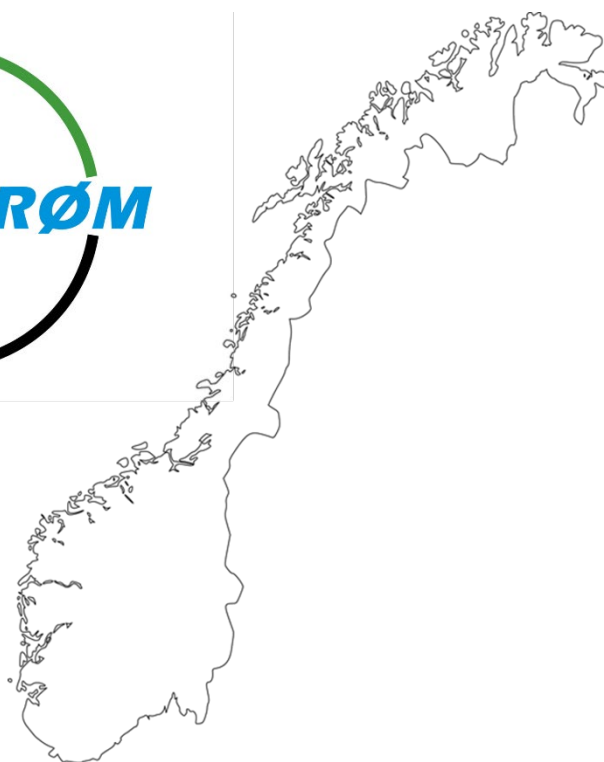


BLÅ STRØM – NORSK SOKKEL

Forstudie for gasskraftverk med CCS

November 2023



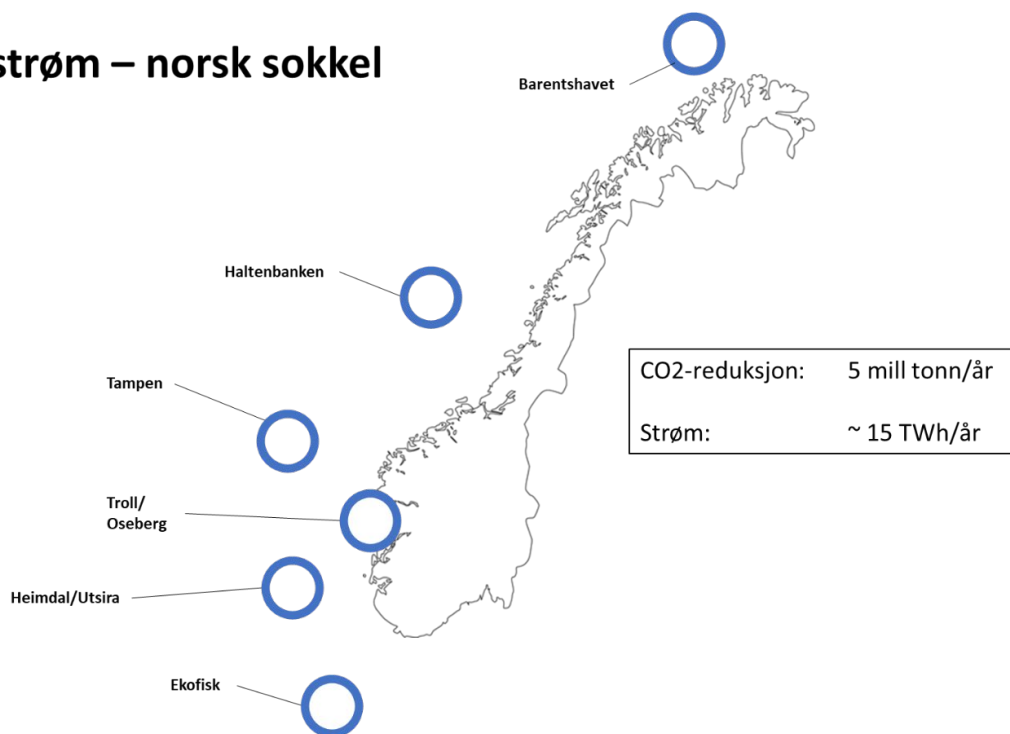
Innhold:

1	SAMMENDRAG	3
2	PROSJEKTBEKRIVELSE	4
2.1.	BAKGRUNN	5
2.1.1.	Norske klimamål	5
2.1.2.	Kraftsituasjonen i Norge	8
2.1.3.	Fornybar kraft	9
2.1.4.	Ressursknapphet	10
3	TEKNISK LØSNING	11
3.1.	KRAFTPRODUKSJON	11
3.2.	KARBONFANGSTANLEGG	12
3.3.	KRAFTDISTRIBUSJON	12
3.4.	SKROG	13
3.5.	SIKKERHET	14
3.6.	EFFEKTIVITET	14
3.7.	TEKNOLOGISK MODENHET	14
3.8.	OPERASJON	15
4	KARTLEGGING OG BEHOV	16
4.1.	AKTUELLE OMRÅDER	16
4.1.1.	Barentshavet	17
4.1.2.	Haltenbanken	17
4.1.3.	Tampen	18
4.1.4.	Troll/Oseberg	18
4.1.5.	Heimdal/Utsira	19
4.1.6.	Ekofisk	19
4.2.	KRAFTBEHOV, GASSFORBRUK OG CO ₂ -FANGST	20
4.3.	GASS-TILGANG	21
4.4.	CO ₂ -INJEKSJON	23
5	KLIMA OG MILJØ	27
5.1.	UTSLIPP AV KLIMAGASSER	27
5.2.	ANDRE UTSLIPP TIL LUFT	29
6	ØKONOMI	32
6.1.	FORUTSETNINGER	32
6.2.	STRØMPRIS	32
6.3.	TILTAKSKOSTNAD	34
7	TIDSPLAN	35
7.1.	IMPLEMENTERING	35
7.2.	LEVETID	35
8	KONKLUSJON	36
9	KILDER	37
	VEDLEGG 1	38
	VEDLEGG 2	39

1 Sammendrag

I lys av Norges klimamål, energikrise, ressursknapphet og svingninger i norsk kraftproduksjon har prosjektet evaluert bruken av flytende gasskraftverk med karbonfangst- og lagring (Blå strøm) for å elektrifisere petroleumsinstallasjoner i følgende områder; Barentshavet, Haltenbanken, Tampen, Troll/Oseberg, Utsira og Ekofisk (Figur 1). I tillegg til å møte energibehovet offshore, er det vurdert om løsningen kan avlaste nettet på land.

Blå strøm – norsk sokkel



Figur 1 Områder på norsk kontinentsokkel som er inkludert i prosjektstudien.

Løsningen i den studien vil resultere i en betydelig reduksjon av CO₂-utslipp, med en estimert reduksjon på 5 millioner tonn CO₂ årlig. Samtidig vil det genereres nærmere 15 TWh elektrisk kraft. Utslippsreduksjonen tilsvarer 10% av Norges totale CO₂-utslipp, 50% av CO₂-utslippene offshore, samt generere kraft tilsvarende 10% av det totale norske kraftforbruket.

Prisen for strøm produsert ved en slik løsning, som inkluderer CO₂-lager, men ikke kostnader knyttet til strømfordistribusjon via kabler eller ombygging av eksisterende enheter, anslås å ligge i området mellom 50 og 100 øre per kWh. Dette beløpet inkluderer ikke gasskostnader. I visse områder er det mulig å benytte gass som ellers ville blitt injisert, eller gass av en kvalitet som ikke er salgbar uten omfattende prosessering. Dersom langsiktig gasspris på 3,50 NOK/Sm³ legges til grunn, blir gasskostnaden omtrent 75 øre/kWh.

De to enhetene, i skissen, med installert effekt på 450 MW er tenkt tilknyttet landbaserte nettverk. Blå strøm-enhetene vil da fungere som balansekraft når forbruket eller produksjonen fra fornybare kilder varierer. Ved behov kan flere av de foreslåtte enhetene kobles til nettet på land og muligens redusere behovet for oppgraderinger i kraftnettet.

Blå strøm kan representere et betydelig bidrag for at Norge oppnår klimamål for 2030 og samtidig tar hensyn til en anstrengt kraftsituasjon. Det er realistisk å anta at 3-4 av disse enhetene kan være operative med strømproduksjon og CO₂-injeksjon før 2030, i tråd med fastsatte klimamål.

2 Prosjektbeskrivelse

Prosjektets mål

Petroleumsindustrien må kutte CO₂-utslipp og videre elektrifisering er den viktigste løsningen for å kunne bidra til større utslippsreduksjoner. Samtidig går vi mot et kraftunderskudd og i deler av landet en energikrise. Finnes det noen alternativer til strøm fra land og vindkraft?

Gasskraft med CCS, er en løsning som har vært diskutert og vurdert for enkelte elektrifiseringsprosjekter, gjerne som et alternativ til strøm fra land. Per dags dato er ikke denne løsningen valgt for noen prosjekter i Norge. Pris og umoden teknologi samt tilgang på gass og CO₂-lager har vært brukt som argumenter mot CCS.

Målet med prosjektet er å synliggjøre om flytende gasskraftverk med CCS kan være en løsning for elektrifisering av sokkelen for å oppnå pålitelig lav-karbon elektrifisering av offshore installasjoner.

Hvor passer det best, er det mulig, når kan det iverksettes, hvilken strømpris snakker vi om og hvilke forutsetninger må være på plass? Dette er noen av spørsmålene vi vil belyse i denne rapporten og forsøke å svare på.



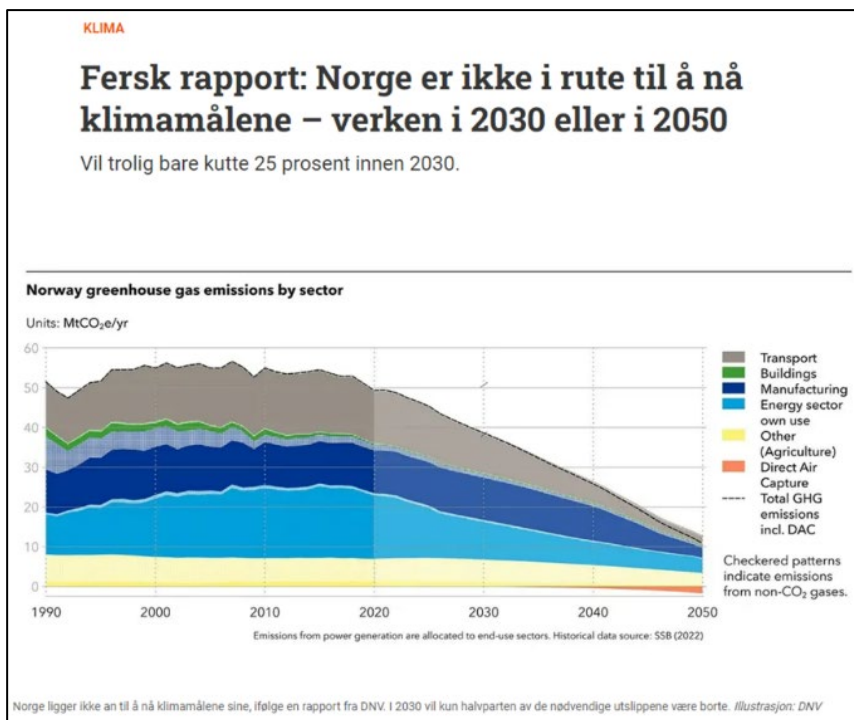
Figur 2 Områder på norsk kontinentalsokkel som er inkludert i prosjektstudien.

Tittel	Blå strøm – norsk sokkel
Prosjektbeskrivelse	Kan Blå strøm, gasskraft med CCS, representere en løsning for utfordringene på norsk sokkel? Prosjektet er initiert av Ocean-Power, med god deltakelse og bidrag fra Norsk Industri, Miljøstiftelsen Bellona og CapeOmega. Tusen takk til alle som har bidratt til å frembringe underlag inn i diskusjonen rundt CCS i Norge.
Prosjektperiode	09/23 - 11/23
Deltakere i prosjektet	Ocean-Power www.ocean-power.no Norsk Industri www.norskindustri.no Miljøstiftelsen Bellona www.bellona.no CareOmega www.capeomega.com
Kontaktperson	Erling Ronglan, CEO Ocean-Power AS Email: erling.ronglan@ocean-power.no Mobil : +47 958 53 222

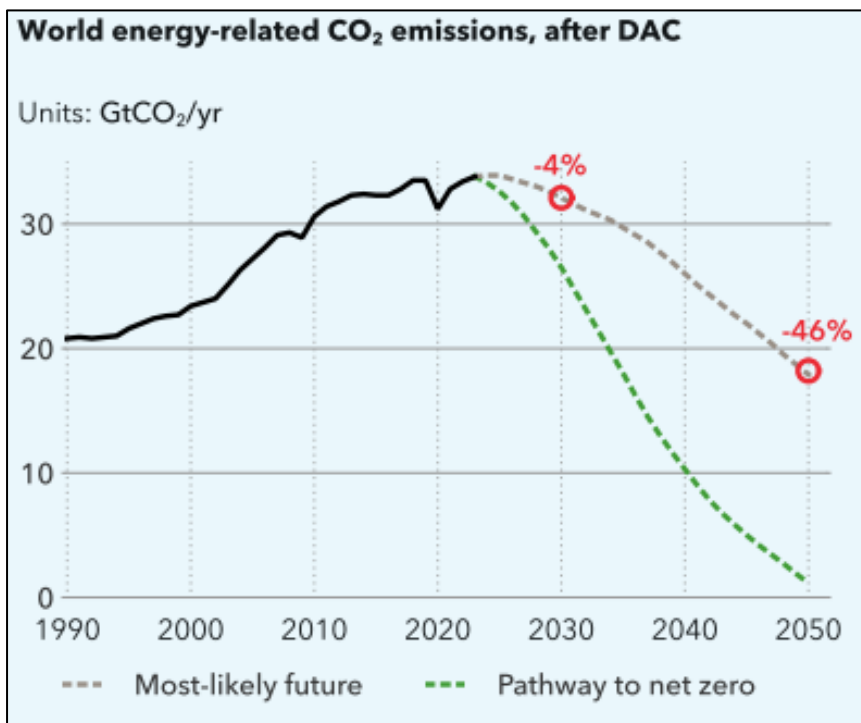
2.1. BAKGRUNN

2.1.1. Norske klimamål

De siste rapportene understreker betydelige utfordringer for Norge og offshoreindustrien med å oppnå målene for CO₂-reduksjon innen 2030 og 2050. En illustrasjon av denne problematikken fremkommer i Teknisk Ukeblads presentasjon av DNV-rapporten "Energy Transition Norway 2022", utarbeidet for Norsk Industri i november 2022.



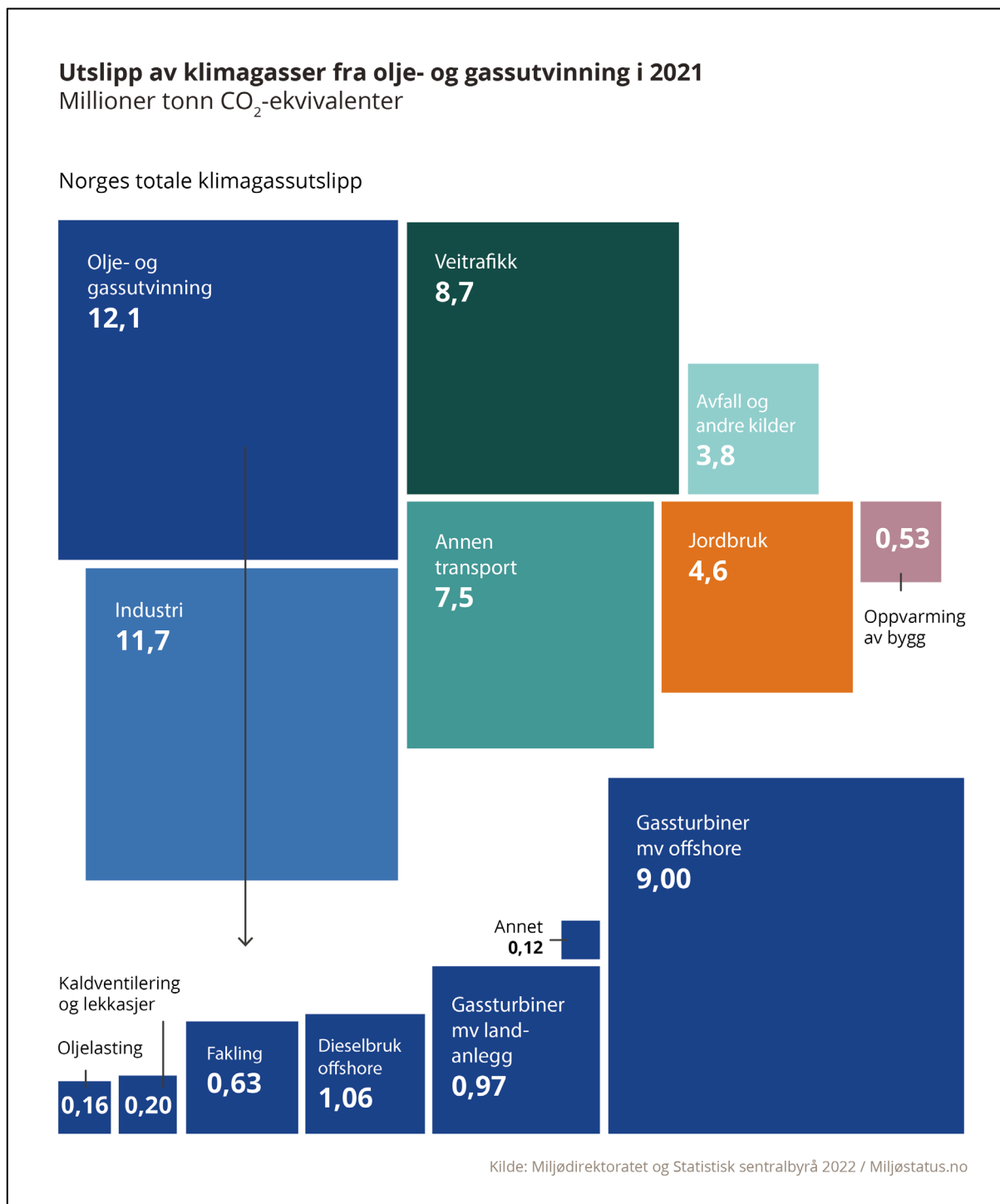
Figur 3 Å nå klimamålene er ifølge DNV (2022) svært utfordrende.



Figur 4 I følge DNV (2023) så viser trenden at vi har store utfordringer med å nå net-zero målene som er satt.

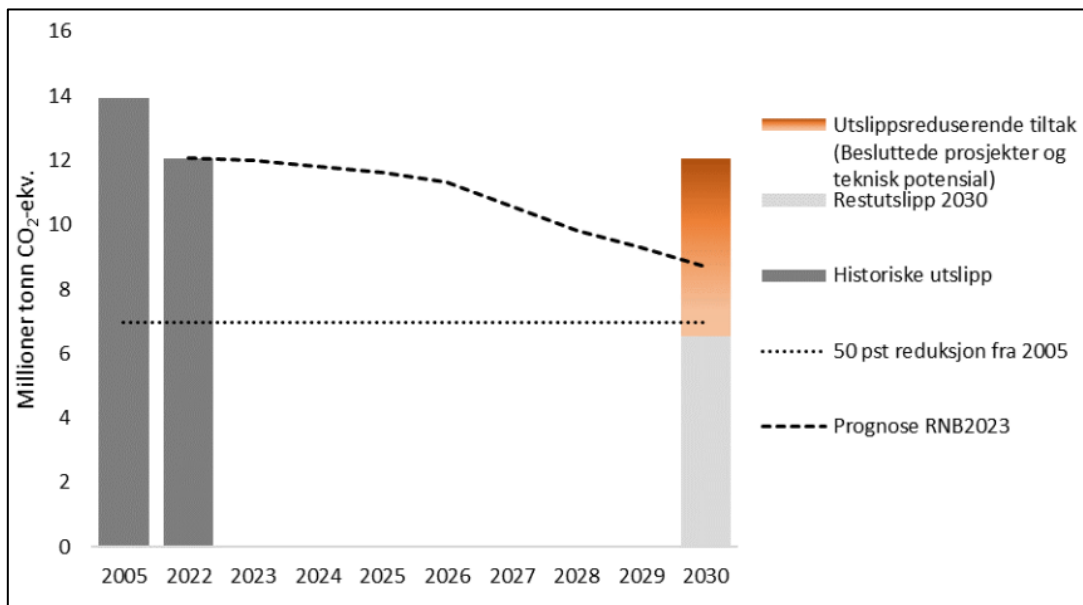
Tendensen globalt forverres ifølge DNVs nylige rapport "Energy Transition Outlook 2023".

Av Norges totale klimautslipp, som samlet er på nesten 50 millioner tonn CO₂ årlig, utgjør olje- og gassutvinning 24%. Av disse er gassturbiner hovedkilden, som illustrert i Figur 5.

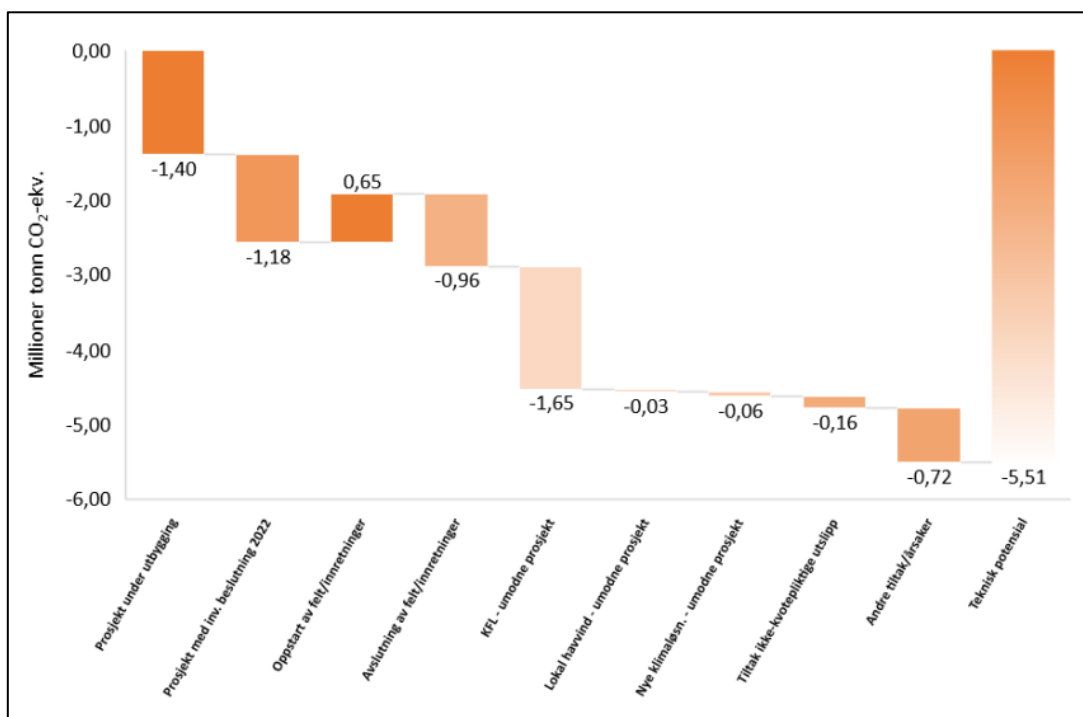


Figur 5 Av Norges CO₂ utslipp på ~50 millioner tonn pr år så står olje- og gassnæringen for ~24% av denne (Miljødirektoratet, 2023). Gassturbiner uten CCS står alene for ~20% av Norges årlige CO₂ utslipp.

I "Klimatiltak i Norge mot 2030" presenterer Miljødirektoratet tiltak for å redusere utslippene innen olje- og gassutvinning (se Figur 6). Rapporten antyder et teknisk potensial for å oppnå fastsatte mål, men RNB-prognosen indikerer tvil om oppnåelse av disse målene.



Figur 6 Miljødirektoratet's (2023) klimatiltak mot 2030 indikerer tvil om oppnåelse av klimamål.



Figur 7 Miljødirektoratet's (2023) klimatiltak mot 2030 indikerer et teknisk potensial for å nå klimamålene.

Figur 7 viser at det innen petroleumsnæringen fortsatt er mulig å oppnå målene for utslippskutt. Miljødirektoratets rapport kommenterer at "Kraft fra land (KFL)" er den mest betydningsfulle løsningen for å redusere utslippene mot 2030 og at rettighetshaverne har i sin rapportering til RNB2023 antatt tilgjengeligheten av kraft i nettet.

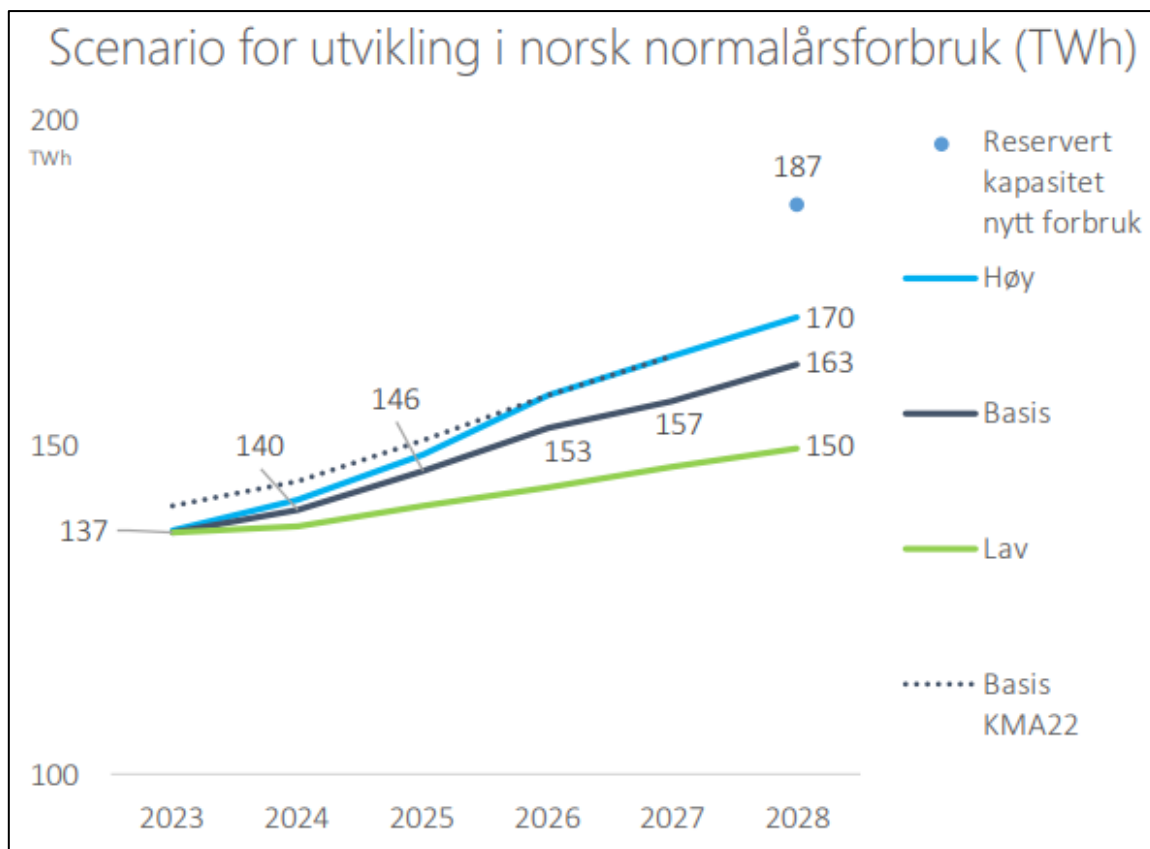
2.1.2. Kraftsituasjonen i Norge

Statnett har utarbeidet en kortsiktig markedsanalyse¹ (KMA) som spenner fra 2023 til 2028. Denne analysen gir et omfattende bilde av dagens kraftsystem og kraftmarkedets nåværende tilstand samt en prognose for utviklingen de kommende fem årene.

Norges behov for CO₂-utslippskutt gjennom elektrifisering og økt industriell og næringsmessig virksomhet fortsetter å være en sterk driver for økt kraftforbruk. Hittil i 2023 har Statnett mottatt søknader om tilknytning av 6,8 GW, med reservert kapasitet på 6,7 GW (ca. 50 TWh) i dagens nett og nett under bygging de kommende fem årene. Samtidig stabiliseres kraftprisene til et mer normalt nivå. Dette samlet sett antyder en betydelig økning i nytt forbruk i nær fremtid. Videre kan også nedgangen i eksisterende forbruk fra 2021 til 2022 på 7 TWh potensielt reverseres og bidra til vekst.

Flere store elektrifiseringsprosjekter innen petroleumssektoren er utsatt 2-3 år, blant annet Melkøya til 2030, og er dermed ikke en del av KMA-perioden. Utsatt fremdrift på prosjekter som Troll C, Oseberg, Kårstø og flere mindre offshoreanlegg betyr 6 TWh lavere forbruk i 2027 sammenlignet med tidligere estimater. Statnett merker en trend der prosjekter med reservert nettkapasitet ofte reduserer det estimerte kraftbehovet etter første innmelding. Videre forventes en demping av forbruksveksten gjennom større satsing på energieffektivisering.

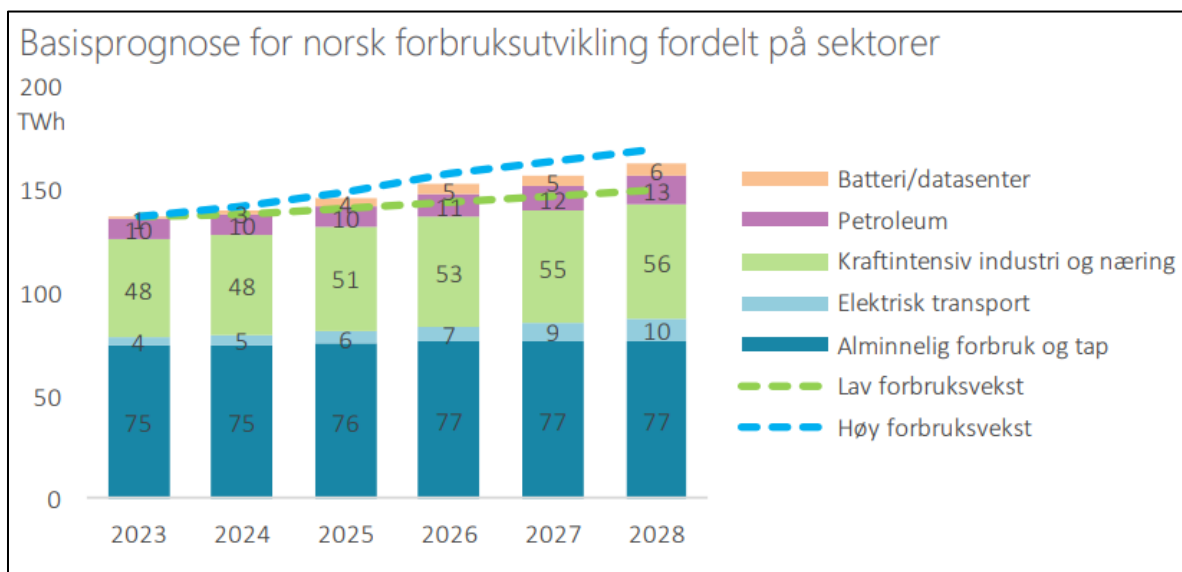
I Statnetts nye basisprognose forventes en forbruksøkning på 26 TWh til 2028, hovedsakelig drevet av økt etterspørsel fra industri og transport (se Figur 8). Sammenlignet med tidligere KMA er veksten i Basis-skissen skjøvet frem i tid, i stor grad grunnet forsinket vekst innen petroleumsforbruket. Usikkerheten i forbruksutviklingen de nærmeste årene er stor, noe Statnett illustrerer med både høyere og lavere forbruksbaner.



Figur 8 Det forventes en kraftig økning i strømforbruk i Norge mot 2030 (Statnett, 2023).

¹ [Statnetts Kortsiktige markedsanalyse | Statnett](#)

I det lavere scenarioriet (Lav) forventes 150 TWh i 2028, mens det høyere scenarioriet (Høy) innebærer 170 TWh i 2028 (se Figur 9). Disse scenariene tar hensyn til forsinkelser, prosjektjusteringer, varige forbruksreduksjoner gjennom konkurser og større satsing på energieffektivisering, samt potensielle realiseringer av industriprosjekter.



Figur 9 De 3 største sektorer med økning av strømforbruk mot 2030 er fra kraftintensiv industri og næring, samt elektrisk transport og batteri/datasenter (Statnett, 2023)

2.1.3. Fornybar kraft

NVE² belyser utfordringer rundt et kraftmarked som vil komme til å svinge, mer og mer i årene som kommer. Fornybar kraft produseres ikke nødvendigvis på samme tidspunkt som det er et behov. Da trenger man energilager eller balansekraft. For å lykkes med ambisjonen om 30 GW offshore havvind innen 2040, må denne problematikken løses.

Offshore gasskraft med CCS kan bygges ut relativt raskt og mye kan implementeres før 2030. Det vil kunne danne basis for nødvendig utbygging og oppgradering av infrastruktur, offshore og på land, samt gi balansekraft for en storstilt satsing på havvind. Det kan være positive synergier mellom offshore havvind og gasskraft med CCS. Nett og strømkablene for distribusjon kan deles eller overtas av vindkraft på et senere tidspunkt.



² NVE, Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2023, [NVE Rapport nr. 25/2023: Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2023 : energjomstillingen – en balansegang](#)

2.1.4. Ressursknapphet

Klimautvalgets nylig utgitte rapport³ understreker ressursknapphet som en avgjørende faktor, og under presentasjonen fremkom det at ressursknapphet kunne vært tittelen på rapporten. Sentralt i denne problemstillingen er begrensede tilgjengelige ressurser innenfor:

- Energi
- Biomasse
- Areal
- Kompetanse
- Mineraler og metaller
- Utslippsbudsjett

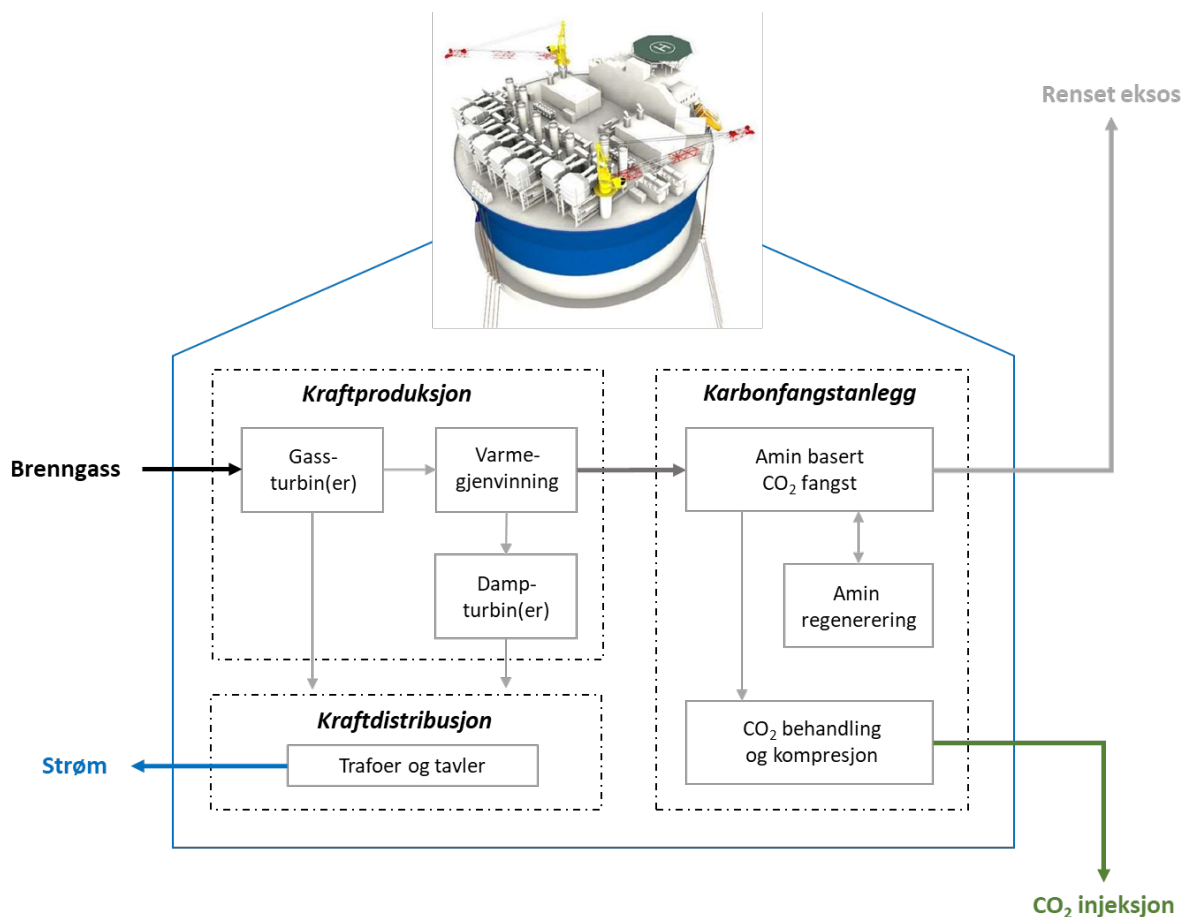
Flere av løsningene som diskuteres for å løse klima- og energi-krisa har utfordringer med å bli gjennomført i stor nok skala, raskt nok, på grunn av knapphet på ressurser. Ressursknapphet er mindre grad en utfordring for Blå strøm. Norge har nødvendig kompetanse og kapasitet for dette, og løsninger har begrenset behov for areal og mineraler.



³ Klimautvalget 2050, Omstilling til lavutslipp, [Klimautvalget-2050.pdf \(regjeringen.no\)](https://www.regjeringen.no)

3 Teknisk løsning

Blå strøm er et konsept med gasskraftverk med CCS på en flytende enhet. Enheten kan enten installeres offshore som en kraft-hub nær oljeinstallasjonene eller ved kai ved land for å knyttes til det regionale strømnettet eller direkte til eksportkabel for strøm fra land til oljeinstallasjoner. Som vist i Figur 10 består enheten av tre hoveddeler: Kraftproduksjonsanlegg, karbonfangstanlegg og kraftdistribusjonsanlegg.

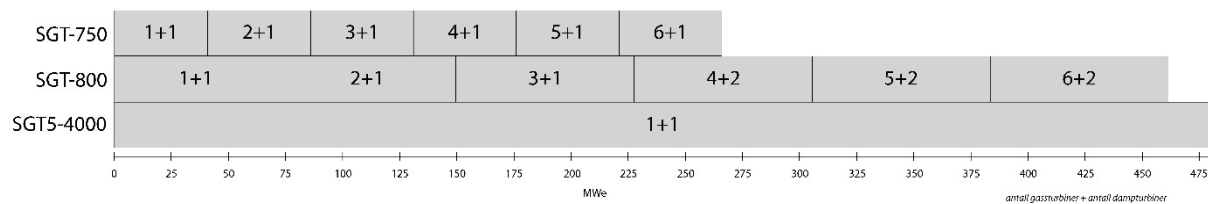


Figur 10 Prinsippkisse flytende kraftproduksjon med karbonfangst

3.1. KRAFTPRODUKSJON

Hoveddriveren i valg av løsning for kraftproduksjonen vil være en moden og mest mulig brensel-effektiv løsning, et kombikraftverk. Kombikraftverk er gassturbiner som driver hver sin generator og restvarmen i eksosen brukes til å danne damp som driver en dampturbin, som også har sin generator.

Avhengig av kraftbehov velges antall turbiner og dampturbin. Figuren på neste side viser, basert på Siemens Energy turbiner, hvordan f.eks. 240 MW best dekkes av seks mindre gassturbiner og en dampturbin, mens 450 MW best dekkes av seks større gassturbiner og to dampturbiner. Alternativt én stor turbin tradisjonelt brukt i kraftproduksjon på land.



Figur 11 Mulige gassturbin+damp turbin løsninger for gitte strømproduksjonsmål i MWe (netto strømeksport)

Generelt øker effektiviteten jo større en gassturbin blir. Et kombikraftverk basert på SGT-750 vil teoretisk ha en brutto virkningsgrad på ~53%, SGT-800 ~59% og SGT5-4000 ~61%, men valg av turbin må sees opp mot krav til regularitet og andre faktorer i hvert enkelt prosjekt. Effektiviteten til et kombikraftverk med karbonfangst vil bli litt redusert da karbonfangsten krever varme, som gir mindre damp til damp turbinen. For SGT-750 vil virkningsgraden reduseres til ~49,5%.

Kobles enheten til det regionale nettet på land kan redundansen i anlegget reduseres da nettet gir strøm i forbindelse med stopp for vedlikehold. Dette vil redusere kapitalkostnaden.

Disse gassturbinene har stor fleksibilitet i kvaliteten på brenngassen. Hvis tilgjengelig gass ikke møter kravet til turbinene, monteres forbehandling og f.eks. kondensat (tyngre komponenter i gassen) brennes i egen kjele for dampgenerering. Således har ikke anlegget noen begrensninger i gasskvaliteten.

Gassturbiner er fleksible når det gjelder effekt, noe som gjør de godt egnet til produksjon av balansekraft da de raskt kan tilpasse strømproduksjon etter behov i nettet. Dette ser vi fra dagens gassturbiner offshore.

3.2. KARBONFANGSTANLEGG

Karbonfangstanlegget er basert på amin-teknologi. Dette er teknologien som har kommet lengst i modenhet og kommersiell bruk. Teknologisenteret på Mongstad (TCM) har spilt en sentral rolle i utviklingsarbeidet, og amin-teknologien er valgt for blant annet Norcem i Brevik og det planlagte fangstanlegget ved Klemetsrud i Oslo.

Fangstanlegget designes gjerne for en fangstrate mellom 90% til 95%. Settes designkapasitet til 95% gir det strengere krav til systemet med økte dimensjoner og økt redundans. Derfor kan det bedriftsøkonomisk være utfordrende å argumentere for å øke fra 90 til 95%, men dette vil være en prosjektbeslutning.

Fangstraten er et gjennomsnitt over en periode. Endring i produksjonen og dårlig vær som gir bevegelser i enheten gir utslag i faktisk fangstrate. Et anlegg designet for 90% kan under ideelle forhold ha en fangstrate oppunder 98%.

Et moment som er viktig å understreke med gasskraftverk med CCS er at stopp i CCS anlegget ikke medfører stopp i kraftgenereringen. Skulle CCS anlegget uplanlagt stoppe eller ikke fange så mye CO₂ som planlagt, fører dette kun til at CO₂'en følger eksosen. Kraftproduksjonen kan gå som planlagt.

Etter fangst prosesseres CO₂'en for injeksjon. Injeksjonsreservoaret setter kravene. Typisk vil oksygen- og vanninnholdet reduseres i forbindelse med kompresjon. CO₂ komprimeres og kjøles for å kondensere (dense phase) før den pumpes til injeksjonstrykk.

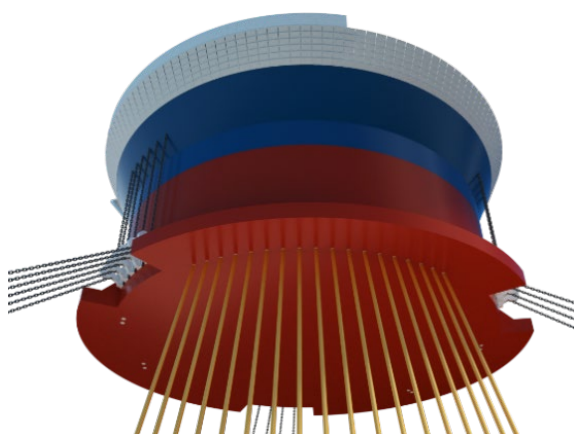
3.3. KRAFTDISTRIBUSJON

Det elektriske anlegget om bord på blå strøm enheten tilpasses behovet hos kundene. Plass- og vektbegrensninger på eldre installasjoner kan være førende for løsning, i tillegg til at enkelte installasjoner i Nordsjøen har 60Hz anlegg i motsetning til 50Hz, som er vanlig. Dette kan tilpasses på blå strøm enheten sammen med inkludering av f.eks. reaktor for reaktiv strøm. Fordelen med å plassere en blå strøm enhet offshore nær kundene er muligheten for å forenkle modifikasjonen på installasjonene. I tillegg vil overføringskablene være kortere med mindre overføringstap.

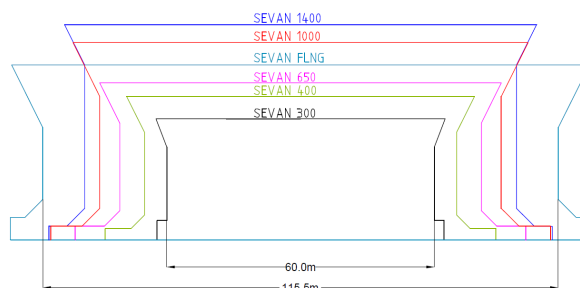
3.4. SKROG

Skroget til enheten vil ha form etter hvor den skal forankres. Offshore installasjon krever et robust skrog som kan motstå sjø og dertil krefter. Et geostasjonært Sevan SSP skrog er godt egnet, se Figur 12. Skroget har blitt benyttet på flere offshore installasjoner på norsk og britisk sektor, og har fordelen at det kan trekke inn nesten ubegrenset antall strømkabler og stigerør for brenngass og CO₂, samt at det er enkelt å skalere i størrelse for å tilpasse antall turbiner og fangstanlegg. For installasjon ved kai kan et enklere skrog med lekterform velges.

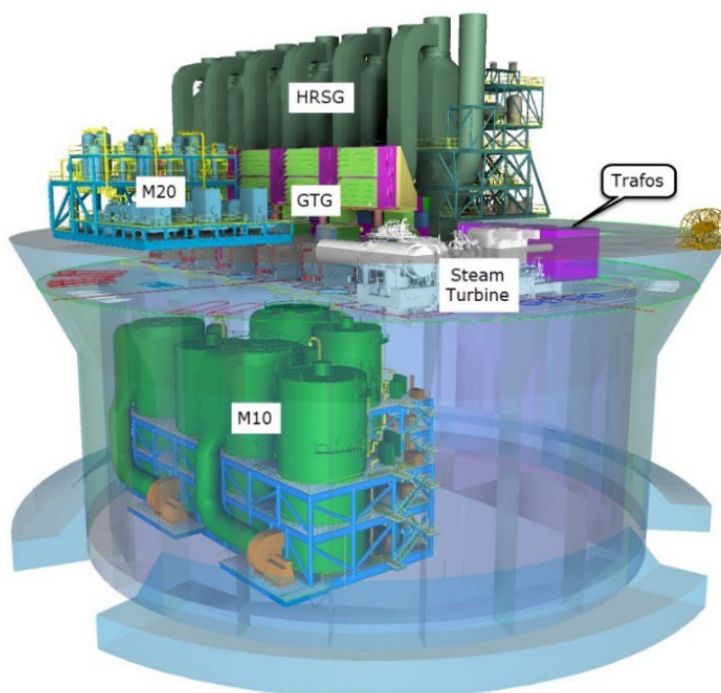
For å utnytte plassen i skroget vil karbonfangst-anlegget og dampturbin settes inn i skroget, mens kombikraftverk, høyspent transformatorer og CO₂ kompresjon plasseres utendørs, se Figur 14. Plasseringen av utstyr drives i stor grad av sikkerhetsvurderinger.



Figur 12 3D skisse over Sevan SSP skrog underside.



Figur 13 Størrelsesskisse på Sevan SSP skrog



Figur 14 3D skisse over mulig utbyggingsløsning for et gasskraftverk med CCS.

3.5. SIKKERHET

Sikkerhet er overordnet i design og drift av en slik enhet. Enheten skal være en trygg arbeidsplass og at den er en pålitelig strømforsyning er essensielt skal operatørene stoppe og fjerne sine kraftpakker på eksisterende installasjoner.

En Blå strøm enhet har svært lite hydrokarboner i sine systemer på innretningen sammenlignet med en produksjonsplattform for olje og gass. Kun et mindre volum brenngass er i distribusjonsrørene til hver gassturbin. Faren for storulykker er derfor liten. Hovedfarene er knyttet til lekkasje av komprimert CO₂, brann i oljefylte transformatorer, lekkasje av høytrykks damp og lekkasje av eksos i lukkede rom. Designprinsipper og sikkerhetstankegang fra petroleumsindustrien og prosessindustrien anvendes. Sannsynligheten for hendelser og negative konsekvenser av hendelser reduserer gjennom fysisk segregering av utstyr og få manuelle operasjoner i disse områdene.

3.6. EFFEKTIVITET

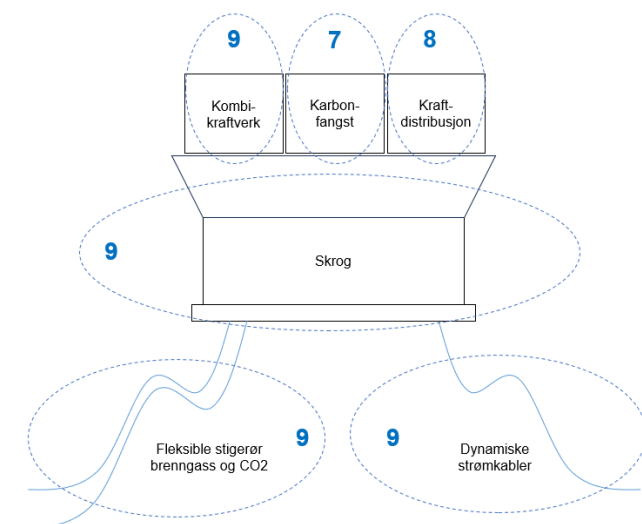
Karbonfangst basert på amin-teknologi krever varme. Som nevnt i Kapittel 3.1 reduserer dette tilgjengelig damp til kraftgenerering. I tillegg krever kompresjonen av CO₂ for injeksjon strøm, og det samme gjør hjelpesystemer som kjøling, ventilasjon og ferskvannsproduksjon. Dette fører til at netto strøm for eksportert er ca. 10% lavere enn brutto kraftproduksjon, se eksempel i Tabell 1.

Tabell 1 Eksempel som viser netto strømeksport fra Blå strøm enheten i relasjon til brutto

Brutto kraftproduksjon	300 MW
Kraft til CCS	- 7%
Kraft til hjelpesystemer	- 3%
Netto strøm for eksport	270 MW

3.7. TEKNOLOGISK MODENHET

Gasskraft med CCS installert på et skrog, som en flytende enhet, er en sammenstilling av flere tekniske systemer som hver har forskjellig teknologisk modenhet (referert til som TRL-nivå – *technology readiness level*). Figuren nedenfor viser den teknologiske modenheten⁴, TRL-nivået, for systemene basert på en skala fra 1-9.



TRL	Beskrivelse
9	Kommersielt tilgjengelig og vært i drift over tid
8	Reelt komplett systemløsning ferdigstilt og kvalifisert
7	Fullskala prototype testet ut under reelle driftsbetingelser
6	Pilotskala systemløsning validert under relevante driftsbetingelser
5	Teknologi testet i laboratoriskala under relevante driftsbetingelser

Figur 15 Teknologisk modenhetsskisse viser at de fleste systemene er kommersielt tilgjengelig og vært i drift i mange år.

⁴ Teknologimodenhet / Technology Readiness Level skala brukt av Innovasjon Norge ([https://www.innovasjon Norge.no/artikkel/technology-readiness-level-\(trl\)](https://www.innovasjon Norge.no/artikkel/technology-readiness-level-(trl))) og samsvarer med EU og NASA definisjon

Kraftproduksjon basert på kombikraftverk, skrogformer, fleksible stigerør og dynamiske strømkabler⁵ er alle fullt ut kommersielt tilgjengelig for bruk offshore.

Karbonfangstanlegg er i kommersiell drift på land, men det første anlegget på en flytende enhet er ikke bygget ennå. Dette gir et lavere TRL-nivå. Teknologien, utstyrskomponentene og materialene i fangstanlegget er alle kjent fra f.eks. gasstørking på flytende offshore installasjoner. Som en del av byggingen av den første enheten må valideringer av prosess og komponenter demonstrere egnetheten når prosessen tas fra land til en flytende enhet.

Kraftdistribusjon er i kommersiell drift på flytende enheter, men et lavere TRL-nivå er knyttet til utstyrskomponenter som, gitt den høye spenningen og strømmen, ikke er vanlig på flytende enheter. Leverandørene må gjøre en kvalifisering for å demonstrere egnetheten ved å ta komponentene fra land til en flytende enhet.

Sammenstillingen av systemene til et komplett anlegg stiller krav til integrasjonen dem imellom og refereres til som systemmodenhet (*system readiness level*) eller integrasjonsmodenhet (*integration readiness level*). Alle delsystemene utenom karbonfangst danner en tradisjonell kraftpakke på en offshore installasjoner og har nivå 9, men modenhetsnivået reduseres fra 9 til 8 på grunn av introduksjonen av karbonfangstanlegget, da byggingen av den første enheten må validere samkjøringen mellom kombikraftverket og fangstanlegget.

3.8. OPERASJON

Operasjonen av et flytende gasskraftverk med CCS vil være en relativt liten og enkel operasjon sammenlignet med produksjonsplattformer. Enhetene offshore vil være permanent bemannet og arbeidet vil i all hovedsak være knyttet til vedlikehold.

En enhet lokalisert offshore vil benytte seg av logistiktjenestene (helikoptre og supplybåter) til offshore installasjonene rundt, samt dekkes av områdeberedskapen.

Med hensyn til utslipp og miljøpåvirkning vil enheten bruke sjøvann til kjøling. De største forbrukerne er kondenser i dampanlegget og kjølere av eksosen i amin-anlegget. Ingen kjemikalier tilsettes eller slippes ut med sjøvannet, vannet slippes ut med typisk 10 grader høyere temperatur.

Aminen i fangstanlegget vil over tid danne avfallsprodukter knyttet til sotpartikler og amin som brytes ned. Et renseanlegg om bord gjenvinner amin og avfallsproduktet leveres som spesialavfall.

Da aminen er i kontakt med eksosen i en absorberkolonnene vil det bli utslipp til luft av små mengder amin sammen med den rensede eksosen. Fangstanlegget inkluderer et vasketrinn som minimerer dette. Amin som går ut med eksosen kan reagere med frie radikaler og NO_x i atmosfæren og danne nitrosaminer og nitraminer. Stoffer som er kreftfremkallende. Forskning med utgangspunkt i testsenteret på Mongstad og planlagt anlegg på Klemetsrud har gitt grunnlag for å forstå prosessen og innføre tiltak for å møte satte grenseverdier.

⁵ Dynamiske kabler med store tverrsnitt blir kvalifisert fortløpende og kan ha TRL nivå 7-8

4 Kartlegging og behov

4.1. AKTUELLE OMRÅDER

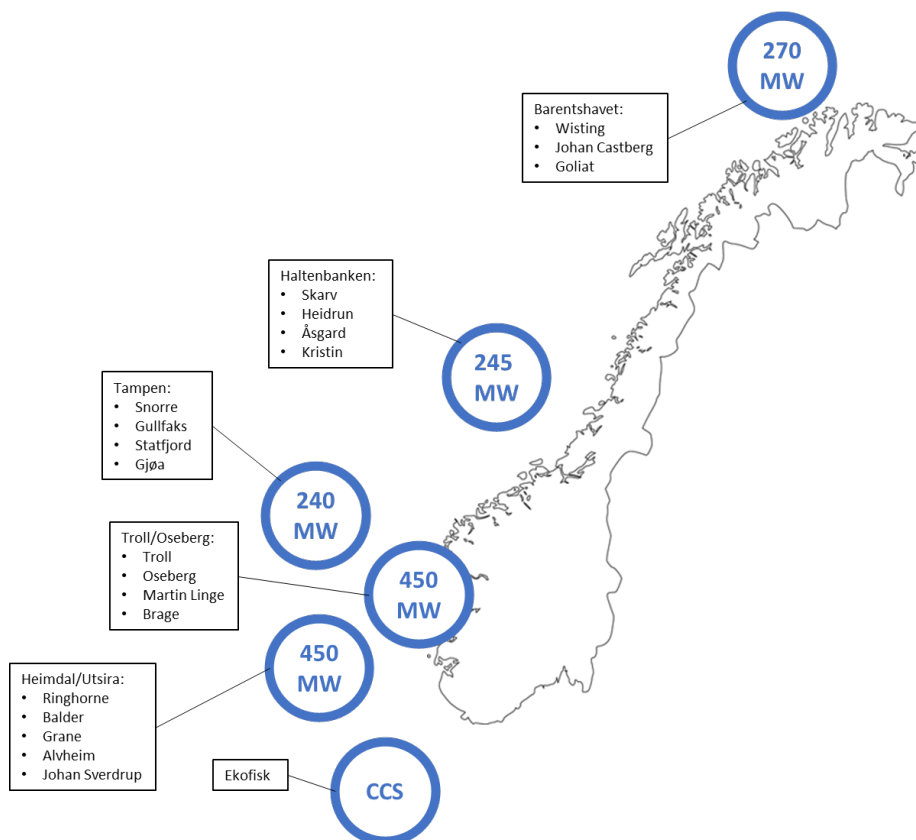
Prosjektet har gjennomført en kartlegging av energibehov (se oppsummering i Figur 16), forventet levetid og nåværende CO₂-utslipp for hver enkelt installasjon. Hvor det i dag eksisterer en strømkabel fra land er muligheten for å redusere forbruket eller reversere strømretningen og føde strøm til land vurdert. Tilgang på gass og CO₂-injeksjonsmuligheter er også analysert. I alle de foreslåtte områdene vil gass kunne hentes lokalt og CO₂ injiseres direkte i et reservoar i nærheten. Et alternativ kunne ha vært båttransport av CO₂.

Strømbehovene er hovedsakelig avledet fra informasjon funnet i artikler på nettet eller anslått basert på utslippsdata. Det er viktig å merke seg at det kan forekomme avvik fra de faktiske behovene. Dette skyldes noen ganger at det er installert effekt som er oppgitt, som i enkelte tilfeller kan være noe høyere enn det aktuelle behovet.

Levetiden til disse feltene er estimert ut fra kjente gjenværende olje- og gassreserver eller basert på offentlig tilgjengelige dokumentasjon. Imidlertid er nylige funn eller mulige fremtidige funn som sannsynligvis vil forlenge levetiden, ikke inkludert i vurderingen.

CO₂-utslippsdata er samlet fra Miljødirektoratets sider om norske utslipp av forurensninger til luft og vann: [Norske utslipp - Utslipp til luft og vann og generert avfall](#)

Kartleggingsprosessen involverte flere potensielle utfallsrom, men det ble valgt å gå videre med skissen vist i Figur 16 som grunnlag for videre diskusjoner og analyser. For detaljert informasjon henvises det til Vedlegg 1.



Figur 16 Beregnet kraftbehov for de seks områdene på norsk sokkel som prosjektet har identifisert.

4.1.1. Barentshavet

I Barentshavet er det gjort mange gassfunn. Trenden i funnene er små gassvolumer med kompleks geologi som gjør at selvstendige utbygging er utfordrende. I dag er det kun Snøhvitfeltets 7 funn som produserer gass til markedet gjennom en begrenset prosess- og gasseksport kapasitet på Melkøya (LNG). Goliatfeltet er et olje/gassfelt hvor olje blir produsert og gass per nå brukt som trykkstøtte for oljeproduksjon. Feltene er relativt nye og har dermed lang forventet levetid. Johan Castberg feltet er under utbygging og Wisting er planlagt utbygd, men ikke igangsatt ennå. I løpet av siste halvåret har utredningen av Barentspipe gassrør til Norskehavet blitt gjenopptatt med formål å knytte Barentshavet til Norskehavet (Polarled). Ifølge Oljedirektoratet er halvparten av framtidig gassfunn på norsk sokkel forventet å komme fra norsk del av Barentshavet. I dag er store mengder påvist gassfunn definert som «utvikling lite sannsynlig». Nordvarg (7225/3-1) er den største strukturen, mens det finnes påviste funn i nærheten av Wisting (7324/9-1 Mercury og 7324/3-1 Intrepid Eagle), nord for Snøhvitfeltet (7221/12-1 Svanefjell og 7222/11-1 Caurus), nord for EXL003 Polaris (7226/11-1). I tillegg så er det flere funn i nærheten av Goliatfeltet som er under planlegging (7122/6-1 Tornerose og 7122/12-1 Lupa), samt at funn utvikles til det som heter Johan Castberg feltet. Om Oljedirektoratets framtidsestimater om olje og gassfunn i Barentshavet slår til vil det være tilstrekkelig gass i området i overskuelig framtid. Utfordringen er dermed at hvert funn er for lite til egen utvikling og at det ennå ikke er etablert tilstrekkelig infrastruktur for gasstransport eller at det etableres lokale forbrukere av gass med CO₂-lagring tilpasset et framtidig lav-karbon marked.

Oljedirektoratets CO₂ atlas i Barentshavet (Halland *et al.*, 2013) gav en god indikasjon på at det er tilstrekkelig CO₂ lagerkapasitet i området med flere kartlagte strukturer på flere stratigrafiske nivå. Et av de kartlagte områdene er nå utviklet til EXL003 Polaris som modnes videre med teknisk-økonomiske studier. I tillegg så gir erfaringen fra den eksisterende CO₂ injeksjonen på Snøhvit god kunnskap om at det er mulig å lagre CO₂ i Barentshavet på megatonn/år skala.

Det legges til grunn at Wisting-prosjektet går videre, Johan Castberg full-elektrifiseres og at det vil være ønskelig å forsyne Goliat med strøm for å redusere behovet for strøm fra land. Melkøya er ikke inkludert, da den er besluttet å elektrifisere ved bruk av strøm fra land.

4.1.2. Haltenbanken

I Norskehavet er det funnet tilstrekkelig gass som har resultert i utbygginger av gassinfrastruktur (Aasta Hansteen området og Polarled til Nyhamna og videre med Langeled til Europa, Åsgard området med Åsgard transport til Kårstø). Gassinfrastrukturen i Norskehavet har i dag tilleggskapasitet slik at nye funn kan kobles raskt til. Norne, Heidrun, Åsgard, Kristin, Tyrihans og Skarv er alle utviklet. Nye funn i området er primært blitt påvist i høy trykk / høy temperatur området som har en annen gass-sammensetning, ofte med mer urenheter slik som CO₂, SO₂ og kvikksølv. Tilleggsgassressurser er funn nord for Åsgardfeltet (Dvalin, Victoria, Fogelberg), vest for Draugen (Linnorm, Noatun, Onyx), nord for Ormen Lange (Midnattsol) og i Vøringbassenget (Irpa, Obelix, Balderbrå). Ifølge Oljedirektoratets er det stort potensial for påvisning av et betydelig volum i Norskehavet. Med stor distanse fra eksisterende funn, ulik gasskomposisjon og trend med flere små funn gjør at det ikke nødvendigvis er teknisk/økonomisk forsvarlig å sende nye gassfunn til eksisterende gassprosesseringsanlegg men heller bruke denne gassen direkte.

I følge CO₂ Atlaset i Norskehavet (Halland *et al.*, 2012) er det mulig å lagre CO₂ i både nedstengte felt, i strukturelle feller og langs skråninger. Det er pr september 2023 ikke søkt om CO₂-lagerlisenser i Norskehavet. Tatt i betraktning arbeidet publisert i CO₂ Atlas, sammen med god 3D seismikk dekning og brønnresultater som har påvist gode sandintervall er det høyest sannsynlig at de første lagerlokasjonene i området kommer i området øst for Nordlandsryggen og ned til Draugen området hvor det også er 3D dekning.

Her pågår det et elektrifiseringsprosjekt i dag, hvor et alternativ er strøm fra land på 150 MW til fordeling mellom noen utvalgte installasjoner. Med en Blå strøm-løsning anses det som hensiktsmessig å inkludere flere enheter og det bør være mulig å forsyne Skarv, Heidrun, Åsgard og Kristin. Dette området inneholder, som nevnt ovenfor, en del gassfunn som krever ekstraordinære tiltak for å tilfredsstille krav til salgsgass, men som trolig ville egne seg godt som brenngass for turbiner.

4.1.3. Tampen

I Tampen-området nordvest i Nordsjøen mot UK-grensen er det primært funnet olje (Statfjord, Snorre, Gullfaks, samt Brent, Ninian, Magnus på UK side), med en god del assosiert gass. Mot øst og Vikinggraben er det gjort funn med større gasskonsentrasjon (Visund, Kvitebjørn, Valemon, Rimfaks og Gullfaks Sør). Det er flere gassrør på norsk side av Tampen som er tilknyttet Brent hub på UK side som frakter det videre til terminaler i Skottland og England (Tampen Link og Gjøa). Denne gassinfrastrukturen er tilgjengelig for utvikling av nye gassfunn i området og/eller kan benyttes til andre formål. Ifølge Oljedirektoratet er det volummessig større uoppdagede oljeressurser enn gassressurser i Nordsjøen. På Tampen-høyden er det begrenset tilleggsprospektivet da det er godt utforsket, dermed er det størst prospektivet i gassområdet i Vikinggraben øst for Tampen (Valemon-Kvitebjørn-Visund området) som kan gi ekstra gassreserver i framtiden.

De største strukturene på Tampenområdet er oljeproduserende i dag som gjør de ikke favorabel for CO₂-lager på kort sikt, men kan være mulighet etter at produksjon er avsluttet. Det er dette de nye CO₂-lagerlisensene på UK side (Magnus, Tern, Thistle) utnytter da Tampenområdet på UK sin side har kommet lengre i haleproduksjonen enn norsk side. CO₂-lager i tertiere intervall i Tampenområdet er mulig og kan utforskes.

Utfordringene her er høye kostnader for elektrifisering av «gamle» eksisterende enheter og for noen av dem begrenset levetid. En delelektrifisering ble lagt til grunn og mulig kombinasjon med strøm til andre områder eller land etter hvert som kraftbehovet synker. En utnyttelse av gass som ikke er tilstrekkelig for en egen utbygging og eventuelt lete etter mer gass øst for Tampen kan gi kostnadseffektiv gassvolumer til en strøm-enhet.

4.1.4. Troll/Oseberg

Troll/Oseberg-området har en av de største påviste gassreservene på norsk sokkel (Troll Øst/Vest, Oseberg, Huldra). Nord for Trollfeltet er det gjort betydelige olje/gassfunn de siste 10 årene (slik som Grosbeak, Kveikje, Røver Nord, Brasse) som åpner opp for betydelig utbygginger framover, samtidig som leteintensiteten opprettholdes. Peon funnet er det største ikke-utbygde gassfunnet i området. Troll gassrør og Oseberg gasstransport transporterer gass til kontinentet i dag og har lang levetid.

CO₂-lager i Troll/Osebergområdet er også noe av de beste på norsk sokkel. Dette er godt dokumentert i CO₂ Atlas (Halland *et al.*, 2012) og utviklingen av EL001 Aurora, EXL002 Smeaheia og EXL004 Luna. Dette inkluderer Northern Lights landanlegg i Øygarden og mulighetsstudien med CO₂ rør fra kontinentet til Norge som er forankret på regjeringnivå i både Tyskland og Norge. Det er tilleggsprospektivet for CO₂-lager innenfor området (det inkluderer hele Trollfelt-strukturen) som kan utvikles når de først lagerlokasjonene har bevist kommersialitet.

Enhetene i dette området er i ferd med å elektrifiseres ved bruk av strøm fra land, så en Blå strøm-løsning vil ikke kutte CO₂-utslipp i like stor grad som i de andre områdene. Flere av enhetene får strøm fra Kollsnes, og dette området har utfordringer med krafttilgang, men har god tilgang til gass på land og relativt kort avstand ut til mulige CO₂-lager. Her foreslås en løsning hvor Blå strøm-enheten ligger ved kai og forsyner både brukere offshore og på land. Det er også mulig å koble til «off-spec» gass fra ikke-utbygde funn og/eller nye gassfunn som kan prosesseres på eksisterende terminaler og leveres til blåstrøm spesifikk gasskomposisjon som kan være mindre ekskluderende enn den som sendes i rør til kontinentet.

4.1.5. Heimdal/Utsira

Heimdal/Utsira området har det siste 20 år vært sentral i både leting og utvikling av nye felt. Utsirahøyden med Johan Sverdrup/Edvard Grieg/Solveig, Ringhorne/Balder/Grane området, Bøyla og Alvheim er utviklet. Yggdrasil og Hanz utbyggingene pågår og viser at det er høy intensitet i dette området nå og i framtiden. Det er gjort funn de siste årene med slik som 24/9-13 (Rumpetroll), 16/1-29 S (Symra) som viser at det fortsatt er uoppdagede ressurser i området (særlig Vikinggraben). Gassinfrastrukturen i området er god (Utsirahøyden gassrør, Grane gassrør og Johan Sverdrup Gassrør) som gjør at tilleggsprospektivitet kan utforskes med mål om å koble seg til eksisterende infrastruktur.

CO₂-lager i området i dag er Sleipner (som er operativ i Utsiraformasjonen) og EXL007 Trudvang som er under utvikling. I følge CO₂ Atlas (Halland *et al.*, 2012) er det muligheter i eksisterende nedstengte gassfelt slik som Frigg og Heimdal, men at Friggfeltet er kontroversielt da det er lokalisert både på UK og norsk sektor, samt at det er under evaluering om det skal re-etableres gass produksjon. Den tertiære lagpakken består av gode sander som er favorabel for CO₂-lagring. Videre er dette intervallet også petroleumsførende som gjør at det er utfordrende å utvikle parallelt. Storbassenget har stort potensial for CO₂-lagring og dette er bevist igjennom CO₂-lagerlisensen som ble søkt om i september 2023 som ennå ikke er tildelt.

Dette er et område med stort kraftbehov totalt sett, da det er tett mellom offshore installasjonene her. Mange, allerede elektrifisert med strøm fra land. Ringhorne, Balder og Grane er et elektrifiseringsprosjekt som søker løsning sammen. Her bør en Blå strøm-enhet også inkludere Alvheim, samt oppkobling mot Yggdrasil eller Johan Sverdrup for å avlaste nettet på land.

4.1.6. Ekofisk

Ekofisk var det første kommersielle funnet på norsk sokkel (funn i 1969) som ble satt i produksjon. Ekofisk produserer fortsatt og bryter barriere når det gjelder utvinningsgrad fra kalkreservoar. Det er gjort betydelige funn i dette området og selv om området har både produsert lenge og det er utført betydelige letekampanjer så gjøres det fortsatt funn og feltutviklinger (Fenris). Norpipe fra Ekofisk transporter gass til kontinentet og både Europipe og Zeepipe/Franpipe passerer området. Sentralgraben har fortsatt prospektivitet, særlig med gass.

CO₂-lager i området er allerede EXL005 Havstjerne og EXL006 Poseidon, samt en ny søknad ble levert i september 2023 sørvest for EXL005. Basert på brønner i området og CO₂ Atlas (Halland *et al.*, 2012) er det prospektivitet for CO₂-lager i tertiære lag. Mektighet og kontinuitet av reservoar er to av hovedfaktorene for å finne tilstrekkelig volum for et CO₂-lager i umiddelbar nærhet til Ekofiskfeltet. Ekofisk-områdets nærhet til UK gjør det attraktivt å eventuelt transportere CO₂ til framtidige UK CO₂-lagerlisenser om de blir utviklet (f.eks. Judyfeltet).

Conoco Phillips vurderer å forsyne Ekofisk-området med strøm fra fremtidig vindpark på Sørliche Nordsjø II. Da med muligheter for landstrøm om det ikke blåser. Som et alternativ eller supplement til Sørliche Nordsjø II kan man bruke en Blå strøm-enhet. Da vil det ikke være behov for strøm fra land, samt at Blå strøm-enheten kan levere balansekraft til land i kombinasjon med vindparken om ønskelig. Valhall, som også ligger i dette området, har allerede strøm fra land.

Ekofisk har relativt mye direkte drevet utstyr, eks. gassturbiner som driver kompressorer. Dette gir høye kostnader og lang nedetid ved elektrifisering. Det er derfor antatt at det beste alternativet for Ekofisk vil være å fange CO₂ fra eksisterende gassturbiner og det er lagt til grunn i dette prosjektet.

4.2. KRAFTBEHOV, GASSFORBRUK OG CO₂-FANGST

De seks områdene prosjektet har identifisert har per dags dato et samlet kraftbehov på omtrent 1900 MW. For en detaljert oversikt henvises det til Vedlegg 1. Tabell 2 viser forslag på kapasiteter for Blå Strøm-enheter i de seks områdene. Forslagene er basert på dagens kraftbehov, estimert levetid og forventet kraftprofiler. Dette resulterer i en forventet strømproduksjon på nesten 15 TWh årlig, som tilsvarer 10% av fastlands-Norges totale strømforbruk.

Brenngassforbruk og CO₂ fangstvolum for de seks identifiserte områdene er oppsummert i Tabell 3. Drivstoffeffektiviteten er forskjellig da forskjellige gassturbiner er lagt til grunn for beregningene ut fra hva som er sett mest hensiktsmessig for hvert case, se Kapittel 3.1. Gasskomposisjon og hovedverdier for beregning av brenngassvolum og tilhørende CO₂ utslipp ved forbrenning er gitt i Vedlegg 2.

Tabell 2 Forslag på kraftleveranse fra Blå strøm enheter i de seks områdene identifisert av prosjektet.

Område	Blå strøm kraftleveranse	Kommentar
Barentshavet	270 MW	Johan Castberg, Wisting og Goliat
Haltenbanken	245 MW	Skarv, Heidrun, Åsgard og Kristin
Tampen	240 MW	Snorre, Gullfaks, Statfjord og Valemon. Her er det mange mulige scenario med tanke på delvis elektrifisering eller fullelektrifisering av de enkelte plattformene. Da det er stor forskjell i levetid kan man evaluere oppkobling mot Gjøa/land når kraftbehovet offshore synker.
Troll/Oseberg	450 MW	Troll, Oseberg, Martin Linge og Brage. De tre første har eller vil få strøm fra Kollsnes
Heimdal/Utsira	450 MW	Alvheim, Ringhorne, Balder og Grane. Her kobles man også opp mot land via Yggdrasil eller Johan Sverdrup
Ekofisk	CCS	I dette prosjektet foreslås CCS fra eksisterende turbiner på Ekofisk. Alternativt kan det benyttes en Blå strøm enhet med 240 MW effekt til forsyning av Ekofisk, Eldfisk og Valhall.
TOTALT	1 655 MW	

Tabell 3 For Blå-strøm enheter i de seks områdene identifisert av prosjektet: Foreslått kraftproduksjon, forventet brenngassforbruk, drivstoff effektivitet og CO₂ utslipp fra Blå-strøm enheten; uten (Brutto) og med (Fangst) CCS.

Område	Kraftproduksjon [MW]	Brenngass [MSm ³ /d]	Drivstoffeffektivitet [%]	CO ₂	
				Brutto produksjon [mT/år]	Fangst [mT/år]
Barentshavet	270	1,30	55,0	1 000 000	950 000
Haltenbanken	245	1,33	49,5	1 022 000	971 000
Tampen	240	1,29	49,5	993 000	943 000
Troll/Oseberg	450	2,07	57,0	1 592 000	1 512 000
Heimdal/Utsira	450	2,19	55,0	1 683 000	1 600 000

4.3. GASS-TILGANG

Eksisterende gass reserver og forventet gass volum i ikke-oppdaget ressurser

I 2026 markeres 60 år siden Ocean Traveler ankom Norge og boret den første brønnen på norsk kontinental sokkel, samt at det er 55 år siden første olje ble produsert fra Ekofisk feltet i Nordsjøen. I løpet av denne tiden er nær halvparten av oljen (8,0 milliarder Sm³ o.e) og en tredjedel av gassen (2,8 milliarder Sm³ o.e.) av forventede funn og uoppdagede ressurser blitt produsert. En av suksesskriteriene for norsk olje og gass industri har vært etableringen av et norsk offshore olje- og gassinfrastrukturnettverk som er det største i verden. Det er Gassco som er operatør for dette. Gassprosesseringsanlegg og terminaler langs norskekysten strekker seg fra Snøhvit i nord, Tjeldbergodden og Nyhamna i Midt-Norge til Mongstad, Sture, Kollsnes, Kårstø i Sør-Vestlandet. Disse muliggjør at olje og gassinfrastrukturen i Norge kan tilby kontinentet med olje og gass i bestemt volum med riktige kjemisk sammensetning. Når nye gassfunn som skal kobles til, må de møte ønskede parametere satt av gassinfrastrukturen. Om dette ikke er mulig må ekstra rensing/klargjøring utføres før det kan sendes til kontinentet. Dette er blant annet gjort med ekstra rensing på Nyhamna for å kunne ta imot Dvalin gassen.

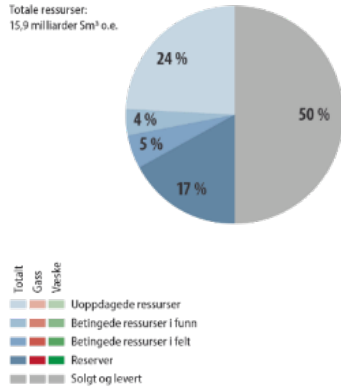
Letehistorien de siste 10 år i Nordsjøen har vist en stor grad av nær-infrastruktur leting og dette har resultert i mange funn med begrensede volumer som kombinert har resultert i utbygginger (Yggdrasil). I Norskehavet er det estimert et betydelig potensial i uoppdagede gassressurser. Både Møre og Vøringbassenget er store gassprovinser som ikke er fullt utforsket og er fortsatt under utbygging (Irpa). Nordlandsryggen og Haltenterrassen var det området som ble utbygd først i Norskehavet. Selv om Froan området mest sannsynlig ikke er en oljeprovins på bakgrunn av mangel på tilstrekkelig kildebergart sin tilstedeværelse og modning, har området vest for Nordlandsryggen og Haltenterrassen og videre sørover vest for Draugen fortsatt potensial til framtidige funn og utbygginger. I dette området er det nok større sannsynlighet for gass enn olje. Oljedirektoratets estimat for uoppdagede ressurser indikerer at Barentshavet Sør har et stort potensial utover det som er påvist i dag. Reservoarkvalitet og utbredelse sammen med en god kildebergart er to primærfaktorer som må være tilstede for å oppnå drivverdige olje og gass funn i området.

Framtidige gassfunn på norsk sokkel er helt avhengig av å enten bli transportert til sluttforbruker via eksisterende infrastruktur eller bli benyttet av ny infrastruktur som konsumerer gass. Dette kan være ammoniakk, hydrogenfabrikker eller flytende gasskraftverk med karbonfangst og lagring (CCS). Nye norske gasskonsumenter kan få gass:

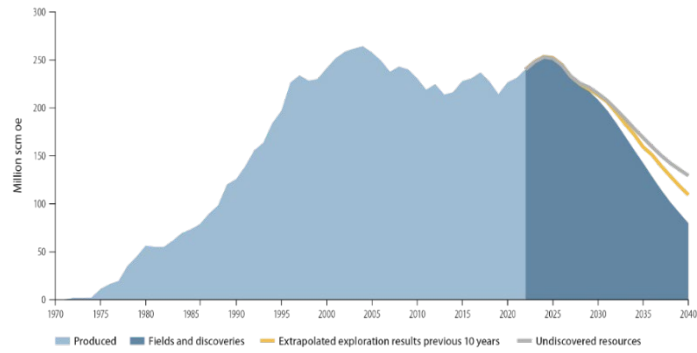
1. Direkte fra eksisterende gassfelt
2. Direkte fra prosesseringsterminaler
3. Direkte fra gasstransportledninger
4. Direkte fra gassfunn med dårlige gass-spesifikasjoner
5. Direkte fra infrastruktur-låst gass funn

Ikke-utviklet gassfunn (punkt 4 og 5) kan være knyttet til mange forskjellige faktorer. Ofte er det begrenset volum som gjør at det ikke er drivverdig, eventuelt at reservoaret er i høyt trykk / høy temperatur intervall eller at det er i et område med store havdyp. Andre faktorer er tilstedeværelse av CO₂ og andre urenheter som H₂S og kvikksølv. Å få utnyttet disse ressursene er utfordrende, men ikke umulig.

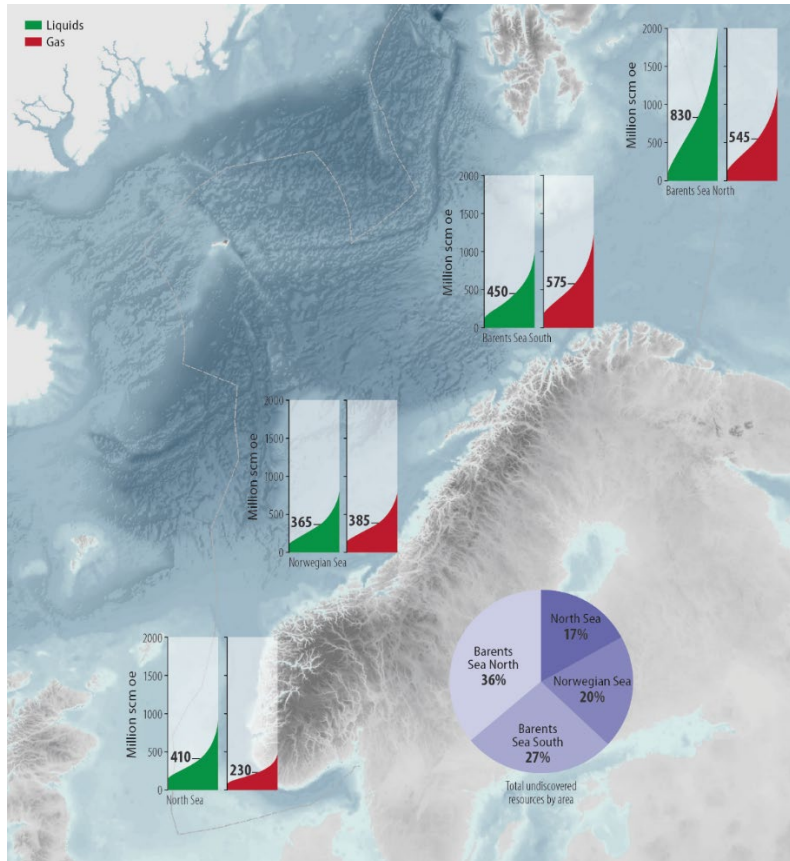
Norsk olje og gass er definert som en kritisk energiressurs for EU de neste tiårene. Norge passerte «peak-oil production» i 2002 og vil nå en ny topp 25 år etter i ca. 2026 som følge av Johan Sverdrup og utbygginger som skjer på norsk sokkel i dag.



Figur 17 50% av Norges forventede petroleumressurser er solgt og levert, 26% er reserver eller betinget i eksisterende felt og funn, mens 24% er estimert å ikke være påvist enda.



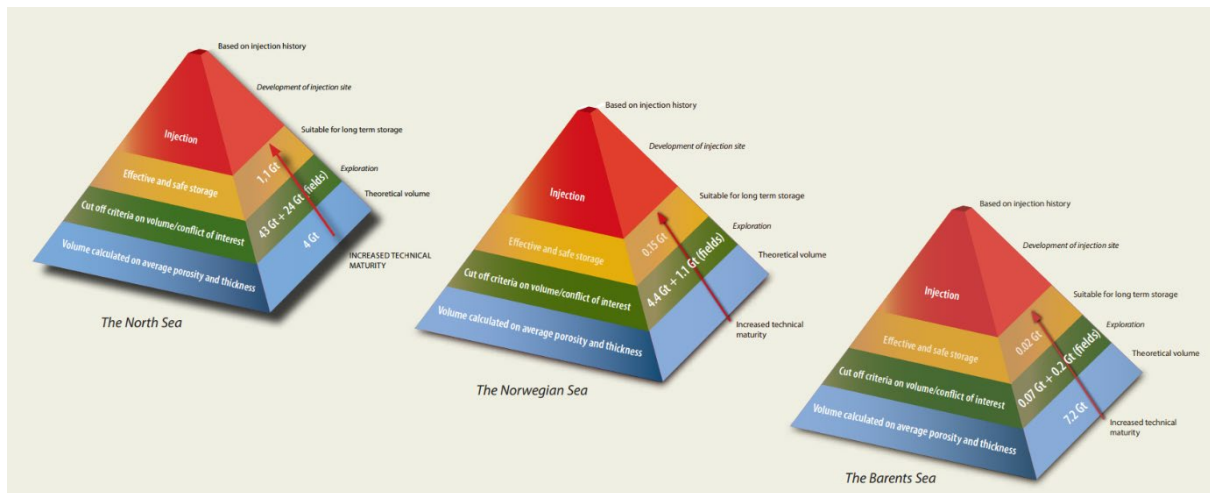
Figur 18 Framtidig olje- og gass produksjon er estimert å falle etter 2025 og dette fallet blir redusert med utvikling av nye funn og bruk av ny teknologi.



Figur 19 Fordeling av uopptagede ressurser på norsk kontinental sokkel viser at det er fortsatt en forventning om mye gass som ikke er påvist ennå. Oljedirektoratets ressursregnskap viser at kun halvparten av totalt olje og gass ressursene på norsk sokkel er produsert (NPD, 2023).

4.4. CO₂-INJEKSJON

Norge har et meget stort potensial for karbonlagring sett i europeisk målestokk. Tidligere studier, slik som Global CCS Institute (2018) indikerte 300 Gt lager kapasitet, fordelt på UK (80) Norge (70), Danmark (60), Tyskland (50) og Nederland (4). I Norge har Oljedirektoratet indikert 71,2 Gt bare i Nordsjøen, med 6 Gt i Norskehavet og 7,5 Gt i Barentshavet. Volumestimaterne på CO₂-lager i både EU og UK/Norge er debattert da store screening studier har stor usikkerhet. Effektiv lagerkapasitet kan være betydelig mindre om olje- og gass-produserende områder ekskluderes sammen med politisk sensitive området (miljøvern, befolket område, vindkraft).



Figur 20 Oljedirektoratet har estimert karbonlager potensialet på norsk sokkel og dette er betydelig størrelse som krever analyser for å klargjøres for injeksjon av CO₂ (Halland et al., 2013).

CO₂ injeksjon på Sleipner og Snøhvit

CO₂ injeksjon startet på Sleipner feltet i 1996 for å få gassen i Sleipner Vest som inneholder ca. 9% CO₂ til å møte kravene til <2,5% CO₂ i salgsgass. Videre ble Utgardfeltet (12% CO₂ innhold) koblet til i 2019. CO₂ fra denne prosesseringen blir lagret i Utsiraformasjon. Siden oppstart har nær 20 Mt totalt blitt injisert og lagret fra Sleipner T plattformen.

CO₂ injeksjonen på Snøhvit startet i 2006 hvor første lokasjon hadde store utfordringer knyttet til tett reservoar og påfølgende trykkoppbygging. Dette medførte etablering av ny stratigrafisk lokasjon som fungerer i dag. Prosesseringsanlegget for Snøhvit er på Melkøya terminalen og CO₂ blir transportert ut i rør fra land til den egnede lokasjonen.

Gasskraftverk på land

Helt siden 1980-tallet har norsk industri planlagt gasskraftverk i Norge. Våren 2000 ble det vedtatt å bygge gasskraftverk på Tjeldbergodden, Mongstad og Kårstø. Alle fikk da en forpliktelse til å utvikle planer for fremtidige løsningen for karbon fangst og lagring (CCS). Dette utløste en massiv kartlegging av CO₂ lagringsmulighetene på norsk sokkel og hvordan transportere CO₂ fra kysten og ut til mulig injeksjonsmuligheter. Dette svekket økonomien i prosjektene, sammen med pålegg om å kjøpe CO₂ utslippskvoter. Videre gjorde høye gasspriser og lave strømpriser på 2010-tallet at prosjektene ble skrinlagt. Gasskraftverket på Mongstad ble videreført og etter flere år med variabel opetid ble det vedtatt lagt ned i 2017. Siden januar 2019 har kraftverket operert med en gassturbin samt damp turbin.

CO₂-lager studiene som ble utført på 1990- og 2000-tallet ble videreutviklet av Oljedirektoratet som ledet til de nasjonale CO₂ atlasene over norsk kontinental sokkel (Halland, 2011, 2012 og 2013) og som har lagt grunnlaget for utviklingen av lisensieringen av CO₂-lager i dag.

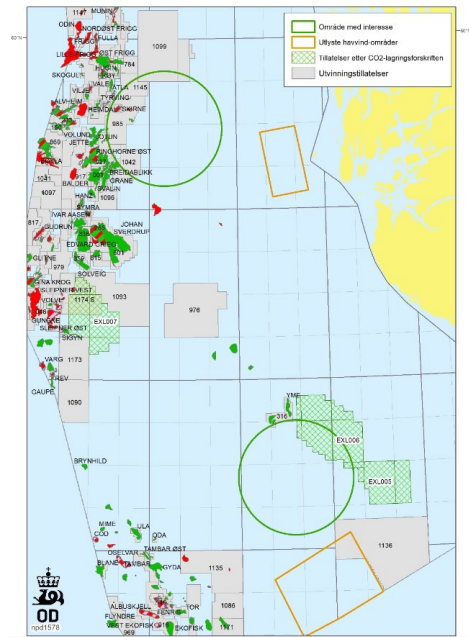
Eksisterende CO₂-lager lisenser på norsk sokkel

Pr november 2023 er det 7 dedikerte CO₂-lager lisenser på norsk sokkel, en er i Barentshavet og de resterende er i Nordsjøen. EL001 Aurora/Northern Lights er den lisensen som er utviklet lengst og har status som slutfasen av utvikling i Fase 1. Dette prosjektet er definert som «Project of Common Interest» og inkluderer også CCS verdikjeden med fangst på Klemetsrud og Heidelberg (Brevik) og transport til mellomlagring (Øygarden) og rørtransport til CO₂-lagerlisensen.

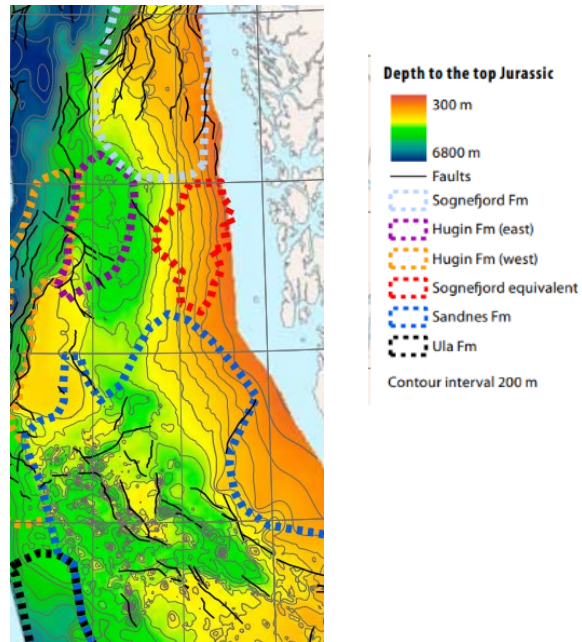
Tabell 4 IOGP's sammendrag av lisenser på norsk sokkel (IOGP Outlook, 2023)

Lisens	Lisens navn	Område	Partnere	Status	Oppstart injeksjon	Mål injeksjon volumer [Mtpa]
EL001	Aurora	Nordsjøen	Northern Lights JV (Equinor, Shell, TotalEnergies)	Straks ferdigstilt	Fase 1: 2024 Fase 2: 2030	1.5 3.5
EXL002	Smeaheia	Nordsjøen	Equinor	Under planlegging	2028	5
EXL003	Polaris	Barentshavet	Horisont Energi, PGNiG	Under planlegging	2025 (?)	2
EXL004	Luna	Nordsjøen	WintershallDEA, CapeOmega (→TotalEnergies)	Under planlegging	2030	5
EXL005	Poseidon	Nordsjøen	AkerBP, OMV	Under planlegging	2030	
EXL006	Havstjerne	Nordsjøen	WintershallDea, Altera	Under planlegging	Fase 1: 2028 Fase 2: 2030	3 8
EXL007	Trudvang	Nordsjøen	Neptune Energy, Sval og Storegga	Under planlegging	2029	9

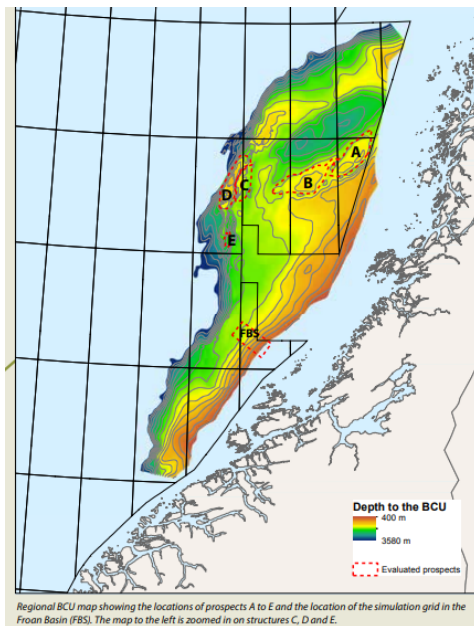
I september 2023 meldte Oljedirektoratet om to nye CO₂-lagersøknader; En i Egersund-bassenget og en i Stordbassenget (NPD, 2023). Lisensen i Egersundbassenget ligger rett sør for Yme feltet og sørvest for EXL005 og EXL006 lisensene. Lagerlisensen i Stordbassenget er lokalisert øst for Balder/Grane/Ringhorne feltene. Dette viser at det er interesse for å etablere flere CO₂-lager i Nordsjøen.



Figur 21 Oljedirektoratet har mottatt to nye CO₂-lager søknader i slutten av september 2023 (NPD, 2023). (Merket med grønne ringer). Den nordlige i Stord bassenget, den sørlige i Egersund bassenget



Figur 22 Basert på Norge's CO₂ atlas (Halland *et al.*, 2011), kan det indikeres at Hugin Fm. (Jura tid) er en av intervallene i Stord bassenget og Sandnes Fm. er en av intervallene sør i Egersund bassenget



Figur 23 Norge's CO₂ atlas (Halland *et al.*, 2012) presenterer også 5 mulige CO₂-lager strukturer + en simulering av Froan skråning CO₂-lager i Norskehavet. Så selv om det ikke er noen aktive lisenser i dette området i dag, er det et stort potensiale for CO₂-lager på sikt.

Mulige transportløsninger

På samme måte som naturgass fra norsk sokkel blir transportert til kunder i Europa, er CO₂-rør den foretrukne transportløsningen av store volum CO₂ fra kontinentet til Norge. Da infrastrukturen innen CO₂ rørtransport ennå ikke er etablert utover en-til-en løsningene på Sleipner, Snøhvit og Northern Lights, vil CO₂ transport fra skip være en betydelig aktør på både kort og lengre sikt. Flexibiliteten på skipstransport av CO₂ muliggjør oppsamling av CO₂ fra bestemte utslippspunkt som det er for lite utslippspunkt for å økonomisk rettferdiggjøre rørtransport. For å få etablert en fullverdig CCS verdikjede fra utslippspunktets fangstanlegg til CO₂-lager må integreringen av transport og midlertidig lagring. Dette inkluderer også de forskjellige påkoblingsløsningene som gjelder om hvilke trykk og temperaturer transportløsninger velges.

5 Klima og miljø

5.1. UTSLIPP AV KLIMAGASSER

Utslipp av CO₂

Samlede utslipp av CO₂ fra gassturbiner på olje- og gassplattformene i denne studien er i underkant av 6 millioner tonn CO₂ per år. Dersom dagens gassturbiner stenges og kraften blir produsert med nye gasskraftverk med CO₂-håndtering som gitt i denne studien vil samlede utslipp av CO₂ fra kraftproduksjon falle med om lag 4.5 millioner tonn, det vil si ned til om lag 0.8 millioner tonn.

Samlet utslippsreduksjon i denne studien tilsvarer over 5 millioner tonn CO₂, en nær halvering av klimagassutslippene for olje- og gassproduksjon i Norge, og 10% reduksjon av Norges totale utslipp.

Tiltak undersøkt i denne studien vil i liten grad påvirke produksjon og eksport av olje- og gass. Utslippene knyttet til produksjon av olje- og gass er svært små sammenlignet med utslippene ved forbrenning av olje og gass.

Tabell 5 Oversikt over CO₂-utslipp fra dagens kraftproduksjon på olje- og gassplattformer omfattet av studien, og fremtidige utslipp og utslippsreduksjon av CO₂ dersom scenario i studien blir realisert

Område	Utslipp av CO ₂ [tonn per år]		
	Fra eksisterende kraftproduksjon	Fra Blå-strøm enhet	Differanse
Barentshavet	280 000	50 000	-230 000
Haltenbanken	1 510 000	51 000	-1 459 000
Tampen	1 910 000	593 000*	-1 317 000
Troll/Oseberg	757 000	80 000	-928 000
Heimdal/Utsira	404 000	83 000	-321 000
Ekofisk	833 000	286 000	-518 000
Totalt	5 693 000	857 000	-4 522 000

* Dette scenario innebærer deelektrifisering av Tampen. Anslår 70 prosent utslippsreduksjon fra dagens kraftproduksjon.

Utslipp av metan

Samlede utslipp av metan fra gassturbiner på olje- og gassplattformene i denne studien er i overkant av 2 000 tonn metan. Dersom dagens gassturbiner stenges og kraften blir produsert med nye gasskraftverk med CO₂-håndtering vil samlede utslipp av metan fra kraftproduksjon reduseres til om lag 850 tonn metan.

Samlet utslippsreduksjon i denne studien tilsvarer over 1 300 tonn metan, en 11% reduksjon for olje- og gassproduksjon i Norge⁶, og 0,7% reduksjon av Norges totale metan-utslipp.⁷

Tabell 6 Oversikt over metan-utslipp fra dagens kraftproduksjon på olje- og gassplattformer omfattet av studien, og fremtidige utslipp og utslippsreduksjon av metan dersom scenario i studien blir realisert

Område	Utslipp av metan [tonn per år]		
	Fra eksisterende kraftproduksjon	Fra Blå-strøm enhet	Differanse
Barentshavet	100	52	- 48
Haltenbanken	601	47	- 554
Tampen	697	255**	- 442
Troll/Oseberg	306*	86	-219
Heimdal/Utsira	166	86	- 80
Ekofisk	329	329	0
Totalt	2 198	856	- 1 343***

* 630 tonn metan i 2021. Anslår 78% reduksjon fra elektrifisering av Troll BC, og 40% reduksjon fra deelektrifisering av Oseberg. Utslippsfaktor er konservativt anslått i henhold til Veileder fra Offshore Norge: 0,00091 kg/Sm³.

** Dette scenario innebærer deelektrifisering av Tampen. Anslår 70 prosent utslippsreduksjon fra dagens kraftproduksjon.

*** Ved benyttelse av utslippsfaktor på 192 kg metan per MW installert effekt per år. Dersom det benyttes utslippsfaktor konservativt anslått i henhold til Veileder fra Offshore Norge, 0,00091 kg/Sm³, blir samlet utslippsøkning i denne studien 1 000 tonn metan, en 9% økning for olje- og gassproduksjon i Norge, og 0,6% økning av Norges totale metan-utslipp. Økning av metanutslipp skyldes økt brenngassforbruk på Troll/Oseberg og Heimdal/Utsira.

CO₂ intensitet i kraftproduksjon

Direkte CO₂- og metanutslipp fra gasskraftproduksjon med karbonfangst- og lagring er estimert til å være henholdsvis ~ 22 og 2 gCO₂e/kWh. Metanutslipp oppstrøms er antatt konservativt 0,02%⁸. Med 20 års GWP-faktor 80 utgjør dette om lag 2 gCO₂e/kWh. Oppstrøms CO₂-intensitet er anslått til 8 gCO₂e/kWh⁹. Livssyklusutslippene for nye gasskraftverk med 95% fangstgrad er dermed estimert til 34 gCO₂e/kWh.

Til sammenligning er CO₂-intensiteten i norsk kraftnett på land om lag 19 gCO₂e/kWh¹⁰ til 38 gCO₂e/kWh¹¹ avhengig av hvilke forutsetninger som legges til grunn. Gjennomsnittlig i EU er 250 gCO₂e/kWh, forventet å falle til om lag 110 gCO₂e/kWh i 2030¹².

⁶ Miljødirektoratet (2022) – [Metan \(CH4\)](#)

⁷ Miljødirektoratet (2022): [Metan \(CH4\)](#)

⁸ Equinor oppgir oppstrøms og metanintensitet på 0,01%. Equinor (2021): [Greenhouse gas and methane intensities along Equinor's Norwegian gas value chain](#)

⁹ Basert på GHG intensitet på 1,3 gCO₂e/MJ (ibid)

¹⁰ NVE (2023): [Hvor kommer strømmen fra?](#)

¹¹ Electricity maps (2022): [Norway](#)

¹² European Environment Agency (2023): [Greenhouse gas emission intensity of electricity generation in Europe](#)

5.2. ANDRE UTSLIPP TIL LUFT

Utslipp av NO_x

Studien antar lav-NO_x turbiner. Samlede utslipp av NO_x fra gassturbiner på olje- og gassplattformene i denne studien er om lag 15 000 tonn NO_x. Dersom dagens gassturbiner stenges og kraften blir produsert med nye gasskraftverk med CO₂-håndtering vil samlede utslipp av NO_x fra kraftproduksjon falle til om lag 8 500 tonn NO_x. Dette som en konsekvens av bruk av nye moderne lav-NO_x turbiner

Samlet utslippsreduksjon i denne studien tilsvarer over 6 500 tonn NO_x, en 16% reduksjon for olje- og gassproduksjon i Norge¹³, og 5% reduksjon av Norges totale NO_x-utslipp.¹⁴

Nye utslipp ifm. CO₂ fangstanlegg, herunder ammoniakk, aminer, aldehyder, ketoner/-acetone, er ikke beregnet i denne studien, men det forventes å være i nærheten av tilsvarende anlegg.

Tabell 7 Oversikt over NO_x-utslipp fra dagens kraftproduksjon på olje- og gassplattformer omfattet av studien, og fremtidige utslipp og utslippsreduksjon av NO_x dersom scenario i studien blir realisert

Område	Utslipp av NO _x [tonn per år]		
	Fra eksisterende kraftproduksjon	Fra Blå-strøm enhet	Differanse
Barentshavet	200	854	+ 654
Haltenbanken	3 052	874	- 2 178
Tampen	7 502	3 098**	- 4 404
Troll/Oseberg	2 913*	1 360	- 1 553
Heimdal/Utsira	488	1 439	+ 951
Ekofisk	848	848	0
Totalt	15 003	8 473	- 6 530

* 5 822 tonn NO_x i 2021. Anslår 78% reduksjon fra elektrifisering av Troll BC, og 40% reduksjon fra deelektrifisering av Oseberg. Utslippsfaktor er konservativt anslått i henhold til særavgiftsforskriften: 1,8 g NO_x pr. Sm³ gas. Estimerte utslipp fra leverandør er om lag 0,7 g NO_x pr. Sm³ gass.

** Dette scenario innebærer deelektrifisering av Tampen. Anslår 70 prosent utslippsreduksjon fra dagens kraftproduksjon.

¹³ Norskpetroleum.no (2023) – [Utslipp til luft](#)

¹⁴ Miljødirektoratet (2022): [Miljøstatus – Nitrogenoksid \(NO_x\)](#)

Utslipp av SO_x

SO_x fjernes i pre-scrubber før CO₂-fangstanlegget ved at denne lukkede kjøleloopen tilsettes lut. Utslippene av SO_x i denne studien anslåes til omtrent 0, som vist i tabellen nedenfor. Samlede utslipp av SO_x fra gassturbiner på olje- og gassplattformene i denne studien er i underkant av 100 tonn SO_x. Dersom dagens gassturbiner stenges og kraften blir produsert med nye gasskraftverk med CO₂-håndtering vil samlede utslipp av SO_x fra kraftproduksjon falle til om lag 14 tonn SO_x.

Samlet utslippsreduksjon i denne studien tilsvarer over 82 tonn SO_x, en 19% reduksjon for olje- og gassproduksjon i Norge¹⁵, og 1% reduksjon av Norges totale SO_x-utslipp.¹⁶

Tabell 8 Oversikt over SO_x-utslipp fra dagens kraftproduksjon på olje- og gassplattformer omfattet av studien, og fremtidige utslipp og utslippsreduksjon av SO_x dersom scenario i studien blir realisert

Område	Utslipp av SO _x [tonn per år]		
	Fra eksisterende kraftproduksjon	Fra Blå-strøm enhet	Differanse
Barentshavet	2	0	-2
Haltenbanken	19	0	-19
Tampen	45	14**	-32
Troll/Oseberg	7*	0	-10
Heimdal/Utsira	3	0	-3
Ekofisk	20	0	-20
Totalt	96	0.014	-82

* 11 tonn SO_x i 2021. Anslår 78% reduksjon fra elektrifisering av Troll BC, og 40% reduksjon fra deelektrifisering av Oseberg.

** Dette scenario innebærer deelektrifisering av Tampen. Anslår 70 prosent utslippsreduksjon fra dagens kraftproduksjon.

¹⁵ Miljødirektoratet (2023) – [Svoveloksider \(SO_x\)](#)

¹⁶ Miljødirektoratet (2023) – [Utslipp av Svoveloksider \(SO_x\)](#)

Utslipp av nmVOC

Samlede utslipp av nmVOC fra gassturbiner på olje- og gassplattformene i denne studien er i underkant av 600 tonn nmVOC. Dersom dagens gassturbiner stenges og kraften blir produsert med nye gasskraftverk med CO₂-håndtering vil samlede utslipp av nmVOC fra kraftproduksjon reduseres til om lag 270 tonn nmVOC.

Samlet utslippsreduksjon i denne studien tilsvarer over 300 tonn nmVOC, en 1,2% reduksjon for olje- og gassproduksjon i Norge¹⁷, og 0,2% reduksjon av Norges totale nmVOC-utslipp.¹⁸

Tabell 9 Oversikt over nmVOC-utslipp fra dagens kraftproduksjon på olje- og gassplattformer omfattet av studien, og fremtidige utslipp og utslippsreduksjon av metan dersom scenario i studien blir realisert

Område	Utslipp av nmVOC [tonn per år]		
	Fra eksisterende kraftproduksjon	Fra Blå-strøm enhet	Differanse
Barentshavet	30	21	-9
Haltenbanken	159	19	-140
Tampen	184	74**	-110
Troll/Oseberg	81	35	-46
Heimdal/Utsira	44	35	-9
Ekofisk	87	87	0
Totalt	584	269	-314***

* 168 tonn nmVOC i 2021. Anslår 78% reduksjon fra elektrifisering av Troll BC, og 40% reduksjon fra deelektrifisering av Oseberg.

** Dette scenario innebærer deelektrifisering av Tampen. Anslår 70 prosent utslippsreduksjon fra dagens kraftproduksjon.

*** Ved benyttelse av utslippsfaktor på 77 kg nmVOC per MW installert effekt per år. Dersom det benyttes utslippsfaktor konservativt anslått i henhold til veileder fra Offshore Norge, 0,00024 kg/Sm³, blir samlet utslippsøkning i denne studien 275 tonn nmVOC, en 1% økning for olje- og gassproduksjon i Norge, og 0,2% økning av Norges totale nmVOC-utslipp. Økning av nmVOC skyldes økt brenngassforbruk på Troll/Oseberg og Heimdal/Utsira.

¹⁷ Miljødirektoratet (2022) – Utslipp fra Petroleumsvirksomhet til havs, [Utslipp av Flyktige organiske forbindelser uten metan \(NMVOC\)](#)

¹⁸ Miljødirektoratet (2022) – Norske utslipp [Utslipp av Flyktige organiske forbindelser uten metan \(NMVOC\)](#)

6 Økonomi

6.1. FORUTSETNINGER

Disse forutsetningene gjelder for økonomiske beregninger:

	Verdi	Kommentar
Gasspris	3,50 NOK/Sm ³	
Avkastningskrav	10%	
Inflasjon	2%	
Kontraktslengde	20 år	
Kraftprofil	100% over kontraktperioden	
CO₂-fangst	95%	Anleggene designes for en fangstgrad på 95% av CO ₂ i eksosen fra turbinene
CO₂-lager	20 EUR/tonn CO ₂	Ref. Wittemann E&P Consulting ¹⁹
CO₂-avgift	2230,- i 2030	Ref. Regjeringen.no sin karbonprisbane ²⁰ .

6.2. STRØMPRIS

Basert på teknisk løsning beskrevet i kap.3 og forutsetninger i 6.1 ser vi følgende prisestimat på strøm:

	Offshore (240 MW)	Ved kai (450 MW)	Kommentar
Driftskostnad	34 øre	24 øre	
Finanskostnad	54 øre	37 øre	Relevant i kontraktens lengde
DELSUM	88 øre	61 øre	
CO₂-lager	16 øre	9 øre	
Gasskostnad	76 øre	70 øre	
TOTAL	1,80 NOK/kWh	1,40 NOK/kWh	

Tallene ovenfor, basert på noen forutsetninger, antatt teknisk løsning og usikkerhetsberegninger viser at strømprisen for gasskraft med CCS ligger i området 50 – 110 øre/kWh, uten gass. Prisen på gass er en viktig faktor. Den vil variere veldig, avhengig av spesifikasjon og lokasjon, men forventes ligge mellom 20 – 80 øre/kWh. Fangstgraden påvirker strømprisen i mindre grad. Her er det snakk om ca. 5 øre/kWh høyere strømpris for en fangstgrad på 90% versus 95%.

I beregningene er det antatt at enheten nedbetales i sin helhet over kontraktperioden på 20 år. Restverdien og muligheten til å flytte enheten til en annen lokasjon vil være en oppside.

¹⁹ NPF Annual Petroleum Economics Conference, Oktober 2023. Estimerte kostnader for lagring av CO₂, 92 – 142 NOK/tonnCO₂ for seks spesifikke prosjekter, mens Greensand og Porthos hadde henholdsvis 550 og 403 NOK/tonnCO₂

²⁰ Regjeringen.no sin karbonprisbane, [Karbonprisbaner for bruk i samfunnsøkonomiske analyser - regjeringen.no](https://www.regjeringen.no/no/tema/karbonpriser/karbonprisbaner-for-bruk-i-samfunnsokonomiske-analyser-regjeringen-no)

Driftskostnad

Driftskostnadene for en slik enhet består, blant annet, av:

- Mannskap og catering
- Overhalinger av hovedutstyr (Turbiner)
- Service og vedlikehold
- Forbruksmateriell (Smørolje, kjemikalier, maling, etc.)
- Inspeksjoner og sertifisering
- Aminer
- Driftsstøtte fra land
- CO₂-avgift

Utgifter til logistikk (Helikopter, Supplybåt) og Standby fartøy er ikke inkludert i tallene ovenfor.

Finanskostnad

CAPEX-elementer som utgjør finanskostnad er:

- Bygging, uttesting og levering av en Blå strøm enhet fra verft
- Pre-Ops kostnader. Rekruttering av mannskap, opplæring og forberedelse til drift
- Transport og installasjon

Kabler og strømdistribusjonsnett fra Blå strøm-enhet til hver forbruker er ikke inkludert i tallene ovenfor.

Gasskostnad

I beregningen benyttes en gasspris på 3,50 NOK per standardkubikkmeter (Sm³). Denne prisen reflekterer flere rettighetshaveres langsiktige forventede salgpris for gass til kontinentet. Imidlertid vil prisen på gassen ute på feltet variere avhengig av flere faktorer:

- **Prosesseringsbehov:** Visse gassfunn krever omfattende prosessering før de kan selges på markedet. Dermed kan kostnaden for delvis prosessert gass til bruk i gassdrevne turbiner være betydelig lavere.
- **Eksportkapasitet:** I områder med begrenset prosesskapasitet eller allerede fullt utnyttede rørledninger kan nåverdien for gassen være lavere enn dagens markedspris. Dette kan påvirke den endelige prisen for gassen ute på feltet.

Disse faktorene bidrar til variabilitet i gassprisene, og det er viktig å ta hensyn til disse ved vurdering av de faktiske kostnadene knyttet til gassressursene.

6.3. TILTAKSKOSTNAD

For å evaluere tiltakskostnaden for Blå strøm i et spesifikt scenario, er det nødvendig å vurdere kostnaden ved alternativet, som ofte er å opprettholde den eksisterende løsningen uten endringer eller modifikasjoner. Den aktuelle kostnaden avhenger betydelig av effektiviteten til dagens turbiner. En strømhub har potensial til å belaste turbinene mer optimalt, noe som resulterer i høyere effektivitet sammenlignet med den eksisterende distribuerte strømforsyningen, der deler av strømproduksjonen kommer fra turbiner på dellast. Effektiviteten avtar raskt når gassturbiner opererer på redusert belastning.

Som eksempel, med en antatt effektivitet på 30%, vil kostnadsbildet se slik ut:

Kostnader for eksisterende løsning (per kWh):

- Gassanskaffelse: 1,04 NOK/kWh
- CO₂-avgiftskostnad (forventet i 2030): 1,55 NOK/kWh
- **Totalt: 2,59 NOK/kWh**

Beregningen ovenfor er eksklusiv operasjonskostnader. En konservativ tilnærming vil være å inkludere operasjonskostnader for strømhub, men ikke trekke fra reduksjon i operasjonskostnader for eksisterende enheter.

Det gir oss følgende tiltakskostnad:

Enhet	Tiltakskostnad med effektivitet på eksisterende anlegg på 30%	Tiltakskostnad med effektivitet på eksisterende anlegg tilsvarende strømhub'en
245 MW Offshore enhet	700 NOK/tonn CO ₂	2150 NOK/tonn CO ₂
450 MW Lekter	- 600 NOK/tonn CO ₂	1700 NOK/tonn CO ₂

Tabellen demonstrerer at tiltakskostnaden varierer betydelig avhengig av størrelse på strømhub og effektivitet på eksisterende løsning. Imidlertid konkluderer analysen med at strømprisen generelt sett blir lavere med en Blå strøm-løsning enn med eksisterende løsning.

7 Tidsplan

7.1. IMPLEMENTERING

Implementeringstidslinjen for gasskraftverk med CCS er overordnet slik:



Generelt sett tar det mellom 3 til 4 år fra investeringsbeslutningen tas til strømproduksjonen er i gang. Før denne fasen er det ofte nødvendig å gjennomføre studier som grunnlag for beslutninger. En mulighetsstudie er ikke alltid påkrevd. Dersom det er gjennomført lignende studier tidligere, og spesielt hvis en enhet allerede er bygd, reduseres prosjektrisikoen betydelig. Dette vil resultere i store tids- og kostnadsbesparelser.

For å sikre en vellykket implementering innen 2030, er effektive reguleringer og godkjenningprosesser for strøm og CO₂-deponering avgjørende. Blå strøm-enheter som forsyner offshore installasjoner vil bli regulert i henhold til petroleumsloven og ikke havenergiloven. Når det gjelder Blå strøm-enheter som er koblet til landsiden, skapes et skille dersom strømretningen snus for eksport av strøm til land. For eksempel, på Johan Sverdrup og Utsira, som i dag bruker 300 MW med strøm, kan en Blå strøm-enhet produsere tilsvarende strømmengde, og dermed frigjøre 300 MW på Haugalandet. Reguleringer og godkjenningprosesser vil mest sannsynlig endres hvis man også ønsker å eksportere 300 MW til land, om det teknisk sett er mulig. Samtidig må CO₂-deponeringssteder identifiseres og utvikles parallelt. I noen tilfeller kan eksisterende lisenser benyttes, men det kan også være nødvendig å modne nye områder.

7.2. LEVETID

Forventet levetid for en strømproduserende enhet strekker seg vanligvis opp mot 40 år. Disse enhetene designes normalt med en forventet levetid på 25 år, men erfaringen viser at med adekvat vedlikehold kan de holdes operative mye lengre om ønskelig. Viktige komponenter, som for eksempel gassturbiner, skiftes ut eller overhales etter behov eller faste tidsintervaller for å sikre enhetens effektivitet og funksjonalitet.

8 Konklusjon

Denne rapporten belyser og kartlegger sentrale aspekter ved implementeringen av Blå strøm-enheter i ulike regioner, med hensyn på kraftbehov, tilkobling til land, levetid, CO₂-utslipp, tilgang på gass og CO₂-lagring. Ved å benytte tilgjengelig data og analyser, presenterer rapporten konkrete forslag til Blå strøm-enheter i seks geografiske områder. I alle disse områdene kan gasskraft produseres med CO₂-fangst- og lagring direkte i nærliggende reservoar. Videre utforsker rapporten nødvendige investeringer, finanskostnader og mulige tiltakskostnader i forhold til forventede fordeler, spesielt med tanke på CO₂-reduksjon og strømproduksjon.

I tillegg til å peke på vesentlige områder for effektiv implementering av Blå strøm-enheter, understreker rapporten viktigheten av effektive reguleringer, godkjenninger og modning av CO₂-lagerer. For å sikre suksess innen 2030, er det avgjørende å ta tak i disse aspektene parallelt med implementeringsprosessen.

Rapporten tar høyde for den aktuelle problematikken knyttet til ressursknapphet, belyst av Klimautvalget. Blå strøm er i liten grad avhengig av begrensede ressurser som areal, mineraler og metaller. Blå strøm har potensial til å løse energibehov og bidra til oppnåelse av norske klimamål.

I tillegg til betydelig reduksjon av CO₂-utslipp og dekning av energibehov, kan løsningen bidra som balansekraft i kraftnettet ved å balansere variasjoner i energiproduksjonen fra fornybare kilder, og samtidig sikre stabil strømleveranse.

Løsningen som er undersøkt i denne studien innebærer en CO₂-reduksjon på 5 millioner tonn årlig og en strømproduksjon på 15 TWh. Dette utgjør omtrent 10% av Norges totale utslipp og strømbehov. Tiltakskostand er i flere tilfeller beregnet til å være under den 2000 NOK per tonn CO₂.

Hovedkonklusjon

Blå strøm vil effektivt bidra til å løse den kombinerte klima- og energikrisen før 2030, samtidig som den krever minimale ressurser og fungerer som nødvendig balansekraft for en vellykket implementering av fornybar kraft.

9 Kilder

Bellona, 2007, Case Study on the Sleipner Gas Field in Norway,

https://bellona.org/assets/sites/3/Case_Study_on_the_Sleipner_Gas_Field_in_Norway.pdf

Energy Transition Norway 2022, DNVs rapport for Norsk Industri. [energy-transition-norway-2022_sammendrag-norsk.pdf \(norskindustri.no\)](#)

Energy Transition Outlook 2023, DNV. [Energy Transition Outlook - DNV](#)

Equinor, 2019, Sleipner CO₂ storage data <https://www.equinor.com/news/archive/2019-06-12-sleipner-co2-storage-data>

Holland *et al.*, 2011. Norwegian Petroleum Directorate CO₂ Storage Atlas, Norwegian North Sea.

<http://www.npd.no>

Holland *et al.*, 2012. Norwegian Petroleum Directorate CO₂ Storage Atlas, Norwegian Sea. <http://www.npd.no>

Holland *et al.*, 2013. Norwegian Petroleum Directorate CO₂ Storage Atlas, Barents Sea. <http://www.npd.no>

Industriminne, 2022, Gasskraftverkene som strandet, <https://equinor.industriminne.no/gasskraftverkene-som-strandet/>

IOGP Outlook 2023, [Map-CO2-Storage-Projects-in-Europe.pdf \(iogpeurope.org\)](#)

Karbonprisbaner for bruk i samfunnsøkonomiske analyser, Regjeringen.no. [Karbonprisbaner for bruk i samfunnsøkonomiske analyser - regjeringen.no](#)

Klimatiltak I Norge mot 2030, Miljødirektoratet. [Klimatiltak i Norge mot 2030: Oppdatert kunnskapsgrunnlag om utslippsreduksjonspotensial, barrierer og mulige virkemidler - 2023 - Miljødirektoratet \(miljodirektoratet.no\)](#)

Miljøstatus, Miljødirektoratet. [Klimagassutslipp fra olje- og gassutvinning \(miljodirektoratet.no\)](#)

NSTA, 2023, Carbon storage licenses 2023. [North Sea Transition Authority \(NSTA\): Net zero boost as carbon storage licences accepted - 2023 - News - News & publications \(nstauthority.co.uk\)](#)

Norske utslipp, Miljødirektoratet. [Norske utslipp - Utslipp til luft og vann og generert avfall](#)

NPD, 2023. Nye søknader <https://www.npd.no/aktuelt/nyheter/generelle-nyheter/2023/od-har-mottatt-to-soknader-om-utlysning-av-areal-for-co2-lagring/>

Vedlegg 1

Tabellen under viser kraftbehov, størrelse på Blå-strøm enhet og tilhørende CO₂ utslipp for de seks områdene vurdert av prosjektet. Forventet levetid for feltene i de ulike områdene er enten estimert fra gjenværende ressurser eller funnet i åpne kilder.

Område	Felt	Kraftbehov per enhet	Kraftbehov per område	Størrelse strømhub	CO ₂ utslip per enhet	CO ₂ utslipp per område	Forventet produksjons stopp
		[MW]	[MW]	[MW]	[1000 tpa]	[1000 tpa]	
Barentshavet	Johan Castberg	115	270	270	280	280	2054
	Goliat	75			0		
	Wisting	80			0		
	SUM	270		280			
Halten-banken	Skarv	60	230	245	300	1510	2036
	Norne	0			0		2032
	Heidrun	60			310		2045
	Åsgard	80			640		2036
	Kristin	30			260		2036
	SUM	230		1510			
Tampen	Snorre A&B	115	240	240	440	1910	2054
	Gullfaks	50			705		2041
	Gullfaks Sat.				665		2036
	Statfjord B&C	30			0		2032
	Visund	0			0		2034
	Kvitebjørn	0			0		2034
	Valemon	0			0		2034
	Gjøa	45	100	2040			
SUM	240		1910				
Troll/ Oseberg	Troll A	195	491	450		757	2060
	Troll B/C	116			120		
	Oseberg	105			459		2041
	Oseberg Sør						
	Oseberg Øst				0		
	Martin Linge	55			0		
	Brage	20	178				
SUM	491		757				
Heimdal/ Utsira	Heimdal	-	447	450	-	404	2024/2025
	Alvheim	30			172		2046
	Ringhorne	10			39		
	Balder	32			0		
	Grane	75			193		
	Johan Sverdrup ++	300			0		
	SUM	447		404			
Ekofisk	Ekofisk	130	208	0	576	833	2050
	Eldfisk	Ukjent			257		
	Valhall	78			0		2050
	SUM	208		833			
TOTAL		1886	1886	1655	5694	5694	

Vedlegg 2

Til beregning av brenngassvolum og tilhørende CO₂ utslipp ved forbrenning (brutto produksjon CO₂) i Kapittel 4.2 er gasskomposisjonen gitt i tabellen ved siden av brukt. Dette er en typisk komposisjon for gass produsert på norsk sokkel. Følgende hoved verdier er videre brukt i beregningene:

LHV (Lower Heating Value): 36.250 kJ/Sm³

CO₂ generering: 2,1 kg/Sm³

Komponent	Andel [%]
C1	89
C2	4.5
C3	1.45
iC4	0.6
nC4	0.6
iC5	0.2
C6+	0.35
N ₂	0.8
CO ₂	2.5