

BLÅTT HYDROGENS ROLLE I UTVIKLINGEN AV NORSK SOKKEL

KONKRAFT
AUGUST 2023





OM KONKRAFT

KonKraft er en samarbeidsarena for Offshore Norge, Norsk Industri, Norges Rederiforbund, NHO og Landsorganisasjonen i Norge (LO), med LO-forbundene Fellesforbundet og Industri Energi.

KonKraft skal være en premissleverandør for nasjonale strategier for petroleumssektoren, og arbeide for å opprettholde norsk sokkels konkurranseevne slik at Norge forblir et attraktivt investeringsområde for norsk og internasjonal olje- og gassindustri, inkludert leverandørbedrifter og maritim næring.

Rådet er KonKrafts øverste organ. I tillegg har KonKraft et arbeidsutvalg og et sekretariat som ivaretar løpende aktiviteter og daglig drift.



INNHold

	KONKRAFTS ANBEFALINGER OG PRIORITERINGER FOR Å REALISERE EN STORSKALA SATSING	7
1	KONKRAFTS AMBISJONER FOR EN NORSK SATSNING PÅ BLÅTT HYDROGEN	8
1.1	Virkemidler for oppbygging av infrastruktur for og etterspørsel etter hydrogen	11
1.2	En industriell verdikjede for CO ₂ -håndtering	12
1.3	Fortsatt tilgang på naturgass med lave utslipp	13
2	INTRODUKSJON TIL BLÅTT HYDROGEN	15
3	BLÅTT HYDROGEN KAN BLI VIKTIG FOR Å NÅ EUROPEISKE KLIMAMÅL	19
3.1	EU trenger store mengder lavutslippshydrogen raskt for å realisere klimamål	19
3.2	Blått hydrogen vil ha lavere utslipp og kostnader enn hydrogen produsert med strøm fra dagens kraftsystem i EU	21
3.3	Blått hydrogen kan bidra til å nå europeiske klimamål med lavere konfliktnivå rundt areal, natur og miljø	22
3.4	En storstilt satsning på blått hydrogen kan raskt gi skalaeffekter i et nytt europeiske hydrogenmarked	23
4	BLÅTT HYDROGEN KAN GI STORE INDUSTRIELLE MULIGHETER FOR NORGE	25
4.1	Norge har konkurransefortrinn som produsent og leverandør av blått hydrogen	26
4.2	Norske naturgassressurser har et enormt energipotensial	26
4.3	Norsk naturgass har langt lavere utslipp enn andre kilder	28
4.4	Norge har verdensledende kompetanse på CO ₂ -håndtering og et stort potensial for geologisk lagring	30
4.5	Norge har kort avstand til Europa og konkrete planer om hydrogenrør	32
4.6	Blått hydrogen kan sikre mange arbeidsplasser og verdiskaping i Norge	33
4.7	Blått hydrogen kan også bidra til å nå ambisiøse norske klimamål, særlig i industri og maritim sektor	34
5	BLÅTT HYDROGEN KAN BIDRA TIL Å NÅ KLIMAMÅL	36
5.1	Selv med utvikling av alle påviste funn, vil norsk gassproduksjon avta raskt etter 2030 uten videre leting og utvikling	36
5.2	Gassetterspørselen i Europa mot 2050 er usikker, men alt tyder på stort udekket markedspotensial	36
5.3	Norge kan bli en helt sentral leverandør av naturgass til Europa	38
5.4	Blått hydrogen vil kutte utslippene fra naturgass, men vil også gi økt etterspørsel	40
	KILDER	41



KONKRAFTS ANBEFALINGER OG PRIORITERINGER FOR Å REALISERE EN STORSKALASATSING

Satsning på blått hydrogen vil gi utslippskutt, sysselsetting og høy industriell aktivitet på norsk sokkel

De siste årene har hydrogen fått mye oppmerksomhet fordi det kan fungere som en energibærer som kan erstatte bruk av fossil energi i sektorer hvor det er vanskelig å gjennomføre andre klimatiltak. Selv om hydrogen ikke gir klimagassutslipp når det forbrukes, er det store utslipp knyttet til produksjonen av det hydrogenet som brukes i dag. For at hydrogen skal kunne fungere som et effektivt klimatiltak, er det derfor avgjørende å produsere hydrogen fra fornybar kraft eller fra naturgass med fangst og lagring av CO₂ i produksjonsprosessen. Hydrogen produsert fra naturgass i produksjonsanlegg med fangst og lagring av CO₂ kalles blått hydrogen.

Hydrogen med lave utslipp vil være avgjørende for å nå EUs klimamål mot 2030 og 2050, særlig for aktiviteter som er vanskelig å dekarbonisere med bruk av elektrisitet direkte, eller med batterier - som tungtransport, industri og maritim sektor. EU har satt ambisiøse mål for produksjon og bruk av hydrogen med lave utslipp. Blått hydrogen kan gi et verdifullt bidrag til en effektiv dekarbonisering av det europeiske energisystemet. Det kan produseres effektivt med svært lave utslipp og redusere de samlede kostnadene for Europas grønne omstilling. Blått hydrogen kan også redusere behovet for å bygge ut arealkrevende fornybar energikapasitet. En storstilt og tidlig satsning på blått hydrogen kan også

løfte etableringen av infrastruktur og dermed bidra til etablering av et marked for hydrogen, som vil åpne muligheter også for grønt hydrogen fra fornybare kilder.

Norge har et godt utgangspunkt til å bli Europas viktigste leverandør av blått hydrogen. Naturgassressursene kan utvinnes og transporteres med minimale utslipp. Vi har en verdensledende industri innen CO₂-håndtering og en betydelig geologisk kapasitet for CO₂-lagring. Den eksisterende infrastrukturen bidrar til lettere tilgang til det europeiske markedet. En satsning på blått hydrogen vil bidra til å bygge opp flere nye verdikjeder på norsk sokkel og på land, og vi kan dra nytte av den kompetansen og industrielle kapasiteten som er bygget opp rundt dagens olje- og gassindustri. Ved å fjerne og permanent lagre karbonet fra naturgassen som CO₂, kan energiressursene på norsk kontinentalsokkel gi et betydelig bidrag til Europas krevende energiomstilling. Produksjon av blått hydrogen i Norge kan gi viktige bidrag til utslippskutt i Norge, i industrien og i transportsektoren.

Hydrogen har noen egenskaper (eksplosivt) som gjør at all produksjon, transport og lagring av hydrogen må skje på forsvarlig vis. Norsk petroleumsindustri er verdensledende på sikkerhet og HMS. Prinsipper og metodikk fra petroleumsindustrien er overførbare til produksjon og transport av blått hydrogen og ammoniakk.

KONKRAFTS AMBISJONER FOR EN NORSK SATSNING PÅ BLÅTT HYDROGEN

For å dra nytte av Norges fortrinn og bidra til raskere utslippskutt og oppbygging av en europeisk hydrogenøkonomi, foreslår KonKraft en satsning der norske myndigheter sammen med olje- og gassindustrien og leverandørindustrien arbeider mot følgende målsetninger:

1. Produksjon av 1 million tonn blått hydrogen per år i Norge innen 2032, som økes til 2 millioner tonn fra 2035.

Det planlegges allerede flere storskala anlegg for produksjon av blått hydrogen og ammoniakk i Norge. I Statusrapporten for KonKrafts klimastrategi fra 2023 viser at det er mulig å produsere 1 million tonn blått hydrogen allerede i 2031 med mulighet for å doble produksjonen i 2035. For å realisere disse volumene er det avgjørende at de riktige rammebetingelsene kommer raskt på plass og at sentrale barrierer bygges ned.

2. Norge i 2050 er Europas viktigste leverandør av blått hydrogen, med en årlig leveranse på inntil 2,5 millioner tonn.

Et ambisiøst mål for norsk produksjon og eksport av hydrogen etter 2035 vil kunne få betydelig positive effekter:

- Bidra til oppnåelse av norske og europeiske klimamål.
- Opprettholde og videreutvikle Norges teknologiske og industrielle lederskap innen CO₂-håndtering.
- Utnytte de enorme energiresursene på norsk sokkel med minimale utslipp i et livsløpsperspektiv.
- Økt verdiskaping for Norge gjennom utvikling av leverandørindustri tilknyttet produksjon, transport og bruk av hydrogen og karbonfangst- og lagring.
- Utvikle nye eksportmuligheter for norsk industri knyttet til hydrogen.

3. Rørledning for eksport av hydrogen mellom Norge og EU bygges innen 2030.

En rørledning mellom Norge og EU vil sikre effektiv og trygg transport av både blått og grønt hydrogen fra Norge til Europa, hvor det kan bidra til å kutte utslipp i ulike sektorer. Kapasiteten på rørledningen må dimensjoneres slik at den møter ambisjonsnivået for hydrogeneksport til Europa.

4. Norge skal ta et industrielt lederskap innen CO₂-håndtering.

For at Norge skal lykkes med satsningen på blått hydrogen, må vi bygge videre på og styrke vårt industrielle lederskap innen teknologi for fangst, transport og lagring av CO₂. KonKraft foreslår som ambisjon at det innen 2030 tas

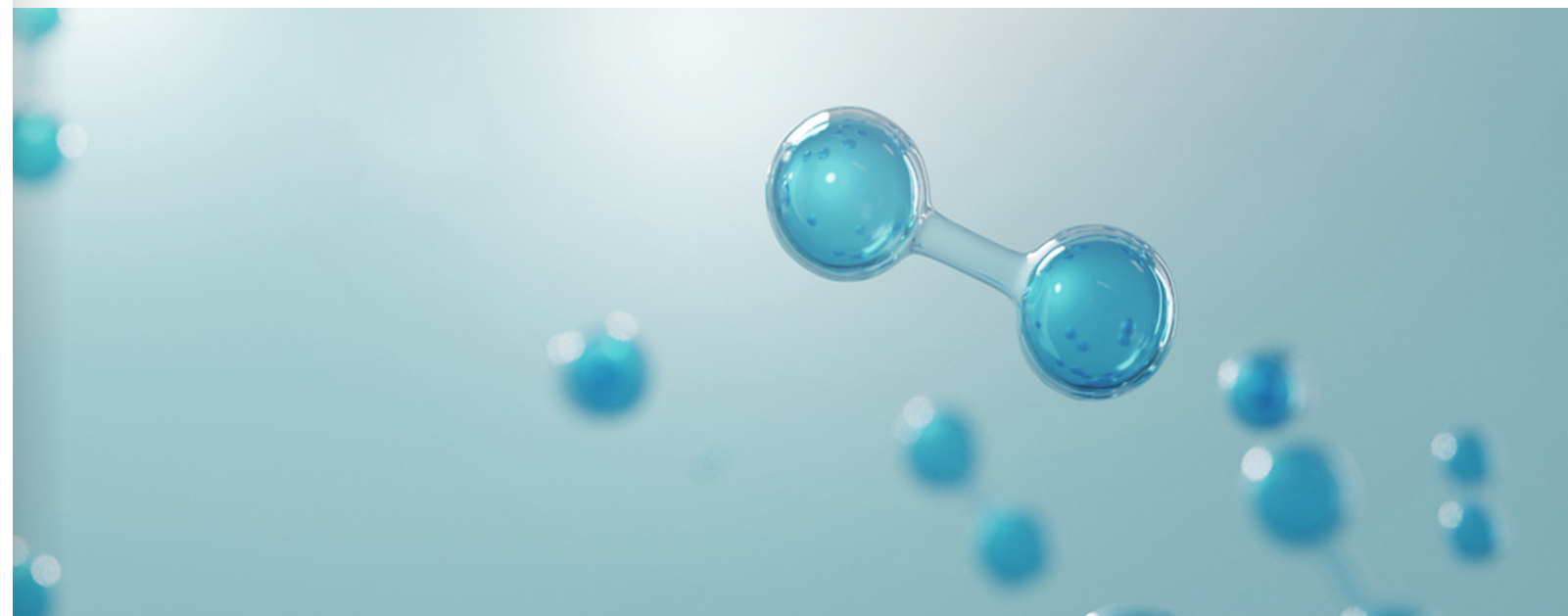
investeringsbeslutning for prosjekter som sikrer årlig lagringskapasitet på 50 millioner tonn CO₂ hvor dette er økonomisk lønnsomt, med en videre oppskalering frem mot 2040. For å sikre at europeiske aktører kan benytte seg av norske karbonlagre på en effektiv måte og i stor skala, bør det bygges en CO₂-rørledning fra Europa til Norge innen 2032.

5. At teknologi for blått hydrogen tas i bruk i Europa.

KonKrafts ambisjon er at det innen 2030 er minst fem europeiske industribedrifter som benytter hydrogen fra naturgass med CO₂-fangst og -lagring i sin produksjon og minst to gasskraftverk benytter blått hydrogen som brensel.

Målsetningene er i tråd med og støtter opp om LO og NHOs forslag til en nasjonal hydrogenstrategi som ble lagt frem i juni 2023, der det er satt et mål om å produsere og eksportere 2 millioner tonn hydrogen og hydrogenderivater årlig på 2030-tallet. Ambisjonene er i samsvar med intensjonen bak det norsk/tyske energipartnerskapet som ble signert mellom Norge og Tyskland i januar 2023.

Forutsetningen for at Norge skal kunne være en sentral leverandør av naturgass og blått hydrogen til Europa, er at det fortsatt letes, finnes og utvinnes nye naturgassressurser på norsk sokkel.



VIRKEMIDLER FOR Å
REALISERE MÅLSETNINGENE:

For å realisere målsetningene beskrevet ovenfor, kreves en målrettet satsning og samarbeid mellom norske myndigheter, olje- og gassindustrien og leverandørindustrien. For å lykkes med en verdikjede for blått hydrogen, trengs det rammevilkår og virkemidler som kan sikre parallell utvikling på tre områder:

- 1) Det må sikres hurtig utvikling i etterspørsel etter og infrastruktur for blått hydrogen.
- 2) Det må raskt bygges opp en storskala industri for CO₂-håndtering.
- 3) Det må sikres fortsatt tilgang på norsk naturgass som utvinnes med lave utslipp.

KonKraft mener at det viktigste virkemiddelet for å sikre samtidig utvikling av storskala verdikjeder for hydrogen og CO₂ er opprettelsen av et CO₂-fond.

Fondet kan inngå som en del av klimapartnerskapet mellom petroleumsbransjen og myndighetene, og sikre utslippsreduksjoner i petroleumssektoren samtidig som det kan skalere opp de nye

verdikjedene for hydrogen og CO₂. Et CO₂-fond vil kunne finansiere klimagassreducerende tiltak i tillegg til å akselerere utviklingen av fornybar- og lavutslippsprosjekter, med midler som i dag kommer inn til staten gjennom CO₂-avgiften.

Det finnes ulike muligheter for hvordan et CO₂-fond kan innrettes, for eksempel etter modell av NO_x-fondet, som i dag fungerer veldig godt. Alternativt kan deler av CO₂-avgiften som bransjen betaler til staten øremerkes til klimateknologi. I EU forplikter medlemslandene seg til å bruke inntektene fra salg av kvoter i det europeiske kvotesystemet på investeringer i fornybar energi eller i tiltak som reduserer utslipp.

KonKraft mener etablering av et CO₂-fond har potensial til å kunne bidra med nødvendige finansielle investeringer både innen blått hydrogen og for å bygge opp en storskala industri for CO₂-håndtering, forutsatt at fondet får tilført tilstrekkelig med midler.

I tillegg til opprettelsen av et CO₂-fond, vil KonKraft trekke frem følgende tre rammevilkår og virkemidler som viktige for å bygge ned barrierer og realisere ambisjonene for blått hydrogen:

Det viktigste virkemiddelet for å sikre at samtidig utvikling av storskala verdikjeder for hydrogen og CO₂, er opprettelsen av et CO₂-fond.

1.1 Virkemidler for oppbygging av infrastruktur
for og etterspørsel etter hydrogen

Hydrogen med lave eller ingen utslipp vil være avgjørende for å kutte utslipp, særlig i industri og maritim sektor. Norske myndigheter bør bidra til å bygge opp markedet for blått hydrogen i Norge ved å utforme virkemidler som øker bruken av hydrogen i disse sektorene, herunder:

- Stille krav til bruk av grønt eller blått hydrogen eller hydrogenderivater som drivstoff i anskaffelser av ferger, hurtigbåter eller andre offentlige anskaffelser i maritim sektor.
- Utvikle virkemidler som sikrer økt opptak av hydrogenbaserte drivstoff i havbruksnæringen.
- Innføre virkemidler for ombygging av offshoreskip slik at disse kan bruke ammoniakk som energibærer, i tråd med anslaget fra Miljødirektoratets rapport om [Klimatiltak i Norge mot 2030](#).¹
- Virkemidler som sikrer realisering av Miljødirektoratets identifiserte potensial om å kutte 1 million tonn CO₂ ved å ta i bruk hydrogen i industriprosesser. Bruk av differansekontrakter kan være et slikt virkemiddel.

Med økt forbruk av hydrogen i maritim sektor og industrien, vil det også være viktig å bygge opp en felles, nasjonal infrastruktur for transport og distribusjon av hydrogen. Økt bruk av hydrogen og hydrogenderivater i maritim sektor og industrien, vil i seg selv gi incentiver til å bygge ut en nasjonal infrastruktur for hydrogentransport. Det vil likevel også være behov for at myndighetene utformer virkemidler for å tilrettelegge for storskala transport innenlands og eksport av hydrogen, det inkluderer:

- Rammebetingelser som tilrettelegger for eksport av hydrogen og ammoniakk til Europa i rørledninger eller med skip.
- Inngå forpliktende avtaler med EU og europeiske land om langsiktig handel med CO₂ og hydrogen.
- Utarbeide rammevilkår som sikrer at det bygges tilstrekkelig infrastruktur og bunkringsmuligheter for skip som seiler på hydrogenbasert drivstoff.

Det må også satses på utvikling og innovasjon i alle deler av verdikjeden for hydrogen.

Det vil være viktig å bygge opp en felles, nasjonal infrastruktur for transport og distribusjon av hydrogen.

1 Miljødirektoratet skriver under tiltak TS04 at de i tiltaket har lagt til grunn «[...] en ambisiøs innfasing, med 39 ammoniakkfartøy og 15 LBG-fartøy i 2030».

1.2 En industriell verdikjede for CO₂-håndtering

Ved å utarbeide virkemidler og rammevilkår for oppbygging av en industriell verdikjede for CO₂-håndtering kan norske myndigheter tilrettelegge for storskala produksjon av blått hydrogen, men også gjøre det enklere å realisere CCS-prosjekter i andre sektorer som industri og avfallsforbrenning. KonKraft vil trekke fram følgende som viktig for norske myndigheter:

- Norsk sokkel må være et konkurransedyktig lagringssted for CO₂ fra Norge og resten av Europa.
- Etablere rammevilkår som legger til rette for å realisere en ambisjon om at det innen 2030 tas investeringsbeslutning for prosjekter som sikrer årlig lagringskapasitet på 50 millioner tonn CO₂.
- Virkemiddelapparatet bør tilpasses slik at det bidrar til finansiell risikoavlastning samt legger til rette for å modne fram løsninger for å sikre nødvendig skala, læring og kostnadsreduksjoner både for CO₂-fangst og -lagring.
- Innføre avgifts- og støtteordninger som fremmer CO₂-fangst. For å lykkes bør norske myndigheter vurdere ordninger som:
 - o Støtte eller bruke "omvendt" CO₂-avgift for CO₂ som fjernes fra atmosfæren.
 - o Direkte finansiell støtte til studier/utvikling av fangstprosjekt i Norge.
 - o Innføre et system for differansekontrakter for karbon, inntil CO₂-fangst, transport og lagring blir kostnadseffektivt.
 - o Etterspørre lavutslippsprodukter i offentlige innkjøp (f.eks. CO₂-fri avfallshåndtering, sement med lavt CO₂-utslipp mm.).

- Utvikle hensiktsmessige og forutsigbare rammevilkår og krav tilpasset CO₂-fangst, transport og lagring som ikke er kostnadsdrivende.
 - o Det trengs større klarhet rundt kravene til finansiell sikkerhetsstillelse knyttet til eventuell fremtidig lekkasje og overvåkning.
 - o Tekniske og administrative krav må tilpasses et lavere risikonivå og lønnsomhetsprofil for CO₂-lagring sammenlignet med olje- og gassindustri.
- Norske myndigheter bør bidra til å forenkle regelverket knyttet til transport og lagring av CO₂
- Fortsette å utvikle et tett samarbeid med EU og aktivt markedsføre og sikre Norges interesser innenfor CO₂-lagring.
- Legge til rette for utvikling av transport og infrastruktur for CO₂ mellom Norge og relevante utslippsland i Europa.
- Sikre effektiv saksbehandling for myndighetstillatelser med forutsigbare og transparente prosesser for tildeling og utvikling av prosjekter og lagerlisenser. I tillegg til sikker lagring, bør tildeling av lagringslisenser legge til rette for gode områdeløsninger slik at det er mulig å raskt knytte lagere til framtidig infrastruktur.
- Etablere et stabilt og forutsigbart skatteregime som gir tilfredsstillende fordeling av risiko og avkastning for de som investerer i transport og lagring.

1.3 Fortsatt tilgang på naturgass med lave utslipp

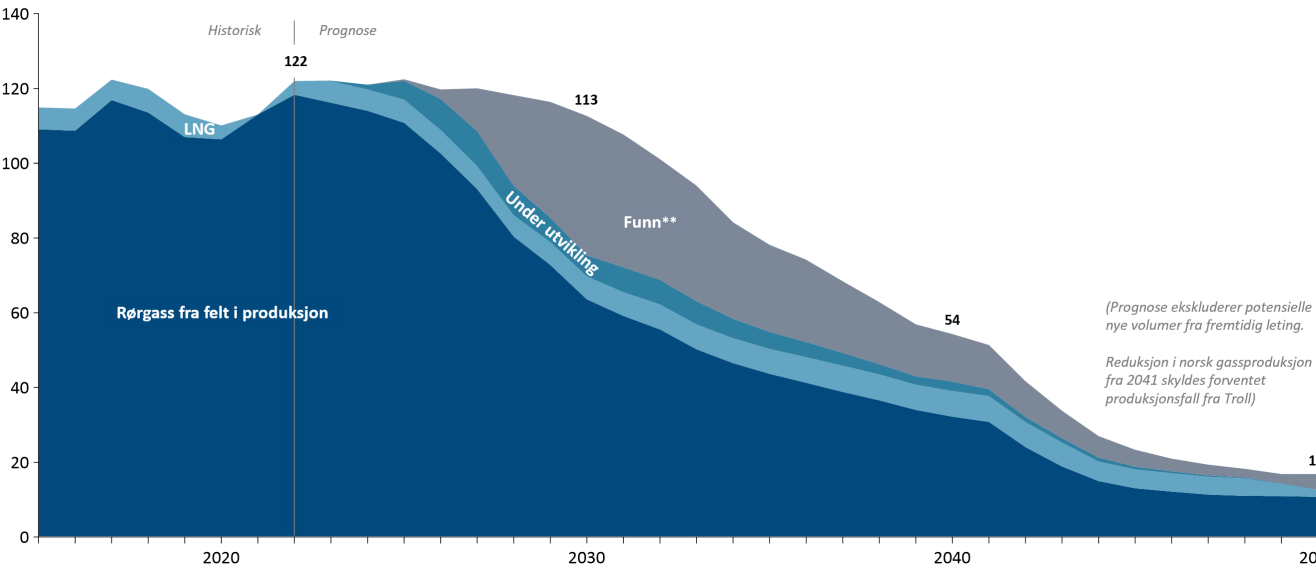
For at Norge skal kunne være en sentral leverandør av naturgass og blått hydrogen til Europa, er det avgjørende at det fortsatt letes, finnes og utvinnes nye naturgassressurser på norsk sokkel.

Det innebærer blant annet at det raskt gjøres nye funn, at det gjøres flere større funn i umodne områder, samt at det gjøres gassfunn i Barentshavet som raskt bygges ut. Som vist i Figur 1, er norsk gassproduksjon forventet å avta kraftig etter 2030, selv om alle påviste funn utvikles.

I en analyse fra Rystad Energy, er europeisk etterspørsel etter naturgass satt sammen med forventede leveranser av naturgass fra ulike kilder. På tvers av flere ulike scenarioer for etterspørsel og gassleveranser fra andre land, finner Rystad at det er et betydelig gjenværende markedspotensial for norske gassressurser, utover det som er funnet i dag. Et eksempel er vist i Figur 2 på neste side.

FIGUR 01 NORSK GASSPRODUKSJON* 2015-2050
Milliarder kubikkmeter (bcm)

Kilde: Rystad Energy analyser, Rystad Energy GasMarketCube, Oljedirektoratet



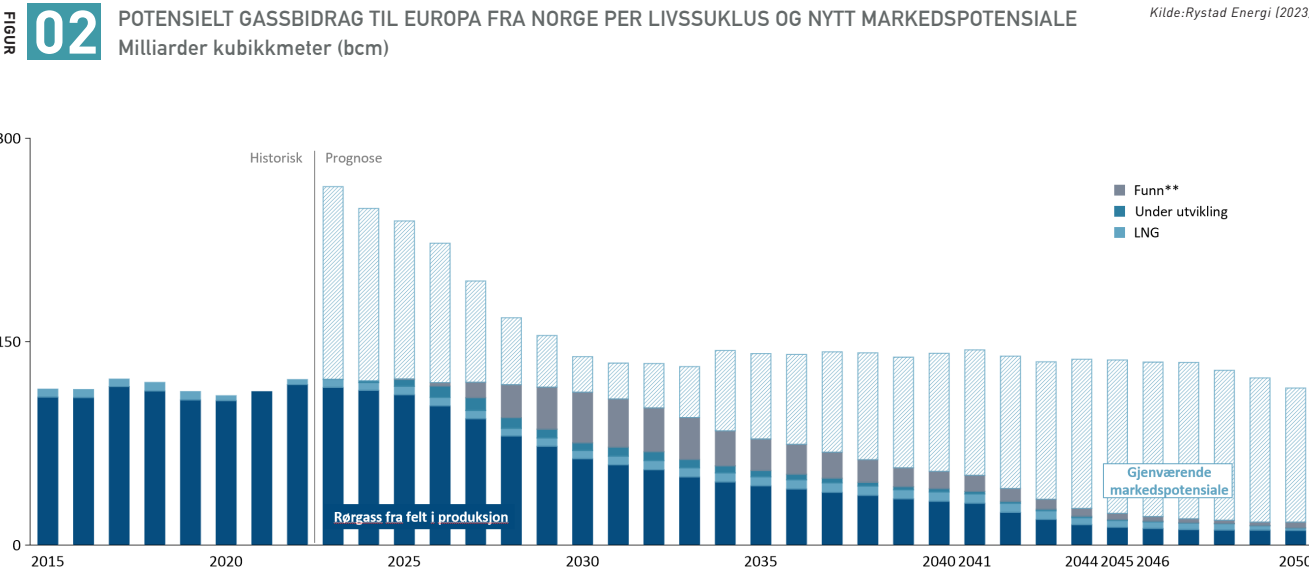
*Produksjonstillene inkluderer ikke NGL og er uten bidrag fra fremtidig leting. Antatt 40 MJ energiinnhold for gass. Historiske tall og prognose til og med 2032 er basert på tall fra Oljedirektoratet (Sokkelåret 2022 og Ressursrapport 2022), prognose 2032-2050 er basert på RE GasMarketCube; **Volumer fra påviste funn per juni 2023 som ikke er besluttet utbygget enda. Ikke inkludert DNOs funn i juli 2023, Carmen, på estimerte median å 175 millioner fat oljeekvivalenter, tilsvarende ca. 28 bcm gass. Kilde: Rystad Energy analyser, Rystad Energy GasMarketCube, Oljedirektoratet.

Økt bruk av blått hydrogen vil bidra til å kutte utslipp knyttet til dagens og framtidig naturgassforbruk. For å sikre at Norge har tilstrekkelige ressurser til å kunne opprettholde rollen som største leverandør for Europas framtidige behov av naturgass og samtidig ta rollen som den viktigste leverandøren av blått hydrogen, mener KonKraft at norske myndigheter må:

- Opprettholde stabile og trygge rammevilkår som tilrettelegger for at det fortsatt kan letes, finnes og utvinnes naturgassressurser på norsk sokkel.
- Opprettholde de årlige TFO-rundene.
- Tilrettelegge for etablering av kritisk infrastruktur for hydrogen i og fra Norge.

Til sammen vil dette bidra til at norsk sokkel opprettholder posisjonen som en pålitelig energileverandør som bidrar til å redusere klimagassutslipp. Det vil også opprettholde leteaktivitet, teknologiutvikling og en lønnsom produksjon utover i tid. Økt produksjon bidrar til å sikre langsiktige olje- og gassleveranser til Europa, samtidig som framtidens energinæring på norsk sokkel videreutvikles og skaper nye muligheter, verdiskaping og arbeidsplasser. Målet må være at Norge fortsatt skal være en stabil og forutsigbar leverandør av energi til Europa, og en viktig bidragsyter til at Europa når sine klimamål.

Europa vil også framover ha behov for naturgass som en del av energimiksen. Men da må utslippene i størst mulig grad fanges når naturgassen forbrennes gjennom karbonfangst- og lagring eller gjennom at naturgassen omdannes til blått hydrogen. Norge har gode forutsetninger for begge deler.



Figur 2: Teoretisk norsk markedsandel sett opp mot rørgass- og LNG-leveranser fra eksisterende felt, felt under utvikling og funn (Inkludert påviste funn per juni 2023, inkluderer ikke DNOs funn Carmen på estimerte ~28 bcm).

2

INTRODUKSJON TIL BLÅTT HYDROGEN

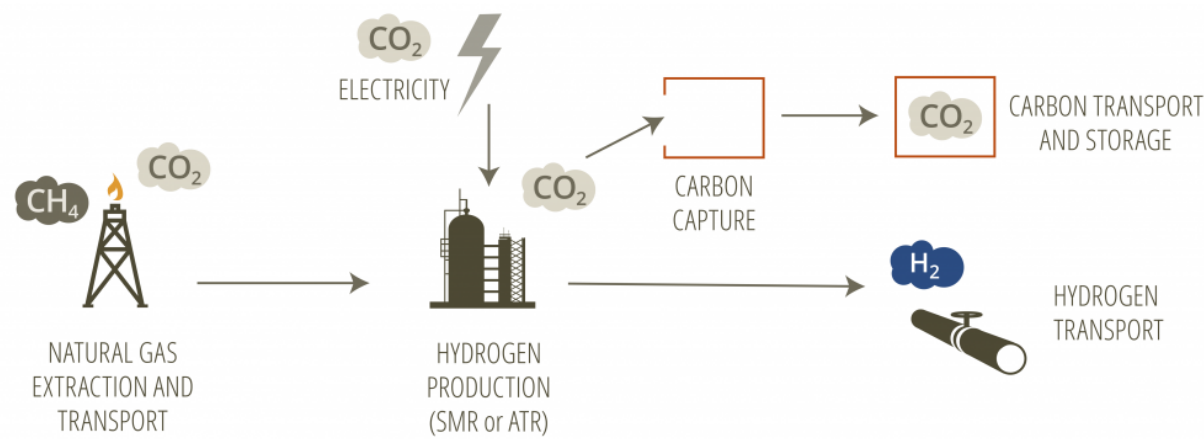
Hydrogen er det letteste grunnstoffet og er ved normalt trykk og temperatur en lukt- og fargefri gass. De siste årene har hydrogen fått mye oppmerksomhet fordi det kan fungere som en energibærer som kan erstatte bruk av fossil energi i sektorer hvor det er vanskelig å gjennomføre andre klimatiltak. Selv om hydrogen ikke gir klimagassutslipp når det forbrukes, er det store utslipp knyttet til produksjonen av det aller meste av hydrogenet som brukes i dag. For at hydrogen skal kunne fungere som et effektivt klimatiltak, er det derfor avgjørende å kutte utslippene i produksjonsprosessen. En av de mest aktuelle løsningene for å kutte utslippene fra hydrogenproduksjonen, er hydrogenanlegg hvor naturgass reformeres til hydrogen og CO₂ fanges og lagres. Hydrogen som er produsert på denne måten kalles blått hydrogen.

Trinnene i produksjonsprosessen for blått hydrogen fremgår av Figur 3. Naturgass utvinnes og transporteres til et anlegg for hydrogenproduksjon, hvor karbonet og hydrogenet i naturgassen skilles fra hverandre, en prosess som bruker elektrisk kraft. Karbonet reagerer med oksygen til CO₂, som fanges og transporteres til et permanent lager mens hydrogenet transporteres til sluttforbruker.

Som det fremgår av figuren, kan det være utslipp av klimagasser i flere ledd av verdikjeden for blått hydrogen, knyttet til utvinning og transport av naturgass, produksjon av elektrisiteten som brukes av fangstanlegget, samt CO₂ man ikke lykkes med å fange i produksjonen av hydrogenet. For å minimere utslippene langs verdikjeden for blått hydrogen, er det derfor viktig å bruke naturgass med lavest mulig utslipp ved utvinning og transport, bruke fornybar kraft til hydrogenproduksjonen og CO₂-fangstprosessen, samt effektive CO₂ fangstteknologier. I så måte har Norge gode forutsetninger for å produsere blått hydrogen med minimale utslipp, takket være en verdensledende kompetanse på CCS-teknologi, fornybar kraftforsyning og store mengder naturgass som utvinnes og transporteres med svært lave utslipp.

03 VERDIKJEDE FOR PRODUKSJON AV BLÅTT HYDROGEN TWh

Kilde: Pembina (2021)
Carbon intensity of blue hydrogen production



Betydelige forskningsressurser har vært brukt til å minimere utslippene ved bruk av CO₂-fangst og det planlegges nå bygging av produksjonsanlegg for blått hydrogen hvor 95-98 % av karbonet som kommer inn til anlegget som en del av naturgassen, fanges. Med bruk av ATR-teknologien kan fangstgraden øke opptil 99 %, slik det blant annet forventes i Horisont Energy sitt prosjekt Barents Blue i Finnmark.² Brunt og grått hydrogen, som produseres fra henholdsvis kull og gass uten CCS, har utslipp på henholdsvis 16 og 9 tCO₂/tH₂ ifølge McKinsey og representerer henholdsvis 18 og 78 % av produksjonsvolumet.

Hydrogen produsert ved bruk av fornybar kraft (grønt hydrogen) har ingen utslipp knyttet til produksjonsprosessen, mens blått hydrogen har rundt 1 tCO₂/tH₂ basert på norsk gass med lavt utslipp og høy fangstrate. Produksjon av grønt hydrogen krever mer kraft og har et høyere vannforbruk sammenlignet med produksjon av blått hydrogen. Produksjonen av grønt hydrogen og blått hydrogen representerer henholdsvis <1 % og ca 1 % av produksjonsvolumet. 2-3 % av produksjonsvolumet er biprodukter fra andre prosesser.

Norge har gode forutsetninger for å produsere blått hydrogen med minimale utslipp.

2 Horisont Energy (2023) – Barents Blue

Det er forskjell på hvordan hydrogen kan og bør transporteres nasjonalt og internasjonalt. Hydrogen kan transporteres som gass i rørledninger eller flytende som ammoniakk med skip, jernbane eller på vei. For store volumer er rørtransport det sikreste og mest effektive alternativet. Hydrogen kan omformes til ammoniakk og transporteres i denne formen, som er mindre lettantennelig, men omformingene medfører tap av energi. Ammoniakktransport på skip er velkjent teknologi og gjøres i dag. Ammoniakken kan omdannes til hydrogen igjen eller brukes som en egen energibærer.

Hydrogen er generelt krevende å transportere, og det er som regel en fordel om det brukes i nærheten av produksjonen eller ved uttakspunkter i rørledninger. Infrastruktur for transport og lagring som i en tidlig fase utvikles for blått hydrogen kan også benyttes for grønt hydrogen.





3

BLÅTT HYDROGEN KAN BLI VIKTIG FOR Å NÅ EUROPEISKE KLIMAMÅL

Hydrogen med lave utslipp vil være avgjørende for å nå EUs klimamål, særlig for aktiviteter som er vanskelig å dekarbonisere med direkte bruk av elektrisitet eller batterier som tungtransport, industri og maritim sektor. EU har satt ambisiøse mål for produksjon og bruk av hydrogen. En storstilt og tidlig satsning på blått hydrogen kan bidra til raskere å etablere infrastruktur og markeder for hydrogen, noe som også vil legge til rette for transport og bruk av grønt hydrogen.

3.1 EU trenger store mengder lavutslippshydrogen raskt for å realisere klimamål

EU har flere ganger økt egne ambisjoner om utslippskutt og bærekraftig omstilling. Med European Green Deal satte EU et mål om å kutte egne utslipp med 55 % innen 2030 sammenlignet med 1990 og til netto null innen 2050. For å realisere disse utslippskuttene, ble virkemiddelpakken Fit-for-55 utarbeidet. I denne gis hydrogen en viktig rolle for å

levere utslippskutt, innen sektorer hvor direkte bruk av strøm eller batterier er vanskelig, som industri, maritim sektor og tungtransport.

EU anslo at innføring av virkemidlene i Fit-for-55 ville gi et samlet forbruk av grønt (fornybart) hydrogen på 5,6 millioner tonn innen 2030. I kjølvannet av Russlands invasjon av Ukraina, pekte Europakommisjonen på grønt hydrogen som en nøkkel for å redusere avhengigheten av russisk gass, og foreslo å øke målet for bruk av hydrogen i 2030 til 20 millioner tonn, hvorav halvparten fra import. EU vil satse både på blått og grønt hydrogen, og Europakommisjonen har anslått at to tredjedeler av gassforbruket i EU i 2050 vil kunne komme fra fornybare eller lavkarbon gasser.³ Anslag fra SINTEF viser at blått hydrogen kan kutte 19 % av Europas klimagassutslipp fram mot 2050 gjennom å erstatte fossile brensler i kraftproduksjon, bygningssektoren, transport og industri.⁴

Det arbeides også med å definere og sette krav til ulike typer hydrogen. Fornybart (grønt) hydrogen må være produsert ved elektrolyse basert på strøm fra fornybare kilder. EU stiller strenge krav til at strømmen som brukes kommer fra ny, fornybar kraftkapasitet, samt at produksjon av strøm og hydrogen finner sted innenfor samme tidsrom

³ Europarådet - Fit for 55: shifting from fossil gas to renewable and low-carbon gases

⁴ SINTEF (2019) – Hydrogen for Europe

og samme geografiske område.⁵ Hydrogen som klassifiseres som lavkarbon, er produsert basert på ikke-fornybare energikilder og må oppnå minst 70 % lavere livsløpsutslipp enn hydrogen produsert fra fossile kilder uten CO₂-fangst og -lagring. Blått hydrogen faller inn under denne kategorien, det samme gjør hydrogen produsert med elektrolyse basert på kjernekraft. De detaljerte metodiske kravene for beregning av livsløpsutslippene fra lavkarbonhydrogen er ventet innen utgangen av 2024.

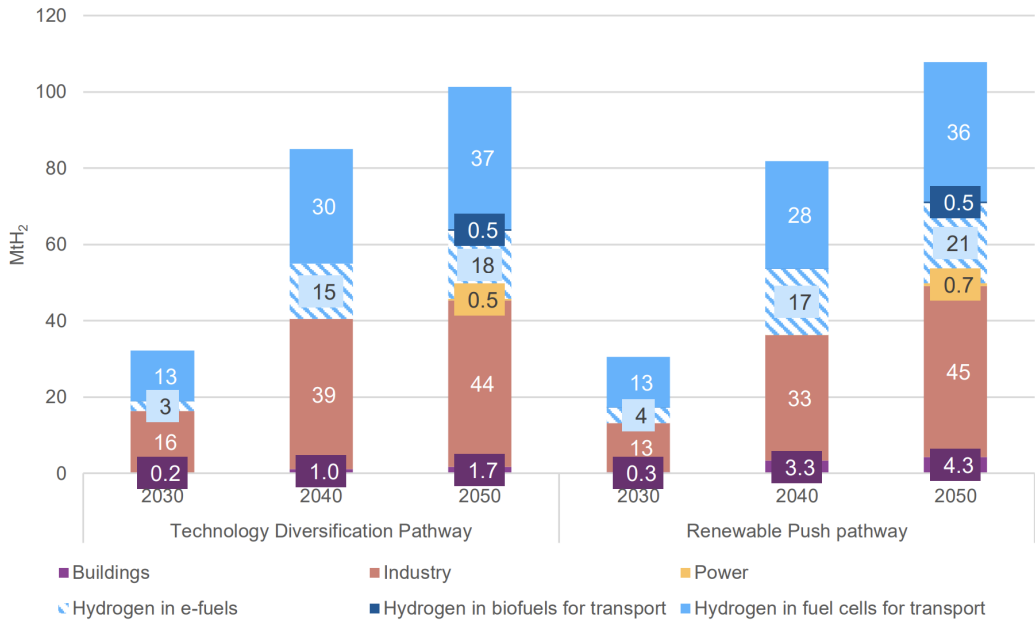
Mens det langsiktige målet for EU er å bruke mest mulig grønt hydrogen, peker Kommisjonen på at lavkarbonhydrogen kan spille en viktig rolle på kort- og mellomlang sikt for å oppnå hurtige utslippsreduksjoner og støtte oppbyggingen av et

hydrogenmarked i Europa.⁶ I viktige EU-land som Tyskland konkretiseres denne satsningen på både blått og grønt hydrogen i form av støtteordninger som omfatter begge kategorier, men foreløpig gis det kun produksjonsstøtte til grønt hydrogen.⁷

I studien Hydrogen4EU⁸ fra 2021 har IFPEN, SINTEF og Deloitte Finance anslått at hydrogenetterspørselen i EU kan øke til 30 millioner tonn per år i 2030 og opptil 100 millioner tonn per år til 2050 i to scenarioer der EUs klimamål blir realisert. En fordeling av etterspørselen på ulike sektorer kan sees i Figur 4. Som det fremgår av figuren, er det særlig i industrien og til transportformål hydrogen blir en viktig energibærer.

FIGUR 04 ETTERSPORSEL ETTER HYDROGEN FRA ULIKE SEKTORER I EU FOR ULIKE ÅR FOR TO ULIKE VEIER MOT 2050. Mth₂

Kilde: IFPEN, SINTEF og Deloitte Finance (2021)



5 Det finnes en del unntak i regelverket, blant annet for prisområder med store innslag av fornybar kraftproduksjon. Regelverket vil også strammes til gradvis i løpet av 2020-tallet, og er derfor mindre strengt i dag.
6 EC (2021) - Forslag til nytt gassmarkedsdirektiv
7 Energi og Klima (2023) - Hydrogen: Tyskland får stort importbehov – Norge kan bli viktigste leverandør
8 IFPEN, SINTEF and Deloitte Finance (2021) – Hydrogen4EU – Charting Pathways to Enable Net Zero

3.2 Blått hydrogen vil ha lavere utslipp og kostnader enn hydrogen produsert med strøm fra dagens kraftsystem i EU

I en studie av SINTEF⁹ konkluderes det med at blått hydrogen vil ha lavere verdikjedeutslipp enn grønt hydrogen produsert ved elektrolyse med strøm fra det europeiske kraftsystemet til godt ute på 2030-tallet. Anslag på utslippsintensiteten for de to formene for hydrogenproduksjon kan sees i figuren under.¹⁰

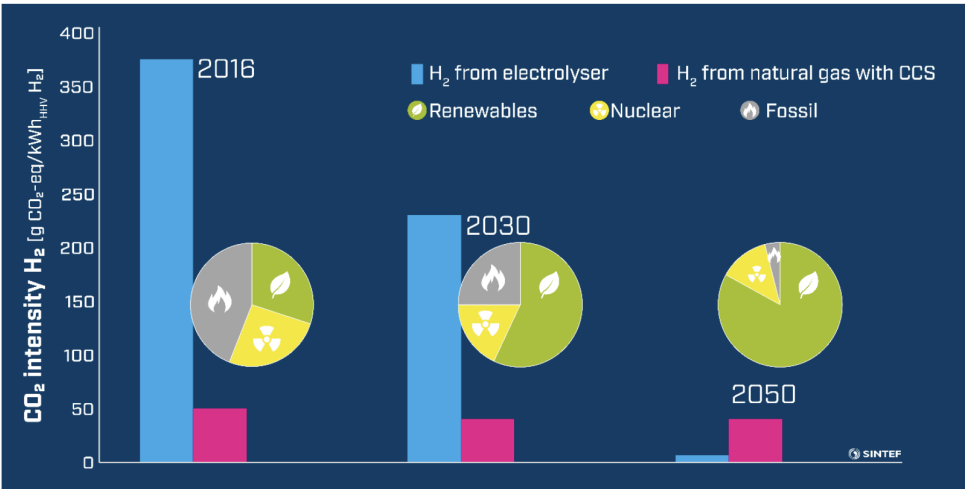
I Hydrogen4EU studien, har IFPEN, SINTEF og Deloitte Finance også sett på hvordan hydrogen kan bidra til å kutte utslipp i det europeiske energisystemet. I studien sammenlignes kostnadene for Europa ved to ulike veier mot dekarbonisering i 2050 – én med betydelig fokus på fornybar energi, og én der et større spekter av løsninger tas i bruk for å oppnå utslippskutt.

I begge scenarioene oppnås 55 % utslippskutt i 2030 og klimanøytralitet i 2050. De fant at utviklingen av en full verdikjede for CO₂-fangst og -lagring, inkludert negative utslipp fra BECCS og DACCS¹¹, er avgjørende for å realisere klimaambisjonene til EU.

Studien finner at hydrogen vil produseres på ulike måter i begge scenarioer, som vist i Figur 6. Blått hydrogen ('Reformer with CCS' i figuren) spiller en fremtredende rolle i begge scenarioene, men volumene er langt høyere når det er mindre føringer for bruk av fornybar energi. I 2040, ser vi at det produseres nesten 50 millioner tonn blått hydrogen i *Technology Diversification*, mens det er i overkant av 30 millioner tonn i *Renewables Push*. Analysen finner også at veien mot klimanøytralitet som tegnes opp i *Technology Diversification*, er langt rimeligere enn *Renewables Push*, med en samlet besparelse over de neste tre tiårene på € 1000 milliarder. I rapporten konkluderes det med at en mer åpen tilnærming til teknologivalg gir en rimeligere vei til netto null utslipp.¹²

FIGUR 05 UTSLIPPSINTENSITET FOR ULIKE TYPER HYDROGEN FOR 2016, 2030 OG 2050
CO₂ intensitet H₂ (g CO₂-eq/kWh_{HHV} H₂)

Kilde: SINTEF (2019)



9 SINTEF (2019) – Hydrogen for Euro
10 EU har siden SINTEFs rapport kom ut hevet ambisjonsnivået for utslippskutt mot 2030, noe som vil virke i retning av lavere forventet utslipp fra hydrogen produsert ved elektrolyse. Samtidig har også EU vedtatt at det på sikt vil stilles strenge krav om at hydrogenproduksjon må være knyttet til ny fornybar kapasitet for å kunne regnes som fornybart, noe som ikke er tatt høyde for i SINTEFs beregning. Dersom man antar at det er et begrenset antall gode fornybarprosjekter i Europa, vil den indirekte effekten av et slikt krav være at det blir vanskeligere for andre kraftforbrukere å få tilgang på fornybar kraft.
11 Bioenergi med CO₂-fangst og -lagring (BECCS) og karbonfangst fra luft (Direct Air Carbon Capture and Storage - DACCS) gir negative utslipp fordi det gir en netto reduksjon i CO₂ i atmosfæren.
12 De skriver at «The Technology Diversification pathway underscores the value of adopting an agnostic approach with a level playing field between technologies and supply options and provides for a least-cost pathway to net-zero emissions.» Kilde: IFPEN, SINTEF and Deloitte Finance (2021) – Hydrogen4EU – Charting Pathways to Enable Net Zero

3.3 Blått hydrogen kan bidra til å nå europeiske klimamål med lavere konfliktnivå rundt areal, natur og miljø

En viktig fordel ved å satse på blått hydrogen, er at det kan redusere behovet for å bygge ut arealkrevende fornybar energikapasitet. Mot 2030 har Europakommisjonen foreslått et mål om 20 millioner tonn fornybart hydrogen, hvorav halvparten fra import.

Skal hele dette volumet produseres ved bruk av fornybar kraft, kreves det omkring 1 000 TWh, over 6 ganger mer enn Norges samlede kraftproduksjon.¹³ Samtidig er etterspørselen etter fornybar kraft også svært stor til andre formål, inkludert dekarbonisering av kraft- og industrisektorene, hvor det fortsatt er store innslag av fossile brenslere, og etterspørselen er ventet å øke kraftig framover.

Flere har pekt på at areal- og miljøkonflikter kan bli utfordrende fremover når enorme volumer ny fornybar kraftproduksjonskapasitet skal bygges ut i Europa.

Det samlede tilgjengelige arealet er begrenset og fornybarprosjekter må konkurrere med andre hensyn som landbruk og biodiversitet, i tillegg til lokal motstand mot utbygging. McKinsey trekker særlig frem biodiversitet som en begrensende faktor som vil bli stadig viktigere ettersom oppmerksomheten rundt behovet for å bevare biodiversitet og naturområder er økende både globalt og i EU.¹⁴ I 2022 vedtok FN en naturavtale som skal sørge for en global snuoperasjon for å stoppe og reversere tap av natur. Blant de viktigste målsetningene i avtalen er å verne 30 % av all natur på land, 30 % av verdens hav, elver og innsjøer og restaurere 30 % av all ødelagt natur innen 2030.¹⁵ I EU forhandles det sommeren 2023 om et rammeverk med krav om restaurering av natur.¹⁶

EU har et strategisk mål om å fase ut avhengigheten av russisk naturgass, og har et sterkt fokus på å øke produksjonen av hydrogen. Blått hydrogen representerer en viktig mulighet for å nå europeiske klimamål med mindre areal- og miljøkonflikter enn dersom man skal satse på grønt hydrogen alene.

3.4 En storstilt satsning på blått hydrogen kan raskt gi skalaeffekter i et nytt europeiske hydrogenmarked

Ved å satse tidlig på blått hydrogen, kan Europa raskere etablere infrastruktur for transport og lagring av hydrogen, og dermed legge til rette for økt opptak av alle typer hydrogen med lave utslipp i ulike sluttbrukersegment.

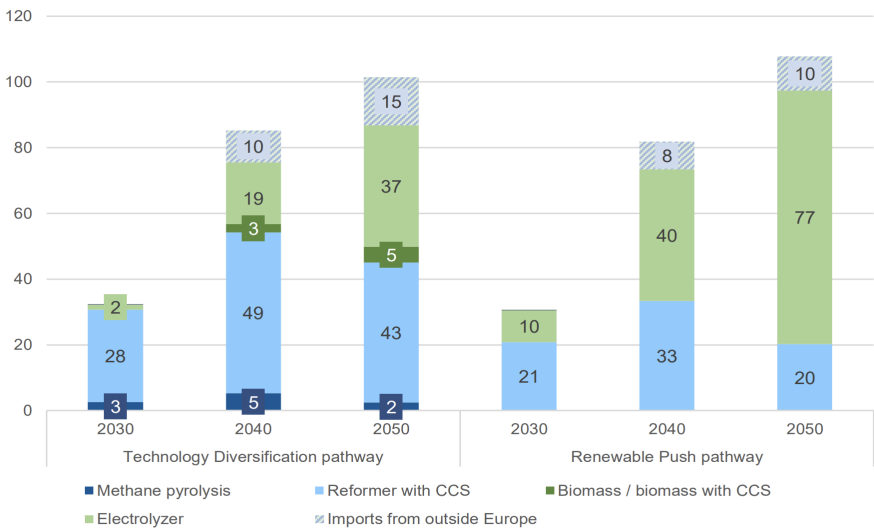
I EUs hydrogenstrategi fra 2020 pekes det på at blått hydrogen kan ha en viktig rolle på kort og mellomlang sikt for å få ned utslippene fra eksisterende hydrogenproduksjon, som i EU tilsvarer 70-100 millioner tonn CO₂ per år og for å støtte opp om en parallell utvikling av grønt hydrogen.¹⁷ En stegvis tilnærming innebærer at man med etableringen av blått hydrogen kan dra nytte av eksisterende gassinfrastruktur og dermed videreføre og øke nytteverdien av infrastrukturen på sikt.

Utnyttelse av eksisterende gassrørledninger kan bli viktig når Europa skal bygge opp en ny infrastruktur for transport og lagring av hydrogen.

Det europeiske infrastrukturnettverket for hydrogen, European Hydrogen Backbone, hvor Gassco deltar sammen med andre infrastrukturaktører fra 28 land, utarbeider en felles plan for et sammenhengende hydrogennettverk i Europa. Nettverkets visjon for 2040 er et hydrogenrørledningsnettverk på 53 000 km hvorav av 60 % er gjenbruk av naturgassrørledninger og 40 % består av nye hydrogenrørledninger.¹⁸

I tillegg til at en satsning på blått hydrogen vil kunne akselerere utbyggingen av en europeisk hydrogeninfrastruktur, vil det også føre til en modning av markedet for CO₂-håndtering og en infrastruktur for transport og lagring av CO₂. I EUs hydrogenstrategi pekes det blant annet på muligheten for å installere fangstanlegg for CO₂ på eksisterende anlegg for hydrogenproduksjon fra naturgass.¹⁹ Infrastrukturen som bygges for å transportere og lagre CO₂ fra disse anleggene, vil også kunne utnyttes av andre aktører i Europa som vil ta i bruk CO₂-fangst for å kutte egne utslipp.

FIGUR 06 PRODUKSJON AV HYDROGEN MED ULIKE TEKNOLOGIER FOR 2030, 2040 OG 2050 FOR TO ULIKE SCENARIOER. Mth₂ Kilde: IPFEN, SINTEF og Deloitte Finance (2021)



Utnyttelse av eksisterende gassrørledninger kan bli viktig når Europa skal bygge opp en ny infrastruktur for transport og lagring av hydrogen.

13 Anslaget er basert på en antakelse om et kraftbehov på 50 kWh per kg grønt hydrogen.
14 McKinsey (2023) – Land: A crucial resource for the energy transition
15 FN (2023) - FNs Naturavtale
16 EC (2023) – Nature Restoration Law

17 Eropaparlamentet (2022) - Renewable hydrogen: what are the benefits for the EU?
18 European Hydrogen Backbone (2022) - European Hydrogen Backbone grows to meet REPowerEU's 2030 hydrogen targets
19 Europakommisjonen (2020) – A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe

4

BLÅTT HYDROGEN KAN GI STORE INDUSTRIELLE MULIGHETER FOR NORGE

Norge har et godt utgangspunkt for å kunne bli Europas viktigste leverandør av blått hydrogen.

Vi har store naturgassressurser som kan utvinnes og transporteres med minimale utslipp, vi har et internasjonalt konkurransefortrinn innen CO₂-fangst og -lagring, og vi har kort avstand og eksisterende infrastruktur som knytter oss til det europeiske markedet. En satsning på blått hydrogen vil bidra til å bygge opp flere nye grønne verdikjeder på norsk sokkel, og dra nytte av den

kompetansen og industrielle kapasiteten som er bygget opp rundt dagens olje- og gassindustri. Ved å fjerne og permanent lagre klimagassene fra naturgassen, kan energiresursene på norsk kontinentalsokkel bidra til at Norge kan fortsette å være en stabil og pålitelig energileverandør samtidig som vi bidrar til å nå andre lands klimamål. Blått hydrogen kan også bidra til å nå ambisiøse norske klimamål, særlig gjennom utslippskutt i industrien og maritim sektor.



4.1 Norge har konkurransefortrinn som produsent og leverandør av blått hydrogen

For å kunne bli en konkurransedyktig leverandør av blått hydrogen til Europa, kreves tilgang på naturgass med lave utslipp knyttet til utvinning og transport, infrastruktur, geologi og kompetanse for CO₂-håndtering, samt kortest mulig geografisk avstand til sluttbrukermarkedet i EU. Norge har store fortrinn sammenlignet med alternative leverandører på alle disse områdene.

Flere EU-land ser også på Norge som en viktig leverandør av blått hydrogen. Våren 2023 inngikk Norge og EU et grønt alliansesamarbeid, et strategisk, uforpliktende samarbeid om klima- og energiomstilling. Avtalen viser blant annet til at hydrogen vil spille en viktig rolle i dekarboniseringen av industri og transport i Europa, og at både Norge og EU har høye ambisjoner knyttet til produksjon og bruk av både blått og grønt hydrogen. Avtalen anerkjenner den viktige rollen blått hydrogen vil ha framover.²⁰

Norge har også inngått en avtale med Tyskland om å styrke det bilaterale energi-, klima- og industrisamarbeidet. Partene skriver blant annet at Tyskland ser på Norge som en partner som kan produsere og levere hydrogen. For å raskest mulig realisere store volumer hydrogen med lave eller ingen utslipp, vil partene i fellesskap planlegge bruk av blått hydrogen fra naturgass med CO₂-fangst og -lagring i en overgangsperiode.²¹ Videre er partene enige om å utforske mulighetene for å etablere en rørledning for å transportere hydrogen fra Norge til Tyskland og CO₂ fra Tyskland til Norge.

20 Regjeringen (2023) Norway-EU Green Alliance
21 Regjeringen (2023) - Joint Statement - Germany – Norway - Hydrogen

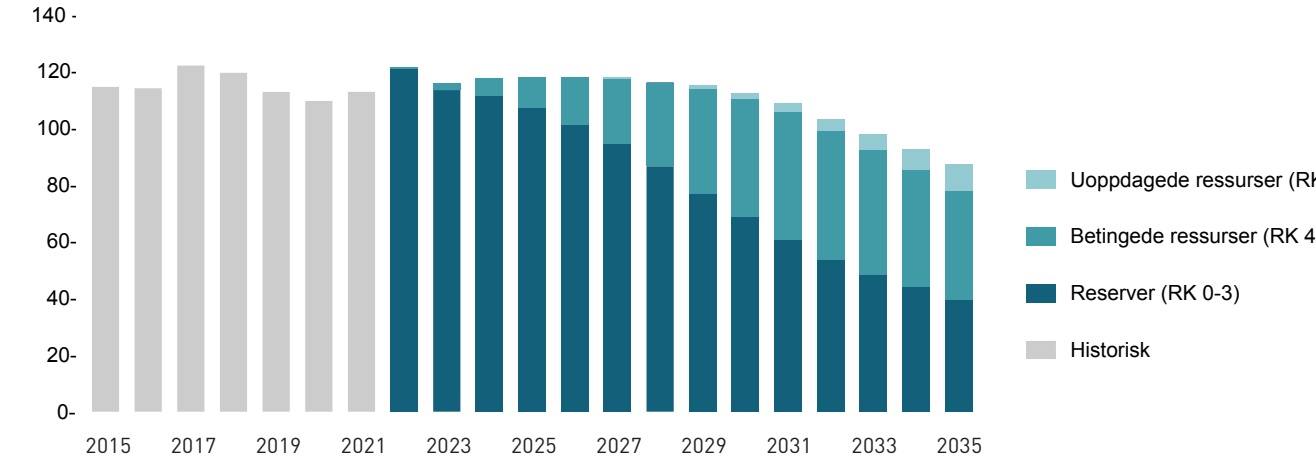
4.2 Norske naturgassressurser har et enormt energipotensial

Norge har betydelige naturgassressurser, og har i mange år vært Europas viktigste gassleverandør sammen med Russland. I 2022 produserte Norge 122 milliarder Sm³ naturgass, noe som tilsvarer et energiinnhold på 1 360 TWh, nesten 10 ganger mer enn den samlede norske kraftproduksjonen. Som det fremgår av Figur 7, forventes produksjonen å holde seg stabilt på rundt 120 milliarder Sm³ også de kommende årene for, så å falle betydelig.

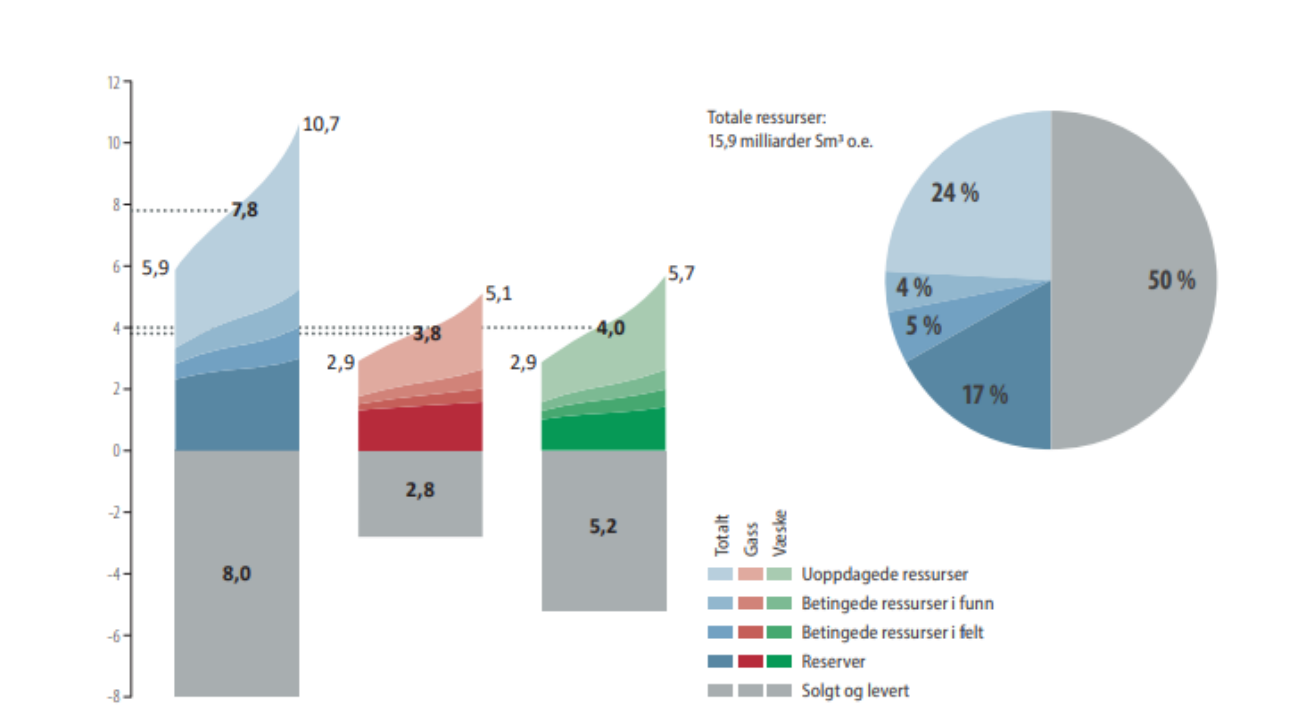
For å hindre en nedgang i gassproduksjonen på norsk sokkel som er større enn den forventede etterspørselen, så vil det framover måtte tas beslutninger om utvinning av ressurser som allerede er funnet (betingede ressurser), samt arbeides for å finne uoppdagede ressurser. Norge har fortsatt store, uoppdagede naturgassreserver som etter Oljedirektoratets vurdering kan utvinnes.

Oljedirektoratet anslår at opptil 65 % av de norske gassressursene ennå ikke er utvunnet, hvorav en betydelig andel av potensialet ligger i foreløpig uoppdagede ressurser. Som vist i Figur 8, utgjør den samlede utvinningen av norsk gass siden utvinningen først startet og frem til i dag omkring 2,8 milliarder Sm³ oljeekvivalenter, men det er anslått at det kan gjenstå nesten dobbelt så mye (5,1 mrd. Sm³ o.e.) i uoppdagede reserver ifølge Oljedirektoratet. Gassressursene på norsk sokkel representerer fortsatt en svært viktig potensiell energikilde for Europa.

07 HISTORISK OG FORVENTET SALG AV GASS FRA NORSK SOKKEL
Milliarder Sm³ gass



08 NORSKE PETROLEUMSRESSURSER VED INNGANGEN TIL 2022.
Milliarder Sm³ o.e.



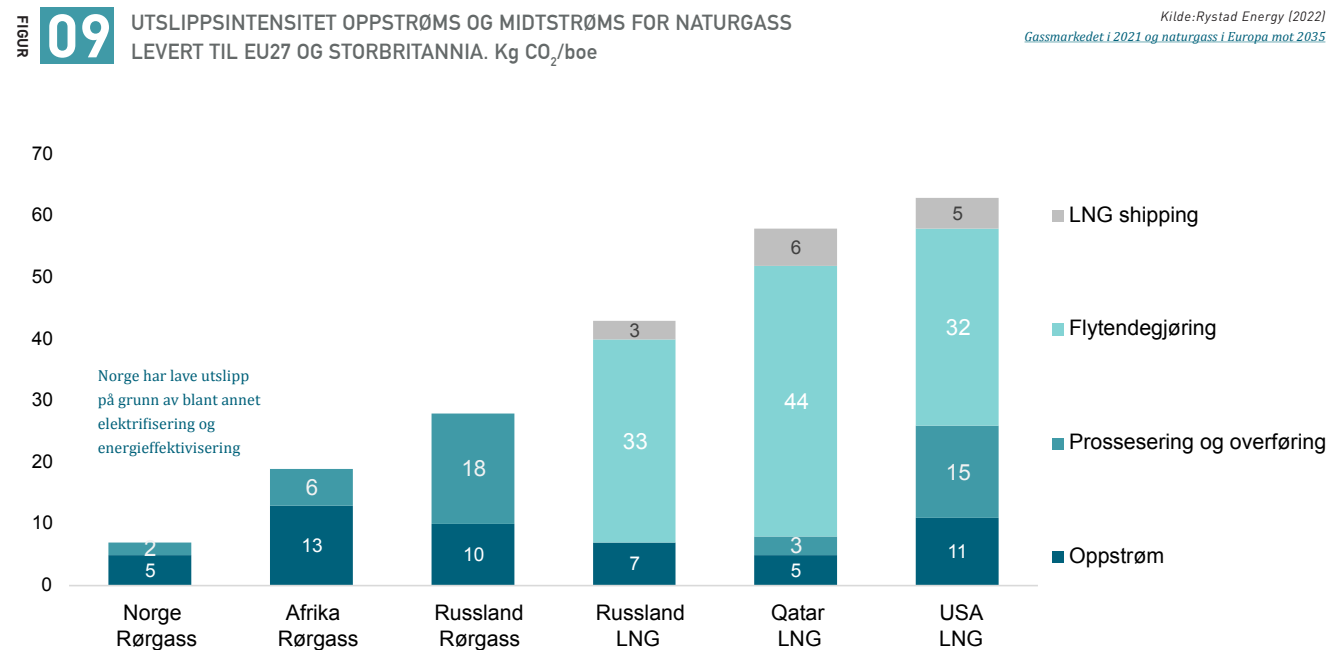
4.3 Norsk naturgass har langt lavere utslipp enn andre kilder

Ved produksjon av blått hydrogen fjernes og lagres det aller meste av CO₂en som ellers ville blitt sluppet ut i atmosfæren ved forbrenning av naturgassen. For at blått hydrogen skal bidra til å realisere store utslippsreduksjoner, bør også utslippene knyttet til utvinning og transport av naturgassen være lave. Her har Norge et betydelig fortrinn, som en leverandør av naturgass til Europa med svært lave utslipp i produksjon (oppstrøms utslipp).

Flere studier peker på at norsk rørgass har betydelig lavere oppstrøms utslippsintensitet sammenlignet med både LNG- og rørgassleveranser fra andre land. En gjennomgang av Equinors rørgassleveranser til Tyskland viser til CO₂- og metanutslipp i verdikjeden med en total utslippsintensitet på 2.8 gCO₂e./MJ, helt fra leting, utvikling og så videre til distribusjon til sluttbruker. Rystad Energy (2021) har også sammenlignet norske rørgassleveranser

med andre leverandører til Europa og finner at rørgassleveranser fra Algerie er nesten tre ganger så utslippsintensiv, og fra Russland over fire ganger, mens LNG-leveranser fra Qatar og USA er henholdsvis 8 og 10 ganger mer utslippsintensive enn norsk rørgass. De høye utslippene til LNG-leveranser skyldes utslipp fra flytendegjøring av gass for transport, transport på skip og utslipp knyttet til eventuell omdanning tilbake til gassform.

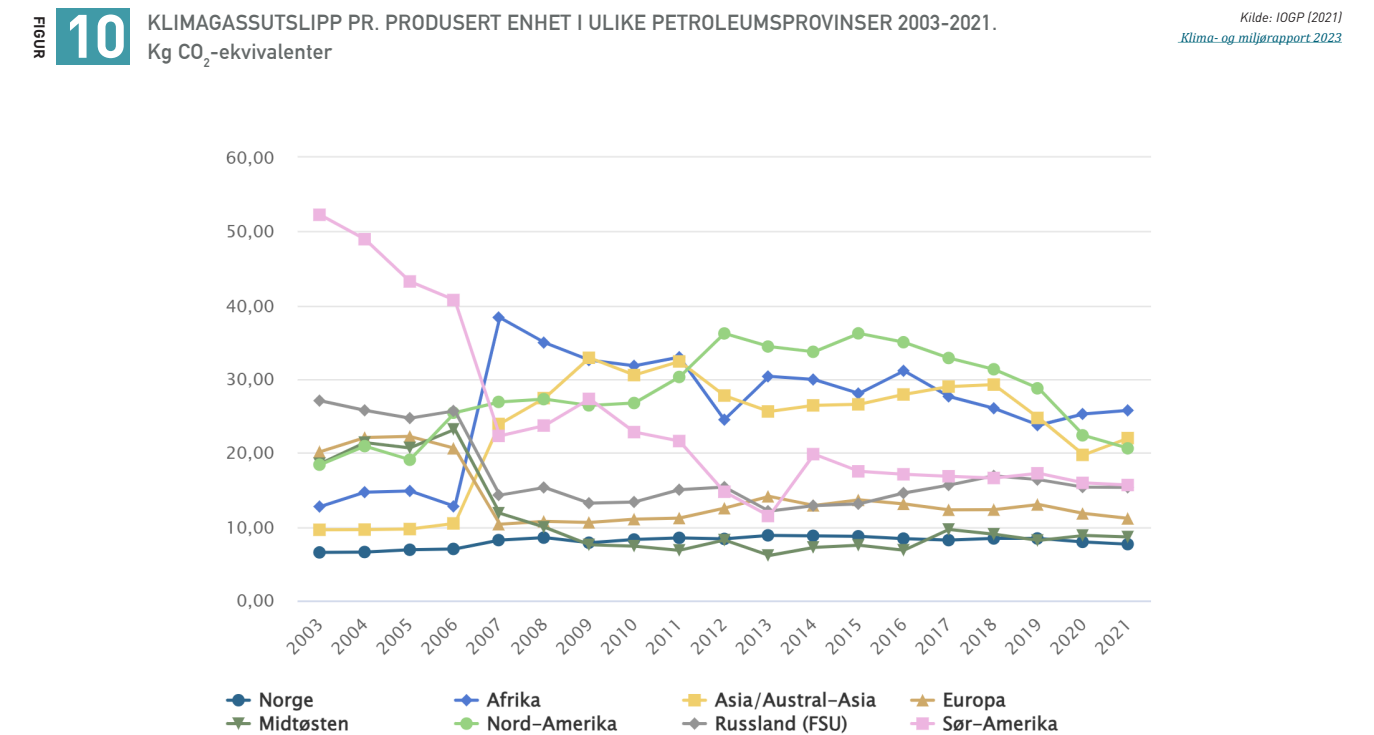
I Figur 9 vises utslippsintensiteten for naturgass importert til EU og Storbritannia fra ulike regioner. Som det fremgår, stiller norsk rørgassimport i en særklasse. Den lave utslippsintensiteten fra norsk rørgass gjør seg også gjeldende ved produksjon av blått hydrogen hvor man unngår det aller meste av dagens forbrenningsutslipp. Fordelen ved norsk rørgass overfor andre regioner blir da enda mer fremtredende.



De lave produksjons- og transportutslippene fra norsk naturgass vil gi Norge viktige konkurransefortrinn overfor andre leverandører av naturgass eller blått hydrogen til EU av to årsaker:

For det første setter EUs definisjon av lavkarbonhydrogen strenge krav til hvor store oppstrøms utslipp av klimagasser som kan knyttes til produksjonen av blått hydrogen kan være for at det skal kunne klassifiseres som 'lavkarbon'. Samtidig er det stadig viktigere for europeiske virksomheter og myndigheter å kunne dokumentere at bruk av ulike varer og energibærere er i tråd med EUs langsiktige mål om grønn omstilling, og det er derfor svært viktig for en produsent av blått hydrogen å kunne dokumentere oppfyllelse av disse kravene. De lave oppstrøms utslippene fra norsk naturgassutvinning er derfor et viktig bidrag til at blått hydrogen fra Norge kan klassifiseres som lavkarbon.

For det andre legger EU stadig større vekt på verdikjedeutslipp knyttet til importerte råvarer. I 2023 ble det vedtatt å innføre en CO₂-grensejusteringsmekanisme (CBAM) som skal sikre at importerte varer til EU pålegges en avgift for oppstrøms klimagassutslipp for å sikre like konkurranseforhold med produksjon av hydrogen i Europa. Hydrogen er en av varene som omfattes av CBAM fra oppstarten av, noe som sikrer at produsenter med lave oppstrøms utslipp kan oppnå en lavere samlet kostnad enn produsenter med høye utslipp. For produksjon av blått hydrogen basert på norsk naturgass, vil dette gi en økt konkurransefordel overfor eventuelle andre leverandører av blått hydrogen eller naturgass til Europa.



4.4 Norge har verdensledende kompetanse på CO₂-håndtering og et stort potensial for geologisk lagring

Utover tilgang på naturgass med lave oppstrøms utslipp, vil teknologi og industriell kapasitet for fangst, transport og lagring av CO₂ være en helt sentral del av verdikjeden for blått hydrogen. Norge har en rekke industrielle og naturgitte fortrinn sammenlignet med andre leverandører av blått hydrogen:

1. Teknologi og kompetanse

Norge har ledende teknologi- og kompetansemiljøer innenfor CO₂-fangst og -lagring, der industrien og forskningsmiljøer samarbeider tett om å utvikle best mulig løsninger. I snart 20 år har CLIMIT-programmet finansiert forskning og kompetansebygging på CCS-teknologi i Norge, og fra 2008 har vi hatt FME-sentere for karbonfangst og -lagring. Teknologisenteret på Mongstad er også er internasjonalt anerkjent testsenter for CO₂-fangst, som har vært avgjørende for å teste og redusere risikoen knyttet til fangstløsningen som blant annet er valgt på Norcem sitt CCS-prosjekt i Brevik.²²

Hydrogen er svært lettantennelig og eksplosivt, samtidig er ammoniakk en giftig gass. Gode rutiner og kunnskap om trygg håndtering av hydrogen

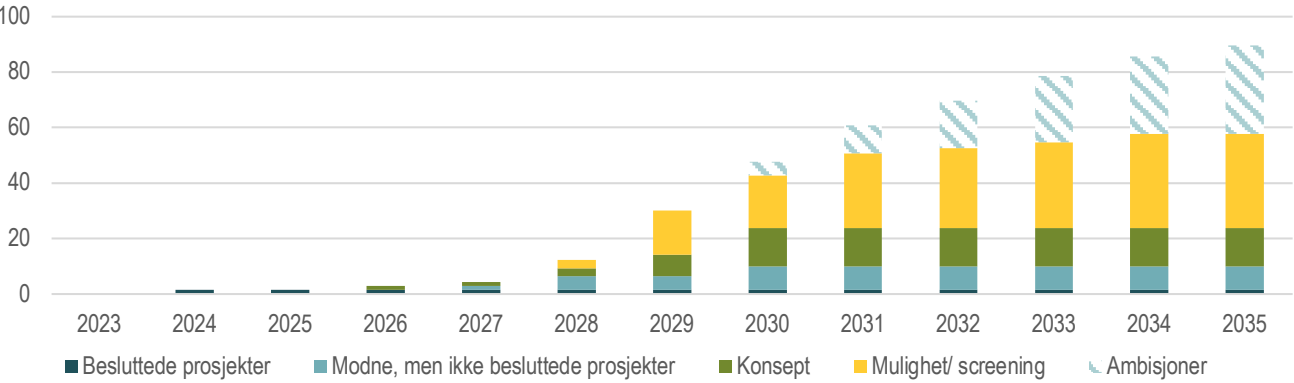
vil være avgjørende når det skal bygges opp til en sentral del av det europeiske energisystemet. Norsk olje- og gassindustri er verdensledende på teknisk sikkerhet og HMS, og mange av de prinsippene og den metodikken industrien har utviklet over de siste tiårene er overførbare til produksjon, transport, lagring og bruk av blått hydrogen og ammoniakk.

2. Industriell kapasitet

Norge ligger ikke bare langt fremme på forskningsfronten innen CCS, men er også i gang med å realisere verdens første fullskala verdikjede for transport og lagring av CO₂ fra ulike kilder med Langskip-prosjektet. Den første utnyttelsestillatelsen for CO₂-injeksjon og -lagring ble tildelt høsten 2018 og allerede fra 2024 kan transport- og lagringsleverandøren Northern Lights ta imot og lagre 1,5 millioner tonn CO₂ på norsk sokkel. Aktørene på norsk sokkel har planer om å bygge ytterligere lagringskapasitet for CO₂ i årene som kommer. I statusrapporten for KonKrafts klimastrategi for 2023, ble det samlet inn informasjon om selskapenes planer for årlig CO₂-injeksjon på sokkelen frem mot 2035. Kartleggingen viser et årlig injeksjonspotensial fra tildelte og en utlyst lisens på nærmere 43 mt CO₂ i 2030, se Figur11. Inkludert et par av selskapenes lagringsambisjoner (skravert i figur) som ennå ikke er knyttet til en lisens er potensialet nærmere 90 mt CO₂ i 2035.

FIGUR 11 FORVENTET ÅRLIG CO₂-LAGRINGSKAPASITET FOR PROSJEKTER PÅ SOKKELEN Mt CO₂ per år

Kilde: KonKraft Statusrapport 2023



22 Energi21 (2022) – Strategi 2022

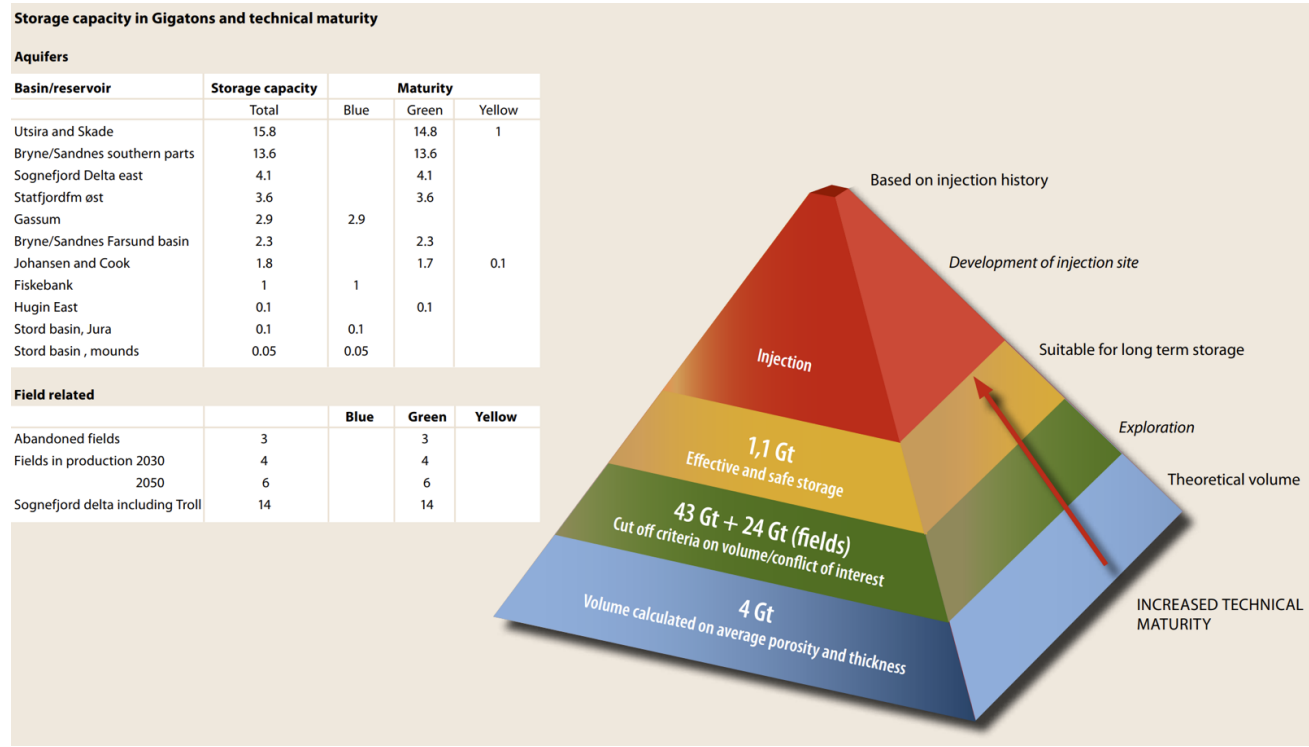
For en norsk satsning på CO₂-fangst og -lagring, er det også en stor fordel at vi allerede har en etablert fysisk, organisatorisk og storskala infrastruktur for olje og gass på sokkelen i form av anlegg, fartøy og rørledninger offshore, støttet av infrastruktur og logistikk på land. Denne sammenhengende energiverdikjeden vi være av stor betydning når det skal bygges nye verdikjeder for fangst, transport og lagring av CO₂ på norsk sokkel.

3. Naturgitte fortrinn

Norge har gode forutsetninger og kapasitet for å lagre CO₂ på en trygg måte i geologiske formasjoner. I 2022 lanserte Oljedirektoratet et CO₂-lagrings-atlas,²³ der det er identifisert et potensial for å lagre minst 80 milliarder tonn CO₂ på en trygg måte på norsk sokkel, hvorav det aller meste i Nordsjøen. Potensialet for CO₂-lagring på ulike lokasjoner i Nordsjøen og med ulike grad av modenhet kan sees i Figur12.

FIGUR 12 POTENSIAL FOR CO₂-LAGRING I NORDSJØEN Gigatonn

Kilde: OD (2022)



23 Oljedirektoratet (2022) – CO₂-lagringsatlas for Nordsjøen

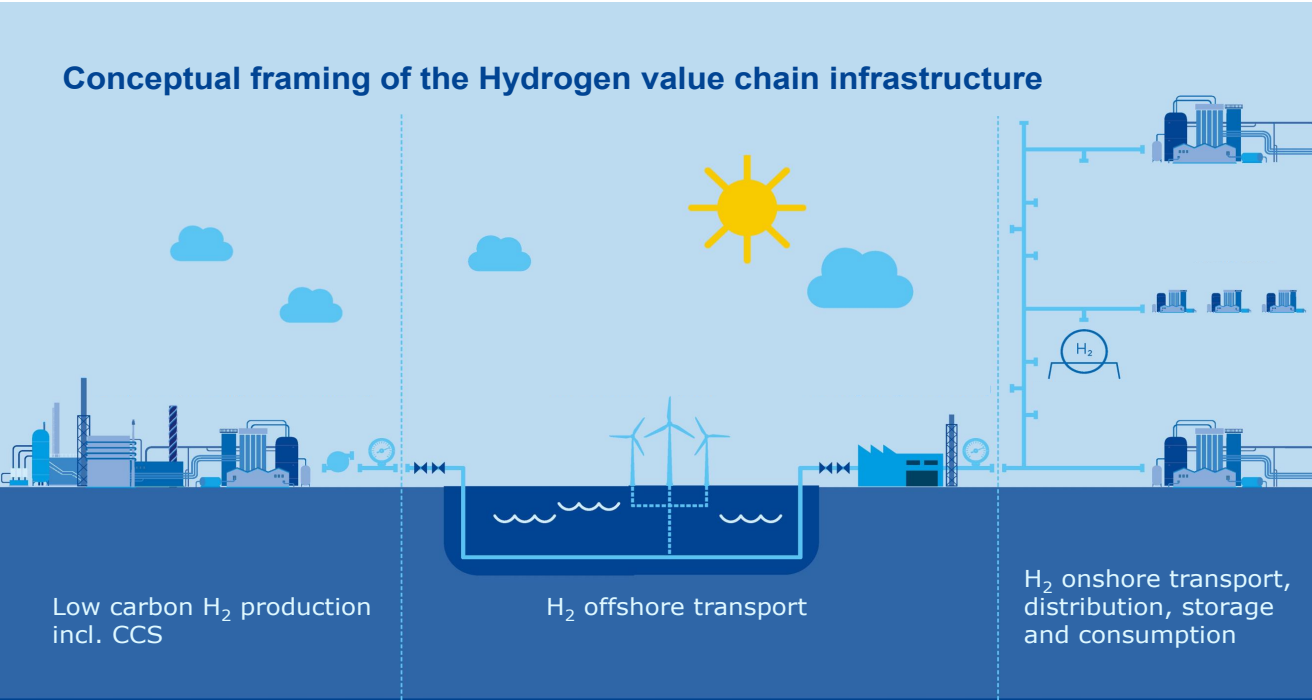
4.5 Norge har kort avstand til Europa og konkrete planer om hydrogenrør

Hvis blått hydrogen skal eksporteres til Europa, vil kortest mulig avstand være et fortrinn for å minimere utslipp og kostnader knyttet til transport til sluttbruker. Rørtransport vil være den mest aktuelle transportformen fra Norge, ifølge en studie av Oslo Economics m.fl.²⁴ De fant at en tilpasning av eksisterende naturgassledninger og nye rørledninger for distanser opptil 1600 km vil ha lavere transportkostnader enn med skip og konkluderer med at for transport fra Sørvest-Norge til kontinentet (en avstand på ca. 1000 km) vil rørledning være det mest kostnadseffektive alternativet.

Det arbeides allerede med å se på muligheten for å bygge en rørledning for hydrogen mellom Norge og Tyskland. Gassco, som har arkitektrollen for hydrogeninfrastrukturen i Norge, utarbeider på vegne av og i samarbeid med et konsortium bestående av flere selskaper, en mulighetsstudie av den tekniske og økonomiske gjennomførbarheten for storskala transport av hydrogen fra Norge til Tyskland, som illustrert i Figur 13. Gassco ser på alternativer for en rørledning med årlig eksportkapasitet på 2-4 millioner tonn hydrogen, noe som gir rom til store mengder av både blått og grønt hydrogen. Studien omfatter både et helt nytt rør eller en kombinasjon av nytt rør og gjenbruk av eksisterende rørledningsnett. Det tyske energibyrået Dena gjør samtidig en studie knyttet til markedspotensialet for blått hydrogen. Mulighetsstudiene forventes ferdigstilt i løpet av 2023.

FIGUR 13 MODELL FOR TYSK-NORSK SAMARBEID PÅ ENERGIOMRÅDET

Kilde: Gassco (2023)



24 Oslo Economics (2023) – Sammenhengende verdikjeder for hydrogen

4.6 Blått hydrogen kan sikre mange arbeidsplasser og verdiskaping i Norge

Lykkes Norge i satsningen på å bygge opp fullskala hydrogenverdikjeder, vil det kunne skape en betydelig mengde arbeidsplasser og skatteinntekter knyttet til leting etter og utvinning av naturgass, produksjon og transport av blått hydrogen og verdikjeden for fangst, transport og lagring av CO₂ på norsk sokkel. I tillegg vil en tidlig satsning på blått hydrogen kunne legge til rette for eksportmuligheter for norske leverandørbedrifter innen utstyr for produksjon, transport, lagring og forbruk av hydrogen innen ulike segmenter.

McKinsey (2022) anslår at initiativer knyttet til hydrogenverdikjeden i Norge kan gi over 30 000 nye årsverk fram til 2030.²⁵ Anslaget knytter seg til en realisering av tre målsetninger:

- Produksjon av 250 000 tonn hydrogen i 2030, noe som bidrar til å dekke Norges behov for hydrogen til industri, transport og maritim sektor og kutter norske utslipp med 1,7 millioner tonn CO₂.
- Produksjon og eksport av 2,5 millioner tonn blått hydrogen per år til Europa, noe som dekker 12 % av EUs samlede hydrogenetterspørsel og kutter over 20 millioner tonn CO₂ i 2030.
- Eksport av utstyr for elektrolyse og sluttforbruk til globale markeder, med mål om 5 % markedsandel for elektrolysører og 9 % markedsandel for utstyr til sluttforbruk.

I en annen studie har Menon (2022) forespurt dagens norske aktører innen blått og grønt hydrogen om forventet markedsutvikling mot 2030. Aktørene anslår at de vil kunne sysselsette nesten 6 000 årsverk i 2030.²⁶

EU har som ambisjon å redusere bruken av utslippsintensive energibærere drastisk mot 2050, og en andel av de norske gassreservene kan gjennom dekarbonisering til blått hydrogen ytterligere bidra til at EU når sine utslippsmål. På den måten kan Norge fortsette å være en pålitelig energileverandør som bidrar til å levere energi med lave eller ingen utslipp. Olje- og gassnæringen er en av de største arbeidsgiverne i Norge, og ved å tilrettelegge for dekarbonisering av naturgass kan blått hydrogen bidra til at disse arbeidsplassene bevares også gjennom energiomstillingen. I den nye industrielle satsingen vil kompetansen fra petroleumsnæringen ha stor overføringsverdi og for å lykkes med blått hydrogen er det behov for en parallell utvikling av verdikjeder for CO₂-håndtering.

Etter 2026 er det planlagt få nye utbygginger på norsk sokkel. Dersom det ikke utvikles en aktiv nasjonal strategi for videre leting og utbygging, vil de politiske veivalgene kunne medføre store konsekvenser for norsk leverandørindustri og mange arbeidsplasser langs hele kysten i Norge. Industrien trenger flere ben å stå på. Prosjekter innenfor olje og gass, hydrogen, karbonfangst og -lagring og havvind vil kunne bidra til en fortsatt høy aktivitet i leverandørindustrien.

25 McKinsey (2022) – Norge i morgen

26 Menon (2022) – Verdien av den norske hydrogennæringen – Status og fremtidsutsikter

4.7 Blått hydrogen kan også bidra til å nå ambisiøse norske klimamål, særlig i industri og maritim sektor

Norge har, i likhet med EU, satt seg ambisiøse mål for utslippskutt. Innen 2030 skal norske utslipp reduseres med 55 prosent sammenlignet med 1990-nivå og innen 2050 nær null. Tilgang på energi med lav- og nullutslipp i produksjon- og bruksfasen vil være avgjørende for at Norge skal nå disse målene. For sektorer som er krevende å dekarbonisere ved direkte bruk av elektrisitet eller batterier, vil hydrogen være en viktig del av løsningen. I likhet med Europa, vil bruk av hydrogen være særlig aktuelt i norsk industri, maritim sektor, luftfart og tungtransport.

Ifølge Oslo Economics, vil det de kommende ti årene være særlig aktuelt å bruke hydrogen og hydrogenderivater til maritim transport og industrielle prosesser.²⁷ Omkring 225 000 tonn hydrogen som forbrukes i norsk industri i dag er basert på fossil energi uten CO₂-fangst og -lagring, noe som er antatt å føre til årlige CO₂-utslipp på nær 1,8 millioner tonn.²⁸ Utskiftning ved bruk av blått eller grønt hydrogen kan dermed gi betydelige utslippsreduksjoner. I Miljødirektoratets oppdaterte kunnskapsgrunnlag om utslippsreduksjonspotensial i Norge anslås det et utslippsreduksjonspotensial knyttet til å ta i bruk hydrogen i industrien i 2030 på 1 mtCO₂e, hvorav størsteparten er knyttet til utslippsreduksjoner fra grønn hydrogenproduksjon for ammoniakk ved Yara Porsgrunn.²⁹ I tillegg til å redusere utslippene fra industri knyttet til eksisterende bruk av hydrogen, vurderer flere industriaktører å erstatte fossile brensler med hydrogen. Smelteverket Eramet Titanium & Iron vil for eksempel teste ut bruk av hydrogen som reduksjonsmiddel i stedet for kull.

Innenfor maritim sektor er hydrogen og hydrogenderivater som ammoniakk og

e-fuels pekt på som særlig aktuelle lav- og nullutslippsalternativer. Norge har en høyteknologisk maritim sektor med flere prosjekter for uttesting av fremdriftsteknologier som tar i bruk lav- og nullutslippsdrivstoff. Verdens første hydrogenrevne ferge Hydra ble satt i drift i Norge i 2023. DNV har estimert et potensial for utslippsreduksjoner innen maritim sektor og tungtransport på rundt 1 mtCO₂ pr år innen 2030.³⁰ Miljødirektoratet peker på bruk av hydrogen som et sentralt tiltak for å kutte utslipp i skipsfarten. Sommeren 2023 har den internasjonale maritime organisasjonen IMO lansert nye ambisjoner for utslippskutt innenfor internasjonal skipsfart, med mål om å kutte utslippene med 20-30 % innen 2030 målt mot 2008, og 5 til 10 % av energibruken til skipsfarten skal være nullutslippsenergi. I 2040 skal utslippene reduseres med 70-80 % og innen 2050 skal de være redusert til null. Blått hydrogen kan bli viktig for å nå disse ambisiøse målene, og Norge kan ta en viktig rolle internasjonalt i å omstille energibruken i skipsfarten til hydrogen eller hydrogenderivater.³¹

For å realisere disse potensialene og eventuelt oppnå enda større utslippskutt, trenger Norge tilgang på store mengder hydrogen med lave utslipp. I årene fremover vil tilgangen på fornybar kraft kunne utgjøre en utfordring for produksjon av grønt hydrogen. Norge har historisk hatt et betydelig kraftoverskudd de fleste år,³² men grunnet stort behov for kraft til nye industrisatsninger og elektrifisering av aktiviteter som i dag bruker fossil energi, er det ventet at Norge vil gå mot en betydelig strammere kraftbalanse mot andre halvdel av 2020-tallet. Statnett peker eksempelvis i sin nyeste langsiktige markedsanalyse på et forbigående underskudd i kraftbalansen rundt 2030 i basisscenarioet før ny produksjon fører til et overskudd mot 2035. Ved å i størst mulig grad ta i bruk blått hydrogen, kan Norge oppnå utslippskutt i industrien og maritim sektor, med et mindre press på kraftbalansen på mellomlangt sikt.

²⁷ Oslo Economics (2023) – Sammenhengende verdikjeder for hydrogen

²⁸ Basert på tall fra NVE (2019) – Hydrogen i det moderne energisystemet

²⁹ Miljødirektoratet (2022) – Grønn omstilling- klimatilaksanalyse for petroleum, industri og energiforsyning

³⁰ LO og NHO (2023) – Forslag fra LO og NHO til en norsk hydrogenstrategi

³¹ Regjeringen (2023) – Historisk beslutning om nullutslipp for internasjonal skipsfart

³² Statnett (2022) – import- og eksporttall på statnett.no



BLÅTT HYDROGEN KAN BIDRA TIL Å NÅ KLIMAMÅL

Som vist i foregående kapitler, vil det være behov for store mengder hydrogen med lave utslipp for å realisere norske og europeiske klimamål på en effektiv måte. Norge har store fortrinn som mulig leverandør av blått hydrogen ved at vi har store energiressurser på norsk sokkel, verdensledende teknologi og industriell kapasitet innen verdikjeden for CO₂-håndtering og kort avstand til sluttbrukermarkeder på kontinentet som muliggjør utbygging av dedikert rørinfrastruktur for eksport av hydrogen.

Ved å dra nytte av disse fortrinnene og de mulighetene det skaper for industriell vekst, arbeidsplasser og skatteinntekter, kan Norge forsyne Europa og verden med blått hydrogen produsert fra naturgass.

5.1 Selv med utvikling av alle påviste funn, vil norsk gassproduksjon avta raskt etter 2030 uten videre leting og utvikling

Fram mot 2050, vil EU og Storbritannia fortsatt ha behov for naturgass som en del av energimiksen. Dess mer av naturgassen som kan gjøres utslippsfri gjennom omforming til blått hydrogen, dess lettere vil det være å nå europeiske klimamål. For at Norge skal kunne levere naturgass og blått hydrogen for å dekke etterspørselen i Europa også frem mot 2050, må det letes, finnes og utvinnes mer naturgass i Norge. Uten ny produksjon vil norsk gassproduksjon falle fra 122 milliarder kubikkmeter (bcm) i dag, til 54 bcm i 2040 og 17 bcm i 2050 som vist i Figur 14.

5.2 Gassetterspørselen i Europa mot 2050 er usikker, men alt tyder på stort markedspotensial for norsk gass

I Figur 15 vises tre framskrivninger av etterspørselen etter naturgass i Europa mot 2050.

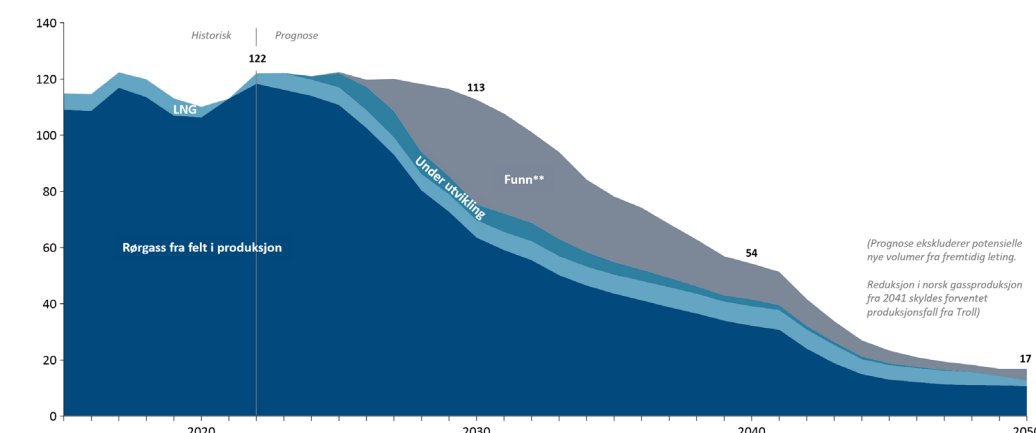
- I figuren til venstre er det lagt til grunn at målene i EUs fit-for-55-pakke nås (inkludert netto null i 2050) og Storbritannias Net Zero-pakke.
- I figuren til høyre er det lagt til grunn et gjennomsnitt av etterspørselsscenarioer fra ulike kilder.
- Figuren under viser en framskrivning gitt IEAs scenario for annonserte intensjoner og mål.

I alle tre tilfeller ser vi et kraftig fall i etterspørselen etter naturgass til 2050, men det er et betydelig raskere fall i etterspørselen etter 2020-tallet i sistnevnte.

Videre vises forventet leveranse av gass fra ulike kilder. Det er lagt til grunn at russiske gassleveranser ligger på 30 bcm også framover, langt under historiske leveranser nivåer på rundt 160 bcm årlig. Som det fremgår av figurene, er det i alle tre framskrivningene et betydelig gjenværende markedspotensial som ikke dekkes inn av de forventede leveransene fra Norge, Russland, LNG, innenlandsk produksjon og rørgass fra andre land. Markedspotensialet vil være enda høyere dersom russisk gass fases ut fullstendig.

FIGUR 14 NORSK GASSPRODUKSJON* 2015-2050
Milliarder kubikkmeter (bcm)

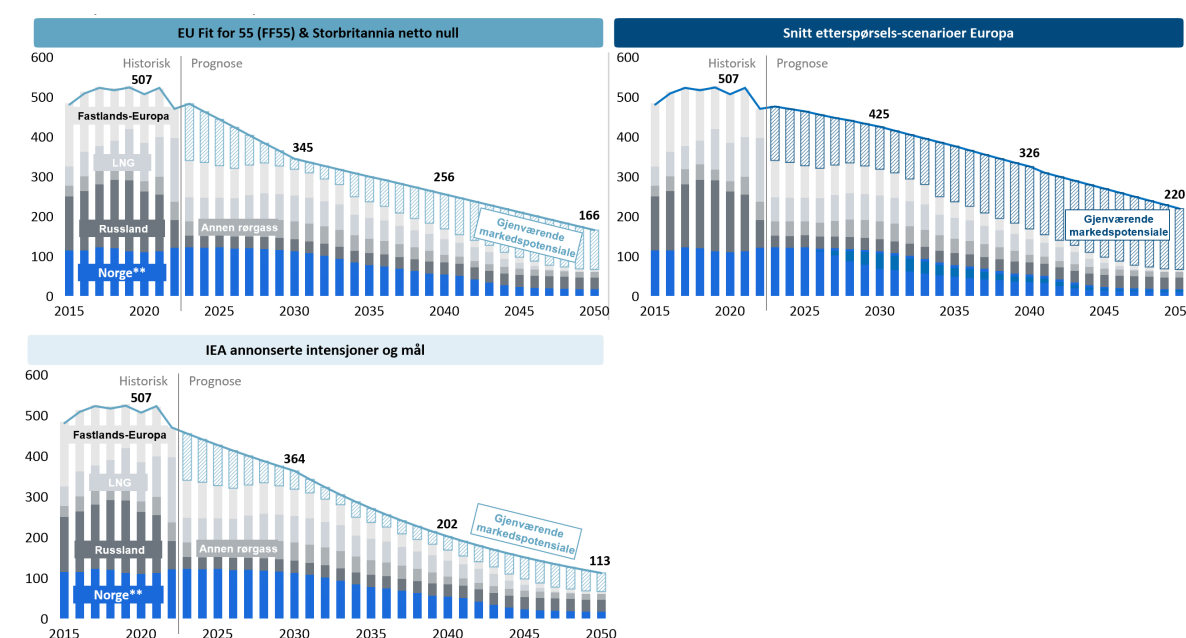
Kilde: Rystad Energy analyser, Rystad Energy GasMarketCube, Oljedirektoratet



*Produksjonstallene inkluderer ikke NGL og er uten bidrag fra fremtidig leting. Antatt 40 MJ energiinnhold for gass. Historiske tall og prognose til og med 2032 er basert på tall fra Oljedirektoratet (Sokkelåret 2022 og Ressursrapport 2022), prognose 2032-2050 er basert på RE GasMarketCube; **Volumer fra påviste funn per juni 2023 som ikke er besluttet utbygget enda. Ikke inkludert DNOs funn i juli 2023, Carmen, på estimerte median å 175 millioner fat oljeekvivalenter, tilsvarende ca. 28 bcm gass.

FIGUR 15 ETTERSØRSEL ETTER NATURGASS I EU27 OG UK
OG LEVERANSER FRA ULIKE KILDER 2015-2050

Kilde: Rystad Energy (2023)



**Norsk tilbud av gass ekskludert volumer fra fremtidig leting. Inkludert volumer fra påviste funn per juni 2023, inkluderer ikke DNOs funn Carmen på estimerte ~28 bcm. Tilbud inkluderer kontraherte LNG- og rørgassvolumer per i dag, samt forventet/sannsynlig produksjon fra Norge og Fastlands-Europa.

5.3 Norge kan fortsette å være en helt sentral leverandør av naturgass til Europa fram mot 2050

I det gjenværende markedspotensialet i de tre framskrivningene i Figur 16 ligger det store muligheter for Norge. Til venstre i Figur 16 vises den markedsandelen norsk gass teoretisk sett kunne hatt, dersom hele det gjenværende markedspotensialet ble dekket av økte norske leveranser, gitt et scenario der Russland fortsatt eksporterer rundt 30 bcm og Europa forfølger sin ambisiøse klimapolitikk (Fit-for-55 i EU og Net Zero i UK).

Til høyre i samme figur er dette teoretiske markedspotensialet sammenlignet med forventede leveranser fra norske felt i produksjon, felt under utvikling og påviste funn.

Som det fremgår, er det et betydelig gjenværende markedspotensial, selv dersom alle påviste funn blir utviklet. Fra 2030-2050 er det anslåtte gjenværende totale markedspotensialet som vist i figuren på nesten 1700 bcm. Dette skyldes i all hovedsak at de russiske gassleveransene har falt bort. Men det betyr videre at gapet som må dekkes årlig mellom 2030 og 2050 tilsvarer mellom 110 og 140 bcm hvert år.

Som en stabil og pålitelig energileverandør til Europa, som leverer naturgass med lave oppstrøms utslipp, er Norge godt posisjonert til å ta betydelige andeler av det gjenværende markedspotensialet. Som det også fremgår av figuren, er Norge imidlertid avhengig av å finne tilstrekkelige mengder konkurransedyktige volumer som kan utvinnes i tide dersom vi skal kunne bidra til å dekke en større del av det europeiske gassmarkedet mot 2050.

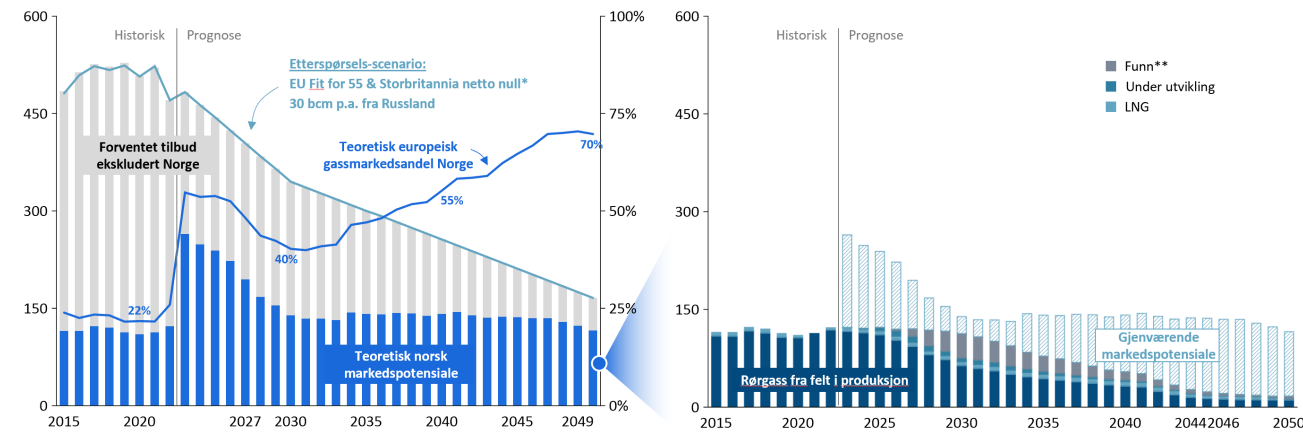
Figur 17 viser gjenstående totale markedspotensial for naturgass i Europa i perioden 2030-2050 gitt de tre ulike scenarioene for etterspørsel i Figur 15, i hvert tilfelle med enten 30 bcm eller ingen russiske gassleveranser. Disse volumene er sammenholdt med totale uoppdagede gassressurser fra åpne områder i Norge, fordelt på Barentshavet sør, Norskehavet og Nordsjøen. På tvers av scenarioer vil det være rom for størsteparten av det samlede estimerte volumet på uoppdagede gassressurser på rundt 1100 bcm i det europeiske markedet.

Gitt størrelsen på markedspotensialet for gass framover vil det kunne gi gode utsikter for fortsatt leting på norsk sokkel utover 2030- og 2040-tallet.

Den gjennomsnittlige ledetiden for samtlige felt som produserer eller har produsert på norsk sokkel er 13 år. For felt med oppgitt funnår etter år 2000 så er imidlertid gjennomsnittlig ledetid 6-7 år, og for

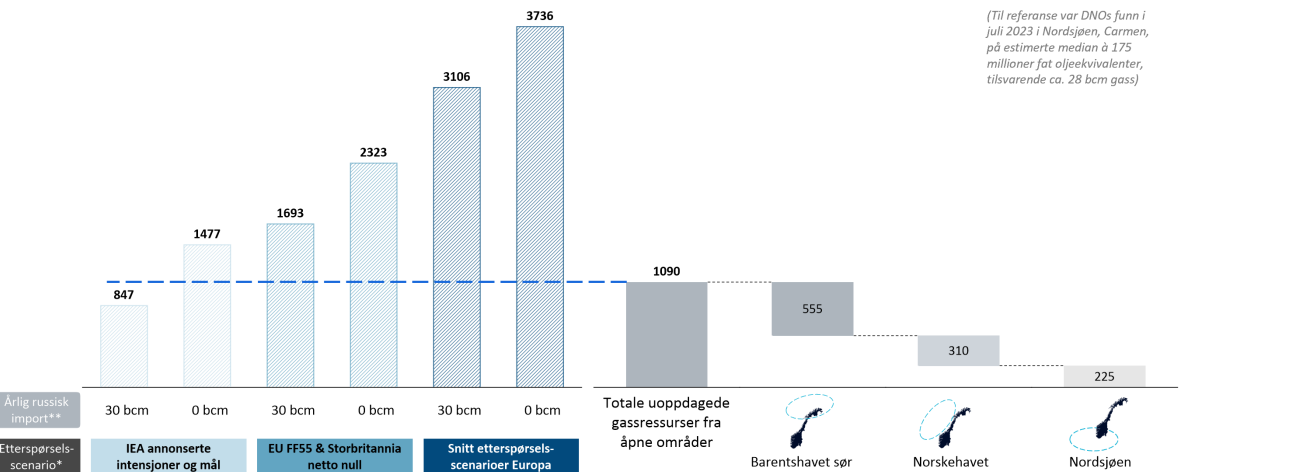
flere av feltene er den under tre år, viser et notat fra Offshore Norge. Fortsatt leteaktivitet på norsk sokkel øker sannsynligheten for at det gjøres funn som kan bygges ut raskt og levere energi til Europa også framover i tid, ettersom markedspotensialet fortsatt vil være betydelig.

FIGUR 16 TEORETISK NORSK GASSMARKEDSANDEL I EUROPA
Milliarder kubikkmeter (venstre akse); Norsk andel av europeisk gassmarked, % (høyre akse)
Kilde:Rystad Energy (2023)



Til venstre: Teoretisk norsk gassmarkedssandel i Europa. Til høyre: Teoretisk norsk markedssandel sett opp mot rørgass- og LNG-leveranser fra eksisterende felt, felt under utvikling og funn (Inkludert påviste funn per juni 2023, inkluderer ikke DNOs funn Carmen på estimerte ~28 bcm).

FIGUR 17 GJENVÆRENDE MARKEDSPOTENSIAL FOR NATURGASS 2030-2050
Milliarder kubikkmeter (bcm)
Kilde:Rystad Energy (2023)



Gjenstående markedspotensial for naturgass 2030-2050 i ulike scenarioer for etterspørsel og russiske gassleveranser (venstre) og oversikt over uoppdagede gassressurser fra åpne områder i Norge (høyre). **Til referanse: med russisk gjennomsnittlig import 2015-2019 på 160 bcm i året, ville Russland totalt sett kunne levert 3200 bcm i tidsperioden 2030-2050.

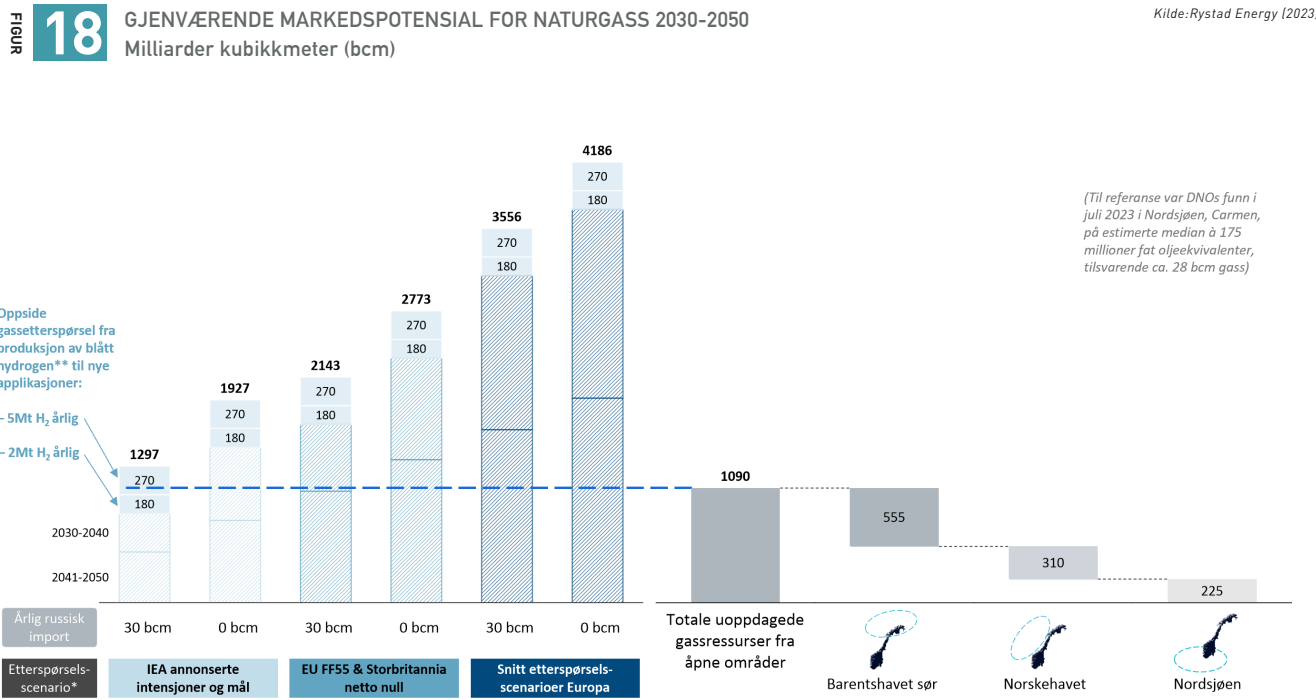
5.4 Blått hydrogen vil kutte utslippene fra naturgass og andre fossile kilder

Naturgass brukes i dag allerede til å produsere grått hydrogen, det vil si uten fangst og lagring av CO₂. Der hvor blått hydrogen fra norsk naturgass direkte erstatter grått hydrogen produsert i Europa (potensielt også fra norsk naturgass) medfører ikke dette endret etterspørsel etter naturgass samlet sett (om vi antar at energiforbruk knyttet til karbonfangst- og lagring ikke bidrar til økt gassforbruk), men utslippene går ned siden CO₂ en fanges og lagres istedenfor å slippes ut i atmosfæren ved produksjon av hydrogenet.

I tilfeller der blått hydrogen erstatter direkte bruk av naturgass, vil endringen i naturgassetterspørselen begrense seg til forskjellen i effektivitet mellom de to verdikjedene.³³ I tilfeller der blått hydrogen

erstatte andre energikilder som kull og/eller olje, for eksempel ved at det tas i bruk i maritim sektor eller i stålindustrien, vil blått hydrogen isolert sett kunne øke naturgassetterspørselen. Nye hydrogenapplikasjoner i transport eller industrisektoren krever ny infrastruktur og derfor lenger tid til å kunne ta i bruk hydrogen, i motsetning til kunder som i dag bruker grått hydrogen som raskt vil kunne konvertere til blått hydrogen.

I Figur 18 vises det teoretisk hvordan etterspørselen etter naturgass øker i perioden 2030-2050 gitt økt forbruk av blått hydrogen til erstatning for olje og kull på 2 eller 5 millioner tonn hydrogen årlig. Rystad anslår at dersom en antar at det trengs 4,5 bcm naturgass per million tonn blått hydrogen (inkludert 20 % energitap) gir dette ytterligere akkumulert gassetterspørsel på 180 bcm og 450 bcm respektivt.



Gjenværende markedspotensial for naturgass 2030-2050 i ulike scenarier for etterspørsel og russiske gassleveranser (venstre) og oversikt over uoppdagede gassressurser fra åpne områder i Norge (høyre). **Til referanse: med russisk gjennomsnittlig import 2015-2019 på 160 bcm i året, ville Russland totalt sett kunne levert 3200 bcm i tidsperioden 2030-2050.

33 F.eks. knyttet til forskjeller i energiforbruk ved produksjon, lagring og transport mellom naturgass og blått hydrogen.

KILDER

European Hydrogen Backbone (2022), European Hydrogen Backbone grows to meet REPowerEU's 2030 hydrogen targets <https://ehb.eu/newsitems#european-hydrogen-backbone-grows-to-meet-repower-eu-s-2030-hydrogen-targets>

European Commission (2020), A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0301> Equinor (2021), Greenhouse gas and methane intensities along Equinor's Norwegian gas value chain.

Hydrogen4EU (2022), Hydrogen for Europe study – 2022 edition.

Institut für Energie- und Umweltforschung (2023), Analyse der Treibhausgasintensitäten von LNG-Importen nach Deutschland. [https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/Publikationen/Ressourcen/WPKS-Studie-CO₂Bilanz_Analyse_der_Treibhausgasintensitaet_C3A4ten_LNG.pdf](https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/Publikationen/Ressourcen/WPKS-Studie-CO2Bilanz_Analyse_der_Treibhausgasintensitaet_C3A4ten_LNG.pdf)

KonKraft (2023), Framtidens energinæring på norsk sokkel, klimastrategi mot 2030 og 2050 – statusrapport 2023.

LO og NHO (2023), Forslag fra LO og NHO til en norsk hydrogenstrategi.

Menon (2022), Verdien av den norske hydrogenneringen. <https://www.menon.no/wp-content/uploads/2022-134-Verdien-av-den-norske-hydrogeneringen-1.pdf>

Miljødirektoratet (2022) – Grønn omstilling- klimatilaksanalyse for petroleum, industri og energiforsyning.

NVE (2019), Hydrogen i det moderne energisystemet. https://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_12.pdf

NVE (2021), Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2021-2040. https://publikasjoner.nve.no/rapport/2021/rapport2021_29.pdf

Oljedirektoratet (2022), Ressursrapport 2022. <https://www.npd.no/globalassets/1-npd/publikasjoner/rapporter/ressursrapporter/2022/no/ressursrapport-2022.pdf>

Oslo Economics, Greensight og Sintef (2023), Sammenhengende verdikjeder for hydrogen. Utredning for Olje- og energidepartementet.

Regjeringen (2023), Norway-EU Green Alliance <https://www.regjeringen.no/contentassets/debc1b0c0a2f47d1b77beb96d896cf45/20230420eu-norway-green-alliance-final.pdf>

Rystad Energy (2021), Utslippseffekten av produksjonskutt på norsk sokkel.

Statnett (2023), Langsiktig markedsanalyse Norge, Norden og Europa 2022-2050.

THEMA og Multiconsult (2022), Har vi fleksibilitet nok til å balansere kraftsystemet fram mot 2050? <https://www.regjeringen.no/contentassets/5f15fcec3143d1bf9cade7da6afe6e/no/sved/vedlegg4.pdf>

Deltakere i utarbeidelse av rapporten

- Hans Jorg
Aker Solutions
- Ottar Kristiansen
Aibel
- Lars Ole Bjørnsrud
TechnipFMC
- Torkild Reinertsen
Reinertsen New Energy
- Ulrik Olbjørn
Equinor
- Tone Etholm
Equinor
- Malene Sandøy
Horisont Energi
- Tomas Tronstad
Wilhelmsen New Energy
- Olav Lie
LO
- Christoffer Sahl
NHO
- Tyri Stugu
NHO
- Benedicte Solaas
Offshore Norge
- Heidi Kilemo
Rederiforbundet
- Sofie Helene Jebsen
THEMA Consulting Group (konsulent)
- Adrian Mekki
THEMA Consulting Group (konsulent)
- Sindre Kvil
KonKraft
- Marita Bjelland Botne
KonKraft

KonKrafts sekretariat

- Marita Bjelland Botne
Sekretariatsleder KonKraft
- Sindre Kvil
Rådgiver KonKraft

Medlemmer i KonKrafts råd

- Peggy Hessen Følsvik
Leder, LO
- Ole Erik Almlid
Administrerende direktør, NHO
- Hildegunn T. Blindheim
Administrerende direktør, Offshore Norge
- Harald Solberg
Administrerende direktør,
Norges Rederiforbund
- Stein Lier-Hansen,
Administrerende direktør, Norsk Industri
- Frode Alfheim
Forbundsleder, Industri Energi
- Jørn Eggum
Forbundsleder, Fellesforbundet
- Monica Th. Bjørkmann
Visepresident og norgessjef, Subsea 7
- Kjetil Hove
Konserndirektør,
Utvikling og produksjon Norge, Equinor
- Ståle Kyllingstad
Konsernsjef, IKM
- Jan T. Narvestad
Administrerende direktør, Rosenberg Worley
- Anne J. Møkster
Konsernsjef og administrerende direktør
Simon Møkster Shipping AS
- Simen Lieungh
Administrerende direktør, Odfjell Drilling

Medlemmer i KonKrafts arbeidsutvalg

- Benedicte Solaas
Offshore Norge
- Torbjørn Giæver Eriksen
Offshore Norge
- Knut Erik Steen
Norsk Industri
- Runar Rugtvedt
Norsk Industri
- Thomas Saxegaard
Norges Rederiforbund
- Lill-Heidi Bakkerud
Industri Energi
- Olav Lie
LO
- Mohammad Afzal
Fellesforbundet
- Per Øyvind Langeland
NHO



KonKraft