

2021:01009 - Åpen

Rapport

CO₂-fangst fra hydrogenproduksjon ved Haugaland Næringspark

Rapport fra CLIMIT idéstudie «Haugaland CCS»

Mari Voldsund, Julian Straus, Kristin Jordal og Brage Rugstad Knudsen

Foto: Haugaland Næringspark



Rapport

CO₂-fangst fra hydrogenproduksjon ved Haugaland Næringspark

Rapport fra CLIMIT idéstudie «Haugaland CCS»

EMNEORD:
Hydrogen,
CO₂-fangst,
CO₂ infrastruktur,
Haugalandet

VERSJON
1.0

DATO
2021-09-29

FORFATTER(E)
Mari Voldsund, Julian Straus, Kristin Jordal og Brage Rugstad Knudsen

OPPDRAGSGIVER(E)
CLIMIT/Haugaland Næringspark

OPPDRAGSGIVERS REF.
620218

PROSJEKTNR
502002952

ANTALL SIDER OG VEDLEGG:
29

SAMMENDRAG

Denne rapporten oppsummerer funn og analyse fra CLIMIT idéstudie «Haugaland CCS». Studiet har tatt utgangspunkt i hydrogenproduksjon fra naturgass med CO₂-fangst ved Haugaland Næringspark, og kartlagt potensiell regional bruk av hydrogen i tillegg til stor-skala eksport. Hydrogen for avkarbonisert stålproduksjon har blitt brukt som et scenario som kan gi storskala regional hydrogenbruk. Kraftbehov for et stålverk sammen med kraftforbruk av gassreformeringsanlegg har blitt vurdert opp mot ny kraftforsyning under utredning. Videre har CO₂-fangstvolumer relatert til størrelse på reformeringsanlegg blitt kartlagt og vurdert sammen med mulig CO₂-fangst fra andre store punktutslipp i regionen. Til sammen gir dette et anslag på størrelsesorden av potensielle, fremtidige CO₂-fangstvolumer i regionen og dermed et grunnlag for å vurdere muligheter og behov for felles infrastruktur for CO₂-transport, samt behov for permanent lagring av CO₂ relativ til dagens rammer av Northern Lights. Det er potensiale for fangst av CO₂ utslipp i regionen som, avhengig av størrelse på et gassreformeringsanlegg for eksport og regional bruk, vil gi totale årlige fangstvolumer betydelig større enn 1.5 Mtonn/år som er rammen på Northern Lights Fase 1. Som et neste steg mot å kartlegge og analysere hvordan man best kan utnytte synergier mellom ulike anlegg i regionen er anbefales det å gjøre tekno-økonomiske CO₂ verdikjedeberegninger og vurdere dette opp mot ulike faser av Northern Lights og potensielle nye felt for lagring av CO₂ under havbunnen i Nordsjøen.

UTARBEIDET AV
Mari Voldsund

SIGNATUR

Mari Voldsund (Oct 1, 2021 13:34 GMT+2)

KONTROLLERT AV
Rahul Anantharaman

SIGNATUR

Rahul Anantharaman (Oct 1, 2021 14:53 GMT+2)

GODKJENT AV
Mona J. MølInvik

SIGNATUR

Mona J. MølInvik (Oct 1, 2021 15:37 GMT+2)

Innholdsfortegnelse

1	Introduksjon.....	4
2	Hydrogenproduksjon fra naturgass med CCS	6
3	Potensiale for hydrogenbehov	8
3.1	Hydrogen for stålproduksjon lokalt i næringsparken	8
3.2	Hydrogen for regional bruk.....	12
3.3	Hydrogen for eksport.....	15
3.4	Scenarier for hydrogenbehov	17
4	Potensiale for CO₂-fangst i regionen	19
5	Infrastruktur for transport og lagring av CO₂.....	21
5.1	Northern Lights infrastruktur	21
5.2	Muligheter for felles infrastruktur med nærliggende industri.....	22
6	Krav til kraftforsyning.....	25
7	Konklusjoner	26
8	Referanser	27

1 Introduksjon

Haugalandet er en region i Rogaland med energiintensiv industri og flere store punktutslipp med CO₂. I denne regionen ligger Haugaland Næringspark som er et nytt næringsområde under utvikling. Næringsparken er eid av kommunene Karmøy, Haugesund, Tysvær, Vindafjord og Bokn, og har en ambisjon om å tiltrekke grønn industri med behov for store arealer og energi. Den ligger i Gismarvik, ikke langt fra Kårstø Prosessanlegg og Hydro Karmøy (Figur 1.1).

På Kårstø Prosessanlegg blir store mengder naturgass tatt imot via rør fra rundt 30 felt i Nordsjøen. Gassen blir prosessert og sendt videre i rør til kontinentet. Varmer og kraftbehov på anlegget blir i dag dekt med gass-turbiner og gasskjeler, og anlegget har et CO₂-utslipp på nesten 1 Mtonn/år. På Karmøy har Hydro et anlegg for produksjon av primæraluminium og to støperier. Dette anlegget er et av Europas største aluminiumsverk og anleggets energibehov dekkes av lokale vannkraftverk. Aluminiumet produseres ved reduksjon med karbonanoder og anlegget har på grunn av dette CO₂-utslipp på rundt 0.4 Mtonn/år.

Næringsparkens beliggenhet på vestkysten sammen med store punktutslipp av CO₂ og ikke langt fra Northern Lights gjør det naturlig å vurdere muligheter for etablering av industri i Næringsparken som krever CO₂-fangst, transport og lagring, og å vurdere mulighetene for felles infrastruktur med eksisterende anlegg. I dette CLIMIT idéstudiet undersøker vi forholdene rundt etablering av et slikt anlegg for produksjon av hydrogen fra naturgass med CO₂-fangst og lagring (CCS). Nærheten til Kårstø kan gi tilgang til naturgass. Produsert hydrogen kan utnyttes av ny grønn industri lokalt i næringsparken, til avkarbonisering av industri og transport regionalt, eller det kan eksporteres.

Fokuset i dette studiet har vært å samle tallgrunnlag for mulige forbrukere av hydrogen, basert på dette anslå en relevant størrelse på et hydrogenproduksjonsanlegg, og vurdere mulighetene for delt infrastruktur med andre punktutslipp i nærheten, samt betydningen for kraftbehovet i regionen. Idéstudiet har mottatt støtte fra Gassnova gjennom CLIMIT-programmet og av Haugaland Næringspark, og er utført av SINTEF i samarbeid med Haugaland Næringspark. I studiet har vi benyttet åpent tilgjengelig informasjon, data og litteratur for å gjøre kartleggingen og resultatene transparente. Alle antakelser er oppgitte og er, så fremt mulig, basert på refererbare kilder.

Resten av rapporten er organisert som følger: I kapittel 2 blir det gitt nøkkeltall for relevante hydrogenproduksjonsanlegg med CCS og et typisk anlegg som benyttes som grunnlag i dette studiet blir identifisert. I kapittel 3 gis en oversikt over mulige forbrukere av hydrogen, og det settes opp scenarioer for å vurdere relevant størrelse på et hydrogenproduksjonsanlegg. I kapittel 4 blir potensialet for CO₂-fangst i området undersøkt. I kapittel 5 vurderes alternativer for infrastruktur for transport og lagring av CO₂, mens betydning for kraftbehov i regionen i forhold til planlagt kraftforsyning blir diskutert i kapittel 6. Hovedfunn fra studiet blir presentert i kapittel 7.



Figur 1.1. Lokasjon av relevant industri på Haugalandet (kart: Google Maps).

2 Hydrogenproduksjon fra naturgass med CCS

Det eksisterer mange forskjellige teknologier for å produsere hydrogen fra naturgass ved dampreforming med CCS. Dette inkluderer både reaktorteknologier, men også CO₂-fangstteknologier. Valg av teknologi påvirker virkningsgrad, fordeling i energiforbruk mellom naturgass og elektrisitet, og også tilstanden til produsert CO₂. Dampreformingreaksjonen er endoterm og trenger derfor varme, og reaktorteknologi kan deles inn i type avhengig av hvordan varme tilføres reaksjonen. Varme kan tilføres indirekte gjennom reaktorveggen (med f.eks. naturgassovn eller hydrogenovn in en "steam methane reformer" (SMR), eller via varmeintegrasjon i en gas heated reformer (GHR)), eller direkte med forbrenning inne i reaktoren ("autothermal reforming" (ATR)). Det eksisterer også mange forskjellige teknologier for å separere CO₂ fra hydrogen, der de viktigste alternativene er absorpsjon, adsorpsjon, kryogene prosesser, og membran teknologi. I tillegg eksisterer der også reaktorer som adsorberer CO₂ direkte eller membranreaktorer som skiller ut hydrogen, og dermed kombinerer reaksjons- og separasjonsdelen av prosessen [1].

På grunn av alle de mulige prosessrutene er det vanskelig å gi entydige tall for energiforbruk for produksjon av hydrogen med CCS. Tabell 2.1 viser eksempler fra studiet "H21: North of England" [2] og kan gi en indikasjon. Tabellen inkluderer to SMR-prosesser med samme fangstgrad, én hvor CO₂-fangst skjer bare fra avgass (SMR + LP CC) og én hvor man i tillegg har CO₂-fangst fra prosessgassen (SMR + LP og MP CC). I tillegg viser tabellen resultater både for produksjon med ATR og for en kombinasjon av ATR og GHR, hvor man i begge tilfeller fanger CO₂ fra prosessgassen. Som vi kan se påvirker valg av reaktor og konfigurasjon fordelingen mellom naturgass- og elektrisitetsforbruk, men også absolutt mengde energi som trengs. I tillegg er det interessant å se at mengden dampproduksjon fra overskuddsvarme varierer mellom de forskjellige konfigurasjonene. I konfigurasjonene SMR + LP og MP CC trenger man ekstra dampgenerering da man har større CO₂ mengde i lavtrykksseparasjon sammenlignet med SMR + LP CC. Generasjon og forbruk av damp påvirker muligheten for produksjon av elektrisitet i dampturbiner. Konfigurasjonen SMR + LP CC genererer nok elektrisitet til å dekke sitt eget elektrisitetsbehov og trenger derfor ingen ekstern elektrisitetskilde. Det er uvisst om det vil være viktigst med lavt naturgassforbruk og høy totalvirkningsgrad eller om det vil være prioritet med lavt elektrisitetsforbruk. Det er derfor valgt å ta utgangspunkt i konfigurasjonen ATR + CC i videre analyser. Denne konfigurasjonen har også en høy fangstrate, og det er forventet at dette vil være prioritert i en fremtid med høy pris på utslipp av CO₂.

Minimum og maksimum størrelse av anlegg er avhengig av reaktorteknologi og ønsket virkningsgrad. Equinor skriver i "H21: North of England" at største SMR er rundt 1 GW HHV som tilsvarer rundt 210 kt hydrogen/år med en oppetid på 95 %. Samtidig finner man i rapporten "H21 Leeds City Gate" [3] at den største enhet tilsvarer 83 kt hydrogen/år. ATR og GHR reaktorer kan være større. Rapporten "HyNet Low Carbon Hydrogen Plant" [4] viser til en maksimumsstørrelse av 375 kt hydrogen/år mens standardprosessen produserer 75 kt hydrogen/år. Rapporten "H21: North of England" bruker en maksimumsstørrelse for ATR på 317 kt hydrogen/år. Air Liquide tilbyr SMR-teknologier i størrelser mellom 7.5 kt hydrogen/år og 150 kt hydrogen/år [5]. Når man reduserer størrelsen, øker man de relative kapitalkostnadene betydelig som følge av skalafordeler – såkalt "economy of scale". I tillegg kan virkningsgraden bli lavere da det kan være for kostbart med varmeintegrasjon. Derfor kan det være mer lønnsomt å bruke elektrolyse når man trenger småskala hydrogen produksjon. Elektrolyse opplever ikke skalafordeler i samme grad reformeringsprosesser pga. modulariteten.

Tabell 2.1 Sammenligning av forskjellige reformeringsreaktorer basert på "H21: North of England" [2]. Tallene er skalert til samme størrelse på hydrogenproduksjon. Energiinnhold i hydrogenstrømmer er her rapportert basert på LHV, og ikke HHV som i kilden.

	SMR + LP CC	SMR + MP og LP CC	ATR + CC	ATR + GHR + CC
Hydrogenproduksjon [kt/år]	317	317	317	317
Fanget CO ₂ [kt/år]	3 074	2 599	2 799	2 624
Direkte CO ₂ -utslipp [kt/år]	297	251	162	164
Dampproduksjon [kt/år]	7 031	4 132	5 689	4 390
Naturgassforbruk [MSm ³ /år]	1 986	1 684	1 747	1 643
Elektrisitetsforbruk [MW]	0.00	35.63	53.85	72.67
Fangstrate [%]	91.10	91.20	94.50	94.10
Virkningsgrad [% LHV]	63.91	73.81	70.49	73.98
CO ₂ intensitet [kg CO ₂ /kg H ₂]	63.91	75.37	72.66	77.25

3 Potensiale for hydrogenbehov

Optimal størrelse på et hydrogenproduksjonsanlegg i næringsparken vil være avhengig av hvilket marked man retter seg imot, og størrelsen på de potensielle markedene. I dette studiet har vi delt inn mulig bruk og etterspørsel etter hydrogen som følger:

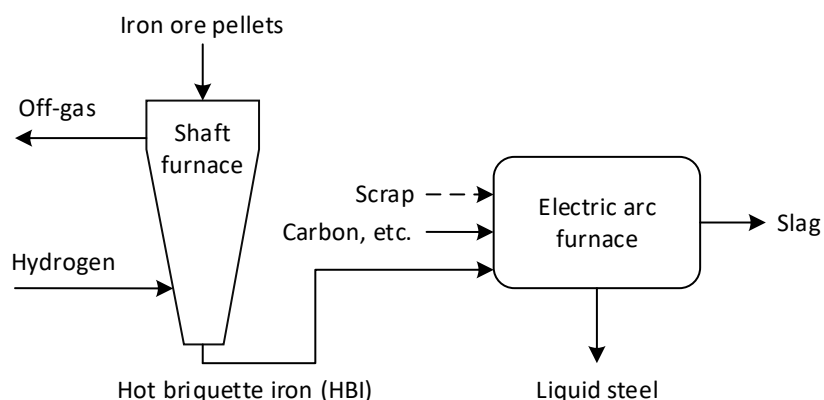
- Lokalt i næringsparken: Stålproduksjon
- Regionalt: Industri og transport
- Eksport

3.1 Hydrogen for stålproduksjon lokalt i næringsparken

En mulig industrietablering i næringsparken er hydrogenbasert stålproduksjon (grønt stål) hvor hydrogenet kommer fra et reformeringsanlegg like ved. Stålindustrien er i dag ansvarlig for omtrent 8% av de globale CO₂-utslippene, på grunn av en utbredt bruk av kull som reduksjonsmiddel i primær stålproduksjon [6]. Hydrogenbasert stålproduksjon er et alternativ til tradisjonell primær stålproduksjon, og kan gjøres ved direkte-reduksjon av jern ("direct reduced iron", DRI) [7]. Direktereduksjon er moden teknologi ved bruk av naturgass som reduksjonsmiddel, og state-of-the-art anlegg for dette har produksjonskapasitet på 1.5 Mtonn stål per år og høyere [8]. Direktereduksjon med hydrogen er mindre modent, men har blitt svært aktuelt de siste årene. Flere aktører har annonsert utforskning og utbyggingsplaner for stålproduksjon med hydrogen som reduksjonsmiddel, blant annet:

- Liberty Steel Group har annonsert at de vurderer å utvikle et anlegg i Frankrike for produksjon av 2 Mtonn/år DRI med hydrogen fra et 1 GW elektrolyseanlegg som reduksjonsmiddel [9].
- H₂ Green Steel har annonsert at de planlegger å bygge et anlegg for fossilfri stålproduksjon i Norrbotten-regionen i Sverige med årlig produksjonskapasitet på inntil 5 Mtonn stål i 2030, med produksjonsstart i 2024. Sammen med stålverket planlegges det et 800 MW hydrogenanlegg basert på elektrolyse [10].
- HYBRIT prosjektet er et samarbeid mellom SSAB, LKAB og Vattenfall med mål om å utvikle fossilfritt stål ved bruk hydrogen som reduksjonsmiddel. De har bygd en pilot for direktereduksjon av jernmalm i Luleå der testing med hydrogen startet våren 2021. Piloten produserer 1 tonn varmbrikettjern ("hot-briquetted iron", HBI) per time når den er i drift, det vil si rundt 8000 tonn HBI/år [11, 12]. Piloten er bygd ved SSABs eksisterende jernverk med kapasitet på noe over 2 Mtonn/år med råstål, og et langsiktig mål er å kunne erstatte dette verket med hydrogenbasert stålproduksjon.
- ArcelorMittal har nylig signert et "memorandum of understanding" (MoU) med den Spanske Regjeringen om blant annet en investering i et hydrogenbasert DRI-anlegg med kapasitet på 2.3 Mtonn DRI/år komplementert med en elektrisk lysbueovn med kapasitet på 1.1 Mtonn/år [13].
- Tata Steel har nylig annonsert at de vurderer å implementere hydrogenbasert DRI på sitt anlegg i Ijmuiden [14].

Proessen for stålproduksjon ved hjelp av direktereduksjon av jern med hydrogen er vist skjematisk i Figur 3.1. Pellets av jernmalm blir først redusert av hydrogen og danner DRI som komprimeres til varmbrikettjern. Dette konverteres videre til stål, ofte sammen med skrap (resirkulert stål), i en elektrisk lysbueovn.



Figur 3.1. Stålproduksjon ved hjelp av direktereduksjon av jern med hydrogen.

Hydrogenbehov for direktereduksjon av jern rapportert i litteraturen varierer mellom 520 og 800 Nm³/tonn HBI, og er blant annet avhengig av hvordan varme tilføres (som hydrogen eller andre kilder) og hvilken grad det er av varmeintegrering prosessen [15]. Vi antar i dette arbeidet at det forbrukes 650 Nm³/tonn HBI. Videre antar vi at det forbrukes 1.03 tonn HBI for å produsere 1.00 tonn stål [16], og at det er et kraftbehov på 0.14 MWh/tonn stål for pelletisering og rulling, 0.30 MWh/t HBI for elektrisk oppvarming av jernmalm (dette kan sannsynligvis være mulig å erstatte med hydrogen), neglisjerbart kraftbehov i DRI reaktoren, 0.75 MWh/t stål i lysbueovnen om man har 100% HBI som føde og 0.67 MWh/t stål i lysbueovnen om man har 100% skrap som føde [8].

Av eksisterende stålproduksjonen i Europa er omtrent 60% såkalt primær stålproduksjon, det vil si stål fremstilt basert på jernmalm, typisk i masovner, mens omtrent 40% er såkalt sekundær stålproduksjon hvor stål-skrap blir smeltet om i elektriske lysbueovner. I EU og UK er det omtrent 30 større primære stålverk, med en gjennomsnittlig produksjon av stål på 3.75 Mt/år, og de to største har en kapasitet på rundt 11.5 Mt/år. Videre finnes det omtrent 130 anlegg for omsmelting av skrap i lysbueovner, med gjennomsnittlig kapasitet på rundt 0.6 Mt/år [17].

Som base case for Haugaland Næringspark har vi benyttet et anlegg som produserer 1.5 Mtonn HBI per år, og som har 25% skrap som input til lysbueovnen. Dette gir et totalt hydrogenbehov på rundt 90 000 tonn/år, som igjen gir omtrent 0.8 Mt fanget CO₂/år, og totalt kraftbehov på 265 MW (Tabell 3.1).

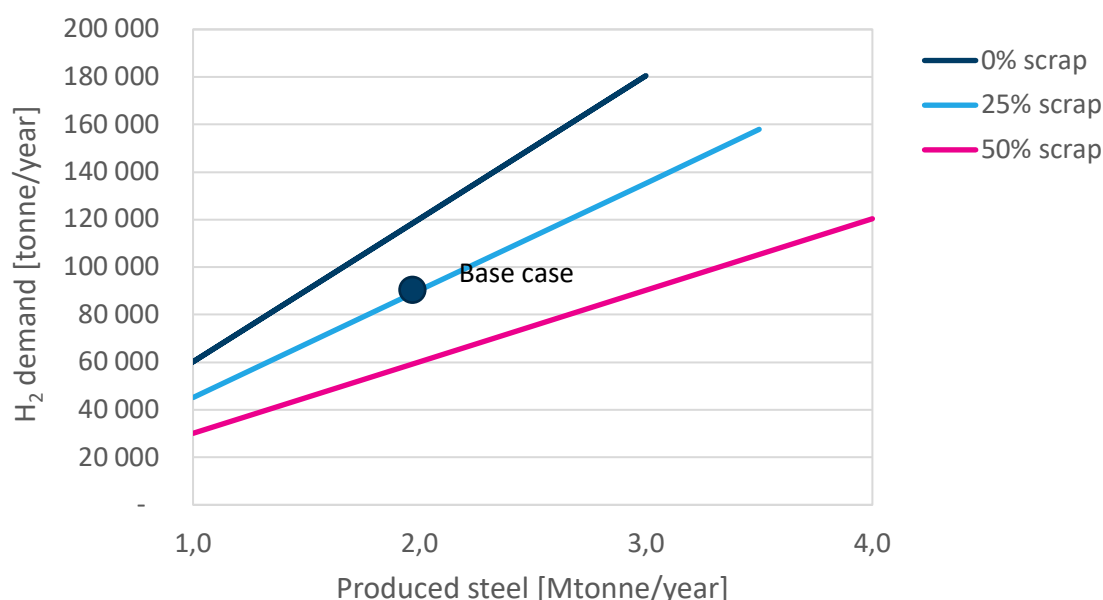
Tabell 3.1. Nøkkeltall for stålproduksjon base case.

Produsert jern (HBI)	1.5 Mtonn/år
Andel skrap	25%
Produsert stål	2.0 Mtonn/år
Hydrogenbehov	90 000 tonn/år
Elektrisitetsbehov for stålproduksjon	250 MW
Elektrisitetsbehov for hydrogenproduksjon	15 MW
Naturgass for hydrogenproduksjon	500 MSm ³ /år
Fanget CO ₂ fra hydrogenproduksjon	800 000 tonn/år

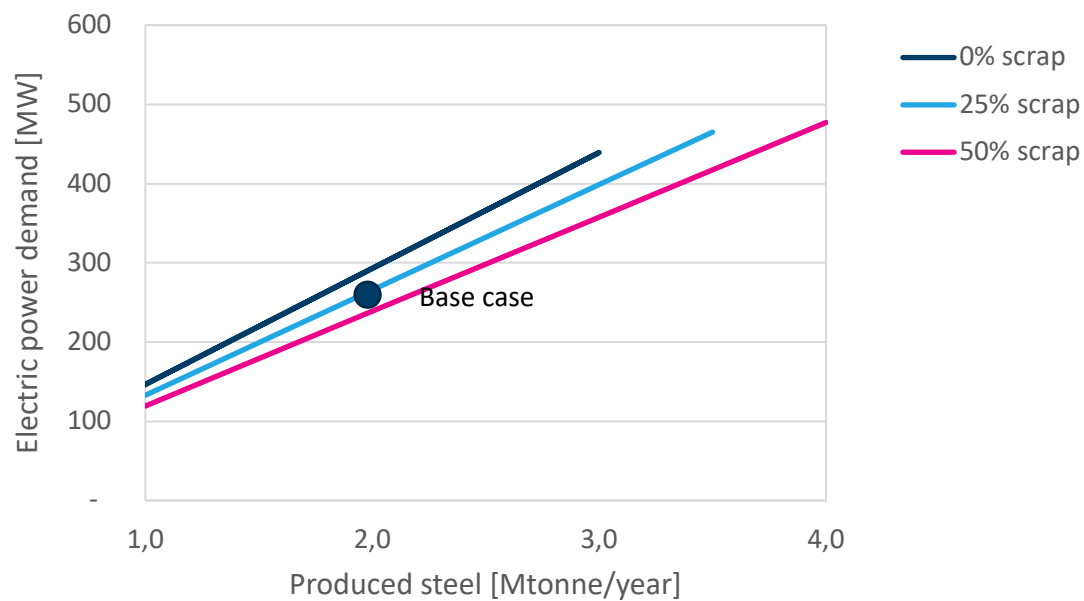
Med de gitte antagelsene er hydrogenbehovet proporsjonalt med mengde HBI, mens kraftbehovet er proporsjonalt med mengde produsert stål og andelen som kommer fra skrap versus HBI har mindre å si. Dette er vist i Figur 3.2 - Figur 3.3. Det skal nevnes at en slik lineær sammenheng er en forenkling, da størrelse på anlegg vil påvirke effektivitet og utbytte. Et anlegg med produksjon av 1.5 Mtonn HBI kan sees på som stort for implementering av utradisjonell teknologi. Samtidig må anlegget for direktereduksjon av jern være av en

forholdsvis stor skala for å være lønnsomt. En kapasitet på 1.5 Mtonn HBI er ikke spesielt stort sammenlignet med andre anlegg for primær stålproduksjon, samtidig som nødvendig kapasitet på lysbueovn vil være av stor skala i forhold til det som er vanlig. Optimal kapasitet og fordeling mellom skrap og HBI som føde for et stålverk i næringsparken vil være avhengig av mange faktorer, blant annet knyttet til logistikk.

Det finnes også andre veier til grønt stål som kan være verdt å undersøke i videre studier. Et alternativ til reduksjon av jern med hydrogen produsert fra naturgass med CCS er at man i stedet gjør reduksjon med naturgass direkte og fanger CO₂ fra avgassen. Dette alternativet benytter mer modne teknologier, da både direkte-reduksjon med naturgass og CO₂-fangst fra avgass er teknologier som er i bruk i dag. En sammenligning mellom de to alternativene blir som den klassiske sammenligningen av såkalt "pre-combustion" og "post-combustion" CCS for kraftverk, bortsett fra at i dette tilfellet blir det "pre-reduction" versus "post-reduction" CCS.



Figur 3.2. Hydrogenbehov som funksjon av mengde produsert stål med ulike andeler skrap.



Figur 3.3. Kraftbehov som funksjon av mengde produsert stål med ulike andeler skrap.

3.2 Hydrogen for regional bruk

I regionen rundt Haugalandet finnes det mulige brukere av hydrogen både i transport og industrisektorene. Når hydrogen eventuelt vil kunne taes i bruk i disse sektorene er høyst usikkert og vil avhenge av en rekke faktorer inkludert teknologimodning og kostnadsreduksjon, markedsutvikling og energipolitikk. Regjeringen har lagt en strategi for implementering av hydrogen som drivstoff og som innsatsfaktor i industrien i Norge [18], og tid for implementasjon i disse sektorene vil dermed avhenge av i hvilken fart denne strategien blir realisert.

I transportsektoren har DNV GL i en synteserapport utført for Klima- og miljødepartementet og Olje- og energidepartementet estimert en etterspørsel på **56 000 tonn** hydrogen per år totalt i Norge i 2030, der 29 000 tonn går til bruk i lastebiler, 7 000 tonn til bruk i busser, 2 000 tonn til bruk i tog, og 18 000 tonn går til maritim transport (i norske farvann) [19]. I regionen er det i maritim sektor allerede flere prosjekter som er planlagt eller i gang for innfasing av hydrogen:

- **Hjelmeland-sambandet:** Norled skal sette inn verdens første hydrogenrevne ferge i Hjelmeland-sambandet. Kontrakten krever at minst 50% av driften skal være med brenselcelle og hydrogen, mens resten er batteri [20]. Ferga MF Hydra skal ha to brenselceller fra Ballard, hver på 220 kW. Det er antatt en levetid på 30 000 timer, som tilsvarer ca. 5 år på dette sambandet. Fra starten av vil flytende hydrogen fremstilt med elektrolyse fraktes med tankbiler fra Linde Gas i Tyskland, men tankbiltransport skal bare være en overgangsordning. Det er planlagt at ferga skal være klar i løpet av 2021 [21]. Om man antar effektivitet på brenselcellene på 55% og at de er i drift 16 timer per døgn er hydrogenbehovet omtrent **140 tonn/år**.
- **Finnøy-sambandet:** Norled planlegger videre å sette inn hydrogenferge nummer to i Finnøy-sambandet. Denne ferga vil gå på komprimert hydrogen som er planlagt levert av et elektrolyseanlegg av GreenH på Fiskå. Hydrogenbehovet er omtrent 0.5 tonn/døgn, som tilsvarer omtrent **180 tonn/år**. Hydrogendriften av denne ferga er planlagt i løpet av første kvartal av 2022 [22].
- **Topeka-nattruten:** Rederiet Wilhelmsen har fått støtte til å bygge to hydrogenrevne skip under betegnelsen Topeka. Skipene skal starte en fast godstransportrute mellom forsyningsbaser langs norskekysten fra Stavanger til Kristiansund og skal etter planen være i rute i 2024. De vil i stor grad seile om natten, så skipene kalles for Topeka-nattruten. De skal gå på en kombinasjon av brenselcelle på 3 MW og batteri. Daglig hydrogenforbruk vil ligge på 1.2-1.4 tonn, noe som tilsvarer omtrent **950 tonn/år** for begge skipene. Det er planlagt at hydrogenet skal produseres ved hjelp av elektrolyse på Mongstad [23, 24].
- **Utslippsfri arbeidsbåt for oppdrettsindustri:** Et konsortium med blant annet Moen Marin og Moen Verft har fått støtte for å utvikle og bygge en hydrogenrevet arbeidsbåt med omtrent 100 kW installert effekt for oppdrettsindustri. Konsortiet håper på en investeringsbeslutning av kunden Midt-Norsk Havbruk om å bygge piloten mot slutten av 2021 [25]. Selv om det er Midt-Norsk Havbruk er sluttkunde for fartøyet, kan slike fartøy bli aktuelle i oppdrettsnæringen også i området rundt Haugalandet. Rundt 20% av Norges oppdrettsfisk produseres i Rogaland og tidligere Hordaland [26].

Ved TiZir i Tyssedal der kull brukes som reduksjonsmiddel i titandioksidsmelteverket er det planer for innfasing av hydrogen. Der er bruk av hydrogen (**8 000 tonn/år**) som reduksjonsmateriale i stedet for kull antatt å være økonomisk før 2030 [19]. De har her konkrete planer for innfasingen, og foreløpig er det tenkt at de vil bruke hydrogen fra et 50 MW elektrolyseanlegg i nærheten [27].

Offshore gassturbiner er en av de største kildene til CO₂-utslipp i Norge, og mange av disse ligger i Nordsjøen utenfor Haugalandet. Fyring med hydrogen er en av flere mulige løsninger for avkarbonisering av disse. Gassturbiner offshore kan typisk ha en kapasitet på rundt 35 MW og effektivitet på rundt 36%. Dette tilsvarer et hydrogenbehov på rundt **11 000 tonn/år** per gassturbin som går på full last. En stor andel av gass-turbinene offshore opereres riktignok på dellast, noe som gir et lavere hydrogenbehov. Samtidig er hydrogen et dyrt drivstoff og det er derfor mulig at hydrogenfyring kan bli kombinert med installasjon av

bunnsykluser. Dette vil øke effektiviteten per enhet, noe som kan føre til at man ikke trenger like mange gassturbiner for å dekke samme kraftbehov. 11 000 tonn/år gir allikevel et bilde på maks hydrogenbehov per typiske enhet. Bruk av hydrogen i offshore gassturbiner er noe som er under vurdering i olje og gass-bransjen, og det er transport av hydrogen ut til feltene ved bruk av rør som blir sett på som mest sannsynlig. Da installasjonskostnaden for rør er betydelig, vil man trolig gå inn for en slik løsning med et betydelig antall gassturbiner om man først gjør dette.

Ved **Gassco Kårstø** fyres det naturgass for å produsere kraft og dekke varmebehov. Et mulig scenario er å fyre med hydrogen i stedet for naturgass for å produsere varme. Det er allerede lagt planer for delvis elektrifisering av Kårstø-anlegget mot 2030. Hvis det blir videre elektrifisering av Kårstø-anlegget etter 2030 kan man se for seg at kun kompressorene elektrifiseres, mens varmebehov dekkes med fyring av hydrogen. På anlegget er det i dag seks gassturbiner med tilhørende kjeler, samt to direktefyrte kjeler, og total energimengde brukt til dampproduksjon (fra avgass og fra direktefyring) er ca. 350 MW [28]. Noe av denne energien konverteres til kraft i dampturbiner mens det meste brukes til å dekke varmebehov på anlegget. Hvis omtrent halvparten av varmebehovet allerede er dekket med elektrisk oppvarming, kan man anta at rundt 150 MW varmebehov kan dekkes med fyring av hydrogen om produksjonen holder seg stabil. Dette tilsvarer et hydrogenbehov på omtrent **40 000 tonn/år**.

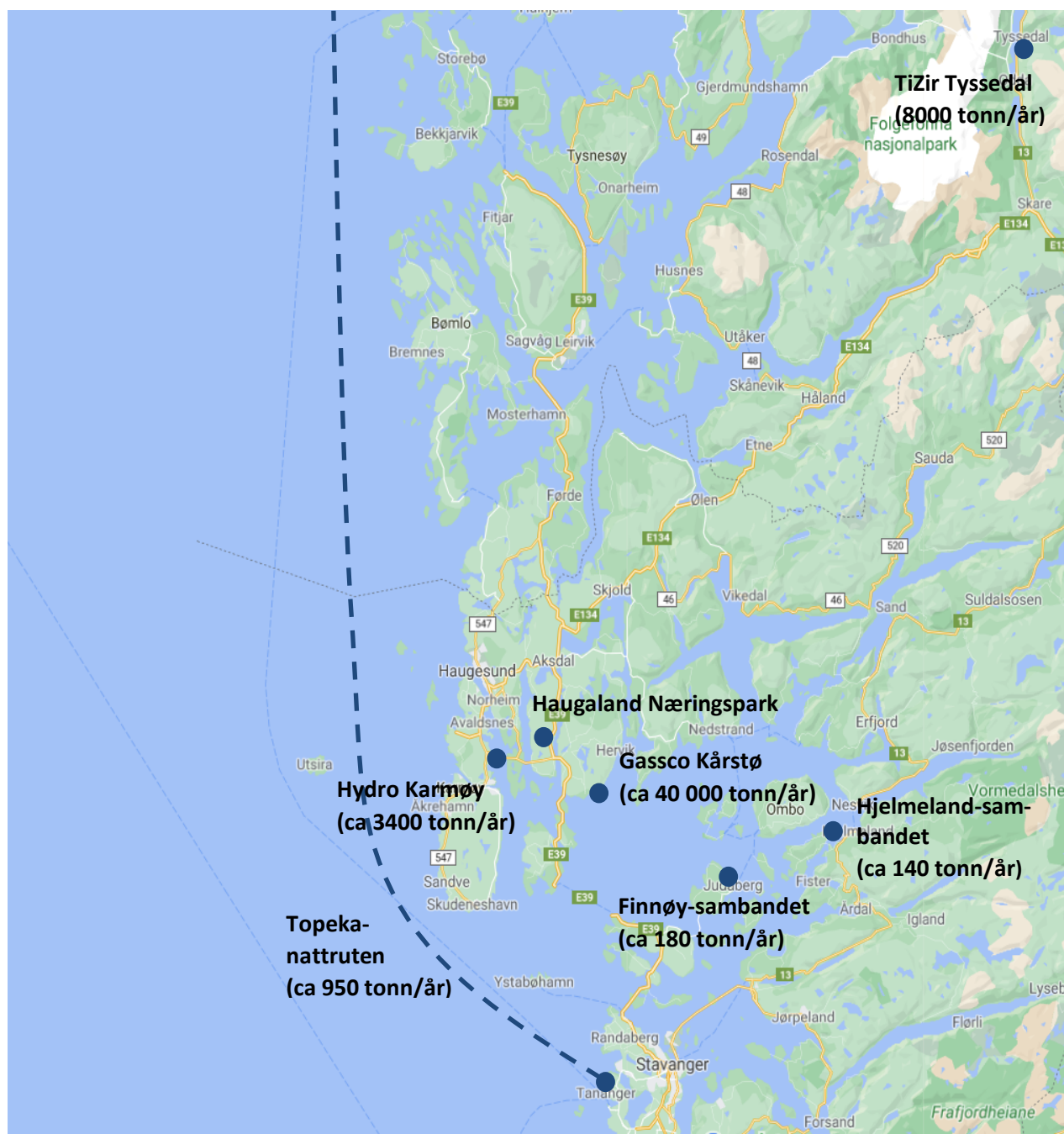
Ved **Hydro Aluminium Karmøy** benyttes det også naturgass for å dekke varmebehov. Dette kan i prinsippet også erstattes med fyring av hydrogen, og Hydro utforsker for tiden potensialet for å produsere og bruke av hydrogen til dette formålet ved verkene sine [29]. Ved Karmøy ble det i 2020 forbrukt 8 250 tonn naturgass for varmeformål (Hydro Karmøy Metallverk og Speira) [30]. Om alt dette byttes ut med hydrogen trengs det **3 400 tonn/år**.

En oversikt over lokasjonen av de potensielle hydrogenforbrukerne er gitt i Figur 3.4. Mange av de planlagte prosjektene baserer seg på at hydrogenet skal komme fra produksjon med elektrolyse, men kan allikevel være fremtidige brukere av hydrogen fra et storskala anlegg fra naturgass med CCS på Haugalandet, avhengig av pris. I nær fremtid (frem til 2030) er det forventet at hydrogen produsert fra naturgass med CCS vil ha lavere kostnad enn hydrogen produsert fra elektrolyse [31]. For produksjon av hydrogen til TiZir i Tysse-dal vil også praktikaliteter og kostnader rundt transport være avgjørende, da man da vil være avhengig av 140 km transport via E134 og RV 13.

Det er vanskelig å estimere hvor stort hydrogenbehovet i regionen rundt Haugalandet kan komme til å bli i årene fremover, men et anslag på maksimum potensiale for de mest relevante forbrukerne er presentert i Tabell 3.2. For transportsektoren antar vi et potensielt hydrogenbehov på 10% av DNV GLs estimat for hele Norge i 2030. For TiZir Tyssedal er det usikkert om det vil være mest hensiktsmessig å produsere hydrogen ved hjelp av elektrolyse lokalt som planlagt, eller å transportere hydrogen fra Haugaland. Her kommer også mulig konkurranse fra Aurora-prosjektet på Mongstad inn. Dermed er det sannsynlig at hydrogenbehovet til TiZir enten dekkes fullstendig fra Haugaland, eller ikke dekkes fra Haugaland i det hele tatt. Når det gjelder offshore gassturbiner vil det også sannsynligvis være enten null hydrogenbehov eller et forholdsvis stort hydrogenbehov. Vi ser her for oss en størrelsesorden tilsvarende 15 turbiner på full last hvis dette først blir aktuelt. Mulig bruk av hydrogen for oppvarming på Kårstø og Karmøy er anslag basert på åpne energiforbruksdata og representerer maksimal mengde hydrogen for dekke varmebehov. For å avkarbonisere varmeproduksjon er det også mulig å blande hydrogen med naturgass for delvis avkarbonisering. Disse potensielle hydrogenforbrukerne er dermed ikke "enten eller" på samme måte som for TiZir og for offshore gassturbiner.

Tabell 3.2. Potensiell regional bruk av hydrogen.

Forbruker	Potensielt hydrogenbehov
Transport (basert på DNV GLs estimat for Norge i 2030)	5 600 tonn/år
TiZir Tyssedal	8 000 tonn/år
Offshore gassturbiner	165 000 tonn/år
Gassco Kårstø	~ 40 000 tonn/år
Hydro Aluminium Karmøy	~ 3 400 tonn/år



Figur 3.4. Mulige forbrukere av hydrogen i nærheten av Haugaland Næringspark (kart: Google Maps).

3.3 Hydrogen for eksport

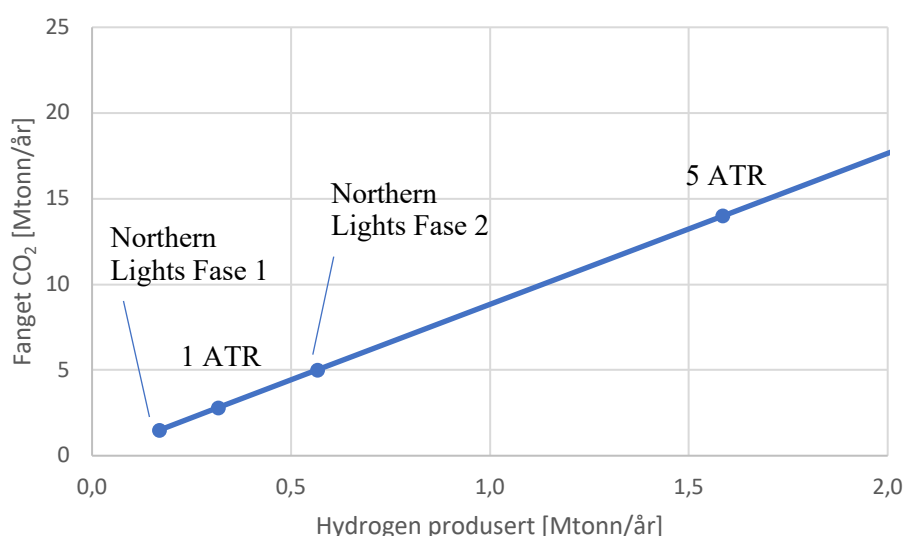
Etterspørselen etter hydrogen i Europa er forventet å bli stor. For eksempel er hydrogenbehovet i Tyskland anslått å være 140 TWh(LHV)/år i 2035 med antagelser om at hydrogen vil bli benyttet i industrien, for mobilitet og for oppvarming [32]. Dette tilsvarer 4.2 Mtonn/år.

For eksport fra Haugaland til Europa er transport av hydrogen i rør billigere enn transport i skip [33]. Man kan se for seg ulike tekniske løsninger: (i) installasjon av nye rør til Nederland eller Tyskland, (ii) modifisering og bruk av eksisterende rør som i dag benyttes til eksport av naturgass, og (iii) innblanding av hydrogen i eksportert naturgass. Ved innblanding av hydrogen i eksportert naturgass kan man enten gjøre dette for å senke CO₂-fotavtrykket til den eksporterte gassen, eller man kan se for seg en løsning der man separerer hydrogen ut på importsiden for å få rent hydrogen til enkelte hydrogenforbrukere.

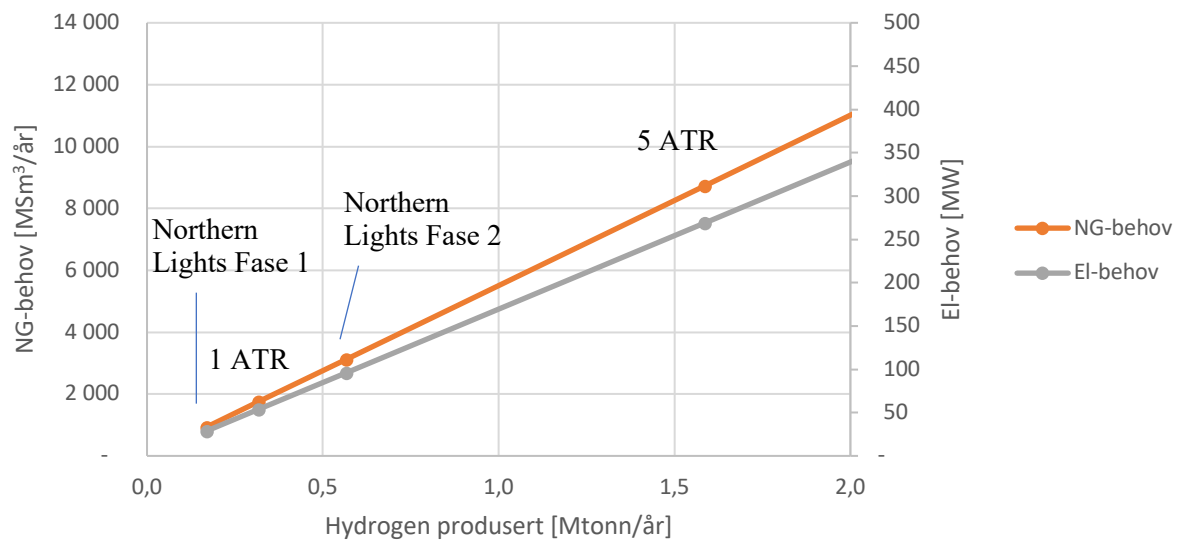
I en studie av NREL fra 2013 ble separasjon av hydrogen blandet inn i naturgassrør ved bruk av "pressure-swing adsorption" (PSA), membran, og elektrokjemisk separasjon vurdert. PSA ble vurdert som den mest modne teknologien for denne applikasjonen. Kostnadsevalueringer viste at dette alternativet vil gjøre hydrogenet for dyrt til å være konkurransedyktig med mindre denne prosessen blir utført på en trykkreduksjonsstasjon slik at man slipper å rekomprimere naturgassen etterpå [34].

Kostnad for rørinfrastruktur for hydrogeneksport er svært sensitivt for skala, og investering i dedikerte hydrogenrør er forventet å lønne seg bare om man eksporterer store volumer. Innblanding av hydrogen i naturgassen kan være en metode for å eksportere mindre mengder hydrogen, for eksempel i en tidlig fase.

Mengde fanget CO₂ og energibehov i form av naturgass og elektrisitet for hydrogenproduksjonsanlegg av ulik skala er vist i Figur 3.5 og Figur 3.6. Store reformeringsanlegg med CCS vil medføre betydelige mengder fanget CO₂ som må transporteres og lagres. En stor ATR med kapasitet på 0.3 Mtonn H₂/år vil produsere omtrent dobbelt så mye CO₂ som Northern Lights kapasitet i Fase 1, mens 5 store ATR gir en CO₂-mengde som langt overstiger den planlagte kapasiteten for Northern Lights Fase 2. Videre vil størrelsen på det potensielle markedet i Tyskland tilsvare 13 slike store ATR-reaktorer, mens maksimum rikgasskapasitet på Kårstø (95 MSm³/dag) tilsvarer 20 slike store ATR-reaktorer.



Figur 3.5. Mengde fanget CO₂ for hydrogenproduksjonsanlegg av ulik skala.

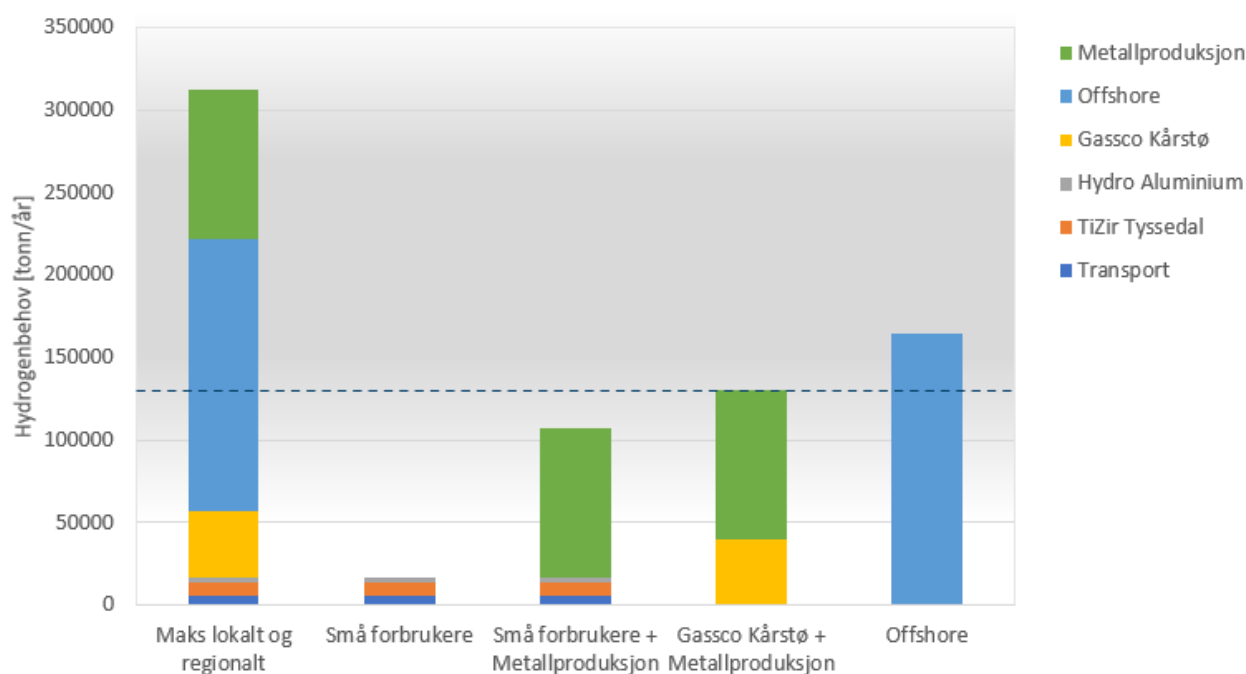


Figur 3.6. Energibehov for hydrogenproduksjonsanlegg av ulik skala.

3.4 Scenarier for hydrogenbehov

Det er store forskjeller i skala på hydrogenbehov for de ulike potensielle forbrukerne oppsummert i kapittel 3.1-3.3. Enkelte fergesamband kan ha hydrogenbehov på rundt 180 tonn/år, samlet transportsektor kan utgjøre et behov på rundt 5600 tonn/år, mens enkelte industrielle brukere kan ha hydrogenbehov på opp til 165 000 tonn/år under de gitte antagelsene. Videre er forventet etterspørsel etter hydrogen i Europa, og dermed markedet for hydrogeneksport, flere millioner tonn/år.

Figur 3.7 viser ulike scenarioer for **lokalt og regionalt** hydrogenbehov. Første søyle viser samlet hydrogenbehov om man slår sammen alle de potensielle brukerne under de gitte antagelsene. Optimal størrelse på et reformeringsanlegg er som diskutert i kapittel 2 avhengig av reaktortechnologi og minimum ønsket virkningsgrad. Forventet relevant kapasitet for et anlegg med ett sett med reaktorer er indikert med grå skygge i bakgrunnen i figuren. Om alle potensielle forbrukerne blir reelle trengs et anlegg med kapasitet tilsvarende en ATR på størrelse med det som ble antatt i "H21 North of England"-prosjektet. Om bare enkelte av de små forbrukerne av hydrogen blir aktuelle blir hydrogenbehovet lavt sammenlignet med typiske størrelser på anlegg vurdert for storskala hydrogenproduksjon med CCS. Som nevnt i seksjon 2 opplever naturgassreforming stor grad av skalafordeler, slik at store anlegg vil være langt mer økonomiske enn små anlegg. Dette er også vist av Gardarsdottir et al. [35] som også undersøker effekt av naturgass- og elektrisitetspris. For å komme opp i kapasiteter hvor naturgassreforming er klart mer økonomisk enn elektrolyse innen realistiske variasjoner av naturgass- og elektrisitetspriser trengs minimum en av de to store potensielle forbrukerne (hydrogenbasert metallproduksjon eller hydrogenturbiner offshore) som forbruker av hydrogen i regionen. Hydrogenbehovet vil da være rundt 100 000 – 160 000 tonn/år. Som base case antar vi en kapasitet på reformeringsanlegg på 130 000 tonn/år (markert med stiplet linje i figuren) for evaluering av mengder fanget CO₂ og behov for elektrisk kraft videre i denne rapporten. Nøkkeltall for et slikt anlegg er oppsummert i Tabell 3.3.



Figur 3.7. Potensielle scenarier for lokalt og regionalt hydrogenbehov.

Tabell 3.3. Nøkkeltall for reformeringsanlegg med CCS base case.

Hydrogenproduksjon	130 000 tonn/år
Elektrisitetsforbruk	22 MW
Naturgassforbruk	720 MSm ³ /år
Fanget CO ₂	1 150 000 tonn/år

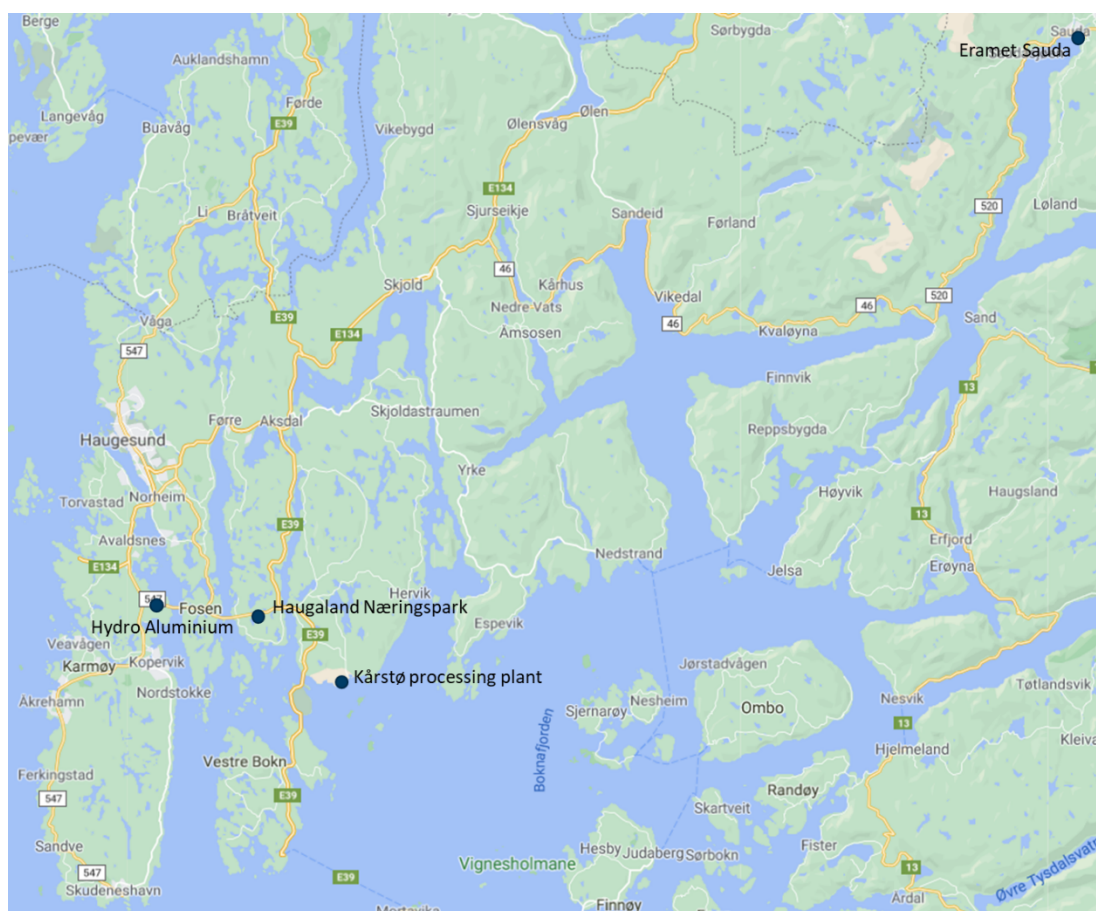
Potensiell etterspørsel etter hydrogen fra et **eksportmarked** tilsvarer som diskutert i kapittel 3.3 flere store ATR-reaktorer og store mengder produsert CO₂. Slike anlegg kan også dekke noe lokalt og regionalt behov. Mengdene fanget CO₂ fra et storskala eksportanlegg vil være i en annen størrelsesorden enn CO₂-mengder fra andre punktutslipp i regionen. Det er derfor ikke tatt utgangspunkt i et slikt anlegg for vurdering av felles infrastruktur i kapittel 5.

4 Potensiale for CO₂-fangst i regionen

Det er flere betydelige punktutslipp av CO₂ i Rogaland, der Gassco Kårstø prosessanlegg, Hydro Aluminium Karmøy og Eramet Sauda er de klart største [36]. Utslippsdata for disse tre anleggene er gitt i Tabell 4.1, og en oversikt over beliggenhet i forhold til Haugaland Næringspark er gitt i Figur 4.1.

Tabell 4.1. CO₂-utslipp fra nærliggende industri (2020) [30].

Virksomhet	CO ₂ -utslipp
Kårstø Prosessanlegg	950 000 tonn/år
Hydro Aluminium Karmøy	414 000 tonn/år
Eramet Sauda	300 000 tonn/år



Figur 4.1. Lokasjon av Haugaland Næringspark og nærliggende industri (kart: Google Maps).

På **Kårstø** tas det imot rikgass og ustabilisert lettölje, og prosessanlegget splitter disse til væskeprodukter og tørrgass. Anlegget har kapasitet til å håndtere rundt 95 millioner Sm³ rikgass per dag, 6,3 millioner tonn våtgass per år og ca 4,5 millioner tonn lettölje per år [37]. CO₂-utslippene på Kårstø kommer i hovedsak fra gassturbiner som driver kompressorer og som også gir varme til kjeler, og direktefyrte kjeler. Det er lagt planer for delvis elektrifisering av anlegget, noe som vil fjerne omtrent halvparten av dagens utslipp innen 2030. Gjenværende utslipp i 2030 er avhengig av produksjonsprofil. Forventet produksjonsprofil er usikker, men i estimater gjort av oljedirektoratet er det forventet at totalt volum av salgsgass fra norske felt vil være omtrent som på dagens nivå i 2030, og at det deretter vil synke noe [38].

Det er primært to potensielle kilder til fanget CO₂ på Kårstø:

- For videre reduksjon av utslipp etter 2030 kan både elektrifisering og CCS være aktuelt. I et scenario med dagens produksjonsmengde, 50% elektrifisering allerede implementert, og fangst av CO₂ fra avgassen med fangstrate på 90% kan man få et fangstvolum på omtrent 430 000 tonn/år.
- Rikgassen som prosesseres og eksporteres videre fra Kårstø inneholder omtrent 2.5 vol% CO₂, og fjerning av noe av dette er mulig. Avhengig av krav til spesifikasjoner på salgsgassen fra kundene kan det bli aktuelt med fjerning av CO₂ fra denne rikgassen. Hvis man antar et scenario der anlegget håndterer 50 millioner Sm³ rikgass per dag med 2.5 vol% CO₂, og at ca. halvparten av CO₂-innholdet fjernes, får man et fangstvolum på omtrent 400 000 tonn/år.

Ved **Hydro Aluminium** på Karmøy slippes det med dagens produksjon ut rundt 400 000 tonn CO₂ årlig. I avgass fra aluminiumsanlegg er som regel CO₂-konsentrasjonen lav, ofte rundt 1%, noe som ikke er gunstig med tanke på CO₂-fangst. Det er mulig å fange CO₂ selv fra svært lave konsentrasjoner (f.eks. "direct air capture"), men dette er dyrt. Har man en høyere konsentrasjon av CO₂ i avgassen kan man fange CO₂ mer effektivt og til en lavere kostnad. Dette kan i prinsippet være mulig å oppnå enten ved å redusere ventilasjonen i elektrolysecellene [39, 40] eller ved å resirkulere avgassen [41]. Om man antar en fangstgrad på 90% (som undersøkt i [39]) kan man potensielt fange 360 000 tonn CO₂ fra dette anlegget per år. Det er imidlertid foreløpig usikkert hva kostnaden for slike løsninger og hva totalkostnad for fangst fra avgass vil være.

Ved **Eramet Sauda** produseres det ferromangan, og det slippes årlig ut rundt 300 000 tonn CO₂. Anlegget har to 40 MW ovner og er Nord-Europas største produsent av ferromangan. I prosessen blir koks brukt som reduksjonsmiddel, og det er dette som forårsaker CO₂-utslippene. Eramet ser på CCUS som et viktig verktøy for å senke sine CO₂-utslipp, og planlegger å bygge en pilot for CO₂-fangst på anlegget i Sauda. De har valgt fangstteknologi og signert en intensjonsavtale med en teknologipartner. De planlegger å utføre en forstudie på dette i 2021, og sikter på å bygge piloten i 2022-23 [42]. Det er ikke kjent hvilken fangstgrad de sikter på, men om vi antar 90% kan det potensielt fanges 270 000 tonn CO₂ per år ved dette anlegget.

Om man ser for seg et hydrogenproduksjonsanlegg dimensjonert for å dekke et lokalt og regionalt hydrogenbehov på 130 000 tonn/år, tilsvarer dette ca. 1.2 Mtonn fanget CO₂ per år. Hvis vi legger til de andre potensielle volumene av fanget CO₂ i området ender vi opp med et totalvolum på 2.6 Mtonn fanget CO₂ per år. Dette er oppsummert i Tabell 4.2. Denne mengden CO₂ er stor i nasjonal sammenheng, og om bare noen av disse mulighetene for CO₂-fangst realiseres vil det være betydelige mengder med CO₂ som vil måtte transporteres vekk fra regionen. Legg merke til at det er varierende teknisk modenhet for CO₂-fangst ved de ulike anleggene og at dette kan spille inn på tidslinjen for potensiell implementasjon i tillegg til politisk og industriell vilje.

Tabell 4.2. Potensielt fanget CO₂ i Haugaland-regionen og teknisk modenhet på fangstteknologi.

CO ₂ -kilde	Potensielt fanget CO ₂	Teknisk modenhet på fangstteknologi
H ₂ -produksjon i Haugaland Næringspark	1 150 000 tonn/år (base case)	Høy
Kårstø Prosessanlegg avgass	430 000 tonn/år	Høy
Kårstø Prosessanlegg rikgass	400 000 tonn/år	Høy
Hydro Aluminium Karmøy	370 000 tonn/år	Mer F&U nødvendig på resirkulering av avgass
Eramet Sauda	270 000 tonn/år	Pilottesting planlagt/pågår
Totalt	2 620 000 tonn/år	

5 Infrastruktur for transport og lagring av CO₂

Haugalandet ligger på vestkysten av Norge og ikke langt unna Northern Lights onshore terminal (ca. 140 km) og offshore injeksjonsbrønner (ca. 200 km). Sammenlignet med Norcem og Oslo Fortum Varme er transportdistansen til Northern Lights onshore terminal fra Haugalandet ca 20-25%. Det er naturlig å ta utgangspunkt i tilkobling til Northern Lights for CO₂ fanget fra denne regionen, selv om man også kan se for seg at nye anlegg for lagring av CO₂ vil utvikles. I kapittel 5.1 gis derfor en oversikt over de viktigste elementene ved Northern Lights infrastruktur, og i kapittel 5.2 diskuteres mulighetene for en felles infrastruktur for anleggene på og rundt Haugalandet.

5.1 Northern Lights infrastruktur

Northern Lights prosjektet er en del av det norske fullskalaprojektet Langskip for demonstrasjon av fangst av CO₂ fra industrielle kilder i området rundt Oslofjorden og lagring i Nordsjøen. I Langskip er det allerede bestemt at et anlegg for fangst av 400 000 tonn CO₂ per år skal bygges på sementfabrikken Norcem i Brevik. Videre er 40% av kostnadene for et fullskalaprojekt på avfallsforbrenningsanlegget Fortum Oslo Varme (FOV) på Klemetsrud i Oslo (400 000 tonn CO₂/år) innvilget, forutsatt at Fortum kan sikre resterende finansiering av sitt prosjekt, for eksempel gjennom EU sitt innovasjonsfond [43].

Northern Lights dekker den delen av Langskip som omhandler infrastruktur for transport og lagring av CO₂. Den planlagte verdikjeden vil bestå av (i) transport av flytende CO₂ (13-15 barg) med båt fra hvert industri-anlegg til et mottaksanlegg i Naturgassparken på Kollsnes, (ii) mottaksanlegget i Naturgassparken med mellomlager, (iii) rørtransport av CO₂ til permanent lager offshore, og (iv) permanent lager 1000-33000 meter under havbunnen [44].

I Fase 1 av Northern Lights vil det bygges ut en lagringskapasitet på 1.5 Mtonn CO₂ per år, og dette skal være klart i 2024, mens i en potensiell Fase 2 kan kapasiteten økes til 5 Mtonn CO₂ per år. En oversikt over designkapasitet og fleksibilitet for nøkkelementer av Northern Lights infrastruktur er gitt i Tabell 5.1.

Tabell 5.1. Designkapasitet og fleksibilitet for nøkkelementer av Northern Lights infrastruktur [45].

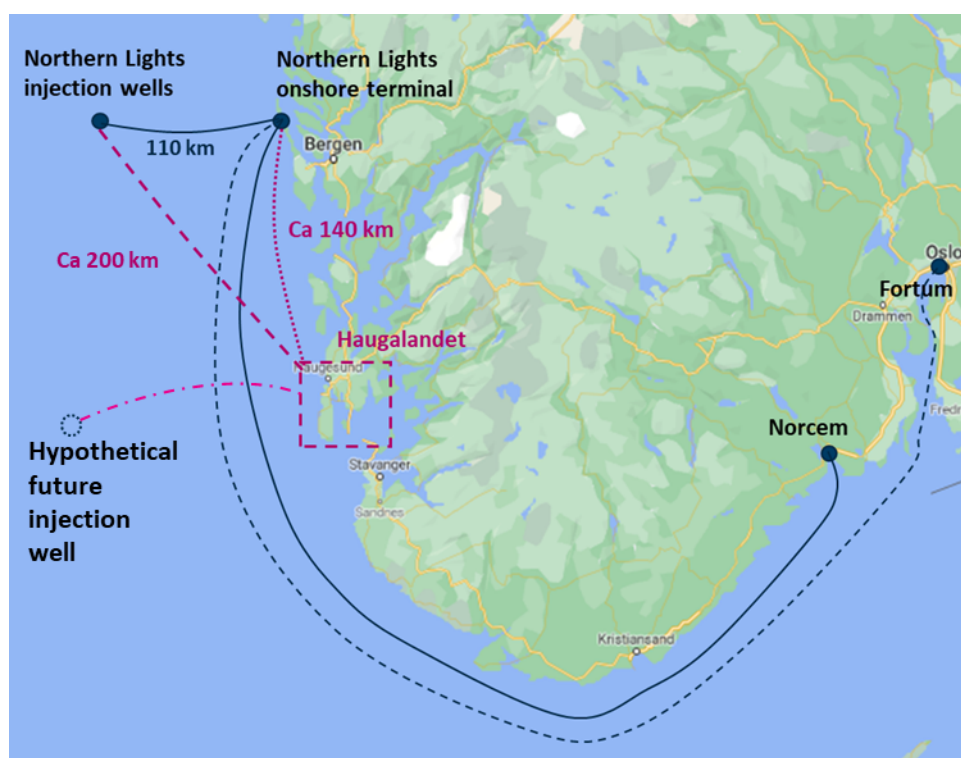
Element av infrastruktur	Designkapasitet og fleksibilitet
Skip	Ett skip med lastekapasitet 7500 m ³ er planlagt per anlegg (Norcem og Fortum, hver med 0.4 Mtonn CO ₂ per år). Nye fangstvolumer kan kreve flere skip i tillegg til dette.
Onshore terminal	Prosessutstyr blir designet for 1.5 Mtonn CO ₂ per år. CO ₂ -lager blir designet for skip med lastekapasitet 7500 m ³ . Det kan være nødvendig med ekstra lagervolum hvis større skip skal legges til i kjeden.
Rør	Rør fra onshore terminal til subseaanlegg og brønner er designet for fremtidige kapasitetsbehov. Simuleringer indikerer at kapasiteten i rørene vil bli omtrent 5 Mtonn CO ₂ per år.
Subseaanlegg og brønner	Det vil bli lagt opp til at det kan bores det antallet brønner som trengs for injeksjon av tilgjengelig mengde CO ₂ . For fremtidig utvidelse kan det være nødvendig å bore flere brønner avhengig av egenskapene til reservoaret.

5.2 Muligheter for felles infrastruktur med nærliggende industri

Grovt sett kan man se for seg følgende alternativer for transport og lagring av CO₂ fra Haugalandet (Figur 5.1):

1. Skip fra Haugalandet til Northern Lights onshore terminal
2. Rør fra Haugalandet direkte til Northern Lights injeksjonsbrønner
3. Skip fra Haugalandet direkte til Northern Lights injeksjonsbrønner
4. Rør fra Haugalandet til nytt alternativt injeksjonsfelt
5. Skip direkte til nytt alternativt injeksjonsfelt

Transport med skip direkte til subsea injeksjonsfelt (alternativ 3 og 5) forutsetter at direkteinjeksjon av CO₂ fra skip når teknisk modenhet. Opsjonene som inkluderer nytt alternativt injeksjonsfelt (alternativ 4 og 5) vil kunne bli aktuelle om kapasiteten på Northern Lights i sine nåværende rammer blir fullt utnyttet. Utvikling av nye injeksjonsfelt for lagring av CO₂ vil avhenge av etterspørsel etter lagring både nasjonalt og fra europeisk hold og av politiske føringer.



Figur 5.1. Alternativer for infrastruktur for transport og lagring av CO₂ fra Haugalandet. Planlagt verdikjede for CO₂-transport er indikert med blå full linje. Verdikjede for CO₂-transport som fortsatt er under vurdering er indikert med blå stiplet linje. Mulige verdikjeder med CO₂ fra Haugalandet er indikert med rosa stiplede linjer (kart: Google Maps).

Som diskutert i kapittel 4 kan man potensielt fange rundt 2.6 Mtonn/år med CO₂ fra et fremtidig hydrogenproduksjonsanlegg i Næringsparken med produksjonskapasitet av hydrogen på 130 000 tonn/år (base case), og fra Kårstø Prosessanlegg, Hydro Aluminium Karmøy, og Eramet Sauda. Dette CO₂-volumet er mer enn tre ganger så stort som fra Norcem og FOV samlet. Det er mer enn det er kapasitet til i Northern Lights Fase 1, men innenfor hva det vil være kapasitet til i Northern Lights Fase 2.

Alle de aktuelle anleggene ligger ved sjøen og er lokalisert slik at en felles infrastruktur kan være mulig (se Figur 4.1). Både Kårstø Prosessanlegg og Hydro Aluminium Karmøy ligger i Haugaland-regionen med

umiddelbar nærhet til Haugaland Næringspark (avstand i luftlinje mindre enn 10 km). Eramet Sauda ligger inne i en fjord 65 km unna i luftlinje, men transport av CO₂ herfra vil mest sannsynlig uansett måtte passere Haugalandet.

For **alternativene med transport med skip** fra Haugalandet og videre til onshore terminal (alternativ 1) eller direkte til injeksjonsbrønnene (alternativ 3 og 5), kan følgende strategier vurderes for oppsamling av CO₂ fra de ulike anleggene:

- Hvert anlegg har eget mellomlager og eget/egne skip.
- Hvert anlegg har eget mellomlager, og felles skip (et eller flere) samler opp CO₂ fra de ulike lagrene.
- Noen av anleggene (eller alle) har et felles mellomlager (forbundet med rør og/eller skip) og felles skip (et eller flere) henter CO₂ fra dette mellomlageret.

For **alternativene med transport med rør** fra Haugalandet direkte til injeksjonsbrønnene (alternativ 2 og 4), kan følgende alternativer vurderes for oppsamling av CO₂ fra de ulike anleggene:

- En egen onshore terminal på Haugalandet med rørtransport direkte til injeksjonsbrønnene. CO₂ samlet opp fra de ulike CO₂-kildene på Haugalandet med rør eller skip.
- En egen onshore terminal på Haugalandet med rørtransport direkte til injeksjonsbrønnene, som også kan ta imot CO₂ fraktet med skip fra andre anlegg. Dette kan være aktuelt hvis etterspørselen fra resten av Norge og Europa er stor.

Det må mer detaljerte studier til for å kunne si noe om kostnader for de forskjellige alternativene. Transport med skip krever investeringer i selve skipene, og flytendegjøring og mellomlager for CO₂. Transport med rør kan være billigere ved store CO₂-volumer. En analyse av når man bør velge skipstransport versus når man bør velge rørtransport er presentert av Roussanaly et al. [46], og indikerer at rørtransport er foretrukket med kortere avstander mens skipstransport er med fordelaktig ved lengre distanser, og at dette skillet går ved en lavere distanse for en lav CO₂ kapasitet og øker med høyere kapasitet. En fordel med transport med skip er at dette gir en større fleksibilitet enn rørtransport. Skipstransport kan være aktuelt i en tidlig fase med CCS fra kun ett eller flere anlegg og dermed lavere CO₂-volum. Om det etter hvert fanges CO₂ fra flere anlegg kan man sette inn flere skip, og etter hvert vurdere om installasjon av rør vil være lønnsomt. Skipene kan da brukes ved andre anlegg som starter med CO₂-fangst. Med skipstransport er man dessuten ikke bundet til et bestemt CO₂-lager, men man har fleksibilitet hvis det i fremtiden kommer flere aktører for CO₂-lagring.

Skipene fra Northern Lights, som skal frakte CO₂ fra Norcem og FOV har lastekapasitet på 7500 m³ per skip, og dette tilsvarer rundt 8000 tonn flytende CO₂ ved transporttilstand. For Norcem og FOV er det planlagt mellomlager med 4 dagers lagerkapasitet. I Tabell 5.2 er antall fulle skip av typen brukt av Northern Lights regnet ut per år for de aktuelle anleggene, samt fyllingsgrad per skip om man skulle hatt henting av skip hver 4. dag. For Eramet Sauda er mengden CO₂ såpass liten at den kan dele skip med noen av de andre anleggene om lasting av skip skal gjøres hver fjerde dag. For hydrogenproduksjonsanlegget (base case) er mengden CO₂ så stor at lasting hver fjerde dag er for lite om man kun skal komme med ett skip om gangen. Om man velger å produsere hydrogen for eksport i næringsparken med anlegg med flere enn én ATR blir CO₂-mengdene såpass store at man mest sannsynlig må tenke utenfor det som er planlagt for Northern Lights (se Figur 3.5).

Tabell 5.2. Potensielt fanget CO₂ i Haugaland-regionen.

CO₂-kilde	Potensielt fanget CO₂	Antall fulle skip per år	Kapasitet mellomlager for 4 dager	Fyllingsgrad av skip ved fylling hver 4. dag
H ₂ -produksjon i Haugaland Næringspark	1 150 000 tonn/år (base case)	144	12 600 tonn	1.6
Kårstø Prosessanlegg avgass	430 000 tonn/år	54	4 700 tonn	0.59
Kårstø Prosessanlegg rikgass	400 000 tonn/år	50	4 400 tonn	0.55
Hydro Aluminium Karmøy	370 000 tonn/år	46	4 100 tonn	0.51
Eramet Sauda	270 000 tonn/år	34	3 000 tonn	0.38

6 Krav til kraftforsyning

Et storskala gassreformeringsanlegg, stålverk og annen mulig ny industri på Haugalandet vil medføre betydelig økte krav til kraftforsyningen til regionen. Dette kommer i tillegg til kraftbehov for allerede planlagt elektrifisering av Kårstø prosessanlegg og fremtidig infrastruktur for CO₂-fangst og transport, samt generell elektrifisering av transport og industri sektoren i regionen. En konsesjonssøknad på ny 420kV forbindelse mellom Blåfalli og Gismarvik er sendt inn av Statnett og er per dags dato under behandling [47]. I konsesjonssøknad [48] legger Statnett følgende kraftbehov til grunn:

- Ny forbindelse tilrettelegger for 500 MW nytt forbruk.
- Kjente planer for økt industriforbruk på Haugalandet er rundt 1700 MW.
- Den nye forbindelse tilrettelegger for 340 MW nytt forbruk i Haugaland Næringspark (utredningsavtale på 100 MW) og 160 MW for elektrifisering av gassprosesseringsanlegget på Kårstø [48].

I tillegg til ny 420kV forbindelse vil utbygging av havvind i Utsira Nord kunne påvirke tilgang på kraft på Haugalandet. Det åpnes opp for utbygninger opp til 1500 MW i feltet [49], og en eventuell ny transformatorstasjon i Gismarvik som en del av ny 420kV forbindelsen er et av flere mulige tilknytningspunkt på land [48]. Statnett bemerker også at dersom forbruksveksten blir høyere enn 500 MW tilrettelegger tiltaket med 420kV forbindelse for lønnsomme oppfølgingsinvesteringer i kraftforsyningen.

Scenariet vi har benyttet for stålproduksjon vil gi et kraftbehov på 250 MW. Kraftbehov for CO₂-fangstanlegg vil avhenge betydelig av type anlegg, i hvor stor grad energibehov kan dekkes av energigjenvinning fra anleggene og prosessene CO₂ skal fanges fra, og hvilke alternativer for transport som til slutt benyttes, derav energibehov for kompresjon og flytendegjøring [50]. Av de faktorer vi i dette studiet har sett på i forhold til CO₂-fangst og hydrogen vil størrelse på hydrogenproduksjonsanlegget være avgjørende for om det vil være tilstrekkelig forsyning med dagens kjente planer og potensialer for ny krafttilgang i region. Om man tar utgangspunkt i base case for hydrogenproduksjon for å dekke behov lokalt og regionalt (130 000 tonn/år med hydrogen) vil ikke kraftbehovet fra dette anlegget ha stor betydning i forhold til andre forbrukere (22 MW, se Tabell 3.3). Om man derimot tar utgangspunkt i eksport av hydrogen kommer man for store eksportvolumer opp i betydelig kraftbehov (se Figur 3.6). For anlegg i samme størrelsesorden som undersøkt i H21 North of England [2]) kommer man utenfor det som vises i figuren. I tillegg vil det være viktig å vurdere kraftbehov både for hydrogenproduksjon til eksport og ny industriell bruk opp mot annen ny bruk og potensiell bruk i regionen, for eksempel batterifabrikk¹ og en eventuell fullelektrifisering av Kårstø prosessanlegg.

I et scenario hvor en større andel av kraftbehov på Haugalandet dekkes av havvind ilandført fra Utsira Nord vil det kunne være betydelig behov for balansekraft. Avhengig av kraft og forsyningssituasjon, både i forhold til nettkapasitet inn til regionen og utnyttelse av vannkraftressurser, så vil hydrogen med brenselceller også kunne benyttes for å balansere varierende kraftgenerering.

¹ <https://e24.no/det-groenne-skiftet/i/v56Q5V/hydro-bekrefter-fire-norske-batterifabrikk-kandidater?referer=https%3A%2F%2Fwww.vg.no>

7 Konklusjoner

Basert på innhentet datagrunnlag og de vurderingene som er gjort i dette idéstudiet kan følgende hovedfunn trekkes frem:

1. Stålverk eller offshore bruk av hydrogen vil kunne rettferdiggjøre et gassreformeringsanlegg for lokal og regional bruk.
2. I referansescenariet for lokal og regional bruk av hydrogen er CO₂-fangstvolumet 1.1 Mtonn/år fra hydrogenproduksjon. Dersom Haugalandregionen blir kilde (lokasjon) for storskala hydrogeneksport vil CO₂-fangstvolumet kunne bli mange ganger denne størrelsen.
3. For annen regional industri vil det under antakelse om 90% fangstrate og opprettholdte produksjonsnivå fanges opptil 1.5 Mtonn CO₂ per år.
4. Avhengig av igangsettelse (faser) og implementasjon av CO₂-fangstanlegg vil det være flere alternativer for felles infrastruktur for CO₂-transport. Deling av infrastruktur, både for transport og mellom-lagring, vil kunne ha stor betydning for utbredt implementasjon av CO₂-fangst fra regionens store punktutslipp og nye kilder til store CO₂-volumer, derav gassreformeringsanlegg.
5. Størrelse på stålverk og gassreformeringsanlegg (jfr hydrogeneksport) vil ha stor innvirkning på kraftbehov og nødvendig kapasitetsutbygging - derav ny 420 kV forbindelse og tilkobling av havvind fra Utsira Nord.

Det er viktig å understreke at både volum, implementerbarhet og tidslinje for mulig regionalt hydrogenforbruk og for eksport er høyst usikre og avhenger av en lang rekke faktorer som ikke er adressert i denne rapporten. Andre antakelser vil derfor kunne gi andre volumer for potensielt hydrogenbehov. Tilsvarende er kartlagt, mulig CO₂-fangstvolum i regionen avhengig av de antakelser som er benyttet, spesielt fangstrate og implementerbarhet. Uavhengig av dette er potensiale for fangst av CO₂ i regionen stort. Skal man lykkes med å akselerere implementasjon av CO₂-fangst fra punktutslipp i regionen vil det være viktig å jobbe mot felles infrastruktur for CO₂-transport. Man kan se for seg ulike scenarioer og faser for utbygging av slik infrastruktur. Som et neste steg mot å øke kunnskapen og analysegrunnlaget for hvordan man best kan utnytte synergier mellom ulike anlegg i regionen, og dermed redusere kostnader for CO₂-fangst og lagring, anbefales det å gjøre teknisk-økonomisk verdikjedeberregninger. I en slik analyse vil det være viktig med tett samarbeid med sentrale aktører knyttet til utvidet infrastruktur for permanent CO₂-lagring forbi Fase 1 av Northern Lights.

8 Referanser

- [1] M. Voldsund, K. Jordal og R. Anantharaman, «Hydrogen production with CO₂ capture,» *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 41, nr. 9, pp. 4969-4992, 2016.
- [2] D. Sadler, H. S. Anderson, et al. «H21 North of England,» 2019.
- [3] D. Sadler, A. Cargill, et al., «H21 Leeds City Gate,» 2016.
- [4] Progressive energy, Johnson Matthey and SNC Lavalin, «HyNet Low Carbon Hydrogen Plant: Phase 1 Report for BEIS».
- [5] Air Liquide, «Steam Methane Reforming - Hydrogen Production,» <https://www.engineering-airliquide.com/steam-methane-reforming-hydrogen-production>. [Funnet 15 08 2021].
- [6] C. Hoffmann, M. Van Hoey og B. Zeumer, «Decarbonisation challenge for steel,» McKinsey & Company, 2020.
- [7] H. Kappes og I. Both, «Energy Transition in the European Steel Industry – Reality Not Exception,» 03 2021. <https://www.midrex.com/tech-article/energy-transition-in-the-european-steel-industry-reality-not-exception/>. [Funnet 21 05 2021].
- [8] V. Vogl, M. Åhman og L. J. Nilsson, «Assessment of hydrogen direct reduction for fossil-free steelmaking,» *Journal of Cleaner Production*, vol. 203, pp. 736-745, 2018.
- [9] LIBERTY Steel Group, «Press Release: LIBERTY, Paul Wurth and SHS – Stahl-Holding-Saar to develop major hydrogen-based steel making plant in France,» 22 02 2021. <https://libertysteelgroup.com/news/liberty-develop-hydrogen-steel-making-plant/>.
- [10] H2 Green Steel, «H2 Green Steel to build large-scale fossil-free steel plant in northern Sweden,» 13 08 2021. <https://www.h2greensteel.com/fossil-free-steel-plant>.
- [11] HYBRIT, «Direktereduktion med vätgass i pilotskala,» HYBRIT, 2021. <https://www.hybritdevelopment.se/en-fossilfri-utveckling/direktereduktion-med-vatgas-i-pilotskala/>. [Funnet 13 08 2021].
- [12] M. Pei, M. Petäjäniemi, A. Regnell og O. Wijk, «Toward a Fossil Free Future with HYBRIT: Development of Iron and Steelmaking Technology in Sweden and Finland,» *Metals*, vol. 10, nr. 972, 2020.
- [13] ArcelorMittal, «ArcelorMittal signs MoU with the Spanish Government supporting €1 billion investment in decarbonisation technologies,» <https://corporate.arcelormittal.com/media/press-releases/arcelormittal-signs-mou-with-the-spanish-government-supporting-1-billion-investment-in-decarbonisation-technologies>. [Funnet 29 09 2021].
- [14] Tata Steel, «Tata Steel opts for hydrogen route at its IJmuiden steelworks,» <https://www.tatasteeleurope.com/corporate/news/tata-steel-opts-for-hydrogen-route-at-its-ijmuiden-steelworks>. [Funnet 29 09 2021].
- [15] K. Rechberger, A. Spanlang, A. S. Conde, H. Wolfmeir og C. Harris, «Green Hydrogen-Based Direct Reduction for Low-Carbon Steelmaking,» *Steel REsearch International*, vol. 91, 2020.
- [16] A. Otto, M. Robinius, T. Grube, S. Schiebahn, A. Praktijn og D. Stolten, «Power-to-Steel: Reducing CO₂ through the Integration of Renewable Energy and Hydrogen into the German Steel Industry,» *Energies*, vol. 10, nr. 451, 2017.
- [17] A. Wang, J. Jens, D. Mavins, M. Moultak, M. Schimmel, K. van der Leun, D. Peters og M. Buseman, «European Hydrogen Backbone: Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen,» Utrecht, 2021.
- [18] Olje- og energidepartementet og Klima- og miljødepartementet, «Regjeringens hydrogenstrategi på vei mot lavutslippssamfunnet,» 2020.

- [19] DNV GL, «Produksjon og bruk av hydrogen in Norge. Rapportnr. 2019-0039, Rev. 1,» 2019.
- [20] T. Stensvold, «Norled skal bygge hydrogenferge nummer to,» *Teknisk Ukeblad*, 13 Mai 2019.
- [21] T. Stensvold, «Westcon: Venter på hydrogenfergen Hydra,» *Teknisk ukeblad*, 5 Jan 2021.
- [22] Enova, «Neste år kan Finnøysambandet få hydrogenferje,» Enova, 15 Januar 2021. <https://presse.enova.no/news/neste-aar-kan-finnøysambandet-faa-hydrogenferje-419032>. [Funnet 20 Juni 2021].
- [23] T. Stensvold, «Wilhelmsen med hydrogenskip i rute mellom Stavanger-Kristiansund,» *Teknisk ukeblad*, 17 Desember 2020.
- [24] T. Førde, «Vil bli først i verden med grønt og flytende hydrogen til skip,» *Teknisk Ukeblad*, 26 Mai 2021.
- [25] T. Haugstad, «Hydrogendrift kommer først på laksebåtene,» *Teknisk Ukeblad*, 26 Mai 2021.
- [26] Statistisk sentralbyrå, «Akvakultur,» 29 oktober 2020. <https://www.ssb.no/fiskeoppdrett>. [Funnet 17 juni 2021].
- [27] M. Valestrand, «Tizir sikter på grønt hydrogen,» Energi og klima, 10 September 2019. <https://energiogklima.no/nyhet/tizir-sikter-pa-gront-hydrogen/>. [Funnet 15 Juni 2021].
- [28] P. W. Wølneberg, «Energibruk og energiutnyttelse ved Kårstø gassprosesseringsanlegg, Masteroppgave ved NTNU,» Trondheim, 2007.
- [29] T. Haugstad, «Skal samarbeide om hydrogen,» *Teknisk Ukeblad*, p. 7, 26 05 2021.
- [30] Miljødirektoratet, «Norske utslipp,» Miljødirektoratet, 2021. <https://www.norskeutslipp.no/no/Landbasert-industri/?SectorID=600>. [Funnet 06 08 2021].
- [31] IEA, «The Future of Hydrogen,» 2019.
- [32] D. Benrath, S. Flamme, S. Glanz og F. M. Hoffart, «Elegancy D5.5.3: CO2 and H2 Infrastructure in Germany - Final Report of the German Case Study,» 2020.
- [33] Y. Ishimoto, M. Voldsund, P. Neksa, S. Roussanaly, D. Berstad og S. O. Gardarsdottir, *Value chain analysis of liquefied hydrogen, ammonia and pipeline for long distance hydrogen transport*, 2019.
- [34] NREL, «Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues,» 2013.
- [35] S. O. Gardarsdottir, M. Voldsund og S. Roussanaly, «Comparative techno-economic assessment of low-CO2 hydrogen production technologies. Hyper Closing Seminar 2019-12-10,» https://www.sintef.no/globalassets/project/hyper/presentations-day-1/day1_1200_gardarsdottir_comparative-techno-economic-assessment-of-low-co2-hydrogen-production-technologies_sintef.pdf.
- [36] THEMA Consulting Group, «Klimarapport Rogaland 2017-2019 og utvikling til 2030,» 2020.
- [37] Oljedirektoratet og Olje- og energidepartementet, «Norsk petroleum: Landanlegg,» 2021. <https://www.norskpetroleum.no/produksjon-og-eksport/landanlegg/>. [Funnet 24 juni 2021].
- [38] Oljedirektoratet og Olje- og energidepartementet, «Norsk petroleum: Eksport av olje og gass,» 2021. <https://www.norskpetroleum.no/produksjon-og-eksport/eksport-av-olje-og-gass/>. [Funnet 24 juni 2021].
- [39] O. Lassagne, L. Gosselin, M. Desilets og M. C. Iliuta, «Techno-economic study of CO2 capture for aluminium primary production for different electrolytic cell ventilation rates,» *Chemical Engineering Journal*, vol. 230, pp. 338-350, 2013.
- [40] A. Mathisen, H. Sørensen, N. Eldrup, R. Skagestad, M. Melaaen og G. I. Müller, «Cost optimised CO2 capture from aluminium production,» *Energy Procedia*, vol. 51, pp. 184-190, 2014.
- [41] A. Solheim og S. Senanu, «Recycling of the Flue Gas from Aluminium Electrolysis Cells,» i *Light Metals 2020*, 2020.

- [42] Eramet Norway, «Bærekraftsrapport 2020,» 2020.
- [43] Fortum, «Norway's Fortum Oslo Varme CCS project makes shortlist for EU innovation funding,» <https://www.fortum.no/media/2021/03/norways-fortum-oslo-varme-ccs-project-makes-shortlist-eu-innovation-funding>. [Funnet 03 09 2021].
- [44] Equinor, «Northern Lights Project Concept report,» 2019.
- [45] Northern Lights project team, «Northern Lights FEED Report RE-PM673-00057,» 2020.
- [46] S. Roussanaly, A. L. Brunsvold og E. S. Hognes, «Benchmarking of CO2 transport technologies: Part II - Offshore pipeline and shipping to an offshore site,» *International Journal of Greenhouse Gas Control*, vol. 28, pp. 283-299, 2014.
- [47] NVE, «420 kV leidning Blåfalli-Gismarvik,» <https://www.nve.no/konsesjon/konsesjonssaker/konsesjonssak/?id=4728&type=A-1>. [Funnet 19 08 2021].
- [48] Statnett, «Konsesjonssøknad Ny 420 kV-forbindelse Blåfalli-Gismarvik - Nettforsterking Haugalandet,» https://www.statnett.no/globalassets/her-er-vare-prosjekter/region-vest/haugalandet-nettforsterkning/20_00410-1-konsesjonssoknad-420-kv-blafalli---gismarvik-683741_10_3.pdf, April 2020.
- [49] Olje- og energidepartementet, *Opning av områda Utsira Nord og Sørlege Nordsjø II for konsesjonshandsaming av søknader om fornybar energiproduksjon etter havenergilova*, 2020.
- [50] S. Roussanaly, H. Deng, G. Skaugen og T. Gundersen, «At what Pressure Shall CO2 Be Transported by Ship? An in-Depth Cost Comparison of 7 and 15 Barg Shipping,» *Energies*, vol. 14, nr. 18, 2021.



Teknologi for et bedre samfunn

www.sintef.no