 1/4 som for diesel. Siden forventet virkningsgrad i brenselcelle er betydelig høyere enn for en forbrenningsmotor, betyr dette at forskjellen i volum for drivstofftank om bord er i størrelsesorden dobbelt så stort som for diesel. I motsetning til batterier, så snakker vi her om en tilpasning som fremstår som svært realistisk hva plass om bord gjelder.

I avsnitt 7.2.2 har vi drøftet en rekke usikkerhetsmomenter knyttet til hydrogen, hva gjelder produksjon, transport, lagring, omdanning til elektrisitet i brenselceller og sikkerhet. Mange av disse vil fremdeles være helt delvis uløste i 2030, og pilotering av slike tekniske løsninger fremstår som et viktig satsningsområde.

Kriteriene for infrastruktur for hydrogen er fundamentalt forskjellige fra el. Høy energitetthet og klare skalafordeler i produksjon og i anlegg for flytende hydrogen, innebærer at det er mer aktuelt å etablere produksjonsanlegg for elektrolyse der det i dag er tilgjengelig nettkapasitet eller innelåst kraftproduksjon. Lokalisering av bunkershavner vil mest sannsynlig være ganske lik dagens struktur for bunkring av diesel.

Kostnadsfordelingen mellom landanlegg og tilpasninger i skip er svært ulik for el- og hydrogenløsninger. For el vil kostnaden for tilpasninger i skip i hovedtrekk oppveies av kostnadsfordelen ved lavere drivstoff- og driftskostnader ved landstrøm og til en viss grad elektrisk fremdrift, mens kostnadene på land kan være høye. For hydrogen er kostnadene både på land og i skip betydelig høyere enn for diesel.

Konsekvensen av dette er at i motsetning til el, finnes det et reelt støttebehov for både havner, hydrogenleverandør og skip i en hydrogenbasert kjede.

## 7.4 Veikart mot fremtidig utslippsfri maritim sektor

I veikartet oppsummerer vi våre funn og vurderinger om samspillet mellom teknologiutvikling, markedsutvikling og myndighetsrelaterte virkemidler. Fra myndighetens siden vil det sentrale være å bidra til en hurtigere utvikling både for teknologi og for markedsutvikling, samtidig som en skal ivareta viktige prinsipielle og regulatoriske forhold.

I Figur 7-5 har vi indikert en del av de utviklingstrekkene vi finner er mest kritiske for å realisere store utslippsreduksjoner i skipsfarten.



**AFRY**  
Å F P Ö Y R Y



**norwegian  
electric systems**

Figur 7-5 Veikart mot utslippsfri skipsfart



Vi ser allerede i dag et delvis markedsdrevet samarbeid mellom energiselskaper og havner. Imidlertid er det sannsynligvis en blanding av kommersielle og politiske drivere bak de etableringene vi så langt har sett, mens det fremover vil være viktig å skape bærekraftige, kommersielle modeller for infrastruktur for alternative drivstoff.

- Et viktig bidrag til dette vil være å utvikle målrettede støtteprogrammer, som både sikrer fokusering mot de tiltakene som har lavest tiltakskostnad, og som bidrar til å redusere risiko i samspillet mellom aktørene gjennom å sikre økt grad av koordinering i kjeden.
- I dag ser vi at hovedvekten av aktørene er offentlig eide foretak, særlig havner og energiselskaper. Vi har registrert en begynnende interesse fra kommersielle aktører for å ta en bredere økonomisk risiko, slik som å investere både i landanlegg, men også i anlegg om bord i skip. Fremtidige incentivordninger bør være tilstrekkelig fleksible til å legge til rette for nye innovative forretningsmodeller.

Anløpsavgifter settes i dag av havnene, og det er visse frihetsgrader for hvordan disse kan differensieres. Man kan bidra til økt bruk av landstrømsanlegg gjennom økt differensiering, slik at skip som bruker landstrøm får et ekstra økonomisk incentiv. Man kan også sette krav om bruk av landstrømsanlegg for visse typer anløp, terminaler mv.

- Det bør utarbeides retningslinjer for differensiering av anløpsavgifter og andre krav til bruk av landstrømsanlegg, for å bidra til likere praksis mellom havner og større oppmerksomhet på muligheten til å gi incentiver til bruk av landstrøm

Det er naturlig at hovedvekten av tidligfase initiativer kommer i de største havnene. I summen av mindre havner kan det være et betydelig potensial, men som det er vanskelig å finne interessenter med vilje og evne til å realisere. En lokal aktør som både er kompetent på strømanlegg, og som har gjennomføringsevne, er nettselskapene. Med dagens regulering er det imidlertid utenfor deres lovlige virksomhet å investere i landstrømsanlegg.



AFRY  
Å F P Ö Y R Y



norwegian  
electric systems

- Det bør vurderes om det for en periode skal etableres en dispensasjonsordning for nettselskaper, der de gis anledning til å investere i landstrømsanlegg der det ikke finnes andre aktuelle aktører, eventuelt i samarbeid med havner. Formålet med en dispensasjonsordning bør være å akselerere utbyggingen av landstrøm, med særlig vekt på å komplettere områder der en tettere infrastruktur gir vesentlige synergier med andre landstrømsanlegg og regional skipstrafikk

Nettselskapene vil også tariffere landstrømsanlegg for bruk av nettkapasitet. Frihetsgradene for utforming av tariffen er i dag store, og kostnaden per kWh for landstrøm kan variere svært mye mellom ulike valg – med utkoblbare tariffer og effekttariffer basert på målt effekt som ytterpunkter. Et grunnleggende prinsipp for tariffing er at de enkelte kundegruppene betaler for den belastning og de kostnader de påfører nettet. Det er en utfordring at brukstiden i landstrømsanlegg mest sannsynlig vil være svært mye lavere enn i andre kundegrupper, og at tariffmodeller som er utformet for eksempel for annen næring vil slå svært urimelig ut for landstrømsanlegg.

- Det bør vurderes om det skal innføres egne retningslinjer for tariffing av landstrømsanlegg, for å sikre at nettariffene ikke blir urimelig høye (eller lave)

Overgang til elektrisitet vil i mange tilfeller være lønnsomt i skip, men særlig mindre rederier er kapitalsvake og har ikke økonomisk styrke til å finansiere ombyggingstiltak i skip. Det samme kan gjelde for nybygging av skip.

- Det er behov for en garantiordning for finansiering av lønnsomme tiltak, men som eier av skip ikke har økonomisk styrke til å realisere

Samtidig ser vi flere eksempler på at skip tilrettelegges for senere konvertering, også til hydrogen som neppe vil gi sparte driftskostnader på samme måte som for el.

- Det bør gis incentiver for tilrettelegging for hydrogen i skip, som muliggjør konvertering når teknologien har blitt mer moden

Det er forventet at ytelsen til batterier vil bli betydelig forbedret i de neste ti årene. I tillegg til å være en fordel for skip, kan dette også øke for et større innslag av batterielektrisk tungtransport på vei. Videre kan det bli mer interessant å installere batterier i havnen for å jevne ut effektbehov i nettet. Dette åpner både for høyere brukstid for ladeinfrastruktur i havnen ved at også lastebiler kan bruke den, og for tilbud om fleksibilitetstjenester både til det lokale nettselskapet og til Statnett.

- Det bør legges til rette for at nettselskapene kan kjøpe fleksibilitet fra ladeaktører med fleksibel kapasitet i batterier (eller eventuelt fra hjelpemotorer i skip i særlig anstrengte situasjoner)

I dag er det vanlig at ladeaktøren eller havnen også selger strøm til skip som bruker landstrømsanlegg. I kraftmarkedet for øvrig har kunden rett til selv å velge kraftleverandør, mens nettselskapet – som er et naturlig monopol – blir regulert av NVE. Med fremvekst av de facto monopoler for levering av strøm i havner, vil det melde seg et behov for å vurdere lignende regulering.

- Man bør tidligst mulig sette i gang informasjonsinnhenting av tariffer og priser fra landstrømsaktører, slik at det finnes et grunnlag for å vurdere behovet for eventuell konkurranseutsetting av kraftleveransen, og av eventuell regulering av tariffer for landstrøm



**AFRY**  
Å F P Ö Y R Y



norwegian  
electric systems

Hydrogen for fremdrift i skip er på et helt annet teknologisk modenhetsstadium enn el. Pilotering og teknologiutvikling av ulike løsninger – både for produksjon, transport, lagring og bruk i skip fremstår som viktig for at fremtidige hydrogenkjeder skal bli bærekraftige.

Spesielt fremstår pilotering av hydrogen som drivstoff i skipstypene som hurtigbåter, offshorefartøy, Kyststruten og andre fartøyer som i stor grad går i faste ruter som aktuelt.

Flytende hydrogen er mest sannsynlig nødvendig for å bygge bærekraftige kjeder på sikt. For å realisere dette vil det på sikt være viktig med incentiver til etablering av infrastruktur for bunkringsanlegg for flytende hydrogen, likeledes muligheter for desentral produksjon og anlegg for nedkjøling





**AFRY**  
Å F P Ö Y R Y



norwegian  
electric systems

## 8 Referanser

Bruvoll, A., L. Grünfeld, J. Skogstrøm og H. Vennemo. 2015. Hvordan ta hele NOREG i bruk? Ny modell for økonomisk utvikling i regionene, Samfunnsøkonomen 6, 8-20.

Departementene. 2019. Handlingsplan - Regjeringens handlingsplan for grønn skipsfart. Oslo: Klima- og miljødepartementet, Olje- og energidepartementet, Statsministerens kontor og Utenriksdepartementet.

DNV GL. 2014. "Teknisk vurdering av skip og av infrastruktur for forsyning av drivstoff til skip." DNV GL-Rapport, nr. 1669.

———. 2015. "Vurdering av tiltak og virkemidler for mer miljøvennlige drivstoff i skipsfartsnæringen." DNV GL-Rapport, nr. 0086.

———. 2018a. "Alternative Fuels and Technologies for Greener Shipping."

———. 2018b. "Analyse av tiltak for reduksjon av klimagassutslipp fra innenriks skipstrafikk." DNV GL-Rapport, nr. 0181.

———. 2019. "Underlag til handlingsplan for grønn skipsfart: Barometer for grønn omstilling av skipsfarten." DNV GL-Rapport, nr. 0080.

Enova. 2015. "Landstrøm i norske havner." DNV GL-Rapport, nr. 1214.

IEA. 2019. The Future of Hydrogen. IEA.

Menon. 2019. Kostnader ved overgang til fossilfri kollektivtransport. Forfattere: Handberg, Ø.N, Hagman, R., Bruvoll, A., Ørving, T., Dombu, S.V. og H. Ulstein, Menon-publikasjon nr. 4.

Miljødirektoratet og Sjøfartsdirektoratet. 2018. "Kunnskapsgrunnlag for omsetningskrav i skipsfart." Miljødirektoratet-Rapport, nr. M-1125.

NCE Marine Cleantech 2019. Norwegian future value chains for liquid hydrogen

NVE. 2019. Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2019-2040: Mer ambisiøs klimapolitikk gir utslag i kraftprisen. NVE-rapport nr. 41.

Ny teknik 2018. Artikkel <https://www.nyteknik.se/fordon/abb-gar-till-sjoss-med-jatte-inom-bransleceller-6921633>

Opdal, Olav Andreas. 2010. "Batteridrift av ferger." Zerorapport.

St.meld. 29. 2016-2017. Perspektivmeldingen 2017.

Transportøkonomisk institutt. 2017a. Framskrivinger for persontransport i Norge 2016-2050, TØI-rapport nr. 1554.

Transportøkonomisk institutt. 2017b. Framskrivinger for godstransport i Norge 2016-2050, TØI-rapport nr. 1555.

Transportøkonomisk institutt. 2018. Cruisetraffikk til norske havner - oversikt, utvikling og prognoser 2018-2060, TØI-rapport nr. 1651.



AFRY  
Å F P Ö Y R Y



norwegian  
electric systems

## 9 Vedlegg

### 9.1 Nærmere om metode

#### 9.1.1 Seilingsmønster basert på AIS-data

Vi benytter faktiske seilingsmønstre fra 2017 som startpunkt for å vurdere framtidens energibehov innen maritim transport. For å generere disse seilingsmønstrene benytter vi Kystverkets AIS-data, som angir seilingsmønster for hvert skip med AIS-sender gjennom hele året.<sup>21</sup> AIS-dataene fra 2017 inneholder over én milliard datapunkter med informasjon sendt ut fra et skips MMSI-sender. Hvert datapunkt inneholder blant annet geografisk lokasjon, tidspunkt, kurs, GPS-hastighet, og MMSI-nummer.

Disse punktene har så blitt prosessert om til objekter som skal representere ett enkelt seilas, definert som etterfølgende AIS-punkter fra samme MMSI-sender uten avbrudd større enn 30 minutter eller hopp større enn 3 km. Punkter med hastighet under 2 knop blir filtrert for å unngå tekniske problemer knyttet til stilleliggende fartøy.

Etter dataprosesseringen er gjort berikes dataene med skipsinformasjon som skipets dimensjoner, eier, navn, med mer. Informasjon om skipene er hentet fra databasene til Kystverket og Clarkson.

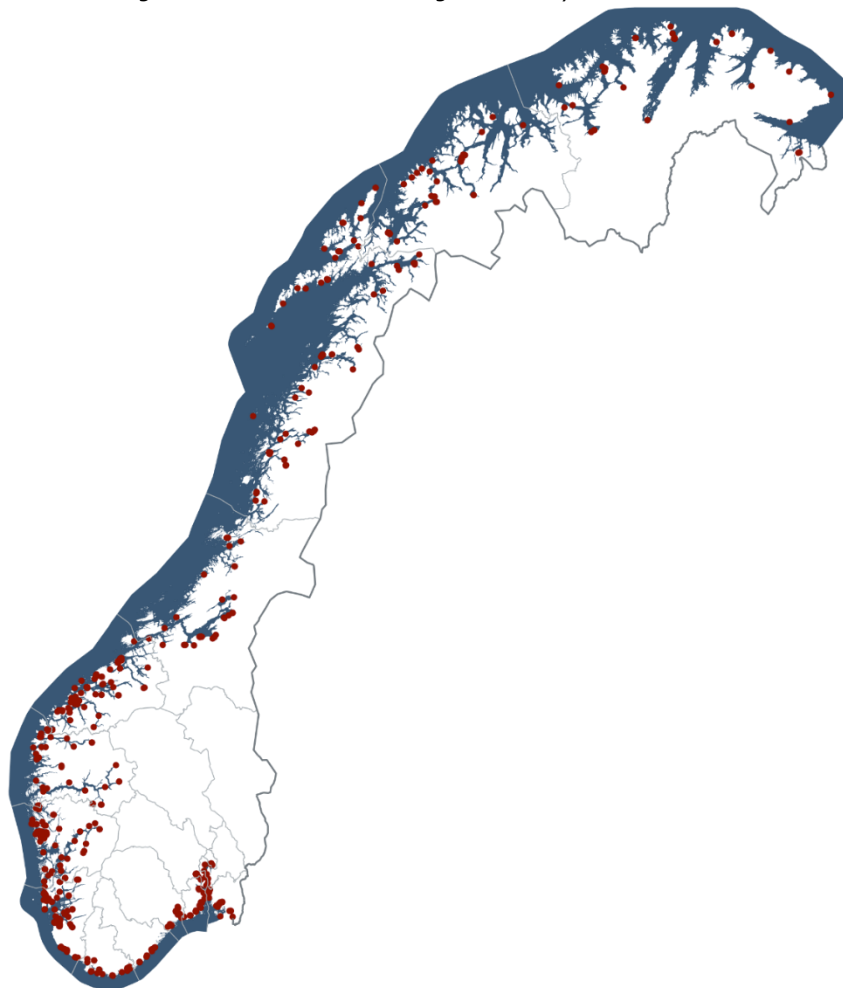
Neste steg i databehandlingen er å identifisere hvilke havner og terminaler skipene seiler mellom. Havneanalysen i dette prosjektet avgrenser seg til alle ISPS- og stamnett-havner. Totalt er det over 600 slike terminaler i Norge, som illustrert i kartet i Figur 9-1. Vi benytter et datasett hvor hver av disse terminalenes anløpsområde er tegnet i en kartlesbar figur. Hver avgang fra terminalene i utvalget vil bli registrert dersom seilassen starter inne i en av de kartlesbare terminalfigurene. Tilsvarende vil et anløp registreres dersom seilassen ender inne i en av disse figurene.

---

<sup>21</sup> AIS er et automatisk identifikasjonssystem innført av FNs sjøfartsorganisasjon IMO for å øke sikkerheten for skip og miljø, og forbedre regulering og overvåking av skipstrafikk (<https://www.kystverket.no/Maritime-tjenester/Meldings-og-informasjonstjenester/AIS/> [03.12.19]).



Figur 9-1 – ISPS- og stamnett-terminaler i Norge. Kilde: Kystverket



AIS-dataene kommer ikke uten unøyaktigheter. Eksempelvis er det flere områder langs norskekysten hvor skip ofte mister AIS-signalet sitt. Det forekommer også at AIS-sendere er midlertidig ute av drift. Dette vil føre til at skip kan ha gjort relativt store forflytninger uten at ruten mellom punktene er kjent. I vår metodikk for å kutte haler, vil dette føre til at halen kuttes. Formålet i denne analysen er å avdekke seilingsmønstre mellom havner. En seilas mellom to havner som kuttes grunnet signalproblemer vil føre til to seilaser, én fra opprinnelig havn til et sted langs kysten, og én fra et sted langs kysten til destinasjons-havn. For å unngå feiltolkninger av anløp og avganger har vi identifisert de områdene langs kysten hvor skip ofte mister signal og koblet sammen de to halene til én når en hale har blitt klippet og starter i nærheten av disse områdene.

Videre er det mange av seilasene som, basert på AIS-dataene, ender like i nærheten av våre terminaler. I mange tilfeller er dette seilaser til den aktuelle terminalen, men som ikke avsluttes inne i terminalfiguren grunnet unøyaktighet i AIS-dataene. Vi har gjort et betydelig arbeid med å vurdere disse tilfellene og knytte avsluttet AIS-signal til tilhørende terminal i de tilfellene hvor det var et faktisk anløp. Metoden for å gjøre dette bygger på seilingslengde, seilingstid, antall punkter i underliggende AIS-data slik at vi ikke tilskriver et anløp til en AIS-sender som ligger stille i havn og «hopper».



AFRY  
Å F P Ö Y R Y



norwegian  
electric systems

### 9.1.2 Energiforbruk

Etterspørselen etter energi for framdrift og operasjoner til sjøs og for hotelldrift og annet til kai er viktige variable for å estimere energibehov. Ulike skipssegment i ulike størrelser og driftet på ulike energibærere har ulikt forbruk. Sammen med informasjon om seilings-mønster (del 9.1.1) for de gitte skipene gir dette en geografisk fordeling av energibehovet i basisåret.

For å anslå forbruk av ulike energibærere i dag og fram mot 2030 tar vi utgangspunkt i skipssegmentene til Kystverket, men deler passasjertrafikk inn i cruise, ferger og hurtigbåter og kystruten:

- Kjemikalie-/produktskip
- Stykkgoods-/roro-skip
- Gasstankskip
- Cruiseskip
- Oljetankskip
- Kystruten
- Ferger
- Hurtigbåter
- Slepefartøy
- Containerskip
- Bulkskip
- Offshore supplyskip
- Andre offshorefartøy
- Andre servicefartøy
- Fiskefartøy

Basert på Clarksons sitt skipsregister<sup>22</sup>, beregner vi gjennomsnittlige forbrukstall per skipssegment per bruttotonn (BT). Disse tallene kvalitetssikres og suppleres<sup>23</sup> av faglige vurderinger av NES. Særlig for segment mer spesifikke for Norge er dette viktig, slik som kystruten, ferger og fiskefartøy. Vi vurderer både forbruk til sjøs og til kai for hvert segment, målt i diesel (MGO), og regner på:

- Dieselforbruk per BT per time i framdrift
- Vurderinger på forbruk i ulike operasjoner til sjøs
- Dieselforbruk per BT per time til kai ved typiske operasjoner for segmentet (hotell-drift, lasting, lossing, etc.)

Vi bruker de segment- og bruttotonnasje-spesifikke forbrukstallene og kobler dette til hvert skip i AIS-databasen, som inkluderer informasjon om skipssegment og bruttotonnasje.

Vi regner om dieselforbruk til andre energibærere med omregningsfaktorene presentert i Tabell 9-1.

---

<sup>22</sup> Markedsledende register over registrerte skip i alle land med nøkkeldata, for eksempel tonnasje, alder, og forbruk: <https://www.clarksons.net/wfr/>.

<sup>23</sup> Skipsregisteret har ikke direkte tall på maks effektbehov for skipene, slik at dette er regnet om. Registeret har heller ikke forbrukstall for fiskefartøy, slik at dette måtte suppleres.

AFRY  
Å F P Ö Y R Ynorwegian  
electric systems

Tabell 9-1 – Benyttede omregningsfaktorer

Energibærer	Faktor	Enhet
MGO	10,06	kWh/liter
Elektrisitet	1	kWh/kWh
Hydrogen	0,03	kWh/kg

Kilde: Klimakur 2030

For LNG-skip legger til grunn at klimagassutslippene er 12 prosent lavere enn MGO (DNV GL 2018b, s. 21). For omregning fra fossile drivstoff til biodrivstoff-substituttene korrigerer vi for ulik energimengde per liter eller kubikkmeter, som presentert i Tabell 9-2. Tabellen viser at fornybare dieseldrivstoff har lavere energitetthet enn MGO mens biogass har høyere energitetthet enn naturgass.

Tabell 9-2 – Faktorer for justering av ulik energitetthet i MGO og naturgass sammenlignet med hhv. biodiesel og biogass

Energibærer	Energi per enhet	Energitetthet, normalisert mot hhv. MGO og naturgass
MGO	10,06 kWh/liter	1
Biodiesel – FAME	9 kWh/liter	0,89
Biodiesel – HVO	9,56 kWh/liter	0,95
Naturgass	7,3 kWh/Sm <sup>3</sup>	1
Biogass (metan)	9,52 kWh/Sm <sup>3</sup>	1,30

Kilde: Klimakur 2030

For omregning fra energibærer til kraft legger vi i tillegg til grunn at dieselmotorer har virkningsgrad 0,3 og elektrisk og hydrogen-motorer har virkningsgrad 1.

For elektrisk framdrift er det også tilfeller med delvis omlegging, slik at vi for eksempel legger til grunn at en andel av forbruket ved fremdrift er elektrisk. Ved disse tilfellene legger vi til grunn at den deelektriske driften fordeler seg jevnt over hver strekning.<sup>24</sup> For å beregne ladebehov til havn ved del- eller hel-elektrisk drift, legger vi videre til grunn at skipet lader tilsvarende forbruket etter avreise forrige havn.<sup>25</sup>

For basisåret legger vi til grunn neglisjerbar bruk av alternative energibærere og anslår at alt energibehov dekkes av MGO. Innfasingen av alternative energibærere i de ulike scenariene presenteres i kapittel 5.

### 9.1.3 Framskrivninger

Med utgangspunkt i basisåret gjør vi framskrivninger fram til 2030. Disse består av:

- Etterspørselsendring
- Energieffektivisering

Etterspørselsveksten og energieffektiviseringen antas lik i alle scenariene, mens ulik innfasing av alternative energibærere skiller scenariene. Det følgende presenterer hva vi legger til grunn av etterspørselsvekst og energieffektivisering. Grunnlaget for framskrivningene av alternative energibærere presenteres i kapittel 4 – teknologitrender.

#### Etterspørselsvekst

<sup>24</sup> Dette er en forenkling, og det kan tenkes at deelektriske skip vil kunne seile mer utslippsfritt på kortere strekninger enn lengre strekninger. Vi inkluderer ikke slik differensiering, fordi vi anser usikkerheten som for stor for en slik presisering.

<sup>25</sup> Beskranket i beregningene til minimum én time ladetid og maksimum ett døgn ladetid. For korte liggetider kan likevel det resulterende effektbehovet bli urimelig høyt. I slike tilfeller gjør vi case-spesifikke vurderinger av muligheten for å forlenge ladetiden eller lade ved annen havn.

AFRY  
Å F P Ö Y R Ynorwegian  
electric systems

Framskrivningene i endret i etterspørsel fordeles på skipssegment (basert på nærings-spesifikk utvikling) og geografi (Sørøst-Norge, Vestlandet, Midt-Norge, Nordland og Troms og Finnmark). Grunnlaget for utviklingen i samlet transportbehov er basert på TØIs utredninger for person-, gods- og cruisetransport som ligger til grunn for NTP 2022-2033 (TØI 2017a, 2017b, 2018), samt supplerende framskrivninger av cruise- og fiskefartøy fra Menon. TØIs framskrivninger er igjen basert på befolkningsframskrivninger fra SSB og økonomiske vekstbaner til Perspektivmeldingen 2017.

Med samme skipssegmentering som presentert i del 9.1.2, fordeler vi fem sett med framskrivningsforutsetninger som presentert i Tabell 9-3.

Tabell 9-3 – Forutsetninger for framskrivninger av fartøy

Fartøystyper	Gruppe	Forutsetninger
Kjemikalie/produktskip Stykkogds/Roroskip Slepefartøy Containerskip Bulkskip Andre servicefartøy	Godstransport	Vekst lik framskrivninger av sjøtransport i TØI (2017b)
Gasstankskip Oljetankskip Offshore supplyskip Andre offshorefartøy	Offshore	Vekst lik Perspektivmeldingen (St.meld. 29 (2016-2017)). Fordeling regional som framskrivninger av sjøtransport i TØI (2017b)
Kystruten Cruiseskip	Kystruten og cruise	Vekst lik framskrivninger av cruiseanløp i norske havner, TØI (2018)
Ferger Hurtigbåter	Persontransport	Vekst lik framskrivninger av persontransportarbeid med båt TØI (2017a)
Fiskefartøy	Fiskefartøy	Vekst lik framskrivninger av antall fiskefartøy fra Menons framskrivninger av anløp til havner

Figur 9-2 viser at forutsetningene gir en relativt høy vekst i fiskefartøy og godstransport, noe økning i cruise og kystruten, relativt uendret utvikling i persontransport, og en stor nedgang i offshore transport. Framskrivninger i cruisetrafikken er gitt forutsetninger om vekst i BNP, prognoser for internasjonal cruiseutvikling og turistankomster.<sup>26</sup> Persontransporten har negativ utvikling fram mot 2030 på grunn av nye ferjefrie forbindelser som er vedtatt utbygd før 2030. For offshore fartøy er framskrivningene basert på Perspektivmeldingen 2017 (St.meld. 29 (2016-2017)), som innebærer en reduksjon på 17 prosent fram mot 2030 og 53 prosent mot 2050.

<sup>26</sup> Framskrivningene tar altså ikke høyde for mulige nasjonale politikkendringer eller havnekrav, som kan påvirke etterspørselen (og utslippene) fra cruisetrafikken i Norge.

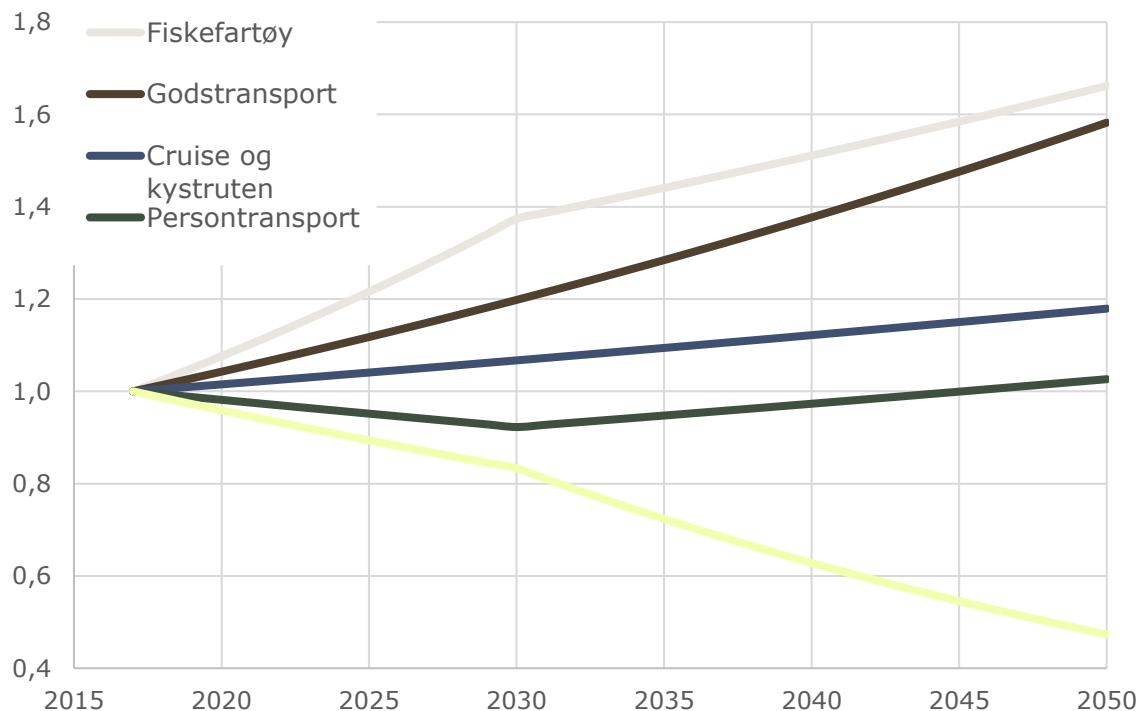


**AFRY**  
 Å F P Ö Y R Y



norwegian  
 electric systems

Figur 9-2 – Framskrivninger etter fartøystyper, 2017=1,0



Den geografiske fordelingen tar utgangspunkt i et uvektet gjennomsnitt av regionalt fordelt vekst i godstransportarbeid i TØI (2017b) og generell økonomisk vekst i NOREG.<sup>27</sup> Av dette finner vi en vekst i Sørøst på vel 70 prosent fra 2017 til 2050, se Figur 9-3. Veksten antas å bli lavest i Troms og Finnmark med vel 40 prosent fram til 2050.

<sup>27</sup> NOREG er en framoverskuende regional generell likevektsmodell for norsk økonomi. Modellen er delt inn i regioner, der en kan gjøre regionale analyser av alternative forutsetninger om teknologiutvikling, tilgang på arbeidskraft, kapital og naturressurser og politikkvalg på ulike sentrale samfunnsområde (Bruvoll et al. 2015).

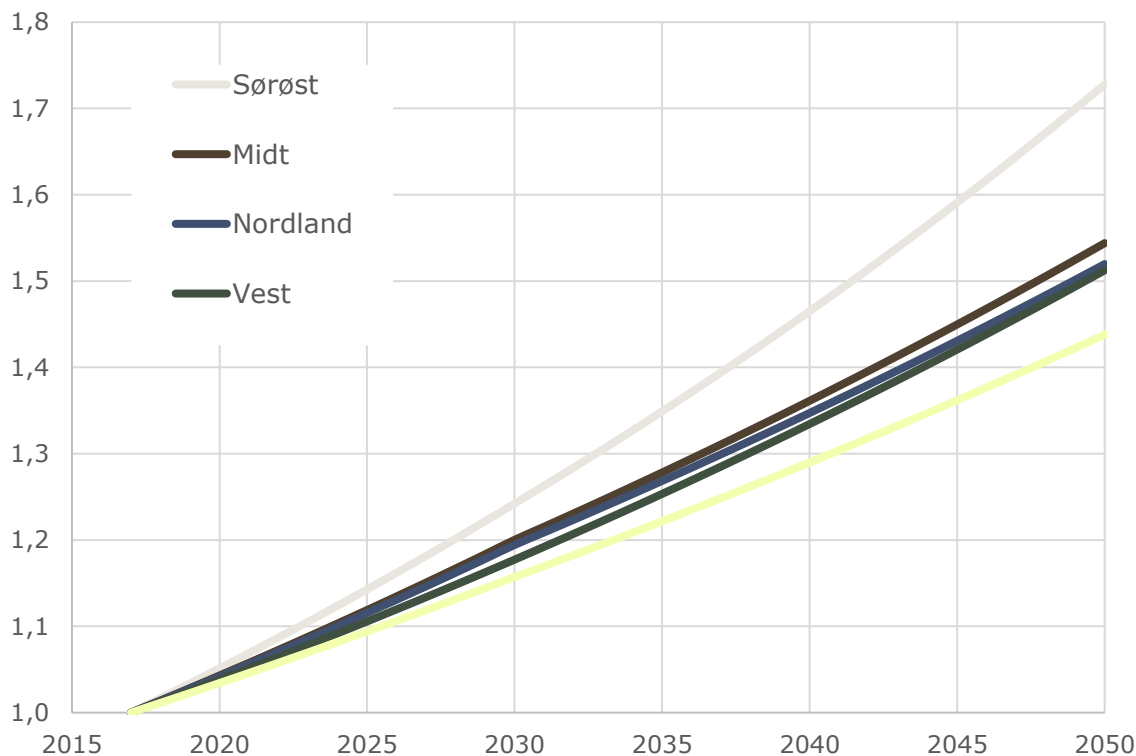


**AFRY**  
 ÅF PÖYRY



norwegian  
 electric systems

Figur 9-3 – Framskrivninger etter områder, 2017=1,0



Regionene fordeler seg på fylker som presentert i Tabell 9-4.

Tabell 9-4 – Fylker fordelt på regioner brukt for geografisk inndeling

Region	Fylke
<b>Sørøst</b>	Østfold, Akershus, Oslo, Buskerud, Vestfold, Telemark, Aust-Agder, Vest-Agder
<b>Vest</b>	Rogaland, Hordaland, Sogn og Fjordane
<b>Midt</b>	Møre og Romsdal, Trøndelag
<b>Nordland</b>	Nordland
<b>Troms og Finnmark</b>	Troms, Finnmark



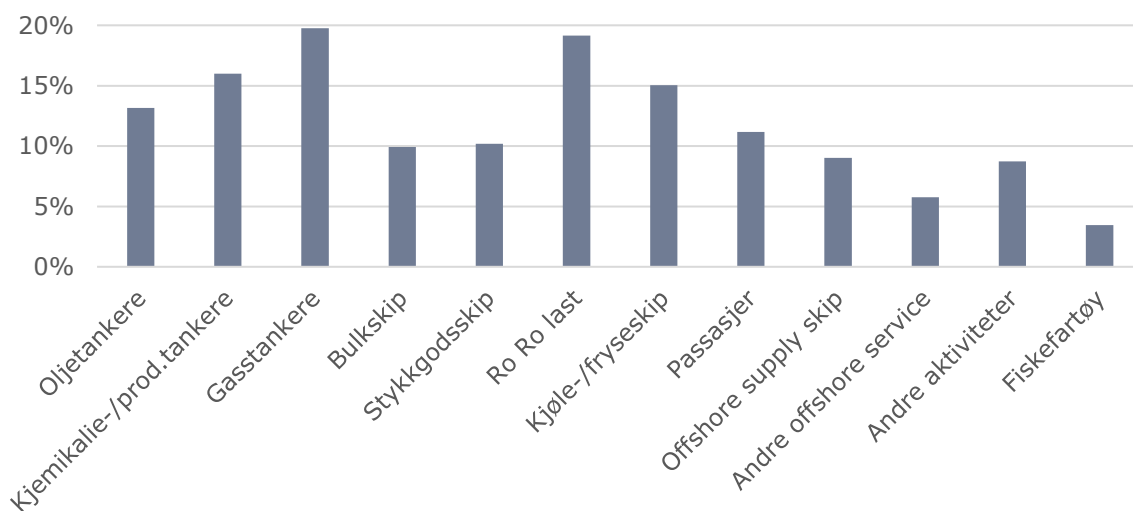
AFRY  
Å F P Ö Y R Ynorwegian  
electric systems

### Energieffektivisering

I denne rapporten vurderer vi ikke teknologier og tiltak for energieffektivisering. Tiltak som faller inn under her er elektronisk auto-tuning, varmegjenvinning, batterihibridisering med diesel-aggregat, effektivisering av skrog, propeller og ror, optimalisering av operasjoner og annen energibruk ombord, m.m. (DNV GL 2018b). Energieffektiviseringstiltak er ikke nullutslippsløsninger og vil ikke medføre behov for infrastrukturinvesteringer, men tiltakene vil redusere energibehovet og redusere klimagassutslippene fra de skipene som driftes med fossile drivstoff. Dette inngår derfor i referansebanen.

Basert på vurderingene av effekten av kostnadseffektive energieffektiviseringsbehov for innenriks skipstrafikk i DNV GL (2018b), anslår vi en reduksjon i energibehov på 3-20%, avhengig av skipssegment (Figur 9-4). Dette betyr at vi legger til grunn at tiltak som lønner seg vil gjennomføres i analyseperioden. Vi gjør ikke egne vurderinger på levetiden på skipene, da tiltakene som regel er relativt små investeringer i form av modifikasjoner av eksisterende skip (DNV GL 2018b). Vi legger til grunn at dette medfører tilsvarende reduksjon i energiforbruk.

Figur 9-4 – Prosentvis reduksjon i energi og utslipp i referansebanen fram til 2030 som følge av energieffektivisering



Kilder: Tabell 13 i DNV GL (2018b) og tabell s. 87 (vedlegg A) i DNV GL (2015)

AFRY  
Å F P Ö Y R Ynorwegian  
electric systems

## 9.2 Forbrukstall

Vi benytter følgende forbrukstall for å estimere energibehovet, målt i diesel (MGO) per bruttotonn per dag i framdrift, inkl. typiske operasjoner til sjøs (kolonne to), per dag bruttotonn per dag til kai, minimum én time og maksimum ett døgn, (kolonne tre) og maks effektuttak (kolonne fire).

Skipssegment	Forbruk, framdrift (kg per dag per BT)	Forbruk, kailigge (kg per dag per BT)	Maks effektuttak (kW pr BT)
<b>Kjemikalie- /Produktskip</b>	2,79	0,28	0,28
<b>Stykkogods-/Roro- skip</b>	2,93	0,21	0,05
<b>Gasstankskip</b>	2,62	0,03	0,03
<b>Cruiseskip</b>	2,48	0,36	0,10
<b>Oljetankskip</b>	1,45	0,36	0,10
<b>Kystruten</b>	2,48	0,36	0,10
<b>Ferger</b>	3,02	0,35	0,10
<b>Hurtigbåter</b>	41,37	0,48	0,12
<b>Slepefartøy</b>	30,13	0,15	0,04
<b>Containerskip</b>	3,22	0,10	0,03
<b>Bulkskip</b>	1,40	0,07	0,02
<b>Offshore supplyskip</b>	12,30	0,36	0,09
<b>Andre offshorefartøy</b>	12,30	0,38	0,11
<b>Andre servicefartøy</b>	13,56	0,53	0,15
<b>Fiskefartøy</b>	12,72	0,42	0,12

AFRY  
Å F P Ö Y R Ynorwegian  
electric systems

### 9.3 Liste over landstrømsanlegg

Følgende terminaler er tilknyttet havner som har mottatt støtte fra Enova eller NO<sub>x</sub>-fondet for å etablere landstrøm-anlegg:

Kommune	Terminal
<b>Oslo</b>	Hjortnes Colorline
<b>Oslo</b>	Utstikker 2,3, Vippetangen, Revierkaien
<b>Sandefjord</b>	Utstikker 1
<b>Sandefjord</b>	Thorøya
<b>Larvik</b>	Revet ferjekai
<b>Porsgrunn</b>	Tangenkaia, Breviksterminalen
<b>Arendal</b>	Eydehavn hovedkai
<b>Kristiansand</b>	Cruisekai 1A
<b>Kristiansand</b>	Kristiansand Havn mobilt anlegg
<b>Kristiansand</b>	Kristiansand Havn mobilt anlegg
<b>Kristiansand</b>	Hampa
<b>Kristiansand</b>	Kai 21
<b>Kristiansand</b>	Cruisekai 10
<b>Kristiansand</b>	Kongsgård Kai 36
<b>Farsund</b>	Lundevågen
<b>Lyngdal</b>	Holmsundet havneanlegg
<b>Eigersund</b>	Kornelius Roaldsen Fiskebåtrederi AS
<b>Stavanger</b>	Møkster kai
<b>Stavanger</b>	Steinsøy kai
<b>Stavanger</b>	NorSea Dusavik mobilt anlegg 1
<b>Stavanger</b>	NorSea Dusavik mobilt anlegg 2
<b>Haugesund</b>	Aibel Yard Haugesund mobilt anlegg
<b>Haugesund</b>	Aibel Yard Haugesund mobilt anlegg
<b>Haugesund</b>	Garpeskjær øst
<b>Haugesund</b>	Garpeskjær vest
<b>Sola</b>	Norsea Tananger mobilt anlegg 1
<b>Sola</b>	Norsea Tananger mobilt anlegg 2
<b>Karmøy</b>	Kolstøvågen
<b>Karmøy</b>	Kolstøneset
<b>Karmøy</b>	Solstad Offshore Base Husøy
<b>Karmøy</b>	Bøvågen
<b>Karmøy</b>	Storasundkaien
<b>Karmøy</b>	Killingøy
<b>Karmøy</b>	Husøy
<b>Vindafjord</b>	Sandeid kai
<b>Vindafjord</b>	Mølstrevåg
<b>Vindafjord</b>	Westcon Yards Ølen
<b>Bergen</b>	Skoltekaien
<b>Bergen</b>	Nøstekaien



**AFRY**  
Å F P Ö Y R Y



norwegian  
electric systems

<b>Bergen</b>	Nykirkekaien
<b>Bergen</b>	Dokken
<b>Bømlo</b>	Bømlo Skipsservice, Langevåg
<b>Bømlo</b>	Eidesvik & sønner, Langevåg
<b>Bømlo</b>	LOS Marine, Rubbestadneset
<b>Stord</b>	Kværner, Eldøyane
<b>Kvinnherad</b>	Halsnøy dokk
<b>Os</b>	Samba maritime
<b>Fjell</b>	Coast Center Base (CCB)
<b>Fjell</b>	Libasbruket, Kolltveit
<b>Askøy</b>	Semco Hanøytangen
<b>Lindås</b>	Mongstad Base
<b>Flora</b>	Fjord Base kai F
<b>Flora</b>	Fjord Base kai L
<b>Flora</b>	Westcon Yards Florø Nordre kai
<b>Flora</b>	Westcon Yards Florø Riggkai
<b>Gulen</b>	Wergeland Base, Sløvåg
<b>Hyllestad</b>	Havyard, Leirvik i Sogn
<b>Hyllestad</b>	Havyard, Leirvik i Sogn
<b>Førde</b>	Artic Shipping
<b>Ålesund</b>	Strand Sea Service, Ålesund
<b>Ålesund</b>	Veibustkaia, Ålesund
<b>Ålesund</b>	Volstad, Hessa
<b>Ålesund</b>	Breivika industrivei 69
<b>Ålesund</b>	Breivika Industriveg 33
<b>Ålesund</b>	Humla
<b>Ålesund</b>	Storneskaia II
<b>Ålesund</b>	Storneskaia I
<b>Kristiansund</b>	Storkaia, kai 5
<b>Kristiansund</b>	Storkaia, kai 6-7
<b>Kristiansund</b>	Storkaia, kai 8
<b>Kristiansund</b>	Storkaia, kai 9
<b>Kristiansund</b>	Vestbase kai 6
<b>Kristiansund</b>	Vestbase kai 7
<b>Kristiansund</b>	Vestbase kai 8
<b>Ulstein</b>	Ulstein Betongindustri, Haddal
<b>Haram</b>	Vard Brattvåg
<b>Haram</b>	Vard Søviknes
<b>Vestnes</b>	Vard Langsten, Tomrefjord
<b>Averøy</b>	Averøy Industripark kai 2 og 3
<b>Averøy</b>	Averøy Industripark mobilt anlegg
<b>Rana</b>	Rana Industriterminal
<b>Vågan</b>	Skarvik, Svolvær



**AFRY**  
Å F P Ö Y R Y



norwegian  
electric systems

<b>Tromsø</b>	Breivika havneterminal, kai 24
<b>Tromsø</b>	Grøtsundet
<b>Tromsø</b>	Breivika fiskerihavn, kai 25
<b>Tromsø</b>	Lanes terminal
<b>Tromsø</b>	IMES, Tromsdalen
<b>Harstad</b>	Kårbøverkstedet
<b>Harstad</b>	Stangnes mobilt anlegg
<b>Hammerfest</b>	Polarbase kai 1
<b>Hammerfest</b>	Polarbase kai 2
<b>Vikna</b>	Trønderbas, Rørvik
<b>Flora</b>	Fjord Base kai F og A
<b>Bodø</b>	Kai 1, 3, 4 og 5
<b>Trondheim</b>	Kai 2, Brattøra
<b>Bergen</b>	Cruisekaiene på Skolten og Bontelabo
<b>Molde</b>	Hurtigrutekai
<b>Flora</b>	Fugleskjærskai
<b>Flora</b>	Kai G, Botnastranda
<b>Halden</b>	Mølen
<b>Sandnes</b>	Sandnes havn
<b>Oslo</b>	Nordre Sjursøykai
<b>Sauda</b>	Eramet
<b>Kvinesdal</b>	Eramet
<b>Odda</b>	Eramet/ TiZir
<b>Porsgrunn</b>	Eramet
<b>Fredrikstad</b>	Øra-terminalen
<b>Egersund</b>	Eigersund
<b>Ålesund</b>	Storneskaia
<b>Ålesund</b>	Prestebrygga