

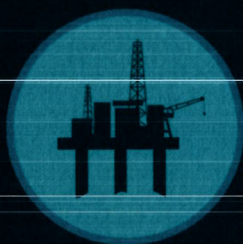
UTREDNING AV MULIGE FULLSKALA CO₂-HÅNDTERINGSPROSJEKTER I NORGE

// MAI 2015

IDÉSTUDIE

Dok. nr.: 15/120-1

KLASSIFISERING: SENSITIV



FORORD

Idéstudiearbeidet er gjennomført av Gassnova, i samarbeide med Gassco og Oljedirektoratet, på oppdrag fra Olje- og energidepartementet. Gassnova har koordinert arbeidet og gjennomført studier av CO₂-fangst og -lagring. Gassco har vært ansvarlig for CO₂-transportdelen, mens Oljedirektoratet har bistått Gassnova med fagkompetanse og vurderinger innen CO₂-lagring og relevante data.

Gassnova har gjennom arbeidet med denne idéstudien fått innspill fra eiere av eksisterende industriutslipp og olje- og gass selskaper på norsk sokkel. Noen av disse innspillene berører industriktørenes forretningsmessige forhold og må derfor håndteres konfidensielt.

Porsgrunn, 4. mai 2015

INNHOLDSFORTEGNELSE

1	SAMMENDRAG	5
2	INNLEDNING	9
3	MANDAT OG FORUTSETNINGER FOR IDÉSTUDIEARBEIDET	9
4	CO ₂ -FANGST	10
4.1	Mulige utslippskilder for fullskala CO ₂ -fangst i Norge	10
4.2	Fangstteknologier for industriutslipp	13
4.3	CO ₂ -fangst fra Norcem Brevik	13
4.3.1	Prosessbeskrivelse	14
4.3.2	Norcems innspill til idéstudiearbeidet	15
4.3.3	Vurderinger knyttet til økt fangstkapasitet	17
4.4	CO ₂ -fangst fra Yara Porsgrunn	17
4.4.1	Prosessbeskrivelse	17
4.4.2	Yaras innspill til idéstudiearbeidet	18
4.5	Alternative utslippskilder	19
5	CO ₂ -TRANSPORT	21
6	CO ₂ -LAGRING	22
6.1	Eksisterende lager	23
6.2	Felt i slutfasen	25
6.3	Dialog med operatører på norsk sokkel	27
6.4	Internasjonale prosjekter	28
7	RAMMEVILKÅR	30
7.1	Formål og forutsetninger	30
7.2	Roller og samarbeidsmodell	31
7.3	Virkemidler	32
7.3.1	Virkemidler for prosjektmodningsløpet	33
7.3.2	Virkemidler i driftsfasen	33
8	ETABLERING AV EN HEL CCS-KJEDE	34
8.1	Etablering av et referansecase	34
8.2	Beskrivelse av referansecaset	35
8.3	Uklassifiserte investerings- og driftskostnader for referansecaset	36
9	NYTTEVURDERINGER KNYTTET TIL EN FULLSKALA CCS-DEMONSTRASJON	37
9.1	CCS-læringseffekter	37
9.2	Andre nytte-effekter	38
10	VURDERINGER OG ANBEFALINGER	38
10.1	Fangst	39

10.2	Transport og lagring	39
10.3	Anbefalinger	40
11	PLAN FOR NESTE FASE – MULIGHETSSTUDIER OG VIDERE LØP.....	42
11.1	Masterplan	42
11.1.1	Fangst	44
11.1.2	Transport og lagring	45
11.2	Mulighetsstudie.....	45
12	REFERANSER	47
13	VEDLEGG.....	49

1 SAMMENDRAG

Idéstudiearbeidet har identifisert flere utslippskilder og lagerlokasjoner som kan være teknisk egnet for CO₂-håndtering, samt industrielle aktører som kan være interessert i å delta i mulighetsstudier. For aktørene må CCS-aktiviteter (CCS - Carbon Capture and Storage) gi en kommersiell logikk, og staten må ta en tydelig koordinerings- og pådriverrolle. Gassnova anbefaler at det igangsettes mulighetsstudier dersom de nødvendige rammebetingelser og forutsetninger er til stede. Staten bør derfor avklare sitt tilsvarende på de forutsetningene aktørene har spilt inn i idéstudiearbeidet.

Regjeringen har en ambisjon om å realisere minst ett fullskala demonstrasjonsanlegg for CO₂-håndtering innen 2020. Med bakgrunn i denne ambisjonen har Olje- og energidepartementet igangsatt en idéstudie for å kartlegge mulighetsrommet for etablering av en kjede for fangst, transport og lagring av CO₂ i Norge. Gassnova har fått ansvar for å koordinere arbeidet og gjennomføre idéstudier av CO₂-fangst og -lagring. Gassco har vært ansvarlig for gjennomføring av transportdelen av idéstudiearbeidet, mens Oljedirektoratet har bistått Gassnova med fagkompetanse og relevante data. Gassco har utarbeidet en egen idéstudierapport for arbeidet med CO₂-transport.

Formålet med idéstudiearbeidet er å klargjøre om det er grunnlag for å sette i gang et industrielt prosjektmodningsløp for en fullskala CCS-kjede. Beslutning om videreføring av arbeidet må bygge videre på idéstudiearbeidet og statens arbeid med etablering av rammevilkår. En viktig føring i denne sammenheng er statens beslutning om at det ikke forutsettes at de som planlegger et fangstprosjekt må planlegge eller finansiere transport og lagring av CO₂. Kravene til tiltakene i regjeringens CCS-strategi vil også gjelde for realiseringen av et fullskala CCS-prosjekt. Tiltakene skal være utløsende, gi læring og global kunnskapsspredning og redusere barrierer, ha en nytte som står i rimelig forhold til kostnaden og risikoen som staten tar, samt være mulig å gjennomføre og realistiske.

Flere industrielle aktører kan være interessert i å delta i videre mulighetsstudier. Arbeidet med lageralternativene har imidlertid kommet kortere enn de øvrige områdene og er derfor beheftet med noe større usikkerhet. De industrielle aktørene som har meldt interesse for å delta i mulighetsstudier har understreket viktigheten av at staten nå legger rammevilkår for et prosjektmodningsløp og senere drift av CCS-kjeden på plass før videre arbeid påbegynnes. Særlig viktig i denne sammenheng er olje- og gass selskapenes tilbakemelding om at det må etableres mekanismer for å begrense eksponeringen for risiko for lekkasjer etter at lagringsoperasjonen er avsluttet. CCS-aktivitetene må gi en kommersiell logikk og forretningsmulighet med en avkastning som står i forhold til den risiko som aktøren tar, og støtte opp om selskapenes forretningsområder. Dette er i tråd med den tilnærming for eksempel Storbritannia har lagt til grunn. Staten bør i denne sammenheng være forberedt på å dekke alle CCS-relaterte merkostnader. Aktørene legger til grunn at staten tar en tydeligere pådriverrolle ved å klargjøre rammer inklusive finansielle vilkår og risikoavlastning. Staten bør også ta en koordinerende rolle slik at aktørene kun er ansvarlig for aktiviteter innenfor sine kompetanse og virksomhetsområder samt forholder seg direkte til en statlig aktør.

Gassnova har hatt dialog med eiere av eksisterende landbaserte utslippskilder i Norge over 400 000 tonn CO₂ per år vedrørende muligheten for realisering av fullskala CO₂-fangst. Både Norcem og Yara uttrykker interesse for å delta videre i et mulighetsstudiearbeid, og har gitt konkrete innspill med hensyn til hvilke forutsetninger og rammebetingelser som må på plass. Norcem har gjennom idéstudiearbeidet sett på aminbasert CO₂-fangst og kommet frem til at den tilgjengelige overskuddsvarmen fra sementproduksjonen er tilstrekkelig for fangst av om lag 400 000 tonn CO₂ per år. Yara har et samlet utslipp av CO₂ på 1,1 millioner tonn CO₂ i året ved full ammoniakkproduksjon, og selger årlig ca. 200 000 tonn CO₂ til

mat- og drikkevareindustrien. Det resterende volumet kan være aktuelt for CO₂-fangst. I tillegg har Oslos energigjenvinningsanlegg på Klemetsrud gitt overordnede innspill og vist interesse for videre deltakelse.

Gassco har dokumentert at CO₂-transport er gjennomførbart og at skipstransport av CO₂ kan anskaffes som en tjeneste i et marked av tilbydere. Gassco har vurdert både rør- og skipsbaserte løsninger for CO₂-transport. En kombinasjon av begrensede mengder CO₂ og forholdsvis lang transportavstand viser at en skipsbasert løsning er den mest kostnadseffektive. Idéstudiearbeidet viser at forskjellige konseptuelle alternativer innen skipstransport er aktuelle avhengig av betingelser i grensesnittene mot fangst og lager.

I henhold til mandatet for idéstudiearbeidet har Gassnova også hatt dialog med olje- og gass selskaper vedrørende mulighetene for lagring i eksisterende CO₂-lager på norsk sokkel, i felt under nedstengning med eller uten et EOR-potensial, samt muligheten for samlagring med CCS-prosjekter i utlandet. Statoil har gitt tilbakemelding om at en CCS-aktivitet i Sleipner-området per nå ikke bør benytte eksisterende Sleipnerplattformer. Bakgrunnen for vurderingen er å prioritere å bruke Sleipner-installasjonene til å sikre utvinning av petroleumsressursene i området. Dersom det er ønskelig å lagre i Sleipner-området, foreslår Statoil i stedet å se på lagring i Utsira-formasjonen ved injeksjon gjennom en ny undervannsbrønn. Kostnadene for en slik løsning kan bli høyere enn for løsninger som benytter Sleipner-installasjonene, og det kan bli utfordrende å finne en operatør for lageret. Statoil har tilbudt å gjennomføre en innledende studie vedrørende lagring av CO₂ på Heimdalfeltet, og vurderer i tillegg å gjennomføre en screeningstudie av felt som kan være aktuelle for etablering av en pilot for demonstrasjon av CO₂ til økt oljeutvinning (EOR). Formålet med screeningen vil være å identifisere ett felt som modnes videre i mulighetsstudiefasen. Talisman og Wintershall kan også ha mulige lageralternativer som bør utredes i mulighetsstudier, dette vil avklares gjennom videre dialog med selskapene frem mot sommeren. Av de utenlandske CCS-prosjektene som Gassnova har vurdert, anses Peterhead prosjektet i UK å ha det mest modne lageralternativet. Lagring i utlandet vil være avhengig av at tilstrekkelig antall land ratifiserer London-protokollen, eller at denne problemstillingen løses på annen måte.

Oljedirektoratet (OD) bekrefter at Utsira-formasjonen er vel egnet for injeksjon av CO₂, og at risikoen for lekkasje fra injeksjon av små CO₂-volumer i et demoprojekt er svært lav. OD har også vurdert en rekke nedstengte felt med hensyn til CO₂-lagring. Reservoarene og geologien i disse feltene er godt kjent, og det er ODs vurdering at usikkerheten i hovedsak er knyttet til tilstanden i brønnene. OD har vurdert åtte felt som er nedstengt/under nedstengning. Av disse feltene har Heimdal og Huldre intakte installasjoner, og Heimdal anslås å ha et lagringspotensial på 100 millioner tonn CO₂. Det er videre ODs vurdering at CO₂ til EOR kan ha et stort potensial på norsk sokkel, da flere av oljefeltene har reservoar-egenskaper som egner seg for CO₂-injeksjon.

Aktørbildet og forutsetningene som er kartlagt i idéstudiearbeidet, gir grunnlag for etablering av en CCS-kjede basert på industrielle utslipp. Gassnova anbefaler at det igangsettes mulighetsstudier forutsatt at de nødvendige rammebetingelser og forutsetninger er til stede. Mulighetsstudiene bør deles i en fangst del og en transport- og lagringsdel og gjennomføres som såkalte pre-kommersielle anskaffelser (av forsknings- og utviklingstjenester) når vilkår for dette er oppfylt. Dette vil være med å danne basis for utarbeidelse av et best mulig grunnlag for utlysning av en eventuell konkurranse. Det bør igangsettes mulighetsstudier for CO₂-fangst både fra Yaras ammoniakkfabrikk i Porsgrunn og Norcem Breviks anlegg. Yara har tre ulike utslippspunkter med varierende kompleksitet med tanke på fangst og klargjøring for transport og lagring, som kan studeres trinnvis, hvis ønskelig. Gassnova anbefaler også at det videreføres en dialog med Klemetsrud for å avklare om det er grunnlag for å sette i gang en mulighetsstudie. Løsninger med en kombinasjon av disse utslippskildene bør også vurderes. Gassco er rede til å igangsette mulighetsstudier av transportløsninger. Siden ingen av de potensielle lageralternativene er fullt ut modnet til et idéstudienivå foreligger det ikke grunnlag for å prioritere mellom disse enda. Imidlertid vil

screeningen av EOR-kandidater kunne redusere antallet alternativer og identifisere ett CO₂ til EOR-prosjekt som bør utredes i mulighetsstudiefasen. Gjennom prosjektmodningsløpet kan det etableres grunnlag for å velge ett lager som kan benyttes til CO₂-volumene fra alle utslippskildene. Gassnova påpeker imidlertid at arbeidet med lageralternativene er kommet kortere enn de øvrige områdene og derfor er beheftet med større usikkerhet. Det vil være nødvendig med videre utredninger før igangsetting av eventuelle mulighetsstudier.

Realiseringen av et fullskala prosjekt må gjennomføres som et industrielt prosjektmodningsløp, hvor de ulike delene av CCS-kjeden må sees i sammenheng. Dersom mulighetsstudiene igangsettes allerede høsten 2015, bør en såkalt DG1 milepæl kunne planlegges sommeren 2016. Det bør deretter igangsettes et løp som kan lede helt frem til realisering/utbygging og drift. En kombinert konseptstudie-/FEED-fase kan igangsettes høsten 2016 og et underlag for investeringsbeslutning, DG3, ferdigstilles tidligst høsten 2018. Utbygging av en hel CCS-kjede forventes å ta ca. tre år.

Det legges til grunn at en ESA-notifisering er nødvendig for statlig engasjement i form av finansiering. En godkjenning fra ESA er vurdert som sannsynlig. Prosessen er tidkrevende og forutsetter grundig dokumentasjon av støtteberettigede kostnader, støtteintensitet (insentiveffekt) og en god fakta-beskrivelse. For å overholde iverksettelsesforbudet må ESA godkjenningen foreligge før investeringsbeslutning (DG3).

Prosjektmodningsløpet og tidsplan for realisering av CCS-kjeden vil i stor grad avhenge av de spesifikke utslippskildene og lageralternativene som inngår i CCS-kjeden, og vil revideres i hver prosjektfase. For eksempel har Yara i sitt innspill signalisert at de har et utslippspunkt som kan klargjøres for transport og lagring forholdsvis raskt til en lav kostnad, mens det av ressursmessige hensyn ikke vil være mulig å begynne mulighetsstudier av de øvrige utslippspunktene før om ½-1 år. Norcem har kommet lenger i sitt prosjektmodningsløp, og har allerede studert mange forhold som vanligvis ikke håndteres før i mulighetsstudiefasen. Tilsvarende ulikheter gjelder for lageralternativene som er identifisert i idéstudiearbeidet. Et CO₂-lager i Heimdal feltet antas å ha en mye kortere realiseringstid enn for eksempel utvikling av en CO₂-EOR pilot hvor det først må gjennomføres innledende studier. Basert på innspillene i idéstudiearbeidet antas det at realisering av en fullskala kjede med fangst fra Norcem, eventuelt inkludert det «enkleste» volumet fra Yara, med lagring i Heimdal feltet vil kunne gjennomføres noe etter 2020. Alternativt vil trolig også samlagring med Peterhead prosjektet kunne være et alternativ i dette tidsrommet. En slik CCS-kjede vil innebære fangst og lagring av inntil 600 000 tonn CO₂ per år.

I et noe lengre tidsperspektiv (2022-23) antas også fangst av utslippet fra luftetårnet på Yara med ytterligere 350 000 tonn CO₂ per år å kunne realiseres. I tillegg til et mulig lager i Heimdal feltet, vil trolig lagring av CO₂ i kombinasjon med en EOR-pilot kunne bli et alternativ i dette tidsløpet. Fangst av utslippet fra reformer avgassen hos Yara vil muligens ta noe lengre tid, avhengig av når mulighetsstudier påbegynnes. Fangst av om lag 47 % av Norcems utslipp samt de tre utslippspunktene hos Yara vil kunne utgjøre totalt 1 250 000 tonn CO₂ årlig. Det vil kunne etableres en felles transport- og lagerløsning, for eksempel vil Heimdalfeltet ha tilstrekkelig kapasitet til dette volumet.

Betraktningene vedrørende prosjektmodningsløp og tidsplan etter idéstudien er svært usikre. Gassnova fraråder å gå videre nå med bare ett alternativ. Grunnen er at det fortsatt er usikkerhet knyttet til alle alternativene, samt hvilken CCS-kjede som vil være best egnet i forhold til statens mål. Det anbefales derfor å ikke foreta noen prioritering mellom alternativer før tidligst sommeren 2016. I prinsippet ønskes konkurranse mellom alternativer frem mot investeringsbeslutning, men dette bør vurderes etterhvert som potensielle alternativer modnes frem. Noen alternativer kan være komplementære, og det kan være hensiktsmessig at disse utvikles i parallell eller i kombinasjon. Blant annet kan demonstrasjon av CO₂-

fangst fra utslippene hos Yara og Norcem begge bidra til ulik læring og teknologiutvikling, samt potensielt dele transport- og lagringsinfrastruktur. Når det gjelder lagring synes det fornuftig å realisere ett lagringsalternativ, likevel bør det være en viss fleksibilitet for å vurdere ulike alternativer med ulik læring.

For å få en idé om CCS-kjedens helhet og kunne etablere et uklassifisert kostnadsestimat for utbygging og drift er det etablert et såkalt referansecase. Referansecaset er sammensatt av fangst av 400 000 CO₂ per år fra Norcem, mellomlagring på kai i Brevik og transport med skip for injeksjon i Utsira-formasjonen via Sleipner plattformen i en ny injeksjonsbrønn. Det er med bakgrunn i referansecaset anslått en total investeringskostnad for CCS-kjeden på 8,3 Mrd. NOK, med årlige driftskostnader på 330 MNOK (begge beløp er inkludert mva.). CCS-prosjektet kan gi inntekter som følge av redusert behov for CO₂-kvoter. Dette vil avhenge av kvoteprisen i CCS-kjedens levetid og hvilket volum som kan gi grunnlag for denne inntekten.

Med bakgrunn i regjeringens CCS-strategi bør kostnadene ved et CCS-prosjekt sees i sammenheng med nytteverdien. Generelt vil det å realisere en fullskala CCS-kjede bidra til betydelig læring, global kunnskapsspredning og reduserte kostnader for kommende prosjekter. Dette omfatter blant annet økt tiltro til teknologien, reduserte finansieringskostnader, muligheter/pris for forsikring og garantier, prosessoptimalisering og så videre. Læring og avklaringer av regulatoriske forhold vil også bidra til reduserte barrierer, avhengig av hvordan disse løses. Videre vil ulike prosjekteralternativer kunne bidra med spesifikke læringselementer med ulik global overføringsverdi, for eksempel relatert til ulike bransjer eller lageralternativer, løsninger for transport og så videre. Som eksempel er det ventet at lagring i et offshore petroleumfelt vil bidra til viktig læring, ikke minst dersom dette også kan knyttets til EOR-pilot. I tillegg vil CCS-prosjekter kunne ha andre nytteelementer som for eksempel sikring av arbeidsplasser og reduserte CO₂-utslipp. Nytte fra ulike konseptalternativer bør vurderes, og i løpet av mulighetsstudiene bør det legges ytterligere føringer for hvordan slike effekter skal vektlegges i en potensiell senere utvelgelse.

2 INNLEDNING

Regjeringens nye CCS-strategi ble fremlagt i forbindelse med statsbudsjettet for 2015, Prop. 1S (2014-2015). Tiltakene som omtales i strategien har følgende effektmål: «Å gi et selvstendig og målbart bidrag til å utvikle og demonstrere teknologi for fangst og lagring av CO₂ med ett spredningspotensial», og inkluderer forskning, utvikling og demonstrasjon, arbeidet med å realisere fullskala demonstrasjonsanlegg, transport, lagring og alternativ bruk av CO₂ og internasjonalt arbeid for å fremme CO₂-håndtering.

Regjeringen har en ambisjon om å realisere minst ett fullskala demonstrasjonsanlegg for CO₂ innen 2020. Med bakgrunn i denne ambisjonen har Olje- og energidepartementet etablert et revidert mandat vedrørende kartlegging av mulighetsrommet for etablering av en kjede for fangst, transport og lagring av CO₂ i Norge. Formålet med kartleggingsarbeidet er å klargjøre om det er grunnlag for å sette i gang et industrielt prosjektmodningsløp for ett fullskala CCS-prosjekt i Norge. Kartleggingsarbeidet skal gjennomføres som en idéstudie, og omfatter i hovedsak utredning av forretningsdrivere og behov for insentiver og rammebetingelser, tekniske forhold ved de ulike delene av en CCS-kjede, uklassifiserte kostnadsestimater og en foreløpig tidsplan for realisering av et fullskalaprojekt. Resultatet av idéstudiearbeidet må sees i sammenheng med statens arbeid med vurdering og etablering av rammevilkår for realisering av en fullskala CCS-kjede i Norge.

Gassnova har fått i ansvar å koordinere arbeidet og gjennomføre idéstudier av CO₂-fangst og -lagring. Gassco har vært ansvarlig for gjennomføring av transportdelen av idéstudiearbeidet, mens Oljedirektoratet har bistått Gassnova med fagkompetanse og relevante data i tillegg til å utøve sin rolle som ressursforvaltningsmyndighet.

Denne rapporten oppsummerer resultatene fra idéstudiearbeidet, og er i størst mulig grad basert på Gassnovas dialog og samarbeid med potensielle aktører i en fullskala CCS-kjede. Gasscos arbeid er basert på egne studier av rørtransport og to eksterne studier med mulige leverandører av skipstransport-tjenester.

3 MANDAT OG FORUTSETNINGER FOR IDÉSTUDIEARBEIDET

Med bakgrunn i Stortingsmelding nr. 9 (2010-2011), oversendte Olje- og energidepartementet (OED) 12. mai 2011 et mandat til Gassnova om å gjennomføre et utredningsarbeid hvor hensikten er å bidra til en bred og oppdatert kartlegging av mulighetsområdet for realisering av fullskala CO₂-håndtering utover prosjektet på Mongstad (vedlegg 1). En interimrapport ble oversendt Olje- og energidepartementet 20. desember 2012 vedrørende kartlegging av landbaserte CO₂-utslipp, samt en vurdering av disse med hensyn til egnethet for videre studier av fullskala CO₂-håndtering (Gassnova, 2012). Et revidert mandat for kartleggingsarbeidet ble oversendt fra Olje- og energidepartementet 24. november 2014 (vedlegg 2), hvor Gassnova blir bedt om å koordinere kartleggingsarbeidet i form av en idéstudie. Formålet med idéstudiearbeidet er å klargjøre om det er grunnlag for å sette i gang et industrielt prosjektmodningsløp for ett fullskala CCS-prosjekt i Norge. Idéstudiearbeidet skal ferdigstilles innen 1. mai 2015.

Krav til tiltakene i regjeringens CCS-strategi er gjengitt i mandatet, og vil også gjelde for realiseringen av et fullskala CCS-prosjekt. Tiltakene skal være:

- Utløsende
- Gi læring og global kunnskapsspredning og redusere barrierer
- Nyttene bør stå i rimelig forhold til kostnaden og risikoen som staten tar
- Tiltakene skal være mulig å gjennomføre og realistiske

De viktigste føringene for arbeidet i mandatet er listet opp under:

- Arbeidet skal gjennomføres som en idéstudie, i utgangspunktet definert etter Gassnovas prosjektgjennomføringsmodell
- Arbeidene med fangst, transport og lagring må sees i sammenheng med departementets arbeid med vurdering og etablering av rammevilkår og vil danne grunnlag for beslutning om eventuell videreføring og igangsetting av mulighetsstudier.
- Målgruppen for arbeidet med CO₂-fangst skal være eiere av eksisterende landbaserte utslippskilder med utslipp over 400 000 tonn CO₂ per år. Utslippskilder under 400 000 tonn CO₂ per år kan inkluderes men det forutsetter at et potensielt prosjekt kan sannsynliggjøre nytteverdi med hensyn til teknologiutvikling, global overføringsverdi og læring.
- Idéstudiearbeidet skal omfatte eksisterende CO₂-lager på norsk kontinentalsokkel samt nedstengte felt eller felt i senfasen. Samordning av lagring med CO₂-fangstprosjektet i utlandet skal også vurderes.

Utover de føringene som er gitt av mandatet har OED gitt følgende avklaring vedrørende arbeidet med transport og lagring (OED, 2015a).

- Når det gjelder transport og lagring av CO₂ er planleggingen av dette skilt fra planleggingen av fangst
- Planleggingen av transport og lagring vil i første fase, det vil si gjennom idéstudiene, bli gjort av Gassco og Gassnova. Regjeringen har i CCS-strategien lagt vekt på at planleggingen av fangst og transport/lagring vil skje parallelt, men er organisert separat. Hvordan arbeidet med transport og lagring skal bli organisert vil vurderes av OED som en del av planleggingsarbeidet fram mot sommeren. Dette innebærer at det ikke forutsettes at de som planlegger fangstprosjektet må planlegge eller finansiere transport og lagring.

4 CO₂-FANGST

Idéstudiearbeidet har identifisert utslippskilder som kan være teknisk egnet for CO₂-fangst og industrielle aktører som er interessert i å delta i videre mulighetsstudier, gitt at de nødvendige rammevilkår og insentiver legges til rette fra statens side. Med basis i føringene fra idéstudiets mandat kan Norcem sementfabrikk i Brevik og ammoniakkfabrikken til Yara i Porsgrunn være aktuelle kilder for en fullskala CCS-demonstrasjon i Norge innen 2020. I tillegg har Oslos energigjenvinningsanlegg på Klemetsrud gitt overordnede innspill og vist interesse for videre deltakelse.

4.1 MULIGE UTSLIPPSKILDER FOR FULLSKALA CO₂-FANGST I NORGE

Kartleggingsarbeidet er gjennomført med utgangspunkt i Miljødirektorates liste over utslipp av CO₂ fra landbasert industri (vedlegg 3).

Ut fra oversikten fra 2013 er det kun åtte landbaserte kilder med CO₂-utslipp over 400 000 tonn per år. Med basis i Gassnovas tidligere kartleggingsarbeid (Gassnova, 2012) og dialog med blant annet eiere av utslippskilder er det i idéstudiearbeidet gjort en oppdatert vurdering av potensialet for fullskala CO₂-fangst. Illustrasjonen og avsnittene under gir en oppsummering av viktige elementer fra 2012 og for noen utslippskilder en oppdatering av status. Utslippene av CO₂ fra landbasert industri i Norge varierer noe fra år til år.

Illustrasjon 1. Oversikt over norsk landbasert industri: Utslipp av CO₂ fossilt over 400 000 tonn per år.

Kilde	Utslipp til luft 2013 1 000 t/år	CO ₂ vol. %	Relevant for fullskala CO ₂ -fangst	Kommentar
Statoil Mongstad raffineri	2 255	3-4 og 13	Nei	• Henholdsvis kraftvarmeverket og cracker • CCS-arbeidet ble avsluttet i 2013 da risikoen knyttet til Mongstad-anlegget ble for stor
Gassco, Kårstø	1 096	8-10, 3-4 og 50*	Nei	• Gassco viser til tidligere studier 2009 og 2010 • Fangst fra gassprosesserings-anlegget ikke realistisk som selvstendig tiltak • Fangst fra CRAIER-anlegget gir lite læring, må evt sees i kombinasjon med andre kilder
Snøhvit LNG	843	Ca. 4	Nei	• Andre tiltak gir tilsvarende CO₂-reduksjon med lavere risiko
Norcem, Brevik	794	16-19	Ja	• Overskuddsvarme gir fangst av 400 000 tonn CO₂ • Støtter opp om en bærekraftig produksjon • Overførbarhet til andre deler av konsernet • Gir innspill til idéstudiearbeidet
Yara, Porsgrunn	562	Ca. 8, 13 og 95	Ja	• Tre utslippspunkter med ulikt CO₂-innhold • Deler av utslippet har CO₂-konsentrasjon >95% • Støtter opp om en bærekraftig produksjon • Gir innspill til idéstudiearbeidet
Hydro Aluminium, Sunndal	537	1	Nei	• Lav CO₂-konsentrasjon • Hydro arbeider med å utvikle teknologi som er «capture ready»
Noretyl (Ineos)	485	7	Nei	• Teknisk komplisert tilknytning og lang vedlikeholdssyklus
Alcoa, Mosjøen	408	1	Nei	• Spredte kilder, lav CO₂-konsentrasjon • Damp ikke tilgjengelig, plassproblemer • Alcoa arbeider med å redusere CO₂-utslipp gjennom prosess- og driftsforbedringer

*8-10 % antatt for kjeler, 3-4 % fra gassturbiner og CRAIER over 50 %.

1. Statoil Mongstad Raffineri

Statoil Mongstad Raffineri er ikke relevant for videre studier (OED, 2015b). I forbindelse med utbyggingen av kraftverket på Mongstad inngikk staten og Statoil en avtale om CO₂-håndtering på Mongstad. Med bakgrunn i denne avtalen ble teknologisenteret for CO₂-fangst på Mongstad utviklet, og fullskala CO₂-håndtering fra kraftvarmeverket og raffineriet ble også studert. I 2013 valgte staten å avvike arbeidet med fullskala CO₂-håndtering på Mongstad, blant annet fordi risikoen knyttet til Mongstad-anlegget ble for stor. De forhold som ble lagt til grunn høsten 2013 har ikke endret seg vesentlig siden.

2. Gassco, Kårstø

Basert på tidligere utførte studier er det Gasscos vurdering at fangst av CO₂ fra utslippspunktene på Kårstø gassprosesseringsanlegg som selvstendig tiltak ikke er realistisk. Fangst fra CRAIER-anlegget (CO₂-removal And Increased Ethane Recovery) er så langt ikke studert som et selvstendig tiltak, og det synes dessuten uklart om et slikt tiltak kan være relevant som et supplement eller tillegg til CO₂-fangst fra en annen kilde (Gassco, 2015b).

Læring innen CO₂-håndtering er et hovedformål med etableringen av en CCS-kjede, og det er Gassnovas vurdering at fangst fra CRAIER-anlegget har liten læring relevant for CO₂-fangst fra industriutslipp siden denne kan gjøres med kommersielt tilgjengelig teknologi.

3. Hammerfest LNG (Snøhvit)

Anlegget er ikke relevant for CO₂-fangst (Gassnova, 2012). Som dokumentert i Gassnovas interimrapport er det tidligere identifisert og presentert for Miljødirektoratet andre tiltak som gir tilsvarende CO₂-reduksjon som CO₂-fangst, med lavere risiko. Gassnova har hatt dialog med Miljødirektoratet som bekrefter at det ikke foreligger nye opplysninger som skulle tilsa en endring i vurderingen av potensialet for CO₂-fangst fra Statoils anlegg på Melkøya.

4. Norcem Brevik

I forbindelse med Gassnovas kartleggingsarbeid i 2012 vurderte Norcem produksjonsanlegget for sement i Brevik som relevant for CO₂-fangst (Gassnova, 2012). Utslipet fra sementproduksjonen har en høy konsentrasjon av CO₂ i avgassen (16-19 %) og det er tilgjengelig overskuddsvarme til CO₂-fangst. Norcem beskrev også da at sementindustrien har behov for mer informasjon om potensialet for CCS. Norcem har siden testet flere ulike fangstteknologier i pilotanlegg i Brevik med støtte fra CLIMIT-programmet. Norcem gir innspill til idéstudiearbeidet (se kapittel 4.3), som også er benyttet senere i rapporten til vurderinger av et såkalt referanseprosjekt (se kapittel 8).

5. Yara Porsgrunn

I forbindelse med Gassnovas kartleggingsarbeid i 2012 vurderte Yara ammoniakkfabrikken i Porsgrunn som relevant for videre studier innen CO₂-fangst (Gassnova, 2012). Yara beskrev da at de har en ambisjon om en bærekraftig produksjon og deler av utslippet har høy CO₂-konsentrasjon som er enkelt å tilgjengelig gjøre for transport og lagring. Yara gir innspill til idéstudiearbeidet (se kapittel 4.4).

6. Hydro Aluminium Sunndal (Karmøy)

I forbindelse med Gassnovas kartleggingsarbeid i 2012 vurderte Hydro anlegget i Sunndal som ikke-relevant for CO₂-fangst hovedsakelig av to grunner (Gassnova, 2012). CO₂-utslippspunktene ved anlegget er spredt og avgassen har en lav CO₂-konsentrasjon (0,9-2,5 %).

Hydro har planer om å utvide produksjonen ved Hydro Aluminium Karmøy, se nærmere omtale i kapittel 4.5.

7. Noretyl (Ineos)

I forbindelse med Gassnovas kartleggingsarbeid i 2012 vurderte Noretyl sitt petrokjemianlegg i Bamble som ikke-relevant for CO₂-fangst, i hovedsak fordi anlegget omfatter 11 spredte CO₂-utslippspunkter. Lang vedlikeholdssyklus vil i tillegg medføre at tilknytninger ikke lar seg gjøre før 2022. Gassnova har kontaktet Noretyl på nytt, og fått bekreftet at situasjonen med hensyn til potensialet for CO₂-fangst er uendret.

8. Alcoa Mosjøen

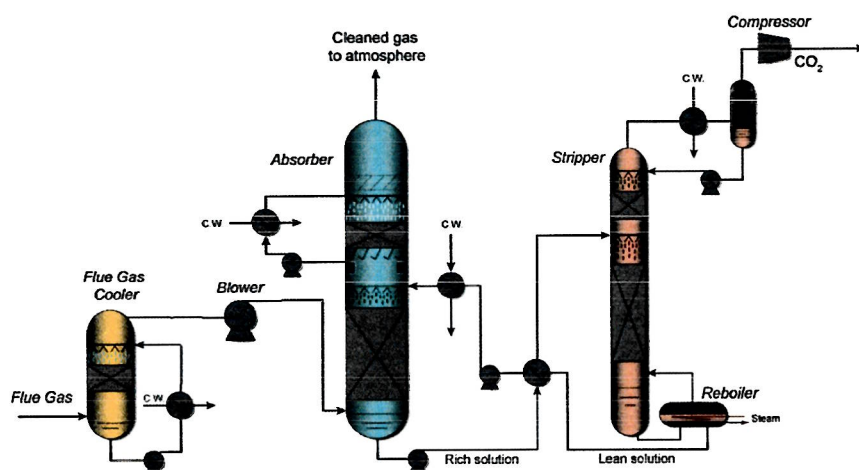
I forbindelse med Gassnovas kartleggingsarbeid i 2012 (Gassnova, 2012) vurderte Alcoa Norway anlegget i Mosjøen som ikke-relevant for CCS på grunn av tekniske utfordringer. CO₂-konsentrasjonen er lav (ned mot 0,9 %), det er flere spredte kilder, liten plass og manglende varme til et fangstanlegg. Alcoa utreder imidlertid mulig reduksjon i CO₂-utslipp med prosess og driftsforbedringer. Gassnova har kontaktet Alcoa på nytt i forbindelse med idéstudiearbeidet og fått bekreftet at situasjonen med hensyn til potensialet for CO₂-fangst er uendret (Alcoa, 2015).

4.2 FANGSTTEKNOLOGIER FOR INDUSTRIUTSLIPP

For CO₂-fangst basert på utslipp fra eksisterende industri er det i hovedsak oxyfuel (forbrenning med rent oksygen i stedet for luft) og post-combustion teknologi (CO₂-fangst fra røykgassen etter forbrenningen) som er aktuelle. Oxyfuel kan være egnet for nye anlegg, men krever i de fleste tilfelle tildeles store ombygginger på eksisterende anlegg. Flere teknologier kan benyttes ved post-combustion, blant annet:

- Solventbaserte
- Faste adsorbenter
- Membranbaserte
- Cryogene prosesser

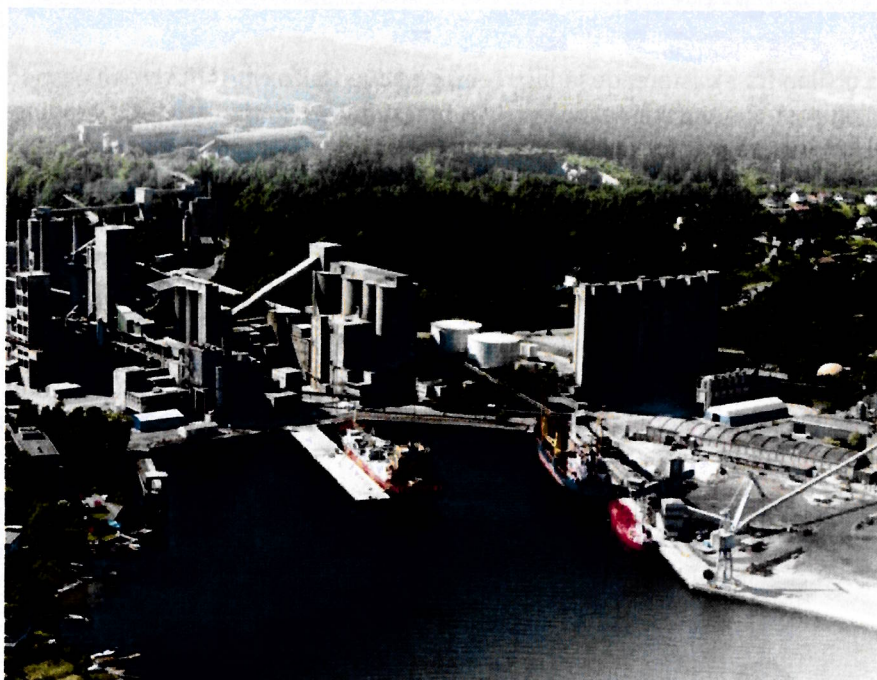
Solventbasert teknologi med aminløsninger er den mest modne teknologien (Norcem, 2015; SINTEF, 2013; GHGT, 2012/9; GHGT (2008/3). Figuren under viser prosess strømmen og hovedkomponentene i en slik prosess.



Illustrasjon 2.
Flytskjema som viser
prosess-strømmen og
hovedkomponentene
i en CCS-kjede med
rørtransport.
Kilde: SINTEF

4.3 CO₂-FANGST FRA NORCEM BREVIK

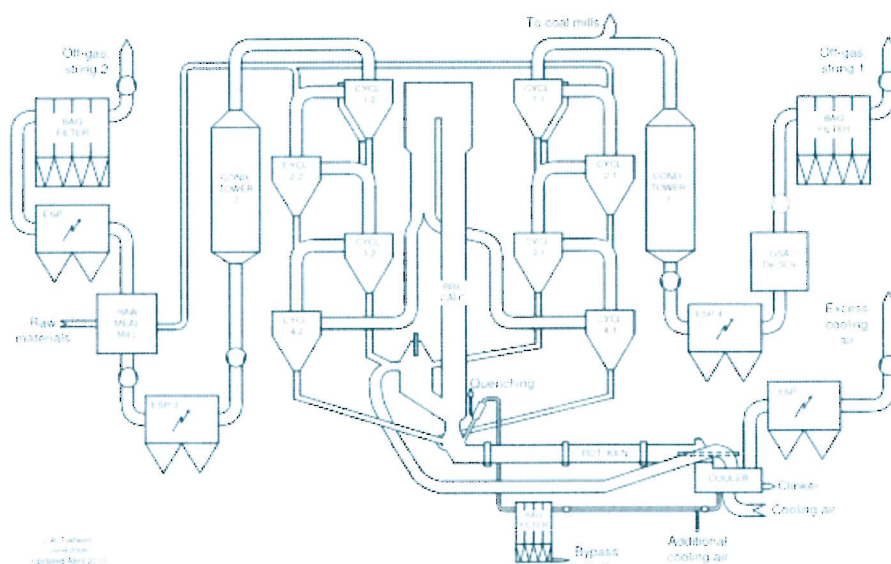
Norcem (2015) har gitt sitt innspill til idéstudiearbeidet i en egen rapport, basert på arbeid i det CLIMIT-støttede prosjektet og en mindre studieleveranse til Gassnova. Norcems innspill oppsummeres i kapittel 4.3.2. Innspillene er gitt under forutsetning av at informasjonen håndteres konfidensielt. Det understrekes også at Norcem har behov for en intern prosess i HeidelbergCement før tallunderlaget eventuelt kan offentliggjøres (spesielt gjelder dette kostnadssiden).



*Illustrasjon 3.
Norcem Brevik.
Foto: Norcem*

4.3.1 PROSESSBESKRIVELSE

CO₂-utslippene fra sementproduksjonen ved Norcems anlegg i Brevik kommer fra forbrenning av kull og andre energikilder, samt fra den kjemiske prosessen hvor kalkstein spaltes under høy temperatur (kalsinering). CO₂ fra kalsineringen står for mer enn 60 prosent av CO₂-utslippene ved en moderne sementfabrikk. Illustrasjonen under viser prosessen for sementproduksjonen i Brevik. Som det framgår av illustrasjonen, føres gassen gjennom to separate strenger med sykkloner. CO₂ til et fangstanlegg vil hentes fra streng («off-gas string») 1 og 2. I tillegg til kull bruker Norcem en stor andel avfallsbaserte energikilder, så som biobasert brensel og brensel basert på farlig avfall. Sementproduksjonen gir betydelig overskuddsvarme som kan utnyttes i et CO₂-fangstanlegg.



Illustrasjon 4.
Sementproduksjonen
ved Norcem Brevik.
Kilde: Norcem

4.3.2 NORCEMS INNSPILL TIL IDÉSTUDIEARBEIDET

Norcem gjennomfører et prosjekt med støtte fra CLIMIT-programmet, hvor flere ulike fangstteknologier har vært testet. Prosjektet omfatter blant annet uttesting av Aker Solutions aminbaserte solvent teknologi på Norcems røykgass, og resultatene fra disse forsøkene er meget lovende.

Norcems innspill til idéstudierapporten omfatter følgende hovedelementer:

- Vurdering av hvor mye overskuddsvarme som kan gjenvinnes og nyttes i et fangstanlegg
- Tilknytning til skorstein
- Eventuell kjøling av gassen før fangstanlegget
- Fangstanlegg (inklusive vurdering av utnyttelse av gjenvunnet varme fra røykgass og kjøling)
- CO₂-rør fra fangstanlegg til kompressor
- Mellomlagring og klargjøring for transport
- Lasting av CO₂

Hovedpunktene i Norcems innspill til Gassnovas idéstudiearbeid er oppsummert under (Norcem, 2015).

Norcem mener selv at fabrikkene i Brevik er en kandidat til fullskala CO₂-fangst med følgende hovedargumenter:

1. Anlegget er en av Norges største landbaserte CO₂-kilder (925 000 tonn per år (brutto))
2. Høy CO₂-konsentrasjon i røykgassen (18-20 %)
3. Norcem har gjennom arbeidet med CO₂-fangst utviklet verdifull kunnskap og erfaringer fra testing av fire ulike fangstmetoder under reelle prosess betingelser
4. Norcem og sementindustrien er avhengig av CO₂-fangst for å signifikant kunne redusere sine CO₂-utslipp. Norcem har visjon om null CO₂-utslipp fra deres produkter, sett i et livsløpsperspektiv innen 2050

5. Norcem har vist initiativ og villighet til å utrede CO₂-fangst på vegne av sementindustrien i Europa og er villige til å gå videre dersom det legges til rette for det

Norcem mener følgende kan oppnås ved realisering av fullskala CO₂-fangst i Brevik:

1. Første fullskala karbonfangstanlegg i sementindustrien
2. Viktig referanseprosjekt for hele sementsektoren
3. Vil etablere et vesentlig lavere utslippsnivå (BAT) for CO₂-utslipp fra sementproduksjon
4. Norge vil ta den ledende rollen i utviklingen
5. Man vil utvikle ny verdifull kunnskap, kompetanse og erfaring med karbonfangst fra industriell røykgass (sement)
6. Ved å realisere i Norge og Norcem vil man sikre norsk kompetanseutvikling
7. Norcem er en relativt stor CO₂-punktkilde og realisering vil bidra til at Norge møter sine nasjonale utslippsforpliktelser

Norcem legger til grunn en statlig finansiering av både investerings- og driftskostnadene. Videre er det en klar forutsetning at fullskala karbonfangst i Brevik må være et permanent klimatiltak, og ikke bare et relativt kortvarig demonstrasjonsprosjekt (for eksempel signaliseres en ønsket design levetid på anlegget på minimum 25 år). Norcem definerer sitt ansvar til å være karbonfangst-delen i CCS-kjeden, inkludert håndtering og klargjøring for transport. De legger videre til grunn at Norcem må krediteres ut i fra hvor mye CO₂ som fanges og klargjøres for transport og ikke for hvor mye CO₂ som lagres offshore og/eller gjenbrukes, eksempelvis til EOR. Siden deres kjernevirksomhet er produksjon av sement, vil sement-fabrikken alltid måtte prioriteres foran drift av karbonfangstanlegget. Dette innebærer også at Norcem må kunne slippe ut CO₂ som i dag og i de tilfeller hvor lagrene er fulle og båt ikke er tilgjengelig. Norcem trenger en ny utslippstillatelse som regulerer dette. Norcem forutsetter også at det tildeles kvoter uavhengig av om CO₂-fangst er realisert.

Norcem har også gitt Gassnova innspill til hva som bør legges til grunn ved etablering av en forretningsmodell for hele CCS-kjeden:

1. Staten bestiller CO₂, ut fra spesifisert kvalitet og mengder, direkte fra Norcem (levert på kai, inkludert mellomlager og lasting)
2. Staten koordinerer/bestiller alle aktivitetene i CCS-kjeden (der fangst, transport og lager hver forholder seg til staten)

Norcem angir en rekke kriterier for valg av fangstteknologi, blant annet krav til moden teknologi og langtidstesting ved reelle betingelser for sementproduksjon. Teknologien bør i tillegg kunne utnytte overskuddsvarmen ved fabrikken til produksjon av damp. Norcem har gjennom sitt CLIMIT-støttede prosjekt og det pågående SOLVIT-programmet (FoU-program), per i dag kun identifisert en teknologileverandør som er moden og teknisk tilgjengelig for CO₂-fangst ved anlegget i Brevik i et tidsperspektiv frem til 2020. Kun Aker Solutions aminteknologi oppfyller foreløpig de nevnte Norcems kriterier. Et eventuelt bytte av fangstteknologi leverandør vil kunne forsinke prosjektet, da en alternativ leverandør vil måtte starte opp å gå gjennom et tilsvarende testing/prekvalifiserings-program.

Tilgjengelig overskuddsvarme kan utnyttes til fangst av om lag 400 000 tonn CO₂ per år. Dette utgjør om lag 47 % av Norcem Breviks totale årlige utslipp. Gjenvinning av overskuddsvarme fra sementproduksjonen vil imidlertid resultere i temperaturendringer. Dette kan få negative konsekvenser for eksisterende renseutstyr (elektrostatisk filter (ESP) og SO₂-scrubber) med hensyn til ytelser, som igjen kan resultere i at noe utstyr må byttes ut. Dette må imidlertid studeres videre.

Norcem har i tillegg til selve fangstprosessen studert plassering og layout av fangstanlegget og tilhørende installasjoner, nødvendige klargjøringer og rivnings arbeider, samt kaiforhold og nødvendig oppgradering av den såkalte «Sekkekaia» hvor lasting av CO₂ gjøres. Norcem har videre studert tre alternativer for klargjøring av CO₂ for transport, hvor «basecase» er kompresjon til 70 bar og flashing (liquefaction) ned til 7 bar og omlag - 50 °C for båttransport.

Norcem påpeker at byggetid ikke er vurdert i detalj, men indikerer to til tre år. Det forutsettes da bygging av et frittstående fangstanlegg (end of pipe), behov for få tilkoblingspunkter, og at fangstanlegget kobles med sementfabrikken i hovedsak under de årlige revisjonsstansene på to til tre uker. Dersom fabrikken må stanses i en periode på flere måneder, vil dette være en potensiell «show-stopper» for realisering av et fangstanlegg. Norcem gir innspill til gjennomføring av en trinnvis prosjektgjennomføringsprosess frem til et mulig tidspunkt for ferdigstilling og oppstart av fangstanlegget i slutten av 2020.

Norcems vurderinger vedrørende mulighetene for CO₂-fangst fra sementfabrikken i Brevik kan oppsummeres i følgende hovedpunkter:

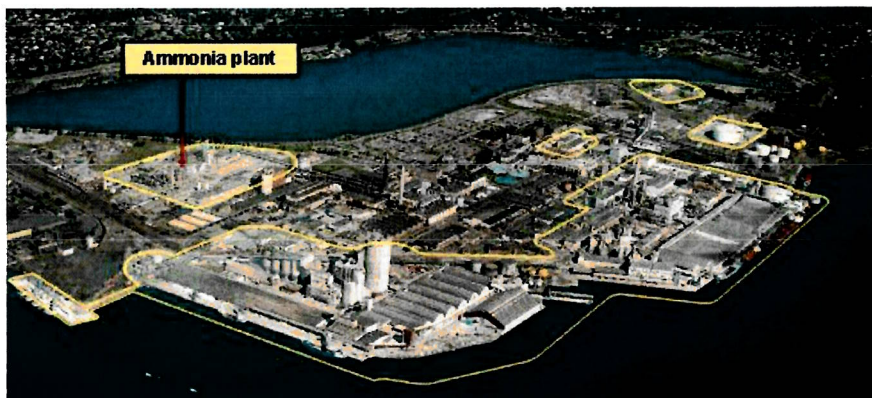
- Det er mulig å fange 400 000 tonn CO₂ per år ved bruk av overskuddsvarme
- Installasjon av et fangstanlegg, inkludert kondisjonering, er teknisk gjennomførbart
- Mulige «show-stoppere» vil studeres videre i neste fase og antas å være håndterbare
-

4.3.3 VURDERINGER KNYTTET TIL ØKT FANGSTKAPASITET

Norcem Brevik har et CO₂-utslipp på ca. 925 000 tonn per år inkludert biogent CO₂-utslipp (Norcem, 2015). Mengden CO₂ som fanges kan økes utover de 400 000 tonn CO₂ per år, men dette krever installasjon av en ny dampkjel for å produsere varme utover det som er tilgjengelig ved varmegjenvinning. Dersom denne kjelen fyres med fossilt brensel øker CO₂-mengden. Hvis det alternativt benyttes en elektrokjel vil elektrisitetsbehovet økes betraktelig. I begge tilfeller vil kostnadene per CO₂ fanget bli betydelig høyere enn ved fangst av 400 000 tonn CO₂ kun ved hjelp av overskuddsvarme.

4.4 CO₂-FANGST FRA YARA PORSGRUNN

4.4.1 PROSESSBESKRIVELSE



Illustrasjon 5.
CO₂-fangst i Porsgrunn.
Kilde: Yara

CO₂-utslippene fra Yara Porsgrunn kommer fra ammoniakkproduksjonen. Yara gav innspill til Gassnovas kartleggingsarbeid i 2012. Bildet over viser Yaras anlegg, inkludert kaiområdene (Gassnova, 2012).

Yaras anlegg i Porsgrunn omfatter en ammoniakkfabrikk, salpetersyrefabrikk, en kalksalpeterfabrikk og to fullgjødselfabrikker. Ammoniakkfabrikken utgjør første ledd i produksjonen av fullgjødselfabrikker. Yara Porsgrunn har et samlet utslipp på om lag 1,1 millioner tonn CO₂ i året ved full ammoniakk produksjon. Det er tre hovedkilder til CO₂-utslipp som alle har en tilknytning til ammoniakkfabrikken. Det første utslippspunktet er røykgass fra en reformer, som har en CO₂-konsentrasjon på om lag 13 %. Syntesegassen fra reformen rutes videre til en vannvaskprosess, hvor CO₂ absorberes i vann under trykk og noe CO₂ spennes av og slippes ut via et luftetårn. Utslipet fra dette luftetårnet har en CO₂-konsentrasjon på om lag 8 %. Det siste utslippspunktet består av CO₂ som er fanget (med en renhet på ca. 95 %), men hvor deler av CO₂-strømmen slippes ut mens den resterende mengden (ca. 200 000 tonn per år) behandles videre for salg til mat- og drikkeproduksjon.

Ammoniakkprosessen generer et dampoverskudd som går inn i et distribusjonsnettverk og forsyner annen aktivitet på Herøya med damp.

4.4.2 YARAS INNSPILL TIL IDÉSTUDIEARBEIDET

Gassnova har hatt flere møter med Yara i forbindelse med idéstudiearbeidet. Yara har også gitt innspill til arbeidet i et brev som er oversendt på e-post (vedlegg 4). Dette innspillet må behandles konfidensielt.

Yara gjennomfører for tiden store utvidelser av sin produksjonskjede som krever mye tid og ressurser, og har derfor hatt begrenset mulig til å bidra med konkrete leveranser i idéstudiearbeidet. Yara skriver i sitt brev at de gjerne vil være med å bidra til å få opp en bærekraftig verdikjede for deponering av CO₂ i Nordsjøen, og ser på dette som forretningsmessig interessant (vedlegg 4). Yara har også i møter med Gassnova gitt uttrykk for at de kan være interessert i å ta på seg en rolle som transportør av CO₂ fra eget anlegg.

Hovedpunkter fra Yaras brev er gjengitt nedenfor og resten av dette kapittelet:

- Yara er, forutsatt tilfredsstillende rammebetingelser, interessert i å fange og lagre CO₂ fra produksjonen i Porsgrunn og bidra til å bygge opp og drive en verdikjede for CO₂-håndtering fra andre kilder
- For at fangst og lagring av CO₂ som beskrevet skal bli en virkelighet må det være kommersielt attraktivt. Det kan skje gjennom to mekanismer, eller en kombinasjon av disse:
 1. Tilskudd som dekker investeringer, drift og nødvendig avkastning
 2. En pris på levert CO₂ til lagring
- Ettersom det er usikkerhet knyttet opp til gjenværende levetid på utslippskildene i Norge, må det ligge en form for garanti knyttet opp mot utførte investeringer dersom mekanisme 2 velges. Yaras hypotese er at en kombinasjon av investeringsstøtte og pris på levert CO₂ vil være hensiktsmessig.
- Uten et tungt og tydelig statelig lederskap, med konkrete målsettinger, framdriftsplan og realistiske finansieringsordninger blir det vanskelig for Yara å prioritere dette arbeidet fremover.

Yara har gitt tilbakemelding om at de på grunn av arbeidet med et stort utvidelsesprosjekt ved fabrikkene i Porsgrunn, ikke har interne ressurser tilgjengelig eller kapasitet til å bidra til en eventuell mulighetsstudie før senere i år, eller neste år.

Yara har også gitt innspill vedrørende hvilke CO₂-kilder og volumer som kan egne seg for CO₂-fangst (vedlegg 4). Utslippene fra ammoniakkfabrikken kan variere fra år til år, og volumene under er basert på full produksjon:

1. Yara selger ca. 200 000 tonn ren CO₂ per år til mat- og drikkeindustrien. Dette volumet er ikke tilgjengelig for lagring
2. Det er i tillegg 200 000 tonn CO₂ per år med nesten ren CO₂
3. Denne kilden kan økes med ytterligere 350 000 tonn CO₂ per år, men med noe høyere kostnader. Det er ikke utredet teknisk hvordan dette kan gjennomføres
4. 300 000 tonn CO₂ per år er tilgjengelig som røykgass med lav CO₂-konsentrasjon

Det årlige CO₂-volumet på 200 000 tonn som nevnes i punkt 2 over, kan ifølge Yara forholdsvis enkelt og raskt tilrettelegges for transport og lagring så fremt de vet hvilke betingelser som kan gis. Yara gir foreløpige/indikative og konfidensielle anslag for hva det kan koste å levere CO₂ til deponering i Nordsjøen (som ikke er kvalitetssikret eller involvert leverandører). «Et gassfangstanlegg og et skip med dynamic positioning (DP) vil koste rundt EUR 50 millioner i rene investeringer. I tillegg kommer driftskostnader» (Yara, 2015). Yaras indikasjon er altså på om lag 425 MNOK i investeringskostnader og driftskostnader rundt 170-255 NOK/tonn. Kostnadsanslagene inkluderer et skip, men uten offshore lossessystem (se kapittel 5).

De øvrige utslippene eller CO₂-mengdene vil ha en større vanskelighetsgrad og lengre tidsløp med hensyn til realisering av et CO₂-fangstprosjekt enn volumene nevnt i punkt 2.

4.5 ALTERNATIVE UTSLIPPSKILDER

Norcem Brevik og Yaras anlegg i Porsgrunn anses som de mest aktuelle utslippskildene for realisering av fullskala CO₂-fangst. Andre kilder kan bli aktuelle i et tidsperspektiv som går ut over 2020, fortrinnsvis i en kombinasjon med fangst fra Yara eller Norcem Brevik med utnyttelse av en etablert transport- og lagringsløsning. Mandatet omfatter i utgangspunktet landbaserte utslipp i Norge over 400 000 tonn CO₂ per år, men noen mindre utslippspunkter er også vurdert.

Klemetsrud

Oslos Energigjenvinningsanlegg på Klemetsrud har gitt overordnede innspill til idéstudiearbeidet (vedlegg 6). Oslo kommune vurderer å ta i bruk CO₂-fangst ved avfallsanlegget på Klemetsrud. Anlegget har et årlig utslipp på omtrent 300 000 tonn CO₂. Dette forventes å stige med økt kapasitet og oppetid på det eksisterende anlegget og en eventuell utbygging med flere ovnslinjer for å dekke et økende behov for varme til Oslos fjernvarmesystem. Muligheten for fangst av 400 000 tonn CO₂ årlig anses realistisk i et relativt kort tidsperspektiv. Anlegget har kontinuerlig drift hele året, og vil trolig fortsatt være i drift om 40 år, selv om eierskapet over tid vil kunne variere. Stadig økende utsortering og gjenvinning av plast gjør at store deler av CO₂-fangst fra forbrenningsanlegget faktisk vil være CO₂-negativ (vedlegg 6). Det er utført innledende vurderinger av fangst, men det er foreløpig ikke studert hvordan transport frem til en havn kan gjennomføres. Anlegget driftes av Energigjenvinningsetaten (EGE). EGE påpeker videre at «Energigjenvinning av avfall er strengt regulert innen EUs miljølovgivning. Et norsk pilotanlegg kan bane vei mot vektlegging av CCS i anbudprosesser og -kriterier, og mot et fremtidig krav til CCS på energigjenvinningsanlegg i EU. Gjennom nasjonal og internasjonal miljøpolitikk kan med andre ord fremtidig fangst og lagring av CO₂ fra energigjenvinning bli finansiert via krav om dette i offentlige anbud. Dette som erstatning for/supplement til ETS-systemet». Dialog med Klemetsrud bør videreføres for å avklare om det er grunnlag for å sette i gang mulighetsstudier. Dette må trolig også sees i sammenheng med Oslo kommunes klima- og energistrategi.

Gassco, Kårstø

Gassco har gitt følgende innspill til idéstudiearbeidet vedrørende mulighetene for CO₂-fangst fra utslippspunktene på Kårstø gassprosesseringsanlegg (Gassco, 2015b):

- CO₂-fangst fra utslippspunktene på Kårstø gassprosesseringsanlegg har vært studert gjennom "Naturkraft Integration Pre-feasibility Study" i 2009 og "CO₂ emission Kårstø"-studiet i 2010. Konklusjonen fra disse studiene var at fangst fra eksisterende utslipp ikke er realiserbare som selvstendige tiltak. Samordnet fangst av CO₂ fra prosessanlegget og Naturkraft er helt utelukket ettersom Naturkrafts gasskraftverk ikke er i drift, og som enkelttiltak er integrasjonsløsningene derfor ikke lenger realiserbare.
- Gasscos initielle vurdering av relevans av CO₂-fangst på Kårstø, som del av Gassnovas mandat knyttet til fullskala demonstrasjon av CO₂-håndtering i Norge, er som følger:
 1. Fangst av CO₂ fra utslippspunktene på Kårstø gassprosesseringsanlegg som selvstendig tiltak vurderes som ikke realistisk.
 2. Fangst fra CRAIER-anlegget er så langt ikke studert som et selvstendig tiltak, ei heller løsninger for mellomlagring eller utskipning. Det synes dessuten uklart om et slikt tiltak vil ha relevans for annen virksomhet.
- Gassco er innstilt på å studere CO₂-fangst fra CRAIER-anlegget på Kårstø dersom Gassnova bekrefter dette som et relevant initiativ for å realisere fullskala demonstrasjon av CO₂-håndtering i Norge. Det forutsettes at det etableres en studieavtale og at Gassco kompenseres fullt ut for utgiftene knyttet til arbeidet.

Gassnova har hatt dialog med Gassco vedrørende mulighetene for fangst fra gassprosesseringsanlegget på Kårstø. Den totale mengden CO₂ som kan fanges fra CRAIER-anlegget anslås til ca. 120 000 tonn CO₂ per år og vil trolig kunne gjennomføres med et ekstra trinn med membran. Denne typen membran har vært kommersielt tilgjengelig på markedet i mange år. Membranen vil være godt egnet for separasjon av CO₂ fra rågass, hvor det er et meget høyt trykk tilgjengelig, men er ikke egnet for fangst fra gasser med trykk nær atmosfærisk. Et fangstanlegg med en slik membran vil derfor gi lite relevant læring med tanke på CO₂-fangst fra industriutslipp. Dersom det i tillegg tas i betraktning at det dreier seg om små mengder CO₂ vil ikke dette alternativet alene oppfylle kriteriene til fullskala fangst.

Hydro Aluminium Karmøy

Hydro har planer om å utvide produksjonen ved Hydro Aluminium Karmøy. Hydro gjennomførte i 2014 en konsekvensutredning for utbygging i to trinn. Et nytt anlegg ved Hydro Aluminium Karmøy kan bli en mulig utslippskilde som kan egne seg for CO₂-fangst hvis Hydro lykkes med utvikling av teknologi som tilrettelegger for fangst fra avgassen fra de nye cellene. Dette innebærer en økning i CO₂-konsentrasjon fra ca. 1 % til omlag 3-4 %, slik at det kan gjennomføres CO₂-fangst med for eksempel aminteknologi.

Første utbyggingstrinn omfatter et pilotanlegg og skal være ferdig i 2017, mens andre trinn tidligst kan stå ferdig i 2022. Når trinn to er ferdigstilt forventes et utslipp av CO₂-ekvivalenter på ca. 832 000 tonn CO₂ per år. Gassnova mener at det kan være gode grunner for å jobbe videre med å avklare teknologiske utfordringer knyttet til CO₂-fangst fra det nye anlegget ved Hydro Aluminium Karmøy. Imidlertid faller ikke dette naturlig inn under denne idéstudierapporten, da fangst fra aluminiumsindustri er mindre teknologisk modent og Hydros investeringsbeslutning for trinn to ligger noe frem i tid.

Andre mindre kilder

Gassnova har også gjort en overordnet vurdering av utslippskilder under 400 000 tonn CO₂ per år (vedlegg 3) basert på offentlig tilgjengelig informasjon. Basert på begrensede CO₂-mengder, vurderes disse ikke å være aktuelle uten en eventuell kombinasjon med større kilder (Gassnova, 2013; Mott MacDonald, 2014).

5 CO₂-TRANSPORT

CO₂-transportdelen av CCS-kjeden er mer moden enn fangst og lagring, og skipstransport av CO₂ kan anskaffes som en tjeneste i et marked av tilbydere. Gassco har gjennom idéstudiearbeidet dokumentert at CO₂-transport er teknisk realiserbart, og at en skipsbasert løsning vil være den mest kostnadseffektive ved en kombinasjon av begrensede mengder CO₂ og forholdsvis lang transportavstand. Noen elementer vedrørende skipstransport er fortsatt uavklart, hovedsakelig relatert til losse- og injeksjonsutstyr.

Gassco har hatt ansvaret for å vurdere alternative CO₂-transportløsninger mellom fangst- og lagerlokasjon. Grensesnitt mellom fangst og transport og mellom transport og lager er etablert i samråd med Gassnova.

Gassco har vurdert både rørbaserte og skipsbaserte løsninger for CO₂-transport.

Arbeidet viser at ved en kombinasjon av begrensede mengder CO₂ og forholdsvis lang transportavstand, blir en skipsbasert løsning mer kostnadseffektiv enn en rørløsning.

Skipsbasert transport av CO₂ er ikke særlig utbredt, men det finnes eksempler knyttet til næringsmiddel-industrien. Studiet viser at forskjellige konseptuelle alternativer innen skipstransport er aktuelle. Felles for studiene av skipskonsepter er at de inkluderer relevant mellomlagring og systemer for lasting og lossing. Mens konseptenes ulikheter handler om trykk kombinert med temperatur.

- «Nedkjølt»: CO₂-transport ved ca. -50 °C og 6-8 bar trykk. Dette er samme type teknologi som benyttes for skipstransport av Liquefied Petroleum Gas (LPG)
- «Delvis trykksatt»: CO₂-transport ved ca. 10 °C og ca. 45 bar
- «Høyt trykk»: CO₂-transport ved ca. 20 °C og høyere enn 70 bar

«Nedkjølt» transport virker å være et godt alternativ ved transport fra havn til havn, mens «delvis trykksatt» transport kan ha enkelte fortrinn dersom CO₂ losses direkte til en offshore lagerlokasjon. Skipstransport ved «høyt trykk» er vurdert til å være for kostbart til å bli utredet videre.

Illustrasjonen under viser enhetskostnader per tonn CO₂ for skipsløsning og rørløsning til henholdsvis Sleipner og ROAD (Rotterdam Opslag en Afvang Demonstratieproject/Rotterdam Capture and Storage Demonstration Project). Kostnadene i illustrasjonen under inkluderer investerings- og driftskostnader.

Illustrasjon 6. Enhetskostnader for aktuelle konsept. Kilde: Gassco, 2015a

Transport	Tall i NOK per tonn (2015)	Lager – Sleipner	Lager – ROAD
Rørtransport		627	926
Skipstransport – «nedkjølt»		195	201
Skipstransport – «delvis trykksatt»		193	227

Gassco har lagt til grunn et krav til regularitet for CO₂-transport på 90 prosent. Dette er betydelig lavere enn normal praksis i olje- og gassbransjen, noe som kan bidra til reduserte kostnader og dermed øke sannsynlighet for teknologispredningspotensiale. Dette er mulig da redusert tilgjengelighet vil ha relativt lave økonomiske og miljømessige konsekvenser.

Studiet viser til flere sider ved de skipsbaserte konseptene som bør utredes videre for å redusere usikkerhet, men både «nedkjølt» og «delvis trykksatt» er vurdert som teknisk realiserbare alternativer.

Gassco har tidligere studert rørbasert CO₂-transport til nivå for konseptvalg. Dersom fullskala demonstrasjonsprosjektet videreføres til mulighetsstudie basert på andre kombinasjoner av volum og distanse favør av rørbasert transport, vil røralternativ kunne modnes senere uten at det nødvendigvis går utover tidspunkt for ferdigstillelse.

Skipstransport av CO₂ er antatt å kunne anskaffes som en tjeneste i et marked av tilbydere. For å sikre tilstrekkelig interesse hos tilbydere, kan det igangsettes pre-kvalifisering av potensielle leverandører. Modning av transporttjenesten bør samordnes beslutningspunkter for fangst og lager samt møte relevante krav i et industrielt prosjektmodningsløp.

De vurderte løsningene for transport av CO₂ er forventet å kunne realiseres samtidig med oppstart av fangst og lager.

Transportdelen er mer moden enn fangst og lagring. Gjennomførbarhet er i all hovedsak dokumentert i praksis, og i tidligere studier. Noen utfordringer blant annet relatert til losse- og injeksjonsutstyr gjenstår å løse. På disse områdene kan det bli aktuelt med pre-kommersielle anskaffelser. Videre er det fremkommet noen forslag til alternative løsninger for skipstransport, og offshore losseløsninger.

Etter Gassnovas vurdering har CLIMIT-programmet flere prosjekter i porteføljen som omhandler skipstransport av CO₂, og som kan være nyttige for det videre arbeidet. Disse omhandler blant annet transport av fylte tanker, anvendelse av tilpassede forsyningskip og muligheten for å benytte samme fartøy til kombinasjon av LNG og CO₂-last. Dette kan øke utnyttelsen av skip, da disse kan ta med CO₂ som returlast.

6 CO₂-LAGRING

Idéstudiearbeidet har identifisert lagerlokasjoner som kan være egnet for CO₂-håndtering og industrielle aktører som kan være interessert i å delta i videre mulighetsstudier. Statoil har gitt tilbakemelding om at en CCS-aktivitet i Sleipner-området ikke bør benytte eksisterende Sleipner-plattformer. Statoil har tilbudt å gjennomføre en innledende studie på Heimdal-feltet, og vurderer i tillegg å gjennomføre en screening-/mulighetsstudie av potensielle mindre EOR-kandidater. Talisman og Wintershall kan også ha mulige lageralternativer. Av de utenlandske prosjektene synes Peterhead å ha det mest modne lageralternativet med gode tekniske løsninger. Olje- og gass selskapene gir tilbakemelding om at lagring av CO₂ krever etablering av incentiver for aktørene. Utnyttelse av CO₂ til EOR kan være interessant i denne sammenheng. Det uttrykkes bekymring vedrørende det langsiktige ansvaret etter avsluttet injeksjon av CO₂.

Gassnova har gjennomført en innledende screening av lagringsmuligheter. Screening er basert på egne vurderinger, arbeidsmøter og diskusjoner med Oljedirektoratet (OD), samt dialog med de operatørene på norsk sokkel og representanter for utenlandske CCS-prosjekter. Dette kapitlet omfatter en oppsummering av screeningprosessen og resultater så langt. En mer detaljert beskrivelse er gitt i Gassnovas interne rapport (Gassnova, 2015b).

6.1 EKSISTERENDE LAGER

Sleipner

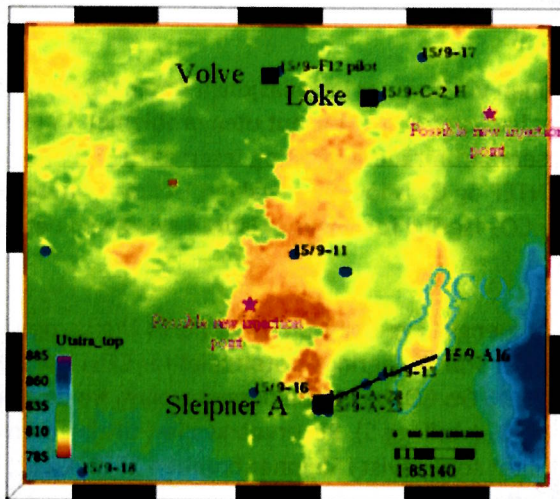
Det har vært injisert og lagret CO₂ i Utsira-formasjonen via Sleipner installasjonen siden 1996. Totalt lagret mengde så langt er ca. 15 millioner tonn CO₂. Injeksjonen har forløpt uten problemer. Injektiviteten har vært svært god, det dynamiske mottrykket i reservoarområdet er lavt og reservoartrykket har ikke økt merkbar i injeksjonsperioden. Både Statoil, OD, SINTEF og Gassnova har evaluert Utsira-formasjonen som lager og konkluderer med at denne er vel egnet for CO₂-lagring for volumer langt høyere enn det som er aktuelt ved et fullskala demonstrasjonsprosjekt.

ODs vurderinger av Utsira-formasjonen som lager er gjengitt i vedlegg 5. Her vurderes Utsira- og Skade-formasjonene å representere en stor akvifer og har det største lagrings-potensialet for CO₂ i Nordsjøen. Akviferen er beregnet til å ha en lagringskapasitet på 16 Gt. CO₂ basert på bergartsvolum fra de deler av akviferen som tilfredsstiller kriteriene for lagring av CO₂ (vedlegg 5). Reservoarqualitet til akviferen er god med 35 % porøsitetsgjennomsnitt og god permeabilitet som påvist i Sleipner brønnen 15/9-A-16. Reservoalet er forsegleet med tykke tertiære sedimenter basert på 3D-seismisk tolkningen. Risiko for lekkasje fra injeksjon av små volumer CO₂ er svært lav. På grunnlag av erfaring med injeksjon av CO₂, vann og borkaks er det god kjennskap til forseglingssegenskapene til overliggende lag og hvilke injeksjonstrykk som er akseptable. Basert på Oljedirektoratets egne simuleringstudier ble det under gitte forutsetninger anslått at 0,5-1,5 Gt CO₂ kan bli lagret i den sørlige delen av Utsira-Skade akviferen (OD, 2014b). En oversikt over antatt levetid for ulike utvinningstillatelser som ligger innenfor eller i nærheten til kartlagt akvifer vises i vedlegg 5. Det er høy aktivitet i Nordsjøen og flere felt benytter Utsira-formasjonen til injeksjon av produsert vann. Det er gjort et lite gassfunn i Utsira-formasjonen i brønn 26/10-1.

Etter beregninger, som TNO nylig har gjort for Gassnova på generelt grunnlag, forventes injeksjons-brønner i Utsira-formasjonen å ha tilstrekkelig injeksjonskapasitet til å ta mot de volumer som vurderes fanget i Grenlandsområdet (TNO, 2015). Statoil, som operatør for Sleipner lisensen, er usikker på den maksimale injeksjonsraten til den eksisterende brønnen. Denne brønnen er kun testet til 133 tonn/time og Statoil ønsker ikke å overskride denne raten. OD mener at operatørens vurderinger må aksepteres.

Med en injeksjonsrate på 133 tonn/time og Sleipners eget behov for lagring på 0,5 millioner tonn per år i de første årene etter 2020 fra eksisterende og potensielle forekomster, vil det med kontinuerlig mottak av CO₂ fra en landbasert utslippskilde kun være plass til ytterligere 0,6 millioner tonn i året i den eksisterende brønnen (Gassnova, 2015b). Kontinuerlig injeksjon vil kreve to til tre skip. Krevende samordning og ventetid ved dårlig vær vil redusere regulariteten slik at en totalrate med begrensningene i eksisterende brønn ikke kan forventes å overstige 0,5 millioner tonn i året. Selv om dette ville kunne representere den rimeligste lagerløsningen isolert sett, vil den kreve betydelige investeringer i ekstra skip og representere en begrensning i forhold til hvor mye CO₂ som kan fanges og lagres.

Vilkårene for den pågående injeksjonen på Sleipner stiller ikke krav om et omfattende ansvar etter at injeksjonen er avsluttet. Den nylig vedtatte lagringsforskriften stiller derimot klare krav til operatøren om overvåkning og garantier i forhold til lekkasjer i lang tid etter at avsluttet injeksjonsperiode. Ved utvidelse av det eksisterende lageret på Sleipner til å inkludere CO₂ fra industrielle kilder, vil det oppstå uklarheter i forhold til ansvarsforhold og eksisterende regelverk (Arntzen de Besche, 2015) og i så måte betydelige utfordringer for operatøren.



Illustrasjon 7.

Kart på topp Utsira i Sleipner-området. Eksisterende injeksjon skjer i området innringet med blått.

Kilde: StatoilHydro, 2009

Statoil gjennomførte i 2009 en studie på oppdrag fra Gassnova hvor Sleipner Utsira ble vurdert som lager for CO₂ fra land (StatoilHydro, 2009). Det ble da lagt til grunn at ny dedikert brønn bores fra Sleipner A. Denne brønnen var forutsatt lokalisert i området som vist i rødt midt på kartet i illustrasjon 7. Dette ville gi to adskilte CO₂-ansamlinger som kan overvåkes separat og gi en klar ansvarsdeling. Brønnen var planlagt koplet direkte til et rørsystem som bringer CO₂-volumene fra den eksterne rørledningen til brønnen uten oppvarming eller pumping på plattformen. Denne løsningen kan benyttes dersom den eksterne rørledningen erstattes med et lossesystem, utstyr for oppvarming og pumping plasseres på skipet. Et egnet lossesystem er utredet av Aker Solutions på oppdrag fra Gassnova (Aker Solutions, 2015). Kostnadene for nødvendige modifikasjoner på Sleipner A ble beregnet av Statoil i 2009, men Statoil indikerer nå at senere erfaringer viser at beregnede kostnader var altfor lave.

Statoil har gitt Gassnova følgende tilbakemelding vedrørende muligheten for lagring av CO₂ via Sleipner plattformen:

[Redacted text block]

Ifølge Statoils tilbakemelding vil også arbeidet med tilknytning av omliggende petroleumsforekomster gi så mye ombyggingsaktivitet på installasjonene at det ikke er plass for ytterligere aktiviteter som boring av en ny brønn og nødvendige tilpasninger på plattformen for mottak av CO₂. Videre er det en bekymring for at økt injeksjon kan øke risikoen for skader på eksisterende brønn, som petroleumsproduksjonen i området er svært avhengig av.

En separat undervannsutbygging ble vurdert og kostnader beregnet av Aker Engineering for Gassnova i 2009. Den gang ble det antatt at CO₂-volumene ble tilført gjennom en rørledning. Rørledningen kan enkelt erstattes med et lossesystem for skip. Raten er nå langt lavere enn den gang og gir mulighet for å velge en enklere undervannsløsning. Aker Solutions utreder en slik løsning på overordnet nivå (Aker Solutions, 2015). Kostnadene for en slik løsning kan bli høyere enn for løsninger som benytter Sleipner-installasjonene. Videre kan det bli en utfordring å finne en operatør for et slikt prosjekt. Statoil indikerer

at dette ikke nødvendigvis er en oppgave de er interessert i å påta seg. Dersom et lagringsprosjekt skal etableres i et område uten tidligere aktivitet, må det gis en letetillatelse for CO₂-lagring i parallell med anskaffelsen (Arntzen de Besche, 2015).

Snøhvit

Snøhvit er ikke vurdert som et alternativt lager for et mulig fullskala CCS-prosjekt. Transportavstanden er svært lang i forhold til lokaliseringen av de mest aktuelle utslippskildene. I denne utredningen har fokuset vært på Nordsjøen. Gassnova har med bakgrunn i disse forholdene ikke hatt dialog med Statoil vedrørende muligheten for samlagring.

6.2 FELT I SLUTTFASEN

Gassnova har gjennomgått eksisterende felt i Nordsjøen som forventes å bli nedstengt de neste fem årene, for å identifisere mulige lagringsalternativer. En løsning hvor et nedstengt felt med installasjoner benyttes anses som den mest aktuelle løsningen. Dette er en tilsvarende løsning som Peterhead prosjektet i Skottland benytter med lagring i Goldeneye-feltet.

Følgende kriterier har blitt lagt til grunn for Gassnovas vurderinger:

- Lagringspotensialet bør være minst 10 millioner tonn CO₂
- Feltet bør ha akseptable reservoaregenskaper og god forsegling mot lekkasjer
- Installasjoner og tilstrekkelig antall brønner bør være i god stand
- Moderate driftskostnader for lageret

Gassnovas arbeid i idéstudiefasen har hatt fokus på mindre felt på norsk sokkel. Rene akviferer som Johansen- og Utsira-formasjonen, og store oljefelt med lang levetid er ikke tatt med her, da disse har vært rapportert tidligere. Felt nord for Tampen-området er heller ikke inkludert. Vurderingene er basert på offentlig tilgjengelige data:

- ODs lagringsatlas (OD, 2014a)
- ODs åpne databaser (ODs faktasider, 2015)
- Operatørenes hjemmesider
- Offentlig tilgjengelige artikler, presentasjoner, tidsskrifter, konferanser med mer
- PUD-dokumenter og konsekvensutredninger

Det er ikke gjennomført egne geologiske tolkninger, reservoarsimuleringer eller kostnadsestimater, og vurderingene er basert på Gassnovas kompetanse og erfaring fra reservoar- og feltutviklingsarbeid. Gassnovas vurderinger har blitt gjennomgått med OD. På noen spesifikke områder har OD bidratt med egne arbeider. Resultatene fra disse er innarbeidet i teksten og i sin helhet gjengitt i vedlegg 5.

I forbindelse med kartlegging av CO₂-lagringsmuligheter på norsk sokkel har Oljedirektoratet gjort en evaluering av mulighetene for å lagre CO₂ i nedstengte felt (vedlegg 5) (OD, 2014a). Drenerte gassfelt hvor trykket har sunket vesentlig ved gassproduksjon, vurderes mer aktuelle framfor oljefelt. Oljefeltene er ofte avsluttet med trykk nærmere initialt grunnet produksjon med vanninjeksjon for trykkvedlikehold. For nedstengte felt er reservoaret og den geologiske utviklingen i området godt kjent, usikkerheten er i hovedsak knyttet til tilstanden på nedstengte brønner. Noen av feltene har imidlertid fortsatt gjenstående hydrokarboner slik at det kan være mulig å oppnå en ekstra utvinning ved injeksjon av CO₂. De fleste nedstengte gassfeltene ligger i tilbakelevert område og innretningene på de fleste er fjernet. Innretningene på Heimdal og Huldre er ikke fjernet. Reservoarene er depletet og det er antatt at CO₂ kan

injiseres til nær initialt trykk. Noen av feltene i Friggområdet er i kommunikasjon gjennom en stor akvifer som kan gi et betydelig lagringspotensiale for CO₂, dette gjelder også for Heimdalfeltet. For beregning av hvor mye CO₂ som kan lagres i nedstengte felt er det her antatt at ca. 70 % av produsert gass kan erstattes med injisert CO₂. Dette er å betrakte som en teoretisk kapasitet og det vil være behov for mer detaljerte studier dersom det blir aktuelt å starte med slik CO₂-lagring.

Basert på Gassnovas innledende screeningarbeid er de Statoil opererte feltene Huldra og Heimdal, Statfjord Øst, ExxonMobils Jotun felt og Varg hvor Talisman er operatør vurdert som de mest aktuelle for videre studier. Det understrekes at dialogmøtene med operatørene er gjennomført uten at Gassnova har pekt på spesielle felt, men med en oppfordring til operatørene om å komme med forslag til felt de mener kunne være egnet for formålet.

Illustrasjon 8.
Installasjonen på Varg-feltet.
Foto: Talisman



Huldra, Varg og Jotun har relativt enkle og normalt ubemannede plattformer. Huldra har noe prosessutstyr om bord, mens Jotun har et boreanlegg og Varg en ren brønnhodeplattform som vist i illustrasjon 8. De to siste feltene er tilkoplede produksjonsskip for prosessering. Disse produksjonsskipene vil det ikke være behov for ved lagring og kan derfor fjernes etter endt produksjon. Reservoaret på Huldra ligger svært dypt og kvaliteten på reservoaret er ikke like bra som for de øvrige feltene. Heimdal vurderes å ha gode reservoaregenskaper som egner seg for lagring, men både brønner og installasjon er gamle og en tilpasning til CO₂-injeksjon kan bli kostbart. Kapasiteten er anslått til 100 millioner tonn CO₂ (vedlegg 5). Statfjord Øst er utstyrt med et undervannsanlegg, som kan frakoples moderplattformen og modifiseres for injeksjon direkte fra et skip. Reservoaret vurderes å være svært bra (ODs faktasider, 2015).

I tillegg til disse feltene er Brage (Wintershall) og Oseberg Øst (Statoil) vurdert som egnede for en pilot hvor CO₂ benyttes til økt oljeutvinning, såkalt EOR (Enhanced Oil Recovery). På tross av vann- og gassinjeksjon har disse feltene relativt lav utvinningsgrad (30-40 %) for sandsteinsfelt etter norske forhold. Produksjonen nærmer seg grensen for lønnsomhet og selskapene vurderer tiltak for å øke produksjon og utvinning. Alternativet for noen kan være rask nedstenging. De aktuelle CO₂-volumene fra Grenlandsområdet er for små for et feltomfattende EOR-prosjekt, men feltene synes å ha avgrensede områder som kunne benyttes for en første EOR-pilot.

[Redacted text block]

[Redacted text block]

En studie OD utførte i 2005 sammen med fem oljeselskaper indikerte ekstra oljeutvinning i størrelsesorden 3-7 prosentpoeng med CO₂-injeksjon. Dette samsvarer med både Utvinningsutvalget (2010) og OG21 sine vurderinger. OD har videreført og oppdatert denne studien de siste årene og vurdert potensialet i 23 oljefelt i Nordsjøen. Noen av feltene ble studert nærmere for å vurdere effekten av å injisere mindre mengder CO₂ (1-3 mill. tonn CO₂). Studiet er basert på modeller utviklet av SINTEF og ZEP og identifiserer potensialet for å øke utvinningen og kostnadene

relatert til dette. Avhengig av gjenværende olje i feltene og tilgang på CO₂ kan utvinningsgraden i enkelte felt øke opp til 12 prosentpoeng. Det er ikke gjennomført noen pilotstudier av CO₂-EOR på norsk sokkel. Det er gjort enkelte simuleringsstudier med små mengder CO₂ til injeksjon.

OD utførte en studie på tre oljefelt i nordlige del av Nordsjøen i 2013 med mindre mengder CO₂ til injeksjon (1-3 millioner tonn/år). Studien viste at selv små mengder CO₂ kan gi god ekstra utvinning. Feltene kan spille sammen med en begrenset CO₂-mengde ved at CO₂ tilførselen overføres videre til et nytt felt når det første feltet begynner å resirkulere CO₂. Det vil også være nødvendig å ha en buffer i form av en akvifer for å kunne motta CO₂ til lagring dersom feltene ikke kan motta CO₂ på grunn av driftsproblemer. CO₂ kan injiseres på et felt gjennom plattformbrønner eller undervannsbrønner knyttet til feltet.

For å få godkjent CO₂-lagring i en EOR-pilot må det dokumenteres at det ikke er signifikant risiko for lekkasje fra lageret slik kravene er formulert i forskriften (Arntzen de Besche, 2015). Det er Gassnovas vurdering at det er mest effektivt at lagringen skjer i samme reservoar som EOR-prosjektet og at CO₂-volumene forblir der. Dette vil spare både energi, kostnader og ytterligere CO₂-utslipp. CO₂ som produseres tilbake i løpet av driftsperioden for piloten, må dermed reinjiseres. Aker Solutions har utviklet et system for å separere CO₂ ut på havbunnen etter gjennombrudd i produksjonsbrønnen og reinjisere den i reservoaret uten at CO₂ kommer opp på plattformene og skaper korrosjonsproblemer der (Aker Solutions, 2014). Lagring i forbindelse med økt oljeutvinning-EOR vil falle inn under petroleumsforskriften, som har samme krav til sikker lagring som forskriften for lagring. Olje- og gass selskapene gir uttrykk for en forventning om at EOR får de samme insentiver som ren lagring, og at staten må dekke investeringer for lossing, injeksjon og overvåkning, samt drift av disse. Petroleumslisensen må ta ansvar for produksjon og reinjeksjon av produsert CO₂ etter gjennombruddet.

Aker Solutions (Aker Solutions, 2015) har gjennomført et studie for Gassnova med hensyn til behov for ombygging av plattformer og lossing av nedkjølt CO₂ fra skip. TNO har vurdert sikker strømming fra skipet til reservoaret ved en slik operasjon. Konklusjonen er at dette er fullt mulig og ikke svært kostnads-krevende. Det viser seg vesentlig billigere og mer praktisk å plassere utstyr for oppvarming og kompresjon på skipet i stedet for på den eksisterende plattform. Skipet vil da levere ferdig CO₂ med riktig trykk og temperatur for injeksjon. Systemet er tilpasset bruk på undervannsfelt, som da ikke trenger å belaste moderinstallasjonen med CO₂-aktivitet.

6.3 DIALOG MED OPERATØRER PÅ NORSK SOKKEL

[Redacted text block]

BP, ConocoPhillips og ExxonMobil har gitt tilbakemelding om at de ikke har felt som egner seg, og at det ikke er interesse for utvikling av et CO₂-lager (Gassnova, 2015b). Talisman opplyser at de ikke er i stand til å gå videre i en dialog på nåværende tidspunkt på grunn av den pågående restruktureringen av selskapet etter oppkjøpet fra Repsol, som har CCS som en del av sin strategiske plan. Det Talisman opererte Gyda-feltet synes ikke aktuelt. Wintershall er positive til videre dialog, men trenger noe mer tid for vurderinger internt. Disse selskapene kan bli med i arbeidet på et senere tidspunkt, dette vil avklares nærmere gjennom dialog med selskapene frem mot sommeren. Shell og Total opererer ikke felt på norsk sokkel som vil være aktuelle for CO₂-lagring, og har trolig av den grunn ikke svart på Gassnovas henvendelse.

Statoil har nevnt Heimdal som en mulig kandidat for CO₂-lagring og har gitt Gassnova et tilbud på gjennomføring av en studie (Gassnova, 2015b). På Heimdal vil det være synergier som gir eierne insentiver for en slik aktivitet og lisensen har fremmet et konkret forslag for videre modning. På grunn av dårlig tilstand i brønnene må det imidlertid forventes at det må bores en ny injeksjonsbrønn og kompletteres fra grunnen av, noe som vil gi ekstra kostnader. Statoil har videre gitt Gassnova tilbakemelding om at EOR er interessant for lagring av CO₂ og vurderer en screening- og mulighetsstudie for å kartlegge kandidater for en EOR-pilot. Målsetningen med screeningen er å finne frem til ett EOR-prosjekt for det videre arbeidet. Staten må bidra økonomisk ved en slik studie (Statoil, 2015).

[REDACTED] Kostnadsdeling på eksisterende anlegg og utsettelse av fjerningskostnader for felt under nedstengning kan likevel være et bidrag.

Olje- og gass selskapene gir tilbakemelding om at de ønsker å forholde seg direkte til en statlig aktør og være kontraktsmessig uavhengig av fangstoperatøren. Ulikheter i kompetanse og arbeidsform mellom fangst- og oljeselskaper vurderes som krevende med tanke på å få til et effektivt samarbeid mellom disse aktørene direkte, uten en koordinerende instans. De større oljeselskapene har nødvendig kompetanse til også å kunne stå for transport, men de uttrykker stor usikkerhet vedrørende om de ønsker et så omfattende engasjement og mener denne tjenesten bør anskaffes eksternt. Det gis også signaler om at prosjektmodningsløpet ikke bør deles i mange faser med flere uavhengige anskaffelser og beslutningspunkter, da dette kan medføre ekstra kostnader og økt usikkerhet ved flere mobiliseringer og demobiliseringer.

Selskapene uttrykker videre stor bekymring for å sitte med ansvaret og stille midler som sikkerhet for eventuell risiko i forbindelse med lekkasje etter nedstenging, slik det er formulert i gjeldende lagringsforskrift som er i tråd med EUs lagringsdirektiv. Gassnova har gjennom dialog med representanter fra de utenlandske prosjektene ROAD, Peterhead og WhiteRose fått tilbakemelding om at operatørene i disse prosjektene har fått avgrensninger i sitt ansvar på dette området.

6.4 INTERNASJONALE PROSJEKTER

I forbindelse med idéstudiearbeidet har Gassnova hatt jevnlig dialog og avholdt møter med de tre pågående prosjektene ved Nordsjø-bassenget; ROAD, WhiteRose og Peterhead. Lagring i utlandet vil kreve en ratifisering av London-protokollen eller at utfordringene knyttet til London-protokollen løses på annen måte (Arntzen de Besche, 2015). Så langt har kun Norge og UK ratifisert protokollen.

ROAD er et demo-prosjekt over tre år, som tar utgangspunkt i CO₂-fangst ved kullkraftverket Maasvlakte 3 ved Rotterdam. Det årlige volumet som skal lagres fra dette prosjektet er om lag en millioner tonn. Prosjektet har vært utsatt i flere år på grunn av manglende finansiering. CO₂ føres gjennom en rørledning over land til en injeksjonsbrønn, som bores i et uttømt gassfelt ved kysten. Det er ikke plass til norske volumer i det lageralternativet som nå utvikles, da kapasiteten er begrenset til tre millioner tonn. Dersom et norsk fangstprosjekt skulle knytte seg opp til ROAD-prosjektet i Rotterdam, må det opprinnelig planlagte lageret P-18 benyttes. Dette feltet er operert av TAQA. Det må videre etableres mottaks-terminal på land og bygges rørledning ut til feltet. Dette lageret har en kapasitet på om lag fem millioner tonn, men kan etter hvert utvides til ytterligere brønner og segmenter. Det er forutsatt å benytte gamle brønner uten ny komplettering. Det må forventes at et norsk prosjekt må inngå en avtale med TAQA om

lagring og bære en stor del av investeringene for mottaksterminal, eventuelt mellomlager og ca. 20 kilometer rørledning ut til lageret på P-18. Dette anses som et lite realistisk alternativ.

WhiteRose er et CCS-prosjekt som etableres for Humber-området i Yorkshire. Her er det mange potensielle kilder med årlig utslipp godt over 10 millioner tonn. Startpunktet er et nytt kullkraftverk hvor det planlegges fanget to millioner tonn CO₂ per år fra starten av. Volumene føres så gjennom en rørledning over land og ut til i en vannfylt struktur lokalisert mellom en rekke gassfelt i britisk sektor. Det vil bli etablert en brønnhodeplattform på lageret.

WhiteRose prosjektet har foreløpig ikke på plass en lageroperatør noe som antas å være en forutsetning for nødvendige tillatelser og dermed offentlig støtte. Det er derfor Gassnovas vurdering at det er stor usikkerhet vedrørende den videre planen for dette prosjektet. WhiteRose vurderes å ha et godt teknisk konsept og forventes å ha god lagringsplass. For tilknytning av et norsk fangstprosjekt må det bygges kai og mottaksterminal. WhiteRose har så langt forutsatt at dette skjer ved Killingholme i munningen av elven Humber. Gassnova vurderer imidlertid en direkte tilknytning til installasjonen offshore som et mulig et alternativ. Det forventes at et norsk CCS-prosjekt selv må bære kostnadene for tilknytning og nødvendig utstyr. Ifølge WhiteRose prosjektet vil dette trolig gjelde kaianlegg og rør-tilknytning på flere kilometer, samt delbetaling for elementer mellom kai og lager med lange rør på land og offshore, samt installasjon og brønner. Det er grunn til å forvente at samlagring kan bli kostbart og muligens ikke i tråd med tidsplanen for Norges fullskala ambisjon.



*Illustrasjon 9.
Peterheads anlegg med havn.
Foto: Shell, 2010*

Peterhead er et CCS-prosjekt i Skottland basert på fangst av CO₂ ved gasskraftverket ved Peterhead. CO₂-volumene, ca. 1 millioner tonn per år, føres gjennom en eksisterende rørledning ut til gassfeltet Goldeneye på britisk sokkel. Her injiseres CO₂ på en eldre ubemannet plattform. For å kunne motta CO₂ fra et fangstprosjekt i Norge må kaianleggene i Peterhead havn opprustes, samt fire kilometer rørledning legges over land for tilknytning til den planlagte CO₂-rørledningen (illustrasjon 9). Kapasiteten til lageret i Goldeneye-feltet vurderes å være tilstrekkelig. Prosjektet vil benytte en gammel, tidligere produksjons-plattform uten betydelige modifikasjoner og anvende de eksisterende brønnene (15 år gamle) for injeksjon og overvåkning. Prosjektet er i FEED-fasen og kan vise til konkrete planer og løsninger, og Shell fremstår som en operatør med god kontroll over hele verdikjeden. Peterhead synes å være det mest realistiske og modne av de utenlandske lageralternativene.

Investeringsbeslutning forventes å bli fattet i inneværende år.

7 RAMMEVILKÅR

De industrielle aktørenes interesse for å delta i en CCS-kjede vil avhenge av hvilke rammebetingelser som etableres. CCS-aktivitetene må først og fremst gi aktørene en kommersiell logikk og forretningsmulighet med en avkastning som står i forhold til den risiko som aktøren tar. Aktørene påpeker et behov for at staten tar en tydelig rolle som pådriver og koordinator. En begrensning i olje- og gass selskapenes eksponering for risiko med hensyn til lekkasjer etter at lagringsoperasjonen er avsluttet er en viktig betingelse for deres deltakelse i en CCS-kjede.

For en kommersiell aktør vil en investeringsbeslutning for et fullskala CCS-prosjekt vanskeliggjøres av markedssvikt på en rekke områder, dette gir legitimitet for en statlig inngripen. Eksempler på slik markedssvikt er:

- Samfunnets kostnader ved CO₂-utslipp er ikke fullt ut priset inn i den bedriftsøkonomiske kostnaden for CO₂-utslipp («eksternaliteter»).
- Bedrifter som bidrar til utvikling av ny teknologi vil ikke nødvendigvis få en konkurransemessig fordel fremfor de som følger etter («freerider»).
- For CCS er transport og lager nødvendig infrastruktur. Disse har typisk høye faste kostnader og lave marginalkostnader, og kan anses som «naturlig monopol» grunnet blant annet sterkt fallende kostnader med økende volum. De første prosjektene tar dermed en uforholdsmessig stor kostnadsbelastning i forhold til etterfølgende prosjekter som kan bruke samme infrastruktur.
- Tiltakshaver har oftest hverken mulighet for å gjennomføre transport og lagringsaktiviteter ei heller tilstrekkelig bestiller kompetanse for slike aktiviteter («asymmetrisk informasjon»).
- Prosjektmodningen av fangst, transport og lager aktiviteten har ulik ledetid. Alle aktørene i kjeden er avhengig av at flere aktører med ulike motiv er koordinert lang tid i forveien før prosjektet realiseres («asymmetrisk informasjon»).

Med rammevilkår for et CCS-prosjekt mener vi her i hovedsak de rammer og føringer staten gir relatert til:

- Statens formål med prosjektet
- Statens rolle
- Virkemidler som legges til rette for prosjektet

Disse elementene må sees i sammenheng og forenes med de aktuelle kommersielle aktørenes formål og roller, langs hele CCS-kjeden.

7.1 FORMÅL OG FORUTSETNINGER

Staten har ambisjon om å realisere minst ett fullskala demonstrasjonsanlegg for CO₂-håndtering innen 2020. I henhold til regjeringens nye CCS-strategi skal effekten av statens involvering være å gi et selvstendig og målbart bidrag til å utvikle og demonstrere teknologi for fangst og lagring av CO₂ med et spredningspotensial. Forutsetninger for statlig deltagelse er gitt i CCS-strategiens overordnede krav.

Kommersielle aktører som ønsker å være med å bidra til statens formål vil fylle prosjektet med egne formål og forutsetninger. Utslippseiere og potensielle aktører har gitt innspill til idéstudiearbeidet vedrørende deres formål og forutsetninger for deltagelse i en CCS-kjede. Leverandøren av fangstanlegget og leverandøren av transporttjenestene vil ha som formål å tjene penger på det de bidrar med i prosjektet. For skipstransporttjenestene er det ventet at avtalen vil kunne basere seg på en relativt standard avtale om gasstransport, selv om CO₂-transport vil ha enkelte spesifikke utfordringer.

Formål og forutsetninger vil være grunnlaget for prosjektets funksjonsbeskrivelse/designbasis, som igjen vil være avgjørende for prosjektets kostnader og nytte. I en idéstudie vil denne være på et overordnet nivå, men må detaljeres i løpet av prosjektmodningsløpet. Samordning av formål vil derfor være en viktig prosess. Før igangsetting av mulighetsstudier vil det være viktig å avklare om aktørenes formål er forenlige med statens egne formål. Aktørenes formål vil videre detaljeres og avklares i prosjektmodningsløpet frem mot endelig investeringsbeslutning.

Med bakgrunn i Gassnovas dialog med de ulike aktørene er noen alternative formål og forutsetninger, som vil kunne gi kostnads- og nyttekonsekvenser, avdekket. Disse forholdene må vurderes og avklares i den videre prosessen:

- *EOR*
I idéstudiearbeidet er mulighetene for etablering av en EOR-pilot vurdert.
- *Levetid*
Norcem har ytret behov for langsiktighet og funksjonsbeskrivelsen som ligger til grunn for deres anslag angir en designlevetid på 25 år. På den andre siden har lageraktørene ventelig behov for en kortere levetid på prosjektet (aktuelle anlegg har en fremskreden levetid).
- *Fangstgrad*
Norcem legger grunn en fangst av CO₂ begrenset til utnyttelse av tilgjengelig restvarme ved anlegget.
- *Type utslippspunkt*
Yara har åpnet opp for å vurdere tre ulike utslippspunkter ved ammoniakkfabrikken i Porsgrunn, og Norcem vurderer fangst fra sement, der noe av CO₂-utslippene er biogent. Disse vil ha ulike kostnadsforutsetninger, nytteverdi og tilgjengelige volum
- *Kostnad-/nyttevurderinger knyttet til en hel CCS-kjede*
Det foreligger alternativer for fangst av små CO₂-volumer (100 000-200 000 tonn per år) hvor læringsverdien av fangstdelen vil være begrenset. Å få etablert en hel CCS-kjede kan i seg selv bidra med viktige læringseffekter.

7.2 ROLLER OG SAMARBEIDSMODELL

De overordnede krav i regjeringens CCS-strategi gir føringer for at statens tiltak skal være utløsende. Dette kan medfører at staten tar på seg de nødvendige roller som private aktører ikke ønsker eller kan ta, eller at kommersielle aktører tilbys tilstrekkelige insentiver for å ta roller de i utgangspunktet ikke ville tatt. Statens roller og virkemidler må derfor sees i sammenheng. Olje- og energidepartementet legger til grunn en statlig organisering av transport og lagring. Eiere av utslippskilder og potensielle lagringsaktører har gitt tilbakemelding om at de ønsker staten som avtalemotpart, og kun være ansvarlig for sine egne aktiviteter. Ut fra statens utgangspunkt og aktørenes innspill kan det synes som om en (eller flere) statlig(e) aktør(er) bør ha følgende roller:

- Er pådriver for CCS-kjeden
- Anskaffer nødvendige tjenester
- Koordinerer prosjektet overordnet, og avlaster aktørene for risiko med tanke på potensielt manglende informasjon for aktørene om andre deler av CCS-kjeden ved beslutningspunkter
- Avlaster prosjektet for risiko for CO₂-lekkasjer etter at lagringsaktiviteten er avsluttet

I føringene staten har gitt vedrørende en statlig organisering av transport og lagring, samt å ta en pådriver rolle, ligger det til rette for at statens og aktørenes interesser kan forenes. Norcem uttrykker vilje til å eie og integrere fangstanlegget i sitt produksjonsanlegg for sement. Norcem vil i så fall se dette som en langsiktig satsning og vil antagelig ønske å drifte dette som del av sin ordinære sementproduksjon. Videre

er det et utgangspunkt for Norcem at de ikke trenger å ta ansvar for CO₂ utover å fange og tilgjengelig gjøre denne på kai. Dette er i tråd med tidligere innspill regjeringen har fått fra industrien generelt (Norsk Industri, 2014). I hovedtrekk er dette også i tråd med Yaras innspill.

Ingen kommersielle aktører er klare til å overta risikoen for CO₂ fra lastekai eller lossebøye til den er permanent lagret i tråd med lagringsforskriften. Videre ønsker potensielle lagringsaktører at roller og insentiver blir gitt på en måte som kan gi disse selskapene en kommersiell interessant mulighet, utover en ren tjenesteleveranse. Dette kan blant annet være relatert til mulighet for EOR eller en forlenget drift av et felt. Gassnova har tidligere gitt anbefalinger til Olje- og energidepartementet angående forretningsmodeller for transport og lagring (Gassnova, 2012). Mye av rammene som lå til grunn for Gassnovas forslag til kommersiell modell i 2012 har endret seg.

På bakgrunn av statens og aktørenes innspill ser Gassnova for seg en modell hvor staten tar et overordnet ansvar for transport og lagring, men anskaffer nødvendige bygge- og operatørtjenester. Denne modellen følger også i hovedsak anbefalingene fra ZEP «*Contractor to the State*» (ZEP, 2014). Regulatoriske utfordringer knyttet til modellen må vurderes videre. Eieren av utslippskilden har her ingen avtalemessig relasjon til andre aktører i CCS-kjeden enn til staten, og det samme vil gjelde for leverandørene for transport- og lagringslagringstjenester. Leverandøren av fangstanlegget vil derimot være en underleverandør til fangstprosjektet som eies av utslippskilden. Den statlige aktøren kan anskaffe transport- og lagertjenester i en avtale der lageraktøren enten blir en totalentreprenør til transport og lagringsprosjektet, eller i to separate avtaler (transporttjenester og lagringstjenester). Yara gir også mulighet for at transporttjenester kan være en underleverandør av fangstaktøren. Det antas at staten som et utgangspunkt vil foretrekke en totalentreprise for å unngå å bli for involvert i den daglige oppfølgingen og koordineringen av leveransene.

Dersom private og kompetente lagringsaktører i større grad har insentiver til å bidra for å realisere en CCS-kjede, kan statens redusere sin rolle. Hvilken rolle kommersielle aktører vil ta vil antagelig henge sammen med statens virkemidler. Fra lagringsaktørenes side vil det være avgjørende at de ser andre kommersielt interessante muligheter ved å engasjere seg, utover å være en ren tjenesteleverandør.

Roller og samarbeidsmodell må avklares videre i prosjektmodningsløpet. Noen intielle avklaringer bør imidlertid foreligge før mulighetsstudier igangsettes, først og fremst med hensyn til organisering av transport og lagring.

7.3 VIRKEMIDLER

Staten virkemidler for å påvirke industrien og andre aktører til å bidra i arbeidet med å realisere fullskala demonstrasjonsanlegg kan generelt deles inn i to kategorier; restriksjoner og insentiver (Arntzen de Besche, 2015). Da landbasert industri er utsatt for en mer eller mindre global konkurranse, legges det til grunn at virkemidlene staten legger på plass for CCS-demonstrasjon i hovedsak er insentiver og i mindre grad restriksjoner, utover innstramninger i EUs kvotesystemet.

På sikt vurderes kvoteprisen for CO₂ som et viktig virkemiddel for å drive frem CCS-prosjekter, på linje med andre klimatiltak. Videre må en eventuell statsstøtte være i tråd med EØS-avtalens statsstøtteregler (Arntzen de Besche, 2015), og nødvendige anskaffelser må følge anskaffelsesregelverket.

7.3.1 VIRKEMIDLER FOR PROSJEKTMODNINGSLØPET

Det legges til grunn at staten gir støtte til en eller flere utslippseiere i løpet av prosjekteringsfasene frem til og med bygging av fangstanlegget. Som et utgangspunkt mener Gassnova denne støtten kan tildeles etter en utvelgelsesprosess organisert som en anskaffelse. Dette vil være anskaffelse av en tjeneste og vil ikke nødvendigvis gi staten et eierskap til fysiske anlegg eller føre til at staten får en operatørrolle. En slik overføring av penger fra staten til private aktører vil også kunne gjennomføres ved at staten direkte eller indirekte, gjennom en notifisert ordning, tildeler støtte basert på forhåndsdefinerte kriterier. Uavhengig av valgt ordning vil det være nødvendig å ha en åpen og transparent prosess. For en støtte, uten anskaffelse som utvelgelsesprosess, vil behovet for at det på forhånd etableres kriterier for tilskudd og en «silingsmekanisme» være stor. En direkte tildeling vil kunne gi en stor fallhøyde og en vanskelig forhandlingsposisjon for staten (Arntzen de Besche, 2015).

I Europa foreligger det eksempler både på rene støttetildelinger (blant annet NER300) og anskaffelser av en tjeneste (DECCs CCS-konkurranse). Begge har vært tunge og tidkrevende prosesser. Tilnærmingen i UK ser imidlertid ut til å være mest fleksibel i forhold til å gjøre justeringer underveis i prosessen.

7.3.2 VIRKEMIDLER I DRIFTSFASEN

Fangst

Utslippseierne Gassnova har hatt dialog med og har gitt noen innspill vedørende betalingsform i driftsfasen, hvor de i hovedsak ønsker en betaling per tonn CO₂. Aktørene ser videre for seg en eller annen form for garanti for betaling dersom disse aktørene oppfyller sine deler av avtalen, men likevel ikke får levert sin CO₂ på grunn av utfordringer senere i CCS-kjeden.

Alternativer til en betaling per tonn CO₂ levert kan være ulike betalingsformer til fangstprosjektet i driftsfasen:

- En dekning av støtteberettigede driftskostnader etter regning
- En lumpsum dekning av støtteberettigede driftskostnader for hele prosjektlevetiden eller for eksempel per år

En viss kombinasjon av disse betalingsformene kan være attraktiv, men en betaling per tonn CO₂ er ventet å gi gode incentiver til utslippskilden.

I forhold til kvoteregimet vil flere forhold måtte avklares, disse gjelder blant annet:

- Norcem og Yara ønsker å bli kreditert basert på egne aktiviteter (fangst, klargjøring og evt. transport) og ikke på hvor mye som faktisk er lagret, samt å ha en tillatelse som gir anledning til å slippe ut CO₂ dersom skipet ikke kommer. Det må vurderes hvordan dette kan gjøres i lys av lagringsdirektivet og kvotedirektivet.
- Ved Norcems anlegg er en andel av det totale utslippet ikke kvotepliktig (utslipp fra biobrensel). I løpet av prosjekteringsfasen bør det avklares om dette betyr at en andel av fanget CO₂ heller ikke vil kunne gi en inntektsside for prosjektet.
- Norcem vil ha kvotetildeling som om fangstanlegget ikke var der. Det må vurderes hvordan det forholder seg til kvotedirektivet, og kvoteregimet etter 2020. Miljødirektoratets vurdering per nå er at CO₂-fangstanlegget ikke vil påvirke den nåværende tildelingen til en eksisterende kvotepliktig virksomhet (Miljødirektoratet, 2015).
- Skipstransport av CO₂ for lagring er i dag ikke dekket av EU ETS regimet (blant annet Elforsk, 2015), hvordan en CCS-kjede med skipstransport skal håndteres i forhold til dette bør avklares.

- Dersom CO₂-volumene skal benyttes til en EOR-pilot kan det være behov for avklaringer knyttet til kvote- og lagringsregelverk.

Transport og lager

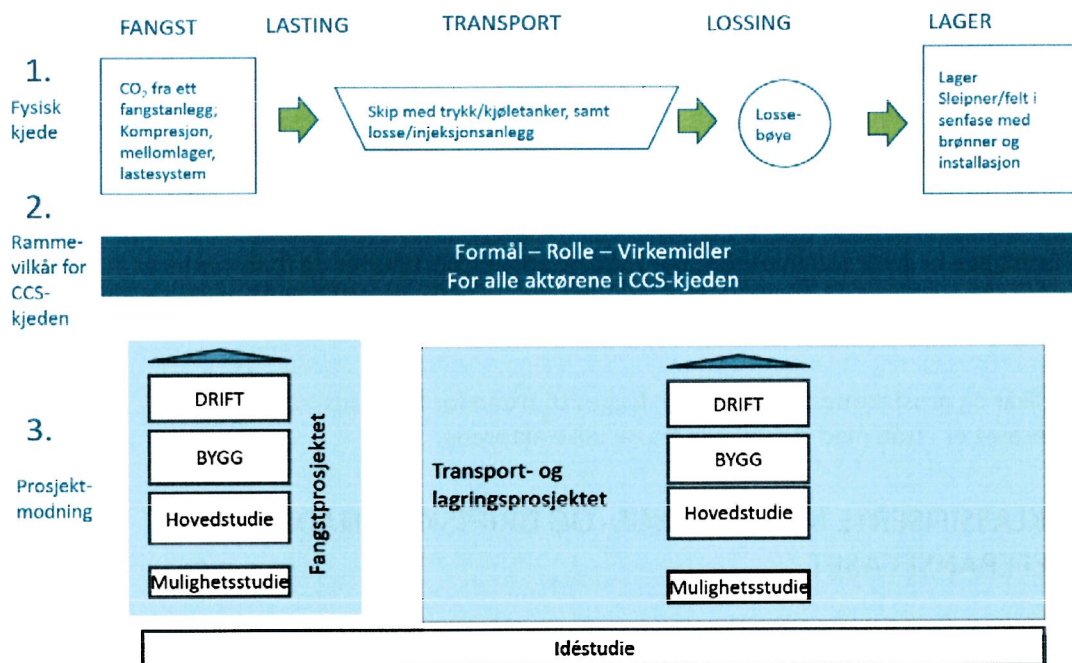
Det synes nødvendig at staten tar et sterkere engasjement for transport og lager, enn for fangst. Olje- og energidepartementet har i denne sammenheng lagt til grunn en statlig organisering av transport og lager. Som del i en slik organisering kan transport- og lagringsaktørene gis økonomiske insentiver i form av en avtale der staten betaler for å få utført bygge- og operatørtjenester. En avtale om tjenesteleveranse vil antageligvis være en naturlig modell for leverandører av transporttjenester. Et alternativ kan være at staten eier og opererer et CO₂-skip selv, gjennom en statlig aktør. Slik Gassnova forstår det er ikke dette i utgangspunktet ønskelig fra statens side. Lagringsaktøren vil se etter insentiver utover rollen som tjenestetilbyder. Muligheter for forlenget levetid på eksisterende felt, eller tilgang til CO₂ for en EOR-pilot kan vær slike insentiver som kan utløse lageroperatørens interesse. Interessen for EOR synes å være avhengig av at disse EOR-prosjektene får samme insentiver som annen lagring.

I det videre prosjektmodningsløpet kan andre virkemidler bli gjenstand for diskusjon i dialog med aktørene. Disse kan være, skatte- og avskrivningsregler, betaling per tonn CO₂ som lagres, for eksempel ved bruk av CO₂ avgiften som virkemiddel.

8 ETABLERING AV EN HEL CCS-KJEDE

8.1 ETABLERING AV ET REFERANSECASE

For å kunne gjennomføre dialog med industrielle aktører, samt idéstudiearbeid knyttet til de ulike delene av CCS-kjeden i parallell er det etablert et såkalt referansecase. Referansecaset tar utgangspunkt i et antatt realiserbart prosjekt med aktører i alle ledd av CCS-kjeden og en rekke antagelser og forutsetninger. Referansecaset må derfor ikke oppfattes som den anbefalte CCS-kjeden for videre studier. Illustrasjon 10, gir en oversikt over de tre hovedelementer referansecaset omhandler: 1) den fysiske kjeden, 2) rammevilkårene for prosjektet og 3) prosjektmodningsløp.



Illustrasjon 10. Referansecasets tre hovedelementer.

Referansecaset og ulike alternativer til dette er blitt studert i dialog med potensielle aktører på fangst, transport og lager, det vil si mulige utslippseiere/operatører. Med bakgrunn i dette er det gjort et forsøk på å beskrive et mulig prosjektmodningsløp for et CCS-prosjekt med anbefalinger om videre studier. Referansecaset danner også basis for etablering av et konsistent kostnadsestimat for hele kjeden

8.2 BESKRIVELSE AV REFERANSECASET

Beskrivelsen av referansecaset tar utgangspunkt i innspill og dialog med potensielle fangst-, transport- og lageraktører:

Fangst

CO₂-fangst fra Norcem Brevik med bruk av overskuddsvarme som gir fangst av ca. 400 000 tonn CO₂ per år og en designlevetid på 25 år for fangstanlegget med om lag 85% regularitet. CO₂ fra fangstanlegget komprimeres til 70 bar og kjøles til 20 °C, og mellomlagres i tanker på 7 bar ved omlag -50 °C (lagervolum 14 000 m³ som tilsvarer ca. 1,5 ganger antatt skipsstørrelse).

Transport

CO₂ lastes over i skip (med maksimal størrelse på 9 000 m³) og transporteres med samme trykk og temperatur. Det legges opp til ett skip med en samlet design kapasitet på 600 000 tonn CO₂ per år (200 000 tonn per år mer enn fangst med tanke på en eventuelt fremtidig utvidelse). På skipet vil CO₂ komprimeres til nødvendig trykk. Temperaturen varmes eventuelt opp til det som er egnet for injisering.

Lager

Følgende lagerløsning benyttes i referansecaset:

- Ny injeksjonsbrønn i Utsira på Sleipner A i en adskilt struktur
- Inntrekning av et undervannsrør i et eksisterende stigerør og etablering av enkel rørforbindelse til brønnhodet på Sleipner A
- Lossesystem for CO₂ fra skipet
- Minimumskapasitet 600 000 tonn CO₂ per år

Denne løsningen er godt dokumentert, har robuste kostnadsestimater og representerer et middels omfang for alternativene på Sleipner. Det understrekes at referansetilfellet ble definert allerede ved starten av studiet og at valget reflekterte kunnskapen på det tidspunkt.

Rammevilkår og prosjektmodningsløp som legges til grunn for kostnads- og nytteverdier vedrørende referansecaset er i tråd med innspillene fra de ulike aktørene.

8.3 UKLASSIFISERTE INVESTERINGS- OG DRIFTSKOSTNADER FOR REFERANSECASET

Gassnovas vurderinger og uklassifiserte estimater er basert på tidligere arbeid og aktørenes innspill til idéstudien, og presenteres i form av grove investerings- og driftskostnader (Norcem, 2015; Gassco, 2015a; Gassnova, 2015b; Gassnova, 2015a.). Kostnadene er basert på en rekke forutsetninger i beskrivelsen av referansecaset. Tallene vedrørende fangst er basert på innspill fra Norcem, mens transportkostnadene er estimert av Gassco. Når det gjelder kostnadene for lager er disse basert på tidligere studier utført av Statoil og Aker Engineering. Gassnova har i tillegg lagt til posten «Annet» som i hovedsak omfatter anslag på eieroppfølgingskostnader og forventet tillegg (contingency). Totalsummen er presentert med og uten moms.

Illustrasjon 11. Oppstilling investering- og årlige kostnader for hver enkelt del av CCS-kjeden og totalt.

Tall i MNOK (2015)	Fangst	Transport*	Lager	Annet	Totalt eks. mva.	Totalt inkl. mva.
██████████	████	████	████	████	6 663	8 329
██████████	████	████	████	████	264	330

*Transport-tallene fra Gassco er kun tillagt merverdiavgift.

For fangstdelen av prosjektet er mellomlager og utstyr for klargjøring til lastning inkludert, da Norcem ønsker ansvar for dette på sin tomt.

Transportestimatene inkluderer kostnader for lossing. Alternative utredninger av lossesystemer gir høyere investeringskostnader (Aker Solutions, 2015).

CCS-prosjektet kan gi inntekter som følge av redusert behov for CO₂-kvoter. Dette vil avhenge av kvoteprisen i CCS-kjedens levetid og hvilket volum som kan gi grunnlag for denne inntekten. Dersom man

tar utgangspunkt i en kvotepris på € 20 per tonn i 2020, vil denne inntekten bli om lag 68 MNOK per år (400 000 tonn, kurs 8,5). Det er ventet at kvoteprisen vil stige etter 2020.

9 NYTTEVURDERINGER KNYTTET TIL EN FULLSKALA CCS-DEMONSTRASJON

Regjeringens CCS-strategi gir føringer for at nytten staten har av et CCS-tiltak må vurderes på bakgrunn av prosjektkonseptenes potensial for læring og global kunnskapsspredning. I tillegg vil ulike prosjekter ha andre nytte effekter, som for eksempel klimagassreduksjoner, sikring av arbeidsplasser, tilrettelegging for fortsatt industriell aktivitet, osv. Disse nytteelementene må sammen veies opp mot kostnadsbildet for det aktuelle CCS-prosjektet. Kriterier og vektingen av disse elementene er ikke avklart. Idéstudiearbeidet gir derfor kun en initiell opplisting av prosjektets nytteelementer.

Læringspotensialet bør vurderes helhetlig på CCS-kjede nivå og for alle involverte aktører, ikke kun for hvert enkelte trinn i kjeden. Læring og annen nytte vil måtte vurderes videre i prosjektmodningsløpet. Det er ventet at det å ta CCS i bruk i en kommersiell setting og i full kjede, i seg selv vil gi betydelig læring og bidra til betydelige kostnadsreduksjoner for kommende prosjekter. Dette er blant annet dokumentert i The UK carbon capture and storage cost reduction task force (UK CCS task force, 2013).

9.1 CCS-LÆRINGSEFFEKTER

Gjennom realisering av et fullskala CCS-prosjekt antas det at følgende generelle læringseffekter kan oppnås:

- Tillit til CCS som klimatiltak (fra samfunnet og de involverte bransjene)
- Redusert finansierings- og forsikringskostnader for kommende prosjekter
- Læring hos direkte involverte aktører og underleverandører
- Avklaringer av regulatoriske forhold som ETS, lagrings- og utslippsregelverk
- Etablering av roller og demonstrasjon av forretningsmodell
- Avklaringer av grensesnittproblematikk og eventuell læring relatert til teknologiske utfordringer med hel kjede
- Løsning av teknologiske utfordringer og optimalisering av enkeltkomponenter i stor skala
- Generell kunnskap og innsikt i at "CCS lar seg gjennomføre"

I tillegg vil hvert enkelt prosjekt kunne bidra med en rekke spesifikke læringsselementer. Som et eksempel er læringsselementer for referansecaset beskrevet i forrige kapittel listet opp under:

- CCS-kjede der industriaktører, transportaktører, oljeselskaper og staten har funnet en egnet samarbeidsform. Denne læringen har spesiell overføringsverdi til CCS-prosjekter, der en aktør ikke har mulighet til å håndtere hele CCS-kjeden. Forretningsmodellen angitt i referansecaset er blant annet etterspurt av ZEP (ZEP, 2014).
- «First of its kind» anlegg på fangst. Anlegget kan brukes som et referansecase som kan benyttes til opplæring i bygging, installasjon og drift av potensielle, tilsvarende anlegg globalt
- Bygging- og driftserfaring på et fullskala anlegg tilknyttet en sementfabrikk, der restvarme utnyttes til fangst. Sement står for en betydelig andel av globale CO₂-utslipp
- Forhold knyttet til kvotesystemet. Læring vil være relevant for energi- og industrisektorene i EU, samt europeiske myndighetsorganer, for kommende CCS-prosjekter i EU
- Erfaring med skipstransport, og utprøving av losseteknologier og systemer, offshore vil ha overføringsverdi

- Realisering av et fullskala prosjekt og etablering av en løsning for transport og lagring av CO₂ i et felt i senfase, vil kunne ha en betydelig nytteverdi og en rekke læringspunkter knyttet til:
 - Håndtering av lagringstillatelser, under EUs lagringsdirektiv og nye forskrifter. Læring vil være viktig for lagringstillatelser for kommende europeiske CCS-prosjekter
 - Bredere erfaring med ulike injeksjonsforhold
 - Potensiell lagring i felt i senfase vil gi kunne gi erfaring med gamle brønner og anlegg for CO₂-injeksjon, samt erfaring med lagring i tomme petroleumsfelt

Dersom CCS-kjeden inkluderer EOR vil følgende læringseffekter komme i tillegg:

- Sikker lagring i EOR-felt
- Håndtering av CO₂ i produksjonsinnretninger
- EOR-effekt av CO₂

9.2 ANDRE NYTTE-EFFEKTER

Det er flere norske interessenter som vil se verdien av å realisere en CCS-kjede som beskrevet i referansecaset. Andre CCS-kjeder vil kunne ha tilsvarende tilleggsnytte effekter.

- Norge har et betydelig kompetansemiljø innenfor CCS-området. Det vil være viktig for å unngå demobilisering av denne kompetansebasen at det blir gjennomført et CCS-prosjekt i Norges nærområder
- Et industrielt CCS-prosjekt vil kunne skape/bevare arbeidsplasser, utvikle teknologimiljøer, og vil potensielt kunne få betydelig lokal støtte til CCS-prosjekter fra næringsliv, akademia og politiske miljøer.
- Realisering av referansecaset ville redusere norske CO₂-utslipp med 400 000-600 000 tonn CO₂ per år og være med å demonstrere en teknologi som «*antagelig blir avgjørende for å redusere norske industriutslipp fra for eksempel produksjon av sement, mineralgjødsel og kjemisk industri*» (Miljødirektoratet, 2014)
- Økt tilgjengelighet av CO₂ på norsk sokkel kan være interessant for oljeselskaper, da dette gir muligheter for å gjennomføre en EOR-pilot
- Norcem Brevik, vil kunne være et av HeidelbergCements anlegg som blir satset på, og CCS vil kunne være med å legge grunnlag for anleggets drift langt frem i tid
- Det er ventet at norske transportaktører vil ha interesse av demonstrasjon av skipstransport av CO₂ i stor skala

Dersom et norsk CCS-prosjekt også inkluderer EOR vil dette gi læring med betydelig potensial for norsk verdiskapning.

10 VURDERINGER OG ANBEFALINGER

Gassnova har i idéstudiefasen hatt dialog med potensielle aktører i en fullskala CCS-kjede, både med eiere av eksisterende landbaserte utslippskilder i Norge over 400 000 tonn CO₂ per år og operatører av mulige lagerlokasjoner. Gassco har utredet ulike transportløsninger, og har gjennom idéstudiearbeidet dokumentert at CO₂-transport er gjennomførbart og at skipstransport av CO₂ kan anskaffes som en tjeneste i et marked av tilbydere.

Som beskrevet i de foregående kapitlene foreligger det utslippskilder og lagerlokasjoner som kan være teknisk egnet for CCS og industrielle aktører som kan være interessert i å delta i videre mulighetsstudier dersom de nødvendige forutsetninger og rammebetingelser er tilstede. Arbeidet med lageralternativene er kommet kortere enn de øvrige områdene og derfor er beheftet med større usikkerhet. Det vil være nødvendig med videre utredninger før igangsetting av eventuelle mulighetsstudier av lager. Innhold og tidsplan for et fangst- eller lagringsprosjekt frem til en investeringsbeslutning kan ha til dels store variasjoner, avhengig av de spesifikke utslippskildene og lageralternativene som inngår i CCS-kjeden. Dette kan være utfordrende med tanke på å opprettholde en rask fremdrift, konkurranse mellom alternativer der det er formålstjenlig, samt tilrettelegge for prosesser hvor beslutninger knyttet til fangst, transport og lagring fattes samlet.

Aktørene forutsetter at deres engasjement i en CCS-kjede må gi en kommersiell logikk og forretningsmulighet med en avkastning som står i forhold til deres risikoeksponering, og støtte opp om selskapenes forretningsområder. Staten bør i denne sammenheng være forberedt på å alle CCS-relaterte merkostnader for aktørene. Dette kan gjøres på ulike måter. For eksempel kan staten betale en utslippseier for CO₂ levert til transport og kjøpe transport- og lagerkapasitet, samt finansiere nødvendig planlegging og bygging. Aktørene legger til grunn at staten tar en tydeligere pådriverrolle ved å klargjøre rammer inklusive finansielle vilkår og risikoavlastning, samt tar en koordinerende rolle slik at de kun er ansvarlig for aktiviteter innenfor sine kompetanse og virksomhets-områder og forholder seg direkte til en statlig aktør. Olje- og gass selskapene ønsker dessuten mekanismer for å begrense eksponeringen for risiko forbundet med lekkasjer etter at lagringsoperasjonen er avsluttet.

10.1 FANGST

Det er gjennom kartleggingsarbeidet identifisert flere utslippskilder som kan være relevante for videre mulighetsstudier av CO₂-fangst. Både Yara Porsgrunn, Norcem Brevik og Klemetsrud energigjenvinningsanlegg kan være godt egnet for CO₂-fangst, og bidra til etablering av et fullskala CCS-prosjekt som oppfyller statens krav og formål med tanke på læring og bidrag. Alle tre uttrykker interesse for å delta i videre studier, men legger også til grunn noen forutsetninger og rammebetingelser som må på plass. Yara og Norcem Brevik har gitt innspill til hvilke rammebetingelser og incentiver som må etableres for at det skal være interessant å bidra til realisering av en fullskala CCS-kjede. Videre samarbeid med energigjenvinningsanlegget på Klemetsrud må trolig også sees i sammenheng med Oslo kommunes klima- og energistrategi.

Det er Gassnovas vurdering at prosjektene til Yara, Norcem og eventuelt Klemetsrud kan være komplementære og demonstrere CO₂-fangst innen hver sin industri. Både Yara Porsgrunn og Norcem Brevik vurderes å ha nødvendig kompetanse for gjennomføring av et fullskala prosjekt.

10.2 TRANSPORT OG LAGRING

Idéstudiearbeidet har identifisert lagerlokasjoner som kan være teknisk egnet for CO₂-håndtering og industrielle aktører som kan være interessert i å delta i videre mulighetsstudier, dersom de nødvendige forutsetninger og rammebetingelser er tilstede. Et felles lager bør kunne betjene volumene både fra Norcem Brevik, Yara Porsgrunn og anlegget på Klemetsrud. Statoil har tilbudt å gjennomføre en mulighetsstudie vedrørende CO₂-lagring på Heimdal-feltet, og vurderer i tillegg å gjennomføre en screening/mulighetsstudie av potensielle mindre EOR-kandidater. Statoil legger til grunn at dette arbeidet finansieres av staten. Talisman og Wintershall vurderer å videreføre dialogen med Gassnova om muligheter knyttet til CO₂-lagring ved to av sine felt. Olje- og gass selskapene viser imidlertid liten

interesse for å operere et rent CO₂-lager og gir tilbakemelding om at det er behov for synergier med øvrig forretningsvirksomhet og etablering av incentiver for selskapene utover å inneha rollen som en ren tjenesteleverandør. Utnyttelse av CO₂ til EOR kan være interessant i denne sammenheng. Det understrekes at kostnadene må dekkes av staten og det er bekymring vedrørende det langsiktige ansvaret etter avsluttet injeksjon av CO₂. Det vil etter Gassnovas vurdering bli svært krevende å få med olje- og gass selskapene i et CCS-prosjekt i Norge, dersom det ikke foreligger en løsning som fritar selskapene for deler av dette ansvaret. Av de utenlandske prosjektene synes Peterhead å ha det mest modne lageralternativet og vurderes teknisk godt egnet for lagring av CO₂ fra et fangstprosjekt i Norge. For å kunne utnytte utenlandske lagre er det imidlertid behov for at tilstrekkelig antall land ratifiserer London-protokollen, eller at denne problemstillingen løses på annen måte. Etablering av et frittstående lager blir ventelig dyrere enn å benytte et felt i senfasen, samtidig som det kan være krevende å innhente en kvalifisert operatør for en slik nyetablering.

Transportdelen av CCS-kjeden er mer moden enn fangst og lagring, og skipstransport av CO₂ kan anskaffes som en tjeneste i et marked av tilbydere. En skipsbasert løsning vil være den mest kostnadseffektive ved en kombinasjon av begrensede mengder CO₂ og forholdsvis lang transportavstand. Noen mindre elementer vedrørende skipstransport er fortsatt uavklart, hovedsakelig relatert til losse- og injeksjonsutstyr. En av aktørene som er aktuelle for fangst av CO₂ (Yara) kan også være interessert i muligheten for å transportere CO₂ for lagring.

10.3 ANBEFALINGER

Formålet med idéstudien og kartleggingsarbeidet er å klargjøre om det er grunnlag for å sette i gang et industrielt prosjektmodningsløp for et fullskala CCS-prosjekt i Norge. En beslutning om videreføring av arbeidet med realisering av en fullskala CCS-kjede i Norge må bygge videre på idéstudiearbeidet sammen med statens arbeid med å etablere rammevilkår.

Aktørbildet og de tekniske forutsetningene, som er kartlagt i idéstudiet, gir grunnlag for å etablere en CCS-kjede basert på industrielle utslipp. Gassnova anbefaling at det igangsettes mulighetsstudier dersom de nødvendige rammebetingelser og forutsetninger er etablert.

Gjennom denne rapporten har aktørene gitt innspill til rammebetingelser og forutsetninger. I tråd med dette understreker læring fra internasjonal realisering av fullskala CCS prosjekter så langt, blant annet følgende poenger (IEA-GHG, 2014):

- Tidlige prosjekter bør fokusere på «lavt-hengende frukter»
- Prosjekter er kun suksessfulle dersom de bidrar til å oppnå selskapenes kommersielle hensikt, utover CCS, og incentiver fra staten bør derfor støtte opp om selskapenes kommersielle forretning
- Effektive prosjekter bruker et prosjektmodningsløp for å modne prosjektet og håndtere risiko
- Statens involvering er viktig for å avlaste risiko og kapitalintensitet for prosjektene, samt gi nødvendig inntektsside
- Aktørenes forventninger til fremtidige rammevilkår er viktig, og det bør legges til rette for langsiktighet
- Olje- og gass selskaper sitter på en nøkkelkompetanse/-rolle for et CCS-prosjekt (lagring). Rammer og forutsetninger for å sikre deres involvering er viktig

Aktørenes innspill i idéstudiearbeidet og læringspunktene over ligger til grunn for videre anbefalinger, samt bør tas hensyn til i arbeid med å etablere rammevilkår.

Det anbefales å legge til rette for gjennomføring av mulighetsstudier gjennom såkalte pre-kommersielle anskaffelser når vilkår for dette er oppfylt. Arbeidet deles i en fangst del og en transport- og lagrings del. Det bør tilrettelegges for å kunne igangsette mulighetsstudier for CO₂-fangst både fra ammoniak-fabrikken til Yara i Porsgrunn, Norcem Breviks anlegg samt eventuelt Klemetsrud. Yara har tre ulike utslippspunkter med varierende kompleksitet med tanke på fangst og klargjøring for transport og lagring, som kan studeres trinnvis, hvis ønskelig.

Siden ikke alle de potensielle lagringskonseptene er fullt ut modnet til et idéstudienivå foreligger det ikke grunnlag for å prioritere mellom disse enda. Det anbefales derfor å tilrettelegge for mulighetsstudier og videre modning av samtlige mulige lagringsalternativer. Imidlertid vil screeningen av EOR-kandidater kunne redusere antallet alternativer og identifisere ett felt som bør utredes i mulighetsstudiefasen. Muligheten for samlagring med Peterhead prosjektet bør også vurderes videre, dersom myndighetene vurderer at det vil være mulig å løse utfordringene knyttet til London-protokollen. Peterhead prosjektet er i FEED-fasen og det ikke vil være behov for gjennomføring av mulighetsstudier for dette lager-alternativet. Gjennom prosjektmodningsløpet vil det etableres grunnlag for å velge ett lager som kan benyttes til lagring av volumene fra flere utslippskilder.

Prosjektmodningsløpet og tidsplan for realisering av CCS-kjeden vil imidlertid i stor grad avhenge av de spesifikke utslippskildene og lageralternativene som inngår i CCS-kjeden. Blant annet har Yara i sitt innspill signalisert at de har et utslippspunkt som kan klargjøres for transport og lagring forholdsvis raskt til en lav kostnad, mens det av ressursmessige hensyn ikke vil være mulig å begynne mulighetsstudier av de øvrige utslippspunktene før om ½-1 år. Norcem har kommet lenger i sitt prosjektmodningsløp, og har allerede studert mange forhold som vanligvis ikke håndteres før i mulighetsstudiefasen. Tilsvarende ulikheter gjelder for lageralternativene som er identifisert i idéstudiearbeidet. Et CO₂-lager i Heimdal feltet antas å ha en kortere realiseringstid enn for eksempel utvikling av en CO₂-EOR pilot, hvor det først må gjennomføres innledende studier. Basert på innspillene i idéstudiearbeidet antas det at realisering av en fullskala kjede med fangst fra Norcem, eventuelt inkludert det «enkleste» volumet fra Yara, med lagring i Heimdal feltet vil kunne gjennomføres noe etter 2020. Alternativt vil trolig også lagring i Peterhead være et alternativ i dette tidsrommet, dersom utfordringene knyttet til London-protokollen løses. En slik CCS-kjede vil innebære fangst og lagring av inntil 600 000 tonn CO₂ per år.

I et noe lengre tidsperspektiv (2022-23) antas også fangst av utslippet fra luftetårnet på Yara med ytterligere 350 000 tonn CO₂ per år å kunne realiseres. I tillegg til et mulig lager i Heimdal feltet, vil trolig lagring av CO₂ i kombinasjon med en EOR-pilot kunne bli et alternativ i dette tidsløpet. Fangst av utslippet fra reformer avgassen hos Yara vil muligens ta noe lengre tid, avhengig av når mulighetsstudier påbegynnes. Fangst av om lag 47 % av Norcems utslipp samt de tre utslippspunktene hos Yara vil kunne bidra til fangst av totalt 1 250 000 tonn CO₂. Det vil kunne etableres en felles transport- og lagerløsning, for eksempel vil Heimdal feltet ha tilstrekkelig kapasitet til dette volumet.

Betraktningene vedrørende prosjektmodningsløp og tidsplan er imidlertid svært usikre, og det anbefales derfor å ikke foreta noen prioritering mellom alternativer før tidligst sommeren 2016 (DG1). I prinsippet ønskes konkurranse mellom alternativer frem mot investeringsbeslutning, men dette bør vurderes med hensyn til hensiktsmessighet etterhvert som potensielle alternativer modnes frem. Noen alternativer kan være komplementære, og det kan være hensiktsmessige at disse heller utvikles i parallell eller i kombinasjon. Blant annet kan demonstrasjon av CO₂-fangst fra utslippene hos Yara, Norcem og eventuelt Klemetsrud bidra til ulik læring og teknologiutvikling, samt potensielt dele transport og lagrings-

infrastruktur. Når det gjelder lagring synes det fornuftig å realisere ett lagringsalternativ for prosjektet, likevel bør det være fleksibilitet for at også ulike alternativer for CO₂-lagring kan være komplementære (for eksempel med hensyn på tid og læring).

Aktørbildet og de tekniske forutsetningene, som er kartlagt i idéstudie, gir grunnlag for å etablere en CCS-kjede basert på industrielle utslipp. Staten bør vurdere om de innspillene aktørene har kommet med i idéstudiearbeidet gir et godt utgangspunkt for en videre studie og realisering av et fullskala prosjekt (se særlig kapittel 7.1 for avklaringer av formål og forutsetninger, samt kapittel 9 for skisserte nytte-vurderinger av alternativer). Noen avklaringer vedrørende rammer for et første fullskalaprojekt bør etableres allerede før mulighetsstudiene settes i gang, og inkluderer:

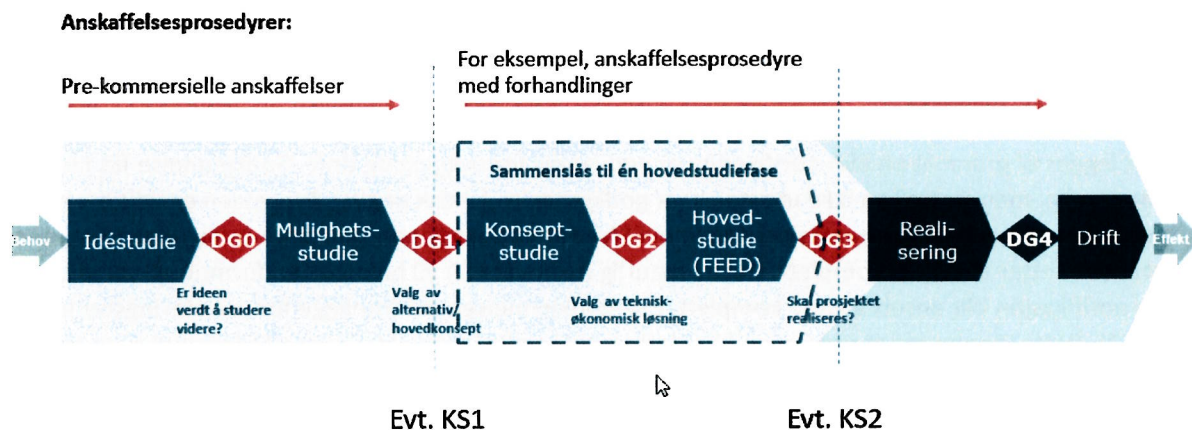
- Hva de kommersielle aktørene må regne med å være ansvarlige for?
- Hvilke nivå og form på støtte de kan regne med i det videre løpet?
- Rammer for hvordan CCS-prosjektet vil forholde seg til kvotesystemet
- Ved at staten legger til grunn en statlig organisering av transport og lagring, har staten tatt et viktig skritt for en samarbeidsmodell, som er i tråd med aktørenes behov. Imidlertid bør staten ta stilling til hvordan en slik organisering av transport og lagring skal foregå, særlig med hensyn til å begrense lageroperatørens eksponering for risiko for lekkasjer
- Det bør etableres finansielle rammer og vilkår for et potensielt EOR-pilot prosjekt som er i tråd med rammene for et lagringsprosjekt

11 PLAN FOR NESTE FASE – MULIGHETSSTUDIER OG VIDERE LØP

I de foregående kapitlene, og særlig kapittel 10 vedrørende vurderinger og anbefalinger, beskriver Gassnova en del forutsetninger som ligger til grunn for utarbeidelsen av en tentativ plan for det videre arbeidet med realisering av fullskala CCS-prosjekt i Norge, inkludert budsjett for mulighetsstudiefasen.

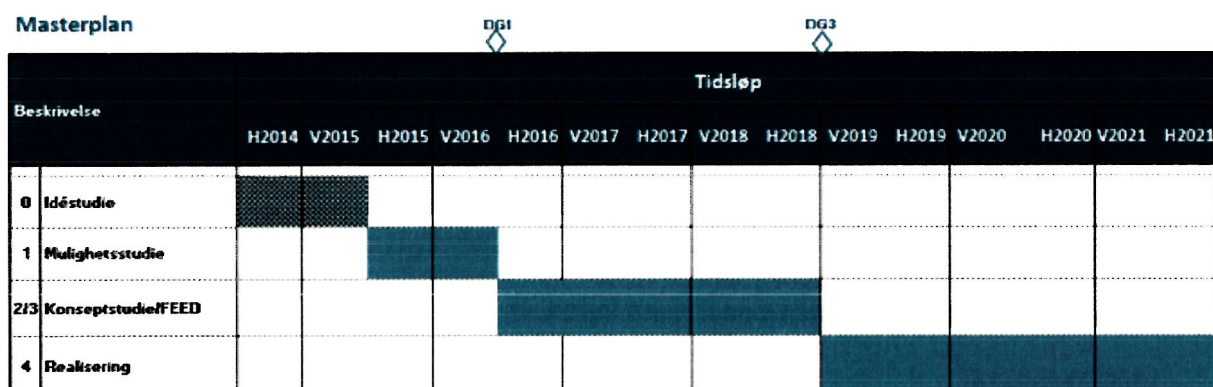
11.1 MASTERPLAN

Realiseringen av et fullskala prosjekt må gjennomføres med et industrielt prosjektmodningsløp, hvor de ulike delene av CCS-kjeden sees i sammenheng. Illustrasjon 12 viser et helt prosjektmodningsløp som starter med definisjon av behov og oppstart av idéstudier, til drift med den effekt/nytte anlegget gir som sluttresultat. Det kan være hensiktsmessig å slå sammen konsept- og hovedstudiefasen (FEED) som antydnet med stiplet linje i illustrasjonen. Prosjektmodningsløpet er representativt for det som vurderes som det raskeste alternativet for etablering av en fullskala CCS-kjede basert på innspillene i idéstudiearbeidet, men er beheftet med stor grad av usikkerhet.



Illustrasjon 12. Prosjektmodningsløp og anskaffelsesprosedyren.

Pre-kommersielle kontrakter benyttes frem til og med mulighetsstudiefasen, det vil si til DG1. DG1 vil være en viktig beslutningsmilepæl (decision gate) med en avgjørelse om å sette i gang et formelt hovedanskaffelsesløp som kan ta hele CCS-kjeden fra DG1 og frem til realisering (bygging) og drift. Hovedanskaffelsesløpet kan for eksempel benytte en anskaffelsesprosedyre med forhandlinger. Et annet viktig beslutningspunkt er DG3, hvor beslutningen om bygging og realisering av prosjektet fattes.



Illustrasjon 13. Masterplan

Mulighetsstudier kan påbegynnes allerede høsten 2015. Avslutning av mulighetsstudier, DG1, planlegges sommeren 2016. En kombinert konseptstudie/FEED kan igangsettes høsten 2016 med varighet ut høsten 2018. Realiseringsfasen inkludert bygging anslås til ca. tre år med en ferdigstilling i 2021. Denne masterplanen forutsetter en gjennomføring uten opphold som medfører demobilisering av prosjektorganisasjonen. Beslutning og anskaffelser vil skje i overgangen mellom fasene, og vil ta noe tid i forbindelse med avslutning og oppstart av hver fase. Det er ikke lagt inn tid til en ekstern kvalitetssikring KS1 ved DG1. Hvis KS1 skal gjennomføres vil dette skyve prosjektfremdriften noe ut i tid. Eksterne kvalitetssikring KS2 forventes å kunne gjennomføres i parallell med avslutningen av konseptstudiefasen/FEED høsten 2018. Masterplanen vil revideres i hver prosjektfase.

For et prosjekt av denne størrelsen vil behovet for en kvalitativ god prosess medføre en relativt omfattende planleggingsfase. I tillegg vil prosjektet måtte gjennomføres i tråd med gjeldende lover og regler, blant annet anskaffelsesregelverket og EØS-avtalens statsstøtteregler. I disse regelverkene ligger krav om ikke-diskriminering, gjennomsiktighet og åpenhet til grunn (Arntzen de Besche, 2015). Dette setter krav til prosessene.

Det legges til grunn at en ESA-notifisering er nødvendig før bygging og drift. Godkjennelse fra ESA er sannsynlig, men støtte kan ikke utbetales før godkjennelse faktisk er gitt). Prosessen er tidkrevende og forutsetter grundig dokumentasjon. Kravet til ESA er at notifikasjonen skal være ferdigbehandlet innen to måneder etter at den er komplett. Det er naturlig å anta at ESA vil ha minst en formell spørsmålsrunde før en notifikasjon blir ansett å være komplett. ESA-godkjennelsen må foreligge før investeringsbeslutning (DG3). Dette innebærer at prosessen bør starte nokså tidlig i prosjektgjennomføringsløpet, og at en dialog med ESA innledes underveis i arbeidet med notifikasjonen. Dette er tidkrevende og kan forsinke fremdriften i prosjektet.

Det kan være hensiktsmessig å gjennomføre prosjektet med et separat løp for fangstdelen og transport- og lagringsdelen av prosjektet. Det vil være behov for betydelig koordinering av de ulike delene, ikke minst vil det være viktig for alle aktørene i CCS-kjeden at prosjektmodningsløpet fremstår med tilstrekkelig troverdighet. I referansecaset beskrevet tidligere i rapporten ligger det derfor til grunn at én statlig aktør er sentral for å ivareta statens interesser i begge løpene. I tillegg bør det tilrettelegges for at beslutninger knyttet til fangst, transport og lagring kan fattes samlet.

Masterplanen tar utgangspunkt i referansecaset, og kostnadene for realisering av referansecaset er omtalt i kapittel 8.3. Gassnova har i forbindelse med innspill til langtidsbudsjettet (Gassnova, 2014) og innspill til budsjett 2016 samt planer i henhold til §9 i vedtekter for Gassnova (Gassnova, 2015c) gitt et anslag til planleggingskostnadene for et fullskala CCS-prosjekt hvor det legges til grunn modning av flere alternativer for både fangst og lagring frem mot DG3 og investeringsbeslutning. Budsjettbehovet for mulighetsstudiefasen er omlag 115 MNOK (se kapittel 11.2), mens konseptstudie/FEED fasen er anslått til 400 MNOK.

11.1.1 FANGST

For fangstdelen av CCS-prosjektet legges det i referansecaset til grunn at staten anskaffer tjenester fra eieren av CO₂-kilden ved å gjennomføre de studier som er relevante. Staten gjennomfører anskaffelser av studier gjennom en organisasjon med tilstrekkelig bestiller kompetanse.

Mulighetsstudier

En mulighetsstudie vil lede frem til beslutningsmilepæl DG1. Det legges til grunn at videre mulighetsstudier kan gjennomføres etter modell fra idéstudiet, det vil si at Gassnova anskaffer nødvendige studier av utslippskilder i henhold til en enkel anskaffelsesprosedyre (pre-kommersielle anskaffelser). Gassnova har allerede inngått en avtale med Norcem som gir Gassnova opsjon på en slik studie, dersom det blir aktuelt og ønskelig fra statens side. Gassnova mener det vil være mulig å inngå slike avtaler med andre potensielt aktuelle utslippskilder for mulighetsstudier.

Norcem Brevik ser for seg at mulighetsstudiene bør starte tidlig høst 2015 og ferdigstilles tidlig vår 2016. Yara Porsgrunn gir signaler om at det vil være krevende for dem å benytte ressurser til prosjektstudier mens kapasitetsøkingsprosjektet Bamboo pågår, og at det derfor kan være ønskelig med en tidsplan hvor oppstart av mulighetsstudiene er skjøvet noe ut i tid (1½-1 år). Det er imidlertid mulig å igangsette studier av fangst fra det enkleste utslippspunktet hos Yara i løpet av kort tid. Fangst fra dette utslippspunktet kan også ha kortere planleggings- og realiseringstid, gitt at det foreligger en løsning for

transport og lagring som da vil være tidsstyrende for hele kjeden. En videre dialog med Klemetsrud vil avklare hvilket prosjektmodningsløp som kan være aktuelt for deres anlegg.

Konseptstudie/hovedstudie (FEED)

Etter DG1 kan aktørene inviteres til å by på deltagelse i et anskaffelsesløp som går fra planlegging (konseptstudie/FEED) og en eventuell utvelgelse- og investeringsbeslutning (DG3), videre til bygging og drift. Detaljer i dette anskaffelsesløpet må etableres i slutten av mulighetsstudiet, samt etter en eventuell DG1 beslutning om videreføring.

Beslutning om igangsetting av konseptstudie/hovedstudie (FEED) vil måtte fattes av både utslippseier og staten.

Bygging og drift

Etter investeringsbeslutning (ved DG3) er fattet starter byggingen og integreringen av fangstanlegget. Deretter settes anlegget i drift.

11.1.2 TRANSPORT OG LAGRING

For transport- og lagringsdelen av CCS-prosjektet legges det til grunn en videre prosjektmodning koordinert og etter samme modell som for fangstdelen. Prosjektmodningsløpet vil avhenge av hvilket lager som skal benyttes og hvilken operatør som skal stå for lagringsoperasjonen. Idéstudiearbeidet har identifisert potensielle lageralternativer på norsk sokkel, men ingen av disse er modnet til idéstudienivå. Det foreligger derfor ikke innspill vedrørende hvordan et mulig prosjektmodningsløp for de ulike lageralternativene kan bli, men det er Gassnovas vurdering at det kan være mulig å realisere en lagerløsning innen eller noe etter 2020.

Staten bør i løpet av mulighetsstudiefasen ta stilling til videre statlig organisering av transport- og lagringsdelen av prosjektet.

11.2 MULIGHETSSTUDIE

En mulighetsstudie omfatter kartlegging og vurdering av alternativer. Formålet med en mulighetsstudie er å etablere en anbefaling av minst ett mulig/gjennomførbart alternativ/konsept for videre detaljering i en konseptfase. Det gjennomføres tekniske studier (av fangstanlegg, omkringliggende anlegg, eventuell mellomlagring, transport, lossing og eventuelt lagringsløsningen dersom ikke samlagring med et allerede eksisterende lager benyttes), etableres en designbasis for hele CCS-kjeden, samt et kostnadsestimat for bygging og drift med en nøyaktighet på +/- 40 %. Det er også viktig i mulighetsstudiefasen å få oversikt over kritiske milepæler og aktiviteter slik at designbasis og forutsetninger for CCS-kjeden kan klargjøres.

Formål med CCS-kjeden, roller og ansvar samt virkemidler bør i størst mulig grad klargjøres før mulighetsstudiene igangsettes. I løpet av mulighetsstudiefasen bør det kunne etableres et anskaffelsesløp som kan ta hele CCS-kjeden fra DG1 til gjennomføring og drift.

Med bakgrunn i idéstudiearbeidet foreslås det å tilrettelegge for følgende mulighetsstudier:

CO₂-fangst:

- Norcem Brevik, fangst av 400 000 tonn CO₂ per år
- Yara Porsgrunn. Samtlige tre utslippspunkter bør studeres, eventuelt med en trinnvis tilnærming

- Dialog med energigjenvinningsanlegget på Klemetsrud videreføres, med tanke på å avklare om det er grunnlag for å igangsette mulighetsstudier.
- Løsninger med en kombinasjon av utslippskildene over bør vurderes

CO₂-lagring:

- CO₂-lagring i Heimdalfeltet
- En CO₂-EOR pilot på et felt hvor Statoil er operatør. Her må det etableres et prosjektløp for realisering i dialog med Statoil, hvor det gjøres en innledende screening før igangsettelse av mulighetsstudier
- Dialog med Wintershall om mulighetene for en CO₂-EOR pilot på Brage feltet bør videreføres med tanke på å beslutte hvorvidt det er grunnlag for å igangsette en mulighetsstudie

Gassco er rede til å igangsette mulighetsstudier av transportløsninger. Gassco har imidlertid dokumentert at CO₂ transport er gjennomførbart og at skipstransport av CO₂ kan anskaffes som en tjeneste i et marked av tilbydere. For å sikre tilstrekkelig interesse hos tilbydere, kan det igangsettes prekvalifisering av potensielle leverandører. Noen utfordringer, blant annet relatert til losse og injeksjonsutstyr, gjenstår å løse. På disse områdene kan det bli aktuelt med videre studier.

En rekke antakelser og forutsetninger ligger til grunn for forslaget til budsjett for gjennomføring av mulighetsstudier, som dermed også er beheftet med meget stor grad av usikkerhet. Det vises i denne sammenheng også til Gassnovas innspill til statsbudsjettet for 2016 (Gassnova, 2015c).

Budsjettforslaget for mulighetsstudiefasen er i stor grad basert på estimert behov for bemanning. Endringer i prosjektgjennomføringsmodell og finansieringsmodell, samt antallet studieobjekter/-prosjekter, vil føre til endringer i estimert tidsplan og ressurs- og budsjettbehov. Antatt budsjettbehov for mulighetsstudier er vist i illustrasjonen under. Budsjettbehov tilknyttet transportløsningen utarbeides av Gassco og er ikke inkludert.

Illustrasjon 14. Budsjett 2015 og 2016.

Kap. 1840	CCS-mulighetsstudie	2015	2016	Sum fase
	Tall i MNOK og inkl. prisstigning			
Post 70	CCS-mulighetsstudie			
	Prosjektfase Mulighetsstudie	45	70	115

12 REFERANSER

Aker Solutions (2014) Creating value based on offshore CO₂ EOR, Tekna Conference Trondheim, 9.1.2015

Aker Solutions (2015) Change over of production Facilities to CO₂ injection

Alcoa (2015) Status på Alcoa vedrørende CO₂-fangst, e-post 20.1.2015 fra Alcoa til Gassnova

Arntzen de Besche (2015) Utredning av rettslige rammer og forhold knyttet til et fullskala demonstrasjonsprosjekt, 15.4.2015

Elforsk (2015) CCS in the Baltic Sea Region – Bastor 2, Work Package 4 – Legal & Fiscal Aspects, april 2015

European Technology platform for Zero Fossil Fuel Power Plant (ZEP) (2014) Business models for commercial CO₂ transport and storage, juni.

Gassco (2015a) Idéstudie – fullskala demonstrasjonsanlegg for CO₂-håndtering - transport, 15.11.0407

Gassco (2015b) CO₂-fangst fra utslippspunkt på Kårstø gassprosesseringsanlegg, brev oversendt Gassnova, 3 sider, mars 2015

Gassnova (2012a) Mulighetsområdet for realisering av fullskala CO₂-håndtering i Norge, dokumentnummer NC00-2012-RE-00034, rev. 01, datert 20.12.2012.

Gassnova (2013) Landbaserte eksisterende CO₂-utslippskilder i Norge, Internt notat - Mulighetsstudiet CCS (Norwegian CCS Study, NCCS), datert 27.11.2013, 5 sider, samt vedlegg.

Gassnova (2014) Langtidsbudsjett 2016-2019, Vår ref. 14/186-2, 3. desember.

Gassnova (2015a) NCCS Idéstudie-fangst, dokumentnummer 15/120-2, jp 15/667, April 2015.

Gassnova (2015b) Screening av felt i senfase for lagring av CO₂, dokument nummer: 15/120-3, jp.: 15/1025

Gassnova (2015c) Budsjett 2016 samt planer i henhold til §9 i vedtekter for Gassnova, 20.4.2015

IEA GHG (2014) Effectiveness of Financial Incentives for Carbon Capture and Storage, IEA Greenhouse Gas R&D Programme, 19.12.2014

International Conference on Greenhouse Gas Technologies (GHGT) (2012/9) Barriers to implementation of CCS: Capacity Constrains, juli 2012.

International Conference on Greenhouse Gas Technologies (GHGT 2008/3) CO₂ capture in the Cement industry, juli 2008.

Konkraft (2013) Enhanced oil recovery på norsk kontinentalsokkel.

Miljødirektoratet (2014) Kunnskapsgrunnlag for lavutslippsutvikling, oktober 2014.

Miljødirektoratet (2015) Notat til Gassnova, Konsekvenser for kvotetillatelser og -tildelinger ved installering av CCS, 10.4.2015.

Mott MacDonald (2014) Potential options for Carbon Capture at Smelters, Doc. No. NC01-MMI-A-RA-0017, Study conducted for Gassnova, 22 pages, January 2014.

Norcem (2015) Input to Gassnova's Pre-Feasibility study ("Idéstudien") on Full Scale CO₂ Handling in Norway: Possible Full Scale CO₂ Capture including Conditioning and Intermediate Storage at Norcem Brevik, Author Liv Bjerger, datert 10.4.2015. Confidential.

Norsk Industri (2014) Brev til Statsminister Erna Solberg, Regjeringens arbeid knyttet til CO₂-fangst, transport og lagring (CCS) – anbefalinger, 8.5.2014

Oljedirektoratet (OD) (2015)) Oljedirektoratets faktasider per 25.3.2015

Oljedirektoratet (OD) (2014a) CO₂ Storage Atlas, Norwegian Continental Shelf.

Oljedirektoratet (OD) (2014b). Pham, V.T.H., Riis, F., Gjeldvik, I.T., Halland, E.K., Tappel, I.M., Aagaard, P., 2013: Assessment of CO₂ injection into the south Utsira-Skade aquifer, the North Sea, Norway, Energy, Volume 55, pp. 529-540.

Olje- og energidepartementet (OED) (2015a) Ref. e-post fra OED, 27.1.2015

Olje- og energidepartementet (OED) (2015b) Fullskala Mongstad - tekst til idéstudien, e-post 14.4 2015 fra OED til Gassnova SF

SINTEF (2013) Technology survey and assessment for piloting of CO₂ capture technologies.

Statoil (2015) Møte med Statoil, e-post til Gassnova, 16.4.2015, Dok. nr. 15/74-5

StatoilHydro (2009) Gassnova Sleipner CO₂-injeksjon, EPN RBD, 7.9.2009

The UK carbon capture and storage cost reduction task force (UKCCS task force) (2013) The potential for reducing the cost of CCS in the UK, mai

TNO (2015) Functional requirements of the CO₂ ship transport chain, april

Yara (2015) Innspill rundt investering og drift, e-post datert 23.4.2015 fra Yara International Vice-President, Gas and Industrial Applications

13 VEDLEGG

1. Opprinnelig mandat fra Olje- og energidepartementet
2. Revidert mandat fra Olje- og energidepartementet
3. Oversikt over landbaserte utslippskilder i Norge (Miljødirektoratet)
4. Innspill fra Yara Porsgrunn vedrørende deres interesse for deltagelse i en CCS-kjede
5. Oljedirektoratets innspill til idéstudiet vedrørende CO₂-lagringskapasitet i Utsira-formasjonen, mulighetene for CO₂-lagring i nedstengte felt i Nordsjøen og CO₂ til EOR og lagring i felt i Nordsjøen
6. CCS fra Oslos Energigjenvinningsanlegg på Klemetsrud

Vedlegg 1

11/14

**DET KONGELIGE
OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENT**

Gassnova SF
Porsgrunn Næringspark
Dokkveien 10
3920 PORSGRUNN

Deres ref

Vår ref
11/006262Dato
11.5.2011**Meld. St. 9 (2010-2011) Fullskala CO₂-håndtering. Mandat for utredning.**

Olje- og energidepartementet (OED) viser til Meld. St. 9 (2010-2011) kap. 3.3.7, der det varsles at Gassnova skal gjennomføre et utredningsarbeid om CO₂-håndtering utover prosjektet på Mongstad. OED viser også til møte mellom departementet og Gassnova den 29.4.2011. OED ønsker med dette å presisere mandatet for Gassnovas arbeid.

Mandat

Olje- og energidepartementet (OED) viser til Meld. St. 9 (2010-2011) Fullskala CO₂-håndtering, kap. 3.3.7:

"Gassnova skal gjennomføre et utredningsarbeid hvor hensikten er å bidra til en bred og oppdatert kartlegging av mulighetsområdet for realisering av fullskala CO₂-håndtering utover prosjektet på Mongstad"

Regjeringen er opptatt av å bidra til gode løsninger som både kan dekke verdens energibehov og redusere utslippet av klimagasser. Det er derfor et mål å utvikle og realisere fullskala fangst, transport og lagring av CO₂ på en måte som kan bidra til bred anvendelse av slik teknologi. Departementet ønsker i den forbindelse en grundig kartlegging av muligheten for å realisere CO₂-håndtering i Norge utover prosjektet på Mongstad.

Gassnova er etablert som statsforetak for å følge opp statens roller og interesser i arbeidet med CO₂-håndtering. Departementet ønsker med dette å klargjøre oppdraget

Postadresse
Postboks 8148 Dep
0033 Oslo
<http://www.oed.dep.no/>

Kontoradresse
Einar Gerhardsens plass 1

Telefon
22 24 90 90
Org no.
977 161 630

Avdeling for klima, industri
og teknologi
Telefaks
22 24 95 66

Saksbehandler
Marius Knagenhjelm
22246376

som er varslet i Meld. St. 9 (2010-2011).

For det videre arbeidet med CO₂-håndtering i Norge er det behov for bedre kunnskap om ulike mulige CO₂-håndteringsprosjekter utover Mongstad. Det er ønskelig at ulike typer punktutslipp kartlegges, analyseres og vurderes, og at disse omfatter utslipp fra eksisterende og eventuelt nye anlegg innen kraftproduksjon og industri.

Departementet ønsker at utredningen identifiserer og analyserer hvilke muligheter og utfordringer man står overfor ved etablering av en fullstendig CO₂-håndteringskjede for fullskala CO₂-håndtering. I den sammenheng er det viktig å vurdere økonomiske og tekniske sider samt ulike kommersielle modeller.

Det er nødvendig at det etableres gode evalueringsmetoder og kriterier for kartleggings- og analysearbeidet som muliggjør sammenligning mellom potensielle muligheter.

Departementet ønsker at utredningen baseres på det erfaringsgrunnlaget som er bygget opp i forbindelse med arbeidet med CO₂-håndtering på Mongstad og Kårstø, resultater og erfaringer fra Climit-programmet, dialog med relevante markedsaktører og annet arbeid som er utført hos Gassnova. Det er også relevant å se hen til erfaringer fra arbeid knyttet til CO₂-håndtering i andre land. Dette inkluderer spørsmål knyttet til blant annet ulike teknologiske løsninger, vurderinger rundt aktør- og leverandørbildet, økonomiske forhold og ulike kommersielle modeller.

Utredningen vil skje parallelt med teknologikvalifiseringen i Mongstad-prosjektet.

Det bes om at Gassnova innen 30.6.2011 leverer forslag til budsjett, arbeidsprogram med leveranser og milepæler samt evalueringsmetoder og kriterier som skal ligge til grunn for arbeidet.

Med hilsen



Ove Flataker (e.f.)
ekspedisjonssjef



Maritus Knagenhjelm
rådgiver

Vedlegg 2

Revidert mandat for utredning av mulige fullskala CO₂-håndteringsprosjekter i Norge

Det vises til mandat for Gassnovas arbeid med å kartlegge mulighetsområdet for fullskala CO₂-håndtering i Norge av 11. mai 2011. Det vises også til departementets brev til Gassnova 2. november 2013 om Gassnovas utredning av CO₂-håndtering på mulige prosjekter utover Mongstad.

I mandatet fra 11. mai 2011 er følgende hovedføringer lagt til grunn for arbeidet: *”Departementet ønsker at utredningen identifiserer og analyserer hvilke muligheter og utfordringer man står overfor ved etablering av en fullstendig CO₂-håndteringskjede for fullskala CO₂-håndtering. I den sammenheng er det viktig å vurdere økonomiske og tekniske sider samt ulike kommersielle modeller.”*

Viktige forutsetninger for arbeidet med CO₂-håndtering i Norge er endret. I 2013 ble planleggingen av fullskalaprojektet på Mongstad avsluttet. Regjeringen besluttet at det skulle legges frem en ny strategi for arbeidet med CO₂-håndtering og at Gassnovas pågående anskaffelse av mulighetsstudier måtte stanses i påvente av dette arbeidet.

Strategien er presentert i Prop. 1 S (2014-2015) OED. Målene for regjeringens strategi for arbeidet med CO₂-håndtering legger grunnlaget for utredningen av mulige fullskala CO₂-håndteringsprosjekter i Norge;

”Det overordna samfunns målet for regjeringas arbeid med CO₂-handtering er «Å oppnå stabilisering i konsentrasjonen av drivhusgasser i atmosfæren på et nivå som vil forhindre farlig menneskeskapt påvirkning av klimasystemet.», jf. klimakonvensjonen. Resultatet som tiltaka skal utløyse er formulert i følgende effektmål: «Å gi et selvstendig og målbart bidrag til å utvikle og demonstrere teknologi for fangst og lagring av CO₂ med et spredningspotensial». Utvikling av ein teknologi for CO₂-handtering avheng av at mange land medverkar. For at måla skal nåast er det nødvendig med teknologiutvikling og reduksjon av kostnadene.

Dei overordna krava til tiltaka er at dei bør vere utløysande, gi læring og global kunnskapsspreiing og redusere barrierar. I tillegg bør nytten stå i eit rimeleg forhold til kostnaden og risikoen som staten tek. Vidare skal tiltaka vere moglege å gjennomføre og realistiske.”

I strategien heter det videre at:

”Regjeringa har ein ambisjon om å realisere minst eitt fullskala demonstrasjonsanlegg for CO₂-handtering innan 2020. Det er utfordrande å realisere fullskala demonstrasjonsanlegg i Noreg, blant anna fordi det er få store og eigna punktutslipp. Det vil bli arbeidd vidare med å kartleggje moglegheitene for fullskala demonstrasjon av CO₂-handtering i Noreg. (...) Regjeringa vil vurdere verkemiddel og gjennomføre studiar av moglege fangstprosjekt i Noreg og moglegheiter for transport og lagring til potensielle fangstprosjekt.”

Regjeringens nye strategi medfører et behov for et revidert mandat for arbeidet med fullskala CO₂-håndteringsprosjekter i Norge. Arbeidet skal gjennomføres som en idéstudie, i utgangspunktet definert etter Gassnovas prosjektgjennomføringsmodell, jfr. Vedlegg 2 i Gassnovas statusrapport oversendt departementet 20. desember 2012. Formålet med kartleggingsarbeidet er å klargjøre om det er grunnlag for å sette i gang et industrielt prosjektmogningsløp for et CO₂-håndteringsprosjekt. Det skal etableres gode evalueringsmetoder og kriterier for kartleggings- og analysearbeidet. Arbeidet skal deles opp i

ulike deler, der fangstdelen og arbeidet med transport og lagring gjennomføres hver for seg, jfr. Prop. 1 S (2014-2015) OED:

1. Gassnova skal gjennomføre studier av muligheter for CO₂-fangst i Norge. Arbeidet skal omfatte en idéstudie av potensielle fullskala fangstprosjekter i Norge. Målgruppen for arbeidet skal være eiere av eksisterende landbaserte utslippskilder med utslipp over 400 000 tonn CO₂ per år. Utvidelser ved eksisterende utslippskilder kan også vurderes. Arbeidet kan inkludere utslippskilder under 400 000 tonn CO₂ per år, men det forutsetter at et potensielt prosjekt kan sannsynliggjøre nytteverdi med hensyn til teknologiutvikling, global overføringsverdi og læring. Gassnova skal i arbeidet ha dialog med relevante markedsaktører og trekke på kompetanse fra andre myndighetsorganer, inkludert Miljødirektoratet, der det er relevant.
2. Gassnova og Gassco skal i samarbeid utføre studier av muligheter for transport og lagring av CO₂ fra potensielle fangstprosjekter i Norge. Oljedirektoratet skal involveres i arbeidet etter behov. Arbeidet skal omfatte en systematisering og vurdering av kunnskap om mulighetene for å etablere transport- og lagringsløsninger fra aktuelle punktutslipp i Norge. Tilgjengelige data skal benyttes i størst mulig grad.
 - a. CO₂-lager: Arbeidet med å modne CO₂-lager gjennomføres som en idéstudie. Arbeidet utføres av Gassnova i samarbeid med aktuell lageroperatør og i jevnlig dialog med Oljedirektoratet. Idéstudien skal omfatte eksisterende CO₂-lager på norsk kontinentalsokkel samt nedstengte felt eller felt i senfasen. Samordning av lagring med CO₂-fangstprosjekter i utlandet skal også vurderes. Aktuelle CO₂-lager på norsk kontinentalsokkel er allerede modnet til mulighetsstudienivå. Dersom det skulle vise seg å være behov for å studere nytt CO₂-lager på norsk kontinentalsokkel skal Oljedirektoratets CO₂-lagringsatlas legges til grunn.
 - b. Transport av CO₂: Muligheter for rør- og skipstransport skal utredes. Arbeidet gjennomføres til idéstudienivå. Gassco er ansvarlig for gjennomføring av transportdelen av idéstudiearbeidet. Gasscos arbeid vil sammenstilles med Gassnovas studier av fangst og lagring.

Arbeidet med fangst, transport og lagring av CO₂ skal koordineres av Gassnova. Departementet legger til grunn at arbeidet vil utføres etter prinsippene for industrielle prosjektløp. Gassnova er ansvarlig for at det etableres et felles overordnet arbeidsprogram og en felles tidsplan. Gassnova, Oljedirektoratet og Gasscos midler til arbeidet blir bevilget separat. Arbeidsprogrammet skal utarbeides i dialog med Gassco, Oljedirektoratet og eventuelt andre aktører. Gassnova er ansvarlig for at overordnede funksjonskrav for kjeden blir definert. Gassnova og Gassco har sammen ansvaret for å definere omforente grensesnitt mellom fangst-, transport- og lagringsdelen av kjeden. Der det nye CO₂-transportsystemet møter et eksisterende transport- eller lagringssystem har Gassco ansvaret for å definere grensesnitt. Gassnova vil være ansvarlig for gjennomgående konsistens i design og håndtering av endringer. Rammene for en eventuell dialog med lagringsprosjekter i utlandet skal avklares nærmere med departementet før denne igangsettes. Oljedirektoratets rolle vil være å bistå med fagkompetanse på norsk kontinentalsokkel, bidra til definering av prosjektene, bidra med relevante data og å være ressursforvaltningsmyndighet.

Arbeidene med fangst, transport og lagring av CO₂ må sees i sammenheng med departementets arbeid med vurdering og etablering av rammevilkår og vil danne grunnlag for beslutning om eventuell videreføring og igangsetting av mulighetsstudier. Arbeidene vil gjennomføres som parallelle aktiviteter så langt det er mulig og igangsettes høsten 2014. Arbeidsplan og budsjett for neste fase skal utarbeides innen 1. mars 2015. Idéstudiene skal ferdigstilles innen 1. mai 2015.

Vedlegg 3

Liste over norsk landbasert industri: Utslipp av CO₂ fossilt (F) utslipp år 2013 (målt i 1 000 tonn). Kilde: Miljødirektoratet, 2014.

Virksomhet	Utslipp til luft	Utslipp til vann	I alt
Statoil Mongstad raffinieri	2 254,54 (M)	(I.R.)	2 254,54
Gassco AS, Kårstø	1 095,60 (B)	(I.R.)	1 095,60
Hammerfest Ing.	842,77 (B)	(I.R.)	842,77
Norcem, Brevik	794,08 (B)	(I.R.)	794,08
Yara Norge AS, Porsgrunn	561,69 (B)	(I.R.)	561,69
Hydro aluminium AS, Sunndal	536,65 (B)	(I.R.)	536,65
Noretyl AS	485,30 (B)	(I.R.)	485,30
Alcoa, Mosjøen	408,62 (B)	(I.R.)	408,62
Esso Norge AS, Slagentangen	334,98 (B)	(I.R.)	334,98
Statoil ASA, Tjeldbergodden Metanolfabrikk	326,76 (E)	(I.R.)	326,76
Eramet Norway AS, Sauda	312,80 (B)	(I.R.)	312,80
Hydro Aluminium AS, Karmøy	305,50 (B)	(I.R.)	305,50
Norcem, Kjøpsvik	295,75 (B)	(I.R.)	295,75
Finnfjord AS	289,07 (B)	(I.R.)	289,07
Hydro Aluminium Årdal, Årdal metallverk	288,58 (B)	(I.R.)	288,58
Wacker Chemicals Norway	287,00 (B)	(I.R.)	287,00
Tizir Titanium & Iron AS	283,51 (B)	(I.R.)	283,51
Fesil Rana Metall AS	236,50 (B)	(I.R.)	236,50
Elkem Salten	235,96 (B)	(I.R.)	235,96
Eramet Norway, Kvinesdal	207,71 (B)	(I.R.)	207,71
Elkem Thamshavn AS	190,00 (B)	(I.R.)	190,00

(E)=Estimert (M)=Målt (B)=Beregnet (I.R.)=Ikke rapportert

Vedlegg 4

Gassnova SF, CO₂ prosjekter

Att.: Kjetil Emhjellen

CO₂ deponering fra ammoniakkfabrikken på Herøya

Viser til hyggelig møte tirsdag 10. mars d.å. Som avtalt vil vi dette brevet drøfte mulighetene og potensialet for CO₂-håndtering fra ammoniakkfabrikken på Herøya, og forsøksvis si noe om klimaeffekten av et slikt tiltak. Vi vil også benytte anledningen til å komme nærmere inn på kompetansen Yara besitter når det gjelder relevante deler av verdikjeden for CO₂-håndtering, herunder CO₂-transport på skip.

Kort om ammoniakkproduksjon, nitrogen gjødsel og CO₂-deponering

Ammoniakk har kjemisk formel NH₃, og kan benyttes direkte som nitrogenkilde for planter, men mer vanlig og miljøvennlig er det å benytte ammoniakk som innsatsfaktor i annen nitrogen gjødsel. Ammoniakkproduksjon er meget energiintensiv. Det medgår mellom fem og ni fat oljeekvivalenter for å produsere ett tonn ammoniakk. Mesteparten av verdens ammoniakk produseres fra naturgass, men Kina som er verdens største ammoniakkprodusent og nitrogen gjødsel eksportør, i det vesentlige benytter kull.

Fabrikken på Herøya, heretter benevnt N2, er en effektiv fabrikk som i det vesentlige benytter etan som energibærer. Utslippsfaktoren er rundt 2,2 tonn CO₂ per tonn ammoniakk. Gitt den gode energieffektiviteten er CO₂ deponering eneste realistiske alternativ for å få ned utslippene vesentlig.

Spørsmålet blir da om det vil være god klimapolitikk å satse på CO₂ deponering for N2, eller kanskje nedstengning? Vi vil være forsiktige med å uttrykke synspunkter på hva som vil være en rimelig tiltakskost for å få ned CO₂ utslippene i Norge. På generell basis tillater vi oss imidlertid å hevde at det vil være dårlig klimapolitikk å satse på tiltak som reduserer utslippene i Norge, men som har liten eller endog negativ global effekt. Tiltak som vil medføre nedstenging av ammoniakkproduksjonen i Norge tilhører denne kategorien. Deponering av CO₂ fra N2 vil derimot kunne gi betydelige utslippsreduksjoner i Norge, og vil etter vårt syn ha enda større global effekt.

Før vi fullfører resonnementet om betydningen for de globale utslippene, vil vi benytte anledningen til å fremheve betydningen av riktig gjødsling for klima. Matproduksjon gir betydelige utslipp av klimagasser. Riktig gjødsling bidrar til høyere avling per arealenhet. Intensivt landbruk er en forutsetning for å motvirke oppdyrking av mer areal. Oppdyrking av mer areal, såkalt «land-use-change», gir opphav til utslipp av karbon lagret i jordsmonnet, og er en av de viktigste kildene til utslipp av klimagasser. Altså, utslippene fra produksjon av ammoniakk på Herøya mer enn oppveies av reduserte utslipp fra «land-use-change».

Hva skjer om man stenger ammoniakkproduksjonen på Herøya? Vil det være god klimapolitikk i et globalt perspektiv? De norske utslippene vil bli redusert med rundt 1 million tonn CO₂ i året, Herøya vil dekke behovet ved å importere ammoniakk, mens Kina trolig vil fylle gapet som oppstår ved å øke eksporten av kullbasert nitrogen gjødsel. Nettoeffekt? En økning i de globale utslippene på i

størrelsesorden 1,5 millioner tonn CO₂ i året. Sagt på en annen måte, hvert tonn deponert CO₂ fra N2, som alternativ til nedstenging vil redusere de globale utslippene med rundt 2,5 tonn, forutsatt at Kina er svingeksportør.

Gjødselindustrien er global og konkurransen er hard. Det vil være meningsløst å investere i CO₂ deponering fra en stengt fabrikk. Konkurransen til N2 på sikt er derfor av avgjørende betydning når CO₂ deponering diskuteres. Vi har dessverre sett at en kombinasjon av høye energipriser, CO₂ kostnader og andre avgifter har svekket konkurransen til Europeisk gjødselindustri de siste årene. Vi er likevel av den oppfatning at konkurransen til N2 er god. Det skyldes flere faktorer, men viktigst er at N2 er integrert med den øvrige virksomheten på Herøya og har betydelige inntekter fra salg av varme/damp og av CO₂. Vi vil likevel fremholde betydningen av stabile og gode rammebetingelser for å sikre konkurransen. Etter vårt syn vil en hensiktsmessig ordning for CO₂ deponering bidra til å styrke N2s konkurransekraft.

Yaras CO₂ kompetanse

Yara er Europas ledende produsent og leverandør av kommersiell CO₂. Hvert år selger vi rundt en million tonn CO₂, mesteparten til mat- og drikkevarerindustrien. Råstoffet kommer primært fra N2 og andre ammoniakkfabrikker. Vi har bygget opp en verdikjede som omfatter fangst, rensing, komprimering, lagring samt transport på kjøll og hjul. Yara har en flåte på tre moderne CO₂ skip som går i skytteltrafikk mellom snart 10 Yara-eide og opererte CO₂ terminaler.

Ammoniakkproduksjon er en særdeles velegnet råstoffkilde for kommersiell CO₂. Dette fordi en ikke uvesentlig del av CO₂en fra ammoniakkproduksjon kommer i en nesten ferdig rensert form, med relativt høy konsentrasjon og trykk, og kan relativt enkelt prosesseres til et kommersielt produkt.

Nærmere om CO₂ deponering fra N2

Dessverre vil det kreve mer tid og ressurser å få frem pålitelige anslag for hvilke volumer som kan leveres til hvilken kostnad for deponering i Nordsjøen. Men vi vil likevel gi en indikasjon på hva som kan oppnås og hvilke volumer som vil være tilgjengelige.

Når N2 går på full kapasitet produseres rundt 500.000 tonn ammoniakk i året. Det gir samlede utslipp på nærmere 1,1 million tonn CO₂. Av grunner som det vil føre for langt å komme inn på her, har vi de siste årene kjørt N2 på såkalt teknisk minimum, hvilket gir en årsproduksjon på ca. 350.000 tonn ammoniakk. Det gir samlede CO₂ utslipp på litt under 800.000 tonn. I det følgende benyttes tall som forutsetter at N2 kjøres på full kapasitetsutnyttelse, og alle tall er basert på normal drift.

- 1) Yara henter ut rundt 200.000 tonn kommersiell CO₂. Disse volumene vil altså ikke være tilgjengelige for deponering.
- 2) I tillegg har vi ytterligere 200.000 tonn som relativt enkelt kan fanges og komprimeres.
- 3) Ytterligere 350.000 er i en form som medfører at de kommer noe høyere på kostnadsskalaen, men trolig kan fanges og komprimeres innenfor forsvarlige økonomiske rammer. Det vil kreve tid og ressurser å frembringe pålitelige estimater for hva det vil koste å fange disse volumene.

- 4) 300.000 tonn er tilgjengelig som lavkonsentrert røykgass. Det vil være vanskelig for Yara å frembringe pålitelige estimater for hva det vil koste å rense og fange disse volumene.

Som nevnt i møtet har vi relativt pålitelige tall for hva det vil koste å levere volumene nevnt under 2) til et punkt i Nordsjøen. Vi tror imidlertid ikke det vil være hensiktsmessig å presentere tallene i brevs form uten en grundig gjennomgang av forutsetningene og usikkerheten. Vår hypotese er at disse volumene kan leveres til deponering for en pris som ligger over langsiktig europeisk kvotepris, men likevel vesentlig under tiltakskosten for de fleste andre tiltak i Norge.

Mulige kommersielle modeller

Vi ble bedt om å skissere et forslag til en kommersiell modell for fangst og lagring av CO₂. Som nevnt ovenfor er det for tidlig å komme med konkrete tall, men med fare for å gjenta oss selv, Yara er forutsatt tilfredsstillende rammebetingelser interessert i å fange og lagre CO₂ fra vår egen produksjon i Porsgrunn og å bidra til å bygge opp og drive en verdikjede for CO₂-håndtering fra andre kilder. Vi har betydelig kompetanse på og erfaring med kompresjon, lagring og transport av CO₂. Gitt hensiktsmessige incentiver vil vi raskt kunne få på plass denne delen av verdikjeden.

For at fangst og lagring av CO₂ som beskrevet skal bli virkelighet må det være kommersielt attraktivt. Det kan skje gjennom to mekanismer, eller en kombinasjon av disse:

1. Tilskudd som dekker investering, drift og nødvendig avkastning
2. En pris på levert CO₂ til lagring

Ettersom det er usikkerhet knyttet til gjenværende levetid på utslippskildene i Norge, må det ligge en form for garanti knyttet opp mot utførte investeringer dersom mekanisme 2 velges.

Vår hypotese er at en kombinasjon av investeringsstøtte og pris på levert CO₂ vil være hensiktsmessig.

Neste skritt og Yaras rolle

Som nevnt har Yara en betydelig kompetanse på store deler av verdikjeden knyttet til fangst, transport og lagring av CO₂. Vi vil gjerne være med å bidra til at vi får opp en bærekraftig verdikjede for deponering av CO₂ i Nordsjøen, og ser på dette som forretningsmessig interessant for Yara. Men uten et tungt og tydelig statlig lederskap, med konkrete målsettinger, fremdriftsplan og realistiske finansieringsordninger blir det vanskelig for Yara å prioritere dette arbeidet fremover.

Mvh,



Petter Østbø

Fra: Petter Østbø [<mailto:petter.ostbo@yara.com>]

Sendt: 27. mars 2015 19:28

Til: Kjetil Emhjellen; Tove Dahl Mustad

Kopi: Dag Willoch

Emne: Innspill til mulig fremtidig CCS-prosjekt

Kjære Kjetil og Tove,

Vedlagt ligger et brev som vi håper forklarer Yaras tanker rundt mulig lagring av CO₂ fra ammoniakkfabrikken i Porsgrunn.

Som nevnt i møtet er vi verdensledende på sjøtransport av CO₂ og har erfaring og kompetanse til raskt å kunne bidra inn i et mulig CCS prosjekt.

Som et eksempel, og dette er informasjon vi ber dere holde konfidensielt, har vi i dag tre skipsterminaler i forskjellige stadier på vei mot ferdigstillelse.

Dersom rammebetingelsene blir tilfredsstillende tror vi altså Yara vil være en verdifull partner inn i et prosjekt.

Som dere kanskje kjenner til har vi en meget stor utbygging til et milliardbeløp underveis i Porsgrunn og alle tilgjengelig ressurser i Porsgrunn jobber fulltid med dette i overskuelig fremtid.

Vi vil gjerne bidra inn mot CCS-prosjektet. Samtidig ber vi om forståelse for at det vil være krevende for Yara Porsgrunn å bidra med ressurser, og at prosessen derfor må ha blitt såpass konkret at vi vil kunne forsvare å trekke på ressurser som trengs inn mot ekspansjonen før vi kan gjøre vesentlig mere analyser/ingeniørarbeide.

ha en avslappende helg og en god påske!

Petter Østbø

Vice-President

Gas and Industrial Applications

Mobile: +47 979797 98



Yara International ASA
Drammensveien 131
0277 Oslo, Norway
www.yara.com



Vedlegg 5

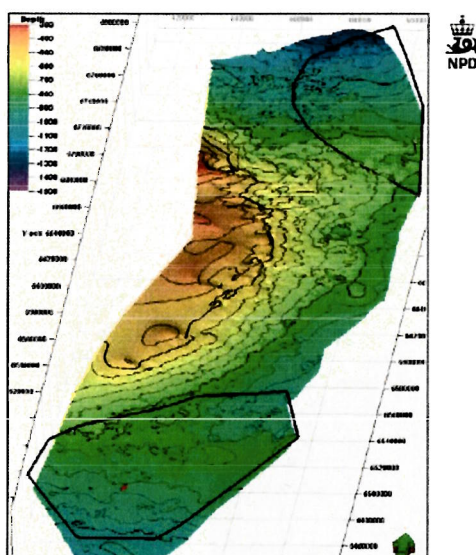
CO₂-lagringskapasitet i Utsiraformasjonen

Utsira- og Skadeformasjonene representerer en stor akvifer og har det største lagringspotensialet for CO₂ i Nordsjøen (figur 1 og 3). Akviferen er beregnet til å ha en lagringskapasitet på 16 Gt CO₂ basert på bergartsvolum fra deler av akviferen som tilfredsstiller kriteriene for lagring av CO₂ (Halland et al. 2011). Beregnet lagringskapasitet kan økes betraktelig dersom formasjonsvannet produseres ut av akviferen. Reservoarkvalitet til akviferen er god med 35% porøsitetsgjennomsnitt og god permeabilitet som påvist i Sleipner brønnen 15/9-A-16. Reservoaret er forseglet med tykke tertiære sedimenter basert på 3D seismisk tolkningen.

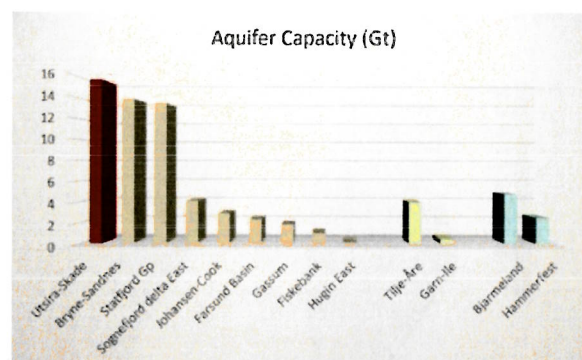
Fra 1996 er det lagret ca. 1Mt CO₂ årlig på Sleipnerfeltet i Utsiraformasjonen. Dette bekrefter at Utsiraformasjon er godt egnet for CO₂ lagring.

Det er tre områder som egner seg til CO₂-lagring i Utsira-Skadeakviferen:

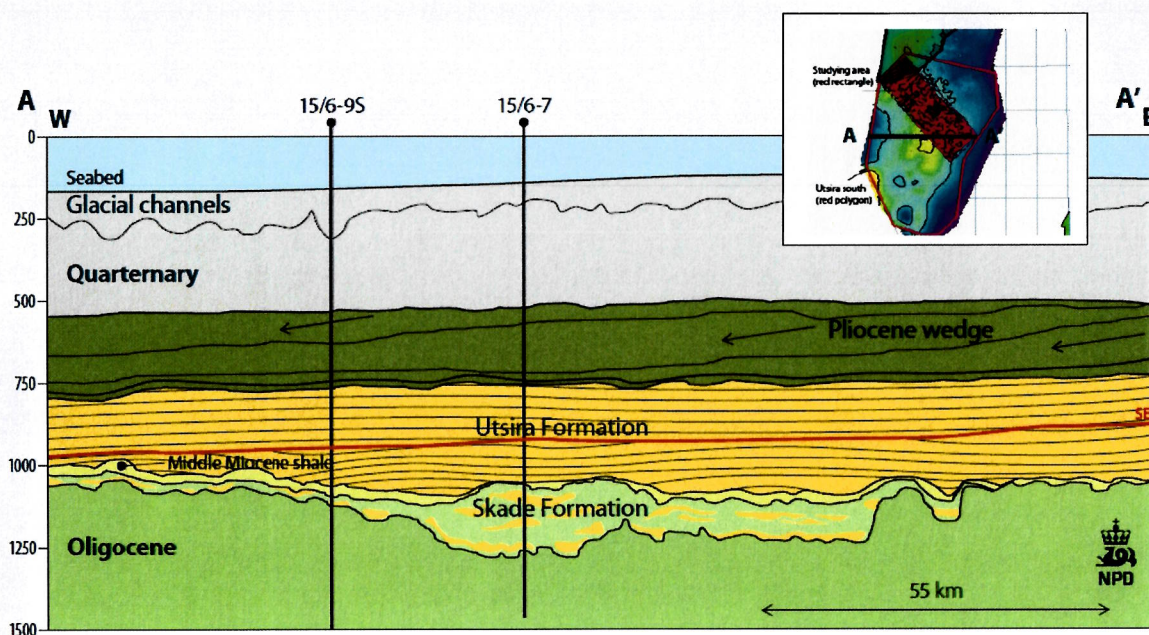
1. Den sørlige delen av Utsiraformasjonen som er dypere enn 700m samt har mange lokale strukturer som kan fange og beholde CO₂.
2. Den nordøstlige delen av Utsiraformasjonen som er i kontakt med et delta fra Sognefjordområdet i øst.
3. Den ytre delen av Skadeformasjonen som er forseglet av miocen skifer (figur 3).



Figur 1: Svarte polygoner viser områder som kan være aktuelle for CO₂ lagring. Det røde punktet i syd viser injeksjonsstedet på Sleipner.

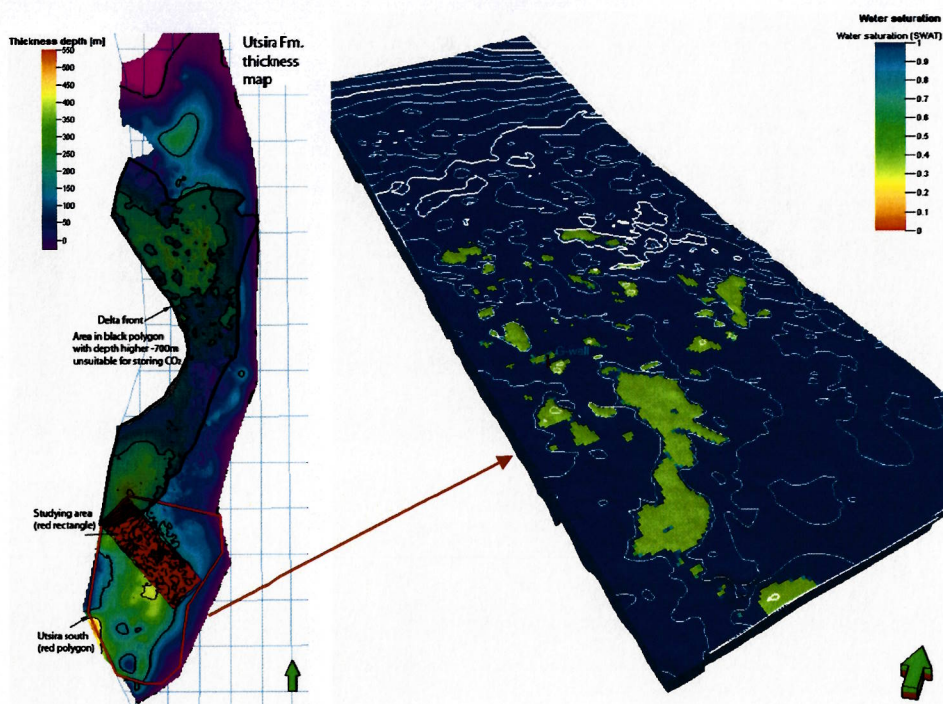


Figur 2: Akviferkapasitet i formasjoner i Nordsjøen



Figur 3: Skadeformasjonen (tidlig miocen) består av marine sandsteiner (hovedsakelig turbiditter) avsatt over store områder i Viking Graben (fra 30/5-2 i nord til 15/6-7 i sør).

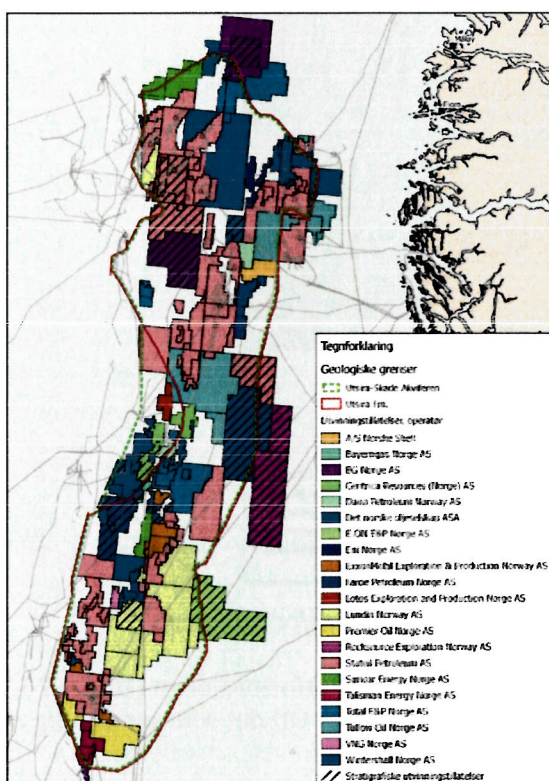
Basert på oljedirektoratets egne simuleringsstudier ble det under gitte forutsetninger anslått at 0.5-1.5 Gt CO₂ kan bli lagret i den sørlige delen av Utsira-Skade akviferen (Halland et al.2014 og Pham et al., 2013).



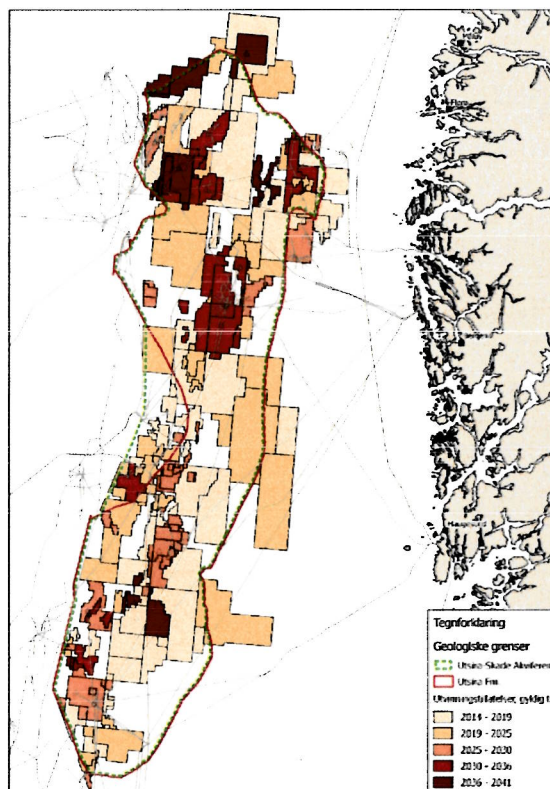
Figur 4: Tykkelseskart (til venstre) av Utsira-Skadeformasjonene viser utbredelsen av formasjonene.

Området som er grunnere enn 700m dyp er ikke egnet for CO₂ lagring. Simuleringsmodellen (til høyre) har et areal på ca. 1600km² i den sørlige delen av Utsiraformasjonen.

Kartet under gir en oversikt over utvinningstillatelser i området hvor Utsira-Skade akviferen er til stede, kartet er basert på Oljedirektoratets database.



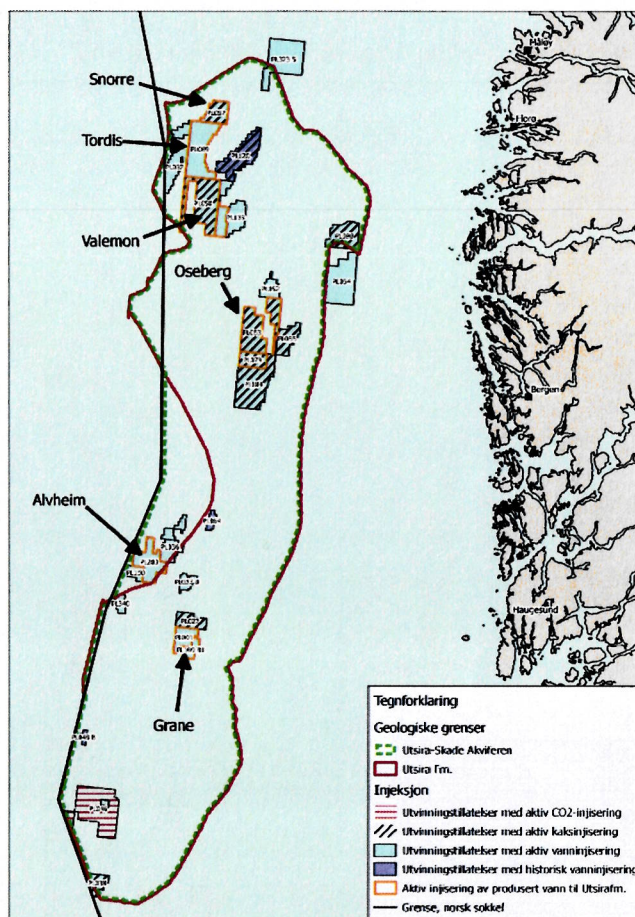
Figur 5: Oversikt - utvinningstillatelser m. operatør som befinner seg i området hvor Utsira- og Skadeformasjonene er tilstede pr. 23.01.2015.



Figur 6: Oversikt - antatt levetid for de ulike utvinningstillatelsene pr. 23.01.2015.

En oversikt over antatt levetid for ulike utvinningstillatelser som ligger innenfor eller i nærheten til kartlagt akvifer vises i Figur 6.

Det er høy aktivitet i Nordsjøen og flere felt benytter Utsiraformasjonen til injeksjon av produsert vann (figur 7).



Figur 7: Oversikt - ulike aktiviteter som involverer Utsiraformasjonen.

Hydrokarboner i Utsiraformasjonen: Det er gjort et lite gassfunn i Utsiraformasjonen i brønn 26/10-1, jfr ODs pressemelding 12.02.2015. Ut fra seismisk kartlegging regner OD det som sannsynlig at det kan være flere små gassfylte strukturer i formasjonen.

Konklusjoner:

- Gode reservoaregenskaper
- På grunnlag av erfaring med injeksjon av CO₂, vann og borkaks har vi godt kjennskap til forseglingsegenskapene til overliggende lag og hvilke injeksjonstrykk som er akseptable.
- Risiko for lekkasje fra injeksjon av små volumer CO₂ er svært lav.
- Ved store injeksjonsvolum vil det være usikkerhet knyttet bl.a. til migrasjonsveier for injisert CO₂ og integriteten til gamle forlatte brønner

Referanse:

1. E. K. Halland *et al.*, "CO₂ Atlas Norwegian North Sea," *Norwegian Petroleum Directorate*, 2011.
2. E. K. Halland *et al.*, "CO₂ Atlas Norwegian Sea," *Norwegian Petroleum Directorate*, 2012.
3. E. K. Halland *et al.*, "CO₂ Atlas Barents Sea," *Norwegian Petroleum Directorate*, 2013.
4. Halland *et al.*, 2014: NPD publications, CO₂ Storage Atlas
5. Pham, V.T.H., Riis, F., Gjeldvik, I.T., Halland, E.K., Tappel, I.M., Aagaard, P., 2013: Assessment of CO₂ injection into the south Utsira-Skade aquifer, the North Sea, Norway, *Energy*, Volume 55, pp. 529-540.

Mulighetene for CO₂-lagring i nedstengte felt i Nordsjøen

I forbindelse med kartlegging av CO₂ lagringsmuligheter på norsk sokkel har Oljedirektoratet gjort en evaluering av mulighetene for å lagre CO₂ i nedstengte felt. (CO₂ Storage Atlas Norwegian North Sea, NPD 2011).

Det er pr 01.04.2015 18 felt som har avsluttet produksjon, hvorav 17 i Nordsjøen.

De åtte feltene vi her har valgt ut er gassfelt og gass/kondensat felt (Tabell 1, Fig.1). Drenerte gassfelt hvor trykket har sunket vesentlig ved gassproduksjon vurderes mer aktuelle framfor oljefelt. Oljefeltene er ofte avsluttet med trykk nærmere initielt grunnet produksjon med vanninjeksjon for trykkvedlikehold.

OD vurderte lagring av CO₂ i nedstengte felt da det er lite ønskelig å lagre CO₂ i åpne akviferer i petroleumssprovinen i Nordsjøen. Man ønsker ikke å risikere en eventuell negativ påvirkning på petroleumssaktiviteten i området. Unntaket er Utsira- og Skadeformasjonen som ligger over de produserende feltene.

For nedstengte felt er reservoaret og den geologiske utviklingen i området godt kjent, usikkerheten er i hovedsak knyttet til tilstanden på nedstengte brønner. Noen av feltene har imidlertid fortsatt gjenværende hydrokarboner slik at det kan være mulig å oppnå en ekstra utvinning ved injeksjon av CO₂.

De fleste nedstengte gassfeltene ligger i tilbakelvert område som i Frigg, deler av Nordøst Frigg og Øst Frigg, mens noen ligger i lisenser som er gyldig til 2016, 2020 og 2028. Innretningene på Frigg, Lille Frigg, Nordøst Frigg, Øst Frigg, Odin og Cod er fjernet, mens innretningene på Heimdal og Huldra ikke er fjernet.

Reservoarene er depletet og det er antatt at CO₂ kan injiseres til nær initielt trykk. Noen av feltene i Friggområdet er i kommunikasjon gjennom en stor akvifer som kan gi et betydelig lagringspotensiale for CO₂, dette gjelder også for Heimdalfeltet.

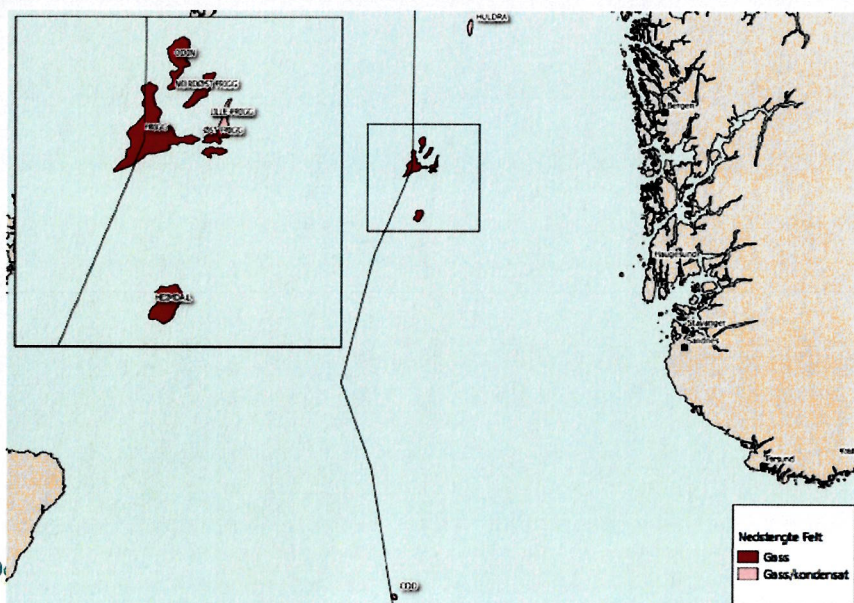
For beregning av hvor mye CO₂ som kan lagres i nedstengte felt er det her antatt at ca 70% av produsert gass kan erstattes med injisert CO₂. Dette er å betrakte som en teoretisk kapasitet da det vil være behov for mer detaljert studier dersom det blir aktuelt å starte med slik CO₂ lagring. En studie fra IEAGHGT 2009, indikerer en effektiv kapasitet, kalt CO₂ Sequestration Potential, på 75% hvor 25% av reservoaret antas å ikke være tilgjengelig grunnet ulike effekter som bla.vanninnfluks.

Tabell 1 Nedstengte gassfelt pr. 1.1.2015

Felt	Type felt	Utvinningsstillatelse, status	Tilstede. gass, GSm3	Tilstede. olje, GSm3	Utvunnet kond. mill. Sm3	Utvunnet Gass, Sm3
Frigg	Gass	PL024 tilbakelevert	150,2		0	116,2
Nord-øst Frigg	Gass	PL024 tilbakelevert PL362 til januar 2016	35,1			15,6
Odin	Gass/olje		37,3	13,2	0	29,76
Øst Frigg	Gass/	PL024 tilbakelevert PL362 til januar 2016	21,37		9,2	
Lille Frigg	Gass	PL362 til januar 2016	7,3	4,2	1,33	8,29
Heimdal	Gass/kond	PL036 & 036BS til juni 2021	61,4		6,5	45,2
Huldra	Gass/kond	PL051 til april 2014	22,7	0	5,2	20,4
Cod	Gass/kond	PL018 til 2028	10,8	4,5	2,9	7,3

Fig.1 Oversikt over nedstengte felt i Nordsjøen**Friggfeltet**

Feltene i Friggområdet omfatter Frigg, Nordøst Frigg, Øst Frigg, Lille-Frigg, Odin og Frøy. Friggfeltet er et gassfelt, påvist i 1971 i nordlige Nordsjøen delt mellom norsk (blokk 25/1) og britisk sektor (blokk 10/1) på ca.100 meters vanndyp. Utvinningsstillatelsen ble tilbakelevert i desember 2014 og innretningene på feltet er fjernet.



Produksjonen på Friggfeltet startet i 1977 og ble avsluttet i 2004. Operatør på feltet ved produksjonsslutt var Total E&P Norge AS.

Reservoaret er Friggformasjonen (Hordalandgruppen) av eocen alder (tidlig tertiær) som ligger på ca. 1900 meters dyp. Friggformasjonen består av sandsteiner med noe siltholdig leirstein avsatt i submarine vifter ved gravitasjonsstrømmer. Reservoaregenskapene er gode med 27-32% porøsitet og 1-5 Darcy permeabilitet. Gass volum in-place var 150,2 GSm³ hvor av ca. 116,2 GSm³ ble utvunnet. Produksjonen foregikk ved naturlig trykkavlastning.

Oljedirektorates studie viser at Friggfeltet med omkringliggende felt (Øst-Frigg og Nord-øst Frigg) har et stort CO₂ lagringspotensiale og et potensiale for å øke utvinningen av gjenværende gassressurser i selve feltet.

Det er en stor akvifer forbundet med feltet og som gir god trykkbuffer under lagring. Det ble gjort simuleringsstudier både i Frigg og i Øst Frigg uten store forskjeller i trykkutvikling som viser at hele dette området står i trykkkommunikasjon. Resultatene fra simulering viste at området kan lagre 400-600 mill tonn CO₂ med forsvarlig opptrykking (max 25 bar). Simuleringsmodellen viser også at det er høyere potensiale for CO₂ lagring når trykkøkning er kompensert med økt vannproduksjon fra akviferen. Forseglingsskapasitet for CO₂ lagring i Friggfeltet ble ikke studert i detalj. Eventuell implementering av CO₂ - lagring i Friggfeltet vil kreve flere helhetsstudier og gjennomgang av gamle brønner.

Lille-Frigg

Gass/kondensatfelt påvist i 1975 i nordlige Nordsjøen (blokk 25/2) nordøst for Friggfeltet på 155 meters vandndyp. Feltet ligger i PL362 med utvinningstillatelse gyldig til januar 2016.

Produksjonen på Lille-Frigg startet i 1994 og ble avsluttet i 1999. Reservoaret er Huginformasjonen (Vestlandgruppen) av midtjura alder og er ikke del av den samme geologiske strukturen og er ikke i trykkkommunikasjon med Friggfeltet. Huginformasjonen består av sandstein, skifer og siltstein avsatt i grunnmarine avsetningsmiljø med influks av fluviale og deltaiske forhold. Reservoaregenskapene er relativt gode med 16-20% porøsitet og 0,1-4000 mD permeabilitet. Lille-Frigg var det første feltet som ble bygd ut i HP/HT sone, med trykk på 670 bar og temperatur på 125 °C, med sannsynlig liten akvifer tilknyttet.

Innretningene på feltet er fjernet.

Feltet har produsert 8,29 GSm³ gass og 1.3 GSm³ kondensat.

Nordøst Frigg

Gassfelt påvist i 1974 og strekker seg over tre blokker 25/1, 25/2 og 30/10, 18 km nordøst for Friggfeltet. Den største andelen av feltet ligger i PL024 som er tilbakelevert areal, mens en liten andel ligger i PL362 sammen med Lille-Friggfeltet som er gyldig til januar 2016.

Produksjonen startet i 1983 og ble avsluttet i 1993. Produksjonen foregikk ved trykkavlastning.

Reservoaret er Friggformasjonen (Hordalandgruppen) av eocen alder (tidlig tertiær), bestående av sandsteiner med noe siltholdig leirstein avsatt i submarine vifter ved gravitasjonsstrømmer.

Trykkmålinger før produksjonsstart viste at reservoaret er i trykkkommunikasjon med reservoaret på Friggfeltet. Feltet kan bidra som lager ved CO₂ - injeksjon i Friggfeltet.

Innretningene på Nordøst Frigg er fjernet.

Feltet har produsert 15,6 GSm³ gass.

Odinfeltet

Gassfelt påvist i 1974 i nordlige Nordsjøen (blokk 30/10) 26 km nord for Friggfeltet på ca. 100 meters vandndyp. Produksjonsperioden var 1984-1994. Utvinningstillatelsen er tilbakelevert.

Reservoaret er Friggformasjonen (Hordalandgruppen) av eocen alder (tidlig tertiær).

Trykkmåling før produksjonsstart viste at reservoaret var i trykkkommunikasjon via vannsonen med reservoaret på Friggfeltet. Reservoaret hadde et begrenset vanddriv sammenlignet med de øvrige

feltene i Friggområdet. Feltet kan ha noe begrenset CO₂ - lagringskapasitet på grunn av mindre akvifer enn i Friggfeltet produserte. Innretningene på feltet er fjernet. I produksjonsperioden ble det utvunnet 29,7 GSm³ gass. Produksjonen foregikk ved trykkavlastning.

Øst Frigg

Gassfelt i nordlige Nordsjøen (blokk 25/1 og 25/2), ca. 18 km fra Friggfeltet. Største andelen av feltet ligger i PL362 som er gyldig til januar 2016, mens resten ligger i tilbakelevert området som tilhørte Friggfeltet.

Feltet ble påvist i 1974 med produksjonstart i 1988. Reservoaret er Friggformasjonen (Hordalandgruppen) av eocen alder (tidlig tertiær). Feltet består av to separate strukturer og produksjonen foregikk med naturlig trykkavlastning. Øst Frigg er i kommunikasjon med Friggfeltet og vil kunne bidra som lager ved CO₂ injeksjon i Friggfeltet.

Innretningene på feltet fjernet.

Produksjonen ble avsluttet i 1997 med total produksjon 9,2 GSm³ gass og 9,2 mill Sm³ kondensat.

Heimdalfeltet

Gassfelt i nordlige del av Nordsjøen (blokk 25/4) i utkanten av Utsirahøyden i nordvest, ca. 250 km fra Rogaland på 120 m havdyp. Feltet ligger i PL036 & PL36BS med utvinningstillatelse gyldig til juni 2021. Feltet er bygd ut med en integrert bore-, produksjons- og boliginnretning med stålunderstell. Heimdal Jura-utbyggingen ble godkjendt i 1992 med produksjonsstart i 1985 og nedstengt i 2011.

Heimdalinnetningene har vært og er fortsatt et prosess senter for andre felt i området.

Reservoaret er sandstein i Heimdalformasjonen av paleocen alder avsatt i et submarint viftesystem på ca. 2100 m dyp og er i kommunikasjon med Frigg-akviferen.

Det er produsert 45,2 GSm³ gass og 6,5 mill Sm³ kondensat. Produksjonen foregikk med naturlig trykkavlastning.

Hvis 70% av den produserte gassen ble erstattet med CO₂ vil det utgjøre ca 100 mill tonn. Lagring her vil føre til at en kan lagre mindre i Frigg-området og vice versa i og med at Frigg og Heimdal er i trykkommunikasjon.

Huldrafeltet

Gassfelt i nordlige delen av Nordsjøen, vanddyp på 125 m. Feltet ligger i PL051 og PL052B, begge gyldig til april 2015. Innretningene er foreløpig ikke fjernet. Feltet startet produksjonen i 2001 og avsluttet i 2014. Reservoaret ligger i en rotert forkastningsblokk og er sandstein i Brentgruppen av mellomjura alder. Reservoaret ligger på 3500-3900 meter dyp og hadde opprinnelig høyt trykk og høy temperatur. Produksjonshistorien indikerer to hovedsegmenter uten trykkommunikasjon.

Opprinnelig var Huldrafeltet et felt med høyt trykk og høy temperatur, men i de senere år er trykket redusert.

Totalproduksjonen fra feltet er 20,4 GSm³ gass med en utvinningsgrad på 80%. En vil kunne lagre en viss mengde CO₂ i reservoaret.

Codfeltet

Gass- og kondensatfelt i sørlige Nordsjøen (blokk 7/11). Codfeltet ligger i PL018, utvinningstillatelse gyldig til 2028 med ConocoPhillips som operatør. Feltet ble påvist 1968, produksjonstart i 1977 og stengt i 1998. Reservoaret er i sandstein av paleocen alder, ligger på rundt 2900 m dyp. Feltet er en kombinert stratigrafisk-strukturell felle som produserte fra dype marine turbidittsandområder.

Innretningene er fjernet.

Det ble produsert 2,9 mill Sm³ olje, 7,3 GSm³ gass og 0,52 millioner tonn NGL.

Produksjonen foregikk med naturlig trykkavlastning.

Til: Gassnova v/ Tove Mustad
Fra: Oljedirektoratet v/ Eva Halland

CO₂ til EOR og lagring i felt i Nordsjøen

CO₂ til økt oljeutvinning er en metode som på verdensbasis har vist seg å være svært velegnet til økt utvinning (EOR), og har siden 1970-tallet vært anvendt på oljefelt på land i USA. CO₂ til økt utvinning kan være med å bidra til reduserte kostnader for den totale verdikjeden for karbonhåndtering. En rekke felt på norsk sokkel planlegges nedstengt i perioden 2020 til 2025

CO₂ til EOR kan ha et stort potensial på norsk sokkel, da flere av oljefeltene har reservoaregenskaper som egner seg for CO₂ -injeksjon.

En studie Oljedirektoratet (OD) utførte i 2005 sammen med fem oljeselskaper indikerte ekstra oljeutvinning i størrelsesorden 3-7 prosentpoeng med CO₂ -injeksjon. Dette samsvarer med både Utvinningsutvalget (2010) og OG21 sine vurderinger.

OD har videreført og oppdatert denne studien de siste årene og vurdert potensialet i 23 oljefelt i Nordsjøen. Noen av feltene ble studert nærmere for å vurdere effekten av å injisere mindre mengder CO₂ (1-3 mill. tonn CO₂). Studiet er basert på modeller utviklet av SINTEF og ZEP og identifiserer potensialet for å øke utvinningen og kostnadene relatert til dette. Avhengig av gjenværende olje i feltene og tilgang på CO₂ kan utvinningsgraden i enkelte felt øke opp til 12 prosentpoeng. Ved en jevn tilgang på store mengder CO₂ (80Mt/år) til Nordsjøen ble et samlet EOR potensial for 19 av feltene beregnet til 370 millioner Sm³ olje.

Flere av funnene på norsk sokkel har fra naturens side soner med residuell olje, dette er spesielt i Barentshavet og noen av de store feltene i Nordsjøen. Ved å injisere CO₂ er det mulig å produsere deler av denne oljen, som ikke er utvinnbar ved konvensjonelle metoder. Dette potensialet kommer i tillegg til potensialet for økt utvinning. (CO₂ Storage Atlas Norwegian North Sea, 2014)

OD sin studie fra 2012 på 23 oljefelt i Nordsjøen hadde oppstart av CO₂ injeksjon i perioden 2020 - 2034. Feltene ble valgt på bakgrunn av størrelse og egnethet mht reservoaregenskaper. Studien viste positiv ekstra oljeutvinning, i størrelsesorden som fra tidligere studie med 19 felt, og feltene kunne lagre betydelig mengder CO₂ i løpet av injeksjonsperioden. Injeksjon ble startet i denne perioden fordi flere store felt var planlagt nedstengt og det fremdeles var betydelige ressurser i feltene. Problemet for felt i en sen fase er at produksjonsraten er lav og driftskostnadene relativt høye. Økt utvinning med CO₂ injeksjon kan bidra til å forlenge feltets levetid. Dette må tas med i den totale økonomiske beregningen.

Det er ikke gjennomført noen pilotstudier av CO₂ EOR på norsk sokkel. Det er gjort enkelte simuleringsstudier med små mengder CO₂ til injeksjon. COP har gjort et laboratorie studier på Ekofiskfeltet, men det er ikke konkludert ennå i hvilken grad CO₂ vil løse opp reservoarbergarten

(kritt) og øke kompaksjonen. Det er også en risiko for at CO₂ vil kunne forurense produksjon i brønner nær pilotområdet grunnet usikkerhet i forkastninger og sprekker i reservoaret. Planene for pilot er foreløpig lagt på is delvis av disse grunnene og også og at en ikke ser for seg CO₂ tilgjengelig på mange år ennå.

OD utførte en studie på 3 oljefelt i nordlige del av Nordsjøen i 2013 med mindre mengder CO₂ til injeksjon (1-3 mill tonn/år). Studien viste at selv små mengder CO₂ kan gi god ekstra utvinning. Feltene kan spille sammen med en begrenset CO₂ -mengde ved at CO₂ tilførselen overføres videre til et nytt felt når det første feltet begynner å resirkulere CO₂. Det vi også være nødvendig å ha en buffer i form av en akvifer for å kunne motta CO₂ til lagring dersom feltene ikke kan motta CO₂ pga driftsproblemer.

I dette studiet var det 1-2 CO₂ kilder fra land. Transport av CO₂ ble vurdert både gjennom rørledning og på skip. Kostnadene viste seg å være lavest på skip på avstander over 200 km. Transportkostnader ble beregnet fra ZEP data.

CO₂ kan injiseres på et felt gjennom plattformbrønner eller undervannbrønner knyttet til feltet.

Det kommersielle potensialet er i stor grad avhengig av pris og mengde CO₂ levert til feltet.

Resultatene fra studien med injeksjon av 1-3 Mt CO₂.

Scenario	1	2	3
Antall felt	2	2	3
Antall CO ₂ -kilder	2	1	2
Transport av CO ₂	Rørledning og skip	Skip	Rørledning og skip
Årlig mengde CO ₂ importert, mill tonn	3,3	1,4	3,3
Total EOR olje, mill Sm ³	24	13	30
Total EOR-olje, % av STOOIP	11	9	10
Total mengde CO ₂ lagret i oljefeltene, mill tonn	28	15	43
Total mengde CO ₂ lagret i akviferer, mill. tonn	69	15	55

Vedlegg 6

Fra: Jannicke Gerner Bjerkås [<mailto:jannicke.gernerbjerkas@ege.oslo.kommune.no>]

Sendt: 24. april 2015 15:32

Til: Tove Dahl Mustad

Kopi: Karl Erik Karlsen; Anne Margrete Blaker; Stein Koren; Johnny Stuen; Pål Mikkelsen

Emne: Innspill fra EGE - CCS på Klemetsrud

Hei, og takk for et godt møte på onsdag! Her kommer som avtalt innspill fra EGE til Gassnovas idéstudie.
God helg, vi holder kontakten! ☺

Med vennlig hilsen

Jannicke Gerner Bjerkås

Direktør kommunikasjon og samfunnsansvar
Energigjenvinningsetaten (EGE)
Oslo kommune

Mobil: 905 63 094
Sentralbord: 02 180

www.oslo.kommune.no

Tenk på miljøet og ikke skriv ut denne e-posten hvis du ikke må

CCS FRA OSLOS ENERGIGJENVINNINGSANLEGG

BAKGRUNN

På Klemetsrud i Oslo drifter Energigjenvinningsetaten Norges største industrianlegg for energigjenvinning av avfall, med en årlig kapasitet på 310 000 tonn avfall årlig. Det ligger i planene å utvide kapasiteten mot 2017. Klemetsrudanlegget har pr. 2014 en årsproduksjon på omtrent 600 GWh fornybar fjernvarme, og ca. 160 GWh elektrisitet. Røygassen fra forbrenningen går igjennom en omfattende rensesprosess i flere trinn, for å sikre en trygg separering av alle forurensinger og lavest mulige utslipp. Likevel er det et betydelig punktutslipp av CO₂ fra avfallsforbrenningen.

Den spesielle industrielle kompetansen EGE har bygd opp gjennom innovasjon, utvikling og drift av store industrianlegg, har potensial til å løfte Oslos miljø- og klimaarbeid til et nytt nivå. Dette omfatter driftskompetanse, teknisk energi- og miljøkompetanse, erfaring og kompetanse fra gjennomføring av store byggeprosjekter og ikke minst; erfaring fra forskning og utvikling med et stort FoU-nettverk.

HVORFOR CCS PÅ KLEMETSRUDANLEGGET?

- Klemetsrudanlegget er **et av Østlandets største landbaserte industribedrifter** og et stort punktutslipp for CO₂, med årlige utslipp på omtrent 300 000 tonn CO₂. Dette forventes å øke med økt effekt og økt oppetid på anleggene, og evt. utbygging med flere ovnslinjer for å dekke et økende behov for varme til fjernvarmesystemet. Muligheten for å rense ut over 400.000 tonn CO₂ årlig er derfor realistisk i et relativt kort tidsperspektiv.
- **Anlegget har kontinuerlig drift hele året**, og vil fortsatt være i drift om 40 år, selv om eierskapet over tid vil kunne variere. Det er dermed en meget god base for teknologiutvikling
- **CCS fra energigjenvinning er av stor global interesse.** Mange nye anlegg må bygges eller er under bygging globalt. Dette i tråd med EUs kommende deponirestriksjoner for nedbrytbart avfall, og som et svar på økende avfallsberg globalt. Økende mengder avfall er en av vår tids største globale utfordringer, og bruk av CCS vil forsterke energigjenvinningens rolle som en avgjørende del av et kretsløpsbasert avfallssystem.
- Stadig økende utsortering og gjenvinning av plast gjør at store deler av CO₂-fangsten fra forbrenningsanleggene faktisk vil være **CO₂-negativ**. EGEs energigjenvinnings-anlegg kan ta en lederrolle i utviklingen av teknologi knyttet til fangst, bruk og fremtidig lagring av CO₂-utslipp fra forbrenningsanlegg.
- Energigjenvinning av avfall er strengt regulert innen EUs miljølovgivning. Et norsk

pilotanlegg kan bane vei mot vektlegging av CCS i anbudsprosesser og -kriterier, og mot et fremtidig krav til CCS på energigjenvinningsanlegg i EU. Gjennom nasjonal og internasjonal miljøpolitikk kan med andre ord fremtidig fangst og lagring av karbon fra energigjenvinning bli finansiert via krav om dette i offentlige anbud. Dette som erstatning for/supplement til ETS-systemet.

MULIGHETER FOR BRUK AV CO₂

Inntil nasjonal infrastruktur for lagring av CO₂ er etablert kan CO₂ fra røykgassen renses og selges i markedet, blant annet som produkt i kjølesystemer. Eksempelvis har tungtrafikken et stort kjølebehov. Renset CO₂ kan også brukes som vekstfremmende gass i jordbruk, tilsats i produksjon eller i vannrensing og annen vannkjemi. Potensialet er stort, ettersom CO₂-produktet er så rent at det kan brukes til jordbruksformål, i algeproduksjon, eller som vekstfremming i drivhus. I dag produseres det fossil CO₂ kun for å dekke disse behovene.

OPPSUMMERING

Mange gode miljøprosjekter som kan gi store samfunnsgevinster til akseptable kostnader, ser aldri dagens lys - enten fordi markedet ikke finnes, eller fordi teknologien ikke er moden for kommersiell drift. EGE kan bidra til å realisere CCS på Klemetsrudanlegget gjennom det vi er gode på; fra konsept- og forretningsutvikling via realisering til profesjonell drift. Når teknologi og løsninger er modnet, kan etablerte anlegg overføres til kommersiell drift.

Oslo har i dag en unik mulighet til å videreutvikle sin status som en europeisk foregangsby på miljø- og klimaarbeid. EGE kan bidra til å realisere karbonfangst fra avfallsforbrenning på Klemetsrudanlegget, men dette avhenger av politisk vilje og gjennomføringskraft og en nasjonal satsning på utvikling av gode CCS-prosjekter.

EGE bør bli en nasjonal CCR-/CCS-industripilot gjennom samarbeid med Stortinget, Regjering, Bellona, Zero, CLIMIT og andre aktuelle miljøer. Forutsatt at bevilgninger kommer på plass burde det være mulig å få realisert et anlegg for CO₂-fangst innen 2020.

