

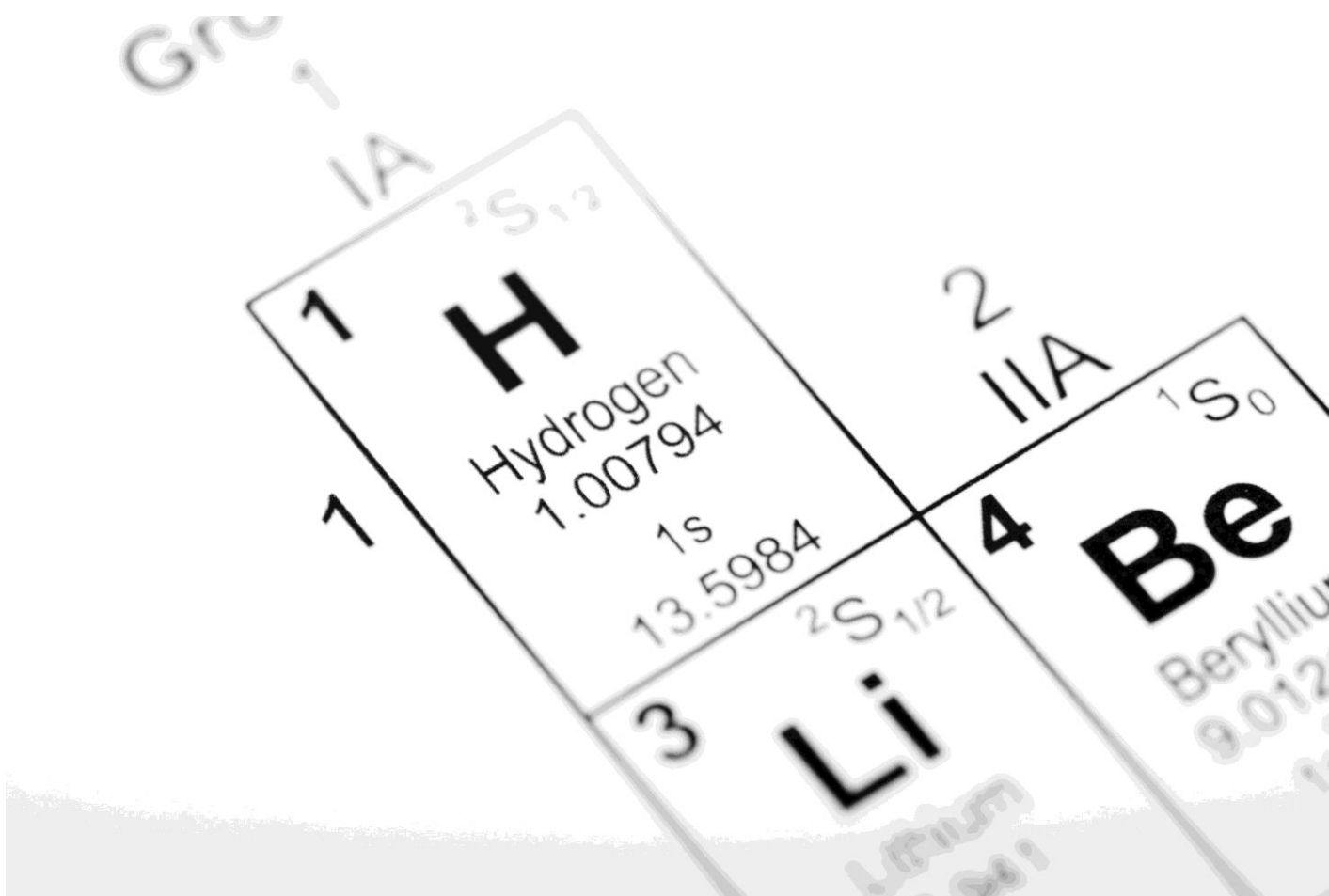
SYNTESERAPPORT OM PRODUKSJON OG BRUK AV HYDROGEN I NORGE

PRODUKSJON OG BRUK AV HYDROGEN I NORGE

Klima- og miljødepartementet og
Olje- og energidepartementet

Rapportnr.: 2019-0039, Rev. 1

Dato: 25.01.2019



Prosjektnavn: Synteserapport om produksjon og bruk av hydrogen i Norge DNV GL Energy Markets & Technology N&MEA
P.O.Box 300
Rapporttittel: PRODUKSJON OG BRUK AV HYDROGEN I NORGE 1322 Høvik
Oppdragsgiver: Klima- og miljødepartementet og Olje- og energidepartementet, Norway
Kongens gate 20, 0030 Oslo Tel: +47 67 57 99 00
945748931
Kontaktperson: Vegard Rem
Dato: 25.01.2019
Prosjektnr.: 10126080
Org. enhet: DNV GL Energy Markets & Technology N&MEA
Rapportnr.: 2019-0039, Rev. 1
Levering av denne rapporten er underlagt bestemmelsene i relevant(e) kontrakt(er):


Oppdragsbeskrivelse:

Rapporten skal kartlegge hvilken rolle det er realistisk at hydrogen kan spille som utslippsfri energibærer i et fremtidig energisystem i Norge i perioden frem mot 2030. Rapporten skal gi en «objektiv, nøytral og oppdatert beskrivelse av teknologi- og markedsstatus samt muligheter og begrensninger for hydrogen som lav- og utslippsfri energibærer i et verdikjede-perspektiv» basert på norske forutsetninger, og etablere et kunnskapsbasert grunnlag for regjeringens arbeid med å utvikle en «helhetlig strategi for forskning, teknologiutvikling og bruk av hydrogen som energibærer».

Utført av:

Verifisert av:

Godkjent av:



Jørg Aarnes
Senior Principal Engineer


Erik Dugstad
Market Area Manager


Tore Ellassen
Head of Department


Gerd Petra Haugom
Principal Consultant

[Name]
[title]


Beate Norheim
Consultant

[Name]
[title]

Beskyttet etter lov om opphavsrett til åndsverk m.v. (åndsverkloven) © DNV GL 2019. Alle rettigheter forbeholdes DNV GL. Med mindre annet er skriftlig avtalt, gjelder følgende: (i) Det er ikke tillatt å kopiere, gjengi eller videreformidle hele eller deler av dokumentet på noen måte, hverken digitalt, elektronisk eller på annet vis; (ii) Innholdet av dokumentet er fortrolig og skal holdes konfidensielt av kunden, (iii) Dokumentet er ikke ment som en garanti overfor tredjeparter, og disse kan ikke bygge en rett basert på dokumentets innhold; og (iv) DNV GL påtar seg ingen aktsomhetsplikt overfor tredjeparter. Det er ikke tillatt å referere fra dokumentet på en slik måte at det kan føre til feiltolkning. DNV GL og Horizon Graphic er varemerker som eies av DNV GL AS.

DNV GL distribusjon:

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

Nøkkelord:

Hydrogen, brenselcelle, elektrolyse, gassreforming, CCS, hydrogenkjøretøy, hydrogentog, hydrogenskip

*Distribusjonsliste:

Rev.nr.	Dato	Årsak for utgivelser	Utført av	Verifisert av	Godkjent av
0	[yyyy-mm-dd]	First Issue			

Innholdsfortegnelse

1	SAMMENDRAG.....	1
1.1	Oppsummering	1
1.2	Sentrale funn	3
1.3	Summary	9
1.4	Key findings	10
2	HYDROGENETS ROLLE.....	16
2.1	Bakgrunn	16
2.2	Kontekst for dekarbonisering	17
2.3	Produksjon	17
2.4	Brenselceller	26
2.5	Tilstandskonvertering	30
2.6	Transport og lagring	33
2.7	Bruk som kjemisk innsatsfaktor i industriproduksjon	35
2.8	Bruk som energibærer	37
3	POTENSIELLE ANVENDELSER – TRANSPORT	44
3.1	Bakgrunn	44
3.2	Veitransport	47
3.3	Jernbane	58
3.4	Maritim transport	63
4	POTENSIELLE ANVENDELSER – INDUSTRI	83
4.1	Eksisterende produksjon og bruk i norsk industri	83
4.2	Potensiell produksjon og bruk i varmeintensiv industri	88
4.3	Oppsummering industri	94
5	PRODUKSJON OG INFRASTRUKTUR – EKSPORT.....	96
5.1	Marked for europeisk import av hydrogen	96
5.2	Transportløsninger for eksport - Rørledninger	98
5.3	Transportløsninger for eksport – Skip	102
5.4	Import av CO ₂ for lagring under havbunn	104
6	PRODUKSJON OG INFRASTRUKTUR – NASJONAL BRUK	106
6.1	Forbruk av Hydrogen i Norge i 2030	106
6.2	Mulige verdikjeder for hydrogen i Norge	107
6.3	Konkurransen mellom ulike hydrogenverdikjeder	111
6.4	Perspektiver på etablering av verdikjede for hydrogen	112
6.5	Kraftbehov og nettkapasitet for elektrolyse	119
6.6	Hydrogenproduksjon fra overskuddsstrøm: Nord-Norge	123
7	REFERANSER	125
	VEDLEGG A	134

1 SAMMENDRAG

1.1 Oppsummering

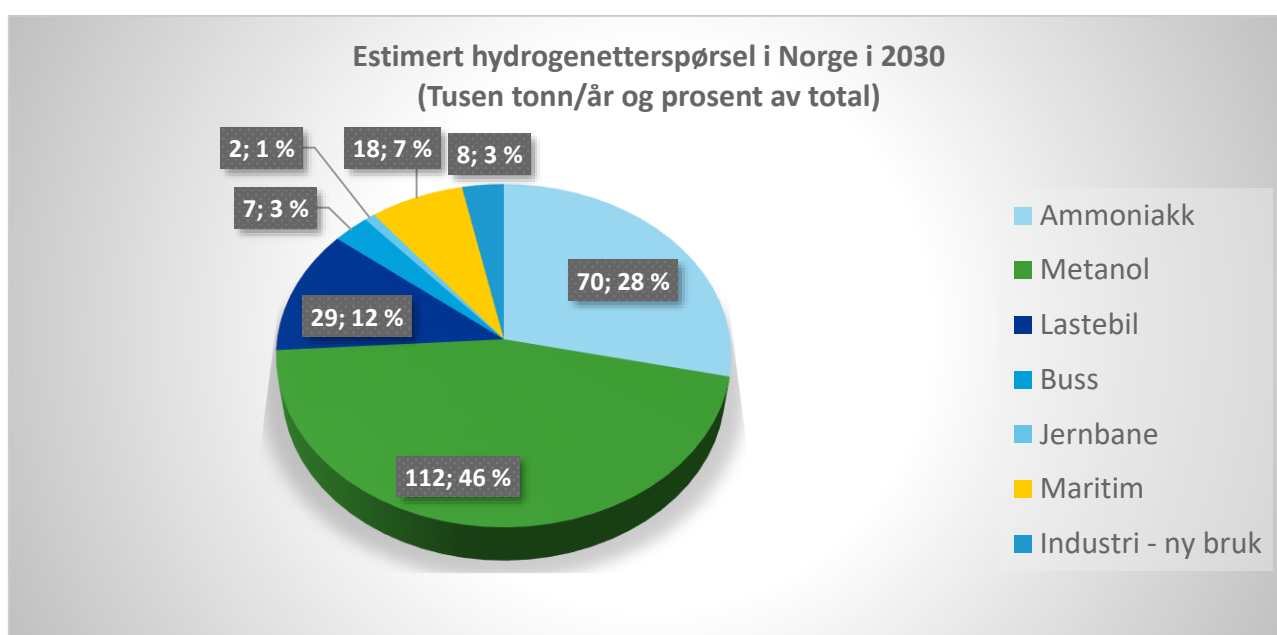
Målet med denne rapporten er å kartlegge hvilken rolle det er realistisk at hydrogen kan spille som utslippsfri energibærer i et fremtidig energisystem i Norge i perioden frem mot 2030. Rapporten forsøker å gi en «objektiv, nøytral og oppdatert beskrivelse av teknologi- og markedsstatus samt muligheter og begrensninger for hydrogen som lav- og utslippsfri energibærer i et verdikjede-perspektiv» basert på norske forutsetninger. Rapporten skal gi et kunnskapsbasert grunnlag for regjeringens arbeid med å utvikle en «helhetlig strategi for forskning, teknologiutvikling og bruk av hydrogen som energibærer».

Rapporten analyserer mulighetsrommet for nasjonale reduksjoner av klimagassutslipp gjennom bruk av hydrogen. Det inkluderer både bruk som kjemisk innsatsfaktor i industriproduksjon og bruk som energikilde. Anvendelser av hydrogen som energikilde inkluderer bruk som drivstoff i transportsektoren, som brensel for oppvarming av bygninger eller i varmeintensiv industri, og som medium for å lagre energi fra fornybar kraftproduksjon.

I tillegg ser rapporten på mulighet til å redusere globale klimautslipp gjennom å erstatte deler av norsk eksport av naturgass med eksport av blå hydrogen. Dette er hydrogen produsert ved reformering av naturgass, der karbondioksid (CO₂) fra reformeringsprosessen fanges og injiseres i et undergrunnsreservoar for permanent lagring (karbonfangst og -lagring, CCS).

Rapporten bruker et verdikjedeperspektiv til å vurdere og sammenligne ulike hydrogen-kjeder. Dette innebærer betraktninger rundt ulike metoder for produksjon, transport, lagring og bruk av hydrogen, med tilhørende analyser av kostnad, energieffektivitet, og klimagassutslipp.

Figur 1-1 viser estimert hydrogenetterspørsel i Norge i 2030. Omtrent all produsert hydrogen i Norge i dag brukes til produksjon av metanol og ammoniakk ved Tjeldbergodden og Herøya. Vi har lagt dagens forbruk til grunn for estimert etterspørsel i 2030. Dette er basert på dialog med Equinor og Yara, som driver fabrikkene i dag. Dette utgjør omtrent 75% av estimert hydrogenetterspørsel i 2030. Ved disse industrianleggene er hydrogenproduksjon en integrert del av prosessen.



Figur 1-1: Estimert etterspørsel etter hydrogen i Norge i 2030 per kundegruppe.

Figur 1-1 viser også en estimert hydrogenetterspørsel for transportformål i 2030 på rundt 56 000 tonn per år. Dagens hydrogenforbruk i transport er til sammenligning bare noen få titalls tonn. Tunge lastebiler utgjør omtrent halvparten av det estimerte forbruket i 2030, og maritim sektor omtrent 30%. Vi har også lagt til grunn at det vil være et begrenset opptak av hydrogen-personbiler. Forbruk for hydrogen-personbiler er derfor ikke tatt med i beregningen. Buss og passasjertrafikk på Raumabanen og Rørosbanen representerer et samlet forbruk på omtrent 9000 tonn H₂/år.

I Norge er det mest aktuelt å produsere hydrogen med naturgassreformering og med vannelektrolyse. Rapporten konkluderer med at hydrogenproduksjon ved Tjeldbergodden og Herøya vil trolig være basert på naturgassreformering, også i 2030, og at hydrogen for transport anvendelser, og eventuell bruk ved TiZir sitt ilmenittverk i Tyssedal, vil trolig bli produsert med elektrolyse.

Rapporten skisserer også et mulighetsrom for eksport av blå hydrogen. Hvis slik eksport etableres vil det også gjøre det mer aktuelt å benytte gassreformering til å produsere hydrogen for forbruk ved havner og andre store forbrukspunkter langs kysten.

Hydrogenforbruk for transportsektoren har et potensial til å redusere nasjonale CO₂-utslipp med omtrent 500 000 tonn per år. Dette er omtrent 1% av nasjonale CO₂-utslipp. Bruk av hydrogen som reduksjonsmiddel ved ilmenittverket i Tyssedal vil kunne redusere utslipp med rundt 250 000 tonn CO₂/år. Anvendelse av karbonfangst ved ammoniakfabrikken på Herøya og metanolfabrikken på Tjeldbergodden, eller en delvis overgang til elektrolysebasert produksjon, har potensial til å redusere de samlede CO₂-utslippene fra disse anleggene med rundt 1 millioner tonn CO₂/år.

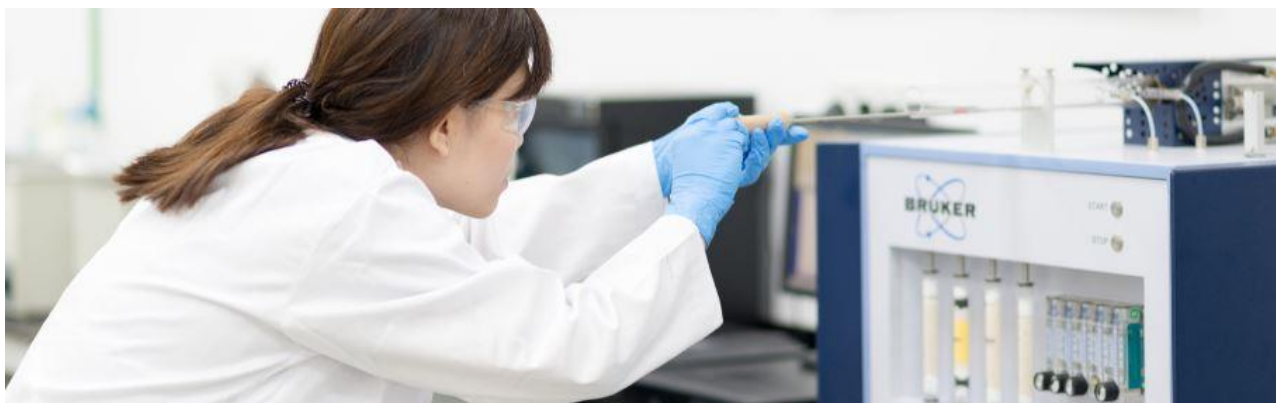
Evaluerings av konkurransedyktigheten til ulike hydrogen-anvendelser må gjøres med et verdikjedeperspektiv. Et viktig funn i rapporten er at lokal produksjon med elektrolyse vil i Norge normalt være mest kostnadseffektivt for små til moderate produksjonsvolum. Sentralisert stor-skala produksjon med gassreformering og karbonfangst og påfølgende transportledd vil i Norge normalt bare være konkurransedyktig ved veldig stor regional etterspørsel.



1.2 Sentrale funn

Hydrogenets rolle

- Rundt 3% av verdens energikonsum blir brukt til å produsere hydrogen. Denne produksjonen er hovedsakelig basert på fossile energikilder, og har et høyt karbonfotavtrykk. Dette fotavtrykket kan reduseres betraktelig ved bruk av CCS, eller ved å erstatte hydrogen fra fossilbasert produksjon med hydrogen fra vannelektrolyse basert på fornybar kraft.
- Hydrogen kan bidra til å dekarbonisere sektorer som ikke bruker hydrogen i vesentlig grad i dag. I Norge gjelder dette i første rekke transportsektoren, der hydrogen kan erstatte fossile drivstoff, for eksempel i tungtransport på vei og i maritim sektor. Dette forutsetter at hydrogenet er produsert med et lavt karbonfotavtrykk.
- Naturgassreformering vil i dag normalt være billigere enn vannelektrolyse for storskala hydrogen-produksjon. Krav til CCS og behov for store anlegg for å oppnå stordriftsfordeler begrenser imidlertid aktuelle steder for slik produksjon og gir større kompleksitet og kostnadsusikkerhet for nye anlegg. Begrensninger på produksjonslokaliteter kan også medføre økte kostnader forbundet med transport og lagring av hydrogen.
- Vannelektrolyse er en meget modulær teknologi, og krever kun tilgang på kraft og vann. Vannelektrolyse er derfor velegnet for lokal produksjon. Dette kan unngå kostbar transport og lagring, og gjør at vannelektrolyse vil kunne være konkurransedyktig mot gassreformering.
- Transport og lagring av hydrogen krever at hydrogengassen trykkes, eller omdannes til eller syntetiseres til væskeform, f.eks. flytende hydrogen, ammoniakk eller metylsykloheksan. Slik tilstandskonvertering krever mye energi. Konvertering til væskeform krever energi tilsvarende minst 20% av energien til hydrogenet som blir konvertert.
- Transport av hydrogen i flytende form er mest aktuelt for større volum og lengre avstander, for å oppnå mer volumeffektiv transport sammenlignet med trykksatt hydrogen, eller om flytende hydrogen kreves av minst én sluttbruker.
- Kostnad og karbonfotavtrykk for hydrogen benyttet hos sluttbruker avhenger av kostnadene og utslipp gjennom hele kjeden fra produksjon, via transport og lagring til endelig bruk. Ved vurdering av ulike alternativer må derfor kostnad, teknologi-modenhet, og utslipp til hele kjeden vurderes, og avveies mot alternativer. For eksempel kan det være mer hensiktsmessig å frakte naturgass eller elektrisitet fram til lokal produksjon heller enn å frakte hydrogen.



Transport

- Energimeldingen, regjeringens klimastrategi og Nasjonal Transportplan 2018-2029 gir føringer for innfasingen av lav- og nullutslippsløsninger i transportsektoren. Dette omfatter bruk av batteriteknologi og andre elektrifiseringsløsninger, bruk av hydrogen, og lavutslippsalternativer som f.eks. CNG, LPG, metanol og biodrivstoff.
- I de lettere kjøretøyklassene er det anslått at totalkostnaden ved eierskap¹ til både elbiler og hydrogenbiler blir lavere enn for fossilbil i Norge innen 2025. Men lette hydrogenbiler vil i Norge være dyrere fra et totalkostperspektiv (innkjøpspris og driftskostnader) enn tilsvarende elbiler.
- I tyngre kjøretøysegment, som langdistanse buss og tunge lastebiler, tilsier våre analyser at hydrogenkjøretøy vil bli konkurransedyktig innen 2030. Det antas derfor at hydrogenkjøretøy vil oppnå betydelige markedsandeler i disse segmentene.
- Miljødirektoratet har estimert andel nullutslippskjøretøy av nysalg for buss og lastebiler som kreves for å nå målene i Nasjonal Transportplan om at 50% av nye lastebiler og 75% av nye langdistansebusser er nullutslippskjøretøy i 2030. Med utgangspunkt i dette, estimerer vi et samlet årlig hydrogenforbruk i disse segmentene i 2030 på ca. 36 000 tonn. Dette anses som mulig ut ifra vurderinger av konkurransesituasjonen.
- For jernbane er det et potensial for å benytte hydrogendrift på de fire dieseldrevne strekningene i Norge. Hydrogendrift er forventet å være konkurransedyktig med dieseldrift og elektrifiserte løsninger frem mot 2030. Men på grunn av langsom utskiftingstakt og behov for å teste hydrogendrift, samt tilgang på tog, forventes det at det vil kun bli etablert hydrogendrift på passasjertog innen 2030. Hvis det etableres hydrogendrift på passasjertog på Raumabanen og Rørosbanen vil det gi et samlet årlig hydrogenbehov i 2030 på ca. 2000 tonn.
- I maritim sektor er det flere initiativ som vurderer mulighet for hybrid-løsninger med hydrogendrift. Skipssegmentene med størst potensial for hydrogendrift er bil- og passasjerferjer og hurtigbåter, men offshore- og serviceskip, blant annet til havbruksnæringen, lasteskip, cruise og fiskebåter har også et potensial. Vi har estimert et samlet årlig hydrogenbehov for skipsfart i norske farvann i 2030 på ca. 18 000 tonn. Hydrogen anses som en nødvendig del av løsningen for å nå ambisjoner som er satt av IMO og andre om nullutslipp for transporter med store energibehov og over lange avstander.



¹ Totalkostnad ved eierskap er et estimat for alle direkte og indirekte kostnader ved eierskap av et produkt eller system. For kjøretøy inkluderer dette avskrivning av innkjøpspris eller leasing pris, og løpende utgifter som drivstoff, parkering, forsikring, reparasjoner og vedlikehold.

Industri

- I Norge produseres i dag rundt 225 000 tonn hydrogen fra industriprosesser. Yara sin ammoniakkproduksjon på Herøya og Equinor sin metanolproduksjon på Tjeldbergodden står for mesteparten (180 000 tonn) av dette. Begge disse anleggene har en egen gassreformer, og produserer alt hydrogen de trenger selv.
- Yara har vurdert å erstatte deler av dagens hydrogenproduksjon fra gassreforming med elektrolyse, og Hydro har sett på mulighet for å erstatte LPG som brensel i anodefabrikken og støperiet i Årdal. For begge disse bedriftene krever dette at bruk av elektrolysebasert hydrogen blir konkurransedyktig sammenlignet med naturgassreforming eller bruk av LPG.
- Kun én industriaktør (TiZir) vurderer at bruk av hydrogen i sin industriprosess er teknisk og økonomisk interessant på kort- til mellomlang sikt (frem mot 2030). Behovet for hydrogen i TiZir sitt hydrogenbaserte konsept er rundt 8000 tonn H₂/år, og er tenkt produsert med elektrolyse.
- I annen varmeintensiv industri i Norge (sement, petrokjemisk industri, og smelteverk) vurderes det som mindre aktuelt å bruke hydrogen som brensel eller reduksjonsmiddel. Et mulig unntak fra denne regelen er asfaltproduksjon. Møre og Romsdal Fylkeskommune gjennomfører en mulighetsstudie om bruk av hydrogen i asfaltproduksjon.
- Flere industriaktører ser et potensial for kostnadseffektiv produksjon av hydrogen fra avgassene fra industrianleggene. Dette skyldes høy konsentrasjon av CO, som kan omdannes til hydrogen gjennom vann/gass skiftreaksjonen, og/eller en andel hydrogen i avgassen.

Eksport

- Norge eksporterte 117,4 milliarder m³ gass i 2017. Dette er nok til å produsere rundt 25 millioner tonn hydrogen. Norge har også lang erfaring med CCS, og betydelig kapasitet for CO₂-lagring på norsk sokkel. Norge er derfor i en unik posisjon til å bli en eksportør av blå hydrogen.
- Eksport av hydrogen fra norsk gass til Europa kan gjøres på to måter; gassen kan reformeres i Norge, med påfølgende transport av hydrogen til Europa, eller gassen kan reformeres etter mottak i Europa.
- Europeisk industri bruker omtrent 8 millioner tonn H₂/år. Det meste av dette brukes i oljeraffinerier og til ammoniakkproduksjon. Eventuell stor-skala eksport av blå hydrogen fra Norge vil kunne betjene dette markedet, og bidra til utslippsreduksjoner.
- Hvis reformering gjøres i Europa, så representerer London Protokollen et juridisk hinder for lagring av CO₂ fra reformeringsprosessen på norsk sokkel. Et alternativ er å lagre CO₂ i mottagerlandet (på land eller under havbunnen), eller på land i andre europeiske land.
- Markedet for hydrogen for oppvarming av bygg antas å bli dominert av blå hydrogen. Dette skyldes primært lavere produksjonskostnader enn grønn hydrogen, at deler av eksisterende gassinfrastruktur kan benyttes til hydrogen, og at utbygging av kraftproduksjon til å produsere tilstrekkelig grønn hydrogen vil kreve betydelige investeringer i nettkapasitet.
- Det er mindre aktuelt å transportere hydrogen fra Norge til Europa innblandet i naturgass, for deretter å separere ut hydrogen som et eget produkt. Markedsverdien til rent hydrogen vil derfor normalt være høyere enn for hydrogen innblandet i naturgass.
- Eksisterende gasseksportørledninger kan potensielt brukes til å transportere hydrogen, i ren form eller som tilsats til naturgass. Sluttbruker vil derimot ofte ha begrensninger på hydrogen

tilsats. Innblanding av 20 volum % hydrogen kan medføre behov for til dels betydelige modifikasjoner av mange industrielle applikasjoner, som gassmotorer, turbiner og prosesser.

- Det er fundamentale regulatoriske barrierer mot tilsats av hydrogen i hovedrørledningsnettet for naturgass i Europa.
- Ved å transportere hydrogen som tilsats i naturgass reduseres energitettheten til gasstrømmen med økende grad av innblanding av hydrogen. For eksempel har en naturgasstrøm med 80 volum % hydrogen ved 100 bar og 25°C ca. 61% lavere energitetthet enn ren naturgass. Det trengs derfor ca. 2,5 ganger så mange Nm³ gass (naturgass og hydrogen) for å levere det samme energibehovet. Det gjør at klimagevinsten ved forbrenningspunktet blir bare ca. 50%.
- For å kunne benytte et eksisterende naturgassrør til frakt av hydrogen, må hele det tilhørende rørledningssystemet re-kvalifiseres. Dette inkluderer eventuelle landanlegg og komponenter, og vil kunne medføre behov for tilpasninger og oppgraderinger.
- Muligheten for å benytte dagens gasseksportørledninger til transport av hydrogen avhenger også av ledig kapasitet, og kommersielle hensyn. Dette gjelder blant annet forutsigbarheten til markedet for hydrogen produsert fra naturgass, med eller uten karbonfangst.
- Skip er det eneste realistiske alternativet til rørledning for eksport av hydrogen til Europa. Dette skyldes at aktuelle volum hydrogen som må transporteres for en eksportindustri er for store til at transport med tankbil blir lønnsomt.
- Hydrogen kan fraktes med skip i flytende form, som ammoniakk, eller med en flytende organisk hydrogenbærer (FHB). Dette krever konverteringsanlegg på landsiden, i begge ender av frakten, som medfører et betydelig energitap. Fordeler med å transportere hydrogen som ammoniakk eller FHB er at eksisterende skip kan benyttes og det blir lavt energitap ved frakt og lagring.



Nasjonal bruk

- DNV GL har estimert et fremtidig marked for hydrogen til nasjonal bruk i Norge på ca. 250 000 tonn H₂/år i 2030. Av dette utgjør bruk til ammoniakk- og metanolproduksjon ca. 75%.

Bruksområder i transportsektoren er forventet å skape et marked for opp mot 60 000 tonn H₂/år i 2030. I tillegg representerer ny bruk i industri et begrenset marked frem til 2030.

- Valg av verdikjede for leveranse av hydrogen til sluttbrukere er en optimalisering av ulike variabler, slik som etterspørsel i et geografisk område, krav til leveransehyppighet og renhetsgrad for hydrogenet, og avstand mellom forbruk og produksjon.
- Både gassreforming og elektrolyse er aktuelle metoder for verdikjeder i Norge for storskala hydrogenproduksjon med behov for transport av hydrogen til forbrukspunkter. CCS må anvendes for at hydrogen produsert med naturgassreforming skal ha et lavt karbonfotavtrykk.
- Elektrolyse er spesielt velegnet for småskalaproduksjon av hydrogen. Dette er fordi elektrolyse kun krever tilgang på kraft og vann, og er veldig modulært. Det medfører at produksjonen i stor grad kan tilpasses forbruk, og dermed at lagringsbehov blir begrenset. En typisk anvendelse er lokal produksjon for hydrogenstasjoner i transportsektoren.
- Det forventes at små elektrolyseanlegg i Norge vil fortrinnsvis trekke kraft fra strømmettet. For produksjon av større volumer, som for eksempel til maritime havner eller for jernbane, kan det bli relevant å se på muligheter for direkte kobling til en vindpark eller et vannkraftanlegg.
- Hydrogen for ammoniakk- og metanolproduksjon er forventet å bli produsert fra naturgass frem til 2030. Dette er fordi; 1) hydrogenproduksjon er en integrert del av verdikjeden i de aktuelle industrielle prosessene; 2) det forventes å være den rimeligste produksjonsformen til 2030, selv med en betydelig karbonpris, og; 3) det er gjort store investeringer i dagens anlegg.
- Klimaperspektivet er en viktig driver for økt bruk av hydrogen i Norge. Dette tilsier at anvendelse av CCS kan være en forutsetning for ny produksjon av hydrogen fra naturgass utenfor eksisterende industri. Dette tilsier at gassreforming (med CCS) på nær til mellomlang sikt kun vil være aktuelt for større anlegg som kan få tilgang til gass- og CCS-infrastruktur.
- Strømprisen er den dominerende faktoren for pris på hydrogenproduksjon fra elektrolyse. Det medfører at fordeling av hydrogen fra et storskala elektrolyse anlegg vil normalt kreve tilgang til billigere kraft eller redusert nettleie for å bli konkurransedyktig med lokal elektrolyse.
- For havner og andre knutepunkter er det relevant å vurdere mulighet for samlokalisert produksjon, og kombinere infrastruktur for hydrogenfylling for skip, tog, og for terminaler for langdistanse buss og varetransport.
- Hvis det norske fullskalaprojektet for CCS blir realisert, med landanlegg for mottak av CO₂ på Kollsnes, vil det være relevant å vurdere samlokalisert produksjon med gassreforming langs skipsleden til Kollsnes, eller i nærhet av Kollsnes.
- Teknologimodenhet og tilgang på modeller vil ikke representere en vesentlig begrensning på opptak av hydrogenlastebiler i Norge. Denne konklusjonen utledes delvis fra dagens situasjon, hvor vi ser at store aktører har allerede bestilt store antall hydrogenkjøretøy, og Nikola sine uttalte planer om å etablere et nett med mer enn 700 hydrogenstasjoner i USA og Canada innen 2028, samt tilsvarende nett med stasjoner for det Europeiske markedet innen 2030.
- Hydrogentog tilsvarende de som allerede opererer i Tyskland vil være egnet for passasjertrafikken på de dieseldrevne banene i Norge. Noe teknologiutvikling må til for at også godstrafikken kan flyttes over på hydrogendrift, men dette antas å være realiserbart før 2030.
- Etablering av hydrogen-stasjoner vil kreve offentlige virkemidler i utrullingsperioden. Selv om hydrogen har et konkurransefortrinn for tyngre kjøretøy, så kan svak konkurranseevne for lette hydrogenkjøretøy bidra til forsinket etablering av tilstrekkelig antall fyllestasjoner.

- Kraftoverskuddet i Norge forventes å øke fra 5 TWh i 2018 til 20 TWh i 2030. Dette aktualiserer mulighet for å etablere nye kraftkrevende industrier, som elektrolysebasert hydrogenproduksjon.
- Hvis det er noe fleksibilitet til konkret lokalisering av elektrolyseanlegg, så er det ventet å være uproblematisk å etablere elektrolyseanlegg med et samlet effektuttak på opptil 0,5 GW. Store elektrolyseanlegg vil imidlertid noen steder utløse behov for store nettinvesteringer.
- Dagens nettkapasitet ved industrianleggene på Herøya, Tjeldbergodden og i Tyssedal (TiZir) er vidt forskjellig. Det er mest robust kraftnett i nærheten av Herøya og svakest ved Tjeldbergodden. Tilkobling av et storskala elektrolyseanlegg vil medføre at nettstasjonene på stedet må oppgraderes til et høyere spenningsnivå og at transformatorstasjonen må skiftes ut. I tillegg må kraftledningen mellom den lokale nettstasjonen og overliggende nett forsterkes.
- Begrenset overføringskapasitet ut av Nord-Norge medfører at økt kraftproduksjon i landsdelen gir lavere kraftpriser enn i resten av Norge. Dette kan gjøre det attraktivt å produsere hydrogen ved elektrolyse i Nord-Norge. Vindkraftproduksjonen aktualiserer også mulighet for å etablere elektrolyseanlegg som er koblet direkte til vindparker. Konkurransesevnen til slik produksjon avhenger av kostnadene til hele verdikjeden frem til hydrogen er levert til sluttbruker.



1.3 Summary

The main purpose of this report is to map the role that it is realistic to assume that hydrogen can play in Norway as part of a transition to a low carbon future towards 2030. We aim to provide an objective, neutral and up-to-date description of the market and technology status for hydrogen. We will also describe the possibilities and limitations for hydrogen as a low and zero emission energy carrier from a value chain perspective. This will be based on Norwegian circumstances. The report will form part of the knowledge-base for the Government's effort to develop a "comprehensive strategy for research, technology development and use of hydrogen as an energy carrier".

The report provides an analysis of options for reducing greenhouse gas (GHG) emissions in Norway through production and use of hydrogen. This includes the use of hydrogen as a feedstock in industry and the use of hydrogen as an energy carrier. Use of hydrogen as a fuel for transport, or for combustion heating in building or industry, are examples of applications where hydrogen is used as an energy carrier.

The report also considers the potential for reducing GHG emissions abroad by replacing some Norwegian gas exports with exports of 'blue hydrogen'. Blue hydrogen is hydrogen produced from fossil fuels, where carbon dioxide (CO₂) from the reforming process is captured and injected into a subsurface geological formation for permanent storage (Carbon Capture and Storage - CCS).

A value chain perspective is applied to evaluate and compare different hydrogen delivery chains. This includes considerations regarding different methods for production, transport and storage of hydrogen, and associated assessments of costs, energy losses, and GHG emissions.

Figure 1-2 shows estimated demand for hydrogen in Norway in 2030. Almost all current hydrogen demand is related to production of ammonia and methanol at Herøya and Tjeldbergodden. We have, based on a dialogue with the owners of these facilities, assumed that the hydrogen consumption at the facilities will be about the same in 2030. This represents about 75% of the total demand in 2030. The hydrogen production units are an integrated part of these two industrial facilities.

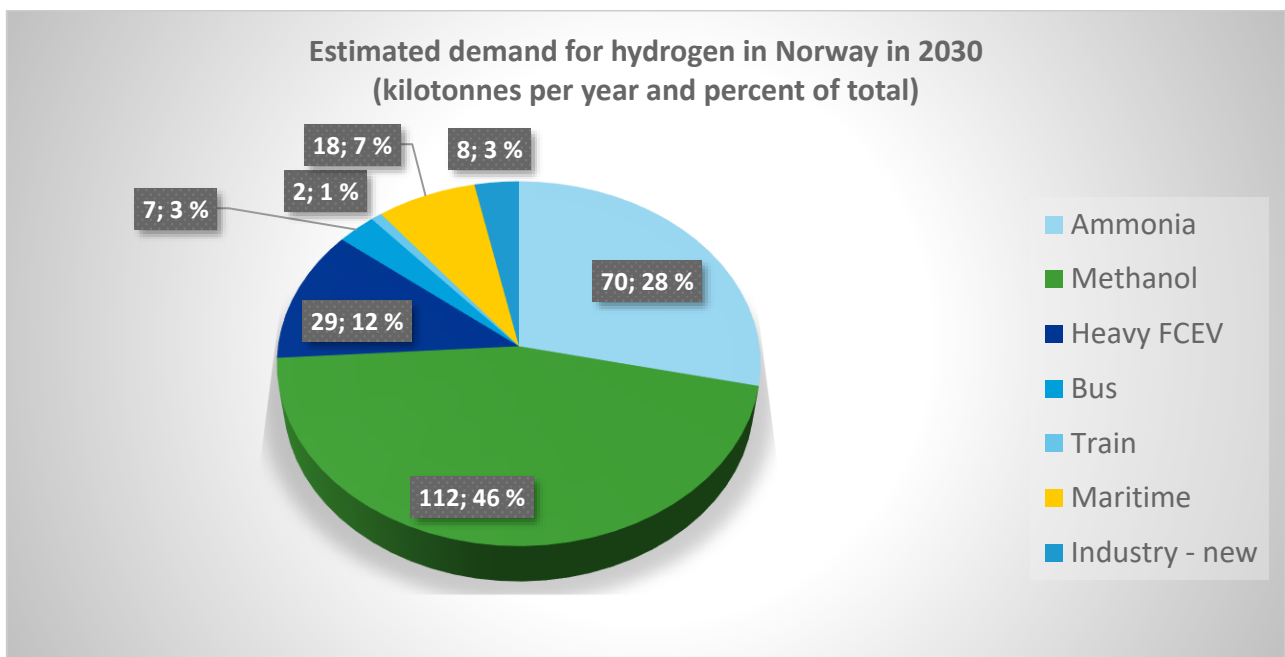



Figure 1-2: Estimated demand for hydrogen in 2030 by application.



The hydrogen demand for transport applications is estimated to be 56,000 tonnes per year. For comparison, current hydrogen demand for transport is less than 30 tonnes per year. Heavy fuel-cell electric vehicles (FCEV) represent about half of the predicted demand in 2030, and the maritime sector represents about 30% of the predicted demand. Our analysis suggests a limited uptake of light FCEV. The corresponding hydrogen demand for light FCEV is therefore not included in our projections. Buses and passenger-trains represent an additional demand of 9,000 tonnes H₂/year.

Norwegian circumstances imply that hydrogen production in Norway will be predominantly done by water electrolysis or reforming of natural gas. We predict that the hydrogen production for ammonia and methanol production in Norway in 2030 will most likely still be done by gas reforming. We further predict that electrolysis will broadly be used to produce hydrogen for transport applications, and, if the proposed concept is developed, for use in TiZir's titanium and iron ilmenite upgrading facility in Tyssedal.

The report also discusses concepts for export of blue hydrogen. If delivery chains are established for such export, then this will also make it more relevant to consider the supply of blue hydrogen to ports and other big hydrogen consumers along the Norwegian coast.

Use of hydrogen as a fuel for transport has an estimated potential to reduce CO₂ emissions by about 500,000 tonnes of CO₂ per year. This represents about 1% of current national CO₂ emissions. The use of hydrogen as a reducing agent for ilmenite upgrading can further contribute about 250 000 tonnes per year of CO₂ emission reductions. Application of CCS for the ammonia and methanol production facilities, or alternatively, a partial transition to electrolysis-based hydrogen production, may reduce the combined emissions from these facilities by about 1 million tonnes of CO₂ per year.

Evaluation of the competitiveness of different hydrogen value chains must be done with a value-chain perspective. An important finding in the report is that local production of hydrogen by electrolysis will normally be the most cost-effective option for small- to medium-scale production in Norway. Centralized, large-scale production by gas-reforming and CCS, with subsequent transport and delivery to the end-user, will only be cost-effective in Norway if there is a very sizeable regional demand.

1.4 Key findings

Role of hydrogen

- About 3% of world energy consumption is used to produce hydrogen. This production is predominantly based on fossil energy sources and has a high carbon footprint. This footprint can be substantially reduced through use of CCS, or by switching to hydrogen production by electrolysis with renewable power.
- Hydrogen can also support decarbonization of sectors that do not deploy hydrogen at scale today. In Norway, this applies principally to the transport sector, where hydrogen can displace fossil fuels, for instance for heavy trucks and in the maritime sector. This presumes that the hydrogen delivery chain has a low carbon footprint.
- Today, the levelized cost of produced hydrogen is lower for natural gas reforming than for electrolysis for large-scale hydrogen production. However, the need to apply CCS and advantages of scale limits relevant locations for such production in Norway. There are also significant complexities and uncertainties involved in developing large-scale production of blue hydrogen, and location constraints can give high costs associated with transport and storage of hydrogen.

- Water electrolysis is a very modular technology, requiring only water and power, and is therefore well-suited for local production, in particular in Norway, since Norway has a very clean (low-carbon) electricity mix. Local production also avoids expensive transport, and, in many cases, this will make such production price-competitive with gas reforming.
- Transport and storage of hydrogen requires that the hydrogen gas is compressed to high pressures, or that the hydrogen is liquefied or synthesized to ammonia or a liquid hydrogen carrier such as methylcyclohexane. However, liquefaction and synthesis processes and subsequent regasification and liquid decomposition processes require significant energy inputs. Combined, these processes generally require at least 20% of the energy contained in the hydrogen being converted.
- Transport and storage of liquid hydrogen has a high cost and is normally a relevant option only for long-distance transport of large volumes, to achieve more efficient transport than for compressed hydrogen, or if liquid hydrogen is required by at least one end-user.
- The cost and carbon footprint of hydrogen used by the end-user depends on costs and emissions along the entire delivery chain from production, through transport and storage, to consumption. Cost, technology readiness level, and emissions should be considered for all components in the hydrogen delivery chain when evaluating or comparing alternative concepts.

Transport

- Several policy documents, including "Energimeldingen", the Government's Climate Strategy, and the Norwegian National Transport Plan (NTP) gives guidance on how low- and zero-carbon transport solutions can be phased in. This includes battery technology and other electrification options, use of hydrogen, and low carbon alternatives such as CNG, LPG, methanol, and biofuels.
- We estimate that, in Norway in 2025, the total cost of ownership² (TCO) for both light battery electric vehicles (BEV) and hydrogen fuel-cell electric vehicles (FCEV) will be lower than for gasoline and diesel vehicles. But light hydrogen FCEV will have higher TCO than comparable BEV.
- Our analysis indicates that hydrogen FCEV will be competitive by 2030 for heavy vehicle segments, such as heavy freight trucks and long-distance buses. It is therefore expected that hydrogen FCEV will achieve substantial market shares in these segments.
- The Norwegian Environmental Agency has estimated the fraction of sales of buses and heavy freight trucks that is needed to meet the related 2030 targets set in NTP, i.e., 50% of new heavy freight trucks and 75% of new long-distance buses should be zero-emission vehicles. With this as a reference, we estimate a total hydrogen demand in 2030 in Norway from these segments of 36,000 tonnes H₂/year. This is considered achievable based on the competitive situation.
- Locomotives powered by hydrogen fuel-cells is a decarbonization option for the four railways in Norway that are not electrified. Analysis shows that hydrogen fuel-cell locomotives are already cost-competitive with diesel-engine locomotives from a total cost of ownership perspective. However, by 2030, we expect that hydrogen-trains will only be introduced for passenger trains on two railways – Raumabanen and Rørosbanen. Our analysis indicates that these railways will represent a demand of about 2,000 tonnes of H₂/year.

² The total cost of ownership is a financial estimate of all direct and indirect costs of ownership of a product or system. For vehicles, this includes depreciation of purchase cost or leasing cost, and running costs such as fuel, parking, insurance, repairs and maintenance.

- Several ongoing initiatives in the maritime sector are exploring hybrid options for ships that include the use of hydrogen as a fuel. Our analysis suggests that the ship-segments with greatest potential for hydrogen-fuelled propulsion are vehicle and passenger ferries and high-speed ferries, but other ship-types also have potential for hydrogen-fuelled propulsion. We estimate the demand for hydrogen for shipping in Norwegian waters in 2030 to be about 18,000 tonnes of H₂/year. The use of hydrogen technology in shipping is considered necessary to reach the emission reduction ambitions set by IMO and other entities. This applies particularly for ships with substantial energy requirements and long-distance journeys.

Industry

- In Norway today, about 225,000 tonnes of H₂/year is produced in industry processes. The bulk of this production, about 180,000 tonnes, is used for production of ammonia and methanol by respectively Yara at Herøya and Equinor at Tjeldbergodden. Both of these facilities produce all the hydrogen they need through on-site reforming of natural gas.
- Yara has evaluated the economic feasibility of using electrolysis to produce a fraction of the hydrogen needed. Hydro has also considered the economic cost of replacing LPG with hydrogen as a fuel for combustion heating at their anode plant and foundry in Årdal. For both of these companies, this switch-over requires that the use of hydrogen produced by electrolysis becomes cost-competitive with the current use of natural gas or LPG.
- Only one industrial facility in Norway (TiZir) currently considers the use of hydrogen in their industry process to be economic in the short- to medium-term (before 2030). The potential demand for hydrogen as a reducing agent in their process is about 8,000 tonnes of H₂/year.
- The use of hydrogen as a fuel for heating or as a reducing agent is currently not considered in other relevant industries (e.g. cement, petrochemical industries, and smelting works). A possible exception is asphalt production. The provincial government in Møre og Romsdal is currently doing a feasibility study on the possibility of using hydrogen as a fuel for heating in asphalt production.
- Several industry actors have expressed that there is a potential for cost-effective production of hydrogen from the flue gas from their respective facilities. This is due to high fraction of carbon monoxide (CO) in the flue gas, from which hydrogen can be produced through the water-gas shift-reaction, or in some cases due to a fraction of hydrogen in the flue gas.

Export


- Norway's gas export was 117.4 billion m³ in 2017. This is enough to produce about 25 million tonnes of hydrogen. Norway also has extensive experience with CCS, and considerable capacity for CO₂ storage on the Norwegian continental shelf. Norway is therefore in a unique position to become an exporter of blue hydrogen.
- Export of hydrogen produced from natural gas to Europe can be done in two ways: the gas can be reformed in Norway, with subsequent transport of hydrogen to Europe, or the gas can be reformed after arrival in Europe.
- The industry in Europe consumes about 8 million tonnes of hydrogen per year. Most of this is used in oil refineries and for ammonia production. Large-scale exports of blue hydrogen from Norway can serve this market and contribute to emission reductions.

- If gas reforming is done after arrival in Europe, then the London Protocol is a legal barrier to storage of CO₂ from the reforming process on the Norwegian continental shelf. An alternative is to store CO₂ in the recipient country (on land or under the seabed), or on land in other European countries.
- The hydrogen market for heating buildings is believed to be dominated by blue hydrogen. This is primarily due to lower production costs than green hydrogen, that parts of existing gas infrastructure can be used for hydrogen, and that the development of power-generation capacity for the needed volumes of hydrogen will require considerable investment in grid capacity.
- Transport of hydrogen from Norway to Europe in natural gas streams, and then later separating out hydrogen as a separate product at arrival, is not practical. This implies that the market value of pure hydrogen will normally be higher than for hydrogen blended with natural gas.
- Existing gas export pipelines can potentially be used to transport hydrogen, in pure form or blended with natural gas. However, end-users often have technical limitations on the level of hydrogen in the natural gas. A blend with 20% hydrogen by volume may require substantial modifications to end-user applications, such as gas engines, turbines, and processes.
- There are fundamental regulatory barriers to blending hydrogen into the gas stream in the European transmission system for natural gas.
- Blending hydrogen in natural gas streams reduces the energy density. For example, a natural gas stream with 80% hydrogen (by volume) at 100 bar and 25°C has approx. 61% lower energy density than pure natural gas. Approx. 2.5 times as many Nm³ gas (natural gas and hydrogen) is therefore needed to deliver the same amount of energy. As a result, the emission reductions (climate benefit) at point of combustion is only about 50%.
- To use an existing natural gas pipeline for hydrogen, the entire associated transmission system must be requalified. This includes any land facilities and components, and may require the need for adaptations and upgrades.
- The possibility of using current gas pipelines for transporting hydrogen also depends on the available capacity and commercial considerations. This applies, among other things, to the predictability of the market for hydrogen produced from natural gas with or without CCS.
- Transport of hydrogen by ships is the only realistic alternative to pipelines for export to Europe. This is because the required volumes of hydrogen that must be transported for an export industry are too large for transport by heavy-duty trucks to be profitable.
- Ships can carry hydrogen in pure form as a liquid, or as ammonia, or with a liquid-organic hydrogen carrier (LOHC). This requires conversion facilities on both ends of the journey, and results in significant energy losses. Advantages of transporting hydrogen as ammonia or with a LOHC are that existing ships can be used and low energy losses during transport and storage.

National use

- DNV GL has estimated a future market for hydrogen for national use in Norway of about 250,000 tonnes of H₂/year in 2030. Hydrogen used in production of ammonia and methanol accounts for about 75% of this consumption. Use of hydrogen for transport is expected to increase and the market potential is estimated to be up to 60,000 tonnes of H₂/year in 2030. New use in industry represents a limited market given the expected cost-competitiveness of hydrogen towards 2030.

- Choosing an optimal hydrogen delivery-chain to end-users is an optimization of various variables. For example, demand in a geographical area, requirements to delivery frequency and purity of hydrogen, and distance between consumption and production.
- Both gas reforming and electrolysis are relevant hydrogen production technologies for large-scale production in Norway. This is true for value chains that involve consumption on-site and those that involve transport of hydrogen to nearby consumption points. CCS must be applied for hydrogen produced from gas reforming to have a low carbon footprint.
- Electrolysis is particularly well suited for small-scale production, for instance, for fuelling stations in the transport sector. This is because electrolysis a very modular technology, and only requires access to power and water. Production can also easily be adjusted to match consumption. This implies reduced need for hydrogen storage.
- It is expected that small electrolysis plants will, in most cases, draw power from the power grid. For larger plants, such as for maritime ports or for railways, establishing a direct link to a wind farm or a hydro power plant may be a relevant and cost-effective option.
- Hydrogen for ammonia and methanol production is expected to continue to be supplied from natural gas until 2030. This is because: 1) hydrogen production is an integrated part of the value chain in these industrial processes; 2) gas reforming is expected to remain the least-cost production technology to 2030, also with a significantly higher carbon price, and; 3) large investments have been made in existing facilities.
- Climate policy is an important driver for increased use of hydrogen in Norway. This implies that the use of CCS can be a prerequisite for new gas reforming plants. We therefore expect that gas reforming will only be relevant for large plants that can access gas and CCS infrastructure.
- The electricity price is the most important component for the cost of producing hydrogen by electrolysis. This implies that centralized, large-scale electrolysis facilities, with subsequent distribution and delivery of hydrogen, will often require access to cheaper power or reduced grid costs to be competitive with local electrolysis.
- In a value chain and cost perspective, it is relevant to consider options for co-locating production and combining infrastructure. This applies, for instance, to hydrogen fuelling stations for ports and terminals for rail-, truck-, and bus-transport.
- If the Norwegian full-scale project for CCS is realized, with land facilities for receiving CO₂ at Kollsnes, it will be relevant to consider co-located production with gas reforming along the shipping route to Kollsnes, or in the vicinity of Kollsnes.
- Technology maturity and access to different vehicle models will not represent a significant limitation on the uptake of hydrogen trucks in Norway. This conclusion is partly derived from the current situation, where we see that large players have already ordered large numbers of hydrogen vehicles, and Nikola's stated plans to establish a network with more than 700 hydrogen stations in the US and Canada by 2028, and similar networks within Europe by 2030.
- Hydrogen trains, similar to those operating in Germany, are suitable for passenger traffic on the diesel-powered railways in Norway. Some technology development is needed for freight-trains to be powered by hydrogen, but hydrogen freight-trains are assumed to be available by 2030.
- Establishing an initial network of hydrogen stations will require public funding. Although heavy FCEV should become cost-competitive, weak competitiveness for light-duty and personal vehicles can contribute to slow establishment of hydrogen filling stations.

- 
- The Norwegian power surplus is expected to increase from 5 TWh in 2018 to 20 TWh in 2030. This raises the attractiveness of establishing new power-intensive industries in Norway, such as electrolysis-based hydrogen production.
 - It is expected to be feasible to establish electrolysis plants with a total power demand of up to 500 MW, provided there is some flexibility regarding location of individual plants. However, large electrolysis plants will, in some places, trigger costly grid reinvestments.
 - The robustness of the power grid and available grid capacity at the industrial plants at Herøya, Tjeldbergodden and Tyssedal (TiZir) are widely different. Herøya has access to a strong power grid, while there is limited available grid capacity at Tjeldbergodden. Connection of a large-scale electrolysis plant will, at all three locations, require that the on-site power station is upgraded to a higher voltage level and that the transformer is replaced. In addition, the power line between the local network station and the overlying network must be reinforced.
 - The transfer capacity in the transmission grid out of northern Norway is limited. The projected increase in power production in the region implies that power prices are expected to drop. This can make it attractive to produce hydrogen by electrolysis in northern Norway. New power production, especially from wind power production, makes it more attractive to establish electrolysis plants that are connected directly to the power production facility. The competitiveness of such production, i.e. that is disconnected from the power grid, depends on the cost of the entire value chain until hydrogen is delivered to the end user.

2 HYDROGENETS ROLLE

Dette kapitlet beskriver globale forhold og utviklingstrekk som er relevante for bruk av hydrogen, og et overordnet perspektiv på hydrogenets rolle i det globale energisystemet. Dette omfatter både anvendelser der hydrogen brukes på grunn av energiinnholdet (som brensel eller drivstoff) og anvendelser der hydrogen brukes som kjemisk innsatsfaktor i industriproduksjon. Vi presenterer status og framtidsutsikter for disse anvendelsene fra et globalt perspektiv, og ulike metoder for produksjon, transport og lagring av hydrogen. Dette skal gi et bakgrunnstykke for diskusjon av nasjonal anvendelse og verdiskapning knyttet til bruk av hydrogen som energibærer i kapittel 3, 4, 5 og 6. Vi diskuterer også bruksområder som er mindre relevant for Norge, slik som bruk av hydrogen for oppvarming av bygg, og begrunner hvorfor disse ikke blir videre vurdert i rapporten.

2.1 Bakgrunn

I 2016 var verdens totale energikonsum ca. 400 exajoule (DNV GL, 2018e). Rundt 3% av dette energikonsumet ble brukt til å produsere hydrogen.³ Hydrogen er det letteste og minste av alle grunnstoff. Siden hydrogen reagerer svært lett med andre stoffer, finnes ikke rent hydrogen fra naturens side på jorda eller i atmosfæren. Hydrogen må derfor fremstilles ved å skille hydrogen fra sin kjemiske binding med andre grunnstoff. Dette er bakgrunnen for at hydrogen kalles en energibærer, og ikke en energikilde slik som sol, vind, kull, olje og naturgass. Hydrogen produseres normalt med å skille hydrogen fra karbonbindingen i kull, olje eller gass, eller fra bindingen med oksygen i vann.

Omtrent alt hydrogen som produseres i dag brukes som kjemisk innsatsfaktor i industriproduksjon, hvorav bruk i ammoniakkproduksjon, metanolproduksjon, og i oljeraffinerier utgjør ca. 90% (Shell, 2017). Store deler av hydrogenet for disse bruksområdene produseres av den industrielle forbrukeren, eller i nærhet til det aktuelle industrianlegget. Om lag 96% av hydrogen omsetningen er bundet, der produksjon og forbruk er nært relatert, mens bare 4% omsettes i et marked (Shell, 2017). En svært liten del av verdens hydrogenforbruk, anslagsvis 1000 tonn, eller rundt 0,002%, brukes i dag for hydrogenkjøretøy⁴. Dette er imidlertid et område der teknologi er under utvikling. For eksempel økte total samlet kapasitet fra brenselceller levert per år til transportanvendelser fra 37 MW i 2014 til 456 MW i 2017 (E4Tech, 2017). Dette er over en tidobling av årlig levert kapasitet.

Selv om verdens forbruk av hydrogen som kjemisk innsatsfaktor i industriproduksjon er antatt å fortsette å vokse (DNV GL, 2018b), dreier debatten om hydrogen som energibærer primært om rollen hydrogen kan spille i å oppnå reduksjoner i klimagassutslipp. De viktigste anvendelsene er hydrogen som drivstoff for transportsektoren og hydrogen som brensel for oppvarming i bygg og i industri. Bruk av brenselceller til transport kan også, som elektrisk drift, redusere lokal luftforurensning⁵.

I tillegg vurderes muligheten for å produsere hydrogen fra variabel fornybar strømproduksjon, fortrinnsvis sol- og vind-kraft. Et eksempel på dette er EU prosjektet HAEOLUS som skal teste kombinasjonen av vindkraft og hydrogenproduksjon i Berlevåg kommune (NFR, 2018). Slik nyttegjøring av fornybar kraftproduksjon vil åpne for at regioner kan tillate en større strømproduksjon fra variable fornybarkilder, utover det som er mulig å eksportere via kraftnettet.

³ Det er estimert at verdens forbruk av hydrogen er over 55 millioner tonn (Hydrogen Council, 2017). Dette tilsvarer ca. 7.8 EJ basert på brennverdien (energiinnholdet) til hydrogen. Tar vi med at rundt en tredjedel av energien blir tapt i produksjonsprosessen (20-50% avhengig av produksjonsform), får vi at energimengden som brukes til å produsere hydrogen er rundt 12 EJ.

⁴ Det finnes i dag ca. 10 000 hydrogenkjøretøy i verden (h2tools.org).

⁵ Dersom hydrogen anvendes i en brenselcelle, produseres elektrisk energi uten andre tilleggsprodukter enn vann og varme. Forbrenning av hydrogen i atmosfærisk luft, for eksempel i en forbrenningsmotor, genererer energi, vanddamp og noe nitrogenoksider (NOx).

2.2 Kontekst for dekarbonisering

I denne rapporten er det tatt utgangspunkt i at hydrogen i framtiden må være framstilt med lavt karbonfotavtrykk for å kunne tilfredsstillere kravene i et lavutslippssamfunn. Karbonfotavtrykket til produsert hydrogen kan variere fra under 1 kg CO₂-ekvivalenter per kg hydrogen (kgCO₂e/kgH₂), til over 40 kgCO₂e/kgH₂. Reformering av naturgass, som representerer to tredjedeler av dagens produksjon av hydrogen, har et karbonfotavtrykk på omtrent 10-14 kgCO₂e/kgH₂, hvorav omtrent 9 kgCO₂e/kgH₂ er forbundet med utslipp fra reformeringsprosessen.

Det er derfor et betydelig potensial for reduksjon av klimagassutslipp ved å bruke mindre utslippsintensive metoder for denne hydrogenproduksjonen. For eksempel vil hydrogenproduksjon med elektrolyse fra strøm ha et karbonfotavtrykk på rundt 0,8 kgCO₂e/kgH₂ når en legger til grunn utslippsdeklarasjon for strøm i Norge (korrigert for salg av opprinnelsesgarantier til Europa) (NVE, 2018b), og under 0,2 kgCO₂e/kgH₂ ved produksjon fra norsk vannkraft direkte⁶.

En alternativ metode å produsere hydrogen med et redusert karbonfotavtrykk er å anvende karbonfangst og -lagring (CCS). Dette er først og fremst aktuelt hvis man produserer hydrogen fra fossile brensler, fortrinnsvis naturgass og kull, men kan også anvendes på produksjon fra biomasse eller biogass. Hydrogen produsert fra fossile brensler med CCS betegnes gjerne som blå hydrogen. Hydrogenproduksjon med naturgassreformering med norsk gass fra Troll og Ormen Lange og integrert CO₂-fangst vil kunne oppnå et karbonfotavtrykk så lavt som 0.5 kgCO₂e/kgH₂ (H21, 2018).

Karbonfotavtrykket til hydrogenverdikjeder avhenger også av kjedens sammensetning og energiforbruk. Vi vil belyse noen kjeders energiforbruk og respektive klimautslipp fra produksjon, tilstandskonvertering (f.eks. kompresjon eller flytendegjøring), transport og lagringskomponentene i kapittel 2.3-2.6. Det bør også bemerkes at en viktig motivasjon for å bruke hydrogen som drivstoff i transportsektoren er at man, i tillegg til å unngå klimagassutslipp, unngår lokal luftforurensning fra NO_x og SO_x.

2.3 Produksjon

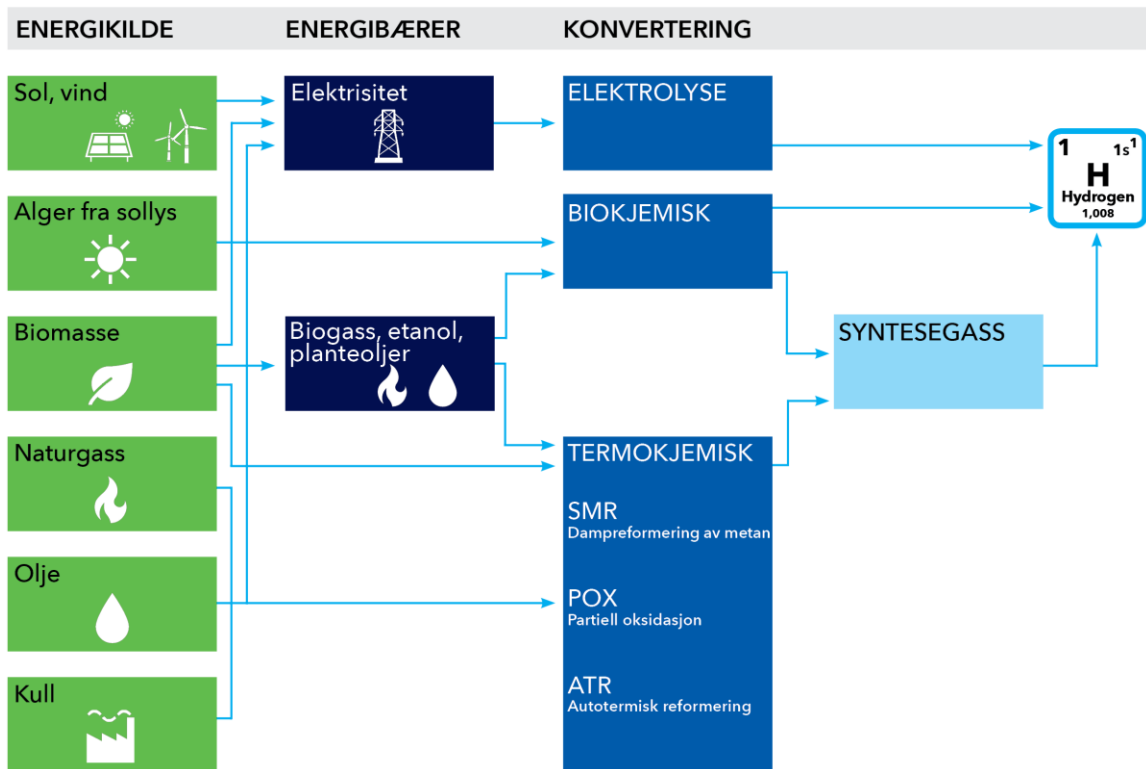
De mest anvendte måtene å produsere hydrogen er reformering av metanholdig gass, gassifisering av fossile brensler eller biomasse, og splitting av hydrogen fra vann via elektrolyse. Figur 2-1 viser de viktigste stegene i disse produksjonsprosessene, som er beskrevet nedenfor.

Effektiviteten til hydrogenproduksjon er et mål på hvor mye energi som må tilføres for å få en gitt energimengde ut i form av hydrogen. For at denne effektiviteten skal være sammenlignbar for ulike produksjonsmetoder er det viktig at beregningene bruker konsekvent lavere brennverdi eller total brennverdi⁷. I dette kapitlet beregner vi effektivitet basert på lavere brennverdi. Den lavere brennverdien til hydrogen er 119,96 megajoule (MJ) per kg hydrogen. For eksempel, hvis 50 kWh = 180 MJ må tilføres for å produsere 1 kg hydrogen, så vil effektiviteten være $119,96 / 180 = 0,67$, eller 67%.

Vi har under tatt med anslag på produksjonskostnad for hydrogen for forskjellige metoder, men ved vurdering av konkurranseforholdet mellom forskjellige metoder må det sees i sammenheng med samlet pris av produksjon og transport fram til forbruker. Verdien av hydrogen realiseres først når det anvendes hos forbrukeren, enten det er tung industri eller spesialisert småskala forbruk.

⁶ Forskjellen mellom karbonfotavtrykket for norsk vannkraft og karbonfotavtrykket som legges til grunn i NVEs varedeklarasjon for norsk strøm skyldes kjøp og eksport av opprinnelsesgarantier. Dette betyr at strømmiksen som legges til grunn for NVEs varedeklarasjon er forskjellig fra sammensetningen av produsert strøm i Norge.

⁷ Brennverdi er den energien som blir frigitt ved fullstendig forbrenning av en gitt mengde brensel (snl.no), og produktene fra forbrenningen er tilbakeført til tilstanden de hadde før forbrenning. Dette inkluderer energien som frigjøres ved fordampning av vann. Nedre brennverdi betegner total brennverdi minus mengden som kan frigjøres ved fordampning av vann, som ofte ikke vil kunne nyttegjøres. Dette gjelder for eksempel hvis vanddamp fra forbrenning eller en brenselcelle slippes ut gjennom en pipe eller eksosrør.

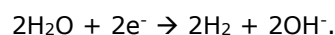


Figur 2-1: Prosesser for å produsere hydrogen.

2.3.1 Elektrolyse

I hydrogenproduksjon via elektrolyse brukes elektrisk strøm til å skille hydrogen og oksygen i vann. To metoder for slik elektrolyse er i dag dominerende; alkalisk elektrolyse og proton elektrolytt membran (PEM) elektrolyse. Det jobbes også mye med å utvikle metoder for elektrolyse under høy temperatur med keramiske membraner basert på samme teknologi som fastoksid brenselceller (SOFC – Solid Oxide Fuel Cell), men denne teknologien er fortsatt på demonstrasjonsstadiet. De to sistnevnte metodene (PEM og SOFC) har en potensiell fordel ved at de også kan brukes reversibelt som en brenselcelle.

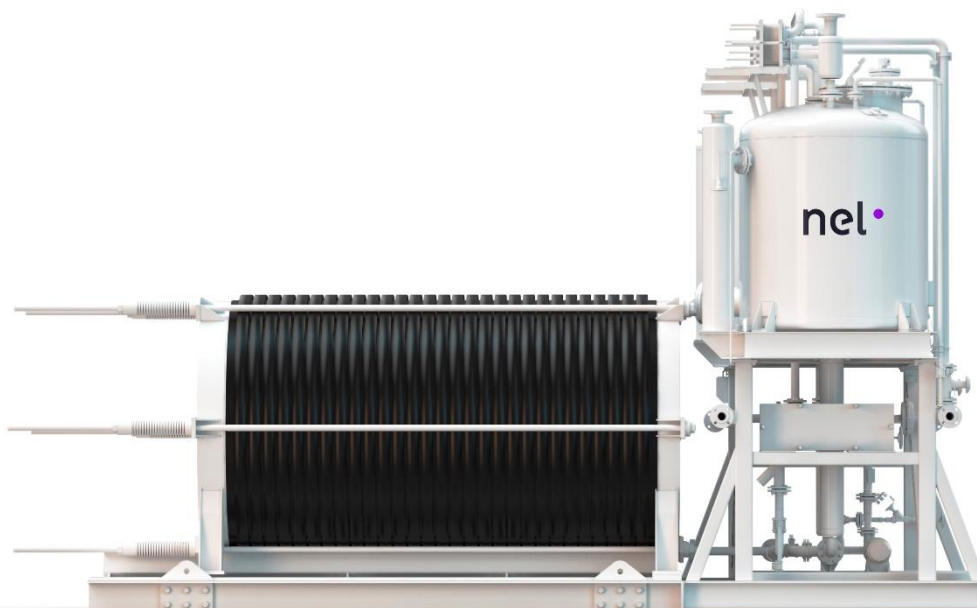
Alkalisk elektrolyse er en moden teknologi, og har blitt benyttet til fremstilling av hydrogen i over 100 år (D. M. F. Santos, 2013), blant annet av Norsk Hydro siden sent på 1920-tallet (NFR, 2006a). I denne metoden mister katoden elektroner til en alkalisk vannløsning, som forårsaker en splitting av vannmolekyl:



Det ladete hydroksid kompleksjonen beveger seg da mot anoden hvor elektronene blir absorbert og hydroksidanionene oksideres og danner vann og oksygen:



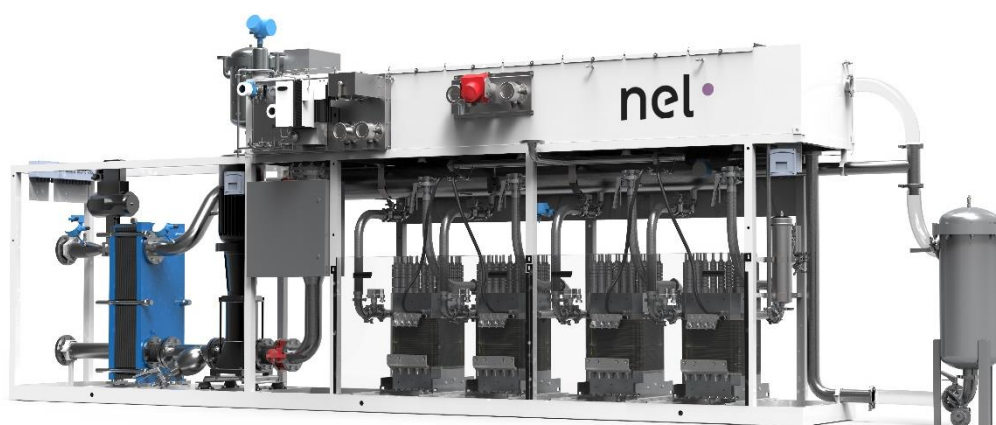
Alkalisk elektrolyse opereres normalt på rundt 60-80°C, har en energieffektivitet fra 55% til 69% (IEA, 2015) (basert på lavere brennverdi), og gir hydrogen med veldig høy renhetsgrad. Figur 2-2 viser en skisse av en modul for alkalisk elektrolyse.



Figur 2-2: Alkalisk elektrolysemodul. Kilde: NEL.

Shell (Shell, 2017) oppgir at kapitalkostnaden (CAPEX) for system for alkalisk elektrolyse ligger mellom 1000 og 1200 €/kW⁸. Dette inkluderer ikke installasjon. Til sammenligning angir IEA at prisen i 2015 var 850-1500 USD/kW (740-1300 €/kW) (IEA, 2015), og at et 400 MW alkalisk elektrolysesystem er tilgjengelig for 400 €/kW (IEA, 2017b). E4Tech og Element Energy (FCH JU, 2014) har anslått at CAPEX for alkaliske elektrolysesystem vil synke fra 1000-1200 €/kW i 2014 til 370-800 €/kW i 2030.

PEM elektrolyse har blitt anvendt siden 1966, og er i dag også en moden teknologi, men med muligens større potensial for effektivitetsøkning og kostnadsreduksjon enn alkalisk elektrolyse. PEM elektrolyse har omtrent samme driftstemperatur som alkalisk elektrolyse, men har i dag litt lavere energieffektivitet (55-66%) og renhet på produsert hydrogen. Figur 2-3 viser en skisse av en PEM elektrolysemodul.



Figur 2-3: PEM elektrolysemodul. Kilde: NEL

⁸ Et system på 1 MW vil ha en produksjonskapasitet på 20 kg i timen med en energieffektivitet på 67%.

E4Tech og Element Energy (FCH JU, 2014) har anslått at energieffektiviteten for PEM elektrolyse i 2030 vil være 62-74%. De estimerer også at CAPEX vil synke fra 1900-2300 €/kW i 2014 til 250-1270 €/kW i 2030. Til sammenligning oppgir NEL at de leverer PEM elektrolysører i dag er til ca. 850 €/kW, og antyder at prisen på PEM elektrolysører fra dem vil være 600 €/kW i 2020 og 350 €/kW i 2030.

Fraunhofer-Institut har en mer forsiktig prognose, og estimerer i (NOW, 2018) at PEM elektrolyse vil fortsette å ha litt lavere energieffektivitet og systemlevetid enn alkalisk elektrolyse i 2030, samt at CAPEX i 2030 vil være 850-1800 €/kW for PEM elektrolyse og 600-1400 €/kW for alkalisk elektrolyse.

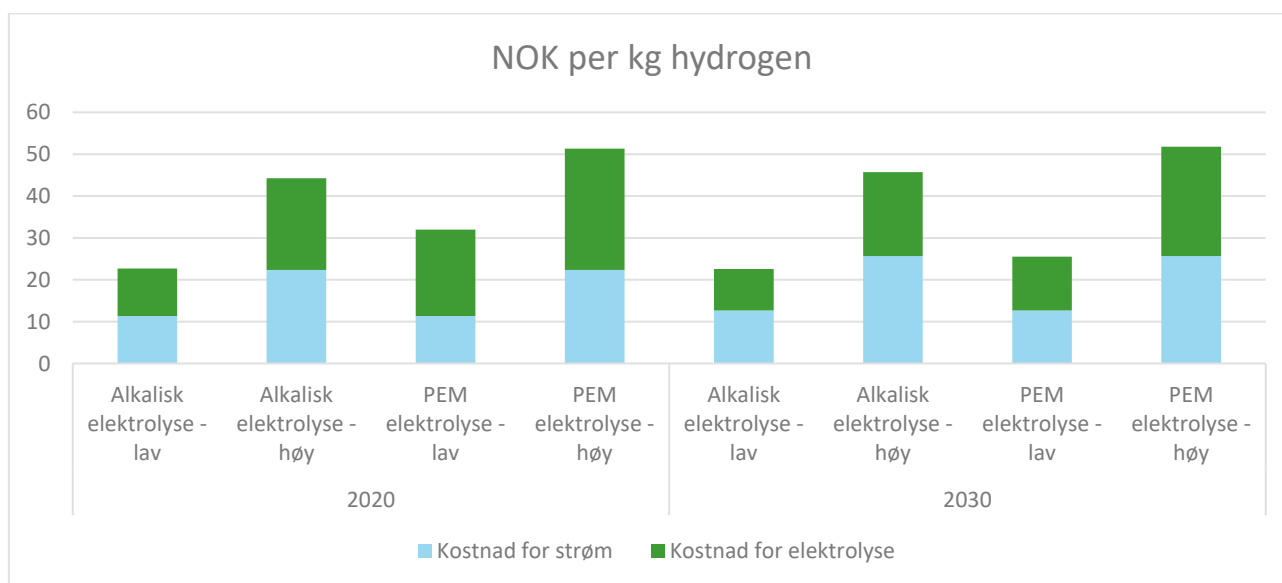
Shell (Shell, 2017) angir at levetiden til alkaliske elektrolysesystemer er 60-90 tusen timer, og at PEM system har en levetid på 20-60 tusen timer. Fraunhofer-Institut (NOW, 2018) anslår at levetiden i 2030 vil være 65-100 tusen timer for et 100 MW alkalisk elektrolyseanlegg, og 30-85 tusen timer for et tilsvarende PEM anlegg. NEL oppgir levetiden til deres PEM-elektrolysører er 12 år (ca. 100 000 timer).

PEM elektrolyseanlegg har imidlertid lavere operasjonelle kostnader (OPEX), og differansen i OPEX er forventet å bli større mot 2030 (NOW, 2018), med henholdsvis 6-10 €/kW per år for PEM elektrolyse og 13-32 €/kW per år for alkalisk elektrolyse for et 100 MW anlegg.

Reduksjon i CAPEX er en viktig grunn til at man forventer kostnadsreduksjoner for hydrogenproduksjon fra elektrolyse. Figur 2-4 sammenligner kostnaden ved hydrogenproduksjon fra elektrolyse under ulike antagelser om CAPEX og strømpris. Her legger vi Fraunhofer-Institut sine estimat for OPEX, effektivitet og levetid i 2030 til grunn, og antar drift 8000 timer i året.


NVE (NVE, 2018a) har anslått at kraftprisen i Norge kan øke fra 32 øre/kWh i 2020 til 36 øre/kWh i 2030. Hydrogenproduksjon med elektrolyse er i Statsbudsjettet 2019 fritatt for elavgift (Finansdepartementet). Nettleie for næringskunder lå i 2017 fylkesvis mellom 11 og 34 øre/kWh for kunder med effektuttak på 40 kW og 160 MWh/år (NVE, 2017). Hvis vi antar 20% økning i nettleien til 2030, får vi at strømprisen i 2030 vil være 0,49-0,77 NOK/kWh. Merk at for store elektrolyseanlegg med effektuttak på titalls MW er nettleien mindre, og kan være helt ned mot 2 øre per kWh gitt at de kvalifiserer for utkoblbar tariff (NVE, 2017)⁹.

I Figur 2-4 legger vi derfor til grunn at strømprisen for næringskunder i Norge vil være 0,34-0,67 NOK/kWh eksklusiv MVA i 2020, og 0,38-0,77 NOK/kWh eksklusiv MVA i 2030.



Figur 2-4: Estimert kostnad for hydrogenproduksjon med elektrolyse i Norge i 2020 og 2030.

⁹ Dersom elektrolysen er knyttet til egen kraftproduksjon, så er det kun produksjonskostnaden som er relevant.



Figur 2-4 viser en flat utvikling i kostnad per kg produsert hydrogen for alkalisk elektrolyse. Dette skyldes at kostnaden for hydrogenproduksjon ved vann-elektrolyse domineres av strømprisen, og energieffektiviteten til elektrolyseanlegget. Kapitalkostnader og andre operasjonelle kostnader utgjør et relativt sett lite påslag. Økt strømpris kompenserer derfor for reduksjonen fra lavere pris for elektrolyseapparat. Kostnaden for PEM elektrolyse faller noe som følge av at kostnaden for PEM elektrolysører er antatt å falle mer enn for alkaliske elektrolysører.

Det bemerkes at NEL sier deres kostnader for produksjon av alkaliske elektrolysemoduler på Notodden ligger på rundt 2,6 NOK/W, og at denne kostnaden vil kunne halveres til 2030 (Løkke & Halvorsen). Til tross for at dette vil kunne gi en kapitalkostnad ved salg som ligger betydelig under anslag i (FCH JU, 2014) og (NOW, 2018), vil man med samme energieffektivitet som det som er lagt til grunn i Figur 2-4 kun redusere kostnaden med omtrent 2 NOK/kgH₂ i 2030. Men med tilgang til billigere kraft vil man kunne senke prisen ytterligere. Dette kan for eksempel oppnås med direktekobling mellom et elektrolyseanlegg og en vindpark, se for eksempel analyse i kapittel 6.6.

NVE har publisert anslag for produksjonskostnader ved vindkraftutbygging i 2020 (NVE, 2018d). Her er det estimert at man kan oppnå en kraftpris ned mot 26 øre/kW i områder med gode vindressurser. Legger vi denne kraftprisen til grunn, antar direkteoppkobling slik at man unngår nettleie, og bruker NEL sine anslag for kapitalkostnad for alkaliske elektrolysemoduler, kan man oppnå en kostnad for produsert hydrogen på omtrent 15 NOK/kgH₂. Sammenlignet med kostnadene vist i Figur 2-5 ser vi at 15 NOK/kgH₂ er sammenlignbar med kostnaden for gassreformering med anvendelse av CCS.

Elektrolysesystemer er modulære og kan leveres i størrelser fra noen få kW til flere MW. Det norske selskapet Hydrogenpro, som er et agenturselskap for den kinesiske elektrolyseprodusenten THE, har eksempelvis inngått en avtale med franske H2V om å levere et 100 MW alkalisk elektrolyseanlegg, samt en intensjonsavtale å levere fem slike anlegg fra 2020 (DN, 2018). Større enheter er bygd opp av mange mindre enheter slik at kostnadsfordeler ved å bygge store anlegg er begrenset. Noe reduksjon i kostnad per kW vil kunne oppnås ved å øke systemstørrelsen til rundt 1 MW, bl.a. i forhold til omformere, gasstørking og system kontroll, men ytterligere kostnadsreduksjoner (per MW) antas å være begrenset for systemer over 1 MW (FCH JU, 2014).

Modulariteten til elektrolyse har flere fordeler, inkludert følgende:

- Velegnet for distribuert småskalaproduksjon, for eksempel for hydrogen-stasjoner, slik at man kan unngå behov for transport og store lagringstanker.
- Fleksibel produksjon. Dette oppnås med en kombinasjon av å skru av produksjon fra enkeltmoduler og justere ned effektuttak på moduler som kjøres.
- Investeringer i utbygging av elektrolyseanlegg kan gjøres i trappetrinn i fase med stigende markedsetterspørsel.

Elektrolyse har ingen direkte CO₂-utslipp, men vil ha indirekte utslipp forbundet med strømforbruket. Dette indirekte utslippet er avhengig av karbonfotavtrykket til strømmiksen som brukes. NVE har beregnet en varedeklarasjon for norsk kraftproduksjon i 2016 med et karbonfotavtrykk på 16 g/kWh (NVE, 2018b). Hvis vi antar at elektrolysen har en energieffektivitet på 67%, så vil man kunne produsere hydrogen med et karbonfotavtrykk på 0,8 kgCO_{2e}/kgH₂. Dersom en betrakter vannkraftproduksjon i Norge spesifikt, har den et karbonfotavtrykk rett under 3 g/kWh (Østlandsforskning, 2015). For storskala elektrolyse kan det være aktuelt å koble elektrolyseanlegget direkte til vind/solparker eller til vannkraft. Dette vil derfor kunne gi et karbonfotavtrykk under 0,2 kgCO_{2e}/kgH₂.

Karbonfotavtrykket kan også estimeres basert på en kontraktfestet strømmiks. Dette gjøres for eksempel av hydrogenprodusenter som kjøper sertifisert grønn, fornybar strøm for å kunne si at de selger grønn hydrogen. Det finnes ingen felles internasjonale krav til hva slags strømmiks som må legges til grunn for produksjon av grønn hydrogen, men standarden til TÜV SÜD krever at hydrogen fra elektrolyse skal ha et lavere karbonfotavtrykk enn 2,7 kgCO₂e/kgH₂. For å innfri dette kravet for et 67% energieffektivt elektrolysesystem må karbonfotavtrykket til strømmiksen være under 54 gCO₂e/kWh.



2.3.2 Gassreforming

Den vanligste formen for hydrogenproduksjon i dag er reformering av naturgass ved bruk av vanddamp som oksidant. Det estimeres at 68% av verdens hydrogenproduksjon er basert på reformering av naturgass (Shell, 2017)¹⁰. Samme prosess kan brukes til å produsere hydrogen fra biogass og fra lette hydrokarboner som flytende petroleumsgass (LPG) og nafta. Prosessen inneholder normalt fem steg:

1. To-trinns fjerning av svovel via dannelsen og fjerning av hydrogensulfid.
2. Omdannelse av metan og vann til hydrogen, karbonmonoksid og små mengder karbondioksid.
3. Omdannelse av CO og vann til CO₂ og hydrogen (vann/gass skiftreaksjon).
4. Fjerning av karbondioksid fra hydrogenstrømmen.
5. Omdannelse av resterende karbonmonoksid og karbondioksid tilbake til metan.

Metoden har rundt 70-85% energieffektivitet, fra gass til hydrogen, basert på lavere brennverdi.

En modul i et storskala dampreformeringsanlegg kan være opp mot 30 meter høy og produsere rundt 5-10 tonn hydrogen i timen (NGN, 2017). Ved behov for større kapasitet brukes flere moduler.

¹⁰ Noen kilder, som f.eks. (IEA, 2015) angir at 48% av hydrogen produseres fra naturgass. Her angis det at 30% kommer fra oljeraffinering, 18% fra kullgasifisering, og 4% fra elektrolyse.

Dampreformere kan også bygges i mindre skala, men kostnaden per produsert enhet blir da betraktelig høyere. Eksempelvis er det estimert at produksjonskostnaden for et små-skala anlegg med kapasitet til å produsere 150 kgH₂/dag vil være 7 ganger høyere enn et stor-skala dampreformeringsanlegg (NREL, 2006). En annen utfordring med små-skala anlegg for bruk ved for eksempel fyllestasjoner er størrelsen (med høyde på rundt 12 meter (NFR, 2006b)), og høy temperatur og trykk. Utvikling av kompakte og effektive små- og mellomstore anlegg er imidlertid et aktivt forskningsområde. Her utvikler IFE sammen med ZEG Power et konsept basert på «sorption-enhanced» reformeringsteknologi (SER).

Andre metoder for gassreforming inkluderer partiell oksidasjon (POX) og autotermisk reformering. POX bruker rent oksygen som oksidant, og naturgass eller tyngre hydrokarboner oksideres gjennom en eksoterm prosess. Oksygenet produseres normalt i en luftseparasjonsenhet. En POX-reaktor er mer kompakt enn en dampreaktor, fordi den slipper tilførsel av varme via en varmeveksler, og har litt lavere energieffektivitet. Til gjengjeld er den ikke, slik som dampreforming, begrenset til lette gass og lette hydrokarboner, men kan også anvendes for tunge hydrokarboner.

Autotermiske reformere (ATR) er en kombinasjon av dampreforming og POX som bruker en blanding av luft og vann som oksidant. Blandingen tilpasses slik at reformeringsprosessen blir isotermisk. En viktig forskjell mellom ATR og dampreforming er at varme for reformeringsprosessen tilføres med forbrenning av oksygen i samme reaktor som reformeringen skjer. Produsert H₂ og CO₂ blir da en del av syntesegassen fra reformeringen av naturgassen. I dampreforming forbrennes naturgass for å varme opp damp i et eget forbrenningskammer, og produsert CO₂ fra denne forbrenningen blir ikke del av syntesegassen. Dette medfører at ATR-anlegg blir mer kompakt enn et tilsvarende dampreformeringsanlegg¹¹, og at det er enklere å integrere CO₂-fangst med høy fangstrate.

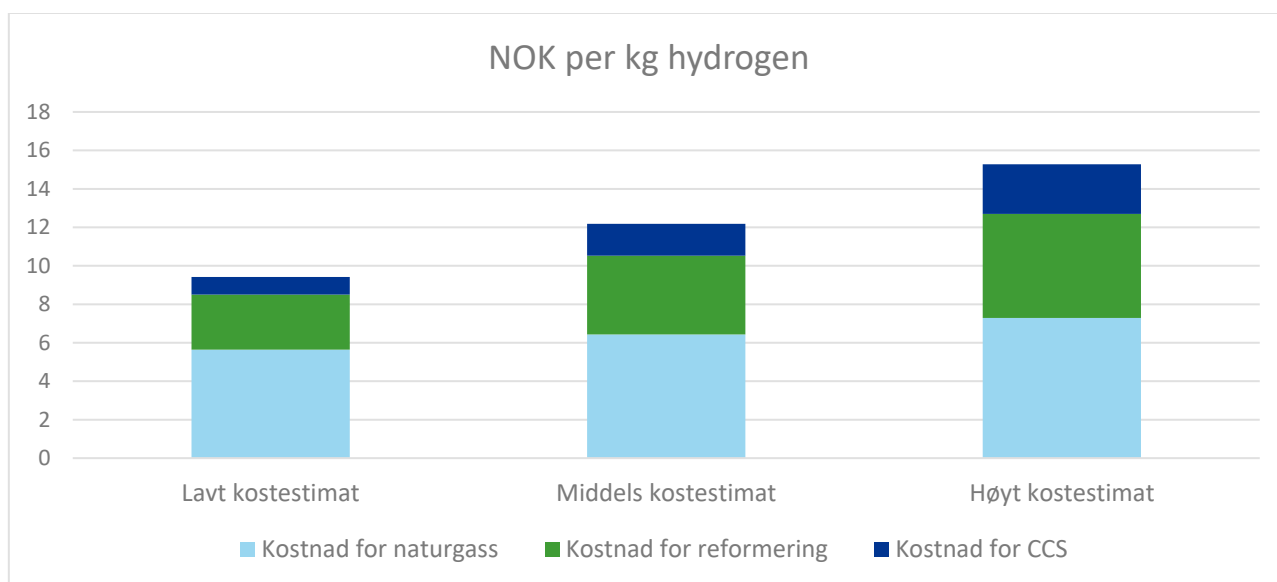
H21 North of England er et foreslått prosjektkonsept for konvertering av naturgass brukt i Nord-England (hovedsakelig til oppvarming) til hydrogen for tilsvarende bruk (H21, 2018). Prosjektkonseptforlaget har vurdert konsepter for både dampreforming med CO₂-fangst og ATR med CO₂-fangst. Her blir et foreslått konsept for dampreforming med anslått fangstrate på 91,2% sammenlignet med et ATR konsept med estimert fangstrate på 94,5%. Konseptene har omtrent samme energieffektivitet. Dette medfører at ATR-konseptet får et noe lavere karbonfotavtrykk enn dampreformeringskonseptet. I tillegg har dampreformeringskonseptet en total kostnad som er ca. 14% høyere enn ATR-konseptet. Andre fordeler som trekkes frem ved ATR-konseptet sammenlignet med dampreformeringskonseptet er:

- ATR-konseptet er vesentlig mer kompakt.
- ATR-konseptet har lavere sikkerhetsrisiko som følge av lavere lekkasjerisiko og lavere operasjonell kompleksitet.
- ATR-konseptet tillater raskere oppstart og nedstenging av anlegget.
- ATR-konseptet kan opereres på høyere trykk (over 60 bar for ATR sammenlignet med 20-40 bar for dampreforming), og dermed levere syntesegass ved høyere trykk. Dette tillater produksjon av hydrogen ved høyere trykk, som reduserer behov for kompressorer.
- ATR-konseptet tillater at omtrent 95% av produsert CO₂ fanges ved høyt trykk.

Figur 2-5 viser estimert pris for hydrogenproduksjon med dampreforming, og påslag for CCS. Her bruker vi estimat for energieffektivitet (70-85%), kapitalkostnad (400-600 USD/kW) og levetid (30 år) fra (IEA, 2015) og estimat for OPEX (1,00 NOK/kgH₂) fra (IEAGHG, 2017). Vi antar videre at gass prisen vil ha en flat utvikling, og være 1,70-2,20 NOK/Sm³ (Det Kongelige Finansdepartement, 2018). Ekstra

¹¹ Metanolfabrikken på Tjeldbergodden produserer med både dampreforming og ATR, hvor rundt to tredjedeler av produksjonen gjøres med ATR. ATR reaktoren er signifikant mer kompakt enn SMR reaktoren (H21, 2018).

energibruk forbundet med fangst, transport og lagring medfører at energieffektiviteten reduseres med 7%, CAPEX øker med 18-79% og OPEX med 18-33% (IEAGHG, 2017). Dette gir en økning i produksjonskostnaden på 18-45% (IEAGHG, 2017). I dag produseres hydrogen ved gassreforming med CCS to steder i Nord Amerika (U.S. DRIVE, 2017) og ved Tomakomai i Japan (Japan CCS Co.).



Figur 2-5: Estimert kostnad for hydrogenproduksjon med dampreforming og CCS¹².

Kostnaden for hydrogenproduksjon ved dampreforming og CCS som vist i Figur 2-5 ligger i dag lavere enn kostnaden for hydrogenproduksjon ved elektrolyse, som vist i Figur 2-4. Den relevante prisen for en sammenlikning er derimot når en inkluderer transport og lagring, noe estimatene over ikke har med. I tillegg er gassreforming fortrinnsvis gjort ved store anlegg på grunn av stordriftsfordeler, og vil normalt ikke være kostnadseffektivt for små anlegg. Som nevnt bidrar modulariteten til elektrolyse til at man kan produsere relativt små volum lokalt på en kostnadseffektiv måte, for eksempel i forbindelse med fyllestasjoner, og dermed unngå kostnader forbundet med frakt av hydrogen.

CO₂-utslipp fra dampreforming er normalt omtrent 9 kg kgCO₂e/kgH₂ (IEAGHG, 2017). Hvis vi ser på hydrogenproduksjon fra et livsløpsperspektiv og tar med utslipp fra gassproduksjon, så må det legges til 1-5 kgCO₂/kgH₂ (basert på data for gassproduksjon i USA) (NETL, 2015). Exergia har sammen med E3M-Lab og COWI estimert at norsk gassproduksjon og transport til mottaksanlegg har et utslipp på 17 kgCO₂e per MWh gass (Exergia; E3M-Lab; COWI, 2015)¹³.

Equinor har også gjort egne beregninger, og funnet at gass levert fra Equinor til mottaksanlegg i Europa har et karbonfotavtrykk på ca. 11-12 kgCO₂e per MWh gass (Equinor, 2017). Hvis vi antar 70% energieffektivitet, så vil dette klimagassutslippet forbundet med Equinor sin gassproduksjon være omtrent 0,5-0,6 kgCO₂e/kgH₂. Livsløpsutslippet til hydrogen produsert ved naturgassreforming (uten CCS) fra denne gassen vil da være omtrent 10 kgCO₂e/kgH₂. Dermed vil en CO₂ pris på utslipp gi et påslag i kostnaden på ca. 1 NOK/kgH₂ for hver 100 NOK/tonn CO₂-pris¹⁴. Ettersom CO₂-prisen er

¹² Hvis CCS ikke anvendes reduseres produksjonskostnaden, men da kommer et påslag fra beskatning av CO₂-utslipp. Dette kan raskt overstige prisen på CCS, da man får et tillegg på omtrent 1 NOK/kgH₂ for hver 100 NOK/tonn CO₂-pris.

¹³ Tabell 5-23, hvor vi tar med utslipp fra produksjon, transport og lagring, men ser bort fra utslipp forbundet med fylling.

¹⁴ CO₂-kostnaden for petroleumskativitet er på ca. 700 kr/tCO₂e – avgift på 483kr/tCO₂e + EU ETS kvotepris på ca 200 kr/tCO₂e.

forventet å øke, er dette en driver som bidrar til at kostnaden for gassreforming vil øke, mens teknologiutvikling driver kostnaden ved elektrolyse nedover.

Ved bruk av CCS kan 50-95% av CO₂ utslippene fra gassreforming fjernes (IEAGHG, 2017) (H21, 2018). For eksempel er det estimert i for H21 North of England (H21, 2018) et karbonfotavtrykk på 1,8 kgCO_{2e}/kgH₂ ved bruk av dagens gass-miks i England. Ved bruk av gass fra kun Troll og Ormen Lange kan fotavtrykket potensielt reduseres til 0,5 kgCO_{2e}/kgH₂. Disse estimatene for H21 antar hydrogenproduksjon med autotermisk reformering og en CO₂-fangstprosent på 94% (H21, 2018).

Et annet potensielt utslippsreducerende tiltak er produksjon og reformering av biogass produsert gjennom anaerob nedbrytning av organisk materiale. Volumene med tilgjengelig biogass er imidlertid i dag små sammenlignet med mengden gass som kreves for å produsere hydrogen for ammoniakk og metanolproduksjon og for oljeraffinering (Avfall Norge, 2017). På sikt vil norsk biogassproduksjon kunne utvides¹⁵. Biogass produseres typisk i relativt små anlegg, og Norge har lite infrastruktur for å samle produsert biogass med rørledning med tanke på eventuell storskala hydrogeneksport.

2.3.3 Gassifisering

Gassifisering betegner en prosess hvor et brensel, f.eks. olje, kull eller biomasse, tørkes og varmes opp uten tilstrekkelig tilførsel av oksygen for fullstendig forbrenning. Oppvarmet karbon og vandndamp gir da opphav til en syntesegass som består hovedsakelig av hydrogen og karbonmonoksid. I en påfølgende vann/gass skiftreaksjon omdannes karbonmonoksid og vann til karbondioksid og hydrogen.

Gassifisering kan utføres under normalt atmosfærisk trykk, men økt trykk øker energieffektiviteten. Prosessen krever normalt tilførsel av varme, men en isotermisk prosess kan oppnås ved å bruke varme fra den partielle oksideringsprosessen. Det innebærer imidlertid at noe av brenselet benyttes til å produsere varme i stedet for å bli omdannet til syntesegass.

Et 1000 MW kullgassifiseringsanlegg vil i dag koste omtrent 13-17 milliarder NOK å bygge. Dette er 3-3,5 ganger kapitalkostnaden til et tilsvarende anlegg for dampreforming (DNV GL, 2018c). Det estimeres også at for et 1000 MW anlegg (basert på total brennverdi) med årlig produksjon på 222 kilotonn hydrogen vil produksjonskostnaden med CCS være 11-18 NOK/kgH₂. Kapitalkostnaden til et dobbelt så stort kullgassifiseringsanlegg er estimert å være 65% høyere, og kapitalkostnaden til et 500 MW forventes å koste omtrent 35% mindre (DNV GL, 2018c). Det ligger derfor betydelig potensial for kostnadsreduksjoner per enhet produsert ved å øke produksjonsskala.

Energieffektiviteten til et 1000 MW kullgassifiseringsanlegg er estimert til å være 40-54% basert på lavere brennverdi, og karbonfotavtrykket til prosessen er beregnet til 20-21 kgCO_{2e}/kgH₂ (DNV GL, 2018c). I tillegg kommer karbonfotavtrykket til kullproduksjon og transport på rundt 1 kgCO_{2e}/kgH₂. Karbonfotavtrykket fra kullgassifiseringsprosessen kan reduseres betraktelig med anvendelse av CCS.

Ved gassifisering av biomasse kan man oppnå et lavt karbonfotavtrykk uten å anvende CCS. Slike anlegg er imidlertid generelt mindre og har lavere energieffektivitet enn kullgassifiseringsanlegg. Det medfører at kostnaden per produsert enhet blir vesentlig høyere.

Kullgassifisering er mest anvendt i Kina, som har flere hundre anlegg, men gjøres også i Sør Afrika og i Nord Amerika. Kullgassifisering utgjør rundt 11-18% av verdens hydrogenproduksjon (FCH JU, 2014), (IEA, 2015), (Shell, 2017).

¹⁵ Når alle planlagte anlegg for produksjon av biogass kommer i gang, vil det bli produsert rundt 1 TWh biogass i Norge i 2020. I 2025 - 2030 kan produksjonen være så mye som 5 TWh. Kilde: avfallnorge.no (Avfall Norge, 2017).

2.3.4 Andre produksjonsmetoder

Det finnes mange andre metoder for hydrogenproduksjon som ikke faller inn under de tre kategoriene som er diskutert i de tre foregående delkapitlene. En oversikt over metoder, som fremdeles er representativ, finnes på Hydrogenplattformen til Norges Forskningsråd (NFR, 2006c). Selv om det har blitt gjort mye på forskning og utvikling av nye metoder siden 2006, er mange av disse metodene fortsatt på forsknings og utviklingsstadiet, eller for kostbare for kommersielle anvendelser. Shell (Shell, 2017) gir en oppdatert status på flere metoder for hydrogenproduksjon og deres markedsmodenhet.

En metode for «utslippsfri» produksjon av hydrogen som har blitt viet mye interesse de senere år er termokjemisk splitting av vann med konsentrert solenergi, eller ved bruk av spillvarme fra f.eks. atomkraftverk. Denne metoden bruker høy temperatur (500°C-2000°C) til å initiere kjemiske reaksjoner som frigir hydrogen (U.S. DOE). Forskning på mer enn 300 metoder for termokjemisk splitting av vann er oppsummert i (Sandia National Laboratories, 2011). Til tross for at Fraunhofer Institut nylig annonserte at de har satt verdensrekord i energieffektivitet for sol-splitting av vann på 19% (Fraunhofer Institut, 2018), er det nok fremdeles et stykke igjen til hydrogenproduksjon via termokjemisk vann-splitting blir kostnadseffektiv sammenlignet med elektrolyse og gassreforming.

Hydrogen produseres i noen tilfeller også som bi-produkt fra petrokjemisk industri, som for eksempel fra klorproduksjon. I tillegg er det i enkelte industrier et mulighetsrom for kostnadseffektiv produksjon av hydrogen fra røykgass eller andre bi-produkter (se f.eks. kommentar fra Elkem i kapittel 4.2.3). Dette gjelder også avfallsanlegg hvor hydrogen kan produseres med reformering av biogass. Reinertsen jobber med et pilotkonsept for CO₂-fangst basert på palladiumfilm. Selv om teknologien i første omgang er myntet på CO₂-fangst kan den også brukes til å skille hydrogen fra naturgass (CLIMIT, 2015)¹⁶.



2.4 Brenselceller

Brenselceller benyttes til å konvertere kjemisk energi, for eksempel i hydrogen, til elektrisitet i en kjemisk prosess uten forbrenning. Skjematisk kan en brenselcelle sammenlignes med batterier, men med den forskjellen at drift av brenselceller krever kontinuerlig ekstern tilførsel av drivstoff og luft.

Det finnes mange brenselcelleteknologier, hver med sine spesifikke styrker og svakheter. Navnet er typisk knyttet til materialvalget benyttet i cellenes elektrolytt. Tabell 2-1 viser en oversikt over karakteristikkene til 5 brenselcelleteknologier.

¹⁶ Bare hydrogenatomer slipper gjennom palladiumfilmen, mens CO₂ og andre gasser blir holdt tilbake.

Tabell 2-1: Oversikt over karakteristikk for 5 ulike brenselceller (Shell, 2017).

Type	Temperatur-spenn (°C)	Elektrolytt	Effekt	Energi-effektivitet*	Kapitalkost kNOK/kW _{el}	Levetid (tusen timer)	Modenhet	Anvendelse
Alkalisk brenselcelle	60 – 90	Kaliumhydroksid	Opptil 250 kW	60 - 70 %	1,7 – 6	5 – 8	Etablert, men for spesielle anvendelser	Romfart, ubåter
Polymer brenselcelle	50 – 90 (LT) til 180 (HT)	Polymer-membran	500 W til 400 kW	35 – 70 %	Stasjonær: 25 – 35 Mobil: ~ 4 – 4,5	Stasjonær: 60 Mobil: 5	Tidlig marked, markedsledende	Transport, romfart, stasjonær, reservekraft
Fosforsyre brenselcelle	160 – 220	Fosforsyre	Opptil flere titalls MW	35 – 45 %	4 – 5	30 – 60	Moden, men lav produksjon	Produksjon av kraft og kraft+varme
Smelte-karbonat brenselcelle	600 – 700	Flytende karbonat	Fra noen få 100 kW til flere MW	65 – 70 %	4 – 6	20 – 40	Tidlig marked	Produksjon av kraft og kraft+varme
Fast-oksid brenselcelle	700 – 1000	Keramisk fast-oksid	Fra noen få 100 kW til flere MW	60 – 80 %	3 – 4	Opptil 90	Moden, økende produksjon	Produksjon av kraft og kraft+varme

* Hydrogen til elektrisitet basert på lavere brennverdi for hydrogen.

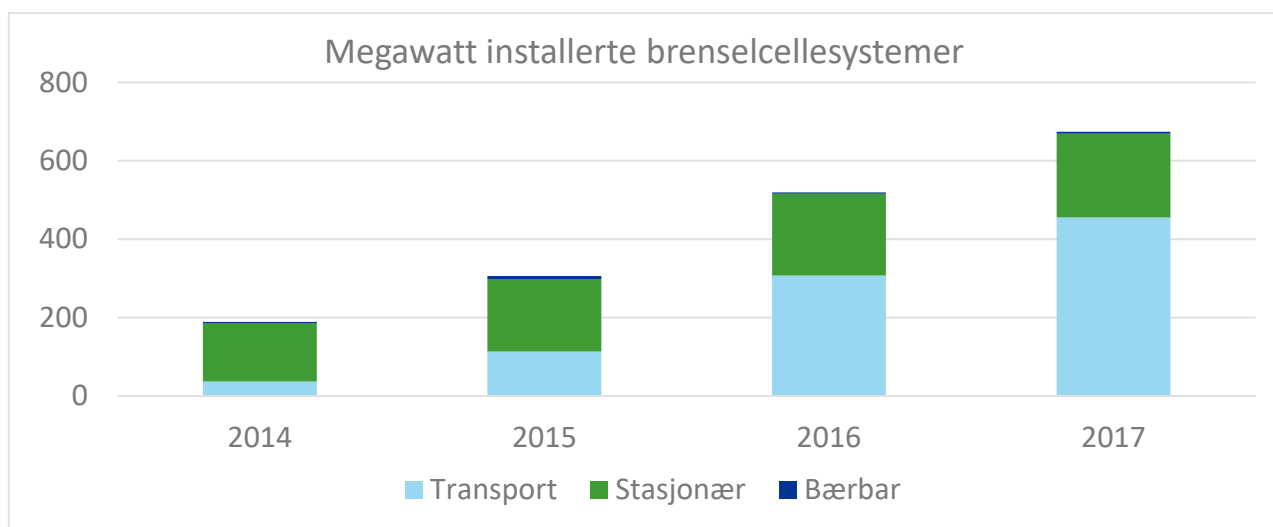
Fordeler og ulemper ved disse teknologiene er oppsummert her.

- Alkaliske brenselceller (ABC) benytter en løsning av kaliumhydroksid som elektrolytt, og var den første brenselcellen som ble utviklet (FCH JU, 2017). ABC opereres ved lav temperatur, har kompakt design og lett tilgjengelig elektrolytt, og relativt lav kostnad. En utfordring med ABC er lav CO₂ toleranse, som krever tilførsel av tilnærmet rent oksygen (Shell, 2017). Det medfører at aktuelle anvendelser begrenses, og den brukes fortrinnsvis til romfart og i ubåter.
- Polymer brenselceller (PEMBC) bruker en polymer-membran som elektrolytt, er mer kompakt enn ABC, og har høy ytelse. Dette gjør den spesielt velegnet for mobile applikasjoner. Bruk av platina som katalysator øker imidlertid kapitalkostnaden. Katalysatoren ødelegges også av svovel og karbonmonoksid. Dette medfører at PEMBC krever veldig rent hydrogen. Men i motsetning til ABC kan den bruke luft som oksidant, i stedet for rent oksygen.
- Fosforsyre-brenselceller (FBC) opereres ved høyere temperatur (160-220 °C), og kan levere høyere effekt enn ABC og PEMBC. Katalysatoren er også mindre sårbar for karbonmonoksid. Men FBC har lav elektrisk energieffektivitet, høye materialkostnader, komplisert håndtering av vann, og krever mye plass. Denne brenselcellen er derfor ikke velegnet for mobile anvendelser. I dag brukes den fortrinnsvis i stasjonære anvendelser, men foreløpig i begrenset antall.
- Smeltekarbonat brenselcellen (SBC) bruker et binært alkali (Li/K/Na) karbonatsalt som elektrolytt (hydrogenplattformen.no), og opereres mellom 600 og 700°C. Den kan levere høy effekt (flere MW) og har høy elektrisk energieffektivitet, men krever mye plass. Høy temperatur gjør det også mulig å bruke hydrogenholdige gasser, som naturgass og biogass, i stedet for rent hydrogen, men krever materialer som tåler høy temperatur og toleranse for korrosjon. Denne brenselcellen brukes i dag fortrinnsvis i kraft-sektoren, men også denne i beskjedent antall.
- Fast-oksid brenselceller (FOBC) opereres mellom 700 og 1000°C med en elektrolytt av et porøst keramisk materiale. De kan levere høy effekt og oppnå høy elektrisk energieffektivitet. Den høye temperaturen muliggjør også intern reformering av hydrogenholdige gasser eller væsker, men medfører lang oppvarmingstid, og krever materialer som tåler høy temperatur. FOBC har høy toleranse for både svovel og karbonmonoksid, og har lengre levetid og lavere kapitalkostnad per kW enn FBC og SBC. FOBC er nest mest installert (i både antall og kapasitet) bak PEMBC.

Ettersom flere av disse brenselcelleteknologiene kan oppnå en elektrisk energieffektivitet over 50% er det gode muligheter for å oppnå en høyere virkningsgrad enn dieselgeneratorer. Dette gjelder særlig for større systemer, slik som brenselceller til bruk i maritim sektor. For flere typer brenselceller anses muligheten for varmegjenvinning som viktig for å øke totalvirkningsgraden betydelig. For FBC, SBC og FOBC er det rapportert at totalvirkningsgraden med varmegjenvinning kan bli 80-85 %, og for FOBC hevdes det at også høyere virkningsgrader kan oppnås i fremtiden (DNV GL, 2017c).

Allerede omkring 2010 gjennomførte Fellowship-prosjektet storskala demonstrasjon av brenselceller i skip basert på LNG som drivstoff. En SBC ble testet i 18 000 timer ombord på supply-skipet Viking Lady. Den 330 kW store brenselcellen fungerte som hjelpemotor til strømforsyningen, men ikke til framdrift. Fellowship-prosjektet rapporterte at de etter optimalisering av systemet oppnådde en totalvirkningsgrad på 71% (DNV GL, 2017c). Royal Caribbean har planer om bruk av brenselceller til strømproduksjon (Motorship, 2016) for to LNG-drevne cruiseskip (planlagt levert i 2022 og 2024).

PEMBC dominerer i dag verdensmarkedet for brenselceller, og utgjorde ca. 60% av antall enheter levert i 2017, og 70% av total kraftproduksjonskapasitet fra brenselceller levert i 2017 (E4Tech, 2017). Frem til 2015 var mesteparten av levert kapasitet hvert år for stasjonære systemer, men brenselceller for transportsystemer har en økende andel. I 2017 utgjorde stasjonære brenselceller 80% av markedet målt i antall enheter, men bare ca. 35% av markedet målt i installert kapasitet (E4Tech, 2017), se Figur 2-6. PEMBC er utviklet for bruk med veldig rent hydrogen, noe som betyr at denne typen brenselceller tåler svært lite «forurensning» fra andre komponenter enn hydrogen. Andre typer brenselceller tåler mindre rent hydrogen og/eller andre energibærere som naturgass, diesel og metanol (DNV GL, 2017c).



Figur 2-6: Kapasitet til installerte brenselcellesystemer i 2014-2017. Kilde: (E4Tech, 2017)

Stasjonære anvendelser

I årene 2015-2017 ble det på verdensmarkedet levert omtrent 50 000 stasjonære brenselcellesystemer per år, med en samlet årlig installert kapasitet på ca. 200 MW (E4Tech, 2017). Brenselceller for husholdninger insentivisert av Japans Ene-farm program¹⁷ utgjorde i 2017 ca. 35 MW installert kapasitet.

¹⁷ Ene-Farm er verdens desidert største brenselcelleprogram, med over 200,000 installerte enheter over 8 år. Ca. 50 000 enheter ble levert som del av dette programmet i 2017 (E4Tech, 2017). Programmet er subsidiert av myndighetene i Japan, men subsidiesatsen har falt siden 2009 og ligger nå på ca. ¥300k per enhet. Dette reduserer prisen per enhet (ca. 700 W hver) fra ¥1.5m (NOK 113 000) til ¥1.2m (NOK 90 000).

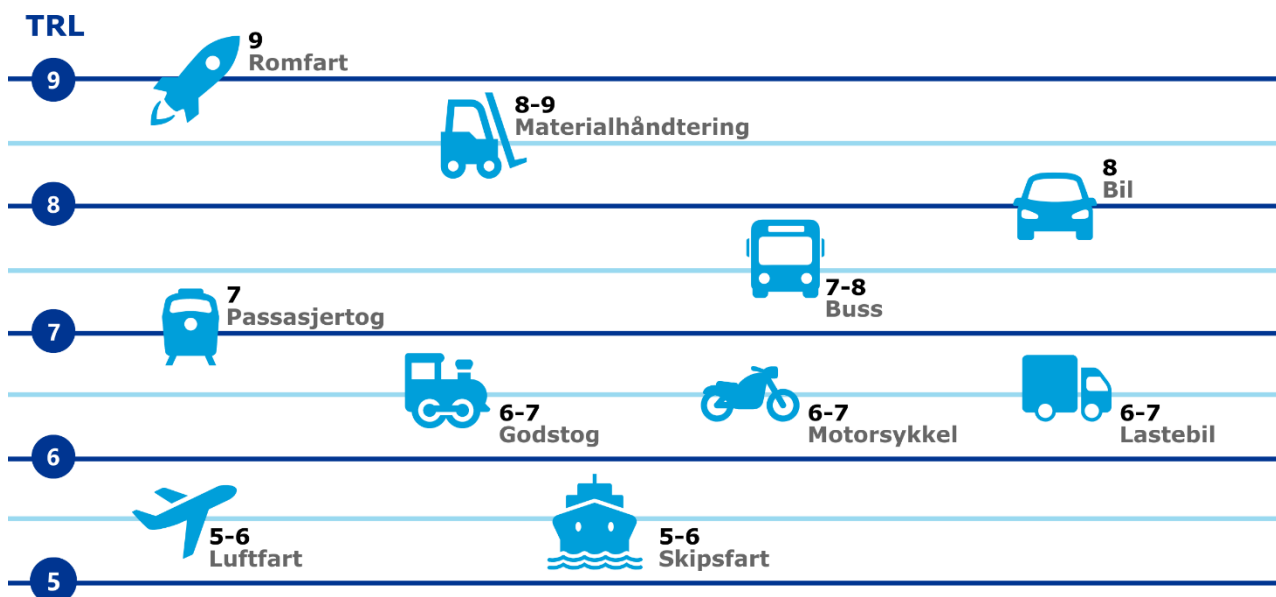
Anvendelsesområder for stasjonære brenselceller inkluderer elektrisitetsproduksjon i områder uten (tilstrekkelig) strømnett, og reservekraft, for eksempel for nødsituasjoner eller for å sikre kritiske funksjoner som telekommunikasjon og IT systemer (Shell, 2017). Kapasiteten til installerte brenselcellebaserte reservekraftsystemer varierer fra noen få kW til over 1 GW_{el} (Shell, 2017).

Brenselceller produserer også varme, og hvis denne varmen utnyttes kan man oppnå opptil 80% energieffektivitet basert på lavere brennverdi¹⁸ (Shell, 2017) (US EPA, 2015). Disse systemene kalles «Combined Heat and Power» (CHP) systemer, og har en typisk størrelse fra 0,7 kW til 1,4 MW (US EPA, 2015), hvor de som brukes for husholdninger er oftest under 5 kW (Shell, 2017). Mange CHP-systemer bruker naturgass eller biogass som brensel, og har en intern eller ekstern reformer for å omdanne gassen til hydrogen før den anvendes i brenselcellen (US EPA, 2015).

Mobile anvendelser

På 2000-tallet ble det utviklet en rekke prototyper på transport anvendelser med en hydrogenforbrenningsmotor, men nyere hydrogendrift-anvendelser i transportsektoren bruker generelt brenselcelleteknologi (Shell, 2017). Dette skyldes at brenselceller har høyere energieffektivitet, at utslipp fra forbrenningsprosessen unngås, og at strømmen som produseres kan brukes direkte i elektriske motorer og elektroniske systemer.

Shell vurderte i (Shell, 2017) markedsmodenheten (TRL)¹⁹ til brenselceller for ulike mobilitetsanvendelser. Resultatet av denne analysen er vist i Figur 2-7.



Figur 2-7: Markedsmodenhet (TRL) til brenselceller for ulike mobilitetsanvendelser. Kilde: (Shell, 2017).

TRL nivå 6 tilsier at en systemløsning på pilotskala er validert (oppfyller alle funksjonskrav) under relevante driftsbetingelser, normalt med sluttbrukerinvolvering. Figur 2-7 antyder eksempelvis at skipsfarten som helhet ligger mellom TRL 5 og 6. Siden skipsfarten er en sammensatt bransje, forventes sprik i TRL mellom ulike anvendelser, også fremover. Norges første hydrogenferje skal settes i drift i

¹⁸ Opptil 95% basert på total brennverdi.

¹⁹ Se for eksempel (Enova) for en beskrivelse av teknologimodenhetsnivåene 5-9.

2021, og dette representerer at TRL nivå 7 oppnås for denne skips kategorien. Frem mot 2030 antas det at hydrogendrift i skipsfart med kommersielle rammer etableres for noen skipstyper (som da vil representere TRL 8-9), men at andre store havgående skip fremdeles vil drive uttesting.

Generelt vil teknologiutvikling være nødvendig for at de ulike hydrogenteknologiene i Figur 2-7 blir konkurransedyktig med konvensjonelle teknologier og andre relevante lavutslippsteknologier. Teknologiutvikling er derfor en premiss for at hydrogendrift skal oppnå høyere markedsandeler. Utvikling fra TRL 7 til TRL 9 gjenspeiler i stor grad hvilken utbredelse en teknologi har i markedet, fra uttesting av prototype i markedsrelevant skala, til drift over tid under kommersielle rammer og forskjellige driftssituasjoner. Det bemerkes at TRL 8 og 9 også krever at en fullskala systemløsning er etablert. For hydrogen betyr det at det kreves etablering av tilstrekkelig fyllinfrastruktur. For batterikjøretøy kreves tilsvarende etablering av ladeinfrastruktur. Etablering av tilstrekkelig infrastruktur for hydrogenfylling vil kunne være bremsende for at hydrogendrift på personbiler modnes fra TRL 8 til 9. Det antas at dette i mindre grad vil være bremsende for utvikling av TRL for lastebil, buss, tog og skipsfart. Dette skyldes at det i større grad vil være lønnsomt for aktører i disse segmentene å etablere egen infrastruktur.

Anvendelser av brenselcellesystemer i veitrafikk bruker i dag omtrent utelukkende lav-temperatur PEMBC (Shell, 2017). Dette skyldes blant annet enkelt og kompakt oppsett, rask respons til lastendringer, god kaldstart-egenskaper, og høy energieffektivitet. Disse anses også å ha størst potensial for kostnadsreduksjoner, og 250 NOK/kW_{el} er anslått å være mulig for brenselcellekjøretøy på lengre sikt (Shell, 2017). Dette er sammenlignbart med dagens forbrenningsmotorer. E4Tech antyder at kapitalkostnaden for brenselcellekjøretøy kan være konkurransedyktig med plugg-inn batteri og bensin/diesel-hybridbiler rundt 2025 (E4Tech, 2017). For å nyttiggjøre den elektriske energien produsert i brenselcellene til transportformål, må systemene også inkludere en elektrisk motor.

2.5 Tilstandskonvertering

Metoder for produksjon av hydrogen leverer hydrogen i gassform under typisk relativt lavt trykk. Dette betyr at hydrogenet har lav energitetthet per volumenhet. Eksempelvis har hydrogen ved 50 bar og 25°C en tetthet på 3,95 kg/m³ (h2tools.org), som tilsvarer en energitetthet på rundt 132 kWh/m³. For effektiv transport og lagring er det derfor nødvendig å øke den volumetriske energitettheten ved å endre tilstanden til hydrogenet.

De mest aktuelle metodene for tilstandskonvertering av hydrogen for å oppnå høyere energitetthet er:

- kompresjon til høyere trykk;
- nedkjøling til -253°C for flytendegjøring;
- kjemisk konvertering/innblanding til/i et stoff i væskeform under moderat trykk og temperatur.

Vi diskuterer nedenfor komprimering og flytendegjøring av hydrogen, og konvertering av hydrogen til en midlertidig energibærer som ammoniakk og sykloalkaner.

Det er også vist en del interesse for bruk av metanol fremstilt av lav-karbon hydrogen og CO₂ (se f.eks. (EUDP, 2017) og (MefCO₂, 2017)) som en en-veis hydrogenbærer. Dette kan være fordelaktig da metanol er flytende ved normal atmosfærisk trykk og temperatur. Verdikjeden blir kalt karbonnøytral fordi tilført CO₂ blir frigitt ved forbrenning, men den bærer med seg karbonfotavtrykket til hydrogenproduksjonen og energi brukt til synteseprosessen. Utslippsreduksjoner oppnås derfor først og fremst ved å redusere karbonfotavtrykket til hydrogenet som brukes som innsatsfaktor.

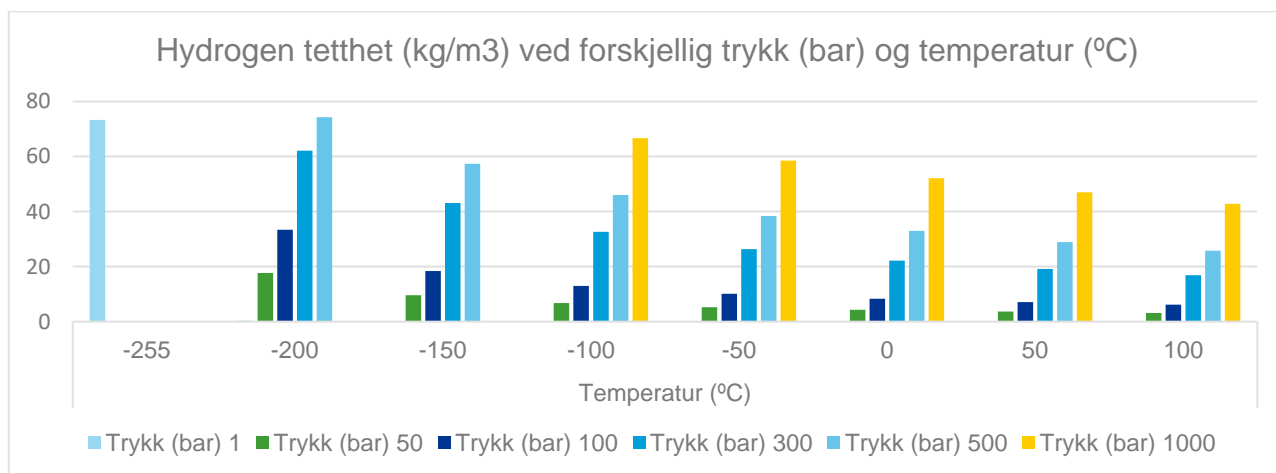
Det forskes også aktivt på absorpsjon av hydrogen på et fast stoff, slik som metall-hydrider. Dette er en kjent løsning for U-båter (tu.no), en applikasjon der sikkerhet er mer viktig enn vekt og pris. Foreløpig

har imidlertid lagringstettheten vært begrenset og absorpsjonsprosessen er langsom (Shell, 2017) (Commonwealth of Australia, 2018). I tillegg kreves mye energi for å frigjøre hydrogenet, og totalvekten til lagringsmediet er høy (Shell, 2017). Til tross for enkelte fordeler, slik som høy hydrogenrenhet ved frigjøring og lav risiko for utilsiktet hydrogenutslipp, anses slik lagring fremdeles som umoden for kommersielle anvendelser.

2.5.1 Komprimert hydrogen

Ved å øke trykket til 300 bar kan man oppnå lagringstetthet på rundt 20 kg/m³. Ved 700 bar, som er standarden for trykk-spesifikasjon på hydrogentanken i dagens brenselceller, får man en lagringstetthet på over 40 kg/m³. Ved å kombinere trykksetting og moderat nedkjøling (f.eks. 1000 bar og -60°C) kan man også oppnå lagringstettheter over 60 kg/m³, se Figur 2-8.

Komprimering til 30 bar, for eksempel, vil kreve energi tilsvarende 4-5% av det opprinnelige energiinnholdet til det som komprimeres. Ytterligere kompresjon til 350 eller 700 bar krever ytterligere 4-8% av det opprinnelige energiinnholdet. Det betyr at ved lagring er det en avveining mellom investeringskostnader for tilstrekkelig lagringsvolum, og kostnader forbundet med komprimering.



Figur 2-8: Hydrogen tetthet ved forskjellig trykk og temperatur. Kilde: (NIST).

2.5.2 Flytende hydrogen

Hydrogen må kjøles ned til ca. -253 °C (20 °K) for at gassen skal omgjøres til flytende form ved atmosfærisk trykk. Flytende hydrogen ved 20 °K har en lagringstetthet på 71 kg/m³, som er vesentlig høyere enn det man oppnår med komprimering ved omgivelses-temperaturer (se Figur 2-8).

Energimengden som i dag brukes for nedkjøling av hydrogen til nødvendig temperatur for flytendegjøring utgjør 25-35% av den opprinnelige energimengden (Commonwealth of Australia, 2018) (Idealhy, 2013) (IEA, 2015) (NREL, 2006) (Shell, 2017). EU prosjektet Idealhy konkluderte imidlertid med at det er mulig å redusere energiforbruket til 6,4 kWh/kg (Idealhy, 2013). Dette tilsvarer 19.2% av energiinnholdet basert på lavere brennverdi.

Flytendegjøring av hydrogen er dyrt sammenlignet med trykksetting (Commonwealth of Australia, 2018) (NREL, 2006), og er en prosess med betydelig storskalafordeler med hensyn til kostnader. Teknisk er også mindre skala mulig. Tilgjengelig informasjon indikerer at nedre grense for et kommersielt anlegg for flytendegjøring vil være mellom 5 og 10 tonn LH₂ per døgn (Pratt & Klebanoff, 2016).

Ved transport eller lagring av flytende hydrogen har man også noe avdampning, som gir et tap av lagret volum på typisk 0.2-0.5% per dag (IEA, 2015) (USDive, 2013). I tillegg vil man kunne ha opp mot 5% avdampning ved lossing av hydrogen (USDive, 2013).

Det finnes i dag betydelig erfaring med hydrogengass blant norske aktører, og tilsvarende lite erfaring med flytendegjøring av hydrogen og drift ved så lave temperaturer som kreves. Norge har betydelig erfaring med LNG, men flytende hydrogen har andre egenskaper, og må lagres ved en betydelig lavere temperatur enn LNG for å unngå at væsken fordampes. Det er hittil ikke bygget anlegg for flytendegjøring av hydrogen i Norge, og det finnes i dag kun tre slike anlegg i Europa. Disse 3 anleggene har produksjonskapasitet i størrelsesorden 5-10 tonn LH₂/døgn. I USA er det mer erfaring med LH₂, spesielt på grunn av betydelig bruk til romfartsformål.

2.5.3 Ammoniakk

Ammoniakk inneholder over 17.6% hydrogen basert på vekt. Flytende, vannfri ammoniakk har ved -33,41°C og atmosfærisk trykk en tetthet på 682.6 kg/m³ (Aqua-Calc). Det betyr at den gravimetrisk hydrogen tettheten i ammoniakk er ca. 121 kg/m³, 70% høyere enn for flytende hydrogen. Tilsvarende er hydrogen tettheten til flytende, vannfri ammoniakk ved 25°C og 10 bar omtrent 107 kg/m³, 50% høyere enn flytende hydrogen (CSIRO, 2018). Dette gjør at ammoniakk betraktes av flere aktører som et mulig medium for transport av hydrogen, for eksempel i H21 North of England prosjektkonseptet (H21, 2018), og i Australia sin National Hydrogen Roadmap (CSIRO, 2018). Ammoniakk er også foreslått som energibærer for Svalbard for å erstatte kullkraftverket i Longyearbyen (Statkraft, 2018b).

Ulemper ved bruk av ammoniakk som hydrogenbærer er investeringskostnader og energitap forbundet med anlegg for syntese og reformering. H21 rapporten estimerer at energieffektiviteten til hydrogenproduksjon ved autotermisk gassreformering og Haber-Bosch ammoniakksyntese med integrert CO₂-fangst til å være 71% basert på total brennverdi (65% basert på lavere brennverdi). Den estimerer også energieffektiviteten til reformering (cracking) av ammoniakk til hydrogen til å være 87-89% basert på total brennverdi (83-85% basert på lavere brennverdi). Dette medfører at energieffektiviteten til hele verdikjeden blir omtrent 55% basert på lavere brennverdi.

2.5.4 Flytende hydrogenbærere

Flytende hydrogenbærere (FHB) er hydrokarboner som kan oppgraderes til høyere hydrogeninnhold, og fraktes under atmosfærisk trykk og temperatur i konvensjonelle tanker. Den tilførte hydrogenmengden kan frigjøres i egne prosessanlegg, og den opprinnelige væsken kan gjenbrukes til samme formål.

Et eksempel er toluen (C₇H₈) som kan oppgraderes til metylsykloheksan (C₇H₁₄). Metylsykloheksan har en tetthet ved atmosfærisk trykk og 20°C på ca. 770 kg/m³ (PubChem). Den gravimetrisk tettheten til hydrogenet som er innblandet i toluen er da omtrent 47 kg/m³. Alternative FHB med høyere karbontall kan gi høyere hydrogen tetthet. For eksempel vil difenylmetan (C₁₃H₁₂) kunne bære ekstra hydrogen med en gravimetrisk tetthet på 71 kg/m³, som tilsvarer den volumetriske tettheten til flytende hydrogen.

Relativt til ammoniakk har FHB fordelen at mye mindre energi kreves for å blande inn og frigjøre hydrogen enn det som kreves for syntese og dekomposisjon av ammoniakk. Det er estimert at kun rundt 1% av energimengden til hydrogenet som skal blandes inn kreves for å gjøre dette (Teichmann, Arlt, & Wasserscheid, 2012). Men rundt 20% av energimengden til det tilførte hydrogenet kreves for å frigjøre hydrogenet (Teichmann, Arlt, & Wasserscheid, 2012). Energimengden for disse to prosessene er likevel samlet lavere enn det som kreves for flytendegjøring av hydrogen, og gir store fordeler forbundet med at transport og lagring kan skje under atmosfærisk temperatur og trykk.

2.6 Transport og lagring

For en sluttbruker er det levert hydrogen som gir verdi. Det betyr at hele hydrogenverdikjeden, fra produksjon til ferdig levert produkt i den formen kunden vil ha produktet, må vurderes for å analysere konkurransedyktighet. Parametre som kan ha betydning for kunden inkluderer pris på levert hydrogen, klimagassutslipp, leveringspålitelighet, og tilgjengelighet. Disse parametrene vil også kunne påvirke foretrukket metode og lokalitet for hydrogenproduksjon. Kostnadsbesparelser ved sentralisert stor-skala produksjon kan potensielt veies opp av økte kostnader ved transport til forbruker og behov for større lagringstanker. Om det er aktuelt å benytte elektrolyse så vil det typisk være mer hensiktsmessig innen et kontinent å eksportere energi i form av kraft og ha lokal hydrogenproduksjon, enn å etablere ny rørinfrastruktur eller benytte skip til å transportere produsert hydrogen.

For små volum kan det være hensiktsmessig å lagre hydrogen i tanker og transportere hydrogen med tankbiler, og da er lagringstetthet en viktig faktor. Den mest kostnadseffektive metoden for transport og lagring i en hydrogenverdikjede vil imidlertid avhenge av mange faktorer, slik som varighet på lagring, transportdistanse, og kostnad og energitap forbundet med tilstandskonvertering. En analyse av effekten av disse faktorene på total kostnad for transport og lagring bør derfor gjøres i et verdikjedeperspektiv.

Hovedalternativene for transport og lagring av moderate mengder hydrogen er i dag flytende (LH₂) og trykksatt (CGH₂). For transport med tankbiler eller skip over lengre avstander kan LH₂ være kostnadseffektivt sammenlignet med CGH₂, basert på dagens teknologi, fordi ekstra energitetthet kan kompensere for økte produksjonskostnader og avdampning for LH₂.

For transportformål er ofte systemvekten av stor betydning. Derfor brukes kompositttanker, og ikke ståltanker, til lagring av trykksatt hydrogen (typisk 700 bar) i hydrogenbilene som produseres i dag. Tilsvarende løsninger, men med trykk i området 200-300 bar, ses i planlagte maritime prosjekter basert på trykksatt hydrogen som drivstoff.

For transport av store volum hydrogen over lengre avstander (1000-4000 km (CSIRO, 2018)²⁰) er det, som for naturgass²¹, normalt mest hensiktsmessig å transportere CGH₂ med rørledning. Totalt finnes det i dag kun ca. 4 500 km hydrogenrørledninger. Disse blir hovedsakelig driftet av hydrogenprodusentene. Mesteparten av dette er i USA (2 600 km), men hydrogenrørledninger finnes også i Belgia (613 km), Tyskland (376 km), Frankrike (303 km) og Nederland (237 km) (Shell, 2017). Betrachninger forbundet med transport av hydrogen med rørledninger blir videre diskutert i kapittel 0.

Det finnes i dag ingen skip for transport av hydrogen. Skipskonseptene som utvikles i dag planlegger å transportere hydrogen i nedkjølt, flytende form (Kawasaki, 2018a). Foreløpige anslag tilsier at slike skip vil ha en veldig høy kapitalkostnad (DNV GL, 2018b). Kawasaki har kommet med foreløpige prognoser for et stort skip med kapasitet til å transportere 11 000 tonn hydrogen. Kapitalkostnaden til dette skipet tilsvarer omtrent NOK 650 per kg hydrogenlagringskapasitet (Kawasaki, 2018b). Målt i kapasitet til å transportere energi er denne kostnaden over ti ganger dagens kapitalkostnad for LNG skip (Shipping Intelligence Network).

For transport over lange avstander, spesielt for oversjøisk transport, fremstår ammoniakk og flytende hydrogenbærere (FHB) som attraktive. Ammoniakk har høyere gravimetrisk hydrogentetthet, men har også større energiforbruk for tilstandskonvertering fra og til hydrogen. Da kostnaden for skip og lagringstanker per kubikkmeter lagringstetthet for disse to alternativene er sammenlignbare, vil verdikjeder med oversjøisk transport og lagring av hydrogen via FHB kunne være mer kostnadseffektivt

²⁰ Hvis man ser på hydrogenproduksjon fra elektrolyse, og kostnadsvurderinger relatert til transport av strøm med høyspent likestrøm sammenlignet med transport av hydrogen i rørledninger (antatt volum er 210 tonn H₂/dag), så har denne rapporten konkludert med at transport av hydrogen med rørledninger vil være mest kostnadseffektivt for avstander mindre enn 2600 km.

²¹ Transport av naturgass med rørledning er normalt mer kostnadseffektivt enn transport av flytende naturgass (LNG) for avstander mindre enn 3000-4000 km (UK Committee on Climate Change, 2018).

enn transport og lagring av hydrogen med brukt av ammoniakk som medium. Imidlertid er FHB basert på gjenbruk av energibæreren, mens ammoniakken kan også forbrukes direkte.



I kapittel 5.3 viser vi en sammenligning av kostnader forbundet med 3 verdikjeder for transport og lagring av hydrogen, hvor hydrogenet fraktes som flytende hydrogen, ammoniakk, eller metylsykloheksan. Transporten er basert på bruk av skip, og tanker er brukt til lagring.

Ved behov for lagring av store volum hydrogen over lengre tid, er lagring av hydrogen i undergrunnsformasjoner, tilsvarende gasslagring i undergrunnsformasjoner, en mulig løsning hvis geologien i det aktuelle området er egnet for dette. Lagring av hydrogen i undergrunnsformasjoner gjøres i dag kun i salt kaverner, og bare 3 steder i USA og ett sted i Teesside i UK (H21, 2018). Til sammenligning vil det være behov for 90 salt kaverner med en størrelse på 400 000 m³ for å dekke behovet for sesonglagring av hydrogen ved implementering av H21 North of England konseptet (H21, 2018). Dette er det samme antallet som antall salt kaverner brukt for lagring av naturgass i Etzel i Tyskland (H21, 2018).

Hydrogen kan også lagres med en midlertidig energibærer som ammoniakk eller FHB. Det finnes i dag ammoniakk tanker som kan romme 60 000 tonn ammoniakk, og ammoniakktankere som kan frakte 50 000 tonn ammoniakk (H21, 2018). Med en hydrogentetthet på 17,6% tilsvarer disse mengdene henholdsvis omtrent 10 600 og 8800 tonn hydrogen. Kostnaden for denne formen for lagring av hydrogen per energienhet er imidlertid omtrent tre ganger kostnaden for lagring av hydrogen i gassform i undergrunnsformasjoner (H21, 2018). Langtidslagring av hydrogen som ammoniakk kan likevel være aktuelt i områder uten tilgang til egnede undergrunnsformasjoner.

Sikkerhetsrisiko

De ulike hydrogenbærerne har forskjellige sikkerhetsmessige egenskaper. Hydrogen er den letteste av alle gasser, og sammenlignet med metan diffunderer hydrogen tre ganger så raskt gjennom luft. Hydrogengass er brennbar i konsentrasjoner mellom 4 og 75 volumprosent i luft, og har også lav tennenergi sammenlignet med andre gasser. For komprimert og trykksatt hydrogen er det viktig at valg av materialer og layout på systemene tilpasses disse egenskapene. Siden hydrogen er den letteste av alle gasser, vil hydrogen som lekker fra en tank eller utstyr med trykksatt hydrogen under normale forhold stige raskt og tynnes raskt ut i luft, om den ikke samles opp i et lukket rom eller antennes.

Temperaturen til flytende hydrogen er så lav at alle gasser, bortsett fra helium vil fryse ved direkte eksponering av flytende hydrogen. En lekkasje av flytende hydrogen kan dermed få nærliggende luft til å fryse, og hydrogengassen som dannes vil i starten være så kald (tung) at hydrogenet ikke stiger. Dette

kan, avhengig av forholdene, medføre en annen type oppsamling av hydrogen enn for lekkasjer av komprimert hydrogen.

Det er noe uenighet/usikkerhet basert på tilgjengelig informasjon når det gjelder konkrete sikkerhetsforhold og konsekvenser av lekkasjer med hydrogen, og da spesielt flytende hydrogen. Dette selv om det er betydelig erfaring fra anvendelser som industri og romfart. Bruk av hydrogen som energibærer i transportsektoren er en relativt ny anvendelse og medfører andre utfordringer. Hovedrisikomomentene ved lekkasje og oppkonsentrering av hydrogen er at hydrogen er lett antennelig og at hydrogen, spesielt i lukkede rom kan medføre en betydelig eksplosjonsfare.

I motsetning til hydrogen er ammoniakk gass giftig ved innånding og kan medføre død ved høye konsentrasjoner (UK Committee on Climate Change, 2018). FHB, på den annen side, har lignende karakteristikk til bensin og diesel, herunder lettantennelige. Det betyr at disse risikoene må håndteres ved transport og lagring av hydrogen med ammoniakk eller FHB som bærer.

Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap (DSB) kategoriserer hydrogen som et farlig stoff og håndtering og bruk av hydrogen i Norge faller dermed inn under retningslinjene for slike anlegg. DSB har publisert temaveiledninger som gir føringer for håndtering av hydrogen (DSB, 2012). Norsk forskrift om håndtering av farlig stoff (Lovdata, 2009) gjelder for hydrogen, og dette er et sentralt dokument som setter krav til implementering av forebyggende sikkerhetstiltak, og håndtering av risiko.


2.7 Bruk som kjemisk innsatsfaktor i industriproduksjon



2.7.1 Anvendelser

Over halvparten av verdens hydrogenproduksjon brukes i dag til fremstilling av ammoniakk (NH_3) (Hydrogen Council, 2017) (Shell, 2017). Nesten 90% brukes i gjødselproduksjon. Dette forbruket, og tilhørende konsum av hydrogen, forventes derfor å vokse i takt med økende jordbruksproduksjon. I (DNV GL, 2018b) estimerer vi at ammoniakkproduksjon vil vokse 30-100% frem mot 2050.

Omtrent en fjerdedel av verdens hydrogenproduksjon brukes i dag i petroleumsraffineri, blant annet i avsvovlingsprosesser og katalytisk hydrocracking. Shell (Shell, 2017) hevder at det vil være et økende



behov for hydrogen i raffinerier på grunn av økende utnyttelse av hvert fat råolje og nye kvalitetskrav til drivstoff. Dette er i tråd med IEA som anslår 3% årlig vekst mot 2030 (IEA, 2015). På lengre sikt vil imidlertid denne veksten motvirkes av fallende oljeproduksjon. Legger vi estimert oljeproduksjon i 2050 fra (DNV GL, 2018e) til grunn, vil vi få et 50% fall i oljeproduksjon fra 2030 til 2050. Med et tilsvarende fall i hydrogenforbruk fra 2030 til 2050, og bruk av IEA sin prognose frem mot 2030, får vi et hydrogenforbruk i raffinerier i 2050 på 13 millioner tonn, rundt 4 millioner tonn under dagens nivå.

Rundt 10% av verdens hydrogenforbruk går til metanolproduksjon (Hydrogen Council, 2017) (Shell, 2017). Metanolproduksjon har hatt sterk vekst de senere år, og årlig produksjon forventes å være omtrent fordoblet i 2030 (DNV GL, 2018b).

Hydrogen kan også brukes som reduksjonsagent i stålproduksjon via DRI (Direct Reduced Iron) prosessen. Hydrogen Council estimerte et begrenset potensial for bruk av hydrogen frem mot 2030 (Hydrogen Council, 2017), men pekte på at dette kan endres på lengre sikt. I samsvar med dette, estimerte DNV GL et hydrogenforbruk på rundt 140 000 tonn i H₂/år 2030 og 4-11 millioner tonn H₂/år i 2050 (DNV GL, 2018b). I Sverige har SSAB, LKAB og Vattenfall gått sammen i et felles innovasjonsselskap, Hybrit, for å produsere stål med bruk av hydrogen fra elektrolyse i DRI prosessen. Bruk av hydrogen i denne prosessen har potensial til å redusere de nasjonale CO₂-utslippene i Sverige og Finland med hhv. om lag 10 og 7% (Hybrit).

Øvrige anvendelser inkluderer produksjon av syntetiske harpikser, metall-legeringer, glass, elektronikk, m.m., og utgjør rundt en tiendedel av verdens hydrogenforbruk. Vi har ikke innhentet tall som tilsier om denne andelen vil endres. I (DNV GL, 2018b) har vi lagt til grunn at andelen som brukes som kjemisk innsatsfaktor i industri til andre formål enn ammoniakk, metanol og oljeraffinering, eller i stålproduksjon, vil være noenlunde stabil. På dette grunnlaget anslår vi at totalt forbruk av hydrogen som kjemisk innsatsfaktor i industriproduksjon vil vokse 25-100%, med 60% som referansecase.

Det bemerkes at verdikjedene knyttet til dagens forbruk av hydrogen som innsatsfaktor i industri er nært koblet med petroleumsverdikjeder. Etableringen av et lavutslippssamfunn med større grad av produksjon fra fornybare kilder (elektrolyse eller biomasse) vil kunne endre dette bildet. Økt elektrifisering av transport vil også bidra til redusert behov for drivstoffraffinering.

2.7.2 Marked

Markedet for hydrogen er i dag relativt lukket. Store brukere av hydrogen i industri produserer normalt hydrogen selv for eget forbruk. Dette gjelder ammoniakkproduksjon, metanolproduksjon og oljeraffinering, hvor hydrogenproduksjon og bruk er tett integrert i en petroleumsverdikjede. I oljeraffinerier, for eksempel, er hydrogen et biprodukt av bensinproduksjon, og dette brukes normalt til videre behandling av petroleumsprodukter eller som del av fyringsgass. Bare rundt 4% av verdens hydrogenproduksjon omsettes i et fritt marked (Shell, 2017).

Hvis et vidt marked for hydrogen til energiformål vokser frem, som diskutert i kapittel 2.8, så vil det være mulig for mange av dagens industriaktører å øke hydrogenproduksjonen for salg av overskuddshydrogen til et åpent marked. Potensialet for dette vil avhenge av transport og lagringsinfrastruktur, markedsverdi på hydrogen, og karbonfotavtrykket til hydrogenet. For eksempel konkluderer (DNV GL, 2018b) med at hydrogen i transportsektoren trolig vil være hovedsakelig grønn hydrogen, og at fortrinnsvis blå hydrogen vil bli brukt til oppvarming av bygg.

2.8 Bruk som energibærere

2.8.1 Drivstoff for transport

Veitrafikk

I transportsektoren blir hydrogenbiler promotert som null-utslippskjøretøy. Disse bilene bruker en brenselcelle, i dag primært en PEM-brenselcelle (se kapittel 2.4), til å produsere strøm fra hydrogen, og en elektrisk motor brukes til fremdrift. Etersom både elbiler og hydrogenbiler benytter en elektrisk motor til fremdrift, er det sannsynlig at det vil utvikles ulike hybridvarianter som har både en stor batteripakke, og en hydrogentank og brenselcelle. Dette vil kunne gi el-biler lengre rekkevidde og potensielt tilsvarende fleksibilitet som dagens hybride el-bensin og el-dieserbiler. Mercedes var med sin Mercedes-Benz GLC F-Cell Plug-In først ute på markedet med en slik modell (Daimler).

I veitrafikksegmentet konkurrerer hydrogenbiler i første rekke med elbiler. Hydrogenbiler og el-biler har et sammenlignbart karbonfotavtrykk per km (basert på en livssykelanalyse), og dette er 50-90% det tilsvarende karbonfotavtrykket til en lignende bensin- eller diesel-bil (Hydrogen Council, 2017) (DNV GL, 2018b), avhengig av strømmiks og produksjonsmetode for hydrogen. Så fra et klimautslippsperspektiv konkurrerer hydrogenbiler også med andre lavutslippsalternativ.

Et annet element er hvor mye en gradvis overgang til lavutslippskjøretøy (el- og hydrogenbiler) vil redusere totale klimagassutslipp fra transportsektoren. Eksempelvis har vi, basert på projeksjoner for størrelsen på bilparken i (DNV GL, 2018e), estimert at de totale globale klimagassutslippene for lette kjøretøy vil øke 8% fra 2020 til 2030. Dette til tross for at hele økningen i den totale bilparken, totalt 120 millioner ekstra lette kjøretøy, forventes å være «nullutslippskjøretøy». Veksten i klimagassutslipp er estimert til å være enda større for tunge kjøretøy, med en estimert økning på 27% fra 2020 til 2030.

Flere faktorer spiller inn i forbrukeres valg av kjøretøy. Forskjeller mellom el- og hydrogenkjøretøy er:

- Elbiler har, og vil fortsette å ha, lavere drivstoffutgifter.
- Hydrogenbiler har (i dag) kortere fylletid og normalt lengre rekkevidde. De minste hydrogenbilene på markedet i dag har en rekkevidde på i overkant av 500 km, og fyllerhastighet på 3 til 5 minutter fra tom til full tank (Thinkstep, 2017). Til sammenligning har Tesla Model 3, en av toppmodellene i elbilklassen, en rekkevidde på 500 km og ladetid på minimum en time med dagens 50 kW hurtiglader (Elbilgrossisten).
- Volumet og vekten til hydrogentanken og brenselcellen i store hydrogenkjøretøy er vesentlig mindre enn volumet og vekten til batteriet i tilsvarende el-kjøretøy.
- Lade og fyllinfrastruktur er under utvikling, og tilgjengelighet avhenger av region.

Hydrogenkjøretøy har per dags dato en høyere innkjøpskostnad enn elkjøretøy med tilsvarende motorstørrelse. Det er imidlertid billigere å øke størrelsen til hydrogentanken enn å øke batterikapasiteten i et elkjøretøy. Dette medfører at kapitalkostnaden til tunge hydrogenkjøretøy vil kunne konkurrere med tilsvarende elkjøretøy, og gjør at hydrogenkjøretøy vil normalt ha lengre rekkevidde enn sammenlignbare elkjøretøy. Den ekstra rekkevidden er spesielt viktig for kjøretøysegment med høy årlig kjørestand, slik som godslastebiler og busser som trafikkerer langdistanseruter.

Hydrogen Council (Hydrogen Council, 2017) har estimert at i 2030 vil elbiler med en batterikapasitet over 55 kWh ha høyere kapitalkostnad enn hydrogenbiler med tilsvarende elektrisk motor. Denne batterikapasiteten finnes i dag i det øvre sjiktet av dagens elbilpark i Norge.²² For tunge lastebilsegment

²² Chevrolet Bolt/Opel Ampera-e, Hyundai KONA, Tesla Model 3, og de minste batteripakkealternativene for Tesla Model S og Model X.

kan en forvente at totale eierkostnader for hydrogenkjøretøy er lavere enn for tilsvarende elkjøretøy allerede i 2030 (DNV GL, 2018b) (ICCT, 2017).



Tog

Tog har, slik som tungtransport på vei, behov for høy ytelse og lang rekkevidde, og kan være et attraktivt segment for brenselcelleteknologi. Verdens første hydrogentog, Alstoms Coradia iLint, ble i september 2018 satt i drift i Tyskland. To tog opererer nå mellom byene Cuxhaven, Bremerhaven, Bremervörde og Buxtehude. I mai 2018 ble det også annonsert at Alstom skal konvertere opptil 321 el-drevne tog til hydrogendrift i England. Dette er et ledd i britiske myndigheters ambisjon om å eliminere dieseldrevne tog innen 2040.

Maritim transport

I maritim sektor jobbes det med å bygge Norges første hydrogenferje, som etter planen skal settes i drift høsten 2021 på sambandet Hjelmeland – Skipavik – Nesvik i Rogaland. Norled AS er tildelt kontrakten for utvikling, bygging og drift av ferjesambandet (Statens Vegvesen). En rekke aktører jobber med initiativer med hydrogen og/eller brenselceller i skip, og beskrivelse av flere norske initiativ er gitt i kapittel 3.4.3. I mai 2018 ble det også annonsert at California Air Resources Board (CARB) har bevilget 3 millioner USD til bygging av hydrogenfergen «Water-Go-Round» i San Fransisco (Marine Propulsion, 2018) i regi av Golden Gate Zero Emission Marine (GGZEM). Fergen skal være basert på 360 kW PEM brenselceller fra Hydrogenics i en hybridløsning med batterier. Hydrogenet skal lagres i 250 bars trykktanker fra Hexagon, og de vil inneholde nok hydrogen til to dagers drift (GGZEM, 2018). Hvis fergen settes i drift i 2019, som planlagt, vil det etter alt å dømme bli verdens første kommersielle hydrogenferge i drift. Dette prosjektet kommer i etterkant av flere omfattende mulighetsstudier av introduksjon av hydrogen i skip, først for fergen SF-Breeze (Pratt & Klebanoff, 2016), og deretter for det hydrogendrevne forskningsfartøyet Zero-V (Klebanoff, et al., 2018). Race for Water er et annet prosjekt der uttesting av hydrogen og brenselceller inngår (Ship Technology, 2017).

Introduksjon av hydrogen i maritim sektor er nært knyttet opp mot bruk av brenselceller. I 2016 publiserte EMSA (DNV GL, 2017c) en større studie med en grundig gjennomgang status og erfaringer fra gjennomførte maritime prosjekter med brenselceller. En del av de maritime prosjektene med brenselceller bruker andre drivstoff enn hydrogen, for eksempel LNG, metanol og diesel.

Ulike drivstoff krever ulike brenselceller, og dermed er det i disse prosjektene gjennomført testing med ulike typer brenselcellesystemer. For andre drivstoff enn hydrogen kreves mer kompliserte brenselcellesystemer. Slike systemer har blant annet blitt testet i prosjekter som FELICITAS, METHAPU, PaXell og e4ships (e4ships, 2016). Videre testing planlegges blant annet i MARANDA prosjektet (FCHJU, 2017-2021), som skal teste to 82.5 kW PEM brenselceller, og HySeas III (EC, 2018-2021) som skal teste ut et hydrogen brenselcelle batterihybrid system i fullskala for integrering i en ferge som er planlagt satt i drift på Orkenøyene (Skottland).

For hydrogen anses PEM brenselceller som mest aktuelt, og flere maritime prosjekter har testet slike løsninger i praksis. Brenselceller benyttes også i U-båter. ZemShip som var i drift med en 100 kW PEM brenselcelle på Alsterwasser ved Hamburg i perioden 2006 til 2013 er en av prosjektene som opparbeidet lengst driftserfaring. Gjennom driftsperioden på over 2500 timer fraktet båten mer enn 43 000 passasjerer. MF Vågen, en liten passasjerferge i Bergen havn, testet i 2010 en 12 kW høy temperatur PEM brenselcelle (uten passasjerer) i et prosjekt initiert av CMR Prototec. I perioden 2003-2010 utviklet og testet FellowSHIP prosjektet (Eidesvik Offshore, Wartsila og DNV) et 320 kW brenselcellesystem som hjelpemotor for offshore supply-båten Viking Lady. Dette er etter det som er kjent fremdeles det største brenselcellesystemet som er testet, men det bemerkes at drivstoffet var LNG. Prosjektet etablerte også grunnlag for utvikling av DNV GLs første regelverk for brenselceller i skip.

Flytrafikk



Hydrogen har også vært vurdert som drivstoff for fly. På 1980 tallet ble et Tupolev Tu-154 ombygd (og kalt Tupolev Tu-155) med hydrogen tank, og gjennomførte den første flygningen i 1989 (Wikipedia, c).

Siden den gang har mange andre eksperimentelle fly-konsepter med hydrogen blitt introdusert, og i 2016 ble HY4 det første passasjerflyet (4-personer) med en brenselcellemotor til å gjennomføre en prøveflyging (The Engineer).

Nout van Zon analyserte i (Zon, 2012) utsiktene til å ha kommersielle flygninger med flytende hydrogen som drivstoff i 2040. Han konkluderte med at dette er teknisk gjennomførbart, både med hensyn til fly og nødvendig infrastruktur, og at det vil være mulig å få en overgang til bruk av slike fly for kommersielle flygninger i tidsrommet 2025-2040. En forutsetning i denne analysen er at hydrogen blir konkurransedyktig på pris med parafinbasert flybensin.

Den Europeiske forskningsorganisasjonen EREA – Association of European Research Establishments in Aeronautics – har i sin fremtidsanalyse (EREA, 2016) plassert kommersielle hydrogendrevne passasjerfly i sin «revolusjonerende teknologi» kategori, med mulig anvendelse etter 2050. Interessen for forskning og utvikling av hydrogenfly har også tilsynelatende avtatt blant flyprodusenter, se for eksempel (BBC). Vi mener derfor at det er lite sannsynlig at hydrogen vil bli brukt som drivstoff for fly i noen betydelig grad i overskuelig fremtid. Denne anvendelsen vil derfor ikke bli vurdert i kapittel 3.

2.8.2 Brensel i oppvarming av bygg

Bygninger representerer rundt en tredjedel av verdens energiforbruk, og står for omtrent en femtedel av verdens klimagassutslipp (IPCC, 2014) (DNV GL, 2018b). Reduksjon av disse klimagassutslippene er avgjørende for at målene i Parisavtalen fra COP 21 kan nås.

Bruk av hydrogen for oppvarming av hus er et relevant klimatiltak i land som i dag har utstrakt bruk av gass for oppvarming, og som har en etablert infrastruktur for distribusjon av slik gass. Det inkluderer land som Australia, Canada, Nederland, Storbritannia, Sør Korea og USA. I England er man i gang med demonstrasjonsprosjekter som skal vise at dette er teknisk og økonomisk gjennomførbart. For eksempel skal H21 Leeds City Gate (NGN, 2017) «konvertere» Leeds fra naturgass- til hydrogen-basert oppvarming av bygg. Dette prosjektet er foreslått utvidet til å omfatte hele Nord-England i (H21, 2018).

For at en overgang fra naturgass til hydrogen skal bidra til reduksjon av klimagassutslipp må imidlertid karbonfotavtrykket til hydrogenverdikjeden være lavere enn den tilsvarende naturgassverdikjeden. Dette krever at hydrogenet har et lavere karbonfotavtrykk enn ca. 7 kgCO₂e/kgH₂ (210 gCO₂e/kWh) (NGN, 2017). I H21 Leeds City Gate prosjektet er planen å produsere hydrogen med dampreformering av naturgass, og fange og lagre produsert CO₂. Det estimeres at dette vil gi et utslipp på omtrent 86 gCO₂e/kWh, som tilsvarer i underkant av 3 kgCO₂e/kgH₂. Nye analyser er gjort for H21 North of England prosjektet, og her beregnes det at den foreslåtte hydrogenverdikjeden basert på autotermisk reformering vil ha et karbonfotavtrykk på 1,8 kgCO₂e/kgH₂ hvis dagens britiske gassmiks antas.

Vi har estimert et potensielt hydrogenforbruk for oppvarming av bygg på totalt 3.6 millioner tonn i 2030 (DNV GL, 2018b). Dette samsvarer med estimatet som Hydrogen Council presenterer for denne anvendelsen (Hydrogen Council, 2017). Med en gjennomsnittlig reduksjon av klimagassutslipp på 5 kgCO₂e/kgH₂, så får vi en mulig utslippsreduksjon på omtrent 18 millioner tonn i 2030. Dette vil imidlertid kreve fangst og lagring av rundt 30 millioner tonn CO₂ per år, og vil derfor også kreve tilsvarende utbygging og anvendelse av karbonfangst i de aktuelle regionene.

Det bemerkes at denne anvendelsen er lite relevant i Norge. Dette skyldes flere forhold.

- Hoveddrivkraften bak bruk av hydrogen for oppvarming er behovet for å redusere klimagassutslipp fra energibruk i bygninger. Klimagassutslipp fra oppvarming av bygninger utgjør kun 2,1% av norske klimagassutslipp (Miljødirektoratet, 2018c), og denne prosentandelen er forventet å gå betydelig ned mot 2020 og 2030, som følge av vedtaket om å forby oljefyring

fra 2020 (Miljødirektoratet, 2018c). Bruk av hydrogen har derfor et veldig begrenset potensial til å bidra til reduksjon av klimagassutslipp. Eventuell bruk av hydrogen produsert fra norsk strøm til fyring eller i stasjonære brenselceller vil også, på grunn av energitap ved transport, frakt og lagring, ha et høyere karbonfotavtrykk enn det man får med å bruke norsk strøm direkte.

- En generell premisse for at en overgang til hydrogen er aktuelt er at det er mer kostnadseffektivt, eller praktisk gjennomførbart, enn elektrifisering med kraft med et lavt karbonfotavtrykk. Dette betinger at landet har en etablert gassinfrastruktur, og at gass utgjør en stor andel av energibruk til oppvarming på nasjonalt eller regionalt nivå, og at elektrifisering av oppvarming krever store investeringer i utbygging av kraftinfrastruktur. I tillegg kreves det typisk kapasitet til lagring av gass (og hydrogen) i salt kaverner eller egnede undergrunnsformasjoner.

Disse forholdene tilsier at forutsetningene for at bruk av hydrogen for oppvarming av bygg som et klimatiltak ikke er tilstede i Norge. Denne anvendelsen vil derfor ikke vurderes i denne rapporten.

2.8.3 Brensel for oppvarming i industri

Industri²³ representerer rundt en tredjedel av både totalt energiforbruk og karbonutslipp (IPCC, 2014). Rundt 40% av dette karbonutslippet er forbundet med bruk av fossile brensler for oppvarming (McKinsey&Company, 2018).

Dette karbonutslippet kan potensielt reduseres ved å erstatte fossilt brensel for oppvarming i varmeintensiv industri, slik som sement og smelteverk, med hydrogen som er produsert med et lavt karbonfotavtrykk. Dette vil imidlertid ofte kreve omfattende ombygging, og kostnader og gjennomførbarhet må avveies mot andre tiltak, slik som bruk av trekull eller biobrensel, karbonfangst og -lagring, og energieffektiviseringstiltak.



²³ Dette inkluderer ikke kraftverk.

Hydrogen Council (Hydrogen Council, 2017) peker på et potensial for bruk av 4 millioner tonn hydrogen for dette formålet i verden i 2030, og over 100 millioner tonn hydrogen for samme formål i 2050. Bak disse estimatene ligger det antagelser om at hydrogen vil bli brukt i bl.a. stålproduksjon, kjemisk industri, etylenproduksjon og sementindustri, men forbruk i hver sektor er ikke angitt.

I (DNV GL, 2018b) så vi nærmere på potensialet for slik bruk av hydrogen i industri. Vi konkluderte med at andre tiltak er mer modne og lettere å anvende i sementindustrien, inklusiv karbonfangst og -lagring, og vil ha større effekt på utslippsreduksjoner da store deler av karbonutslippet er fra kalsineringen og ikke forbrenningen. Vi fant begrenset data som understøtter et potensial for betydelig fremtidig bruk av hydrogen for oppvarming i andre industrier. I arbeidet med denne rapporten har vi imidlertid hatt dialogmøter med relevante industriaktører i Norge, og forsøkt å komme frem til et kvalifisert syn på nasjonalt potensial for slik bruk.

2.8.4 Lagring av overskuddstrøm

Sol- og vindkraft opplever i dag en sterk vekst, og mange land har ambisjoner om at fornybar energi skal utgjøre en betydelig og økende andel av nasjonal strømproduksjon (IRENA, 2018b). Denne veksten forsterkes av at verden blir stadig mer elektrifisert. DNV GL spår i (DNV GL, 2018e) at verdens strømforbruk vil øke fra 23 PWh per år i 2016 til 61 PWh per år i 2050, og øke andelen av verdens energiforbruk fra 19% til 45%.


En utfordring med å øke andelen av strøm fra variable fornybarkilder som sol og vind er at man får perioder med overproduksjon når årlig strømproduksjon fra variable fornybarkilder overstiger et visst nivå av total årlig strømproduksjon. Dette inntreffer normalt når regional strømproduksjon fra variable fornybarkilder overstiger ca. 25%-30% av årlig strømproduksjon i regionen (DNV GL, 2018b), men avhenger av andel sol- og vindkraft, og kapasitet nettet har til å overføre strøm til andre regioner. Hvis man ikke benytter denne strømmen til å skape verdi, vil verdien på investeringene reduseres, og dette vil bidra til å bremse eller stoppe ytterligere investeringer i variabel fornybar strømproduksjon.

Denne problemstillingen er mindre relevant i Norge fordi vi har få områder hvor strømproduksjon fra sol, vind og eventuelt andre variable fornybarkilder vil nå et slikt nivå, og vi har god overføringskapasitet til naboland. Vannkraftproduksjonen i Norge og overføringskapasitet fra Norge bidrar imidlertid til at norsk vannkraft kan brukes som balansekraft for naboland og tillate en større andel kraft fra variable fornybarkilder i disse landene enn det ville være kostnadseffektivt å bygge ut uten denne balansekraften (Statkraft, 2018a).

I regioner med lite vannkraft og begrensede muligheter for å hente fornybar balansekraft fra nabo-regioner er hydrogenproduksjon fra overskuddstrøm et tiltak for å stimulere videre utbygging av fornybar strømproduksjon. Dette fordrer at man kan selge hydrogenet for en pris som minimum dekker kostnadene ved produksjon, eller at hydrogenet kan lagres og brukes til å produsere strøm ved et senere tidspunkt hvor strømprisen er tilstrekkelig høy til å dekke kostnadene for denne verdikjeden (EC, 2016), (Institution of Mechanical Engineers, 2018).

I (DNV GL, 2018b) analyserte vi kostnadene for slik hydrogenproduksjon. Denne kostnaden reflekterer både kapitalkostnaden fordelt på levetiden, og kostnaden forbundet med hydrogenproduksjon via elektrolyse av vann et visst antall timer per år. Det ble antatt at hydrogenproduksjonen foregår når strømprisen er under et gitt nivå. Fra denne analysen trakk vi tre hovedkonklusjoner.

1. Det vil være uforholdsmessig kostbart (i overskuelig fremtid) å produsere hydrogen bare når man har overproduksjon. For å oppnå lønnsomhet bør man produsere minst 2000 timer.

- 
2. Produksjonskostnaden har et minimum. For eksempel, i California i 2016 ville gjennomsnittskostnad per kg hydrogen produsert være lavest hvis man produserte hydrogen 4100 timer.
 3. Minimumskostnaden for slik produksjon fra elektrolyse kan i noen regioner konkurrere på pris med gassreforming (uten CCS) i 2030. Dette forutsetter lav strømpris når man produserer hydrogen, og at kapitalkostnaden for elektrolysører faller kraftig.

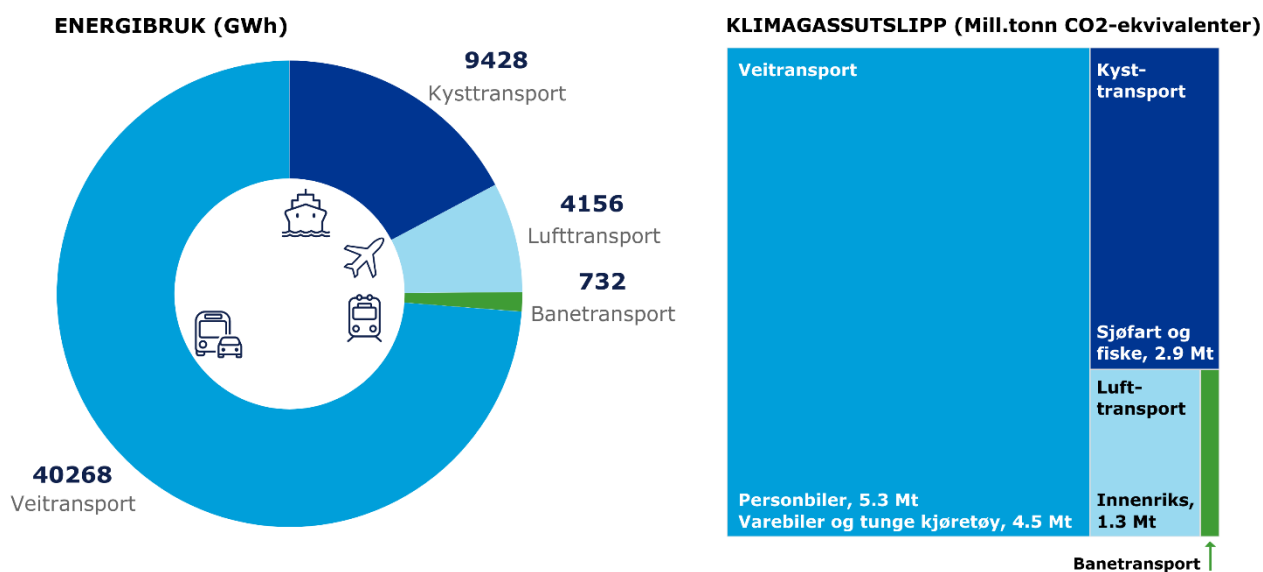
Disse konklusjonene er det viktig å ta med i betraktning når aktuelle land legger politiske ambisjoner og strategier for utbygging av variabel fornybar kraft med hydrogenproduksjon. I tillegg må man sikre at man har et marked for produsert hydrogen, eller eventuelt at man har distribuert produksjon eller utbygget kapasitet for lagring av produsert hydrogen.

3 POTENSIELLE ANVENDELSER – TRANSPORT

Dette kapitlet beskriver mulige hydrogenanvendelser i Norge for veitransport, jernbane og maritim transport, og beskriver status på marked og teknologi, samt potensial for videre utvikling og utfordringer knyttet til innfasing av hydrogen som drivstoff. Kapitlet tar utgangspunkt i ambisjoner nedfelt i Nasjonal Transportplan 2018-2029 og andre relevante politiske føringer, og gjør en vurdering av sannsynlig hydrogenforbruk for transport med antatt teknologi- og markedsutvikling. Hydrogenanvendelsene vurderes opp mot konkurrerende lavutslippsalternativer.

3.1 Bakgrunn

Transportsektoren står for omtrent en fjerdedel av netto innenlands energiforbruk i Norge, og 31 % av nasjonale klimagassutslipp (Miljødirektoratet, 2018b). Dette omfatter energibruk i innenlands veitransport, kysttransport, lufttransport og banetransport. I 2016 var samlet energibruk og utslipp i transportsektoren på henholdsvis 54,6 TWh og 16,5 millioner tonn CO₂e (Miljødirektoratet, 2018b). Innenlands energibruk og utslipp er illustrert i **Figur 3-1**.



Kilde: SSB, 2018 og Miljødirektoratet, 2018

Figur 3-1: Energibruk og utslipp fra innenlands transport.

I Energimeldingen legger Regjeringen frem sin energipolitikk frem mot 2030 (Regjeringen, 2016). Her nevnes transport som en av sektorene hvor det vil tilrettelegges for en mer effektiv og klimavennlig bruk av energi for å nå utslippsforpliktelsene for 2030. For å sikre at klimavennlige teknologier blir konkurransedyktige, fremheves Enovas rolle i samspill med øvrig virkemiddelapparat. Enova skal bidra til innovasjon og utvikling, samt gi støtte til etablering av nødvendig infrastruktur for effektiv og klimavennlig transport. Slik status er i dag vil det kreve både etablering av ny infrastruktur samt utvikling på kjøretøy og fartøy for å ta i bruk hydrogen i transportsektoren.

I Regjeringens melding om "Klimastrategi for 2030 - norsk omstilling i europeisk samarbeid" ble det vedtatt krav som er relevante for nasjonale ambisjoner for bruk av hydrogen (Regjeringen, 2018b). Vedtaket ber bl.a. om «*krav og reguleringer til utslipp fra cruiseskip og annen skipstrafikk i turistfjorder samt andre egnede virkemidler for å sørge for innfasing av lav- og nullutslippsløsninger i skipsfarten fram mot 2030, herunder innføre krav om nullutslipp fra turistskip- og ferger i verdensarvfjordene så snart det er teknisk gjennomførbart, og senest innen 2026*». I tillegg ba Stortinget om en helhetlig strategi for forskning, teknologiutvikling og bruk av hydrogen som energibærer.

Det er satt mål om en betydelig innfasing av lav- og nullutslippsløsninger i transportsektoren. Ifølge Nasjonal transportplan (NTP) for 2018 – 2029 (Regjeringen, 2017) vil regjeringen bl.a.:

- *Legge til grunn følgende måltall for nullutslippskjøretøy i 2025:*
 - *Nye personbiler og lette varebiler skal være nullutslippskjøretøy.*
 - *Nye busser skal være nullutslippskjøretøy eller bruke biogass.*
- *Innen 2030 skal nye tyngre varebiler, 75% av nye langdistansebusser og 50% av nye lastebiler være nullutslippskjøretøy.*
- *Innen 2030 skal varedistribusjonen i de største bysentra tilnærmet være nullutslipp.*
- *Ha en ambisjon om at innen 2030 skal 40% av alle skip i nærskipfart bruke biodrivstoff eller være lav- og nullutslippsfartøy.*

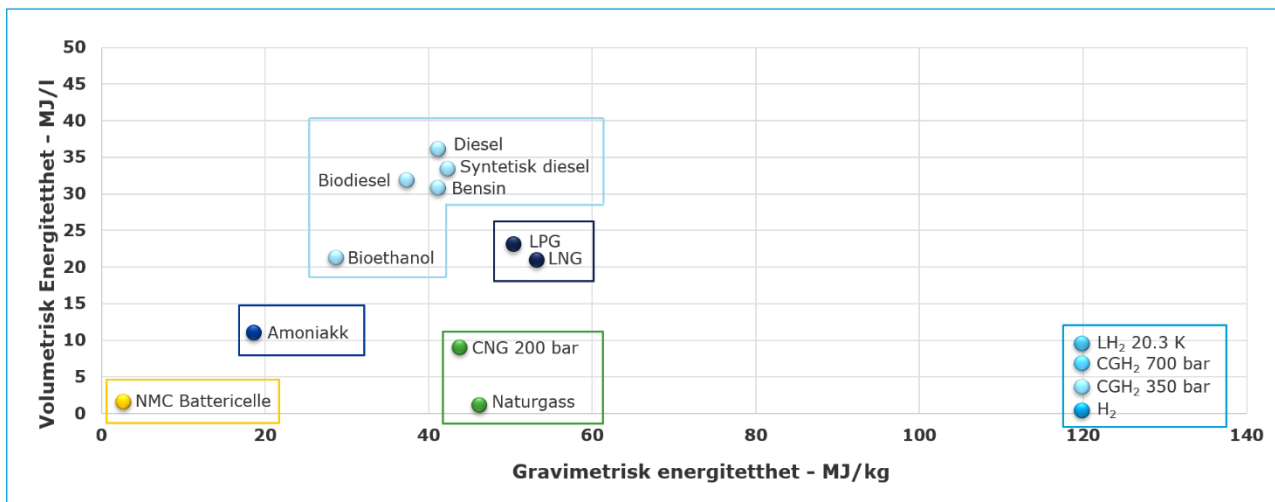
Måltallene for veitransport legger til grunn at «*forbedringer av teknologisk modenhet i kjøretøysegmentene*» realiseres, slik at nullutslippskjøretøy blir konkurransedyktige med konvensjonelle løsninger.

De norske utslippsmålene og norske krav til null og lavutslipp for ferger, hurtigbåter og innenlands transport som nevnt over, er viktige drivere både for elektrifisering med batterier, og for bruk av elektriske motorer basert på brenselceller og hydrogen i transportsektoren. Det er viktig å merke seg at målene i NTP ikke gir bindende føringer. Det er derfor betydelig usikkerhet med hensyn til hvordan målene vil bli implementert politisk i perioden fram mot 2030.

Det har i tillegg vært en videre utvikling i 2018 som forventes å påvirke utviklingen innen maritim transport, både nasjonalt og internasjonalt. I tillegg til ovennevnte stortingsvedtak, har FNs sjøfartsorganisasjon (IMO) vedtatt et mål om å minimum halvere de totale klimagassutslippene fra internasjonal sjøfart innen 2050 (sammenlignet med utslippsnivået i 2008). Dette vil også være nødvendig for å nå IMOs visjon om at shipping skal dekarboniseres fullstendig i perioden 2050 til 2100.

Disse målene er forventet å bidra til store omveltninger i transportsektoren de neste tiårene, men dette vil ikke skje automatisk. Slike endringer vil kreve betydelig virkemiddelbruk. I de påfølgende delkapitlene vurderer vi potensialet for hydrogen i de ulike transportsegmentene frem mot 2030 basert på målsetningene i NTP, antatt teknologiutvikling og sannsynlige rammevilkår. Potensialet vurderes basert på antatt konkurransedyktighet ovenfor batteriteknologi og andre relevante lavutslippsteknologier, samt hydrogenets nåværende rolle i transportsegmentet og forventet utvikling i nær fremtid. Det forventes også at endringene i transportsektoren vil føre til utvikling av nye løsninger som det er vanskelig å forutse i dag.

For anvendelser i transportsektoren er det ofte aktuelt å sammenligne hydrogen med andre aktuelle drivstoff i denne sektoren. Figur 3-2 gir en oversikt over aktuelle drivstoff/energibærere, og viser at hydrogen, med god margin, har størst energitetthet på vektbasis av alle drivstoff. Dette sammen med muligheten for nullutslipp, gjør hydrogen som til en attraktiv energibærer.



Figur 3-2: Sammenligning av energitetthet (på vekt og volumbasis) for hydrogen og andre relevante drivstoff/energibærere. Utvidet versjon av Figur 13 i (Shell, 2017).

Figur 3-2 viser energitetthet til de ulike drivstoffene i ren form. For transportanvendelser er også den samlede vekten av drivstoff, tank og fremsdriftssystem av betydning, og da vil den relative forskjellen være mindre. Hvordan dette slår ut, vil variere mye avhengig av blant annet anvendelse og lagringsalternativer. For eksempel veier drivstofftanken i en Toyota Mirai rundt 88 kg, og brenselcellen veier rundt 56 kg (Toyota). Til sammenligning veier batteripakken i en Nissan Leaf med 24 kWh batteripakke 294 kg, og batteripakken i en Tesla Model S med 85 kWh batteripakke veier 540 kg. Den relative vektforskjellen er derfor ikke veldig stor i personbilsegmentet.

Batterivekt skalerer tilnærmet lineært med energilagringsskapasitet. Dette er til forskjell fra hydrogenkjøretøy, der både kost, volum og vekt per energienhet avtar med økende tankkapasitet. Dette medfører at forskjellen i volumetriske og gravimetrisk energitetthet mellom hydrogen- og el-kjøretøy, med vekten til hydrogentank og brenselcelle inkludert, øker med økt størrelse på batteri og lagringstank. Den høye gravimetrisk tettheten til hydrogen bidrar derfor til at totalvekten til tunge hydrogenkjøretøy er vesentlig lavere enn tilsvarende tunge el-kjøretøy.

Som Figur 3-2 viser, har batteriteknologi, som er det andre alternativet for nullutslipp for bruk innen transport, en betydelig lavere energitetthet enn hydrogen. Siden batteriløsninger isolert sett i dag typisk har en høyere virkningsgrad og lavere kostnader enn hydrogen, foretrekkes vanligvis batterier så lenge vekt, ladetid, og rekkevidde kan aksepteres og tilstrekkelig elektrisk effektuttak er tilgjengelig. Norge er i en unik posisjon i internasjonal sammenheng, med uvanlig god tilgang på regulerbar fornybar kraft (vannkraft). Samtidig kan både dette og Norges posisjon som en betydelig gassprodusent bidra til at det blir tilgang på billig hydrogen. For en del energikrevende anvendelser, for eksempel innen skipsfarten, blir dagens batteriløsninger så tunge at det ikke er teknisk gjennomførbart. For lagring av betydelige hydrogenmengder, kan en lignende problemstilling ses med trykksatt hydrogen, da vekten av lagertankene kan bli betydelig.

Internasjonalt, er bildet mer komplisert, og verdikjedene kan ha stor betydning for totale utslipp. I mange tilfeller produseres i dag både strøm og hydrogen med store utslipp. En valgt verdikjede med hydrogen eller batteri kan derfor i verste fall føre til økte utslipp totalt sett. Men batterier og hydrogenbrenselceller reduserer også lokale og regionale utslipp som NO_x, SO_x og partikler, som kan ha stor positiv innvirkning på lokal og regional luftkvalitet.

Hydrogen kan anvendes både i brenselceller og i forbrenningsmotorer, men bruk i forbrenningsmotorer gir lavere utnyttelse av drivstoffet (virkningsgrad) og i tillegg utslipp av NOx. Derfor vurderes ikke løsninger med hydrogen i forbrenningsmotorer som aktuelle for vei- og jernbanetransport, eller for kystnær maritim transport.

3.2 Veitransport

Veitransport er en lite ensartet næring, og består av et svært vidt spekter av ulike modeller, kjøretøy og bruksmønstre. Det finnes en rekke måter å gruppere veitransporten inn i ulike segmenter. Her legger vi til grunn følgende inndeling; lette kjøretøy (inkluderer person- og varebiler), busser og tungtransport. De fleste norske kjøretøy ferdes primært på norske veier, med enkelte unntak innenfor tungtransport der enkelte ferdes på europeiske veier i tillegg til i Norge.

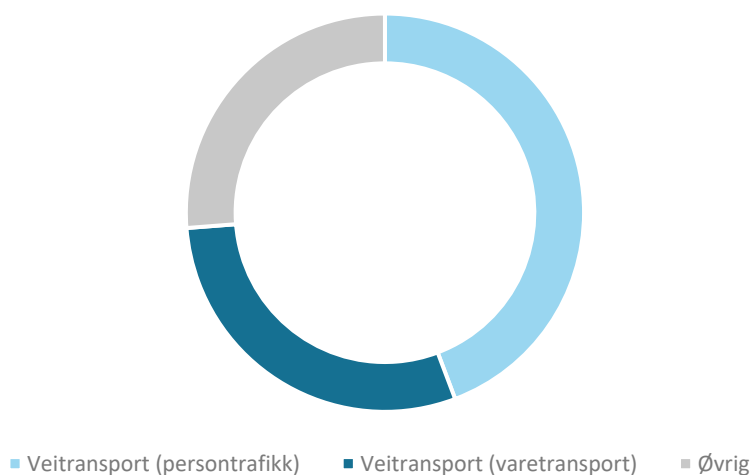
Dette delkapitlet gir en oversikt over dagens situasjon for energibruk og utslipp for norsk veitransport. Aktuelle utslippsreducerende teknologier beskrives og diskuteres sammen med forhold som bidrar til å gjøre hydrogen og brenselceller til en aktuell løsning. Vi diskuterer deretter en overordnet status for hydrogen i veitransport i Norge. Dette brukes som bakgrunn for å estimere det vi anser som sannsynlig etterspørsel for hydrogen for veitransport i Norge frem mot 2030. For at et slik potensiale skal realiseres, må en rekke utfordringer håndteres, og disse diskuteres avslutningsvis.

Fremveksten av hydrogenteknologi innenfor veitransport i Norge frem mot 2030 er avhengig av politiske føringer innenfor klima- og miljøpolitikken. DNV GL anser langdistansebusser og tungtransport som de to segmentene innen veitransport der hydrogen har størst potensial i Norge innenfor den gitte tidsperioden. Dette bygger både på vurdering av teknologiens egnethet og dets forventede konkurransevne mot andre drivstoff innenfor segmentene.


3.2.1 Energibruk og utslipp

Veitransport sto for anslagsvis 40 TWh av netto energiforbruk i Norge i 2016, tilsvarende 75 % av energiforbruket i transportsektoren (SSB, 2018a). Av dette utgjør persontrafikk 60% og varetransport 40%. Dette er illustrert i Figur 3-3.

Energiforbruk i transportsektoren (2016)



Figur 3-3: Energibruk i transportsektoren i Norge i 2016. Kilde: **(SSB, 2018a)**.



Veitrafikken i Norge i dag benytter i liten grad nullutslippsløsninger, og det meste av energiforbruket kommer fra ulike fossile drivstoff. Av den samlede kjøretøyflåten bruker over 90 prosent ulike former for fossile drivstoff som hoved-energibærer. De samlede utslippene fra veitransporten er i dag betydelig og utgjorde 9,8 millioner tonn CO₂-ekvivalenter i 2016 (Miljødirektoratet, 2018b). Dette tilsvarer i underkant av 20 % av de totale utslippene i Norge.

Kapittel 3.1 beskriver en klar politisk satsing på å øke andelen lavutslippsteknologier innenfor veitransport frem mot 2030. I flere år har det blitt gjennomført en satsing på batteri- og hydrogenkjøretøy gjennom reduserte avgifter, og senest i 2018 ble det innført skjerpede krav om innblandingsforhold av biodrivstoff. For personbiler er det i NTP en målsetning om 100 prosent nullutslippsbiler av det totale nybilsalget i 2025. For busser og tyngre kjøretøy er det i NTP en målsetning om henholdsvis 75 og 50 prosent av nybilsalget skal være nullutslippsløsninger innen 2030. I tillegg til nasjonale myndigheter har en rekke kommuner, deriblant Oslo og Trondheim, lansert planer om å redusere klimagassutslipp fra veitrafikken frem mot 2030. DNV GL forventer at dette vil bidra til et skifte fra fossilt til lav- og nullutslippsløsninger.

3.2.2 Aktuelle teknologier og drivstoff

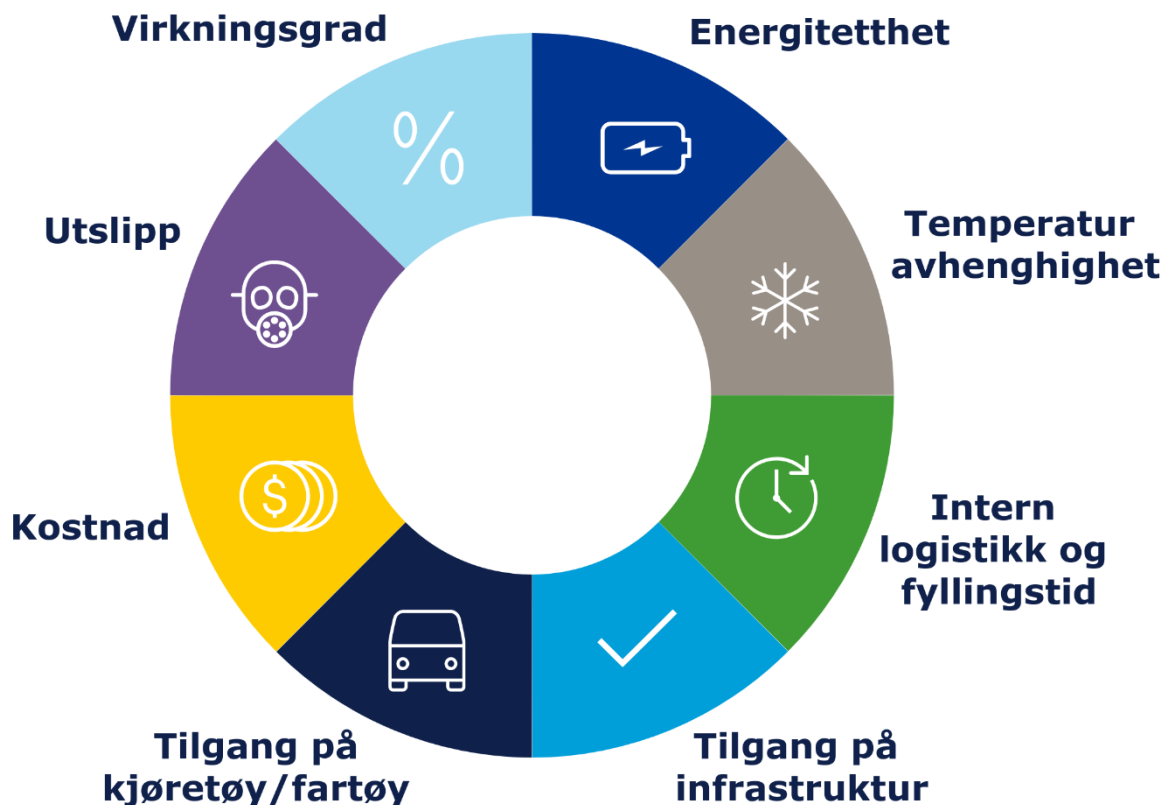
Bensin og diesel er de mest utbredte teknologiene innenfor veitransporten i dag. Begge disse gir både lokale utslipp av NO_x og PM, og klimagassutslipp i form av CO₂. De siste to tiårene har flere lav- og nullutslippsteknologier blitt introdusert innenfor veitransportsegmentet. Hydrogen anvendt i brenselceller er en av disse. Blant andre teknologier nevnes biodiesel, biogass, batterielektrisk, elektrisk fremdrift via kontaktledning og metanol. Drivstoffene har ulike karakteristikk som er med å påvirke konkurransedyktighet innenfor ulike veitransportsegment.

Batterielektrisk drift har for eksempel høyest virkningsgrad, men også den laveste energitettheten (se Figur 3-2). Hydrogen har til sammenligning en høyere energitetthet enn batterier, men lavere enn diesel og biodiesel. Tilgangen til fyllestasjoner er en utfordring for drivstoff som hydrogen og metanol. Hydrogendrift basert på brenselceller og batterielektrisk drift er i utgangspunktet helt utslippsfri, i motsetning til biodrivstoff og metanol. Det siste punktet er spesielt relevant i byområder og tettsteder. Alle disse faktorene påvirker konkurransekraften til drivstoffene.

Foretrukne energibærere i ulike transportsegment vil variere avhengig av rammebetingelser og behov. Relevante faktorer er illustrert i Figur 3-4. Dersom en teknologi er konkurransedyktig i ett segment medfører ikke dette nødvendigvis at teknologien er like konkurransedyktig i et annet. En ulempe som er av liten betydning i det ene segmentet kan ha stor betydning for teknologivalget i et annet segment.

For å eksemplifisere dette poenget bruker vi batteridrevne kjøretøy som eksempel. Grunnet lav energitetthet opptar batterier, alt annet likt, større plass og er tyngre enn drivstofftanken i andre sammenlignbare kjøretøy. Dette reduserer kjøretøyets plass for nyttelast. Dette kan ha stor betydning for varebiler og lastebiler, der inntjeningen kommer fra frakt av varer, mens det vil ha liten betydning i personbilsegmentet så lenge begrensningen ikke går utover muligheten til å frakte passasjerer. En fordel med batterier er at de er modulbasert, noe som gjør det enklere å integrere dem i karosseriet. Dermed kan de reelt sett ta mindre plass i de lettere kjøretøyklassene.

Et annet element er fyllingstid. I dag tar det betydelig lengre tid å «fullade» et batteridrevet kjøretøy enn alle andre lavutslippsteknologier. I segmenter der en er avhengig av høy tilgjengelighet og brukstid, kan derfor batteridrevet teknologi være lite attraktivt (f.eks. varetransport og taxinæringen). Hvor lang tid det er økonomiske rasjonelt å lade versus å bytte til en annen teknologi avhenger av brukstiden til kjøretøyet, tilgjengelig tid for lading og personalkostnader.



Figur 3-4: Elementer som påvirker valg av lavutslippsteknologi for transportanvendelser.

3.2.3 Status for hydrogen i veitransport

Energiforbruket i veitransportsektoren kommer i all hovedsak fra fossilt drivstoff. Det er imidlertid en økende trend mot lav- og nullutslippsteknologier. Denne trenden er størst innenfor personbilssegmentet; Elbiler og ladbare hybridbiler sto for henholdsvis 20,8 % og 18,4 % av det totale nybilsalget i 2017. Tilsvarende tall for 2018 var henholdsvis 31,1 og 17,9%. I varebilssegmentet var 4,7% av nye varebiler nullutslippskjøretøy (Opplysningsrådet for veitrafikk, 2018). I de tyngre kjøretøysegmentene er praktisk talt alle nyregistrerte kjøretøy fortsatt dieseldrevet, med unntak av enkelte bybusser. Bygg- og anlegg er ikke et fokusområde for denne rapporten, men også her er det relevante initiativ i Norge. Gjennom PILOT-E-programmet utvikler for eksempel NASTA og SINTEF en hydrogengravemaskin med mål om ferdigstillelse av en prototype i 2018. I de neste avsnittene går vi gjennom status og mulig utvikling frem mot 2030 innenfor de tre hovedsegmentene i veitransporten.

Lette kjøretøy

I personbilssegmentet er det registrert totalt ca. 140 hydrogenbiler i Norge per januar 2019. I 2018 ble det solgt totalt 51 hydrogenbiler i Norge, 7 % færre enn i 2017 (Opplysningsrådet for veitrafikk, 2018). Av disse er overvekten produsert av de japanske og sør-koreanske selskapene Toyota og Hyundai. Til sammenligning finnes det 178 000 elbiler per oktober 2018. Det er en betydelig forskjell, til tross for at

hydrogenbiler mottar de samme avgiftsfritak som elbiler; redusert engangsavgift og årsavgift, moms-fritak, fritak for bomavgift og mulighet til å benytte kollektivfelt.

Den første bilprodusenten til å lansere hydrogenbil på det norske markedet var Toyota med sin modell Mirai i 2014. Siden den tid har Hyundai lansert to modeller (ix35 og Nexa). Andre bilprodusenter som har lansert hydrogenbiler er Honda med sin Clarity og Mercedes med GLC F-Cell. Disse er foreløpig ikke tilgjengelig i Norge. Audi, BMW og KIA har annonsert at de vil levere hydrogenbiler innen utgangen av 2020. Totalt solgte Toyota, en av de ledende bilprodusentene innen hydrogenbiler, 3 000 hydrogenbiler globalt i 2017, med et mål om at volumet skal øke til rundt 30 000 årlig tidlig i 2020-årene (Bil24, 2018). Dette er likevel relativt beskjedent tatt i betraktning av at Toyota selger rundt 9 millioner biler i året (Toyota, 2018).

Noe av forklaringen til begrenset salg av hydrogenbiler i Norge kan være at det er få hydrogenbilmodeller tilgjengelig i det norske markedet og få fyllestasjoner. Tilgang på kjøretøy har til nå vært en barriere for opptak av hydrogenkjøretøy. Flere bilprodusenter har utsatt lansering av hydrogenbil og andre holder fortsatt på å teste teknologien. Dette har ført til at utvalget av modeller har vært svært begrenset. Det kan tenkes at tilgangen til kjøretøy i Norge øker etter hvert som teknologiene blir mer konkurransedyktige mot både konvensjonell teknologi og andre lavutslippsteknologier.

Norge har per januar 2019 kun fem hydrogenfyllestasjoner for veitransport i drift (Trondheim, Bergen, Sandvika, Skjetten og Oslo). Ytterligere 6 stasjoner skal etter planen etableres innen 2020. Fyllestasjonen til Ruter på Rosenholm er dedikert til Ruters 5 hydrogenbusser og kan per i dag ikke brukes av vanlige hydrogenbiler (hydrogen.no, b). De øvrige fyllestasjonene er tilgjengelig for bruk for både personbiler og tyngre kjøretøy som krever fylling ved 700 bar. Økonomien til stasjonene har vært utfordrende, og samtlige etableringer har mottatt direkte tilskudd fra Enova. I august 2018 ble det klart at den hittil største leverandøren av hydrogendrivstoff til veitransport i Norge, HYOP, måtte stenge ned samtlige fem fyllestasjoner grunnet manglende lønnsomhet (HYOP, 2018).

Buss

Som et ledd i å løse klimautfordringen har EU ønsket å legge til rette for utviklingen av lav- og nullutslippsløsninger i kollektivtransporten. Som del av dette arbeidet har det blitt opprettet et europeisk fellesinitiativ for hydrogenkjøretøy (EC, 2016b). Initiativet har resultert i en rekke offentlig-private partnerskap som har som mål å utvikle lokale nullutslippsløsninger for ulike former for kollektivtransport, inkludert en rekke hydrogenbrenselceller bussprosjekter: CUTE (2001-2006), HyFLEET: CUTE (2006-2009), CHIC (2010-2016) og JIVE (2017-2020). Prosjektene skal fremme kommersialiseringen av brenselcellebusser som et kostnadseffektivt og driftssikkert alternativ.

Kollektivselskapet Ruter, som leverer kollektivtilbudet i Oslo og Akershus, har stått for det norske bidraget i disse prosjektene. Ruter har testet hydrogenbusser i norsk rutetrafikk siden 2012, og drifter 5 hydrogenbusser på strekningen Oppegård-Oslo. Ytterligere 10 nye hydrogenbusser skal etter planen settes i drift i Akershus i løpet av årsskifte 2020-2021 (Akershus Fylkeskommune, 2018). Dette er blitt realisert gjennom deltagelse i de europeiske hydrogenbussprosjektene CHIC (2010-2016) og JIVE (2017-2020), og med støtte fra Enova og respektive fylkeskommuner. Hydrogenet som fylles på bussen har blitt produsert via elektrolyse ved Rosenholm bussanlegg, se **Figur 3-5**. Ruter sier at de forventer at «Hydrogen og brenselceller vil være dyrere og mindre teknologisk modent enn batterielektrisk i mange år fremover» (Ruter, 2018), men ser for seg at hydrogenbusser kan ha et potensial for kjøring i områder der batterielektriske løsninger ikke har tilstrekkelig rekkevidde.



Figur 3-5: Ruter sin hydrogenfyllestasjon ved Rosenholm. Bilde: Gerd Petra Haugom.

Tungtransport

Det finnes ingen registrerte hydrogenkjøretøy innenfor tungtransportsegmentet i Norge per januar 2019, men flere selskaper i Norge har annonsert bestillinger av hydrogenlastebiler med leveringsdatoer fra 2018 til 2021. Asko blir trolig det første selskapet til å ta i bruk hydrogenlastebil i sin varetransport (se faktaboks under). Utrullingen av hydrogenlastebilene førte også til at Asko gikk til innkjøp av sin egen hydrogenfyllestasjon i Trondheim. Av andre offentliggjorte planer er det flere selskaper som har annonsert at de har lagt inn bestilling på hydrogenlastebilen av type Nikola One, deriblant Tine, Tende Transport og VT-gruppen (GreenSight AS , 2018). Felleskjøpet er sist i rekken; de annonserte i desember 2018 at de hadde gått til bestilling av 50 hydrogenlastebiler av typen Nikola Tre (E24, 2018a). Internasjonalt har det vært flere store nyheter det siste året knyttet til hydrogenlastebiler som kan påvirke utvalget i produsenter og modeller for hydrogenlastebiler også i Norge. Det amerikanske selskapet Nikola har presentert planer om en hydrogenlastebil med rekkevidde på opptil 1 400 km og bygging av fyllestasjoner langs de største motorveiene i USA. Nikola lanserte også en modell myntet på det europeiske markedet i november 2018, Nikola Tre, med planer om testing av modellen i Norge i 2020 (Lastebil.no, 2018). Blant andre nyheter i Europa annonserte Hyundai i september 2018 en avtale om å levere 1 000 hydrogenlastebiler i Sveits over de neste fem årene (Reuters, 2018). Det er også planer om å bygge «hydrogenmotorveier» i Europa. Det vil si bygge et nettverk av fyllestasjoner som muliggjør ferdsel på tvers av landegrensene (H2ME, 2019).

ASKO

ASKO er Norges største dagligvaregrossist og en del av NorgesGruppen. Selskapet leverer varer til hele landet, og er organisert i 13 regionale selskaper. De har en kjøretøyflåte tilsvarende 600 biler, og dette gjør dem til et av Norges største transportselskap.

Asko mener at nullutslippslastebiler vil være rimeligere fra et totalkostnadsperspektiv enn dagens bensin og diesellastebiler før 2030. De har ambisjon om å ligge i forkant av utviklingen og har en uttalt målsetning om å ha en nullutslippflåte innen utgangen av 2026. Sammensetningen av flåten vil avhenge av prisutviklingen på de ulike kjøretøyteknologiene og elektrisk kraft. Selskapet ser for seg at el-lastebiler vil bli benyttet på kortere distanser i tettbebygde strøk, mens hydrogenlastebiler vil bli benyttet på langdistanse.

Selskapet har igangsatt ulike piloter for å teste ut de ulike teknologiene. De har i den forbindelse gått til innkjøp av både el-lastebiler og hydrogenlastebiler. I Trondheim pågår et pilotprosjekt der målet er å teste ut bruken av hydrogenlastebiler i varedistribusjon. Prosjektet omfatter fire hydrogenlastebiler, som etter planen skal være i kommersiell drift senest april 2019. Lastebilene har en rekkevidde på 400 km og et tankvolum på 37 kg hydrogen. En fyllestasjon er bygget i tilknytning til varelageret, og har en installert produksjonskapasitet på 320 kg hydrogen per dag.

3.2.4 Hydrogenets konkurransekraft i de ulike segmentene

Norge har et stabilt og godt utbygget kraftnett, fleksibel vannkraft og relativt lave kraftpriser. Dette gir et klart fortrinn for batterielektriske kjøretøy, spesielt for lettere kjøretøy, fordi batterielektriske kjøretøy har høy virkningsgrad, lave driftskostnader, og er avhengig av stabil kraftforsyning for å kunne lades. I tillegg er kostnaden ved innkjøp er relativt sett lavere enn for hydrogenkjøretøy.

For tyngre kjøretøyklasser er ikke batteriteknologien forventet å være like dominerende (Transportøkonomisk institutt, 2016). På verdensbasis tror de fleste bilprodusentene at batterielektriske kjøretøy vil være konkurransedyktig for lettere kjøretøystørrelser på korte kjøreintervaller, og at hydrogenkjøretøy vil være konkurransedyktig for tyngre kjøretøystørrelser med lengre daglige kjøreintervaller og/eller frakt av tung last (Morrison, Stevens, & Joseck, 2018). Dette skyldes hovedsakelig tre forhold;

- Det er billigere å oppskalere tank og brenselcellesystem for hydrogenkjøretøy enn batterikapasitet for et batterielektrisk kjøretøy.
- Store batterier krever lengre ladetid eller svært høye effektuttak. Dette kan være utfordrende med tanke på intern logistikk og kraftforsyning i stor skala.
- Et stort batteri krever større plass enn et fremdriftssystem basert på hydrogen.

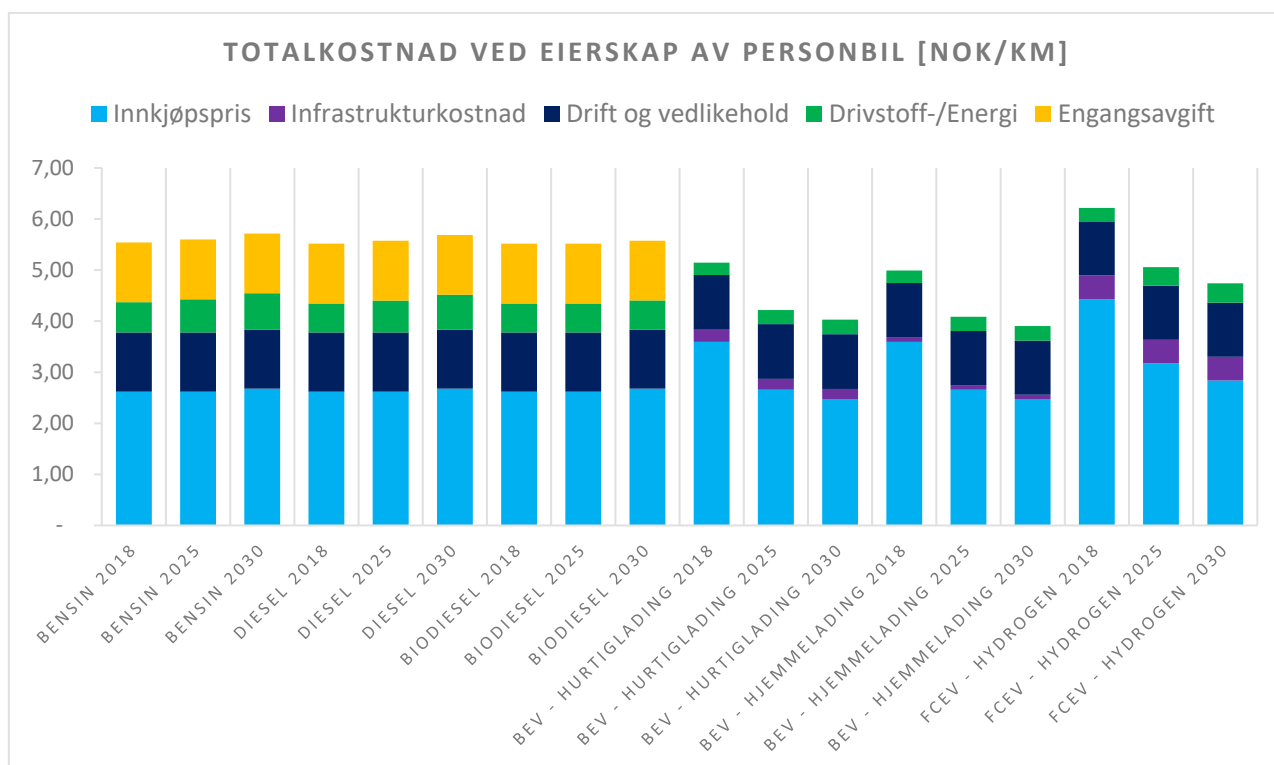
Det er derfor ventet at det er i de tyngre kjøretøysegmentene, der en frakter tungt eller kjører lange distanser, at hydrogenbiler har mulighet til å oppnå betydelige markedsandeler (Transportøkonomisk institutt, 2016), (IRENA, 2018). Et annet element i denne sammenhengen er at i de tyngre kjøretøyklassene er det som oftest private aktører som eier og drifter kjøretøyene. For dem er det kostanden til kjøretøyet over livstiden, såkalt totalkostnadsperspektiv, som er avgjørende for hvilken teknologi de velger. Dette kan medføre at de vektlegger andre egenskaper, som for eksempel rask fylletid, over kun innkjøpspris der hydrogen på er ventet å komme dårlig ut.

Lette kjøretøy

I de lettere kjøretøyklassene er det anslått at totalkostnaden ved eierskap²⁴ til en batterielektriskbil (BEV) vil bli lavere enn for fossilbil i Norge innen 2025 (DNV GL, 2018e), (JP Morgan, 2018). Dette skyldes i stor grad at batterikostnader er forventet å halveres fra dagens nivå mot 2030, økt batterikapasitet, og økt andel elbiler i storskalaproduksjon.

Lette hydrogenbiler (FCEV) er i dag dyrere fra et totalkostperspektiv (innkjøpspris og driftskostnader) enn tilsvarende elbiler (Morrison, Stevens, & Joseck, 2018), og er forventet å være det også i årene fremover i Norge, se Figur 3-6. Dette til tross for at en betydelig kostnadsreduksjon er antatt for FCEV. Et annet element som fremgår av figuren er at kapitalkostnad utgjør en betydelig del av totalkostnaden til en personbil. Dette er i kontrast til de tyngre kjøretøyklassene. Vedlikeholdskostnaden er noe lavere for batterielektriske biler, fordi det er ingen roterende deler i maskineriet. Dette fremgår ikke tydelig av figuren, da denne kategorien også inneholder andre driftskostnader som årsavgift, bompenger, osv. Disse kostandene er noe lavere for nullutslippsbiler i dag grunnet subsidier, men det er i analysen tatt høyde for at subsidiene vil forsvinne ut når nullutslippskjøretøy blir konkurransedyktig.

Med rikelig tilgang til miljøvennlig strøm og et robust kraftnett, er det ventet at elbilen vil være den dominerende lavutslippsteknologien for lette kjøretøy i Norge frem mot 2050. Det vil imidlertid finnes nisjer der hydrogen kan tenkes å konkurrere som en lavutslippsteknologi for lette kjøretøy. Dette kan skyldes begrenset tilgang på kraft, lang avstand til ladestasjoner og/eller rekkeviddebehov, og høy brukstid som gjør batterielektriske kjøretøy uegnet.



Figur 3-6: Totalkostnad ved eierskap av personbil (NOK/km) for ulike teknologier i Norge frem mot 2030. Kapitalkostnaden for innkjøpspris og infrastruktur er diskontert over 15 år til 6% rente. Drivstoffkostnaden er basert på prognoser fra Circle K og NVE. Drivstoffprisen er estimert basert på hydrogen produsert ved elektrolyse fra fornybar strøm. Distanse kjørt er basert på gjennomsnittsbetraktninger for en personbil i Norge per 2017. Kilde: DNV GL.

²⁴ Totalkostnad ved eierskap er et estimat for alle direkte og indirekte kostnader ved eierskap av et produkt eller system. For kjøretøy inkluderer dette avskrivning av innkjøpspris eller leasing pris, og løpende utgifter som drivstoff, parkering, forsikring, reparasjoner og vedlikehold.

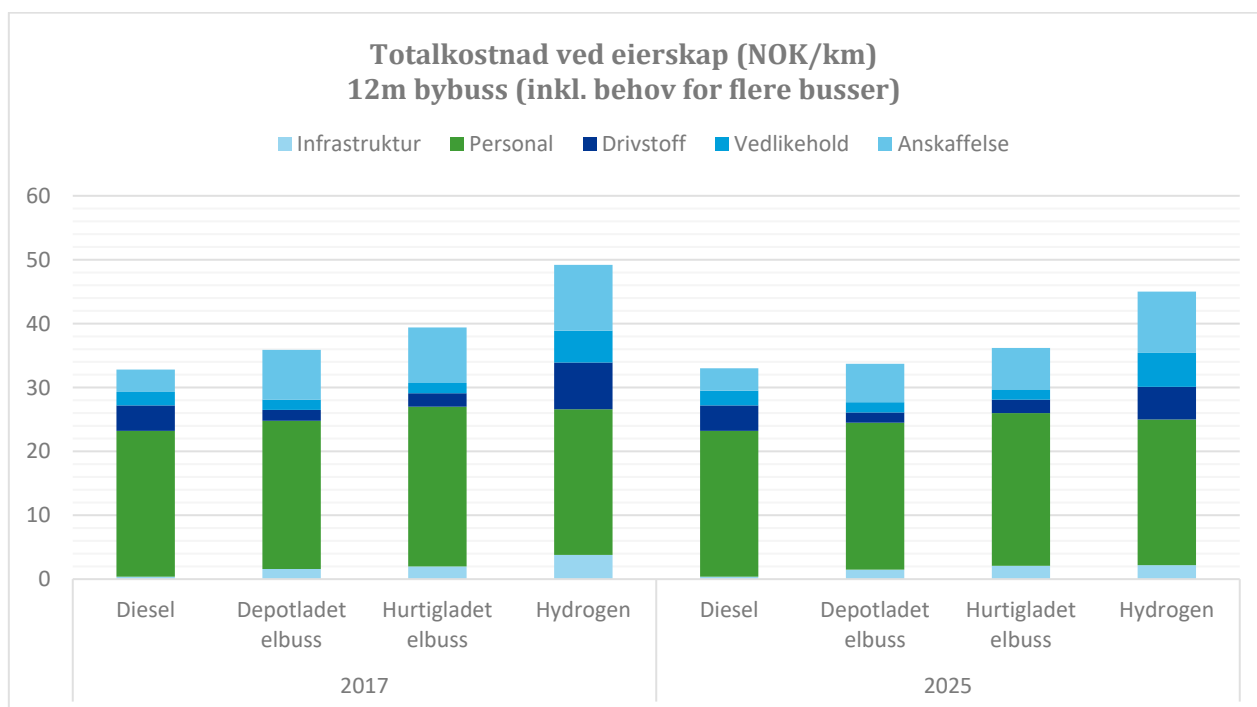
Busstransport

Konkurranseskraften til hydrogenbusser avhenger av bruksmønster. For busser som ferdes over relativt kortere distanser med få daglige avganger og i bynære områder, type skole- og bybusser, er det forventet at elbusser vil være den dominerende teknologien i Norge. Dette skyldes at de har mange av de samme fordelene som personbiler, deriblant lavere totalkostnad ved eierskap. Ved utgangen av 2017 var det totalt 386 000 elbusser i drift globalt, og Bloomberg anslår at tallet vil øke til 1,2 millioner innen 2025. Dette tilsvarer i underkant av 50 % av verdens bybusser (Bloomberg, 2018). Dette drives frem av at totalkostnaden ved eierskap til en batterielektrisk bybuss blir konkurransedyktig med diesel innen 2025.

Hydrogenbusser er ventet å ha mulighet til å konkurrere med batteribusser i tilfeller der transporten skjer over lengre avstander og i områder med mindre utbygget nett. Flere land har introdusert planer om hydrogenbusser i offentlig transport, deriblant USA, Frankrike og Japan. I Norge er det mulighetsrom for utredelse av hydrogenbusser på langdistansetransport, der batterielektriske busser vil ha for kort rekkevidde og/eller kreve for lang ladetid mellom avgangene.

Figur 3-7 viser en sammenligning av totale eierkostnader for en 12m lang bybuss i Oslo (Ruter, 2018). Ruter har laget en tilsvarende figur for 18 meter bybuss, som gir tilnærmet samme bilde. Denne viser at for bybusser forventes ikke hydrogenbusser å bli konkurransedyktig før tidligst etter 2025. Forskjellen mellom depotladet- og hurtigladet buss skyldes at infrastrukturkostnad ved depotlading er betydelig lavere enn for hurtiglading.

En nyere studie fra (Lozanovski, Whitehouse, Nathanael, & Whitehouse, 2018) antyder at totalkostnaden for hydrogenbusser globalt kan være konkurransedyktig med dieselbusser innen 2030. Det er ingen offentlig tilgjengelige studier så vidt DNV GL bekjent som antyder konkurranseskraften til hydrogenbusser frem mot 2030 i Norge. Det er med andre ord svært usikkert i hvilken grad hydrogenbusser vil kunne bli konkurransedyktig i Norge frem mot 2030. Per dags dato er hydrogenbussen betydelig dyrere enn alternativene (Ruter, 2018) og en rask overgang til denne teknologien vil kreve offentlig støtte.



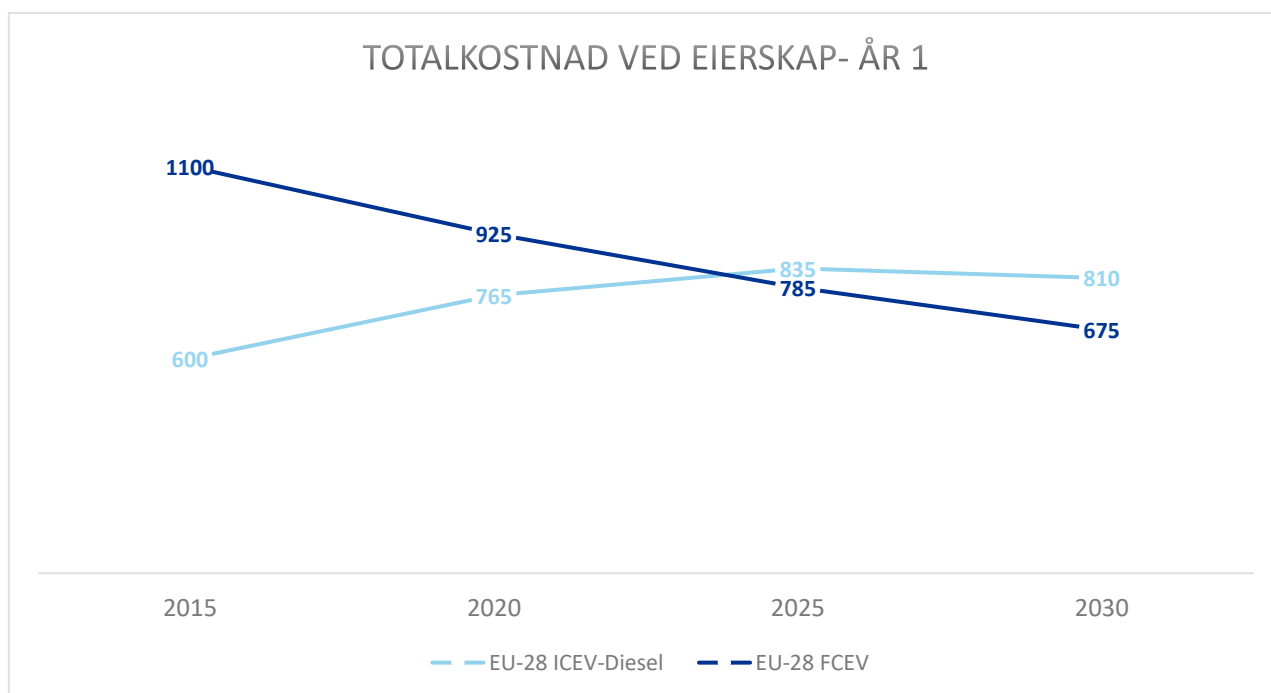
Figur 3-7: Totalkostnad ved eierskap for 12m bybuss, inkl. behov for flere busser. Kilde: (Ruter, 2018).

Tungtransport

Det er i de tyngste kjøretøyklassene at hydrogendrift er først ventet å bli konkurransedyktig med diesel- og el-kjøretøy. I dette segmentet er det ventet at rekkeviddebegrensningen til batterielektriske kjøretøy slår inn og at hydrogendrift dermed vil fremstå som den rimeligste nullutslippsteknologien. Denne trenden er smått synlig i bestillingstallene til Nikola i Norge som beskrevet i forrige delkapittel. Spesielt den seneste bestillingen til Felleskjøpet, der de har lagt inn en bestilling av hydrogenlastebiler tilsvarende en betydelig andel av sin kjøretøyflåte.

Figur 3-8 viser en sammenligning av totale eierkostnader for vogntog i Europa. Figuren viser at brenselcelle-vogntog er forventet å bli konkurransedyktig med tilsvarende diesel-vogntog innen 2025. Nedgangen i totalkostnad for brenselcelle-vogntog blir drevet frem av en teknologiutvikling og egne produksjonslinjer for hydrogen-lastebiler. Økte kostnader for diesel-vogntog er ventet å bli drevet frem av høyere drivstoffkostnader som følge av økte avgifter.

Greensight gjennomførte i 2017 en studie for miljøorganisasjonen ZERO der de viser til at hydrogenlastebiler kan bli konkurransedyktig i Norge innen 2025 med Enova-støtte og senest innen 2035 uten noe form for støtte (ZERO, 2017). De peker på at konkurransedyktighet til hydrogen avgjøres i hovedsak av to variabler: 1) Årlig produksjon fra leverandør for å redusere kjøretøyskostnad og 2) Tilstrekkelig marked i Norge for å få lavest mulig hydrogenpris. Den første variabelen vil bli drevet frem av et internasjonalt marked, mens det andre punktet krever en nasjonal satsing. De estimerer et minimumsvolum på 800 tyngre kjøretøy i Norge før hydrogendrift blir bedriftsøkonomisk lønnsomt.



Figur 3-8: Totalkostnad ved eierskap av diesel- og brenselcelle-vogntog (NOK/100 km) i det første driftsåret i EU-28. Kapitalkostnaden for lastebilen er diskontert over 10 år til 10% rente. Vedlikeholds- og reparasjonskostnadene er 1.12 NOK/km og 0.94 NOK/km for henholdsvis diesel- og brenselcelle vogntog. Drivstoffprisen er estimert basert på hydrogen produsert ved elektrolyse fra fornybar strøm. Distanse kjørt i det første året etter kjøpet er fra tabell A4 i (ICCT, 2017). Kilde: (DNV GL, 2018b).

3.2.5 Estimering av mulighetsrom for hydrogenetterspørsel

DNV GL har gjort en overordnet vurdering av potensialet for bruk av hydrogen som drivstoff i norsk veitransport frem mot 2030. Basert på vurderinger diskutert over anser DNV GL langdistansebusser og tungtransport som de to segmentene innen veitransport der hydrogen har størst potensial i Norge innenfor den gitte tidsperioden. Dette bygger både på vurdering av teknologiens egnethet og dets forventede konkurransevne mot andre drivstoff innenfor segmentet. Av samme årsak har vi valgt å se bort fra bruk av hydrogen i personbiler og varebiler, der det forventes at elbiler vil være den foretrekkende lavutslippsteknologien. Det bør bemerkes at det kan komme et mindre antall hydrogen person- og varebiler, men at den samlede etterspørselen vil være begrenset i denne sammenheng.

Fremtidige opptak av hydrogenkjøretøy vil avhenge av at det utvikles en infrastruktur i parallell med at teknologien gradvis tas i bruk. Det er antatt at infrastrukturen for fyllestasjoner først vil utvikles rundt storbyer og i nærheten av riksveiene. Denne utviklingen er imidlertid svært usikker, og videre betraktninger vil bli drøftet nærmere i kapittel 6.4.

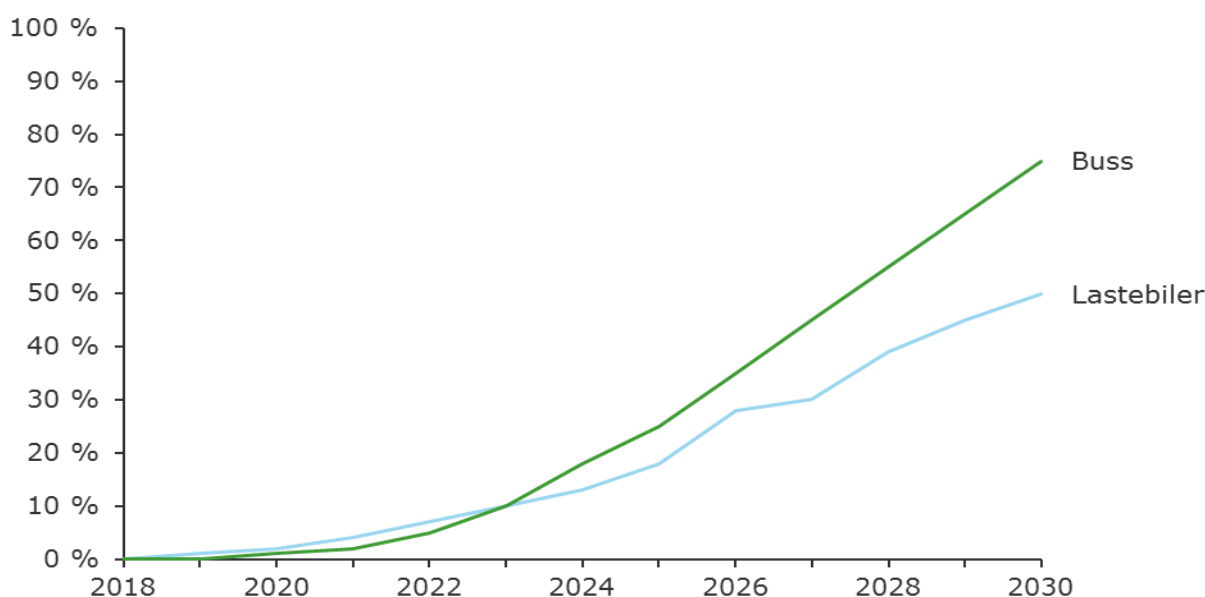
DNV GL har estimert etterspørselspotensialet for hydrogen basert på at de politiske ambisjonene videreføres samt at målene i NTP kapittel 3.1 innfris. Av disse fremgår det at: «*innen 2030 skal 50 prosent av nye lastebiler og 75 prosent av alle nye langdistansebusser være nullutslippskjøretøy²⁵*». Estimaten vi avleder av dette beskriver derfor en mulig situasjon gitt at målene i NTP innfris.

Per desember 2018 var det totalt 73 800 lastebiler og 16 000 busser registrerte i Norge (SSB, 2018c). Fordelingen av busser som opererer i bynære områder (bybuss) og mer gravgrendte strøk (langdistanse) er ikke spesifisert, og DNV GL gjør derfor et grovt anslag på fordeling. DNV GL anslår, på bakgrunn av SSBs statistikk for kollektivtrafikk, at alle busser som ferdes på kommersielle ruter og 50 prosent av busser som ferdes på fylkeskommunale ruter vil være langdistansebusser (SSB, 2016). Dette gir oss et estimat på antall langdistansebusser på 6 000.

Etterspørselen etter nullutslippskjøretøy innenfor buss og lastebilsegmentet frem mot 2030 estimeres ut ifra nullutslippsteknologiens andel av det forventede totale årlige nysalget i perioden 2018 til 2030, justert for andel langdistansebusser av den totale bussflåten. Her legger vi til grunn en bane for andel nye nullutslippsbuss og -lastebiler frem mot 2030 som samsvarer med målene i NTP (se Figur 3-9). Denne banen er utarbeidet av miljødirektoratet som underlag til klimalov rapporteringen for 2018 (Miljødirektoratet, 2018a). Vi antar videre at gjennomsnittlig levealder til en lastebil og buss i Norge i snitt er 10 år og legger til grunn statistikk for totale nyregistrerte kjøretøy i 2017 (Opplysningsrådet for veitrafikk, 2018).

DNV GL antar at 40 og 50 prosent av nysalget i nullutslippskjøretøyene i buss- og lastebil-segmentene vil benytte brenselcelle og hydrogenteknologi. Dette er basert på at hydrogenlastebiler forventes å bli konkurransedyktig fra et totalkostnadsperspektiv med diesel innen 2025, og at hydrogendrift for langdistansebusser blir konkurransedyktig noe senere. Før det kommersielle krysningpunktet antas det kun en begrenset andel av lastebiler og busser vil være hydrogendrevet.

²⁵ Nullutslippskjøretøy er definert i rapporten til å være drevet utelukkende på elektrisitet eller hydrogen, men beskriver ikke målsetninger for andel av de to teknologiene, hverken samlet eller innfor de ulike kjøretøysegmentene.



Figur 3-9: Baner for andel nye nullutslippsbusser og -lastebiler som kreves for oppnåelse av de relaterte målene i NTP. Kilde: (Miljødirektoratet, 2018a).

Tabell 3-1 viser fremskrevet potensiell etterspørsel etter hydrogen i de to segmentene i 2025 og 2030 på henholdsvis ca. **14 000** og **36 000** tonn hydrogen. Foruten faktisk markedsandel for hydrogenkjøretøy, vil utskiftingstakten av eksisterende flåte innenfor de to segmentene være avgjørende for hvor stor etterspørselen blir. Dette vil igjen bli drevet frem av politiske ambisjoner, og eventuelt tidspunktet hydrogenkjøretøy blir konkurransedyktig med sine alternativer, og teknologiutvikling som delvis vil bli drevet frem av vekst i andre land. Tabell 3-1 tilsier at hydrogendrevne kjøretøy vil utgjøre henholdsvis 13 og 7 prosent av den totale buss- og lastebilflåten i Norge i 2030. Dette kan være oppnåelig med hensyn til forventet konkurransesituasjon i nevnte segmenter og levetid på eksisterende kjøretøy.

Tabell 3-1: Potensial for hydrogenforbruk i tungtransport og langdistansebuss i Norge i 2025 og 2030²⁶.

	2025		2030	
	Tungtransport	Buss	Tungtransport	Buss
DISTANSE PER KJØRETØY (KM/ÅR)	64 600	39 500	64 600	39 500
ENERGIBEHOV (KG H ₂ /100 KM)	9	8	9	8
ANTALL KJØRETØY (STK)	1 100	400	5 000	2 220
DRIVSTOFFFORBRUK (TONN H ₂ /ÅR)	12 800	1 300	29 000	7 000

Den største veksten i etterspørsel er ventet å komme i tidsrommet fra 2025 til 2030. Frem til dette er det ventet en mer beskjeden vekst i etterspørselen. Tidspunktet overlapper i stor grad sammen med tidspunktet da hydrogenteknologien blir konkurransedyktig fra et total kostperspektiv.

²⁶ Basert på gjennomsnittlig kjørelengder (SSB kildetabell 07302), energibehov fra rapporten «1000 hydrogenlastebiler i Norge innen 2023», antall kjøretøy antas 100 % er hydrogenkjøretøy fra NTP mål, og omregningsfaktor fra hydrogen til el på 33 kWh/kg.

Estimert hydrogenetterspørsel beskrevet i dette kapitlet legger til grunn at opptrappingen av nullutslippskjøretøy i Norge blir i samsvar med målsetningene for veitrafikk i NTP 2018-2029. Beregningen bør derfor anses som et potensial, og ikke utelukkende forventet etterspørsel i 2030.

3.2.6 utfordringer

Tilgang til infrastruktur løftes ofte frem som en barriere for innfasing av hydrogenkjøretøy. I dag er det både få fyllestasjoner for hydrogen og få brukere. Dette bidrar trolig til at færre kjøper hydrogenkjøretøy enn potensialet fra et kost-nytte perspektiv tilsier. Vi anser imidlertid at dette først og fremst er begrensende for opptak av hydrogen-personbiler, og i vesentlig mindre grad vil påvirke opptak av tunge hydrogenkjøretøy. Dette skyldes at eiere av store buss- eller lastebilflåter i nær-regional trafikk vil kunne investere i egne fyllestasjoner for å dekke hydrogenbehovet til sine egne flåter, slik Askø og Ruter allerede har gjort. Få fyllemuligheter vil imidlertid kunne være noe begrensende for mulighet til å benytte tunge hydrogenkjøretøy på langdistanseruter. Estimaten gitt i Tabell 3-1 inkluderer ikke personbiltrafikk, men de legger til grunn at både nær-regional og langdistanse tungtransport kan bruke hydrogen som drivstoff. For å realisere dette kan det derfor være nødvendig med offentlige støtte til å etablere hydrogenstasjoner for tungtransport langs trafikkarer mellom større byer i Norge. Se kapittel 6.4 for en videre diskusjon av denne problematikken.

Totalkostnad ved eierskap til hydrogenkjøretøy er i dag høyere enn alternative teknologier, se Figur 3-6, Figur 3-7 og Figur 3-8. Innkjøpskostnaden til hydrogenkjøretøy er betydelig høyere enn for konkurrerende fossil- og lavutslippsteknologier innfor samtlige veitransportsegment. Med teknologisk utvikling og stordriftsfordeler betinget av økte produksjonsvolumer kan imidlertid kostnaden reduseres. Sammenlignet med den største nullutslippskonkurrenten, batteriløsninger, har også hydrogenkjøretøy betydelig høyere driftskostnader. Dette påvirker konkurransekraften til hydrogenkjøretøy i segment med lav brukstid, her spesielt personbiler. Som vist i Figur 3-8 forventes totalkostnad ved eierskap for hydrogendrift i de tyngste kjøretøyklassene å bli konkurransedyktig innen 2030 (ICCT, 2017), (DNV GL, 2018b), (Morrison, Stevens, & Joseck, 2018). Bakgrunnen til dette er at innkjøpskostnaden utgjør en totalt mindre del av kostnaden innenfor varetransport og kollektivsegmentet.

Høye vedlikeholdsutgifter for brenselceller har blitt løftet som en utfordring i første generasjons brenselceller (Nettavisen). Her pekes det på at hydrogenbiler må til service for hver 10.000 kjørte kilometer, og at servicen koster i dag rundt 10.000 kroner hver gang, og kan ta et par dager. Det er imidlertid rimelig å anta at serviceintervallene vil avta med videre teknologit utvikling og økende opptak av brenselcelleteknologi i transportsektoren. Dette understøttes av statistikk utarbeidet av National Renewable Energy Laboratory (NREL) i USA som beskriver serviceintervaller for hydrogenkjøretøy i USA (NREL, 2016b), og vedlikeholdskostnader for fyllestasjoner (NREL, 2018).

3.3 Jernbane

Dette kapitlet gir en oversikt over dagens situasjon for energibruk og utslipp for jernbanen i Norge. Deretter beskrives aktuelle utslippsreducerende teknologier og hydrogentogets status i Norge. Avslutningsvis estimeres en mulig etterspørsel etter hydrogen i sektoren frem mot 2030 og det påpekes hvilke utfordringer som må løses før hydrogenteknologien kan tas i bruk i jernbanesektoren i Norge.

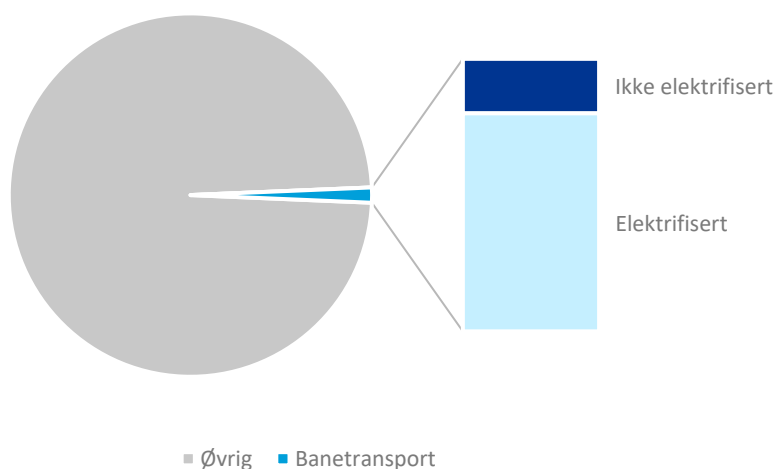
3.3.1 Energibruk og utslipp

Jernbanesektoren i Norge hadde i 2016 netto energiforbruk på 0,8 TWh. Dette tilsvarer 2 % av energiforbruket i transportsektoren (SSB, 2018a). Av dette utgjør persontrafikk 75% og godstransport 25%.

Tog i Norge benytter i stor grad nullutslippsløsninger allerede. Mer enn 80% av togtrafikken skjer med elektriske tog som får strøm via kontaktledning. I underkant av 60% av total skinnegang er utbygget for denne teknologien. De resterende fire togstrekningene, Solør-, Røros-, Rauma- og Nordlandsbanen, driftes på diesel og det er ikke fattet noe politisk vedtak om elektrifisering. Deres samlede energibehov utgjør i underkant av 200 GWh per år. Dette er illustrert i Figur 3-10.

De samlede utslippene fra disse strekningene er relativt små sammenlignet med transportsektoren totalt, og var på 50 000 tonn CO₂-ekvivalenter i 2016 (Miljødirektoratet, 2018b). Med andre ord står denne togtrafikken for omtrent 0,3 % av de totale utslippene fra transportsektoren i Norge.

Energiforbruk i transportsektoren (2016)



Figur 3-10: Energiforbruk til elektrisk og dieseldrevet banetransport i Norge i 2016. Kilde: **(SSB, 2018a)**.

3.3.2 Konkurrerende teknologier

Jernbane har ofte blitt ansett å være den mest energieffektive og miljøvennlige formen for transport i Norge. Dette skyldes kombinasjonen av en høy grad av elektrifisering og at strømmen kommer fra fornybare energikilder.

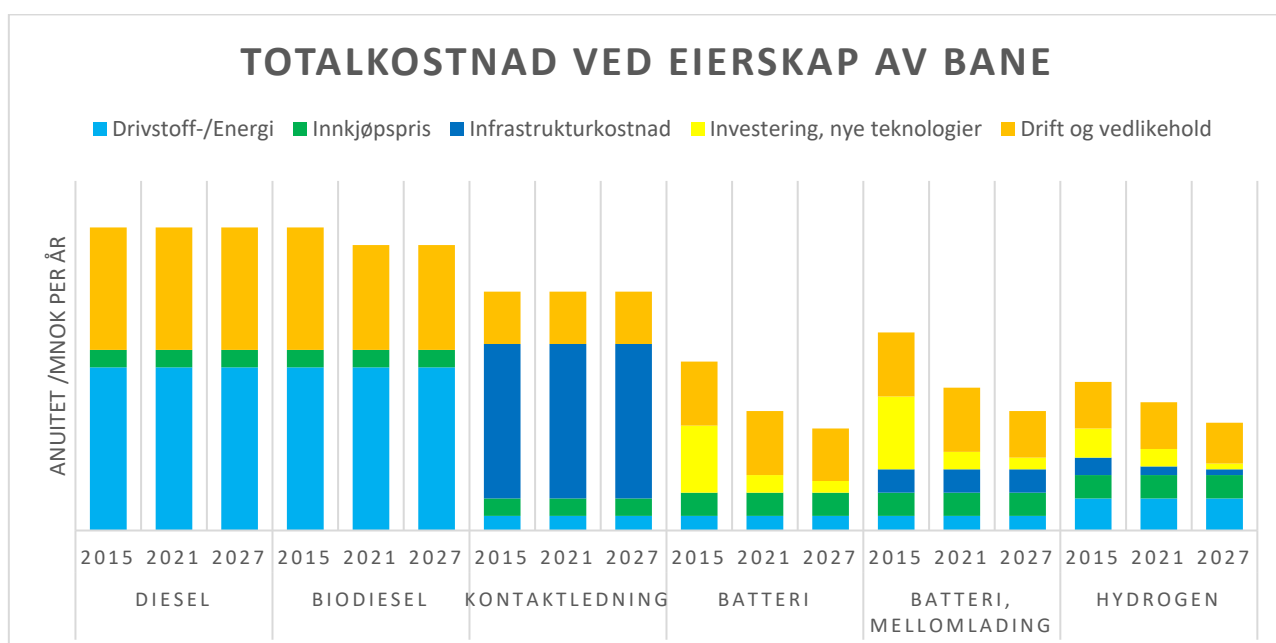
Det er hovedsakelig fem konkurrerende teknologier for lav- og nullutslippsløsninger for jernbane i dag; biodiesel, biogass, hydrogen, batteridrift og kontaktledning. Kontaktledning er det meste utbredte, og ofte det rimeligste alternativet. Unntaket er lange strekninger med lav frekvenstetthet. I disse tilfellene kan investeringene i kontaktledning være store sammenlignet med alternative nullutslippsteknologier.

Det mest hensiktsmessige teknologivalget for en gitt strekning vil avhenge av en rekke faktorer, deriblant kostnad, kjørelengde, fylletid til rådighet og miljøeffekter. Biodiesel er den eneste lavutslippsteknologien som kan settes inn på kort sikt på disse linjene uten store investeringer, da den i stor grad kan benytte eksisterende infrastruktur for dieseldrevne tog (Regjeringen, 2018a). Tilgangen til bærekraftig biodiesel og høye frysetemperaturer (~0 grader) er imidlertid blitt løftet som mulige utfordringer (Teknisk Ukeblad, 2015), (SINTEF, 2015), (Teknisk Ukeblad, 2017). I tillegg er biodiesel en lavutslippsløsning, imens hydrogen- og batteriløsninger er utslippsfrie.

På oppdrag fra Jernbaneverket ble alternative driftsformer på de ikke-elektrifiserte strekningene vurdert av SINTEF (SINTEF, 2015). I rapporten konkluderer SINTEF med at nullutslipp på ikke-elektrifiserte

strekninger blir billigere både med hydrogen- og batteridrevne tog enn med kontaktledning eller bruk av biodiesel. Dette forklares med at kontaktledning er lite hensiktsmessig på baner med lite trafikkgrunnlag, da investeringskostnaden blir for stor, og at bærekraftig biodiesel er dyrt sammenlignet med prisen på elektrisk kraft og hydrogen.

Analysen viste at hydrogendrift var forventet å være det rimeligste alternativet frem til 2021, derfra var det ventet at batteritog ville bli konkurransedyktig. Dette fremgår av Figur 3-11. Det første helelektriske batteritog i verden ble satt i drift høsten 2018 i Berlin og har en rekkevidde på 100 km. Kjente utfordringer for implementering av batteridrevne tog er størrelsen og vekten på batteriet samt rekkevidde (SINTEF, 2015). En hybrid variant med batteri-kontaktledning har vært løftet som et mulig alternativ, men dette vil også kunne medføre betydelige investeringskostnader. Hydrogentog har sitt største konkurransefortrinn sammenlignet med batteritog ved lengre distanser og/eller ved frakt av tung last. Hydrogendrift vil derfor trolig kunne bli en god og konkurransedyktig løsning for godstog på sikt.



Figur 3-11: Totalkostnad ved eierskap av Rørosbanen (NOK per år) for ulike teknologier frem mot 2030. Kilde: (SINTEF, 2015).

Totalkostnaden ved ulike teknologier er avhengig av faktorer som trafikk tetthet, strekningens lengde og topografi, som påvirker egnetheten til de ulike teknologiene. I SINTEF sin studie ble Rørosbanen valgt som referansecase, da den ga det mest «nøytrale» bildet på de ulike teknologiens konkurransekraft.

Av figuren fremgår det at både batteri- og hydrogentog er konkurransedyktige med konvensjonelle dieseltog på Rørosbanen. Likevel er det kun dieseltog som opereres på linjen. Det gis ikke en forklaring på dette, men det påpekes at tilgangen til teknologien er en mulig barriere for implementering. Det bør i denne sammenhengen nevnes at studien er fra 2015. Både hydrogentog og batteritog var da ventet å bli rimeligere fram mot 2030, men forskjellene mellom teknologiene var ventet å være marginale. På lengre togstrekninger er ikke batteriløsninger kommersielt tilgjengelig teknologi per dags dato, da størrelsen og vekt på batteriene vil medføre betydelig økte kostnader som ikke fremgår av figuren. Dette gir hydrogenteknologi et fortrinn som nullutslippsløsning på mellomlang sikt.

3.3.3 Status

Det franske selskapet Alstom satte i september 2018 verdens to første hydrogentog, Coradia iLint, i ordinært drift i Tyskland (ALSTOM, 2018). Toget har en rekkevidde på 1 000 km og skal ifølge selskapet være klart for serieproduksjon. Delstatsmyndighetene i Niedersachsen har signert en kontrakt med Alstom om å levere ytterligere 14 hydrogentog innen utgangen av 2021 (ALSTOM, 2018).

Det er ingen passasjer- eller godstog som har hydrogenfremdrift i Norge per desember 2018. Teknologimodenheten til passasjertrafikk er noe mer modent enn for godstrafikk. Dette fremgår av tabell Figur 2-7 i kapittel 2.4. Det er derfor ventet at hvis hydrogentog kommer til Norge, vil dette først komme innenfor passasjertog segmentet.

Høsten 2018 ble det fremmet et representantforslag i Stortinget om å gjennomføre et pilotprosjekt for hydrogendrevet tog på minst en av landets ikke-elektrifiserte jernbanestrekninger, med sikte på operasjonell drift innen 2020. Forslaget ble ikke vedtatt, men Stortinget ber regjeringen vurdere oppstart av et forsøk med hydrogentog i mindre skala, for å teste ut om teknologien kan skaleres opp til å benyttes på de lange strekningene som bruker dieselfremdrift i dag (Stortinget, 2018).

Videre har Jernbanedirektoratet lagt frem en handlingsplan for 2018-2029 som skal være styrende for hvordan en samlet jernbanesektor skal utvikle seg fremover. Der påpekes det at å redusere klimagassutslippene er i tråd med jernbanenæringens omstilling til et lavutslippssamfunn (Jernbanedirektoratet, 2017a). Videre står det at det skal arbeides for «Nullutslippsløsninger i alle framtidige materialanskaffelser – i den grad teknologiutviklingen tillater det». Av andre miljøtiltak nevnes det utvikling og fornying av kjøretøyflåten og økt bruk av biodrivstoff på kort sikt.

Jernbanedirektoratet har en rolle i å legge til rette for at nullutslippsløsninger tas i bruk i Norge. Et av eksemplene på dette finnes i *Trafikkpakke 2 - Nord*, der det er lagt til en økonomisk bonus for uttesting av nullutslippsteknologier. I utlysingsdokumentet påpekes det at bonusordningen kun gjelder for fremdriftssystem som verken slipper ut CO₂, NO_x, partikler eller andre klima- eller miljøskadelige stoffer under drift (Jernbanedirektoratet, 2018).

3.3.4 Estimering av etterspørsel

Hvis alle ikke-elektrifiserte togstrekninger i Norge skulle benyttet hydrogen for både passasjertrafikk og godstrafikk ville den totale etterspørselen tilsvare 8 000 tonn H₂, se Tabell 3-2. Dette er basert på energibetraktninger for ikke-elektrifiserte baner i (SINTEF, 2015) og jernbanestatistikk for Norge (Jernbanedirektoratet, 2017b). Beregningen legger til grunn dagens energiforbruk på de aktuelle strekningene, og tar ikke med eventuelle økninger i banetrafikken som følge av økning i godstrafikk på bekostning av vei.

Tabell 3-2: Potensial for hydrogenforbruk på ikke-elektrifiserte togstrekninger i Norge.

	Solørbanen	Rørosbanen	Raumabanen	Nordlandsbanen
ENERGIBEHOV (MWH)	6,6	8,2	1,3	14
ENKELTAVGANGER (STK)	4 200	6 000	1 800	3 000
EFFEKTIVITET FRA FYLLING TIL AKSLING (%)	50 %	50 %	50 %	50 %
DRIVSTOFFFORBRUK (TONN H ₂ /ÅR)	2 730	2 980	163	2 540

Det er imidlertid lite sannsynlig at alle ikke-elektrifiserte strekninger vil bli drevet av hydrogen innen 2030. Nedstemmingen av hydrogentogvedtaket i stortinget desember 2018 (Regjeringen, 2018a) underbygger dette. Begrunnelsen for nedstemmingen pekte på at hydrogentogteknologien bør først testes i et pilotprosjekt i liten skala. Videre medfører ikke en innføring av hydrogentog at eksisterende dieseltog ikke kan ferdes på den aktuelle togstrekningen. Det er derfor sannsynlig at det vil være en kombinasjon av diesel- og hydrogentog i en lengre innfasingsperiode.

I vår vurdering av hydrogenetterspørsel i norsk jernbanesektor frem mot 2030 har vi antatt hydrogentog vil hovedsakelig bli brukt for passasjertrafikk på ikke-elektrifiserte togstrekninger i dette tidsrommet. Dette bygger både på vurdering av teknologiens modenhet og dets forventede konkurranseevne mot andre drivstoffer innenfor segmentet. Det kan komme et mindre antall hydrogentog innenfor godstrafikk segmentet på ikke elektrifiserte strekninger, men vi har i vår analyse valgt å se bort fra dette da vi antar at den samlede etterspørselen fra godstrafikk vil være liten sammenlignet med bruk i passasjertrafikk. Videre har vi vurdert at modenheten til batterielektriske tog, for langdistanse og tungtransport, foreløpig er for langt unna til å kunne konkurrere på de aktuelle strekkene. For eksempel er rekkevidden til Alstom sitt hydrogentog omtrent 10 ganger rekkevidden til Bombardier sitt batteritog i Berlin.

For å estimere en mulig etterspørsel etter hydrogen fra jernbanen frem mot 2030 legges det til grunn at en togstrekning av gangen vil bli bygget ut for hydrogen. Det antas at Rørosbanen og Raumabanen er de to mest aktuelle i denne sammenheng, da de har den største andelen passasjertog. Den legges til grunn at de første hydrogentoget først vil komme i drift i løpet av 2022. Videre antas det at det er kun passasjertog på disse strekningene som vil elektrifiseres første omgang. Resultatet av denne analysen fremgår av Tabell 3-3. Det er stor usikkerhet i estimatene. Opptrappingen av tog på ulike ruter og fordelingen mellom hydrogentog og dieseltog er faktorene med størst betydning for estimatet.

Tabell 3-3: Potensial for hydrogenforbruk i jernbanesektoren i Norge i 2025 og 2030.

	2025	2030
JERNBANESTREKNING	Rørosbanen	Rørosbanen, Raumabanen
ANDEL HYDROGENTOG PÅ STREKNINGEN(E) (%)	30	60
DRIVSTOFFORBRUK (TONN H ₂ /ÅR)	900	1 900

Av tabellen fremgår det at den estimerte etterspørselen etter hydrogen fra norsk jernbane vil være på **900** og **1 900** tonn per år i 2025 og 2030. Dette forutsetter at hydrogentog blir kommersielt tilgjengelige i Norge og at utfordringen som påpekes i neste delkapittel løses.

3.3.5 Utfordringer

Brenselcelletog drevet på hydrogen har noen sikkerhetsmessige utfordringer. Hydrogen er som tidligere nevnt en lettantennelig gass og eksplosjonsfarlig gass og vil dermed kunne utgjøre en sikkerhetsrisiko (SP Fire Research AS, 2018). Dette medfører en sikkerhetsrisiko i jernbanetunneler, spesielt der det høyeste punktet i tunnelen ligger høyere enn begge tunnelinngangene. Dette medfører at det kan oppstå en ansamling av hydrogen i tunnelen ved ukontrollerte utslipp. Hydrogentog vil dermed ikke kunne driftes på strekninger med slike tunneler før det er funnet en løsning for å håndtere denne risikoen.

Fremtidige opptak av hydrogentog vil kreve at det bygges fyllestasjoner parallelt med at togene fases inn. For de strekningene som vurderes for Norge vil det trolig være nok med én fyllestasjon i hver ende. Det bemerkes at det kan også være betydelige synergier ved utbygging av fyllestasjoner for jernbane, ettersom de potensielt kan anvendes av andre transportformer (veitransport og maritim transport).

3.4 Maritim transport

Maritim transport og tjenester består av svært ulike skip som opererer i ulike markeder og farvann, og med fundamentalt ulike forretningsmodeller og rammebetingelser. Enkelte skip opererer lokalt, andre opererer regionalt, og andre igjen opererer globalt. En stor andel av skipene i norske farvann trafikkerer også i internasjonale farvann. Det er derfor en sammenheng mellom maritim skipsfart nasjonalt og internasjonalt. Sammenlignet med veitransport og jernbane, er det større forskjeller mellom ulike skipssegmenter og skipstyper på grunn av ulike bruksområder og driftsmønstre. Dette har stor betydning for valg og implementering av utslippsreducerende tiltak, inkludert mulig bruk av hydrogen.

Dette kapitlet gir en oversikt over dagens situasjon for energibruk og utslipp for skipsfartskategoriene som opererer i norske farvann. Aktuelle utslippsreducerende teknologier beskrives og diskuteres, før vi gir en overordnet status for hydrogen i maritim transport i Norge. Vi diskuterer deretter forhold som bidrar til å gjøre hydrogen og brenselceller til en aktuell løsning. Dette brukes som bakgrunn for å estimere et mulig etterspørselspotensial for hydrogen i Norge frem mot 2030. For at et slikt potensiale skal realiseres, må en rekke utfordringer håndteres, og disse diskuteres avslutningsvis.

Transport av hydrogen med skip som last (cargo) er beskrevet i kapittel 5.3.

3.4.1 Energibruk og utslipp fra norske farvann

For å beregne energiforbruk og utslipp fra skip i norske farvann benytter DNV GL data fra AIS (Automatic Identification System) i sin modell MASTER²⁷. AIS-data muliggjør aktivitetsbasert analyse av utslipp innenfor et gitt geografisk område. Beregninger blir gjort for enkeltskip og aggregert til segmenter. Beregningene vil inkludere all forbruk av drivstoff, også om det er kjøpt utenfor Norge. En svakhet ved AIS-beregningene er at de minste skipene, som ikke har AIS-transponder, ikke inkluderes.


Alternativet til den AIS-baserte metoden for å kartlegge drivstofforbruk er å ta utgangspunkt i rapportert salg av drivstoff. Da inkluderes forbruket til de små skipene som ikke har AIS, for eksempel mindre passasjer- og fiskebåter. Metoden kan ikke benyttes til å beregne forbruk for enkeltskip og skipssegmenter, og det er derfor utfordrende å beregne innføring av tiltak og kost/nytte. Metoden fanger heller ikke opp forbruk av drivstoff bunkret i utlandet. Siden vi her ønsker å se på innføring av hydrogen som tiltak for utslippsreduksjon på skip, er den AIS-baserte metoden benyttet som utgangspunkt.

Analysen utføres for de følgende skipstypene:

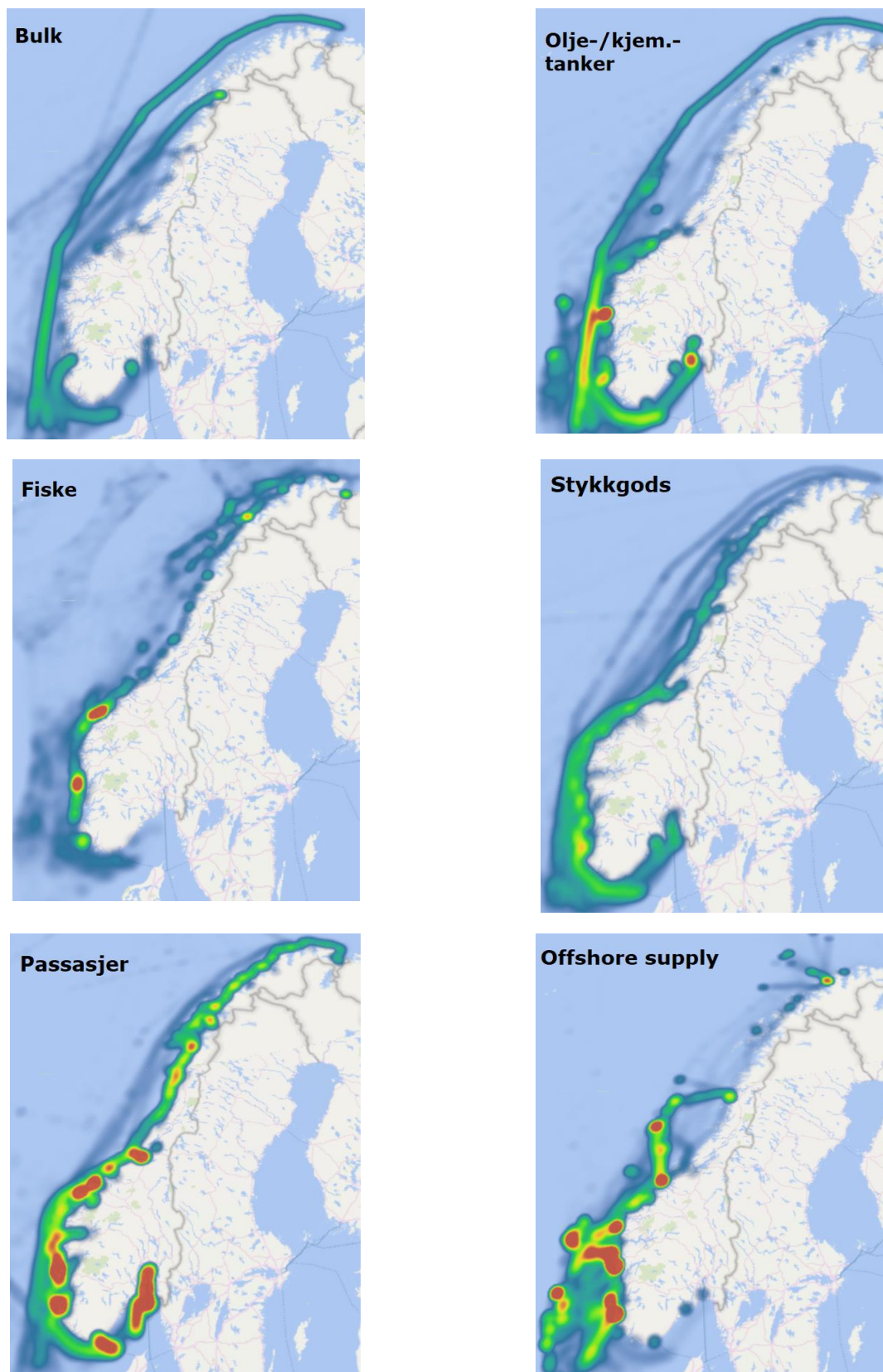
- **Fiskefartøy:** Kystfiskefartøy eller havgående fiskefartøy²⁸.
- **Offshorefartøy:** Forskjellige typer spesialskip som forsyner og utfører ulike støtteoppgaver for olje- og gassaktiviteter på sokkelen.
- **Cruiseskip:** Stort sett utenlandske skip som trafikkerer norske farvann i mindre deler av året. Disse besøker normalt kun noen få havner langs kysten.
- **Bilferger:** Alle bilferger som trafikkerer et eller flere fergesamband i Norge.
- **Hurtigbåter / passasjerskip:** Hurtigbåter som går i faste ruter og andre passasjerskip.

²⁷ Mapping of Ship Tracks, Emissions and Reduction potentials

²⁸ I underkant av 1000 fiskefartøy har AIS-sender ombord og inngår i denne AIS-analysen. Rundt 5000 fiskefartøy i norske farvann er under 11 meter og registreres ikke av AIS. Disse mindre fiskebåtene står imidlertid for kun 20% av det totale utslippet fra fiskeflåten.

- 
- **Kystruten:** Skipene som trafikkerer kystruten Bergen-Kirkenes, og frakter passasjerer og gods.
 - **Utenlandsferger:** Passasjer- og bilferger fra Norge til Danmark, Sverige og Tyskland.
 - **Våt- og tørrbulkskip:** Tørrbulkskip, oljetankere, kjemikalie- og produkttankere og gasstankere.
 - **Godsskip:** Stort sett stykkgodsskip – godsskip som frakter varierte enhetslaster – samt en del containerskip, ro-ro lasteskip og kjøle- og fryseskip.
 - **Service / andre:** Blant annet båter benyttet i havbruksnæringen, forsknings- og seismikkskip, taubåter, kystvaktfartøy og oljevernfarfartøy.

Figur 3-12 viser tetthetsplott av trafikk for et utvalg skipstyper i norske farvann.

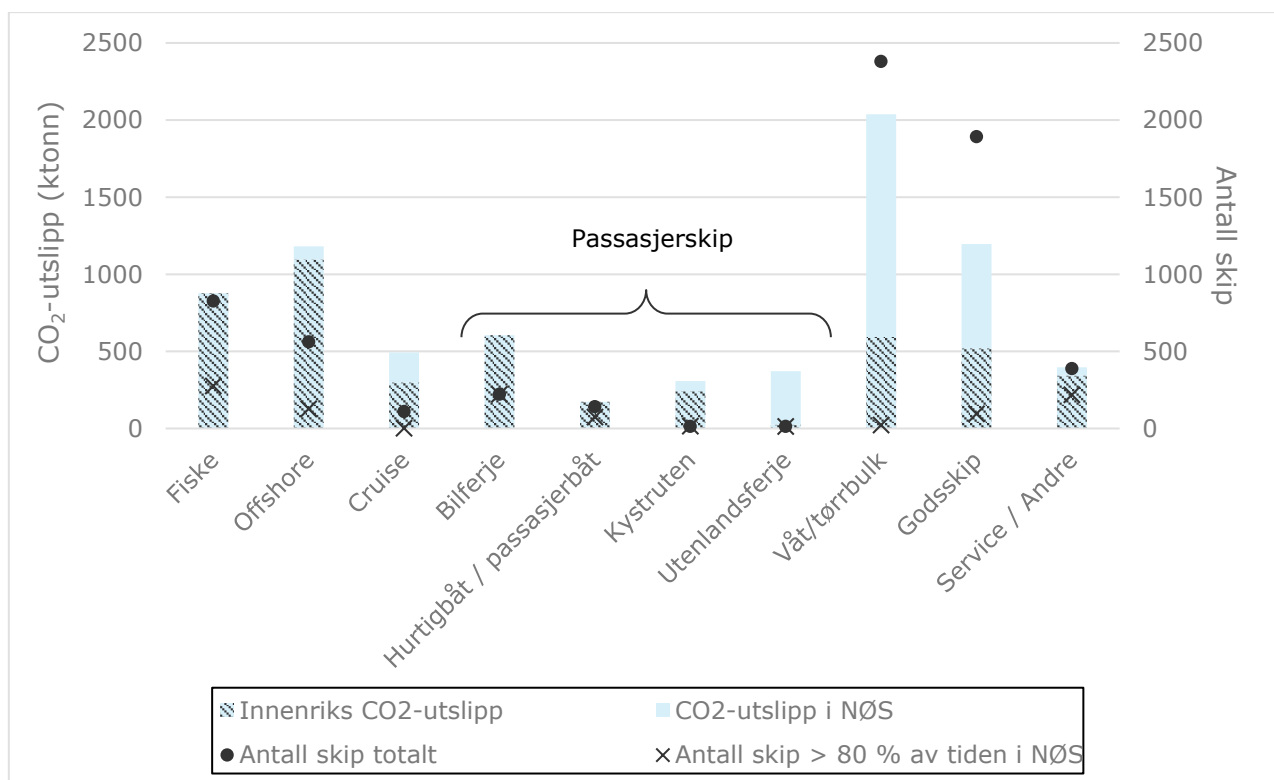


Figur 3-12: Tetthetsplott over skipstrafikk (drivstofforbruket) i norske farvann for ulike skipstyper (DNV GL, 2014).

Figuren for passasjerskip omfatter alle passasjerskipstyper, og her er det høy trafikk langs hele kysten. Offshoreskipene skiller seg ut ved at en hovedvekt av trafikken foregår nær offshorefelt eller nær sentrale havner.

Siden det norske utslippsregnskapet er basert på rapportert drivstoffsalg, inngår ikke alle utslipp fra skipstrafikk i norske farvann i dette utslippsregnskapet. Vi beregner norsk *innenriks* utslipp, basert på trafikk som skjer mellom *to noder* innenfor NØS. Med *node* menes havn, ankringssted, oppdrettsanlegg, offshoreanlegg, etc. Inndelingen til Kystverket (basert på data mottatt fra Kystverket i 2018) er benyttet. Øvrig trafikk i norske farvann kategoriseres som *gjennomgangstrafikk* eller *utenlandstrafikk*.

Figur 3-13 viser antall skip og CO₂-utslipp fordelt over de ulike skipssegmentene for 2017. For hvert skipssegment vises hvor stor andel innenriks CO₂-utslipp utgjør av totalt CO₂-utslipp i NØS. Totalt ble det i AIS registrert i overkant av 6 500 skip i norske farvann i 2017, med et totalt CO₂-utslipp på i overkant av 7 600 kilotonn. Av dette er rundt 4 700 kilotonn innenriks CO₂-utslipp. Av alle skipene var det i overkant av 1 000 skip som oppholdt seg minst 80% av året i NØS. Disse skipene er vurdert som særlig relevante med tanke på politiske virkemidler for å fremme drivstoffomlegging, siden disse har høye bidrag til innenriks utslipp, og derved det norske klima- og miljøregnskapet.



Figur 3-13: Antall skip og CO₂-utslipp i norsk økonomisk sone (NØS), 2017.

Våt-/tørrbulkskip utgjør det største segmentet med tanke på antall skip og CO₂-utslipp i NØS. Imidlertid tilbringer de aller fleste mindre tid i NØS. Innenriks utslipp fra våt-/tørrbulk er omtrent det samme som for godsskip, men her er det betraktelig flere som tilbringer minst 80% av tiden i NØS. Utslipet fra både offshore- og fiskefartøy er i stor grad innenriks. Det samme gjelder skip for andre aktiviteter.

For passasjerskipene (bilferger, hurtigbåter, kystruten) er nesten hele utslippet i NØS innenriks utslipp, med unntak av utenlandsfergene som stort sett har alle turene sine mellom norske havner og utlandet. Passasjerskipene har totalt sett det største innenriks CO₂-utslippet. Av cruiseskipene er det omtrent

ingen som tilbringer minst 80 % av tiden i norske farvann, men de har et betydelig bidrag til innenriks utslipp, siden de gjerne seiler mellom norske havner når de er her.

3.4.2 Aktuelle teknologier og drivstoff

Både nasjonalt og internasjonalt er det økende fokus på tiltak for å redusere forurensing og utslipp av klimagasser i maritim sektor. Det finnes en lang rekke tiltak som kan bidra til slike reduksjoner. Tidligere analyser av DNV GL (DNV GL, 2018a) har indikert at det er hensiktsmessig med en kombinasjon av teknisk-operasjonelle (energieffektiviserings-) tiltak og innføring av alternative drivstoff. En del av de teknisk-operasjonelle tiltakene vurderes som lønnsomme over skipenes levetid. Dette gjelder spesielt for de største skipene med tilsvarende høyt drivstofforbruk, noe som også gir et høyt reduksjonspotensial.

For vurderinger av tiltak og teknologier for perioden fram mot 2030, anbefales det å se teknisk-operasjonelle tiltak og innføring av alternative drivstoff i sammenheng. Siden teknisk-operasjonelle tiltak kan bidra til reduksjon av energiforbruket, kan det også bidra til at behovet for alternativt drivstoff reduseres for det enkelte skip. Siden nye drivstoff forventes å være dyrere enn de konvensjonelle, vil fokus på innføring av teknisk-operasjonelle tiltak sammen med slike drivstoff, også kunne bidra til en mer kostnadseffektiv innfasing.

Drivstoff som LPG, LNG, metanol, etanol, syntetiske drivstoff, biodiesel, biogass (LBG), elektrisitet (batterier) og hydrogen vurderes som aktuelle alternative drivstoff for marine anvendelser. Potensialet for marin anvendelse avhenger av behov for infrastruktur på land og tilpasninger på skip, kjemisk karakteristikk/sammensetning, tilgjengelighet, kostnader, sikkerhet og miljøavtrykk. Mange av drivstoffene er allerede i bruk både i skipsfarten, og i annen transport og industri. Ulike studier har vurdert alternative drivstoff for skip og status og prognoser for fremtidig opptak og energibærersammensetning, for eksempel (IEA, 2014). En rekke nyere studier fra DNV GL har også vurdert alternative drivstofftyper for anvendelse i norske farvann (DNV GL, 2016a), (DNV GL, 2016b) (DNV GL, 2016c), (DNV GL, 2015). På sikt anses bruk av brenselceller med hydrogen eller andre drivstoff som aktuelt for å dekke deler av energibehovet, eks. (DNV GL, 2016d).

Hydrogen og batteri ses på som komplementære energibærere for elektrifisering og elektrisk fremdrift av skip. Hydrogen og batteri har ulike styrker, og derfor trengs begge for å nå norske og internasjonale mål om utslippsreduksjoner. Både brenselceller og batterier gir stillestående fremdrift, som er fordelaktig der støy er en utfordring.

I tiden etter at den første helelektriske norske fergen, Ampere, ble satt i drift på fergestrekningen Lavik - Oppedal i 2015, har mange flere kommet etter, og det har skjedd en rask innfasing av maritim batteriteknologi, både helelektrisk og i hybridløsninger, spesielt i norsk fergesektor. Et eksempel er Fergestrekningen Anda-Lote som fra 2019 skal ha to ferger i drift. Disse skal kunne driftes med minimum 90% av energien levert fra strømmettet.

For de lengste overfartene og/eller de mest energikrevende rutene, er imidlertid ikke hel-elektriske løsninger basert på batteri i stand til å dekke energibehovet. Batteriløsningene blir for tunge, og/eller ladebehovet blir for stort i forhold til tilgjengelig tid og kapasitet ved kai (se illustrasjon i Figur 3-2). For noen skipstyper, for eksempel hurtigbåter, er i tillegg økt vekt en faktor som øker energibruken. I slike tilfeller kan hydrogen være en attraktiv løsning siden vekt av energilageret kan reduseres sammenlignet med batteri. I praksis vil løsningene, og valg av energibærere, måtte tilpasses og optimaliseres for de enkelte skip og ruters energibehov og driftsprofiler.

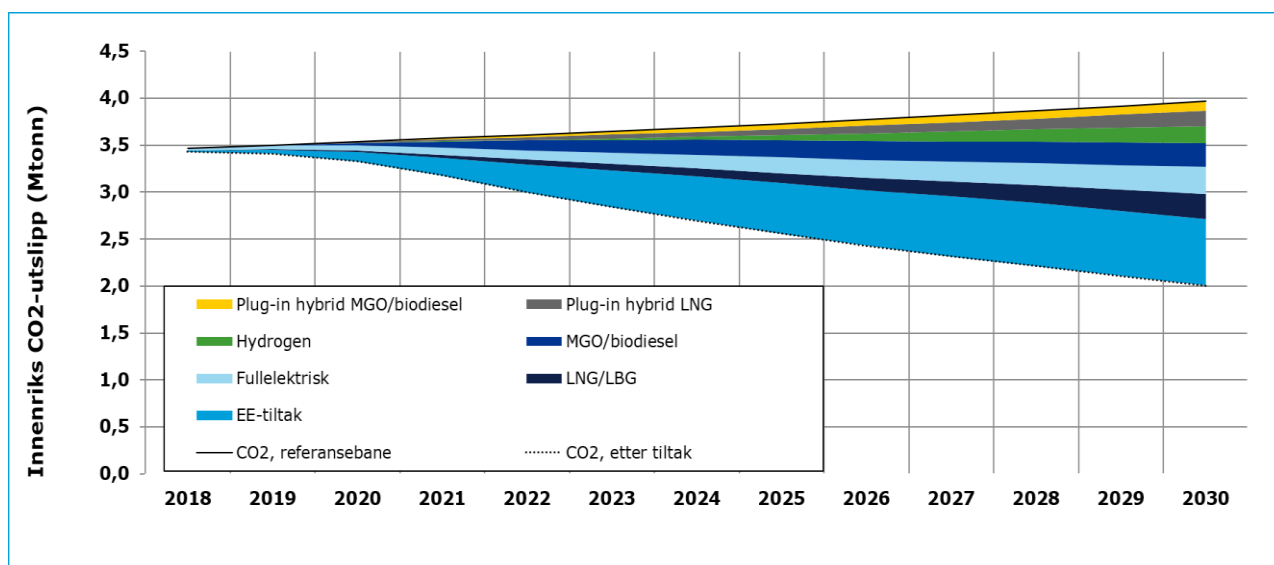
Norges rederiforbund har kartlagt hvilke drivstoff rederiene mener de vil benytte om 15-20 år (Norges Rederiforbund, 2018). Nesten halvparten mener de vil benytte en hybridløsning på skipene, og rederiene

i nærskipfart har størst forventninger til drivstoffskifte. Nær ingen av rederiene tror de vil benytte tungolje om 15–20 år, og godt under halvparten tror de vil benytte diesel. Innen nærskipfarten tror nærmere 60 prosent at de vil benytte hybridløsninger, og mer enn 40 prosent tror skipene vil benytte batteri. Ett av fem rederier i dette segmentet tror de vil benytte hydrogen om 15–20 år.

For de skipene som bruker svært mye energi og opererer over lange avstander, og for eksempel trafikkerer lengre ruter internasjonalt, kan det være utfordrende å dekke energibehovet med lagring av hydrogen siden vekt og volum for lagring av hydrogen da øker sammenlignet med dagens skip. Det vurderes derfor som aktuelt at dagens bunkringsløsninger ikke vil være tilstrekkelig for morgendagens lavutslippstransport, og at nye løsninger med hyppigere bunkring må aksepteres dersom nasjonale og internasjonale utslippsmål skal nås. Figur 3-2 illustrerer forskjellene når det gjelder energitetthet på vekt og volumbasis for hydrogen sammenlignet med andre relevante energibærere.

Biodrivstoff vurderes også som en mulighet, men det er noen utfordringer også for innfasing av biodrivstoff i større skala i skipsfarten (DNV GL, 2018d). Dette inkluderer mulige tekniske utfordringer, for eksempel ved innblanding av biodiesel som består av FAME (fatty acid metyl ester). Biodiesel som består av HVO (hydrotreated vegetable oil) har ikke de samme tekniske utfordringene, men tilgjengelighet og konkurranse med innblanding i annen transport kan være en utfordring. Biogass er attraktivt siden det kan benyttes uten vesentlige modifikasjoner i eksisterende LNG-skip, men tilgjengelighet og pris kan være en utfordring her også.

Tidligere studier har synliggjort behovet for flere forskjellige drivstoff for å nå norske og internasjonale utslippsmål for skipsfarten, fordi forskjellige løsninger vil være egnet for forskjellige skip. Figur 3-14 viser en oversikt over en mulig innfasing av energieffektiviseringstiltak (teknisk-operasjonelle tiltak) og alternative drivstoff for å nå det norske målet om 40% CO₂ reduksjon fra norsk innenriks skipstrafikk innen 2030 (DNV GL, 2018a). Studien antok en gradvis innfasing av trykksatt hydrogen for store ferger og middels store passasjerskip som bygges i perioden fra 2021. Dette gav et beregnet hydrogenbehov rundt 17 000 tonn i 2030. Introduksjon av hydrogen på andre typer skip og skip med større energibehov, eller bruk av flytende hydrogen, var ikke inkludert i studien.



Figur 3-14: Mulig innfasing av energieffektiviseringstiltak (teknisk-operasjonelle tiltak) og alternative drivstoff for å nå målet om 40% CO₂ reduksjon fra norsk innenriks skipstrafikk innen 2030. Referansebanen er estimat uten tiltak. Kilde: (DNV GL, 2018a).

3.4.3 Status for hydrogen i maritim transport i Norge

Det finnes flere prosjekter både internasjonalt og i Norge, der bruk av hydrogen på skip vurderes. Overordnet beskrivelse av situasjonen for utprøving av hydrogen i skip internasjonalt er gitt i kapittel 2.8.1. Dette kapitlet beskriver initiativ fra norske miljøer til prosjekter som vurderer muligheten for hydrogen som drivstoff i skip.

Statens Vegvesen sin utviklingskontrakt for hydrogenferge som skal settes i drift i 2021 på sambandet Hjelmeland – Skipavik – Nesvik i Rogaland er et viktig prosjekt. Dette er en oppfølging av Stortingsvedtaket om nullutslippsteknologi i fremtidige fergeanbud. Norled AS er tildelt kontrakten, som skal gjelde perioden 2021 til 2030, for utvikling, bygging og drift av fergesambandet (Statens Vegvesen, 2018a). Prosjektet er basert på lagring av hydrogen i flytende form om bord på fergen. Dette kan bidra til å gi norske miljøer et konkurransefortrinn når det gjelder bruk av flytende hydrogen på skip. Flytende hydrogen forventes å bli et viktig alternativ for større skip (tu.no, 2018), og skip med behov for å lagre mye energi om bord.

Det finnes i dag ikke noe anlegg for flytendegjøring av hydrogen i Norge. Konkurransen som er gjennomført for prosjektet legger ikke føringer for CO₂ utslipp fra produksjon av hydrogen før etter 2022. Etter dette må prosjektet forholde seg til krav om at produksjonen av hydrogen ikke skal generere mer CO₂ utslipp enn hydrogen produsert ved elektrolyse med strøm fra det nordiske strømmettet (Statens Vegvesen, 2018b). Dette kravet kan bidra til at det blir etablert et anlegg for produksjon av flytende hydrogen i Norge, men det avhenger av mulighet for støtte til oppføring av et anlegg, samt at det blir en tilstrekkelig etterspørsel. Videre forventes det at et anlegg for å fremstille flytende hydrogen vil være av en viss størrelse, og dette kan bidra til etablering av en tidlig distribusjonsskjede for hydrogen i Norge. Denne kan potensielt betjene både skip og andre forbrukere, også forbrukere som bruker trykksatt hydrogen. Gasnor og andre norske aktører er i gang med vurderinger av løsninger for å gjøre hydrogen tilgjengelig for norsk kystskipsfart.



Det finnes en rekke andre initiativer for maritim bruk av hydrogen der norske aktører deltar aktivt. Fiskerstrand sitt HYBRIDskip (Hydrogen- og Batteriteknologi for Innovative Drivlinjer i skip) (Sjøfartsdirektoratet, 2017a) startet i 2017 basert på tilsagn om støtte fra PILOT-E i forrige søknadsrunde. HYBRIDskip har som mål å bygge om en eksisterende ferge til hydrogendrift.

Innovasjon Norge har offentliggjort at de bevilger støtte til fire nye prosjekter for utslippsfri maritim transport gjennom PILOT-E (Innovasjon Norge, 2018).

- Selfa Arctic og Flying Foil AS får støtte til samarbeidsprosjekter for hurtigbåter med elektrisk fremdrift basert på batteri- eller brenselcelledrift.
- Havyard Group ASA vil lede et prosjekt med ambisjon om utslippsfri drift basert på batterier og hydrogen brenselceller i verdensarvfjordene og for deler av Kystruten.
- Samskip AS skal utvikle utslippsfri containertransport på sjø med hydrogen og brenselceller, på en måte som samtidig muliggjør å flytte transport av last fra vei til sjø.

Trøndelag fylkeskommune har initiert et utviklingsprosjekt for fremtidens hurtigbåt i samarbeide med 10 andre fylkeskommuner. Hurtigbåter har høyt drivstofforbruk og er en betydelig kilde til utslipp målt per passasjerkilometer. Prosjektet har signert kontrakt med fem konsortier som skal jobbe frem konsepter for nullutslipp i hurtigbåter (Trøndelag fylkeskommune, 2018). Flora kommune har også initiert et pilotprosjekt for en hurtiggående passasjerbåt for hydrogendrift. Prosjektet er en av pilotene i Grønt Kystfartsprogram (DNV GL, 2018g).

Cruise er et segment som vurderer hydrogen som interessant. Viking Cruises jobber for eksempel med planer for et cruiseskip som skal benytte brenselceller og flytende hydrogen som drivstoff, med basis i mulig etablering av produksjon av flytende hydrogen, samt distribusjon til cruiseskipet ved hjelp av tenderskip (Sjøfartsdirektoratet, 2017b).

Hydrogen brenselceller er løsningen for konvertering av hydrogen til energi som gir best energiutnyttelse og samtidig mulighet for nullutslipp. Hovedutfordringene med brenselceller i skip så langt er med mindre systemer, eller med hjelpemotorer, men interessen er økende (DNV GL, 2017c). Det er derfor behov for videreutvikling av teknologien for storskala bruk i skip. Dette inkluderer tilpasning til maritime forhold, det vil si marinisering og kvalifisering av brenselcelleteknologi utviklet for annen bruk, oppskalering av teknologien til større energikrevende applikasjoner, samt optimalisering og integrering i skip.

Flere initiativer vurderer innblanding av hydrogen med konvensjonelle drivstoff for å forbedre utnyttelsen av det konvensjonelle drivstoffet gjennom mer effektiv/fullstendig forbrenning (DNV GL, 2018f). Dette kan bidra til redusert drivstoff-forbruk og reduserte utslipp. En utfordring er at mer effektiv forbrenning også kan øke utslippene av NOx på grunn av høyere forbrenningstemperatur. NOx utslipp er en utfordring, særlig for kystnær transport. For store skip i internasjonal fart, vurderes slik innblanding som en del av mulighetsrommet for utslippsreduksjoner fremover. Det pågår flere initiativ for å utvikle løsninger for å benytte hydrogen i forbrenningsmotorer på skip. Wärtsilä har gjennomført testing av innblanding av hydrogen i naturgass for noen av sine motorer (Wärtsilä, 2016). Testene viste at en innblanding av opp til 28% hydrogen på volumbasis er akseptabelt for disse motorene. Hydrogen og naturgass har ulike egenskaper, for eksempel brenner hydrogengass raskere enn metan. Forskjellene må hensyntas for å få et sikkert system og for å unngå økte utslipp av NOx.

3.4.4 Virkemiddelbruk og synergimuligheter

En rekke virkemidler kan brukes for å fase inn hydrogen i skipsfarten. Introduksjon av LNG og batterier i norske ferger er gode eksempler på at myndighetskrav og insentiver kan ha stor betydning for når og hvor fort nye miljøløsninger blir implementert. Statens Vegvesen og Fylkeskommunene har benyttet tildelingskriterier for fergesamband som har premiert energieffektivitet, grønne drivstoff og lavutslipp. Dette har fått tidlige markeder for disse løsningene til å fungere på en effektiv måte. Dette er løsninger som kan benyttes også for andre teknologier og andre sektorer av innenriksfarten. Utvikling og realisering av LNG- og batteriteknologier har fått direkte økonomisk støtte gjennom NOx-fondet,

Innovasjon Norge og ENOVA. En tilsvarende situasjon forventes for hydrogen, selv om også andre virkemidler kan påvirke positivt. Pågående utviklingskontrakt for hydrogenferge underbygger dette.

Ferger og andre skip som går i faste ruter/linjefart, gjerne mellom få havner, er attraktive kandidater for testing av hydrogendrift siden de ikke krever etablering av en omfattende infrastruktur for å komme i gang. Slike skip kan ha behov for færre ulike bunkringssteder. Dette vil gjøre det lettere å etablere nødvendig infrastruktur for fylling av drivstoff. Hvis hydrogeninfrastrukturen etableres i områder med mange skip, vil den også bidra til at hydrogen blir mer aktuelt for andre skip som trafikkerer samme områder.

Det er noen eksempler der det kan være positive synergier mellom ulike behov. Oppdrettsnæringen er et eksempel, da denne næringen har behov for oksygen. Lokal hydrogenproduksjon ved elektrolyse vil også gi produksjon av oksygen. Det finnes anslagsvis 1100 anlegg med fiskeoppdrett langs norskekysten. Disse anleggene benytter mindre skip som forbåter, arbeidsbåter, m.fl. og det er mye aktivitet i tilknytning til anleggene. I tillegg vurderes denne bransjen generelt som kapitalsterk.

Slik som for andre transportanvendelser forventes det at hydrogen i skip vil utvikles i hybridløsninger der noe av energien, i alle fall for kortvarige lasttopper, forsynes fra batterier (Gasworld, 2018). Dersom hydrogen benyttes sammen med batteri, kan man få en helelektrisk løsning med nesten nullutslipp (forutsatt at energikilden er fornybar). Hydrogen er imidlertid også aktuelt i ulike hybridløsninger sammen med andre drivstoff, for å bidra til reduserte utslipp. Hydrogen kan slik bidra i en gradvis overgang mot nullutslipp.



3.4.5 Estimering av etterspørselspotensiale for hydrogen

DNV GL har gjennomført en overordnet vurdering av potensialet for bruk av hydrogen som drivstoff på skip i norske farvann. Introduksjon av hydrogen som drivstoff i skip vil kreve at det i parallell utvikles en infrastruktur som gir sikker tilgang på hydrogen for de skipene og rutene som anvender hydrogen. Her

kan det være synergier mellom forskjellige segmenter av brukere, slik som veitransport, jernbane og industri.

For å estimere etterspørsel etter hydrogen som drivstoff for skip i 2030 har vi først beregnet et teoretisk potensial. Med bakgrunn i det teoretiske potensialet og segmentspesifikke betraktninger, vurderer vi så sannsynlig innfasing av hydrogendrift for de aktuelle skipstypene, og estimerer resulterende etterspørsel i 2030.

Teoretisk potensial basert på identifisering av tidlige hydrogenhavner

Det er antatt at infrastrukturen for hydrogendrevne skip først vil utvikles rundt et begrenset antall havner, og at dette vil være mest attraktivt for havner med et stort potensial for etterspørsel etter hydrogen over tid. Siden utbygging av infrastruktur for hydrogen for skip vil ta tid og kan antas å skje stegvis, antar vi at hydrogenbunkringsanlegg blir tilgjengelig i 5 havner innen 2030. Disse havnene er identifisert ved å kvantifisere potensialet for drivstoffbunkring i alle havner i Norge. For hver havn summerer vi drivstofforbruket til alle skip med minst 80% av året i norske farvann som benytter havnen²⁹. Det antas at havnene med høyt summert drivstofforbruk fra skip som benytter havnen også kan ha potensiale for høy fremtidig etterspørsel etter hydrogen. De fem havnene som blir rangert høyest med denne metoden er:

- Bergen
- Ålesund
- Tromsø
- Kristiansund
- Stavanger

Det bemerkes at dette er kun én av flere mulige måter å rangere havnene på. En annen tilnæringsmetode ville kunne gi en annen rangering. Vi har for eksempel ikke tatt hensyn til hvilke havner som har særlig potensiale for synergier med andre hydrogenbrukere, eller tatt med i betraktningen hvilke havner som allerede har konkretisert mål om utslippsreduksjoner eller som tilbyr miljørabatter for lav- eller nullutslipp i havn. Dersom slike ordninger videreutvikles, kan de på sikt få betydning for hvilke havner som blir mest aktuelle for hydrogen. Oslo Havn har for eksempel et mål om å bli en nullutslippshavn på sikt (Oslo Kommune, 2018).

Teoretisk hydrogenpotensial for skip som benytter de første havnene

Skip med hydrogendrift i 2030 antas å være avhengige av å bunkre i minst en av de 5 første hydrogenhavnene. Unntaket er ferger, som trafikkerer egne kaier. Videre antas det at disse skipene må anløpe disse havnene hyppig, ettersom lagringskapasitet ombord kan være en utfordring. Lagring av alternative drivstoff som LNG og hydrogen tar mer plass enn konvensjonelle drivstoff. Denne sammenhengen er illustrert i Figur 3-2. Lagersystemet kan også bli tyngre enn tilsvarende system for konvensjonelle drivstoff på grunn av de krav som stilles for å oppnå sikker lagring, for eksempel under høyt trykk. Det kan derfor være utfordrende å konstruere større hydrogenskip med like stor rekkevidde som konvensjonelle skip. Dette indikerer at det på sikt kan bli behov for å utvikle nye løsninger med en tettere infrastruktur og at nullutslippsskip i fremtiden ikke vil ha like stor fleksibilitet til å bunkre sjelden, og der det er billigst, som mange skip har i dag.

²⁹ I tillegg er alle cruiseskipene i norske farvann (uavhengig av tid i NØS) vurdert. Disse skipene opererer en lavere andel tid av året i norske farvann, men på bakgrunn av Stortingsvedtak om innføring av krav og reguleringer til utslipp fra cruiseskip i turistfjorder, inkludert krav om nullutslipp fra slike skip i verdensarvfjordene innen 2026, vurderes hydrogen som en aktuell del av løsningen også for cruiseskipene.


Gjennom en forenklet flåteanalyse identifiserte vi 186 skip som både har mer enn 80% av tiden i NØS og minst halvparten av de årlige anløpene i de fem havnene identifisert som aktuelle tidlige hydrogenhavner. Disse skipene kan sies å ha et teoretisk potensial for hydrogendrift, gitt en utbygging av infrastruktur rundt disse havnene. Fordelingen av disse skipene per skipssegment er oppsummert i Tabell 3-1. Merk at dette er en liten del av de over 6 500 skipene som var registrert i AIS i norske farvann i 2017. Det finnes i tillegg mange mindre fartøy (typisk under 300 grosstonn) som ikke har AIS-registrering. Flere av disse kan være aktuelle for hydrogendrift, men potensialet for disse er ikke kvantifisert.



Anslag for realisert hydrogenvolum innen 2030

Den største utfordringen for implementering av hydrogen som drivstoff i skip anses å være de betydelige tilleggskostnadene sammenlignet med konvensjonelle løsninger. Dette gjelder blant annet systemene for lagring av hydrogen om bord, brenselceller, integrering av systemene mot bunkringsanlegg og behov for parallell utbygging av tilstrekkelig bunkringsinfrastruktur. Lite erfaring med hydrogendrift i skip gir økte kostnader, spesielt for de første brukerne, siden teknologien må gjennom en omfattende og ressurskrevende oppskalering og uttesting, i tillegg til en meget omfattende prosess for godkjenning for maritim bruk (se kapittel 3.4.6 for en nærmere diskusjon). Dette representerer en betydelig investeringsrisiko, ettersom skip har lang levetid. Noen skipstyper kan være i drift i 30-40 år, men kontraktene de opererer under er oftest veldig mye kortere.

Sammenlignet med batteriløsninger, som i mange tilfeller har høyere virkningsgrad enn hydrogen (og bruker strømmen direkte), kan driftskostnadene (OPEX) være betydelig høyere for hydrogen enn for batteri. Derfor vil introduksjon av hydrogen være mer avhengig av myndighetskrav som begrenser utslipp og initiativ som reduserer økonomisk risiko enn batteriløsninger. Det antas at skip med hydrogendrift vil ha særlig stort fokus på teknisk-operasjonelle tiltak (energieffektivisering) for å minimere energibruken, siden dette kan bidra til å redusere OPEX.



Eksisterende analyser indikerer at overgang til hydrogendrift i perioden mot 2030 ikke vil være bedriftsøkonomisk lønnsomt (DNV GL, 2018a) (Menon/DNV GL/TØI, 2018). En hydrogenpris rundt 20 NOK/kgH₂ vil være ekvivalent med dagens pris på marin diesel. Som vist i kapittel 2.3, er prisestimat for produksjon ved elektrolyse ca. 20-50 NOK/kgH₂, og produksjon ved gassreformering med CCS ca. 10-15 NOK/kgH₂. I tillegg kommer kostnad for komprimering eller flytendegjøring, samt transport, lagring og bunkring. Høye merinvesteringer for hydrogenteknologi på skipet bidrar også til å gjøre hydrogendrift bedriftsøkonomisk ulønnsomt. Introduksjon av hydrogen vil derfor være avhengig av insentiver, støtteordninger og reguleringer fra myndighetene.

Nedenfor er det drøftet hvor stor andel av det teoretiske potensiale som det er sannsynlig at realiseres innen 2030 for hvert skipssegment. Diskusjonen tar utgangspunkt i dagens situasjon, og eksisterende utfordringer og barrierer som drøftet nærmere i kapittel 3.4.6.

Bilferger

Storingsvedtaket om nullutslipp på ferger medfører at bilferger i stor grad blir elektrifisert der det er teknisk mulig. Der det ikke er teknisk mulig, vil andre energibærere være nødvendig for å gi nullutslipp. Utslippskravene for de enkelte samband stilles i anbudsunderlaget.

Kostnadene for nullutslipp for riksvegferger dekkes over statsbudsjettet, og ved utløpet av 2018 har det vært til sammen 10 riksvegsutlysninger som har gitt totalt 20 ferger med batterielektrisk drift.

For fylkesveisamband avgjør fylkeskommunale budsjettprioriteringer i hvilken grad samband lyses ut med formål om å utløse ferger med lav- eller nullutslipp. Ved utløpet av 2018 har 11 fylkeskommunale utlysninger resultert i 39 ferger med batterielektrisk drift med høy hybridgrad, ofte tilnærmet fullelektrisk. Så langt har de aller fleste samband som er godt egnet for elektrifisering blitt realisert med batterielektrisk drift. Flere fylkeskommunale utlysninger med krav om lav eller nullutslippsløsninger er under utarbeidelse, og enkelte ferger har blitt bygget om på rederienes eget initiativ. Fremover er det ventet at en lavere andel av de fylkeskommunale utlysningene vil resultere i lav og nullutslippsløsninger grunnet dårligere kostnadseffektivitet (høyere drivstofforbruk og/eller dårligere teknisk egnethet grunnet enkelte lengre overfarter og dårlig tilgang på strøm på enkelte anløpssteder).

På grunn av ulike økonomiske vilkår for riks- og fylkesveisamband, og at hydrogen-elektrifisering er et dyrere tiltak enn batteri-elektrifisering, antas det i 2030-perspektiv mest aktuelt med hydrogendrift på riksvegsamband. Riksvegsambandene Halhjem-Sandvikvåg (ny kontraktsoppstart i 2027) i Hordaland og Bodø-Værøy-Røst-Moskenes (ny kontraktsoppstart i 2023) skiller seg ut med særlig energikrevende overfarter. Ren batteridrift er derfor lite aktuelt for disse sambandene, og hydrogendrift kan være et godt alternativ. Hvis Statens Vegvesens utviklingskontrakt for hydrogendrift gir gode erfaringer, kan derfor disse to sambandene være kandidater til å driftes på hydrogen fra neste kontraktsoppstart.

Hydrogenbehovet for ferjene som trafikkerer disse sambandene er estimert til 7 000 tonn/år for Halhjem-Sandvikvåg (fem ferger), og 2 500 tonn/år for Bodø-Værøy-Røst-Moskenes (tre ferjer). I tillegg kommer hydrogenfergen for utviklingssambandet Hjelmeland – Skipavik – Nesvik der kontrakt nå er tildelt og utviklingsløpet mot driftsstart i 2021 dermed er sikret. Erfaringene fra dette prosjektet forventes å få stor betydning for de etterfølgende maritime hydrogenprosjektene i Norge.

Det pågår også andre hydrogenfergeprosjekter som kan bidra til ytterligere etterspørsel etter hydrogen før 2030. Fiskerstrand sitt HYBRIDskip prosjekt er et eksempel. Realisering av hydrogendrift på fergesamband krever etablering av egen infrastruktur for bunkring for hvert samband. Basert på dette, er etterspørsel etter hydrogen for bilferger innen 2030 estimert til 10 000 tonn/år.

Hurtigbåter

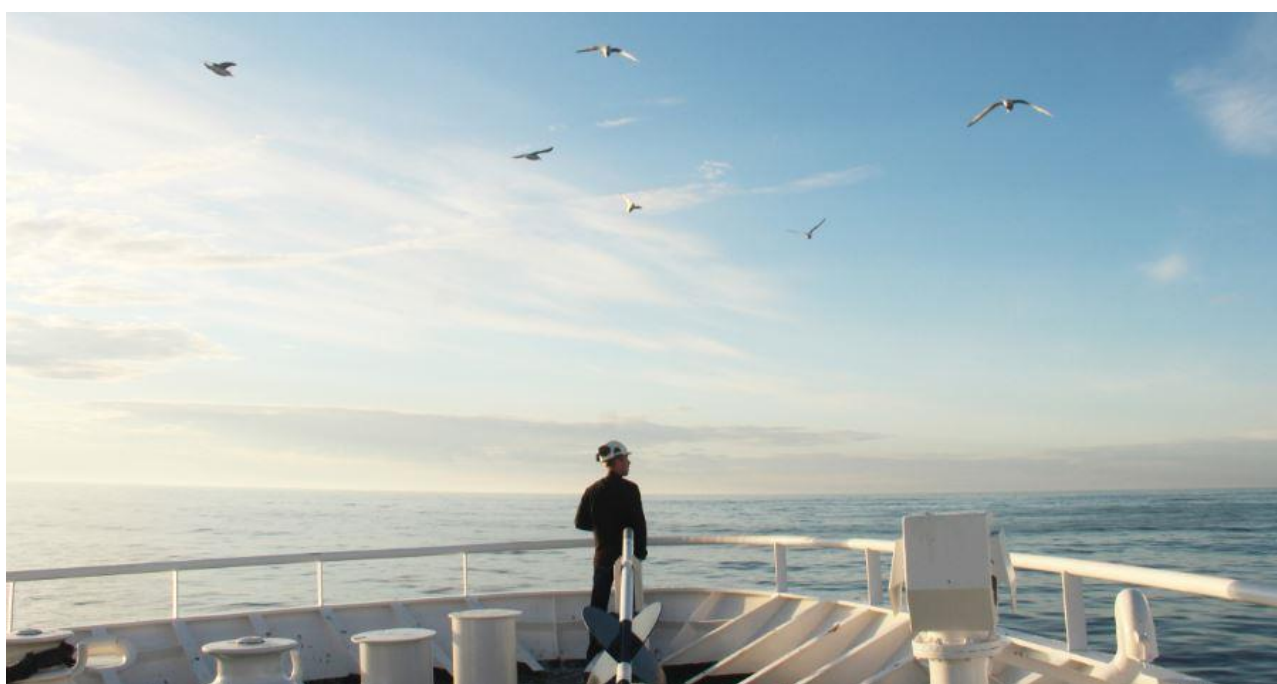
Stortingsvedtaket om lav og nullutslipp gjelder for all passasjertransport, og følgelig også for hurtigbåter. Innkjøp av hurtigbåttjenester foregår i all hovedsak i fylkeskommunal regi. Realisering av lav og nullutslippsløsninger på hurtigbåter vil følgelig vurderes sammen med eventuell batteri- elektrifisering av ferjer, med tanke på fylkeskommunenes økonomiske rammer.


I 2017 var det rundt 80 hurtigbåter i norske farvann. Det er antatt at få av disse kan batteri- elektrifiseres (Menon/DNV GL/TØI, 2018), og hydrogendrift er derfor et meget aktuelt alternativ, særlig tatt i betraktning at store utslippsreduksjoner kan oppnås for den enkelte hurtigbåt. Analysen for å identifisere mulige tidlige hydrogenhavner viste at 40 av hurtigbåtene benytter minst én av disse havnene. Gitt slik etablering av lokal hydrogeninfrastruktur, kan disse hurtigbåtene i teorien tilpasses til hydrogendrift uten betydelige investeringskostnader til bunkringsanlegg. Gitt begrensninger i eksisterende støtteordninger er dette en fordel. Estimert teoretisk hydrogenetterspørsel om alle disse hurtigbåtene går over til ren hydrogendrift med bunkring i de fem havnene er ca. 8 000 tonn H₂/år.

Som beskrevet i kapittel 3.4.3 pågår det utviklingsløp som har som mål å få nullutslippshurtigbåter om få år, og Selfa Arctic og Flying Foil har fått støtte gjennom PILOT-E til prosjekter for utvikling av hurtigbåter med elektrisk fremdrift basert på batteri- eller brenselcelledrift. Den høye hastigheten gjør at disse båtene har relativt høyt energiforbruk, og dermed blir energioptimalisering og hydrogendrift særlig viktig i dette segmentet. Det antas her forenklet at utviklingsløpet lykkes og at dette vil føre til realisering av fem hurtigbåter med drift helt eller delvis på hydrogen i perioden fra 2021 til 2030. Dermed ender vi opp med 5 hurtigbåter med en anslått hydrogenetterspørsel rundt 1 000 tonn/år.

Siden hurtigbåtsegmentet i stor grad kontrolleres av myndighetene er dette, på tilsvarende måte som fergesegmentet, en god kandidat for etablering av viktige tidligmarkeder for hydrogendrift. Slik kan nødvendige erfaringer og grunnlag for videre kostnadsreduksjoner etableres. Dette kan i neste omgang gi fordeler for de andre skipssegmentene og slik bidra til betydelige fremtidige utslippsreduksjoner, grønn verdiskapning, og muligheter for eksport.

Kystruten Bergen-Kirkenes





For Kystruten Bergen-Kirkenes estimerte vi en teoretisk mulig etterspørsel etter hydrogen på opp til 26 000 tonn H₂/år, gitt full overgang til hydrogendrift. I AIS-grunnlaget inngår det 13 kystruteskip, altså gjennomsnittlig 2 000 tonn per skip. Den nye kystrutekontrakten går fra 2021 til 2030, og skipene er planlagt driftet med LNG og batteri. Ut fra nåværende kontrakt anses det derfor som mindre realistisk med introduksjon av store hydrogenvolumer her i denne perioden. Havila Kystruten leder imidlertid et utviklingsprosjekt med sikte på å introdusere hydrogen og brenselceller, og de har satt av plass til senere installering av brenselceller og hydrogentanker i de fire nye kystruteskipene (tu.no, 2018). Driften vil skje i kombinasjon med batterier og andre tiltak. Altså kan det være realistisk med noe etterspørsel etter hydrogen på Kystruten før 2030. Dette kan for eksempel skje ved en gradvis uttesting og innfasing, og kan være en del av posisjonering mot neste kontraktsperiode, der det kan forventes strengere utslippskrav. Siden ny kontrakt løper frem til 2030 og ikke omfatter krav til hydrogendrift, antar vi at hydrogenvolumet på Kystruten i 2030 tilsvarer forbruket for *ett* skip, altså 2 000 tonn/år. En slik etterspørsel kan fordeles mellom flere skip, for eksempel ved uttesting av hybridløsninger der hydrogen og brenselceller er en del av løsningen.

Cruise

På bakgrunn av stortingsvedtak som omfatter cruise, kan det antas at Cruiseskip som ønsker å trafikkere de norske verdensarvfjordene vil måtte innføre betydelige utslippsreducerende tiltak i perioden frem mot 2026. Dette vil være nødvendig om de skal operere uten utslipp i disse områdene. Det er usikkert om cruise kan bli omfattet av eventuelle initiativ frem mot 2030 for å nå IMO's målsetting om halvering av klimagassutslippene fra internasjonal sjøfart innen 2050. Omfanget av tiltak er usikkert, men som nevnt tidligere i rapporten pågår det flere prosjekter som vurderer elektrifisering, brenselceller, hydrogen og andre hydrogenbærere for cruise. Dette kommer i tillegg til bruk av landstrøm. For praktisk gjennomføring kan en se for seg at utbygging av en bunkringsinfrastruktur som gjør hydrogen tilgjengelig for cruiseskip i aktuelle områder, også kan ha betydning. Det vurderes derfor som realistisk at det vil bli uttesting og innfasing av hydrogen i noen cruiseskip i norske farvann frem mot 2030. Siden cruiseskip bruker store mengder drivstoff, kan flytende hydrogen være aktuelt i dette segmentet, og slik sett kan etablering av et norsk anlegg for produksjon av flytende hydrogen bidra positivt.

DNV GL har beregnet energiforbruket til cruiseskip i verdensarvfjordene basert på AIS-data for 2017. Om kravet blir innført, er det trolig at også trafikksammensetningen i verdensarvfjordene vil endres fra dagens situasjon, ettersom ikke alle skip vil kunne møte kravene. Om skipene vil bruke hydrogen utenfor områder der det kreves nullutslipp er mer usikkert. Det er videre ventet en vekst i cruise-trafikken i norske farvann (Kystverket, 2015). Med bakgrunn i disse momentene, antar vi at energiforbruket til cruiseskip i verdensarvfjordene i 2017 kan brukes til å estimere etterspørsel etter hydrogen for cruiseskip i norske farvann i 2030. Dette gir en estimert hydrogenetterspørsel på 1 200 tonn/år.

Utenlandsferger

Det er usikkert om utenlandsfergene kan bli omfattet av eventuelle initiativ i perioden frem mot 2030 for å nå IMO's målsetting om halvering av klimagassutslippene fra internasjonal sjøfart innen 2050. Som vist i Figur 3-13, bidrar ikke utenlandsfergene nevneverdig til innenriks CO₂-utslipp siden skipene hovedsakelig går mellom norske og utenlandske havner. Utenlandsfergene driftes uten offentlige anbud, i motsetning til bilfergene, hurtigbåtene og Kystruten. Mulighetsrommet for å stille miljøkrav fra norske myndigheter for disse fartøyene forventes derfor å være begrenset. Det er derfor vurdert som lite sannsynlig at utenlandsfergene vil benytte hydrogen i 2030. Avhengig av utvikling av utslippskrav og eventuelle insentiver for nullutslipp som omfatter disse fergene, er det mulig at noen utenlandsferger vil starte utprøving eller uttesting av brenselceller og hydrogenbærere i perioden, men etterspørsel etter hydrogen antas å være neglisjerbar fra dette segmentet.

Fiske

Basert på dagens situasjon er det vanskelig å se at myndighetene vil sette krav som vil medføre overgang til vesentlig grad av hydrogendrift på fiskefartøy innen 2030. Figur 3-13 viser at fiske har et betydelig bidrag til CO₂ utslipp fra norsk innenriks skipstrafikk, og fiske er derfor et aktuelt segment for utslippsreducerende tiltak. Bergen, Ålesund og Tromsø er de største fiskerihavnene i Norge. Dersom hydrogen blir tilgjengelig i noen av disse havnene, vil det gjøre det enklere og samtidig redusere investeringskostnadene for utprøving av hydrogendrift på fiskefartøy.

Fiskefartøyflåten er sammensatt og består av i underkant av 1000 fiskefartøy med AIS (analysert i denne studiens datagrunnlag) og i tillegg rundt 5000 fiskefartøy under 11 meter (som ikke registreres i AIS). For de minste fiskefartøyene kan det være utfordrende å finne nødvendig plass for hydrogen og brenselceller. Dette indikerer at det vil være enklest å tilrettelegge for hydrogendrift på nybygg siden en da kan tilpasse design til hydrogendrift helt fra planleggingsfasen. Størsteparten av trafikken for fiskefartøy er kystnær, og slik sett skulle det ligge til rette for hydrogendrift. Det anses som utfordrende å etablere hydrogendrift i havgående fiskefartøy som tilbringer lange perioder til havs. Hydrogendrift kan være mest aktuelt for fiskefartøy som opererer kystnært, men volumene frem mot 2030 antas å være små. DNV GL vurderer derfor etterspørselen etter hydrogen for fiskefartøy innen 2030 som neglisjerbar.

Offshoreskip

Eventuelle myndighetskrav kan gi et insentiv for uttesting av hydrogen på dette segmentet, og krav til hydrogen i offshoreflåten er nylig fremmet som politisk forslag, med positiv respons fra både Norsk Olje og Gass og Norges Rederiforbund (Aftenblad, 2018). Det er usikkert hvordan et eventuelt myndighetskrav vil settes i kraft og fungere. Bergen er den største offshorehavnen, og kan være en aktuell base for introduksjon av hydrogen i slike skip. Beregningen av teoretisk potensiale identifiserte 8 skip med et samlet teoretisk hydrogenbehov på 5000 tonn. Det forventes imidlertid negativ vekst for offshoreflåten (Kystverket, 2015), og den økonomiske situasjonen for offshorerederiene gjør det utfordrende med merinvesteringer. Forenklet antas derfor her at hydrogendrift på 4 offshoreskip fases inn innen 2030, med et samlet årlig hydrogenbehov på 2500 tonn.

Service/andre



Service/andre omfatter bl.a. skip benyttet i havbruksnæringen, kystvaktfartøy og oljevernartøy. For havbruksnæringen kan en se for seg fremtidige myndighetskrav til utslipp i forbindelse med tildeling av konsesjoner. Samtidig er det fokus på bærekraftig vekst (Nærings- og fiskeridepartementet, 2015).

Beregningen av teoretisk potensiale for hydrogen identifiserte 22 skip i dette segmentet med et samlet teoretisk hydrogenbehov på inntil 2 500 tonn/år. I tillegg er det som tidligere nevnt mulige synergier med behov for oksygen i oppdrettsnæringen, siden elektrolyse også gir produksjon av oksygen. Gitt at det finnes anslagsvis 1 100 anlegg med fiskeoppdrett langs norskekysten, er det godt mulig at det i 2030 perspektiv etableres anlegg for produksjon og bruk av hydrogen ved noen av disse. Anleggene benytter i stor grad mindre skip som forbåter, arbeidsbåter, og mye av denne aktiviteten er ikke registrert i AIS. I tillegg vurderes denne bransjen generelt som kapitalsterk. Det antas derfor at det realiseres en hydrogenetterspørsel tilsvarende halvparten av det teoretiske potensialet for hydrogendrift innen 2030. Dette tilsvarer en hydrogenetterspørsel på i overkant av 1 200 tonn/år.

Våt- og tørr-bulkskip og godskip

Norske myndigheter prioriterer støtteordninger som gir effekt i norske farvann. Som vist i Figur 3-13 er en overvekt av aktivitetene til våt-/tørrbulkskipene og godsskipene utenfor norske farvann. Figur 3-12 illustrerer at tørrbulkskipene har mye gjennomgangstrafikk mellom Russland og Europa. Ellers går skipene fra utlandet til et mindre antall norske havner. Det samme gjelder olje- og kjemikalietankerne, som går til oljeterminalene. Stykkgodsskipene har noe gjennomgangstrafikk, men det meste er kystnær trafikk, med hovedvekt på Sør-Norge og med anløp i et stort antall ulike havner. Disse segmentene har totalt sett det største antallet skip i norske farvann, og kjennetegnes overordnet blant annet av liten grad av flåtefornying og begrenset økonomisk kapasitet hos rederiene (DNV GL, 2018g).

Det finnes skip også innen disse segmentene som går i relativt faste ruter og til få havner, og det finnes allerede noe interesse for å vurdere hydrogendrift for slike enkeltskip/ruter. Om det etableres en lokal infrastruktur for bunkring av hydrogen i tilknytning til noen av disse skipene/rutene, kan det bli det enklere å etablere prosjekter for uttesting av brenselceller og hydrogen også for disse segmentene.

Basert på dette vurderes en betydelig hydrogendrift i disse segmentene som lite aktuelt innen 2030. Etterspørsel etter hydrogen innen disse segmentene i perioden mot 2030 er derfor ikke kvantifisert.

Oppsummert etterspørsel

Estimert etterspørsel etter hydrogen for de vurderte skipssegmentene er oppsummert i Tabell 3-1.

Tabell 3-1: Estimert for etterspørsel etter hydrogen innen 2030.

Skipsegment	Antall skip i teoretisk potensiale	Antall skip med hydrogendrift i 2030	Estimert etterspørsel i 2030 (tonn H ₂ /år)
Bilferge	9	9	10 000
Offshore	8	4	2 500
Kystruten	13	ikke kvantifisert	2 000
Cruise	48	ikke kvantifisert	1 200
Service/andre	22	ikke kvantifisert	1 200
Hurtigbåter	40	5	1 000
Fiske	48	begrenset uttesting	neglisjerbar
Våt-/tørrbult og godsskip	7	begrenset uttesting	neglisjerbar
Totalt	186	-	17 900

For å estimere en mulig fordeling av hydrogenbunkring mellom de fem tidlige havnene gjør vi følgende:

- For hurtigbåtene og service/andre teller vi opp antall anløp i disse fem havnene av skipene med potensiale for hydrogendrift i 2030. Det antas at bunkringsvolumet ved hver havn i hvert segment er proporsjonalt med antall anløp.
- For offshoreskipene antar vi at hydrogenbunkringsvolumet er likt fordelt mellom de store offshorehavnene Bergen, Stavanger og Kristiansund.
- For Kystruten er det antatt likt bunkringsvolum av hydrogen i Bergen, Ålesund, Kristiansund og Tromsø.
- For cruiseskipene fordeles hydrogenbunkringsvolumet likt mellom Bergen og Ålesund, som er de av havnene som ligger nærmest verdensarvområdene.

For riksvegfergene antas egne bunkringsanlegg. Estimert hydrogenetterspørsel er summert i Tabell 3-2.

Tabell 3-2: Estimert etterspørselspotensial etter hydrogen fordelt bunkringsanlegg.

Bunkringsanlegg – havn	Estimert etterspørselspotensial for hydrogen (tonn/år)
Riksvegferge Halhjem-Sandvikvåg	7 000
Bergen	2 800
Riksvegferge Bodø-Værøy-Røst-Moskenes	2 500
Ålesund	1 900
Kristiansund	1 400
Tromsø	1 000
Stavanger	800
Riksvegferge Hjelmeland-Skipavik-Nesvik / andre ferger	500
Totalt	17 900

Diskusjon

Dette er en av mange mulige måter å estimere en hydrogenetterspørsel for maritim sektor i Norge. Drivstofforbruk er estimert basert på data for skip i norske farvann i 2017. Det er ikke tatt hensyn til fremtidig trafikkvekst, og muligheter for forbedringer i skipsdesign, energieffektiviseringstiltak og annet som kan påvirke energiforbruket og gjøre det mer (eller mindre) attraktivt med en overgang til hydrogendrift. Ut over det som er beskrevet for riksvegferjene er det heller ikke tatt hensyn til hybriddrift med batterier, bruk av landstrøm, plugg-inn hybridisering eller lignende.

Analysen beregner et mulig etterspørselspotensial for hydrogen ut fra dagens situasjon. Vurderingene inkluderer derfor ikke mulig økning i skipstrafikk. Endringer i fordeling av totalt transportarbeid mellom land og sjø, kan også påvirke dette bildet. Flere studier (GL/Menon, 2018b) (DNV GL, 2016f) (DNV GL/Shortsea Services/Marintek, 2015) viser til at overføring av gods fra vei til sjø i seg selv kan bidra til å redusere de totale utslippene av CO₂ fra transportsektoren med 50-80 %.

Utvikling av maritim hydrogendrift til kreve at relevante myndigheter iverksetter tiltak. Eksempler på slike er premiering av eller krav til lavutslipp i innkjøp, for eksempel for ferger, hurtigbåter og offentlige fartøy, og konsesjonsordninger, for eksempel innen havbruk, fiske og olje og gassnæringen.

3.4.6 utfordringer ved implementering

Den største utfordringen for implementering av hydrogen som drivstoff i skip anses å være de betydelige tilleggskostnadene sammenlignet med konvensjonelle løsninger, som tidligere diskutert. Tilstrekkelig infrastruktur må også bygges ut. Et kostnadselement er knyttet til manglende hydrogenrelatert kompetanse og til sikkerhetsmessig godkjenning. I det følgende belyses dette. Avslutningsvis diskuteres noen praktiske og kostnadmessige elementer.

Hydrogenskip under norsk flagg må generelt godkjennes av Sjøfartsdirektoratet før de settes i drift. Det finnes i dag ikke regelverk som dekker lagring av hydrogen om bord på skip. Derfor medfører lagring av hydrogen som drivstoff på skip store regulatoriske utfordringer. Imidlertid har DNV GL og andre klasseselskap utarbeidet egne klasseregelverk som muliggjør godkjenning av selve brenselcellesystemene. Skip som skal bruke hydrogen som drivstoff må tilfredstille IMOs krav for drivstoff med flammepunkt under 60 °C som er gitt i del A av IGF-koden (Code of safety for ships using gases or other low flashpoint liquids). Her stilles det en rekke funksjonskrav samt krav om gjennomføring av omfattende risikoanalyser, noe som innebærer at en svært arbeidskrevende «Alternativ design prosess» må gjennomføres for godkjenning. Hovedmålet med prosessen er å demonstrere at sikkerhetsnivået med hydrogen er like godt som for konvensjonelle skip. Frem til et hydrogenspesifikt regelverk blir utviklet vil alle skip som skal benytte hydrogen som drivstoff måtte gjennomføre denne prosessen. Det er per i dag ikke etablert noen mekanisme for erfaringsoverføring- og utveksling mellom ulike maritime hydrogenprosjekter.



Siden det er lite erfaring med bruk av hydrogen som drivstoff i skip, er det usikkert om de sikkerhetsmessige og regulatoriske utfordringene vil bli størst ved valg av flytende eller komprimert hydrogen. Utfordringene forventes også å avhenge av skipstype(r), samt spesifikke design- og konseptløsninger. For å redusere utfordringene og sikre enklest mulig godkjenning av lagring av hydrogen, har en rekke av konseptene som er under utvikling i dag basert seg på lagring av hydrogen over dekknivå. Sikkerhetsmessig er dette betydelig mindre utfordrende enn lagring av hydrogen under dekk. For mange skipstyper og størrelser, anses det som mest hensiktsmessig å kunne lagre drivstoffet under dekk, for eksempel for å oppnå lengst mulig rekkevidde ved å ha stor kapasitet for lageret. Det vil

derfor være nødvendig å opparbeide kunnskap om relaterte sikkerhetsmessige forhold for aktuelle maritime løsninger. Dette vil kreve gjennomføring av IMOs alternativ design prosess, med omfattende sikkerhetsstudier, samt uttesting, og sertifisering av aktuelle komponenter og systemer.

Det finnes også initiativ som vurderer lagring av hydrogen for eksempel som ammoniakk eller i flytende organiske hydrogenbærere (LOHC). En motivasjon for denne type løsninger, er at de sikkerhetsmessige og regulatoriske utfordringene vurderes som betydelig mindre enn for lagring av hydrogen alene. I tillegg kreves det ikke spesialtilpassede anlegg for lagring, noe som betyr at billigere og allerede kjente og utprøvde teknologier kan anvendes. LOHC er tenkt resirkulert og systemene både om bord og på land må da tilpasses dette. Disse løsningene vil stille andre krav til brenselceller som anvendes (eventuelt andre løsninger) om bord. For ammoniakk-baserte løsninger, får en utslipp av nitrogengasser.

Det går i mange henseende et sikkerhetsmessig skille mellom maritime anvendelser som har passasjerer og nærhet til tredjepart, noe som gjør at det må stilles særlig strenge sikkerhetskrav, og andre typer anvendelser. Dette er en tilsvarende situasjon som for annen bruk av hydrogen, der det er lang erfaring med hydrogen i industrien, samtidig som hydrogen i bil, buss, tungtransport og tog gjør at det stilles særlige krav til løsningene når det gjelder sikkerhet, samtidig som de må være tilstrekkelig robuste for lang tids bruk i det offentlige rom. Erfaringene som er opparbeidet med sikkerhet, standardisering og utvikling av regelverk og praktiske løsninger for disse, anses derfor også som nyttige for utvikling av hydrogenløsninger innen maritim. Landbaserte bunkringsanlegg for hydrogen, eller bruk av slike anlegg så nær kai at det kan påvirke tredjepart på land vil kreve gjennomføring av risikoanalyser for å demonstrere at risikoen er akseptabel ut fra DSB sine kriterier for relevante kategorier av tredjeparter.

Det er sikkerhetsmessige forskjeller mellom flytende og komprimert hydrogen. For begge må valg av materialer og layout tilpasses hydrogens sikkerhetsmessige egenskaper. Lekkasje av kald LH₂ som fordampner kan medføre fare for kvelning, frostskafer, og forsinket antenning av gasskyen. Bunkring og annen håndtering av flytende hydrogen for skip må tilpasses at alle gasser bortsett fra helium vil fryse ved direkte eksponering av LH₂.

Det er usikkert om forsyning av flytende hydrogen med tankbil, eller eventuell bruk av bunkringsfartøy vil føre til andre sikkerhetsavstander/hensynssoner enn tilsvarende anlegg med komprimert hydrogen. Det er noe uenighet om dette, og konklusjonen kan også avhenge av parametrene i en konkret case. En artikkel fra Nederland sammenligner risiko for hydrogen fyllestasjoner med flytende og komprimert hydrogen (Timmers & Stam, 2017). Studien vurderer tilkjørt LH₂, tilkjørt CGH₂ og CGH₂ med lokal produksjon. Studien peker på økt risiko for de alvorligste, men også mest sjeldne scenarioene, for flytende hydrogen, samt høyere sannsynlighet for forsinket antenning for LH₂ enn for CGH₂.

Det er verdt å merke seg at selve overføringskoplingene i dag er forskjellige for overføring av komprimert hydrogen for forskjellige trykk, og at koplingene som typisk anvendes for biler og busser også er ulike. Det er videre store forskjeller mellom bunkring av flytende og trykksatt hydrogen. Dersom potensialet for fremtidige storskala anvendelser av hydrogen på skip skal utløses, vil det være behov for å utvikle (standardiserte) løsninger tilpasset skip, helst med mulighet for betydelig raskere bunkring av drivstoffet enn det som trengs for hydrogenbiler og busser

Skip kan i teorien forsynes direkte med hydrogen sjøveien. Slike bunkringskip finnes for LNG, men teknologien vil måtte tilpasses og videreutvikles før den kan tas i bruk for hydrogen. Det kan være aktuelt med forsyning sjøveien både for komprimert og flytende hydrogen. For flytende hydrogen må det tas hensyn til at lagringen krever en mye lavere temperatur enn lagring av flytende naturgass. For de største og mest energikrevende skipene eller skip som trenger betydelige mengder energi mellom mulige bunkringssteder, er lagring av hydrogen i flytende form særlig aktuelt siden et slik lager tar mindre plass, kan veie mindre og bli billigere enn tilsvarende lager for komprimert hydrogen. Produksjon av flytende hydrogen krever kjøling til -253 °C. Dette er en energikrevende prosess og krever etablering av

dyre anlegg for flytendegjøring. Det finnes så langt ikke noe slikt anlegg i Norge, og kun tre mindre anlegg (kapasitet i området 10 tonn hydrogen/døgn) i Europa. I teorien kan et bunkringsanlegg med flytende hydrogen tilpasses til å forsyne skip og andre brukere med både flytende og trykksatt hydrogen, og det er lang erfaring med slike tankingsanlegg.

Sandia har kartlagt kostnader for levering av flytende hydrogen i USA (Pratt & Klebanoff, 2016). Med USA data estimerte de at drivstoffkostnadene ville øke med en faktor mellom 3 og 5 sammenlignet med diesel for ikke-fornybar flytende hydrogen (tilsvarende 45–60 kr/kg LH₂³⁰) og en faktor mellom 5 og 26 sammenlignet med diesel for 100% fornybar LH₂ produsert basert på biodrivstoff, tilsvarende anslagsvis 70–170 kr/kg LH₂. De vurderte ulike løsninger for bunkring av flytende hydrogen, og valgte tilkjørt LH₂ fra lastebil med «direkte» overføring av LH₂ til konseptfergen SF-BREEZE (Pratt & Klebanoff, 2016). På tross av «direkte» overføring fant de at det var behov for fast utstyr på land ved bunkringsanlegget. Kostnad for dette ble estimert til ca. 8 millioner NOK for den første installasjonen. Dersom det i tillegg er behov for installasjon av en tank for flytende hydrogen på bunkringsstedet, for eksempel for økt fleksibilitet og leveransesikkerhet, økte beregnet kostnad med nesten 5 millioner NOK.

Oppsummert er det en stor utfordring å sikre at maritime hydrogenløsninger blir implementert på en sikker og effektiv måte. Mye kompetanse må overføres fra andre industrier som typisk jobber under helt andre forhold og rammebetingelser og er ukjente med maritim industri. Kompetansen og løsningene må tilpasses til svært ulike maritime forhold. Det er derfor nødvendig med et kompetanseløft for hele verdikjeden inklusive rederier, verft og leverandørindustri, og det vil være behov for å tilrettelegge for effektiv kunnskapsdeling. For kommersialisering av hydrogenløsninger i skip er det behov for å etablere en sikker og effektiv godkjenningssprosess. Her er det mulig å lære fra erfaringene fra tilsvarende prosesser for batteriskip, der Norge i dag har en svært sterk posisjon. For å utvikle nødvendig kunnskap om hydrogen sikkerhet og risiko samt godkjenningssprosessen, bør det etableres en teknisk-vitenskapelig basis som kan utvikles gjennom kunnskapinnhenting, analyser og tester.



³⁰ USD tall er omregnet til NOK antatt 1 USD = 8 NOK.

4 POTENSIELLE ANVENDELSER – INDUSTRI

Dette kapitlet kartlegger eksisterende bruk av hydrogen i norsk industri, og vurderer muligheten for at hydrogen vil bli tatt i bruk i andre industrielle anvendelser, eller brukt i større omfang enn det som brukes i dag i eksisterende anvendelser. Dette kapitlet er basert på tilgjengelig litteratur og dialogmøter med relevante industriaktører.

4.1 Eksisterende produksjon og bruk i norsk industri

I dag brukes omtrent alt produsert hydrogen, rundt 55 millioner tonn per år på verdensbasis (Hydrogen Council, 2017), som innsatsfaktor for industriproduksjon. Ammoniakkproduksjon utgjør over halvparten av dette, og oljeraffinerier står for rundt en fjerdedel (Shell, 2017). Metanolproduksjon står for rundt 10%, og øvrige anvendelser i kjemisk, petrokjemisk, og annen industri utgjør de resterende 10%.

Dette kapitlet beskriver dagens forbruk av hydrogen som kjemisk innsatsfaktor i Norge, og vurderinger knyttet til hvordan dette forbruket vil endre seg mot 2030. De største hydrogenprodusentene i Norge er ammoniakkproduksjonen på Herøya (Yara), metanolproduksjonen på Tjeldbergodden (Equinor) og oljeraffineriene på Mongstad og Slagentangen som opereres av henholdsvis Equinor og ExxonMobil. Denne hydrogenproduksjonen gjøres i dag med reformering av naturgass, og har et betydelig klimagassutslipp som potensielt kan reduseres med bruk av elektrolyse og/eller CCS.

I møter med Yara, Equinor og ExxonMobil har vi diskutert vurderinger knyttet til tiltak for å redusere CO₂-utslippet fra hydrogenproduksjonen. Disse vurderingene er oppsummert nedenfor. Et sentralt moment i disse vurderingene er kostnadsutvikling på elektrolyse gitt strømpris og teknologiutvikling, sammenlignet med kostnad forbundet med anvendelse av CCS gitt pris på gass og CO₂-kvoter³¹. I tillegg er tilgang på kraft et viktig element som vil bli diskutert i kapittel 6.5.

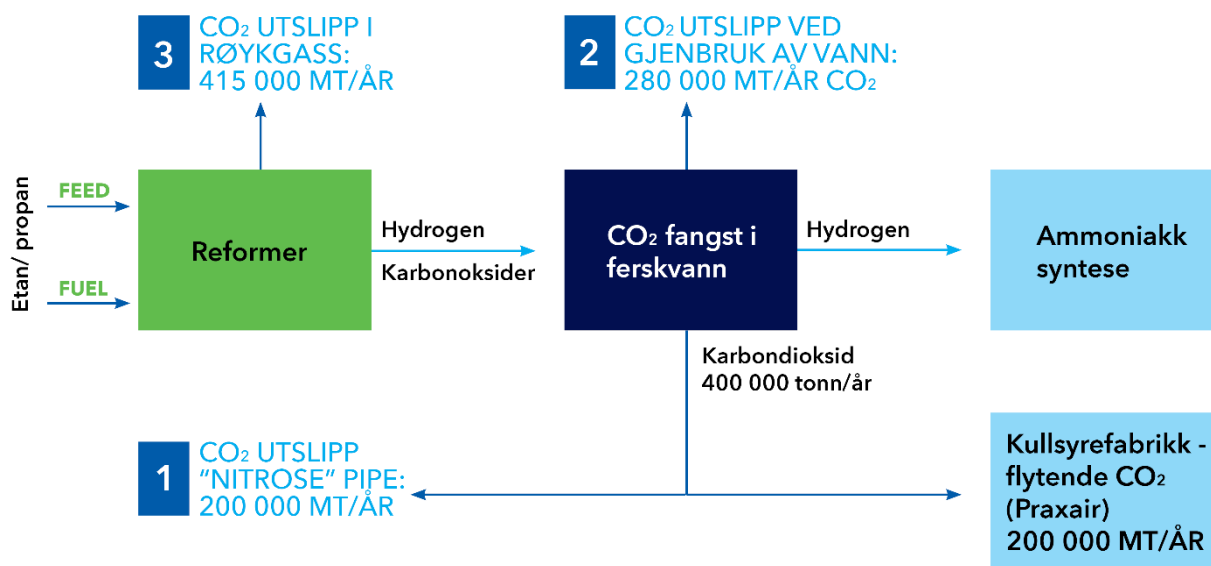
4.1.1 Ammoniakkproduksjon

Ammoniakkproduksjon på verdensbasis står for over halvparten av verdens hydrogenforbruk. I Norge produseres ammoniakk på Yaras fabrikk på Herøya. Fabrikken har en produksjonskapasitet på rundt 500 000 tonn ammoniakk. For dette kreves i underkant av 90 000 tonn hydrogen. Årlig produksjon ligger imidlertid nærmere 400 000 tonn, med et hydrogenforbruk på omtrent 70 000 tonn. Yara bruker ammoniakk i sin gjødselproduksjon, og de er ikke avhengige av å produsere ammoniakken selv. Siden ammoniakk i dag hovedsakelig produseres fra naturgass, er kostnaden følsom for naturgassprisen.

Yara sier det er lite sannsynlig at de vil øke ammoniakkproduksjonen i Norge. Grunnen til dette er at norsk produksjon er konkurranseutsatt på grunn av høy norsk/europeisk gasspris. I perioder er det mer økonomisk å importere ammoniakk med skip fra områder med billigere naturgass. Yara har også en ammoniakkfabrikk i Trinidad, og kan potensielt importere derfra hvis regionen har betydelig lavere gasspris enn det vi har på hjemmemarkedet.

Hvis ammoniakkfabrikken på Herøya kjøres ved full kapasitet vil det gi et årlig CO₂-utslipp på ca. 895 000 tonn per år (OED, 2016), se Figur 4-1. I tillegg selges omtrent 200 000 tonn til Praxair for kullsyreproduksjon. Normalt er produksjonen lavere, og derfor ligger også de årlige CO₂-utslippene noe lavere. Yara har gjort betraktninger rundt både bruk av CCS og elektrolyse basert på fornybar strøm for å redusere CO₂ utslippet fra hydrogen- og ammoniakkproduksjonen.

³¹ Disse industriene er underlagt det europeiske CO₂-kvotesystemet. Prisen på slike kvoter, som i dag er rundt 20 Euro, er bestemmende for hva slags klimagassreducerende tiltak det er kostnadseffektivt å gjennomføre. Ettersom disse industriene leverer produkter til et globalt marked, vil en eventuell høyere pris på utslipp fra disse anleggene i Norge medføre svekket konkurranseevne.



Figur 4-1: Utslippskilder for CO₂ fra Yaras ammoniakfabrikk ved full produksjon (500 000 tonn per år). Kilde: Yara.

Yara deltok i mulighetsstudiet for det norske fullskalaprojektet, og der ble det konkludert at det vil være «teknologisk mulig å gjennomføre CO₂-fangst fra ammoniakfabrikken, og at Herøya industripark som lokalitet vil være et egnet sted for fangst, mellomlagring og utskipping av CO₂.» Yara har imidlertid trukket seg fra videreføring av dette arbeidet i fullskalaprojektet. Om stor-skala eksport av blå hydrogen fra norsk sokkel blir en realitet, kan det, med en betydelig CO₂-pris, være økonomisk fordelaktig å «kjøpe» slik hydrogen, fremfor å gjøre gassreforming uten CO₂-fangst på Herøya. Dette scenariet antas å ligge lenger frem i tid (etter 2030), og er p.t. ikke en aktuell betraktning på Herøya.

For at Yara skal erstatte deler av hydrogenproduksjonen fra dampreforming med elektrolyse i et konkurranseutsatt marked må slik ammoniakproduksjon være konkurransedyktig på pris. I tillegg til kostnadsreduksjoner på teknologi, som diskutert i kapittel 2.3.1, styres dette av gasspris, strømpris, CO₂-pris og eventuelle markedsinsentiver for grønn ammoniak. Men analysen i kapittel 2.3 tilsier at den totale produksjonskostnaden med gassreforming med CCS vil frem mot 2030 fremdeles være betydelig lavere enn hydrogenproduksjon fra elektrolyse. Det medfører at ekstra insentiver og lav strømpris kreves for at en slik overgang til elektrolyse er gjennomførbart på kort til mellomlang sikt.

En overgang til grønn ammoniakproduksjon (fra grønn hydrogen (TÜV SÜD, 2011)) kan også tvinges frem med lovpålegg. Dette kan være i form av påbud, eller eventuelt med krav til at karbonfotavtrykket skal ligge under et visst nivå. I dette bildet må det imidlertid tas hensyn til at eventuelle nasjonale forbud kan bidra til at gjødselproduksjonen flyttes til land uten slike restriksjoner.

I kapittel 2.5.3 pekte vi på at ammoniak er en mulig hydrogenbærer. En utfordring med dette er at reformering fra ammoniak til hydrogen er energikrevende (U.S. DOE, 2006). Yara peker derfor på muligheten for å bruke ammoniak som karbonfri brensel, i stedet for hydrogen, eventuelt i en blanding med hydrogen (J. Li, 2014). Dette gir imidlertid utslipp av NO_x, som gir luftforurensning og påvirker ozonlaget (Wikipedia, a), og lystgass (N₂O), som er en potent klimagass (IPCC, 2014). Disse utslippene må derfor håndteres hvis man skal bruke ammoniak som brensel og samtidig begrense miljøeffekter. Yara antyder at dette kan oppnås for forbrenningsmotorer ved riktig tilpasning av motorteknologi, og bruk av NO_x renseteknologi.

4.1.2 Metanolproduksjon

Metanol har mange anvendelser. Metanol brukes hovedsakelig til produksjon av diverse kjemiske produkter som formaldehyd og eddiksyre (Shell, 2017). Videre kan den brukes i en forbrenningsmotor, direkte i en metanol-brenselcelle, eller indirekte via reformering i en hydrogen-brenselcelle. Etterspørsel etter metanol har vokst de senere år, og er forventet å ha fortsatt sterk vekst frem mot 2025 (4.3% per år (IHS Markit, 2017)). I tråd med denne veksten forventes hydrogenforbruk for metanolproduksjon å øke fra rundt 6 millioner tonn per år i dag til over 8 millioner tonn per år i 2025.



Figur 4-2: Metanolfabrikken på Tjeldbergodden. Bilde: Equinor.

Equinor og ConocoPhillips sin metanolfabrikk på Tjeldbergodden (TBO) er Europas største, med en produksjon på omtrent 900 000 tonn per år, som er rundt en fjerdedel av total produksjon i Europa. Denne produksjonen bruker omtrent 112 500 tonn egenprodusert hydrogen per år. Hydrogenet som brukes på TBO forekommer imidlertid ikke i ren form, men i form av syntesegass produsert på anlegget fra naturgassen som kommer inn. Syntesegass (bestående av H_2 , CO og CO_2) omdannes så til råmetanol gjennom en kjemisk prosess. Råmetanol raffineres så til metanol via destillering.

I tillegg resirkuleres rundt 15 tonn H_2 /dag (5500 tonn H_2 /år) som brukes til fyring sammen med naturgass. Det er mulig å rense denne gasstrømmen for å hente ut hydrogen med høy renhetsgrad. Dette kan være kostnadseffektivt sammenlignet med å bygge et nytt hydrogenproduksjonsanlegg basert på elektrolyse eller reformering av naturgass. Men fordi volumet vil være relativt lavt, anses det som lite relevant å anvende CCS på produksjonen uten at det foreligger økonomiske incentiver for dette.

Equinor vurderer å gjennomføre en teknologistudie på TBO på bruk av overskuddsoksygen og 10% av naturgasstrømmen for metanolproduksjonen til å produsere hydrogen med auto-termisk reformering og

CO₂ fangst. Dette kan gi en produksjon på ca. 30 tonn H₂/dag. Hvis TBO, som de har antydnet, bruker dette som fyrgass i metanolfabrikken i stedet for naturgass, vil det kunne redusere karbonutslipp med omtrent 100 000 tonn CO₂e/år (Pustlauk & Rødum).

4.1.3 Oljeraffinering

Det finnes i dag to oljeraffinerier i Norge. Raffineriet på Mongstad eies og driftes av Equinor. Raffineriet på Slagentangen i Tønsberg eies av ExxonMobil og driftes av Esso Norge.

Mongstad

Raffineriet på Mongstad har en kapasitet på nærmere 12 millioner tonn råolje per år, hvor mesteparten av produksjonen går til eksport, særlig til det europeiske kontinentet. Raffineriet produserer bensin, diesel, flydrivstoff og andre lette petroleumsprodukter, samt petrolkoks som brukes til anoder i aluminiumsindustrien.



Figur 4-3: Raffineriet på Mongstad. Bilde: Øyvind Hagen - Equinor

Mongstad har ikke en hydrocracker. Det medfører at Mongstad ikke har en egen hydrogenfabrikk, eller behov for å kjøpe hydrogen. I stedet dekkes hydrogenbehovet (til f.eks. avsvovlingsprosesser) av bi-produksjon av hydrogen i oppgradering av råolje til bensin. Dette utgjør i dag på Mongstad mellom

30 000 og 35 000 tonn hydrogen i året. Omtrent halvparten av dette brukes i videre behandling av petroleumsprodukter, og resten brukes til fyring som en del av fyrgasstrømmen.

Rundt halvparten av overskuddshydrogenet på Mongstad har en hydrogenkonsentrasjon som muliggjør kostnadseffektiv uthenting av hydrogenet for bruk i prosesser i raffineriet eller til bruk for andre formål utenfor raffineriet. Per i dag er det derfor et kommersielt potensial til å produsere ca. 20-25 tonn hydrogen per dag til bruk utenfor raffineriet om det skulle være et marked for dette. Det bemerkes imidlertid at behovet for hydrogen for raffinering av tilleggs volum med olje fra Johan Sverdrup feltet (fra 2019) vil bidra til at mengden «overskuddshydrogen» vil gå ned, og at det på sikt kan bli behov for å kjøpe ekstra hydrogen eller ha en egen hydrogenfabrikk på Mongstad.

En eventuell beslutning om å produsere hydrogen for bruk utenfor Mongstad anleggene, eller eventuelt dimensjonere en hydrogenfabrikk for slik produksjon, krever et sikkert marked for dette, og et robust business-case med minst 10-15 års perspektiv.

Slagentangen

Esso-raffineriet på Slagentangen i Tønsberg har en kapasitet på rundt 6 millioner tonn råolje, og produserer propan og butan, bensin, parafin, diesel og fyringsolje. Raffineriet har også et anlegg for blanding av biodiesel og innblanding av etanol i bensin. Om lag 60 prosent av raffineriets produksjon av petroleumsprodukter eksporteres.

Esso-raffineriet har heller ikke en hydrocracker, og produserer alt hydrogen som brukes i raffineriprosessen selv. Dette utgjør rundt 9000 tonn H₂/år, hvorav rundt 30-45% brukes til fyring. På kort sikt er det ingen aktuelle planer som vil endre på denne balansen. Det er derfor potensielt mulig å trekke ut hydrogen fra denne fyringsgassen for bruk utenfor fabrikk. Dette vil imidlertid kreve ekstra tilførsel av naturgass (eller annet brensel), og vil kun være hensiktsmessig fra et klimaperspektiv hvis produsert CO₂ blir fanget og deponert i et egnet CO₂-lager. Det foreligger ingen planer om dette. Totalt er CO₂-utslippet fra raffineriet i dag ca. 360 000 tonn. Det er heller ingen annen industri i nærheten av raffineriet som er aktuelle brukere av store mengder med hydrogen (Osnes).

På lengre sikt kan det være aktuelt å produsere mer biodrivstoff på Slagentangen, for eksempel fra trevirke. Dette vil kreve store mengder hydrogen, og mer enn det som er tilgjengelig fra fyringsgassen. Dette medfører at et eget anlegg for hydrogenproduksjon kreves for at en betydelig produksjon av biodrivstoff fra trevirke skal være mulig. ExxonMobil ønsker derfor å se på muligheter for å etablere et hydrogenanlegg i eller i nærheten av raffineriet, ikke nødvendigvis eid av ExxonMobil, som kan levere hydrogen for økt konsum på Slagentangen, og eventuelt også for salg til andre forbrukere.

4.1.4 Petrokjemisk industri

Den petrokjemiske industrien i Norge er samlet i Grenland i Telemark og omfatter tre selskaper: INEOS Bamble AS, Noretyl AS og INOVYN Norge AS. Disse bedriftene er lokalisert i Bamble på Rafnes (INOVYN og Noretyl) og Rønningen (INEOS) og på Herøya i Porsgrunn (INOVYN). Disse omdanner naturgass til plastråvarer. Noretyl omdanner gassen til etylen og polyetylen. INOVYN produserer klor og bruker dette til å omdanne etylen til vinylkloridmonomier (VCM) og til å lage plastråstoffet polyvinylklorid (PVC). Lut er et biprodukt fra klorproduksjonen. INEOS bruker etylen til å lage polyetylen.

McKinsey&Company (McKinsey&Company, 2018) har analysert muligheter for dekarbonisering av industrielle sektorer, herunder etylenproduksjon. Her pekes det på at utslippene, totalt 0,2 GtCO₂e på verdensbasis, stammer fra forbrenning av fossile brenslere for oppvarming av pyrolyse-ovnen. De peker

på flere mulige tiltak for å redusere disse utslippene. Et av disse tiltakene er erstatte brenselet i pyrolyse-ovnen med biomasse eller hydrogen produsert med et lavt karbonfotavtrykk.

Noretyl produserer en brenngass som består av hydrogen og metan som del av etylenproduksjonen. Råstoffet som brukes har stor betydning for hvor mye hydrogen det blir i brenngassen. Noretyl bruker ca. 80% etan, og dette gir en høy andel hydrogen. Brenngassen brukes som fyring i pyrolyseovner. Her kan ulike gassblandinger fungere bra, og fyring med rent hydrogen er fullt mulig. Men hvis etylenfabrikken til Noretyl skulle vært fyrt på rent hydrogen ville det krevd tilførsel av 90 000 til 100 000 tonn hydrogen per år. Bruk av biomasse som fyring betraktes av Noretyl som både teknisk og energimessig lite relevant.

Alle de tre petrokjemiske fabrikkene på Rafnes og Rønningen er knyttet til det samme brenngasssystemet. Fyringsbehovet dekkes av brenngassen fra Noretyl, noe produsert hydrogen fra INOVYNs klorfabrikk, og noe tilført etan. En veldig liten del av hydrogenet fra klorfabrikken ble tidligere solgt til HYOP sin hydrogenstasjon på Herøya, som nå er stengt.

Det bemerkes at det er relativt vanlig å ekstrahere hydrogen produsert fra etylenfabrikker, og bruke dette til andre formål. Dette krever at hydrogen og metan skilles, for eksempel i en PSA enhet (Pressure Swing Adsorption). Hydrogenet erstattes da normalt med naturgass for å dekke fyringsbehovet.

4.2 Potensiell produksjon og bruk i varmeintensiv industri

Behovet for å begrense klimautslipp er drivkraften bak bruk av hydrogen som brensel eller reduksjonsagent i industri. Dette oppnås ved å erstatte fossilt brensel med hydrogen produsert med et lavt karbonfotavtrykk. Hydrogen Council (Hydrogen Council, 2017) peker på et betydelig potensial for slik bruk av hydrogen (globalt 4 millioner tonn i 2030, og over 100 millioner tonn i 2050). I dette inngår bruk i sementindustri, stålindustri, raffinerier (for oppvarming), og i kjemisk og petrokjemisk industri.

Hydrogen er imidlertid kun et av flere mulige tiltak for å dekarbonisere varmeintensiv industri. En eventuell beslutning om å bruke hydrogen må derfor veies opp mot kostnad, gjennomførbarhet, og potensial for utslippsreduksjoner som kan oppnås med alternative tiltak. Relevante tiltak vil kunne variere noe fra industri til industri, men tre tiltak som er bredt anvendbart er energieffektivisering, fyring med biomasse, og anvendelse av CCS. Disse vil bli diskutert og sammenlignet med bruk av hydrogen i de påfølgende industri-spesifikke kapitlene.

4.2.1 Sementproduksjon

I Norge produseres sement i Brevik og Kjølsvik av Norcem, som er eid av HeidelbergCement konsernet, verdens nest største sementprodusent. Norcem leverer sement til det norske markedet, og, i samarbeid med søsterselskaper i HeidelbergCement, til markeder i land rundt Nordsjøen og Østersjøen. Norcem eksporterer også sement og klinker til det internasjonale markedet.

Den totale produksjonen til Norcem er i dag ca. 1 million tonn klinker, som videreforedles til ca. 1,3 millioner tonn sement. Energiforbruket er ca. 0,9 MWh per tonn sement, hvorav ca. 85% av dette er termisk energi. Kalsinering av kalkstein representerer ca. 69% av CO₂ utslippet. Resten av CO₂ utslippet kommer fra fyring av fossile brenslere for oppvarming av en roterovn (sementovnen).

Norcem har analysert potensialet for bruk av hydrogen, men vurderer at dette ikke er et fornuftig alternativ for sementproduksjonen. Dette skyldes flere forhold, deriblant følgende:

1. Fyring av brensel står for kun 31% av CO₂-utslippene.

2. CCS vurderes, og dette vil redusere CO₂-utslipp fra både kalsineringsprosessen og sementovnen.
3. Elektrifisering av kalsineringsovnen vurderes, og dette vil ytterligere redusere CO₂-utslipp fra fyring av brensel. Temperaturen i kalsineringsovnen er rundt 900 °C.
4. Kostnaden ved bruk av hydrogen vil være over 10 ganger dagens fyringskostnader per MWh.
5. Eksplosjonsfaren vurderes som høy. Dette skyldes delvis at hvis man skulle fyre med hydrogen ville det være ønskelig å fyre med kun hydrogen og rent oksygen. Dette er fordi forbrenning med rent oksygen avgir kun vanndamp, og forenkler vesentlig CO₂-fangst (fra kalsinering) i etterkant.



Figur 4-4: Norcem sin sementfabrikk i Brevik. Bilde: Norcem.

Naturgass brukes som fyring hos en del sementprodusenter internasjonalt, og i noen tilfeller fyres ovnen med både kull, naturgass og andre brenslers uten at dette krever vesentlige endringer i design av kalsineringsovnen eller sementovnen. Dette tilsier at det kan være mulig å fyre med hydrogen uten at dette krever omfattende ombygging av ovnen. Dette er imidlertid en hypotese som må testes og verifiseres gjennom forskning og utvikling. Norcem kjenner ikke til at det har blitt gjort forsøk på dette i sementindustrien.

4.2.2 Aluminiumproduksjon

I Norge produseres aluminium av Hydro ved 5 lokasjoner (Husnes, Høyanger, Karmøy, Sunndal og Årdal). I tillegg produserer Alcoa aluminium ved Lista og Mosjøen. Nesten all energibruk i norsk aluminiumsproduksjon er i form av strøm. Men naturgass brukes som brensel i Alcoas anodebakeri i Mosjøen og i støperiene i Mosjøen og i Lista. LPG brukes som brensel i Hydros anodebakeri og støperi Årdal. Forbruket av gass ved disse anleggene kan potensielt erstattes med hydrogen.

Bruk av hydrogen i anodebakeriet og støperiet til Hydro har blitt vurdert. Fordi fangst og lagring av CO₂ fra disse anleggene er veldig kostbart grunnet små volumer og manglende infrastruktur, anses kun hydrogenproduksjon med elektrolyse som aktuelt. En eventuell beslutning om å gå videre med dette

krever at denne løsningen er konkurransedyktig med bruk av LPG, gitt oljepris, strømpris, CO₂-pris, og utvikling på kapitalkostnad for elektrolyseanlegg. Hydro peker på at sistnevnte faktor er, for dem, den viktigste brikken i dette bildet (Valstad). De påpeker også at fordi Norge har rikelig tilgang på ren og billig strøm, kan Norge spille en viktig rolle i å bidra til rask skalering av hydrogenproduksjon fra elektrolyse, og at dette er nødvendig for at å oppnå tilstrekkelig nedgang i kapitalkostnaden på elektrolyseanlegg til at bruk av hydrogen blir aktuelt i deres anlegg.

Alcoa anser at bruk av hydrogen som erstatning for naturgass i anodebakeriet i Mosjøen er i dag lite relevant. Men dette er mulig og kan potensielt være aktuelt om utvikling av kostnaden for lokal hydrogenproduksjon fra elektrolyse gjør at bruk av hydrogen som brensel blir konkurransedyktig med bruk av naturgass som brensel. Alcoa angir at det ikke vil være mulig å elektrifisere oppvarming i anodebakeriet da dette ikke vil gi nok induktiv varme (Myrvold, Løvseth, & Aufles). Alcoa sier at det også er teknisk mulig å erstatte naturgassbruk i støperiene med hydrogen, men krever teknisk testing og at utfordringer knyttet til logistikk og kommersielle barrierer kan overkommes.

4.2.3 Smelteverk

Det finnes mange smelteverk i Norge. Disse drives av Elkem, Eramet, TiZir (heleid av Eramet), Finnfjord, Wacker Chemie, Washington Mills og Saint-Gobain Ceramic Materials. Felles for disse er at elektrisitet brukes til å varme opp råmaterialene i smelteovner til høy temperatur og at karbon brukes til å fjerne oksygen fra disse råmaterialer for å fremstille metall eller legering. Noen industrier bruker også fossilt brensel til oppvarming av prosesser. Hvis fossilt brensel brukes, kan man potensielt oppnå reduksjoner i klimagassutslipp ved å erstatte dette brenselet med hydrogen. I tillegg er det i noen tilfeller mulig å bruke hydrogen som agent for å redusere malm til metall. Dette vurderes for titandioksidsmelteverket til TiZir i Tyssedal (Sysla, 2017).

Veikart for gass i metallindustrien (SINTEF, 2017) peker på at økt bruk av gass³² kan gjøre norsk metallproduksjon mer miljøvennlig og konkurransedyktig. Fordi karbon bare brukes til å fjerne oksygen fra malm og for å sørge for at det kan transporteres ut som gass, hevder SINTEF at «karbonforbruk, og dermed CO₂-utslipp, i metallproduserende industri er [...] i hovedsak prosessbetinget og ikke produktbetinget.» I tråd med dette beskriver rapporten flere mulige anvendelser av gass sammen med ny teknologi, og vurderer deres miljøeffekt, teknologiske modenhet og endringsgrad. Anvendelsene som har høyest teknologimodenhet, og vil potensielt kunne implementeres på mellomlang sikt (før 2030), er:

1. Forbehandling og for-reduksjon av mangan.
2. For-reduksjon av ilmenitt med gass.
3. Direkteredusert jern (DRI, Direct Reduced Iron).

Her er 1 relevant for Eramet og 2 er studert av TiZir. Disse anvendelsene blir diskutert nedenfor. Punkt 3 er per i dag ikke aktuelt i Norge da det ikke produseres stål fra jernmalm i Norge i dag³³. Stålproduksjon fra jernmalm med DRI prosess er imidlertid en anvendelse med stort potensial for bruk av hydrogen på verdensbasis, som skissert i (DNV GL, 2018b).

Elkem og Eramet deltok, sammen med Teknova, NCE Eyde, Hydro Vigelands Brug og Saint Gobain Ceramic Materials, i et forprosjekt på «Hydrogenteknologi i prosessindustrien». Rapporten fra denne studien (NCE Eyde, 2017) antyder at mulighetsrommet for anvendelse av hydrogen i prosessindustrien skiller seg fra det som er beskrevet i (SINTEF, 2017), samt i «Veikart for Prosessindustrien - Økt Verdiskaping med Nullutslipp i 2050» (Norsk Industri, 2016). Bedriftene sier at «grunnleggende

³² Med gass menes naturgass, biogass, hydrogen og avgass fra egen og andres produksjon.

³³ Det produseres stål i Celsa på Mo i Rana fra skrapjern, men DRI prosessen brukes ikke til stålproduksjon fra skrapjern.

termodynamiske forhold gjør at hydrogen ikke er anvendbart som reduksjonsmiddel i deres industriprosesser». Derimot ser de muligheter for å produsere hydrogen eller andre verdiskapende produkter fra avgassene fra deres prosesser. Det blir også uttrykt at hydrogen kan være aktuelt til for-reduksjon, men at dette forutsetter grunnleggende endring av produksjonsprosessene, og krever langsiktig forskningsinnsats. Disse synspunktene reflekteres i de innspillene vi har fått fra Elkem og Eramet, som blir beskrevet nedenfor.

Elkem

Elkem er en av verdens ledende leverandører av silisiumbaserte materialer, og dekker hele verdikjeden fra kvarts til spesialiserte silikonprodukter i tillegg til produksjon av ferrosilisium og karbonmaterialer. Elkem har vurdert muligheter for å benytte hydrogen som reduksjonsagent, men ser ingen muligheter for å utvikle en slik teknologi. Dette fordi det er dyrere enn kull og, ifølge Elkem, fordi «ovnene har stor oppdrift og eventuell tilført hydrogen vil forsvinne før det har reagert» (Haug).

Elkem sin hovedstrategi for å redusere sine CO₂ utslipp er;

- Bruk av biokarbon fra lavkost fornybare kilder
- Lukking av smelteovn og forberedelse for karbonfangst

Ved lukking av smelteovnen får de en røykgass med rundt 60% konsentrasjon av CO. Elkem vurderer derfor muligheten for å produsere hydrogen fra karbonmonoksid (CO) basert på vann/gass skift reaksjonen. Elkems foreløpige analyser antyder at det kan gi kostnader tilsvarende eksisterende teknologier for produksjon av hydrogen, og vil i tillegg produsere relativt høykonsentrert CO₂ som det kan være kostnadseffektivt å fange. Hvis denne teknologien anvendes på alle Elkem sine smelteverk i Norge, vil man potensielt kunne produsere rundt 150 000 tonn H₂/år (Haug). Det presiseres, imidlertid, at dette ikke er aktuelt på nær til mellomlang sikt.

Eramet

Eramet-konsernet er verdens nest største produsent av manganmalm og manganlegeringer og verdens ledende produsent av raffinerte manganlegeringer. Eramet Norway har prosessanlegg i Sauda, Kvinesdal og Porsgrunn, som leverer manganlegeringer til den internasjonale stålindustrien. Nærmere 90 prosent av verdens totale manganlegeringsproduksjon går til fremstilling av stål (Eramet Norway).

Mangan (Mn) produseres ved at malm med manganoksider (MnO₂, Mn₂O₃, og Mn₃O₄) reduseres med karbon til Mn-metall og CO₂³⁴. Reduksjonen av malm med manganoksider skjer i flere trinn, der høyere ordens oksider først reduseres til MnO og deretter ved reduksjon i flytende fase til mangan.

En potensiell anvendelse av hydrogen i produksjon av mangan er bruk til for-reduksjon. Dette innebærer at oppvarming, tørking og delvis reduksjon til MnO skjer i en egen enhet før resten av oksygenet fjernes med karbon og metall produseres i en tradisjonell smelteovn. I (NCE Eyde, 2017) hevdes det at det siste reduksjonstrinnet vil produsere så store mengder CO at det har ingen hensikt å bruke hydrogen i tidligere reduksjonstrinn. For-reduksjon av manganmalm med CO gjøres imidlertid av Kashima Works i Japan, som med dette har et energiforbruk som er 600 kWh/tonn lavere enn tilsvarende produksjon uten for-reduksjon (SINTEF, 2017). Selv om bruk av noen gasser til for-reduksjon kan gi reduserte CO₂ utslipp, antyder SINTEF at hoveddrivkraft for bruk av gass til for-reduksjon er fleksibilitet i energikilde, mulighet for redusert energiforbruk, og mulige forbedringer i eksisterende prosess (SINTEF, 2017).

³⁴ Mangan kan også produseres fra malm med mangankarbonater (MnCO₃), eller fra andre mangan-forbindelser enn bare oksider.

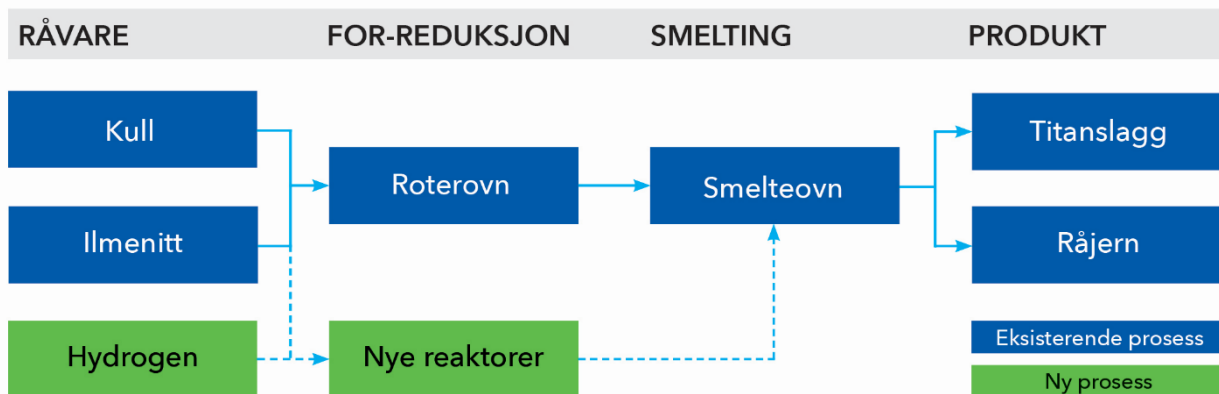


Figur 4-5: Eramet sin mangansmelteverk i Kvinesdal. Bilde: Eramet

Som Elkem vil få med lukking av ovn, har Eramet et høyt innhold av CO (60-65%) i avgassen, i tillegg til 5-10% H₂ og 10-20% CO₂ (NCE Eyde, 2017). Det ligger derfor også her et potensial for å produsere hydrogen i høy-konsentrert form fra avgassen. Hvert av produksjonsstedene produserer 17-20 tusen Nm³ avgass per time (Ravary). Dette betyr at et slikt anlegg kan potensielt produsere over 20 tonn H₂/dag. I dag selger Eramet gassen i Porsgrunn til Yara (erstatte nafta/etan i fyringsgass) og bruker gassen i Kvinesdal i en gassturbin (NCE Eyde, 2017). I Sauda brennes noe av gassen i dag til oppvarming av kritisk ildfastutstyr for produksjonsprosessene og oppvarming av bygg og råvarelager i vintersesongen (Ravary). Men Eramet undersøker andre muligheter for verdiskapning, blant annet bruk av deler av gassen til tørking av malm (NCE Eyde, 2017) og bruk i gassmotorer (Ravary).

TiZir

TiZir Titanium & Iron i Tyssedal er et titandioksidsmelteverk som produserer titanslagg (TiO₂) til pigment og spesialkvaliteter av råjern. TiZir har vurdert mulighet for å erstatte kullbasert forreduksjon i roterende ovner med en fluidisert prosess med hydrogen som reduksjonsmiddel (Norsk Industri, 2016). Figur 4-6 viser en skisse til hvordan dette vil integreres i produksjonsprosessen.



Figur 4-6: Skisse av TiZir Titanium & Irons produksjon av titanslagg og råjern fra ilmenitt [Basert på skisse av H. Grande]. Ilmenittmalmen for-reduseres i dag først i en roterovn med kull som reduksjonsmiddel før råjern og TiO₂ produseres i en elektrisk smelteovn. TiZir vurderer å bruke hydrogen som reduksjonsmiddel i en ny for-reduksjonsprosess. Fossilt karbon vil kun benyttes i smelteovnen for å balansere endelig reduksjonsgrad på produktene.

Bruk av hydrogen som reduksjonsmiddel vil kunne redusere CO₂-utslippene med 90% og energiforbruket med 40% (Norsk Industri, 2016), samt redusere ovnstemperaturen, og oppvarmingstiden til ovnene (NCE Eyde, 2017). Med full produksjonslinje med for-reduksjon med hydrogen og ytterligere en ovn er målet å mer enn tredoble produksjonen, mens CO₂ utslippet reduseres til 35% av dagens nivå (Norsk Industri, 2016). For videre planlegging og gjennomføring av dette, inngikk TiZir i oktober 2015 en intensjonsavtale med Sunnhordland Kraftlag og Greenstat om en studie for hydrogenproduksjon til smelteverket (CMR, 2015). For å dekke hydrogenbehovet trengs et elektrolyseanlegg på 50 MW. Dette tilsvarer en produksjon på 8 000 tonn H₂/år med 90% av full kapasitet.



Figur 4-7: TiZir titandioksidsmelteverk i Tyssedal. Bilde: TiZir.

TiZir har gjort forsøk i et lite pilotanlegg. Resultatene har vært gode og TiZir har fortsatt tro på at det er mulig å oppnå målene for reduksjon av CO₂ utslipp og energiforbruk med denne teknologien.

Neste steg er å bygge et større pilotanlegg. Dette anlegget er imidlertid kostbart, og representerer en stor FoU investering. TiZir vil ikke få lønnsomhet fra en slik investering før et fullskala-anlegg blir satt i drift. Dette krever også at et funksjonelt anlegg må byttes ut med et ikke-utprøvd konsept. Dette medfører at videre utbygging av demonstrasjon- og fullskala-anlegg er en investering med høy risiko.

4.2.4 Asfaltproduksjon

Møre og Romsdal Fylkeskommune (MRF) er i gang med en mulighetsstudie om bruk av hydrogen i asfaltproduksjon. Her ønsker de å kartlegge:

- Energi og effektbehov
- Reduksjon av klimagassutslipp
- Industriell løsning; brenner, kjele og tankanlegg mv.
- Transport og bunkringsløsning
- Lønnsomhetsvurdering

Asfaltfabrikkene i Møre og Romsdal (Ålesund og Kristiansund) og Sør-Trøndelag (Trondheim og Ørlandet) bruker i dag LNG eller LPG som brensel. Ved å erstatte LNG og LPG med hydrogen i disse fabrikkene vil man, ifølge Bengt Endreseth i MRF, ha et behov for ca. 1 400 tonn H₂/år (Endreseth). Etersom asfaltfabrikkene ligger langs kysten, vil det potensielt være aktuelt å vurdere bruk av overskuddshydrogen fra metanolfabrikken på Tjeldbergodden til dette formålet. Mulighet for å utnytte dette hydrogenet er en del av motivasjonen bak mulighetsstudiet.


Endreseth antyder også at de jobber ut ifra en hypotese om at hydrogen kan brukes uten store endringer på anlegget. Blant annet antas det at samme brennkammer vil kunne brukes. Et annet alternativ til hydrogen som vil kunne gi store reduksjoner i CO₂-utslipp er trepellets, som vurderes av Veidekke (tu.no, 2016). Det bemerkes også at Veidekke, som står for rundt 40% av asfaltproduksjonen i Norge, har ca. 30 asfaltfabrikker i Norge (tu.no, 2016).

4.3 Oppsummering industri

I Norge produseres i dag rundt 225 000 tonn hydrogen fra industriprosesser. Yara sin ammoniakk produksjon på Herøya og Equinor sin metanolproduksjon på Tjeldbergodden står for mesteparten (182 000 tonn) av dette. Begge disse anleggene har en egen gassreformer, og produserer alt hydrogen de trenger selv. Resten av hydrogenproduksjonen i Norge er hovedsakelig et bi-produkt av bensinproduksjon på oljeraffineriene på Mongstad og Slagentangen. Oljeraffineriene og metanolfabrikken bruker samlet omtrent 25 000 tonn hydrogen, i blanding med naturgass, til fyring. Over halvparten av dette hydrogenet i fyringsgassen kan potensielt erstattes med naturgass eller annet brensel, men vil da medføre økte CO₂-utslipp ved anleggene med mindre karbonfangst blir anvendt.

Kun én industriaktør (TiZir) vurderer at bruk av hydrogen i sin industriprosess er teknisk og økonomisk interessant på kort- til mellomlang sikt (frem mot 2030). Behovet for hydrogen i TiZir sitt hydrogenbaserte konsept er rundt 8 000 tonn H₂/år, og er tenkt produsert med elektrolyse.

Hydro og Yara har også gjort vurderinger rundt hydrogenproduksjon ved elektrolyse; Yara for å mulig erstatte deler av dagens hydrogenproduksjon fra gassreforming, og Hydro for å erstatte LPG som brensel i anodefabrikken og støperiet i Årdal. Men for begge disse bedriftene er potensiell overgang til



(elektrolysebasert) hydrogen et kostnadsspørsmål. Basert på prognosene til kostnadsutvikling i kapittel 2.3 anses det som lite sannsynlig at elektrolysebasert hydrogen vil være konkurransedyktig med naturgassreforming eller bruk av LPG ved disse anleggene før 2030.

I annen varmeintensiv industri i Norge (sement, petrokjemisk industri, og smelteverk) vurderes det som lite relevant å bruke hydrogen som brensel. Et mulig unntak fra denne regelen er asfaltproduksjon. Møre og Romsdal Fylkeskommune gjennomfører en mulighetsstudie for bruk av hydrogen i asfaltproduksjon.

Derimot ser flere industriaktører (inkludert Elkem og Eramet) et potensial for kostnadseffektiv produksjon av hydrogen fra avgassene fra industrianleggene. Dette skyldes høy konsentrasjon av CO, som kan omdannes til hydrogen gjennom vann-gass skiftreaksjonen, og for Eramet sitt tilfelle opp mot 10% hydrogen i avgassen. Samlet har Elkem og Eramet mulighet til å produsere rundt 200 000 tonn hydrogen fra sine anlegg. En slik produksjon vil også gi en renere CO₂ strøm, som dermed vil kunne være lettere å fange (rense), med påfølgende deponering i et CO₂-lager.

5 PRODUKSJON OG INFRASTRUKTUR – EKSPORT

Dette kapitlet beskriver betraktninger rundt mulighet for at Norge skal eksportere blå hydrogen (fra gassreforming med CCS) til Europa. Sentralt i disse betraktningene er vurderinger rundt marked for hydrogen i Europa, mulighet for å tilsette hydrogen til naturgass for eksport med eksisterende gasseksportledninger, og mulighet for eksport av hydrogen med nye, dedikerte rørledninger eller med skip. I tillegg er betraktninger rundt mulighet for CO₂ lagring på norsk sokkel eller i relevante importland relevant for vurdering av mulighet for eksport av blå hydrogen fra Norge.

5.1 Marked for europeisk import av hydrogen

Eksport av blå hydrogen (fra gassreforming med CCS) fra Norge til Europa har et stort potensial for å bidra til klimagasskutt i Europa. Norge eksporterte i 2017 totalt 117,4 milliarder standardkubikkmeter naturgass (Gassco, 2018), noe som representerer over 3,2% av verdens totale gasskonsum (BP, 2018). Dette er nok til å produsere ca. 25 millioner tonn hydrogen. Forbrenning av denne naturgassen vil slippe ut omtrent en kvart gigatonn CO₂.

Hydrogenbruken i Europa var i 2008 estimert til å være omtrent 7,8 millioner tonn (Shell, 2017). Fordelingen av hydrogenforbruket i 2006 er beskrevet i (Le Duigou, 2011). Her er det estimert at 47% brukes av oljeraffinerier, 39% brukes til ammoniakkproduksjon, 4% til metanolproduksjon, og de resterende 10% brukes i kjemisk og metallurgisk industri. Eventuell stor-skala eksport av blå hydrogen fra Norge vil kunne betjene dette markedet, og bidra til utslippsreduksjoner.

Nye anvendelser for hydrogen som energibærere, som beskrevet i kapittel 2.8, vil bidra til et økende hydrogenmarked. Vår analyse i (DNV GL, 2018b) antyder imidlertid at markedet for hydrogen i transportsektoren primært vil være grønn hydrogen. Markedet for bruk av hydrogen for oppvarming av bygg antas derimot å bli dominert av blå hydrogen. Dette skyldes primært lavere produksjonskostnader enn grønn hydrogen, at deler av eksisterende gassinfrastruktur kan benyttes til hydrogen, og at utbygging av kraftproduksjon til å produsere tilstrekkelig grønn hydrogen vil kreve betydelige investeringer i nettkapasitet. Som en indikasjon på et potensielt markedsbehov nevnes at H21 North of England konseptet har et totalt forbruk av hydrogen på over 2 millioner tonn per år (H21, 2018).

Transport av hydrogen med rørledning kan gjøres med nye rørledninger som er designet for dette formålet, eller med eksisterende rørledninger som er rekvalifisert for dette. Alternativt kan en begrenset tilsats med hydrogen i naturgass transporteres sammen med gass hvis det er i henhold til gjeldende regelverk og innenfor designspesifikasjonen. Utseparering av hydrogen innblandet i naturgass er imidlertid en energikrevende prosess. Det anses derfor som lite hensiktsmessig å transportere hydrogen fra Norge til Europa innblandet i naturgass, for deretter å separere ut hydrogen som et eget produkt. En eventuell tilsats av hydrogen i naturgass eksportert fra Norge til Europa forventes derfor å måtte møte en gasskomposisjon gitt av fremtidig regelverk i det Europeiske gassmarkedet. Innblandet i naturgass forventes markedsverdien av hydrogen å være sammenlignbar med naturgass per termisk energiekvivalent, eventuelt noe høyere avhengig av fremtidige avgifter på naturgass. Det antas derfor at markedsverdien til rent hydrogen vil være høyere enn for hydrogen innblandet i naturgass.

Siden hydrogen har andre egenskaper enn tradisjonelle naturgasskomponenter, har en eventuell tilsats av hydrogen i naturgass operasjonelle og sikkerhetsmessige konsekvenser for både distribusjonsnett og sluttbruker. Operatører for gassinfrastrukturen kan derfor nekte å ta imot gass utenfor en gitt spesifisering på basis av krav til sikker, kost-effektiv og pålitelig operasjon, gasskvalitetskrav i land som importerer naturgass, eller krav for utstyr nedstrøms som kompressorer og gass turbiner.

5.1.1 Bruk av naturgass med tilsats av hydrogen

Flere studier har adressert muligheter og begrensninger knyttet til transport og bruk av naturgass med ulik tilsats av hydrogen. Dette inkluderer prosjektene NATURALHY (CORDIS, 2004-2009), HYREADY (DNV GL, 2017-2018) og HYDEPLOY (HYDEPLOY, 2017-2020) og en studie utført av National Renewable Energy Laboratory i USA (NREL, 2013). Sistnevnte studie gir en gjennomgang av sentrale betraktninger rundt innblanding av hydrogen i naturgass rørledningssystemer. Resultater fra NATURALHY indikerer at en tilsats opp mot 20-50 volum % (vol%) hydrogen vil være mulig med hensyn til integritet- og sikkerhetsmessige aspekter for det europeiske gassdistribusjonsnett på land. For sluttbruker derimot vil den akseptable andelen hydrogen variere betydelig avhengig av applikasjon.

For husholdninger kan konsekvensene av en endring i gassammensetning som følge av tilsats av hydrogen sammenlignes med konsekvensene ved endring i elektrisk spenningsnivå i boliger, hvilket vil medføre at en rekke husholdningsapparater ikke lenger kan benyttes. Enkelte husholdningsapparater vil kunne akseptere en hydrogenandel opp mot 20 vol%, mens en stor andel apparater ikke vil kunne opereres sikkert med noe innblanding av hydrogen. Tilsvarende vil innblanding av 20 vol% hydrogen medføre behov for til dels betydelige justeringer eller modifikasjoner av mange industrielle applikasjoner, som gassmotorer, turbiner og prosesser. Dette er gjenspeilet i dagens strenge krav til maksimalt hydrogeninnhold i naturgass (typisk < 1 vol%), se også kapittel 5.2.4.

Det kan også bemerkes at selv med en relativt høy vol% så vil masseprosenten normalt være relativt lav. For eksempel vil man i en naturgasstrøm med 80 vol% hydrogen ved 100 bar og 25°C ha bare 27% masseprosent hydrogen (h2tools.org) (Unitrove). Med 10 vol% hydrogen vil man ved 100 bar og 25°C ha omtrent 1% masseprosent hydrogen. Dette medfører at energitettheten blir 7,6% og 61% lavere enn for naturgass ved henholdsvis 10 og 80 vol% hydrogen. Dette medfører også at klimagevinsten ved forbrenningspunktet av tilsats av hydrogen i gasstrøm er veldig begrenset. Ved 80 vol% i naturgasstrømmen, trengs omtrent 2,5 ganger så mange Nm³ gass (naturgass og hydrogen). Det gjør at klimagevinsten ved forbrenningspunktet blir ca. 50%. Dette tar ikke med karbonfotavtrykket til hydrogen. Tar man med dette i regnestykket vil klimagevinsten reduseres ytterligere.

5.1.2 Mulighet for offshore produksjon

DNV GL har i (DNV GL, 2018b) vurdert mulighet for gassreforming offshore, med hydrogenproduksjon på en skala som er egnet for eksport³⁵. Et slikt anlegg krever imidlertid mye plass. I (DNV GL, 2018b) antok vi at gassreforming med integrert CO₂ fangst (ved bruk av absorpsjon-forbedret reformering - Sorption Enhanced Reforming (SER) – teknologi) ble installert på en eksisterende plattform som er ombygd for dette formålet. DNV GL gjorde så en kostnadsanalyse av dette konseptet, med transport av hydrogen med rørledning til et mottaksanlegg på land, og lagring av fanget CO₂ i et reservoar egnet for CO₂ lagring 5 km unna plattformen.

Det ble også gjort en tilsvarende kostnadsanalyse av et konsept hvor naturgass blir transportert til land og reformert til hydrogen i et landanlegg med integrert CO₂ fangst, og fanget CO₂ blir transportert til et reservoar egnet for CO₂-lagring. Det ble antatt at avstanden med gasstransport og CO₂-transport for dette konseptet er det samme som avstanden for hydrogen transport i det første konseptet.

Analysen indikerte at det vil kunne være lønnsomt å gjøre gassreforming offshore hvis avstanden til land er mer enn ca. 300 km. Hovedgrunnen til dette var at behovet for kun én rørledning (for hydrogen) i stedet for to rørledninger – én for naturgass og én for CO₂ – kompenserer for økte investerings- og operasjons-kostnader. Dette signaliserer at hvis eksport av blå hydrogen til Europa er aktuelt så kan det

³⁵ Studiet så på et case med produksjon av 50 000 tonn H₂/år.

være hensiktsmessig å gjøre reformering offshore. Det bemerkes også at dette konseptet unngår de juridiske problemstillingene relatert til London Protokollen som er beskrevet i kapittel 5.4.

5.2 Transportløsninger for eksport - Rørledninger

Eksport av naturgass fra Norge til Europa foregår i dag via gasseksportør fra plattformer og prosessanlegg på Kårstø, Kollsnes og Nyhamna, via enten offshore knutepunkt med tilknytning til gassdistribusjonsnett på britisk sektor og/eller terminaler i Storbritannia, Frankrike, Belgia og Tyskland (se Figur 5-1). Rørledningssystemet består hovedsakelig av undersjøiske rørledninger som er organisert i ulike interessentskap som hver har en eller flere tillatelse(r) til anlegg og drift av røret og/eller anlegg med formål å transportere gass. Gassco er operatør på vegne av eierne for store deler av systemet.

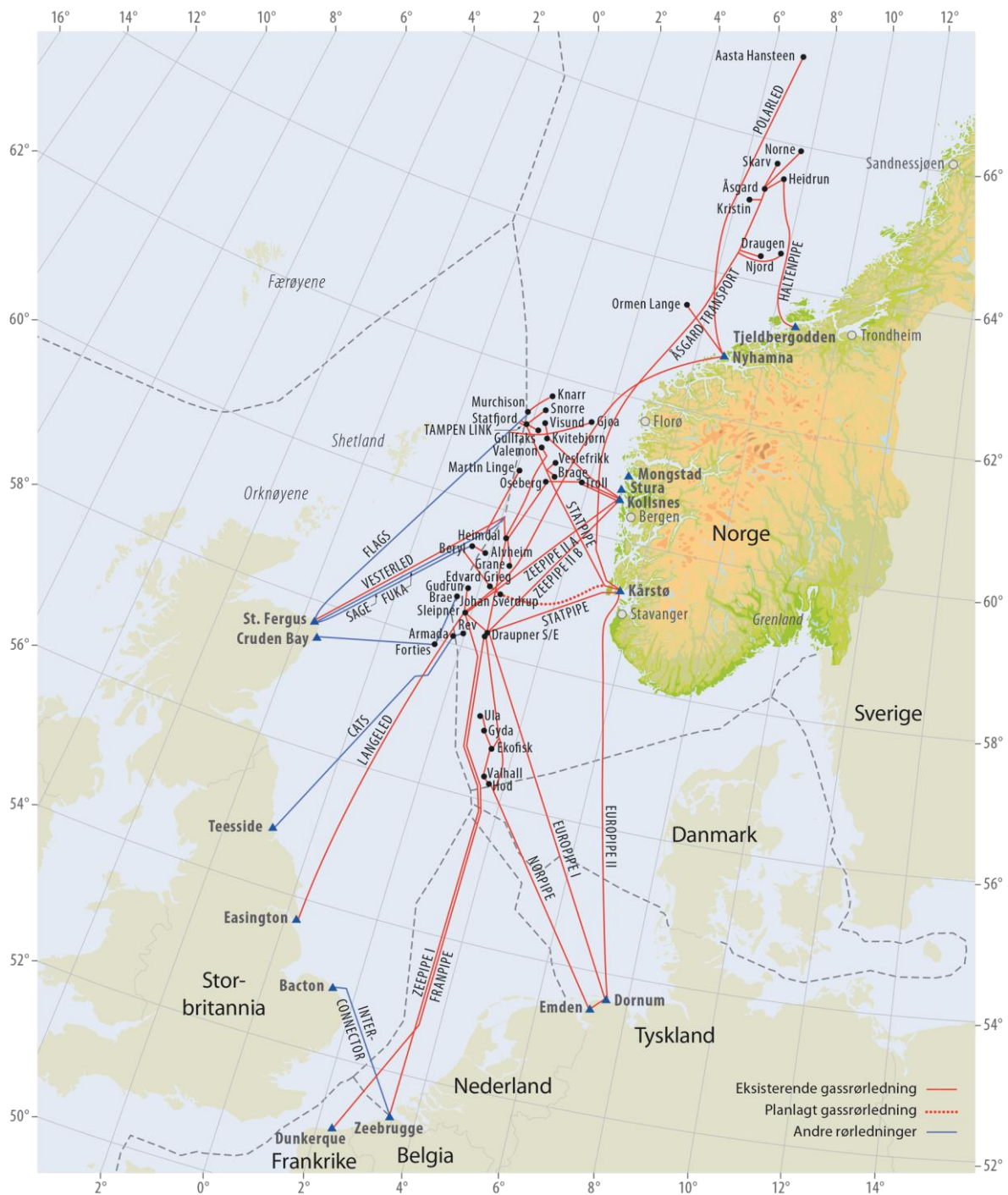
Eksisterende gasseksportør kan potensielt brukes til å transportere hydrogen, i ren form eller som tilsatt til naturgass. Dagens gasseksportør har varierende installasjonsdato og designlevetid, og gasseksport-systemet opereres med strenge krav til gasskvalitet for å sikre at tilstanden på rørene ivaretas. Det er derfor rimelig å anta at levetiden på eksisterende rør vil kunne forlenges utover opprinnelig designlevetid. Dette understøttes også ut ifra hendelsesrapporter fra for eksempel EGIG og Concawe³⁶ (DNV GL, 2017b). Det er innlevert flere søknader om levetidsforlengelse til Petroleumstilsynet det siste tiåret, hvorav flere rørledninger har fått godkjent forlenget levetid med opptil 20 år utover opprinnelig designlevetid. Dette er relevant for eksport av hydrogen ettersom forlengelse av levetid kan medføre ledig kapasitet i eksisterende gasseksportør når eksport av naturgass avtar.

Det eksisterer per i dag standarder (ASME B31.12) for design og konstruksjon av landrør for transport av hydrogen i gassfase. Installasjon av nye rørledninger fra Norge til Storbritannia eller kontinental Europa for transport av naturgass med tilsatt av hydrogen, eller for transport av 100% hydrogen, er vurdert som teknisk gjennomførbart basert på eksisterende kunnskap og teknologi. For undersjøiske rørledninger vil det være behov for oppdatering av eksisterende designstandarder (DNVGL-ST-F101). Før en eventuell konvertering av eksisterende rørledninger for transport av rent hydrogen eller hydrogen tilsatt naturgass, må relevante myndighetskrav avklares. Det forventes at dette regelverket vil utvikle seg i tråd med det Europeiske gassmarkedet.

For transport av samme mengde termiske energiekvivalenter vil et hydrogenrør kostnadsmessig være dyrere enn et naturgassrør på grunn av behov for større rørdimensjoner eller høyere operasjonstrykk (rørtykkelse). På lik linje med flytende naturgass (LNG) vil transport av flytende (nedkjølt) hydrogen i rørledninger over lengre distanser ikke være en farbar teknisk løsning, hovedsakelig på grunn av utfordring med å holde produktet i nedkjølt tilstand.

Gasseksporten på norsk sokkel er regulert gjennom bilaterale, privatrettslige avtaler mellom produsent/selger og kundene i mottakslandene. I tillegg inngår blant annet operatøren (Gassco), på vegne av eierne, langvarige kontrakter om bruk av rørledningen for transport av naturgass til markedet. Muligheten for å benytte dagens gasseksportledninger til transport av hydrogen avhenger av ledig kapasitet i gasseksportsystemet, og kommersielle hensyn. Dette gjelder blant annet forutsigbarheten til etterspørsel i Europa for hydrogen produsert fra naturgass, med eller uten karbonfangst, og markedsverdien til hydrogen. Slike avveininger relatert til tilgjengelighet av rørledninger for eksport av hydrogen kan påvirke beslutninger om å importere hydrogen, eller importere naturgass og reformere naturgass til hydrogen etter import.

³⁶ EGIG-rapporten konkluderer med at det for rørledninger installert etter 1964 ikke er identifisert økning i sviktfrekvenser som funksjon av alder. Tilsvarende konkluderer Concawe rapporten at det ikke er noen klar sammenheng mellom alder og risiko for lekkasjer. Rapporten nevner også at utvikling og bruk av nye inspeksjonsteknologier øker muligheten for å overvåke og fastsette rørens tilstand.



Figur 5-1: Gasseksport mellom Norge og Europa. Kilde: Oljedirektoratet (www.norskpetroleum.no, a)

5.2.1 Transport av rent hydrogen i rørledninger

DNV GL utførte på vegne av Gassco en analyse av mulighet for konvertering (rekvalifisering) av et eksisterende (representativt) eksportrør for naturgass fra Norge til Europa for transport av 100% hydrogenngass (DNV GL, 2017a). Røret består hovedsakelig av offshore seksjoner med kortere landseksjoner og håndterte i 2017 omlag 10% av den totale gasseksporten fra Norge.

Studien konkluderer med en mulighet for å kvalifisere røret for transport av 100% hydrogen, gitt en reduksjon i maksimalt tillatt driftstrykk til omlag 55% av dagens operasjonstrykk for naturgass uten hydrogen. Begrensningene i trykk er gitt av tekniske aspekter beskrevet i kapittel 5.2.3. Regnet i termiske energiekvivalenter, vil et gasseksportør med denne begrensningen ha en estimert transportkapasitet på 30% av dagens operasjon med naturgass.

For å kunne benytte et eksisterende naturgassrør for eksport av hydrogen, vil røret måtte formelt re-kvalifiseres. En re-kvalifisering må ta hensyn til hele det integrerte gasstransportsystemet, inkludert eventuelle landanlegg, komponenter og gjeldende myndighetskrav.

5.2.2 Transport av naturgass med tilsats av hydrogen i rørledninger

DNV GL har på vegne av Gassco kartlagt mulighet for bruk av eksisterende gasseksportørledninger fra Norge til Europa for naturgass med tilsats av hydrogen (DNV GL, 2016e). Studiet avdekket ikke tekniske forhold som utelukker bruk av eksisterende eksportør for transport av naturgass med tilsats av hydrogen. Studien var begrenset til selve rørledningene og inkluderer ikke komponenter langs rørene som offshore gassknutepunkt eller andre komponenter langs ledningen. Studien er også begrenset til tekniske og sikkerhetsmessige aspekter, og vurderer således ikke regulatoriske forhold eller kommersielle aspekter knyttet til transportavtaler, investeringer i rør og anlegg eller markedsforhold.

Tilsats av opp mot 30 vol% hydrogen i eksisterende gasseksportørledninger forventes å gi en marginal endring i sikkerhetsmessige konsekvenser for tredjepart relatert til eventuelle feil og utilsiktet gassutslipp³⁷, indirekte marginal betydning for etablerte sikkerhetssoner i områder hvor rørledningen går tett på befolkede områder eller offshore anlegg. En økning opp mot 100 vol% hydrogen vil kreve oppdatering av eksisterende risikoanalyser, hovedsakelig for kystnære områder og offshore knutepunkt.



³⁷ Konsekvensen av en eventuell gasslekkasje vil ikke endres betydelig, dvs. brann og eksplosjonsscenarioer vil være tilsvarende som for naturgass. For å kunne opprettholde samme sikkerhetsnivå (kombinert sannsynlighet og konsekvens), forutsetter dette at lastene på røret ikke medfører økt sannsynlighet for feil. Per dagens kunnskap forutsetter dette redusert trykk for eksisterende gasseksportørledninger.

For eventuell bruk av eksisterende gassdistribusjonsledninger, må gjenværende usikkerheter håndteres i en mer detaljert fase av en re-kvalifisering, jf. kapittel 5.2.3. I en studie utført av DNV GL for Gassco (DNV GL, 2017a) er det for undersjøiske gasseksportørledninger ikke identifisert noen økning i miljørisiko knyttet til operasjon av eksisterende rørledninger med opp mot 100% hydrogen. Et eventuelt utilsiktet utslipp (lekkasje) av naturgass medregnes ikke i en miljørisikoanalyse, og det samme vil gjelde dersom et naturgassrør opereres med hydrogen.

5.2.3 Tekniske aspekter

Eksisterende gasseksportørledninger fra Norge til resten av Europa er designet i henhold til standarder for undersjøiske rørledninger (DNV 1981 eller senere DNV GL ST-F101). Disse standardene omfatter ikke rørledninger for transport av hydrogengass. Spesielt gjelder dette valg av stålmaterialer. Stålmaterialer som anbefales av eksisterende designstandarder for landrør (ASME B31.12) er på grensen av hva som kreves for å tillate transport av hydrogen under høyt trykk.

Hovedutfordringen med å introdusere hydrogen i eksisterende gasseksportørledninger er negative effekter av hydrogeninntrenging (små hydrogenmolekyler) i stålmaterialet som medfører hydrogenforsprødnings og dertil materialets evne til å motstå laster røret utsettes for gjennom levetiden. For undersjøiske rørledninger er disse lastene relatert til hvordan røret ligger på havbunnen med delvis frie spenn og påvirkning fra havbunnsstrøm, bølger, trållaster, effekter av trykk og temperatur på gassen som transporteres i røret, samt andre ulykkeslaste.

Det er et mangfold av stålkvaliteter som benyttes i eksisterende rørlednings- og distribusjons-gassnett i Europa. Betydelig operasjonell erfaring og forskning eksisterer på transport av gass med hydrogen, hovedsakelig relatert til rene hydrogensystemer eller distribusjons systemer ('town-gas'). Disse har imidlertid betydelig lavere driftstrykk enn undersjøiske naturgass rørledninger. Stålkvaliteter med lav fasthet, for eksempel API 5L A, B, X42 og X46, har lenge vært brukt til distribusjonsnett, og er generelt ikke spesielt utsatt for hydrogen forsprødnings under normale driftsforhold i området 40-100 bar.

Rørmaterialet som brukes til undersjøiske rørledninger på for eksempel norsk sokkel er imidlertid typisk høyfast stål (som API 5L X65 og X70) med høy trykkapasitet (ca. 150 bar) for å kunne transportere gass over lange avstander uten kompressorstasjoner underveis. Disse stålkvalitetene er mer utsatt for effekter forårsaket av hydrogen. Innblanding av hydrogen vil også potensielt medføre en reduksjon i maksimalt tillatt driftstrykk, som vil ha betydning for total transportkapasitet.

Transport av hydrogen tilsatt naturgass i undersjøiske gassovertføringslinjer er lite dokumentert, og følgelig er kunnskapen om korttids- og langtidsvirkninger av hydrogen på stålet begrenset. Usikkerhet knyttet til for eksempel operasjons- og trykk- betingelser for et akseptabelt sikkerhetsnivå må eventuelt vurderes, og også omfatte landanlegg, offshore gassknutepunkter (topside på plattformer eller subsea), og eventuelle komponenter langs rørledningen.

5.2.4 Europeisk regelverk for hydrogen i gassammensetning

I det Europeiske distribusjonsnettet for naturgass er det per i dag myndighetskrav for maksimum innhold av hydrogen. Grensen for tillatt tilsatt av hydrogen i naturgass for distribusjon gjennom rørledningsinfrastrukturen i Europa er kartlagt av EU prosjektet HyLaw (HyLaw, 2019), og varierer mellom landene som vist i Tabell 5-1 nedenfor. I Norge angir HyLaw at en grense for tilsetning av hydrogen i det nasjonale gassdistribusjonssystemet ikke er relevant, og derfor ikke satt.

Tabell 5-1: Grense for volumprosent hydrogen i gassinfrastruktur land i Europa (HyLaw, 2019).

Land	Volumprosent (vol%)
Storbritannia, Italia, Latvia og Sverige:	0.1-0.5
Finland, Østerrike:	1.0
Frankrike:	6.0
Tyskland:	<10
Belgia, Bulgaria, Danmark, Romania og Spania:	Ingen grense satt.

Denne store spredningen i grenser for tillatt tilsats av hydrogen skaper en fragmentering av markedskrav til naturgasskvalitet i Europeiske land. HyLaw prosjektet konkluderer derfor med at det er fundamentale barrierer mot tilsats av hydrogen i hovedrørledningsnett for naturgass (HyLaw, 2018). Følgende grunner også nevnt som årsak til dette:

- Tilsats av hydrogen reduserer energitettheten, som vil kunne avvike fra kontrakt-betingelser for eksport eller leveranse til brukere, samt kreve endringer i måleutstyr og prisstruktur.
- Store avvik i krav til konsentrasjon av hydrogen i den strømmen som tilsettes i en enkelt injeksjonsdyse. Tyskland tillater at dysen tilsetter rent hydrogen, mens andre land krever at hydrogenet blandes med naturgass før det injiseres i gassinfrastrukturen. Dette krever tillegg utstyr (som øker investeringskostnaden).
- Manglende krav til justering av grenser for tilsats av hydrogen for å møte nasjonale mål for reduksjon av klimagassutslipp.

Disse utfordringene, sammen med redusert markedsverdi for hydrogen tilsatt naturgass sammenlignet med rent hydrogen, og begrenset klimagevinst ved forbrenningspunktet, gjør at DNV GL anser at eksport av hydrogen som tilsats i naturgass er en lite sannsynlig løsning for norsk gasseksport.

5.3 Transportløsninger for eksport – Skip

Skip er det eneste realistiske alternativet til rørledning for eksport av hydrogen produsert fra reformering av naturgass til Europa. Dette skyldes at aktuelle volum hydrogen som må transporteres for en eventuell hydrogeneksportindustri er for store til at transport med tankbil blir lønnsomt. Dette skyldes blant annet høye kostnader for tankbiler, behov for mellomlagring, lang avstand fra mottaksanlegg for gass til Europa, og at relativt små mengder kan transporteres på én tankbil³⁸.

Skreddersydde skip for frakt av flytende hydrogen anses som mer hensiktsmessig enn skipstransport av hydrogen i gassform, hovedsakelig på grunn av at man får plass til mer hydrogen. I tillegg er frakt av hydrogen som ammoniakk, eller som en flytende organisk hydrogenbærer (FHB) aktuelt å vurdere. Fordeler med å transportere hydrogen som ammoniakk eller FHB er at eksisterende skip kan benyttes og lavt energitap ved frakt. Ulempen er behov for konverteringsanlegg på landsiden, i begge ender av frakten, som medfører et betydelig energitap. Eksempler på konsepter som vurderer transport av hydrogen med disse hydrogenbærerne er beskrevet i Faktaboks 1.

³⁸ Tankbiler for transport av flytende hydrogen har en typisk kapasitet på 2-3,5 tonn hydrogen (Wikipedia, b), (Hydrogen Europe). Tankbiler for transport av komprimert hydrogen kan frakte opptil 1100 kg (Hydrogen Europe).

Faktaboks 1: Konsepter for skipstransport av hydrogen

Flytende hydrogentankere	Ammoniakk som hydrogenbærer	Metylsykloheksan som hydrogenbærer
Myndighetene i Japan og Australia har undertegnet en intensjonsavtale om å frakte flytende hydrogen fra Australia til Japan med skip (The Japan Times). Planen er å produsere hydrogen fra brunkull, lagre fanget CO ₂ utenfor sør-vest kysten av Australia, og transportere flytende hydrogen med skip fra Kawasaki. Kawasaki bygger nå et test-skip med kapasitet til 2500 m ³ flytende hydrogen. Men uttalt ambisjon er å bygge hydrogentankere som kan ta 160 000 m ³ flytende hydrogen, eller 11 000 tonn H ₂ (Kawasaki).	Statkraft har foreslått et konsept for kraft for Svalbard basert på fornybar kraft i Finnmark, elektrolyse-basert ammoniakkproduksjon, og frakt av ammoniakk til Svalbard (Statkraft, 2018b). Dette konseptet er motivert av mangel på nettkapasitet i Finnmark som gjør at man ikke får utnyttet produksjonskapasiteten. På Svalbard er det foreslått at man bruker ammoniakken direkte i en brenselcelle eller i en gassturbin for produksjon av strøm og varme.	Chiyoda Corporation har planer om å frakte hydrogen fra Brunei til Japan med metylsykloheksan innen 2020 (Chiyoda, 2018). Dette er en avstand på rundt 5000 km, som gjør at transport med rørledning ikke vil være hensiktsmessig. Verdikjeden fra hydrogenproduksjon til leveranse av hydrogen til Kawasaki i Japan skal ha kapasitet til å konvertere og frakte 300 Nm ³ H ₂ /time (650 kg H ₂ /dag).

For å gi indikative kostnadstall for 3 verdikjeder basert på transport av disse tre energibærerne med skip, antar vi bruk av metylsykloheksan som FHB og gjør vi følgende antagelser:

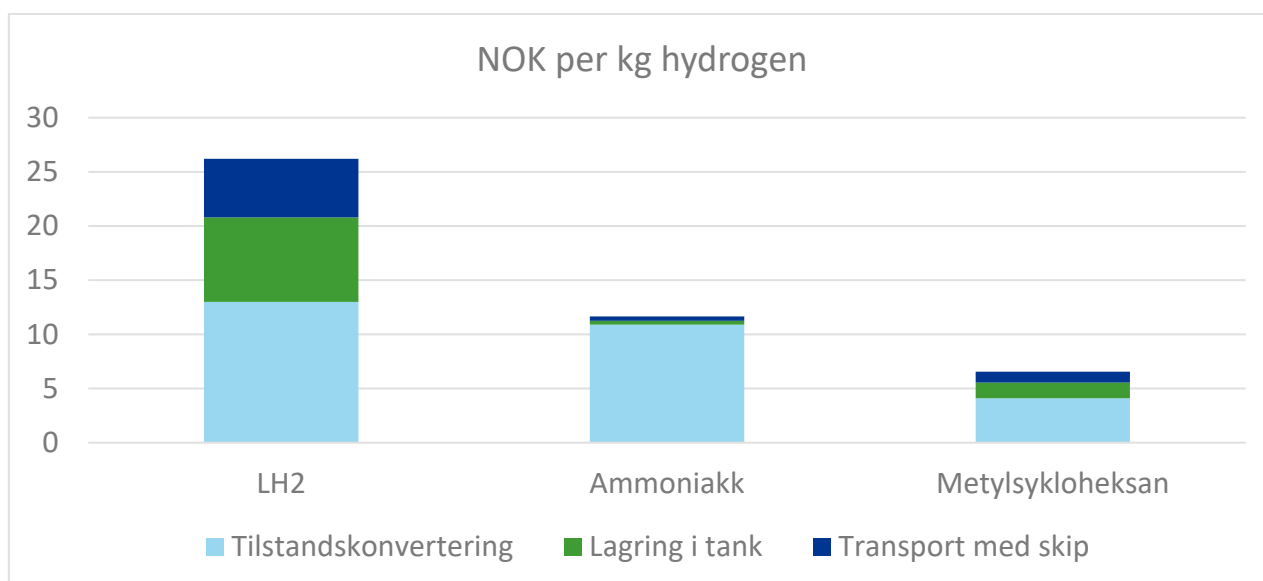
- Kapasitet: 400 MW hydrogenproduksjon med gassreforming (100 000 tonn H₂/år).
- Lagringsvarighet: 15 dagers lagring i tank før skipstransport³⁹.
- Transportavstand: 1000 km.
- Energieffektivitet (basert på lavere brennverdi):
 - Flytendegjøring: 75% (H21, 2018)
 - Regassifisering: 99% (H21, 2018)
 - Ammoniaksyntese: 87% (H21, 2018)
 - Reformering av ammoniakk til hydrogen: 90% (H21, 2018)
 - Hydrogenering av toluen: 99% (Teichmann, Arlt, & Wasserscheid, 2012)
 - Dehydrogenering av metylsykloheksan: 80% (Teichmann, Arlt, & Wasserscheid, 2012)

Kapitalkostnader og operasjonelle kostnader er hentet fra en database laget av DNV GL for å kunne sammenligne verdikjeder. Tallene i databasen er basert på intern analyse og tilgjengelig litteratur. Figur 5-2 viser hvordan kostnadselementene fordeler seg på tilstandskonvertering, transport og lagring.

Figur 5-2 viser at transport og frakt av flytende hydrogen er klart dyrest. Dette er også i samsvar med resultatene i (H21, 2018) som sammenligner alternativer for sesonglagring av hydrogen. Merk at vi har antatt en kapitalkostnad for flytende hydrogen-tanker som er rundt 5 ganger så høy som estimat fra Kawasaki for et skip med kapasitet til å frakte 11 000 tonn. Analyser utført av DNV GL antyder at pristimatet fra Kawasaki er lavere enn det som kan realiseres på kort til mellomlang sikt (før 2030).

Kostnaden for tilstandskonvertering for ammoniakk er nesten like høy som for flytende hydrogen. Dette kommer av et sammenlignbart totalt energitap, men lavere kapitalkostnader for ammoniakk verdikjeden. Hydrogenering av toluen til metylsykloheksan, og dehydrogenering har et litt lavere totalt energitap, men estimatene for kapitalkostnader gitt i (Teichmann, Arlt, & Wasserscheid, 2012) er vesentlig lavere enn kostnadene for tilstandskonvertering for ammoniakkverdikjeden. Til gjengjeld har ammoniakk høyere hydrogentetthet, og oppnår av denne grunn lavere transport og lagringskostnader.

³⁹ Tankene må samlet kunne holde 4200 tonn hydrogen. Dette tilsvarer 24 000 tonn ammoniakk og 69 000 tonn metylsykloheksan.



Figur 5-2: Kostnader for tilstandskonvertering, transport og lagring av hydrogen for et eksempel med 1000 km transport med skip og 15 dagers lagring i tank før skipstransport.

5.4 Import av CO₂ for lagring under havbunn

Eksport av hydrogen fra norsk gass til Europa kan gjøres på to måter; gassen kan reformeres i Norge, med påfølgende transport av hydrogen til Europa (i ren form eller i blanding med naturgass), eller gassen kan reformeres etter mottak i Europa. For at produsert hydrogen skal ha et lavt karbonfotavtrykk må CCS anvendes for gassreforming. Om reformeringen skjer i Norge kan fanget CO₂ lagres på norsk sokkel i henhold til nasjonalt og internasjonalt lovverk.

Hvis reformeringen med påfølgende CO₂-fangst gjøres utenfor Norge, men tanken er å lagre fanget CO₂ på norsk sokkel, utgjør Londonprotokollen (LP) fra 1996 (IMO, 2018a), basert på en modernisering av prinsippene i London Konvensjonen fra 1972 (IMO, 2018b), en juridisk barriere mot grensekryssende transport av CO₂ for lagringsformål fra land som er parter til protokollen. Et alternativ er å lagre CO₂ i mottagerlandet (på land eller under havbunnen⁴⁰), eller på land i andre europeiske land.

I Norge er ikke geologien egnet til stor-skala CO₂ lagring på land (OD, 2014) med unntak av Spitsbergen (Climit, 2016). Dette medfører at eventuell lagring av CO₂ fra gassreforming i Norge vil måtte gjøres på kontinentalsokkelen. Da gjelder LP. Artikkel 6 i denne protokollen forbyr eksport av «wastes and other matters to other countries for dumping or incineration at sea» (IMO, 2018a). Denne artikkelen omfatter også eksport av CO₂ hvis formålet er å lagre dette under havbunnen.

I 2009 ble det vedtatt et tillegg til artikkel 6 i LP som tar sikte på å muliggjøre eksport av CO₂ for lagring under havbunnen (IMO, 2009). Dette tillegget må imidlertid ratifiseres med to tredjedels flertall. Per dags dato har fem land ratifisert tillegget (Norge, Nederland, Storbritannia, Finland og Iran), og det er totalt 51 land som har sluttet seg til avtalen (IMO, 2018c). Dette medfører at minst 34 land må ratifisere avtalen for at den skal trå i kraft. Med den progresjonen vi har hatt siden tillegget ble adoptert er det lite sannsynlig at tillegget vil trå i kraft i nær fremtid.

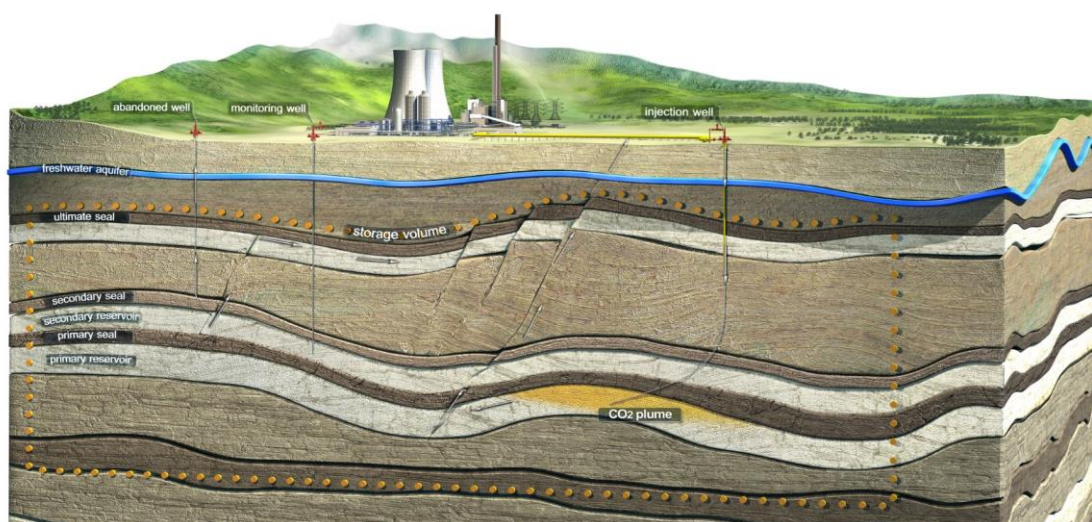
⁴⁰ London Protokollen tillater lagring under havbunnen med visse vilkår gitt i punk 1.8 og 4 i Annex 1 (IMO, 2018a).

På grunn av denne begrensningen har mulige alternativ som ikke bryter med LP blitt diskutert. IEA (IEA, 2017a) identifiserte følgende alternativ som er relevante for Norge:

1. Et vedtak om at tillegget kan anvendes før det er ratifisert fordi det er generell enighet blant partene til LP om at den ikke bør være til hinder for anvendelse av CCS.
2. Et vedtak om at land som har ratifisert tillegget kan anvende det foreslåtte tillegget til LP.
3. Tilleggsavtale mellom noen parter (bilateralt eller multilateralt).
4. Justering av relevante aspekter i LP mellom to eller flere parter.
5. Midlertidig opphør av relevante aspekter i LP mellom to eller flere parter.

Analysen av disse alternativene peker imidlertid på flere utfordringer, blant annet at en midlertidig løsning i påvente av ratifikasjoner kan undergrave ratifikasjonsprosessen. Henriksen og Ombudstvedt (Henriksen, 2017) og (Ombudstvedt, 2018) argumenterer for at opsjon 2 er det alternativet som er gjennomførbart på kort sikt og mest i tråd med formålet til LP. Dette kan innføres ved at det blir vedtatt en resolusjon med simpelt flertall blant land som har undertegnet LP (Ombudstvedt, 2018).

Hvis begrensningen som LP medfører for marin transport av CO₂ på tvers av landegrenser (med skip eller rørledning) blir løst, så vil det åpne for at Norge kan lagre CO₂ fra Europa på norsk sokkel, herunder CO₂ fra reformering av naturgass. Men i påvente av dette vil eksport av blå hydrogen kreve at reformering skjer i Norge eller at CO₂-lagring skjer i mottager land eller på land i andre land.



6 PRODUKSJON OG INFRASTRUKTUR – NASJONAL BRUK

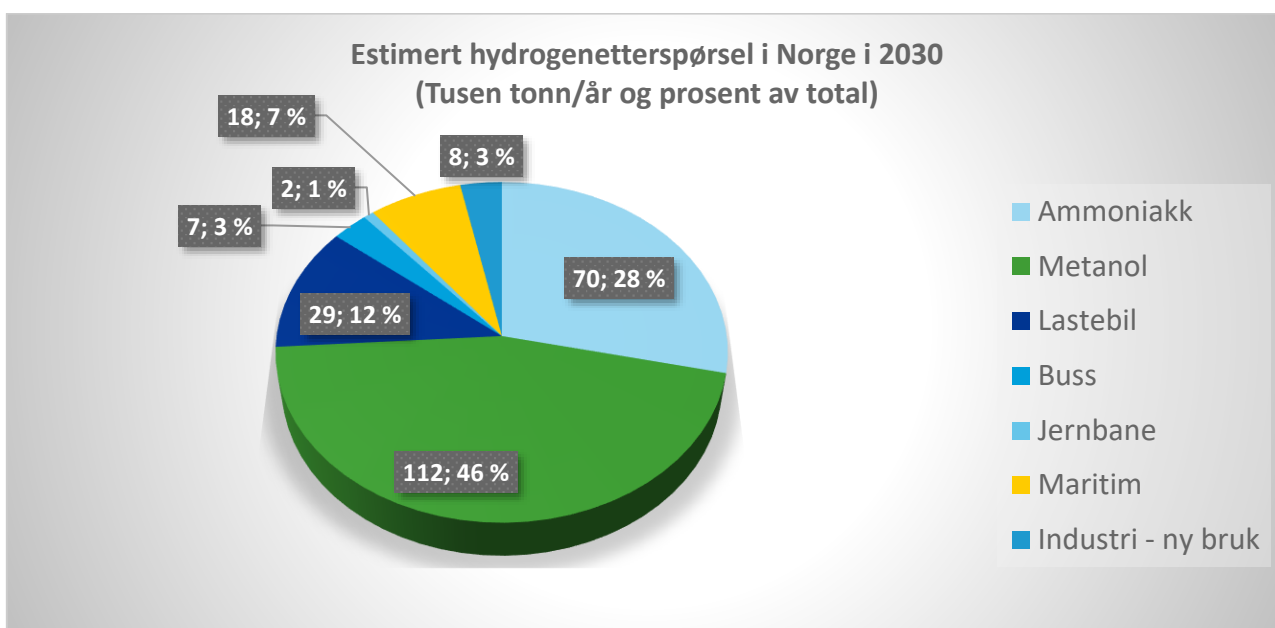
I dette kapitlet vil vi se på behovet for nasjonal hydrogenproduksjon og tilhørende infrastruktur. Kapitlet vil vurdere muligheter for distribuert produksjon fra elektrolyse lokalt, og veie dette opp mot muligheter for stor-skala produksjon på utvalgte lokaliteter, og fordeler og ulemper ved dette. Dette kapitlet vil også belyse aktuelle verdikjeder der det kan være relevant å bruke hydrogen til å lagre overskuddsstrøm fra variable fornybarkilder og potensielle andre synergier mellom ulike hydrogenverdikjeder på produksjons og distribusjonssiden.

6.1 Forbruk av Hydrogen i Norge i 2030

Nasjonal og internasjonal klimapolitikk er en viktig driver for den fremtidige etterspørselen etter hydrogen i Norge. Hydrogen kan som tidligere nevnt tilby en nullutslippsløsning innenfor flere ulike markedssegmenter der elektrifisering ikke er utfordrende. Herav er godstransport på vei og sjø samt industri nevnt som de mest aktuelle områdene på kort- og mellomlangt sikt.

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

DNV GL har estimert et fremtidig markedspotensial for hydrogen til nasjonal bruk i Norge på ca. 250 000 tonn H₂/år i 2030. Dette er basert på de overordnede analysene i kapittel 3 og 4 i denne synteserapporten. DNV GL anslår at over 70% av dette vil komme fra ammoniakk- og metanolproduksjon på hhv. Herøya og Tjeldbergodden. Videre anslår vi at etterspørsel for veitransport og maritim transport kan utgjøre hhv. ca. 15% og 7% av nasjonal hydrogenetterspørsel. Resterende etterspørsel (ca. 4%) antas å komme fra jernbane og «ny bruk» i industrien (TiZir). Figur 6-1 viser fordelingen av etterspørsel etter hydrogen i det gitte mulighetsrommet i 2030.



Figur 6-1: Estimert etterspørsel etter hydrogen i Norge i 2030 per kundegruppe.

Den eksisterende hydrogenetterspørselen fra industrien er forventet å fortsatt bli produsert fra naturgass frem til 2030. Dette er fordi hydrogenproduksjon er en integrert del av verdikjeden i de aktuelle industrielle prosessene, det er den rimeligste produksjonsteknologien per dags dato, og det er gjort store investeringer i dagens anlegg (Nikolaidis & Poullikkas, 2016). Hvis dagens industrielle forbruk av hydrogen skal bli fremstilt ved elektrolyse, vil dette utgjøre et kraftbehov på ca. 9 TWh per år. Dette tilsvarer 6 % av den samlede kraftproduksjonen i Norge i 2017 (Energifakta Norge).

6.2 Mulige verdikjeder for hydrogen i Norge

Det finnes mange mulige konfigurasjoner av verdikjeder for hydrogen. Overordnet består disse verdikjedene av følgende komponenter:

Energikilde → Produksjon → Konvertering → Lagring → Transport → Lagring → Forbruk

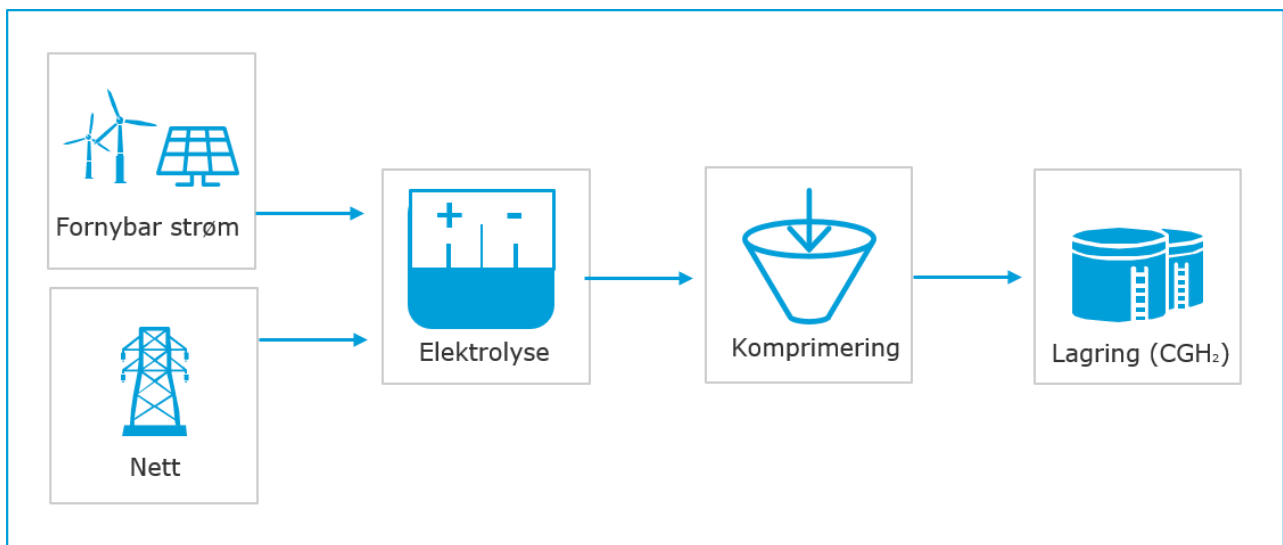
Valg av verdikjede – for eksempel valg av produksjons-, transport-, og lagringsmetode – er i prinsippet et økonomisk og praktisk spørsmål om å gi den gunstigste sluttbrukerpris per kg hydrogen levert til en kunde eller kundegruppe. Forskjellige kombinasjoner gir forskjellig energibruk, effektivitet og kostnader. Prisen på hydrogen levert til sluttbruker avhenger av krav for de aktuelle bruksområdene og synergimuligheter, og dette påvirker valg av verdikjede. For eksempel krever bruk av hydrogen i PEM brenselceller hydrogen med høy renhetsgrad, og dette favoriserer produksjon med elektrolyse.

Flere studier har sammenlignet kostnaden for ulike hydrogen verdikjeder (IEA, 2015), (U.S. Department of Energy, 2015), (Nikolaidis & Poullikkas, 2016), (ICCT, 2018). En konklusjon fra disse studiene er at de tre mest kostnadsdrivende elementene i hydrogenets verdikjede er knyttet til energikilde, lagring og transport. Et annet funn er at transport av hydrogen over lange avstander er svært kostnadsdrivende, se for eksempel Figur 5-2 i kapittel 5.3. Det er derfor ofte gunstig med samlokalisering av produksjon og etterspørsel. Utforming av verdikjede er en optimalisering av disse variablene rundt forhold som størrelse på etterspørselen i et geografisk område, leveransehyppighet, krav til renhetsgrad for hydrogenet, og avstand mellom forbruk og produksjon.

I den videre analysen vil vi fokusere på de mest aktuelle verdikjedene for hydrogen i Norge.

6.2.1 Distribuert produksjon og lokalt forbruk

Figur 6-2 illustrerer en verdikjede for distribuert produksjon av hydrogen med elektrolyse for lokalt forbruk. Denne verdikjeden antar at det ikke er behov for transport av hydrogen med lastebil eller skip. Eventuell lokal transport vil være med et lokalt rørledningssystem. Normalt vil prisen for dette transportsystemet være lav sammenlignet med kostnaden for produksjon og lagring av hydrogen.



Figur 6-2: Verdikjede for hydrogen ved distribuert produksjon og forbruk.

En typisk anvendelse av verdikjeden som er vist i Figur 6-2 er produksjon av hydrogen for industribruk som krever moderate mengder med hydrogen eller for fyllestasjoner i transportsektoren. Her har elektrolyse en stor fordel da det ikke er avhengig av tilgang på gass og mulighet for anvendelse av CCS. For store produksjonsvolum vil det imidlertid være behov for betydelig mengde kraft. For eksempel vil produksjon av 10 000 tonn H₂/år kreve rundt 0,5 TWh. Dette medfører at man i de fleste tilfeller vil ha behov for å forsterke lokal og regional nettkapasitet for å kunne levere det nødvendige effektuttaket.

Elektrolyseanlegget kan i et slikt lokalt oppsett få elektrisk kraft levert fra kraftnettet eller være koblet direkte til et produksjonsanlegg. Det forventes at små produksjonsanlegg i Norge, som for eksempel for hydrogen-stasjoner for veitransport, vil fortrinnsvis trekke kraft fra strømmettet, potensielt supplert med lokal produksjon fra sol, slik som Asko gjør for fyllestasjonen i Trondheim.

For produksjon av større volumer, som for eksempel til maritime havner eller for jernbane, kan det bli relevant å se på muligheter for direkte kobling til en vindpark eller et vannkraftanlegg. Lønnsomheten til direkte oppkobling avhenger av pris på lokal kraft (sammenlignet med elektrisitet fra kraftnettet), nettoppgraderingskostnader i det aktuelle området, og mulighet for å redusere nettleie (NREL, 2016).

Hydrogenprisen for sluttbruker er avhengig av størrelsen på produksjonsanlegget og lagringsbehovet. For lokal produksjon antas det at lagringsbehovet vil være begrenset. Dette skyldes at modulariteten til elektrolyse tillater at produksjonen kan justeres eller stoppes hvis lagringskapasiteten er fullt utnyttet. Dette medfører også at lagring av hydrogen som ammoniakk eller som en flytende hydrogenbærer (FHB) vil være lite hensiktsmessig for denne verdikjeden. Lagring av hydrogen i flytende form antas også å bare være relevant hvis flytende hydrogen kreves av sluttbruker. Tilsvarende antas det at hydrogen normalt vil bli lagret i trykksatt form hvis sluttbruker benytter trykksatt hydrogen.

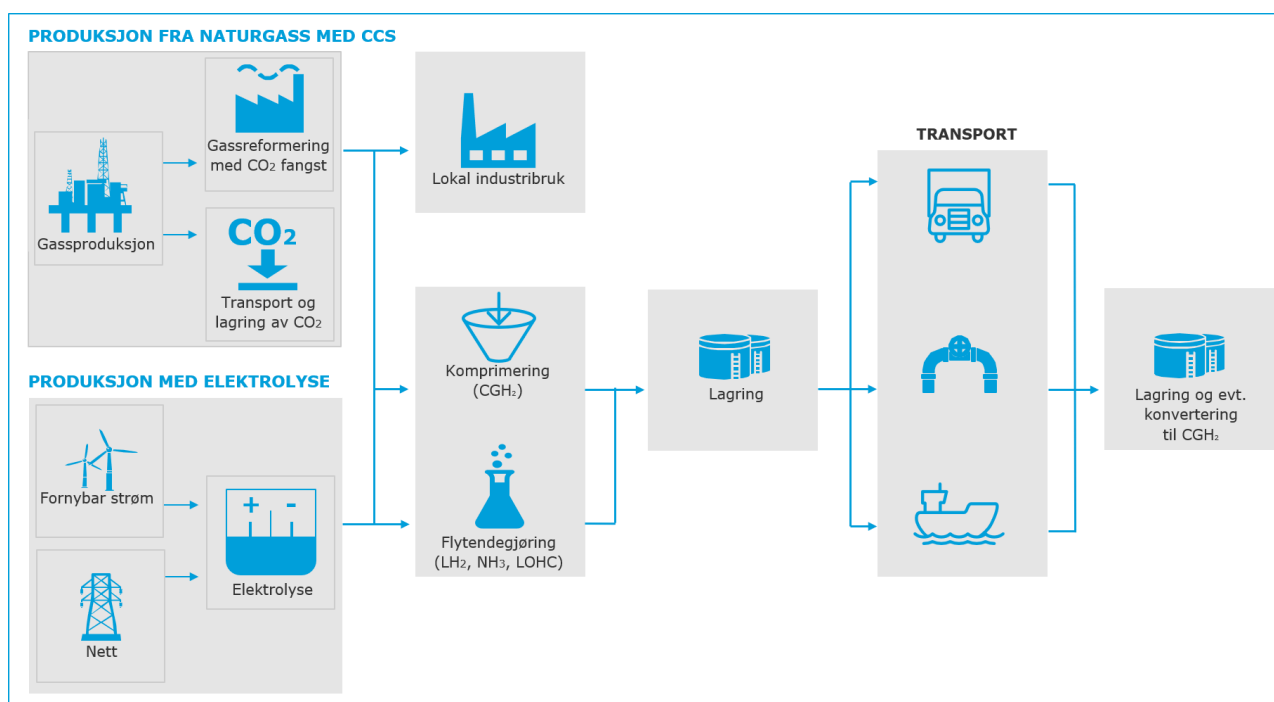
For fyllestasjoner kan vi betrakte et lite eksempel med småskalaproduksjon fra et 1 MW PEM elektrolyseanlegg, gasskompresjon og lokal lagring av hydrogen i gassform. Med kompresjon til 700 bar vil det være et energitap på 10-12% (Shell, 2017). Ytterligere kompresjon til rundt 800 bar vil medføre et begrenset tilleggskostnad. Vi har estimert at denne kompresjonen medfører en tilleggskostnad på levert hydrogen på rundt 12-15%. Her tar vi også med kapitalkostnader⁴¹. Lokal lagring av hydrogen i tank, hvor vi antar at tanken kan romme 1 dags produksjon, eller rundt 500 kg, vil over et livsløp utgjøre en

⁴¹ National Renewable Energy Laboratory (NREL) har imidlertid innhentet statistikk for fyllestasjoner i USA som antyder at gasskompresjon utgjør en gjennomsnittlig tilleggskostnad på USD 3,22/kgH₂ (NREL, 2017).

liten (under 1%) av hydrogenkostnaden. Med disse estimatene øker kostnaden per kg hydrogen fra NOK 26/kgH₂ (se Figur 2-4) til omtrent 30 NOK/kgH₂ med kostnad for gasskompresjon og lokal lagring. Legger vi derimot til grunn statistikk fra National Renewable Energy Laboratory for gjennomsnittlige kompressorkostnader ved amerikanske fyllstasjoner på rundt 25 NOK/kgH₂ (NREL, 2017) vil kostnaden bli rundt NOK 50/kgH₂. Nel har tilsvarende vurdert en leveransekjede med hydrogenproduksjon til 25 NOK/kgH₂, med påfølgende gasskompresjon og transport i gassform til 13 NOK/kgH₂, og fyllkostnad på 11 NOK/kgH₂. Samlet gir dette en kostnad per kg hydrogen levert til fylling på ca. 50 NOK/kgH₂.

6.2.2 Sentralisert produksjon


Figur 6-3 viser et generisk oppsett med sentralisert hydrogenproduksjon. Dette kan gjøres nær forbruker, slik det gjøres av Yara på Herøya og Equinor på Tjeldbergodden, eller så kan produsert hydrogen trykkes eller flytendegjøres, og transporteres til andre brukere. Både gassreforming og elektrolyse er aktuelle produksjonsmetoder for en slik verdikjede i Norge. Vi diskuterer nedenfor aktuelle anvendelser og fordeler og ulemper ved disse to alternative produksjonsmetodene, og alternative metoder for transport og lagring.



Figur 6-3: Verdikjede for sentralisert hydrogenproduksjon og leveranse til sluttbruker.

Gassreforming

Naturgassreforming er forventet å være den rimeligste formen for å produsere hydrogen til storskala forbruk i overskuelig fremtid (U.S. Department of Energy, 2015), (Azzoaro-Pantel, 2018). Se også kostnadsanalysen i kapittel 2.3 for gassreforming og elektrolyse. Vi antar derfor at gassreforming vil fortsette å bli brukt for ammoniakkproduksjonen på Herøya og metanolfabrikken på Tjeldbergodden frem mot 2030, til produksjon fra elektrolyse blir konkurransedyktig på pris eller til det er behov for å etablere ny produksjonskapasitet. Det er imidlertid mulig at Yara eller Equinor vil erstatte noe av produksjonen med elektrolysebasert produksjon som et ledd i å redusere klimagassutslipp.



Klimaperspektivet er imidlertid en viktig driver for økt utbredelse av hydrogen i Norge. Vi antar derfor at anvendelse av CCS vil normalt være en forutsetning for ny produksjon av hydrogen fra naturgass utenfor eksisterende industri. Dette kravet tilsier at gassreforming vil kun være aktuelt for større anlegg. Utviklingstakten for CCS i Norge og manglende utbygd gassinfrastruktur for transport av naturgass innenlands medfører at det er lite sannsynlig at gassreforming vil bli brukt til småskalaproduksjon av hydrogen i Norge frem mot 2030.

Med krav til anvendelse av CCS tror vi at etablering av et nytt gassreformeringsanlegg forutsetter at årlig etterspørsel fra anlegget overstiger minst 10 000 tonn H₂/år. Dette skyldes hovedsakelig to forhold:

- Hydrogen produsert fra mindre gassreformeringsanlegg blir mer kostbart per produsert enhet, og elektrolyse blir mer konkurransedyktig på pris.
- Mindre anlegg vil produsere for lite CO₂ til at det normalt vil være kostnadseffektivt å bygge en egen CCS infrastruktur for anlegget alene. Anvendelse av CCS vil derfor kreve tilgang til en eksisterende infrastruktur for CO₂ transport og lagring. I tillegg blir normalt fangstkostnaden per tonn CO₂ fanget høyere enn for større anlegg.

Vi mener derfor at det frem til 2030 bare vil være aktuelt å bygge nye gassreformeringsanlegg i områder med stor hydrogenetterspørsel og planlagt CCS infrastruktur. Ettersom CO₂ er tenkt transportert med skip i forbindelse med det norske fullskalaprojektet (OED, 2016), gjelder dette i første omgang lokasjoner langs skipsleden fra Oslo til Kollsnes, eller i rimelig nærhet til Kollsnes, hvor landanlegget for fullskalaprojektet er planlagt. Lokasjoner i nærheten til Bergen og Ålesund kan være aktuelle for gassreforming, ettersom disse byene ligger i nærheten av henholdsvis Kollsnes og Nyhamna gassbehandlingsanlegg (www.norsketroleum.no, b). I tillegg ligger Kristiansund havn i relativ nærhet til Tjeldbergodden, og vil muligens kunne få hydrogen derfra. Som beskrevet i kapittel 4.1.2 er det et potensial for å hente ut ca. 5500 tonn H₂/år fra fyrgassen.

Sentralisert elektrolyse

Eventuell etablering av storskala elektrolyseanlegg med påfølgende transport til sluttbruker krever at kostnadsfordeler ved slik produksjon kompenseres for ekstra transport- og lagringskostnader sammenlignet med verdikjeden diskutert i kapittel 6.2.1. Dette potensialet kan realiseres ved en kombinasjon av en eller flere av følgende faktorer:

- Kostnadsreduksjon fra storskala elektrolyse.
- Mulighet til å hente billigere kraft.
- Mulighet til å redusere nettleie.

Ettersom strømprisen er den dominerende faktoren for pris på hydrogenproduksjon fra elektrolyse (se kapittel 2.3.1), er de siste to punktene her normalt av størst betydning. En reduksjon i strømpris betalt av eier av elektrolyseanlegget på 10 øre/kWh vil redusere hydrogen prisen med omtrent 5 kr/kg.

Differansen i pris for produsert hydrogen per kg mellom en sentralisert verdikjede som vist i Figur 6-3 og en distribuert verdikjede som vist i Figur 6-2 vil være bestemmende for hvilken av disse verdikjedene som er mest fordelaktig. Parametre som spiller inn i dette regnestykket er avstand til sluttbrukere, og behov for økt lagringskapasitet (ved produksjon og hos sluttbruker) sammenlignet med lagringsbehovet for distribuert produksjon med lokalt forbruk.

Transport og lagring

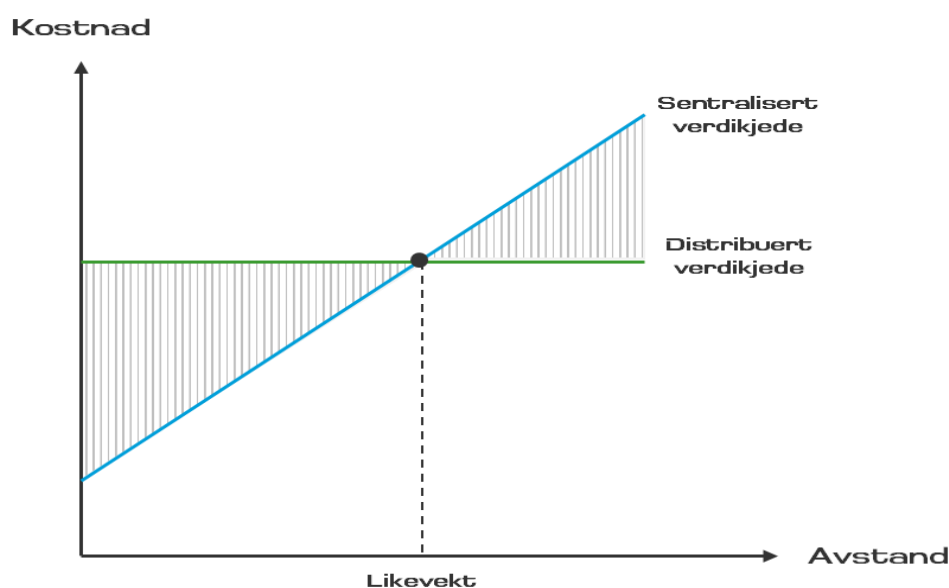
Figur 6-3 viser flere alternativer for transport og lagring. Flytendegjøring – til flytende hydrogen eller til ammoniakk eller en flytende hydrogenbærer (FHB) – er først og fremst aktuelt ved behov for å transportere og lagre store volum hydrogen over lengre avstander, når transport av trykksatt hydrogen med rørledning vurderes som lite hensiktsmessig eller kostnadseffektivt. Dette kan for eksempel være relevant for å transportere hydrogen fra Bergen eller Ålesund med skip til havner lenger nord, som Kristiansund, Bodø og Tromsø, og eventuelt videre til Svalbard.

Nedkjøling av hydrogen til flytende form med påfølgende transport og lagring er ofte svært kostnadskrevende sammenlignet med transport og lagring av hydrogen som ammoniakk eller FHB (se for eksempel Figur 5-2 i kapittel 5.3). Det antas derfor at dette alternativet vil normalt bli brukt bare når sluttbruker benytter flytende hydrogen. Dette vurderes blant annet for Statens Vegvesen sin hydrogenferje på strekningen Hjelmeland-Nesvik-Skipavik. Hvis flytende hydrogen blir valgt som løsning for denne ferjen, kan det medføre at det på sikt vil bli bygget et anlegg for flytendegjøring av hydrogen i Norge. Dette vil kunne aktualisere bruk av flytende hydrogen, også for andre anvendelsesområder.

6.3 Konkurransen mellom ulike hydrogenverdikjeder

Selv med rask kostnadsreduksjon for elektrolyse, økt CO₂ pris og påkrevd karbonfangst, tilsier analysen i kapittel 2.3 at storskala gassreforming med CCS vil de neste ti årene være konkurransedyktig på pris sammenlignet med storskala hydrogenproduksjon fra elektrolyse med tilsvarende behov for transport og lagring. Hydrogenproduksjon fra naturgass med CCS anses imidlertid å kun være aktuell for steder som er i rimelig nærhet til allerede etablert gass- og CCS-infrastruktur. Dette gjelder blant annet havnene i Bergen og Ålesund. I tillegg vil havna i Kristiansund kunne få levert hydrogen fra Tjeldbergodden. Dette forutsetter at Equinor og ConocoPhillips skiller ut hydrogen som i dag brennes som en del av fyrgassen.

For øvrige steder mener vi at elektrolysebasert hydrogenproduksjon vil være den dominerende produksjonsmetoden. Konkurransen mellom lokal produksjon og sentralisert produksjon styres først og fremst av prisdifferansen på strøm og behov for transport og lagring. Sentralisert produksjon trenger lavere strømpris for å kompensere for økte kostnader til transport og lagring. I Figur 6-4 har vi skissert en prinsipiell tilnærming til de relative totalkostnadene i hhv. sentralisert og distribuert verdikjede.



Figur 6-4: Kostnadssammenligning og likevekstdistans for sentralisert og desentralisert verdikjede for produksjon og leveranse av hydrogen til sluttbruker. Kilde: DNV GL.

En sentralisert verdikjede med storskala produksjon av hydrogen kan få lavere produksjonskostnad per kg produsert hydrogen enn små anlegg for lokal småskalaproduksjon. Imidlertid vil sentralisert produksjon ha kostnader knyttet til transport av hydrogen fra produksjon til forbruk.

Likevektstidstanden mellom en sentralisert og distribuert verdikjede vil avhenge av en rekke faktorer, deriblant avstand til forbrukspunktene, produsert volum, kraftpris i området, tilgjengelig nettkapasitet, osv. Konkurranseskraften mellom en sentralisert og distribuert løsning må derfor analyseres for hvert enkelt tilfelle. Generelt vil totalkostnaden ved en sentralisert verdikjede øke med avstanden til forbrukspunktene på grunn av behovet for transport av hydrogen.

Kostnadsbildet til verdikjedene påvirkes også av størrelsen på produksjon og etterspørsel. Generelt vil likevektstidstanden avta (beveges mot venstre i Figur 6-4) i verdikjeder med små produksjonsvolum på grunn av reduserte stordriftsfordeler for den sentraliserte verdikjeden. Likevektstidstanden vil også avta hvis det er mange forbrukspunkter med lavt forbruk. Dette skyldes økte enhetskostnader for transport og lokal lagring ved de ulike forbrukerne.

For noen anvendelser vil lokal produksjon ha et tydelig konkurransefortrinn. Dette gjelder for eksempel hydrogen-stasjoner i utkantstrøk med lang avstand til andre hydrogenbrukere. Lokal elektrolyse fremstår også som mindre risikofyllt fra et investeringsperspektiv. Elektrolyseanlegg kan som tidligere nevnt utvides gradvis, og investeringsbeslutningen kan normalt tas av aktuelle aktører alene. Reduserte transport og lagringskostnader, sammen med ønske om å bruke fornybar strøm til hydrogenproduksjon og krav til høy renhetsgrad for brenselcelleanvendelser, gjør at vi forventer at lokal elektrolysebasert produksjon blir normalt foretrukket for veitrafikk, havner og jernbane.

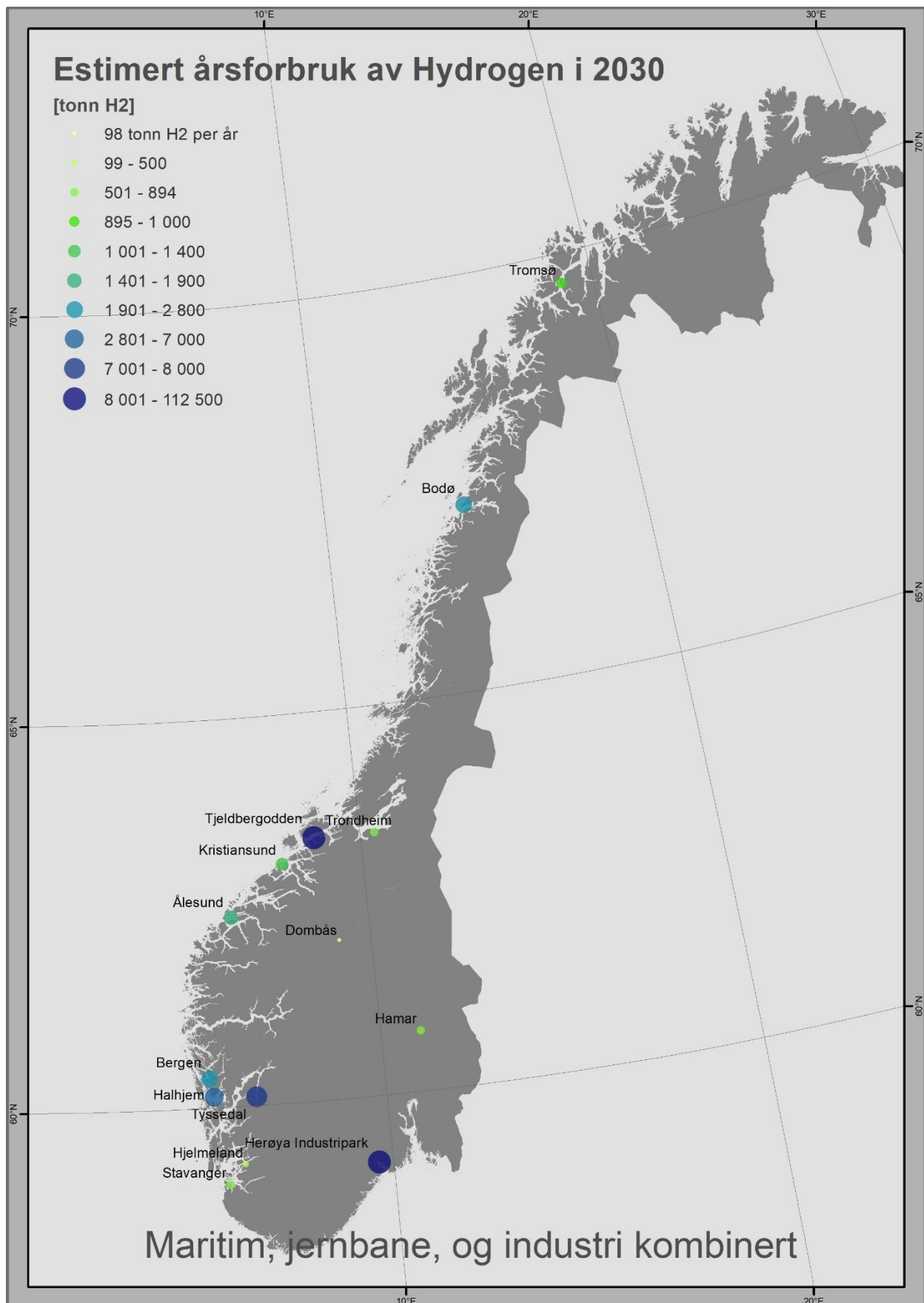
For noen anvendelser ser vi en mer reell konkurransesituasjon mellom elektrolyse og gassreformering med CCS. Dette gjelder for eksempel for hydrogenproduksjonen ved Herøya. Her produseres hydrogen med gassreformere uten karbonfangst. Muligheten for å erstatte denne produksjonen med elektrolyse krever at det er konkurransedyktig på pris, samt at Yara er villig til å investere i etableringen av et elektrolyseanlegg og nødvendig infrastruktur. Våre analyser antyder at en slik omlegging ikke vil være konkurransedyktig med det første, slik heller ikke etablering av CCS er i dag. Nel og Yara har imidlertid fått Pilot-E finansiering fra Forskningsrådet, Innovasjon Norge og Enova for å se på mulighet for å utvikle elektrolysebasert hydrogenproduksjon (E24, 2018b). Dette viser at Yara ser dette som en reell mulighet for fremtidig gjødselproduksjon. En beslutning om å investere i elektrolyse eller CCS kan også påvirkes av folkeopinionen rundt fossil-basert vs. fornybar-basert hydrogen (CE Delft, 2018). Dette vil kunne være utslagsgivende for at elektrolyse blir foretrukket, men innfasing av elektrolysebasert produksjon vil da trolig skje gradvis.

6.4 Perspektiver på etablering av verdikjede for hydrogen

Realisering av hydrogenetterspørselen skissert i kapittel 6.1 krever etablering av ny infrastruktur. I kapittel 6.2 har vi beskrevet hydrogenverdikjedene som anses som mest aktuelle i Norge. I dette kapitlet diskuterer vi behov for infrastruktur for ulike anvendelser, gitt antagelser og betraktninger om konkurransebildet mellom disse verdikjedene. Her diskuterer vi også behov for koordinering mellom ulike selskap på tvers av de ulike elementene i verdikjeden.

6.4.1 Industri, maritime havner og jernbane

Kartet i Figur 6-5 viser en oversikt over estimert hydrogenetterspørsel i 2030 fra industri, maritime havner, og jernbane. Her ser vi lokasjonene hvor hydrogen er antatt brukt som innsatsfaktor i industri i 2030 (Herøya, Tjeldbergodden og Tyssedal), havnene i Stavanger, Bergen, Ålesund, Kristiansund og Tromsø, samt foreslåtte fyllelokasjoner for jernbane i Trondheim, Hamar og Dombås.



Figur 6-5: Kart over hydrogenetterspørsel for maritime havner, jernbane og industri.

Fabrikkene på Herøya og Tjeldbergodden produserer allerede hydrogen eller syntesegass, men i dag uten anvendelse av CCS. Hvis det norske fullskalaprojektet realiseres, med skipstransport av CO₂ til et landanlegg på Kollsnes, så vil det trolig være mulig å levere eventuelt fanget CO₂ fra disse fabrikkene til samme landanlegg, for videre transport til valgt lagerlokasjon. Dette forutsetter at landanlegget dimensjoneres, eller eventuelt utvides, til å kunne ta imot CO₂ fra disse lokasjonene, og at rørledningen fra Kollsnes til lagerlokasjon har tilstrekkelig kapasitet. Mulighet for etablering av fangstanlegg på Herøya og Tjeldbergodden må også vurderes ut ifra areal og praktiske hensyn. Men mulighetsstudien for regjeringens fullskalaprojekt for CO₂-håndtering konkluderte med at «det vil være teknologisk mulig å gjennomføre CO₂-fangst fra ammoniakfabrikken, og at Herøya industripark som lokalitet vil være et egnet sted for fangst, mellomlagring og utskipping av CO₂» (OED, 2016).

Et alternativ til anvendelse av CCS på disse lokalitetene er å produsere hydrogen med elektrolyse. Men DNV GL vurderer det som lite sannsynlig at en full omlegging til elektrolyse vil være aktuelt før 2030.

For TiZir sitt foreslåtte konsept med bruk av hydrogen som reduksjonsmiddel i titandioksidmelteverket i Tysedal er anslått hydrogenforbruk ca. 8 000 tonn H₂/år. På bakgrunn av betraktninger diskutert i kapittel 6.2.2 (relativt lavt volum hydrogen og lang avstand til CCS infrastruktur) anses det som mest sannsynlig at verdikjede 2 vil bli anvendt – lokal produksjon med elektrolyse. Dette er også konseptet som er beskrevet i TiZir sin intensjonsavtale med Sunnhordland Kraftlag og Greenstat (Sysla, 2017). Etersom dette vil kreve omtrent 400 GWh/år vil det kreve noe ny lokal kraftinfrastruktur. Kostnader for dette og øvrig infrastruktur vil dermed være en del av grunnlaget for investeringsbeslutningen.

For mulige fyllestasjoner for jernbane i innlandet (f.eks. Hamar og Dombås) antar vi at lokal produksjon med elektrolyse vil være mest hensiktsmessig. Dette skyldes at det vil være krevende å etablere en kostnadseffektiv verdikjede med transport av hydrogen med landbasert transport.

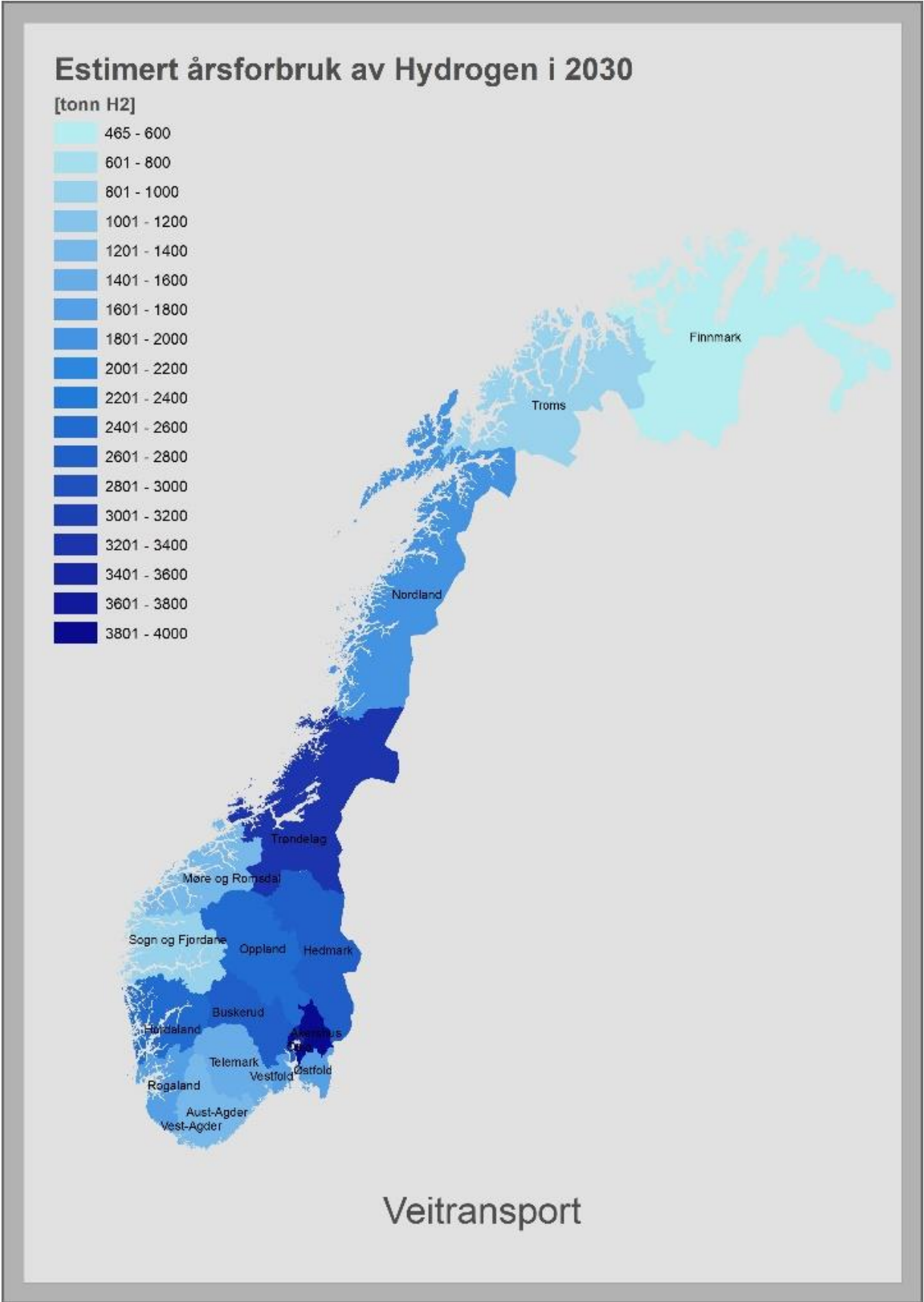
For havner og jernbanestasjoner i nærhet til skipsanløp er det relevant å vurdere mulighet for samlokalisert produksjon, og påfølgende fordeling av hydrogen. På bakgrunn av hydrogenetterspørselen vist i Figur 6-5 er dette alternativet relevant for levering av hydrogen til havnene i Stavanger, Bergen, Ålesund, Kristiansund, og Tromsø. I tillegg er det relevant for Trondheim, ettersom togstasjonen ligger nær havnen. Her vil det derfor være mulig å kombinere infrastruktur for hydrogenfylling for skip og tog, samt for tilhørende terminaler for langdistanse buss og varetransport.

Hvis vi antar at fullskalaprojektet for CCS blir realisert vil det være relevant å vurdere mulighet for samlokalisert produksjon med gassreforming langs skipsleden til Kollsnes, eller i nærhet av Kollsnes.

Samlokalisert produksjon og fordeling av hydrogen til aktuelle havner vil kreve transport av hydrogen med skip for å kunne konkurrere med lokal produksjon. Betraktninger diskutert i kapittel 6.2.2 og 6.4.3 vil påvirke valg av hydrogenbærer. Frakt av hydrogen som ammoniak kan etableres på kort sikt, ettersom ammoniakktankere er tilgjengelige og anlegg for reformering av ammoniak finnes i dag. Dette krever imidlertid etablering av slike reformeringsanlegg i, eller i umiddelbar nærhet til, de aktuelle havnene. Transport av hydrogen med skip i nedkjølt, flytende form vil muligens være mulig å realisere før 2030, men vil trolig være vesentlig mer kostbart enn lokal produksjon med elektrolyse.

6.4.2 Veitrafikk

Figur 6-6 viser estimert fylkesvis hydrogenforbruk for veitrafikk i 2030. Her inngår 29 000 tonn H₂/år for lastebiler og 7000 tonn H₂/år for langdistanse buss.



Figur 6-6: Fylkesvis oversikt over estimert hydrogennetterspørsel for veitrafikk i 2030.

For produksjon av hydrogen til fyllestasjoner antas det at elektrolyse vil være dominerende. I et tidlig stadium med små volum omsatt per fyllestasjon (f.eks. mindre enn 50 kg H₂/dag) anses det som sannsynlig at mange fyllestasjoner vil få hydrogen tilkjørt, i stedet for å produsere dette lokalt. Men ved større omsetningsvolum vil etablering av en egen elektrolyse raskt bli konkurransedyktig. På lengre sikt forventes det derfor at mange fyllestasjoner vil etablere egen hydrogenproduksjon. I urbane strøk er det tenkelig at fyllestasjonene etablerer egne depot med et større elektrolyseanlegg, og bruker dette til å levere hydrogen til fyllestasjoner i rimelig nærhet. Dette skyldes både begrensninger på areal rundt fyllestasjoner, og kostnadsbesparelser ved større produksjon og sentralisert hydrogenlagring.

Begrenset tilgang til fyllestasjoner antas å ha vært en medvirkende faktor til sakte innfasing av hydrogenbiler. Rapporten her peker imidlertid også på at totalkostnaden ved eierskap til lette hydrogenkjøretøy (hydrogenbiler) ikke vil være konkurransedyktig mot elbiler, og dette anses som en mer fundamental begrensning for innfasing av hydrogenbiler i personbilsegmentet.

For tyngre kjøretøy, hvor hydrogenkjøretøy i større grad forventes å være konkurransedyktig fra et kostnadsperspektiv, antas tilgang til fyllestasjoner å ha vesentlig mindre påvirkning på salget. Dette skyldes at eiere av store buss- eller lastebilflåter i nær-regional trafikk vil kunne investere i egne fyllestasjoner for å dekke hydrogenbehovet til sine egne flåter, slik Askog og Ruter allerede har gjort.

Ved behov for langdistansetransport vil det i noen grad være behov for fyllemuligheter i områder med begrenset trafikk, hvor det er mindre attraktivt for eiere av tunge kjøretøyflåter å etablere egne fyllestasjoner. Dette kan bidra til saktere etablering av fyllestasjoner for tungtrafikk utenfor urbane områder. Dette anses som en sentral utfordring for innfasing av tunge hydrogenkjøretøy ettersom konkurransekraften mot tunge diesel- og elkjøretøy er størst ved behov for lange kjøreintervaller.

USA, Japan og Tyskland var noen av de første landene som lanserte strategier for å etablere en infrastruktur for å oppnå en betydelig andel hydrogenbiler (ICCT, 2018). California har for eksempel en ambisjon om minst 1 000 fyllestasjoner og 1 000 000 hydrogenbiler på veiene innen 2030 (California Fuel Cell Partnership, 2018). Essensen i deres strategier er i første fase å opprette klynger nær befolkningsentre, og så i neste fase koble sammen klynger med stasjoner i et korridorsystem mellom de ulike klyngene. Strategien tar sikte på å tilby en dekningsgrad som dekker de flestes behov og som vil føre til at det oppnås volumer av hydrogenkjøretøy på deres veier på sikt.

6.4.3 Transport og lagring

Flere alternativer for frakt av hydrogen fra produksjonssted til store brukere er relevante.

- **Transport med rørledning:** For behov for frakt av store volum (flere 10 000 tonn H₂/år) kan det være kostnadmessig lønnsomt å frakte hydrogen med rørledning. Dette kan være aktuelt langs deler eller hele kyst-strekningen Bergen-Trondheim. Fordeler med dette er bl.a.:
 - begrenset energitap ved trykksetting av hydrogen;
 - ingen tilstandskonvertering (hydrogen levert i gassform); og,
 - sterkt redusert behov for tanker for hydrogenlagring da rørledningsinfrastrukturen vil kunne dekke mye av lagringsbehovet.

Beslutningen om å etablere en rørledningsinfrastruktur for hydrogentransport krever samhandling mellom flere ulike aktører. For at dette skal kunne realiseres må staten muligens ta en del investeringen, og for eksempel bli deleier i infrastrukturen med Gassco som operatør. Dette vil kunne danne grobunn for en akselerert innfasing av hydrogen i maritim sektor.

- **Flytende hydrogen:** Dette vil kreve hydrogen-tankere eller hydrogen bunkringsskip⁴², som ikke er tilgjengelig i dag, og medfører store kostnader og stort energitap forbundet med anlegg for flytendegjøring.
- **Ammoniakk og flytende hydrogenbærer (FHB):** Teknologi for frakt og lagring er etablert, og tillater at fleksibel utvidelse mot flere brukere trinnvis. Men verdikjeden har et energitap som er vesentlig større enn det man har ved trykksetting, og krever anlegg for konvertering til hydrogen ved hver bruker. Om en rørledningsinfrastruktur blir utviklet på sikt, så vil den sannsynligvis ha lavere kostnader. Dette representerer en risiko for at anlegg for konvertering blir overflødige.

6.4.4 Synergieffekter

Synergimuligheter for hydrogenverdikjeder kan stamme fra flere forbrukere i et område eller langs en transport-åre. Dette kan gi opphav til samlokalisering av produksjons og lagringsanlegg, og deling av investeringer og operasjonelle kostnader forbundet med transport. Et opplagt eksempel er samlokalisering av produksjons- og lagrings-anlegg for hydrogen til jernbane og havner, der jernbanestasjonen ligger i nær tilknytning til havnen. Som nevnt i kapittel 6.4.2 så er dette også relevant for produksjon og lagring av hydrogen for veitransport i urbane strøk. Dette vil kunne åpne for en raskere og bredere anvendelse av brenselcelleteknologi der disse synergimulighetene foreligger.

En annen mulighet er å hente ut overskuddshydrogen fra dagens hydrogenprodusenter, eller utnytte en større del av kapasiteten til hydrogenproduksjon. Dette kan være relevant for ammoniakkfabrikken på Herøya, metanolfabrikken på Tjeldbergodden, og raffineriet på Mongstad. Det mest aktuelle her er muligens å etablere bunkringsanlegg for skip i nærhet til disse industrianleggene. Dette kan imidlertid kreve ytterligere rensing av hydrogenet slik at det er egnet for bruk i marine brenselceller.

En annen potensielt viktig synergimulighet for etablering av storskala hydrogen forbruk i maritim sektor er relatert til etablering av en rørledningsinfrastruktur for hydrogentransport mellom Trondheim og Bergen, som diskutert i kapittel 6.4.1. Hvis det utvikles storskala gassreforming med CCS for eksport av naturgass til Europa, vil det være nærliggende å vurdere etablering av gassreformeringsanlegg nær Kollsnes og Nyhamna gassbehandlingsanlegg, med påfølgende eksport via rørledning til Europa. Dette vil da medføre at hydrogen vil kunne gjøres tilgjengelig for bunkringsanlegg langs rørledningstraseen til Europa, og dermed også gjøre hydrogenproduksjon fra gassreforming mer aktuelt for maritime bruk.

Hvis eksport av hydrogen i ammoniakk eller flytende hydrogenbærer etableres, så vil også dette åpne for fleksibel tilgang til hydrogen langs norskekysten eller på Svalbard. Dette krever som nevnt anlegg for konvertering til hydrogen på landsiden, og er muligens mest aktuelt for lokasjoner med stort forbruk hvor hydrogenproduksjon med elektrolyse ikke anses som aktuelt eller kostnadseffektivt.

6.4.5 Utfordringer

Utfordringer for etablering av hydrogeninfrastruktur kan spenne over teknologiske, økonomiske, sosiale og politiske dimensjoner. Utfordringer langs disse aksene blir drøftet overordnet her.

Teknologi

Utfordringer på teknologisiden gjelder primært forbrukssiden, da teknologi for produksjon og lagring av hydrogen anses for å være tilgjengelig. Figur 2-7 viser at både tog, lastebil og skip er på TRL-nivå 7 eller

⁴² Transport med tankbil anses som lite realistisk for store volum (flere titalls tusen tonn).

lavere. TRL-nivå 7 tilsier at «Fullskala prototype eller demonstrasjonsanlegg i markedsrelevant skala er testet ut under reelle driftsbetingelser» (Enova).

For både lastebil og tog så produseres det i dag modeller for kommersielt salg, og Nikola planlegger å ha over 700 fyllestasjoner i USA og Canada innen 2028 (Nikola). 5 november 2018 hevdet Nikola å ha forhåndsbestillinger til en verdi av 11 milliarder dollar (Nikola). Vi anser derfor at teknologimodenhet ikke vil representere en vesentlig begrensning på opptak av hydrogenlastebiler. Tilsvarende mener vi at hydrogentog tilsvarende de som allerede opererer i Tyskland, eller de som er bestilt for UK, også vil være egnet for passasjertrafikken og på de ikke-elektrifiserte banene i Norge. Noe teknologiutvikling må til for at også godstrafikken kan flyttes over på hydrogendrift, men dette bør kunne komme på plass før 2030 så lenge utviklingen innenfor passasjersegmentet vedvarer. Denne utviklingen er imidlertid svært usikker, og vil i stor grad avhenge av konkurransekraften mellom hydrogen- og batteritog.



Økonomi

Det er i dag en utfordrende investeringssituasjon for etablering av fyllestasjoner for hydrogenpersonbiler (Ogden, Yang, Nicholas, & Fulton, 2014). Høy total kostnad ved eierskap for brenselcellekjøretøy sammenlignet med tilsvarende el-, diesel- og bensin-biler, og et begrenset utvalg, begrenser også markedet for disse kjøretøyene. Etablering av fyllestasjoner i Norge er derfor forventet å være avhengig av offentlig støtte. I sitt teknologiveikart for hydrogen- og brenselcelleteknologi (IEA, 2015) hevder IEA at det er behov for offentlig virkemidler i utrullingsperioden for å sikre at fyllestasjoner blir bygget og kan driftes i opptil 10-15 år med negativ bunnlinje. Bygging av fyllestasjoner i nærheten av byer og trafikkerte ferdselsruter først er et strategisk grep for å sikre en høy brukstid under utrulling av teknologien. Flere initiativer, deriblant California Fuel Cell Partnership (CAFCP), H2 mobility i Europa (H2 Mobility), og Fuel Cell Commercialization Conference of Japan (FCCJ), har forslått en tilnærmet lik strategi for å sikre en høy dekningsgrad til en lavest mulig kostnad.

ICCT har i sin studie (ICCT, 2018) estimert kostnadene og størrelsen på ulike fyllestasjoner som er etablert og planlagt etablert frem mot 2020. I denne analysen er det estimert at en fyllestasjon med et omsetningsvolum på rundt 100-300 kg H₂/dag vil koste rundt 8-15 millioner NOK.

Sosiale og politiske aspekter

Som nevnt vil etablering av kommersielle hydrogen-stasjoner ofte kreve offentlige virkemidler i utrullingsperioden. Utrulling av en hydrogen-infrastruktur må derfor være en integrert del av en energipolitikk der virkemidlene avveies i forhold til et helhetsbilde og insentiver som kreves på andre

områder. I Norge er konkurransen med el-biler og el-ferjer sterk, og det kan synes som det er etablert en form for konsensus at hydrogendrift for lette kjøretøy ikke vil ha en stor fremtid i Norge. Selv om hydrogen har et konkurransefortrinn for tyngre kjøretøy, så kan skepsisen til, og manglende konkurranseevne for lette hydrogenkjøretøy også bidra til mindre etablering av fyllestasjoner for tungtransport. For lokal transport med buss eller andre tyngre kjøretøy vil imidlertid aktørene selv kunne etablere egne fyllestasjoner, slik Asko har gjort i Trondheim og Ruter har gjort i Oslo.

Norge har en egeninteresse av å fremme CCS som teknologi for produksjon av hydrogen fra naturgass, ettersom dette vil kunne forsterke konkurranseevnen til norsk gass. Norge har også lang erfaring og sterk kompetanse på CCS, og egnede geologiske formasjoner for anvendelse av CCS. Men selv om karbonfotavtrykket til blå hydrogen kan være like lavt som grønn hydrogen, vil produksjon fra fossile brensler utnytte en begrenset ressurs, og enkelte mener at det forlenger vår olje og gass avhengighet. I tillegg er det i enkelte land en utbredt skepsis til CCS, som f.eks. i Tyskland. Dette kan begrense markedet for eksport av blå hydrogen. En mulighetsstudie fra CE Delft argumenterer imidlertid for at blå hydrogen er nødvendig for en rask innføring av hydrogen som energibærer, og at bruk av blå hydrogen vil også medføre økt bruk av grønn hydrogen i et åpent marked (CE Delft, 2018).

En annen utfordring er oppfatningen om at bruk av hydrogen innebærer en høy sikkerhetsrisiko. For eksempel er hydrogen, i likhet med andre drivstoff, brann og eksplosjonsfarlig, og oppbevares under høyt trykk eller veldig lav temperatur. Dette kan påvirke folks holdning til bruk av hydrogen og etablering av hydrogen-infrastruktur. Men selv om hydrogen har andre risikomomenter enn for eksempel bensin og diesel, har verden lang erfaring med bruk av hydrogen og hydrogenteknologi i industri, både trykksatt og flytende. Det eksisterer derfor tilstrekkelig kunnskap og sikkerhetsforskrifter til at hydrogenteknologi kan anvendes sikkert, også for transportanvendelser (hydrogen.no, a).

6.5 Kraftbehov og nettkapasitet for elektrolyse

Lave, stabile kraftpriser og rikelig tilgang på fornybar kraft gjør at Norge er i en unik posisjon til å etablere kostnadseffektiv produksjon av grønn hydrogen. Produksjon av hydrogen med elektrolyse er imidlertid svært energikrevende. Et vesentlig spørsmål i denne sammenheng er om det er mulig å dekke hydrogenetterspørselen frem til 2030 skissert i kapittel 6.1 med elektrolyse. For å kunne gjøre dette må en vurdere utsiktene til norsk kraftproduksjon og etterspørsel frem mot 2030, samt å vurdere muligheten til å knytte seg til strømmettet ved ulike lokasjoner.

6.5.1 Kraftmarkedet i Norge mot 2030

Produksjon og forbruk til 2030

I 2017 ble det produsert 149 TWh elektrisitet i Norge, og kraftforbruket var 135 TWh (SSB, 2018b). Forbruket fordeler seg på 45 prosent til industri, 22 prosent til tjenesteytende næringer og 34 prosent til husholdninger og jordbruk. Mot 2030 vil kraftforbruket innen industri, petroleum og transport øke. NVE anslår veksten til 24 TWh fra 2017 til 2035. Den viktigste driveren til økt strømbruk er industrivekst (NVE, 2018c).

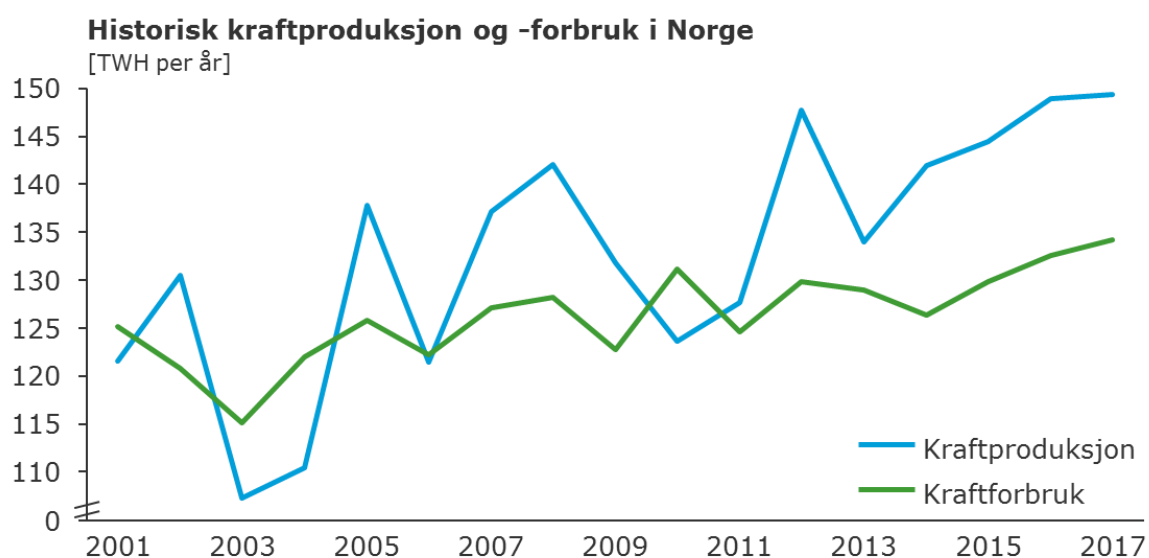
Den norske kraftproduksjon består av vannkraft, vindkraft og varmekraft. Vannkraft er den dominerende energikilden, med en årlig middelproduksjon på opptil 95 prosent av den totale kraftproduksjonen i Norge. Vindkraft utgjør foreløpig kun en liten andel av den samlede norske kraftproduksjonen, men frem til 2020 er det forventet at vindkraftproduksjonen øker med rundt 10 TWh fra dagens nivå på 3 TWh årlig produksjon (Statnett, 2018a) og (NVE, 2018a).

Statnett har analysert hvor mye vindkraft som kan kobles til det norske overføringsnettet etter at planlagte nettinvesteringer er gjennomført. Analysen viser at det er mulig å bygge 25-45 TWh vindkraft i Norge uten behov for ekstra investeringer i overføringsnett. Det er gunstigst å bygge vindkraft i Sør-Norge fordi nettet i den delen av landet er sterkest (Statnett, 2018b).

Et særtrekk med den norske kraftproduksjon er mulighet for å bruke vannmagasinene til å lagre store mengder energi, tilsvarende 70 prosent av det årlige norske kraftforbruket, over lengre perioder (Energifakta Norge, 2018). Dette gjør det norske kraftsystemet fleksibelt, og fører til at kraftprisene varierer mindre enn i andre land. Magasinene gjør det også mulig å integrere en større andel uregulerbar kraftproduksjon uten at prisene faller mye når produksjonen er høy, slik tilfellet er i land som Danmark og Tyskland. Dette gjør verdien av å lagre overskuddsstrøm i form av hydrogen mindre aktuelt her enn i resten av Europa, jf. kapittel 2.8.4.

Kraftoverskudd til 2030

Forholdet mellom kraftproduksjon og -forbruk i Norge henger sammen med hvor mye nedbør som kommer. I normale nedbørsår er kraftoverskuddet rundt 7 TWh, men på grunn av mye nedbør har overskuddet de siste årene i praksis vært på 10-15 TWh (Energifakta Norge, 2018), se Figur 6-7.



Figur 6-7: Produksjon og forbruk av elektrisk kraft i Norge fra 2001 til 2017. Kilde: **(SSB, 2018b)**

Tabell 6-1 viser framskrivninger fra NVE for kraftproduksjon og forbruk i Norge frem mot 2030 (NVE, 2018a). Her ser vi at den norske kraftproduksjonen forventes å øke med 31 TWh fra 2018 til 2030, og at kraftoverskuddet forventes å øke fra 5 til 20 TWh. Utviklingen drives frem av vindkraftutbygginger og økt tilsig som følge av at mer nedbør og bresmelting bidrar til økt vannkraftproduksjon.

Tabell 6-1: Utsikter for kraftproduksjon og -forbruk i Norge mot 2030 for de fem nasjonale kraftregionene. Kilde: **(NVE, 2018a)**.

Kraftproduksjon, -forbruk og -balanse i Norge							
	Analyseår	Øst-Norge	Sør-Norge	Vest-Norge	Midt-Norge	Nord-Norge	Sum Norge
Produksjon (TWh)	2018	17	48	30	21	24	140
	2030	21	58	32	30	30	171
Forbruk (TWh)	2018	38	37	17	26	17	135
	2030	40	47	19	27	18	151
Kraftbalanse (TWh)	2018	-21	11	13	-5	7	5
	2030	-19	11	13	3	12	20

Et så høyt kraftoverskudd åpner for å etablere nye kraftkrevende industrier i Norge. Elektrolysebasert hydrogenproduksjon er en mulig industri, men ny bruk i andre kraftkrevende industrier, for eksempel datasentre, kan også øke slik at kraftoverskuddet reduseres. Nye utenlandskabler til Tyskland og Storbritannia vil også føre til at deler av Norges kraftproduksjon eksporteres. I tillegg vil elektrifisering av transportsektoren bidra til at fossile energivarer erstattes med strømbruk. Mot 2030 vil økningen i kraftforbruk innen transport være begrenset, men mot 2040 anslår Statnett at elektrifisering gir en vekst i kraftforbruket til transport på totalt 10 TWh fra 2017 til 2040 (Statnett, 2018a).

Kraftpriser til 2030

Kraftmarkedet i Norge er delt i fem regioner eller prisområder. Kraftprisene i disse områdene avhenger av tilgjengelig produksjon og forbruk av elektrisitet, og mulighet til å handle med andre områder. I et område med kraftunderskudd er det behov for å importere kraft slik at forbruket dekkes. Prisen i dette området kan da bli høyere enn i overskuddsområder, men hvor stor prisforskjellen blir avhenger av hvor sterkt nettet mellom områdene er. Dersom nettet er tilstrekkelig utbygd vil kraft selges fra overskudds- til underskuddsområdet inntil prisene er utjevnet.

Av de fem norske prisområdene er Øst- og Midt-Norge i dag underskuddsområder, mens Nord-, Vest- og Sør-Norge har kraftoverskudd. Et sterkt norsk nett bidrar til at prisforskjellene internt i Norge ofte er relativt små, men i tilfeller med uvanlig høy eller lav fyllingsgrad i ett område eller dersom overføringskapasiteten mellom områder er begrenset på grunn av vedlikehold eller feil i nettet, kan prisforskjellene bli større. Historisk har Midt-Norge hatt de høyeste kraftprisene i Norge, mens de tre prisområdene i Sør-Norge har hatt lavest priser. Utbygging av vindkraft i Nord-Norge gjør at kraftoverskuddet i landsdelen øker de nærmeste årene. Siden muligheten til å eksportere kraft fra Nord-Norge til Sverige og Midt-Norge allerede i dag er begrenset, bidrar økt kraftoverskudd til at kraftprisen i Nord-Norge ser ut til å bli betydelig lavere enn i resten av Norge.

I Sør-Norge blir kraftprisene tettere koblet til kontinentale kraftpriser etter hvert som nye kabelprosjekter settes i drift. De nærmeste årene settes nye kabler fra Norge til Tyskland og Storbritannia i drift, i tillegg bygges det nye forbindelser fra Sverige og Danmark til Kontinental-Europa.

6.5.2 Nettkapasitet

Det norske kraftnettet er robust og Statnett planlegger å øke overføringskapasiteten ytterligere i mange deler av landet de neste fem årene (Statnett, 2017). Det gjennomføres også i disse dager en betydelig nettoppgradering på distribusjonsnettnivå i Norge. Kraftnettet er samtidig mest utbygget i Sør-Norge, der den største veksten av hydrogen også er forventet å komme. Hvis det er rom for noe fleksibilitet til

konkret lokalisering av elektrolyseanlegg, så er det derfor ventet å være uproblematisk å etablere elektrolyseanlegg med et samlet effektuttak på opptil 0,5 GW. Dette tilsvarer et kraftforbruk på ca. 4 TWh, og er tilstrekkelig for alle forbrukspunktene i Figur 6-5 med unntak av industrianleggene på Herøya og Tjeldbergodden (alt forbruk fra transportsektoren og estimert forbruk for TiZir). For individuelle elektrolyseanlegg vil det noen steder være relativt uproblematisk og forholdsvis lave kostander ved å knytte til 50 MW, mens andre steder kan det utløse store nettinvesteringer.

Nettilknytningskostnad, ofte referert til som anleggsbidrag, er kostnaden ved å etablere nødvendig nettinfrastruktur hos den aktuelle kunde og eventuelle forsterkninger i overliggende nett som følge av tilknytningen. Tilgjengelig nettkapasitet for ny etterspørsel vill naturlig variere etter lokasjon fordi historisk nettbygging har vært forskjellig i ulike områder og forbruk og produksjon varier. Er det begrenset nettkapasitet i området der det ønskes å koble til et elektrolyseanlegg kan det tilkomme en betydelig merkostnad. En viktig dimensjon ved lokalisering av hydrogenverdikjede er derfor å kartlegge nettilknytningskostanden ved etablering. I enkelte tilfeller kan det være rimeligere å plassere et elektrolyseanlegg på et mer gunstig sted i nettet, og transportere hydrogen via rørledning til forbruket.

Nettleien går til å dekke løpende kostander ved å drifte og vedlikeholde nettet, samt dekke tap som oppstår ved overføring. Nettleien er ofte utformet med et fastledd som avhenger av spenningsnivået for tilknytningen og et variabelt ledd som er avhengig av maksimalt effekt- og energiuttak. Nettleien varierer fra sted til sted fordi det er forskjellig kostnad knyttet til å drifte nettet i ulike områder, og kan også variere ut ifra kundens behov for leveringssikkerhet. Elektrolyseanlegg kan ha stor fleksibilitet i produksjonen, og kan få redusert nettleie ved mulighet for å bli koblet ut i anstrengte nettsituasjoner.

Det er mulig å koble et elektrolyseanlegg direkte til et kraftproduksjonsanlegg. På denne måte unngås nettilknytningskostnaden (investeringskostnad) og nettleien (driftskostnad). Nedsiden ved et slikt valg er at noe av produksjons-fleksibiliteten forsvinner. Dette kan medføre behov for å investere i større hydrogenlagringskapasitet for å dekke etterspørsel på dager med lav produksjon.

Totalkostnaden ved nettilknytning per kW øker generelt med økende effektuttak. Dette skyldes at nettet dimensjoneres ut ifra effekt, og nettleiene ofte blir basert på maksimalt effektuttak (kW per år). Dette vil medføre at storskala elektrolyseanlegg har høyere tilknytningskostnad enn småskalaanlegg.

Fyllestasjoner for hydrogen til transportformål vil antas å normalt ha et effektbehov mellom 100 kW til 1 MW. Dette tilsvarer ca. 17 til 170 tonn H₂/år. Dette er i nettsammenheng en last som normalt vil bli tilknyttet 10-22 kV regionalnett. Med litt fleksibilitet til konkret lokalisering, så er dette ventet å være uproblematisk å tilknytte denne lasten da det er mye ledig kapasitet i eksisterende nett. Tilknytningen vil i de fleste tilfeller medføre at det opprettes en nettstasjon som tilkobles dagens regionalnett. Kostnad for dette forventes å ligge et sted mellom 0,5-5 millioner NOK.

For storskalaanlegg kan effektbehovet ligge et sted mellom 10-100 MW. De største bilfergesambandene kan ha et årlig hydrogenbehov på 7000 tonn H₂/år, noe som kan kreve et effektuttak på 40 MW. I store industrianlegg kan effektbehovet være større: Eksempelvis ville en full overgang til elektrolysebasert hydrogenproduksjon på Herøya og Tjeldbergodden kreve et ekstra effektuttak på over 0,5 GW. Dette er betydelig i nettkapasitetssammenheng, og det kan gjøre det dyrere med nettilknytning.



Dagens nettkapasitet ved Herøya, Tjeldbergodden og i Tyssedal (TiZir) er vidt forskjellig. Det er et mest robust kraftnett i nærheten av Herøya og svakest ved Tjeldbergodden. For alle tre lokasjoner vil tilkobling av et storskala elektrolyseanlegg medføre at nettstasjonene på stedet må oppgraderes til et høyere spenningsnivå og at transformatorstasjonen må skiftes ut. Kostnaden for dette vil kunne være relativt sammenlignbar ved de ulike lokasjonene, og forventes å ligge på et sted mellom 10-50 millioner NOK avhengig av effektuttaket. I tillegg må kraftledningen mellom den lokale nettstasjonen og overliggende nett forsterkes. Det er her kostnaden mellom de ulike lokasjonene vil skille seg. For Herøya er det tilstrekkelig i kapasitet i overliggende nett, så kostnaden ved denne oppgradering er lav (< 10 millioner NOK). I Tyssedal er det rikelig med kraftproduksjon, men noe begrenset regionalnett. Kostnaden for å koble til er derfor svært usikker. For Tjeldbergodden er det imidlertid sannsynlig at betydelige nettkostnader vil tilkomme ved tilkobling av et storskala elektrolyseanlegg. Dette skyldes at Tjeldbergodden i dag forsynes ensidig via regionalnettet, og at et økt effektuttak på 0,5 GW kan kreve oppgraderinger av nettet til Tjeldbergodden eller etablering av lokal kraftproduksjon.

6.6 Hydrogenproduksjon fra overskuddsstrøm: Nord-Norge

Analyser fra NVE og Statnett (Statnett, 2018) indikerer at kraftoverskuddet i Nord-Norge⁴³ vil øke fra 8 TWh i dag, til 12 TWh i 2020 og 15 TWh i 2030 (NVE, 2018a). Nord-Norge har også gode vindressurser, og er derfor et attraktivt område for å investere i ny vindkraft. Frem til 2020 forventer NVE at kraftproduksjonen vil øke med 5 TWh i Nord-Norge, først og fremst på grunn av ny vindkraftproduksjon (NVE, 2018a). Begrenset overføringskapasitet ut av Nord-Norge medfører at økt kraftproduksjon i landsdelen gir lavere kraftpriser enn i resten av Norge. I NVEs analyse vil kraftprisen i Nord-Norge være 2 øre/kWh lavere enn Sør-Norge i 2020, og 7 øre/kWh lavere i 2030 (NVE, 2018a).

⁴³ N04 i Tabell 6-1.

Det er to tiltak som i en situasjon med stort kraftoverskudd i Nord-Norge kan gi likere norske kraftpriser: Bygge mer nett eller øke kraftforbruket i lokalt. Utjevning av kraftpriser mellom Nord- og Sør-Norge krever bygging av mye nytt nett helt fra Finnmark og gjennom både Norge og Sverige. Lokal forbruksøkning gjennom verdiskapning fra strøm fremstår derfor som et aktuelt alternativ. Statnett viser i sin analyse at et ekstra forbruk i Nord-Norge relativt til i dag på 5 TWh i 2025 og 10 TWh i 2040 er tilstrekkelig for å fjerne det meste av prisforskjellene mellom Nord- og Sør-Norge (Statnett, 2018a).

Lave strømpriser og kraftoverskudd tilsier at det kan være mer attraktivt å produsere hydrogen ved elektrolyse i Nord-Norge enn i resten av landet. Vindkraftproduksjonen aktualiserer også mulighet for å produsere hydrogen fra elektrolyseanlegg som er koblet direkte til vindparker, og dermed oppnå lavere produksjonskostnad som beskrevet i kapittel 2.3.1. Hydrogenproduksjon med elektrolyse kan ha et fleksibelt kraftforbruk siden produksjonen kan skrus raskt opp og ned. Det passer bra i et område med varierende kraftpriser på grunn av høy andel uregulerbar kraftproduksjon.

Verdiskapning fra betydelig hydrogenproduksjon i Nord-Norge vil kreve eksport til aktuelle markeder. Konkurransesevnen til slik produksjon avhenger av kostnadene til hele verdikjeden frem til hydrogen er levert til sluttbruker. For at denne verdikjeden skal være konkurransedyktig med lokal produksjon i Sør-Norge (uten transportledd) må kostnaden forbundet med lagring og transport til sluttbruker være mindre enn differansen i produksjonskostnad. Det samme gjelder for eksport til det europeiske markedet.

I kapittel 2.3.1 antydte vi ved å koble elektrolyseanlegg direkte til vindparker vil man potensielt kunne produsere hydrogen til en kostnad ned mot 15 NOK/kgH₂. Dette gjenspeiler en kraftpris på 26 øre/kWh. Figur 5-2 i kapittel 5.3 viser at, med de gitte antagelsene, vil 1000 km transport og leveranse av hydrogen i gassform gi et kostnadspåslag på over 25 NOK/kgH₂ for transport av flytende hydrogen, ca. 10 kr NOK/kgH₂ for transport av hydrogen i ammoniakk, og ca. 6,5 NOK/kgH₂ for transport av hydrogen i metylsykloheksan. Kostnaden for transport av hydrogen i ammoniakk og metylsykloheksan er dermed så lav at verdikjeden med hydrogenproduksjon i Nord-Norge og transport til Sør-Norge kan være konkurransedyktig med lokal produksjon med elektrolyse i Sør-Norge, jf. Figur 2-4.

Det er imidlertid potensial for at kostnad for hydrogenproduksjon i Nord-Norge kan reduseres ytterligere ved å begrense hydrogenproduksjon til perioder med overskuddskraft, eller når strømprisen ligger under et visst nivå. Dette vil kunne øke konkurransesevnen til hydrogenproduksjon i Nord-Norge ytterligere. I (DNV GL, 2018b) gjorde vi en analyse av potensialet for dette ved å modellere fremtidig strømmiks, og estimere antallet timer som vil gi lavest produksjonskostnad⁴⁴. For eksempel, for California i 2030 fant vi at lavest produksjonskostnad ble oppnådd ved å operere elektrolysørene ca. 3200 timer i året.

Merk at hvis man opererer elektrolysører når strømprisen er under 25 øre/kWh, så vil gjennomsnittlig strømpris i timene man opererer elektrolysørene potensielt være vesentlig lavere, spesielt i områder der man har mye uregulerbar vindkraft. Hvis man kan produsere kraft til en gjennomsnittlig kraftpris på 20 øre/kWh 4000 timer i løpet av et år, vil man vil kunne oppnå en produksjonskostnad på rundt 13 NOK/kgH₂ med Nels anslag for kapitalkostnad for alkaliske elektrolysører i 2020.

⁴⁴ Hvis elektrolysører opereres kun når kraftprisen er lav (under et gitt nivå) vil kostnaden per produsert enhet hydrogen bli redusert. Dette skyldes at kostnaden for å produsere hydrogen med elektrolyse er dominert av kraftprisen. Men ved å redusere antall timer som elektrolysørene opereres (relativt til kontinuerlig drift), vil man også redusere hydrogenproduksjonen, og dermed få et relativt større bidrag fra kapitalkostnaden til elektrolysørene. Dette medfører at det eksisterer et antall timer som tilsvarer et minimum produksjonskostnad.

7 REFERANSER

- Aftenblad, S. (2018). *SV vil stille krav om hydrogen i offshoreflåten*. Retrieved from http://paper.opoint.com/?id_site=12341&id_article=421503&code=254
- Akershus Fylkeskommune. (2018). Retrieved from Støtter nytt hydrogenbussprosjekt : https://www.akershus.no/ansvarsomrader/neringsutvikling/?article_id=206202
- ALSTOM. (2018). Retrieved from World premiere: Alstom's hydrogen trains enter passenger service in Lower Saxony : <https://www.alstom.com/press-releases-news/2018/9/world-premiere-alstoms-hydrogen-trains-enter-passenger-service-lower>
- Aqua-Calc. (n.d.). Retrieved from <https://www.aqua-calc.com/calculate/volume-to-weight/substance/liquid-blank-ammonia>
- Avfall Norge. (2017). *Biogass - verdifullt, effektivt og klimanøytralt*. Retrieved from <https://www.avfallnorge.no/bransjen/nyheter/biogass-verdifullt-effektivt-og-kliman%C3%B8ytralt>
- Azzoaro-Pantel, C. (2018). *Hydrogen Supply Chains- Design, Deployment and operation* . Academic Press .
- BBC. (n.d.). *Aviation industry 'ditches' hydrogen*. Retrieved from <https://www.bbc.com/news/science-environment-11707135>
- Bil24. (2018, 05 18). Retrieved from Tror på en tidobling av hydrogenbiler: <https://bil24.no/tror-pa-en-tidobling-av-hydrogenbiler/>
- Bloomberg. (2018, 2 11). Retrieved from Electric Buses Will Take Over Half the World Fleet by 2025: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2018-02-01/electric-buses-will-take-over-half-the-world-by-2025>
- BP. (2018). *BP statistical review of world energy - 67th edition*. Retrieved from <https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-full-report.pdf>
- CAFCP. (n.d.). Retrieved from <https://cafcp.org/>
- California Fuel Cell Partnership . (2018, 07). Retrieved 12 08, 2018, from The California fuel cell revolution: A vision for advancing economics, Social and environmental priorities: <https://cafcp.org/sites/default/files/CAFCR.pdf>
- CE Delft. (2018). *Feasibility study into blue hydrogen - Technical, economic & sustainability analysis*. Retrieved from <https://www.cedelft.eu/en/publications/download/2585>
- Chiyoda. (2018). *Introduction of Liquid Organic Hydrogen Carrier and the Global Hydrogen Supply Chain Project*. Retrieved from <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2018/10/f56/fcto-infrastructure-workshop-2018-32-kurosaki.pdf>
- CLIMIT. (2015). *Teknologi verden trenger; s. 16-17*. Retrieved from http://www.gassnova.no/no/Documents/Climit_magasin_WEB.pdf
- Climit. (2016). Retrieved from <http://www.climit.no/no/Sider/Vellykket-lagringsfors%C3%B8k-p%C3%A5-Svalbard.aspx>
- CMR. (2015). *Tizir goes green with Greenstat*. Retrieved from <https://www.cmr.no/news/2015/10/19/tizir-blir-groenn-med-greenstat/>
- Commonwealth of Australia. (2018). *Hydrogen for Australia's future - A briefing paper for the COAG Energy Council*. Retrieved from https://www.chiefscientist.gov.au/wp-content/uploads/HydrogenCOAGWhitePaper_WEB.pdf
- CORDIS. (2004-2009). *Preparing for the hydrogen economy by using the existing natural gas system as a catalyst (NATURALHY)*. Retrieved from <https://cordis.europa.eu/project/rcn/73964/factsheet/en>
- CSIRO. (2018). *National hydrogen roadmap*. Retrieved from <https://www.csiro.au/en/Do-business/Futures/Reports/Hydrogen-Roadmap>
- D. M. F. Santos, C. A. (2013). *Hydrogen production by alkaline water electrolysis*. Retrieved from http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0100-40422013000800017
- Daimler. (n.d.). *Under the microscope: Mercedes-Benz GLC F-CELL: The fuel cell gets a plug*. Retrieved from <https://media.daimler.com/marsMediaSite/en/instance/ko/Under-the-microscope-Mercedes-Benz-GLC-F-CELL-The-fuel-cell-.xhtml?oid=11111320>
- Det Kongelige Finansdepartement. (2018). *Meld St. 1 (2018-2019) - Melding til Stortinget: Nasjonalbudsjettet 2019*. Retrieved from https://www.statsbudsjettet.no/upload/Statsbudsjett_2019/dokumenter/pdf/stm.pdf
- DN. (2018, oktober). Retrieved from <https://www.dn.no/energi/hydrogenpro/hydrogen/fornybar-energi/sikrer-forste-storkontrakt/2-1-437609>
- DNV GL. (2014). *DNV GL rapport 2014-1667. Sammenstilling av grunnlagsdata om dagens skipstrafikk og drivstofforbruk* . .

- DNV GL. (2015). *Vurdering av tiltak og virkemidler for mer miljøvennlige drivstoff i skipsfartsnæringen, Utredning for Klima- og miljødepartementet, rapport nr. 2015-008.*
- DNV GL. (2016a). *Rapportnr. 2016-0150. Reduksjon av Klimagassutslipp fra Norsk innenriks skipsfart, utredning for Klima og miljødepartementet.* Retrieved from <https://www.regjeringen.no/contentassets/b3df5ceb865e42b48befdf132a95a8be/skipsfart-klimagasser-dnvgl.pdf>
- DNV GL. (2016b). *Rapportnr. 2015-1276, rev 4. Muligheter og kostnader ved bruk av fornybar energi på Ruters båtsamband, Utredning for Ruter As.* Retrieved from <https://ruter.no/globalassets/dokumenter/fossilfri-2020/muligheter-og-kostnader-ved-bruk-av-fornybar-energi-pa-r>
- DNV GL. (2016c). *Beregning av kostnad og nytte av investeringer i infrastruktur for alternative drivstoff i Norske havner, Utredning for Kystverket, Rapportnr.2016-1040.*
- DNV GL. (2016d). *Realisering av null- og lavutslippsløsninger i anbudsprosesser for ferjesamband. Rapport nr. 2016-0119.*
- DNV GL. (2016e). *DNV GL report 2016-1136 - Pre-study: Hydrogen transport in existing subsea natural gas pipelines.*
- DNV GL. (2016f). *Klimaeffekter ved overføring av gods fra vei til sjø. Rapport nr 2016-460, Rev. 1. Utarbeidet på oppdrag fra Norges Rederiforbund.*
- DNV GL. (2017-2018). Retrieved from <https://www.dnvgl.com/news/industry-collaboration-supports-the-integration-of-renewable-electricity-by-enabling-hydrogen-addition-to-natural-gas-88994>
- DNV GL. (2017a). *DNVGL Report 2017-0996: Re-qualification of Europipe for hydrogen transport.*
- DNV GL. (2017b). *Recommended failure rates for pipelines, Report No. 2017-0547.*
- DNV GL. (2017c). *Study on the use of fuel cells in shipping. Report for European Maritime Safety Agency (EMSA).* Retrieved from <http://www.emsa.europa.eu/news-a-press-centre/external-news/item/2921-emsa-study-on-the-use-of-fuel-cells-in-shipping.html>
- DNV GL. (2018a). *Analyse av tiltak for reduksjon av klimagassutslipp fra innenriks skipstrafikk. DNV GL Rapport 2018-0181, Rev. 2. 2018-04-26. For Miljødirektoratet.*
- DNV GL. (2018b). Retrieved from Hydrogen as an energy carrier - An evaluation of emerging hydrogen value chains: <https://www.dnvgl.com/oilgas/download/hydrogen-as-an-energy-carrier.html>
- DNV GL. (2018c). *H21 alternative hydrogen production - Hydrogen from coal.*
- DNV GL. (2018d). *Utredning av omsetningskrav for biodrivstoff i skipsfarten, for Sjøfartsdirektoratet. DNV GL rapport 2018-0643.*
- DNV GL. (2018e). Retrieved from Energy transition outlook 2018: <https://eto.dnvgl.com/2018/>
- DNV GL. (2018f). *Maritime forecast to 2050. Energy transition outlook 2018.*
- DNV GL. (2018g). *Barrierer for lav- og nullutslippsløsninger for transport av tørrlast med skip.*
- DNV GL. (2018g). *Grønt Kystfartsprogram.* Retrieved from <https://www.dnvgl.no/maritime/gront-kystfartsprogram/pilotprosjekter.html>
- DNV GL/Shortsea Services/Marintek. (2015). *GodsFergen – Fremtidens Kysttransport. Sluttrapport. Forskningsprosjekt med 27 partnere og støtte fra Norges Forskningsråd.*
- DSB. (2012). *Temaveiledning om oppbevaring av farlig stoff.* Retrieved from <https://www.dsb.no/lover/farlige-stoffer/veiledning-til-forskrift/temaveiledning-om-tilvirkning-og-behandling-av-farlig-stoff/#temaveiledning-om-oppbevaring-av-farlig-stoff>
- E24. (2018a, 12 20). Retrieved from En viljeserklæring - Felleskjøpet har reservert 50 Nikola Tre-lastebiler: https://e24.no/energi/klima/felleskjoepet-reserverer-50-nikola-lastebiler-en-viljeserklaring/24523341?fbclid=IwAR09WhAAI7BqOtgaWrdC_jgNHFW-uyFKvIKQVO_jjOQeWwrStpXSQD_LSY
- E24. (2018b, 12 14). *Nel og Yara inngår samarbeid - skal utvikle grønt gjødsel.* Retrieved from <https://e24.no/boers-og-finans/nel-asa/nel-og-yara-inngaar-samarbeid-skal-utvikle-groent-gjoedssel/24518117>
- e4ships. (2016). *e4ships - fuel cells in marine applications.* Retrieved from <http://www.e4ships.de/e4ships-home.html>
- E4Tech. (2017). *The fuel cell industry review 2017.* Retrieved from <http://www.fuelcellindustryreview.com/>
- EC. (2016). Retrieved from Harnessing the full power of renewable energy with hydrogen: <https://ec.europa.eu/programmes/horizon2020/en/news/harnessing-full-power-renewable-energy-hydrogen>
- EC. (2016b). *Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, The European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions: A European Strategy for Low-Emission Mobility.*
- EC. (2018-2021). *HySeas III.* Retrieved from <https://ec.europa.eu/inea/en/horizon-2020/projects/h2020-transport/waterborne/hyseas-iii>

- Elbilgrossisten. (n.d.). *Ladeguiden - Tesla Model 3*. Retrieved from <https://www.elbilgrossisten.no/pages/ladeguiden-tesla-model-3>
- Endreseth, B. (n.d.).
- Energifakta Norge. (2018). *KRAFTPRODUKSJON*. Retrieved from <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftforsyningen/>
- Enova. (n.d.). *Technology readiness levels (TRL)*. Retrieved from <https://www.enova.no/bedrift/industri-og-anlegg/tema/technology-readiness-levels-trl/>
- Equinor. (2017). *Minimizing greenhouse gas emissions - Greenhouse gas emissions of the Norwegian natural gas value chain 2016*. Retrieved from https://www.equinor.com/content/dam/statoil/documents/climate-and-sustainability/170135%20Greenhouse%20gas%20emissions_10.08.2017%20final.pdf
- Eramet Norway. (n.d.). *Vår virksomhet*. Retrieved from <http://eramet.no/var-virksomhet/>
- EREA. (2016). *From Air Transport System 2050 Vision to Planning for Research and Innovation*. Retrieved from <https://www.erea.org/sites/default/files/pdf/Total%20Study%20Dokument.pdf>
- EUDP. (2017). *Green Methanol Infrastructure*. Retrieved from https://energiteknologi.dk/sites/energiteknologi.dk/files/slutrapporter/slutrapport_journalnr._64_013-0137.pdf
- Exergia; E3M-Lab; COWI. (2015). *Study on actual GHG data for diesel, petrol, kerosene and natural gas*. Retrieved from <https://ec.europa.eu/energy/en/studies/study-actual-ghg-data-diesel-petrol-kerosene-and-natural-gas>
- FCCJ. (n.d.). Retrieved from <http://fccj.jp/eng/>
- FCH JU. (2014). *Fuel cells and hydrogen - Joint undertaking: Development of water electrolysis in the European Union*. Retrieved from https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/study%20electrolyser_0-Logos_0_0.pdf
- FCH JU. (2017). *Fuel cell and hydrogen technology: Europe's journey to a greener world*. Retrieved from https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/2017_FCH%20Book_webVersion%20%28ID%20910546%29.pdf
- FCHJU. (2017-2021). *Marine application of a new fuel cell powertrain validated in demanding arctic conditions*. Retrieved from <https://www.fch.europa.eu/project/marine-application-new-fuel-cell-powertrain-validated-demanding-arctic-conditions>
- Finansdepartementet. (n.d.). *Statsbudsjettet 2019 - 13.6 Avgift på elektrisk kraft (kap. 5541 post 70)*. Retrieved from <https://www.statsbudsjettet.no/Statsbudsjettet-2019/Dokumenter1/Budsjettdokumenter/Skatte--avgifts/Prop-1-LS-/Del-2-Narmere-om-forslagene-/13-Saravgifter/>
- Fraunhofer Institut. (2018). *New world record for direct solar water-splitting efficiency*. Retrieved from <https://www.ise.fraunhofer.de/en/press-media/news/2018/new-world-record-for-direct-solar-water-splitting-efficiency.html>
- Gassco. (2018). *Nøkkeltall - Gasstransport og finansielle størrelser i 2016 og 2017*. Retrieved from <http://gassco.no/om-gassco/nokkeltall/>
- Gasworld. (2018). *Hydrogen on the high seas: Ballard Power discusses why hydrogen makes sense as marine fuel*. Retrieved from <https://www.gasworld.com/hydrogen-on-the-high-seas/2015510.article>
- GGZEM. (2018). *Projects*. Retrieved from <https://ggzeromarine.com/projects/>
- GL/Menon, D. (2018b). *Samfunnsøkonomisk analyse av pilotstudie «Fisk fra vei til sjø». Rapport nr 111D16ZB-9, Rev. 1 . Utarbeidet oppdrag fra Kystrederiene innenfor Grønt Kystfartsprogram*.
- GreenSigth AS . (2018). *Oppdragsgiver Norsk Hydrogenforum . Retrieved from 1000 hydrogenlastebiler i Norge innen 2023 : https://www.hydrogen.no/assets/files/visjon-1000-lastebiler.pdf*
- H2 Mobility. (n.d.). Retrieved from <https://h2.live/en/h2mobility>
- H21. (2018). *H21 North of England*. Retrieved from <https://northerngasnetworks.co.uk/h21-noe/H21-NoE-23Nov18-v1.0.pdf>
- H2ME. (2019, 01 15). Retrieved from Hydrogen Mobility Europe: <https://h2me.eu/h2tools.org>
- h2tools.org. (n.d.). Retrieved from <https://h2tools.org/hyarc/hydrogen-data/hydrogen-density-different-temperatures-and-pressures>
- h2tools.org. (n.d.). Retrieved from <https://h2tools.org/hyarc/hydrogen-consumption>
- Haug, A. T. (n.d.). Personlig kommunikasjon.
- Henriksen, D. E. (2017). Cross-border transportation - A key to unlock full-scale CCS. *Energy Procedia*, Vol 114: 7443-7458.
- Hybrit. (n.d.). *HYBRIT – towards fossil-free steel* . Retrieved from <http://www.hybritdevelopment.com/>
- HYDEPLOY. (2017-2020). Retrieved from <https://hydeploy.co.uk/>

- Hydrogen Council. (2017). *Hydrogen scaling up - A sustainable pathway for the global energy transition*. Retrieved from <http://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2017/11/Hydrogen-scaling-up-Hydrogen-Council.pdf>
- Hydrogen Europe. (n.d.). *Hydrogen transport & distribution*. Retrieved from <https://hydrogeneurope.eu/hydrogen-transport-distribution>
- hydrogen.no. (a). *Ofte stilte spørsmål*. Retrieved from <https://www.hydrogen.no/ressurser/ofte-stilte-sporsmal>
- hydrogen.no. (b). *Her finner du hydrogenstasjonene i Norge*. Retrieved from <https://www.hydrogen.no/stasjoner/kart-over-stasjoner>
- hydrogenplattformen.no. (n.d.). *Brenselceller til kraft- og kraftvarmeproduksjon*. Retrieved from https://qa-www.forskningsradet.no/prognett-hydrogen/Artikkel/Brenselceller_til_kraft_og_kraftvarmeproduksjon/1232959159488
- HyLaw. (2018). *HyLaw info centre*. Retrieved from https://www.hylaw.eu/sites/default/files/2018-10/D.4.1%20-%20Analysis%20of%20commonalities%20and%20differences%20between%20countries_0.pdf
- HyLaw. (2019). Retrieved from <https://www.hylaw.eu/>
- HYOP. (2018, 08 29). Retrieved from Hydrogenstasjonene stenges: <https://hyop.no/2018/08/29/hydrogenstasjonene-stenges/>
- ICCT. (2017). *Transitioning to zero-emission heavy-duty freight vehicles*. Retrieved from https://www.theicct.org/sites/default/files/publications/Zero-emission-freight-trucks_ICCT-white-paper_26092017_vF.pdf
- ICCT. (2018, 10). Retrieved 12 11, 2018, from Developing hydrogen fueling infrastructure for fuel cell vehicles: A status update: https://www.theicct.org/sites/default/files/publications/Hydrogen-infrastructure-status-update_ICCT-briefing_04102017_vF.pdf
- Idealhy. (2013). *Integrated Design for Demonstration of Efficient Liquefaction of Hydrogen*. Retrieved from https://www.idealhy.eu/uploads/documents/IDEALHY_Final_Flyer.pdf
- IEA. (2014). *Alternative Fuels for Marine Applications*. Retrieved from http://www.iea-amf.org/app/webroot/files/file/Annex%20Reports/AMF_Annex_41.pdf
- IEA. (2015). *Technology roadmap: Hydrogen and fuel cells*. Retrieved from <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapHydrogenandFuelCells.pdf>
- IEA. (2017a). *Carbon capture and storage and the London Protocol: Options for enabling transboundary CO2 transfer*. Retrieved from https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/CCS_London_Protocol.pdf
- IEA. (2017b). *Global trends and outlook for hydrogen*. Retrieved from http://ieahydrogen.org/pdfs/Global-Outlook-and-Trends-for-Hydrogen_Dec2017_WEB.aspx
- IEAGHG. (2017). *IEAGHG Technical Report 2017-02: Techno-economic evaluation of SMR based standalone (merchant) hydrogen plant with CCS*. Retrieved from https://ieaghg.org/exco_docs/2017-02.pdf
- IHS Markit. (2017). *Methanol industry overview*. Retrieved from https://ngi.stanford.edu/sites/default/files/Alvarado_Stanford_Methanol_Meeting_2017.pdf
- IMO. (2009). *Amendment to article 6 of the London Protocol*. Retrieved from <http://www.imo.org/en/KnowledgeCentre/IndexofIMOResolutions/London-Convention-London-Protocol-%28LDC-LC-LP%29/Documents/LP.3%284%29.pdf>
- IMO. (2018a). *London Protocol 1996*. Retrieved from <http://www.imo.org/en/OurWork/Environment/LCLP/Documents/PROTOCOLAmended2006.pdf>
- IMO. (2018b). *London Convention 1972*. Retrieved from <http://www.imo.org/en/OurWork/Environment/LCLP/Documents/LC1972.pdf>
- IMO. (2018c). Retrieved from <http://www.imo.org/en/MediaCentre/MeetingSummaries/LCLP/Pages/LC-LP-40-13.aspx>
- Innovasjon Norge. (2018, 12 14). *Disse skal lede Norge til fremtidens utslippsfrie transport og industri*. Retrieved from <https://www.innovasjonnorge.no/no/om/nyheter/2018/disse-skal-lede-norge-til-fremtidens-utslippsfrie-transport-og-industri/>
- Institution of Mechanical Engineers. (2018). *Energy from gas: Taking a whole system approach*. Retrieved from <http://www.imeche.org/docs/default-source/1-oscar/reports-policy-statements-and-documents/imeche-energy-from-gas-report-final-may-2018.pdf?sfvrsn=2>
- IPCC. (2014). *Climate Change 2014: Mitigation of climate change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. In P.-M. R. Edenhofer O. Cambridge, UK, and New York, NY, US: Cambridge University Press.
- IRENA. (2018). Retrieved from Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition: <https://www.irena.org/publications/2018/Sep/Hydrogen-from-renewable-power>

- IRENA. (2018b). *Renewable Energy Prospects for the European Union*. Retrieved from https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Feb/IRENA_REmap_EU_2018.pdf
- J. Li, H. H. (2014). Study on using hydrogen and ammonia as fuels: Combustion characteristics and NOx formation. *Int. J. Energy Res.*, 38: 1214-1223.
- Japan CCS Co. (n.d.). *Tomakomai CCS Demonstration Project*. Retrieved from <http://www.japanccs.com/en/business/demonstration/>
- Jernbanedirektoratet. (2017a). *Jernbanesektorens handlingsplan 2018-2029*. Retrieved from <https://www.jernbanedirektoratet.no/contentassets/08f409bc66914b2f93dfc880818e8a2d/jernbanesektorens-handlingsprogram--horingsutgave.pdf>
- Jernbanedirektoratet. (2017b). Retrieved from <https://www.jernbanedirektoratet.no/contentassets/e71b740c9f5d4583aed0c193c11faec7/jernbanestatistikk-2016.pdf>
- Jernbanedirektoratet. (2018). Retrieved from Trafikkpakke 2- Nord: <https://www.jernbanedirektoratet.no/no/aktualiteter/2018/trafikkpakke-2-sendt-ut/>
- JP Morgan. (2018). Retrieved from The Future of Electric Vehicles : <https://www.jpmorgan.com/global/research/electric-vehicles>
- Kawasaki. (2018a). Retrieved from <http://global.kawasaki.com/en/hydrogen/>
- Kawasaki. (2018b). *Personlig kommunikasjon*.
- Kawasaki. (n.d.). *From LNG carriers to liquefied hydrogen carriers*. Retrieved from <https://global.kawasaki.com/en/stories/articles/vol18/>
- Klebanoff, L., Pratt, J., Madsen, R., Caughlan, S., Leach, T., Appelgate, B., . . . Teo, A. (2018). *Feasibility of the Zero-V: A Zero-emission, hydrogen fuel-cell, coastal research vessel*. Sandia report SAND2018-4664. Retrieved from <https://energy.sandia.gov/transportation-energy/hydrogen/market-transformation/maritime-fuel-cells/>
- Kystverket. (2015). *Anløpsprognoser til norske havner 2016 til 2050*.
- Lastebil.no. (2018, 11 06). Retrieved from Lanserer "norsk" Nikola - testes i Norge i 2020: <https://lastebil.no/Aktuelt/Nyhetsarkiv/2018/Lanserer-norsk-Nikola-testes-i-Norge-i-2020>
- Le Duigou, A. M. (2011). French hydrogen markets in 2008 - Overview and future prospects. *international journal of hydrogen energy*, Vol 36: 8822-8830.
- Lovdata. (2009). *Forskrift om håndtering av brannfarlig, reaksjonsfarlig og trykksatt stoff samt utstyr og anlegg som benyttes ved håndteringen*. Retrieved from <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2009-06-08-602>
- Lozanovski, A., Whitehouse, N., N. K., & Whitehouse, S. (2018, May 8). Sustainability Assessment of Fuel Cell Buses in. *Sustainability*.
- Løkke, J. A., & Halvorsen, B. G. (n.d.). NEL.
- Marine Propulsion. (2018). *World-first hydrogen catamaran ferry to be operated by Red and White fleet*. Retrieved from https://www.mpropulsion.com/news/view,worldfirst-us-hydrogen-ferry-to-be-operated-by-red-and-white-fleet_53264.htm
- McKinsey&Company. (2018). *Decarbonization of industrial sectors*. Retrieved from <https://www.mckinsey.com/~media/mckinsey/business%20functions/sustainability%20and%20resource%20productivity/our%20insights/how%20industry%20can%20move%20toward%20a%20low%20carbon%20future/decarbonization-of-industrial-sectors-the-next-frontier.a>
- MefCO2. (2017). *Green methanol for a green future*. Retrieved from <http://www.mefco2.eu/news/green-methanol-for-a-green-future.php>
- Menon/DNV GL/TØI. (2018). *Klimatiltak innenfor kollektivtransport. Menon publikasjon nr . 79/2018, utarbeidet av Menon, DNV GL og TØI for Samferdselsdepartementet*. Retrieved from <https://www.menon.no/wp-content/uploads/2018-79-Analyse-av-klimatiltak-innenfor-kollektivtransport.pdf>
- Miljødirektoratet. (2018a). *Beskrivelse av klimatiltak inkludert i klimalovrapporteringen for 2018*. Retrieved from <http://www.miljodirektoratet.no/Global/dokumenter/tema/klima/klimatiltak/klimatiltak-klimalovrapportering2018.pdf>
- Miljødirektoratet. (2018b). *Klimagassutslipp fra transport*. Retrieved from <http://www.miljostatus.no/tema/klima/norske-klimagassutslipp/utslipp-av-klimagasser-fra-transport/>
- Miljødirektoratet. (2018c). *Klimagassutslipp fra oppvarming av bygg*. Retrieved from <http://www.miljostatus.no/tema/klima/norske-klimagassutslipp/klimagassutslipp-bygg/>
- Morrison, G., Stevens, J., & Joseck, F. (2018). Retrieved from Relative economic competitiveness of light-duty battery electric and fuel cell electric vehicles: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0968090X18300056?via%3Dihub>

- Motorship. (2016). *Fuel cells and LNG for RCCL orders*. Retrieved from <http://www.motorship.com/news101/ships-and-shipyards/fuel-cells-and-Ing-for-rccl-orders>
- Myrvold, E., Løvseth, T., & Aufles, M. (n.d.). Alcoa.
- NCE Eyde. (2017). *Hydrogenteknologi i prosessindustrien*.
- NETL. (2015). *Skone, T.J., U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory: Life cycle greenhouse gas emissions - natural gas and power production*. Retrieved from <https://www.eia.gov/conference/2015/pdf/presentations/skone.pdf>
- Nettavisen. (n.d.). *Derfor har hydrogenbiler blitt en flopp i Norge så langt*. Retrieved from <https://www.nettavisen.no/nyheter/derfor-har-hydrogenbiler-bli-ett-en-flopp-i-norge-sa-langt/3423412901.html>
- NFR. (2006a). *Hydrogenplattformen - Forskning om hydrogen som energibærer (HYDROGEN)*. Retrieved from https://qa-www.forskningsradet.no/prognett-hydrogen/Artikkel/Hydrogen_fra_vann/1232959160944
- NFR. (2006b). *Hydrogenplattformen - Forskning om hydrogen som energibærer (HYDROGEN)*. Retrieved from https://qa-www.forskningsradet.no/prognett-hydrogen/31_Innledning/1234130630356
- NFR. (2006c). *Hydrogenplattformen - Forskning om hydrogen som energibærer (HYDROGEN)*. Retrieved from https://qa-www.forskningsradet.no/prognett-hydrogen/3_Produksjon_av_hydrogen/1234130628101
- NFR. (2018). Retrieved from https://www.forskningsradet.no/no/Nyheter/Berlevag_bli-er-sentrum_for_stort_EUprosjekt/1254037299416?WT.mc_id=nyhetsbrev-ForskningsradetNorsk
- NGN. (2017). *H21 - Leeds City Gate*. Retrieved from <https://www.northerngasnetworks.co.uk/wp-content/uploads/2017/04/H21-Report-Interactive-PDF-July-2016.compressed.pdf>
- Nikola. (n.d.). Retrieved from https://nikolamotor.com/press_releases/nikola-launches-stunning-truck-for-european-market-53
- Nikolaidis, P., & Poullikkas, A. (2016). A comparative overview of hydrogen production processes. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*(597-611).
- NIST. (n.d.). *NIST Reference Fluid Thermodynamic and Transport Properties Database (REFPROP): Version 8.0*. Retrieved from <https://h2tools.org/sites/default/files/imports/files//Density%2520%2528SI%2529.xls>
- Norges Rederiforbund. (2018). *Tenk hav. Konjunkturrapport 2018*. Retrieved from https://rederi.no/globalassets/dokumenter/alle/rapporter/tenk-hav_konjunkturrapport-2018.pdf
- Norsk Industri. (2016). *Veikart for Prosessindustrien - Økt Verdiskaping med Nullutslipp i 2050*. Retrieved from https://www.norskindustri.no/siteassets/dokumenter/rapporter-og-brosjyrer/veikart-for-prosessindustrien_web.pdf
- NOW. (2018). *Studie IndWEde - Industrialisierung der Wasserelektrolyse in Deutschland: Chancen und Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und Wärme*. Retrieved from https://www.now-gmbh.de/content/1-aktuelles/1-presse/20180917-aktuelle-studie-zeigt-wege-zur-industrialisierung-der-wasserelektrolyse/indwede-studie_v04.1.pdf
- NREL. (2006). *Equipment design and cost estimation for small modular biomass systems, synthesis gas cleanup, and oxygen separation equipment - Task 1: Cost estimates of small modular systems*. Retrieved from <https://www.nrel.gov/docs/fy06osti/39943.pdf>
- NREL. (2013). *Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues*. Retrieved from <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/51995.pdf>
- NREL. (2016, November). Retrieved 12 11, 2018, from Assessing the Future of distributed wind: Opportunities for behind the meter projects: <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2016/11/f34/assessing-future-distributed-wind.pdf>
- NREL. (2016b). *Vehicle Maintenance By Quarter*. Retrieved from https://www.nrel.gov/hydrogen/assets/images/cdp_fcev_68.jpg
- NREL. (2017). *Compressor Operation Cost - Retail Stations*. Retrieved from <https://www.nrel.gov/hydrogen/assets/images/cdp-retail-infr-39.jpg>
- NREL. (2018). *Maintenance Costs Per kg Dispensed Over Time - Retail Stations*. Retrieved from <https://www.nrel.gov/hydrogen/assets/images/cdp-retail-infr-53.jpg>
- NVE. (2017). *Nettleiestatistikk for næringskunder*. Retrieved from <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/nettjenester/nettleie/nettleiestatistikk/nettleiestatistikk-for-naeringskunder/>
- NVE. (2018a). *Rapport 84/2018: Kraftmarkedsanalyse 2018 - 2030 - Mer vindkraft bidrar til kraftoverskudd*. Retrieved from http://publikasjoner.nve.no/rapport/2018/rapport2018_84.pdf
- NVE. (2018b). *Nasjonalt varedeklarasjon 2016*. Retrieved from <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/varedeklarasjon/nasjonalt-varedeklarasjon-2016/>

- NVE. (2018c). *Rapport nr 43-2018: Strømforbruk i Norge til 2035*. Retrieved from http://publikasjoner.nve.no/rapport/2018/rapport2018_43.pdf
- NVE. (2018d). *Nasjonal ramme for vindkraft – Kart over produksjonskostnad for vindkraftutbygging i Norge*. Retrieved from <https://www.nve.no/Media/6958/nasjonal-ramme-for-vindkraft-lcoe-kart.pdf>
- Nærings- og fiskeridepartementet. (2015). *Meld. St. 16 Forutsigbar og miljømessig bærekraftig vekst i norsk lakse- og ørretoppdrett*.
- OD. (2014). *CO2 samleatlas for Norsk kontinentalsokkel*. Retrieved from <http://www.npd.no/Publikasjoner/Rapporter/CO2-samleatlas/>
- OED. (2016). *Mulighetsstudier av fullskala CO2-håndtering i Norge*. Retrieved from <https://www.regjeringen.no/globalassets/departementene/oed/pdf/mulighetsstudien.pdf>
- Ogden, J., Yang, C., Nicholas, M., & Fulton, L. (2014). Retrieved 12 11, 2018, from The hydrogen transition: <https://its.ucdavis.edu/research/publications/>
- Ombudstvedt, I. o. (2018). Cross-border CCS infrastructure in Norway, the UK and the. *14th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, GHGT-14*.
- Opplysningsrådet for veitrafikk. (2018). *Statistikk over kjøretøyregistreringer i Norge 2017*. Retrieved from <http://www.ofvas.no/bilsalget/category404.html>
- Oslo Kommune. (2018). *Oslo havn som nullutslippshavn. Handlingsplan, juni 2018. Byrådsavdeling for næring og eierskap*. Oslo kommune.
- Osnes, J. (n.d.). Slagentangen.
- Pratt, J. W., & Klebanoff, L. E. (2016). *Feasibility of the SF-BREEZE: a zero-emission, hydrogen fuel cell, high-speed passenger ferry*. Sandia Report SAND2016-9719. Retrieved from <https://www.marad.dot.gov/wp-content/uploads/pdf/SF-BREEZE-Ferry-Feasibility-Study-Report-by-Sandia-National-Laboratory-2.pdf>
- PubChem. (n.d.). Retrieved from <https://pubchem.ncbi.nlm.nih.gov/compound/methylcyclohexane#section=Solubility>
- Pustlauk, M., & Rødum, K. (n.d.). Personlig kommunikasjon.
- Ravary, B. (n.d.). Personlig kommunikasjon.
- Regjeringen. (2016). *Meld St. 25 (2015-2016): Kraft til endring - Energipolitikken mot 2030*. Retrieved from <https://www.regjeringen.no/contentassets/31249efa2ca6425cab08130b35ebb997/no/pdfs/stm201520160025000dddpdfs.pdf>
- Regjeringen. (2017). *Nasjonal transportplan 2018–2029*. Retrieved from <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-33-20162017/id2546287/>
- Regjeringen. (2018a). *Innstilling fra transport- og kommunikasjonskomiteen om Representantforslag fra stortingsrepresentantene Arne Nævrå, Karin Andersen og Lars Haltbrekken om pilotprosjekt med hydrogendrevet tog*. Retrieved from <https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Publikasjoner/Innstillinger/Stortinget/2018-2019/inns-201819-048s/>
- Regjeringen. (2018b). *Klimastrategi for 2030 - norsk omstilling i europeisk samarbeid*. Retrieved from <https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Saker/Sak/?p=69170>
- Reuters. (2018). Retrieved from Hyundai signs deal to sell 1,000 hydrogen-powered trucks in Switzerland : <https://www.reuters.com/article/us-hyundai-motor-hydrogen-truck/hyundai-signs-deal-to-sell-1000-hydrogen-powered-trucks-in-switzerland-idUSKCN1LZ1VI>
- Ruter. (2018). *Utslippsfri kollektivtransport i Oslo og Akershus*. Retrieved from <https://ruter.no/contentassets/e7bd74c5a3724b2789c874e97ae0427b/rapport-utslippsfri-kollektivtransport-i-oslo-og-akershus.pdf>
- Sandia National Laboratories. (2011). *Solar thermochemical hydrogen production research (STCH): Thermochemical cycle selection and investment priority*. Retrieved from https://www.energy.gov/sites/prod/files/2014/03/f9/solar_thermo_h2.pdf
- Shell. (2017). *Shell hydrogen study: Energy of the future? Sustainable mobility through fuel cells and hydrogen*. Retrieved from <https://www.shell.com/energy-and-innovation/the-energy-future/future-transport/hydrogen.html>
- Ship Technology. (2017, 2 8). *Is there a future for hydrogen-powered ship propulsion?* Retrieved from <http://www.ship-technology.com/features/featureis-there-a-future-for-hydrogen-powered-ship-propulsion-5731545/>
- Shipping Intelligence Network. (n.d.). Retrieved from <https://sin.clarksons.net/>
- SINTEF. (2015). Retrieved from Analyse av alternative driftsformer for ikke-elektrifiserte baner : <https://brage.bibsys.no/xmlui/handle/11250/2380132>
- SINTEF. (2017). *Veikart for gass i metallindustrien - Økt verdiskaping og reduserte utslipp*. Retrieved from <https://www.sintef.no/contentassets/4316b9874217442a8b6574b7d5adb808/veikart-for-gass-i-metallindustrienokt-verdiskaping-og-reduuerte-utslipp.pdf>

- Sjøfartsdirektoratet. (2017a). *Startskudd for hydrogenferge-prosjekt*. Retrieved from <https://www.sdir.no/aktuelt/nyheter/startskudd-for-hydrogenferje-prosjekt/>
- Sjøfartsdirektoratet. (2017b). *Noreg kan få verdas første hydrogendrivne cruiseskip*. Retrieved from <https://www.sdir.no/aktuelt/nyheter/noreg-kan-fa-verdas-forste-hydrogendrivne-cruiseskip/>
- snl.no. (n.d.). *Brennverdi*. Retrieved from <https://snl.no/brennverdi>
- SP Fire Research AS. (2018). Retrieved from Brannsikkerhet og alternative energibærere: Gasskjøretøy i tunneler og parkeringskjellere: https://www.dsb.no/globalassets/dokumenter/rapporter/andre-rapporter/a-17-20096-04_01-gasskjoretoy-i-tunneler-og-parkeringskjellere-v2.pdf
- SSB. (2016). Retrieved from Kollektivtransport - 06668: Kollektivtransport med buss, etter ruteform, statistikkvariabel og år: <https://www.ssb.no/statbank/table/06668/tableViewLayout1/>
- SSB. (2018a). Retrieved from Produksjon og forbruk av energi, energibalanse: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/energibalanse>
- SSB. (2018b). Retrieved 12 21, 2018, from Vindkraft øker mest: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/artikler-og-publikasjoner/vindkraft-oket-mest>
- SSB. (2018c). *Registret kjøretøy per 31 desember 2017*. Retrieved from <https://www.ssb.no/transport-og-reiseliv/statistikker/bilreg/aar>
- Statens Vegvesen. (2018a). *Norled får ny ferjekontrakt*. Retrieved from <https://www.vegvesen.no/om+statens+vegvesen/presse/nyheter/nasjonalt/norled-far-ny-ferjekontrakt>
- Statens Vegvesen. (2018b). *Konkurransgrunnlag. Drift av riksvegferjesambandet Hjelmeland - Skipavik - Nesvik. 17/22364*.
- Statkraft. (2018a). Retrieved from Globale energitrender og norske muligheter.: https://www.statkraft.no/globalassets/1-statkraft-public/_news-2018/statkrafts-lavutslippsscenario-rapport-2018.pdf
- Statkraft. (2018b). *Energiløsning: Foreslår fornybart Svalbard*. Retrieved from <https://explained.statkraft.no/artikler/2018/energilosning-foreslar-fornybart-pa-svalbard/>
- Statnett. (2017). Retrieved 12 21, 2018, from Nettutviklingsplan: <https://www.statnett.no/contentassets/4f4eff224c4b4796a45307836b30bf9f/nettutviklingsplan-2017.pdf>
- Statnett. (2018a). *Langsiktig markedsanalyse: Norden og Europa 2018 - 2040*. Statnett.
- Statnett. (2018b). *Økt vindkraftproduksjon og virkninger i transmissjonsnettet*.
- Stortinget. (2018). *stortinget.no*. Retrieved from Dokument 8:21 S (2018-2019).: <https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Saker/Sak/?p=73545>
- Sysla. (2017). *I denne fabrikk vil de erstatte kull med hydrogen*. Retrieved from <https://sysla.no/gronn/i-denne-fabrikk-vil-de-erstatte-kull-med-hydrogen/>
- Teichmann, D., Arlt, W., & Wasserscheid, P. (2012). Liquid Organic Hydrogen Carriers as an efficient vector for the transport and storage of renewable energy. *Int J Hydrogen Energy*, 37: 18118-18132.
- Teknisk Ukeblad. (2015). Retrieved from SKADELIG BIODIESEL - I kaldt vær ble filtrene tettet av et voksaktig stoff, og bilene mistet motorkraften: <https://www.tu.no/artikler/industri-i-kaldt-vaer-ble-filtrene-tettet-av-et-voksaktig-stoff-og-bilene-mistet-motorkraften/222810>
- Teknisk Ukeblad. (2017). Retrieved from «Det er ikke umulig å skaffe råvarer til bærekraftig biodrivstoff»: <https://www.tu.no/artikler/det-er-ikke-umulig-a-skaffe-ravarer-til-baerekraftig-biodrivstoff/398208>
- The Engineer. (n.d.). *Fuel cell aircraft HY4 makes maiden flight*. Retrieved from <https://www.theengineer.co.uk/fuel-cell-aircraft-hy4-makes-maiden-flight/>
- The Japan Times. (n.d.). *Australia, Japan ink deal on bulk shipping of liquid hydrogen for energy project*. Retrieved from https://www.japantimes.co.jp/news/2017/01/12/business/australia-japan-ink-deal-bulk-shipping-liquid-hydrogen-energy-project/#.XAZ_4mhKhaQ
- Thinkstep. (2017, 3 15). Retrieved from New Bus ReFuelling for European hydrogen bus depot: http://newbusfuel.eu/wp-content/uploads/2017/03/NewBusFuel_D4.3_Guidance-document-for-large-scale-hydrogen-refuelling_final.pdf
- Timmers, & Stam. (2017). RIVM. Risk based safety distances for hydrogen refuelling stations, International Conference Hydrogen Safety (ICHS) paper 107-ICHS-2017.
- Toyota. (2018). *Toyota report: FY2018*. Retrieved from https://www.toyota-global.com/pages/contents/investors/ir_library/toyota_report/2018/pdf/semi_114all.pdf
- Toyoya. (n.d.). *2017 Mirai Product Information*. Retrieved from <https://ssl.toyota.com/mirai/assets/core/Docs/Mirai%20Specs.pdf>
- Transportøkonomisk institutt. (2016). Retrieved from Kjøretøyparkens utvikling og klimagassutslipp: <https://www.toi.no/getfile.php?mmfileid=43853>

- Trøndelag fylkeskommune. (2018, 4 10). *Jakten på fremtidens hurtigbåt*. Retrieved from <https://www.trondelagfylke.no/nyhetsarkiv/jakten-pa-fremtidens-hurtigbat/>
- tu.no. (2016). *Veidekke skal lage asfalt med trepellets*. Retrieved from <https://www.tu.no/artikler/veidekke-skal-lage-asfalt-med-trepellets/351178>
- tu.no. (2018, 10 2). *Havila Kystruten gjør klar for hydrogen og brenselceller selv om teknologien ikke er moden til å tas i bruk*. Retrieved from <https://www.tu.no/artikler/havila-kystruten-gjor-klar-for-hydrogen-og-brenselceller-selv-om-teknologien-ikke-er-moden-til-a-tas-i-bruk/447579>
- tu.no. (2018). *Norled bygger verdens første hydrogen-ferge*. Retrieved from <https://www.tu.no/artikler/norled-bygger-verdens-forste-hydrogen-ferge/452526>
- tu.no. (n.d.). *Norges nye ubåter kan få nyutviklede litiumion-batterier fra ThyssenKrupp*. Retrieved from <https://www.tu.no/artikler/norges-nye-ubater-kan-fa-nyutviklede-litiumion-batterier-fra-thyssenkrupp/449338>
- TÜV SÜD. (2011). *TÜV SÜD Standard - Generation of Green Hydrogen, Version 12/2011*. Retrieved from https://www.netinform.de/GW/files/pdf/70_Erzeugung_GH-12-2011_en.pdf
- U.S. Department of Energy. (2015). Retrieved from Insights from hydrogen refueling station manufacturing competitiveness analysis: <https://energy.gov/eere/analysis/downloads/insights-hydrogen-refueling-station-manufacturing-competitiveness-analysis>
- U.S. DOE. (2006). *U.S. Department of Energy, Potential roles of ammonia in a hydrogen economy: A study of issues related to the use ammonia for on-board vehicular hydrogen storage*. Retrieved from https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/01/f19/fcto_nh3_h2_storage_white_paper_2006.pdf
- U.S. DOE. (n.d.). *Hydrogen Production: Thermochemical Water Splitting*. Retrieved from <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-thermochemical-water-splitting>
- U.S. DRIVE. (2017). *Hydrogen Production Tech Team Roadmap*. Retrieved from https://www.energy.gov/sites/prod/files/2017/11/f46/HPTT%20Roadmap%20FY17%20Final_Nov%202017.pdf
- UK Committee on Climate Change. (2018). *Hydrogen in a low-carbon economy*. Retrieved from <https://www.theccc.org.uk/wp-content/uploads/2018/11/Hydrogen-in-a-low-carbon-economy.pdf>
- Unitrove. (n.d.). *Natural gas density calculator*. Retrieved from <http://www.unitrove.com/engineering/tools/gas/natural-gas-density>
- US EPA. (2015). *Catalog of CHP technologies*. Retrieved from https://www.epa.gov/sites/production/files/2015-07/documents/catalog_of_chp_technologies_section_6._technology_characterization_-_fuel_cells.pdf
- USDrive. (2013). *Hydrogen delivery technical team roadmap*. Retrieved from https://www.energy.gov/sites/prod/files/2014/02/f8/hdtt_roadmap_june2013.pdf
- Valstad, I. (n.d.). Hydro.
- Wikipedia. (a). Retrieved from https://en.wikipedia.org/wiki/NOx#Natural_sources
- Wikipedia. (b). *Liquid hydrogen trailer*. Retrieved from https://en.wikipedia.org/wiki/Liquid_hydrogen_trailer
- Wikipedia. (c). *Hydrogen-powered aircraft*. Retrieved from https://en.wikipedia.org/wiki/Hydrogen-powered_aircraft
- www.norskpetroleum.no. (a). *RØRTRANSPORTSYSTEMET*. Retrieved from <https://www.norskpetroleum.no/produksjon-og-eksport/rortransportssystemet/#gassrorledninger>
- www.norskpetroleum.no. (b). *Landanlegg*. Retrieved from <https://www.norskpetroleum.no/produksjon-og-eksport/landanlegg/>
- Wärtsilä. (2016). *Hydrogen as fuel for Wärtsilä gas engines. 28th CIMAC World Congress, Helsinki, June 6-10*. CIMAC.
- ZERO. (2017). Retrieved from Hydrogen i tungtransporten kan bli konkurransedyktig: <https://zero.no/hydrogen-tungtransporten-konkurransedyktig/>
- Zon, N. v. (2012). *Liquid hydrogen powered commercial aircraft - Analysis of the technical feasibility of sustainable liquid hydrogen powered commercial aircraft in 2040*. Retrieved from <https://hydrogeneurope.eu/sites/default/files/2018-01/spaceforinnovation.pdf>
- Østlandsforskning. (2015). *The inventory and life cycle data for Norwegian hydroelectricity*. Retrieved from <https://www.ostfoldforskning.no/media/1056/734-1.pdf>

VEDLEGG A

Tabell A-1: Dialogmøter med industriaktører.

Selskap	Kontaktpersoner	Dato
Alcoa	Ellen Myrvold, Toini Løvseth, Mona Aufles	20.11.2018
ASKO	Jørn Arvid Endresen og Roger Sæther	23.11.2018
Elkem	Alf Tore Haug	Epostkorrespondanse
Eramet	Benjamin Ravary	15.11.2018
Esso/ExxonMobil	Jørn Osnes	21.11.2018
Equinor – Mongstad	Bernt Vagstad, Kjetil Hauge, Marlena Grossmann og Per Sandberg	16.11.2018
Equinor – New Energy Solutions	Henrik Solegaard Andersen og Per Sandberg	26.11.2018
Equinor – Tjeldbergodden	Michael Pustlauk og Kristian Rødum	20.11.2018
Hydrogenpro	Hans Jörg Fell	2.11.2018
INEOS	Magnar Brekke, Ola Brevig og Terje Christensen	Epostkorrespondanse
INOVYN	Øystein F. Palmgren	Epostkorrespondanse
Hydro	Ivar Valstad	21.11.2018
NEL	Jon André Løkke og Bjørn Gregert Halvorsen	23.11.2018
Norcem	Tor Gautestad	15.11.2018
TiZir	Per Øyvind Sævertveit, Haavard Elstad og Stian Seim	23.11.2018
Yara	Dag Willoch og Eystein Leren	6.11.2018



Om DNV GL

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

Vi leverer klassifisering, sertifisering, teknisk risiko- og pålitelighetsanalyse sammen med programvare, datahåndtering og uavhengig ekspertrådgivning til maritim sektor, til olje- og gass-sektoren, og til energibedrifter. Med 80,000 bedriftskunder på tvers av alle industrisektorer er vi også verdensledende innen sertifisering av ledelsessystemer. Med høyt utdannede ansatte i 100 land, jobber vi sammen med våre kunder om å gjøre verden sikrere, smartere og grønnere.