



Dokumentnr.: ØKKU-RA-6004	Kontraktsnr./prosjektnr.:	Arkivkode.:
Gradering Åpen	Distribusjon	

INNLEDENDE FORHANDLINGER MELLOM DE KOMMERSIELLE AKTØRENE I EN CO₂-KJEDE

I samarbeid med:





INNHOLDSFORTEGNELSE

1	INTRODUKSJON	4
2	BAKGRUNN OG MÅLSETTNING	4
3	OPPSUMMERING	6
4	METODE OG ARBEIDSPROSESS	8
4.1	ORGANISERING OG TIMEPLAN	8
4.2	BUDSJETT	9
4.3	METODE.....	10
5	FORUTSETNINGER.....	12
5.1	TEKNISKE FORUTSETNINGER	12
5.2	TEKNISKE LØSNINGER	15
5.3	KRITERIER FOR VALG AV FELT, TRANSPORT OG KILDER	20
5.4	RAMMEVILKÅR OG ØKONOMISKE FORUTSETNINGER.....	24
5.5	VALG AV CO ₂ -VERDIKJEDER.....	27
6	FORRETNINGSDRIVERE OG KOMMERSIELLE VURDERINGER.....	27
6.1	INVESTERING I NØDVENDIGE MODIFIKASJONER PÅ FELT FOR MOTTAK AV CO ₂ TIL ØKT UTVINNING OG LAGRING	27
6.2	KILDER/FANGST	31
7	VERDIKJEDER KNYTTET TIL BRAGE - OSEBERG ØST	35
7.1	BESKRIVELSE - VERDIKJEDE 1	36
7.1.1	<i>Teknisk og økonomisk grunnlag</i>	37
7.2	BESKRIVELSE – VERDIKJEDE 2	38
7.2.1	<i>Teknisk og økonomisk grunnlag</i>	38
7.3	BESKRIVELSE - VERDIKJEDE 3	40
7.3.1	<i>Teknisk og økonomisk grunnlag</i>	40
7.4	KOMMENTARER – VERDIKJEDER KNYTTET TIL BRAGE – OSEBERG ØST	42
8	VERDIKJEDER KNYTTET TIL GYDA	44
8.1	BESKRIVELSE - VERDIKJEDE 1	45
8.1.1	<i>Teknisk og økonomisk grunnlag</i>	45
8.2	BESKRIVELSE - VERDIKJEDE 2	47
8.2.1	<i>Teknisk og økonomisk grunnlag</i>	47
8.3	BESKRIVELSE - VERDIKJEDE 3	49
8.3.1	<i>Teknisk og økonomisk grunnlag</i>	49
8.4	KOMMENTARER – VERDIKJEDER KNYTTET TIL GYDA.....	50



9	VERDIKJEDE KNYTTET TIL VOLVE.....	52
9.1	BESKRIVELSE - VERDIKJEDE 1	53
9.1.1	<i>Teknisk og økonomisk grunnlag.....</i>	<i>53</i>
9.2	KOMMENTARER – VERDIKJEDER KNYTTET TIL VOLVE	54
10	VERDIKJEDER KNYTTET TIL GULLFAKS.....	55
10.1	BESKRIVELSE - VERDIKJEDE 1	56
10.1.1	<i>Teknisk og økonomisk grunnlag.....</i>	<i>56</i>
10.2	BESKRIVELSE - VERDIKJEDE 2	58
10.2.1	<i>Teknisk og økonomisk grunnlag.....</i>	<i>58</i>
10.3	KOMMENTARER – VERDIKJEDER KNYTTET TIL GULLFAKS	60
11	VERDIKJEDER KNYTTET TIL DRAUGEN	62
11.1	BESKRIVELSE - VERDIKJEDE 1	63
11.1.1	<i>Teknisk og økonomisk grunnlag.....</i>	<i>63</i>
11.2	BESKRIVELSE - VERDIKJEDE 2	65
11.2.1	<i>Teknisk og økonomisk grunnlag.....</i>	<i>65</i>
11.3	BESKRIVELSE - VERDIKJEDE 3	67
11.3.1	<i>Teknisk og økonomisk grunnlag.....</i>	<i>67</i>
11.4	KOMMENTARER – VERDIKJEDER KNYTTET TIL DRAUGEN	69
12	VIDERE ARBEID	70
13	KONKLUSJONER	71
13.1	USIKKERHET	73
14	REFERANSER	74



1 INTRODUKSJON

I brev datert 5. januar 2006 fra Olje- og Energidepartementet (OED) til Gassco [R5] går det frem at det skal gjennomføres tre delprosjekt for å bidra til et solid beslutningsgrunnlag for regjeringens arbeid knyttet til realisering av CO₂-håndtering og etablering av verdikjede for transport og injeksjon av CO₂, for på denne måten å bidra til økt utvinning av petroleum på sokkelen. De tre delprosjektene er:

- Delprosjekt 1: Innlede forhandlinger mellom de kommersielle aktørene i en CO₂-kjede
- Delprosjekt 2: Prosjektering av renseanlegg på Kårstø
- Delprosjekt 3: Juridiske og organisatoriske sider ved statlig engasjement i en CO₂-kjede

Målsetningen for delprosjekt 1 er å klargjøre i hvilken grad det er basis for å videreføre prosjektutvikling for en CO₂-verdikjede på kommersielt grunnlag. Dette skal gjøres ved at mulige selgere og kjøpere av CO₂ skal identifiseres. Videre skal kostnader og inntekter i de ulike leddene identifiseres for å få en oversikt over det økonomiske grunnlaget for etablering av CO₂-kjeder. Basert på dette skal det utarbeides ulike scenarier med sikte på å avdekke om det er teknisk og økonomisk grunnlag for å etablere slike verdikjeder.

Gassco har ansvaret for å koordinere delprosjekt 1. I tillegg skal Gassco lede arbeidet knyttet til infrastruktur og transport. Gassnova bistår Gassco i arbeidet gjennom sin brede kompetanse på fangst av CO₂. Petoro har ansvar for arbeidet med å kartlegge felt hvor det kan være aktuelt å injisere CO₂ for økt utvinning. Begge har bidratt sterkt i arbeidet med å vurdere teknologiske utfordringer og muligheter, samt vurderinger knyttet til kostnader og inntekspotensial.

Fullstendig beskrivelse av mandatet for delprosjekt 1 finnes i [R5].

Flere aktører har bidratt Gassco, Gassnova og Petoro i arbeidet som er gjort. Det er bl.a etablert en referansegruppe som har kvalitetssikret arbeidet som er gjort ift fangstanlegg og kilder, og noe av arbeidet er også kvalitetssikret i en prosess hvor leverandører har bidratt.

Hensikten med denne rapporten er å oppsummere arbeidet som er gjort i første fase av delprosjekt 1, samt resultatene fra dette arbeidet.

2 BAKGRUNN OG MÅLSETTNING

For å øke petroleumsproduksjonen brukes ulike metoder for EOR (Enhanced Oil Recovery). Eksempler på dette er vanninjeksjon, gassinjeksjon og kjemikalieinjeksjon. Anvendelse av metodene tilpasses det enkelte reservoar, og valg av metode er en beslutning knyttet til karakteristika for det enkelte reservoar.



Prosjektet har som formål å etablere et underlag for beslutninger om bruk av CO₂ for EOR. Gitt at en beslutning om å fange CO₂ er tatt er det naturlig å vurdere hvorvidt fanget CO₂ skal langtidslagres eller om CO₂ bør nyttes til potensiell verdiskapning i oljefelt på norsk sokkel.

Det har lenge vært kjent at CO₂ kan ha en positiv effekt som EOR-metode for reservoar med bestemte karakteristika. CO₂ har en fysisk egenskap som gjør den spesielt egnet til å "vaske ut" gjenværende rester av olje, og kan f.eks benyttes i kombinasjon med vann (alternerende CO₂- og vanninjeksjon) på slutten av feltets økonomiske levetid. CO₂ benyttes flere steder i verden i denne sammenheng, og har vist signifikante positive resultater.

Det er også kjent at det er betydelige tekniske utfordringer knyttet til bruk av CO₂ for EOR. Betydelige mengder av injisert CO₂ vil etter hvert normalt komme inn i brønnstrømmen fra produksjonsbrønnene. Introduksjon av CO₂ i disse strømmene kan medføre betydelige utfordringer knyttet til korrosjon. I tillegg vil tilbakeprodusert CO₂ medføre behov for å håndtere økte gassmengder (hydrokarbonbasert gass + CO₂ i gassfase), noe som kan føre til at kapasitet på eksisterende separatore, kompressorer og annet prosessutstyr ikke er tilstrekkelig. Summen av dette medfører normalt betydelige modifikasjonsbehov på offshoreinstallasjonene.

Bruk av CO₂ for EOR forutsetter at det er CO₂ tilgjengelig i omfang og kvalitet som passer overens med behovet i feltet. Videre krever det at produksjonsprofilen for CO₂ (dvs mengde CO₂ produsert over en gitt tidsperiode) sammenfaller med behovsprofilen for de(t) felt som skal nyttiggjøre seg CO₂. Det eksisterer i dag flere kilder som har utslipp av CO₂ til luft i et slikt omfang at de i en teknisk sammenheng er aktuelle som kilder av CO₂ for EOR. Videre eksisterer det flere planer for etablering av virksomhet som ved realisering vil kunne være aktuelle kilder av CO₂ for EOR.

Det er gjennomført flere studier som ser på tekniske og økonomiske muligheter for etablering av CO₂-verdikjeder, se f.eks [R2], [R3], [R4].

Målsettingen for delprosjekt 1 er å klargjøre i hvilken grad det er basis for å videreføre prosjektutvikling for en CO₂-verdikjede på kommersielt grunnlag. Dette skal gjøres ved at det skal avklares:

- i hvilken grad det er teknisk mulig å etablere CO₂-verdikjeder
- hvilke kostnader og inntekter som er knyttet til de ulike leddene i CO₂-verdikjedene
- hvilke felt som er aktuelle for CO₂ for EOR, samt hvilke behov de aktuelle felt har for CO₂
- hvordan alternative kilder kan ivareta behov for CO₂ på felt
- behovet for operasjonelt mellomlager for den enkelte CO₂-verdikjede
- transportalternativer for CO₂ mellom kilde(r) og felt
- hvem som er aktører i alternative CO₂-verdikjeder



- hvilke drivere den enkelte aktør i CO₂-verdikjeder har, for ved det å vurdere de kommersielle mulighetene

Dette skal bidra til en bedre oversikt over rammene for etablering av CO₂-verdikjeder.

Kostnadstall og inntektstall som ligger til grunn for de økonomiske beregningene i rapporten baserer seg i stor grad på informasjon som er gitt av de ulike aktører i verdikjeden, og som er konfidensielle. Av hensyn til dette er disse tallene og beregningene ikke gjort tilgjengelige i denne rapporten.

Prosjektet legger til grunn Gasscos generelle styringsmodell for arbeidet som er utført i denne fasen, ref TEKD-PR-002 Gassled Project Governance Process [R1]. I fasen frem til 1. juni 2006 skal arbeidet tas frem til en Decision Gate 1. I [R1] er dette bl.a. definert å inkludere klarlegging av forretningsdrivere og identifikasjon av ikke-klassifiserte kostnadsestimater. Videre er det begrensede krav knyttet til verifisering av teknologiske løsninger og design. For en utdyping av dette refereres det til [R1].

3 OPPSUMMERING

Det er identifisert 6 mulige felt som vurderes å være egnet til å inngå i en tidlig CO₂-verdikjede. Feltene er Volve, Gyda, Gullfaks, Brage, Oseberg Øst og Draugen. Alle feltene har reservoartekniske spesifikasjoner som gjør CO₂ velegnet som EOR-metode.

Basert på behovet til det enkelte felt er det identifisert en eller flere mulige verdikjeder for hvert felt. Dette er gjort ved å vurdere mulige kilder som, enten alene eller i kombinasjon med andre kilder, sammenfaller med CO₂-behovet til det enkelte felt. Det er vurdert både hva som er mulig gitt kun eksisterende kilder, samt hva som er mulig gitt beslutning om realisering av en eller flere av planlagte nye kilder.

Den enkelte kilde er beskrevet gjennom mengde CO₂ fanget (ved definerte driftsbetingelser), CAPEX og OPEX i 30 år.

Totalt er det identifisert 12 alternative verdikjeder. Valg knyttet til kombinasjoner av felt og kilder er først og fremst vurdert ut fra økonomiske betraktninger. Analysene viser at det ikke er identifisert noen verdikjeder som viser en positiv nåverdi basert på de forutsetninger som legges til grunn. De uklassifiserte beregningene viser et økonomisk gap i størrelsesorden 4,4 til 11,8 milliarder kroner. Dette er å forstå som differansen i nåverdi av investeringer og driftskostnader knyttet til fangst, transport og felt, samt merolje- og kvoteinntekter, gitt de forutsetninger som ligger til grunn for beregningene, se **Error! Reference source not found.** Disse er også beheftet med stor usikkerhet og vil måtte verifiseres. Ved en eventuell beslutning om videreføring vil neste fase i prosessen være knyttet til forhandlinger mellom partene i verdikjeden. Konfidensialitet av forretningsmessige data som er gitt av de ulike aktørene må også ivaretas da.



De aller fleste aktørene som har vært inkludert i arbeidet frem til DG1 stiller seg positive til videreføring av prosjektet. Operatørene på 4 av 6 felt har allerede igangsatt arbeid som skal modne beslutningsunderlaget for bruk av CO₂ til EOR frem til DG1 eller DG2. Av de 2 siste feltene er Gyda positiv, men vil vurdere resultatene av denne rapporten før en beslutning om å igangsette studier tas. Gullfaks trenger tydelige signaler om rammevilkår og virkemiddelbruk for å ta opp arbeidet som foreløpig er lagt på is.

På kildesiden har flere av aktørene sagt seg villige til å finansiere nødvendige DG2-studier, eller har gitt positive signaler om at slik finansiering være aktuell.

Ingen av verdikjedene viser positiv bedriftsøkonomisk nåverdi ved de forutsetningene som er lagt til grunn i analysen (f.eks knyttet til olje-, gass- og kraftpris). Dersom arbeidet skal videreføres, er det for å verifisere kostnads- og inntektsanslag, og for å verifisere de teknologiske vurderingene. I den sammenheng vil det være naturlig også å vurdere forutsetningene som ligger til grunn i analysen.

Det ligger ikke innenfor mandatet til dette prosjektet å vurdere andre økonomiske effekter enn de rent bedriftsøkonomiske.

Studiene som er beskrevet i denne rapporten er gjort uten at det er gjennomført en verifikasjon av teknologi og kvantifisering av usikkerhet av kostnader og inntekter. I en eventuell neste fase vil det derfor være nødvendig å gjennomføre slik verifikasjon frem til en DG2, for å bekrefte om valgt teknologi kan benyttes, samt hvilken grad av usikkerhet som er knyttet til økonomiske forhold.

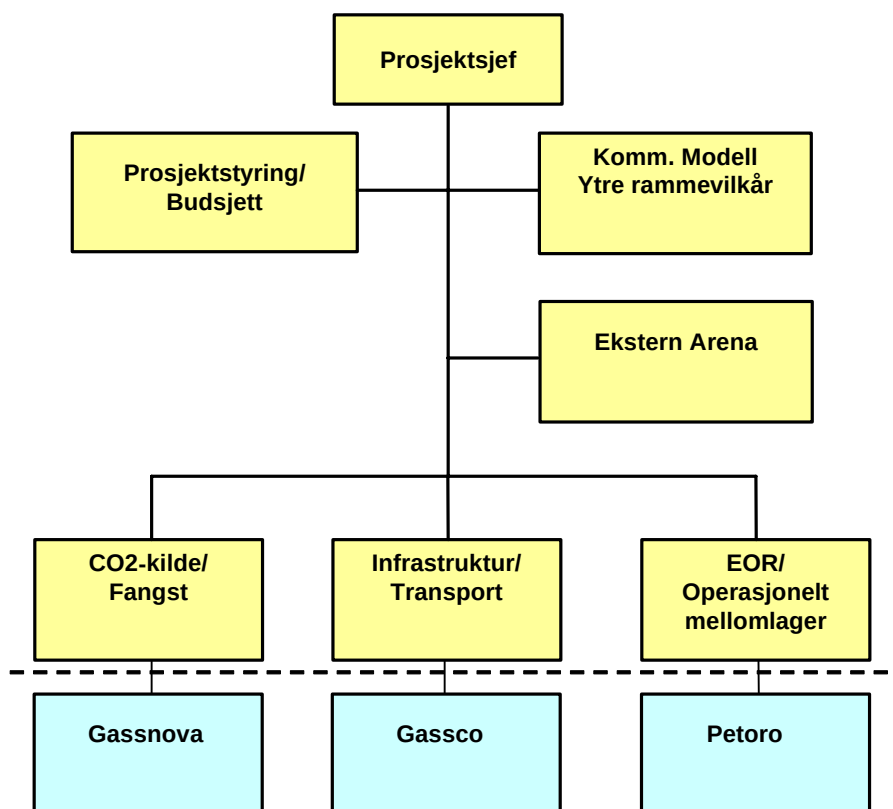


4 METODE OG ARBEIDSPROSESS

4.1 Organisering og timeplan

Følgende prosjektorganisasjon ble etablert for å gjennomføre de oppgavene som lå i det tildelte mandatet, se fig. 4.1.

Figur 4.1 Organisering av prosjektet

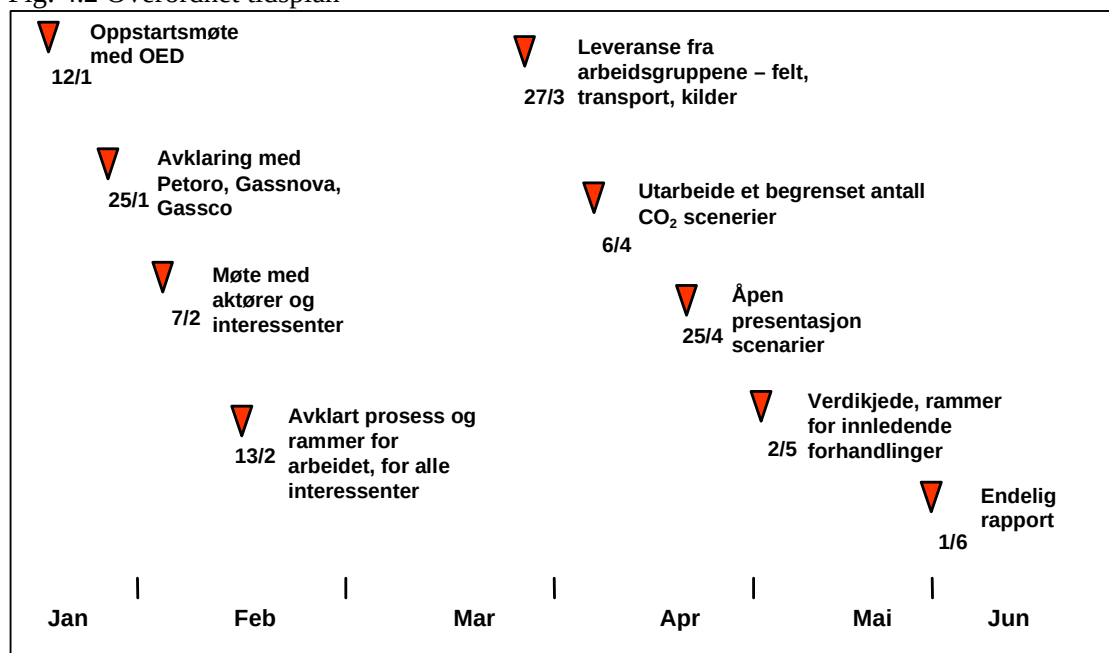


Gassco har hatt det overordnede ansvar for prosjektgjennomføring og –koordinering. I tillegg har Gassco hatt ansvar for arbeidet knyttet til transport (dvs. rør- og skipstransport). Petoro har hatt ansvar for arbeidet som utføres ifm felt (topside og undergrunn), mens Gassnova har hatt ansvar for arbeidet knyttet til kilder og felt.

For prosjektgjennomføring er det etablert en overordnet timeplan. Milepælene i timeplanen er vist i fig. 4.2. Hovedhensikten med timeplanen har vært å sikre kontroll og nødvendig fremdrift i prosjektet. Nedenfor er det vist de viktigste milepælene.



Fig. 4.2 Overordnet tidsplan



4.2 Budsjett

Prosjektet er finansiert gjennom en bevilgning fra Olje og Energidepartementet. Følgende budsjett ligger til grunn for prosjektet:

Budsjett CO₂ Verdikjede

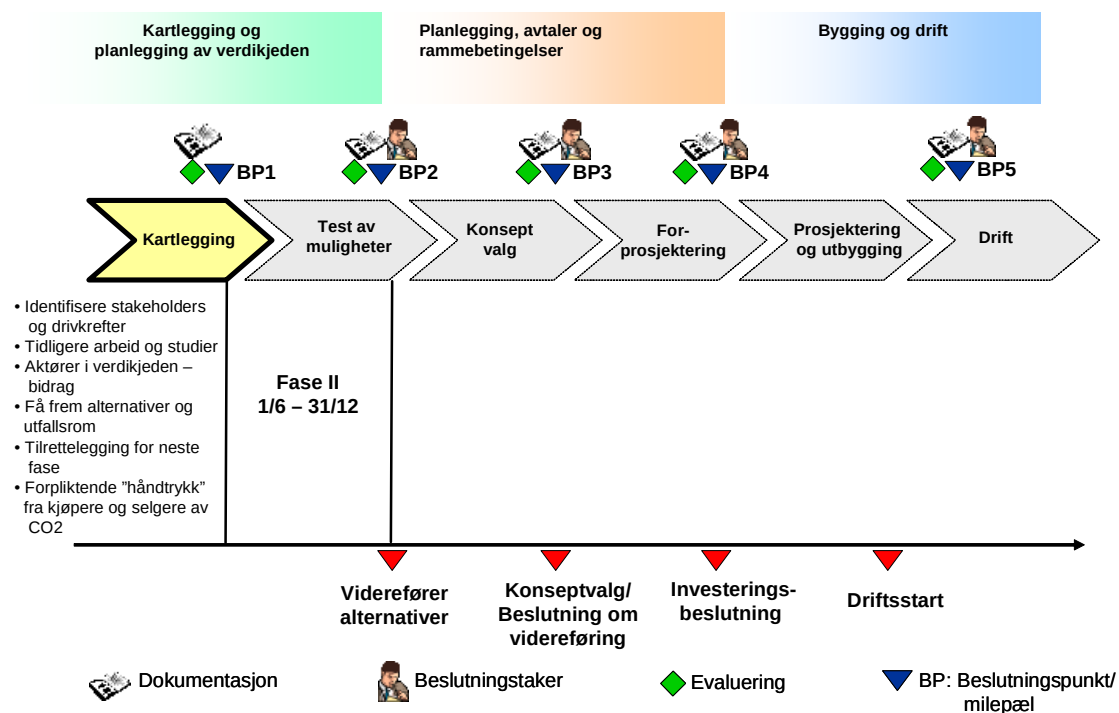
Prosjektgjennomføring inkl. ekstern arena, rammevilkår og Informasjons- og kommunikasjonshåndtering	kr 3 021 085
CO ₂ Kilde/Fangst (Gassnova)	kr 2 768 225
Infrastruktur/Transport (Gassco)	kr 477 697
EOR (Petoro)	kr 2 692 033
Reserve	kr 1 040 961
Totalt	kr 10 000 000

Alle tall er eksklusiv merverdiavgift

4.3 Metode

For å sikre fremdrift og kvalitet i gjennomføringen av prosjektet har Gassco valgt å benytte den styringsmodellen Gassco vanligvis anvender for prosjektutvikling for ny infrastruktur for transport av naturgass på norsk sokkel (Project Governance Process). Modellen består av definerte faser som leder frem mot ferdigstillelse av prosjektet, og er godt egnet til å sikre kvalitet gjennom hele prosessen. Styringsmodellen er illustrert i figur 4.3.

Fig. 4.3 Prosjektstyringsmodell



Kartleggingsfasen er gjennomført i perioden fra 5. januar 2006 og frem til 1. juni 2006, og innebærer avklaring av;

- i hvilken grad det er teknisk mulig å etablere CO₂-verdikjeder
- hvilke kostnader og inntekter som er knyttet til de ulike leddene i CO₂-verdikjedene
- hvilke felt som er aktuelle for CO₂ for EOR, samt hvilke behov de aktuelle felt har for CO₂
- hvordan alternative kilder kan ivareta behov for CO₂ på felt
- behovet for operasjonelt mellomlager for den enkelte CO₂-verdikjede
- transportalternativer for CO₂ mellom kilde(r) og felt
- hvem som er aktører i alternative CO₂-verdikjeder



- hvilke drivere den enkelte aktør i CO₂-verdikjeder har, for ved det å vurdere de kommersielle mulighetene

Kartleggingsfasen er gjennomført i tett samarbeid mellom Gassco, Petoro og Gassnova. I tillegg har det vært arrangert flere bilaterale møter med aktører og andre interessenter samt at det har vært avholdt to åpne møter med bred deltagelse. Målet har vært at prosessen skal være så åpen som hensynet til aktørenes krav til konfidensialitet tillater. Hensikten med dette er først og fremst å "teste ut" de foreløpige resultatene og forutsetningene prosjektet identifiserer underveis, samtidig som dette legger tilrette for relevante innspill som kan være med på å styrke den tekniske, økonomiske og kommersielle basis for konklusjonene prosjektet kommer frem til.

Mye av arbeidet som er gjort baseres på tidligere utførte studier og analyser. Det er gjennomgående stor usikkerhet i materialet. På områder som for eksempel vurderinger av behov for modifikasjoner på olje- og gassplattformer til havs har det vært gjort lite tidligere. Det er med andre ord forskjellig modningsnivå i de ulike delene av prosjektet og i de ulike delene av verdikjeden.

Alle data, alt tallmateriale og alle estimer som er kartlagt og samlet inn i prosjektet er på et uklassifisert nivå. Det betyr at materialet må verifiseres før det er mulig å si noe om usikkerheten i estimatene.

Kartleggingsfasen i en generisk beslutningsprosess omfatter normalt ikke mye aktiviteter av kommersiell karakter. I dette prosjektet tilsier imidlertid mandatet at det skal gjennomføres en vurdering av hvilket grunnlag det er for å innlede reelle kommersielle forhandlinger i en senere fase. Det er derfor gjennomført en rekke kommersielle møter med utvalgte aktører i verdikjeden. Målet med disse møtene har vært å verifisere aktørenes kommersielle drivkrefter, forstå hvilken betydning dette har for de fysiske og forretningsmessige sidene ved CO₂-verdikjeder, samt å kartlegge viljen til å starte reelle forhandlinger frem mot intensjonsavtaler. Slike intensjonsavtaler vil måtte inngå i løpet av en eventuell neste fase ("test av muligheter").

Datagrunnlaget er i all hovedsak samlet inn enten fra åpne kilder eller fra aktørene. Data, tallmateriale, estimer og foreløpige vurderinger har fortløpende blitt testet mot aktørene og eksterne kompetansemiljøer. Hensynet til konfidensialitet er ivaretatt gjennom at alt som er sendt til andre enn den aktøren det gjelder er klarert og godkjent av den gjeldende aktøren i forkant av utsendelse.

Med utgangspunkt i det innsamlede materialet har Gassco satt sammen fysiske verdikjeder. Grensesnittene mellom elementene i kjedene er valgt ut fra hensyn til oppgavefordeling mellom de 3 selskapene som har utført studien og reflekterer ikke utelukkende vurderinger om hvilke elementer i verdikjeden som naturlig hører sammen. Grensesnittet mellom fangst og transport er satt slik at kostnader forbundet med klargjøring til transport er inkludert i fangst-



kostnaden. Transportkostnadene inkluderer bufferlagring og laste- og losseutstyr der det er lagt til grunn skipstransport samt offshore bøye for skipstransport direkte til felt. Kostnader for etablering og drift av hub er inkludert i transportkostnaden. Som grensesnittet mot felt er det i alle verdikjedene valgt overgangen mellom rør og riser på havbunnen ved feltet og overgangen mellom lossebøye og riser på havbunnen ved feltet ved skipstransport.

5 FORUTSETNINGER

5.1 Tekniske forutsetninger

Felt

Petoro har kartlagt felt hvor det kan være aktuelt å injisere CO₂ for økt oljeutvinning. Dette har omfattet vurderinger av hvor store CO₂-volumer det er behov for, potensialet for økt oljeutvinning samt investeringer og driftskostnader på de aktuelle feltene.

Injeksjon av CO₂ som metode vil alltid eksistere i konkurranse med alternative valg av metoder for å øke oljeutvinningen. Spesielt vil ytterligere videreutvikling av etablerte metoder som vann- og gassinjeksjon kunne føre til at det blir mindre olje igjen å anvende CO₂-injeksjon på. Gullfaks er det eneste feltet som har gjennomført grundige undergrunnstudier som dokumenterer potensialet for økt oljeutvinning ved CO₂-injeksjon. For de øvrige mulige feltkandidatene er undergrunnstudier enten i tidlig fase eller ikke startet. Derfor er det valgt en fremgangsmåte der økt oljeutvinning og produksjonsprofil fra Gullfaks antas å kunne overføres til de andre feltkandidatene.

CO₂-injeksjon kan øke oljeutvinningen utover tradisjonelle dreneringsmetoder som vann- og gassinjeksjon. De fysiske egenskapene til CO₂ er kvalitativt forskjellig fra vann og fra annen gass som brukes til injeksjon i oljereservoarer. Som metode brukes CO₂-injeksjon for å kontakte og mobilisere restoljemetningen i reservoaret etter gjennomført vannflømming. Med tilstrekkelig reservoartrykk blander CO₂ seg med oljen, helt eller delvis, noe som fører til at olje som ikke kan strømme etter gjennomført vannflømming igjen strømmer og kan produseres.

Avstanden mellom injektor- og produsentbrønn påvirker kontaktområdet for CO₂. Med stor avstand vil kontaktområdet i reservoaret begrenses og domineres av tetthetsforskjellen mellom CO₂ og reservoarets fluider. Avstanden mellom injektor og produsent i feltene på norsk kontinentalsokkel er svært mye lengre enn for eksempel for felt på land i USA med CO₂-injeksjonserfaring. Dette begrenser potensialet for økt oljeutvinning med CO₂ på norsk sokkel sammenlignet med slik utvinning på land i USA.

Potensialet for økt utvinning påvirkes også av CO₂-injeksjonsvolumet. For å oppnå høyeste utvinning må det injiseres CO₂ mengder opp mot reservoarets porevolum. På små landfelt i USA er det fullt mulig å oppnå dette, men for feltene på den norske sokkelen er dette urealistisk.



I tillegg til merolje som direkte resultat av å injisere CO₂, vil man få med seg større deler av basisreservene i halefasen av feltet, rett og slett fordi inntektene fra den samlede daglige produksjonen blir større enn produksjonskostnadene over lengre tid. På toppen av dette kommer mulig merolje også som følge av at lenger produksjonstid i seg selv kan gi nye muligheter, for eksempel basert på teknologisk utvikling. Slike muligheter er imidlertid ikke kvantifisert i økonomimodellene som er lagt til grunn for prosjektet, og må sees på som en kvalitativ oppside.

Feltkandidatene, med unntak av Volve, er sandsteinsreservoar i moden fase med vanninjeksjon som hoveddrivmekanisme. Volve er også et sandsteinreservoar, men begynner sin produksjon i 2007 og har dermed ingen produksjonserfaring fra vanninjeksjon.

CO₂-behovet per felt er mellom 1 og 5 mill. tonn CO₂ per år. Dette representerer det enkelte felts antatte minimumsbehov for å oppnå en estimert økning av oljereserver. Feltene kan sannsynligvis motta betydelig større CO₂ volum. Mengde CO₂ injisert i en tidsperiode er viktigere enn å injisere kontinuerlig. Dette betyr at det vil kunne aksepteres en fleksibilitet i leveranser av CO₂, f.eks som følge av nødvendige planlagte vedlikeholdsstanser ved CO₂-kilde eller fangstanlegg. Det innebærer også at eventuelle ikke-planlagte stanser ved kilde/fangstanlegg i stor grad kan håndteres på felt, ved at man skifter over til vanninjeksjon eller stanser injeksjon i slike perioder.

For alle feltene er det lagt til grunn at CO₂ ankommer feltet med et tilstrekkelig trykk til at CO₂ kan injiseres uten ytterligere opptrykking på feltinstallasjonen. På denne måten unngår man å installere pumper offshore for å trykke opp CO₂ til nødvendig reservoartrykk og dermed de tilhørende kostnadene. Antagelsen er at det vil falle dyrere å installere og operere slikt utstyr offshore enn det vil være på land. Det er foreløpig ikke produsert pumper med kapasitet til å oppnå inngangstrykk tilsvarende det som er nødvendig på felt med høyest trykkbehov. Konklusjonen fra de undersøkelser som er gjort viser imidlertid at dette først og fremst er et resultat av at slikt utstyr foreløpig ikke er etterspurt, og ikke at dette er teknologisk begrenset.

Infrastruktur/Transport

Grensesnittet mellom fangstanlegg og infrastruktur/transport i denne rapporten går ved innløp til kai/lastefasiliteter eller innløp til rør. Dette innebærer at fangstanlegget står for kondensering og opptrykking av CO₂ til 70 bar.

Basert på tidligere arbeid og studier knyttet til transport av CO₂ har Gassco videreført de fleste av de tekniske forutsetningene som har vært benyttet. Følgende forutsetninger er benyttet i det videre arbeidet knyttet til infrastruktur og transport av CO₂.

For CO₂ er det forutsatt følgende:

- Konsentrasjon av CO₂ > 90 mole %
- Transporteres i flytende form



- CO₂ er tørket for vann, < 500 ppm for rør og < 50 ppm for skip
- For enkelthets skyld er det benyttet en tetthet på CO₂ på 1000kg/m³
- CO₂ har lav friksjonskoeffisient slik at det er svært lite trykkfall fra innløp til utløp av røret sammenlignet med f.eks vann.

For rørtransport er det forutsatt følgende:

- Det er ikke tatt hensyn til vanndybder ved andre punkter enn innløp og utløp av rørledningen
- Ruhet i røret < 10 µm
- Leveringstrykk ved de enkelte felt er 200 bar eller 300 bar
- Bruk av X65 karbon stål

For skipstransport er det forutsatt følgende:

- CO₂ transporteres ca 6 bar og – 50 °C
- Lagertanker på kaianlegg tilsvarer 1,5 ganger skipskapasitet
- Skipsstørrelser fra 7.500 m³ til 14.000 m³ avhengig av volum.
- Seilingshastighet er satt til 16,5 knop og regularitet er antatt å være 95%.

Fangstanlegg

For utslipp fra eksisterende industri er det i dag kun aktuelt å basere seg på ettermonterte renseanlegg for rensing av avgassen. Til dette brukes en absorpsjonsprosess hvor man renser avgassen etter forbrenning (såkalt "postcombustion"). I prosessen absorberes CO₂ i en kjemikaliesløsning, vanligvis et amin. Prosessen er derfor også ofte omtalt som "aminrensing". Tilsvarende løsning kan man basere seg på når det gjelder eksisterende gass- og kullkraftverk. For gasskraftverk med gass- og dampmaskiner (såkalte kombikraftverk eller "combined cycle") kan man også benytte "pre combustion". For eksisterende kraftverk er det teoretisk mulig å bygge om brennkammer og brenseltilførsel på enkelte typer gassturbiner slik at de kan brenne et hydrogenrikt brensel. CO₂ fangst kan da skje før forbrenningen ("Precombustion"). Dette gir et enklere og mindre kraftkrevende fangstanlegg, men krever til gjengjeld et stort og energikrevende reformerianlegg. En slik ombygging medfører store kostnader og lang nedetid på anlegget. Precombustion er derfor i praksis aktuell bare for nye anlegg.

Forbrenning med rent oksygen i stedet for luft (såkalt "oxyfuel") er et tredje mulig prosessvalg. Men dette kan ikke benyttes på dagens gassturbiner og krever utvikling av nye turbiner. Denne prosessen er derfor ikke vurdert i dette prosjektet.

Ingen av de tre nevnte prosessene peker seg i dag ut som enerådende i fremtiden. Alle de tre prosessene kan vise seg å være aktuelle avhengig av teknisk utvikling og forhold på de aktuelle utslippsteder.



Postcombustion prosessen tillater at kildens prosess kan drives uavhengig av om fangstanlegget er i drift eller ikke. Andre fordeler med postcombustion er at anleggene kan etterinstalleres og dessuten brukes på eksisterende industriutslipp. For dette prosjektet er derfor postcombustion prosessen alene vurdert også for gassfyrt anlegg. Når det gjelder andre teknologier som kan være aktuelle for nye kull- eller gasskraftverk, så kan en mer detaljert prosjektering på det enkelte anlegg vise at en annen prosess kan vise seg mer optimal. Det antas at forutsetningen om bruk av en "postcombustion" prosess gir et rimelig uttrykk for kostnadene ved rensing av slike kilder, og at det ligger innenfor den usikkerhet som normalt vil være i en slik tidlig fase. CO₂ fangst under trykk med karbonater (Sargasprosessen) er en variant av postcombustion. I Sargasprosessen er fangstanlegget integrert med kraftgenereringen og kan ikke ettermonteres. Prosessen kan derfor kun komme i betraktning på nye kraftverk. Selve kraftgenereringsprosessen er opprinnelig utviklet for kullfyring. Det er foreløpig ingen leverandør som har utarbeidet tilbud på denne kraftgenereringsprosessen basert på gassfyring. Prosessen er ikke lagt til grunn i dette prosjektet.

En viktig og akseptert åpen dokumentasjon av fangstanlegg basert på amin-rensing er gjort av Nexant for CCP (CO₂ Capture Project) [R9]. Dette er det mest anerkjente og åpne informasjonen som finnes og mest kvalitetssikrede publikasjon per i dag. Dette caset er også benyttet som grunnlag i andre prosjekter.

5.2 Tekniske løsninger

Felt

Erfaring med CO₂-injeksjon er i all hovedsak fra landfelt i USA. Det typiske felt har først en produksjonshistorie med trykkavlastning før trykket gradvis økes igjen med CO₂-injeksjon. Noen av feltene har først økt trykket med vanninjeksjon før CO₂-injeksjon igangsettes som tertiær utvinningsmetode, gjerne i kombinasjon med vanninjeksjon, kalt VAG (vann alternerende gass).

De største kostnadene på et felt ved CO₂-injeksjon er knyttet til at CO₂ blir produsert tilbake til feltet fra reservoaret det blir injisert i. I reservoaret er CO₂ en væske som er løst i olje og vann. På vei opp fra reservoaret til plattformen fordampes en del av denne CO₂-væsken og blir til CO₂-gass som en følge av endrede trykk- og temperaturforhold. Resten av CO₂-væsken fordampes i sitt løp gjennom prosessanlegget. Det betyr at CO₂ fordeles gjennom de berørte deler av prosessanlegget på plattformen - i gasstoget, oljetorget, vannsystemet, fakkell etc.

Videre vil CO₂ som produseres tilbake på plattformen blandes med hydrokarbongassen, noe som medfører at denne ikke uten videre kan eksporteres på grunn av det høye CO₂-innholdet. Dersom det ikke er mulig å fjerne CO₂ fra hydrokarbongassen (enten pga tekniske eller økonomiske begrensninger) må tapte inntekter som følge av at gassen ikke lenger kan eksporteres tas med når betalingsevne for CO₂ skal beregnes.



En del av plattformene vurdert i denne studien har ikke system for re-injeksjon av gass i dag. Nytt utstyr må derfor installeres, og noen steder må nye brønner bores. Ved rensing av CO₂ offshore medfører dette også behov for å installere et nytt tre- eller firetrinns kompressortog som kan trykke rensed CO₂ tilbake til det trykket som kreves for injeksjon. Videre vil tilbakeproduksjon av CO₂ medføre at den totale gassraten øker, og på en del plattformer medfører dette at man overstiger den installerte gasskapasiteten på plattformen. Eksisterende prosessanlegg må dermed modifiseres til høyere kapasitet, eller et nytt anlegg må installeres i parallell. I tillegg har CO₂ en del andre egenskaper enn hydrokarbongass som endrer belastningen spesielt på kompressorer og kjølere. Det kan derfor være nødvendig å modifisere utstyr selv om gassraten er innenfor eksisterende kapasitet.

CO₂ som er tørket er ikke korrosiv, og karbonstål kan benyttes ved vanninnhold opp til 500 ppm. CO₂ som er i kontakt med høyere konsentrasjoner av vann er derimot korrosiv, og det må benyttes korrosjonsbestandige metaller i rørsystemer og utstyr forøvrig. Ingen av plattformene er gjennomgående tilrettelagt med denne type materialvalg. Noe utstyr må derfor skiftes ut og på alle feltene er det også lagt inn kostnader for enten nye eller modifikasjon av eksisterende injeksjonsbrønner.

De fleste plattformer bruker i dag hydrokarbongass som brenngass i turbiner for strømgenerering og drift av kompressorer. Ved CO₂-innhold høyere enn 30 - 50 prosent i gassen vil turbiner av eldre type ikke kunne brenne gassen lenger, og en alternativ løsning må finnes. CO₂ gir også en del endrede driftsbetingelser for fakkelsystemene på plattformene. CO₂ gjør at det blir kaldere ved trykkavlastning og man kan risikere å gå under akseptabel minimumstemperatur. I tillegg er det uklart hva som skjer ved fakkelteningen ved forskjellige CO₂-konsentrasjoner.

En av hovedkonklusjonene er at nødvendige modifikasjoner til dels er uavhengige av hvor mye CO₂ som injiseres. CO₂-nivået som utløser modifikasjoner er mindre enn 1 mill. tonn per år. Det betyr at store plattformer med stort potensial for økt oljeproduksjon kommer bedre ut økonomisk enn små plattformer, siden modifikasjonsomfanget kan være tilnærmet likt. Det er videre lite erfaringer med CO₂ i prosessanlegg til havs. De etablerte estimatene er umodne og beheftet med stor usikkerhet. Det er så langt i prosjektet ikke avdekket forhold som fra en teknisk vurdering umuliggjør CO₂ injeksjon på noen av de vurderte feltene.

Operasjonelt mellomlager i undergrunnen

Ved injeksjon i undergrunnen vil CO₂ oppløses i de fasene som er tilstede, dvs. i vann og i oljereservoar i hydrokarbonfasen. Trolig vil maksimalt 50 prosent av injisert CO₂ kunne tilbakeproduseres. Ved tilbakeproduksjon av CO₂ vil det følge med vann og eventuelt hydrokarboner. Prosessering av tilbakeprodusert blanding av CO₂, vann og eventuelt hydrokarboner vil være nødvendig og normalt kreve en fullt integrert produksjonsplattform. Konseptuelt er tilbakeproduksjon av CO₂ komplekst og vil medføre store kostnader. Disse er ikke beregnet, men vil antagelig bli høyere enn fangst av CO₂ fra utslippskilder på land, særlig hvis infrastruktur for CO₂ transport fra land er etablert.



Operasjonelt mellomlager inngår ikke i noen av CO₂-verdikjedene som er analysert videre i dette prosjektet. Det vil imidlertid være naturlig å vurdere dette når man eventuelt senere skal vurdere innfasing av felt i en senere eksisterende CO₂-verdikjede, og hvor det er et tidsmessig opphold mellom EOR-fasen til et felt og EOR-fasen av et etterfølgende felt.

Hub, lager, kaifasiliteter og lastesystem

Mellomlagring av CO₂ i hub vil bli gjort i tankanlegg for de volum som omfattes av denne studien. Størrelsen på lagertankanlegget er normalt en funksjon av skipsstørrelsen. For å unngå ventetid for skip samt optimalisere logistikken, bør mellomlageret være minimum 1,5 ganger skipssvolumet – gjerne enda større ved stor produksjon.

Lastesystem for CO₂ er tilsvarende LPG lastesystemer.

For rørtransport mellom kilde og hub er det forutsatt at gass leveres i overkritisk tilstand (70 bar, ca 4 °C). Dersom CO₂ leveres med skip, kreves det en annen klargjøring, som også har betydning for håndteringen på hub. CO₂ for skipstransport er flytende (6 bar, ca -50 °C) med et vanninnhold under 50 ppm. Når CO₂ ankommer hub skal den inn i samme system som CO₂ som transporteres med rør, siden det ikke vil være mulig å holde en så lav temperatur som -50 °C i et rørsystem. CO₂ må derfor varmes opp og komprimeres før videre opptrykking. Oppvarming skjer via varmeveksling med for eksempel sjøvann. I tillegg økes trykket fra 6 bar til 70 bar. CO₂ transportert på skip blir dermed brakt til samme tilstand som CO₂ som transporteres i rør, dvs overkritisk tilstand.

Når gassen er i overkritisk tilstand (ved 70 bar og ca 4 °C), skjer trykkøkning som er nødvendig for leveranse til felt, via en pumpe. Dette er utstyr som foreløpig ikke er kommersielt tilgjengelig (leveransetrykk ca 300 bar). Tilbakemeldinger fra pumpeleverandører tyder imidlertid på at det er teknologisk fullt mulig å lage slike pumper.

Skip

Generelt er skipstørrelsen valgt ut fra passende størrelse for det største volumscenariet i hver verdikjede. Følgende er felles for samtlige skipstyper og verdikjeder beskrevet.

CO₂ lagres ombord ved 6 bar og ca -50 °C. Det er tatt utgangspunkt i nybygg av standard LPG/Etylen-skip med lavtemperatur isolerte ståltanker for lagring av CO₂. Skipet er utrustet med standard lastemanifoldsystem for tilkopling av lastearmer midtskips. Videre er skipet utrustet med et rekondensering/kjøleanlegg for rekondensering av CO₂ avdamping fra lagertankene. Det er lagt opp til oppkopling av dampretur fra skipet under lasting.

Lastetiden for alle skipstørrelser er satt til 12 timer, dvs. diskontinuerlig lasting i samtlige scenarier.



For kontinuerlig lossing fra skip direkte gjennom lossebøyesystem, kreves det to lossebøyer ved feltsenteret. Det er i denne studien valgt bøyer av typen STL fra APL, som er velutprøvd i Nordsjøen. I denne studien er det inkludert komplett bøyesystem med bøye, ankersystem for selve bøyen, fleksibel riser og PLEM på havbunnen.

Det er videre antatt at CO₂ skal leveres feltsenteret for brønninjeksjon ved 300 bar og temperatur på minimum 0 °C.

Skipene for en slik verdikjede med kontinuerlig CO₂ injeksjon på feltet er i tillegg til standard-skipet utrustet med dynamisk posisjoneringssystem (DP 1), modifikasjon for tilkopleing av STL bøye inkludert connector og sviwel.

CO₂ pumpes ombord fra lagertankene til et trykk på 300 bar før CO₂ sendes til feltsenteret via riser gjennom STL-bøyen.

Diskontinuerlig lossing av flytende CO₂ til lagerskip (FSU) innebærer installasjon av lagerskip på feltet. Lagerskipet er i tillegg til et standardskip utrustet med dynamisk posisjoneringssystem (DP 1), modifikasjon for tilkopleing av STL bøye inkludert connector og sviwel.

Lagerskipet er utstyrt med et "stern discharge system" (SDS) for tilkopleing av frakteskipene for lasting av lagerskipet.

CO₂ pumpes ombord fra lagertankene til et trykk på 300 bar før CO₂ sendes til feltsenteret via riser gjennom STL-bøyen.

I de videre beregninger er det benyttet en kommersielle dagrater for skipstransport basert på forutsetningene ovenfor.

Rør

For de rørløsninger som er beregnet i denne rapporten er det kun sett på "S-lay" metode (rørene sveises sammen på leggefartøyet) for legging av rør, men det kan påpekes at for rørdiameter opptil 16" kan også "reeling" metode benyttes (rørene sveises sammen på land og kveiles på trommel). Følgende elementer er vurdert i forbindelse med de forskjellige rørløsningene:

- Material kostnader (stål, belegg)
- Legging
- Landfall
- Oppknytting til felt
- Havbunnsintervensjon
- Andre kostnader (engineering, kontraktorledelse, forsikring osv.)
- Prosjektstyring og ledelse



- Reserve

Basert på de forskjellige trykkfallkurvene er forskjellige rørdimensjoner vurdert for de aktuelle CO₂ volumene. For store rørdimensjoner er trykkfallet knyttet til friksjon lite, og designtrykk kan settes nær utløpstrykk på felt. Ved mindre rørdimensjoner kan derimot trykkfallet være betydelig og designtrykk må derfor ta hensyn til dette.

Transport av CO₂ i flytende form i rørledninger kan være utfordrende ift dannelse av hydrater og ifm korrosjon. Det er satt konservative forutsetninger for stålqualität knyttet til hvor høyt vanninnhold som kan transporteres i rørledningen. Det er forutsatt benyttet X65 stål og ingen innvendig belegg.

I denne rapporten er det vurdert rørdimensjoner fra 8" til 24", avhengig av volum som skal transporteres, avstand og utløpstrykk. I og med lavt trykkfall ved transport av CO₂ og den relative rimelige oppumpingen av CO₂, viser det seg at 15" rørdimensjon kan håndtere de fleste volum og avstander vurdert i denne rapporten.

I de videre beregninger er det benyttet en gjennomsnittlig meterpris basert på forutsetningene ovenfor.

Fangstanlegg

Det er tatt utgangspunkt i at fangsanleggene baseres på rensing av avgasser, såkalt post-combustion anlegg med en konvensjonell amin-prosess. Anleggene er forutsatt dimensjonert for fangst av 85 % av CO₂-innholdet i røykgassen. En har tatt utgangspunkt i et 1-strengs anlegg, med en forventet tilgjengelighet på 98 % når kilden er i drift.

Fangst av CO₂ er en energikrevende prosess, med forbruk av høy- og lavtrykksdamp. Denne kan enten genereres i et eget dampanlegg, eller den tappes fra kraftverket. I rapporten er det forutsatt etablert eget varmeverk for de fleste eksisterende kilder, bortsett fra for kullkraftverk der man forutsetter at det er mulig å benytte avtapping av damp fra kraftproduksjonen. For nye gasskraftverk er det forutsatt avtapping av damp på Tjeldbergodden og Skogn, mens det for Mongstad energiverk og Skagerak gasskraftverk er forutsatt egen dampproduksjon. Etablering av egen dampproduksjon basert på fossilt brensel gir økt utslipp av CO₂, og vil redusere fangstanleggets netto CO₂-gevinst. Bruk av avtappet damp vil på den annen side redusere faktisk el-produksjon fra kraftverket. Verdien av tapt el-produksjon inngår som en driftskostnad.

Følgende hovedkomponenter inngår i kapitalkostnader (CAPEX):

- Avgasskanaler
- Absorpsjonsdel (med forkjøler) og desorpsjonsdel
- Kompresjon / kjøling
- Eget varmeverk (der det er aktuelt)



Følgende elementer inngår i driftskostnader (OPEX):

- Dampproduksjon
- Bemanning
- Kjølevann
- Etterfylling og destruksjon av amin
- Vedlikehold (4 % årlig av CAPEX)
- Elektrisitet

Dampproduksjonen utgjør det største energiforbruket til fangstanlegget, og utgjør også den største driftskostnaden. Med de forutsetninger som er angitt, vil driftskostnadene utgjøre mellom 2/3 og 3/4 av samlede fangstkostnader, regnet over anleggets levetid.

5.3 Kriterier for valg av felt, transport og kilder

Valg av felt

Utgangspunktet for valg av felt som tidlige kandidater til CO₂-injeksjon for økt oljeutvinning er Oljedirektoratets rapport i 2005 "CO₂ for økt oljeutvinning på norsk kontinentalsokkel – en mulighetsstudie" samt dialog med operatørene. Utvalgskriteriene er en produksjonshistorie som demonstrerer god reservoarsveip med vanninjeksjon, at reservoarets egenskaper er egnet for CO₂-injeksjon (grad av reservoarheterogenitet) og at reservoartrykket er nær eller høyere enn blandbarhetstrykket med CO₂. I tillegg er muligheten til å realisere haleproduksjon vektlagt. Dette gjelder spesielt for felt med lav og langsomt avtagende produksjon i de siste produksjonsårene.

Felt som har betydelig gasseksport (Troll, Statfjord og Oseberg) er ikke feltkandidater for CO₂-injeksjon grunnet høy kostnad ved forurensing av eksportgassen, og dette er heller ikke felt med tilstedeværende oljevolumer mindre enn 60 millioner fat.

Valg av transportløsning

Basert på de tekniske løsningene for transport av CO₂ viser det seg at skipstransport er mest kostnadseffektivt ved små volum over lengre avstander. Tilsvarende er rørtransport mest kostnadseffektivt ved store volum og kortere avstander. Basert på dette er det i de enkelte verdikjedene kun tatt hensyn til kostnadseffektivitet når transportløsning er valgt.

Valg av kilder

Det er i prosjektet lagt vekt på å identifisere aktuelle store norske punktkilder, samt aktuelle utenlandske kilder som kan komplettere de norske for å fremskaffe tilstrekkelig volum. Det er først og fremst eksisterende kilder som er benyttet i verdikjedene, inkludert gasskraftverket på Kårstø. Forhåndsmeldte gasskraftverk er inkludert der de er lokalisert i nærheten av eksisterende kilder og/eller sentrale i forhold til felt.



For en enkeltstående CO₂-kilde må det være en viss mengde tilgjengelig for at CO₂-håndtering skal være økonomisk aktuelt. I dette prosjektet er det bare unntaksvis gjort inngående vurderinger av kilder under ca. 0,5 Mtonn CO₂ per år.

De fleste fabrikksteder har ikke bare ett enkelt, men flere utslippspunkter, i tillegg til diffuse utslipp fra for eksempel smelteverk. For enkelte kilder har en vurdering av de enkelte utslippspunktene egnethet med tanke på CO₂-fangst medført at leveranse av CO₂ er lavere enn rapporterte totale CO₂-mengder for anlegget.

Norske kilder

Nedenfor finnes en beskrivelse av kildene som inngår i verdikjedene.

Mongstad cracker og energiverk

Statoil, som ansvarlig for driften av Mongstad, har gjort flere studier knyttet opp mot CO₂-håndtering med bakgrunn i at det er planlagt bygget et energiverk på fabrikkstedet (forhånds-meldt). Mongstad har i tillegg flere eksisterende utslippspunkter. Av de eksisterende utslippskildene er det i denne studien lagt til grunn fangst fra cracker. Driftstid er satt til 8100 timer pr år.

Gasskraftverk på Kårstø

På Kårstø har Naturkraft AS under bygging et gasskraftverk med installert effekt på 418 MW. Kraftverket skal være i drift i 2007. Det er forutsatt at det bygges et eget varmeanlegg for å forsyne fangstanlegget med energi. Driftstiden er satt til 5000 timer pr år.

Norcem, Brevik

Anlegget har to utslippspunkter og en relativt høy konsentrasjon av CO₂ i avgassen (20,6%). I sementindustrien er det generelt et problem at støvnivået i avgassen er høyt, noe som kan gi problemer for et fangstanlegg. På Norcem er dette løst med elektrofilter og posefilter. Norcem har overskuddsenergi (varme) som kan gjøres tilgjengelig for et fangstanlegg. Driftstid er oppgitt til 7 000 timer pr år.

Yara på Herøya

Yaras ammoniakkfabrikk på Herøya ved Porsgrunn produserer både ren CO₂ og fortynnet CO₂. En andel av den rene CO₂-en selges i dag som food grade (næringsmiddelkvalitet) til et kommersielt marked. Denne CO₂-en skipes ut i flytende, nedkjølt form fra Herøya. En studie fra 2005 har vist at det er mulig å fange CO₂ også fra annen avgass ved Yaras anlegg. I dette prosjektet har vi valgt kun å betrakte ren CO₂, da CO₂-mengdene fra annen avgass i denne sammenheng representerer mindre volumer. Det er forutsatt at det bygges et eget varmeanlegg for å forsyne fangstanlegget med energi. Driftstid er oppgitt til 7 900 timer pr år.

Gasskraftverk på Herøya

Skagerak Energi planlegger et gasskraftverk med installert effekt på inntil 1000 MW. Konseksjonssøknad sendes i løpet av første halvår 2006. Kraftverket vil ikke bli realisert med mindre



det kommer naturgass i rør til Grenland. Planen er at gasskraftverket skal være i drift i 2010. Det antas en driftstid på 8 000 timer pr år.

Gasskraftverk på Tjeldbergodden

På Tjeldbergodden har Statoil og Shell lansert planer om et gasskraftverk med installert effekt på 860 MW. Driftstiden er i denne analysen satt til 8000 timer pr år.

Tjeldbergodden Metanolfabrikk

Plasseringen av metanolfabrikken er gunstig med tanke på oljefeltene på Haltenbanken. Det foreligger planer for utvidelse av anlegget.

Gasskraftverk på Skogn

Industrikraft Midt-Norge har konsesjon på bygging av et gasskraftverk på Skogn. I beregningene er det forutsatt en installert effekt på 430 MW. Det antas vanskelig å forsyne et eget energiverk for fangst med gass, så det forutsettes at det er mulig å tappe damp fra kraftverket for forsyning til fangstanlegget. Driftstiden er i denne analysen satt til 8000 timer pr år.

Tabell 5.1 Norske kilder

Kilde	Type	Lokalisering	Beskrivelse	Forutsetninger	CO₂-volum [Mtonn/år]
Kårstø GKV	Gasskraftverk	Kårstø	420 MW		0,8
Mongstad cracker	Prosess	Mongstad	Har flere utslippspunkter	To utslippspunkter er inkludert	1,0
Norcem	Prosess	Brevik	2 utslippspunkter, 20,6% CO ₂ i avgassen		0,9
Yara	Prosess	Herøya	Ren CO ₂		0,8
Skagerak GKV	Gasskraftverk (ikke kons.søkt)	Herøya	500-1000 MW	500 MW i beregningene	1,5
Tjeldbergodden GKV	Gasskraftverk (konsesjon)	Tjeldbergodden	Konsesjon: 920 MW	860 MW i beregningene	2,3
Skogn GKV	Gasskraftverk (konsesjon)	Skogn	Konsesjon: 800 MW	430 MW i beregningene	1,7
Mongstad GKV	Kraftvarmeverk (konsesjons-søkt)	Mongstad	280 MW elektr. 350 MW varme		1,4



Utenlandske kilder

De utenlandske kildene som er inkludert, er valgt ut på bakgrunn av tidligere studier, og med utgangspunkt i informasjon som har tilflytt prosjektet underveis i arbeidet. Lokalisering rundt Nordsjøbassenget, med kort transportavstand er et kriterium for utvalget. Det må likevel nevnes at det forventes å finnes flere kilder i utlandet som ikke er identifisert i denne fasen av prosjektet, og som kan være aktuelle. Det er naturlig å videreføre arbeidet med å identifisere slike kilder ved en beslutning om å gå videre med felt hvor utenlandske kilder kan være spesielt aktuelle, enten som et resultat av lokasjon, eller på grunn av mengden CO₂ som er aktuell å benytte.

For Danmark har prosjektet konsentrert seg om kullkraftverk, da det har blitt gjort studier på mulighet for CO₂-fangst fra disse tidligere. De utvalgte kullkraftverkene har installert NO_x- og SO_x-renseanlegg.

Kullkraftverket i Esbjerg har installert NO_x- og SO_x-renseanlegg. Det forutsettes at det tappes damp fra kraftverket for energiforsyning til fangsanlegget. Driftstiden er satt til 6670 timer pr. år. CO₂ klargjøres for rørtransport.

Av tyske CO₂-kilder er Yaras ammoniakfabrikk i Brunsbüttel nær Hamburg vurdert. Kilden er ren CO₂, slik at installasjon av CO₂-fangstanlegg er overflødig, men anlegg for flytendegjøring, mellomlagring og lasting for skipstransport må installeres. Driftstid er satt til 7900 timer pr år.

I Sluiskil (Nederland) driver Yara en ammoniakfabrikk. Ren CO₂ fra denne kilden kan gjøres tilgjengelig.

Tabell 5.2 Utenlandske kilder

Kilde	Type	Lokalisering	Beskrivelse	Forutsetninger	CO₂-volum [Mtonn/år]
Brunsbüttel (Yara)	Prosess	Brunsbüttel, Tyskland	Ren CO ₂		0,7
Sluiskil (Yara)	Prosess	Sluiskil, Neder- land	Ren CO ₂		0,9
Esbjerg	Kullkraftverk	Esbjerg, Dan- mark			1,9
Studstrup	Kullkraftverk	Studstrup, Danmark			2,8



5.4 Rammevilkår og økonomiske forutsetninger

Betalingsviljen for CO₂ på feltene er vurdert av Petoro, og er beregnet basert på en nåverdibetraktning av investeringer, endrede driftskostnader og økt oljeutvinning i 2006 kroner. Betalingsviljen er uttrykt i NOK pr. tonn CO₂. Det forutsettes at oljeselskapene legger til grunn et reelt avkastningskrav på 7 % før skatt.

Utgangspunktet for vurdering av verdikjedene er en bedriftsøkonomisk basis, men hvor gasspris er indeksert mot oljeprisforutsetningene som oljeselskapene bruker. De forutsetningene som er tatt for rammevilkår og økonomiske forhold reflekterer dette utgangspunktet. Samfunnsøkonomiske forhold som ikke er direkte priset slik at de hensyntas i de bedriftsøkonomiske vurderingene, ligger utenfor vurderingene.

Når det beregnes gap forutsettes det at hele betalingsevnen slik den fremkommer ved de forutsetninger det er redegjort for i første avsnitt ovenfor, gjenspeiles i prisen for CO₂. Det betyr at den økte betalingsevnen som kommer som et resultat av høyere oljepris tilfaller betaling for CO₂ i sin helhet. Det forutsettes med andre ord at det endelige forhandlingsresultat mellom CO₂ selger og kjøper ender opp med en glideskala mellom oljepris og CO₂ som fanger opp hele den økte betalingsevnen uten å gi økt avkastning på investeringen på feltet ved et gitt avkastningskrav.

Skulle et forhandlingsresultat vise seg bli annerledes slik at for eksempel en betydelig andel av betalingsviljen kommer til uttrykk som økt avkastning på feltene, vil det føre til at glideskalaeffekten svekkes og at forholdet mellom olje og CO₂ pris endres. Ved en slik endring vil også den gassprisen fangsaktøren må betale endres i forhold til CO₂ prisen og fangstkostnadene slik de fremkommer i våre gapberegninger vil kunne øke til dels betydelig.

Investeringsobjektene i kjeden er gitt ved den fysiske sammensetningen. Det regnes både investerings- og driftskostnader på fangstanlegg inkludert klargjøring for transport, rør, og hub-faciliteter. For disse delene av kjeden er det ikke entydig hvilke aktører som vil stå for investering og drift. For skipstransport er det regnet kommersielle dagrater, og dermed tatt en forutsetning om at det er rederier som bygger og driver skipene. Når det gjelder modifikasjonskostnader og driftskostnader offshore, er disse internalisert i betalingsvilligheten for CO₂ som er brukt for hvert enkelt felt. Når det gjelder selve kildene, er det forutsatt at de ikke har ekstra kostnader som følge av bygging av fangstanlegget.

For felt, kilder og skipstransport er aktørene forholdsvis veldefinerte, og de prisene som benyttes i vurderingene er basert på avkastningskrav og øvrige økonomiske forutsetninger som er representative for denne type aktører. Når det gjelder rørtransport og fangstanlegg, er det mindre åpenbart hvilke aktører som vil stå for investerings- og driftsbeslutningene. Videre er det ikke åpenbart hvem som skal eie CO₂ og stå ansvarlig for CO₂-forpliktelsen. Det har derfor vært nødvendig å ta en del overordnede forutsetninger:



- For rørtransport fra kilde til hub, og hub-tjenester er det lagt til grunn et lavt avkastningskrav lik 4% realrente før skatt. Dette skal reflektere avkastningskravet for infrastruktur med lav risiko, ref Finansdepartementets retningslinjer. For rørtransport fra hub til felt er det lagt til grunn et avkastningskrav lik 7%, i tråd med alminnelig praksis for gassrør på sokkelen. Tariffen for rørtransport er beregnet med basis i disse avkastningskravene. Tariffen inngår i de endelige beregningene som en kostnad for transportøren av CO₂.
- For fangstanleggene er det lagt til grunn et avkastningskrav lik 6% i et landskatteregime. Dette skal reflektere avkastningskravet for infrastruktur med høy risiko, ref Finansdepartementets retningslinjer.
- Det samme kravet (6%) er benyttet for neddiskontering av totalkostnadene i kjeden. Dette reflekterer at den aktøren som skal stå ansvarlig for CO₂-forpliktelsen (inkludert kjøp av transport og deponering) benytter samme avkastningskrav som fangstanlegget.
- Det er ikke lagt inn kostnader knyttet til fremtidig overvåkning av CO₂ etter injeksjon i feltet. Eierskapet og ansvar for CO₂ er et tema som må avklares kommersielt i en fremtidig kjede, men er ikke et vesentlig tema i de økonomiske vurderingene i denne fasen. Disse kostnadene ligger også langt frem i tid, noe som sterkt virker inn på nåverdien.

Den økonomiske levetiden for fangstanleggene er satt til ca 30 år i vurderingene. Dette er betydelig lengre enn den perioden de identifiserte feltene vil ha behov for å kjøpe CO₂ for EOR-formål. Likeledes kan samlet leveranse av CO₂ ofte overstige det volumet feltet trenger for EOR-formål. I vurderingene er det tatt som forutsetning at CO₂ som dekker feltets behov for CO₂ til EOR, betales med feltets betalingsvillighet, mens overskytende volum injiseres uten ekstra betaling utover det som ligger i kvoteverdi for CO₂. Dette er en konservativ forutsetning, da merinjeksjon av CO₂ ut over det behov som er definert som minimumsbehov forventes å ha en effekt. Denne effekten vil imidlertid være avtakende med økende injeksjon av årlige CO₂-mengder.

Dersom feltet forventes nedstengt mens fangstanlegget fremdeles leverer CO₂, er det tatt høyde for ekstra investeringskostnader for en subsea injeksjonsløsning på det tidspunktet behovet oppstår. Øvrige kostnader er det tatt høyde for gjennom kostnader for trykkøkning på hub.

Det er mulig og sannsynlig at nye felt kan overta som kjøpere av CO₂ for EOR-formål når behovet hos de identifiserte feltene er over. Dette er ikke inkludert i de økonomiske vurderingene, men kan representere en økonomisk merverdi i kjedene. Dette har betydning for hvordan det resulterende bedriftsøkonomiske gapet (differansen mellom nåverdien av alle inntekter og utgifter) skal vurderes.

CO₂ har verdi både i form av betalingsvillighet fra feltene og CO₂ kvoteverdi. Betalingsvilligheten fra feltene er definert ved EOR inntekt fratrukket investeringer og driftskostnader på felt. Andel ekstra olje (Enhanced Oil Recovery) som forventes utvunnet vha CO₂ injeksjon er



satt til ca 5%, (min 3%, maks 7%). Det pågår reservoarsimuleringer for å verifisere dette, men indikasjoner så langt bekrefter tallene. Varighet av EOR fasen varierer mellom 3-10 år, og investeringskost ligger mellom 1,5 og mer enn 5 milliarder kroner for hver offshore installasjon.

CO₂ kvoteverdien er vurdert til en markedspris lik 200 NOK/tonn CO₂. Det er gjort en forutsetning av at denne verdien gjelder like lenge som fangstanlegget drives, dvs at det finnes et kvoteregime som setter verdi på CO₂-utslipp i bedriftsøkonomisk forstand. Kommersielt sett vil det være et tema hvordan usikkerheten om det fremtidige kvoteregimet skal håndteres, og hvem som skal bære denne risikoen. Det forutsettes at den enkelte kilde som inngår i verdikjedene får en varig tildeling av frikvoter, og at disse kvotene er omsettelig i et åpent kvotemarked.

Det er regnet samme kvoteverdi for alle kilder, uavhengig om de ligger i Norge eller utlandet, og om kilden eksisterer i dag eller bygges i fremtiden. Det er også regnet full kvoteverdi for kilder som i dag ikke er en del av det norske eller EUs kvoteregime (dette gjelder bl.a. ammoniakfabrikkene). Dette er konsistent med at CO₂ fanget fra disse anleggene gjelder som JI-prosjekter (Joint Implementation) innenfor Kyoto-avtalen, og vil ha rett til å utstede sertifikater for reduserte utslipp. Det er ikke regnet kvotekostnader for selve fangstanleggene, siden disse bærer egne fangstkostnader.

Energipriser - el og gass - er relevante i forhold til beregning av fangstkostnadene. Disse kostnadene er det knyttet stor usikkerhet til. Markedsprisen på kraft er anslått på grunnlag av langsiktige markedspriser på kraft (terminprisen). Når det gjelder gasspris, så er det antatt at denne er knyttet opp mot oljeprisen og den er satt på et nivå tilsvarende de oljeprisforutsetningene som oljeselskapene legger til grunn for investeringsbeslutninger på felt. Dette er lavere enn det som omsettes på kort og mellomlang sikt. En økning i gasspris eller en nedgang i kraftpris ut fra de anslagene som er lagt til grunn i Gasscos analyser kan gjøre forholdsvis store utslag i beregnede fangstkostnadene.

Det er benyttet samme forutsetninger for kilder og fangstanlegg lokalisert i utlandet som i Norge. Dette vil i praksis kunne avvike fra land til land.

Skatteproblematikk er i stor grad holdt utenfor vurderingene. Alle avkastningskrav, kostnader og priser er gitt i før skatt realverdi. Ved beregning av feltenes betalingsvillighet har Petoro tatt hensyn til virkningen av petroleumsskatteregimet når det er beregnet underliggende volumer, økonomisk cut-off m.v. Det er imidlertid ikke tatt stilling til om aktørene som står for transport og fangst er underlagt petroleumsskatt- eller landskattregimet.

Alle økonomiske beregninger og forutsetninger er basert på ikke-klassifiserte estimer, noe som er naturlig i denne fasen av beslutningsprosessen. Det vil dermed være nødvendig å verifisere graden av usikkerhet knyttet til estimatene.



5.5 Valg av CO₂-verdikjeder

Ved valg av verdikjeder er det tatt som utgangspunkt felt innrapportert fra Petoro. Det er videre valgt kilder innmeldt fra Gassnova med sammenfallende volumnivå og geografisk nærhet. Rapporten omhandler 12 verdikjeder som bygger på 6 felt. Det er viktig å presisere at flere verdikjeder kan være mulig og at endelig valg av kombinasjon felt og kilde kan komme til å avvike fra det som delprosjekt 1 har lagt til grunn. Utgangspunktet for valg av kombinasjoner av felt og kilder vil være det behov for CO₂ det enkelte felt har. Da vil valg av kilder være avhengige av:

- Hvor mange CO₂-verdikjeder tas videre i beslutningsprosessen. De alternative verdikjedene benytter seg delvis av samme kilder. Ved beslutning om videreføring av 2 eller flere verdikjeder kan kildesammensetningen kunne måtte endres som en eventuell følge av at samme kilder er benyttet i de aktuelle verdikjedene.
- Kilder som i utgangspunktet er vurdert å være aktuelle for den enkelte verdikjede kan komme til å bli uaktuell, enten som en følge av at kilder ikke ønsker å gå videre i en kommersiell prosess, eller ved at tekniske/økonomiske forutsetninger viser seg å endres på en slik måte at de utgår som mulige kilder.

Oppstartsår for kjedene er satt til 2010.

6 FORRETNINGSDRIVERE OG KOMMERSIELLE VURDERINGER

Utgangspunktet for valg av de fysiske verdikjedene er at de skal være realiserbare innenfor et tidsperspektiv som gjør det interessant for kommersielle aktører å engasjere seg i prosessen. Forretningsdriverne er forskjellige i de ulike delene av verdikjeden og for enkelte elementer er det ingen åpenbar aktør. For noen av elementene i enkelte av verdikjedene vil det heller ikke være kommersielle forretningsdrivere i vanlig forstand. Denne problemstillingen vil for eksempel kunne være gjeldende for gasskraftverk hvor det er gitt utslippstillatelse for CO₂. For andre deler av verdikjeden, som for eksempel på felt, er forretningsdriveren økt utvinning av olje og aktørene er åpenbare. Nedenfor følger en oversikt over aktørene og en vurdering av forretningsdrivere.

6.1 Investering i nødvendige modifikasjoner på felt for mottak av CO₂ til økt utvinning og lagring

For alle feltaktørene vil forretningsdriveren være potensialet for å øke utvinningsgraden fra oljereservoarer. Feltene varierer mht forventet utvinningsgrad og driveren vil derfor variere fra felt til felt. Som eksempel kan nevnes at Gyda på nåværende tidspunkt har en relativt lav forventet utvinningsgrad pga reservoarets karakter og vil derfor normalt ha en større oppside mht EOR volum enn felt som f.eks Brage hvor utvinningsgraden per i dag er høy.



Ved å gjennomføre EOR for et felt forlenger man også feltets levetid og dermed også muligheten for ytterligere teknologiutvikling i utvinning av oljefelt. Dette betyr f.eks at andre, forbedrede metoder for EOR kan identifiseres i perioden hvor feltet uten CO₂-injeksjon egentlig skulle vært nedstengt, slik at feltets økonomiske levetid kan forlenges ytterligere. Det er imidlertid på nåværende tidspunkt ikke mulig å kvantifisere hvilken økonomisk effekt dette kan ha, og må sees på som en mulig kvalitativ oppside.

CO₂ injeksjon for EOR vil måtte konkurrere med øvrige felt utvinningsteknologier som VAG (alternerende injeksjon av vann og naturgass) og injeksjon av ulike kjemikalier. I en beslutningsprosess knyttet til hvilken EOR-metode som skal benyttes på det enkelte felt er det naturlig at analyser blir utført for å identifisere hvilken metode som forventes å ha den beste økonomiske effekten. I dette ligger det også å vurdere usikkerhet knyttet til de ulike metodene. Bruk av CO₂ for EOR kan innebære betydelig meroljeutvinning for feltene denne rapporten omtaler, men innebærer også betydelige behov for modifikasjoner av prosessutstyr og brønner. Større behov for modifikasjoner medfører normalt også større usikkerhet knyttet til den økonomiske konsekvensen av dette.

Brage/Oseberg Øst

Interessenter på Brage og Oseberg Øst er rettighetshaverne i lisensen og Hydro som operatør. Feltene Brage og Oseberg Øst er i litt forskjellige faser. Brage har mindre enn 10% olje igjen målt mot opprinnelige reserver mens Oseberg Øst har ca 50% igjen. Dette sammen med at feltene har omtrent det samme årlige CO₂-behovet og at de ligger nær hverandre geografisk gjør at det er vurdert det som mest hensiktsmessig å legge inn disse to feltene i fase i en verdikjede, hvor CO₂ benyttes på Brage i en periode på 5 år og deretter på Oseberg Øst i 5 år, slik at grunnlaget for analysen knyttet til EOR fasen av verdikjeder i denne rapporten totalt vil være 10 år. I praksis vil CO₂ volumprofilene som er lagt til grunn neppe realiseres på en slik måte grunnet tilbakeproduksjon av CO₂ fra reservoaret og således redusert importbehov av CO₂. For forenklingens skyld er det likevel valgt å benytte en jevn CO₂ import profil. Hydro har foreløpig ikke tatt stilling til om det er aktuelt med CO₂ for økt utvinning for disse feltene og om det er realistisk å fase de to prosjektene etter hverandre, men det er ikke aktuelt å gå i gang med disse to feltene i parallell med en samtidig oppstart av CO₂ injeksjon.

Hydro har igangsatt tekniske studier på Brage og Oseberg Øst for å avklare tekniske og økonomiske konsekvenser av CO₂ for EOR. Dette arbeidet forventes å være modnet til en DG1 sommeren 2006 og videre frem til en DG2 ved utgangen av 2006, avhengig av resultatene fra DG1 og den beslutning som finner sted i lisensene.

Hydro vurderer CO₂ for EOR på lik linje med alle andre EOR prosjekter når det gjelder økonomiske vurderinger og kriterier for øvrig. Spesielt kan det nevnes at Hydro jobber konkret med kjemikalieinjeksjon som EOR-metode, og forventer å fullføre mulighetsstudie for denne metoden høsten 2006. Hydro forventer å jobbe videre med studier knyttet til kjemikalieinjeksjon frem til utgangen av 2006.



Gyda

Interessenter på Gyda er rettighetshaverne i lisensen og Talisman som operatør. Talisman har bl.a. som forretningskonsept å øke utvinningsgraden og forlenge levetiden på felt i ulike stadier av halefasen. Talisman vurderer flere ulike EOR-tiltak på Gyda og har nylig etablert nye reservoarmodeller som også kan egne seg for å vurdere effekten av CO₂ injeksjon. Målt mot opprinnelige reserver er det ca 10% olje igjen i feltet og ved CO₂ injeksjon forventes gjenværende reserver å bli omtrent fordoblet.

Gyda ligger langt syd i Nordsjøen og er med sin beliggenhet godt egnet til å være et første felt i et område med et antatt betydelig potensial for økt oljeutvinning ved CO₂-injeksjon på sikt. Felt som Ula og senere Ekofisk kan være gode kandidater i denne sammenheng, og spesielt Ekofisk ansees av mange å ha et stort mulig fremtidig økonomisk potensial ved bruk av CO₂ for EOR. I denne vurderingen ligger det også et klart behov for omfattende studier og reservoartesting, da usikkerhet og risiko i denne sammenheng er vurdert å være stor. Blir det etablert CO₂ infrastruktur ut til Gyda kan dette senke terskelen for å sette i gang en pilot for slik testing på Ekofisk.

I følge operatøren er det tilleggsmomenter som kan vise seg å gjøre CO₂-injeksjon på Gyda mer attraktivt enn det som fremkommer i denne studien. Et av disse momentene er mulige synergier med potensielle sattelittfelter i området rundt Gyda. Flere av disse sattelittfeltene er antatt å være av en slik størrelse at det kan bli økonomisk utfordrende å bygge egen infrastruktur for produksjon og prosessering av petroleum. Samtidig er det ikke plass og vektkapasitet på Gyda plattformen for slikt utstyr, noe som gjør at tilknytning av disse sattelittfeltene ventes å kreve ny innretning. Hvis en utbygging av slike sattelittfelter og eventuell beslutning om CO₂-injeksjon kan ses i sammenheng, kan dette bidra til å utløse hverandre ved at investeringene kan utnyttes mer effektivt, og ved at det kan tas hensyn til CO₂ allerede i designfasen. På den måten kan svært kostbare ombygginger av eksisterende fasiliteter begrenses.

Talisman vurderer CO₂ for EOR på lik linje med alle andre EOR prosjekter når det gjelder økonomiske vurderinger og kriterier for øvrig. Utover feltinteressen ser Talisman på et slikt prosjekt som verdifull læring for andre operasjoner rundt om i verden. Talisman har imidlertid uttrykt at de vil avvente resultatene fra prosjektet beskrevet i denne rapporten før de eventuelt fatter en beslutning om å iverksette studier for å avklare tekniske og økonomiske konsekvenser av CO₂ for EOR på Gyda.

Selskapet ser også for seg at det er mest aktuelt å ta en eventuell leveranse av CO₂ nær feltet på havbunnen og har ikke vurdert å engasjere seg i andre deler av verdikjeden. Talisman gjør foreløpig ikke eget arbeid med CO₂ fangst og heller ikke på transport av CO₂.

Volve

Interessenter på Volve er rettighetshaverne i lisensen og Statoil som operatør. Volve er det minste feltet som er vurdert og også det eneste feltet som ikke er i produksjon. Statoil har trukket frem dette felte som en mulig CO₂ til EOR kandidat. EOR potensialet på Volve er be-



grenset sammenlignet med de andre feltkandidatene. Dersom det er aktuelt å starte CO₂ for EOR i liten skala, enten som en følge av vurderinger knyttet til økonomi og/eller tilgjengelighet på kilder, kan Volve være aktuell som pilot hvor tekniske løsninger kan testes ut. Volve kan også være et element i en langsiktig CO₂ lagerløsning for gasskraftverket på Kårstø. Volve ligger nær Sleipner, og etter EOR-fasen på Volve kan CO₂ lagres sammen med CO₂ som i dag renses fra Sleipnergassen.

Også på Volve er det største usikkerhetsmomentet mht økonomi knyttet til modifikasjonsbehovet på produksjonsfasilitetene, selv om disse fasilitetene i utgangspunktet allerede er designet for et relativt høyt CO₂-nivå i brønnstrømmen. Operatøren har ikke definert et DG2-løp men studier av CO₂-injeksjon på både undergrunnen og på produksjonsfasilitetene er igangsatt.

Gullfaks

Interessenter på Gullfaks er rettighetshaverne i lisensen og Statoil som operatør. Gullfaks er det feltet på norsk sokkel som vært studert mest når det gjelder CO₂-injeksjon for økt oljeutvinning. Feltet er det største av dem som er vurdert i dette prosjektet. På Gullfaks er det om lag 10% olje igjen målt mot opprinnelige reserver og gjenværende reserver forventes å kunne komme opp mot det dobbelte av dagens nivå ved CO₂ injeksjon. Størrelsen er imidlertid også den største utfordringen for Gullfaks fordi feltet trenger mye CO₂, og det er vurdert som lite hensiktsmessig å starte opp med mindre enn 5 mill. tonn CO₂ pr. år.

Det har tidligere vært gjort et betydelig arbeid med å kartlegge CO₂-injeksjon for EOR i Gullfaks. Lisensen har vurdert potensialet i feltet og utsiktene for CO₂-forsyning og konkluderte i disse studiene med at CO₂ som EOR-alternativ legges bort inntil videre.

Det er igangsatt en vurdering av om det er økonomisk forsvarlig å rense kontaminert gass i et rensaneanlegg på Kårstø, slik at gassen fortsatt forblir salgbar. Konklusjonene fra denne problemstillingen foreligger enda ikke.

Samtidig som at Gullfaks er krevende i kraft av sin størrelse er det av samme grunn også det feltet som har en størst potensiell oppside ved f.eks høyere oljepris.

Draugen

Interessenter på Draugen er rettighetshaverne i lisensen og Shell som operatør. I verdikjedesammenheng er Draugen spesiell i og med at Shell og Statoil har inngått et forpliktende samarbeid om å gjennomføre en beslutningsprosess knyttet til bruk av CO₂ for EOR på dette feltet. Draugen vurderes i denne sammenhengen som tidsmessig det første feltet i en integrert del av en verdikjede med utgangspunkt i CO₂ forsyning fra et tenkt gasskraftverk på Tjeldbergodden. I tillegg vurderes det å fange CO₂ fra det eksisterende metanolanlegget. Etter at EOR-fasen er avsluttet på Draugen er det planlagt at CO₂ føres videre til Heidrun, med Statoil som operatør, for anvendelse av CO₂ for EOR også på dette feltet. I Shell og Statoils konsept inngår i tillegg elektrifisering av feltinstallasjonene.



6.2 Kilder/Fangst

Investering i fangst fra eksisterende kilder (industri) i Norge

Forretningsdrivere for eksisterende industri som potensielle kilder i en verdikjede er først og fremst knyttet til reduksjon av fremtidige kostnader i et CO₂-kvotemarked og/eller knyttet til ønske om å redusere usikkerhet for hvordan den enkelte kilde kan bli eksponert i et slikt kvotemarked.

Følgende industrielle aktører er vurdert som aktuelle kilder for CO₂ i verdikjedesammenheng.

Norcem

Norcem er lokalisert i Grenlandsområdet, sammen med andre aktuelle kilder, se nedenfor. Sementfabrikken er teknisk en egnet kilde for CO₂, med høyt CO₂-innhold i røkgass og få utslippspunkter. Lokalisering nær andre aktuelle kilder for CO₂ gjør Norcem enda mer interessant.

Fabrikken har et driftsmønster som gjør det velegnet som en stabil kilde for CO₂ til EOR. Forventet gjennomsnittlig tilgjengelighet er ca 85%, inkludert en årlig revisjonsstans på rundt 2-3 uker og stanser av kortere varighet.

Yara

Yara er aktuelle som eiere og driftsansvarlige for ammoniakkfabrikker i Grenlandsområdet, i Brunsbittel (Tyskland) og i Sluiskil (Nederland). Disse kildene produserer i dag relativt ren CO₂ som en følge av ammoniakkproduksjonen, og noe av denne CO₂-produksjonen selges til aktører som bruker den i næringsmiddelindustri. Som nevnt tidligere i rapporten, så innebærer fangst av CO₂ fra disse kildene ikke etablering av regulære fangstanlegg, men utstyr i mindre omfang knyttet til flytendegjøring, mellomlagring og lasting for skipstransport må installeres.

Ammoniakkproduksjon er en konkurranseutsatt industri, og det er usikkerhet knyttet til lønnsomheten av slik industri i Europa på lang sikt. En effekt av dette kan være at gjødselprodusenter i fremtiden velger å importere ammoniakk fra Midt-Østen fremfor å produsere selv.

Det er usikkerhet knyttet til i hvor stor grad prosess-CO₂ (f.eks ved ammoniakkproduksjon) vil bli kvotebelagt i fremtidige kvoteregimer, noe som også kan påvirke i hvilken grad Yara kan være leverandør av CO₂ for EOR. Et alternativ for Yara, dersom prosess-CO₂ skulle bli kvotebelagt, er å gå over til produksjon av urea produkter.

Nærhet til andre kilder i Grenlandsområdet, sammen med relativt mindre kostnader knyttet til fangstanlegg, gjør også Yaras anlegg på Herøya aktuell som kilde, selv om årlig utslipp er relativt lavt.



Noretyl

Også Noretyl ligger i Grenlandsområdet, noe som bidrar positivt til å gjøre anlegget aktuelt som kilde for CO₂ til EOR.

Eksisterende kilder på Mongstad

Et fangstanlegg tilknyttet eksisterende prosess (cracker) på Mongstad kan ha synergieffekter med et fangstanlegg tilknyttet et fremtidig kraftvarmeverk på raffineriet, spesielt med tanke på transport av CO₂.

Kårstø Gassbehandlingsanlegg

Som operatør av Kårstø Gassbehandlingsanlegg har Gassco uttalt at det vil være krevende å gjennomføre de nødvendige fysiske tiltak som vil være nødvendige for å bygge et fangstanlegg tilknyttet gassbehandlingsanlegget. På Kårstø planlegges det allerede omfattende prosjekter i perioden frem til 2010. CO₂ fra Kårstø gassbehandlingsanlegg vil, i kombinasjon med CO₂ fra gasskraftverket på Kårstø, kunne representere en økonomisk mer effektiv løsning for enkelte av verdikjedene som er analysert, ved at man vil kunne unngå fangstanlegg og transportløsninger f.eks fra Grenland.

Investering i fangst fra nye kilder (Gasskraftverk) i Norge

Også for fremtidige gasskraftverk (GKV) vil mulige forretningsdrivere være knyttet til fremtidige kvotekostnader, i tillegg til usikkerhet rundt disse. I tillegg eksistere det, for gasskraftverk uten konsesjon, usikkerhet til krav til CO₂-håndtering.

For gasskraftverk med konsesjon og utslippstillatelse eksisterer det i tillegg til ren økonomisk usikkerhet rundt kvotemekanismer, også en viss usikkerhet basert på politiske signaler om krav til CO₂-håndtering.

Kårstø GKV

Kårstø GKV har fått utslippstillatelse fra SFT og har derfor ingen åpenbare forretningsdrivere for å rense utslippet ut over en ren økonomisk vurdering av hva som er gunstigst for anlegget. Naturkraft, som skal drive anlegget, har uttalt at de først og fremst ønsker å håndtere CO₂-utslippene gjennom kvotemekanisene som er etablert og som forventes etablert.

Som kjent, så gjennomfører NVE studier knyttet til etablering av et fangstanlegg for Kårstø GKV, og dette antas å tilfredsstille krav til modning frem til en DG2 for dette anlegget.

Skogn GKV

I likhet med Kårstø GKV har Skogn GKV konsesjon og utslippstillatelse for CO₂ og har derfor ingen åpenbare forretningsdrivere for å rense utslippet ut over en ren økonomisk vurdering av hva som er gunstigst for anlegget.



Tjeldbergodden GKV

Statoil har fått konsesjon for gasskraftverk på Tjeldbergodden, men har ikke fått utslippstillatelse. Statoil og Shell legger til grunn etablering av et fangstanlegg tilknyttet gasskraftverket som en del av en integrert verdikjede for bruk av CO₂ for EOR på Draugen og Heidrun.

Statoil og Shell vil gjennomføre de nødvendige studier for å modne et fangstanlegg på Tjeldbergodden frem til en DG2.

Mongstad Energiverk

Noen av petroleumsaktørene med interesser i raffineriet på Mongstad, i Gjøa og i Troll vurderer et kraftvarmeverk som en viktig brikke i ulike forretningsutviklingskonsepter.

I tillegg til pågående myndighetsprosesser er viktige milepæler for en investeringsbeslutning i et slikt kraftvarmeverk avtaler om gassforsyning og videreføring av avtaler med underleverandører om bygging og drift av selve kraftvarmeverket.

Skagerak GKV

Skagerak Energi har uttalt at konsesjonssøknad for gasskraftverk i Grenland vil innleveres i første halvår av 2006. I konsesjonssøknaden legges det til grunn etablering av et fangstanlegg for CO₂ og transport av CO₂ med skip. I konsesjonssøknaden vil det spesifiseres at man legger til grunn rammevilkår som dekker kostnadene ved etablering og drift av fangstanlegget.

Investering i fangst i utlandet

Kommersielt er det flere tilleggsmomenter som må avklares ved å benytte CO₂ fanget i utlandet. Et av disse er knyttet til hvordan kjøp, salg og transport av CO₂ over landegrenser forholder seg til fremtidige kvotemekanismer. Varighet av kvotetildeling er et generelt tema for alle kilder, også kilder i Norge, men for kilder i utlandet innebærer dette koordinering mellom tildelingsregimet i det enkelte land og Norge. Videre må det avtales på plass som regulerer transport av CO₂ over landegrenser. Bellona har gjort en vurdering av hvordan utslippsreduksjonen skal bokføres dersom CO₂ fanges i et land og lagres i et annet. Her har Bellona [R6] vurdert foreliggende skriftelige dokumentasjon fra FNs klimakonvensjon og en rapport utarbeidet for DTI i England. Hovedkonklusjonen i disse er at utslippsreduksjonen krediteres i det landet hvor utslippskilden fanges. Flytting av CO₂ over landegrenser vil, så vidt vi tolker dette, ikke bli berørt av regler om kvotehandel mellom land under Kyotoprotokollen, og heller ikke under ETS. Klimakonvensjonen og DTI-rapporten behandler imidlertid CO₂ transport på ulike måter:

- Under FNs klimakonvensjon følger ansvaret landenes territorialgrenser
- Forslaget i DTI-rapporten er at utslippskilden har ansvaret fram til lagringssted

Konklusjonen så langt er at økonomiske transaksjoner knyttet til overføringen av CO₂, fra for eksempel Danmark til Norge, trolig vil være av mer forretningsmessig karakter enten på land- eller på bedriftsnivå, med stor grad av offentlig kontroll og godkjenning. Mottakerlan-



det/lagringseier må derfor skaffe sin inntekt gjennom forretningsmessige avtaler med utslippsland/utslippseier.

Av utenlandske kilder er det valgt ut to kilder i verdikjedene.

Esbjerg kullkraftverk

Esbjerg er et kullkraftverk (KKV) på vestsiden av Danmark, drevet og eid av Elsam. Elsam og Dong Energy er inne i en prosess hvor målsettingen er at Dong Energy skal overta deler av Elsam, inkludert Esbjerg KKV.

Elsam gjennomfører et prosjekt (CASTOR) ved Esbjerg KKV for uttesting av et pilotanlegg for fangst av CO₂ fra røykgass i liten skala, og vil kunne bidra med erfaringsoverføring fra dette prosjektet ved en eventuell involvering i en CO₂-verdikjede.

Brunsbüttel

Brunsbüttel er et ammoniakkanlegg på nordkysten av Tyskland som er drevet og eiet av Yara.

Vattenfall

Vattenfall har kullkraftverk i Sverige, Danmark og Tyskland. Ingen av disse er med i de 12 definerte verdikjedene men prosjektet anser kraftverkene som interessante kilder i fremtidige verdikjeder.

Selskapet anser Rostock kullkraftverk i Tyskland som den mest interessante som kilde for CO₂. De har også et kullkraftverk på Nord Jylland med en tidshorisont på 20 til 25 år. Anlegget ligger ca 5 km fra Ålborg Portland, en sementfabrikk eiet av det italienske selskapet Cementir S.p.A. Sammen representerer disse to kildene opptil 4 mill. tonn CO₂ årlig.

Danmark har flere potensielle geologiske lagringsmuligheter for naturgass i dyptliggende sandlag. Disse lagrene kan kanskje også benyttes for CO₂.

Investering i transportinfrastruktur på land, fra kilde til hub (rør og skip) og til felt (rør)

I verdikjedene er det benyttet både rør og skip som transportløsning. For aktørene knyttet til transport vil driveren være å bygge en kommersiell infrastruktur med et avkastningskrav på lik linje med andre sammenlignbare investeringer selskapene gjennomfører.

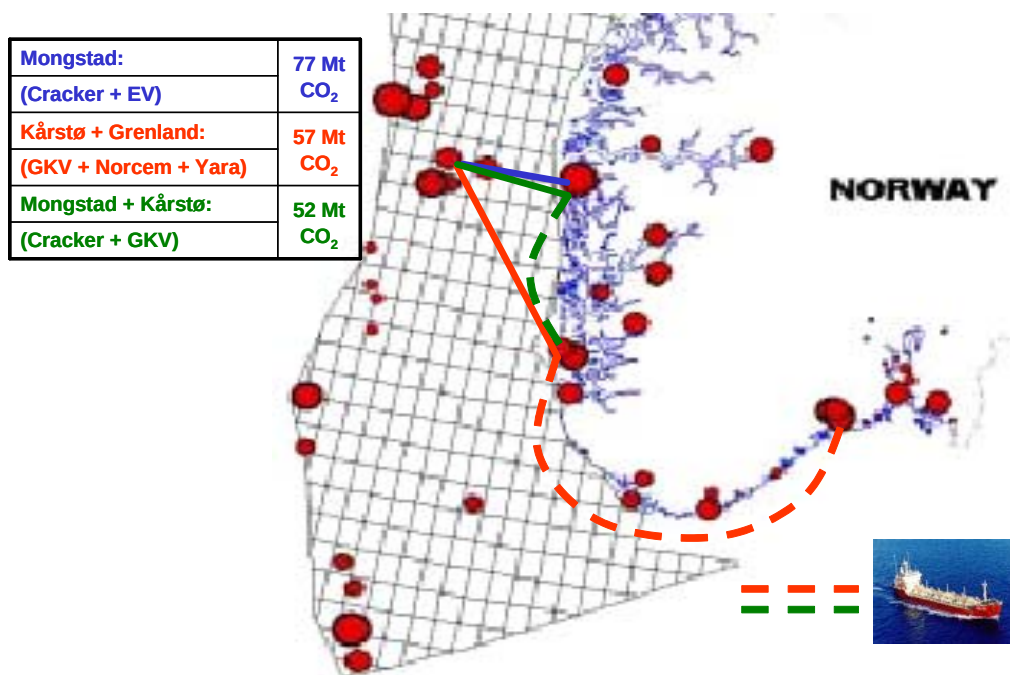
Prosjektet har ikke gjort spesielle kartlegginger av hvilke aktører som kan være naturlige og mulige i denne delen av verdikjeden, da det er naturlig at det ihvertfall mht skipstransport vil være fullt mulig å identifisere aktører som ønsker å delta i kjeden på kommersiell basis.



7 VERDIKJEDER KNYTTET TIL BRAGE - OSEBERG ØST

Det er gjort beregninger for tre mulige verdikjeder for leveranser av CO₂ til Brage og Oseberg øst. Disse kjedene er:

- Verdikjede 1: Fangstanlegg på Mongstad for crackeren og det planlagte energiverket, med rør til feltet.
- Verdikjede 2: Fangstanlegg på Kårstø for gasskraftverket og i Grenland for Yara og Norcem Brevik. Skipstransport fra Grenland til hub på Kårstø, og rør til feltet.
- Verdikjede 3: Fangstanlegg på Kårstø for gasskraftverket og på Mongstad for crackeren. Skipstransport fra Kårstø til hub på Mongstad, og rør til feltet.



Brage og Oseberg Øst er vurdert i samme verdikjede og da med Brage først og Oseberg Øst umiddelbart påfølgende.

Brage kom i drift i 1993. Opprinnelige reserver var 48,5 MSm³ olje hvorav gjenværende reserver pr. 31.12.04 var 3,8 MSm³ olje. Vann og gass blir injisert i reservoaret for å øke oljeutvinningen og uten ekstra effektiviseringstiltak ville feltet vært nødt til å stenge ned i 2005.

En rekke tiltak er gjennomført for å forlenge levetiden av feltet og innsatsen for å øke utvinningen i området bidrar til en ambisjon om å produsere også etter 2010. CO₂ behovet er i den-



ne rapporten antatt å være 2 mill. tonn i året i 5 år. CO₂-injeksjon vil kun foretas i Statfjord reservoaret, da korrosjon i de mange eksisterende brønnene i de andre reservoarene vil kunne bli svært kostbart, samt at kompleksiteten rundt Sognsfjord og Fensfjors er betydelig.

Den etter hvert CO₂-rike brønnstrømmen fra Statfjordformasjonen vil gå inn i et nytt separat prosessanlegg. Eksisterende testmanifold og testseparator benyttes i det nye anlegg for Statfjord brønnstrøm, i tillegg til nytt kompressortog.

På Brage er det også sett på en alternativ løsning hvor anlegget ikke splittes, men man installerer ett CO₂ fjerningsanlegg for hele produksjonen istedenfor. CO₂ renses ned til 10 prosent ved membran teknologi. Det er forutsatt at det vil kunne gi ren nok løftegass til Fensfjord/Sognefjordbrønner og ren nok brenngass til turbinene. Dette er forutsetninger som er under vurdering hos operatøren. Gassen vil ikke kunne eksporteres og berørt prosessutstyr må oppgraderes.

Oserberg Øst kom i drift i 1999. Opprinnelige reserver var 30,2 MSm³ olje hvorav gjenværende reserver pr. 31.12.04 var 15,8 MSm³ olje. Vann og gass blir injisert i reservoaret for å øke oljeutvinningen.

Potensialet for økt oljeutvinning med CO₂-injeksjon baseres på studie hos operatøren fra 2004. Petoro har gjennomført en simuleringsstudie i perioden februar-mai 2006 som i hovedtrekk bekrefter de opprinnelige antagelsene og produksjonsprofilene fra operatørens studie fra 2004. CO₂-behovet i denne rapporten er vurdert til å være 2 mill. tonn i året i 5 år.

Plattformen har i dag liten ledig vektkapasitet for nytt utstyr. Utvidelse av kapasitet vil være omfattende da vektkapasitet og tomteareal må fremskaffes ved å fjerne eksisterende utstyr. CO₂ injiseres i hele feltet og prosessen må oppgraderes for økte gassrater. Brenngass og strøm må hentes fra Oseberg feltsenter.

7.1 Beskrivelse - verdikjede 1

Kilder

Kildene i denne verdikjeden omfatter Mongstad cracker og energiverk. For en nærmere beskrivelse av kildene, se 5.3.

Transport

Transportløsningen i denne verdikjeden er en 15" rørledning fra Mongstad til Brage/Oseberg Ø på ca 128 km. Denne rørledningen er basert på et utløpstrykk på felt på 200 bar og håndterer årlige CO₂ volum på ca. 2,5 mill. tonn.



7.1.1 Teknisk og økonomisk grunnlag

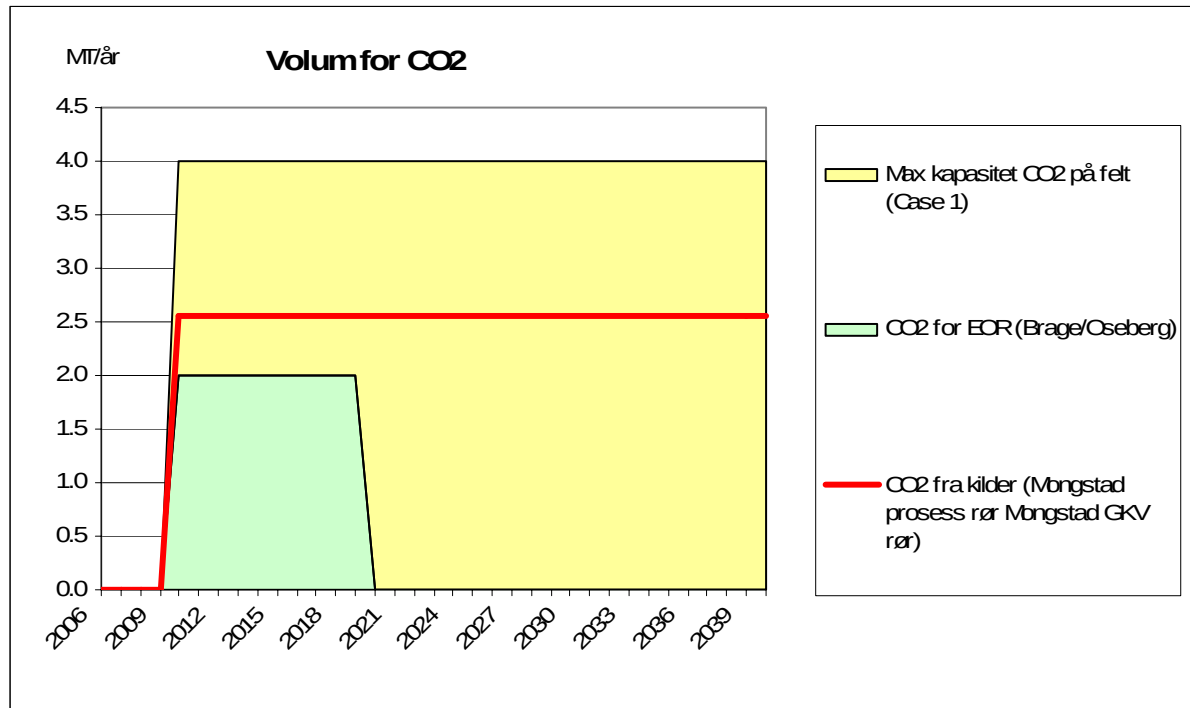
Verdikjeden omfatter fangst av CO₂ på Mongstad prosessanlegg (cracker) og energiverk. CO₂ transporteres med rør til feltet. Følgende tekniske og økonomiske hovedstørrelser er benyttet som grunnlag for vurderingen av verdikjeden:

Kilder	Enhet	Mongstad cracker	Mongstad energiverk	Sum
CO ₂ fanget/år	MT	1,0	1,5	2,5
Transportløsning	-	På hub	På hub	-
Avstand til hub	km	-	-	-

Transport	Enhet	Fra kilde til hub	Hub	Fra hub til felt	Sum
Capex (udiskontert)	MNOK	108	0	906	1 014
Opex/år	MNOK/år	-	0	12	12

Felt	Enhet	Brage/Oseberg Øst
CO ₂ til EOR	MT	2,0
Tidsperiode for CO ₂ til EOR	År	2010-2020
Antatt nedstenging	År	2020
Avstand til hub	Km	115

CO₂-volumet fra kildene overstiger injeksjonsbehovet for EOR med 20-25%. Det overskytende volumet er godt innenfor feltenes kapasitet til å ta i mot CO₂, se figuren under.



Over analyseperioden brukes om lag 21% av den samlede CO₂-mengden som fanges til EOR-formål. Resten deponeres i feltet uten EOR-gevinst.

7.2 Beskrivelse – verdikjede 2

Kilder

Kildene i denne verdikjeden omfatter Kårstø gasskraftverk, samt Yaras og Norcems anlegg i Grenland. For en nærmere beskrivelse av kildene, se 5.3.

Transport

Transportløsningen for denne verdikjeden tar utgangspunkt i en hub og lager på Kårstø. Skipstransport fra Grenland til Kårstø, hvor disse volumene sammen med volum fra gasskraftverket på Kårstø pumpes opp og sendes i en 15" rørledning fra Kårstø til Brage/Oseberg Ø, ca. 220 km.

7.2.1 Teknisk og økonomisk grunnlag

Følgende tekniske og økonomiske hovedstørrelser er benyttet som grunnlag for vurderingen av verdikjeden:

**INNLEDENDE
FORHANDLINGER MELLOM
DE KOMMERSIELLE
AKTØRENE I EN CO₂-KJEDE**

DOKUMENTNR.:
ØKKU-RA-6004

REV. NR.:
0



DATO:
01.06.2006

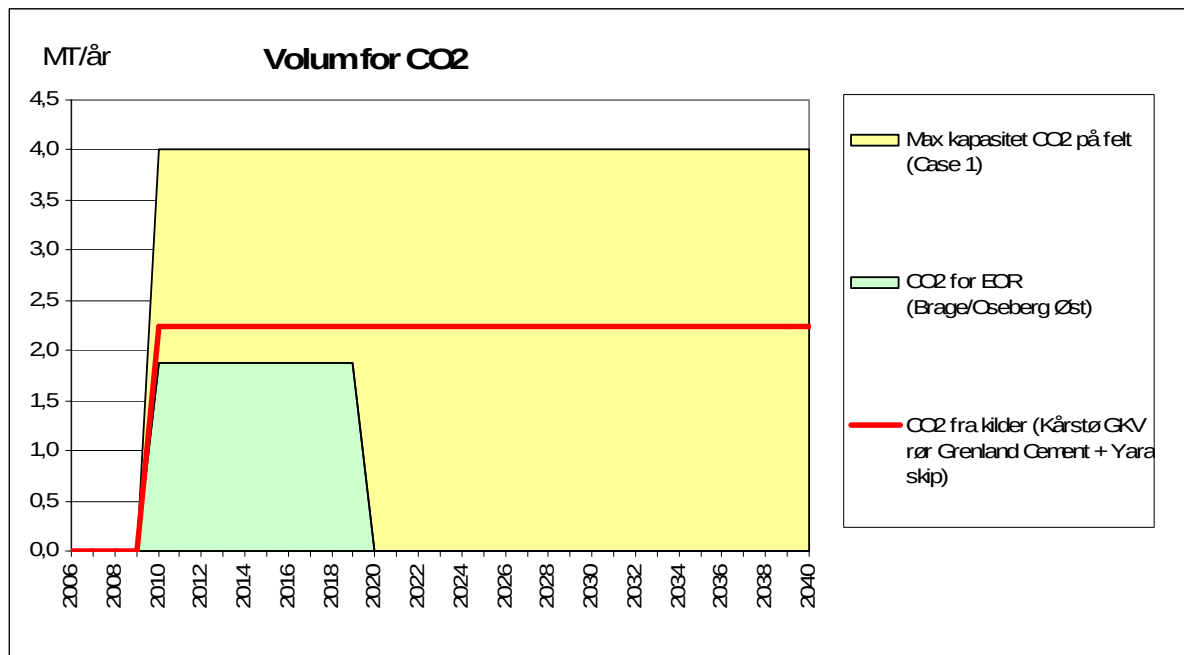
SIDE NR.:
39 av 74

Kilder	Enhet	Kårstø GKV	Norcem	Yara	Sum
CO ₂ fanget/år	MT	0,8	0,9	0,7	2,4
Transportløsning	-	På hub	Skip	Skip	-
Avstand til hub	km	-	454	454	-

Transport	Enhet	Fra kilde til hub	Hub	Fra hub til felt	Sum
Capex (udiskon- tert)	MNOK	292	148	1662	2 102
Opex/år	MNOK/år	70,9	10,4	12	93

Felt	Enhet	Brage/Oseberg Øst
CO ₂ til EOR	MT	2,0
Tidsperiode for CO ₂ til EOR	År	2010-2020
Antatt nedsteng- ing	År	2020
Avstand til hub	Km	220

CO₂-volumet fra kildene overstiger injeksjonsbehovet for EOR med 20%. Det overskytende volumet er godt innenfor feltenes kapasitet til å ta i mot CO₂, se figuren under.



Over analyseperioden brukes om lag 21% av den samlede CO₂-mengden som fanges til EOR-formål. Resten deponeres i feltet uten EOR-gevinst.

7.3 Beskrivelse - verdikjede 3

Kilder

Kildene i denne verdikjeden omfatter Kårstø gasskraftverk og crackeren på Mongstad. For en nærmere beskrivelse av kildene, se 5.3.

Transport

Transportløsningen for denne verdikjeden tar utgangspunkt i en hub og lager på Mongstad. Skipstransport fra Kårstø til Mongstad, hvor dette volumet sammen med volum fra prosessanlegget på Mongstad pumpes opp og sendes i en 15" rørledning fra Mongstad til Brage/Oseberg Ø, ca. 128 km.

7.3.1 Teknisk og økonomisk grunnlag

Følgende tekniske og økonomiske hovedstørrelser er benyttet som grunnlag for vurderingen av verdikjeden:

**INNLEDENDE
FORHANDLINGER MELLOM
DE KOMMERSIELLE
AKTØRENE I EN CO₂-KJEDE**

DOKUMENTNR.:
ØKKU-RA-6004

REV. NR.:
0



DATO:
01.06.2006

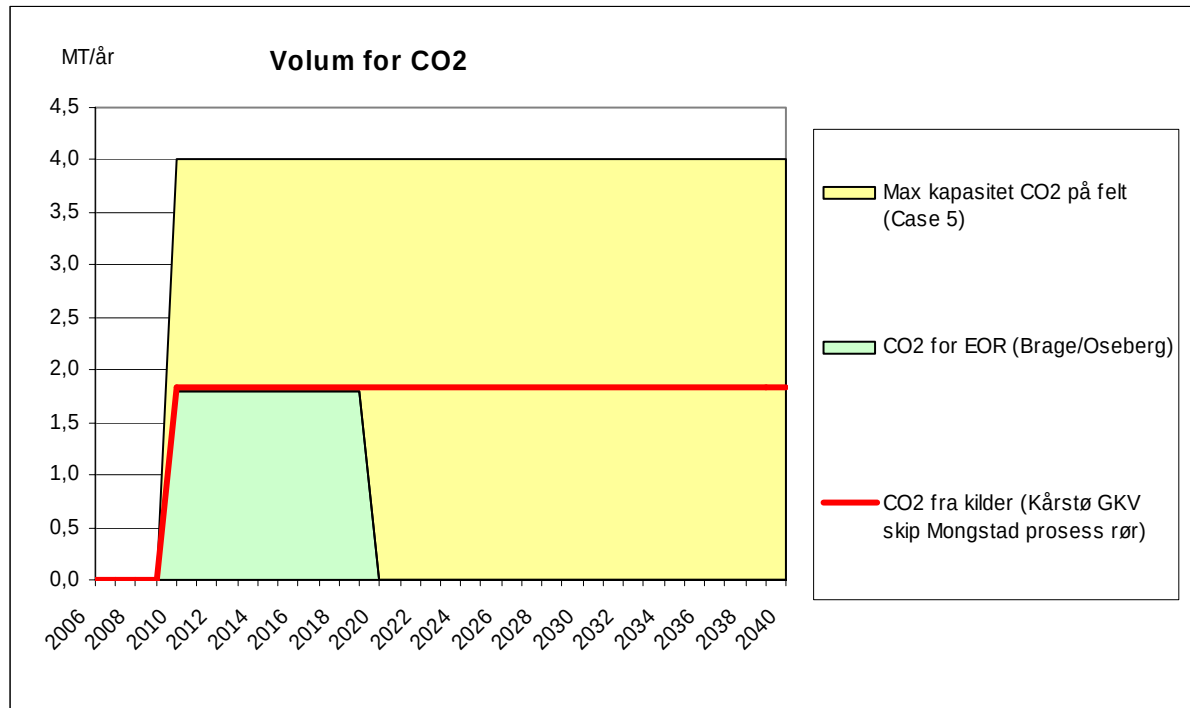
SIDE NR.:
41 av 74

Kilder	Enhet	Mongstad cracker	Kårstø GKV (skip)	Sum
CO ₂ fanget/år	MT	1,0	0,8	1,8
Transportløsning	-	Rør (hub)	skip	-
Avstand til hub	km	-	240	-

Transport	Enhet	Fra kilde til hub	Hub	Fra hub til felt	Sum
Capex (udiskon- tert)	MNOK	173	130	906	1 209
Opex/år	MNOK/år	30	12	7	49

Felt	Enhet	Brage/Oseberg Øst
CO ₂ til EOR	MT	1,8
Tidsperiode for CO ₂ til EOR	År	2010-2020
Antatt ned- stengning	År	2020
Avstand til hub	Km	220

CO₂-volumet fra kildene tilsvarener nesten injeksjonsbehovet for EOR, men det er ikke noen ekstra slakk i leveringskapasiteten i denne kjeden, se figuren under.



Over analyseperioden brukes om lag 26% av den samlede CO₂-mengden som fanges til EOR-formål. Resten deponeres i feltet uten EOR-gevinst.

7.4 Kommentarer – verdikjeder knyttet til Brage – Oseberg Øst

Forsyning av CO₂ fra Mongstad som kilde fordrer at det bygges fangstanlegg for CO₂ både på et eventuelt kraftvarmeverk og på den eksisterende crackeren på raffineriet. Disse 2 fangstanleggene vil til sammen gi tilstrekkelige mengder CO₂ til å møte feltenes behov.

Mongstad kan også brukes som en hub hvor CO₂ fra andre kilder føres sammen med CO₂ fanget lokalt for videre transport til felt. For Brage/Oseberg Øst er det vurdert en løsning hvor CO₂ fra gasskraftverket på Kårstø fraktes i skip til Mongstad og fraktes sammen med CO₂ fanget fra crackeren ut til feltene. En slik løsning tar utgangspunkt i eksisterende CO₂ kilder og frigjør beslutningene i verdikjeden fra beslutningen om å bygge kraftvarmeverk på Mongstad. I denne sammenheng vurderes gasskraftverket på Kårstø som en eksisterende kilde selv om endelig beslutning om CO₂-fangst ikke er fattet.

Sett fra et EOR ståsted kan et gasskraftverk på Kårstø imidlertid vise seg å bli krevende. Kjøremønsteret til kraftverket vil bestemmes fortløpende av forholdet mellom strøm- og gasspriser. Det er derfor utfordrende for kraftverksaktørene å forholde seg til leveranseforpliktelser av CO₂. Fra feltenes ståsted vil det bli stilt krav til garantier om visse minimumsleveranser over året før det blir aktuelt å igangsette CO₂ injeksjon for EOR. Driftsmønsteret på kraftver-

**INNLEDENDE
FORHANDLINGER MELLOM
DE KOMMERSIELLE
AKTØRENE I EN CO₂-KJEDE**

DOKUMENTNR.:
ØKKU-RA-6004

REV. NR.:
0



DATO:
01.06.2006

SIDE NR.:
43 av 74

ket kan fysisk endres til kontinuerlig drift med stabil CO₂ leveranse, men dette vil gi redusert økonomi for eierne av gasskraftverket.

En annen tilsvarende variant som er vurdert for Brage/Oseberg Øst er å benytte Kårstø som hub og hvor CO₂ i tillegg fanges fra Yara og Norcem i Grenland og fraktes med skip til Kårstø. Denne løsningen tar også utgangspunkt i eksisterende CO₂ kilder og de samlede CO₂-mengdene fra disse kildene transporteres i rør fra Kårstø til feltene.

Det er prosjektets vurdering at det for disse verdikjedene er størst usikkerhet knyttet til etablering av fangstanlegg på Mongstad. Denne usikkerheten er både knyttet til investeringsbeslutning for energiverket, krav til CO₂-håndtering for et eventuelt energiverk og muligheten til å etablere fangstanlegg knyttet til crackeren, med eller uten energiverk. Prosjektet registrerer at målsetningen til regjeringen er å få etablert et fangstanlegg i tilknytningen til Kårstø GKV. For de andre kildene i disse verdikjedene antas det at realisering av fangstanlegg først og fremst er knyttet til rammevilkår og kommersielle betingelser som gjør det forretningsmessig interessant å etablere fangstanlegg.

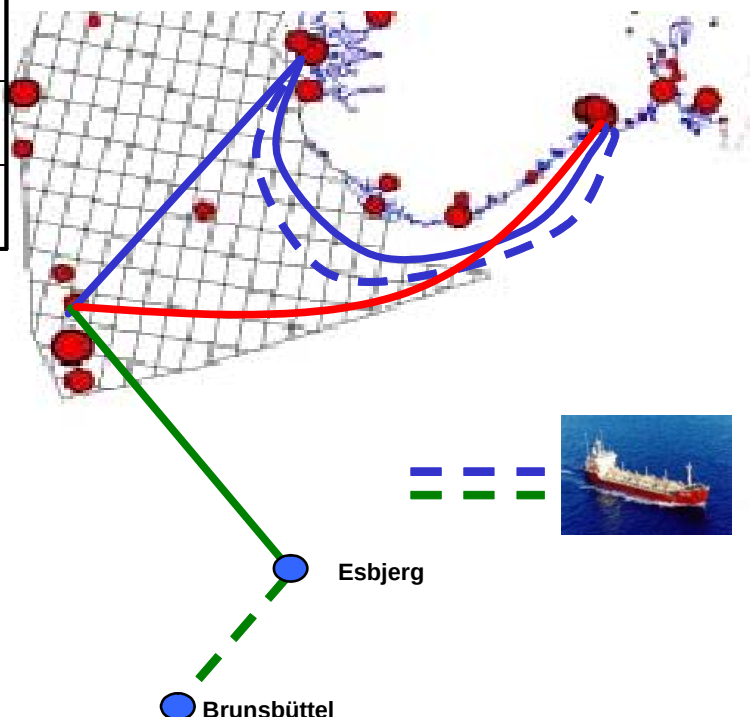


8 VERDIKJEDER KNYTTET TIL GYDA

Det er gjort beregninger for tre mulige verdikjeder for leveranser av CO₂ til Gyda. Disse kjedene er:

- Verdikjede 1: Fangstanlegg på Kårstø for gasskraftverket og i Grenland for Yara og Norcem Brevik. Skipstransport fra Grenland til hub på Kårstø, og rør til feltet.
- Verdikjede 2: Fangstanlegg i Grenland for Yara og Norcem Brevik samt det planlagte gasskraftverket, med rør direkte til feltet.
- Verdikjede 3: Fangstanlegg ved kullkraftverket i Esbjerg samt amoniakkfabrikken i Brunsbüttel, skipstransport fra Brunsbüttel til Esbjerg og rør fra Esbjerg til feltet.

Kårstø + Grenland:	57 Mt CO ₂
(GKV + Norcem + Yara)	
Grenland:	78 Mt CO ₂
(GKV + Norcem + Yara)	
Esbjerg + Brunsbüttel	72 Mt CO ₂
(KKV + Amoniakk)	



Gyda et oljefelt som har vært i drift siden 1990. Vann blir injisert i reservoaret for å øke oljeutvinningen. Gyda er et sandsteinsreservoar med tilstedeværende oljevolum på 91 mill Sm³, inkludert Gyda Sør. Opprinnelige reserver var 36,8 MSm³ olje hvorav gjenværende reserver pr. 31.12.04 var 4,6 MSm³ olje.

CO₂-injeksjonsbehovet er i denne rapporten vurdert til å være 2 mill. tonn i året i 5 år.



CO₂-injeksjon foretas i hele reservoaret utenom Gyda Sør. Produksjonsanlegget splittes delvis på brønnstrøm med CO₂ og brønnstrøm fri for CO₂. Eksportgass- og ny re-injeksjonskompressor er felles for begge strømmene. Tilbakeprodusert brønnstrøm med CO₂ ledes inn i en ny separator og nytt tørkeanlegg.

Gyda eksporter i dag gass til Ekofisk og dette må eventuelt bringes til opphør ved CO₂-injeksjon. Forurenset gass må reinjiseres, og det må installeres en ny injeksjonskompressor for dette. Materialet i produksjonsbrønnene på Gyda er en stor utfordring, og dette må det ses grundig på i en eventuell neste fase av prosjektet.

8.1 Beskrivelse - verdikjede 1

Kilder

Kildene i denne verdikjeden omfatter Kårstø gasskraftverk, samt Yaras og Norcems anlegg i Grenland. For en nærmere beskrivelse av kildene, se 5.3.

Transport

Transportløsningen for denne verdikjeden tar utgangspunkt i en hub og lager på Kårstø. Skipstransport fra Grenland til Kårstø, hvor disse volumene sammen med volum fra gasskraftverket på Kårstø pumpes opp og sendes i en 15" rørledning fra Kårstø til Gyda, ca. 297 km.

8.1.1 Teknisk og økonomisk grunnlag

Følgende tekniske og økonomiske hovedstørrelser er benyttet som grunnlag for vurderingen av verdikjeden:

Kilder	Enhet	Kårstø GKV	Norcem	Yara	Sum
CO ₂ fanget/år	MT	0,8	0,9	0,7	2,4
Transportløsning	-	Rør (hub)	Skip	Skip	-
Avstand til hub	km	10	454	454	-

**INNLEDENDE
FORHANDLINGER MELLOM
DE KOMMERSEIELLE
AKTØRENE I EN CO₂-KJEDE**

DOKUMENTNR.:
ØKKU-RA-6004

REV. NR.:
0



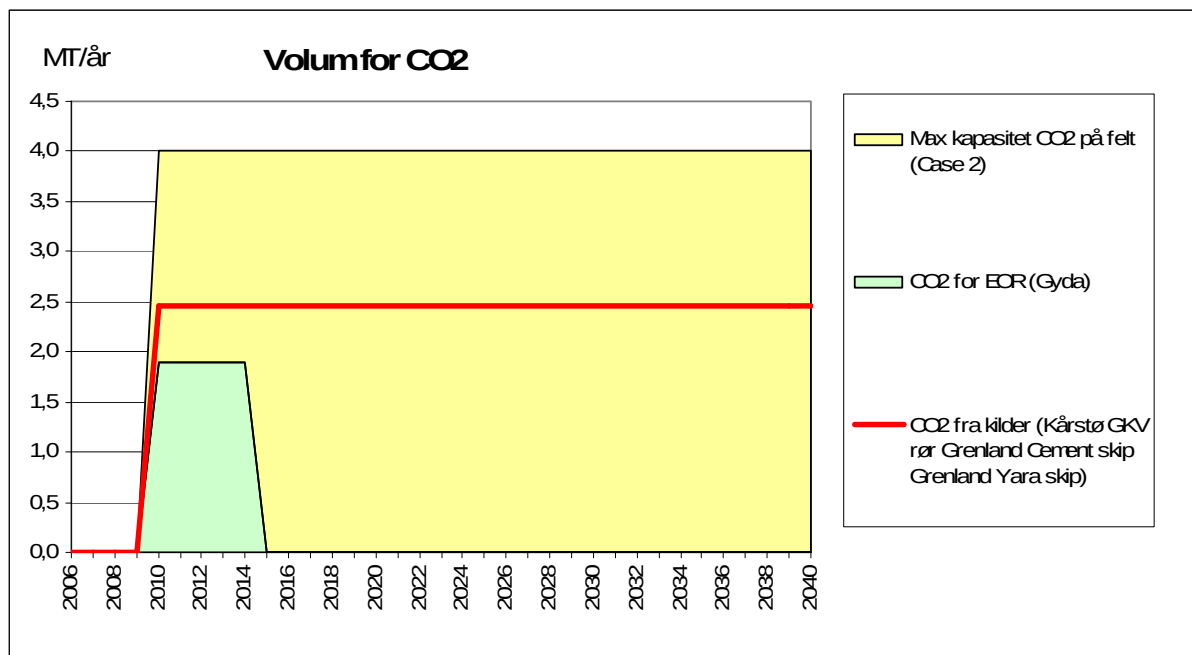
DATO:
01.06.2006

SIDE NR.:
46 av 74

Transport	Enhet	Fra kilde til hub	Hub	Fra hub til felt	Sum
Capex (udiskontert)	MNOK	292	158	2195	2 645
Opex/år	MNOK/år	77	12	12	101

Felt	Enhet	Gyda
CO ₂ til EOR	MT	2,0
Tidsperiode for CO ₂ til EOR	År	2010-2015
Antatt nedstenging	År	2017
Avstand til hub	Km	294

CO₂-volumet fra kildene overstiger injeksjonsbehovet for EOR med nesten 30%. Det overskytende volumet er godt innenfor feltets kapasitet til å ta i mot CO₂, se figuren under





Over analyseperioden brukes om lag 11% av den samlede CO₂-mengden som fanges til EOR-formål. Resten deponeres i feltet uten EOR-gevinst.

8.2 Beskrivelse - verdikjede 2

Kilder

Kildene i denne verdikjeden omfatter Yaras og Norcems anlegg i Grenland, samt Skagerak GKV. For en nærmere beskrivelse av kildene, se 5.3.

Transport

Transportløsningen for denne verdikjeden tar utgangspunkt i en hub i Grenlandsdistriktet og direkterør til Gyda i en 15"rørledning, ca. 490 km.

8.2.1 Teknisk og økonomisk grunnlag

Følgende tekniske og økonomiske hovedstørrelser er benyttet som grunnlag for vurderingen av verdikjeden:

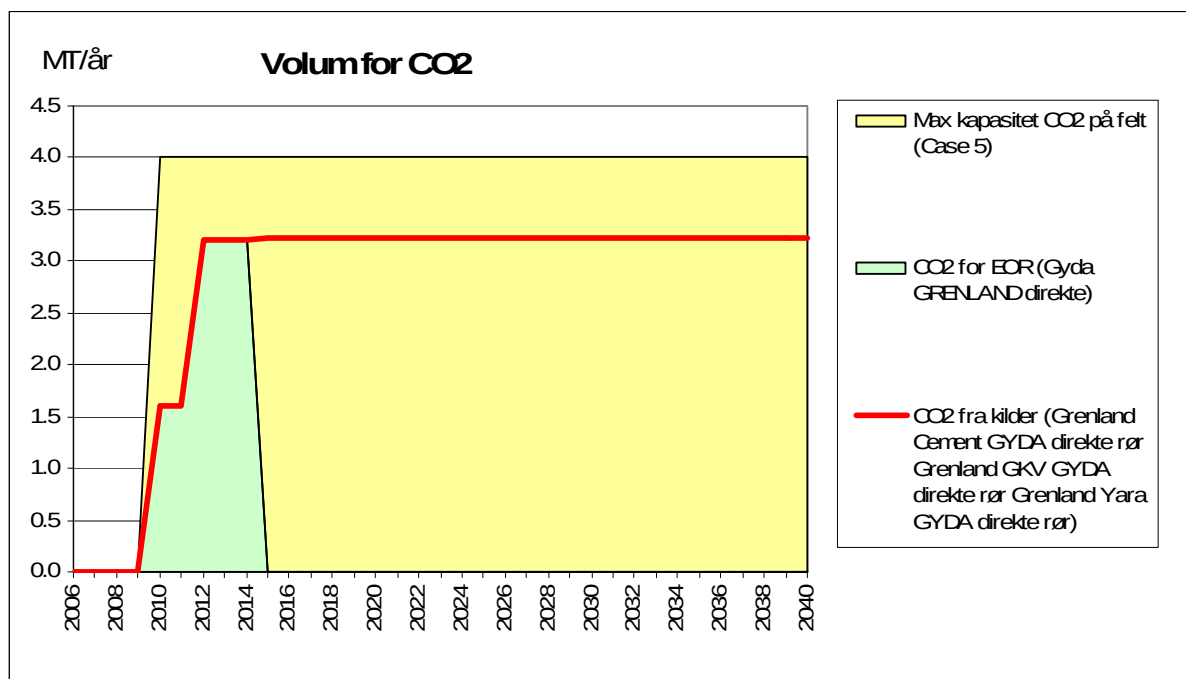
Kilder	Enhet	Skagerak GKV	Norcem	Yara	Sum
CO ₂ fanget/år	MT	1,6	0,9	0,7	3,2
Transportløsning	-	Rør (hub)	Rør (hub)	Rør (hub)	-
Avstand til hub	km	-	-	-	-

Transport	Enhet	Fra kilde til hub	Hub	Fra hub til felt	Sum
Capex (udiskon- tert)	MNOK	162	0	3606	3 768
Opex/år	MNOK/år	0	0	12	12



Felt	Enhet	Gyda
CO ₂ til EOR	MT	1,6 – 3,2
Tidsperiode for CO ₂ til EOR	År	2010-2015
Antatt nedstenging	År	2017
Avstand til hub	Km	490

CO₂-volumet fra kildene overstiger injeksjonsbehovet for EOR med nesten 70%. Det overskytende volumet er godt innenfor feltets kapasitet til å ta i mot CO₂, se figuren under. I dette studiet legges det til grunn at et gasskraftverk på Grenland normalt tidligst kan være i drift i 2012 vil levert CO₂ til Gyda i perioden 2010 – 2012 være noe lavere.



Over analyseperioden brukes om lag 11% av den samlede CO₂-mengden som fanges til EOR-formål. Resten deponeres i feltet uten EOR-gevinst.



8.3 Beskrivelse - verdikjede 3

Kilder

Kildene i denne verdikjeden omfatter kullkraftverket i Esbjerg og CO₂ fra ammoniakfabrikk i Brunsbüttel. For en nærmere beskrivelse av kildene, se 5.3.

Transport

Transportløsningen for denne verdikjeden tar utgangspunkt i en hub og lager på Esbjerg. Skipstransport fra Brunsbüttel til Esbjerg, hvor disse volumene pumpes opp og sendes i en 15" rørledning fra Esbjerg til Gyda, ca. 400 km.

8.3.1 Teknisk og økonomisk grunnlag

Følgende tekniske og økonomiske hovedstørrelser er benyttet som grunnlag for vurderingen av verdikjeden:

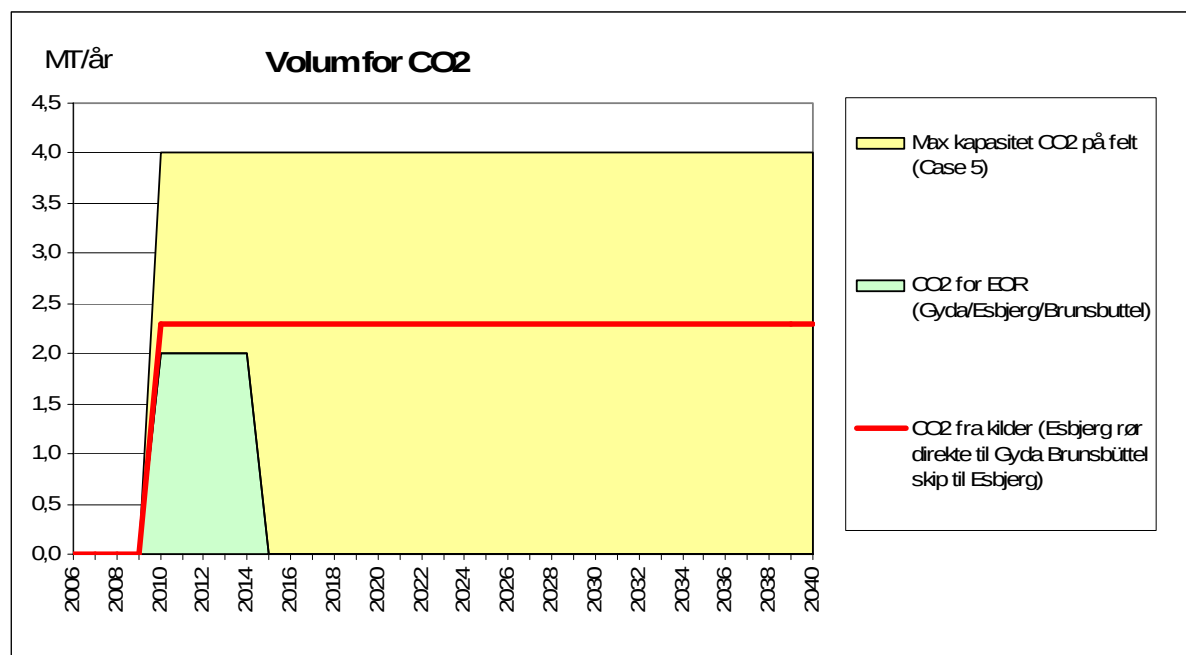
Kilder	Enhet	Esbjerg	Brunsbüttel	Sum
CO ₂ fanget/år	MT	1,6	0,7	2,3
Transportløsning	-	Rør (hub)	skip	-
Avstand til hub	km	-	170	-

Transport	Enhet	Fra kilde til hub	Hub	Fra hub til felt	Sum
Capex (udiskontert)	MNOK	173	87	2728	2 988
Opex/år	MNOK/år	23	6	12	41



Felt	Enhet	Gyda
CO ₂ til EOR	MT	2,0
Tidsperiode for CO ₂ til EOR	År	2010-2015
Antatt nedstenging	År	2017
Avstand til hub	Km	368

CO₂-volumet fra kildene overstiger injeksjonsbehovet for EOR med ca 14%. Det overskytende volumet er godt innenfor feltets kapasitet til å ta i mot CO₂, se figuren under.



Over analyseperioden brukes om lag 12% av den samlede CO₂-mengden som fanges til EOR-formål. Resten deponeres i feltet uten EOR-gevinst.

8.4 Kommentarer – verdikjeder knyttet til Gyda

For å forsyne Gyda har CO₂-kilder lokalisert sør i Norge samt i Nord-Europa blitt vurdert. Den første verdikjeden som er vurdert tar for seg eksisterende kilder ved at CO₂ fanges fra industri i Grenland, transporteres med skip til Kårstø for så å bli transportert ut til feltet sammen med CO₂ fanget fra gasskraftverket på Kårstø. I et slikt tilfelle må det bygges 2 fangstan-

**INNLEDENDE
FORHANDLINGER MELLOM
DE KOMMERSIELLE
AKTØRENE I EN CO₂-KJEDE**

DOKUMENTNR.:
ØKKU-RA-6004

REV. NR.:
0



DATO:
01.06.2006

SIDE NR.:
51 av 74

legg, ett på Kårstø og ett på Norcem sitt anlegg i Grenland. CO₂ fra Yara benyttes også, men denne er ren og trenger bare å klargjøres for skipstransport.

Hvis det kommer et gasskraftverk i Grenlandsområdet kan det være et alternativ å fange CO₂ fra dette anlegget for rørtransport direkte til Gyda-feltet sammen med eksisterende CO₂ fanget og samlet fra Norcem og Yara. En slik løsning vil antagelig innebære at Gyda vil bli forsynt med noe mindre CO₂ de første årene for så bli forsynt med noe mer de neste sammenlignet med en flat profil på 2 mill. tonn pr. år. Årsaken til dette er at et normalt beslutningsforløp for etablering av gassrør til Grenland og senere bygging av et gasskraftverk i området tilsier at oppstart ikke skjer før i 2012 og at CO₂ fra eksisterende anlegg vil være den eneste tilgjengelige CO₂ de første årene.

Et tredje alternativ for CO₂ forsyning til Gyda er CO₂ fanget og samlet i utlandet. Avstandsmessig betyr det lite om Gyda forsynes fra Norge eller fra utlandet. I denne verdikjeden er CO₂ samlet fra Yaras ammoniakk anlegg i Brunsbüttel vurdert sammen med CO₂ fanget fra eksisterende kullkraftverk i Esbjerg. CO₂ fra Brunsbüttel transporteres med skip til Esbjerg for så å bli transportert i rør til feltet.

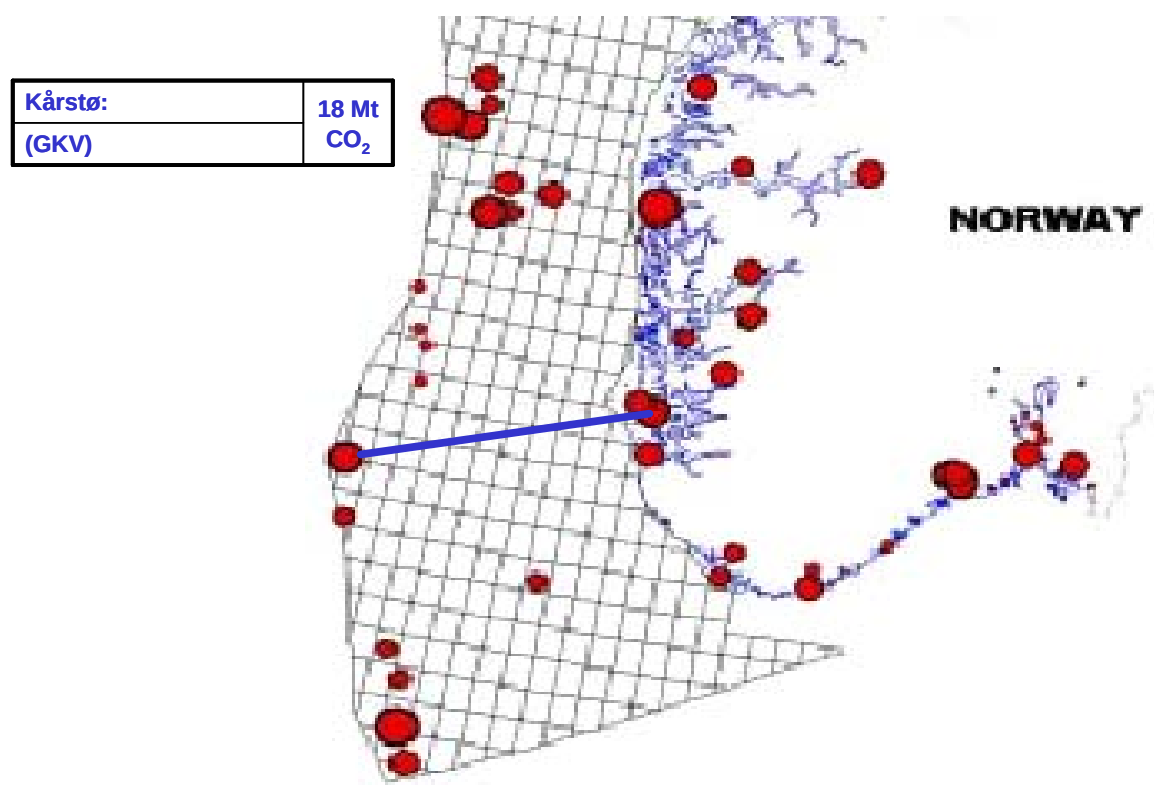
For verdikjedene knyttet til Gyda ser vi at feltoperatøren enda ikke har tatt beslutning om igangsetting av det nødvendige arbeidet som må utføres for å ta beslutningsprosessen frem til en DG2. Prosjektet registrerer likevel at det er stor interesse for etablering av verdikjeder til Gyda hos feltoperatøren, og anser det for mulig at slikt arbeid vil igangsettes dersom det anbefales å inkludere Gyda i det videre arbeidet basert på tekniske og økonomiske vurderinger.

På kildesiden ser vi at de fleste aktørene har gitt positive signaler om å bidra videre i prosessen.



9 VERDIKJEDE KNYTTET TIL VOLVE

Det er gjort beregninger for én mulig verdikjeder for leveranser av CO₂ til Volve. Denne kjeden omfatter fangstanlegg på Kårstø for gasskraftverket, og transport med rør til feltet.



Produksjonsstart for Volve er planlagt våren 2007, og feltet forventes å produsere i fire til fem år. Gass fra feltet skal sendes til Sleipner A for sluttprosessering og transport, og vann skal injiseres i reservoaret for å øke oljeutvinningen. Reservene er 11 MSm³ olje.

CO₂ injeksjonsbehovet er i denne rapporten vurdert til å være 1 mill. tonn pr år i 3 år. CO₂-injeksjon vil foretas i hele reservoaret sammen med vanninjeksjon.

Forurenset gass fra Volve vil som følge av CO₂-injeksjon måtte sendes til Sleipner T istedenfor Sleipner A. Det må installeres en ny rørledning fra Sleipner Øst til Sleipner T for å få gassen dit. På Sleipner T vil forurenset gass fra Volve bli renset i eksisterende CO₂-renseanlegg og foreløpige vurderinger viser at eksisterende amin-renseanlegg har tilstrekkelig kapasitet for Volve gassen på det aktuelle tidspunktet, men dette må verifiseres. På Volve vil CO₂-innholdet i gassen etter hvert stige opp mot et maksimum på 80 prosent, og dette er over det



som turbinene kan brenne. Det er derfor foreslått å installere et lite membran-renseanlegg for brenngassen slik at CO₂ innholdet holdes under 30 prosent.

9.1 Beskrivelse - verdikjede 1

Kilde

Kilden i denne verdikjeden er Kårstø gasskraftverk. For en nærmere beskrivelse av kilden, se 5.3.

Transport

Transportløsningen for denne verdikjeden tar utgangspunkt i at CO₂ fra gasskraftverket på Kårstø pumpes opp og sendes i en 8" rørledning fra Kårstø til Volve, ca. 236 km.

9.1.1 Teknisk og økonomisk grunnlag

Følgende tekniske og økonomiske hovedstørrelser er benyttet som grunnlag for vurderingen av verdikjeden:

Kilder	Enhet	Kårstø GKV
CO ₂ fanget/år	MT	0,8
Transportløsning	-	Rør direkte til felt
Avstand til hub	km	-

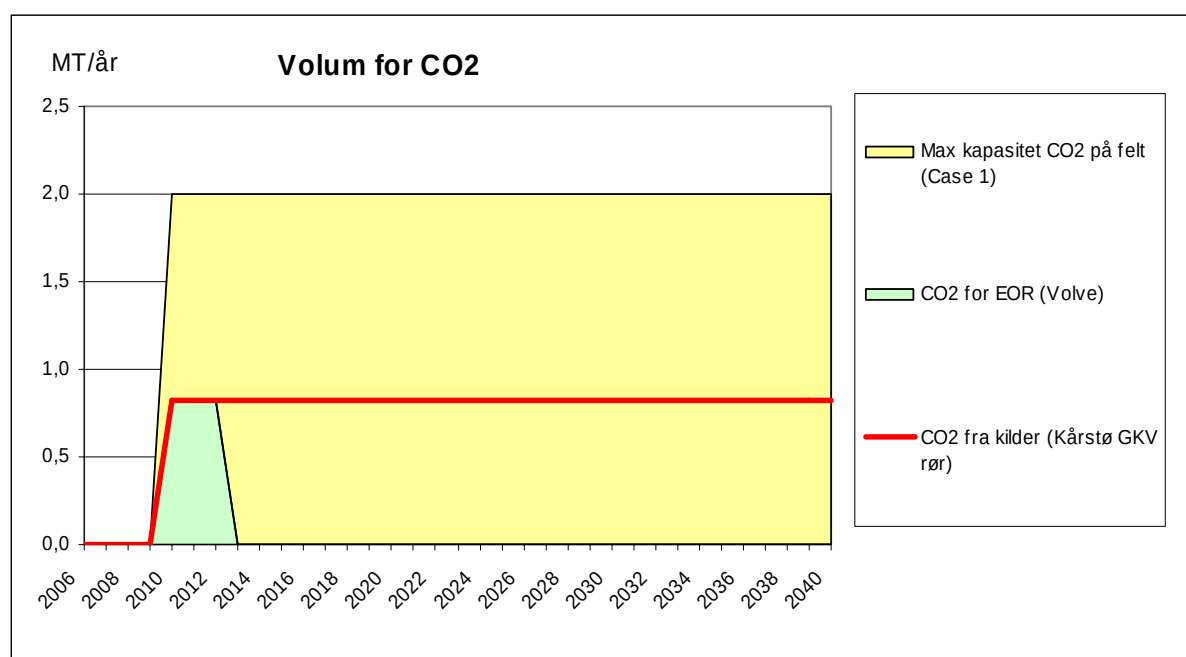
Transport	Enhet	Fra kilde til hub	Hub	Fra hub til felt	Sum
Capex (udiskon- tert)	MNOK	54	0	1842	1 896
Opex/år	MNOK/år	0	0	12	12

Felt	Enhet	Volve
CO ₂ til EOR	MT	0,8



Felt	Enhet	Volve
Tidsperiode for CO ₂ til EOR	År	2010-2013
Antatt nedstenging	År	2013
Avstand til hub	Km	245

CO₂-volumet fra kilden overstiger injeksjonsbehovet for EOR med ca 9%, se figuren under. Det er forutsatt at det overskytende volumet kan deponeres i Volve uten ytterligere kostnader i kjeden.



Over analyseperioden brukes om lag 8% av den samlede CO₂-mengden som fanges til EOR-formål. Resten deponeres i feltet uten EOR-gevinst.

9.2 Kommentarer – verdikjeder knyttet til Volve

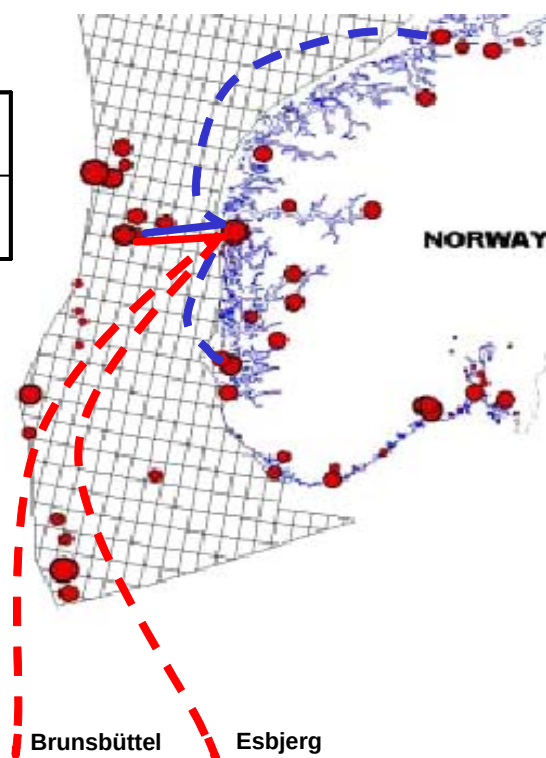
Det vil antagelig være mulig å optimalisere transport og klargjøring for transport slik at dette faller billigere dersom det skulle vise seg at Volve blir vurdert som lite egnet som EOR kandidat og at CO₂ fanget på Kårstø skal lagres i Sleipner.

10 VERDIKJEDER KNYTTET TIL GULLFAKS

Det er gjort beregninger for to mulige verdikjeder for leveranser av CO₂ til Gullfaks. Disse kjedene er:

- Verdikjede 1: Fangstanlegg på Mongstad for crackeren og det planlagte energiverket, fangstanlegg på Kårstø for gasskraftverket og på Tjeldbergodden for det planlagte gasskraftverket. Transport fra kildene med skip til hub på Mongstad og rør til feltet.
- Verdikjede 2: Fangstanlegg på Mongstad for crackeren og det planlagte energiverket, fangstanlegg i Esbjerg (kullkraft) og Brunsbüttel (ammoniakk) med skipstransport til hub på Mongstad, og rør videre til feltet.

Mongstad + Kårstø + Tjeldbergodden:	143 Mt
(Cracker + EV + GKV + GKV)	CO ₂
Mongstad + Esbjerg + Brunsbüttel	150 Mt
(Cracker + EV + KKV + Amoniakk)	CO ₂



Gullfaks-feltet er bygget ut med 3 plattformer og karakteriseres som modent med produksjonshistorie fra 1986. Opprinnelige reserver var 351,9 MSm³ olje hvorav gjenværende reserver pr. 31.12.04 var 37,7 MSm³ olje.

Dreneringsstrategien er å injisere tilstrekkelig med vann til å vedlikeholde reservoartrykket i Brentformasjonen. I tillegg injiseres begrensede mengder gass og det er også et bidrag til naturlig trykkstøtte med innsig av omkringliggende vann. Produksjonsprofilen som er dokumen-



tert i en studie i 2003 er lagt til grunn for vurderingene. CO₂ injeksjonsbehovet er i denne rapporten vurdert til å være 5 mill. tonn pr år i 10 år.

Gullfaks A

Eksisterende prosessanlegg deles i to. Ett anlegg dedikeres til produksjon fra Gullfaks satellitter som ikke forurenses med CO₂, og det andre anlegget dedikeres til produksjon fra hovedfeltet som inneholder tilbakeprodusert CO₂. Gassen fra Gullfaks satellitter kan da fortsatt eksporteres, mens forurenset gass fra hovedfeltet må injiseres.

Gullfaks B

Forurenset gass + CO₂ fra Gullfaks B sendes til Gullfaks A for videre prosessering. På Gullfaks B fakes gassen fra produsertvann-systemet, og denne vil være rik på CO₂. Dette medfører derfor økte utslipp til atmosfære av CO₂ og uforbrent hydrokarbongass.

Gullfaks C

Eksisterende prosessanlegg deles i to. Ett anlegg dedikeres til produksjon fra Gullfaks C satellitter og Tordis som ikke forurenses med CO₂, og det andre anlegget dedikeres til produksjon fra hovedfeltet som inneholder tilbakeprodusert CO₂. Gassen fra Gullfaks C satellitter kan da fortsatt eksporteres, mens forurenset gass fra hovedfeltet må injiseres.

10.1 Beskrivelse - verdikjede 1

Kilder

Kildene i denne verdikjeden omfatter Mongstad cracker og energiverk, Kårstø gasskraftverk, samt Tjeldbegodden gasskraftverk. For en nærmere beskrivelse av kildene, se 5.3.

Transport

Transportløsningen for denne verdikjeden tar utgangspunkt i en hub og lager på Mongstad. Skipstransport fra Kårstø og Tjeldbergodden til Mongstad, hvor disse volumene sammen med volum fra prosessanlegget og energiverk på Mongstad pumpes opp og sendes i en 15" rørledning fra Mongstad til Gullfaks, ca. 158 km.

10.1.1 Teknisk og økonomisk grunnlag

Følgende tekniske og økonomiske hovedstørrelser er benyttet som grunnlag for vurderingen av verdikjeden:

**INNLEDENDE
FORHANDLINGER MELLOM
DE KOMMERSEIELLE
AKTØRENE I EN CO₂-KJEDE**

DOKUMENTNR.:
ØKKU-RA-6004

REV. NR.:
0



DATO:
01.06.2006

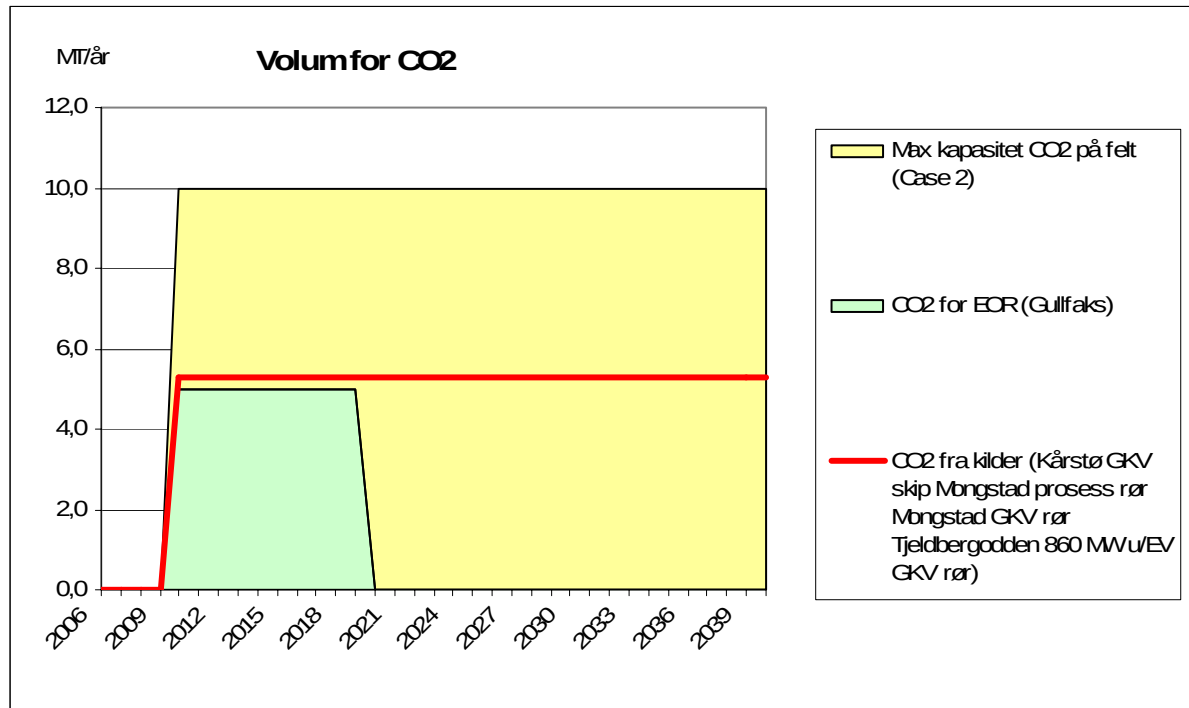
SIDE NR.:
57 av 74

Kilder	Enhet	Kårstø GKV (skip)	TBO GKV (rør)	Mongstad cracker (rør)	Mongstad GKV (rør)	Sum
CO ₂ fanget/år	MT	0,8	2,0	1,0	1,5	5,3
Transportløsning	-	skip	rør	hub	hub	-
Avstand til hub	km	240	400	-	-	-

Transport	Enhet	Fra kilde til hub	Hub	Fra hub til felt	Sum
Capex (udiskon- tert)	MNOK	2687	130	1216	4 033
Opex/år	MNOK/år	41	7	12	60

Felt	Enhet	Gullfaks
CO ₂ til EOR	MT	5,0
Tidsperiode for CO ₂ til EOR	År	2010-2020
Antatt nedsteng- ing	År	2032
Avstand til hub	Km	158

CO₂-volumet fra kildene overstiger injeksjonsbehovet for EOR med ca 6%, se figuren under. Det er forutsatt at det overskytende volumet kan deponeres i feltet uten ytterligere kostnader i kjeden.



Over analyseperioden brukes om lag 23% av den samlede CO₂-mengden som fanges til EOR-formål. Resten deponeres i feltet uten EOR-gevinst.

10.2 Beskrivelse - verdikjede 2

Kilder

Kildene i denne verdikjeden omfatter Mongstad cracker og energiverk, kullkraftverket i Esbjerg, samt ammoniakfabrikken i Brunsbüttel. For en nærmere beskrivelse av kildene, se 5.3.

Transport

Transportløsningen for denne verdikjeden tar utgangspunkt i en hub og lager på Mongstad. Skipstransport fra Esbjerg og Brunsbüttel til Mongstad, hvor disse volumene sammen med volum fra prosessanlegget og energiverk på Mongstad pumpes opp og sendes i en 15" rørledning fra Mongstad til Gullfaks, ca. 158 km.

10.2.1 Teknisk og økonomisk grunnlag

Følgende tekniske og økonomiske hovedstørrelser er benyttet som grunnlag for vurderingen av verdikjeden:

**INNLEDENDE
FORHANDLINGER MELLOM
DE KOMMERSIELLE
AKTØRENE I EN CO₂-KJEDE**

DOKUMENTNR.:
ØKKU-RA-6004

REV. NR.:
0



DATO:
01.06.2006

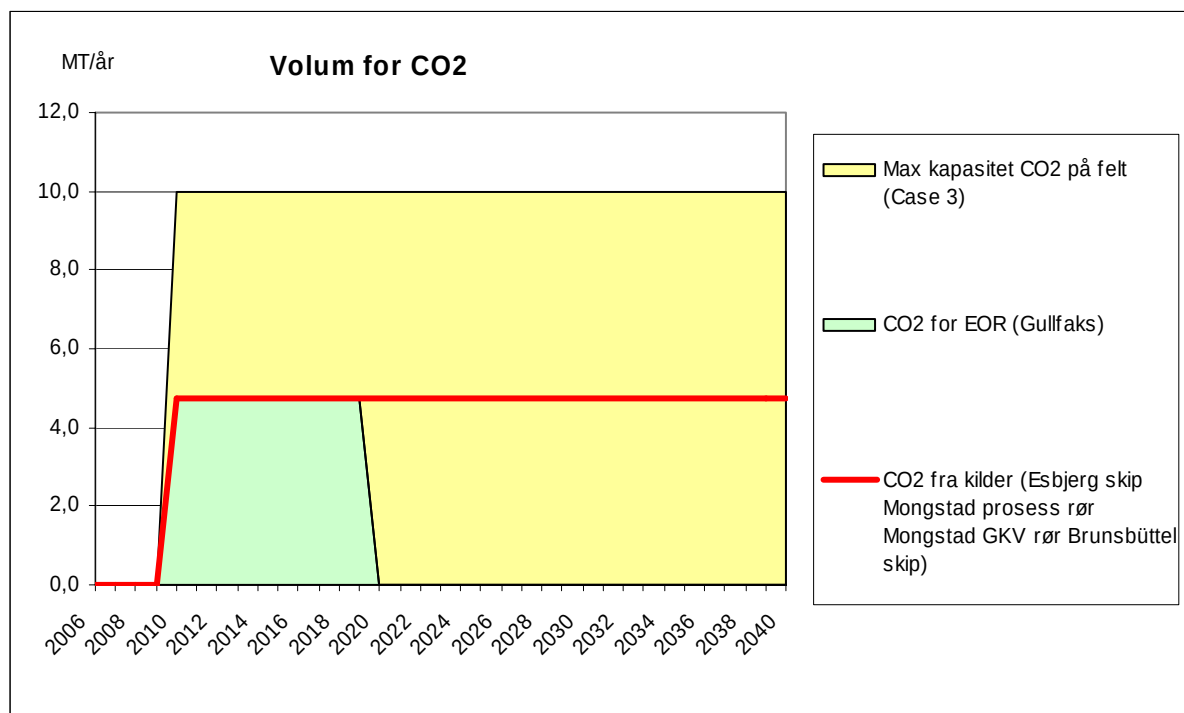
SIDE NR.:
59 av 74

Kilder	Enhet	Esbjerg	Brunsbüttel	Mongstad cracker	Mongstad GKV	Sum
CO ₂ fanget/år	MT	1,6	0,7	1,0	1,5	4,8
Transportløsning	-	skip	skip	Rør (hub)	rør (hub)	-
Avstand til hub	km	740	1575	-	-	-

Transport	Enhet	Fra kilde til hub	Hub	Fra hub til felt	Sum
Capex (udiskon- tert)	MNOK	346	213	1216	1 775
Opex/år	MNOK/år	167	16	12	195

Felt	Enhet	Gullfaks
CO ₂ til EOR	MT	5,0
Tidsperiode for CO ₂ til EOR	År	2010-2020
Antatt nedsteng- ing	År	2032
Avstand til hub	Km	158

CO₂-volumet fra kildene tilsvarer nesten injeksjonsbehovet for EOR, men det er ikke noen ekstra slakk i leveringskapasiteten i denne kjeden, se figuren under.



Over analyseperioden brukes om lag 25% av den samlede CO₂-mengden som fanges til EOR-formål. Resten deponeres i feltet uten EOR-gevinst.

10.3 Kommentarer – verdikjeder knyttet til Gullfaks

Analysene viser at det er svært omfattende å skaffe til veie de CO₂-mengder som er nødvendige utelukkende fra kilder i Norge. Det vil antagelig være både lettere og billigere å forsyne Gullfaks i det minste delvis fra utlandet, men det er utfordrende på andre måter slik det er beskrevet i kap. 6.2.

Prosjektet har vurdert to verdikjeder for Gullfaks. En kjede som tar utgangspunkt i CO₂ fra Norge fanget dels i eksisterende anlegg og dels i anlegg hvor det ikke er fattet utbyggingsbeslutning, og en hvor norske kilder kombineres med eksisterende kilder i utlandet. I den første kjeden er det behov for 4 fangstanlegg og skipstransport fra to kilder inn til en hub på Mongstad hvor CO₂ samles og transporteres ut til feltet. I den andre kjeden er det behov for 3 fangstanlegg og skipstransport fra 2 utenlandske kilder inn til en hub på Mongstad hvor CO₂ samles for transport i rør til feltet. Mange andre forsyningsløsninger er mulige for et felt med et så stort behov som Gullfaks. Felles for dem alle er at det vil være behov for flere fangstanlegg på ulike steder og dertil krevende logistikk.

Som for Brage/Oseberg Øst vil noen av petroleumsaktørene med interesser i raffineriet på Mongstad, i Gjøa og i Troll vurderer et kraftvarmeverk på Mongstad som en viktig brikke i



ulike forretningsutviklingskonsepter og hvor Gullfaks kan være en kandidat for CO₂ injeksjon.

Det er flere store usikkerheter knyttet til verdikjeder med utgangspunkt i Gullfaks:

- Det er usikkerhet knyttet til realisering av energiverk på Mongstad.
- Det er usikkerhet knyttet til realisering av gasskraftverk på Tjeldbergodden, samt at Statoil som konsesjonshaver først og fremst ser på Tjeldbergodden som kilde til Draugen/Heidrun.
- Det må etableres rammevilkår som gjør det mulig å føre CO₂ fra utlandet til Norge for EOR, på en slik måte at varige kvoteinntekter kan komme verdikjeden til gode, samtidig som CO₂ for EOR blir godkjent som et tiltak ihht Kyotavtalen (og senere eventuelle mekanismer som avløser Kyoto).

Det er imidlertid ikke tvil om at det er størst potensielle oppsider knyttet til Gullfaks, f.eks dersom oljepris i perioden man legger til grunn blir høyere enn det som er forutsatt i analysene i denne rapporten. Tilsvarende vil dette kunne påvirke de økonomiske resultatene i negativ retning dersom oljepris blir lavere enn antatt.

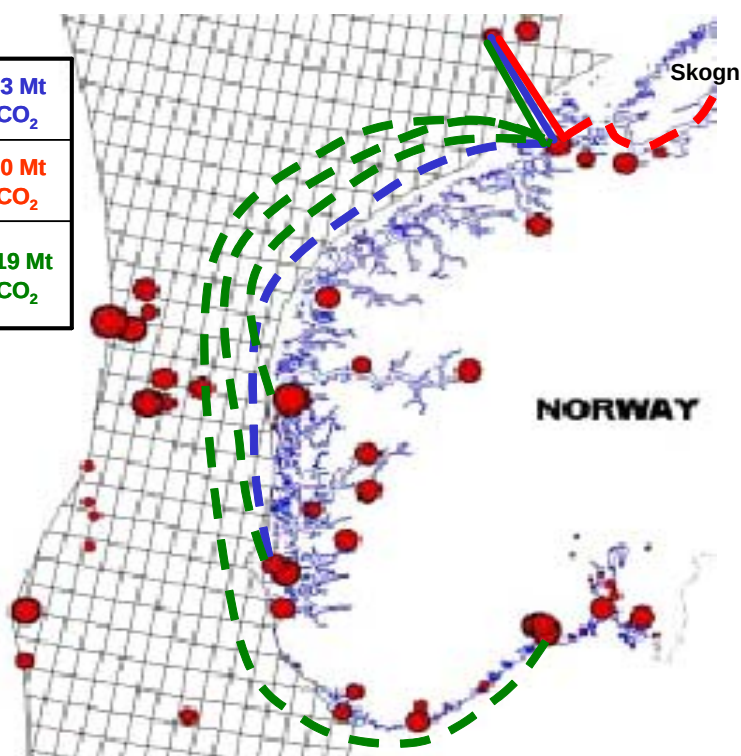


11 VERDIKJEDER KNYTTET TIL DRAUGEN

Det er gjort beregninger for tre mulige verdikjeder for leveranser av CO₂ til Draugen. Disse kjedene er:

- Verdikjede 1: Fangstanlegg på Kårstø for gasskraftverket og på Tjeldbergodden for det planlagte gasskraftverket. Transport fra Kårstø med skip til hub på Tjeldbergodden og rør til feltet.
- Verdikjede 2: Fangstanlegg på Skogn for det planlagte gasskraftverket, men med ett tog (ca 430 MW), og på Tjeldbergodden for det planlagte gasskraftverket. Transport fra Skogn med rør til hub på Tjeldbergodden og rør videre til feltet fra hub.
- Verdikjede 3: Fangstanlegg på Tjeldbergodden for det planlagte gasskraftverket, på Mongstad for cracker og det planlagte energiverket, på Kårstø for gasskraftverket og i Grenland for ammoniakkfarikken. Transport fra kildene med skip til hub på Tjeldbergodden og rør videre til feltet fra hub.

Tjeldbergodden + Kårstø: (GKV + GKV)	83 Mt CO ₂
Tjeldbergodden + Skogn (GKV + GKV)	90 Mt CO ₂
Tjeldbergodden + Mongstad + Kårstø + Grenland (GKV + Cracker + GKV + Yara)	119 Mt CO ₂





Draugen er et oljefelt som har vært i drift siden 1993. Opprinnelige reserver var 137,9 MSm³ olje hvorav 28,8 MSm³ var gjenværende pr. 31.12.2004. Vann blir injisert i reservoaret for å øke oljeutvinningen.

Det foreligger en studie fra 2002 som sammenligner CO₂-injeksjon med blandbar gassinjeksjon i Draugen. Begge dreneringsvalg er i kombinasjon med vanninjeksjon og viser omtrent samme potensial for økt utvinning. I Draugenlisensen ble det høsten 2005 presentert en ambisjon om økt utvinning med gassinjeksjon, uten at det foreligger oppdaterte undergrunnstudier. CO₂-injeksjonsbehovet er i denne rapporten vurdert til 4 mill. tonn pr år i 8 år, alternativt 2,5 mill. tonn pr år i 12 år.

Importert og tilbakeprodusert CO₂ injiseres i hele reservoaret. Et alternativ for håndtering av tilbakeprodusert CO₂ er å oppgradere gasskapasiteten og sette inn nytt utstyr. Det må tilrettelegges med nye brønner og ny rørledning for injeksjon av importert og tilbakeprodusert CO₂.

Draugen har mulighet til å injisere gas i Husmus-brønnen, som ble brukt før gasseksportørledningen kom, men muligheten for å bruke Husmus-brønnen/-formasjonsstrukturen for gass-/CO₂-injeksjon er usikker, og vil bli evaluert som en del av studiene fram til DG2. Fasilitetene på Draugen er ikke designet for CO₂-håndtering og betydlige oppgraderinger må derfor påregnes. Oppgraderingen vil omfatte omtrent alt utstyret i prosessanlegget på Draugen (separatorer, scrubber, kjølere, kompressorer). Draugen får også etterhvert for lite hydrokarbongass til å være selvforsynt med brenngass. Det må derfor enten importeres gass eller legges om til strøm fra land.

11.1 Beskrivelse - verdikjede 1

Kilder

Kildene i denne verdikjeden omfatter Tjeldbergodden gasskraftverk og Kårstø gasskraftverk. For en nærmere beskrivelse av kildene, se 5.3.

Transport

Transportløsningen for denne verdikjeden tar utgangspunkt i en hub og lager på Tjeldbergodden. Skipstransport fra Kårstø til Tjeldbergodden, hvor dette volumet sammen med volum fra gasskraftverket på Tjeldbergodden pumpes opp og sendes i en 15" rørledning fra Tjeldbergodden til Draugen, ca. 131 km.

11.1.1 Teknisk og økonomisk grunnlag

Følgende tekniske og økonomiske hovedstørrelser er benyttet som grunnlag for vurderingen av verdikjeden:

**INNLEDENDE
FORHANDLINGER MELLOM
DE KOMMERSIELLE
AKTØRENE I EN CO₂-KJEDE**

DOKUMENTNR.:
ØKKU-RA-6004

REV. NR.:
0



DATO:
01.06.2006

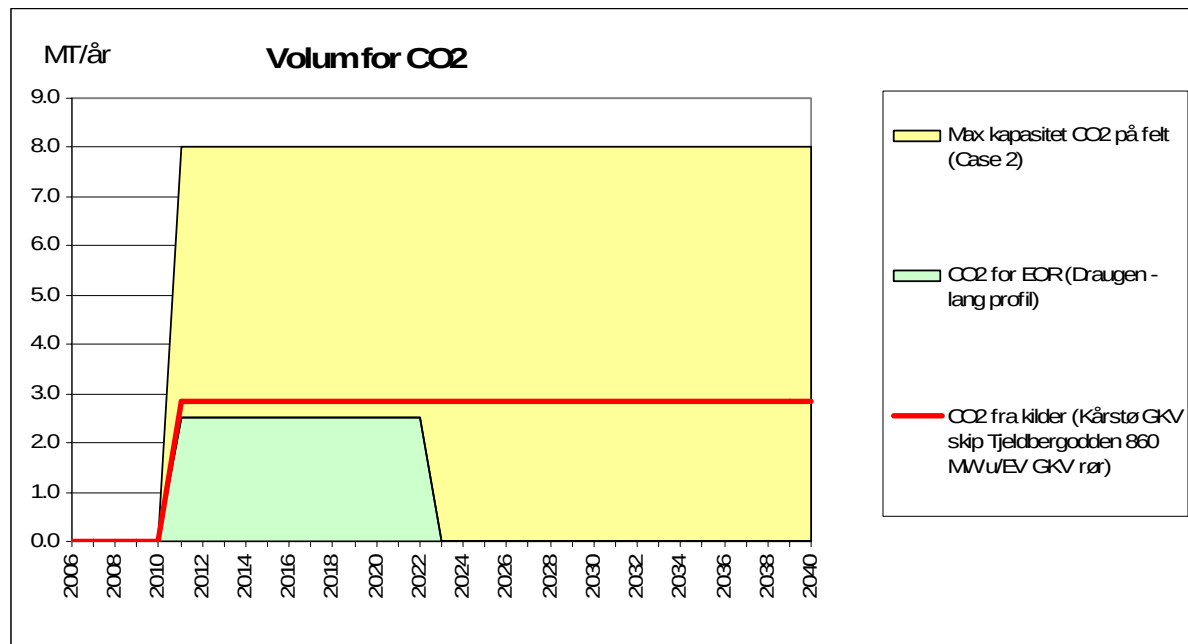
SIDE NR.:
64 av 74

Kilder	Enhet	Kårstø GKV (skip)	TBO GKV (rør)	Sum
CO ₂ fanget/år	MT	0,8	2,0	2,8
Transportløsning	-	skip	rør (hub)	-
Avstand til hub	km	640	-	-

Transport	Enhet	Fra kilde til hub	Hub	Fra hub til felt	Sum
Capex (udiskon- tert)	MNOK	173	130	1014	1 317
Opex/år	MNOK/år	47	7	12	66

Felt	Enhet	Draugen (lang profil)
CO ₂ til EOR	MT	2,5
Tidsperiode for CO ₂ til EOR	År	2011-2023
Antatt nedsteng- ing	År	2025
Avstand til hub	Km	130

CO₂-volumet fra kildene overstiger injeksjonsbehovet for EOR med ca 13%, se figuren under. Det er forutsatt at det overskytende volumet kan deponeres i feltet uten ytterligere kostnader i kjeden.



Over analyseperioden brukes om lag 26% av den samlede CO₂-mengden som fanges til EOR-formål. Resten deponeres i feltet uten EOR-gevinst.

11.2 Beskrivelse - verdikjede 2

Kilder

Kildene i denne verdikjeden omfatter Tjeldbergodden gasskraftverk, samt 1 blokk (430 MW) gasskraftverk på Skogn. For en nærmere beskrivelse av kildene, se 5.3.

Transport

Transportløsningen for denne verdikjeden tar utgangspunkt i et 15" rør fra Skogn til en hub på Tjeldbergodden, hvor dette volumet sammen med volum fra gasskraftverket på Tjeldbergodden pumpes opp og sendes i en 15" rørløsning fra Tjeldbergodden til Draugen, ca. 131 km.

11.2.1 Teknisk og økonomisk grunnlag

Følgende tekniske og økonomiske hovedstørrelser er benyttet som grunnlag for vurderingen av verdikjeden:

**INNLEDENDE
FORHANDLINGER MELLOM
DE KOMMERSIELLE
AKTØRENE I EN CO₂-KJEDE**

DOKUMENTNR.:
ØKKU-RA-6004

REV. NR.:
0



DATO:
01.06.2006

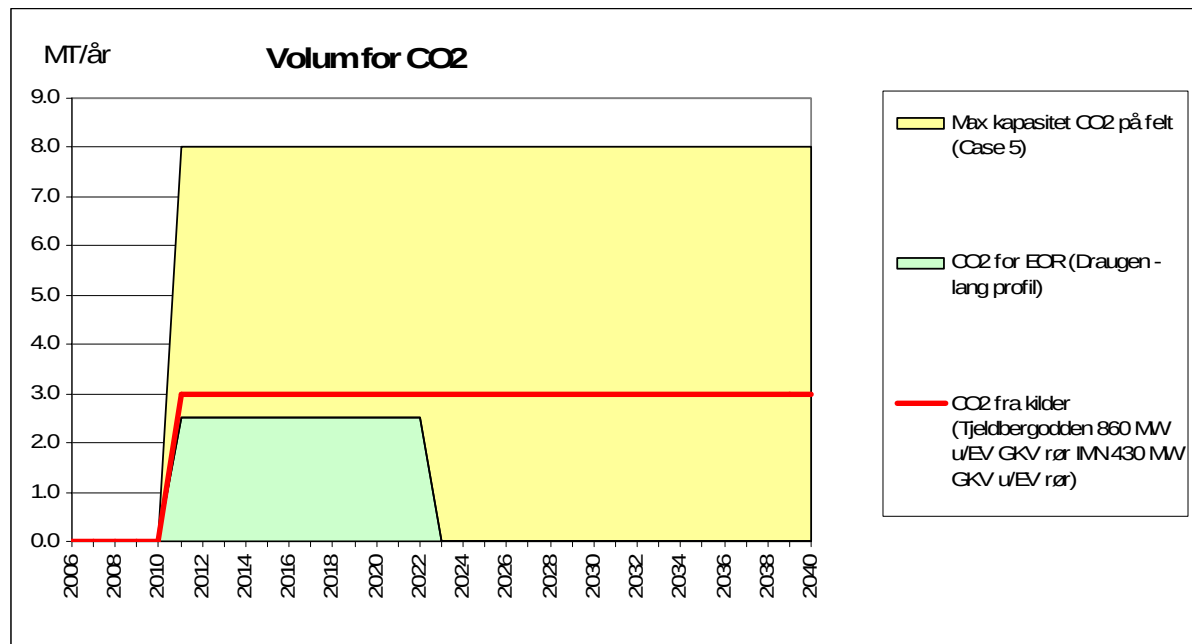
SIDE NR.:
66 av 74

Kilder	Enhet	TBO GKV 430 MW	Skogn (rør)	Sum
CO ₂ fanget/år	MT	2,0	1,0	3,0
Transportløsning	-	rør (hub)	rør	-
Avstand til hub	km	-	160	-

Transport	Enhet	Fra kilde til hub	Hub	Fra hub til felt	Sum
Capex (udiskon- tert)	MNOK	1218	0	1014	2 232
Opex/år	MNOK/år	11	0	12	23

Felt	Enhet	Draugen (lang profil)
CO ₂ til EOR	MT	2,5
Tidsperiode for CO ₂ til EOR	År	2011-2023
Antatt nedsteng- ing	År	2025
Avstand til hub	Km	130

CO₂-volumet fra kildene overstiger injeksjonsbehovet for EOR med ca 20%, se figuren under. Det er forutsatt at det overskytende volumet kan deponeres i feltet uten ytterligere kostnader i kjeden.



Over analyseperioden brukes om lag 25% av den samlede CO₂-mengden som fanges til EOR-formål. Resten deponeres i feltet uten EOR-gevinst.

11.3 Beskrivelse - verdikjede 3

Kilder

Kildene i denne verdikjeden omfatter Tjeldbergodden gasskraftverk, Kårstø gasskraftverk, Mongstad cracker, samt Yaras anlegg i Grenland. For en nærmere beskrivelse av kildene, se 5.3.

Transport

Transportløsningen for denne verdikjeden tar utgangspunkt i en hub og operasjonelt mellom-lager på Tjeldbergodden. Skipstransport fra Mongstad, Kårstø og Grenland til Tjeldbergodden, hvor disse volumene sammen med volum fra gasskraftverket på Tjeldbergodden pumpes opp og sendes i en 15" rørledning fra Tjeldbergodden til Draugen, ca. 131 km.

11.3.1 Teknisk og økonomisk grunnlag

Følgende tekniske og økonomiske hovedstørrelser er benyttet som grunnlag for vurderingen av verdikjeden:

**INNLEDENDE
FORHANDLINGER MELLOM
DE KOMMERSIELLE
AKTØRENE I EN CO₂-KJEDE**

DOKUMENTNR.:
ØKKU-RA-6004

REV. NR.:
0



DATO:
01.06.2006

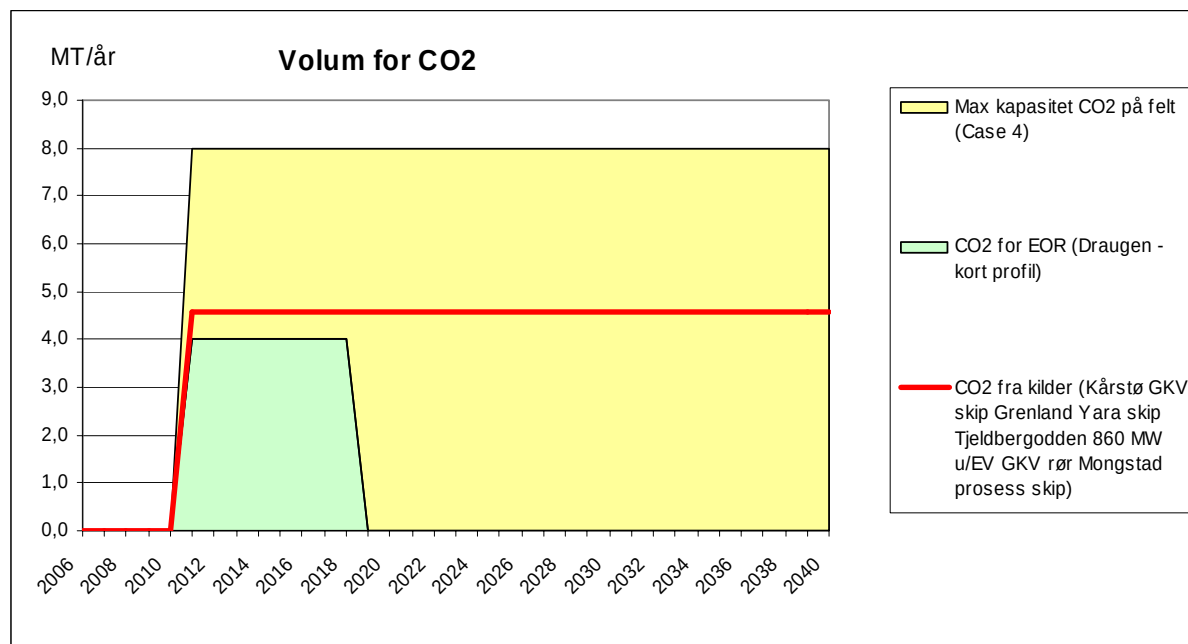
SIDE NR.:
68 av 74

Kilder	Enhet	Kårstø GKV (skip)	TBO GKV (rør)	Mongstad cracker (skip)	Grenland Yara (skip)	Sum
CO ₂ fanget/år	MT	0,8	2,0	1,0	0,7	4,5
Transportløsning	-	skip	rør (hub)	skip	skip	-
Avstand til hub	km	640	-	400	1094	-

Transport	Enhet	Fra kilde til hub	Hub	Fra hub til felt	Sum
Capex (udiskon- tert)	MNOK	411	177	1216	1 804
Opex/år	MNOK/år	193	11	12	216

Felt	Enhet	Draugen (kort profil)
CO ₂ til EOR	MT	4,0
Tidsperiode for CO ₂ til EOR	År	2011-2019
Antatt nedsteng- ing	År	2025
Avstand til hub	Km	130

CO₂-volumet fra kildene overstiger injeksjonsbehovet for EOR med ca 14%, se figuren under. Det er forutsatt at det overskytende volumet kan deponeres i feltet uten ytterligere kostnader i kjeden.



Over analyseperioden brukes om lag 18% av den samlede CO₂-mengden som fanges til EOR-formål. Resten deponeres i feltet uten EOR-gevinst.

11.4 Kommentarer – verdikjeder knyttet til Draugen

Her er det viktig å bemerke at de økonomiske beregningene som er gjort i denne rapporten beskriver en verdikjede som i sin helhet ikke er identisk med verdikjeden Shell og Statoil jobber med. Denne rapporten tar ikke hensyn til de økonomiske effektene av Heidrun som "kunde" for CO₂ etter EOR-fasen på Draugen. Tilsvarende effekter av elektrifisering av Draugen og evt andre installasjoner er heller ikke tatt med. Grunnen til dette er at Shell og Statoils initiativ først ble gjort kjent for prosjektet etter at scope for denne rapporten var definert, og arbeidet var igangsatt. Det ble dermed gjort en vurdering av om det ikke ville være mulig å inkludere tilleggselementene Shell og Statoil ser på, innenfor de krav til prosess og kvalitet som ligger til grunn for arbeidet som er beskrevet i denne rapporten.

Det kan imidlertid også vurderes dithen at dette gjør det lettere å sammenligne de ulike alternative verdikjedene på generisk grunnlag, da vurderinger knyttet til etterfølgende "kunder" for CO₂ og elektrifisering av installasjoner kan være like aktuelt for andre verdikjedealternativer og felt.

Prosjektets vurdering er at Draugen vil trenge mer CO₂ enn det som vil bli tilgjengelig på Tjeldbergodden. Tre alternative verdikjeder med tilleggsforsyning er derfor inkludert i denne studien. Den første verdikjeden som er vurdert tar med CO₂ fra gasskraftverket på Kårstø. Vurderingen som er lagt til grunn her er at det vil være mer nyttig å supplere verdikjeden med



mer CO₂ enn å etablere en ren lagringsløsning for CO₂ fra Kårstø. Et annet alternativ som har potesial til å gi omtrent like mye tilleggsvolumer av CO₂ er å supplere med CO₂ fanget fra et gasskraftverk på Skogn. Infrastruktur for transport av gass inn til Skogn og CO₂ ut tilbake til Tjeldbergodden må i slikt tilfelle etableres.

Et tredje alternativ for å forsyne Draugen er å fange CO₂ på Mongstad, på Kårstø og i Grenland i tillegg til kraftverket på Tjeldbergodden. Et slikt alternativ vil kreve 3 fangstanlegg og krevende logistikk. Dette er det alternativet som gir mest CO₂ og som tilfredsstiller det CO₂-behovet feltet har i henhold til den foreløpige vurdering. CO₂ fanges i dette tilfellet fra eksisterende kilder i Norge i tillegg til fra Tjeldbergodden.

Shell og Statoil har uttalt at de begge er innstilt på å investere i alle deler av verdikjeden. Samtidig understrekes det at en realisering av verdikjeden fordrer statlig involvering samt deltagelse fra andre berørte industrielle aktører både offshore og på land.

Shell og Statoil arbeider ut fra en definerte arbeidsskisse, med Tjeldbergodden og metanolfabrikken som kilde for CO₂. Shell vil evaluere hvor mye CO₂ som behøves på Draugen. Skulle det vise seg at det behøves mer CO₂ enn hva som er tilgjengelig fra Tjeldbergodden, vil selskapene være positiv til å diskutere CO₂ leveranser fra andre kilder.

Shell vil i parallell med CO₂ for EOR prosjektet også studere andre mulige EOR tiltak.

På Draugen har Shell og Statoil allerede igangsatt arbeidet som er nødvendig for å ta beslutningsprosessen frem til en DG2 ved utgangen av 2006.

12 VIDERE ARBEID

Dette notatet beskriver arbeidet som er gjennomført frem til en DG1, og inneholder de elementer som styringsmodellen i Gassco stiller krav om i denne fasen. Ved en eventuell beslutning om videreføring av prosjektet til en DG2 legges det til grunn at følgende arbeid må utføres:

- Valg av verdikjeder for videre analyse
- Drivkreftene til den enkelte aktør i verdikjeden må verifisere
- Det skal gjennomføres studier for å verifisere valgt teknologi
- Usikkerhet knyttet til økonomiske modeller skal verifiseres slik at de minst er innenfor $\pm 40\%$
- Det skal utvikles forretningsmodeller som skal identifisere kontraktsstrukturer og komme frem til modeller for risikofordeling som er akseptert av aktørene i verdikjeden
- Vurdering av bruk av virkemidler og tilrettelegging av rammevilkår
- Identifikasjon av arbeid for konseptvalgfase (frem til DG3)



- Etablering av intensjonsavtaler mellom aktørene i verdikjeden

Dette arbeidet må relateres til alle leddene i verdikjedene man velger å gå videre med etter DG1.

På felt vil Volve, Brage, Oseberg Øst og Draugen føre arbeidet videre frem til en DG1 eller en DG2. Gyda er positive, men trenger en viss trygghet for at de er relevante i verdikjedesammenheng, og vil vurdere resultatene av arbeidet som er gjennomført ifm denne rapporten før de tar beslutning om igangsetting av nødvendig arbeid. Operatøren av Gullfaks har behov for tydelige signaler knyttet til rammevilkår før de ønsker å ta opp arbeidet som foreløpig er satt "på hold".

På kildesiden er det identifisert flere aktører som ønsker å bidra til finansiering og gjennomføring av nødvendige studier frem til DG2

13 KONKLUSJONER

Det er identifisert 6 mulige felt som vurderes å være egnet for å inngå i en tidlig CO₂-verdikjede. Disse feltene er Volve, Gyda, Gullfaks, Brage, Oseberg Øst og Draugen. Alle disse 6 feltene har reservoartekniske spesifikasjoner som gjør CO₂ velegnet som EOR-metode.

Basert på behovet til det enkelte felt er det identifisert en eller flere mulige verdikjeder for hvert felt. Dette er gjort ved å vurdere mulige kilder som, enten alene eller i kombinasjon med andre kilder, sammenfaller med CO₂-behovet til det enkelte felt. Det er vurdert både hva som er mulig gitt kun eksisterende kilder, samt hva som er mulig, gitt beslutning om realisering av en eller flere av planlagte nye kilder.

Den enkelte kilde er beskrevet gjennom mengde CO₂ fanget (gitt definerte driftsbetingelser), CAPEX og OPEX i 30 år.

Totalt er det identifisert 12 alternative verdikjeder. Valg knyttet til kombinasjoner av felt og kilder er først og fremst vurdert ut fra økonomiske betraktninger. I dette ligger det indirekte også en vurdering av lokalisering av kilder i forhold til felt, da større avstand mellom kilde og felt for gitt volum og betingelser på felt, nødvendigvis medfører økte kostnader. Det er imidlertid viktig å påpeke at transportelementet i verdikjedene utgjør en mindre andel av de totale kostnadene i den enkelte verdikjede. Det vil derfor være fullt mulig å komme frem til andre kombinasjoner av felt og kilder enn det som er identifisert i de 12 verdikjeder som ligger til grunn for denne rapporten. Et endelig oppsett vil avhenge av den videre kommersielle prosess med eksisterende og planlagte kilder.

I de økonomiske analysene som ligger til grunn er det lagt inn forutsetninger som er beheftet med usikkerhet. Det er f.eks (med unntak av verdikjedene tilknyttet Brage/Oseberg Øst) ikke tatt hensyn til at det vil kunne være fremtidige "kunder" av CO₂ når feltene som er de første



til å motta CO₂ når slutten av sin økonomiske levetid. Innfasing av fremtidige felt må ansees som en sannsynlig oppside, da det vurderes å være flere fremtidige felt i nærheten av de kandidatene vi ser på i denne rapporten, som er gunstig for EOR med CO₂-injeksjon. Terskelen for disse fremtidige "kundene" vil være betydelig lavere når fangstanlegg og infrastruktur er etablert. Petoro har i denne sammenheng pekt på områder i umiddelbar nærhet til disse feltene hvor man ser for seg verdikjedeperspektiver fra mindre enn 10 år til mer enn 25 år. Eksempler kan være Gullfaks etterfulgt av Snorre og Brage etterfulgt av Oseberg Øst og Oseberg Sør.

I midtre del av Nordsjøen er feltkandidatene færre da det er få oljefelt i dette området. Perspektivene i dette området vil dermed i større grad være knyttet til deponering av CO₂.

I søndre del av Nordsjøen er perspektivene trolig størst med flere store felt med lang levetid. Et eksempel kan være Gyda etterfulgt av Ula, Valhall, Eldfisk og/eller Ekofisk. Dersom en skal realisere områdets fulle potensial vil det utover i tid være et økende årlig behov for CO₂.

I denne studien har kun felt på norsk sokkel blitt vurdert. Det kan også være oppsider, spesielt på britisk side, som kan bidra til bedre lønnsomhet for verdikjedene. Ved eventuelt videre arbeid med verdikjedene bør dette vurderes.

Det er knyttet usikkerhet til EOR-gevinsten i reservoarene som inngår i verdikjedene, noe som kan medføre signifikante oppsider dersom realiserste EOR-volumer viser seg å være høyere enn det som først er antatt.

Investeringer i transportløsninger kan inngå i det som kan bli et fremtidig nettverk for transport av CO₂, enten det er til langtidslagring eller til EOR-formål. Lagring av CO₂ i undergrunnen vurderes nå av flere aktører å kunne bidra til å løse CO₂-utfordringene Europa ser ut til å stå ovenfor.

Videre kan infrastruktur for CO₂-håndtering bidra til å skaffe løsninger for felt med høyt CO₂-innhold, og hvor CO₂ må separeres fra naturgassen. Det er påvist flere slike felt, spesielt på midt-norsk sokkel.

De aller fleste aktørene som har vært inkludert i arbeidet frem til DG1 stiller seg positive til videreføring av prosjektet frem til en DG2. Operatørene på 4 av 6 felt har allerede igangsatt arbeid som skal modne beslutningsunderlaget for bruk av CO₂ til EOR frem til DG1 eller DG2. Av de 2 siste feltene er Gyda positiv, men vil vurdere resultatene av denne rapporten før en beslutning om å igangsette studier tas. Gullfaks trenger tydelige signaler om rammevilkår og virkemiddelbruk for å ta opp arbeidet som foreløpig er lagt på is.

På kildesiden har flere av aktørene sagt seg villige til å finansiere nødvendige DG2-studier, eller har gitt positive signaler om at slik finansiering kan komme.



Ingen av verdikjedene viser positiv bedriftsøkonomisk nåverdi ved de forutsetningene som er lagt til grunn i analysen (f.eks knyttet til olje-, gass- og kraftpris). Dersom arbeidet skal videreføres, er det for å verifisere kostnads- og inntektsanslag, og for å verifisere de teknologiske vurderingene. I den sammenheng vil det være naturlig også å vurdere forutsetningene som ligger til grunn i analysen.

Det ligger ikke innenfor mandatet til dette prosjektet å vurdere andre økonomiske effekter enn de rent bedriftsøkonomiske.

Dersom man legger andre forventninger til grunn enn de forutsetningene som ligger til grunn i analysen, vil det være naturlig å se hvilken effekt det kan ha på de ulike verdikjedene. De faktorene som i størst grad kan påvirke det totale bedriftsøkonomiske resultatet er oljepris og CO₂-kvotepris. Mht kvotepris, så er det stor usikkerhet knyttet til hva fremtidig prisnivå vil være. Dette er både resultat av at rammevilkårene for fremtidige kvotemekanismer ikke er definert (dette gjelder både i Kyoto-perioden og post-Kyoto), og også som et resultat av at erfaringene med dagens kvotemarked reflekterer et forholdsvis ungt og volatilt marked.

Det er imidlertid klart at effekten av endringer i kvotepris vil ha størst effekt på verdikjeder som håndterer større mengder CO₂, fremfor verdikjeder som håndterer mindre mengder. I denne sammenheng er det naturlig å trekke frem Gullfaks som håndterer desidert størst mengder CO₂, og også Volve, som i den andre enden av skalaen håndterer desidert minst. De resterende feltene ligger alle i noenlunde samme størrelsesorden omtrent midt mellom disse to feltene.

Videre er det naturlig at de felt som har det største totale EOR-volumet er mest eksponert for usikkerhet knyttet til oljepris. Igjen er det Gullfaks som er desidert størst i så måte, mens vi i den andre enden av skalaen finner Volve.

Det er imidlertid viktig å merke seg at mesteparten av EOR-volumet ligger i slutten av feltets økonomiske levetid, noe som medfører at nåverdien av dette volumet er betydelig lavere enn nominell verdi på produksjonstidspunktet for de fleste av feltene som er vurdert.

Ved en eventuell beslutning om videreføring vil neste fase i prosessen være knyttet til forhandlinger mellom partene i verdikjeden. Konfidensialitet av forretningsmessige data som er gitt av de ulike aktørene må også ivaretas da.

13.1 Usikkerhet

Studiene som er beskrevet i denne rapporten er gjort uten at det er gjennomført en verifikasjon av teknologi og kvantifisering av usikkerhet av kostnader og inntekter. Ved en eventuell videreføring vil det derfor være nødvendig å gjennomføre slik verifikasjon frem til en DG2, for å bekrefte om valgt teknologi kan benyttes, samt hvilken grad av usikkerhet som er knyttet til de økonomiske estimatene som fremkommer av rapporten.



14 REFERANSER

- [R1] TEKD-PR-002 Gassled Project Governance Process
- [R2] OD rapport "CO₂ for økt oljeutvinning på norsk kontinentalsokkel – en mulighetsstudie", 26.04.2005
- [R3] NVE rapport "Gasskraft med CO₂-håndtering – Verdikjedevurderinger", Oktober 2005
- [R4] Bellona rapport "CO₂ til EOR på norsk sokkel – en mulighetsstudie", August 2005
- [R5] Brev datert 5. januar 2006 fra Olje- og Energidepartementet (OED) til Gassco AS "Innledende forhandlinger mellom de kommersielle aktørene i en CO₂-kjede"
- [R6] Bellona notat "Transport av CO₂ over landegrenser"
- [R7] IKM rapport "Transportation of CO₂ pipeline CAPEX/OPEX study"
- [R8] Haugaland Næringspark "Skiptbasert transport av CO₂"
- [R9] "Carbon Capture for Storage in Deep Geologic Formations - Results from the CO₂ Capture Project - Volume 1" - ISBN 0 08 044574 8.