



VEIKART FOR HYDROGEN I TRØNDELAG

SLUTTRAPPORT 2019



Innhold

1 INTRODUKSJON	4
1.1 BAKGRUNN OG FORUTSETNINGER	6
2 KONKLUSJON	8
3 VEIKART	12
TRONDHEIMSLEIA	
TRONDHEIM	16
HEIM-ORKLAND	18
ÅFJORD	20
BREKSTAD	22
SANDSTAD	24
TJELDBERGODDEN	26
EDØY	28
KRISTIANSUND	30
FJELLREGIONEN	
OPPDAL-RENNEBU	32
RØROS	34
MERÅKER-STJØRDAL	36
TRØNDELAG NORD	
INNHERRED-NAMDALEN	38
NÆRØYSUND	40
4 BEREKNINGER OG PREMISER	42
4.1 SENTRALE PREMISER	44
4.2 MARKED OG ETTERSPORSEL	50
5 SENTRALE AKTIVITETER	64
6 RAPPORTER OG UTREDNINGER	68

Utgitt av Fornybarklyngen, januar 2020
Oppdragsgiver: Trøndelag fylkeskommune

Prosjektansvarlig: Thomas Bjørdal
thomas@fi-nor.no | 958 93 289
www.fornybarklyngen.no

Interaktivt dokument
Trykk på disse symbolene oppe i venstre hjørne på sidene for å komme tilbake til innholdsfortegnelsen, eller få opp menyen for å navigere deg i rapporten underveis.

1 INTRODUKSJON

Forord

Norge er i en unik posisjon og har et klart fortrinn for å utvikle systemløsninger for grønn transport. Trøndelag har viktige transportkorridorer for landtransport på bane og vei, samt betydelige transportruter til sjøs. Kombinasjonene av disse åpner for et effektivt og økonomisk bærekraftig grønt skifte.



THOMAS BJØRDAL
PROSJEKTLEDER
FORNYBARKLYNGEN

Veikart for hydrogen har blitt vel så mye en prosess som et prosjekt. I løpet av noen hektiske høstmåneder har det skjedd mye innen grønn transport, som prosjektet har fulgt og vært en del av. Avsparket for prosjektet ble en samling av regionale hydrogenprosjekt for å kartlegge og opprette dialog. Vi har samlet erfaringer og deltatt aktivt i diskusjoner og prosesser gjennom Fornybarklyngens nettverk i hele Norge.

Lanseringen av hurtigbåtkonsortiene var intet mindre enn en verdensnyhet. Nullutslipps hurtigbåter er teknisk mulig! Sammen med Trøndelag fylkeskommune tok vi med oss diskusjonene fra lanseringen over i en workshop det ble knyttet stor interesse for. Et solid ekspertpanel fra kraftselskap til båtutviklere og en stappfull sal med aktører fra hele verdikjeden gav gode diskusjoner og viktige innspill til prosjektet.

Vi har satt aktører sammen, vi har utfordret og skapt diskusjoner og dialog. Det har vært mange viktige bidrag inn i prosjektet fra nettverket i Fornybarklyngen. SINTEF, IFE, Statkraft, TrønderEnergi, Siemens, Sweco, hurtigbåtkonsortiene, Lloyd's Register, leverandørindustrien generelt, samt nettverket av fylkeskommuner, for å nevne noen.

Den nasjonale hydrogenstrategien kommer på sen vinteren 2020. Norge er i en unik posisjon og har et klart fortrinn for å utvikle systemløsninger for grønn transport. Trøndelag har viktige transportkorridorer for landtransport på bane og vei, i tillegg til transportruter til sjøs. Slik er Trøndelag et godt bilde på hele Norges utfordringer og muligheter innen grønn transport. Selv om sjøtransport er markedsåpneren, må vi også utnytte mulighetene for hurtigere overgang til grønn landtransport.

1.1

Bakgrunn og forutsetninger

Hydrogen som energibærer vil bli nødvendig for å realisere fornybarsamfunnet, spesielt som drivstoff for skip og tunge kjøretøy. For at dette skal kunne realiseres må det utvikles infrastruktur og nye verdikjeder. Et bredt spekter av aktører må samhandle for å muliggjøre og sikre hensiktsmessig bruk, distribusjon og produksjon av hydrogen.

Offentlig satsing

I 2017 utfordret Trøndelag og 10 andre fylkeskommuner norsk og internasjonal industri til å utvikle verdens første utslippsfrie hurtigbåt for høy fart over 30 knop. Realisert vil pilotprosjektet gi grunnlaget for stor nok etterspørsel av hydrogen til tidlig oppstart av regional produksjon. Dette vil i tillegg muliggjøre tidligere realisering av hydrogen til landtransport og gi viktige ringvirkninger for nærings- og teknologiutvikling.

Trøndersk næringsliv først ut

ASKO Midt-Norge er kommet langt i sin hydrogensatsing og vil sette i drift Norges første hydrogenlastebiler i 2019. TrønderEnergi har jobbet aktivt med hydrogen som satsingsområde. De har i samarbeid med leverandørindustrien og forskningsmiljøer gjort flere utredninger på produksjon forskjellige steder i regionen. TrønderEnergi er sentral partner i EU prosjektet Remote sammen med SINTEF der de bygger et sol/vind/hydrogen/batteri pilotanlegg på Byneset. Reinertsen New Energy utvikler membranteknologi for hydrogenrefomering fra naturgass.



Fullsatt sal
da fylkesordfører
Tore O. Sandvik åpnet
konseptlanseringen
på Hell tirsdag
3. september 2019.
Foto: Marius
Tvinnereim / FI



ASKO Midt-Norge sitt banebrytende produksjonsanlegg for hydrogen.
Illustrasjon: ASKO



Kraft fra REMOTE på Byneset skal gjøre to gårdsbruk selvforsynt med strøm. SINTEFs Kyrre Sundseth (foran), Bernhard Kvaal og Gøril Forbord, Trøndernergi og gårdbruker Lars Hoem deltar i prosjekt der overskudd av vind skal lagres som hydrogen. Foto: Thor Nielsen / SINTEF

Forskning i verdensklasse

SINTEF er et av Europas største uavhengige forskningsinstitutter. Instituttet har mer enn 30 års erfaring innen hydrogenteknologi og innehar kompetanse langs hele verdikjeden fra materialutvikling til demonstrasjonsprosjekter og tekno-økonomiske studier både nasjonalt og internasjonalt. Den årlige omsetningen innen hydrogenteknologi er på rundt 70 MNOK. SINTEF har vært involvert i 28 EU-prosjekter innen hydrogen de siste 10 årene, og er strategisk plassert i styret for EU-satsingen FCH JU. SINTEF koordinerer for tiden tre store EU-prosjekter innen hydrogen.

To av disse installerer nå hydrogenproduksjon i Norge; REMOTE på Byneset og HAELOUS i Berlevåg. SINTEF er også med i Pilot-E prosjektet Hellesylt Hydrogen Hub, der en lokal verdikjede for hydrogen fra innestengt småkraft til drift av ferge er sentralt. NTNU har samlet en stor gruppe internasjonale forskere innen hydrogen i sitt Team Hydrogen som består av forskningsaktiviteter, laboratorier og flere studieløp innen fagområdet.

Kartlegging av forventede markeder vil gi et grunnlag for lokal og regional satsing på hydrogenproduksjon og distribusjon. I de tidlige faser vil markedet være svært begrenset, både i volum og kundegrunnlag. Det vil derfor være hensiktsmessig at regionen fokuserer på de best egnede lokasjonene i første omgang. Disse prosjektene blir pilotanlegg og må forvente å ta stor risiko til liten eller ingen avkastning, og legge til rette for de som vil komme etter når markedet blir større. Veikartet skal kartlegge informasjon, status og prognoser og tilgjengeliggjøre dette for de som vil ta en plass i verdikjeden fra strømprodusent til sluttbruker Disse momentene skal klargjøres:

Bruk av hydrogen

- Til hvilke formål, i hvilket omfang og på hvilke steder vil det bli behov for hydrogen?
- Når forventes behovet å komme, og hva utløser behovet?

Distribusjon av hydrogen

- Hvilke lagringsformer, transportformer, avstander og kostnader er aktuelle?

Produksjon av hydrogen

- Hvilke regulatoriske og sikkerhetsmessige utfordringer må legges til grunn?
- Hvilke kostnader til de forskjellige produksjonsvolum?

2

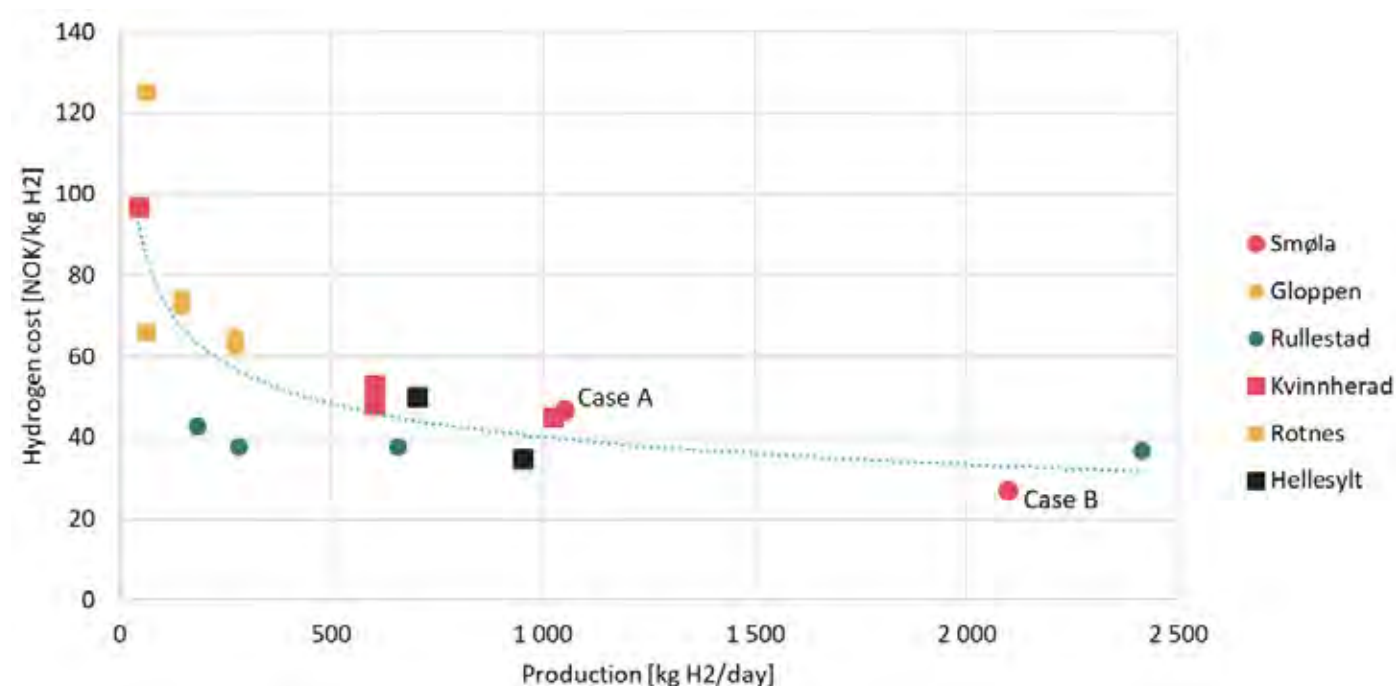
KONKLUSJON

Økonomisk bærekraftig

I en tidlig fase av hydrogensatsingen må man prioritere de geografiske områdene der man med størst sannsynlighet får et marked med tilstrekkelig etterspørsel til at det er økonomisk bærekraftig å starte produksjon.

FORUTSETNINGER

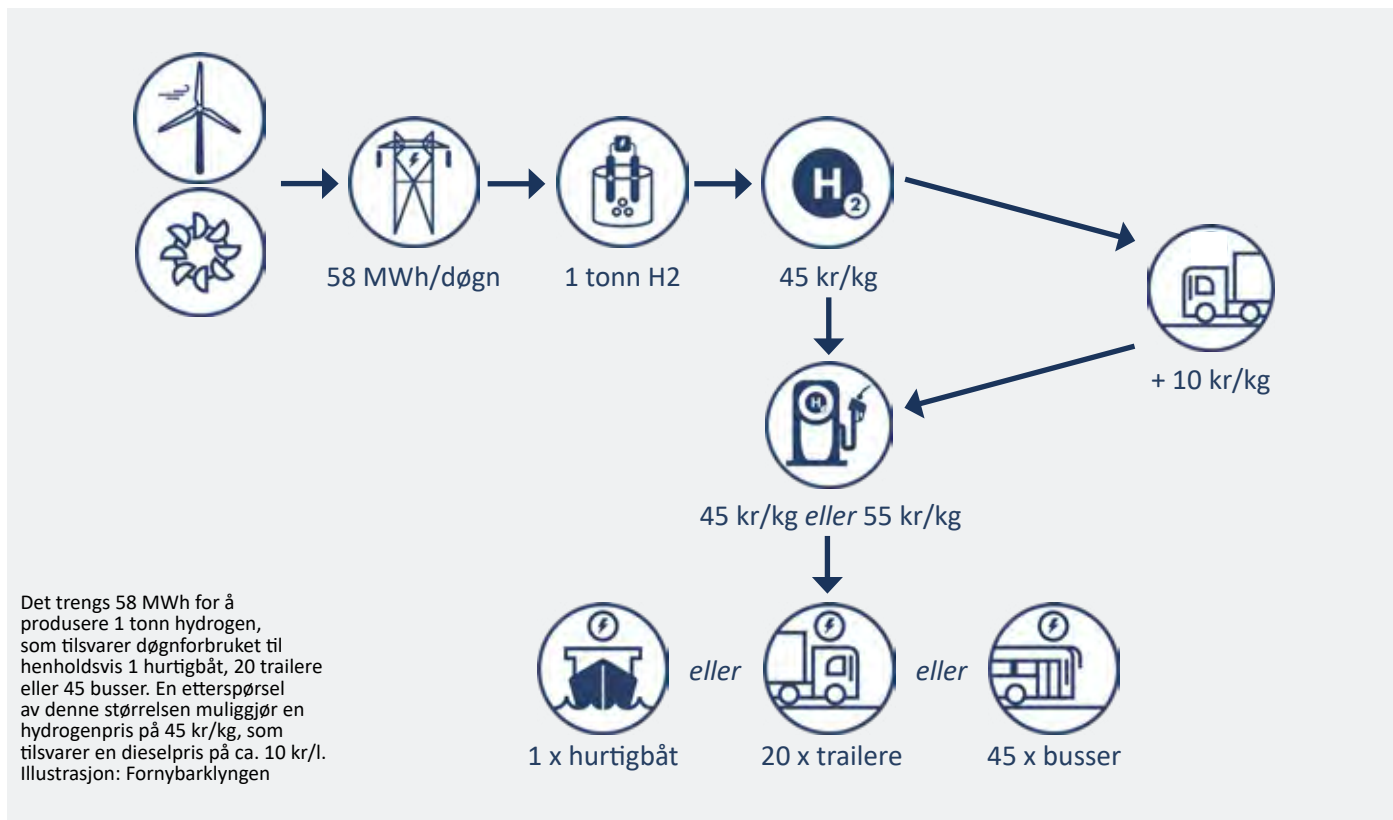
Høna og egget blir ofte trukket frem som et symbol på hvorfor hydrogenmarkedet ikke har løst, til tross for mange år med tilgjengelige hydrogenpersonbiler. Et hvert marked der eksisterende eller fremtidig etterspørsel etter en vare er usikkert vil ha en krevende og famlende start. Vår tilnærming til problemstillingen er at hydrogenmarkedet må sees på som en verdikjede, der man i en tidlig fase må prioritere de geografiske områdene der man med størst sannsynlighet får et marked med tilstrekkelig etterspørsel til at det er økonomisk bærekraftig å starte produksjon.



Tilstrekkelig etterspørsel er sentralt for å oppnå priser ned mot fossilt drivstoff. Modellen sammenligner priser på seks forskjellige elektrolyseanlegg og baserer seg i stor grad på listepriiser fra norsk hydrogenleverandør-industri. Modell: Endrava

BÆREKRAFT

For å produsere hydrogen til priser lik eller under fossilt drivstoff, så kreves det et volum på 800–1000 kg pr. døgn. Det tilsvarer en etterspørsel tilsvarende 2000 personbiler, 20 langtransporttrailere eller et lengre hurtigbåtsamband. Sentralisert produksjon med transport til fyllestasjoner, kontra lokal produksjon ved fyllestasjonen, forutsetter stordriftsfordeler. Enten ved tilgang til billigere kraft enn det er på fyllestasjonen, eller ved tilgang til et større marked. Strømkostnaden står for 70 % av hydrogenprisen, så tilgang til rimelig elektrisitet gir lavere hydrogenpris.



Kraftprisen i vår region varierer lite, så man må så fall produsere direkte fra et kraftverk, for å redusere kostnader ved å ta bort effektavgift og nettleie. Imidlertid vil transportkostnader samt eventuelt lavere kapasitetsfaktor gi tilsvarende merkostnader. Kostnaden for transport av komprimert hydrogen vil ligge et sted mellom 8 og 15 kr pr. kg, avhengig av avstand og hyppighet. Gitt en salgspris på 40–60 kr pr. kg, vil det være en bedre løsning med lokal produksjon der hvor tilstrekkelig etterspørsel med størst sannsynlighet komme. I et lengre perspektiv med et større hydrogenmarked kan det være mer relevant med større, sentraliserte anlegg som leverer til flere mindre fyllestasjoner.

GRØNN TRANSPORT I TRØNDELAG

For vår region vil hydrogen ha en viktig rolle som utslippsfritt drivstoff til transport. Skal det transporteres tungt og langt til nullutslipp er hydrogen det eneste alternativet. Området Trøndelag er et unikt utgangspunkt for å bygge helhetlige verdikjeder for hydrogen. Vi har hurtigbåter og ferger som har et forbruk stort nok til lokal produksjon, og vi har transportkorridorer som åpner for større flåter nullutslipps tungtransport. Dette må sees i sammenheng, slik at oppstart av verdikjeder for én anvendelse åpner opp for nye anvendelser i andre.

En hydrogendrevet hurtigbåtrute vil ha et stort nok volum til lokal produksjonsstart av komprimert hydrogen til priser rundt 35–50 kr pr. kg, forutsatt maksimalt to fyllestasjoner. Dette vil åpne opp for anvendelser av hydrogen til andre formål som busser, tungtransport samt servicebåter og fôringsflåter i havbruksnæringen. Hurtigbåter er med andre ord et sentralt element for utviklingen av nullutslippsløsninger for transport i Trøndelag.



På Værnes 24. oktober 2019 utfordret Trøndelag Fylkeskommune og Fornybarklyngen et oppdatert fagmiljø og sentrale aktører på konkrete løsninger for fremtidens hurtigbåter med nullutslipp. Konklusjonen fra samlingen var at teknologien for det meste er hyllevare, og at hurtigbåter med nullutslipp derfor kan bli realisert innen få år. Aktørene etterspurte samtidig mer dialog og flere møteplasser for å styrke utviklingen av maritime nullutslippsløsninger.
Foto: Marius Tvinnereim / FI

Et helhetlig fokus på hydrogen både til maritim transport og til landtransport er essensielt for å lykkes i å bygge opp effektive, bærekraftige verdikjeder for grønn transport i vår region.

Anbefalinger videre:

Opprette en dialogbasert møteplass for å utnytte potensialet for ringvirkninger og næringsutvikling som ligger i prosessen for utvikling og innkjøp av utslippsfrie hurtigbåter. De involverte næringsaktørene har vært tydelig på behovet for møteplass og løpende dialog for å opprettholde momentet for utvikling, utveksle informasjon og diskutere systemløsninger.

Det er i hovedsak disse områdene som bør følges opp videre:

1. Teknologiløp og bunkring
2. Rutesammensetting og fylleinfrastruktur.
3. Helhetlige verdikjeder for grønn transport til sjø- og landtransport i sammenheng.

Vurdere nærmere utredninger på de områder det fortsatt er uklarheter:

1. Potensialet i hydrogen til metanisering i Biogassanlegget på Skogn.
2. Kartlegge godsflyt av tungtransport i regionen for å avdekke sentrale knutepunkt der potensialet for fylleinfrastruktur til større flåter kan ligge.

3

VEIKART

Transportkorridorer på land og vann

Veikartet for Trøndelag er delt opp i tre hovedområder; Trondheimsleia, Fjellregionen og Trøndelag Nord.

Veikartet for Trøndelag er delt opp i tre områder ut fra naturlige skillelinjer mellom transportkorridorer, og avstand mellom disse. Vi har fokusert på de transportformål der det innen 2030 er mest realistisk med hydrogendrift av et forholdsvis stort volum. Hvert område må også sees i hensyn til nabofylkene. Kystekspresen fra Trondheim til Kristiansund er et konkret eksempel på det, derfor er også Smøla og Kristiansund tatt med i veikartet.

Trondheimsleia er sentral, da det er her vi har langtgående offentlig sjøtransport. Fjellregionen har hovedtransportårer for tungtransport fra Østlandet til Trøndelag, og tilsvarende akse finner vi fra Nordland og sørover.

Utvikling av infrastruktur til forsyning av hydrogen til henholdsvis maritim transport og landtransport må sees i sammenheng. I planlegging og tilrettelegging av hydrogeninfrastruktur til hurtigbåter bør man, så langt det lar seg gjøre, hensynta mulighetene for at dette kan åpne opp for forsyning til andre formål, som landtransport og havbruksnæringen.

Eksempler på disse sammenhengene kommer frem i de mer detaljerte beskrivelsene av de forskjellige områdene i fylket.

Veikart for hydrogen i Trøndelag

TRONDHEIMSLEIA

TRONDHEIM
HEIM-ORKLAND
ÅFJORD
BREKSTAD
SANDSTAD
TJELDBERGODDEN
EDØY
KRISTIANSUND

FJELLREGIONEN

OPPDAL-RENNEBU
RØROS
MERÅKER-STJØRDAL

TRØNDELAG NORD

INNHERRED-NAMDAL
NÆRØYSUND

BREKSTAD

SANDSTAD

TJELDBERGODDEN

EDØY

HEIM-

KRISTIANSUND



NÆRØYSUND

INNHERRED-NAMDAL

ÅFJORD

TRONDHEIM

MERÅKER-STJØRDAL

HORDALAND

RØROS

OPPDAL-RENNEBU

Trondheim

Markedspotensialet for både lokaltrafikk og gjennomgående trafikk er stort nok til at det vil være økonomisk bærekraftig å bygge opp hydrogeninfrastruktur i Trondheim. ASKO sitt anlegg på Tiller har i dag både produksjon og fylleanlegg for hydrogen til sine kjøretøy.

Trondheim kommune har naturlig nok gjort flere prosjekter på hydrogen, og i en by av en slik størrelse kommer man ikke utenom hydrogen som et virkemiddel for å bli klimanøytral. SINTEF har gjort en analyse på hydrogen som drivstoff for utslippsfri bilpark i Trondheim kommune. Et viktig poeng er at kravet til kjørelengde for store kjøretøy er større enn hva som kan forventes av rekkevidde for helelektriske kjøretøy. Dette gjelder for alle aktører med unntak av Trondheim Eiendom, og i noen grad for Trondheim Bydrift. Kravet til minimum kjørelengde for de ulike aktørene ligger på mellom 15 og 400 kilometer pr. dag. Gjennomsnittet for hele flåten av store kjøretøy ligger på 142 kilometer pr. dag. Dersom hele flåten skulle benytte hydrogen som drivstoff, vil dette føre til et daglig behov for 3,5 tonn hydrogen. Store kjøretøy og taxier står for det meste av dette.

Markedspotensialet for både lokaltrafikk og gjennomgående trafikk er stort nok til at det vil være økonomisk bærekraftig å bygge opp hydrogeninfrastruktur i Trondheim. Det er allerede igangsatt produksjon og fylleanlegg på ASKO sitt anlegg på Tiller, der de forsyner trucker og de første Scania-lastebilene som kommer i full drift i 2019/2020. Som kapittel 4.2 om marked viser til, er det aktuelt med fylleinfrastruktur for flere formål i Trondheim.

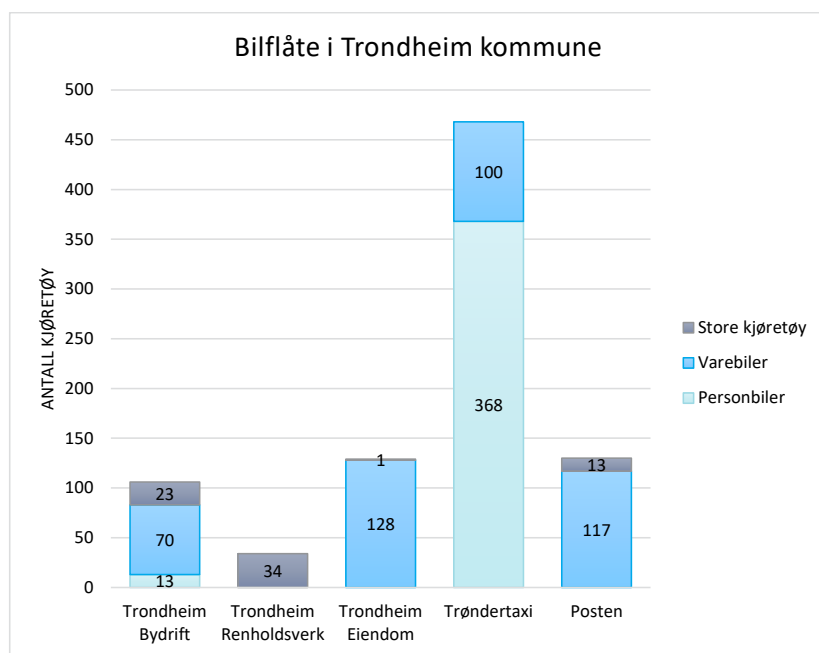
Det er omfattende lossing av tungtransport sørfra, og både Rørosbanen og Nordlandsbanen har sitt utgangspunkt her. Kystruten kan være aktuell for bunkring av hydrogen på Trondheim havn, men da flytende hydrogen. Det er sannsynlig at hydrogendrift vil bli testet på deres fartøy i kontraktperioden 2021–2030. Hurtigbåtrutene fra Trondheim til Brekstad Kristiansund er begge aktuelle for fylling av hydrogen i Trondheim. Trondheim–Brekstad vil kunne klare seg med fylling kun på Brekstad, men for sambandet Trondheim–Kristiansund kan det være praktisk med fylling i Trondheim.

Rent geografisk er Trondheim havn et knutepunkt, ikke bare for maritim transport, men også for togtransport og langtransport. Det vil naturlig nok by på en del utfordringer, både regulatorisk og sikkerhetsmessig, å sette av areal til produksjon og lagring av større mengder hydrogen i et byområde, men sett i et lengre perspektiv vil det være svært viktig å jobbe helhetlig og fremtidsrettet for forsyning av utslippsfrie drivstoff i havneområdet.

Hvis det først legges til rette for, og bygges, anlegg for forsyning til hurtigbåt og andre fartøy, vil det muliggjøre nye anvendelser til landtransport. Det kan gi ny relevans for busser der det er bedre å kjøre lange distanser uten lading, og vil åpne opp for pilotprosjekt med renovasjonbiler, utslippsfrie anleggsplasser etc., og større taxiflåter. Trøndertaxi har vært engasjert i flere av analysene som er gjort, og kjøremønster og rekkeviddekrav er mer forutsigbart enn man skulle tro, og hydrogendrift ser ut til å være et godt egnet alternativ som nullutslippsdrivstoff.



ASKO sin hydrogenstasjon på Tiller. Foto: Fornybarklyngen



Antall kjøretøy pr. aktør i Trondheim kommunes bilpark, vist som store kjøretøy, varebiler og personbiler. Modell: SINTEF Industri

Heim-Orkland

Heim kommune har vurdert bruk av hydrogen til kraftbalanse ved innestengt småkraft. Dette er teknisk interessant, men økonomisk krevende. Samtidig er det potensial for forsyning av hydrogen til tungtransporten fra lakseproduksjon, som går gjennom kommunen.

Heim grenser mot Møre og Romsdal i sørvest, og har E39 gjennomgående fra Halså til Orkanger. Orkland har lakseveien R714 fra Hitra/Frøya, og videre korridor opp mot Berkåk. Det er relativt store volum med tungtransport som går langs disse aksene, som åpner for potensial for fylleinfrastuktur for hydrogen ved knutepunkter der det for eksempel forgår lossing eller det passer inn i hviletidsmønster.

Tidligere Hemne kommune har kjørt en del beregninger med tanke på hydrogenproduksjon ved småkraftverk. SINTEF har sett på flere caser knyttet til småkraft, nå sist med Rullestad. I likhet med casene i Heim er dette innestengt småkraft med potensial for utvidelse og utfordringer til variabel produksjon på grunn av manglende magasineringsmuligheter.

Rådgiver Helen Hartel har gjort beregninger for flere småkraftverk i Heim, der konsesjonsgitte prosjekt stopper opp fordi det ikke er kapasitet på nett for deres strømprroduksjon. Det er også eksisterende anlegg med uutnyttet potensial, fordi en oppgradering av anlegget krever høyere nettkapasitet, der anleggsbidrag for høyt. Dette er elvekraftverk uten magasiner og derav liten til ingen produksjon i vinterhalvåret. Dette gir en lav kapasitetsfaktor, som betyr enda mer krevende marginer. Hydrogen kan utnyttes som energibærer for å balansere kraftproduksjonen gjennom året. Teknisk sett er dette en gjennomførbar løsning. Men, selv om det er muligheter for å utnytte oksygen fra produksjonen til nærliggende settefiskanlegg, blir det økonomisk krevende, så lenge hydrogenet brukes kun til kraftbalanse. I et fremtidig marked der hydrogenet kan brukes som nullutslippsdrivstoff til transport, vil produksjon fra småkraft i Heim være en god løsning. Energiproduksjonen er stor nok til å greie å levere hydrogen til en pris under fossilt drivstoff – forutsatt at hydrogenetterspørselen lokalt er stor nok.



Eksempel på beregning av optimal størrelse på et elektrolyseanlegg for høyest mulig kapasitetsfaktor. Modell: SINTEF



Elvekraftverket Fjelna i Heim kommune. Foto: Nordkraft

Åfjord

Beregninger tilsier at kostnaden for hydrogenproduksjon på Fosen fra vindkraft kan være lønnsomt, med en pris til sluttbruker under tilsvarende markedspris for diesel/bensin.

Det er gjort flere utredninger i Åfjord med utgangspunkt i vindkraftutbygginga, både for et fremtidig marked med storstilt eksport, men også mer konkrete studier for leveranser til hurtigbåt på Brekstad.

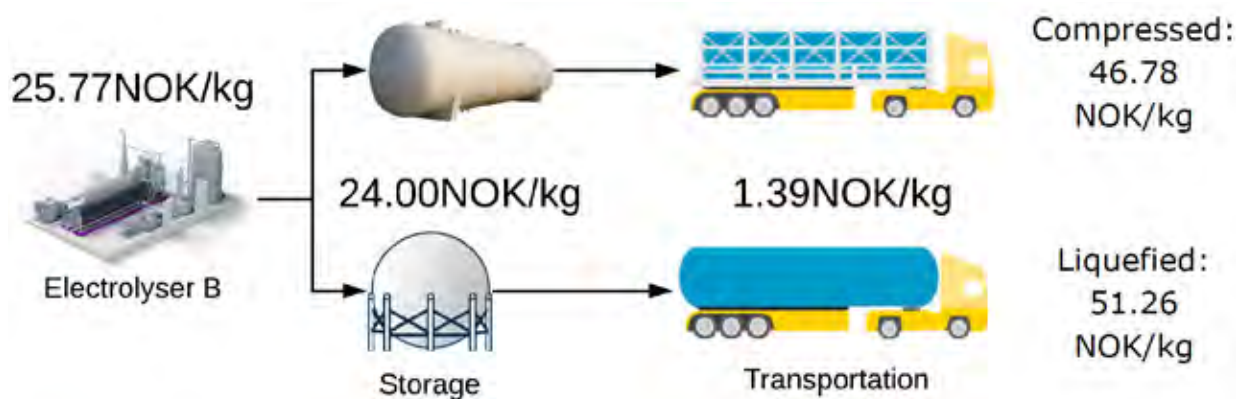
I masteroppgaven «A feasibility study of wind powered hydrogen production at Fosen: A win-wind situation», levert i 2019 av Magnus Fure Runnerstrøm ved NTNU, i samarbeid med Trøndeenergi, er det gjort kostnadsberegninger av hydrogenproduksjon fra vindkraft basert på oppdaterte priser fra eksisterende markedsaktører:

- Kostnadsspenn for hydrogenproduksjon via vindkraft på Fosen er 25,77–31,51 NOK/kg, basert på en forventet gjennomsnittlig strømpris det kommende tiåret på 32 øre/kWh.
- De totale kostnadene inkludert lagring og transport ble beregnet til å være 46,78–53,13 NOK/kg for komprimert hydrogen, og 51,26–63,00 NOK/kg for flytendegjort hydrogen (LH2).

Beregningene tilsier at kostnaden er under markedspris på diesel/bensin, og at en hydrogenproduksjonsenhet på Fosen kan være lønnsom. Beregningene indikerer også at en hydrogenproduksjon basert på overskuddsstrøm (peak-shaving) ikke er lønnsomt, da en slik investering krever langt flere driftstimer enn det overskuddsstrømmen kan levere.

Masteroppgaven beregner også transportkostnader, som samsvarer med beregninger utført av andre aktører. En sammenligning med flytende og trykksatt hydrogen fra sentral produksjon og distribuert til Trondheim, er interessant, spesielt med tanke på betydelig lavere transportkostnader for flytende hydrogen.

Videre ligger det et betydelig potensial i bruk av hydrogen til utfasing av diesel i havbruksnæringen i regionen som kan realiseres hvis hydrogen blir tilgjengelig til konkurransedyktige priser.



Kostnadseksempel med hydrogenproduksjon med vindkraft, ut i fra forventet gjennomsnittlig strømpris de kommende 10 årene, inkludert lagring og transport. Figur: Magnus Fure Runnerstrøm, NTNU: «A feasibility study of wind powered hydrogen production at Fosen» (2019).



Roan vindpark under bygging. Foto: Vestas / Fosen Vind

Brekstad

Kystekspresen mellom Trondheim og Kristiansund, og pendlerruten mellom Trondheim og Brekstad, er begge aktuelle for hydrogendrift. Volumet vil være tilstrekkelig for å etablere produksjon og/eller fylleinfrastruktur på Brekstad.

Fosen Kraft Energi og AFRY Norge leder prosjektet «Brekstad som trafikknutepunkt», der blant annet produksjon av hydrogen til hurtigbåt og bruk av hydrogen som back-up til Forsvarets anlegg er med.

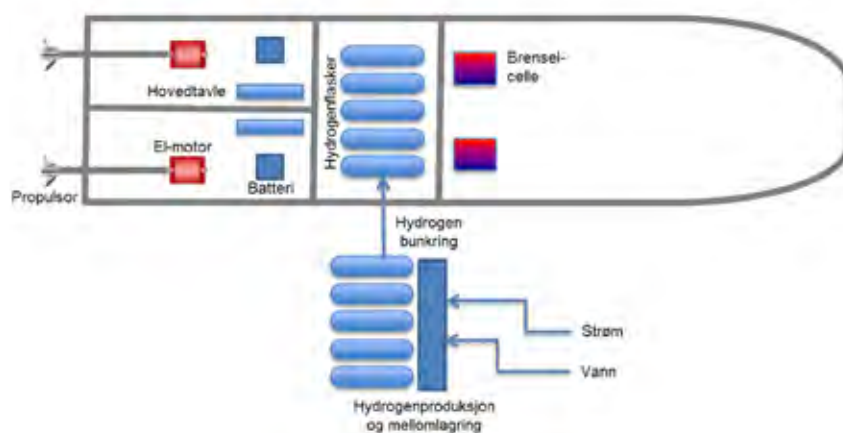
Prosjektet har sett på hydrogenproduksjon i støysoner på Ørland flystasjon og levering gjennom rør til Brekstad havn, samt en potensiell dypvannshavn på nordsiden av Ørland, med tanke på fremtidig hydrogendrevet maritim transport. Det er gjennomført utredninger på dagens og fremtidig energibehov i området, og bedriftsøkonomiske vurderinger som skal danne et grunnlag for utvikling av forretnings- og investeringsplaner.

Brekstad har også vært sentral i TrønderEnergi sine interne utredninger om produksjon fra nett på flere lokasjoner i fylket. Løsninger for slike anlegg har vært kommersielt tilgjengelig i årevis. De kan plasseres i nærheten av kaianlegget og kobles på strømmettet for umiddelbar oppstart av hydrogenproduksjon, til en pris ned mot prisen for marin diesel, forutsatt tilstrekkelig etterspørsel.

Både Kystekspresen mellom Trondheim og Kristiansund, og pendlerruten mellom Trondheim og Brekstad, er aktuelle for hydrogendrift. Volumet vil i så fall være såpass stort at produksjon og/eller fylleinfrastruktur på Brekstad er en relevant løsning. For Kystekspresen er det sannsynlig at det i tillegg må legges opp til fylling på en annen lokasjon, men for pendlerruten kan det være tilstrekkelig med fylling kun på Brekstad.

Hurtigbåtkonsortiet Zeff foreslår en løsning der begge rutene har fylling på Brekstad. Forbruket tilsier en døgnproduksjon over 1 tonn, som gjør det mulig å produsere lokalt til en pris tilsvarende tilkjørt hydrogen fra andre lokasjoner. Hydrogenbåtkonseptet til Rødne-konsortiet foreslår også fylling av hydrogen på Brekstad og Edøy, da båtene ligger til kai om natten her.

Konsortiet Transportutvikling har sett på en løsning for ren batterielektrisk fremdrift. Beregningene indikerer at ruten kan opereres med ren batteriløsning med 8 batterier (installert energi 4.353 kWh pr. fartøy). Ut fra dagens rutemønster er det ikke vurdert som mulig å basere seg utelukkende på ladning av batteriene. Batteribytte skal gjennomføres på Brekstad og Kjørsvikbugen.



Prinsippkisse for hydrogenfremdrift i hurtigbåt med nullutslipp. Illustrasjon: Zeff



Fosen Kraft Energi og AFRY Norge leder prosjektet «Brekstad som trafikknutepunkt», der blant annet produksjon av hydrogen til hurtigbåt og bruk av hydrogen som back-up til Forsvarets anlegg er med. Illustrasjon: AFRY Norge

Sandstad

Sandstad i Hitra kommune ligger sentralt midt i Trondheimsleia. Anløpet ligger midt imellom Trondheim og Kristiansund, og kan være aktuell for energiforsyning til Kystekspresen. På lengre sikt kan området få stor betydning for forsyning av energi til transport, nærskipstrafikk og supply; eksempelvis til havbruksnæringen og annen industri.

Hitra Kysthavn og Industripark på Sandstad bygges opp til å bli et industri- og logistikkområde for marin sektor i Midt-Norge. I nærområdet er det flere industrianlegg innen havbruk.

Statkraft har utvidet vindkraftverket på Hitra, som ligger omlag 15 km i luftlinje fra Sandstad.

På kort sikt er det hurtigbåtsambandet som kan gi nok volum til oppstart av hydrogenproduksjon og/eller -forsyning. Flere aktører har pekt på Sandstad som aktuell for energiforsyning til hurtigbåten, da anløpet ligger midt mellom Trondheim og Kristiansund. De to båtene i Kystekspresen møtes her, og ved en annen ruteløsning kan det også tenkes at båtene kan møtes på Sandstad og snu. Det er som kjent betydelig mindre passasjerer på ruten mellom Sandstad og Kristiansund, enn mellom Sandstad og Trondheim.

På lengre sikt er det lett å se for seg at området kan ha en stor betydning for forsyning av energi til nærkysttrafikk, både til havbruksnæringen, supply og annen transport. Det er også enorme mengder oppdrettsfisk som transporteres fra Hitra og Frøya, to av landets største oppdrettskommuner. I et langsiktig scenario må også denne transporten over på lav- eller nullutslippsløsninger.

Det er potensial for en større flåte med tungtransport, men det er mindre sannsynlig at en slik løsning kommer på banen før 2025



Hitra Kysthavn og Industripark utvikles til å bli et industriområde med en internasjonal kysthavn i skipsleia, spesielt tilrettelagt som industri- og logistikkområde for marin sektor i Midt-Norge. Illustrasjon: Kristiansund og Nordmøre Havn IKS



Hurtigbåtene MS «Terningen» og MS «Tyrhaug»
til kai på Sandstad. Foto: Tom Skare / Hitra24

Tjeldbergodden

Isolert sett kan rensing av gasstrøm for å hente ut hydrogen være økonomisk konkurransedyktig med elektrolyse, men det vil ikke gi nok volum til å kunne forsvare kostnadene ved nødvendig infrastruktur til karbonfangst og lagring

Equinor produserer store mengder hydrogen fra naturgass på Tjeldbergodden, som i sin helhet benyttes til produksjon av metanol. Hydrogenet forekommer imidlertid ikke i ren form, men som syntesegass (bestående av H₂, CO og CO₂) produsert fra naturgassen som mottas på anlegget. I tillegg resirkuleres betydelige mengder H₂ som brukes til fyring sammen med naturgass.

Å bygge et nytt gassreformeringsanlegg forutsetter en hydrogenetterspørsel som langt overstiger det vi kan forvente i nærmeste fremtid. DNV GL anslår årlig etterspørsel må overstige minst 10 000 tonn H₂/år, 27 tonn pr. døgn, før det er kostnadseffektivt å bygge egen infrastruktur for fangst og lagring av CO₂ (CCS). Equinor vurderer å gjennomføre mulighetsstudie med tanke på å bruke 10 % av naturgasstrømmen til hydrogenproduksjon med CO₂-fangst, og bruke dette til fyrgass i metanolfabrikken i stedet for naturgass. Det anslås ca. 30 tonn H₂ pr. dag, altså et volum som kan muliggjøre bygging av infrastruktur til fangst og lagring av CO₂. Imidlertid er det knyttet usikkerhet til transport til lager. I CCS-utredninger er transport av CO₂ i første omgang tenkt fra CO₂-fangstlokasjoner i Sør Norge, fra Oslo til Kollsnes.

I metanolproduksjonen brukes det ca. 15 tonn hydrogen pr. dag til fyring sammen med naturgass. Det er mulig å rense gasstrømmen for å hente ut hydrogen med høy renhetsgrad. Isolert sett kan dette være økonomisk konkurransedyktig med elektrolyse, men volumet vil være for lavt til at det kan forsvare investering i infrastruktur for karbonfangst og lagring (CCS). Uten CCS vil hydrogen fra Tjeldbergodden innebære betydelige CO₂-utslipp.

Hvis hydrogen uten CCS, såkalt grått hydrogen, skal benyttes som drivstoff til landtransport, maritim transport eller annet, må den uansett lagres, komprimeres og transporteres til de lokasjonene hvor det er hensiktsmessig å fylle hydrogen. Det er ingen større landtransportakser i området, og hurtigbåtanløpet like ved, Kjørsvikbugen, ser ikke ut til å være et relevant bunkringssted for hurtigbåten. Lagrings- og transportkostnadene som påløper vil derfor drive prisen på grå hydrogen opp mot nivået til lokalt produsert grønn hydrogen.



Industrianlegget på Tjeldbergodden. Foto: Equinor

Edøy

Edøya er aktuell som fyllested for hurtigbåten mellom Trondheim og Kristiansund. Det er også et betydelig potensial for bruk av hydrogen til utfasing av diesel i regionens havbruksnæring.

Muligheter for hydrogenproduksjon fra vindkraft på Smøla har blitt utredet i en rekke mindre prosjekter i regi av Smøla kommune og Nasjonal Vindenergisenter AS, samt en større rapport skrevet av Endrava på oppdrag fra Møre og Romsdal fylkeskommune som en del av EU Interreg-prosjektet G-PaTRA. Utredningene har konkludert med at det ikke er økonomisk interessant å basere seg på overskuddsproduksjon fra vindparken alene, da dette vil gi for lav brukstid for elektrolyseanlegget. Hydrogenproduksjon på Smøla bør derfor være motivert ut ifra etterspørsel og ikke tilgangen på vindkraft.

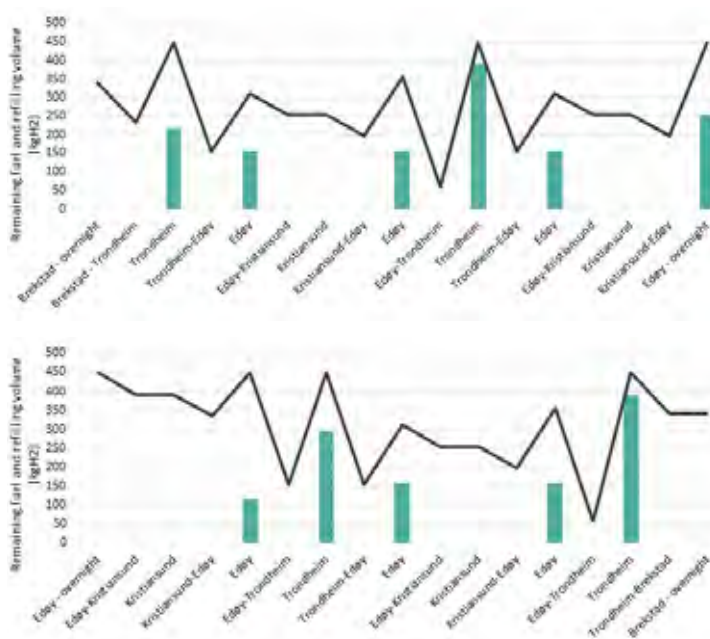
I praksis vil en hydrogensatsing på Smøla være avhengig av leveranse til hurtigbåtsambandet mellom Trondheim og Kristiansund. Enten ved fylling av hydrogen på Smøla, eller ved leveranse av hydrogen til nærområdet. Dette vil gi tilstrekkelig volum og forutsigbarhet for å kunne produsere hydrogen til mellom 27–47 kr/kg, avhengig av blant annet volum, lokalisering og inntekter fra restproduktene oksygen og varme.

Mest aktuelle lokaliteter for hydrogenproduksjon vil enten være ved kaianlegget på Edøya, hvor hurtigbåten har anløp og nattligge, eller i en ny industrihavn som er under etablering på Vikan. I sistnevnte er det regulert arealer til produksjon og lagring av hydrogen.

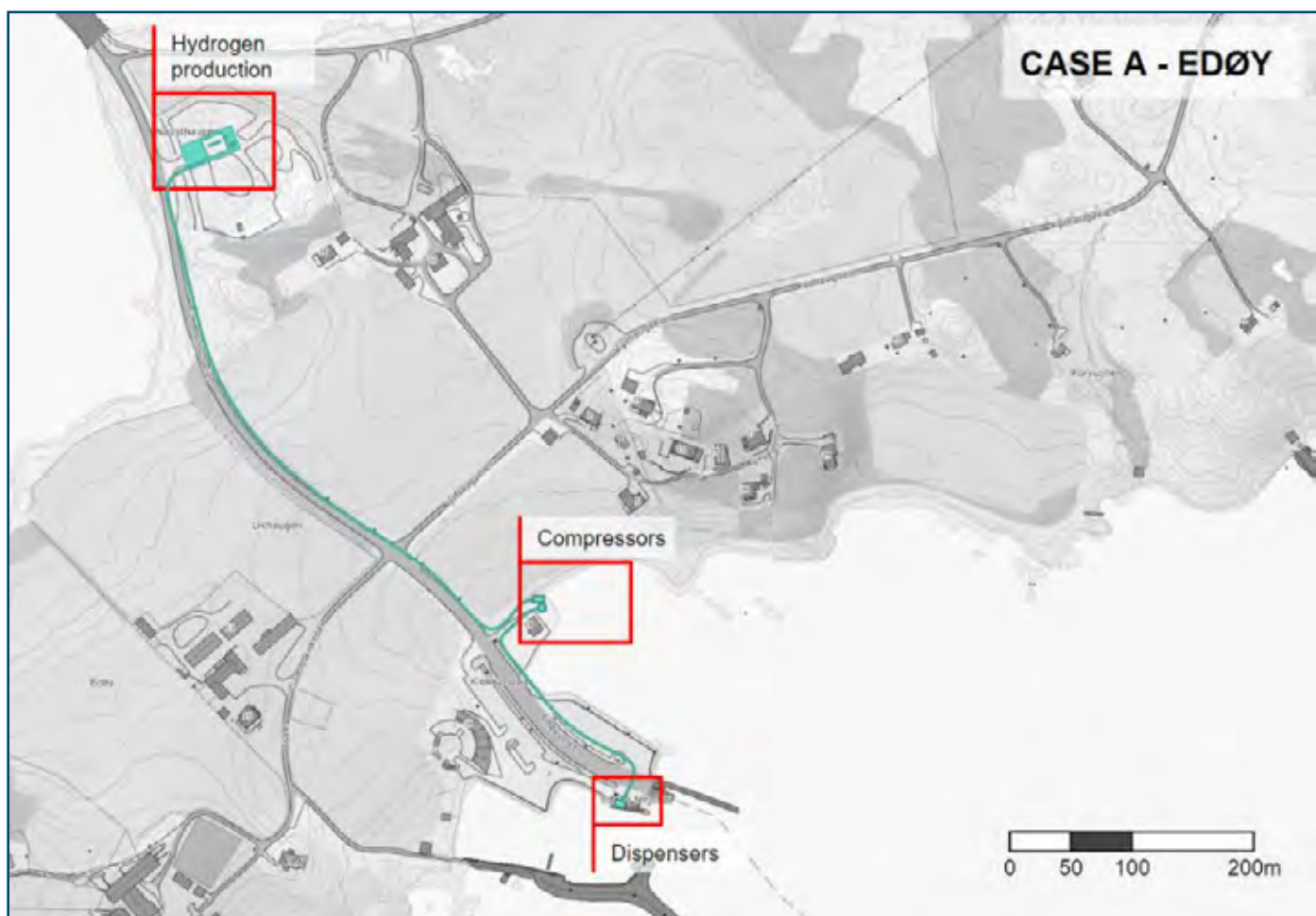
Endrava-rapporten har simulert en løsning med fyllinfrastruktur i Trondheim og på Edøy, der det fylles ca. 1,2 tonn hydrogen pr. døgn på hvert sted. Med 30 prosent mer energieffektive båter vil fyllingen kunne reduseres til henholdsvis 1,2 tonn og 500 kg pr. døgn.

To av konsortiene som har utarbeidet konsepter for utslippsfri hurtigbåt mellom Trondheim og Kristiansund, Rødne Trafikk AS og Selfa/Zeff, peker på Edøya som et mulig fyllpunkt.

Potensialet i landbasert transport på Smøla (personbiler, busser og lastebiler) er ikke tilstrekkelig stort til å bære en hydrogensatsing alene, men vil kunne gi et nyttig supplement til maritim etterspørsel. Videre ligger det et betydelig potensial for bruk av hydrogen til utfasing av diesel i havbruksnæringen i regionen. Dette antas å kunne realiseres hvis hydrogen blir tilgjengelig til konkurransedyktige priser.



Drivstoffmengde og fyllingsbehov for hurtigbåt som starter fra Brekstad (topp) og Edøy (bunn). Modell: Endrava



Kart over forslag til produksjonsanlegg ved hurtigbåtkai på Edøya. Illustrasjon: Endrava

Kristiansund

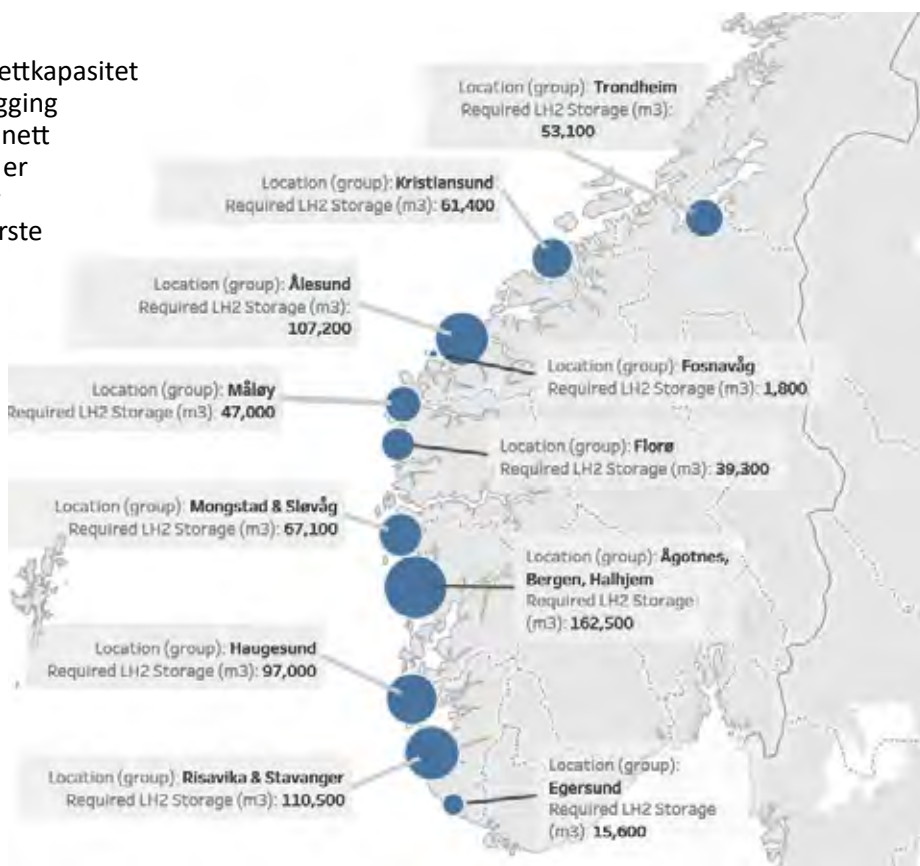
Begrensninger knyttet til areal og nettkapasitet vanskeliggjør både produksjon og lagring av hydrogen i Kristiansund havn, men nærliggende industrihavner er gode alternativer. Med stort potensial for etterspørsel av hydrogen i fremtiden, har Kristiansund grunnlag for betydelig etterspørsel og/eller egenproduksjon av hydrogen rundt 2030 eller senere.

I forbindelse med hurtigbåtprosjektet i Trøndelag har det blitt gjort vurderinger av mulighetene for fylling av hydrogen i Kristiansund. På oppdrag fra Trøndelag fylkeskommune utarbeidet SINTEF og Greensight en rapport hvor tekniske og sikkerhetsmessige sider ved fylling av hydrogen i Kristiansund havn ble vurdert.

Rapporten peker på at det ikke er tilstrekkelig nettkapasitet til lokal produksjon av hydrogen i Kristiansund havn, og at det heller ikke var tilstrekkelig areal til hverken produksjon eller lagring av hydrogen i havneområdet i Kristiansund. Det vil imidlertid være mulig med en løsning hvor hydrogen blir tilkjørt på lastebil som også fungerer som lager, og hvor den eneste faste infrastrukturen som etableres er kompressor og dispenser.

I nærheten av Kristiansund havn ligger det to industrihavner som vil kunne være alternative fyllesteder for hydrogen; Fiskeribase og Vestbase. Begge steder er det tilstrekkelig areal og med tanke på sikkerhet vil plasseringene være langt enklere enn i Kristiansund havn.

Fiskeribase har i dag ikke tilstrekkelig nettkapasitet til lokal produksjon. Etter en nylig utbygging av landstrøm har Vestbase tilstrekkelig nett til lokal hydrogenproduksjon. Vestbase er også interessant fordi DNV GL rangerer Kristiansund som én av Norges fem største havner basert på drivstofforbruket til skip som primært opererer i norske farvann som benytter havnen, med et estimert etterspørselspotensiale for hydrogen på opp til 4 tonn i døgnet. Dette kan gi grunnlag for betydelig etterspørsel og/eller egenproduksjon av hydrogen rundt 2030 eller senere.



Betydelige mengder flytende hydrogen må til hvis man skal erstatte dagens tankanlegg for marin diesel. Illustrasjon: NCE Maritime Cleantech

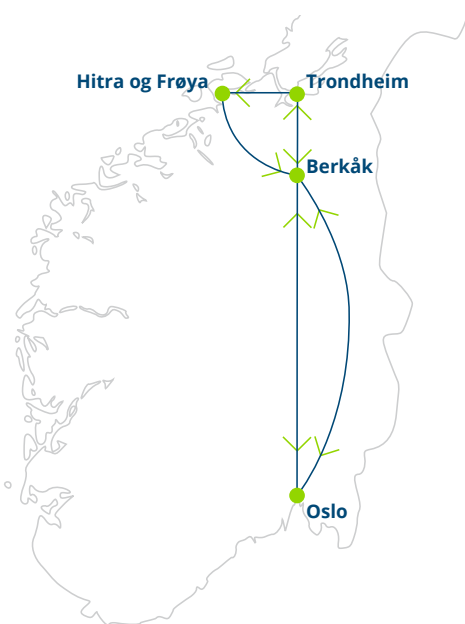


Vestbase i Kristiansund kommune. Foto: Norsk Oljemuseum

Oppdal-Rennebu

Et stort antall tungtransportkjøretøy passerer kommunene Rennebu og Oppdal hver dag. En ytterligere kartlegging av godsflyt gjennom området er nødvendig for å avklare potensial for levering av hydrogen til landtransport langs disse viktige transportaksene.

Det er ikke gjort noen konkrete utredninger i Rennebu og Oppdal, men kommunene har en naturlig sentral beliggenhet langs viktig transportakse, E6 Oslo–Trondheim. Institutt for Energiteknikk (IFE) mfl. har gjennomført en teknoøkonomisk studie på hydrogen som trailerdrivstoff langs Oslo–Trondheim-korridoren. Ifølge SSB transporteres det 932 000 tonn frakt på tungtransport i året mellom Oslo og Trondheim, hvilket tilsvarer ca. 160 fullastede trailere pr. døgn.



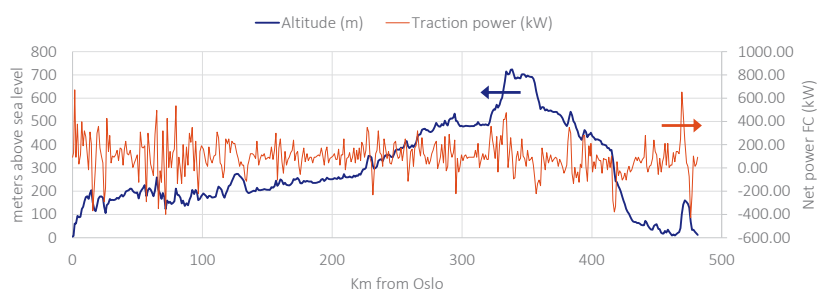
Berkåk er en sentral lokasjon for godtsflyt mellom Østlandet og Trøndelag. En stor del av gods sørover fra Berkåk, er laks fra havnæringen i Trøndelag. Illustrasjon: Fornybarklyngen

Disse tallene avviker stort fra døgntellinger gjort av Norges Lastebileier-Forbund. Deres tellinger, utført tre ganger over en seksårsperiode, sier at antallet større tungtransportkjøretøy som passerer Berkåk er 1500–1600 pr. døgn. Skal man forsøke å finne de mest egnede lokasjonene til nullutslippsinfrastruktur for tungtransport, må det gjøres grundige kartlegginger på godsflyt. Denne dynamikken er sentral for hvilke mønster og langs hvilke akser tungtransporten går.

Berkåk er et svært sentralt knutepunkt for tungtransport. Her passerer nordgående trafikk fra Dovre og Østerdalen, sørgående fra Trondheim, og direkte fra Nord-Norge. I tillegg kommer laksetransporten fra Hitra, Frøya og deler av Nordmøre. En skikkelig kartlegging av godsflyt, og hvilke transportører som har hvilke ruter, vil kunne avklare ytterligere hvor relevant Berkåk er som lokalitet for fylleinfrastruktur for hydrogen. En flåte på 20 kjøretøy vil ha nok forbruk til at det er mulig å starte lokal produksjon.

Power and energy demand for a truck

Altitude and truck (50 ton) traction power for Oslo - Trondheim route



Kraft- og energibruk for en lastebil på 50 tonn (biodiesel og hybrid med brenselcelle og batteri) på ruten Oslo–Trondheim. Hybridlastebilen krever 10,6 % mindre energi, grunnet regenerering. Modell: Janis Danebergs / IFE mfl.

Fuel	Energy demand per trip	Efficiency of stack or engine	Fuel demand
FCET	729 kWh	55%	40 kg
Biodiesel	850 kWh	43%	208 l



Et stort antall lastebiler passerer E6 gjennom Berkåk hver dag. Tettstedet er sentralt for godsflyt mellom Østlandet og resten av Trøndelag. Foto: Vegard Antonsen / Rennebu kommune

Røros

Energiforbruket til Rørosbanen tilsier at det ved overgang til eventuell hydrogendrift kan være grunnlag for lokal hydrogenproduksjon på én til to lokasjoner langs togstrekningen.

Røros-området har utfordringer med nettkapasitet og kostnader til forsterkning og oppgradering av strømnettet. Som et alternativ til kostbare utbedringer av nettet, har Energiselskapet REN Røros sett på mikrogrid-løsninger med hydrogen som mulig lagringsmedium.

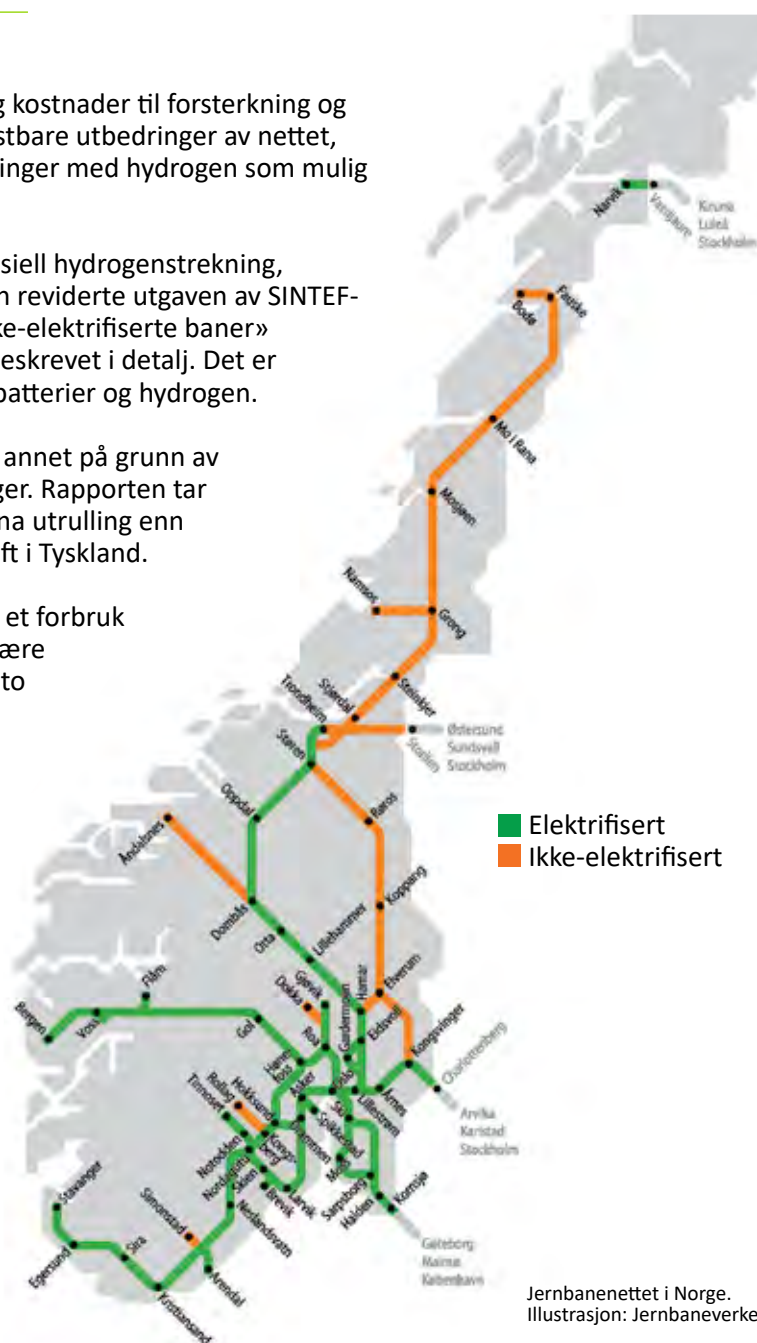
Rørosbanen er tidligere utredet av SINTEF som potensiell hydrogenstrekning, sammen med Nordlandsbanen og Raumabanen. I den reviderte utgaven av SINTEF-rapporten «Analyse av alternative driftsformer for ikke-elektrifiserte baner» fra 2019, er forskjellige teknologier for togfremdrift beskrevet i detalj. Det er fokusert spesielt på teknologier i rask utvikling, som batterier og hydrogen.

Nordlandsbanen er krevende på hydrogendrift, blant annet på grunn av lengre tunneller som gir større regulatoriske utfordringer. Rapporten tar utgangspunkt i godstransport, som også er lengre unna utrulling enn persontransport der det allerede er hydrogentog i drift i Tyskland.

I rapporten estimeres energiforbruket til Rørosbanen et forbruk på 3 tonn hydrogen pr. døgn. Det vil med andre ord være godt grunnlag for lokal hydrogenproduksjon på én til to lokasjoner langs strekningen.

Persontransport på Raumabanen og Rørosbanen kan derfor være realistiske pilotstrekninger for hydrogentog innen få år. Hydrogenforbruket vil imidlertid være betydelig mindre, mest sannsynlig under 500 kg pr. døgn. Rørosbanen har en tunnel mellom Røros og Trondheim som kan ha en utfordrende profil; Drøylitunnelen, men strekningen mellom Røros og Hamar ser ut til å være svært godt egnet til hydrogendrift.

En løsning for å omgå tunellutfordringen på nordre del av Rørosbanen, kan være hydrogendrift kun på strekningen Røros–Oslo, og ren batterielektrisk drift mellom Røros og Trondheim. Altså et bytte av vogner på Røros, der hydrogenlagervogn byttes med batterilagervogn. Det bør i så fall utredes nærmere.



Jernbanenettet i Norge.
Illustrasjon: Jernbaneverket



Rørosbanen er 382 kilometer lang og går fra Hamar gjennom Østerdalen og over Røros, gjennom Gauldalen til Støren. Foto: Jernbanedirektoratet

Meråker-Stjørdal

I et lengre perspektiv, med mulighet for et hydrogenmarked som innebærer eksport av norsk hydrogen til Sverige, kan det ligge et potensial for hydrogenproduksjon i Meråker.

Meråker Næringspark AS har engasjert Greensight til å utrede mulighetene for å etablere hydrogenproduksjon på Kopperå i Meråker kommune. Prosjektet skal blant annet oppsummere og vurdere ulike teknologi og leverandører for H₂-produksjon, utrede lokale forhold og infrastruktur i Meråker, vurdere ulike transportløsninger, analysere markedet og identifisere mulige brukergrupper og kunder, samt identifisere potensielle investorer til å investere i et produksjonsanlegg.

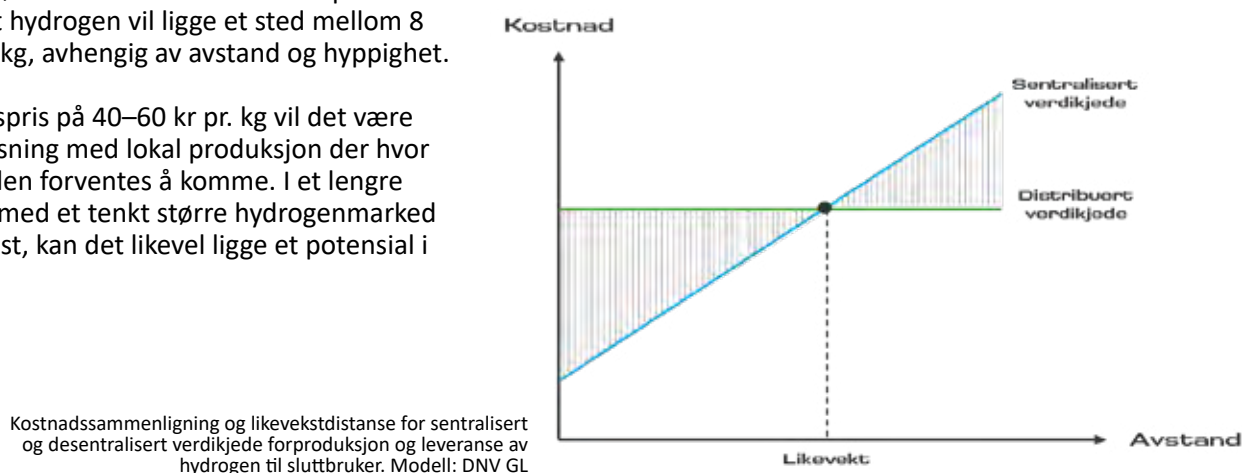
På Kopperå er det god og stabil tilgang på kraft fra regionalnettet, og en elektrolyser her kan derfor opereres på jevn last gjennom hele døgnet og året. Det tilsier bruk av en alkalisk elektrolyser, som har noe lavere pris enn PEM.

Tidligere analyser fra Greensight viser at det ikke er lønnsomt å transportere komprimert hydrogen på avstander over ca. 2,5 timer pr. vei. Markedsavgrensinga for Meråker blir da Namdalseid/Steinkjer (E6) i nord, Vinjeøra (E39) i vest, Berkåk (E6) i sør og Östersund (E14) i Sverige i øst. Transport på tog vil ha en lavere kostnad, og vil øke potensielt markedsområde.

Markedet på norsk side er med andre ord mye av det samme som for resten av Trøndelag. Hurtigbåt, langtransport Nord-Sør og Nordlandsbanen/Rørosbanen. På svensk side er jernbanen mellom norskegrensa og Östersund allerede elektrifisert, men Inlandsbanan mellom Gällivare og Mora, via Östersund, går på diesel. Det finnes planer om å oppgradere Inlandsbanan til å kunne ta godstrafikk, og i den sammenheng blir det sett på muligheter for å kjøre disse togene på hydrogen.

Sentralisert produksjon med transport til fyllestasjoner, kontra lokal produksjon ved fyllestasjonen, forutsetter stordriftsfordeler. Enten ved tilgang til billigere kraft enn det er på fyllestasjonen, eller ved større produksjon. Det er svært få forskjeller på kraftpris i Meråker sammenliknet med de områdene hvor det er forventet etterspørsel av en viss størrelse. Kostnaden for transport av komprimert hydrogen vil ligge et sted mellom 8 og 15 kr pr. kg, avhengig av avstand og hyppighet.

Gitt en salgspris på 40–60 kr pr. kg vil det være en bedre løsning med lokal produksjon der hvor etterspørselen forventes å komme. I et lengre perspektiv, med et tenkt større hydrogenmarked fra vest til øst, kan det likevel ligge et potensial i Meråker.





Statkraft har inngått en avtale med svenske Inlandsbanan for å undersøke hydrogendrevet godstrafikk i Sverige. Illustrasjon: Inlandsbanan

Innherred-Namdalen

Et stort volum gods transporteres daglig gjennom transportkorridoren E6, fra Nord-Norge, gjennom Trøndelag og videre sørover. For å kunne starte en lokal produksjon til konkurransedyktig pris, kreves et volum tilsvarende forbruket til 20 trailere som fyller hele sitt døgnforbruk på denne lokasjonen.

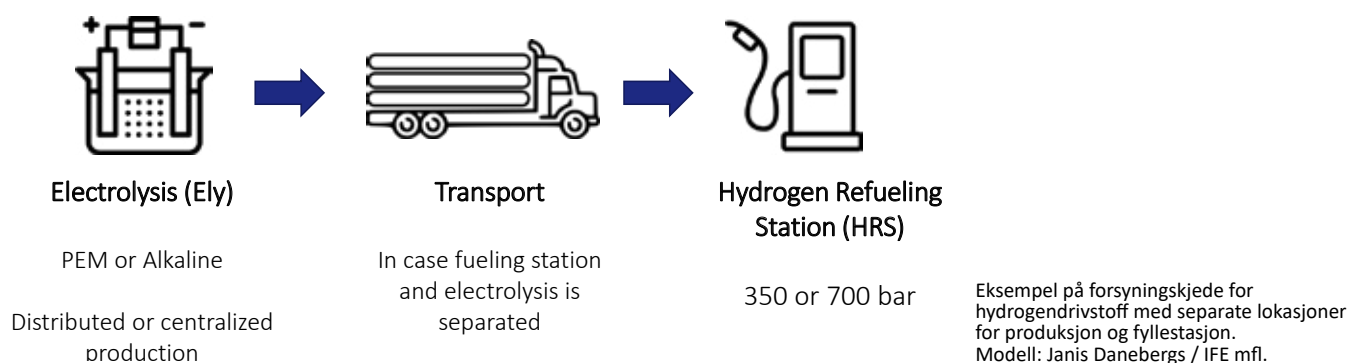
E6 nordover er en viktig transportkorridor. Et stort volum gods transporteres på vei, i tillegg til Nordlandsbanen. Ifølge SSB gikk det i 2018 56 6000 tonn via tungtransport fra Nordland og Troms til Trøndelag, og motsatt. I tillegg gikk det 319 000 tonn direkte til og fra Oslo og Akershus. Ved å sammenlikne studien fra Institutt for Energiteknikk (IFE) mfl. på hydrogen som trailerdrivstoff langs Oslo–Trondheim så tilsier det ca. 150 tungtransportkjøretøy pr døgn. Hvis 50 % av disse skal bruke hydrogen som drivstoff vil det være et totalbehov på anslagsvis 1,7 tonn hydrogen.

En viss del av dette vil det være hensiktsmessig å fylle eller etterfylle på denne strekningen, for eksempel på døgnhvileplassene i Namdalen, Levanger, eller den planlagte døgnhvileplassen ved Snåsa. Det er imidlertid stor usikkerhet knyttet til volumet, da fysiske tellinger gjort på andre strekninger viser et betydelig høyere antall kjøretøy enn det omregning fra SSBs data tilsier.

Vi anbefaler eventuell videre kartlegging av godsflyten i regionen med mønster som gir tilstrekkelig forutsigbart volum av kjøretøy på sentrale passeringsspunkt, som også passer inn i mønsteret for hviletid. For å kunne starte en lokal produksjon til konkurransedyktig pris kreves et volum tilsvarende forbruket til 20 trailere, som fyller hele sitt døgnforbruk på denne lokasjonen. Dette vil ikke være en problemstilling hvis man uansett har produksjon et annet sted i regionen, for eksempel et anlegg til hurtigbåtsambandet Namsos–Leka. Da vil man kunne levere hydrogen til et fylleanlegg til landtransport i mindre volum, til en konkurransedyktig pris.

Biogassanlegget på Skogn vurderer bruk av hydrogen som innsatsfaktor i gassproduksjonen, såkalt metanisering, som reduserer CO₂-utslippene fra Biogassanlegget. Det er snakk om volum på 5–10 tonn pr døgn, men det er kan være utfordrende å få hydrogenet ned i en kostnad som gjør dette lønnsomt.

Med økende CO₂-pris og større krav til reduksjon av CO₂-utslipp frem mot 2030, kan dette tvinge seg frem av seg selv. Med et slikt volum vil det være mest hensiktsmessig å legge elektrolyseanlegget på Skogn, og transportere derfra til andre formål i regionen. Størrelsen på anlegget åpner også for infrastruktur til flytendegjøring av hydrogen.



Hydrogen kan bli en viktig innsatsfaktor for å redusere CO2-utslippene fra biogassproduksjonen på Biokrafts fabrikk i Skogn. Illustrasjon: Biokraft



Nærøysund

Nærøysund kommune er et sentralt trafikknutepunkt på Namdalskysten. I tillegg til hurtigbåtsambandet, har også Hurtigruten anløp morgen og kveld. Hydrogen som energi til havbruk kan være relevant til drift, produksjon og transport av laks.

I tillegg til å være en stor havbrukskommune, er Nærøysund også et sentralt trafikknutepunkt på Namdalskysten. Hurtigruten/Kystruten har anløp morgen og kveld, og det er hurtigbåtforbindelse fra Namsos via Rørvik til Leka.

Hydrogen er relevant som drivstoff til både Kystruten og den lokale hurtigbåten. Rederiet Havila Kystruten bygger nye skip, der det vurderes å bruke en systemløsning fra PowerCell og Havyard. Systemløsningen skal baseres på 200 kW brenselcellesystem-moduler koblet parallelt, med en samlet effekt på 3,2 megawatt.

Skipenes systemløsning klargjøres for flytende hydrogen. For å kunne produsere flytende hydrogen til konkurransedyktig pris, kreves volum opp mot 10 tonn pr. døgn. Dette er et volum som er langt over det realistiske for det nordlige Trøndelag. Et anlegg for komprimert hydrogen trenger derimot bare en etterspørsel tilsvarende ett tonn pr. døgn for å kunne levere drivstoff til konkurransedyktig pris.

Hurtigbåten starter i Gutvik og gjør 5 turer i løpet av en hverdag. Både lengde på ruten og hyppigheten på avgangene tilsier at hydrogen kan være mer hensiktsmessig enn en ren batterielektrisk løsning. Ut ifra et dieselforbruk på dagens fartøy, MS Foldafjord, tilsier det et døgnforbruk på ca. 350 kg hydrogen. Det kan være et tilstrekkelig utgangspunkt for lokal produksjon, hvis det i tillegg er potensial i andre markeder. Det må presiseres at et slikt volum ikke er nok til å produsere hydrogen som kan konkurrere i pris mot marin diesel, men vil være konkurransedyktig mot ordinær pumpepris.

Nærøysund er en av Norges største havbrukskommuner, og kan derfor ligge godt til rette for pilotfartøy eller foringsflåter på hydrogen. Det er også betydelig tungtransport av laks gjennom og fra området, som kan åpne opp for mulige hydrogenkjøretøy på lengre sikt.

Videre kan det også være en mulighet å levere hydrogen til fremtidige fyllestasjoner langs E6 i de nordlige delene av Trøndelag, og det ligger et betydelig potensial i bruk av hydrogen til utfasing av diesel i havbruksnæringen i regionen, som kan realiseres hvis hydrogen blir tilgjengelig til konkurransedyktige priser.



Kystrutens kommende skip vurderer en systemløsning klargjort for flytende hydrogen, levert av PowerCell og Havyard. Illustrasjon: Havyard

Kråkøya kysthavn i Nærøysund åpnet i 2018 med mål om å redusere antall «laksetrailere» fra trønderske veier. Illustrasjon: Kråkøya Industripark



4

BEREGNINGER OG PREMISSE

Kort om hydrogen

Hydrogen er det vanligste grunnstoffet på jorda. Siden hydrogen reagerer svært lett med andre stoffer, bl.a. oksygen og karbon, finnes det ikke i ren form i naturen. Hydrogen må derfor fremstilles ved at det skilles fra kjemiske bindinger med andre stoffer.

Hydrogen kjennetegnes ved svært lav volumetrisk energitetthet (3,5 kWh/Nm³), men høyt energiinnhold pr. vektenhet (33,3 kWh/kg). Det finnes tre hovedmåter for produksjon av hydrogen – reformering av naturgass, gassifisering av fossile brensler, og spalting av vann, såkalt vannelektrolyse. Reformering av naturgass er i dag den mest anvendte metoden, men det slippes ut betydelige mengder CO₂. Hydrogenproduksjon fra vann, vannelektrolyse, foregår ved at vann spaltes til hydrogen og oksygen ved at det tilføres elektrisitet.

Lagring av hydrogen skjer på tanker av stål, glassfiber eller komposittmaterialer, med hydrogenet i komprimert eller flytende form. Lagring av hydrogen er krevende på grunn av de små molekylene som gir stor risiko for lekkasjer og at gassen er svært lett antennelig. Dette stiller strenge krav til materialvalg og utforming av lagringstanker. På grunn av den lave volumetriske energitettheten er man avhengig av en tilstandskonvertering, komprimering eller flytendegjøring, av hydrogenet før lagring eller transport på tank.

Komprimering innebærer å øke trykket til hydrogenet, normalt til 250–700 bar. Flytendegjøring av hydrogen foregår ved at hydrogenet kjøles ned til under fordampingspunktet på ca. -253°C. Hydrogen kan også gjøres flytende gjennom kjemiske prosesser til stoffer som er i væskeform ved mer normale trykk og temperaturer. Mest fokus har til nå vært på ammoniakk, hvor hydrogen bindes til nitrogen.

Transport av hydrogen skjer enten på trykksatte tanker, flytende på tank, eller i rør. Av samme grunner som nevnt over er også transport av hydrogen komplisert og kostbart. Produksjonsvolum og transportbehov vil derfor være sentrale elementer ved lokalisering av anlegg for hydrogenproduksjon. Ved transport over små avstander eller transport av store kvanta, kan rør være et alternativ til transport på tank.

Hydrogen har to hovedbruksområder – som innsatsfaktor i industriprosesser og til produksjon av elektrisk strøm. Globalt går majoriteten av hydrogenproduksjonen til industriformål. Denne typen industri er dog ikke til stede i Trøndelag. Bruk av hydrogen til produksjon av elektrisk strøm er foreløpig begrenset, men raskt økende, primært motivert av ønsket om avkarbonisering av transport. Ved elektrisitetsproduksjon brukes hydrogenet som drivstoff i en brenselcelle, hvor energien konverteres til elektrisitet med varme og vann som biprodukter. Hydrogen kan også brennes, men dette gir vesentlig lavere effektivitet enn omgjøring av hydrogen til elektrisitet i brenselceller.

Kostnader til hydrogenproduksjon består av investerings-kostnader og drifts- og vedlikeholdskostnader. Investerings-kostnadene består av selve produksjonsanlegget, lagring og infrastruktur for distribusjon. Driftskostnadene består primært av energi (strøm) og vedlikehold. Produksjonspris pr. kg hydrogen vil avhenge av volum, transport og energikostnad. Høyt volum, lavt transportbehov og lav energikostnad vil i kombinasjon gi den laveste hydrogenprisen, men i praksis vil det oftest være behov for å gjøre avveininger mellom disse.

Sentrale premisser

I dette kapittelet gjennomgås teknisk bakgrunnsmateriale for produksjon, lagring, transport og bruk av hydrogen. Kapittelet tar sikte på å gi en kort introduksjon og forklaring til de mest sentrale forutsetningene som er gjort i resten av rapporten. For mer utfyllende informasjon henvises det til rapportene presentert i kapittel 6.

Innenfor produksjonsteknikker kommer det tydelig fram at vannelektrolyse, enten med alkalisk- eller PEM-elektrolysør, er best egnet for produksjon av små til moderate volum hydrogen. Gassreforming vil være en mulighet, men vil dels på grunn av skalaeffekter og dels på grunn av behov for CCS for å oppnå nullutslipp kreve betydelig større produksjonsvolum. Som det framgår av denne rapporten er det lite sannsynlig at etterspørselen i Trøndelag alene vil nå opp i volum som kan forsvare hydrogen fra gassreforming med CCS innen 2030.

Innenfor lagring og transport framkommer det at komprimering er best egnet ved små til moderate volum hydrogen, mens flytende (enten som nedkjølt eller transformert til ammoniakk) vil være bedre egnet ved store volum. Ved hydrogenproduksjon i stor skala tilknyttet metanolfabrikken på Tjeldbergodden eller biogassfabrikken på Skogn vil flytendegjøring kunne være et alternativ, ut over det anses det som lite sannsynlig at produksjonen i Trøndelag vil bli stor nok til å forsvare flytendegjøring av hydrogen innen 2030.

Produksjon

Produksjon av hydrogen skjer ved splitting av vann via elektrolyse, reformering av metanholdig gass og gassifisering av fossile brenslers eller biomasse. Elektrolyse vil, avhengig av kraftkilde, være en utslippsfri prosess, mens gassreforming og gassifisering vil være avhengig av karbonfangst og lagring for å være utslippsfritt.

- **Elektrolyse**

Hydrogenproduksjon ved vannelektrolyse skjer ved at elektrisk strøm brukes til å skille hydrogen og oksygen i vann. To ulike teknologier for elektrolyse er i dag kommersielt tilgjengelig – alkalisk elektrolyse og proton elektrolytt membran elektrolyse (PEM).

Alkalisk

Alkalisk elektrolyse er en moden teknologi som har blitt benyttet til produksjon av hydrogen i over 100 år. Alkalisk elektrolyse opereres ved en temperatur på 60 – 80°C, med effektivitet opp mot 70 %. Det er et stort spenn i estimer for investeringskostnad (CAPEX) for anlegg for alkalisk elektrolyse. Rapporter fra IEA, Shell mfl. oppgir CAPEX til 400 €/kW til 1200 €/kW bl.a. avhengig av størrelse – men det er en gjennomgående forventning til prisfall framover som følge av økte produksjonsvolum som muliggjør større grad av automatisering og samlebåndsproduksjon.

PEM

PEM-elektrolyse har vært brukt siden 1966 og er i dag også å anse som moden teknologi. PEM elektrolyse opereres ved omtrent samme temperatur som alkalisk elektrolyse, men metoden har pr. i dag noe lavere effektivitet, opp mot 65 %. Metoden vurderes imidlertid å ha et noe større potensiale for effektivitetsforbedring og kostnadsreduksjon enn alkalisk elektrolyse. NEL oppgir at de i dag leverer PEM elektrolysører til 850 €/kW og antyder CAPEX nede i 350 €/kW i 2030 avhengig av utvikling i etterspørsel.

Drivstoff/Energibærer på tank			Konvertering til arbeid Virkningsgrad	Utslipp pr kWh På propell	
Hydrogen fra Naturgass - Med CCS					
Min	2.8	kg CO2/kg H2	50 %	165	g CO2/kWh
Max	5.8			351	
Hydrogen fra Naturgass - Uten CCS					
Min	10.6	kg CO2/kg H2	50 %	633	g CO2/kWh
Max	13.8			829	
Diesel					
Min	0.31	kg CO2/kWh	36 %	866	g CO2/kWh
Max	0.32			896	
Hydrogen fra elektrolyse					
	1.6	kg CO2/kg H2	50 %	96	g CO2/kWh
Batteri					
	N/A		88 %	32	g CO2/kWh

Utslipp pr. kWh brukbar energi for forskjellige energibærere. Tabell: Rambøll

- **Gassreforming**

Gassreforming er pr. i dag den vanligste teknologien for hydrogenproduksjon, med ca. 68 % av verdensproduksjonen. Metoden har en energieffektivitet på opp til 85 %. Hydrogenproduksjon ved gassreforming er lave kostnader, ulempene er at metoden krever store produksjonsvolum for å være kostnadseffektiv og at den uten karbonfangst og lagring (CCS) gir betydelige CO2-utslipp. Som et eksempel er det estimert at produksjonskostnaden ved et småskala gassreformeringsanlegg vil være 7 ganger høyere enn for et storskala anlegg. Uten CCS vil CO2-utslippet fra gassreforming være rundt 10 kg CO2e/kg H2. Både de sterke storskalaeffektene og behovet for CCS, som krever svært omfattende og dyr infrastruktur, gjør at gassreforming er best egnet for sentralisert produksjon av store kvantum hydrogen. Dette vil gi betydelig høyere transportkostnader enn produksjon i mindre skala tett på brukerne.

- **Gassifisering**

Gassifisering er en prosess hvor brensel, f. eks. kull eller biomasse, tørkes og varmes opp uten tilstrekkelig tilførsel av O2 for fullstendig forbrenning. Gassifisering kan utføres under normalt atmosfærisk trykk, men økt trykk gir høyere energieffektivitet. Gassifisering har de samme ulempene som gassreforming – behov for store produksjonsvolum for kostnadseffektivitet og betydelige CO2-utslipp uten CCS – og vil i tillegg ha betydelig høyere CAPEX enn gassreformeringsanlegg av samme størrelse. Energieffektiviteten er også lav, opp til 55 %. Gassifisering vil derfor først og fremst være et alternativ i områder med tilgang på svært billig kull, og anses ikke som et relevant alternativ i Trøndelag.

Lagring og transport

Til alle praktiske formål vil det være pris for hydrogen levert til sluttbruker som er det mest interessante. Ved vurdering av ulike lokaliteter for hydrogenproduksjon, teknologier for hydrogenproduksjon osv. betyr det at kostnader til lagring og transport også må inngå for å gi et korrekt bilde.

Lagring og transport av hydrogen er krevende på grunn av de små molekylene som gir stor risiko for lekkasjer og at gassen er svært lett antennelig. Dette stiller strenge krav til materialvalg og utforming av lagringstanker. Hydrogen kan transporteres i rørledning eller på mobile tanker.

- **Komprimert**

På grunn av den lave volumetriske energitettheten vil man være avhengig av en tilstandskonvertering – komprimering eller flytendegjøring – av hydrogenet før lagring eller transport på tank. Komprimering innebærer å øke trykket til hydrogenet, normalt til et sted mellom 250 og 700 bar. Komprimeringen øker energitettheten, for eksempel inneholder 1 m³ hydrogen ved 1 bar trykk ca. 3 kWh mens 1 m³ hydrogen ved 700 bar trykk inneholder ca. 1400 kWh. Men komprimering krever også energi som reduserer den totale effektiviteten, f. eks. krever komprimering til 700 bar trykk ca. 12 % av det opprinnelige energiinnholdet. Komprimeringstrykk vil derfor være en avveining mellom plassbehov, vekt, energilagringsbehov og kostnad. Dette gir seg utslag i at mindre hydrogendrevne kjøretøy, som privatbiler, hvor plassen er begrenset normalt har lagring ved høyt trykk (700 bar), mens større hydrogendrevne kjøretøy, som busser og lastebiler, normalt har lagring ved lavere trykk (350 bar). Til maritim bruk vil det trolig også bli aktuelt med lagring ved 250 bar trykk.

- **Flytende**

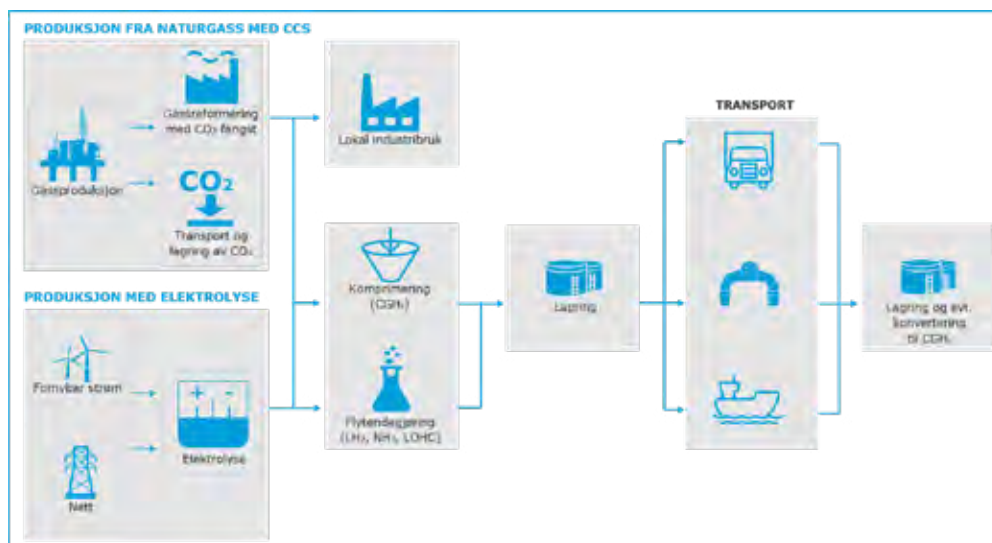
Flytendegjøring av hydrogen foregår ved at hydrogenet kjøles ned til under fordampingspunktet på ca. - 253°C. Man oppnår da en energitetthet på ca. 2360 kWh/m³, men nedkjølingen er svært energikrevende. Pr. i dag krever flytendegjøring av hydrogen en energimengde tilsvarende 25 – 35 % av det opprinnelige energiinnholdet. Flytendegjøring av hydrogen er også dyrt sammenlignet med komprimering, men prosessen har betydelige storskalafordele. I praksis vil derfor flytendegjøring av hydrogen først være aktuelt ved store produksjonsvolum – i litteraturen antydes 5 – 10 tonn LH₂/døgn som et minste volum.

- **Ammoniakk**

Hydrogen kan også gjøres flytende gjennom kjemiske prosesser til stoffer som er i væskeform ved mer normale trykk og temperaturer. Mest fokusert til nå er ammoniakk, hvor hydrogen bindes til nitrogen. Flytende, vannfri ammoniakk vil ved 25°C og 10 bar trykk inneholde ca. 50 % mer energi pr. m³ enn flytende hydrogen. Hydrogen konvertert til ammoniakk trekkes derfor ofte fram som et alternativ for transport av større kvanta hydrogen. Ulempene er ekstra investeringskostnader og redusert energieffektivitet.

- **Rør**

Ved store volum hydrogen og lange avstander kan transport av hydrogen i rør være hensiktsmessig. Ved storskala hydrogenproduksjon ved gassreforming på én eller to lokasjoner i Norge primært tiltenkt det europeiske gassnettet vil transport i rør være svært relevant, men det er lite trolig at det vil bli aktuelt med transport i rør internt i Trøndelag.



Verdikjede for sentralisert hydrogenproduksjon og leveranse til sluttbruker. Illustrasjon: DNV GL

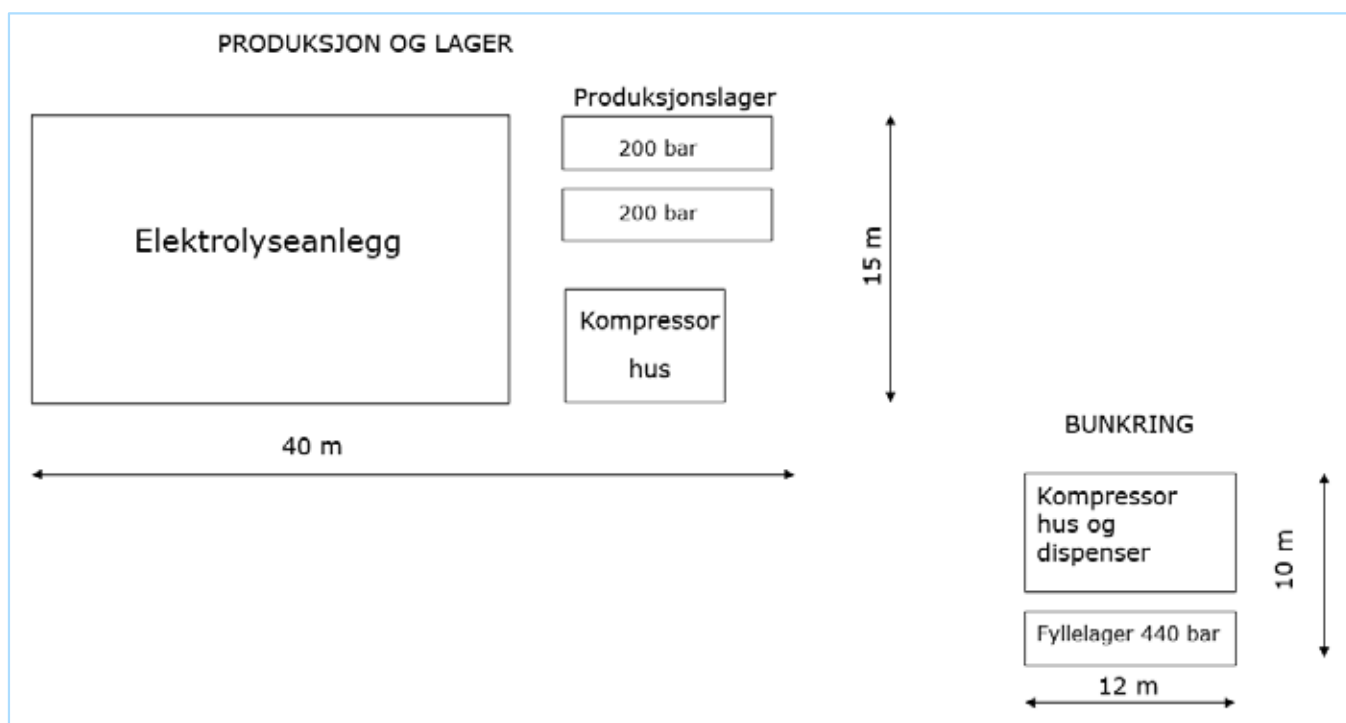
Sikkerhet og regelverk

Hydrogen har egenskaper som svært liten molekylstørrelse, lav viskositet, og høy diffusivitet. Dette gjør at risikoen for lekkasjer er høy og at gassen spres fort ved lekkasjer. Hydrogen kjennetegnes videre av et stort antennelsesområde (4,0–75,6 vol. %), stort område for eksplosiv konsentrasjon i luft (13–65 vol. %) og lav antennelsesenergi (0,02 mJ). Samlet gjør dette at sikkerhet alltid må være et sentralt element når man vurderer produksjon, lagring, transport og bruk av hydrogen.

For å ivareta sikkerheten finnes et omfattende regelverk som er under stadig utvikling. Størsteparten av dette er generisk, som brann- og eksplosjonsvernloven og plan- og bygningsloven, og ikke laget spesielt for hydrogen, men i mange tilfeller vil regelverket kreve egne vurderinger som tar høyde for spesifikke risikoforhold. Spesielt innenfor hydrogen til maritimt bruk er regelverket fortsatt stedvis mangelfullt eller fraværende. Som en del av pågående maritime hydrogenprosjekter pågår det imidlertid omfattende utvikling av regelverk og standarder, så de største hullene som finnes i dag bør forventes å være tettet inne få år.

Etter brann- og eksplosjonsvernloven har alle virksomheter som håndterer farlig stoff plikt til å sørge for at dette gjøres på en slik måte at mennesker, miljø og omgivelser er tilfredsstillende sikret. Sikkerheten skal etableres gjennom tekniske og organisatoriske tiltak i virksomheten, eventuelt i kombinasjon med arealmessige begrensninger som sikkerhets- eller hensynssoner. I tillegg finnes det en rekke forskrifter som mer i detalj regulerer håndteringen av brannfarlige stoffer. Viktigst er forskrift om håndtering av farlig stoff (som bl.a. stiller krav om risikoanalyse og risikoreduserende tiltak), storulykkeforskriften (som stiller krav om meldeplikt eller sikkerhetsrapportplikt ved framstilling, lagring, bruk eller håndtering av store volum hydrogen) og forskrift om landtransport av farlig gods (som gir regler for transport av hydrogen på vei eller jernbane).

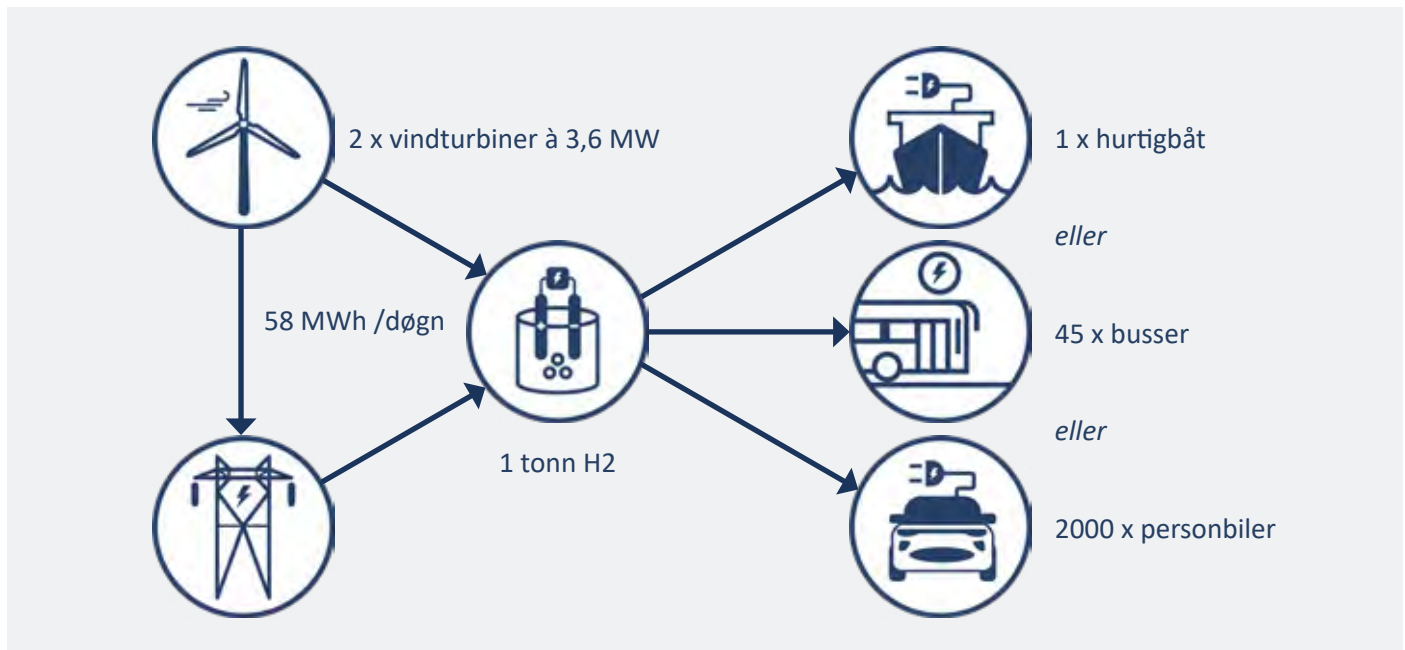
DSB har utarbeidet og publisert en rekke veiledere til forskriftene, bl.a. om hvordan hensynssoner for tredjepart skal defineres. Normalt vil det defineres tre hensynssoner – indre, midtre og ytre sone. Indre sone defineres som virksomhetens eget område, hvor kun kortvarig forbipassering av tredjeperson kan tillates. Midtre sone omfatter offentlig vei, jernbane, kai mm. og kan også inneholde faste arbeidsplasser. Sonen skal imidlertid ikke inneholde overnatting eller boliger. Ytre sone kan inneholde områder regulert til boligformål og annen langvarig bruk av den generelle befolkningen. Eksakte størrelser på hensynssonene vil måtte fastsettes basert på konkrete risikovurderinger av hvert enkelt tilfelle, og bl.a. avhenge av produksjons- eller lagringsvolum, bygninger, topografi m.m.



Arealbruk for elektrolyseanlegg. Illustrasjon: Rambøll

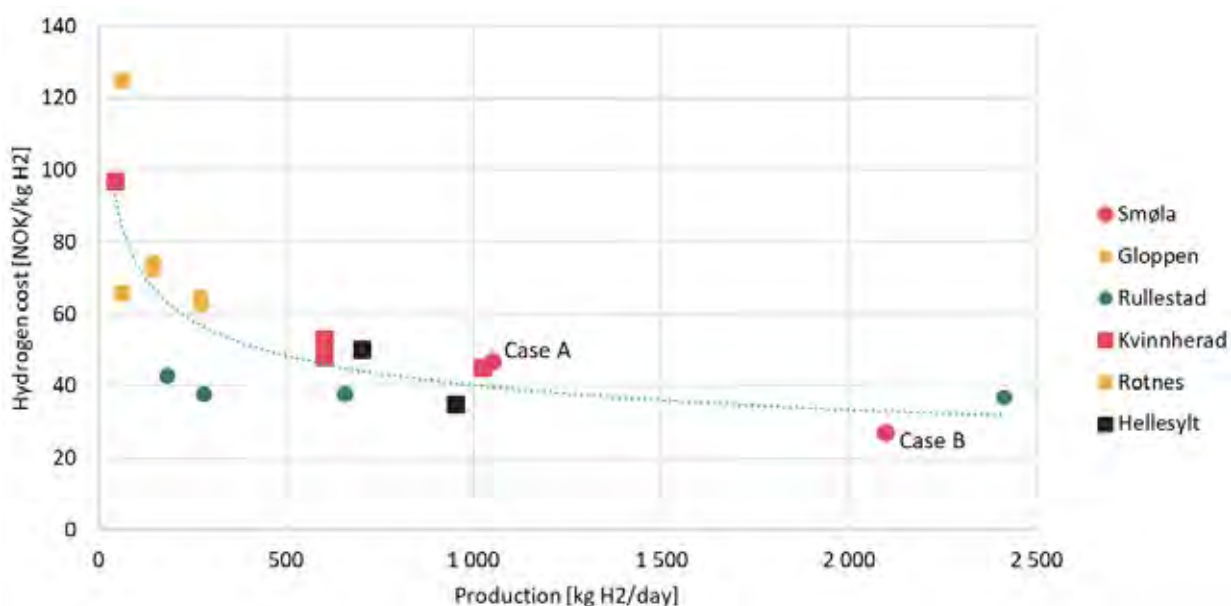
Marked og økonomi i verdikjeder for hydrogen

Det er gjort flere omfattende beregninger over økonomien i hydrogenproduksjon fra elektrolyse. Oppbyggingen av et anlegg er skalerbart, slik at den endelige kostnaden pr. produsert kg blir lavere desto større anlegget er. Et anlegg som produserer 1 tonn kan ha en investeringskostnad på 60 millioner kroner, mens et anlegg som produserer 2 tonn kan ligge på 105 millioner. Til sammenligning hadde fyllestasjonen i Sandvika, med en kapasitet på 200 kg. pr. døgn, en investeringskostnad på 30 millioner kroner.



Produksjonen fra to av de 80 vindturbinene på Storheia, Fosen, gir energi til over 1 tonn hydrogen pr. døgn. Det tilsvarer forbruket til 1 hurtigbåt, 45 busser, eller 2000 personbiler. (Storheia: 1000 GWh pr. år/80 turbiner = 34 MWh pr. døgn = 600 kg hydrogen pr. døgn). Illustrasjon: Fornybarklyngen.

Vippepunktet for å kunne omsette til en pris under fossilt drivstoff ligger mellom 600 kg til 1 tonn pr. døgn. Det tilsvarer en etterspørsel tilsvarende minst 1500 personbiler, eller 20 langtransporttrailere, eller et lite hurtigbåt-samband. Med andre ord; det best egnede anlegget i et tidlig, lite marked ligger der hydrogenet skal fylles, og har tilstrekkelig elektrisitet til en lav nok pris.



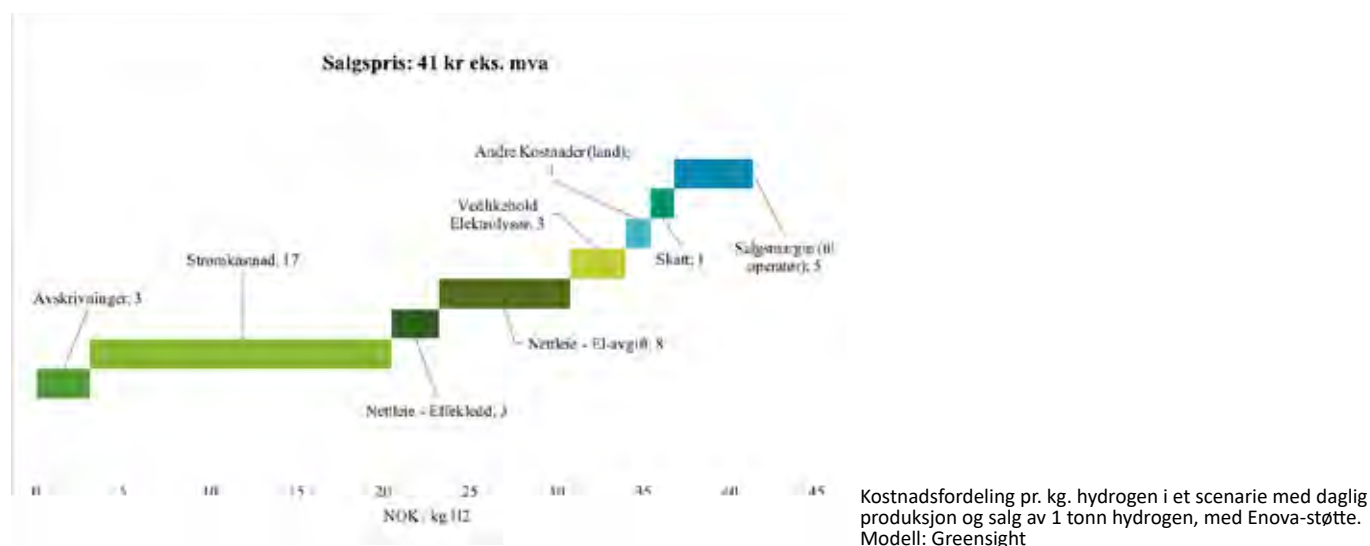
Korrelasjon mellom hydrogenproduksjon og -kostnad for seks ulike prosjekter, inkludert to scenarier (A og B) for Smøla. Modell: Endrava

Disse beregningene er gjort ut fra oppgitte priser fra leverandørindustrien for elektrolyseanlegg, tanker og tilhørende teknologier, slik som norske NEL og Hexagon. Som vist i modellen under er det flere komponenter som påvirker total investeringskostnad, men det er spesielt verdt å merke seg at kostanden til lager er betydelig. En riktig dimensjonering, og ikke minst plassering av anlegget vil være svært viktig for å holde kostandene nede.

Investering	mill NOK	
Elektrolyser 2 tonn H ₂ /dag	32,00	Komplett elektrolyseanlegg
200 bar kompressor	10,80	3 stk kompressorer med en kapasitet på 1 tonn H ₂ /dag hver
Produksjonslager	12,10	2 stk 40 fot container, totalt 1800 kg H ₂ lagring
Rørledning	2,00	grovt estimat, må beregnes
Høytrykkskompressor	14,11	4 stk kompressorer med en kapasitet på 0,5 tonn H ₂ /dag hver
Fyllelager	11,83	1 stk container med kaskadelager
Dispenser	4,00	Regulering av fylling og kommunikasjon med anlegg om bord
Bygning	7,50	For elektrolyser og kompressorer
Kostnad cellebytte etter 10 år	10,40	
Total investering	104,75	

Eksempel på investeringskostnader for elektrolyseanlegg. Tabell: Rambøll

Er dimensjoneringen og plasseringen optimal vil man kunne begrense lagerkapasitet og slik holde investeringskostnaden så lav som mulig. Videre vil en god dimensjonering av produksjon i forhold til etterspørsel gi en bedre utnyttelse av investert kapital. Et eksempel fra Rambøll (2019) viser til at en kapasitetsfaktor på 68 % gir 39 kr/kg, mens hvis man i det samme anlegget hadde en kapasitetsfaktor på 90 % vill fått 34 kr/kg.



Energikostnader står for 70 % av kostnadene, så tilgang til rimelig elektrisitet gir lavere hydrogenpris. Selv om det er forventet større svingninger i kraftpriser fremover, er de på langt nær store nok til at det forsvaret en tilsvarende reduksjon av kapasitetsfaktor. Effektavgiften vil også påvirke dette i negativ retning. Det mest hensiktsmessige vil kanskje være å inngå langsiktige kjøpsavtaler, for slik å gi forutsigbarhet for hele verdikjeden.

Flytende hydrogen krever godt over den etterspørsel vi kan forvente i vår region før 2030. Imidlertid er kostnaden til transport av flytende hydrogen betydelig lavere enn komprimert. Flytende ned mot 5 kr/kg, komprimert ned mot 10–15 kr/kg. BKK, Equinor og Air Liquide er tildelt 33,5 millioner fra støtteordningen PILOT-E, med mål om å gjøre flytende hydrogen fra elektrolyse tilgjengelig for kommersiell skipsfart innen Q1 2024. Prosjektet kan få stor betydning også for utviklingen i vår region. Spesielt hvis det fører til at flytende hydrogen blir det foretrukne utslippsfrie drivstoffet til maritim transport.

4.2

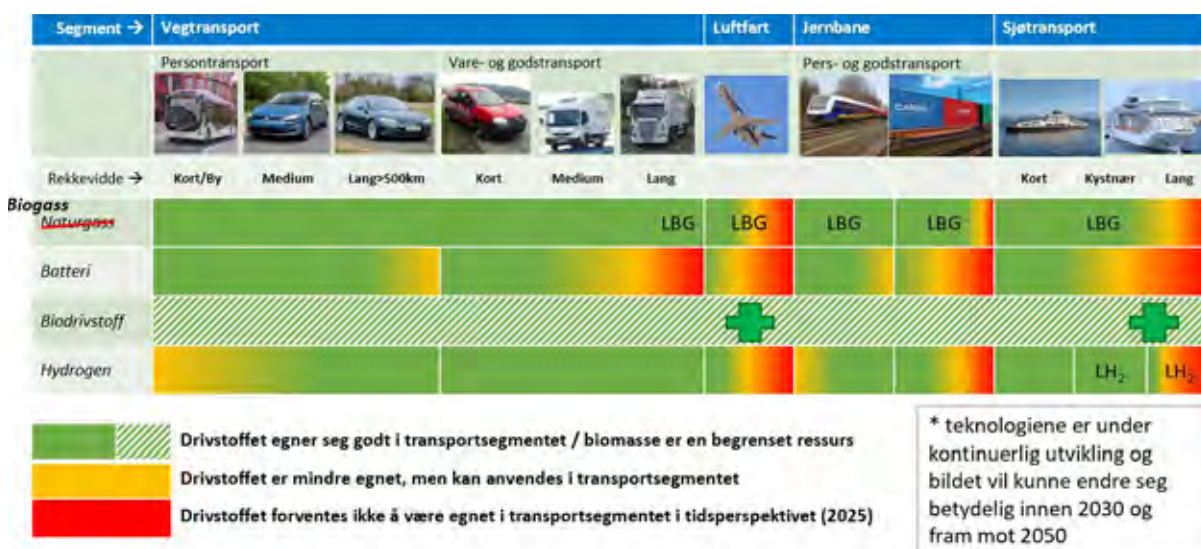
Marked og etterspørsel

Høna og egget blir ofte trukket frem som et symbol på hvorfor hydrogenmarkedet ikke har løst, til tross for mange år med tilgjengelige hydrogenpersonbiler. Et hvert marked der eksisterende eller fremtidig etterspørsel etter en vare er usikkert, vil ha en krevende og famlende start.

Vår tilnærming til problemstillingen er at hydrogenmarkedet må sees på som en verdikjede, der man i en tidlig fase prioriterer de geografiske områdene der man med størst sannsynlighet får et marked med tilstrekkelig etterspørsel til at det er økonomisk bærekraftig å starte produksjon.

Hydrogen som energibærer har både eksisterende og potensielle formål. Produksjon av hydrogen til industrielle formål tilsier så store volum at det er uansett billigst å produsere der industrien er. Likeledes vil produksjon til eksport kreve svært store volum for å oppveie transportkostnaden, slik at det kun er realistisk å bygge det opp der man har særfortrinn som lavere energipris eller lavere transportkostnader enn resten av markedet. Hydrogen til lagring av overskuddsstrøm er heller ikke relevant, da vi har god overføringskapasitet ut av regionen og til våre naboland.

For vår region vil hydrogen ha en viktig rolle som utslippsfritt drivstoff til transport. Skal det transporteres tungt og langt til nullutslipp er hydrogen det eneste alternativet på kort sikt. Trøndelag er et unikt utgangspunkt for å bygge helhetlige verdikjeder for hydrogen. Vi har hurtigbåter og ferger som har et forbruk stort nok til lokal produksjon, og vi har transportkorridorer som åpner for større flåter nullutslipps tungtransport. Dette må sees i sammenheng, slik at oppstart av verdikjeder for én anvendelse åpner opp for nye anvendelser i andre.



Forventninger for når alternative utslippsfrie drivstoff vil realiseres for forskjellige transportsegmenter. Figur: SINTEF

Tungtransport – Gods på vei

De siste årene har det vært en bratt utvikling i retning kommersialisering av tungtransportkjøretøy med hydrogen som nullutslippsdrivstoff. Flere bilprodusenter har prototyper på veien. Asko sitt prosjekt med Scandia (ombygging til brenselcelledrift) er det viktigste Nordiske prosjektet. Nikola har uttalt at deres tredje pilot, «Tre» skal testes i Norge, og flere andre som MAN, Kenworth og Toyota har også kommet langt med sine konsepter. I Europa leder Sveits an, med en veiprisingsmodell som muliggjør innføring av større flåter hydrogendrevne lastebiler. Målet er å ha 1000 hydrogendrevne lastebiler på veien innen 2023.

Skal Norge nå sine mål om reduksjon av utslipp fra transportsektoren, må halvparten av nye lastebiler være nullutslippskjøretøy i 2030. En stor andel gods på hjul går såpass lange distanser pr. døgn at det vil være helt avgjørende med introduksjon av hydrogendrift i nytte- og tungtransporten innen få år for å nå dette målet.

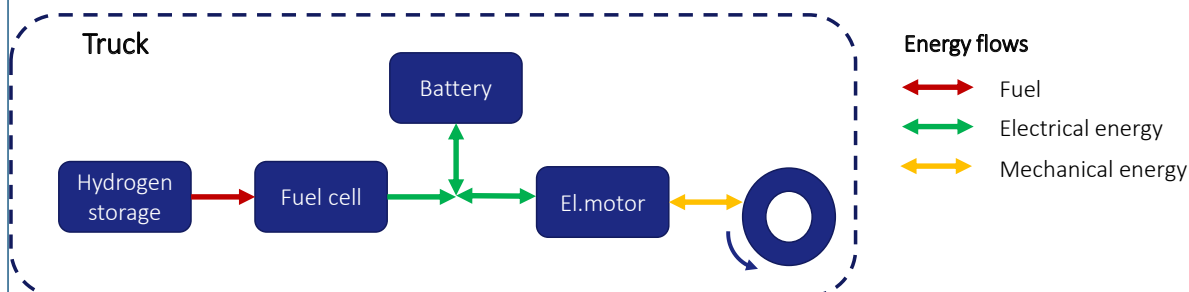
Institutt for Energiteknikk (IFE) mfl. har gjort en tekno-økonomisk studie på hydrogen som trailer drivstoff langs Oslo–Trondheim-korridoren. Ifølge SSB transporteres det 932 000 tonn frakt på tungtransport i året mellom Oslo og Trondheim, hvilket tilsvarer ca. 160 fullastede trailere pr. døgn. Fra Nordland og Troms til Trøndelag og direkte til Oslo går det ifølge SSB 886 000 tonn pr. år.

Assumption for truck

- The freight is done with a semi-trailer truck (50 ton)
- The first owner will use the truck for 6 years
- Discount rate of 8%
- A hybrid truck with fuel cell and battery

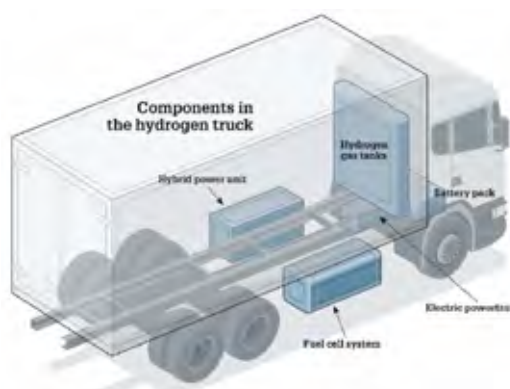


Source: <https://www.volvotrucks.no/no-no/trucks/volvo-fh16/media-gallery.html>



Truck specifications

Sized components	Size
Max traction power	402 kW _{mech}
Fuel cell	200 kW _{el}
Battery	100 kWh
Fuel tank	46 kg _{H2}



Source: Scania. (2017, 2019/04/20/). Hydrogen a fuel of the future? Retrieved from <https://www.scania.com/group/en/hydrogen-a-fuel-of-the-future>

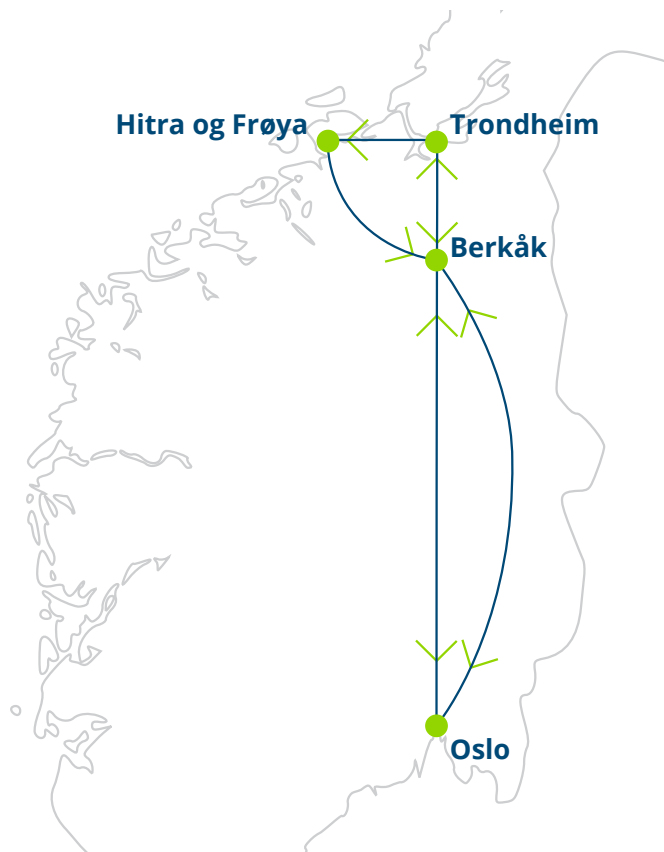
Fra IFEs tekno-økonomisk studie på hydrogen som trailerdrivstoff langs Oslo–Trondheim-korridoren. Illustrasjoner: Janis Danebergs / IFE mfl.

Imidlertid ser godsflyten i realiteten ut til å være mer kompleks. Det er et forholdsvis stort volum gods som kommer fra Nord Norge og går direkte til Gardermoen eller Oslo uten noen som helst omlossing underveis. Det går også mye gods fra Møre og Romsdal via Berkåk og Dombås.

Norges Lastebileier-Forbund (NLF) har gjort døgntellinger på Berkåk 3 ganger over en 6 års periode, der antallet større tungtransportkjøretøy som passerer Berkåk er 1500–1600 pr. døgn. Tallmaterialet er med andre ord svært usikkert. Skal man forsøke å finne de mest egnede lokasjonene til nullutslippsinfrastruktur for tungtransport må man gjøre grundige kartlegginger på godsflyt. Ut fra det kan man videre se på ruter ut fra kjøre- og hviletid.

I hovedsak kjøres det intervaller på 4,5 timer og 45 minutter hvile, samt 9–11 timer hvile pr. døgn. Denne dynamikken er sentral for hvilket mønster tungtransporten følger. Stopp og overnatting kommer som en konsekvens av kjøre- og hviletid, en bil vil unngå å stoppe på andre tidspunkt enn pålagte hviletidspunkt. For vår region er det viktigste mønsteret transport fra Oslo til Trondheim, lossing her, så transport ut mot Hitra og Frøya for returtransport av laks sørover til Oslo igjen.

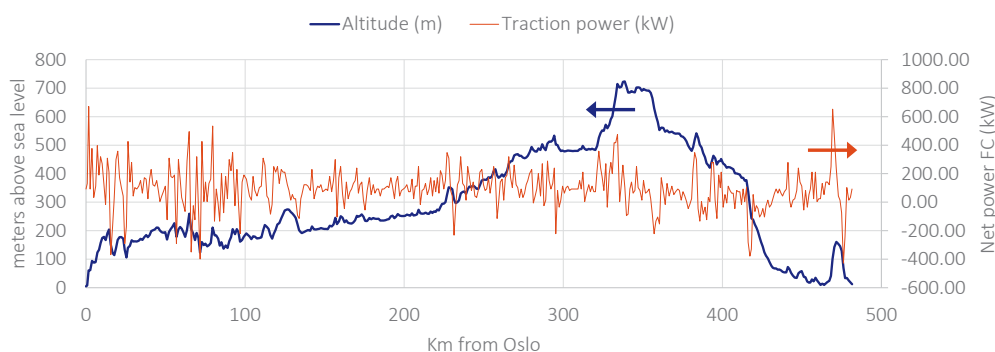
Hvis man tar utgangspunkt i en trailer og ser på energibehovet, vil en gjennomsnittlig semitrailer på 50 tonn vil ha et energibehov på ca. 729 kwh på en tur tilsvarende Oslo Trondheim, og derav et forbruk av hydrogen på 40 kg, men vil da kunne ta hele distansen uten etterfylling.



Berkåk er en sentral lokasjon for godsflyt mellom Østlandet og Trøndelag. En stor del av gods sørover fra Berkåk, er laks fra havnæringen i Trøndelag. Modell: Fornybarklyngen

Power and energy demand for a truck

Altitude and truck (50 ton) traction power for Oslo - Trondheim route

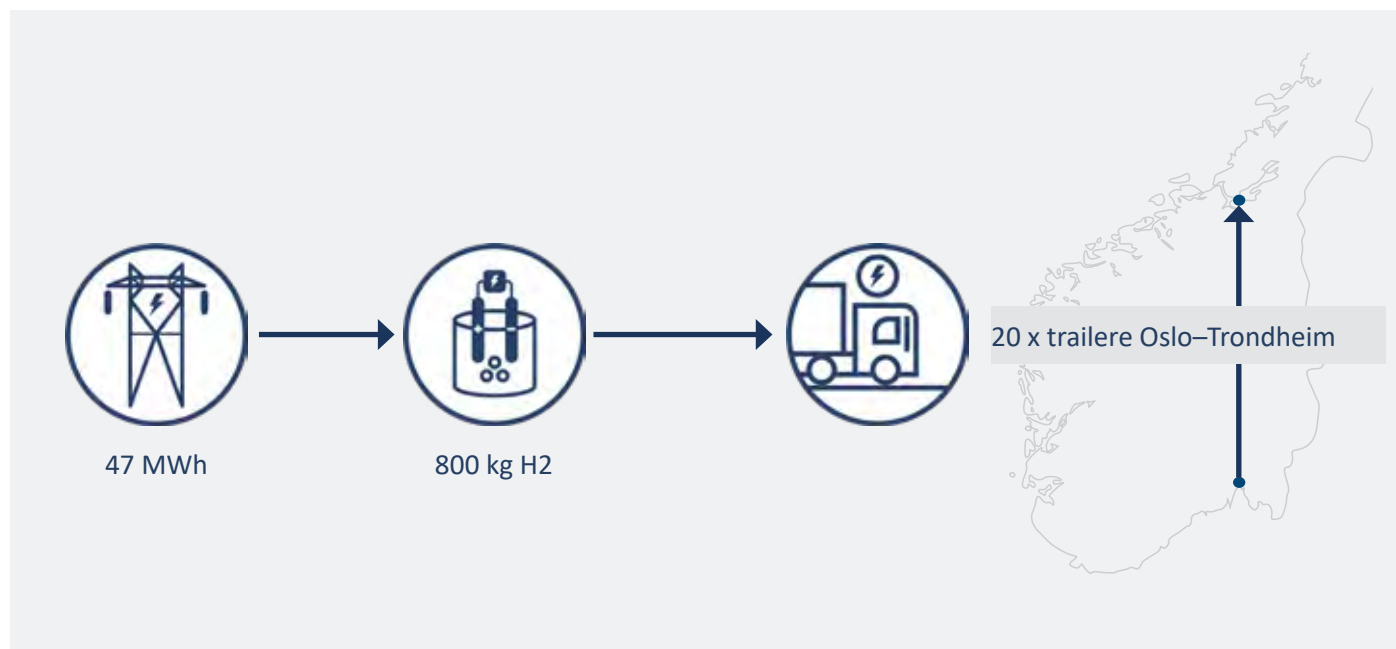


Due to regeneration the hybrid truck requires **10,6%** less energy

Fuel	Energy demand per trip	Efficiency of stack or engine	Fuel demand
FCET	729 kWh	55%	40 kg
Biodiesel	850 kWh	43%	208 l

Fra IFEs tekno-økonomisk studie på hydrogen som trailerdrivstoff langs Oslo–Trondheim-korridoren. Illustrasjon: Janis Danebergs / IFE mfl.

Det er for stor usikkerhet knyttet til det totale antallet kjøretøy som går langs aksen til å si noe konkret om potensialet. Hvis man snur på det, og heller tar utgangspunkt i etterspurt volum som må til for å starte produksjon, så vil 20 trailere med fylling av 40 kg hver i døgnet være «break even». På kortere sikt kan det si noe om et realistisk markedspotensial.



47 MWh fra strømmettet kan via elektrolyse produsere 800 kg hydrogen. Det tilsvarer forbruket til 20 hydrogentrailere på strekningen Oslo–Trondheim.
Illustrasjon: Fornybarklyngen

En skikkelig kartlegging av godsflyt, og hvilke transportører som har hvilke ruter, vil kunne avklare hvor slik infrastruktur bør legges. Det er imidlertid rimelig åpenbart at Berkåk er et sentralt knutepunkt, i tillegg til Trondheim, Oslo og eventuelt et av hvilestedene lengre sør. Det er også liknende transportmønstre mellom E6 i Nord-Trøndelag og transport av laks fra Namdalskysten, som også bør utredes nærmere.

Persontransport – Buss

Hydrogendrevne busser er rullet ut over hele verden. Flere tusen hydrogenbusser kommer i produksjon på verdensbasis i årene som kommer, og europeiske produsenter som VanHool, EvoBus og Solaris vil få konkurranse fra amerikanske, koranske og kinesiske produsenter.

Oslo var tidlig ute og satte i drift 5 busser allerede i 2015. Siden da har utviklingen i Norske byer gått i retning av batterielektrisk og biodrivstoffdrevne busser. På lengre sikt kan det være mulig at en større byflåte med busser går over til hydrogendrift, spesielt hvis prisen kommer ned på batterielektrisk nivå. Noe som er sannsynlig, da det internasjonalt er store produksjonslinjer under utvikling til store bussflåter til byer med vesentlig større bussflåter enn norske byer.

Fleksibiliteten med betydelig lengre kjøretid mellom fylling av hydrogen kontra elektrisk lading kan også tale for dette.

En utbygging av bynær hydrogeninfrastruktur (til andre transportformål) vil også i et slikt tilfelle åpne opp for nye formål, som bybusser. Det er også sannsynlig at det på verdensmarkedet vil komme store nok markeder for mer langtgående busser på utslippsfrie drivstoff. Det norske markedet vil være lite, det vil i så fall kreve et omfattende fylkeskommunalt innkjøpssamarbeid. Produsentene krever rundt hundre busser for å legge opp en ny produksjonslinje.

Ifølge en sammenlikningsstudie fra FCH, der bl.a. Oslos Ruter busser og andre hydrogenbusser var med, vil hydrogenforbruket til en 18 meters bybuss ligge rundt 12–15 kg pr 100 km. Kjøredistansen vil variere en del mellom helg og hverdag, 200–300 km pr. dag, og antall operative dager ligge rundt 300 pr. år. Det forventes at forbruket på moderne busser ligger en del lavere. Anslagsvis trengs det en flåte på 40 busser for alene kunne nå en etterspørsel på 800 kg pr. døgn.



3. generasjons hydrogenbuss fra Hyundai. Illustrasjon: Hyundai



47 MWh fra strømnettet kan via elektrolyse produsere 800 kg hydrogen, anslagsvis døgnforbruket til 40 hydrogenbusser. Illustrasjon: Fornybarklyngen.

Jernbane – gods- og persontransport på bane

SINTEF oppdaterte sin analyse for nullutslippsfremdrift av ikke elektrifiserte banestrekninger i 2019. For vår region er både Rørosbanen, Raumabanen og Nordlandsbanen relevant. I rapporten er forskjellige teknologier for togframdrift beskrevet i detalj, med fokus på raskt utviklende teknologier som batterier og hydrogen, samt andre alternativer som biogass, biodiesel, og deelektrifisering med batteridrift.

Forventninger til teknologi- og kostnadsutvikling, innskjerping av miljøkrav, tilgjengelighet av teknologi og regelverk, samt fleksibilitet og robusthet ble evaluert for i alt ni utvalgte fremdriftskonsepter, med hensikt til å evaluere konseptenes aktualitet for implementering i det norske jernbanenettet i 2020, 2030 og 2050.

Resultatene fra prosjektet viser at alternative nullutslippsfremdrifts-konsepter for ikke-elektrifiserte jernbanestrekninger i Norge, der Nordlandsbanen anses som representativ for disse, vil være aktuelle allerede i 2020. Biodiesel er høyt rangert allerede på kort sikt, og gjennom 2020-årene vil aktualiteten til batteridrevne tog bli størst.

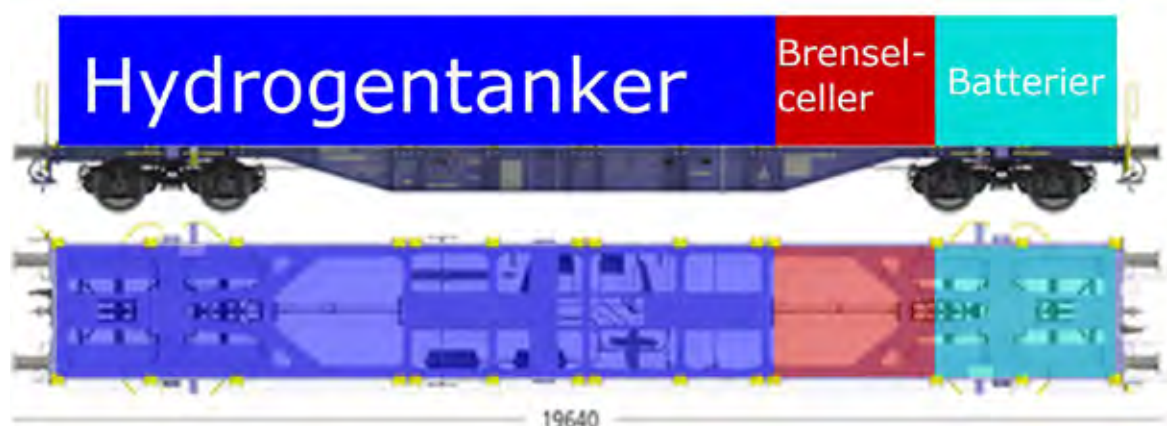
Mot slutten av 2020-tallet forventes regelverk og sikkerhet for hydrogen på godstog til å være godt avklart, som vil gjøre hydrogen til løsningen med størst aktualitet fra 2030. Elektrifisering med kontaktledning forblir den mest kostbare løsningen; deelektrifisering med batteridrift er riktignok billigere enn helelektrifisering, men er ikke økonomisk konkurransedyktig med helbatteri- eller hydrogendrift.



Alstom Coradia iLint, verdens første hydrogendrevne tog. Foto: Alstom

Siden 2018 har hydrogendrevne passasjertog av typen Alstom Coradia iLint vært i drift på en pilotstrekning i Niedersachsen i Tyskland mellom Cuxhaven og Buxtehude (240 km). Fra 2021 er planen at 16 hydrogendrevne passasjertog skal gå i ordinær drift på strekningen. I tillegg er det mottatt bestillinger fra en rekke andre land på samme togsett, også disse med plan om leveranse og drift fra tidlig 2020. Coradia iLint er en modifisert versjon av Alstoms regiontogmodell Coradia Lint 54. Dette er et tog med mange fellestrekk med togene som i dag trafikkerer Raumabanen og Rørosbanen.

For persontransport på Nordlandsbanen eller godstrafikk finnes det i dag ingen kommersielt tilgjengelige hydrogenlokomotiver. SINTEF har i sine analyser lansert et svært spennende og innovativt konsept hvor en «energiforsyningsvogn» med hydrogenlagring og brenselceller kobles til ordinære elektriske lokomotiver som et mobilt kraftverk, men foreløpig gjenstår det betydelig utviklingsarbeid før en slik løsning kan settes i drift.



Inndeling i en hybrid-vogn med hydrogentanker, brenselceller og batterier. Illustrasjon: SINTEF og Greenbrier Europe.

Bane	Batteri.....		..Regenerering..		Hydrogenhybrid.....		Gj. effekt MW
	Energi	Størrelse	Energi	Størrelse	Energi	Størrelse	
	 MWh						
Nordlandsbanen							
Stjørdal–Bodø	16,32	25,43	1,11	0,65	6,40	3,20	1,82
Bodø–Stjørdal	16,35	25,42	1,10	0,55	6,26	3,09	1,84
Rørosbanen							
Hamar–Støren	8,30	12,80	0,62	0,30	3,24	2,69	1,60
Støren–Hamar	8,36	13,17	0,46	0,07	3,14	2,30	1,63
Røros- og Solørbanen							
<i>Støren-Kongsvinger</i>							
Kongsvinger–Støren	9,07	14,13	0,60	0,30	3,39	2,94	1,49
Støren–Kongsvinger	9,55	15,17	0,45	0,06	3,34	2,33	1,62
<i>Tømmertog fra Koppang</i>							
Kongsvinger–Koppang	3,73	6,02	0,11	0,04	1,06	0,77	1,58
Koppang–Kongsvinger	3,35	5,35	0,14	0,05	1,06	0,31	1,45
Raumabanen							
<i>Godstog</i>							
Dombås–Åndalsnes	1,57	1,81	0,51	0,49	0,95	0,93	0,76
Åndalsnes–Dombås	4,07	6,72	0,03	0,01	1,13	1,22	2,97
<i>Persontog</i>							
Dombås–Åndalsnes	0,29	0,44	0,03	0,01	0,13	0,12	0,21
Åndalsnes–Dombås	0,53	0,87	0,01	0,00	0,08	0,05	0,43

Batterienes leverte energi og bruttostørrelse i tilfellene med ren batteridrift, kun regenerering og hydrogenhybrid i togsimuleringene. Tabell: SINTEF

Hydrogendrevne passasjertog er som nevnt allerede i drift i Tyskland, så persontransport på Raumabanen og Rørosbanen kan derfor være mulige pilotstrekninger for hydrogentog innen få år. Hydrogenforbruket vil imidlertid være betydelig mindre enn ved godstransport, mest sannsynlig under 500 kg pr døgn.

En utfordring ved bruk av hydrogen på jernbane er sikkerhet i tunneler. For å sikre drenering vil tunneler med liten eller ingen helling være drevet med høyeste punkt inne i tunnelen. Det betyr at hydrogen ved en lekkasje vil samles inne i tunnelen. På Raumabanen er det ingen tunneler av større lengde med liten eller ingen helling. På Rørosbanen antas tunnelen Drøyli (1181 meter) mellom Glåmos og Haltdalen å utgjøre den største utfordringen. På Nordlandsbanen finnes en rekke lange og flate tunneler, lengst er Gevingåsen tunnel (4400 meter) mellom Hommelvik og Hell.

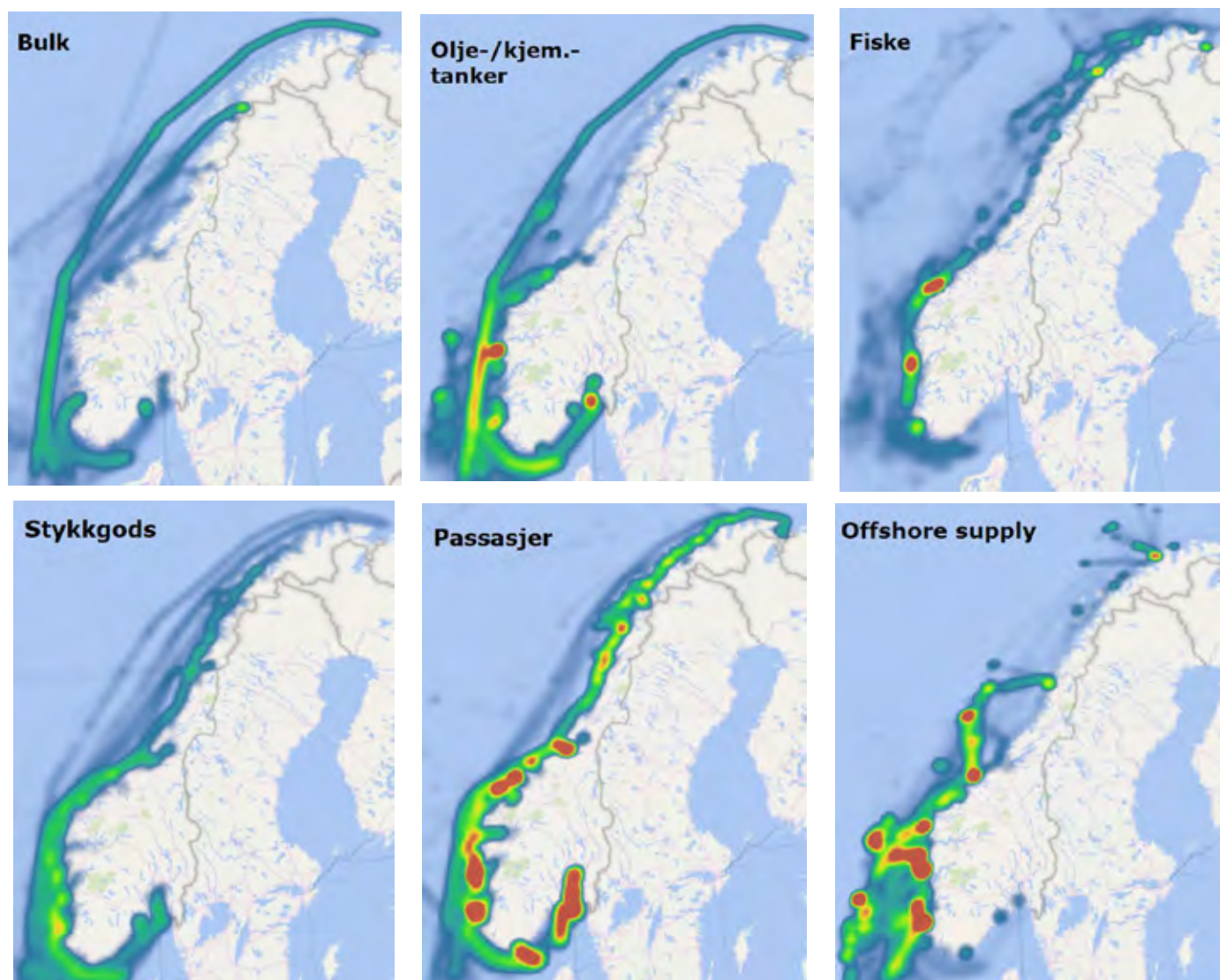


47 MWh fra strømmettet kan via elektrolyse produsere 800 kg hydrogen, anslagsvis hydrogenforbruket til passasjertog på Raumabanen og Rørosbanen. Illustrasjon: Fornybarklyngen

Maritim Transport

For sjønasjonen Norge vil avkarboniseringen av maritim næring gi store muligheter. I første omgang vil nærskipstransport være de områdene hvor det er mulig å gå over til nullutslipp. Det betyr ferger, Kysttruten, hurtigbåter, fiskebåter, havbruksbåter, supplyskip og godsskip. Innenfor flere av disse fartøytypene er vi langt fremme i utviklingen av nullutslippsfartøy.

Maritim transport skiller seg fra landtransport på flere måter. Mange av transportrutene har et variabelt driftsmønster og trafikken kan gå over store avstander til forskjellige steder langs kysten. Det enkelte fartøy har også betydelig høyere energiforbruk enn et landtransportkjøretøy. Når energien skal over fra maritim diesel til elektroner fra kabel eller som gass eller flytende form vil det gi store utfordringer for både skipsteknologi og energiforsyningsteknologi, men også muligheter for utvikling av helt ny infrastruktur for energiforsyning.



Tetthetsplott over skipstrafikk (drivstofforbruket) i norske farvann for ulike skipstyper. Illustrasjon: DNV GL

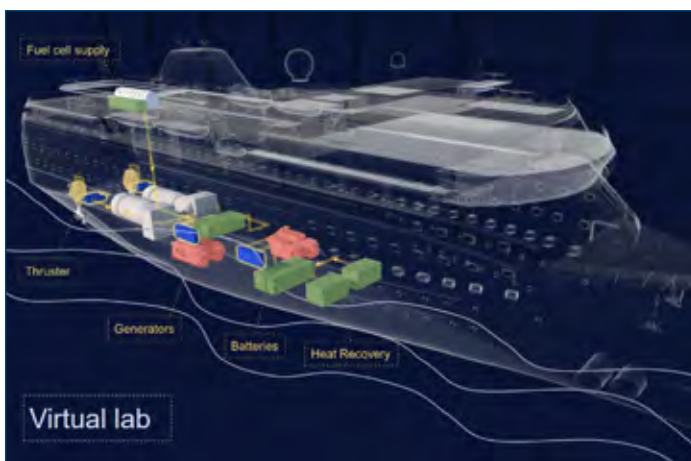
Ferger

Det er 128 fergeruter i Norge, i hovedsak på Vestlandet, Møre og Romsdal og i Nordland. De fleste av disse rutene er godt egnet til batterielektrisk fremdrift, og over 60 samband er allerede i dag tilnærmet fullelektrisk. Hydrogendrift vil være aktuelt for noen tidlige pilotsamband, og etterhvert på de lengre sambandene, først på riksvegsamband, så på fylkessamband.

Pilotprosjektet Hjelmeland – Nesvik i Rogaland vil gå på 50/50 batteri/hydrogen allerede i 2021. Dette er et viktig testprosjekt for teknologi for flytende hydrogen. Det er i utgangspunktet ingen aktuelle samband i vår region, med mindre det bygges hydrogeninfrastruktur til andre formål i nærheten av et fergesamband, slik at hydrogen-elektrifisering blir et rimeligere alternativ enn ren batterielektrisk fremdrift.



Illustrasjon: Norled



Illustrasjon: Havyard

Kystruten

Nåværende kystrutekontrakt går fra 2021–2030, og ble tildelt med lave krav til utslippsreduksjon. Skipene er derfor i utgangspunktet planlagt for LNG/batteri, men klargjøres for mer fremtidsrettede løsninger; Hurtigruten skal bygge om 6 skip til delvis biogassdrift, og har inngått avtale med biogassanlegget på Skogn, og Kystruten klargjør sine 4 skip for hydrogen og brenselceller. DNV GL har estimert et hydrogenforbruk på 2000 tonn/år (5,5 tonn/døgn) pr. skip ved full hydrogendrift.

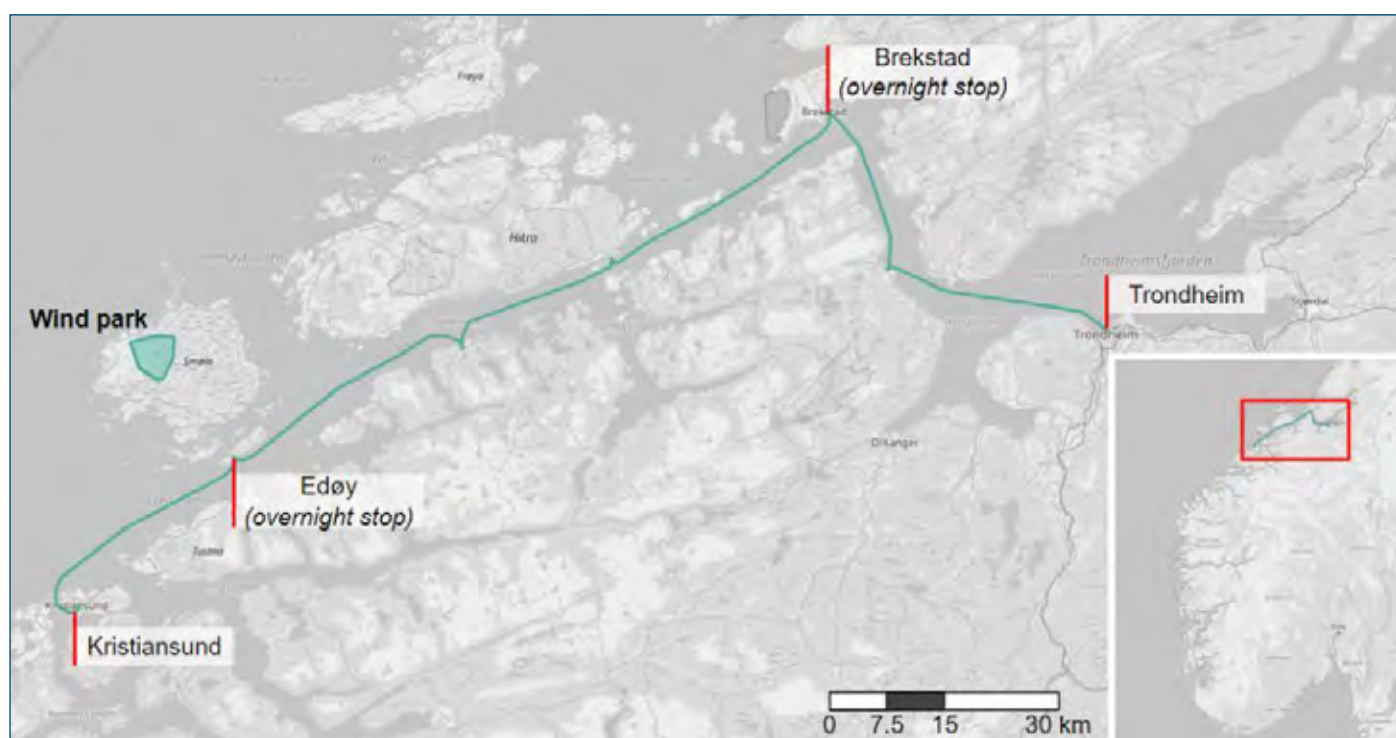
Havyard utvikler et pilotsystem for hydrogendrift av Kystruten, og konseptet legger opp til skip med 3,2 MW brenselcelle og 3,5 tonn tank for flytende hydrogen. Hvis vi antar at de 4 skipene til Kystruten er over på hel eller delvis hydrogendrift mot 2030, er det forholdsvis store volum som åpner for produksjonsanlegg og fylleinfrastruktur der det er tid nok, og ellers hensiktsmessig å bunkre. Det vil være betydelig høyere investeringskostnader og energikostnader når hydrogenet skal nedkjøles og flytendegjøres, det enkelte anlegg bør derfor ha en etterspørsel rundt 10 tonn/døgn for å kunne levere til et konkurransedyktig nivå.

Hurtigbåter

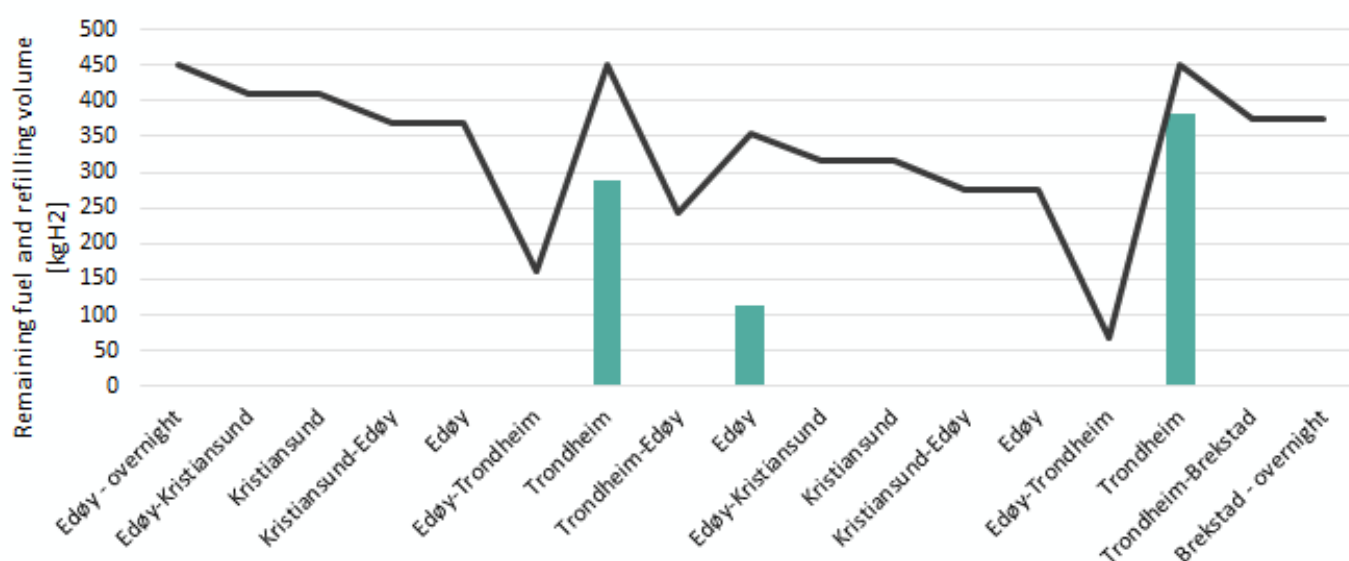
Hastighet og avstand tilsier at hydrogendrift er et meget aktuelt alternativ til nullutslippsdrivstoff for landets rundt 80 hurtigbåtruter. Det pågår flere prosjekter langs hele kysten, og Trøndelag Fylkeskommune har en sentral posisjon i samarbeidsprosjektene mellom fylkeskommunene der man jobber for nullutslipps-hurtigbåtsamband.

Allerede i 2017 utfordret Trøndelag og 10 andre fylkeskommuner norsk og internasjonal industri til å utvikle verdens første utslippsfrie hurtigbåt for høy fart over 30 knop. Året etter ble fem grupper, bestående av 19 selskaper, tildelt kontrakt om å utvikle og demonstrere at nullutslipp er mulig. I september i år presenterte konsortiene sine nullutslippskonsepter for sambandet Trondheim–Kristiansund. Sambandet er over 3 timer, og slik svært aktuelt for hydrogendrift.

Dagens båter har et energiforbruk på 6000kwh pr. tur, noe som tilvarer et hydrogenforbruk på ca. 353 kg. Dette kan dekkes av 3 tanker på 150 kg. Alle konsortiene har utviklet konsepter med betydelig lavere energiforbruk enn dagens energiforbruk tilsier. Det åpner opp for andre muligheter for fylleinfrastruktur. Konsortiene skulle fokusere på båtdesign, og forutsette dagens rutetabell samt at energien var tilgjengelig på stoppestedene. Det kan tenkes flere mulige løsninger for hvor fylleinfrastruktur bør legges. Ut fra økonomiske hensyn så er totalvolumet såpass lavt at det bør ikke være mer enn to fyllepunkter. Det må uansett bunkres oftere enn med dagens dieselløsning, og fylletid gir også utfordringer til hvor det fylles. En mulighet er bunkring der båtene har nattligge, på Brekstad og Edøy, en annen er ved endestasjoner, Trondheim og Kristiansund. En tredje mulighet er bunkring på Sandstad, der båtene møtes.



Hurtigbåt-sambandet Trondheim–Brekstad–Kristiansund, med noen av de aktuelle bunkringslokasjonene. Illustrasjon: Endrava



Forslag for bunkring i Trondheim og Edøy, med 30 % mindre energiforbruk enn dagens båter. Modell: Endrava

Konsortiene har utviklet 5 forskjellige løsninger der alle konkluderer med at dette er gjennomførbart:



Illustrasjon: Flying Foil

Flying foil

- Består av Flying Foil (leder), NTNU, Westcon Power & Automation, og Brødrene Aa.
- Energibærer: Batteri (med mulighet for hydrogen)
- Type: Hydrofoil

Konsortiet har tørket støvet av en 100 år gammel oppfinnelse, og redesignet hydrofoiler med lettvektsmateriale for å løfte båten opp av vannet. Dette skal kunne gi høyere hastigheter (40 knop), økt sikkerhet og bedre komfort. De anbefaler at rutene går på batteri for å spare kostnader, men båten kan også bygges for hydrogen. Den økte hastigheten gir plass til to ganger 15 min. ladetid på strekningen Trondheim–Kristiansund.

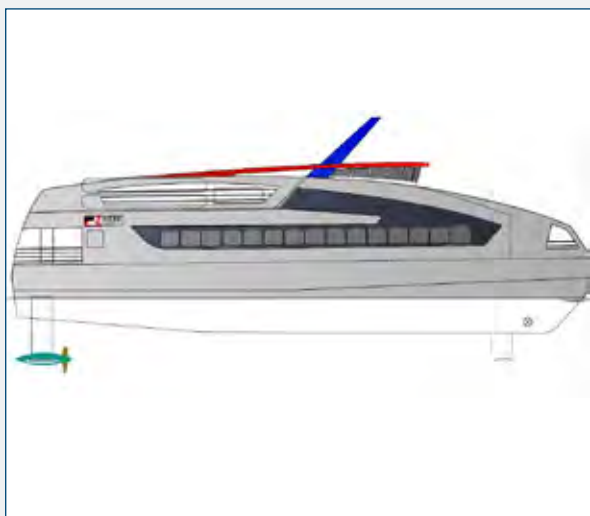


Illustrasjon: Brødrene Aa

Brødrene Aa

- Består av Brødrene Aa (leder), Boreal Sjø, Westcon Power & Automation og Ocean Hyway Cluster
- Energibærer: Hydrogen og batteri
- Type: Katamaran

Bedriftene har basert seg på Brødrene Aas karbonfiber-katamaraner, og utviklet en helt ny modell spesielt for en ny generasjon utslippsfrie fartøy. Over sjølinjen er designet helt nytt, og baserer seg på et aerodynamisk overbygg. Konsortiet foreslår hydrogen på strekningene Trondheim–Brekstad–Kristiansund, og batteri på strekningen Trondheim–Vanvikan med en ladetid på 12 minutt. De har basert seg på eksisterende komponenter som fås kjøpt i dag.



Illustrasjon: Rødne

Rødne

- Består av Rødne Trafikk (leder), Fjellstrand, Bleie Consult og Echandia Marine
- Energibærer: Hydrogen og batteri
- Type: Hydrofoil

Konsortiet vil satse på hydrogen som energibærer på rutene Trondheim–Brekstad–Kristiansund, og batteridrift på sambandet Trondheim–Vanvikan. Hurtigbåten bygges med et helt nytt skrog i aluminium, og løftes av nyutviklede, selvregulerende hydrofoiler som skal gi lite motstand i vannet samtidig som de ikke skal ha behov for mye mekanisk regulering. Den batteridrevne båten reduseres i størrelse, men beholder kapasiteten. For hydrogenbåten legges det opp til fyllingsstasjoner på Edøy og Brekstad, med uendret reisetid.



Illustrasjon: Zeff Selfa Arctic

Zeff Selfa Arctic

- Består av Selfa Arctic (leder), Norled, Servogear, Hyon og LMG Marin
- Energibærer: Hydrogen
- Type: Hydrofoil

Konsortiet har utviklet et nytt skrog med hydrofoiler som de mener gir lav motstand. Dette vil kunne bidra til en god reiseopplevelse og muligheter for å seile opp mot 40 knopp på sambandene Trondheim–Vanvikan og Trondheim–Brekstad–Kristiansund. Drivstoffet for deres hurtigbåter blir hydrogen, med to elmotorer på 1000 kW hver.



Illustrasjon: Transportutvikling AS

Transportutvikling AS

- Består av Siv.ing. Ola Lilloe-Olsen (leder), Stadt Towing Tank, Siemens, FosenNamsos Sjø og Profjord
- Energibærer: Utskiftbare batterier
- Type: Katamaran

Gruppen har tenkt nytt når det kommer til batteri, og har utviklet et konsept som baserer seg på utskiftbare batterier. Det vil gjøre at hurtigbåten kan trafikkere langs lange ruter. Raske batteribytter på dedikerte, automatiserte terminaler på ruten, vil gjøre dette mulig. På sambandet Trondheim–Vanvikan ønsker de å benytte seg av landbasert ladning, mens rutene Trondheim–Brekstad–Kristiansund skal gå på utskiftbare batterier.

For Trøndelag sin del vil en hydrogendrevet hurtigbåt ha et stort nok volum til produksjonsstart av komprimert hydrogen til priser fra 35–50 kr pr. kg, forutsatt maksimalt to fyllestasjoner. Dette vil åpne opp for anvendelser av hydrogen til andre formål som busser, tungtransport og pilotbåter i havbruksnæringen. Hurtigbåter er med andre ord et sentralt element i utviklingen av nullutslippsløsninger for transport i Trøndelag, og ved vurdering av plassering av hydrogeninfrastruktur til hurtigbåtene bør og så dette hensyntas så langt det lar seg gjøre.

Båter til havbruks- og fiskeriformål

Det er et stort volum av havbruksfartøy i vår region. Trøndelag har landets største havbrukskommuner, og det er stor trafikk av alt fra små lokalitetsbåter i faste ruter, til servicebåter som betjener større områder. I tillegg kommer større fartøy som brønnbåter, avlusingsbåter og fôrtransport.

Selve oppdrettsanleggene vil for en stor del elektrifiseres via nettet, men det er en god del anlegg som ligger slik til at de må ha off-grid energiforsyning. Det er gjort flere innovasjonsprosjekter for nullutslippsløsninger innen næringen, der Selfa Arctic har vært sentral.

Transportrutene i næringen er for en stor grad uforutsigbare og lange, men det bør være mulig å finne flere aktuelle områder hvor man kan sette opp kombinasjoner med lokalitetsbåt og oppdrettsanlegg på hydrogendrift. Fornybarklyngen har to prosjekter der dette kan bli aktuelt; Energi i Havbruk og et prosjekt via innovasjonsrammen som utreder en slik case på Smøla.



Elfrida er verdens første elektriske arbeidsbåt for oppdrettsnæringen. Den ble døpt på Hitra 8. februar 2017. Foto: Siemens

Tung maritim transport

Vår region har et lavere forbruk av energi til maritim transport enn Vestlandet. Selv om vi har mye trafikk langs Trøndelagskysten, representerer energiforbruket betydelig lavere volum enn det som er lenger sør, der offshore-supplyfartøy går i tett trafikk ut til norsk sokkel. I en beregning av CMR Prototech i 2014 anslås forbruket til 1,7–3 tonn flytende hydrogen pr. døgn, på et gjennomsnittlig supplyfartøy. Med et slikt forbruk, og i de transportmønstre supplytrafikken har, er det sannsynlig at hydrogenet må være flytende da komprimert gir et u hensiktsmessig stort volum.

Med et betydelig større regionalt markedspotensial er derfor sentraliserte anlegg med produksjon av flytende hydrogen mer aktuelt for Vestlandet, enn for Trøndelag.

På Vestlandet er det maritime miljøet langt fremme med flere prosjekter som tar sikte på å utvikle produksjon, infrastruktur og forsyningslinjer for flytende hydrogen. I desember 2019 fikk et konsortium med bl.a. BKK, Air Liquide og Equinor, Pilot-E støtte til et prosjekt med mål om å bygge en verdikjede for flytende hydrogen fra elektrolyse, med oppstart innen 2024.

Trøndelag har et større potensial for hydrogen-produksjonsanlegg og -verdikjeder for kombinasjoner av nullutslippstransport til forskjellige formål. Vi har mindre tung maritim transport, mer lett maritim transport, og ikke minst store flåter med landtransport. Kombinasjonen av lettere maritim transport som hurtigbåter og havbruksbåter, kombinert med landtransport, fordrer lokale produksjonsanlegg for trykksatt hydrogen.



5

SENTRALE AKTIVITETER

Dialog og møteplasser

Fornybarklyngen har gjennom prosjektet «Veikart Hydrogen i Trøndelag» initiert til dialog og møteplasser. Sentrale aktører fra energibransjen, teknologiutviklere, leverandørindustri, myndigheter, forskning og støttemiddelapparatet har aktivt bidratt i prosjektet.

Prosjektet har samlet inn underlagsdata og trendforventninger for hydrogen gjennom workshops og deltakelse i en rekke relevante fora. Blant annet har Fornybarklyngen initiert til dialog og faste møteplasser med Hydrogenforum, Hyway Cluster og Fylkesnettverket for Hydrogen, i tillegg til det som allerede er innarbeidet med sentrale klyngemedlemmer.

Prosjektleder har deltatt og holdt innlegg om prosjektet på sentrale hydrogenarrangementer. Det er gjort et betydelig antall utredninger de siste årene, og de nyeste og mest relevante av disse er gjennomgått og brukt til bakgrunnsdata for prosjektet. Utredningene er samlet i kapittel 6.

I juni ble det gjennomført en workshop, der vi samlet aktører fra kommune- og fylkesadministrasjon og næringsliv, med mål om å bygge opp en god oversikt, involvere og samle alle som ser muligheter i fremtidige verdikjeder for hydrogen. I tillegg til engasjerte bedrifter og fylkeskommunene Trøndelag og Møre og Romsdal, var også de fleste kommuner i regionen som har eller har hatt utredninger om hydrogenproduksjon og infrastruktur tilstede.

Hovedmålet med workshopen var å få en oversikt over funn og status i de forskjellige prosjektene, som grunnlagsdata til selve veikartet. Gjennom erfaringsutveksling og diskusjon legges det et grunnlag for samarbeid på tvers av fylkes- og kommunegrenser. Nettverket drives videre av Fornybarklyngen som en utvidet del av det eksisterende forforumet «Hydrogenforum».



Under workshopen i juni 2019 ble det presentert og diskutert aktiviteter og prosjekter innen verdikjeder for hydrogen i Trøndelag. Foto: Marius Tvinnereim / FI

I september presenterte de fem hurtigbåtkonsortiene sine forskjellige konsepter for hurtigbåter med nullutslipp. Prosjektet Veikart for hydrogen ble lagt frem i en sesjon der drivstoffinfrastruktur til hurtigbåten var tema.

24. oktober inviterte Fornybarklyngen og Trøndelag fylkeskommune til workshop, om drivstoff til utslippsfrie hurtigbåter. Et oppdatert fagmiljø og sentrale aktører med ulike roller i verdikjeden ble samlet til innspill og diskusjon.

Under samlingen ble praktiske tilnærminger og konkret teknologi utforsket og diskutert av paneldeltakere og publikum bestående av aktører som skal sette planene om utslippsfrie hurtigbåtsamband ut i livet:

- Hvilken energiform og hvor mye energi trengs?
- Batteri, komprimert- eller flytende hydrogen?
- Hva slags infrastruktur må bygges?
- Hvordan skal bunkringen skje?
- Hvilke regulatoriske, tekniske og sikkerhetsmessige utfordringer møter vi?



Konseptlansering i september: Prosjektleder i Fornybarklyngen, Thomas Bjørddal (fra h.), diskuterte fremtidens energibærere med Hege Økland, daglig leder i NCE Maritime CleanTech og Eirik Ovrum, fagekspert energi til transport i Rambøll. Til venstre står konferansier og kommunikasjonssjef i SINTEF Industri, Stein Mortensholm. Foto: Marius Tvinnereim / FI

Samlingen fikk belyst alle disse områdene, og det ble underveis og i etterkant presisert et stort behov for å videreføre denne prosessen. Det er mye som er på plass, men behovet for arenaer på tvers av bransjer, teknologier og fylkesgrenser er sentralt for å lykkes med utrulling av nullutslipps transport både til maritim- og landtransport.

Workshopen ble strømmet direkte og er tilgjengelig i sin helhet på www.fornybarklyngen.no.



Workshop 24. oktober: – Er teknologien moden? Ja, nei og tjå. Alle komponentene er kjente til sitt bruk. Utfordringen er å sette de sammen til ny konfigurasjon, sa Odd Moen, Head of Strategy and Business Development, Offshore and Marine Center i Siemens. Foto: Marius Tvinnereim / FI

PROGRAM

Torsdag 24. oktober 2019 kl. 09:30–16:15

09:30	Registrering og kaffe
10:00	VELKOMMEN – INTRODUKSJON TIL WORKSHOP Thomas Bjørdal, Fornybarklyngen Stein Mortensholm, Sintef
10:10	BAKGRUNN OG KOMMENDE PROSESS FOR UTSLIPPSFRIE HURTIGBÅTER Erlend Solem, Trøndelag fylkeskommune
10:20	DET FØRSTE NULLUTSLIPPSANBUDET UTE PÅ HØRING Øystein Hunvik, Sogn og Fjordane fylkeskommune
10:30	MARITIME NULLUTSLIPPSLØSNINGER – EN SWOT Fredrik Aarskog, Institutt for Energiteknikk IFE
10:45	HURTIGBÅTCONSORTIER OM BATTERI OG HYDROGEN: <i>Mengde, kapasitet, lagring, bunkring, infrastruktur</i> Ola Liloe-Olsen og Joachim Ofstad Næss, Transportutvikling/FNS Ikke bekreftet, Flying Foil Magnus Eriksson, Echandia/Rødne Håvard Kvist, Brødrene Aa Arild Eiken, Zeff
11:45	PANELDISKUSJON OG SPØRSMÅL FRA SALEN
12:15	Lunsj
13:15	HYDROGENLEVERANDØRER I SAMLET PANELDISKUSJON: <i>Hva må til for markedslukevekt?</i> Johan W. Brekke, Statkraft Henning Nymann, TrønderEnergi Aksel Skjervheim, Gasnor
13:30	TEKNOLOGILEVERANDØRER OG SYSTEMINTEGRATORER: <i>Er teknologien verifisert for maritim bruk?</i> <i>Tilgang på effekt, ladetid, bunkringslinje</i> Odd Moen, Siemens Arild Eiken, Hyon Aksel Skjervheim, Gasnor
14:30	PANELDISKUSJON OG SPØRSMÅL FRA SALEN
14:50	Kort pause med kaffe og frukt
15:00	SIKKERHET OG REGELVERK: <i>Krav, avstander, areal</i> Geir Ove Myhr, Lloyd's Register, Ikke bekreftet fra Sjøfartsdirektoratet, Ikke bekreftet fra Sintef Ocean
15:30	OPPSUMMERING OG UTFORDRING TIL PANELET Åpen diskusjon ledet av ordstyrer Stein Mortensholm, Sintef
16:15	Vel hjem!



Thomas Bjørdal
Prosjektleder Fornybarklyngen
+47 958 93 289 | thomas@fi-nor.no

6

RAPPORTER OG UTREDNINGER

Sentrale rapporter og utredninger

I analysearbeidet med veikartet har vi gått gjennom mange av de mest relevante utredninger som er gjort de siste årene. Vi har valgt å ikke kildehenvise detaljert i teksten, og heller samlet de mest sentrale rapportene og utredningen her. Trykk på bildene for å åpne dokumentene.



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

En av de bedre totaloversiktene finnes i DNV GL sin synteserapport om produksjon og bruk av hydrogen i Norge (2019). Rapporten er en bestilling fra Klima og miljødepartementet og Olje og Energidepartementet i forbindelse med nasjonal hydrogenstrategi som skal legges frem vinteren 2020.



Hydrogen i Kvinnherad – En mulighetsstudie (Greensight, 2019)

Det er gjort mange utredninger om lokale og regionale prosjekter. Flere av disse utreder mye av det samme, og gir også liknende konklusjoner. Utenfor vår region kan Kvinnheradrapporten være av interesse.



Smøla Hydrogen Value Chain (Endrava, 2019)

I veikartet er det henvist til rapporter og utredninger gjort i de forskjellige regionene. Smøla har flere utredninger, der den siste fra Endrava (2019) har gjort vurderinger på lokal produksjon med tanke på hurtigbåt Trondheim–Kristiansund.



A feasibility study of wind powered hydrogen production at Fosen (Magnus Fure Runnerstrøm, NTNU masteroppgave, 2019)

TrønderEnergi har gjort mange analyser på lokal produksjon i regionen, både fra nettet, og direkte fra kraftverk. Disse er ikke offentlige, men denne masteroppgaven fra NTNU er gjort i samarbeid med TrønderEnergi, og tar utgangspunkt i produksjon direkte fra vindkraftverkene på Fosen.



Hydrogen som drivstoff for utslippsfri bilpark i Trondheim (SINTEF, 2018)

En analyse på hydrogen som drivstoff for utslippsfri bilpark i Trondheim kommune. Et viktig poeng er at kravet til kjørelengde for store kjøretøy er større enn hva som kan forventes av rekkevidde for helelektriske kjøretøy.



Infrastruktur for fremtidens hurtigbåt (Rambøll, 2019)

På oppdrag fra Trøndelag fylke gjorde Rambøll i 2019 en utredning om infrastruktur til nullutslippshurtigbåter med Bergen–Florø-sambandet som case.



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

En rapport på flytende hydrogen, laget av Greensight for NCE Maritime Cleantech.



1000 hydrogenlastebiler i Norge innen 2023 (Greensight, 2018)

Inspirert av den sveitsiske modellen har Norsk Hydrogenforum bedt Greensight gjøre en vurdering av hvordan et tilsvarende konsortium påvirker kostnadsbildet og tempoet i utrulling av hydrogen som et nullutslippsalternativ for tyngre kjøretøy i Norge.



Techno-economic Study of Hydrogen as a Heavy-duty Truck Fuel (Janis Danebergs, KTH masteroppgave, 2019)

Denne masteroppgaven er bakgrunnen for en pågående tekno-økonomisk studie hydrogen som tungtransportdrivstoff, som utføres av Institutt for Energiteknikk (IFE) mfl. I masteroppgaven ligger det flere beregninger på tungtransport Oslo–Trondheim.



New Bus ReFuelling for European Hydrogen Bus Depots (New Bus Fuel, 2017)

En tekno-økonomisk rapport fra forskningsprosjektet CHIC (2017), der Ruters hydrogenbusser i Oslo var med som norsk case sammen med et 50-talls hydrogenbusser i andre europeiske byer.



Analyse av alternative driftsformer for ikke-elektrifiserte baner (SINTEF, 2019)

SINTEFs analyse av alternative driftsformer for ikke-elektrifiserte baner fra 2015 er omfattende og detaljert. Rapporten ble oppdatert i 2019. I rapporten er forskjellige teknologier for togframdrift beskrevet i detalj, med spesiell fokus på raskt utviklende teknologier som batterier og hydrogen, men også med grunnleggende kunnskap om dagens teknologier, diesel og kontaktledning, samt andre alternativer som biogass, biodiesel, og delelektrifisering med batteridrift.



Hydrogenproduksjon ved småkraftverk (NVE, 2019)

Som et ledd i et FoU-prosjekt fra NVE har SINTEF undersøkt mulighetene for hydrogenproduksjon fra tre småkraftverk i Rullestad i Hordaland. Hovedkonklusjonen fra studien er at hydrogenproduksjon i Rullestad, under gitte forutsetninger og en riktig tilpasset forretningsmodell, kan være lønnsom og basert på fornybar energi.

SLUTTRAPPORTER FRA DE FORSKJELLIGE HURTIGBÅTKONSEPTENE MED NULLUTSLIPP:



Brødrene Aa

Består av Brødrene Aa (leder), Boreal Sjø, Westcon Power & Automation og Ocean Hyway Cluster.



Flying Foil

Består av Flying Foil (leder), NTNU, Westcon Power & Automation, og Brødrene Aa.



Rødne

Består av Rødne Trafikk (leder), Fjellstrand, Bleie Consult og Echandia Marine.



Transportutvikling

Består av Siv.ing. Ola Lilloe-Olsen (leder), Stadt Towing tank, Siemens, FosenNamsos Sjø og Profjord.



Zeff Selfa Arctic

Består av Selfa Arctic (leder), Norled, Servogear, Hyon og LMG Marin.



VEIKART FOR HYDROGEN I TRØNDELAG

SLUTTRAPPORT 2019

Utgitt av Fornybarklyngen, januar 2020.

Oppdragsgiver: Trøndelag fylkeskommune

Prosjektansvarlig: Thomas Bjørdal