

Status H₂ som energibærer i maritim næring

Forstudie "Status hydrogen"

Juni 2019





To grunnleggende forutsetninger for å realisere en verdikjede for hydrogen som energibærer innen maritim sektor er:

- Ytterligere myndighetsreguleringer som støtter opp under bruk av hydrogen som energibærer.
- Gode virkemiddelordninger.

Det kan føre til utvikling av nødvendig kompetanse, infrastruktur og tilpasset regelverk, som må ligge i bunnen for å utvikle en bærekraftig verdikjede for hydrogen som energibærer. Det er mye som er uavklart, og som må på plass, før denne verdikjeden kan være bærekraftig; f.eks produksjons-, transport-, lagrings- og distribusjonskostnader.

Selv om det i dag er prosjekter i gang; Er det realistisk å ha en bærekraftig verdikjede på plass innen 2030?



Sammendrag

Hovedmålet med denne forstudien har vært å se om det kan være konsensus i relevante rapporter produsert av offentlige og private aktører i Norge når det gjelder produksjon, transport, lagring og forbruk av H2 som energibærer til maritim sektor. Ut fra denne konsensus har vi sett på hva som kan være nødvendige fremtidige faktorer som må være til stede for at H2 kan bli et kommersielt alternativ som energibærer innen maritim sektor.



Kilde: GGZEM (2018)

✓ Produksjon

Storskala produksjon ved gassreforming er ikke aktuelt før fungerende CCS teknologi eksisterer, kombinert med en betraktelig økning i etterspørsel lokalt og regionalt. Dagens etterspørsel og utvikling på kort til mellomlang sikt, tilsier at småskala produksjon ved elektrolyse basert på fornybar energi er det mest aktuelle alternativet. Dette kan gjøres på eksisterende anlegg, anlegg tilknyttet industri, eller nye anlegg tilknyttet områder med lokal etterspørsel av H2. Hvis etterspørselen på lang sikt øker nasjonalt og globalt, kan det være fornuftig å produsere blå H2 ved gassreforming, for så å flytendegjøre H2 før det transporteres til forbruker, bunkringsfasiliteter eller eksporteres med skip.

✓ Forbruk

Capital expenditure (CapEx) og operational expenditure (OpEx) ved bruk av H2 som energibærer og brenselcelle er høy sammenlignet med alternativene, som også reduserer utslipp av klimagasser. H2 som energibærer vil kunne konkurrere mot batteri innen nærskipfart. Utviklingen innen batteriteknologi har skutt fart de siste årene og er en prøvd teknologi med lav OpEx og lavere CapEx enn brenselcelleteknologi drevet av H2. Ferger og andre skip som går i faste ruter mellom et utvalg av havner vil være attraktive for hydrogendrift på kort til mellomlang sikt. Teknologiske løsninger for bunkring av H2 er utviklet, men er en lite utprøvd teknologi med et regelverk som ikke er ferdig utformet. Introduksjon av H2 som energibærer vil være avhengig av incentiver, støtteordninger eller reguleringer fra offentlige myndigheter da det i dag ikke er et bedriftsøkonomisk lønnsomt alternativ grunnet høy CapEx og OpEx.

✓ Transport & lagring

Transport av H2 gjennom gassrørett er ikke aktuelt for mindre volum. Det er også praktiske og regulatoriske hindringer mot å benytte rørledningsnettet til transport av H2. For å transportere større volum med H2 på lang sikt er skip vurdert til å være det mest aktuelle alternativet. CapEx på skip for frakt av flytende hydrogen (LH2) er antatt å være høy og teknologien er ikke ferdig utviklet. På kort til mellomlang sikt er det mest aktuelle regional transport av trykksatt hydrogen (CH2) eller import av LH2 med tog eller lastebil. CH2 kan med dagens teknologi transporteres i containere på skip. På lang sikt vil transport av LH2 med skip være det mest realistiske for å distribuere H2 til bunkringsanlegg på strategiske lokasjoner og eventuell eksport av H2. Regler for lagring av mer enn 5 tonn H2 gjør at storulykkeforskriften blir gjeldende.

✓ Verdikjede

Kostnaden og karbonfotavtrykk til H2 er avhengig av kostnader og utslipp gjennom hele verdikjeden, fra produksjon, til transport og lagring før bruk. CapEx og teknologisk modenhet, kombinert med regulatoriske hindringer eller muligheter er andre aspekter som må vurderes for at hydrogen som energibærer kan være et alternativ sett opp mot andre energibærere. På kort til mellomlang sikt ser det mest fornuftige ut til å være lokal produksjon basert på elektrolyse, der hvor det er etterspørsel. På lang sikt kan produksjon av H2 ved gassreforming, med påfølgende flytendegjøring og transport med skip til etablert bunkringsinfrastruktur være fornuftig, forutsatt at etterspørselen er tilstede.

Lokal produksjon ved elektrolyse

Estimert Kostnad kr 35-55,- per kg H2

Produksjon

Produksjon på kai, transport fra produksjon med rør til kaianlegg eller trykksatt i container på lastebil (transportmetode, mengde og avstand). Kostnad kan elimineres ved produksjon på f.eks kai

Transport & Lagring

Estimert totalkostnad kr 35-55 per kg H2 uten transport. Det vil tilkomme et påslag i pris for salg fra produsent. Pumpepris Uno X kr 90,- per kg Anslag pris Hellesylt Hydrogen Hub kr 60,- per kg

Forbruk

Sentralisert produksjon ved gassreforming

Estimert Kostnad kr 10-20,- per kg H2 inkl. CCS

Transport av LH2 med skip til bunkringsanlegg

Estimert kostnad kr 25,- per kg H2

Estimert totalkostnad kr 35-45 per kg H2

Det vil tilkomme et påslag i pris for salg fra produsent

Verdikjede H2

Kostnad og karbonfotavtrykk til H2 er avhengig av kostnadene og utslipp gjennom hele verdikjeden, fra produksjon, til transport og lagring før bruk



Produksjon

Produksjon ved gassreforming er ikke aktuelt før fungerende CCS teknologi eksisterer. Etterspørselen tilsier at småskala produksjon gjennom elektrolyse er det mest aktuelle alternativet, på eksisterende anlegg tilknyttet industri, eller nye anlegg



Transport / Lagring

Transport av H2 gjennom gassrørnett er ikke aktuelt for mindre volum. Transport med skip er mest aktuelt, men CapEx på LH2 skip er meget høy. Transport av H2 med Ammoniakk eller Metylsykloheksan som hydrogenbærer er mer rimelig dersom man vurderer kostnad per kg hydrogen som blir transportert



Forbruk

CapEx og OpEx ved bruk av H2 som energibærer og brenselcelle er høy sammenlignet med alternativene som også reduserer CO2, SOx og NOx utslipp. H2 som energibærer vil konkurrere mot batteri innen nærskipfart. Utviklingen innen batteriteknologi har skutt fart de siste årene og er en prøvd teknologi med lav OpEx.

Forutsetning for produksjon av H2 med lavt karbonfotavtrykk er at den enten er blå hydrogen, eller grønn hydrogen produsert med energi fra fornybare energikilder

Kun 4% av verdens produksjon av H2 omsettes i et fritt marked

Investering i produksjonsanlegg for H2 medfører høy risiko grunnet høy CapEx kombinert med reduksjon i fremtidig CapEx for samme teknologi. Lokal produksjon kan eliminere kostnad av transport

Industriaktører som i dag produserer H2 til eget bruk kan øke produksjonen og selge overskuddet til et åpent marked dersom etterspørselen etter H2 øker. I Norge produserer Yara, Equinor og ExxonMobil H2 til industriformål

"Ingen" vil igangsette produksjon/ distribusjon av H2 i større skala uten at større potensielle aktører forplikter seg til et visst forbruk av H2

CCS teknologi som er en forutsetning for å produsere blått hydrogen uten CO2 utslipp, er en teknologi som er under utvikling

Det er estimert en etterspørsel på 18 000 tonn H2 fra maritim sektor i 2030, som vil utgjøre ca 7% av nasjonal etterspørsel

Storskala elektrolyseanlegg til produksjon av H2 vil kunne kreve infrastrukturutvikling av lokalt kraftnett for å imøtekomme energibehovet

Kostnad ved produksjon av grønn hydrogen er avhengig av strømpris, nettleie, subsidier, avgiftspolitik og andre politiske føringer

Produksjonskostnad

Gassreforming ca kr 10-20,- per kg
Elektrolyse HHH ca kr 35-50,- per kg
Elektrolyse SINTEF ca kr 33-54 per kg

Valg av verdikjede for leveranse kommer an på geografisk etterspørsel kombinert med leveransehyppighet, renhetsgrad og avstand mellom produksjon og forbruk

Transport av H2 krever en tilstandskonvertering ved trykksetting eller omdanning til væske

For å realisere transport av hydrogen i flytende form eller trykksatt form kreves det konverteringsanlegg som medfører et betydelig energiforbruk

Kawasaki har igangsatt et prøveprosjekt for å realisere transport av LH2 med skip som har en kapasitet på 11 000 tonn. Kostnaden på dette skipet er estimert til rundt 7,1 mrd kroner

Kostnad Transport

CapEX skip er høy
Kostnad på transport med skip er vurdert til å være mellom kr 7-26,- per kg avhengig av tilstandsform, forutsatt en mengde på 100 000 tonn H2 per år og transportlengde på 1000 km
Tankbil kan kun frakte et begrenset volum

Det er regulatoriske hindringer mot tilsats av H2 i hoved rørdningsnett for transport av gass i Europa

Transport / eksport av H2 gjennom gassrørledningsnett anses av DNV GL som en lite sannsynlig løsning grunnet regelverk og dagens tekniske standard på rørnettet

Lagring av større mengder H2 gjør at et anlegg kan falle inn under storulykkeforskriften med de krav det medfølger fra DSB. Sett fra et kostnadsperspektiv og praktisk perspektiv, burde behovet for lagring av H2 minimeres

Målt i kapasitet til å transportere energi, vil et skip som transporterer H2 ha en CapEx 10 ganger høyere enn et skip som transporterer LNG

CapEx på brenselcelle teknologi er høy sammenlignet med teknologi som bruker annen energibærer enn H2

H2 er ikke konkurransedyktig på pris med marin diesel som er dagens prefererte energibærer

Visse båttypen som opererer innen nærskipfart har potensiale for bruk av H2 som energibærer. 1 av 5 rederier som opererer innen nærskipfart tror at de vil benytte H2 som drivstoff om 15-20 år

Den tradisjonelle oppfatningen er at batteri og H2 sees på i maritim sektor som komplementære energibærere og ikke primære energibærere

Totalforbruk av energi med batteri vil alltid være lavere enn med brenselcelle. Strøm vil "alltid" være rimeligere enn hydrogen

Kostnad forbruker

CapEx er høyere enn alternativ
OpEx er høyere enn alternativ
UnoX - ca kr 90,- per kg
HHH - ca kr 60,- per kg

Mange skip opererer globalt med ulike rammebetingelser og forretningsmodeller. H2 som energibærer reduserer potensiell rekkevidde sammenlignet med tradisjonelt drivstoff grunnet vekt på tanksystem som er opp mot 15-20 ganger vekt på innholdet

Estimat kostnad kWh til propell - Energibærere i EURO

Kostnad kWh Batteri	0,09,-
Kostnad kWh Marin diesel	0,11,-
Kostnad kWh LNG	0,14,-
Kostnad kWh Biodiesel	0,32,-
Kostnad kWh CH2	0,61,-
Kostnad kWh LH2	0,92,-

Regelverk for bruk av H2 som energibærer i passasjerbåt er ikke ferdig utviklet. Teknologi for bunkring eksisterer, men er en lite utprøvd teknologi

H2 er bedre egnet enn batteri til pendleruter og lengre strekninger da man unngår ladetid og for stor energibruk fra vekten til batteripakkene, såfremt strekningene ikke blir for lange. Da blir vekt på tanksystem en utfordring

Etablering av hydrogenstasjoner og konvertering til brenselcelle - teknologi vil kreve offentlige virkemidler i en utrullingsperiode

H2 sitt potensiale til å redusere nasjonale CO2 utslipp innen transportsektoren er på 1% og H2 slipper ikke ut NOx eller SOx



Produksjon av H₂

Innhold

1. [Nyttig å vite om hydrogen](#)
2. [Produksjonsmetoder](#)
3. [Etterspørsel](#)
4. [Produksjonskostnad](#)
5. [Status H₂ produksjon](#)



Nyttig å vite om hydrogen (H₂) som energibærer

Enkelt forklart er brenselceller som drives av hydrogen i realiteten elektriske fremdriftssystem som produserer sin egen strøm ved hjelp av hydrogen som energibærer.




Brenselceller er effektive energikilder

Hvis energien skal brukes til mekanisk arbeid eller drift av elektriske apparater, er brenselcellen normalt sett en langt mer effektiv energikilde enn en motor som drives ved en forbrenningsprosess.
1 kg H₂ tilsvarer ca 5L diesel - energi til propell

Energitetthet ved lagring og transport

For å øke energitettheten til H₂ kan det enten komprimeres til CH₂ eller flytendegjøres til LH₂. Komprimering av H₂ til CH₂ og LH₂ krever energi og infrastrukturinvesteringer.
Et annet alternativ er innblanding eller konvertering til ammoniakk eller andre flytende hydrogenbærere (FHB). Dette vil gi fordeler forbundet med at transport og lagring blir enklere, men vil kreve infrastrukturinvesteringer til konverteringsanlegg før og etter transport / lagring.

“Typer” hydrogen

-  Grønn hydrogen - Produsert ved elektrolyse med energi fra fornybare energikilder
-  Blå hydrogen - Produsert av naturgass med CO₂ fangst (CCS)
-  Grå hydrogen - Produsert ved elektrolyse med energi fra fossile energikilder eller av naturgass uten CO₂ fangst (CCS)



Forkortelser

H ₂ -	Hydrogen
LH ₂ -	Flytende hydrogen
CH ₂ -	Komprimert hydrogen
FHB -	Flytende hydrogenbærer
LNG -	Liquefied Natural Gas
LBG -	Liquefied Biogas
CCS -	Carbon Capture and Storage
CO ₂ -	Karbondioksid
SO _x -	Svoveloksid
NO _x -	Nitrogenoksid
CapEx -	Capital Expenditure
OpEx -	Operational Expenditure
EJ -	Exajoule
TPD -	Ton per day
EEDI -	Energy Efficiency Design Index
DSB -	Direktoratet for Samfunnssikkerhet og Beredskap
HHH -	Hellesylt Hydrogen Hub

Rundt 3% av verdens energikonsum blir brukt til å produsere H₂. Denne produksjonen er hovedsakelig basert på fossile energikilder og har et høyt karbonfotavtrykk (grå hydrogen)



Dette er de forskjellige måtene å fremstille H₂ på med dagens teknologi

Vannelektrolyse

Hydrogenproduksjon ved vannelektrolyse benytter strøm til å skille hydrogen og oksygen i vann.

Lokal produksjon av H₂ ved vannelektrolyse vil være mest kostnadseffektivt for små til moderate produksjonsvolum.

For å produsere H₂ ved vannelektrolyse er forutsetningene at man har tilgang på rent vann av drikkevannskvalitet kombinert med tilstrekkelig energi levert direkte fra et kraftverk eller over strømmettet.

Selve utstyret som kreves er modulært og teknologien eksisterer og er utprøvd. Produksjon kan tilpasses forbruk eller utnyttelse av kraftoverskuddet i Norge som er forventet å øke fra 5 TWh i 2018 til 20 TWh i 2030.

Strømprisen og eventuell nettleie er den dominerende faktoren for OpEx ved produksjon av H₂ ved vannelektrolyse. Produksjon av H₂ er har en redusert el-avgift.

Både små og store elektrolyseanlegg vil, basert på beliggenhet, kunne utløse behov for infrastrukturinvesteringer i energinettet lokalt og regionalt.

CapEx på elektrolysemoduler er forventet å bli rimeligere, grove estimater antyder at kostnaden vil halveres frem mot 2030. (DNV GL, 2019)

Reformering av naturgass

Hydrogenproduksjon ved gassreformering er den vanligste formen for hydrogenproduksjon i dag. Naturgassen reformeres ved bruk av vanndamp som oksidant. Det estimeres at ca 68% av verdens hydrogenproduksjon skjer ved reformering av naturgass (Shell, 2017)

Dersom man har et mål om å bli en stor produsent av H₂ nasjonalt er produksjon ved gassreformering det mest aktuelle, forutsatt at CCS er på plass. Ved å benytte denne metoden kan det produseres større volum som kan lagres og distribueres fra aktuelle anlegg.

Sentralisert storskala produksjon vil normalt bare være konkurransedyktig ved veldig stor regional etterspørsel.

Krav til CCS og behov for store anlegg for å oppnå stordriftsfordeler begrenser aktuelle steder for produksjon av blå hydrogen, kombinert med stor kompleksitet og usikkerhet rundt CapEx (DNV GL, 2019)

Det er etablert et pilotanlegg på Tjeldbergodden som er testet ut av Reinertsen New Energy. En ny membranteknologi skal klare å fjerne CO₂ fra syntesegassen som benyttes til å produsere hydrogen. (Teknisk Ukeblad, 2017)

Dampgassifisering

Hydrogenproduksjon ved dampgassifisering er en prosess hvor et brensel (fossilt eller biomasse) tørkes og varmes opp uten tilstrekkelig tilførsel av oksygen for fullstendig forbrenning. Oppvarmet karbon og vanndamp skaper da en syntesegass som hovedsakelig består av hydrogen og karbondioksid. (DNV GL, 2019)

Dampgassifisering er mest utbredt i Kina, men utføres også andre steder. Kullgassifisering utgjør mellom 11-18% av verdens hydrogenproduksjon. (Shell, 2017)

“ Det mest aktuelle i Norge er å produsere hydrogen ved vannelektrolyse eller reformering av naturgass



Den estimerte fremtidige etterspørselen etter H2 innen maritim næring er på ca 18 000 tonn årlig

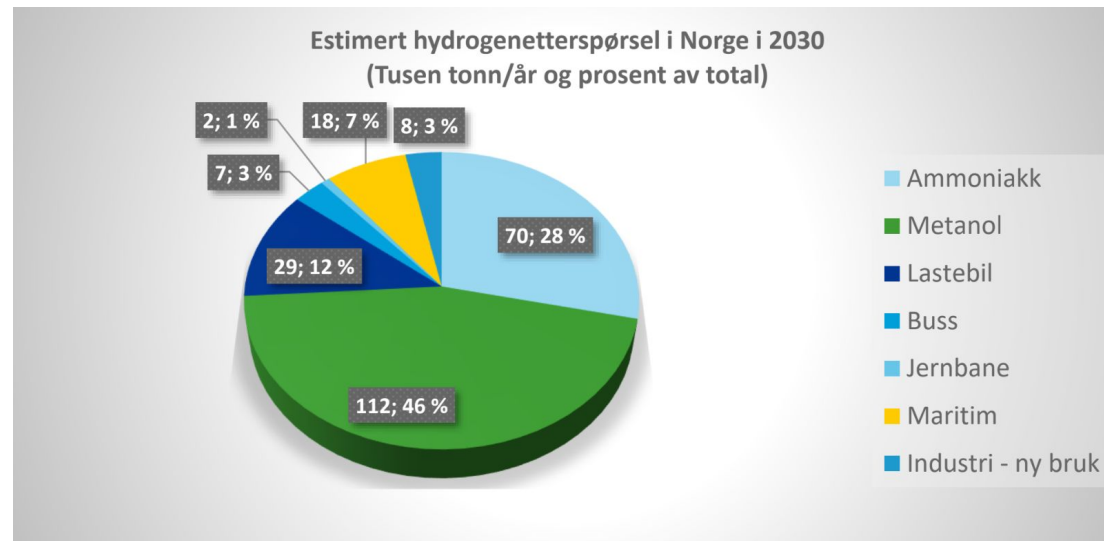
Den estimerte etterspørselen etter H2 til maritim skipsfart er vurdert av DNV GL til å utgjøre ca 7% av den nasjonale etterspørselen i 2030

Forutsetningen for introduksjon av H2 som energibærer innen maritim skipsfart er en at det må utvikles en grunnleggende infrastruktur eller supply chain av H2 for å sikre tilgang på det nødvendige drivstoffet.

Den fremtidige etterspørselen som er estimert av DNV GL er beregnet ut ifra et teoretisk potensial. Antagelsen er at anlegg for bunkring av H2 blir tilgjengelig i 5 havner innen 2030. De 5 havnene som er vurdert som mest aktuelle for bunkringsanlegg for H2 er:

- Bergen
- Ålesund
- Tromsø
- Kristiansund
- Stavanger

I tillegg til disse havnene vil det være behov for lokale anlegg der hvor det er ferger som trafikkerer faste ruter.



Kilde: DNV GL, Produksjon og bruk av hydrogen i Norge (2019)

“ Den nye fergeren til Norled i Rogaland skal drives av LH2 50% av tiden den er i drift. Årlig estimert behov for H2 til drift av denne fergeren er på ca 73 tonn. Dette vil erstatte 365 000 liter diesel årlig



Kostnadsestimatene for produksjon av H₂ i Norge

Produksjonskostnaden til H₂ ved gassreforming er lavere enn ved elektrolyse, men CapEx er høyere ved gassreforming. Kostnaden for utvikling av CCS som er en forutsetning for storskala produksjon av hydrogen uten CO₂ utslipp er dels uviss.

Kostnad på pilotanlegget til Reinertsen på Tjeldbergodden for produksjon av H₂ ved reformering av naturgass var ca MNOK 100 med en årlig produksjon på ca 65 tonn H₂ (Teknisk Ukeblad, 2017) Kostnaden for et anlegg som skal kunne produsere rundt 36 tonn H₂ per dag er estimert til å ha en nedre kostnadsramme på rundt MNOK 500. Dette vil kunne dekke nesten 75% av den estimerte etterspørselen innen maritim sektor i 2030.

Estimat på kostnad ved etablering av elektrolyseanlegg med kompressor og fyllestasjon i Hellesylt ble i 2017 vurdert til å være mellom MNOK 33-38 med en estimert årlig produksjon på ca 350 tonn H₂.

Estimat på kostnad ved etablering av elektrolyseanlegg for å forsyne hurtigbåt i Trøndelag, beregnet av SINTEF og Greensight ble i 2017 vurdert til å være mellom MNOK 37-55. Årlig produksjon ca 550 tonn H₂ ved to lokasjoner.

Estimat på kostnad ved etablering av elektrolyse anlegg og bunkringsfasiliteter til hurtigbåt i Oslofjorden gjort av HR Prosjekt og LMG Marin, ble i 2017 vurdert til å være rundt MNOK 37.

“ Ved sammenligning av kostnader er det viktig å ta høyde for CapEx på produksjonsanlegg og OpEx av produksjon i tillegg til å bruke like estimater på strømpris og nettleie for korrekt sammenligning.

Det er forventet en fremtidig reduksjon i CapEx på utstyr til produksjon av H₂ med elektrolyse på rundt 50% frem mot 2030.

Produksjonskostnad

Elektrolyse kr 35,- til kr 50,- per kg H₂ (Prosjekt Hellesylt Hydrogen Hub, 2017)
Elektrolyse kr 33,- til kr 54,- per kg H₂ (Hydrogen til hurtigbåter i Trøndelag (SINTEF/Greensight,2017))

Gassreforming Lavt estimat kr 10,- Høyt estimat kr 15,- per kg H₂ (DNV GL, 2019)
Gassreforming Reinertsen New Energy estimerer en kostnad på kr 15,- til 20,- per kg H₂

Kostnad CCS

Kostnaden til et fullskala renseanlegg som samler og fanger CO₂ er uviss, grunnet usikkerhet knyttet til teknologien. Et prosjekt som mange kjenner til er "månelandingen" på Mongstad hvor arbeidet med et fullskalaanlegg for fangst og lagring av CO₂ til slutt ble skrinlagt i 2014. Årsaken til dette var at kostnadsestimatene til anlegget økte fra 5 milliarder til 25 milliarder kroner. I overkant av 7 milliarder kroner ble brukt til å finansiere testanlegget og planene for et fullskala anlegg som ikke ble realisert. (TU, 2013)

Dersom teknologien blir utviklet vil kostnaden være CapEx på anlegget / teknologi kombinert med kostnad for lagring av CO₂. Kostnaden for lagring av CO₂ er noe usikker, men et estimat er mellom kr 2-4,- per kg H₂ som blir produsert.



Kun 4% av verdens H₂ produksjon omsettes i et åpent marked

H₂ som produseres i Norge i dag, brukes stort sett til industrielle formål av de samme aktørene som produserer H₂

Omtrent all H₂ produsert i Norge i dag benyttes til produksjon av metanol og ammoniakk ved Tjeldbergodden og Herøya. Ved disse anleggene er hydrogenproduksjonen en integrert del av industriprosessen. Disse to anleggene produserer omtrent 225 000 tonn H₂ årlig uten CCS. Estimert etterspørsel innen maritim sjøfart i 2030 er 18 000 tonn (DNV GL, 2019)

H₂ som omsettes kommersielt i Norge er en miks av lokalprodusert H₂ og importert H₂

Uno X som produserer og distribuerer H₂ til landbasert trafikk i Norge produserer H₂ ved vannelektrolyse på Rjukan og i Bærum, med energi fra fornybare energikilder. Dette er da grønn H₂.

Den nye hybridfergen til Norled som skal i drift fra 2021 skal drives med LH₂. Dette produseres ikke i Norge og LH₂ må da importeres og transporteres fra Europa til Rogaland.

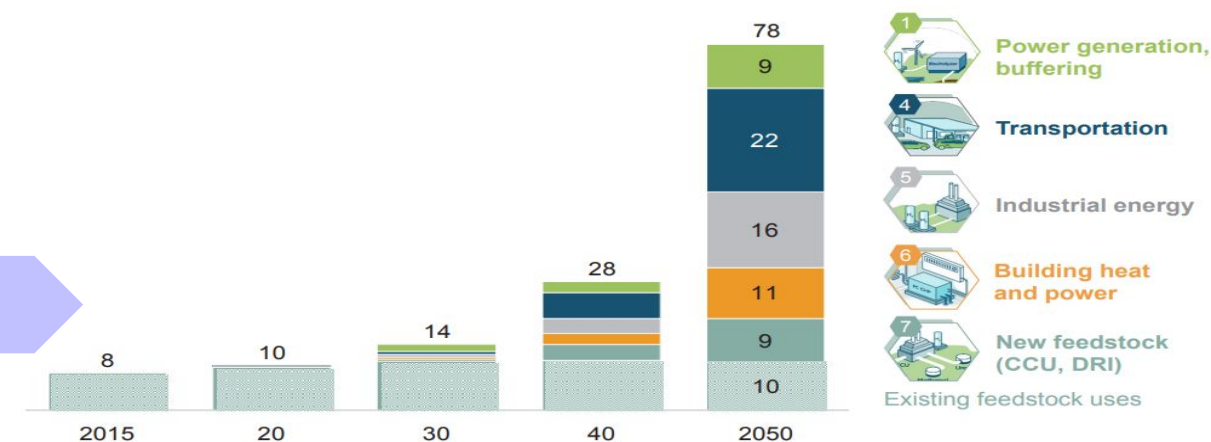
SINTEF og Greensight konkluderte i sin utredning fra 2017 om bruk av H₂ til hurtigbåtsambandet i Trøndelag, at innkjøp av H₂ fra kommersielle aktører ikke er en aktuell løsning. Potensielle norske produsenter av H₂ ved gassreforming anser at volumbehovet som har vært forespeilet ikke har vært stort nok til å rettferdiggjøre tilrettelegging for salg av H₂. Andre aktører har ikke mulighet til å levere mengden H₂ som er forespeilet. I tillegg til dette er import av slike mengder H₂ fra produsenter i Europa utfordrende og øker det negative klimafotavtrykket.

“ Det er kun en liten del av alt H₂ som produseres uten klimautslipp i dag. Produksjon av H₂ ved elektrolyse krever energi fra fornybare kilder for å sikre et lavt karbonfotavtrykk. Alternativet er produksjon av H₂ ved reformering av naturgass med karbonfangst (CCS). World hydrogen Council estimerer en ti-dobling i etterspørsel av H₂ frem mot 2050

Aktører som i dag produserer hydrogen kan øke produksjonen dersom etterspørselen i det åpne markedet øker

Forutsetningen for at industriaktører kan øke sin produksjon vil være å finne fornuftige løsninger på transport, lagringsinfrastruktur, samlet karbonfotavtrykk kombinert med oppnåelig markedspris (DNV GL, 2019)

Etterspørsel H₂ globalt Exajoule (EJ) frem mot 2050



Kilde: World Hydrogen Council (2017)



Transport & lagring av H₂

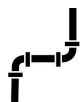


Innhold

1. [Transportmetoder](#)
2. [Transportbehov og lagring](#)
3. [Referanse LNG Supply Chain](#)



Det finnes 4 aktuelle måter å transportere H₂ på



Rørledninger

Eksisterende gasssektorørledninger kan potensielt brukes til å transportere H₂ i ren form eller som tilsats i naturgass. Innblanding av H₂ i naturgass kan medføre krav om til dels betydelige modifikasjoner av eksisterende infrastruktur. I tillegg til dette er det fundamentale regulatoriske barrierer mot tilsats av H₂ i hovedrørledningsnettet for naturgass i Europa (DNV GL, 2019). Eksport av H₂ som tilsats i naturgass er vurdert til å være en lite sannsynlig løsning for norsk eksport av H₂.



Skip

Skip anses som det eneste realistiske alternativet til rørledninger for eksport av H₂ til Europa fra Norge. H₂ kan fraktes med skip i flytende form (LH₂), som ammoniakk eller flytende organisk hydrogenbærer (FHB). Ved transport av hydrogen som ammoniakk eller FHB kreves det konverteringsanlegg på begge sider av frakten som vil medføre et betydelig energitap. Fordelen er at eksisterende teknologi kan benyttes (DNV GL, 2019). Det finnes i dag ingen skip som kan transportere LH₂. Kawasaki jobber med å utvikle et skip som skal kunne frakte 11 000 tonn H₂ og er tenkt benyttet til å transportere H₂ fra Australia til Japan. Målet i kapasitet for å transportere energi, vil dette skipet ha en CapEx som er 10 ganger høyere enn et tilsvarende skip som transporterer liquefied natural gas (LNG) (DNV GL 2019). Skip vurderes som det eneste realistiske alternativet til transport / eksport av av hydrogen produsert ved gassreformering. Skip kan også transportere 20 eller 40 fots containere med CH₂. Fraktkapasiteten på en 20 fot ISO-container ligger på omtrent 450 kg hydrogen ved 350 bar trykk i en ståltank og man kan doble kapasiteten ved å benytte en 40 fots container. (NVE, 2019)



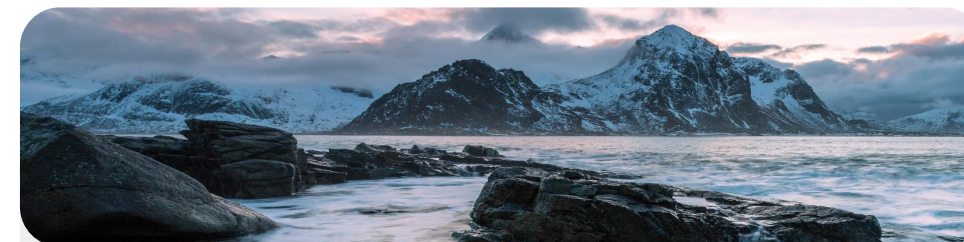
Lastebil

For mindre volum, frakter man gjerne CH₂ i trykkbeholdere med lastebiler. Dette gjøres i dag for industrielle formål og for eksisterende hydrogenfyllestasjoner. Større volum fraktes i dag oftest i nedkjølt væskeform i spesialdesignede tankbiler (DNV GL, 2016b). En 20 fots ISO container kan frakte rundt 400 kg H₂. Dette alternativet ble utredet av SINTEF og Greensight dersom hurtigbåtsambandet Trondheim-Kristiansund skulle drives med H₂ som energibærer. Konklusjonen var at det måtte være mulig å bunkre 2 steder på denne ruten og det ville være behov for 3 tilkjøringer per dag med 450 kg H₂. I løpet av et år ble dette 1095 tilkjøringer med lastebil, enten fra opprinnelsessted eller fra godsterminal dersom det ble transportert med tog til f.eks Trondheim. Denne løsningen krever dispenserhet inkludert kompressor på kai for bunkring.



Tog

Det er fullt mulig å transportere H₂ i 20 fots containere på tog. Det kreves en viss avstand i forhold til bunkring av H₂ i nærheten av jernbane grunnet at gnister fra kontaktledninger kan antenne H₂. I Sverige er denne sikkerhetsgrensen satt til 15 meter. Dette betyr at containerne må løftes av toget og bunkring kan ikke skje rett fra togsettet. H₂ kan også medføre en sikkerhetsrisiko i jernbanetunneler der det høyeste punktet i tunnelen ligger høyere enn begge inngangene. Dette kan føre til en ansamling av H₂ ved det øverste punktet i tunnelen (DNV GL, 2019)



Valg av verdikjede for leveranse av hydrogen til sluttbrukere er en optimalisering av av ulike variabler som er:

- ★ Geografisk etterspørsel
- ★ Leveransehyppighet
- ★ Renhetsgrad
- ★ Avstand mellom produksjon og forbruk

Sikkerhetsrisiko ved transport av hydrogen er en faktor som må hensyntas.

Mengden H₂ som produseres av Uno-X i Norge til kommersielt salg er tilpasset etterspørselen i det landbaserte markedet.

Skip som kan transportere LH₂ vurderes som det eneste reelle alternativet til transport av større volum H₂ produsert ved gassreformering.



For en effektiv transport og lagring av H₂ må regional produksjon og etterspørsel være tilstede

Grunnet lav etterspørsel etter H₂ i det kommersielle markedet i Norge, produseres det lite H₂ til kommersielt forbruk i Norge. Dette fører til at H₂ må importeres fra Europa dersom kommersielle aktører trenger større volum av H₂, med mindre produksjonen i Norge økes.

Fremtidig etterspørsel av H₂ i Norge er usikker. Et av de store spørsmålene i denne sammenheng er i hvilken grad H₂ teknologien er konkurransedyktig mot alternative lav- og nullutslippsteknologier. Konkurranseskraften til hydrogen påvirkes av ulike variabler, deriblant prisutviklingen på brenselcelleteknologien, prisutviklingen på strøm og naturgass, bruken av teknologien i ulike markeder og kvotepriser. (Azzoaro-Pantel, 2018).

Synergimuligheter for hydrogenverdikjeder kan stamme fra flere forbrukere i et område eller langs en transportåre. Dette kan gi opphav til samlokalisering av produksjons- og lagringsanlegg, og deling av investeringer og operasjonelle kostnader forbundet med transport. Et opplagt eksempel er samlokalisering av produksjons- og lagringsanlegg for hydrogen til jernbane og havner, der jernbanestasjonen ligger i nær tilknytning til havnen. Dette er også relevant for produksjon og lagring av H₂ for veitransport i urbane strøk.

En slik samlokalisering og deling av infrastrukturkostnader kan åpne for en raskere og bredere anvendelse av brenselcelleteknologi der disse synergimulighetene foreligger. (DNV GL, 2019)

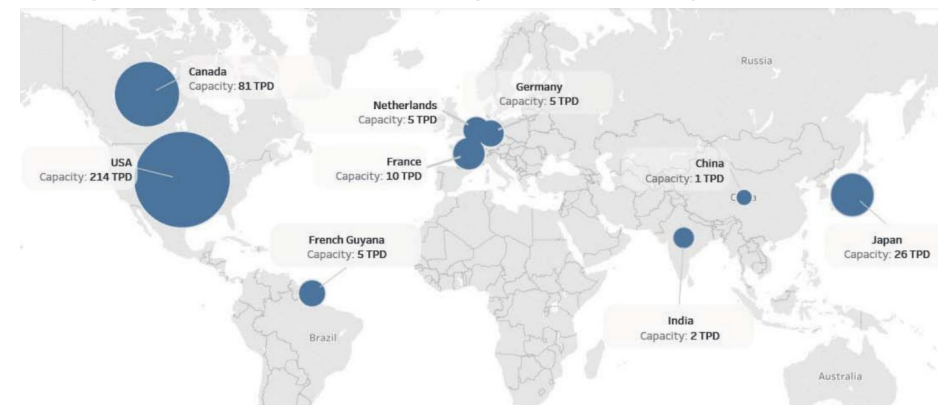
“LH₂ som skal benyttes som energibærer i Norled sin nye ferje i Rogaland vil mest sannsynlig bli importert fra Europa. Årsaken til dette er at det ikke produseres LH₂ i Norge.

Lagring av H₂

H₂ som stoff går under storulykkeforskriften dersom mer enn 5 tonn lagres på samme sted. Denne forskriften er en generell forskrift og utløser ikke konkrete avstandskrav eller sikkerhetssoner. Det er Direktoratet for Samfunnssikkerhet og Beredskap (DSB) som har ansvaret for praktisk koordinering av tilsyn og annen oppfølging. Det anbefales at eier av et eventuelt lagringsanlegg utfører en kvantitativ sikkerhetsanalyse hvor man gjør flere risikovurderinger. Deretter skal det utarbeides en arealdisponeringsplan som vil omtale sikkerhetsavstander. (Sintef & Greensight, 2017)

Gitt hendelsen på Uno X sitt anlegg i Sandvika i juni 2019 kan det forventes et større fokus på problematikk rundt lagring av H₂.

Geografisk oversikt over dagens produksjon av LH₂



Kilde: NCE Maritime CleanTech (2019)



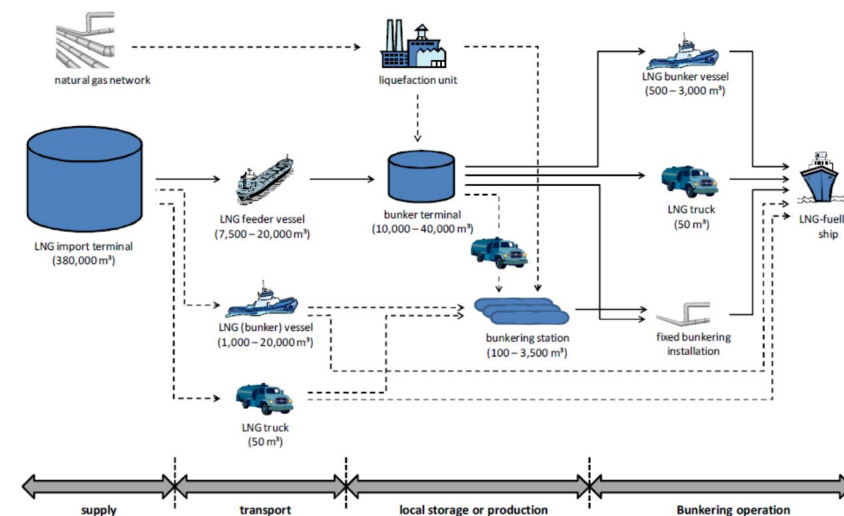
Dagens supply chain og utviklede infrastruktur for LNG er en referanse for kommersialisering av H2

Følgende er identifisert som hoveddrivere for at LNG som drivstoff har blitt et farbart alternativ:

Endringer i lovgivning relatert til miljø har vært avgjørende. I Norge har subsidier fra NOx-fondet bidratt til økt investering i skip med LNG som energibærer og denne ordningen er forlenget frem til 2025.

Etablering av bunkringsfasiliteter i tilknytning til eksisterende områder med gassproduksjon har vært gjennomførbart på rimelig kort sikt, kombinert med at kostnadene til dette, relativt sett, har vært fornuftige. I tillegg til dette har den maritime næringen vært interessert og innstilt på å investere i nye skip med LNG teknologi. (Sharples, 2019)

Supply chain LNG



Kilde: EMSA (2018)



Det antas at mye av teknologien som benyttes til bunkring av LNG kan overføres til H2. Transport av naturgass gjennom gassrørledningnettet i Europa gjør tilgangen til LNG og distribusjonen enklere enn med H2.



Forbruk av H₂

Innhold

1. [Praktisk anvendelse](#)
2. [CapEx og OpEx](#)
3. [Alternativene til H₂ som energibærer](#)
4. [Miljøeffekt](#)



Praktisk anvendelse av H2 som energibærere innen maritim skipsfart

I maritim sektor har batteri og H2 historisk blitt sett på som mulige komplementære energibærere og ikke primære energibærere. Dette synet begynner å endre seg, og flere fergesamband drives nå av ferger som baserer seg på elektrisitet som primær energibærer. I så måte "konkurrerer" brenselcelleteknologi med H2 som energibærer mot batteri om å være et foretrukket alternativ. Skipssegmentene som er identifisert som mest aktuelle for hydrogendrift er primært bil- og passasjerferger, hurtigbåter, service / offshore skip knyttet til olje, vind eller annen maritim industri.

Første ferge i Norge med H2 som energibærer skal i drift fra 2021

Norled skal drifte sambandet Hjelmeland - Skipavik - Nesvik i Rogaland fra 2021 med en hybridferge som skal bruke H2 i kombinasjon med batteri til fremdrift. Westcon i Ølen skal bygge denne fergeren. Målet er at minimum 50% av fremdriften skal være basert på H2. (Teknisk Ukeblad, 2019)

Samband med særlig energikrevende overfarer gjør at batteridrift anses som lite aktuelt og hydrogendrift eller hybridløsninger kan være gode alternativ.

Hurtigbåter vil ha en utfordring med elektrifisering ved bruk av batteri

Hurtigbåter er bygd med lav vekt for at de skal kunne bevege seg hurtig og med lavt energiforbruk. Batterielektrifisering gjør båtene tunge, noe som betyr at brenselcelle med H2 som energibærer er aktuelt for å redusere vekt og utslipp fra denne type båter. Utfordringen er vekten på tanksystem til H2, dermed kapasitet på tanksystemet og infrastruktur for å fasilitere bunkring av H2.

Det finnes ikke produksjonsfasiliteter i Norge som kan konvertere H2 til LH2

LH2 forventes å være det eneste reelle alternativet for større skip. Norled sin ferge er basert på drift med LH2 som skal importeres fra Europa, antageligvis produsert ved gassreformering. For at et anlegg for flytendegjøring av H2 skal bli realisert må det være en tilstrekkelig etterspørsel og produksjon av H2. Det kan forventes at et slikt anlegg må være av en viss størrelse, og at H2 som skal flytendegjøres kommer fra gassreformering. Dette forutsetter at CCS teknologien er utviklet og funksjonell for å kunne produsere blå H2.

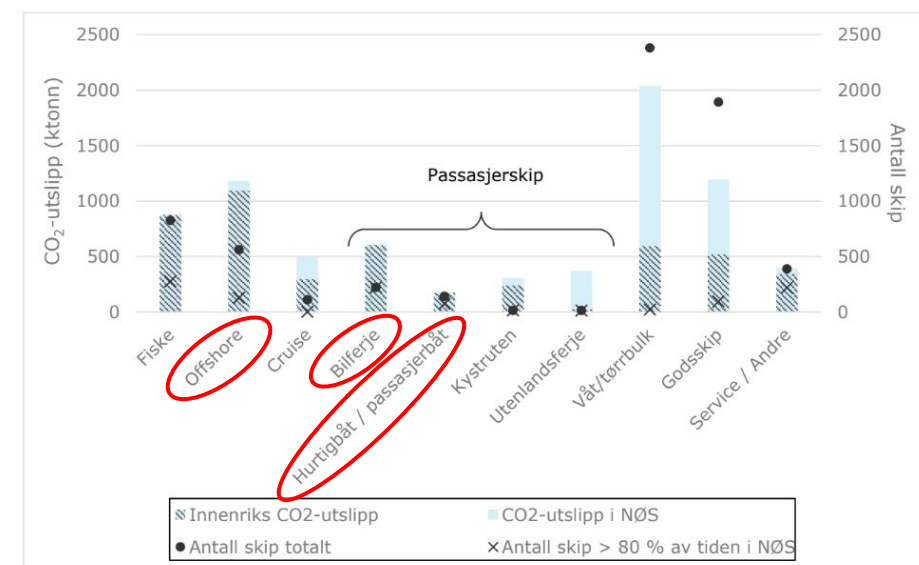
Etablering av infrastruktur vil kreve offentlige virkemidler i en utrullingsperiode

For å bygge en tilfredsstillende infrastruktur (bunkring og fylling) som møter behovene til forbrukerne vil det kreves offentlig virkemidler, da dette er investeringer som ikke er vurdert til å være fornuftige sett fra et bedriftsøkonomisk perspektiv.

Regelverk rundt bunkring av H2 er ikke ferdig utformet og kan påvirke anvendelsen til H2 på skip

Regelverk i forhold til bunkring av flytende eller trykksatt H2 må utformes kombinert med at tekniske løsninger må utvikles parallelt. Det er estimert at bunkring av 450 kg H2 kan ta rundt 45 minutter med dagens teknologi. Dersom det bygges to dispensere på et fartøy kan denne tiden halveres, men dette vil medføre økte investeringskostnader. Ved bunkring av H2 til passasjerskip må virksomheten søke om samtykke fra DSB og det vil være krav om at bunkringen overvåkes av opplært personell. (SINTEF & Greensight, 2017). Regler vedrørende personell og passasjerer under bunkring må også avklares.

Antall skip og CO2 utslipp i norsk økonomisk sone (2017)
Skipstypene som er uthevet er ansett som mest aktuelle til Hydrogendrift



Kilde: DNV GL, Produksjon og bruk av hydrogen i Norge (2019).
Bruk av begrepet Kyststruten, viser til all kyststrutetrafikk i 2017.



CapEx og OpEx til fartøy med brenselcelleteknologi er høyere enn med alternativ teknologi

Liten erfaring med hydrogendrift i skip gir økte kostnader, spesielt for "first movers" Teknologien må gjennom en omfattende og ressurskrevende oppskalering og uttesting i kombinasjon med en omfattende prosess for godkjenning for maritim bruk. Dette representerer en investeringsrisiko ettersom skip har lang levetid.

Sammenlignet med batteri som i de fleste tilfeller har høyere virkningsgrad enn H2 og benytter strøm direkte, kan OpEx være høyere for H2 enn for batteri. Introduksjon av H2 som energibærer vil være avhengig av myndighetskrav som begrenser utslipp kombinert med initiativ som reduserer økonomisk risiko. Eksisterende analyser indikerer at overgang til hydrogendrift i perioden mot 2030 ikke vil være bedriftsøkonomisk lønnsomt (Hydrogen Region Sogn og Fjordane, 2018)

CapEx hurtigbåt med H2 som energibærer

HR Prosjekt og LMG Marine estimerte kostnaden på en en hurtigbåt i Oslofjorden drevet av H2 til å være rundt MNOK 180, inkludert H2 produksjon og bunkringsanlegg. Batterialternativet ble vurdert til å koste MNOK 130 inkl infrastruktur på land.

OpEx hurtigbåt med H2 som energibærer

HR Prosjekt og LMG Marine estimerte driftskostnadene på en en hurtigbåt i Oslofjorden drevet av H2 til å være rundt 35% høyere enn ved batteridrift.

Kostnad energibærere

I dag er kostnaden på CH2 eller LH2 betydelig høyere enn alternativene.

Begrensning med CH2 eller LH2 som energibærer

For de skipene som bruker svært mye energi og opererer over lange avstander, og for eksempel trafikkerer lengre ruter, kan det være utfordrende å dekke energibehovet med lagring av H2 siden vekt og volum for lagring av H2 da øker sammenlignet med dagens skip. (DNV GL, 2019)



Kilde: Brødrene AA

“ Forutsatt at det gjøres større infrastrukturinvesteringer innen gassreforming, transport og CCS teknologi i Norge er antagelsen at det skal det komme en betydelig reduksjon i pris på LH2 i Norge.

Kostnad til operatør per kWh til propell i EURO - utvalgte energibærere

Drivstoff	2019	2030	Effekt%
Kostnad kWh Marin Diesel -	0,11	0,11	45%
Kostnad kWh Biodiesel -	0,32	0,32	45%
Kostnad kWh LNG -	0,14	0,14	45%
Kostnad kWh CH2 -	0,61		50%
Kostnad kWh LH2 -	0,92	0,21-0,45	50%
Kostnad kWh Strøm** -	0,09	0,11	95%

kWh - En kilowatttime er energimengden som tilsvarer et effektforbruk på en kilowatt over en periode på én time.
Det må forventes at prisen på fossile drivstoff kommer til å øke frem mot 2030.

Kilde: NCE Maritime CleanTech 2019

Kilde: ** DNV GL, 2019 Basert på estimat av strømpris og nettleie



Det finnes flere alternativer til H₂ som energibærere som kan bidra å redusere utslipp av klimagasser

Elektrisitet

Ved full elektrifisering lades batterier om bord i skipet mens skipet ligger til kai. Fullelektrifisering av skip begrenser seg med dagens batteriteknologi til et fåtall segmenter; typisk ferger og lasteskip i faste ruter, med relativt korte overfarer og muligheter for hyppig lading. Dette skyldes at energimengden som kreves av de fleste skip overstiger det som kan leveres fra en batteripakke uten at batteriets vekt og volum overstiger hva som med rimelighet kan antas å være akseptabelt.

Fullelektrifisering krever betydelige investeringer både ombord og på landsiden. For eksempel er typiske merkostnader for en batteriferje i dag 10-30 millioner kroner (ny ferje), med ytterligere behov for investeringer på 20-40 millioner kroner på land.

Lave elektrisitetspriser gjør imidlertid at investeringen kan betale seg over tid. Om bord vil utslipp fra fullelektriske skip være eliminert. I et livssyklusperspektiv vil imidlertid produksjon av elektrisitet medføre utslipp. (DNV GL, 2016)

LNG

LNG er en fossil naturgass som er nedkjølt og kondensert til flytende form. Sammenlignet med CH₂ og LH₂ har LNG en lav kostnad. Bruk av LNG reduserer CO₂ utslipp med rundt 25% og reduserer NO_x og SO_x utslipp. Klimagassutslippet til LNG påvirkes av at det kan være utslipp av uforbrent metan (CH₄) i eksosgassen.

CapEx på et skip som driftes av LNG er ca 20% høyere enn et tradisjonelt skip med diesel løsning. OpEx med LNG-drift vil kunne være rimeligere enn med oljebasert drivstoff, avhengig av olje- og gassprisene. Det er nå innført CO₂ avgift på LNG som gjør drivstoffet dyrere.

Bunkringsinfrastruktur er til dels på plass i Norge, og er også under oppbygging andre steder i verden. Det er imidlertid langt igjen til en fullverdig, global infrastruktur på linje med diesel er på plass. (DNV GL, 2016)

LNG teknologien eksisterer og det jobbes med å utvikle løsninger for å fange opp uforbrent metan i eksosen som vil redusere klimagassutslippet.

LBG

Flytende biogass (LBG) produseres fra organisk restmateriale (avfall og biprodukter). Slikt restmateriale er allerede en del av kretsløpet, og ved konvertering til biogass og anvendelse som drivstoff tilføres det derfor ikke ny CO₂ til kretsløpet. Biogass er derfor fornybart og klimanøytralt.

Råvarene til biogassproduksjonen er blant annet avfall og biprodukter fra industri.

Pris på biogass er konkurransedyktig med prisen på de fossile drivstoffene (autodiesel, bensin og naturgass). (Biokraft, 2019)

LBG kan kan benyttes uten vesentlige modifikasjoner i eksisterende LNG skip eller i kombinasjon med LNG (Sund Energy, 2017)

LBG produksjonen i Norge er i dag av liten skala. Biokraft vurderer en mulig og realistisk utvikling fram til 2025 til å være en produksjon som tilsvarer ca 3 TWh.

Biodrivstoff

Biodrivstoff er en fornybar energibærer som utvinnes fra biogent materiale og fremstilles av et vidt spekter av organiske materialer.

Biodiesel har mye av de samme egenskapene som fossil diesel.

Bruk av biodiesel har lave investeringskostnader, men prisen på drivstoffet er noe høyere enn for marin diesel. Siste generasjons biodiesel ligger 20 – 40 % høyere i pris, avhengig av prisen på marin diesel.

Biodrivstoff tilskrives et langt lavere klimagassutslipp enn fossile drivstoff siden CO₂ fra forbrenning av biologisk materiale i utgangspunktet ikke medfører en økning av CO₂-mengden i atmosfæren på samme måte som CO₂ fra fossile energikilder; det regnes som del av det CO₂ som ellers ville vært i omløp. (DNV GL, 2016)

Metanol

Metanol er en organisk forbindelse og fremstilles i Norge hovedsakelig syntetisk ved reformering av naturgass, men kan også fremstilles av trevirke

Metanol har samme utslippsprofil som LNG og reduserer CO₂ utslipp med rundt 25%, reduserer NO_x utslipp og SO_x utslipp er tilnærmet null.

Metanolproduksjonen globalt er stor med et årlig verdenskonsum på ca 55 millioner tonn i 2013. (TU, 2016)

Det er bygget kjemikalietankere og ferger som kan bruke metanol i kombinasjon med andre energibærere.

Metanol kan transporteres i væskeform og benytte eksisterende infrastruktur.



Det nasjonale målet er å redusere CO₂ utslipp fra innenriks skipsfart med 50% innen 2040

Tiltak som er innført, eller kan innføres for å redusere CO₂ utslipp fra innenriks skipsfart

EEDI (energy efficiency design index) krav på nye skip (Innført fra 2013)

Tekniske tiltak på eksisterende fartøy

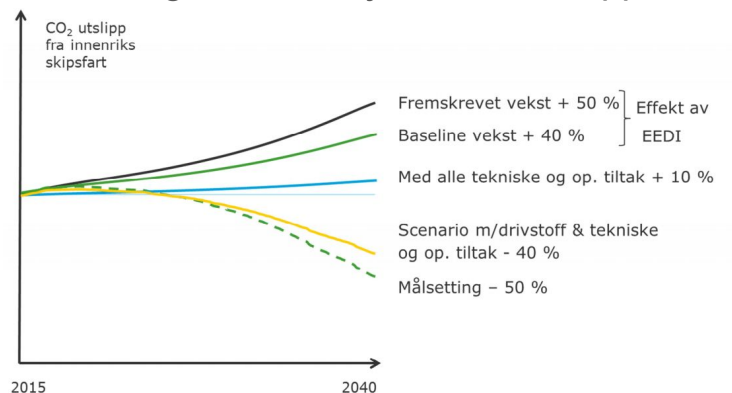
Operasjonelle tiltak på eksisterende fartøy

Endre drivstoff, eller legge om til hybrid funksjoner med disse alternativene:

- Biodiesel
- Elektrisitet
- LNG / LBG
- Hydrogen

Tiltakene over er vurdert av DNV GL til å være et realitetsorientert scenario basert på et sett med forutsetninger som vil gi omtrent 40% reduksjon i CO₂ utslipp innen 2040. For å nå målet om 50% reduksjon i utslipp må det være et mer omfattende opptak av alternative drivstoff eller tekniske og operasjonelle tiltak som må tas i bruk.

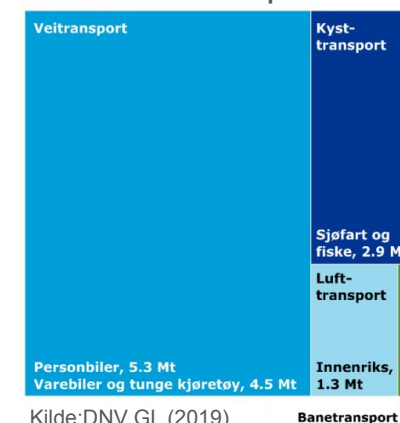
Målsetting om reduksjon i CO₂ utslipp fra innenriks skipsfart



Kilde: DNV GL (2016b)

“ Med anvendelse av CCS ved produksjon av H₂ på Tjeldbergodden og Herøya vil man kunne redusere nasjonale CO₂ utslipp med rundt 1.0 Mt per år. Dette vil ha enda større effekt enn om transportsektoren nasjonalt skulle hatt et årlig forbruk av 56 000 tonn grønn H₂ innen 2030.

Utslipp mill. tonn CO₂ ekvivalenter, innenriks transport



Kilde: DNV GL (2019)



Verdikjede H₂

Innhold

1. To alternative verdikjeder



For å vurdere anvendelse og klimaeffekt av H2 må hele verdikjeden tas i betraktning

Basert på dagens teknologi og mulighetsbilde er det to alternative aktuelle verdikjeder for H2.

1 Lokalprodusert grønn H2 produsert ved vannelektrolyse til lokal bruk (Distribuert verdikjede)

Investering i fasiliteter og produksjon av H2 utløses av en lokal etterspørsel. Produksjonsfasiliteter lokaliseres i nærhet til forbruker og har behov for vann og tilstrekkelig energi fra strømnettet for å kunne fungere. H2 som produseres blir trykksatt (CH2), ikke gjort flytende og den lokale produksjonen vil føre til et minimalt transportbehov.

Eventuelt overskudd av CH2 kan transporteres til andre steder med etterspørsel dersom det er økonomisk fornuftig.

Denne verdikjeden vurderes gjennomførbar og realistisk på kort - mellomlang sikt.

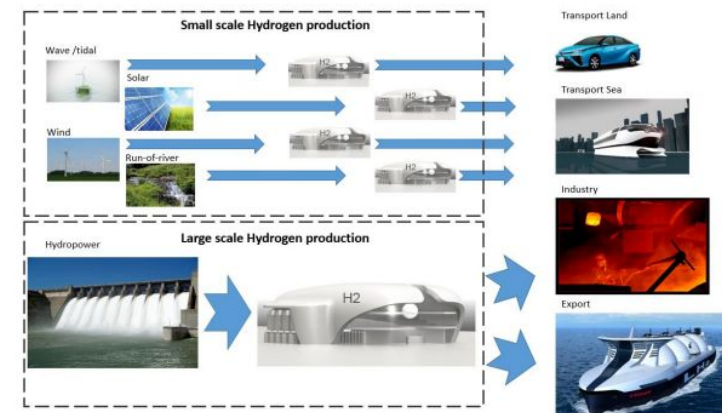
2 Storskala produksjon av blå H2 ved gassreforming til lokal bruk, regional bruk og eksport (Sentralisert verdikjede)

For å rettferdiggjøre investeringen i et storskala produksjonsanlegg og fasiliteter til å flytendegjøre H2 må det være en "stor" regional og nasjonal etterspørsel, kombinert med muligheter for eksport. Økt regional og nasjonal etterspørsel for bruk av H2 som energibærer i industrielle prosesser anses som meget viktig, da de er segmentet som potensielt kan ha det største forbruket.

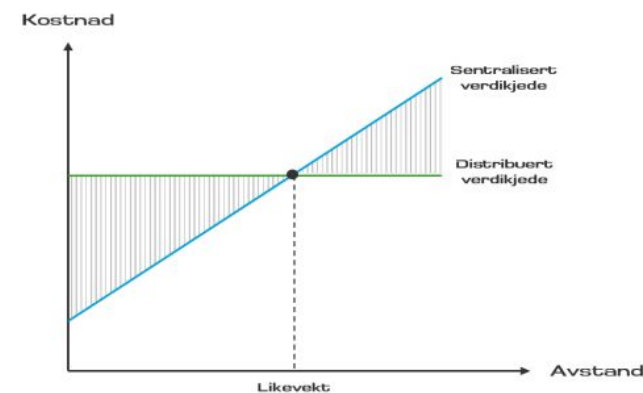
For å realisere dette må CCS teknologi til storskala produksjon eksistere og teknologiske løsninger for lagring av store mengder CH2 / LH2 og transport av LH2 med skip må utvikles. Bunkringsinfrastruktur må utvikles på strategiske lokasjoner med høy etterspørsel og stor trafikk fra maritim sektor.

Eventuelt overskudd av LH2 kan eksporteres dersom de økonomiske forutsetningen for dette er tilstede.

Denne verdikjeden vurderes gjennomførbar og realistisk på lang sikt, under forutsetningen om en stor økning i etterspørsel.



Kilde: Sogn og Fjordane Fylkeskommune (2015)



Kilde: DNV GL (2019)

Perspektiver

Kort sikt	0-5 år
Mellomlang sikt	5-15 år
Lang sikt	15 år +



Referanser

Azzoaro-Pantel, C. Hydrogen Supply Chains. Design, Deployment and operation (2018).

Biokraft. <http://www.biokraft.no/biokraft-biogass/> (2019)

DNV GL. Produksjon og bruk av hydrogen i Norge (2019)

DNV GL. Hydrogen som energibærer på Vestlandet, Mulighetsstudie (2016)

DNV GL. Reduksjon av klimagassutslipp fra skipsfarten (2016b)

EMSA. Guidance on LNG bunkering (2018)

Hellesylt Hydrogen Hub. Sluttrapport (2017)

HR Prosjekt & LMG Marin. Utslippsfri båttrute i Oslofjorden, forprosjekt (2017)

World Hydrogen Council. Hydrogen scaling up. A sustainable pathway for the global energy transition (2017)

Hydrogen Region Sogn og Fjordane, Eit levande laboratorium for hydrogen verdikjedar (2018)

Sharples, J. LNG supply chains and the development of LNG as a shipping fuel in Northern Europe (2019)

Lloyd's Register & UMAS. Zero-emission vessels 2030. How do we get there? (2017)

NCE Maritime CleanTech. Norwegian future value chains for liquid hydrogen (2019)

NVE, Hydrogenproduksjon ved småkraftverk (2019)

Shell, Hydrogen study: Energy of the future. Sustainable mobility through fuel cells and hydrogen (2017)

SINTEF & Greensight. Hydrogen til hurtigbåter i Trøndelag. En studie på hydrogenforsyning, kaianlegg og sikkerhet (2017)

Sogn og Fjordane Fylkeskommune, Greenstat, CMR Prototech. hydrogenteknologi i fornybarfylket Sogn og Fjordane (2015)

Sund Energy. Muligheter og barrierer for økt bruk av biogass til transport i Norge (2017)

Teknisk Ukeblad <https://www.tu.no/artikler/stoltenberg-forsvarer-mongstad-milliardene/225116> (2014)

Teknisk Ukeblad <https://www.tu.no/artikler/nye-tankere-kutter-utslipp-med-metanol-som-drivstoff/346463> (2016)

Teknisk Ukeblad <https://www.tu.no/artikler/na-er-pilotanlegget-i-gang-med-a-produsere-hydrogen/376000> (2017)



DISCLAIMER

Denne rapport er utarbeidet for Ocean Hyway Cluster (OHC) sitt interne bruk i samsvar med engasjementsbrevet datert 07.03.2019

Våre vurderinger bygger på faktainformasjon som har fremkommet i utvalgte rapporter og dokumentasjon som OHC har gjort tilgjengelig for oss, i tillegg til andre offentlig tilgjengelige relevante dokumenter. PricewaterhouseCoopers (PwC) har også vært i kontakt med flere ressurser med kompetanse innenfor det aktuelle fagfeltet. PwC har ikke foretatt noen selvstendig verifisering av informasjonen som har fremkommet, og vi innestår ikke for at den er fullstendig, korrekt og presis. PwC har ikke utført noen form for revisjon eller kontrollhandlinger av OHC sin virksomhet.

OHC har rett til å benytte informasjonen i denne rapporten i sin virksomhet, i samsvar med forretningsvilkårene som er vedlagt vårt engasjementsbrev. Rapporten og/eller informasjon fra rapporten skal ikke benyttes for andre formål eller distribueres til andre uten skriftlig samtykke fra PwC. PwC påtar seg ikke noe ansvar for tap som er lidt av OHC eller andre som følge av at vår rapport eller utkast til rapport er distribuert, gjengitt eller på annen måte benyttet i strid med disse bestemmelsene eller engasjementsbrevet.

Enhver handling som gjennomføres på bakgrunn av vår rapport foretas på eget ansvar.

