

The background of the slide is a dark, monochromatic photograph of seaweed or kelp underwater. The seaweed is silhouetted against a slightly lighter blue background, creating a textured, organic pattern. The lighting is dim, giving the image a somber and scientific feel.

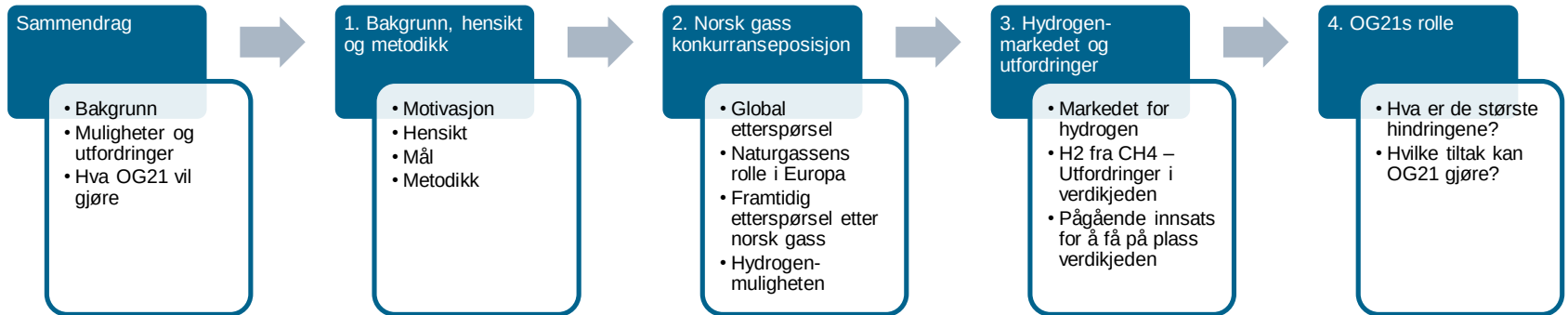
OG21

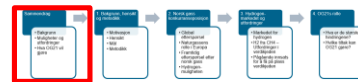
HYDROGEN FRA NATURGASS MED CCS

Rapport

Dato: 31.oktober 2019

RAPPORTENS OPPBYGGING





OG21-strategien beskriver et behov for å få på plass kostnadseffektive verdikjeder for dekarbonisering av hydrokarboner. Hydrogenproduksjon fra naturgass med fangst og lagring av CO₂ er en mulig vei å gå for å dekarbonisere norsk naturgass. Formålet med denne rapporten er å identifisere om OG21 bør sette inn ekstra innsats for å få «hydrogen fra naturgass»-verdikjeder på plass, og i så fall hvilke tiltak OG21 bør gjøre. Rapporten inneholder:

- Vurdering av norsk gass konkurranseposisjon framover og strategisk behov for å diversifisere leveranser av gass til markedet.
- utfordringer for å få på plass velfungerende og lønnsom verdikjede for hydrogen fra naturgass.
- Pågående initiativ for å løse utfordringer i verdikjeden og vurdering av områder som krever ekstra innsats.
- Mulige tiltak som OG21 kan gjøre.

Naturgass utgjør om lag halvparten av produksjonen fra norsk sokkel i dag. Andelen forventes å være stabil de neste årene, og, avhengig av markedsforhold, muligens kunne øke i ti-årene framover mot 2050. Over 95% av norsk naturgassproduksjon går gjennom rør til Europeiske kunder. EU-markedet er derfor svært viktig for leveranser av gass fra norsk sokkel også i framtiden.

Framskrivningene av naturgass-etterspørselen i EU etter 2030 spriker voldsomt fra omtrent å ligge på dagens nivå helt fram mot 2050, til å kun være en brøkdel av dagens nivå. Naturgass har bare halvparten av klimagassutslippene til kull, og vil derfor på mellomlang sikt være med på å redusere EU-landenes utslipp. EU vurderer imidlertid en nullutslippsvisjon for 2050, og i scenariene som leder fram mot den visjonen, har naturgass uten CO₂-håndtering en beskjeden plass sammenliknet med i dag. Denne usikkerheten i framtidig etterspørsel etter norsk naturgass kan reduseres på flere måter:

- i. Hydrogen fra naturgass med CCS kan både trygge en plass i den europeiske energimiksen og åpne opp leveranser til andre formål enn de tradisjonelle som naturgass brukes til (f.eks. transport).
- ii. Kraftproduksjon fra naturgass med CCS i europeiske mottaksland.
- iii. LNG som vil kunne gjøre Norge mindre avhengig av det europeiske markedet.

Den viktigste driveren for lav-karbon hydrogen som energibærer både i Europa og globalt, er behovet for å redusere klimagassutslipp. Hydrogen er én av flere muligheter som kan bidra til reduserte utslipp. Flere forhold gjør at hydrogen kan være attraktivt som energibærer:

- Hydrogen har potensielt bred anvendelse innenfor mange sektorer: industriprosesser, kraftproduksjon, transport og i bygninger og husholdninger.
- Hydrogen kan framstilles på mange måter: fra naturgass eller kull, og ved bruk av atomkraft eller fornybar kraft.
- Hydrogen kan transporteres på ulike måter: flytende eller komprimert i ren form, omgjort til ammoniakk eller omgjort til en flytende organisk energibærer.

Samtidig er det også flere forhold som vil gjøre det krevende å etablere nye hydrogen-verdikjeder, deriblant høye investeringskostnader, store energitap ved hydrogenproduksjonen, usikker samfunnsaksept og sikkerhetsrisiko. Lav-karbon hydrogen fra naturgass krever i tillegg velfungerende og kostnadseffektive CCS-verdikjeder som har sine egne utfordringer.

Selv om hydrogen fra naturgass med CCS er økonomisk konkurransedyktig med lav-karbon hydrogen fra fornybar-kraft, er lav-karbon hydrogen i dag betydelig dyrere enn andre brensls-alternativer som naturgass, kull, og olje-deriverte drivstoff. Slik kan det også bli framover dersom klimagass-utslipp ikke prises høyere eller reguleres annerledes.

Transport av hydrogen er et betydelig kostnadselement (nedkjøling, komprimering eller omforming til ammoniakk eller andre flytende energibærere) med stort energibehov. Det synes derfor mest økonomisk og energieffektivt å produsere hydrogen fra naturgass nærmest mulig forbrukerne. Samtidig må det på plass CCS-verdikjeder for at hydrogenet skal få lavt CO₂-utslipp.

Lav-karbon hydrogen fra naturgass representerer én mulighet for å redusere etterspørselsusikkerhet etter norsk naturgass, men hydrogen-muligheten er i seg selv høyst usikker med umodne markeder og leveransemodeller. For å redusere framtidig etterspørselsusikkerhet etter norsk naturgass bør norske aktører utvikle robuste leveransestrategier som blant annet inkluderer:

- Levere naturgass til konkurransedyktige priser ved å fortsette innsatsen med å forbedre produktivitet og redusere kostnader på norsk sokkel.
- Samarbeide med mottakere av naturgass for de-karbonisering nær forbrukere. Utvikling av lønnsomme verdikjeder for CCS er et vesentlig element i dette, hvor tilrettelegging for CO₂-bruk før økt utvinning og CO₂-deponering på norsk sokkel bør inngå. Samarbeid med mottakere av naturgass for å demonstrere og gi tiltro til hydrogen som pålitelig og sikker energibærer innen flere sektorer bør også vurderes.

Innenfor maritim sektor ligger det en industriell mulighet til å utvikle et nasjonalt marked for hydrogen som brensel for maritim trafikk i norske farvann. Det vil kunne forberede norske kompetansemiljøer for et mulig framtidig internasjonalt maritimt marked for hydrogen.

Forskning og kompetanse er vesentlig for å etablere lønnsomme verdikjeder for de-karbonisert naturgass, og noen utfordringer krever spesiell oppmerksomhet: kostnadsreduksjoner for å levere billig naturgass, kostnadsreduksjoner i hydrogenproduksjon, demonstrering av sikker og pålitelig håndtering og bruk av hydrogen, bruk av CO₂ for økt utvinning, etablering av velfungerende CCS-verdikjeder. Norske aktører, inklusive norske myndigheter, legger allerede ned betydelig innsats for å håndtere utfordringene bl.a. gjennom Forskningsrådets programmer, Gassnovas CCS-satsninger, Innovasjon Norges programmer og støtteordninger og Equinors arbeid med demonstrering av hydrogen-verdikjeder i UK og NL.

OG21 ønsker å bidra til de-karboniserte verdikjeder for naturgass både for sikre markedet for norsk gass og for å redusere klimagassutslipp. OG21 vil derfor:

- Anbefale at etablerte og nylig initierte FoU-satsinger på de-karboniserte verdikjeder for naturgass og CCS videreføres.
- Anbefale at petroleums- og CCS-programmer i Forskningsrådet samarbeider om innovative verdikjeder for CCS hvor CO₂-mottak fra norske og europeiske kilder sees i sammenheng med volum- og utvinningspotensialet på norsk sokkel, deponering, utsettelse av P&A-kostnader og andre verdidrivere.
- Samarbeide med Energi21 for å se på offshore og onshore energisystemer i sammenheng, inklusive offshore grids, havvind og de-karbonisering av naturgass.
- Bidra i kommunikasjonen om mulighetene som ligger i teknologier for de-karbonisering av norsk naturgass, viktigheten av norsk CCS-innsats og viktigheten av FoU for å få fram kostnadseffektive og sikre verdikjeder for de-karbonisert naturgass.

FORKORTELSER

2DS – To-gradersmålet
Bcm – Billion cubic meter, milliard kubikkmeter
BEV – Battery electrical vehicle, batterielektrisk kjøretøy
CCGT – Combined cycle gas turbine, gassturbin med bunnsløyfe
CCS – Karbonfangst og -lagring
CH₄ – Metan, naturgass
CO₂ – Karbondioksyd
FCEV – Fuel cell electrical vehicle, brenselcelle-elektrisk kjøretøy
FHB/LOHC – Flytende hydrogenbærer, liquid organic hydrogen carrier
FoU – Forskning og utvikling
FR - Forskningsrådet
GT – Gassturbin
H₂ - Hydrogen
ICE – Internal combustion engine, internforbrenningsmotor
IEA – Internasjonale energibyrået
LH₂ – Flytende hydrogen
LNG – Flytende naturgass
Mtoe – Million tonn oljeekvivalenter
NCE – National centre of excellence
NG – Naturgass
NGL – Natural gas liquids
NH₃ – Ammoniakk
NO_x – Nitrogenoksid
P&A – Plug and abandonment. Plugging og nedstenging av gamle brønner.
Sm³ – Standard kubikkmeter
TTAs – Technology target areas, OG21s teknologigrupper
VLSFO – Very low sulphur fuel oil, lavsvovel brenselolje

1. BAKGRUNN, HENSIKT OG METODE



Prosjektmål: Bidra til etablering av kostnadseffektiv og verdiskapende verdikjede for hydrogenproduksjon med karbonfangst og lagring.

Bakgrunn:

- OG21-styret vedtok i styremøte #2/2017 at OG21 bør ta en tydeligere rolle for å stimulere til etablering av alternative verdikjeder for norsk naturgass. I første omgang betyr det å bringe ulike fagmiljø og aktører sammen for å diskutere utfordringer og løsninger.
- Arbeidet ble utsatt, men med nytt styrevedtak i møte #2/2018 om å gjennomføre aktiviteter i 2019.

Omfang:

- TTA1 har ansvar for aktiviteten og trekker inn andre TTAr etter behov.
- Siden det har gått snart 2 år siden første styrevedtak i OG21, må prosjektet først kartlegge pågående politiske prosesser, forskningsaktiviteter og møteplasser.
- Med bakgrunn i kartleggingen skal prosjektet vurdere hvilke prosesser, aktiviteter og møteplasser som kan tjene på involvering fra OG21, og foreslå for styret hvilke OG21 bør engasjere seg i.
- Prosjektet skal også foreslå for OG21-styret eventuelle konkrete samarbeid som OG21 bør etablere med aktører som Energi21, Maritim21, EnergiX, Climit og Gassnova.

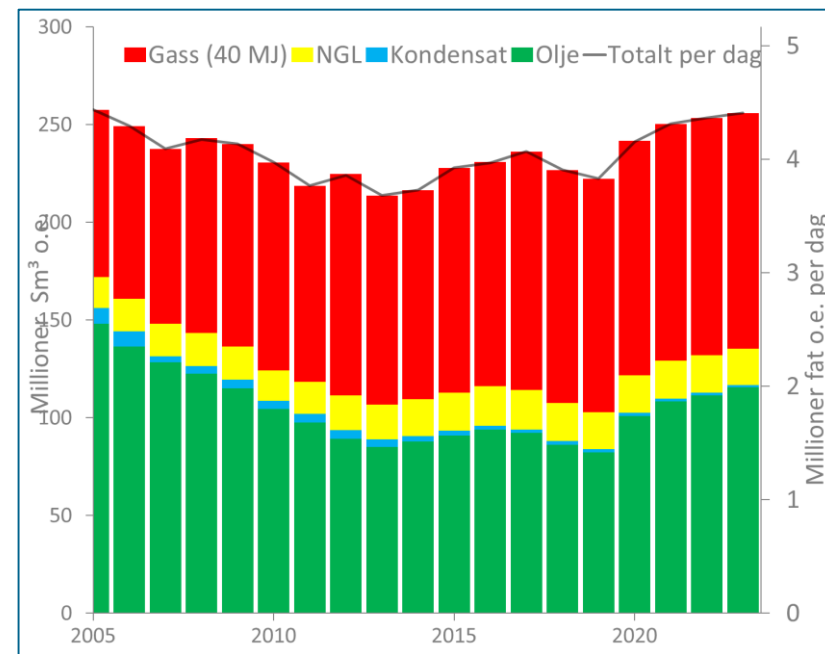
Metodikk:

- Innfallsvinkelen er norsk gass konkurranseposisjon i 10-årene framover.
- Mye arbeid er gjort både i Norge og internasjonalt for å beskrive hydrogen som en innsatsfaktor i en de-karbonisert energimiks. Arbeidet utføres derfor som litteraturstudium supplert med samtaler med noen ressurspersoner i norske industribedrifter og organisasjoner.
- Resultatene rapporteres i en powerpoint lysark-pakke.

```

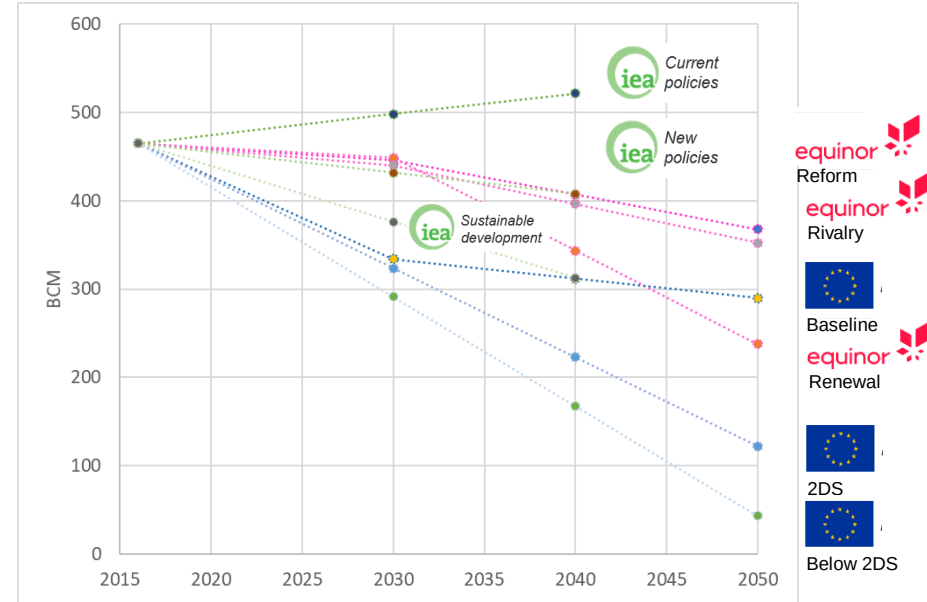
graph LR
    A[Sequencing  
Hydrogenase subunit gene  
rRNA 16S rDNA  
rRNA 23S rDNA] --> B[1. Phylogenetic analysis of isolates  
Phylogenetic analysis  
rRNA  
rDNA  
rDNA]
    B --> C[2. Genetic analysis of the isolates  
Genetic analysis of the isolates  
rRNA  
rDNA  
rDNA]
    C --> D[Phylogenetic analysis of the isolates  
Phylogenetic analysis of the isolates  
rRNA  
rDNA  
rDNA]
    D --> E[3. GC/MS analysis  
GC/MS analysis of the isolates  
rRNA  
rDNA  
rDNA]
  
```

- Naturgass utgjør omtrent halvparten av norsk petroleumsproduksjon.
- Gassalget forventes å øke marginalt fram mot 2023.
- Norsk gassalg i 2018 totalt 119 bcm (40MJ)
 - Rørledning til Europa: ~95%
 - LNG: ~5%
- EU28s forbruk av gass er omtrent 470 bcm per år. Import utgjør ca. 400 bcm. De viktigste leverandørene er Russland (32% av totalen) og Norge (25%).
- Den store rørandelen gjør at det framtidige markedet for norsk gass i stor grad er avhengig av det europeiske gassmarkedet.



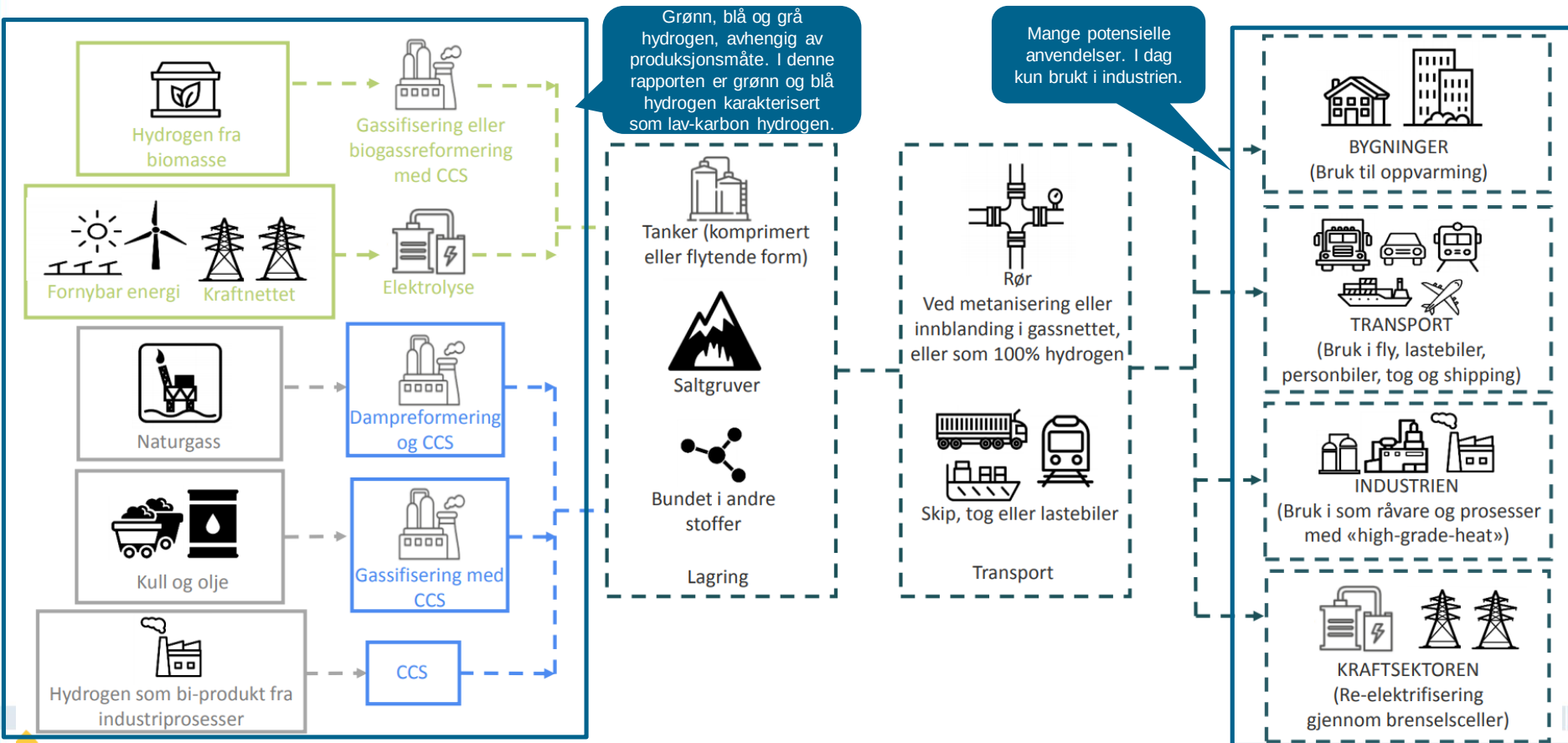
2.2 STOR USIKKERHET OM EUROPEISK GASSETTERSSPØRSEL PÅ LENGRE SIKT

- I noen framskrivninger framstår gassetterspørselen i Europa som ganske robust de neste 20-30 årene, f.eks.:
 - IEAs «current policies» og «new policies» scenarier
 - Equinors «reform» og «rivalry» scenarier.
- Andre framskrivninger er mindre optimistiske, f.eks.:
 - IEAs «sustainable development» scenario.
 - EUs baseline scenario
- I EU-kommisjonens «green planet for all» scenarier er det knapt plass til noe naturgass uten CO₂-håndtering (EC, 2019).
- Etterspørselen etter norsk naturgass framstår som usikker på lengre sikt (2035-2050). Usikkerheten drives av:
 - En sterk kobling mot EU-markedet gjennom rørinfrastrukturen, sammen med politiske signaler i EU om å fase ut naturgass.
 - Potensielt stor økning i CO₂-skatt eller kvotepriser.
 - Teknologiutvikling og skalaeffekter som gjør fornybar kraft billigere.
 - Elektrifisering av transportsektoren, særlig for lette kjøretøy.
 - Vektlegging av forsyningssikkerhet.
- Etterspørselsusikkerheten på lengre sikt kan reduseres med:
 - Diversifisering mot LNG - det indiske og kinesiske naturgassbehovet spås å vokse betraktelig fram mot 2040, (IEA WEO2018).
 - CCS på gasskraftverk – kraft/fjernvarme står for 1/3 av gasskonsumet i EU i dag.
 - Hydrogenproduksjon fra naturgass med CCS.



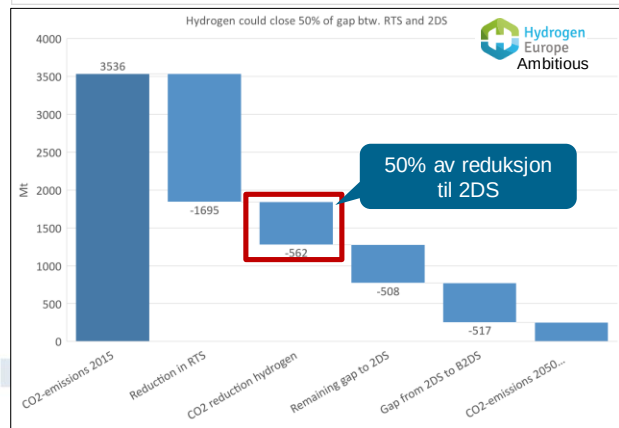
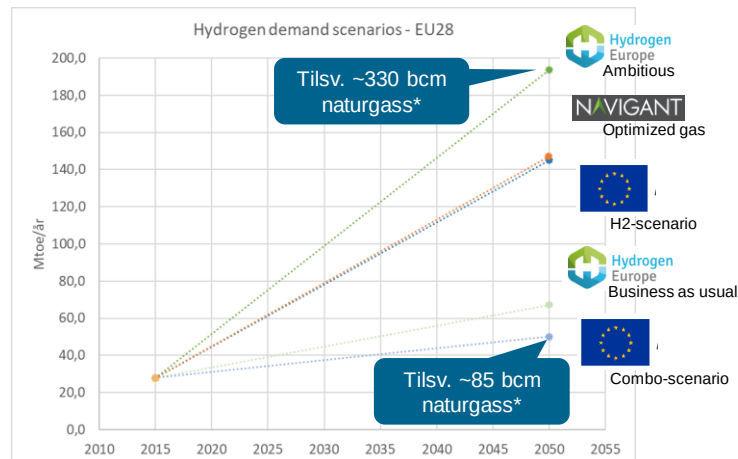
3. HYDROGEN-VERDIKJEDER

3.1 FLERE PRODUKSJONSFORMER, MANGE ANVENDELSER



3.2 FRAMTIDIG HYDROGEN-ETTERSPØRSEL HØYST USIKKER, MEN POTENSIALET ER STORT

- Hydrogen brukes i dag først og fremst som råvare i industrien. Anvendelsesområdet er potensielt mye større: oppvarming, kraftproduksjon og transport i tillegg til i industrien.
- Frakt av hydrogen til kunde er et betydelig kostnadselement. Det europeiske markedet er derfor mest interessant, både med tanke på kort frakt av hydrogen og for konvertering til hydrogen i gass-mottaksland.
- Hydrogen Roadmap Europe (2019) viser at tiltak lovet i Paris-avtalen på langt nær bringer EU til 2-gradersmålet. Hydrogen kan imidlertid bidra med opp mot 50% av de ekstra, nødvendige utslippsreduksjonene i EU for å nå 2-graders scenariet. Behovet for hydrogen vil i så fall være rundt 194 Mtoe/år, tilsvarende 330 bcm om alt skulle kommet fra naturgass m/CCS (satt opp mot naturgassforbruket i EU28 som i 2018 var på 470 bcm).
- «Hydrogen Roadmap Europe-scenariet» er et høyt etterspørselsscenario sammenliknet med andre kilder. Etterspørselsscenarier for Europa spriker fra 45 til 194 Mtoe/år i 2050 satt opp mot dagens etterspørsel på rundt 25 Mtoe/år.
- I EUs H2-scenario for 2050 vil etterspørselen etter hydrogen i EU ha vokst 6 ganger sammenliknet med i dag. Transport og industri vil hver stå for over 30% av etterspørselen; bolighus, tjenester og landbruk vil sammen stå for nær 25%; og kraftproduksjon vil stå for noe under 10% av etterspørselen.
- Innfasing av hydrogen avhengig av at mange forhold forbedres:
 - Prisutvikling i alle ledd av hydrogen verdikjeder
 - Teknologiutvikling og skalaeffekter
 - Sikkerhet
 - Samfunnsaksept
 - Juridiske forhold



3.3 HYDROGEN FRA NATURGASS DYRT, MEN BILLIGERE ENN HYDROGEN FRA ELEKTROLYSE

- DNVGL (2019) estimerer produksjonskostnader for hydrogen fra naturgass med CCS på 9-15 NOK per kg hydrogen før 2030. Hydrogen fra elektrolyse basert på norske strømpriser estimeres til 22-50 NOK per kg hydrogen.
- Hydrogen fra naturgass produsert i Norge må fraktes med rør eller skip. DNV GL anser transport av ren hydrogen i re-kvalifiserte rør til Europa som mulig, men med store regulatoriske barrierer. Innblanding av større mengder hydrogen i naturgassen anses som krevende på grunn av behov for kostnadsdrivende modifikasjoner hos mottaker (gassturbiner og industriprosesser). Innblanding av mindre mengder hydrogen i naturgass anses urealistisk av kommersielle årsaker.
- Hydrogenfrakt på skip krever konvertering til flytende hydrogen, til ammoniakk eller til en flytende organisk hydrogenbærer (FHB/LOHC) som metylsykloheksan. Frakt av ammoniakk og LOHC kan gjøres på eksisterende typer skip. På mottakersiden må man ha mellomlager og anlegg for re-konvertering. Fraktprosessen gir betydelig energitap (~20%) og er kostnadskrevende.
- Figuren øverst til høyre viser forenklet gjennomsnittsestimater fra DNVGL på kostnader for verdikjeden fra produksjon i Norge med CCS til avtak fra lager i Europa. Kostnaden varierer mellom nær 40 NOK per kg for flytende hydrogen til litt under 20 NOK per kg for LOHC.
- Produksjonskostnadene som estimeres av DNV GL bekreftes av studier fra NCE Maritime Cleantech (2019), Equinors H21-feasibility-studie (2018) og IEAs «Future of Hydrogen» studie (2019).
- Kostnader for hydrogen fra naturgass med CCS er lavere enn for hydrogen fra elektrolyse, særlig hvis kontinentale strømpriser legges til grunn.
- Hydrogen fra naturgass med CCS vil imidlertid kunne utfordres på pris av hydrogen fra kull med CCS (IEA 2019).
- På grunn av høye fraktkostnader for hydrogen vil det sannsynligvis lønne seg å produsere lav-karbon hydrogen i mottakerlandet for naturgassen framfor å importere ammoniakk eller LOHC, se figurene til høyre. Samtidig må det etableres en CCS-verdikjede i mottakerlandet.

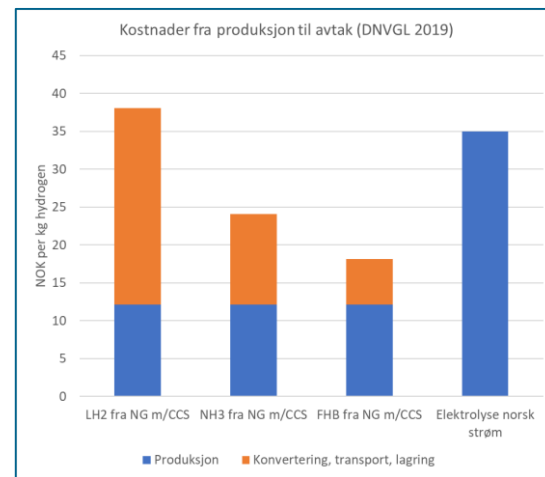
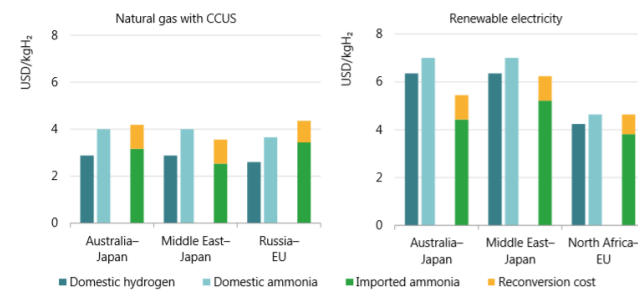


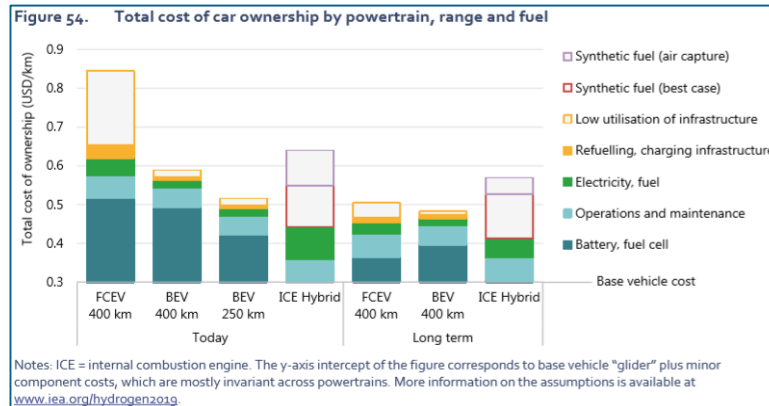
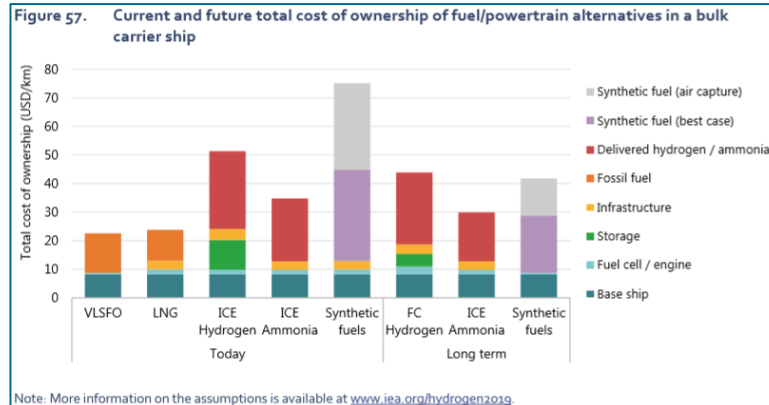
Figure 3a. Comparison of delivered hydrogen costs for domestically produced and imported hydrogen for selected trade routes in 2030



Note: "Domestic" cost is the full cost of hydrogen production and distribution in the importing country (i.e. Japan or the European Union). All costs assume 50 km distribution to a large industrial facility. More information on the assumptions is available at www.iea.org/hydrogen2019.

3.4 HYDROGEN ER FORELØPIG DYRT SAMMENLIKNET MED ANDRE BRENSLER

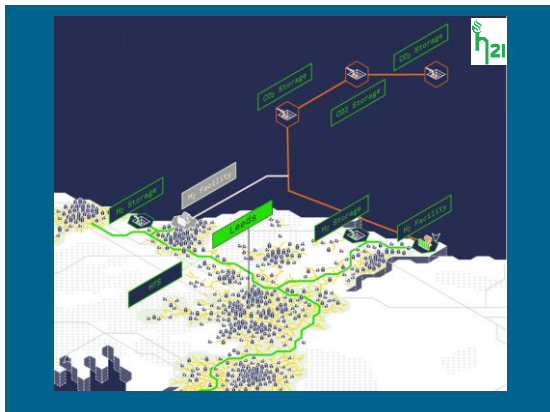
- I høy-etterspørselsscenarier for hydrogen vil transportmarkedet stå for en vesentlig del av veksten.
- Hydrogen er i dag dyrere enn fossile brenslers. Ifølge NCE Maritime Cleantech (2019) er flytende hydrogen i dag 8 ganger dyrere enn Marine Gasoil (MGO).
- IEAs anslag anslår at kostnader ved hydrogendrift for bulk tankere i dag ville vært over dobbelt så høye som for drift på fuel oil og LNG. Med ammoniakk (fra lav-karbon hydrogen) som energibærer ville kostnadene i dag vært over 50% høyere enn fra fossile brenslers. IEA anslår at det er rom for kostnadsreduksjoner, men driftsutgiftene vil likevel på lang sikt være høyere enn for dagens drift på fossile brenslers (IEA 2019).
- For personbiler er hydrogen-biler (FCEV) i dag langt dyrere å holde enn hybridbiler med forbrenningsmotor (ICE), og også nær dobbelt så dyre som el-biler (BEV). I framtida forventer IEA at FCEVs får kostnader på linje med el-biler, men kostnadene vil fortsatt være betraktelig høyere enn for hybrid-biler. Hydrogen kan bli konkurransedyktig om det innføres policy, skatter eller andre incentiver som favoriserer lavutslippsbrenslers som f.eks. syntetiske brenslers.
- For langtransport på vei er dagens bilde det samme som for personbiler: hydrogendrift er langt dyrere enn dieseldrift. På lengre sikt ser IEA imidlertid for seg at hydrogendrift kan konkurrere prismessig med diesel, gitt at en effektiv hydrogen-infrastruktur kommer på plass. DNV GL mener også at hydrogendrevne tyngre kjøretøy kan være konkurransedyktige fra år 2030, (DNV GL, 2019).
- Lav-karbon hydrogen fra naturgass kan være attraktivt i Europa for oppvarming av bygninger fordi deler av etablert infrastruktur kan benyttes, (DNV GL 2019), (IEA 2019). Lav-karbon hydrogen fra elektrolyse er mindre attraktivt pga. stort behov for tiltak i strømnettverket.



3.5a STORE SATSNINGER PÅGÅR FOR Å DEMONSTRERE HYDROGEN-VERDIKJEDER

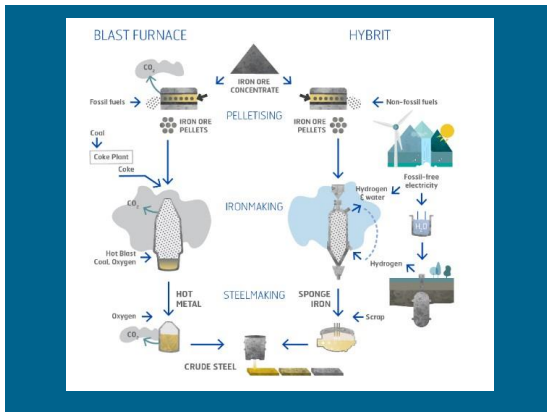
- Store prosjekter pågår for å demonstrere lav-karbon hydrogen-verdikjeder i ulike sektorer. Demonstrasjonsanlegg i stor skala bidrar til: (ii) økt tiltro blant beslutningstakere, investorer og sluttbrukere, og (ii) kunnskap og erfaring som over tid vil gi lavere kostnader.
- Varme og gass til bygninger, eksempler:
 - H21-prosjektet i Nord-England - lav-karbon hydrogen fra naturgass primært til varmeformål i bygninger (se faktaboks neste side).
 - HyNet-prosjektet i Nord-Vest England - lav-karbon hydrogen fra naturgass til varmeformål i bygninger, til kjøretøy og som innsatsfaktor i industrien.
- Kraftproduksjon, eksempler:
 - H2M - Hydrogen to Magnum i Nederland – lav-karbon hydrogen i kraftproduksjon (se faktaboks neste side):
 - Humber, UK: Lav-karbon hydrogen fra naturgass til bruk i kraftproduksjon, industri og husholdninger. Første produksjon fra midt-2020.
- Bruk i vegtransport, eksempler:
 - Store myndighetsstøttede prosjekter i Kina, Europa og USA, f.eks. flåte med over 400 FCEV-lastebiler i Rugao City, Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking i Europa og National Fuel Cell Bus Program i USA.
 - Joint Venture Hyundai og H2Energy om 1600 tung-transport FCEVs, utrulling starter i Sveits 2019 og ekspanderer til andre land i Europa.
 - Nikola planlegger 700 fyllestasjoner i Nord-Amerika innen 2028 og tilsvarende i Europa innen 2030. Nikola tilbyr ny forretningsmodell for tunge kjøretøy med lang-tids "all inclusive" leie inklusive hydrogen-drivstoff.
- Bruk i maritim transport: IEA mener det største potensialet er på langdistansefart (IEA 2019), mens DNV GL (2019) trekker fram ferjer og lokale hurtigbåter som viktigste brukere. OG21 har ikke klart å identifisere demo-prosjekter for langdistansefart, men det er eksempler for kystnær maritim transport:
 - NORLED planlegger to hydrogen-drevne ferger i Rogaland. Oppstart 2021.
 - Water-GO-Round brenselcelle-ferge i San Fransisco, USA. Oppstart 2019.
- Bruk i industrien: Hydrogen fra gass og kull (uten CCS) har lenge vært brukt i industrien. De største forbrukerne er oljeraffinerier, petrokjemi (ammoniakk- og metanolproduksjon) og stålverk. Det er flere CCUS-prosjekter på gang for oljeraffinerier og petrokjemiske anlegg. For stålverk utgjør lav-karbon hydrogen en stor mulighet for reduksjon av klimagassutslipp, og det er noen pilot-anlegg på gang, f.eks. H2FUTURE i Østerrike og HYBRIT i Sverige (se faktaboks neste side).
- Frakt av hydrogen til havs: Det er ingen skip i dag som frakter ren hydrogen i flytende eller komprimert form, og frakt i form av ammoniakk eller LOHC er av flere estimert som rimeligere (DNV 2019, IEA 2019). Ammoniakk fraktes på LPG-tankere, mens LOHC kan fraktes på oljetankere. Det er imidlertid store energitap ved konvertering av hydrogen til og fra ammoniakk og LOHC (~20-30%).
- Demo-anleggene er med på å adressere alle de fire mulighetene som IEA trekker fram som vesentlige for rask hydrogen-adopsjon (IEA, 2019):
 1. Bruke etablerte industrihavner som nav for oppskalering.
 2. Utnytte eksisterende infrastruktur for hydrogendistribusjon.
 3. Gi støtte til konvertering av kjøretøy-parker, hydrogen i tungtransport og etablering av hovedtransportårer.
 4. Etablere de første maritime hydrogen-transportrutene.

3.5b EKSEMPLER DEMO- OG PILOTANLEGG I ULIKE SEKTORER



Prosjekt: H21 – North of England

- Samarbeid Equinor og gassdistributører Northern Gas Networks og Cadent.
- Fasibility-studie utført-> demonstrerer storskala bruk av hydrogen til varme. Reduserer CO₂-utslipp med 92% sammenliknet med bruk av naturgass. De-karboniserer varmebehovet til 3,7 millioner hus og forretningsbygg
- Dampreforming av naturgass til hydrogen og CCS.
- Konverterer gassnett til hydrogen i store deler av Nord-England (bl.a. Leeds, Liverpool og Hull).
- Ved prosjektstart 2019 kan konvertering skje 2028-2034.



Prosjekt: HYBRIT, Sverige.

- Samarbeid mellom Vattenfall, SSAB (stålprodusent) og LKAB (jernmalmprodusent).
- Målet er å eliminere bruk av fossile brenslere i stålproduksjon.
- Tre pilotprosjekter. Det første starter bygging i 2019, og skal erstatte kull som reduksjonsmiddel med hydrogen i stålproduksjonen fra jernmalm.
- De to andre pilotprosjektene skal demonstrere hhv. fossil-fri jernpelletsproduksjon og hydrogenlagring for stabil tilgang på hydrogen basert på variable fornybar kraft.
- Prosjektet vil kunne redusere Sveriges CO₂-utslipp med 10%.
- Prosjektet skal være ferdig til 2035.



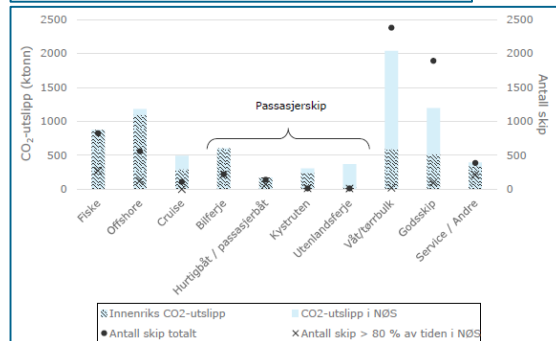
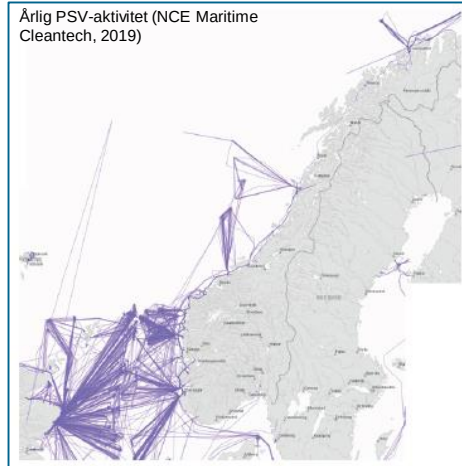
Prosjekt: Magnum gasskraftverk i Eemshaven, Nederland.

- MoU mellom Equinor, Vattenfall, Gasunie om å utføre feasibility-studie.
- Skal demonstrere storskala bruk av hydrogen til kraftproduksjon.
- Dampreforming av naturgass til hydrogen, fange CO₂ og bruke i drivhus, konvertere gasskraftverk til hydrogen.
- Første steg er for én av tre gasturbiner. Utslipp fra én turbin er 1,3 millioner tonn CO₂/år

3.5c EKSEMPEL PÅ INDUSTRIKRAFT - HYDROGEN SOM MARITIMT DRIVSTOFF

- 90% av all global fysisk transport går i dag på sjøen, og transporten forventes å øke med 45% innen 2030 (IEA, 2019). Maritim transport står i dag for omtrent 3% av globale klimagassutslipp (IMO, 2019).
- Den Internasjonale Maritime Organisasjonen (IMO) har satt som mål at klimagassutslipp fra maritim transport skal halveres innen 2050. LNG vil kunne ta skipsfarten et stykke på veien, men lavutslippsalternativer som biobrensl og/eller hydrogen må også til for å nå målene. En undersøkelse fra Rederiforbundet blant norske redere viser generell enighet om at tungolje fases ut i løpet av 15-20 år. En av 5 redere tror de vil bruke hydrogen som brensel om 15-20 år.
- Norge kan posisjonere seg for et framtidig internasjonalt maritimt hydrogenmarked ved å utvikle et marked for norske farvann. I Norge sto skipsfarten for utslipp av 7,6 millioner tonn CO₂-ekvivalenter i 2018, som var snau 15% av nasjonale utslipp. Tankere, tørrbult, godsskip og supply-skip (PSVer) er de største utslippskildene, (DNV GL, 2019).
- Utfordringene med å få på plass en hydrogen-verdikjede for norske farvann er bl.a. knyttet til å skape et marked, redusere kostnader og utvikle teknologi.
- Skape marked: En ferge kan typisk trenge 4-15 tonn hydrogen/dag, mens en PSV kan trenge 2 tonn hydrogen/dag. 16-18 PSVer vil alene skape et marked på over 30 tonn hydrogen per dag. Den europeiske hydrogenproduksjonen er for lav og for langt unna til effektivt å levere til et slikt marked. Til sammenlikning har industriaktører som Equinor og SKL/Gasnor har indikert at minimum etterspørsel må være 10-15 tonn hydrogen/dag for at markedet skal være interessant Offentlige anbud, som f.eks. NORLED-fergene i Rogaland, er et virkemiddel for å stimulere markedet. (NCE Maritime Cleantech, 2019).
- Redusere kostnader: Energi er et vesentlig kostnadselement, og fortsatt innsats for å redusere utvinningskostnader for naturgass samt kostnader for CCS, er derfor viktig. Bedret energieffektivitet gjennom verdikjeden vil også bidra til reduserte kostnader. Høye kapitalkostnader vil sannsynligvis falle med økende skala. Offentlig innsats til hydrogen og CCS, bl.a. gjennom Pilot-E, Gassnova og FR, bidrar til å redusere kostnader. (NCE Maritime Cleantech, 2019).
- Utvikle teknologi: Hydrogen må distribueres effektivt til bruker med vogntog og skip som kan frakte flytende hydrogen og hydrogenbærere. Videre trengs det utvikling av tanker, pumper, fleksible rør, lastearmer etc. for å håndtere hydrogen. Brenselsceller må tilpasses marint bruk. Marint maskineri må videreutvikles til å kunne bruke hydrogen og alternative hydrogenbærere som brensel. (DNVGL, 2019) (NCE Maritime Cleantech, 2019). Offentlig innsats gjennom Pilot-E, Gassnova og FR er viktig for å utvikle teknologi og kompetanse.

Årlig PSV-aktivitet (NCE Maritime Cleantech, 2019)



Ref: DNV GL, 2019

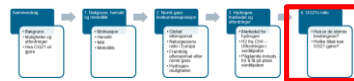
3.6 TEKNOLOGI- OG FOU-BEHOV

Overordnet mål: Sikre konkurranseposisjon for norsk naturgass på lang sikt ved å bidra til rask overgang til hydrogenøkonomi i Europa.

Overordnede strategiske utfordringer:

- Demonstrere at lav-karbon hydrogen kan framstilles og brukes effektivt og sikkert i mange sektorer.
- Få ned kostnader i lav-karbon hydrogen-verdikjeder slik at lav-karbon hydrogen kan konkurrere på pris med fossile brenslers.
- Transport av hydrogen er et betydelig kostnadselement. Hydrogenproduksjon og CCS hos naturgassmottaker mest attraktivt, men det gir mindre rom for norsk industriutvikling.
- FoU bør derfor omfatte:
 - Demonstrere framstilling og bruk av lav-karbon hydrogen i relevante sektorer i Europa.
 - Reduksjon av kostnader i alle verdikjeder relevante for Europa.
 - Økt effektivitet og lavere kostnader ved transport av hydrogen og hydrogen-baserte energibærere.

Relevante teknologi- og FoU-behov	Innsats fra norske aktører	FoU-gap og -muligheter for Norge	Mulig OG21-rolle
Demonstrere sikker og effektiv framstilling og bruk i ulike sektorer.	• Store pilot-prosjekter og utredninger i UK og NL innenfor kraft og varme. Equinor er aktiv deltaker. • Noen FoU-prosjekter for maritim trafikk i Norge m/støtte fra EnergiX. • Strategiske føringer i Energi21. • Membranutvikling gjennom HYDROGEN Mem-tech. • Stor utlysning H2-verdikjeder gjennom Pilot-E. • Noen få fyllestasjoner for mindre kjøretøy i Oslo-regionen. • Lavutslippssenteret ser på H2/NH3 i offshore kraftproduksjon.	• Incentiver/samarbeid om bruk i kjøretøyparker (drosjer, budbiler etc.). • Incentiver/samarbeid om bruk i kystnær maritim trafikk. • Konvertere offshore kraft/varme fra gass til hydrogen m/CCS, CCUS	• Anbefale FoU på offshore produksjon og bruk av lav-karbon hydrogen • Anbefale FoU på effektiv bruk av offshore infrastruktur v/ H2+CCUS • Kommunisere muligheter
Redusere kostnader ved frakt av hydrogen.	• Flere prosjekter i Sintef m/støtte fra EnergiX-programmet	• Øke effektivitet ved konvertering / re-konvertering til NH3/LOHC.	• Kommunisere viktigheten.
Øke sikkerhet.	• Internasjonalt standardiserings- og sikkerhetsarbeid i DNV GL • Flere FoU-prosjekter i Norge m/støtte fra EnergiX	• Risiko og sikkerhet ved produksjon, lagring og bruk.	• Anbefale FoU på sikkerhet v/ offshore produksjon og bruk av lav-karbon hydrogen
Få på plass kostnads-effektive CCS-verdikjeder.	• Mange demo-prosjekter globalt. • Climit-prosjekter i FR og Gassnova • Prosjektet «Fullskala CO2-håndteringskjede i Norge»		• Kommunisere viktigheten.
Øke effektivitet / redusere kostnader ved sluttbruk	• Noen prosjekter i Norge m/støtte fra Climit og EnergiX		• Kommunisere viktigheten.



Naturgass har bare halvparten av klimagassutslippene til kull, og vil derfor på mellomlang sikt være med på å redusere EU-landenes utslipp. Usikkerheten i den langsiktige etterspørselen i det viktigste markedet for norsk gass er imidlertid høy og Norge bør derfor være forberedt på at gassetterspørselen fra europeiske land kan falle dramatisk. Norge kan redusere etterspørselsusikkerheten både gjennom diversifisering mot LNG og ved å bidra til etablering av kostnadseffektive verdikjeder for de-karbonisert naturgass.

Lav-karbon hydrogen fra naturgass representerer én mulighet for å redusere etterspørselsusikkerhet etter norsk naturgass, men hydrogen-muligheten er i seg selv høyst usikker med umodne markeder og leveransemodeller. For å redusere framtidig etterspørselsusikkerhet etter norsk naturgass bør norske aktører utvikle robuste leveransestrategier som blant annet inkluderer:

- a. Leverer naturgass til konkurransedyktige priser ved å fortsette innsatsen med å forbedre produktivitet og redusere kostnader på norsk sokkel.
- b. Samarbeide med mottakere av naturgass for de-karbonisering nær forbrukere. Utvikling av lønnsomme verdikjeder for CCS er et vesentlig element i dette, hvor tilrettelegging for CO₂-bruk før økt utvinning og CO₂-deponering på norsk sokkel bør inngå. Samarbeid med mottakere av naturgass for å demonstrere og gi tiltro til hydrogen som pålitelig og sikker energibærer innen flere sektorer bør også vurderes.

Forskning og kompetanse er vesentlig for å etablere lønnsomme verdikjeder for de-karbonisert naturgass, og noen utfordringer krever spesiell oppmerksomhet: kostnadsreduksjoner for å levere billig naturgass, kostnadsreduksjoner i hydrogenproduksjon, demonstrering av sikker og pålitelig håndtering og bruk av hydrogen, bruk av CO₂ for økt utvinning, etablering av velfungerende CCS-verdikjeder. Norske aktører, inklusive norske myndigheter, legger allerede ned betydelig innsats for å håndtere utfordringene bl.a. gjennom Forskningsrådets programmer, Gassnovas CCS-satsninger, Innovasjon Norges programmer og støtteordninger og Equinors arbeid med demonstrering av hydrogen-verdikjeder i UK og NL.

OG21 ønsker å bidra til de-karboniserte verdikjeder for naturgass både for sikre markedet for norsk gass og for å redusere klimagassutslipp. OG21 vil derfor:

1. Anbefale at etablerte og nylig initierte FoU-satsninger på de-karboniserte verdikjeder for naturgass og CCS videreføres.
2. Anbefale at petroleums- og CCS-programmer i Forskningsrådet samarbeider om innovative verdikjeder for CCS hvor CO₂-mottak fra norske og europeiske kilder sees i sammenheng med volum- og utvinningspotensialet på norsk sokkel, deponering, utsettelse av P&A-kostnader og andre verdidrivere.
3. Samarbeide med Energi21 for å se på offshore og onshore energisystemer i sammenheng, inklusive offshore grids, havvind og de-karbonisering av naturgass.
4. Bidra i kommunikasjonen om mulighetene som ligger i teknologier for de-karbonisering av norsk naturgass, viktigheten av norsk CCS-innsats og viktigheten av FoU for å få fram kostnadseffektive og sikre verdikjeder for de-karbonisert naturgass.

LITTERATURLISTE

- DNV GL Produksjon og bruk av hydrogen i Norge (2019), [lenke](#)
- DNV GL Energy Transition Outlook (2018), [lenke](#)
- EC Clean Planet for All - European 2050-strategy (2019), [lenke](#)
- Equinor Energy Perspectives (2019), [lenke](#)
- Global CCS Institute – Global status report (2018), [lenke](#)
- H21 – North of England (2018), [lenke](#).
- Hydrogen Council – Scaling up report (2017), [lenke](#)
- Hydrogen Roadmap Europe (2019), [lenke](#)
- IEA World Energy Outlook (2018).
- IEA – Hydrogen overview and initiatives (2019), [lenke](#)
- IEA – The future of Hydrogen (2019), [lenke](#)
- IMO - Third IMO Greenhouse Gas Study 2014, [lenke](#)
- Multiconsult – Hvordan gjøre CO2-fangst og –lagring lønnsomt (2019), [lenke](#)
- Navigant – Gas for Climate (2019), [lenke](#).
- NCE Maritime CleanTech report (2019), [lenke](#)
- Oljedirektoratets ressursrapporter, [lenke](#)
- Thema-rapport: Gassens rolle i Europa (2017), [lenke](#)
- Thema-rapport: Systemvirkninger og næringsperspektiver ved hydrogen (2019), [lenke](#).

I tillegg er det gjennomført samtaler med fageksperter og interessenter fra:

- Norsk olje og gass
- Forskningsrådet
- OED
- Equinor
- Sintef

