

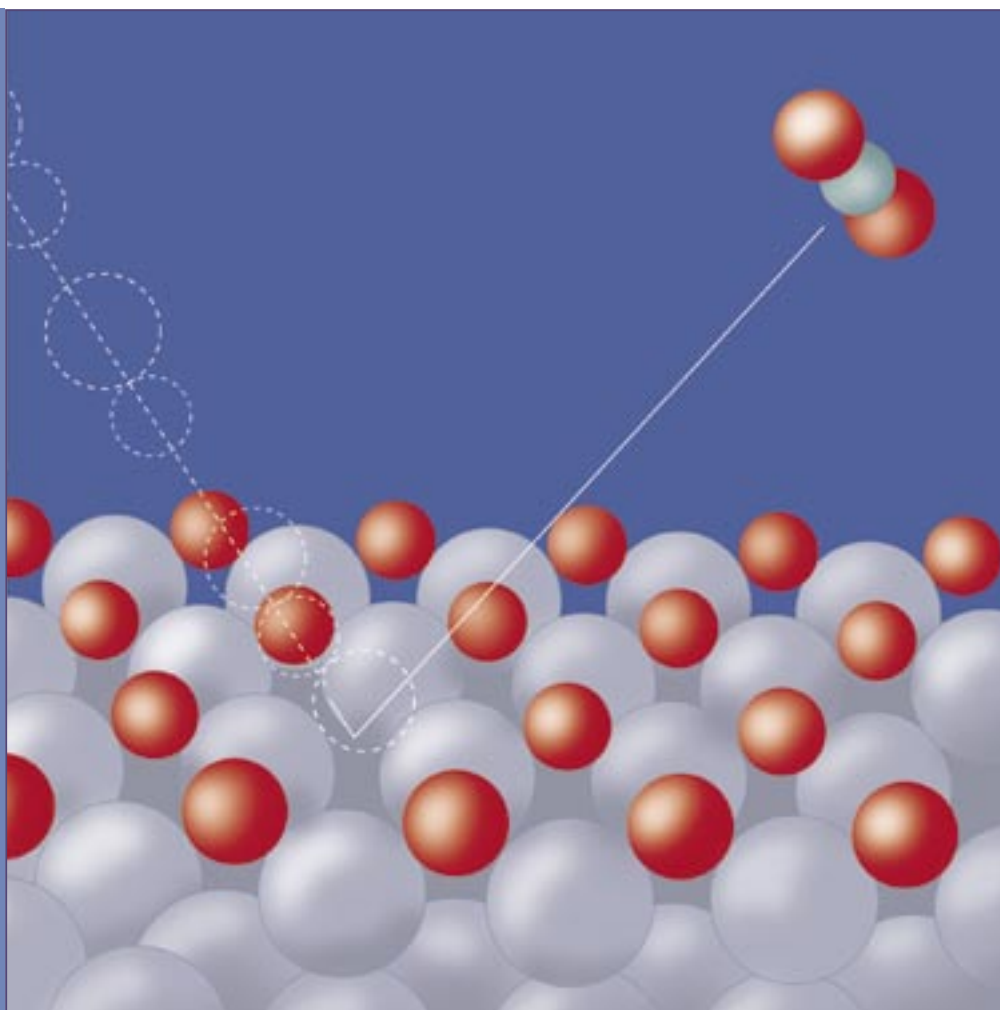
Gasskraft med CO₂-håndtering

Verdikjedevurderinger

Pål Tore Svendsen (red.)

20
2005

R
A
P
P
O
R
T



Gasskraft med CO₂-håndtering

- Verdikjedevurderinger

Rapport nr 20-2005 "Gasskraft med CO₂-håndtering"

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat
Redaktør: Pål Tore Svendsen
Forfattere: Pål Tore Svendsen, Kjell Thorsen, Asle Selfors

Trykk: NVEs hustrykkeri
Opplag: 100 stk.
Forsidebilde: Rune Stubrud (NVE)
ISSN: 1501-2832
ISBN: 82-410-0567-9

Sammendrag: Mulighetene for å realisere CO₂-håndtering og bruk av CO₂ offshore berører flere sentrale samfunnshensyn. Rapporten presenterer disse problemstillingene, samt lønnsomhetsberegninger for utvalgte verdikjeder. Risiko knyttet til realisering av slike verdikjeder diskuteres mot slutten av rapporten.

Lønnsomheten for potensielle investorer er for svak til å gi realisering med dagens rammebetingelser i den europeiske kraftsektoren og med dagens forventninger til langsiktig oljepris hos oljeselskapene. De scenariene som omfatter flere kraftverk og store leveranser til EOR over lengre perioder viser generelt bedre lønnsomhet enn enklere verdikjeder.

Det er tre faktorer som viser seg svært viktige for å få til lønnsomme verdikjeder for CO₂. Det kreves at det skaffes til veie omfattende volumer av CO₂, som ofte tilsier at det må håndteres CO₂ fra flere kilder samtidig. Det kreves videre at det finnes kjøpere for CO₂ over hele prosjektets levetid, noe som tilsier at det må leveres CO₂ til EOR til flere offshoreinstallasjoner i sekvens over prosjektets levetid. Forventninger om at et kvotesystem for CO₂ vil favorisere gasskraft med CO₂-håndtering over hele prosjektets levetid vil også forbedre forventningene til lønnsomheten betydelig, og dermed fremme realisering.

Lønnsomhetsberegningene gir ikke det fulle bildet av om realisering av verdikjeder for CO₂ vil være kommersielt fornuftig. I tillegg til lønnsomhetsberegninger er det nødvendig å vurdere risiko, samt hvordan denne fordeles mellom aktørene.

Emneord: Gass, gasskraft, CO₂, verdikjede, CO₂-håndtering

Norges vassdrags- og energidirektorat
Middelthuns gate 29
Postboks 5091 Majorstua
0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95
Telefaks: 22 95 90 00
Internett: www.nve.no

Oktober 2005

Innhold

Forord.....	1
Sammendrag.....	2
1 Innledning.....	7
1.1 Disposisjon	7
1.2 Bakgrunn	7
1.3 Hva ønsker man å oppnå?.....	8
1.3.1 Redusere nasjonale CO ₂ -utslipp	9
1.3.2 Redusere globale CO ₂ -utslipp	9
1.3.3 Øke inntjeningen på norsk sokkel.....	9
1.3.4 CO ₂ fanget og CO ₂ unngått	10
1.4 Verdikjeder for CO ₂	11
2 Kraftmarked og forsyningssikkerhet.....	13
2.1 Kraftmarkedet	13
2.2 Forsyningssikkerhet og innenlandsk kraftbalanse	13
2.3 Gasskraft kontra import - miljøvirkninger.....	15
2.4 Nettmessig riktig lokalisering av gasskraft.....	16
3 Gasskraft og separasjonsteknologi	17
3.1 Konvensjonell gasskraft	17
3.2 Kostnader ved CO ₂ -rensing fra gasskraft	18
3.3 Teknologiutvikling	22
3.4 Lokalisering.....	23
4 Beregningsforutsetninger	27
4.1 Scenarier	27
4.2 Tidsperspektiv.....	27
4.3 Beskrivelse av forretningsmodell.....	28
4.4 Kostnader	29
4.5 Inntekter.....	29
4.5.1 Salg av CO ₂	30
4.5.2 Inntekt fra salg av CO ₂ -kvoter	31
4.5.3 Restverdier.....	33
4.6 Prisforutsetninger.....	34
4.6.1 Råolje.....	34
4.6.2 Naturgass	35
4.6.3 Elektrisitet	36
4.6.4 CO ₂ -kvoter	36
4.6.5 Samvariasjon mellom priser	36
4.7 Forenklinger og forutsetninger	38
5 Resultater	40
5.1 Konvensjonell gasskraft på Tjeldbergodden.....	40
5.1.1 Beskrivelse.....	40
5.1.2 Lønnsomhet og sensitiviteter	40

5.2	CO ₂ -håndtering uten EOR på Tjeldbergodden	42
5.2.1	Beskrivelse	42
5.2.2	Lønnsomhet ved basisforutsetningene.....	42
5.2.3	Sensitiviteter	42
5.3	CO ₂ -håndtering uten EOR på Mongstad	45
5.3.1	Beskrivelse	45
5.3.2	Lønnsomhet ved basisforutsetningene.....	46
5.3.3	Sensitiviteter	46
5.4	CO ₂ -håndtering uten EOR på Kårstø	48
5.4.1	Beskrivelse	48
5.4.2	Lønnsomhet ved basisforutsetningene.....	48
5.4.3	Sensitiviteter	49
5.5	CO ₂ -håndtering med EOR på Tjeldbergodden	51
5.5.1	Beskrivelse	51
5.5.2	Lønnsomhet ved basisforutsetningene.....	51
5.5.3	Sensitiviteter	52
5.6	CO ₂ -håndtering med EOR på Mongstad	55
5.6.1	Beskrivelse	55
5.6.2	Lønnsomhet ved basisforutsetningene.....	55
5.6.3	Sensitiviteter	56
5.7	Mongstad – Tjeldbergodden – Gullfaks.....	58
5.7.1	Beskrivelse	58
5.7.2	Lønnsomhet ved basisforutsetningene.....	58
5.7.3	Sensitiviteter	59
5.8	Mongstad – TBO – Gullfaks – Ekofisk.....	61
5.8.1	Beskrivelse	61
5.8.2	Lønnsomhet ved basisforutsetningene.....	61
5.8.3	Sensitiviteter	62
5.9	Sammenfatning av beregninger	64
5.10	Risiko	66
	VEDLEGG	68
	Vedlegg 1: Rammebetingelser.....	69
	FNs Klimakonvensjon og Kyotoprotokollen.....	69
	OSPAR- og Londonkonvensjonene	71
	Internasjonale samarbeidsprosjekter	72
	Vedlegg 2: Renseteknologi og kilder	75
	Renseteknologi.....	75
	Kraftproduksjon med CO ₂ -håndtering	77
	Andre CO ₂ -kilder	79
	Vedlegg 3: Transport av CO₂	81
	Krav til CO ₂ som skal transporteres	81
	Lager og behov for ren lagring i perioder	82
	Kostnader.....	84
	Vedlegg 4: Endelig lagring av CO₂	86
	Lagringsmuligheter for CO ₂	86

Potensial for EOR.....	87
Aktuelle lagringsmuligheter offshore.....	88
Vedlegg 5: Referanser	90
Vedlegg 6: Definisjoner og data.....	92
Vedlegg 7: Dataark for beregninger.....	94
Vedlegg 8: Oppsummerende tabeller	100

Forord

NVE er ansvarlig myndighet for stasjonær energibruk på land i Norge, og er blant annet ansvarlig for å vurdere om planlagte gasskraftverk skal tildeles konsesjon etter energiloven. NVE har derfor valgt å bygge opp innsikt i mulighetene for håndtering av CO₂ fra gasskraftverk, både når det gjelder å rensing av CO₂-utslipp og mulighet for å lagre CO₂ på en forsvarlig og langsiktig måte.

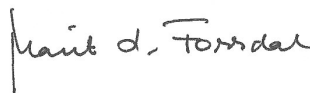
Dette dokumentet presenterer NVE sin vurdering av utsiktene for å realisere gasskraftverk med CO₂-håndtering i Norge og våre nærområder, med hovedvekt på tekniske og økonomiske muligheter og utfordringer.

Arbeidet med rapporten er utført i perioden april til oktober 2005, og både Gassnova og OED har bidratt med nyttige innspill. I forkant av og i løpet av arbeidet med rapporten har flere andre virksomheter publisert omfattende rapporter innenfor samme emne, og bidrag fra disse rapportene er utnyttet også i NVE sitt arbeid.

Oslo, oktober 2005



Agnar Aas
vassdrags- og
energidirektør



Marit Lundteigen Fossdal
avdelingsdirektør

Sammendrag

Problemstilling

Spørsmålet om CO₂-håndtering og bruk av CO₂ til økt oljeutvinning (EOR, Enhanced Oil Recovery) berører flere sentrale mål for myndighetene, blant annet:

- Målet om å fremme ny kraftproduksjon med akseptabel innvirkning på natur og miljø, innenfor rammene av et integrert europeisk kraftmarked
- Målsetningen om at norske forpliktelser etter Kyotoprotokollen skal oppfylles kostnadseffektivt
- Målsetningen om økt verdiskapning fra sokkelen og om å sørge for høy grad av ressursutnyttelse i petroleumsvirksomheten

NVE har et særlig ansvar for vurderinger av det norske kraftsystemet, og legger vekt på problemstillingene knyttet til ny kraftproduksjon, forsyningssikkerhet og fornuftig innpasning av ny produksjon i kraftnettet.

I det nordeuropeiske markedet for elektrisitet vil nye kraftutbygginger skje basert på vurderinger av lønnsomhet. Selv om det i dag er planer om utbygging av flere gasskraftverk i Norge vil usikkerheten når det gjelder langsiktige kraft-, kvote- og gasspriser, politisk behandling av gasskraftverk og realisering av ny infrastruktur for naturgass, gjøre lønnsomheten og gjennomførbarheten for disse prosjektene usikker.

Integrasjonen med det nordiske og nordeuropeiske kraftmarkedet innebærer at all kraftproduksjon i dette området står i et konkurranseforhold til hverandre, og til eventuell ny kraftproduksjon. Samtidig er utviklingen i kraftprisene i Norge i stadig større grad bestemt av utviklingen i det europeiske kraftmarkedet. Mulighetene for realisering av gasskraft med CO₂-håndtering i Norge må derfor sees i sammenheng med hvilke rammebetingelser som vil være gjeldende i andre land. Kraftproduksjonen i Europa er i stor grad basert på kullkraft og gasskraft uten CO₂-håndtering, og mesteparten av den nye kapasiteten som planlegges i Vest-Europa i dag er gasskraft uten CO₂-håndtering.

Norge er forpliktet til å redusere utslipp av klimagasser gjennom Kyotoprotokollen, og vil måtte benytte seg av kvotekjøp fra utlandet for å oppfylle disse forpliktelsene. Gasskraft med CO₂-håndtering i stedet for etablering av tilsvarende mengde konvensjonell gasskraft vil dermed redusere forventet vekst i Norges utgifter til kvotekjøp fra utlandet. Dette vil isolert sett gi staten en økonomisk gevinst. Hvorvidt CO₂-håndtering vil gi en tilsvarende gevinst for bedrifter som investerer i CO₂-håndtering er ikke like åpenbart, og vil avhenge av den langsiktige utformingen av Norges og EUs kvotesystemer på bedriftsnivå.

Teknologi for CO₂-håndtering er i varierende grad utviklet. Enkelte av teknologiene, som aminrensing, kan sies å være kommersielt tilgjengelige, men heller ikke disse er utprøvd i gasskraftverk av tilsvarende størrelse som de som er planlagt i Norge. Alle de kjente teknologikonseptene vil gi en betydelig økning i kostnadene ved å produsere kraft. Spørsmålet om realisering av slike verdikjeder knyttes dermed til hvorvidt tiltaket oppfattes som samfunnsmessig rasjonelt og samtidig som kommersielt fornuftig av de aktørene som forventes å realisere verdikjedene. Spørsmålet belyses som en avveining

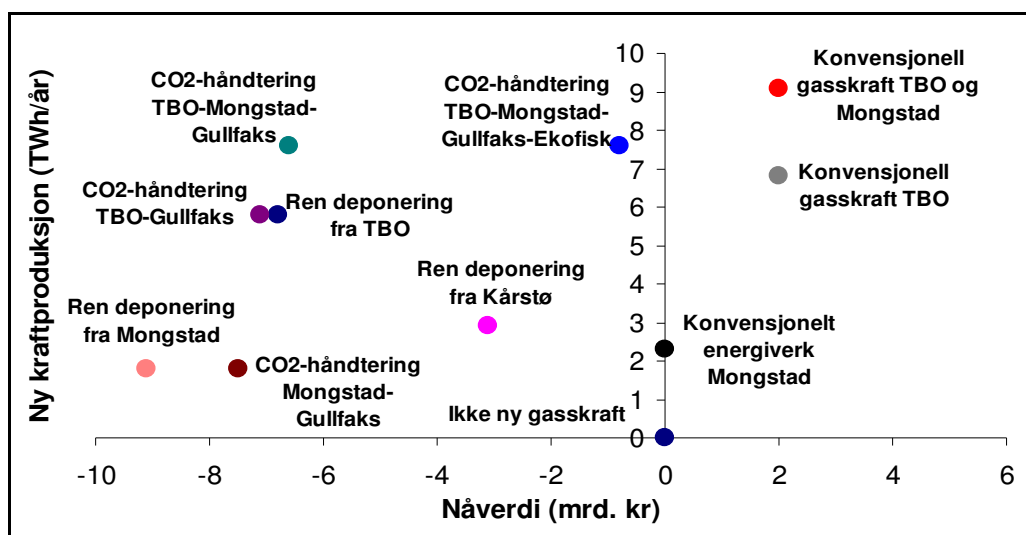
mellom de økte kostnadene som CO₂-håndtering medfører versus tiltak som kan bedre lønnsomheten, for eksempel ved salg av utskilt CO₂ fra gasskraftverket til installasjoner offshore.

NVE har ikke tatt stilling til hvilke teknologiløsninger det er hensiktsmessig å satse på, eller når. NVE har heller ikke gjort selvstendige vurderinger av mulighetene for injeksjon av CO₂ på sokkelen. Andre etater (i særlig grad OD) har langt større ekspertise på dette enn NVE, og NVE har lagt deres vurderinger [9] til grunn for sine lønnsomhetsberegninger.

Lønnsomhet

Lønnsomhetsberegninger er gjennomført for ulike gasskraftalternativer både med og uten muligheter til videresalg av CO₂. I tillegg er det gjort en rekke sensitivitetsanalyser av sentrale forutsetninger. Hovedberegningene er organisert som ulike scenarier ut fra planlagte gasskraftprosjekter i Norge. Risikoen og usikkerheten i slike scenarier er svært stor. Det er ikke gjort forsøk på å prissette denne risikoen i lønnsomhetsvurderingene. Lønnsomhetsberegningene gir derfor ikke det fulle bildet av om realisering av verdikjeder for CO₂ beskrevet i rapporten vil være kommersielt fornuftig. Lønnsomhetsberegningene er gjort med et prosjektøkonomisk ståsted, ikke samfunnsøkonomisk.

Lønnsomhetsberegninger for utvalgte scenarier, basert på noen av de konsesjonssøkte gasskraftverkene, oppsummeres i figuren under. Figuren viser sammenhengen mellom beregnet lønnsomhet (i form av nåverdi) for verdikjeden og bidrag til innenlands kraftproduksjon. Resultatene viser endringene som vil skje innenfor Norges grenser. Tallene er således ikke representative for den globale nettoeffekten av tiltakene. Det er heller ikke gjort vurderinger av hva de ulike valgene eventuelt vil erstatte eller erstattes av innenfor Norges grenser.



Sammenligning av beregnet lønnsomhet (nåverdi) og kraftproduksjon¹

¹ TBO = Tjeldbergodden

Figuren viser til sammen elleve scenarier, fra det å ikke realisere noen av de planlagte anleggene, via å bygge konvensjonell gasskraft, til å realisere gasskraft med CO₂-håndtering i varierende grad, gitt alle de forutsetninger som beskrives i rapportens hoveddel. Det er gjort et betydelig antall forutsetninger for beregningene, som er forsøkt diskutert og beskrevet gjennom rapporten.

Figuren illustrerer at de beskrevne scenariene kan realisere opp til 9 TWh ny kraftproduksjon, ved bygging av konvensjonell kraftproduksjon på Mongstad og Tjeldbergodden. Figuren illustrerer også at CO₂-håndtering medfører redusert kraftproduksjon på grunn av energiforbruk i håndteringsprosessen.

Selv gasskraftverk med CO₂-håndtering vil slippe ut noe CO₂, og vil medføre vekst i de nasjonale CO₂-utslippene. Dersom realisering av CO₂-håndtering også omfatter eksisterende utslipp (som forutsatt på Mongstad) vil imidlertid nettoeffekten kunne være en reduksjon av de nasjonale utslippene.

Lønnsomheten i CO₂-håndtering er for svak til å gi realisering med dagens priser og rammebetingelser i den europeiske kraftsektoren og med dagens forventninger til langsiktig oljepris hos oljeselskapene, selv ved salg av CO₂ til offshorevirksomheten (det er benyttet 30 USD/fat som langsiktig forventning om råoljepris). Scenariet med flere kilder og flere sluk for CO₂ (Tjeldbergodden-Mongstad-Gullfaks-Ekofisk) er ikke lønnsomt, men viser klart best resultat blant alternativene som inkluderer CO₂-håndtering. Her forutsettes det at det renses CO₂ fra flere gasskraftverk samtidig, mens det leveres CO₂ til to oljefelter i sekvens, først til Gullfaks i ti år og deretter til Ekofisk i 15 år. Det er betydelige usikkerheter knyttet til mulighetene for å ta i bruk CO₂ til EOR ved Ekofiskfeltet, og til betalingsviljen for CO₂ dersom mulighetene skulle være tilstede. Beregningene bør derfor først og fremst betraktes som et regneksempel på hvilket potensial som ligger i å få forlenget perioden med betaling for levert CO₂.

Beregningene viser at det er tre faktorer som er svært viktige for lønnsomheten av verdikjeder for CO₂:

- Det kreves at det skaffes til veie omfattende volumer av CO₂, som tilsier at det må håndteres CO₂ fra flere kilder samtidig
- Det kreves at det finnes kjøpere for CO₂ over hele prosjektets levetid, noe som tilsier at det må leveres CO₂ til EOR til flere offshoreinstallasjoner i sekvens
- Forventninger om at et kvotesystem for CO₂ vil favorisere gasskraft med CO₂-håndtering over hele prosjektets levetid vil forbedre forventningene til lønnsomheten betydelig, og dermed fremme realisering. Det er ikke alle mulige utforminger av kvotesystemer på bedriftsnivå som vil gi betydelige incentiver til investering i CO₂-håndtering

I diskusjonen rundt CO₂-håndtering er det hele tiden lagt stor vekt på teknologiutvikling og kostnadsreduksjon som middel for å bringe realisering av slik håndtering nærmere. Forbedringer av renseteknologi vil kunne gi betydelige forbedringer av lønnsomheten i verdikjedene, men selv kvantesprang i teknologi relativt til det som synes oppnåelig i dag, vil ikke alene lede til lønnsom CO₂-håndtering fra enkeltkraftverk. Elementene nevnt

ovenfor vurderes således å være av minst like stor viktighet for realisering av verdikjeder for CO₂ som utvikling av teknologi for fangst av CO₂.

Til grunn for beregningene er det gjort en rekke forutsetninger og forenklinger (se Kap. 4.7), som samlet sett vurderes å medføre at lønnsomhetsberegningene tegner et litt for optimistisk bilde av lønnsomheten i de enkelte scenariene. Beregningene i rapporten er også gjort med en kalkulasjonsrente på 7 %, noe som forventningsvis ikke stemmer overens med private bedrifters avkastningskrav.

Risiko

Lønnsomhetsberegningene presentert over gir ikke det fulle bildet av om realisering av verdikjeder for CO₂ som beskrevet i rapporten vil være kommersielt fornuftig. I tillegg til lønnsomhetsberegninger trengs det en vurdering av risiko, det vil si hvor store oppsidene og nedsidene er for de ulike leddene i verdikjeden dersom ikke alt utvikler seg som forutsatt, samt hvordan denne risikoen fordeles mellom aktørene.

Risikoen og usikkerheten knyttet til større verdikjeder for CO₂ er svært stor. Prosjektene omfatter virksomheter som opererer i konkurranseutsatte markeder, med ulik tidshorisont for virksomhet og beslutninger. Utfordringer knyttet til koordinering og samordning vurderes således som betydelige.

Det finnes ikke erfaring med bruk av CO₂ til EOR i oljefelt med samme egenskaper som typiske felter på norsk sokkel. Statoil har gjort detaljerte simuleringer av bruk av CO₂ på Gullfaksfeltet, men siden en ikke har sammenlignbare prosjekter, må anslagene for økt oljeutvinning basert på bruk av CO₂ betraktes som svært usikre, med mulighet for både betydelige oppsider og betydelige nedsider. Offshore modifikasjoner og brønnkostnader må også betraktes som usikre. Samtidig vurderes disse estimatene som helt avgjørende for lønnsomheten ved bruk av CO₂ til EOR, noe som i betydelig grad bidrar til høy risiko i slike prosjekter.

Med bakgrunn i vurderingene og sensitivitetsberegningene gjort i denne rapporten synes disse risikofaktorene å spille en stor rolle:

- Risiko for hvor mye ekstra olje en kan utvinne per tonn CO₂ injisert
- Risiko for endringer i energi- og kvotepriser, spesielt råoljepris
- Risiko for endrede rammebetingelser (som for eksempel endringer i kvotesystem og kvotetildeling og offentlig og juridisk aksept for langtidslagring av CO₂)
- Forventninger om videre teknologiutvikling, spørsmålet om hvorvidt det vil lønne seg å investere med bakgrunn i dagens teknologi eller om det vil være mer lønnsomt å utsette en eventuell beslutning i påvente av bedre teknologi og lavere kostnader
- Risiko knyttet til variasjon i produksjon og behov for CO₂ over tid

Risiko relativt til investert kapital er også av betydning. Verdikjeder for CO₂ er preget av store, ugjenkallelige investeringer, og størrelsen på disse er stor nok til at mange aktører ikke vil kunne gjøre slike investeringer. Aktører som har nødvendig størrelse kan, med

bakgrunn i de store verdiene som settes inn, velge å stille krav om svært lav risiko eller svært høy avkastning. Risikovurderingene kan medføre at prosjekter som vurderes som lønnsomme ved basisforutsetningene kan vurderes som lite kommersielt fornuftige (på grunn av betydelige nedsider).

Risiko med hensyn til hvor mye ekstra olje en kan utvinne per tonn injisert og risiko knyttet til fremtidig råoljepris synes spesielt viktig for offshoreaktørene sin vurdering av å ta i bruk CO₂ for økt oljeutvinning.

I vurderingene rundt realisering av verdikjeder for CO₂ bør vurderinger av hvordan ulike typer av risiko skal håndteres og fordeles mellom aktørene spille en betydelig rolle. Selv om evnen til å bære risiko kan være større hos myndighetene enn hos enkeltaktører, er risiko av betydning også for myndighetenes vurderinger.

1 Innledning

1.1 Disposisjon

Rapporten innledes med en gjennomgang av bakgrunnen for diskusjonen rundt CO₂-håndtering, klimaproblematikk, kraftbalansen og økt oljeutvinning. Viktige avtaler, begreper og dokumenter i diskusjonen rundt investering i verdikjeder for CO₂ gjennomgås også (Kap. 1). I Kap. 2 blir viktige forhold knyttet til det norske kraftsystemet gjennomgått. Gasskraft og separasjonsteknologi vurderes i Kap. 3.

Selve lønnsomhetsvurderingene av aktuelle verdikjeder gjøres med en gjennomgang av beregningsforutsetningene som er nødvendige (Kap. 4), etterfulgt av presentasjon av de ulike resultatene (Kap. 5).

En nærmere gjennomgang av rammebetingelser, klimapolitikk, renseteknologi, CO₂-kilder og transport og endelig lagring av CO₂ finnes i vedleggsdelen av rapporten.

1.2 Bakgrunn

Spørsmålet om gasskraft med eller uten CO₂-håndtering sett i forhold til ønsket om å sikre kraftforsyningen og oppfylle Norges klimaforpliktelser har vært gjenstand for stor interesse i mange år. Den siste tiden har det vært økt oppmerksomhet rundt mulighetene for å etablere såkalte verdikjeder for CO₂ som utnytter CO₂ til økt oljeutvinning.

Mulighetene for å realisere CO₂-håndtering og bruk av CO₂ til EOR (Enhanced Oil Recovery, økt oljeproduksjon) berører flere sentrale målsetninger for myndighetene, blant annet:

- Målet om å fremme ny kraftproduksjon med akseptabel innvirkning på natur og miljø, innenfor rammene av et integrert europeisk kraftmarked
- Målsetningen om at norske forpliktelser etter Kyotoprotokollen skal oppfylles kostnadseffektivt
- Målsetningen om økt verdiskapning fra sokkelen og om å sørge for høy grad av ressursutnyttelse i petroleumsvirksomheten

Problematikken rundt CO₂-håndtering, kraftbalanse og økt oljeutvinning er omtalt i flere offentlige dokumenter, spesielt gjennom:

- St. meld. nr. 9 (2002-2003) Om innenlands bruk av naturgass mv.
- St. meld. nr. 18 (2003-2004) Om forsyningssikkerheten for strøm mv.
- St. meld. nr. 38 (2003-2004) Om petroleumsvirksomheten
- St. meld. nr. 47 (2003-2004) Om innovasjonsverksemda for miljøvennlege gasskraftteknologiar mv.

I St. melding nr. 9 (2002-2003) og nr. 18 (2003-2004) ble det lagt opp til virkemidler som statlig støtte til teknologi- og produktutvikling for CO₂-frie gasskraftverk, med sikte på en raskest mulig realisering av CO₂-håndtering. 1.1. 2005 ble det opprettet et

innovasjonssenter for miljøvennlig gasskraftteknologi i Grenland, Gassnova, som sammen med Norges forskningsråd (NFR) forventes å spille en betydelig rolle på dette feltet. I St. meld. nr. 38 (2003-2004) er det fastslått at Regjeringen vil arbeide for tilrettelegging for bruk av CO₂ for økt oljeutvinning på norsk kontinentalsokkel.

Norge har gjennom sin ratifikasjon av Kyotoprotokollen forpliktet seg til å sørge for at de årlige klimagassutslippene i perioden 2008-2012 i gjennomsnitt ikke er mer enn 1 % høyere enn utslippene i 1990, mens de reelle utslippene for 2004 viser en 11 % vekst, med en stigende trend. Det er CO₂ som dominerer både det totale volumet av klimagasser og utslippsveksten siden 1990.

Det er altså via Kyotoprotokollen at Norge har påtatt seg sine klimaforpliktelser. Kyotoprotokollen åpner for kvotehandel mellom land, slik at land som regner med å kunne oppfylle sine mål ved andre tiltak kan selge utslippsrettigheter til andre land. Det er i Kyotoperioden også åpnet for ulike typer av felles gjennomføringsprosjekter som Joint Implementation (JI) og Clean Development Mechanism (CDM). Hensikten med de fleksible mekanismene har vært å søke å utløse de billigste tiltakene over landegrensene, slik at gjennomføringen av Kyotoprotokollen skjer på en mest mulig kostnadseffektiv måte. For en nærmere beskrivelse av Kyotoprotokollen og kvotesystemene henvises det til Vedlegg 1.

For vurderingene av gasskraft med CO₂-håndtering vil det eksistere to perspektiver på kvotesystemer for CO₂. Det første er hvordan bedriftene vil løse de forpliktelsene som de pålegges for å redusere utslipp av CO₂, mens det andre er hvordan tilsvarende utfordringer skal løses på nasjonalt nivå.

Gasskraft med CO₂-håndtering og bruk av CO₂ til økt oljeutvinning er en omfattende og komplisert problemstilling, som involverer flere ulike målsetninger, næringer og markeder. En analyse av problemstillingen forutsetter vurderinger av kraftmarkedet, leverandørindustri (kraftproduksjon, renseteknologi, offshore), olje- og gassmarkedet og internasjonale kvotemarkeder.

NVE sitt perspektiv med basis i kraftsektoren og landbasert energiforsyning medfører at fokus i denne rapporten vil være på å redusere utslipp av CO₂ knyttet til realisering av økt kraftproduksjon innenlands. Muligheten for økt oljeutvinning og dermed en betalingsvilje for CO₂ offshore er i denne sammenheng en viktig oppside som kan gjøre realisering av CO₂-håndtering ved gasskraftverk mer interessant.

1.3 Hva ønsker man å oppnå?

I den norske CO₂-debatten betraktes mulighetene for å etablere verdikjeder (rensing – transport – varig lagring) for CO₂ i to forskjellige perspektiver. I drøfting av problematikken rundt CO₂-utslipp fra gasskraft er det muligheten for å gjennomføre utslippreduserende tiltak nasjonalt som har fokus. Parallelt har det også vært stor oppmerksomhet om mulighetene for å bedre ressursutnyttelsen på norsk sokkel. En verdikjede for CO₂ anses å gi muligheter for å oppnå begge disse målene. Likevel er instruktivt å være bevisst på om det er ren forretning (for oljeselskapene og/eller for den norske staten) eller et miljøtiltak for å redusere nasjonale eller globale utslipp av CO₂ en ønsker å vurdere og eventuelt investere i. Målsetningene for tiltaket legger viktige

premisser for å vurdere kostnadseffektiviteten og lønnsomheten ved å etablere verdikjeder for CO₂.

I dette kapittelet gis det en nærmere gjennomgang av mulige innfallsvinkler for spørsmålet om CO₂-håndtering, og deres betydning for vurderingene som gjøres.

1.3.1 Redusere nasjonale CO₂-utslipp

En del av vurderingene av CO₂-håndtering som klimatiltak bygger på forutsetningen om at det er ønskelig å gjennomføre nasjonale tiltak for å overholde Norges Kyotoforpliktelser. I en slik vurdering vil det være naturlig å vurdere kostnadene ved CO₂-håndtering opp mot kostnadene ved andre tiltak innenlands. Blant annet har SFT nylig utført tiltaksanalyser som omfatter en rekke tiltak for reduksjon av klimagassutslipp i Norge [46].

I dag har en ikke fossilbasert kraftproduksjon av betydning på land i Norge, og kraftforsyningen har derfor minimale utslipp sammenlignet med andre land. Dersom en i stor grad ønsker å overholde Norges Kyotoforpliktelser ved hjelp av tiltak innenlands, kan det vise seg å være nødvendig å håndtere CO₂ fra eventuelle gasskraftverk [46, s. 61]. CO₂-håndtering fra gasskraft vil imidlertid ikke være nok til å overholde Norges forpliktelser ved tiltak innenlands, fordi en er avhengig av å oppnå en reduksjon i forhold til dagens situasjon. Det vil kreve tiltak i andre sektorer enn kraftsektoren.

1.3.2 Redusere globale CO₂-utslipp

Dersom målet er å redusere de globale CO₂-utslippene (samtidig som en overholder Norges Kyotoforpliktelser), kan vurderingen bli noe annerledes. Da bør tiltakskostnad for reduksjon av CO₂-utslipp i Norge vurderes opp mot kostnad for reduksjon av utslipp andre steder, gjennom Kyotomekanismene (kjøp av kvoter fra utlandet). I et slikt perspektiv kan CO₂-håndtering fra gasskraftverk være relativt dyrt i Kyotoperioden, det synes blant annet å være rimeligere å redusere utslipp fra visse typer annen industri, som sementproduksjon.

Et mulig bidrag til å sørge for reduksjon i globale utslipp vil være å inkludere mest mulig av de avgiftsbelagte norske utslippene av klimagasser i et kvotesystem, slik at de pengene bedriftene ellers ville betalt til staten som en fiskal miljøavgift i stedet går til utslippsreducerende tiltak.

1.3.3 Øke inntjeningen på norsk sokkel

CO₂ kan benyttes for å øke utvinningen fra olje- og gassreservoarer. Dersom økt oljeproduksjon ved bruk av CO₂ vurderes som et fornuftig tiltak, blir problemstillingen orientert mot hvor det kan skaffes CO₂ til lavest kostnad. Med stor oppmerksomhet rettet mot økt oljeutvinning og rimelig CO₂ vil en i et norsk perspektiv sannsynligvis velge å rense CO₂ fra industri og utenlandske kullkraftverk før en renser fra gasskraftverk. Dette gjelder dersom transportavstandene fra kilde til sluk er sammenlignbare, fordi fangstkostnadene for CO₂ fra andre kilder synes å være lavere.

Et av paradoksene som kan oppstå som følge av vekslende synsvinkler ligger i global miljøeffekt. Dersom den CO₂ som blir håndtert fra for eksempel gasskraftverk benyttes til økt oljeutvinning som ikke vil finne sted uten bruk av CO₂, vil bruk av denne oljen med

stor sikkerhet medføre egne utslipp. Videre vil rensing av CO₂ fra gasskraftverk kreve mer energi for å produsere den samme kraftmengden enn uten CO₂-rensing. Det betyr at kraftsektoren i gjennomsnitt vil kreve mer utvinning av fossil energi, noe som isolert sett bidrar til økte utslipp forbundet med utvinningen. NVE er ikke kjent med at det er gjort grundige livsløpsundersøkelser av slike tiltak langs linjene beskrevet her, men det kan gjøres noen forenklete betraktninger.

Det amerikanske olje- og energidepartementet oppgir gjennomsnittlig karboninnhold for råolje forbrukt i amerikanske raffinerier i perioden 1990-2000 til om lag 20,2 mill. tonn C/10¹⁵ BTU [38]. Hvis en antar at dette karboninnholdet er representativt også for olje fra norsk sokkel og regner om til norske enheter², vil omdanning av alt karbon i et fat råolje til CO₂ gi om lag 0,4 tonn CO₂. Til sammenligning sier en tommelfingerregel at bruk av ett tonn CO₂ til økt oljeutvinning på norsk sokkel kan gi 2,5 fat råolje. Nettovirkningen i denne betraktningen vil altså være at bruk av ett tonn CO₂ til økt oljeutvinning offshore vil føre til utslipp av om lag ett tonn CO₂ andre steder. Dersom den samme mengden med CO₂ benyttes for EOR i flere omganger, vil netto utslipp bli ennå høyere.

På kort sikt ville det energibehovet som dekkes av EOR-oljen sannsynligvis dekkes av annen råolje, eller andre fossile energibærere, og en kan argumentere for at det ikke vil være noen netto utslippseffekt. Over et langt tidsperspektiv, der en betrakter utslippene ut fra at det finnes en endelig mengde med fossile energiresurser i verden, vil imidlertid EOR-olje som ellers ville blitt igjen i reservoaret måtte sies å bidra til å øke de globale utslippene. Dersom en introduserer energitapene forbundet med oljeproduksjon, kraftproduksjon og CO₂-håndtering i dette regnestykket vil en få et enda høyere nettoutslipp av CO₂.

Avklaring av slike problemstillinger er ikke tema for denne rapporten, men de kan stå som en illustrasjon på at det er viktig å ha et avklart forhold til hvorfor en ønsker å vurdere verdikjeder for CO₂.

1.3.4 CO₂ fanget og CO₂ unngått

Som nevnt i forrige kapittel er det viktig å presisere hva en ønsker å oppnå med å introdusere CO₂-håndtering, og i hvilket perspektiv en betrakter behandlet CO₂. I denne sammenhengen er det viktig å skille mellom fanget CO₂ (CO₂ captured) og unngått CO₂ (CO₂ avoided).

Fanget CO₂ utgjør den faktiske mengden som fysisk blir separert ut og lagret i en verdikjede for CO₂, og er spesielt relevant i forhold til kommersiell utnyttelse av CO₂.

Unngått CO₂ innebærer en sammenligning med et basisalternativ der CO₂-håndtering ikke inngår, og er spesielt relevant for betraktningene rundt miljøgevinster og klimaeffekter.

I og med at CO₂-separasjon og transport er energikrevende (og dermed i seg selv leder til dannelse av CO₂) vil mengden av CO₂ fanget være større enn CO₂ unngått. Tilsvarende vil kostnader for håndtering per tonn CO₂ unngått være større enn kostnadene per tonn CO₂ fanget.

² Molvekt for Karbon (C) = 12, Molvekt for CO₂ = 44, 1 fat råolje inneholder om lag 5,8 mill. BTU (British Thermal Unit) kjemisk bundet energi

I Tabell 1.1 er forskjellen mellom de to størrelsene illustrert, basert på sammenligning av et konvensjonelt gasskraftverk med et gasskraftverk med aminrenseanlegg med samme nettoproduksjon av elektrisk kraft [28]. Det er antatt en naturgass som gir dannelse av 0,2 kg CO₂ per kWh naturgass som forbrennes (basert på nedre brennverdi på om lag 10 kWh/Sm³).

Tabell 1.1 Sammenligning mellom CO₂ fanget og CO₂ unngått

		CCGT	CCGT med aminrensing
Netto effekt	(MW)	392	392
Brukstid	(timer)	8100	8100
Virkningsgrad	(%)	58 %	49 %
Årsproduksjon	(TWh)	3,18	3,18
Rensegrad	(%)	0 %	86 %
CO ₂ -produsert	(mill. tonn)	1,11	1,30
CO₂ fanget	(mill. tonn)	0	1,12
CO ₂ utslipp	(mill. tonn)	1,11	0,18
CO₂ unngått	(mill. tonn)	0	0,93

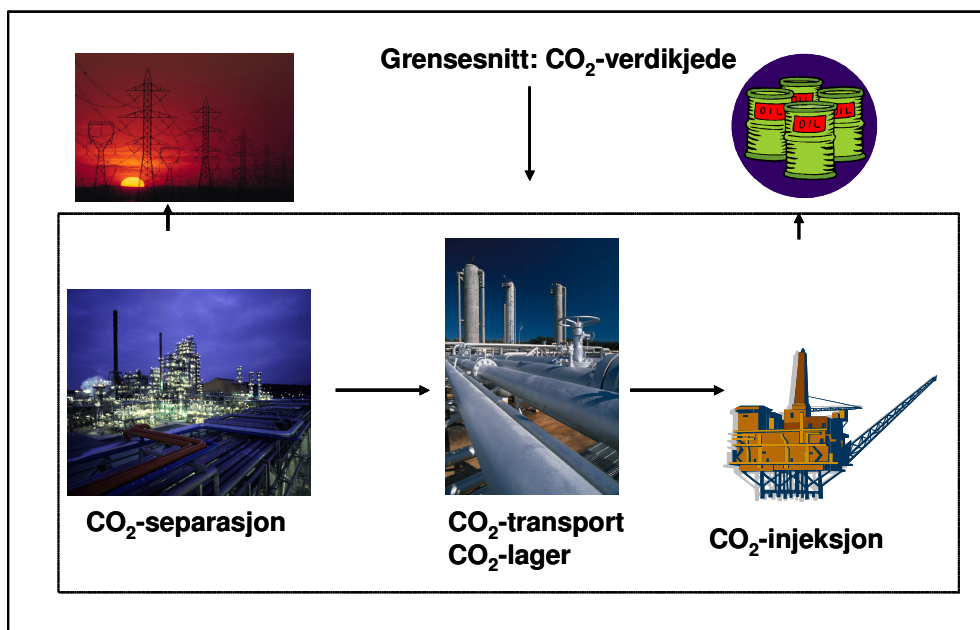
Fra tabellen ser en at introduksjon av rensing av CO₂ i kraftverket sørger for at 1,12 mill. tonn CO₂ blir tatt hånd om hvert år og kan utnyttes kommersielt (CO₂ fanget), mens utslippet av CO₂ bare er redusert med 0,93 mill. tonn CO₂ hvert år (CO₂ unngått) i forhold til om det ble bygget et konvensjonelt kraftverk. Forskjellen mellom CO₂ fanget og CO₂ unngått vil typisk ligge på om lag 20 % ved CO₂-rensing fra gasskraftverk med dagens teknologi, og skyldes altså at renseprosessen for CO₂ i seg selv er energikrevende.

1.4 Verdikjeder for CO₂

I denne rapporten vurderes lønnsomheten ved gasskraft med CO₂-håndtering ved hjelp av noen eksempler (scenarier) på mulige verdikjeder for CO₂. Begrepet verdikjede brukes i mange sammenhenger, men i denne rapporten er en verdikjede for CO₂ ment å omfatte tre ledd:

1. Separasjon av CO₂ fra kraftproduksjon og industri, inkludert tørking, kjøling og kompresjon
2. Transport av CO₂ til egnet sted for endelig lagring
3. Endelig lagring eller bruk av CO₂ (inkludert mulig utnyttelse til EOR)

Det er for enkelhets skyld valgt å benytte begrepet verdikjede både for scenarier der en får betalt for levert CO₂ og der CO₂ går til ren lagring, samt for alle kombinasjoner av lagring og EOR. Verdikjeden for CO₂ er illustrert i Figur 1.1.



Figur 1.1 Verdikjeden for CO₂

I lønnsomhetsberegningene som presenteres senere i rapporten vil forretningsmodellen som benyttes ha et annet grensesnitt (et annet skille mellom hvilke virksomheter som inkluderes i beregningene og hva som er eksterne virksomheter) enn verdikjeden som skisseres i Figur 1.1. Dette skyldes behovet for en forenklet betraktning av offshoredelen av verdikjeden, hvor ikke NVE har bra nok data til å lage en fullverdig nåverdimodell (se Kap. 4.3).

2 Kraftmarked og forsyningssikkerhet

Kraftmarkedet, den innenlandske kraftbalansen og forsyningssikkerheten for elektrisk kraft er viktige elementer i vurderingene av introduksjon av storskala, fossilbasert kraftproduksjon i Norge. I dette kapitlet gjennomgås slike problemstillinger på et overordnet nivå.

2.1 Kraftmarkedet

Med energiloven fra 1991 ble det innført konkurranse innen produksjon og omsetning av elektrisk kraft i Norge. Målene med dette er blant annet å utnytte ressursene i energiforsyningen mer effektivt og å sørge for en sikker elektrisitetsforsyning.

Norge utgjør sammen med Danmark, Finland og Sverige et nordisk kraftmarked. Dette innebærer at kraftprodusenter, kraftleverandører og store forbrukere fritt kan kjøpe og selge kraft i konkurranse med produsenter og forbrukere i de øvrige nordiske landene. Nord Pool er den felles nordiske kraftbørsen, og her kjøpes og selges strøm på samme måte som det handles på andre børser.

En viktig begrunnelse for liberaliseringen av kraftmarkedet var at prismekanismen skal gi signaler til produsenter og forbrukere om verdien og nytten av elektrisk kraft til enhver tid. Økende kraftpriser vil på lengre sikt gi kraftprodusentene incentiver til å investere i økt kraftproduksjon, og forbrukerne incentiver til å redusere sitt forbruk av elektrisk kraft.

Investeringer i ny produksjon vil komme når prisene på elektrisk kraft blir høye nok til å gi tilfredsstillende avkastning på investeringer i produksjon. For gasskraft vil prisdifferansen mellom energi i form av gass og energi i form av elektrisk kraft være avgjørende. Det er ikke gitt at det vil være gasskraft som er mest lønnsomt å fase inn i konkurranse med vannkraft, kullkraft, vindkraft, kjernekraft etc.

Fordeling og lokalisering av ny kraftproduksjon mellom landene vil også avgjøres av markedet, investeringene vil komme der de lønner seg mest for utbygger. Det betyr at betydelig strengere rammebetingelser i Norge enn i nabolandene, som medfører høyere investeringskostnader eller høyere risiko, vil medføre at investeringene ikke skjer i Norge. Dette betyr at det er problematisk å stille krav fra myndighetene om CO₂-håndtering fra gasskraftverk i Norge, dersom dette ikke gjøres i våre naboland. Om gasskraftverk med CO₂-håndtering oppleves som lønnsomt med en akseptabel risiko av potensielle investorer, så vil investorene selv sørge for at slike prosjekter realiseres. Dersom potensielle investorer ikke vurderer slike prosjekter som kommersielt fornuftige vil deres alternativ til investering være å ikke bygge gasskraft i Norge.

2.2 Forsyningssikkerhet og innenlandsk kraftbalanse

Forsyningssikkerhet omfatter for Norges vedkommende særlig to forhold:

- Et robust kraftsystem der en unngår lengre avbrudd

- Evne til å tåle vesentlig produksjonsreduksjon i tørrår

Ved vurdering av nye produksjonsanlegg er det særlig tørrårsproblematikken som er relevant. Økt forsyningssikkerhet i tørrår kan defineres som redusert sannsynlighet for uakseptabelt høye kraftpriser og tvangsmessig utkobling (rasjonering).

Norsk kraftforsyning karakteriseres ved sterk avhengighet av vannkraft, stor årlig variasjon i produksjonen og begrenset overføringskapasitet mot utlandet. Det norske kraftsystemet er i 2005 bygget ut til en årlig midlere produksjonsevne på om lag 120 TWh, hvorav vel 119 TWh kommer fra vannkraft. Vannkraftproduksjonen vil variere sterkt med tilsigsforholdene, fra ned mot 89 TWh i ekstreme tørrår til opp mot 150 TWh i våtår. Det er særlig muligheten for at det i enkelte år blir betydelig reduksjon i tilsiget som bekymrer. Bortfall av mellom 20 og 30 TWh sett mot normalen vil med dagens avhengighet av elektrisk kraft være en stor utfordring å håndtere.

Skjer et vesentlig bortfall i produksjonen må dette kompenseres ved en kombinasjon av økt import og redusert forbruk. Importmulighetene vil avhenge av fysisk overføringskapasitet, begrensninger i drift av anleggene, begrensninger i muligheter for produksjonsøkning i utlandet og hvor raskt en kommer i gang med vesentlig import. Må store deler av reduksjonen tas ved redusert etterspørsel, fordrer dette høye priser i en lang periode og i spesielle tilfeller kan det oppstå behov for rasjonering gjennom utkobling. Begrensninger i overføringskapasitet mellom regioner kan i tillegg gi vesentlig større problemer for enkelte fylker eller områder.

Evnen til å tåle vesentlig bortfall av produksjon kan økes på tre måter: Sluttbrukertiltak (tilbakekjøp fra industri, mer varmfleksibilitet, andre kontrakter), styrket overføringskapasitet og økt innenlandsk produksjonskapasitet. Det kan være behov for alle tre typer tiltak, men i denne rapporten er det sistnevnte forhold som er mest interessant.

Generelt har all økt kraftproduksjonskapasitet en positiv virkning for forsyningssikkerheten. Anlegg med stor kapasitet, anlegg som ikke er avhengig av klimatiske forhold og anlegg i spesielt utsatte regioner er spesielt nyttig for forsyningssikkerheten.

Kraftbalansen er en av flere indikatorer på grad av forsyningssikkerhet. Kraftbalansen i Norge defineres som forholdet mellom innenlandsk kraftproduksjon i nedbørmessige normalår og forventet innenlandsk forbruk i et temperaturmessig normalår. Ved svak kraftbalanse vil mye av importkapasiteten allerede være utnyttet i normalår. Dette tilsier et behov for betydelig reduksjon i det innenlandske forbruket i tørrår, noe som kan gi høye priser og utkobling.

Skal økt kraftproduksjon i Norge forbedre forsyningssikkerheten gjennom bedre kraftbalanse, forutsettes det at økningen i kraftproduksjonen er større enn tilhørende økning i innenlandsk etterspørsel. Forsyningssikkerheten avhenger imidlertid ikke bare av kraftbalansen. Selv om produksjon og etterspørsel i et normalår skulle være tilnærmet like stor, vil muligheter for bortfall av inntil 30 TWh i enkelte år være en betydelig utfordring.

I rapport 4/2002, Kraftbalansen i Norge mot 2015 [25], gjorde NVE en framskrivning av kraftbalansen. Hovedresultatet var at mens kraftbalansen i utgangspunktet var om lag minus 5 TWh pr år, så lå denne an til å svekkes ytterligere til minus 15 TWh i 2015. Dette

ble vurdert å kunne dekkes med import i normalår, men å gi betydelige utfordringer i tørrår. Selv uten noen kraftlevering til elektrokjeler ville en i tørrår måtte dekke rundt 40 TWh ved import og forbruksreduksjon. Bildet i rapporten var altså relativt dystert og ga støtte til en antagelse om stort behov for økt kraftproduksjon.

Utviklingstrekk siden 2002 synes å kunne endre bildet framover i noen grad. I NVE-rapporten Kraftbalansen i Norge mot 2020 [45] er anslag for forbruksutviklingen justert ned samtidig som forventet tilgang er vurdert å bli større. Samlet etterspørsel i 2015 er her anslått til 135,5 TWh mot 141 TWh i forrige rapport. På tilgangssiden har en lagt inn gasskraft på Kårstø (3,5 TWh) og økt anslaget for nettotilgang fra vannkraft. Slår disse nye antagelsene til, vil kraftbalansen ikke forverre seg fram til 2015. Innføres i tillegg en sertifikatordning for fornybar kraft, kan kraftbalansen forbedres slik at det ved et normalår i 2015 kan bli om lag like stor innenlandsk tilgang som forbruk.

2005-rapporten trekker også inn forbedringer i importmulighetene, bl.a. en 700 MW kabel til Nederland som forventes ferdig før 2010, og en ny kabelforbindelse (500 MW) mellom Sverige og Finland. Dette påvirker ikke norsk kraftbalanse, men vil kunne bidra positivt til forsyningssikkerheten. Norsk forsyningssikkerhet påvirkes også av den nordiske kraftbalansen, og denne forbedres av vedtatt etablering av 1600 MW ny kjernekraft i Finland og svekkes av nedlegging av Barsebäck 2 i Sverige.

Det er betydelig usikkerhet knyttet til alle anslag om framtidig krafttilgang og -etterspørsel, men den sterke forverringen av kraftbalansen fram til 2015 som 2002-rapporten antydte, synes nå å være mindre sannsynlig. De grunnleggende forhold ved det norske kraftsystemet, med mulighet for bortfall av mye produksjon og begrenset importmulighet, er imidlertid fortsatt til stede. Innfasing av ny, stabil produksjon av kraft i den størrelsesorden som diskuteres i denne rapporten vil virke positivt på kraftbalansen og dermed på forsyningssikkerheten i tørrår.

2.3 Gasskraft kontra import - miljøvirkninger

Avhengig av tilgang på vannkraft vil Norge være i en import- eller eksportsituasjon. Utslipp av CO₂ fra gasskraft i Norge erstatter utslipp fra de kraftverkene som har ledig kapasitet ved import eller er i drift og kan reguleres ned ved eksport fra Norge. I [26] er installert kapasitet i 2005 anslått til 625 GW for EU15 landene. Av dette er 320 GW (51 %) konvensjonelle termiske verk og av disse utgjør kapasiteten i de kullfyrte verkene 40 % og naturgassfyrte verk 43 %. For Tyskland er prognosen framover til 2020 en økning i installert kapasitet i kullkraftverk og en betydelig økning i vindkraft.

Sammensetningen av produksjonen på Kontinentet tilsier at basisproduksjonen framover vil skje fra uregulerbar produksjon fra fornybare kilder, kraftproduksjon knyttet til varmelevering fra kraftvarmeverk og i kjernekraftverk. Den marginale produksjonen vil skje i fossilfyrte varmekraftverk. Om det vil være naturgassfyrte eller kullfyrte verk som har marginal produksjon vil avhenge av variabel driftskostnad, som igjen er avhengig av virkningsgrad, brenselspris på kull og naturgass og av CO₂-kvotepris. Et forenklet beregningseksempel for variabel driftskostnad for henholdsvis et kullkraftverk og et gasskraftverk er vist i Tabell 2.1. Beregningseksempelen benytter brenselspris for kull på 19 kr/GJ, naturgasspris på 120 øre/Sm³ og CO₂-kvotepris på 100 kr/tonn.

Tabell 2.1 Variable driftskostnader for gasskraft og kullkraft

	Variabel driftskostnad eks. brensel (øre/kWh)	Virkningsgrad (%)	CO ₂ -utslipp (kg CO ₂ /kWh)	Variabel driftskostnad inkl. brensel og CO ₂ kvotepris (øre/kWh)
Gasskraftverk	2,0	58	0,35	26
Kullkraftverk	3,7	40	0,77	28

I dette eksempelet har kullkraftverket høyest variabel driftskostnad, og det vil først produseres kullkraft når etterspørselen overstiger kapasiteten i tilgjengelige gasskraftverk. Reduseres CO₂-kvoteprisen til 40 kr/tonn eller kullprisen til 16 kr/GJ vil imidlertid kullkraft få en lavere variabel driftskostnad enn gasskraft.

I langt de fleste av årets timer vil økt produksjon av kraft i Norge som ikke motsvares av økt forbruk i Norge fortrenge produksjon i utlandet basert på fossile brensler, og slik fortrenge utslipp av CO₂ i andre land. Hvilket fossilt brensel som til enhver tid vil utgjøre marginalproduksjonen vil kunne variere over tid. Dersom marginalproduksjonen på Kontinentet foregår i kull- eller oljekraftverk eller i gasskraftverk med lavere virkningsgrad enn de norske, vil de globale utslippene reduseres. Dersom marginalproduksjonen på Kontinentet foregår i moderne gasskraftverk med høy virkningsgrad, vil utslipp fra konvensjonelle gasskraftverk i Norge fortrenge utslipp av omtrent samme størrelse. Nettap ved eksport/import av kraft har marginal betydning i denne sammenheng.

2.4 Nettmessig riktig lokalisering av gasskraft

Lokalisering av kraftproduksjon virker inn på kraftflyten og distribusjonen av elektrisk kraft, og det er således ikke likegyldig fra et nettsynspunkt hvilke steder som velges for etablering av ny kraftproduksjon. Dette gjelder både i forhold til å unngå tap og flaskehalser, til å unngå investeringer i kraftnettet og i forhold til regional forsyningssikkerhet.

Statnett har etablert en ordning med reduserte innmatningstariffer for ny kraftproduksjon i avgrensede områder. I forbindelse med dette har Statnett kvantifisert sin nåverdieffekt av lokalisering av stor, ny gasskraft (typisk 800 MW) til om lag 1360 mrd. kr i Midt-Norge. Gevinsten fordeler seg på om lag 1 mrd. kr i reduserte investeringer i nettet [49], mens resten skyldes reduserte tap og flaskehalskostnader. Eventuelle nye kraftledninger for oppkopling av ny kraftproduksjon vil redusere denne gevinsten. Tilsvarende gevinst er anslått til 300-400 mill. kr i BKK-området og Lyse-området, og det er også identifisert gevinster i området rundt Kårstø. I lønnsomhetsvurderingene i Kap. 5 er en slik gevinst inkludert i sensitivitetsberegningene for et nytt gasskraftverk på Tjeldbergodden. Ny kraftproduksjon i andre områder er ikke signalisert å gi gevinster av samme størrelse, og det er ikke etablert incentivordninger for innmatning av ny kraftproduksjon som omfatter disse områdene.

3 Gasskraft og separasjonsteknologi

3.1 Konvensjonell gasskraft

Siden midten av 90-tallet har debatten rundt etablering av gasskraft i Norge stått sentralt i energipolitikken, og det er i stor grad denne debatten som har ført til fokus på muligheten for realisering av verdikjeder for CO₂.

Referansen for gasskraft med CO₂-håndtering er dagens konvensjonelle teknologi for gasskraftverk, såkalte CCGT-anlegg (Combined Cycle Gas Turbine), som i dag har en virkningsgrad på om lag 58 % ved oppstart. Slike anlegg er såkalte kombikraftverk, som også utnytter varmen i avgassen fra gassturbinene til å produsere kraft ved hjelp av damppturbiner. Et slikt gasskraftverk på om lag 400 MW vil i utgangspunktet medføre utslipp på om lag 1,1 mill. tonn CO₂ per år.

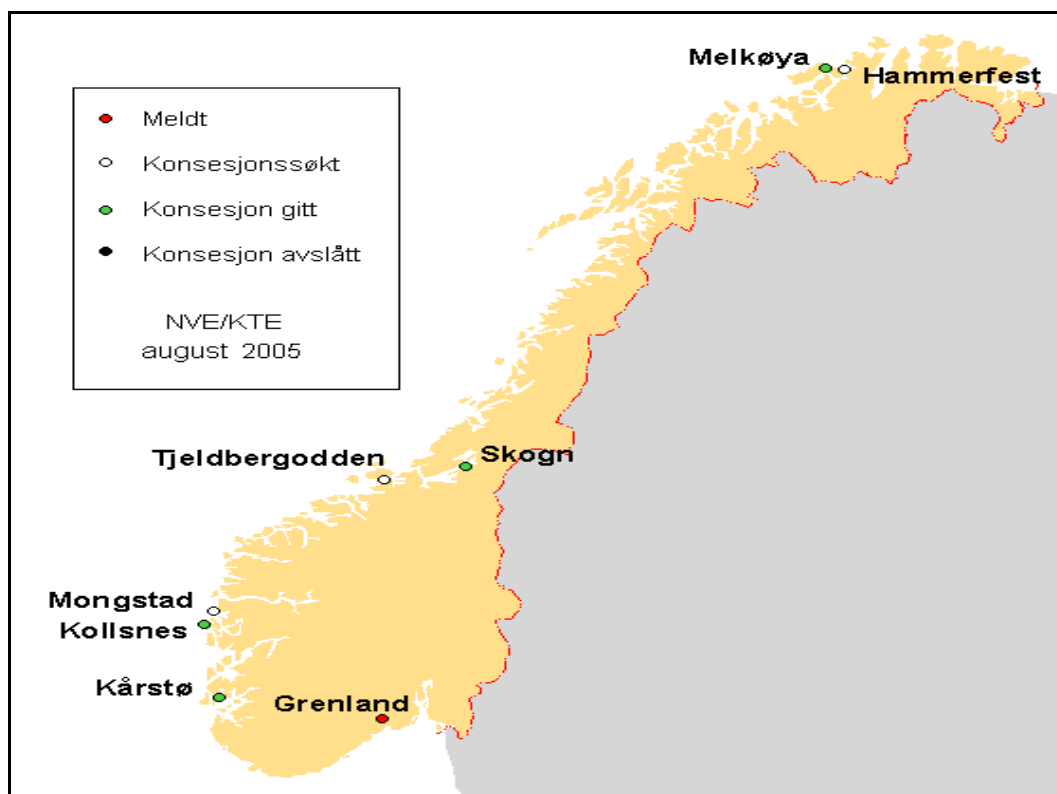
Planer om etablering av slik konvensjonell gasskraft i Norge har møtt stor motstand, i hovedsak på grunn av CO₂-utslippene. Foreløpig er det tatt investeringsbeslutning for to kraftverk som har fått energikonsesjon og utslippstillatelse, nemlig de fem gassturbinene som idriftsettes på LNG-fabrikken på Melkøya (Snøhvit-feltet) i 2007 og Naturkraft sitt gasskraftverk på Kårstø.

Det er til sammen gitt konsesjon og utslippstillatelse til fire gasskraftverk. Per august 2005 har NVE og SFT ytterligere fire prosjekter til behandling, som vist i Tabell 3.1 og Figur 3.1.

Tabell 3.1 Gasskraftverk behandlet av NVE

Konsesjon gitt			MWel	TWh/år
Kollsnes	Hordaland	Naturkraft	390	3,1
Kårstø	Rogaland	Naturkraft	430	3,5
Melkøya	Finnmark	Statoil ASA	229	³⁾
Skogn	Nord-Trøndelag	Industrikraft Midt-Norge	800	6,4
Konsesjon søkt				
Tjeldbergodden	Møre og Romsdal	Statoil ASA	860	7,0
Hammerfest	Finnmark	Hammerfest Elektrisitetsverk	100	0,7
Mongstad	Hordaland	Statoil ASA	280	2,2
Forhåndsmeldt				
Grenland	Telemark	Skagerak Kraft AS	400-1000	3,2-8,0

³ NVE forventer årlig produksjon til mellom 1,5 og 2,0 TWh, avhengig av LNG-produksjon



Figur 3.1 Gasskraftverk behandlet av NVE

En kan ikke forvente at alle gasskraftverk som er under planlegging vil bli bygget. Beslutninger om å bygge gasskraftverk gjøres av kommersielle selskaper på basis av lønnsomhetsvurderinger. De siste ti årene har vist at problemer med å få lønnsomme prosjekter og politisk usikkerhet om utslippsrammer med kommersielt akseptable vilkår har hindret investeringsbeslutning for planlagte gasskraftverk. Antall gasskraftverk som vil realiseres er altså usikkert, og et konvensjonelt gasskraftverk som vurderes som ulønnsomt forventes ikke å kunne gjøres lønnsomt ved investering i CO₂-håndtering.

3.2 Kostnader ved CO₂-rensing fra gasskraft

All CO₂-fangst vil isolert sett føre til økte kostnader i form av investeringer, økte drifts- og vedlikeholdsutgifter og økte energiutgifter (eventuelt redusert elektrisk virkningsgrad). For en gjennomgang av ulike teknologier for CO₂-fangst og konkrete prosjekter under planlegging og gjennomføring henvises det til Vedlegg 2.

Den teknologien for innfangning av CO₂ fra gasskraft som vurderes nærmest realisering i dag er eksosgassrensing. Rensing av CO₂ fra ulike gasser er velkjent fra petrokjemisk industri, der systemer basert på absorpsjon ved hjelp av aminer, karbonater eller lignende absorbenter er dominerende. Eksosgassrensing fra gasskraftverk innebærer noen tillegg utfordringer i forhold til disse anleggene. Blant annet vil renseanlegget typisk være betydelig større enn et renseanlegg i petrokjemisk industri (fordi konsentrasjonen av CO₂ i røykgassen vil være lavere) og et relativt høyt innhold av O₂ i eksosgassen skaper utfordringer i forhold til hva slags absorbenter som kan benyttes. Det er imidlertid bygget

og drevet anlegg for separasjon av CO₂ fra eksosgass fra små gasskraftverk (for eksempel i Bellingham, USA), og de tekniske utfordringene knyttet til slike anlegg vurderes i stor grad å være løst, selv om potensialet for tekniske og kostnadmessige forbedringer fortsatt vurderes å være betydelig.

Med bakgrunn i diskusjonen over, og fordi det i henhold til publiserte studier er gjort store kostnadmessige fremskritt innen aminrenseteknologi i de senere årene, velges aminrensing lagt til grunn for beregningene i denne rapporten. Dette er også i tråd med hva andre aktører har lagt til grunn for sine analyser [9, 10, 24, 31, 42, 44].

Anslag for kostnader og ytelse (rensegrad, virkningsgrad, regularitet) for teknologi som ennå ikke er bygget i stor skala må i stor grad anses å være potensialer, det vil si at det ikke er sikkert at en teknologileverandør er villig til å forplikte seg til å levere et anlegg med garanti for at slike kostnader og ytelser er oppnåelige. Dette øker risikoen for en investor i gasskraft med CO₂-håndtering, i forhold til å kunne forholde seg til verdier som garanteres av leverandør.

Blant de beregninger og vurderinger som er gjort av aminrenseteknologi er det betydelige variasjoner i oppfatning av hva som er oppnåelige investerings- og driftskostnader og elektrisk virkningsgrad. Dette skyldes faktorer som:

- Grad av integrering mellom kraftverk og separasjonsanlegg
- Estimerer er gjort til forskjellig tid
- Ulik vurdering av hvilke elementer som skal inkluderes innenfor anleggets grensesnitt og hva som vil gjøres utenfor anlegget
- Varierende anleggsstørrelse
- Varierende antakelser om valutakurser og andre omregningsfaktorer
- Varierende valg av trykk og renhetsgrad på utseparert CO₂
- Varierende lokalisering (for eksempel Norge vs. US Gulf Coast) og vekslende bruk av stedsspesifikke og generaliserte kostnader
- Varierende nøyaktighet i teknisk prosjektering og kostnadsestimering
- Varierende grad av påslag for usikkerhet og prosjektreserve
- Varierende krav til regularitet og tilgjengelighet
- Varierende grad av integrering mot omkringliggende anlegg

I Tabell 3.2 og Tabell 3.3 nedenfor er en del publiserte estimerer gjengitt. Disse estimatene vurderes å være representative for det arbeidet som er gjort for å utvikle aminrensingsprosessen i de senere år, og benyttes som utgangspunkt for konkrete estimerer brukt i lønnsomhetsvurderingene senere i rapporten.

Tabell 3.2 Hoveddata fra studier av gasskraft med CO₂-separasjon

Kilde	Referanse	Kostnads år	Anleggs- størrelse (MW el)	Elektrisk virkningsgrad (%)	Rensegrad (%)
Statoil Tjeldbergodden	[10]	2005	715	49	85
SINTEF	[16]	2002	338	49	86
Nexant (Stand-alone)	[24]	2003	332	48,8	86
Nexant (Integrert)	[24]	2003	345	50,6	86
CCP BIT	[24]	2003	357	52,5	86
Grenland (AkerKværner/GassTek)	[31, 44]	2005	Ikke kjent	49,5	85

Noe av problemet med sammenligning av forskjellige kostnadsvurderinger av CO₂-håndtering er at kostnadene er kvantifisert gjennom størrelser som øre/kWh og kr/tonn CO₂, noe som innebærer at det er gjort antakelser om kalkulasjonsrente, økonomisk levetid, restverdi, brukstid, gasspriser etc. som vil variere fra studie til studie. Dataene i Tabell 3.2 og Tabell 3.3 fjerner noen av disse sammenligningsproblemene, da de ikke inkluderer slike antakelser. Allikevel er det, som beskrevet over, fortsatt en rekke faktorer som skaper ulikheter mellom de ulike studiene.

Tabell 3.3 Kostnadsdata fra studier av gasskraft med CO₂-separasjon

Kilde	CAPEX ⁴ (mill. kr)	Spesifikk CAPEX (kr/kW)	OPEX ^{4,5} (mill. kr/år)	Spesifikk OPEX ^{4,6} (øre/kWh)
Statoil Tjeldbergodden	7500	10500	400	7,2
SINTEF	4100	12100	123	4,5
Nexant (Stand-alone)	3070	9300	189	7,0
Nexant (Integrert)	2890	8400	182	6,5
CCP BIT	2950	8300	168	5,8
Grenland (AkerKværner/GassTek)	785 ⁷	Ikke kjent	Ikke kjent	Ikke kjent

⁴ CAPEX = Investeringskostnader, OPEX = Driftskostnader

⁵ Eksklusiv energikostnader

⁶ Forutsatt årlig brukstid på 8100 timer for alle estimatene

⁷ Kun for renseanlegg, inkluderer ikke kraftverksdelen

Alle estimatene inkluderer kostnader for tørking, kjøling og kompresjon/pumping av rensset CO₂, men antagelsene om maksimalt vanninnhold og utløpstrykk varierer. Dette vurderes imidlertid å ikke påvirke kostnadene i betydelig grad.

SINTEF presiserer at deres estimat ikke tar hensyn til norsk kostnadsnivå, de har forutsatt at det går an å bygge billigere landanlegg i Norge enn petroleumsindustrien typisk har greid hittil. SINTEF sitt estimat inkluderer ikke kostnader for nettilknytning, og årlige driftskostnader er sjablonmessig anslått til 3 % av investeringsbeløpet.

For estimatet fra **Tjeldbergodden** er installert generatoreffekt på 860 MW korrigert for bidragene fra damp fra metanolfabrikk og hydrogenturbin, samt for kraftforbruk internt i kraftverket, for å gjøre tallene mer sammenlignbare. Investeringsestimateret er ikke redusert tilsvarende på grunn av manglende detaljkunnskap til kostnadsestimatet. Driftskostnader på Tjeldbergodden inkluderer nettrelaterte kostnader, skatter og forsikring.

Nexant sine studier er gjennomført i regi av CCP-prosjektet. Nexant sine studier av stand-alone og integrert anlegg tar utgangspunkt i det mest konvensjonelle aminet (MEA uten inhibitorer), men peker selv på at det kan være besparelser i å velge mer avanserte aminer (som Fluor Daniel og Mitsubishi sine), slik det er gjort i studiene for Tjeldbergodden og Grenland. Forbedringene slike aminer kan føre til undersøkes i studien av **CCP BIT**.

Nexant sitt integrerte design innebærer en svært høy grad av integrasjon mot gasskraftverket, noe som i praksis umuliggjør ettermontering av et slikt renseanlegg. Dette gjør det også umulig å kjøre gasskraftverket alene dersom det er driftsproblemer i renseanlegget. Integreringen består i hovedsak i at eksosgass fra gasturbinen delvis tilbakeføres som forbrenningsluft, samt at noe av varmebehovet i aminrenseprosessen dekkes direkte i kraftverkskjelen.

CCP BIT (Best Integrated Technology) er et scenario der en kombinerer Nexant sitt integrerte anlegg med bruk av Mitsubishi sitt KS1 amin. Analysen som er gjort her er ikke så detaljert som for de andre to beregningene, men gir et godt inntrykk av hvilket potensial bruk av bedre kjemikalier har. Kostnadsdataene tar hensyn til lokalisering i Norge.

AkerKværner/GassTek sitt arbeid er basert på et separasjonsanlegg som betraktes som et separat prosjekt, der nødvendig elektrisk kraft og varme kjøpes inn til renseanlegget utenfra. Tilgjengelige data oppgir ikke beregnet effekt levert til kraftnettet. Dette gjør sammenligning med de andre estimatene vanskelig. Det er ikke tatt med kostnader for opparbeiding av tomt og infrastruktur, og det forutsettes at det eksisterer hjelpesystemer (kjølevann etc.) fra før som renseanlegget kan benytte. Lokaliseringsfaktoren som benyttes i arbeidet er lavere enn i for eksempel estimatet for Statoil Tjeldbergodden.

AkerKværner/GassTek sitt estimerte anlegg har en lavere forventet tilgjengelighet enn andre anlegg, på grunn av valg av en "en-strengs filosofi" som gir liten mulighet for å drive anlegget ved svikt i utstyr. Dette medfører færre anleggskomponenter og lavere investeringskostnader. Videre er det tatt utgangspunkt i et "forbedret amin", som det er usikkert i hvor stor grad er kommersielt tilgjengelig per i dag.

I denne rapporten er det lagt vekt på å benytte seg av tall som i størst mulig grad representerer fullstendige estimater for investeringskostnadene og driftskostnadene et integrert renseanlegg for CO₂ vil innebære, lokalisert til det aktuelle området. I særlig grad vurderes det som viktig at estimatene som brukes reflekterer et norsk kostnadsnivå. I tillegg er det en fordel med estimater for anleggsstørrelser som er tilpasset de store årsvolumene med CO₂ som er ønskelig for å etablere CO₂-lagring og EOR offshore.

Kostnadsdataene fra Tjeldbergodden vurderes å være sammenlignbart med Nexant sitt Stand-alone anlegg. Resultatene fra CCP og AkerKværner antyder imidlertid at det kan oppnås lavere drifts- og investeringskostnader enn dette, ved å benytte mer avanserte kjemikalier (som Mitsubishi sitt KS1 amin), ved å designe svært integrerte anlegg og ved å stille lavere krav til tilgjengelighet på anleggene.

Det er valgt en tilnærming der estimatene som er utarbeidet spesifikt for anleggene på Tjeldbergodden og Mongstad benyttes som basisforutsetning for CO₂-håndtering basert på disse kildene. For Kårstøanlegget er AkerKværner/GassTek sine estimater brukt som basisforutsetning. I begge tilfeller belyses virkningene av andre forutsetninger for kostnader og ytelse gjennom sensitivitetsberegninger. På den måten illustreres et utfallsrom for lønnsomhet knyttet til renseanlegget, heller enn å velge et estimat for kostnader og ytelse som defineres som det eneste riktige.

3.3 Teknologiutvikling

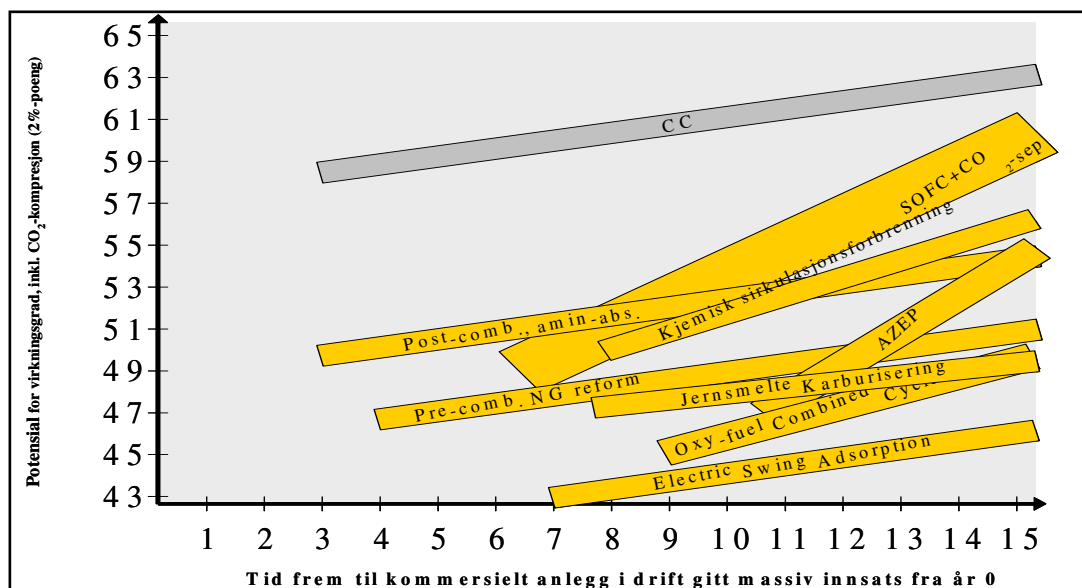
Det forventes at videre teknologiutvikling vil redusere innfangingskostnadene for CO₂, både gjennom enklere anleggsutforming, lavere investeringskostnader for komponentene som inngår, gjennom mer effektive absorbenter og gjennom lavere energiforbruk. Dette gjelder både aminrensing som beskrevet i forrige kapittel og konkurrerende konsepter.

I diskusjonen rundt CO₂-håndtering er det hele tiden lagt stor vekt på teknologiutvikling og kostnadsreduksjon som middel for å bringe realisering av slik håndtering nærmere. Det er identifisert en rekke innovative konsepter som har potensial til å konkurrere med aminrensing om realisering i årene som kommer, i tillegg til reformering av naturgass og oxyfuel (se Vedlegg 2 for beskrivelse). Slik teknologiutvikling er ikke noe hovedtema i denne rapporten, men det vil kort pekes på noen konsepter og prosjekter som studeres i Norge. Det omfatter blant annet:

- Chemical looping (SINTEF/NFR)
- ZENG (Lyse/CO₂-Norway)
- AZEP (Norsk Hydro)

Rensekonsepter av denne typen vurderes å ha et betydelig gjenstående utviklingsløp før de fremstår som kommersielt tilgjengelige, og en har ikke noen garanti for at disse eller andre konkurrerende konsepter vil kunne gi et kvantesprang i renseteknologi.

Figur 3.2 viser en illustrasjon fra SINTEF energiforskning fra 2002 som rangerer ulike konsepter etter elektrisk virkningsgrad og etter hvor lang tid de vil kreve for realisering i etterkant av en beslutning om å satse på konseptet.



Figur 3.2 Potensial for teknologiutvikling (Kilde: SINTEF [16])

En viktig vurdering for potensielle investorer i gasskraft med CO₂-håndtering er hvorvidt en skal vedta realisering av slike prosjekter i dag, eller hvorvidt en vil være mer tjent med å utsette investeringsbeslutning og dermed ha mulighet for å ta i bruk mer effektiv teknologi. Dette vil gjelde både om en forventer store teknologispang eller mer gradvis utvikling av kjente konsepter. Noe av den samme vurderingen vil gjelde beslutningen om å realisere de aller første storskala aminreanseanleggene. Dette må forventes å innebære ekstra risiko, og det kan vurderes som rasjonelt for en potensiell investor å utsette en eventuell investeringsbeslutning for å overlate den risikoen til andre aktører.

Satsing på utvikling av nye, kostnadseffektive teknologier for fangst av CO₂ er en naturlig del av en strategi for å fremme implementering av CO₂-håndtering, men representerer bare ett av flere elementer som forventes å være avgjørende for lønnsomheten for en potensiell investor. Slike teknologier vil således kunne medføre et viktig bidrag til realisering, men vil ikke alene sørge for at det blir investert i verdikjeder for CO₂.

Betydningen av teknologiutvikling er belyst i lønnsomhetsberegningene ved hjelp av sensitivitetsberegninger for investeringskostnader og virkningsgrad (energiforbruk til rensing, tørking og kompresjon). Beregningene gjøres for relativt store forbedringer i teknologi (kvantesprang), på linje med eller større enn de forbedringer IPCC forventer vil kunne oppnås [47] på 10-15 års sikt.

3.4 Lokalisering

Kostnadene ved CO₂-håndtering fra ulike gasskraftprosjekter avhenger av beliggenhet både for kilder og sluk for CO₂. Lokalisering av CO₂-kilder som gasskraftverk er viktig av mange grunner, blant annet vil mulighet for nettilknytning, tilgang til gass og sannsynlig gasspris, transportavstander, og muligheter for integrering mot andre virksomheter kunne spille en rolle. I dette kapitlet er egenskapene ved de forskjellige

foreslåtte lokaliseringene av gasskraft i Norge vurdert kort, og vurderingene er samlet i Tabell 3.4.

Ved vurdering av nettmessig beliggenhet er det tatt utgangspunkt i hva Statnett har signalisert gjennom sitt tilbud om redusert innmatningstariff i 2005 [48], mens ved vurdering av lokalisering for endelig lagring av CO₂ er det tatt utgangspunkt i leveranser til kjente akviferer⁸ og til Gullfaksfeltet. Ved vurdering av rensekostnader er det lagt vekt på muligheter for kostnadseffektiv fangst av CO₂ fra industri og kullkraft.

Tjeldbergodden

Tjeldbergodden er lokalisert i et underskuddsområde for elektrisk kraft, hvor økt grunnlastproduksjon vil være ønskelig fra et nettsynspunkt. Tjeldbergodden har tilgang på gass som bør prises rimelig relativt til andre mulige lokasjoner (kort transportavstand). Det er muligheter for lagring av CO₂ i akviferer relativt nært til Tjeldbergodden (under 100 km), mens avstanden til Gullfaks er relativ lang. Dersom oljefeltene Draugen, Heidrun eller Norne skulle vise seg å ha gode muligheter for å benytte CO₂ til EOR, vil dette redusere transportavstandene for CO₂ relativt til transport til Gullfaks. Det eksisterende industriområdet på Tjeldbergodden gir mulighet for lavere kostnader til tomteopparbeiding, hjelpesystemer og leveranser av damp og elektrisitet til et renseanlegg. Rensing forventes å skje kun fra et eventuelt nytt kraftverk, ikke fra eksisterende industrianlegg.

Mongstad

Raffineriet på Mongstad er lokalisert i en region med underskudd på kraftproduksjon, men det eksisterende kraftnettet har begrenset mulighet for å eksportere et vesentlig kraftoverskudd fra Mongstad uten betydelige nyinvesteringer. Mongstad ligger ikke langt fra gassterminalen på Kollsnes, men det vil kreves et gassrør på om lag 62 km for å transportere gass til Mongstad, noe som vil øke gassprisen noe relativt til gasspriser på Kårstø, Kollsnes og Tjeldbergodden. Mongstad er godt plassert for å levere CO₂ til Gullfaks, og raffineriet på Mongstad og et eventuelt nytt energiverk gir gode muligheter for fornuftig integrering mot eksisterende anlegg. Det vil kunne renses CO₂ fra både nytt energiverk og det største eksisterende punktutslippet (krakkeren i raffineriet).

Kårstø

Tilgangen på naturgass på Kårstø vurderes som svært god, og Kårstø har god beliggenhet i forhold til levering av CO₂ til Gullfaksfeltet. Eksisterende industriområde på Kårstø vurderes å gi gode muligheter for rimelig tomteopparbeiding, bruk av felles hjelpesystemer og varmeintegrering. Rensing forventes å begrenses til rensing fra det nye gasskraftverket, pga stor spredning av andre punktutslipp (mange mindre skorsteiner).

Grenland

Et gasskraftverk i Grenland vil gi ny elektrisitetsproduksjon i et område som ikke har en dårlig forsyningssituasjon i dag, men som kan få det på sikt. Naturgass levert til Grenland vil bli relativt dyrt, som følge av behovet for å legge et nytt rør på om lag 460 km fra Kårstø til Grenland. Også leveranser av CO₂ til sannsynlige mottakere vil bli relativt dyrt, som følge av lang avstand til kontinentalsokkelen. Avstandene for nødvendig transport av naturgass og CO₂ er så stor at båttransport kan være en konkurrent til bruk av rør. Sannsynlig beliggenhet for et nytt gasskraftverk i industriområdet på Herøya vil gi gode

⁸ Se Vedlegg 4 for beskrivelse av akviferer

muligheter for integrering mot eksisterende industri, mens separasjon av CO₂ fra eksisterende kilder kan bli relativt dyrt som følge av mange punktutslipp og stor spredning av disse.

Hammerfest

Det foreslåtte gasskraftverket med CO₂-håndtering i Hammerfest ligger i et fremtidig overskuddsområde for elektrisk kraft, og må forventes å konkurrere med gode vindkraftprosjekter om levering av kraft til nettet inntil sentralnettet i Nordland, Troms og Finnmark eventuelt blir betydelig forsterket. Hammerfest bør kunne oppnå gass fra Snøhvitfeltet til lav pris, ettersom alternativ utnyttelse av gassen på relativt lang sikt er konvertering til LNG. Hammerfest har også svært kort transportavstand for levering av CO₂ til eksisterende transportsystem og lagringsanlegg for CO₂ fra Snøhvitfeltet, mens det er vanskelig å se for seg utnyttelse til EOR i de oljefeltene som er kjent i dag (på grunn av lang transportavstand). Kraftverket i Hammerfest er planlagt integrert mot Melkøya (Snøhvit) på gass og CO₂-siden, men må ellers påregne relativt høye kostnader for tomteopparbeiding, hjelpesystemer etc. Rensing fra det foreslåtte kraftverket i Hammerfest fortoner seg som relativt dyrt, fordi kraftproduksjonen vil skje ved relativt lav virkningsgrad og fordi kraftverket er lite og ikke oppnår de samme skalafordelene som andre foreslåtte kraftverk.

Skogn

Det foreslåtte gasskraftverket i Skogn ligger gunstig an nettmessig i forhold til at Midt-Norge er et underskuddsområde for elektrisk kraft (men ikke så gunstig som Tjeldbergodden). Naturgass levert Skogn må forventes å være relativt dyr, som følge av behovet for et nytt rør inn Trondheimsfjorden. Tilsvarende vil transportavstand for CO₂ være relativt lang, selv for ren lagring. Den eksisterende papirfabrikken på Skogn gir noe mulighet for felles hjelpesystemer og billig tomt, samt mulighet for varmeleveranser fra kraftverket, spesielt dersom det parallelt investeres i en ny papirmaskin på fabrikken (som igjen vil nyte godt av samlokalisering med kraftverket). Rensing forventes å begrense seg til rensing fra gasskraftverket.

Andre land

Egenskapene ved lokalisering av rensing av CO₂ i andre land er mindre kjent for NVE enn tilsvarende anlegg i Norge. Det som generelt kan sies er at de typisk vil oppleve høyere gasspriser og elektrisitetspriser enn i Norge. Dette vil gjøre tap av virkningsgrad som følge av et renseanlegg relativt sett dyrere. Transportavstandene for CO₂ må forventes å være lengre enn for de fleste norske gasskraftverkene, mens de typisk vil lokaliseres med mulighet for integrering mot eksisterende anlegg. Separasjonsanlegg i utlandet forventes i stor grad lokalisert til kullkraftverk eller industri med tilsvarende rensekostnader, noe som vil gi utenlandske anlegg en kostnadsfordel relativt til rensing fra norsk gasskraft.

I Tabell 3.4 er egenskapene ved lokalisering søkt rangert i en felles skala (med ++ som beste score og - - som laveste score).

Tabell 3.4 Vurdering av lokalisering av gasskraft med CO₂-håndtering

	Nettmessige gevinster	Gasspris	Transport av CO ₂	Integrering med eksisterende virksomhet	Rensekostnad
Tjeldbergodden	++	+	+	+	0
Mongstad	+	0	++	++	+
Kårstø	+	+	++	+	0
Grenland	0	--	--	+	+
Hammerfest	--	++	+ ⁹	-	-
Skogn	+	-	-	+	0
Anlegg i utlandet	Ukjent	-	-	Ukjent	++

⁹ Hammerfest oppnår ikke full score fordi deponering via Snøhvit-anlegget ikke gir mulighet for å få betalt for levert CO₂

4 Beregningsforutsetninger

4.1 Scenarier

Beregningene i Kap. 5 er valgt å omfatte CO₂-håndtering på Naturkraft sitt vedtatte anlegg på Kårstø, Mongstad og Tjeldbergodden, samt bruk av CO₂ til EOR på Gullfaks og Ekofisk. Beregningene vurderes å også gi et grunnlag for å vurdere muligheter for og lønnsomhet ved CO₂-håndtering også fra andre installasjoner, som for eksempel de planlagte gasskraftverkene i Skogn og i Grenland.

4.2 Tidsperspektiv

Gasskraft med CO₂-håndtering og økt oljeutvinning ved hjelp av CO₂ er teknisk realiserbart i dag. Mulighetene for å ta i bruk CO₂ i Nordsjøen (både norsk og britisk sokkel) er tidsbegrenset. For Gullfaksfeltet er det skissert at det optimale med hensyn på økonomien for Gullfakslisensen er å komme i gang med bruk av CO₂ rundt 2010, noe som skulle tilsi at investeringsbeslutning bør skje i 2005/2006.

Samtidig vil det for kommersielle aktører være en viktig avveining mellom dette behovet og mulighetene for teknologiutvikling og forbedring og avklaring av rammebetingelser. De siste årenes studier av separasjonsteknologi har identifisert muligheter knyttet både til nye konsepter og forbedring av den teknologien som vurderes som mest aktuell å realisere i dag (aminrensing, se Kap. 3.2). Dersom en forventer at denne utviklingen skal fortsette, vil dette gi incentiver for å vente med investeringer til disse gevinstene lar seg realisere. På samme måte er det stor usikkerhet knyttet til rammebetingelsene for investering i verdikjeder for CO₂. Kvoteregimet for CO₂ innebærer en stor usikkerhet knyttet til incentivene fra dette regimet over tid. Det samme gjelder mulighetene for eventuelle andre incentiver, endrede rammebetingelser og forpliktelser fra statlig hold.

For lønnsomhetsanalysene er investeringer i renseanlegg og transportløsning for CO₂ forutsatt å skje over tre år (med henholdsvis 20, 40 og 40 % av investeringsbeløpet), mens selve driften av anlegget forutsettes å komme inn med full effekt i året etter.

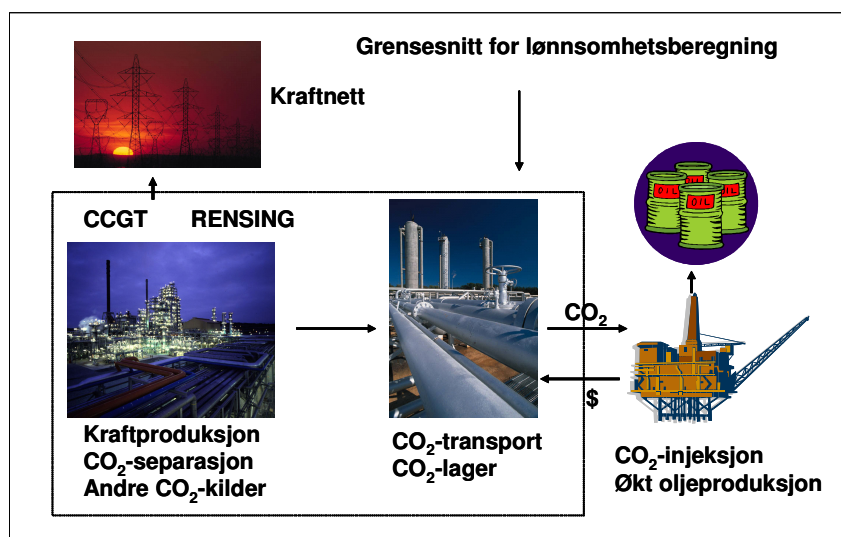
Scenariene er studert med utgangspunkt i en forutsetning om 25 års drift. Muligheten for å finne nye avtakere for CO₂ etter at den opprinnelige mottakeren av CO₂ har dekket sitt behov, vil imidlertid spille en avgjørende rolle for tidsperspektivet i scenarier som omfatter lagring med EOR-gevinst. Dersom det først investeres i infrastruktur for bruk av CO₂ offshore vil flere kunder kunne komme til etter hvert, sannsynligvis til en betydelig lavere kostnad enn den opprinnelige CO₂-kunden (dette er søkt illustrert gjennom scenariet beskrevet i Kap. 5.8).

Kalkulasjonsrente på 7 % er benyttet i basisberegningen for alle scenariene. Det gjøres i tillegg sensitivitetsberegninger for høyere og lavere kalkulasjonsrente.

4.3 Beskrivelse av forretningsmodell

I denne rapporten er det valgt å fokusere på scenarier som vurderes som relevante i forhold til de pågående studiene av forretningsmuligheter og muligheter for å gjøre norsk gasskraft og industri mer klimavennlig.

Scenariene dekker ikke hele det mulige utfallsrommet for hvordan en kan se for seg å rense CO₂ i Norge eller lagre CO₂ på norsk sokkel. Det vurderes ikke konsepter der skipstransport inngår, fordi de aktuelle avstandene vurderes som så korte at skipstransport ikke vil lønne seg. Det er heller ikke vurdert svært store scenarier (som for eksempel å realisere EOR ved CO₂-injeksjon i de 20 feltene OD har vurdert, eller som vurderingene Bellona presenterer i sin mulighetsstudie [42]), fordi dette enten gir svært komplekse beregninger eller behov for betydelige forenklinger og redusert nøyaktighet i beregningene. Det forventes at en uansett må starte opp og vise lønnsomhet i en mindre skala. Grensesnittet (forretningsmodellen) for lønnsomhetsberegningene er vist i Figur 4.1.



Figur 4.1 Grensesnitt for lønnsomhetsberegningene

Beregningene tar utgangspunkt i en virksomhet som ønsker å bygge kraftverk med rensing av CO₂, og eventuelt bygge rensianlegg for CO₂ fra industri. Videre investerer denne virksomheten i infrastruktur for transport av CO₂ for leveranser av CO₂ offshore. Offshore kan CO₂ lagres med en EOR-gevinst, som gir et bidrag til økonomien i investeringen, eller den kan gå til ren lagring. Dette er imidlertid en ekstern virksomhet, investoren i gasskraft med CO₂-håndtering vil kun se denne virksomheten som en inntektsmulighet som vil variere med råoljepris. Investeringer og risiko knyttet til offshorevirksomheten tilhører en annen aktør.

Dette grensesnittet er valgt ut fra hvilke deler av verdikjeden NVE har gode nok kunnskaper om. Det ville vært ønskelig å inkludere offshorevirksomheten innenfor grensesnittet for beregningene, men dette ville kreve betydelig større innsikt i denne

virksomheten enn offentlig publisert informasjon gir mulighet for. På samme måte kunne det vært mulig å forutsette at en separat aktør besørger transport av CO₂.

Beregningene basert på den beskrevne forretningsmodellen vurderes uansett å gi et rimelig fullstendig bilde av lønnsomheten i hele verdikjeden for CO₂, og illustrerer hva som kreves av inntekter samlet i verdikjeden for at den totalt sett skal være lønnsom.

4.4 Kostnader

Anvendte kostnadsdata for hvert scenario er oppgitt i dataark i Vedlegg 7.

Kostnadene ved rensing av CO₂ fra Tjeldbergodden er som tidligere beskrevet basert på Statoil sine estimater [10, 40].

Kostnadene for rensing på Mongstad er basert på Statoil sine beregninger for Mongstadanlegget i forbindelse med konsekvensutredning av det foreslåtte energiverket på Mongstad [14].

Kostnadene for CO₂-håndtering fra Kårstø er basert på estimater fra AkerKværner/GassTek, slik de fremstår i Zero sitt notat om CO₂-håndtering på Kårstø [44].

For en gjennomgang av teknologi og kostnader knyttet til CO₂-transport henvises det til Vedlegg 3. Som vist der er forventede kostnader for rørtransport betydelig lavere enn estimatene for transport med skip, selv når en ser bort fra at skip ofte vil introdusere behov for mellomlager flere steder i verdikjeden. Av den grunn legger ingen av scenariene i denne rapporten skipstransport til grunn. Estimer for investeringskostnad som er benyttet for rørledningene som inngår i de ulike scenariene er vist i Tabell 4.1.

Tabell 4.1 Anvendte investeringsestimater for transportrør for CO₂

	Kap.	Årlig mengde (Mtonn)	Avstand (km)	Diameter	Spesifikk kost (kr/m)	Påslag landfall/annet (mill. kr)	Total (mill. kr)
TBO - Trøndelagsplattf.	5.2	2,2	80	10"	4700	200	576 ¹⁰
Mongstad - Utsira	5.3	2,2	150	10"	4500	200	875 ¹⁰
Kårstø - Utsira	5.4	1,0	150	8"	3850	200	778 ¹⁰
TBO - Gullfaks	5.5	2,2	450	12"	5000	200	2450
Mongstad - Gullfaks	5.6	2,2	200	12"	5000	200	1200
Mongstad - Ekofisk	5.8	4,4	450	18"	5300	200	2585

4.5 Inntekter

En kan se for seg to måter CO₂-håndtering kan generere inntekter på, nemlig gjennom et marked for CO₂-kvoter og ved salg av CO₂ for kommersiell utnyttelse. I tillegg kan prosjektene medføre restverdier i form av infrastruktur ved slutten av prosjektets økonomiske levetid.

¹⁰ For de rene deponeringsløsningene kommer kostnader forbundet med en injeksjonsbrønn, estimert til om lag 350 mill. kr [10] i tillegg

4.5.1 Salg av CO₂

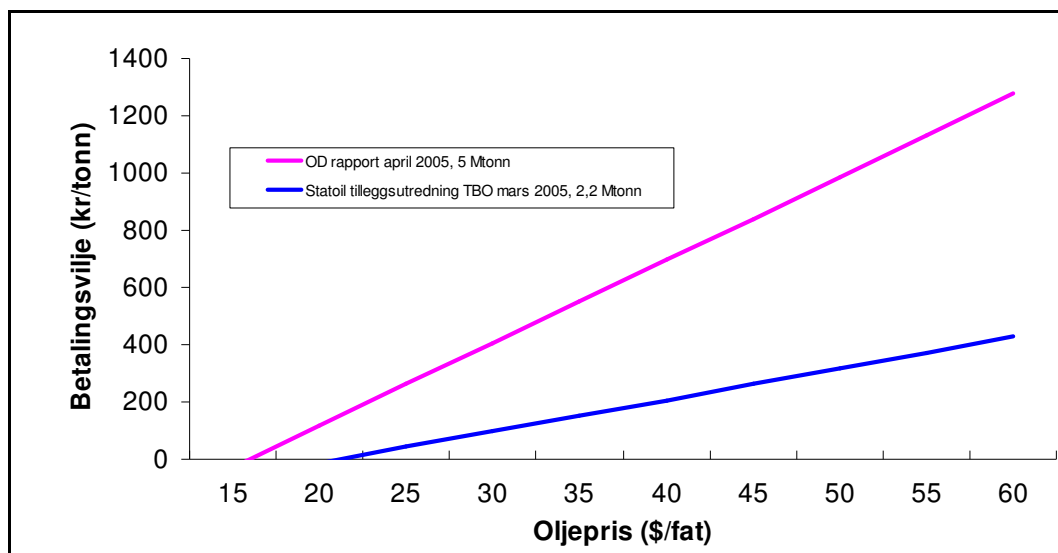
Dersom CO₂ kan nyttes til økt oljeutvinning på kontinentalsokkelen, vil dette kunne gi et inntektsbidrag til CO₂-håndteringen. For å estimere hvor store inntektene fra slik utnyttelse av CO₂ kan være er det nødvendig å foreta relativt omfattende studier av de aktuelle olje- og gassfeltene, fordi egenskapene feltene og reservoarene imellom varierer mye.

Introduksjon av CO₂ på et oljefelt vil føre til økt oljeproduksjon av flere forskjellige årsaker. For det første gir CO₂ mulighet for å drive ut mer olje av feltet enn en ellers ville ha gjort. I tillegg gir denne økte produksjonen en mulighet for å holde feltet i drift lenger enn planlagt, slik at en også vil produsere mer olje på konvensjonelt vis (altså olje som blir drevet ut av reservoaret med mer konvensjonelle metoder).

På norsk sokkel er foreløpig Gullfaksfeltet i Nordsjøen det eneste feltet der det er gjort en grundig jobb med å estimere hva lisenshaverne kan være villig til å betale for CO₂. Gullfakslisensen har estimert sitt behov ved bruk av CO₂ for EOR til om lag 5 mill. tonn per år, men vil også kunne nyttiggjøre seg en årlig mengde på 2,2 mill. tonn CO₂. Studien av Gullfaks estimerte at betalingsviljen for 2,2 mill. tonn CO₂ per år var om lag 0 kr/tonn ved en langsiktig, gjennomsnittlig oljepris på 21 USD/fat og om lag 100 kr/tonn ved 30 USD/fat [10].

Det finnes ikke erfaring med bruk av CO₂ til EOR i oljefelt med samme egenskaper som typiske felter på norsk sokkel. Statoil har gjort detaljerte simuleringer for Gullfaks, men siden en ikke har sammenlignbare prosjekter, må merutvinningen basert på bruk av CO₂ betraktes som svært usikker, med mulighet for både betydelige oppsider og betydelige nedsider. Offshore modifikasjoner og brønnkostnader må også betraktes som usikre. Samtidig vurderes disse estimatene som helt avgjørende for lønnsomheten ved bruk av CO₂ til EOR, noe som i betydelig grad bidrar til høy risiko i slike prosjekter.

Figur 4.2 viser estimatet for betalingsvilje som funksjon av oljepris som brukes i beregningene videre i rapporten, basert på OD sin mulighetsstudie [9] og Statoil sin tilleggsutredning av gasskraftverk på Tjeldbergodden [10]. NVE har ikke gjort selvstendige vurderinger av mulighetene for injeksjon av CO₂ på sokkelen, men lagt de ovenfor nevnte kilder til grunn for sine lønnsomhetsberegninger. Forretningsmodellen som benyttes i denne rapporten avviker fra OD sin forretningsmodell, slik at betalingsvilje for CO₂ er beregnet med utgangspunkt i at oljeselskapet ikke investerer i eller opererer CO₂ fangst eller transport. Betalingsviljen er således estimert for CO₂ levert til plattform offshore, med basis i tallene oppgitt i OD sin mulighetsstudie.



Figur 4.2 Betalingsvilje for CO₂ på Gullfaks som funksjon av oljepris og levert volum

Som det fremgår av figuren er både årlig volum som kan leveres og oljepris viktig for å estimere betalingsvilje for CO₂ levert offshore. Et levert årsvolum på om lag 5 mill. tonn utløser en betydelig høyere betalingsvilje per tonn levert enn årsvolumer på om lag 2 mill. tonn, ved oljepriser over 10 USD/fat. Dette peker frem mot at verdikjeder for CO₂ med levering til Gullfaks bør ta sikte på å levere et høyt årsvolum.

Oljeselskapenes betalingsvilje for CO₂ er svært avhengig av forventning om fremtidig oljepris, med økende betalingsvilje ved forventning om høyere oljepriser. Ved langsiktige oljepriser på nivå med prisene i september 2005 (over 60 USD/fat), vil en verdikjede for CO₂ kunne vise svært god bedriftsøkonomisk lønnsomhet.

For en mer utfyllende gjennomgang av muligheter for endelig lagring av CO₂ henvises det til Vedlegg 4.

4.5.2 Inntekt fra salg av CO₂-kvoter

Kvotesystemer for CO₂ kan gi betydelige incentiver for investering i CO₂-håndtering og samtidig innebære muligheter for store inntekter for et prosjekt, både i form av økte kraftpriser og gjennom salg eller redusert behov for kjøp av kvoter. En gjennomgang av eksisterende internasjonale kvotesystemer for klimagasser finnes i Vedlegg 1, mens forutsetninger for kvotepris diskuteres i Kap. 4.6.

I en vurdering av kvotesystemenes betydning for en eventuell realisering av verdikjeder for CO₂ er det viktig å huske på at rammene for de kvotesystemene på bedriftsnivå som er operative i dag kun er kjent for perioden 2005-2007. Eventuelle investeringer i en verdikjede for CO₂ vil begrense utslipp etter at denne perioden er utløpt. De eksisterende kvotesystemene er likevel det mest håndfaste grunnlaget en har for å vurdere hvordan fremtidige kvotesystemer kan påvirke verdikjeder for CO₂.

Gjennom innføring av kvotesystemer for CO₂ innenfor rammene av Kyotoprotokollen settes det en markedspris på utslipp av CO₂, ved at virksomheter som omfattes av

kvotesystemet må levere inn et kvotesertifikat for hvert tonn CO₂ som slippes ut fra virksomheten. Disse kvotene er det knapphet på, og de fordeles av staten i en mengde som samsvarer med landets internasjonale forpliktelser til å redusere CO₂-utslipp. Kvoter kan tildeles bedrifter gratis, basert på hva som er teknisk mulig eller basert på historiske eller forventede utslipp, eller en kan auksjonere ut kvotene innenlands. I alle tilfeller vil en kreve at bedriftene dekker inn eventuelle resterende behov gjennom kjøp av kvoter. EU har bestemt at innenfor EU ETS skal 90 % av tildelte kvoter tildeles gratis i perioden 2008-2012.

Kvotesystemet vil gi ulike incentiver for investering i konvensjonell gasskraft, i CO₂-håndtering fra gasskraftverk og i CO₂-håndtering fra eksisterende industri. Hvert av de tre tilfellene diskuteres kort her.

Konvensjonelle gasskraftverk

Markedet for CO₂-kvoter vil sannsynligvis bidra positivt til lønnsomheten for konvensjonelle gasskraftverk, så lenge det deles ut en betydelig andel av kvoter gratis. Dette vil skje gjennom at prisen på elektrisk kraft øker, på grunn av at produksjon basert på fossile brenslers vil ta hensyn til verdien av CO₂-kvotene de benytter i produksjonen når de melder inn sitt pristilbud til kraftbørsen. Prisen på hver enkelt enhet kraft som produseres vil øke, mens en investor i gasskraft bare vil betale for en andel av kvotene som benyttes i produksjonen av kraften.

Kvotemarkedet og kraftmarkedet vil påvirke hverandre gjensidig uavhengig av om produsentene får tildelt kvoter gratis eller ikke.

Gasskraft med CO₂-håndtering

Både konvensjonell gasskraft og gasskraft med CO₂-håndtering vil nyte godt av høye kraftpriser. For å gi incentiver til å investere i CO₂-håndtering må gasskraft med CO₂-håndtering få mer kvoter i forhold til sine faktiske utslipp enn det konvensjonell gasskraft får.

En begrensning av andel gratiskvoter til fossilbaserte kraftverk (eller annen negativ diskriminering av konvensjonell fossilbasert kraftproduksjon) i Norge alene vil ikke stimulere til at det bygges gasskraft med CO₂-håndtering. Eventuelle investeringer i fossil kraftproduksjon vil i stedet gjøres i andre land. Positiv diskriminering av gasskraft med CO₂-håndtering vurderes å være tiltak som Norge i noe større grad kan gjennomføre uten at hele EU nødvendigvis gjør det samme. EU sine regler for statsstøtte forventes imidlertid å kunne sette grenser for omfanget av slik positiv diskriminering.

Eksisterende industri

Eventuell rensing fra eksisterende industri vil medføre en inntekt fra salg eller redusert behov for kjøp av kvoter, og vil også bidra til en reduksjon av landets totale CO₂-utslipp (ikke bare en reduksjon i utslippsveksten). Eksisterende industri får således et incentiv til å investere i CO₂-håndtering fra kvotesystemet.

Det er usikkerhet knyttet til størrelsen på de økonomiske incentivene kvotemarkedet vil gi for investeringer i CO₂-håndtering i Norge. Størrelsen på en eventuell gevinst fra kvotesystemet vil blant annet være avhengig av:

- Hvordan tildeling av kvoter vil skje til gasskraftverk med CO₂-håndtering (ref. diskusjonen over)

- Varierende kvotepris
- Utforming av kvotesystemet på lang sikt
- Hvordan Norge velger å løse sine Kyotoforpliktelser (forhold mellom kjøp av utenlandske kvoter og reduksjon av utslipp innenlands)

Strategisk tilpasning til kvotetildeling

Kvotesystemene i Norge og EU vil frem mot 2012 i stor grad å basere seg på tildeling av gratiskvoter til bedriftene, avhengig av historiske eller forventede utslipp og av myndighetenes prioriteringer mellom forskjellige typer av virksomhet. Dette har resultert i spekulasjon om bedriftene vil forsøke å bruke så mye kvoter som mulig, heller enn å selge kvoter, for å maksimere tildelingen av kvoter i de etterfølgende forpliktelsesperiodene. Dette kan føre til at beslutninger om investering i CO₂-håndtering og/eller salg av kvoter som i utgangspunktet er lønnsomt kan bli utsatt eller ikke gjennomført overhodet. Dette vil også kunne gjelde for investeringer i CO₂-håndtering fra kraftproduksjon og industri.

For en investor vil de eventuelle inntektene fra salg av kvoter og incentivene for investering i CO₂-håndtering i stor grad være avhengig av hvordan kvotene allokeres.

I lønnsomhetsberegningene i Kap. 5 er det som basisforutsetning antatt at kvoter tilsvarende 90 % av historisk eller forventet utslipp tildeles over hele prosjektets levetid. Dette reflekterer hvordan EU sitt kvotesystem, og dermed også det norske, fungerer i dag og er antatt å virke fremover. Videre antas det at kvotetildeling baseres på faktisk utslipp. Det betyr at i basisalternativet vil det være svake incentiver for investering i renseteknologi, men virkningen av en endring i dette regimet vil studeres som en sensitivitet.

4.5.3 Restverdier

Verdikjeder for CO₂ innebærer relativt store grunnlagsinvesteringer. Disse investeringene må antas å ha en verdi også etter relativt lang tids bruk, noe som taler for at lønnsomhetsberegningene bør inkludere restverdier av investeringer ved utløpet av prosjektenes økonomiske levetid. Dette gjelder blant annet rørledninger offshore, som ofte regnes å ha en teknisk levetid på 30-50 år, og som lettere har alternativ utnyttelse (transport av CO₂, olje, kondensat eller naturgass) enn separasjonsanlegg for CO₂. Som en motsats til dette vil det også vanligvis påløpe oppryddingskostnader ved avslutning av driften ved de fysiske anleggene, som vil redusere en netto restverdi.

I beregningene nedenfor er det valgt å ikke regne med restverdier eller oppryddingskostnader. Dette er vurdert ut fra at dersom det først investeres i rensing og transport av CO₂, så vil disse kapasitetene utnyttes over hele prosjektets levetid, selv om dette i noen tilfeller bare vil være som en ekstra lagringsmulighet for CO₂ (for eksempel i tilfellet transportrør til offshoreinstallasjoner som ikke lengre har behov for ekstern tilførsel av CO₂). Rørledningene er også i praksis låst til transport mellom to gitte lokaliseringer, og det skal mye til for at det skal dukke opp et nytt transportbehov gjennom røret som stemmer både i tid, sted og nødvendig transportkapasitet. I stedet er det valgt å benytte en relativt lang analyseperiode (25 år). Dette resulterer i en god utnyttelse av investeringene (totalt volum CO₂ håndtert blir høyt), og medfører også at de

restverdiene en kunne ha inkludert i lønnsomhetsberegningen ville blitt små (diskontert over mer enn 25 år).

4.6 Prisforutsetninger

I dette kapittelet beskrives prisforutsetningene som gjøres i lønnsomhetsvurderingene. I stor grad utgjør disse prisforutsetningene konstante fremtidige priser. Dette er ikke fordi det ikke forventes prissvingninger i fremtiden, men fordi kunnskapen om fremtiden er mangelfull. Investeringsbeslutninger må ofte gjøres under forutsetninger om en langsiktig gjennomsnittspris, og kvaliteten i lønnsomhetsanalysene forventes ikke å forbedres i særlig grad selv om en skulle brukt mye ressurser på å anslå fremtidige svingninger i de enkelte prisene.

Minst like interessant vurderes det å være å knytte analysene til et fremtidig oljeprisnivå, samt å vurdere eventuell samvariasjon mellom de enkelte prisene.

4.6.1 Råolje

Det er knyttet betydelig usikkerhet til estimerer for fremtidig langsiktig oljepris, og prisene har vist seg å svinge betydelig over tid, fra priser under 10 USD/fat i 1998 til over 70 USD/fat i 2005. Som beregningsteknisk antagelse er det valgt å bruke en basisforutsetning om langsiktig oljepris på 30 USD/fat, noenlunde på linje med hva Finansdepartementet gjør i sin Perspektivmelding fra 2004 [22]. I analysene brukes det betydelig plass på å undersøke sensitiviteten for antakelser om langsiktig oljepris.

Prisen på råolje på verdensmarkedet spiller en betydelig rolle i prisingen av naturgass, og er også bestemmende for inntektssiden i verdikjeder der en ønsker å ta i bruk CO₂ til EOR, og er således svært sentral i lønnsomhetsanalysene. Virkningene av betydelige endringer i oljepris vil variere avhengig om en analyserer situasjonen før eller etter en investeringsbeslutning for en verdikjede.

I en investeringsanalyse vil det være forventninger om langsiktige priser som er avgjørende for om investeringsbeslutning fattes eller ikke. Forventningene om oljepris vil preges av oljeprisene som oppleves i det tidsrommet vurderingene gjøres, men også av det historiske gjennomsnittlige prisnivået på råolje. Svært høye oljepriser i øyeblikket vil altså ikke nødvendigvis gjøre det mer sannsynlig at det fattes beslutning om å realisere verdikjeder for CO₂, da få virksomheter av risikohensyn er villig til å ta sjansen på at oljeprisene ikke synker igjen. Dette gjelder selv om de høye oljeprisene gjør det mulig å prissikre en forventet EOR-gevinst på lang sikt til en høyere oljepris enn ens egen prisforventning, fordi en ofte ønsker å beholde en slik oppside selv. For analysene i denne rapporten innebærer dette at sensitivitetsanalysene med hensyn på oljepris ikke vil gjøres med de mest ekstreme utslagene i oljepris (for eksempel 10 og 50 USD/fat), fordi slike oljepriser per i dag ikke vurderes å være relevante som grunnlag for investeringsbeslutninger.

Etter at en investeringsbeslutning er tatt endres betydningen av råoljepris på aktørenes vurderinger. Råoljeprisen vil fortsatt være avgjørende for om investeringen på sikt vil vise seg lønnsom eller ikke, men vil kun i ekstreme tilfeller være avgjørende for om CO₂ faktisk håndteres eller ikke, så lenge kildene for CO₂ og offshoreinstallasjonen i seg selv er lønnsomme å holde i drift (uten nødvendigvis å gi forventet avkastning på investert

kapital). Oljeprisen vil imidlertid være helt avgjørende for hvor lenge et oljefelt holdes i drift (feltet stenges ned når det koster mer å drive enn en tjener på å produsere), og således hvor mye CO₂ som totalt vil nyttiggjøres til EOR.

En del av gevinsten ved å introdusere CO₂ på et oljefelt kommer fra utsatt nedstenging av feltet. Høyere oljepris enn forventet ved investeringstidspunktet vil imidlertid gi utsatt nedstenging av feltet, uavhengig av om en har tatt i bruk CO₂ eller ikke. Det er viktig å huske ved vurdering av sensitivitetsberegninger for langsiktig høye gjennomsnittspriser for olje, at noe av gevinsten ved utsatt nedstenging av oljefeltet ville ha kommet uavhengig av investeringen i en verdikjede for CO₂.

4.6.2 Naturgass

Når en diskuterer gasspris er det viktig å huske på at det ikke finnes en entydig markedspris for gass i det norske eller det europeiske markedet, blant annet fordi en betydelig del av kostnaden med å få gass levert til en virksomhet utgjøres av transportkostnader.

Gassprisene varierer også mer geografisk enn transportavstandene skulle tilsi. EU har innført sitt Gassmarkedsdirektiv for å skape et enhetlig europeisk gassmarked, men innser at det er en lang vei å gå før målene oppnåes. Blant annet skaper manglende tredjepartsadgang til infrastruktur, flaskehalser i transportsystemet, manglende regulatorfunksjon, og manglende systemtjenester som balansering og lagring vanskeligheter med å fremme reell konkurranse og prisutjevning.

I forbindelse med arbeidet med underlaget for St. meld. nr. 47 (2003-2004) fikk NVE utarbeidet en studie av gasspriser på Kontinentet og av gassprisenes korrelasjon med oljepris. Dette arbeidet legges til grunn også for beregningene i denne rapporten.

De eksisterende langsiktige salgskontraktene på gass fra Norge til Europa følger i stor grad prisene på lett og tung fyringsolje, ettersom dette ofte er industriens og husholdningenes alternativer til gass. Det er således en nær sammenheng mellom utvikling i råoljepriser og gasspriser. I vurderingen av pris for gass levert i Norge er det forutsatt at leveranser til Norge ikke skal innebære tap av fortjeneste for gasseiere i forhold til salg til markedspris i Europa.

Videre er det forutsatt at naturgass solgt fra gassbehandlingsterminaler i Norge blir fratrukket tariffen for transport fra terminalene på Kårstø og Kollsnes ned til landingspunktene for norsk gass i Europa. Dette har vært praktisert for gasskjøpere i Norge frem til nå. Dersom denne forutsetningen skulle endres for fremtidige gasskjøpere, vil dette svekke muligheten for å etablere gasskraftverk og ny infrastruktur i Norge basert på gass fra disse terminalene. NVE legger Zebrugge-pris fratrukket en transporttariff fra Kårstø til Zebrugge på 15 øre/Sm³ til grunn for grossistpris på Kårstø.

For rørtransport i Norge er det beregnet en mulig engrospris levert gassterminalen på Kårstø, og antatt at prisen per Sm³ vil være noenlunde den samme på Kollsnes og på Tjeldbergodden. Gassen på Tjeldbergodden har imidlertid et høyere energiinnhold per Sm³ enn en typisk tørrgass. Siden gasskjøperen er interessert i pris pr kWh, ikke pris pr Sm³, kan det argumenteres for at pris for TBO-gass være om lag 10 % høyere enn pris for en typisk tørrgass. På den annen side bør gass levert Tjeldbergodden prises lavere enn gass som skal til Kontinentet på grunn av lavere transportavstand (lavere ressursbruk for

transport til markedet) og på grunn av at en i perioder i fremtiden vil kunne oppleve flaskehalser for transport av gass fra Haltenbanken til Kontinentet. Basert på vurderingene ovenfor ble det estimert at tørrgass kan kjøpes, levert til de aktuelle gassterminalene, til priser som vist i Tabell 4.2.

Tabell 4.2 Gasspriser på Kårstø og i Zeebrugge [23]

Råoljepris (USD/fat)	18	25	35
Gasspris Zeebrugge, øre/Sm ³	54	81	117
Gasspris Kårstø, øre/Sm ³	39	66	102

Med utgangspunkt i en langsiktig råoljepris på 30 USD/fat (se Kap. 4.6.1) og prisene i Tabell 4.2 er gasspris i basisscenariet for de aktuelle gassterminalene estimert til 84 øre/Sm³.

4.6.3 Elektrisitet

I perioden januar til april 2005 økte prisene på kraft for levering sommeren 2005 (Nord Pool, FWSO05) fra om lag 20 til 25 øre/kWh. Prisøkningen skyldes i stor grad økt kvotepris for CO₂ og høy pris på fossile energivarer. Også prisene for kraft levert 2007 og 2008 lå på 25-26 øre/kWh, slik at det ser ut som at dette reflekterer en langsiktig heving i kraftpris.

Basisalternativet for langsiktig pris på elektrisk kraft er satt til 25 øre/kWh i beregningene i denne rapporten.

4.6.4 CO₂-kvoter

Estimatene for verdien av CO₂-kvoter i årene fremover er mange og varierer betydelig. Kvotehandelen innen EU har pågått en god stund, og i de seks første månedene i 2005 har offentliggjorte kvotepriser ligget i intervallet 6-24 euro/tonn CO₂ (om lag 50 - 190 kr/tonn).

Hvilket kvoteprisinivå en vil oppleve i Kyotoperioden (2008-2012) og etter dette er enda mer usikkert. Som estimat for kvotepriser under dette regimet benyttes opplevde kvotepriser i EU sitt kvotehandelsystem for 2005-2007, og basisanslaget for kvotepris er satt til 100 kr/tonn.

Usikkerheten om framtidig kvoteregime, og dermed den internasjonale kvoteprisen, er stor. Blant annet vil spørsmål om kvotesystemets bredde, grad av tildeling av gratiskvoter og tilgangen og prisen på kvoter fra mekanismer som JI og CDM kunne bety mye for framtidig kvotepris. Det er derfor vanskelig å legge til grunn en gitt kvotepris over kraftverkets levetid, og sensitivitetsanalyser er gjort i beregningene i Kap. 5 for å illustrere utfallsrommet.

4.6.5 Samvariasjon mellom priser

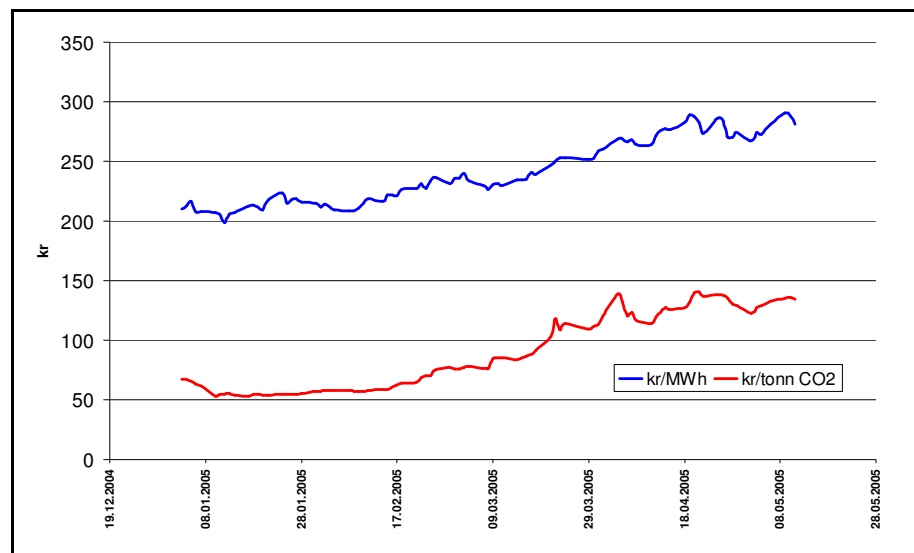
Ved beregning av sensitiviteter for de enkelte verdikjedene er den vanlige metoden å variere en faktor mens de andre holdes konstant. I noen tilfeller vil dette imidlertid gi lite

realistiske resultater, da noen av faktorene som avgjør lønnsomheten i verdikjeden i stor grad samvarierer. For prisforutsetningene gjelder dette i særlig grad samvariasjon mellom pris på elektrisk kraft og CO₂-kvoter og samvariasjon mellom pris på råolje og naturgass (i virkeligheten påvirker tilgang, etterspørsel og pris på alle disse fire energivarene hverandre gjensidig).

4.6.5.1 Elektrisitet og CO₂-kvoter

Som beskrevet tidligere har introduksjonen av et kvotemarked for CO₂ bidratt til å heve prisene på elektrisk kraft. Denne samvariasjonen mellom kvotepris og kraftpris forventes å gjøre seg gjeldende også på lang sikt, idet det forventes at produksjonen av elektrisk kraft på Kontinentet vil skje med et betydelig innslag av fossile energikilder også i fremtiden.

Som en illustrasjon av samvariasjonen mellom pris på CO₂-kvoter og prisen på elektrisk kraft er priser fra Nord Pool i perioden januar til mai 2005 for kvoter med levering desember 2005 og elektrisk kraft for levering sommer-05 (FWSO05) vist i Figur 4.3.



Figur 4.3 Utvikling i kraftpris (FWSO05) og kvotepris de første 5 månedene av 2005

For sensitivitetsberegningene i denne rapporten er det forutsatt at en økning i kvotepris på 10 kr/tonn tilsvarer en økning i kraftpris på 0,5 øre/kWh. Tallene er basert på betraktninger av hva som setter prisen i kraftmarkedet, på samme måte som vist i Kap. 2.3. Dette tilsvarer at det er gasskraft ved en relativt høy gasspris som setter prisen i Norge eller at kullkraft setter en pris på Nord Pool som bare delvis slår inn i det norske markedet. Samtidig kan langsiktige kraftpriser variere uavhengig av kvotepris, for eksempel som følge varierende balanse mellom tilbud og etterspørsel eller varierende kullpriser på verdensmarkedet.

4.6.5.2 Råolje og naturgass

Som beskrevet over er gassprisene i Europa i stor grad korrelert med pris på råolje, fordi de langsiktige gasskontraktene som har dominert gassmarkedet inneholder mekanismer

for indeksering mot pris på fyringsolje. Som estimat for korrelasjon mellom gasspris på gassterminalene og råoljepris benyttes dataene fra Tabell 4.2, og det er interpolert lineært for å komme frem til gasspriser ved store utslag i oljepris. Det resulterer i gasspriser som vist i Tabell 4.3.

Tabell 4.3 Gasspriser (øre/Sm³) ved varierende oljepris og lokalisering

Råoljepris (USD/fat)	18	20	25	30	35	40
Gasspris Kårstø, Kollsnes og Tjeldbergodden	39	47	66	84	102	120

I sensitivitetsanalysene er det gassprisene ved 20 og 40 USD/fat råoljepris som er benyttet.

4.7 Forenklinger og forutsetninger

I de foregående kapitlene, samt i vedleggsdelen, er det gjort rede for en rekke forenklinger som gjøres for å muliggjøre beregning av nåverdi for de enkelte scenariene. Her oppsummeres disse, som en påminnelse, før resultatene av beregningene presenteres.

- Det forutsettes at det ikke vil være behov for mellomlagring av CO₂ i verdikjeden
- Det forutsettes at det betales for all CO₂ som leveres feltene i den perioden de vil kunne utnytte CO₂
- Det forutsettes at kostnader og teknologi vil bli som beskrevet i studiene av Kårstø, Tjeldbergodden, Mongstad og Gullfaks, ingen videre utvikling av virkningsgrader og kostnader
- Det forutsettes betalingsvilje for CO₂ på Gullfaks i ti år for alle scenariene
- Det forutsettes uniform tildeling av gratiskvoter for CO₂ over prosjektenes levetid
- Det forutsettes at CO₂-håndtering ikke vil gi redusert regularitet/tilgjengelighet for noen av de involverte prosessanleggene (onshore og offshore)
- Anlegg offshore og transportrør forutsettes alltid tilgjengelig når renseanlegget produserer CO₂
- Gasskraft med CO₂-håndtering forutsettes å ha like høy regularitet som konvensjonell gasskraft
- Det forutsettes at etablering av nye prosessanlegg ikke medfører tapt produksjon i eksisterende prosessanlegg, som må kompenseres økonomisk av prosjektet
- Det er ikke tatt hensyn i beregningene til at etablering av ny kraftproduksjon i Norge vil påvirke kraftprisene innenlands. Dette vil ikke gi korrekte resultater ved sammenligning mellom scenarier der det produseres lite elektrisk kraft og scenarier der det produseres mye elektrisk kraft.

- Det er forutsatt meget god (perfekt) samordning av de enkelte modifikasjonsprosjektene over tid, og at de ulike grensesnittene ikke vil forårsake spesielle problemer
- Det forutsettes at levering av CO₂ til Ekofisk vil kunne fases perfekt inn i etterkant av Gullfaks

En gjennomgang av antagelsene og forenklingene antyder at de fleste av disse er av en karakter som gjør at beregningene som presenteres i Kap. 5 vil gi mer positive resultater enn en i virkeligheten vil kunne oppleve, og at risikoen forbundet med forenklingene er betydelig.

Spesielt representerer de to siste forutsetningene en betydelig forenkling i forhold til hva en må forvente dersom det vedtas å investere i større verdikjeder for CO₂ av typen som studeres nærmere i Kap. 5.8. Samordning av behov mellom ulike aktører over tid i en stor verdikjede vil ikke bli perfekt, og representerer betydelig risiko og ressursbehov.

5 Resultater

I dette kapittelet presenteres beregningsresultatene fra de ulike scenariene som NVE har modellert, med bakgrunn i forutsetningene som er diskutert i foregående kapitler og i vedlegg. Beregningene forutsetter en tettere integrering av to næringer med ulike tidshorisonter, rammebetingelser og risikovurderinger. Lønnsomhetsberegningene gir ingen god beskrivelse av hvordan utfordringene knyttet til dette kan løses, men gir en beskrivelse av lønnsomheten av verdikjeder for CO₂ under forutsetning av at disse utfordringene ikke vil legge betydelige hindre i veien for realisering.

Lønnsomheten ved de forskjellige scenariene er avhengig av forutsetninger om priser på olje, gass, elektrisk kraft og kvoter, som bestemmes i internasjonale markeder, og det er lagt stor vekt på å vurdere sensitiviteter for ulike forutsetninger om blant annet priser. NVE har ikke gjort selvstendige vurderinger av mulighetene for injeksjon av CO₂ på sokkelen. Andre etater (i særlig grad OD) har langt større ekspertise på dette enn NVE, og NVE har lagt deres vurderinger [9] til grunn for sine lønnsomhetsberegninger.

Beregningsresultatene tar utgangspunkt i et konvensjonelt gasskraftverk på Tjeldbergodden, og bygges gradvis ut i kompleksitet frem mot større verdikjeder for CO₂ som omfatter flere kilder (gasskraftverk) og sluk (reservoarer offshore).

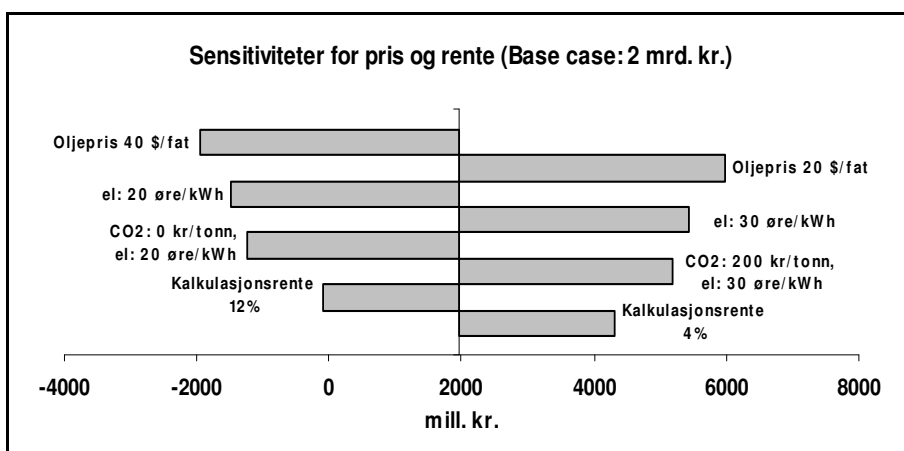
5.1 Konvensjonell gasskraft på Tjeldbergodden

5.1.1 Beskrivelse

Statoil har søkt om konsesjon for et gasskraftverk med en produksjon på om lag 840 MW på Tjeldbergodden, som gir en forventet årsproduksjon på om lag 6,8 TWh. Hoveddataene fra konsekvensutredningen av dette kraftverket er benyttet for å lage en enkel nåverdimodell for et slikt prosjekt, for å ha som basis for sammenligning med verdikjeder som inkluderer CO₂-håndtering.

5.1.2 Lønnsomhet og sensitiviteter

Med denne rapportens basisforutsetninger vil et slikt gasskraftverk ha en positiv nåverdi på om lag 2 mrd. kr. I Figur 5.1 er det vist noen viktige sensitiviteter.



Figur 5.1 Sensitiviteter for konvensjonelt gasskraftverk på Tjeldbergodden

Oljepris

En endring i forventning til langsiktig oljepris vil for dette scenariet kun ha den effekten at den påvirker forventede gasspriser til kraftverket. Det medfører at tilfellet med lav forventet fremtidig oljepris (20 USD/fat, 47 øre/Sm³ naturgass) gir forbedret lønnsomhet, om lag 6 mrd. kr i nåverdi, mens ved 40 USD/fat og en gasspris på 120 øre/Sm³ blir nåverdien om lag -1,9 mrd. kr.

Kvotepris og kraftpris

For et konvensjonelt gasskraftverk vil en endring av kvotepris for CO₂ både gi en direkte virkning for lønnsomheten gjennom behovet for handel i kvotemarkedet, samt en indirekte virkning gjennom strømprisen. I denne beregningen vil virkningen gjennom strømpris dominere fullstendig, ettersom det er antatt tildeling av en betydelig andel gratiskvoter (90 %). Et konvensjonelt gasskraftverk tjener således mer penger ved høye kvotepriser. En kvotepris nær null (og dermed kraftpris på om lag 20 øre/kWh) vil gi nåverdi på om lag -1,2 mrd. kr, mens en kvotepris på 200 kr/tonn (og dermed kraftpris på om lag 30 øre/kWh) gir en nåverdi på om lag 5,2 mrd. kr.

Kraftpris

En endring i kraftpris som ikke kommer fra kvotesystemet vil ha et utslag av samme størrelsesorden som en endring i kvotepris, det vil si at en kraftpris på om lag 20 øre/kWh vil gi nåverdi på om lag -1,5 mrd. kr, mens en kraftpris på om lag 30 øre/kWh gir en nåverdi på om lag 5,4 mrd. kr.

Kalkulasjonsrente

Kalkulasjonsrenten spiller en betydelig rolle for beregning av lønnsomhet for konvensjonelle gasskraftverk. Denne rapporten bruker en kalkulasjonsrente ved basisforutsetningene som vurderes som lav i forhold til hva kommersielle selskaper forventes å ha som avkastningskrav. En økning av kalkulasjonsrenten til 12 %, som kan illustrere et kommersielt avkastningskrav, vil gi en nåverdi på om lag -0,1 mrd. kr, mens en kalkulasjonsrente på 4 % gir en nåverdi på om lag 4,3 mrd. kr.

Kvotetildeling

Ved en reduksjon av andelen gratiskvoter som tildeles virksomheter fra nivået på 90 %, som er i tråd med dagens norske og europeiske kvoteregler til et nivå på 50 % vil nåverdien for prosjektet bli om lag 0,9 mrd. kr. I tilfellet der det ikke tildeles gratiskvoter i det hele tatt vil nåverdien for prosjektet forverres til om lag -0,4 mrd. kr.

Innvirkning på kraftnettet

Lokalisering av gasskraft på Tjeldbergodden vil være gunstig for kraftnettet. Dersom en ser for seg at prosjektet kunne få kompensert for gevinsten det tilfører kraftnettet vil nåverdien i prosjektet kunne øke med opp til 1 mrd. kr (se Kap. 2.4).

5.2 CO₂-håndtering uten EOR på Tjeldbergodden

5.2.1 Beskrivelse

Dette scenariet behandler rensing av CO₂ fra det foreslåtte gasskraftverket på Tjeldbergodden, med ren lagring av CO₂ i en dedikert brønn i havet utenfor Trøndelagskysten. Gasskraftverket vil ha en årsproduksjon av elektrisk kraft på om lag 5,8 TWh ved rensing av CO₂, mens et konvensjonelt kraftverk ville hatt en produksjon på om lag 6,8 TWh. Renseanlegget for CO₂ vil skille ut om lag 2,2 mill. tonn CO₂ årlig, med et restutslipp på om lag 0,4 mill. tonn. CO₂ vil transporteres i et 80 km langt rør til Frohavet/Trøndelagsplattformen utenfor Trøndelagskysten.

5.2.2 Lønnsomhet ved basisforutsetningene

Etablering av et gasskraftverk med CO₂-håndtering vil gi en negativ nåverdi på om lag 6,8 mrd. kr ved basisforutsetningene. Dette tilsvarer at prosjektet må tilføres en tilleggsinntekt på rundt 12 øre/kWh for hver kWh produsert ved anlegget, eller at prosjektet må tilføres en tilleggsinntekt på om lag 300 kr/tonn CO₂ fanget (ikke unngått) ved kraftverket, for å oppnå en positiv nåverdi.

Investeringene og energiforbruk for renseanlegg og transport dominerer fullstendig i lønnsomhetsberegningen, og gir langt høyere utgifter enn besparelsen en oppnår gjennom kvotesystemet for CO₂ (med tildeling basert på faktisk utslipp). Besparelsen fra kvotesystemet er marginal med en slik tildelingsnøkkel (se Kap. 4.5.2).

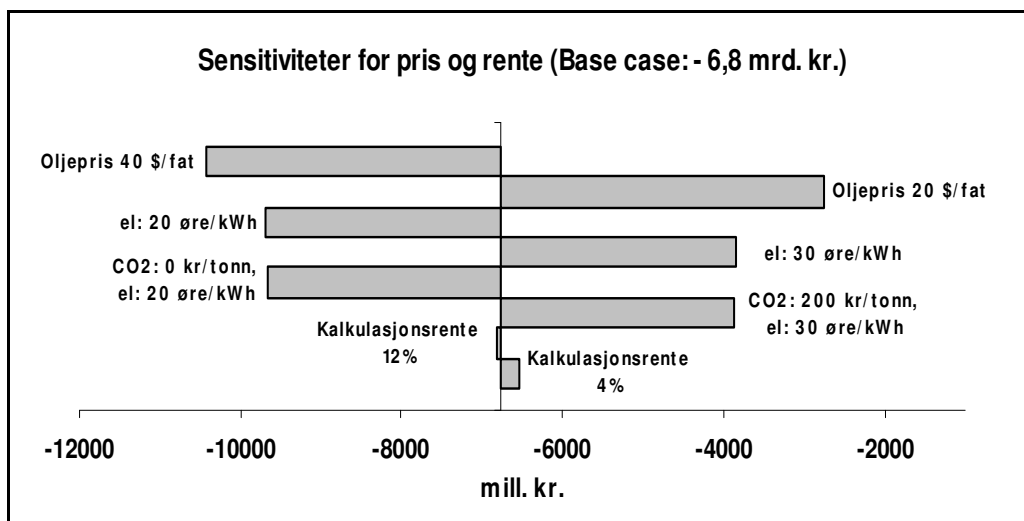
Kraftverket vil produsere om lag 5,8 TWh/år, og vil ha et årlig utslipp på om lag 0,4 mill. tonn CO₂. Ved tilsvarende forutsetninger vil et konvensjonelt gasskraftverk ha en nåverdi på rundt 2 mrd. kr. Et slikt kraftverk vil produsere om lag 6,8 TWh, og ha et årlig utslipp på om lag 2,6 mill. tonn CO₂.

Relativt til det konvensjonelle kraftverket vil altså nåverdien for et anlegg med rensing på Tjeldbergodden reduseres med 8,8 mrd. kr, kraftproduksjonen reduseres med 1 TWh per år, og utslippene av CO₂ reduseres med 2,2 mill. tonn per år.

For å kompensere for utgifter til rensing, tørking og kompresjon av CO₂ (ikke inkludert utgift til transport og deponering) må kraftverket med CO₂-håndtering tilføres en inntekt på om lag 340 kr/tonn CO₂ fanget (ikke unngått) for å oppnå samme lønnsomhet som et konvensjonelt kraftverk.

5.2.3 Sensitiviteter

Sensitivitetsberegninger for priser og kalkulasjonsrente i scenariet er gjengitt i Figur 5.7, mens en del andre sensitivitetsberegninger er vist i Figur 5.8.



Figur 5.2 Sensitiviteter for CO₂ fra Tjeldbergodden til ren lagring

Oljepris

En endring i forventning til langsiktig oljepris vil for dette scenariet kun ha den effekten at den påvirker gassprisene til kraftverket. Det medfører at tilfellet med lav forventet fremtidig oljepris (20 USD/fat, 47 øre/Sm³ naturgass) gir best lønnsomhet, rundt -2,7 mrd. kr i nåverdi, mens nåverdien blir om lag -10,4 mrd. kr ved 40 USD/fat og en gasspris på 120 øre/Sm³.

Kvotepris og kraftpris

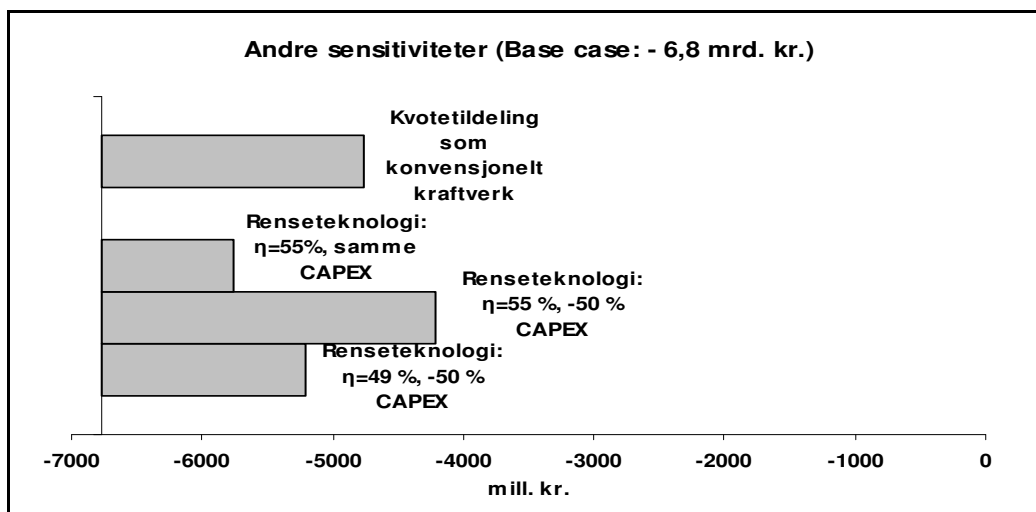
Som diskutert i Kap. 4.6.5.1 vil en endring av kvotepris for CO₂ både gi en direkte virkning for lønnsomheten i en verdikjede for CO₂, samt en indirekte virkning gjennom strømprisen. I denne beregningen vil virkningen gjennom strømpris dominere fullstendig, ettersom det er antatt at kvoter tildeles basert på faktisk utslipp, noe som ikke gir kvoter for salg. En kvotepris nær null (og dermed kraftpris på om lag 20 øre/kWh) vil gi nåverdi på om lag -9,7 mrd. kr, mens en kvotepris på 200 kr/tonn (og dermed kraftpris på om lag 30 øre/kWh) gir en nåverdi på om lag -3,9 mrd. kr.

Kraftpris

En endring i kraftpris som ikke kommer fra kvotesystemet vil ha et utslag av samme størrelse som en endring i kvotepris, det vil si at en kraftpris på om lag 20 øre/kWh vil gi nåverdi på om lag -9,7 mrd. kr, mens en kraftpris på om lag 30 øre/kWh gir en nåverdi på om lag -3,9 mrd. kr.

Kalkulasjonsrente

Kalkulasjonsrenten spiller liten rolle for et slikt prosjekt, fordi prosjektet vil ha et marginalt driftsoverskudd over levetiden relativt til de store investeringene i starten av prosjektet. Tilsvarende vil gjelde for forskjellige forutsetninger om økonomisk levetid for prosjektet. En økning av kalkulasjonsrenten til 12 % vil gi en nåverdi på om lag -6,8 mrd. kr, mens en kalkulasjonsrente på 4 % gir en nåverdi på om lag -6,5 mrd. kr.



Figur 5.3 Andre sensitiviteter for ren lagring av CO₂ fra Tjeldbergodden

Kvotetildeling

Basisforutsetningen om kvotetildeling til gasskraft med CO₂-håndtering har utgangspunkt i dagens norske og europeiske kvoteregler. Denne tildelingen er ikke utformet med tanke på å gi fordeler til gasskraftverk med CO₂-håndtering. Dersom en i stedet legger til grunn at en vil få tildelt like mange kvoter som en ville fått uten rensing av CO₂ over hele prosjektets økonomiske levetid bedres nåverdien med om lag 2 mrd. kr, til -4,7 mrd. kr. Ved en samtidig økning av langsiktig kvotepris til 200 kr/tonn og en slik tildeling vil prosjektets nåverdi bedres til -2,7 mrd. kr.

Ved en reduksjon av andelen gratiskvoter som tildeles virksomheter fra nivået på 90 %, som er i tråd med dagens norske og europeiske kvoteregler, til 50 %, vil nåverdien for prosjektet i absolutte termer forverres med om lag 0,2 mrd. kr. Relativt til et konvensjonelt kraftverk vil den forbedres med om lag 0,9 mrd. kr.

Forbedret renseteknologi

I vurderingene av gasskraft med CO₂-håndtering har det vært stor oppmerksomhet rundt forbedringer i renseteknologi. Slike forbedringer kan skje både gjennom reduksjoner i investerings- og driftskostnadene for renseanlegg og gjennom forbedret virkningsgrad (energiutnyttelse). Ved en ren reduksjon i investeringskostnad i renseanlegget på 50 % vil nåverdien i prosjektet bedres til om lag -5,2 mrd. kr. En forbedring av elektrisk virkningsgrad for gasskraft inkludert renseanlegg fra 49 % til 55 % til samme investeringskostnad som i basisforutsetningene vil gi en nåverdi på om lag -5,8 mrd. kr. En kombinasjon av de to forbedringene (som vil representere et kvantesprang innen renseteknologi) vil forbedre nåverdien i prosjektet til -4,2 mrd. kr.

Innvirkning på kraftnettet

Lokalisering av gasskraft på Tjeldbergodden vil være gunstig for kraftnettet. Dersom en ser for seg at prosjektet får kompensert for gevinsten det tilfører kraftnettet vil negativ nåverdi for et konvensjonelt kraftverk kunne reduseres med opp mot 1 mrd. kr. Denne gevinsten vil kunne bli noe mindre ved realisering av CO₂-håndtering ved kraftverket, som følge av redusert kraftproduksjon til nettet.

5.3 CO₂-håndtering uten EOR på Mongstad

5.3.1 Beskrivelse

Dette scenariet tar for seg rensing av CO₂ fra eksisterende raffineri samt det konsesjonssøkte energiverket på Mongstad, som til sammen vil gi om lag 2,2 mill. tonn CO₂ årlig i en 25 års periode. Energiverket inkludert renseanlegg for CO₂ vil produsere om lag 1,8 TWh elektrisk kraft, som i hovedsak er ment å dekke kraftbehov ved raffineriet på Mongstad, gassterminalen på Kollsnes og plattformen Troll A. Videre vil energiverket levere om lag 2,3 TWh i form av varme (forvarming av råolje og leveranser av høytrykksdamp) til raffineriet, mens energiverket får levert om lag 1 TWh fyrgass fra raffineriet. Scenariet inkluderer investering i et dedikert 10" transportrør for tørrgass på til sammen 62 km fra Kollsnes til Mongstad. CO₂ vil transporteres i et 150 km langt rør til Utsiraformasjonen.

I dag har raffineriet på Mongstad et årlig utslipp av CO₂ på om lag 1,75 mill. tonn per år. Investering i et energiverk uten CO₂-håndtering vil øke dette utslippet med 0,95 mill. tonn, til 2,7 mill. tonn per år. Ved å i tillegg investere i CO₂-håndtering på Mongstad, vil om lag 2,2 mill. tonn kunne skilles ut årlig, og de resterende utslippene på Mongstad vil være på om lag 0,9 mill. tonn per år. Renseanlegget for CO₂ vil skille ut CO₂ fra tre kilder, nemlig eksisterende krakker i raffineriet, fra energiverket og fra en ny dampkjel som vil være nødvendig for å produsere nok varme (damp) til renseanlegget.

Det foreslåtte energiverket på Mongstad representerer et komplisert prosjekt, med en høy grad av integrering mellom eksisterende raffinerivirksomhet og energiverket. Introduksjon av CO₂-håndtering fra både raffineri og energiverk medfører ytterligere kompleksitet i prosjektet. Mellom raffineri og energiverk vil det utveksles både energi (fyrgass, damp, forvarming av råolje) og produkter (nytt anlegg for separasjon av hydrogen fra fyrgass), og NVE har ikke innsikt i intern verdsetting av energi og produkter mellom energiverk og raffineri.

For å kunne gjøre vurderinger av lønnsomhet ved introduksjon av CO₂-håndtering i prosjektet er det forutsatt at energiverksprosjektet har en nåverdi rundt null ved basisforutsetningene i denne rapporten. Rent praktisk gjøres dette ved å manipulere med prisingen av varme og fyrgass som utveksles mellom energiverk og raffineri. Det innebærer at investeringskostnaden som benyttes er større enn kostnadene knyttet til kraftproduksjonen alene, men at disse kostnadene kompenseres ved betaling for levert varme. Effektene av å innføre CO₂-håndtering må derfor betraktes som en studie av den relative lønnsomheten av å innføre CO₂-håndtering på Mongstad (i forhold til kun å investere som Statoil har foreslått og konsesjonssøkt), ikke som en vurdering av absolutt lønnsomhet.

Realisering av CO₂-håndtering på Mongstad forutsettes å resultere i at prosjektet tildeles kvoter basert på historiske utslipp fra raffineriet, som vil kunne selges i kvotemarkedet og generere en inntekt for prosjektet. Det er forutsatt at prosjektet totalt sett vil gi reduserte utslipp i forhold til dagens situasjon, og dermed gi mulighet for salg av kvoter tilsvarende om lag 0,8 mill. tonn CO₂ per år.

5.3.2 Lønnsomhet ved basisforutsetningene

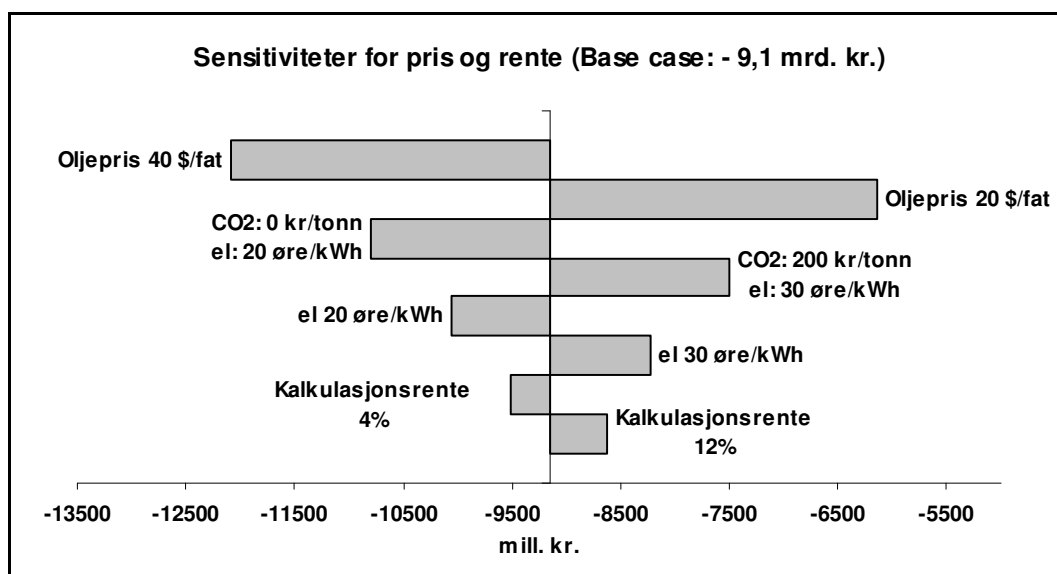
Etablering av et energiverk med CO₂-håndtering på Mongstad og ren deponering av CO₂ vil gi en negativ nåverdi på om lag 9,1 mrd. kr ved basisforutsetningene. Dette tilsvarer at prosjektet må tilføres en tilleggsinntekt på om lag 410 kr/tonn CO₂ fanget (ikke unngått) ved kraftverket, for å oppnå en positiv nåverdi.

Investeringer og energiforbruk for renseanlegg og transport dominerer fullstendig i lønnsomhetsberegningen, og gir langt høyere utgifter enn besparelsen en oppnår gjennom kvotesystemet for CO₂ (med tildeling basert på faktisk utslipp). Besparelsen fra kvotesystemet er større enn for rene gasskraftprosjekter, fordi prosjektet på Mongstad renser utslipp fra eksisterende industri og dermed frigjør kvoter for salg.

For å kompensere for utgifter til rensing, tørking og kompresjon av CO₂ (ikke inkludert utgift til transport og deponering) må energiverk og raffineri med CO₂-håndtering tilføres en inntekt på om lag 370 kr/tonn CO₂ fanget (ikke unngått) for å oppnå samme lønnsomhet som et konvensjonelt raffineri og energiverk på Mongstad.

5.3.3 Sensitiviteter

Sensitivitetsberegninger for priser og kalkulasjonsrente i scenariet er gjengitt i Figur 5.4.



Figur 5.4 Sensitiviteter for CO₂ fra Mongstad til ren lagring

Oljepris

En endring i forventning til langsiktig oljepris vil for dette scenariet kun ha den effekten at den påvirker gassprisene til kraftverket. Det medfører at tilfellet med lav forventet fremtidig oljepris (20 USD/fat, 47 øre/Sm³ naturgass) gir best lønnsomhet, om lag -6,1 mrd. kr i nåverdi, mens ved 40 USD/fat og en gasspris på 120 øre/Sm³ blir nåverdien rundt -12,1 mrd. kr.

Kvotepris og kraftpris

En endring av kvotepris for CO₂ vil både gi en direkte virkning for lønnsomheten i en

verdikjede for CO₂, samt en indirekte virkning gjennom strømprisen. En kvotepris nær null (og dermed kraftpris på om lag 20 øre/kWh) vil gi nåverdi på om lag -10,8 mrd. kr, mens en kvotepris på 200 kr/tonn (og dermed kraftpris på om lag 30 øre/kWh) gir en nåverdi på om lag -7,5 mrd. kr.

Kraftpris

En endring i kraftpris som ikke kommer fra kvotesystemet vil gi mindre endringer i lønnsomheten enn en samtidig endring i kvotepris og kraftpris, på grunn av at lønnsomheten i et prosjekt på Mongstad avhenger av salg av kvoter som frigjøres ved rensing fra eksisterende industri. En kraftpris på om lag 20 øre/kWh vil gi nåverdi på om lag -10,1 mrd. kr, mens en kraftpris på om lag 30 øre/kWh gir en nåverdi på om lag -8,2 mrd. kr.

Kalkulasjonsrente

Kalkulasjonsrenten spiller liten rolle for dette prosjektet uten salg av CO₂, fordi prosjektet vil ha et marginalt driftsunderskudd over levetiden relativt til de store investeringene i starten av prosjektet. For Mongstad betyr det at prosjektet får en bedre nåverdi ved bruk av en høy kalkulasjonsrente, fordi dette betyr relativt sett mindre vektlegging av fremtidig driftsunderskudd. En økning av kalkulasjonsrenten til 12 % vil gi en nåverdi på om lag -8,6 mrd. kr, mens en kalkulasjonsrente på 4 % gir en nåverdi på om lag -9,5 mrd. kr.

5.4 CO₂-håndtering uten EOR på Kårstø

5.4.1 Beskrivelse

Naturkraft har startet bygging av et gasskraftverk på om lag 420 MW på Kårstø i Rogaland. Forventet årsproduksjon vil bli om lag 3,5 TWh, og tilsvarende årlige utslipp av CO₂ vil ligge på opp mot 1,2 mill. tonn per år.

I dette kapittelet studeres et scenario der det investeres i CO₂-håndtering på Kårstø, med ren lagring av CO₂ i Utsiraformasjonen. Et renseanlegg vil kunne fange opp mot 1 mill. tonn CO₂ per år fra gasskraftverket på Kårstø, det er ikke antatt rensing fra noen av de andre utslippspunktene på gassterminalen. Renseanlegget vil redusere elektrisitetsproduksjonen ved anlegget til om lag 2,9 TWh.

I motsetning til de andre scenariene (basert på Tjeldbergodden og Mongstad) har ikke NVE tilgang til studier som vurderer dette anlegget spesifikt. Det er derfor nødvendig å basere kostnadsestimat og egenskaper for renseanlegg og transportrør for CO₂ på mer generelle kostnadsstudier. For renseanlegget vil basisforutsetningen for renseanlegget for CO₂ basere seg på AkerKværner/GassTek sitt arbeide, slik det fremstilles i [31] og [44], se også Kap 3.2. Som en sensitivitet studeres virkningen av å heller ta utgangspunkt i en nedskalering av kostnadsestimatet som Statoil har utarbeidet for Tjeldbergodden. Naturkraft selv legger et estimat som ligger mellom disse forutsetningene til grunn for sine vurderinger. Naturkraft estimerer investeringskostnader for separasjon (inkludert tørking og kompresjon) til om lag 1,5 mrd. kr, mens driftskostnadene for det samme anlegget inkludert utgifter til energibruk estimeres til 250 mill. kr per år [50]. Estimatenes er basert på arbeidet utført av CCP (se Kap. 3.2).

Som grunnlag for estimering av rør for CO₂ er det antatt at det kreves et rør på 150 km for å nå et deponeringspunkt i Utsiraformasjonen (tilsvarende distansen Statoil har anslått fra Mongstad til deponeringspunkt i Utsiraformasjonen [14]).

I motsetning til i AkerKværner/GassTek sitt arbeid tar forretningsmodellen i denne rapporten utgangspunkt i at gasskraftverk og renseanlegg betraktes som et integrert anlegg, slik at energibruk knyttet til renseprosessen ikke regnes som en driftsutgift, men som et tap av virkningsgrad. Driftskostnadene som er oppgitt i referansene er derfor korrigert for å reflektere dette. Rensegrad for CO₂ over året er estimert noe lavere (82 %) enn momentan rensegrad (85 %) for å korrigere for lavere forventet regularitet enn for eksempel anlegget på Tjeldbergodden, mens resulterende termisk virkningsgrad er anslått [44] å være såvidt høyere enn hva som oppnås på Tjeldbergodden (49,5 %).

5.4.2 Lønnsomhet ved basisforutsetningene

Etablering av et gasskraftverk med CO₂-håndtering og ren lagring i Utsiraformasjonen vil gi en negativ nåverdi på om lag 3,1 mrd. kr ved basisforutsetningene. Dette tilsvarer at prosjektet må tilføres en tilleggsinntekt på om lag 11 øre/kWh for hver kWh produsert ved anlegget, eller rundt 330 kr/tonn CO₂ fanget (ikke unngått) ved kraftverket, for å oppnå en positiv nåverdi.

Investeringene og energiforbruk for renseanlegg og transport dominerer lønnsomhetsberegningen, og gir langt høyere utgifter enn besparelsen en oppnår gjennom

kvotesystemet for CO₂. Besparelsen fra kvotesystemet er marginal, fordi det er antatt kvotetildeling basert på faktiske utslipp (se Kap. 4.5.2).

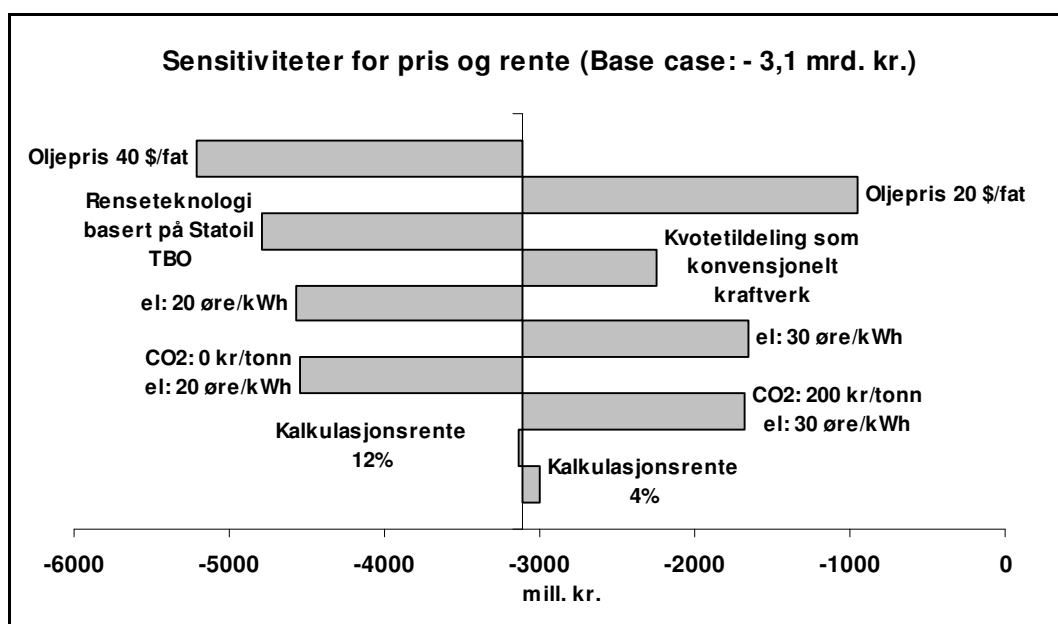
Kraftverket med renseanlegg vil produsere om lag 2,9 TWh/år, og vil ha et årlig utslipp på om lag 0,2 mill. tonn CO₂. Ved tilsvarende forutsetninger vil et konvensjonelt gasskraftverk ha en nåverdi på om lag 0,6 mrd. kr.

Relativt til det konvensjonelle kraftverket vil altså nåverdien for et anlegg med rensing på Kårstø reduseres med 3,7 mrd. kr, kraftproduksjonen reduseres med 0,5 TWh og utslipp av CO₂ reduseres med 1 mill. tonn per år.

For å kompensere for utgifter til rensing, tørking og kompresjon av CO₂ (ikke inkludert kostnader til rør og brønn) må kraftverket med CO₂-håndtering tilføres en inntekt på om lag 250 kr/tonn CO₂ fanget (ikke unngått) for å oppnå samme lønnsomhet som et konvensjonelt kraftverk.

5.4.3 Sensitiviteter

Sensitivitetsberegninger for priser og kalkulasjonsrente i scenariet er gjengitt i Figur 5.5.



Figur 5.5 Sensitiviteter for CO₂ fra Kårstø til ren lagring

Oljepris

En endring i forventning til langsiktig oljepris vil kun påvirke gassprisene til kraftverket. Det medfører at tilfellet med lav forventet fremtidig oljepris (20 USD/fat, 47 øre/Sm³ naturgass) gir best lønnsomhet, om lag -1 mrd. kr i nåverdi, mens ved 40 USD/fat og en gasspris på 120 øre/Sm³ blir nåverdien om lag -5,2 mrd. kr.

Kvotetildeling

Basisforutsetningen om kvotetildeling til gasskraft med CO₂-håndtering har utgangspunkt i dagens norske og europeiske kvoteregler. Denne tildelingen er ikke utformet med tanke

på å gi fordeler til gasskraftverk med CO₂-håndtering. Dersom en i stedet legger til grunn at en vil få tildelt like mange kvoter som en ville fått uten rensing av CO₂ over hele prosjektets økonomiske levetid bedres nåverdien med om lag 1 mrd. kr, til -2,2 mrd. kr.

Forbedret renseteknologi

Dette scenariet benyttes til å illustrere de store variasjonene som finnes mellom ulike kostnadsestimater for renseteknologi for CO₂ (se Kap. 3.2). Dersom en i stedet for å benytte AkerKværner/GassTek sine kostnadsdata bruker data basert på arbeidet Statoil har fått utført for Tjeldbergodden¹¹ vil en på grunn av markert høyere estimater for både investerings- og driftskostnader se en tilsvarende forverring av lønnsomheten for verdikjeden. Nåverdien i prosjektet ved de nye kostnadsestimatene blir forverret med 1,6 mrd. kr, til -4,8 mrd. kr. Dersom en betrakter Statoil sine estimater som relativt konservative og AkerKværner/GassTek sine estimater som relativt optimistiske kan dette betraktes som et utfallsrom for lønnsomhet som funksjon av antakelser om renseteknologi.

Kvotepris og kraftpris

Som diskutert i Kap. 4.6.5.1 vil en endring av kvotepris for CO₂ både gi en direkte virkning for lønnsomheten i en verdikjede for CO₂, samt en indirekte virkning gjennom strømprisen. I denne beregningen vil virkningen gjennom strømpris dominere fullstendig, ettersom det er antatt at kvoter tildeles basert på faktisk utslipp, noe som ikke gir kvoter for salg. En kvotepris nær null (og dermed kraftpris på om lag 20 øre/kWh) vil gi nåverdi på om lag -4,5 mrd. kr, mens en kvotepris på 200 kr/tonn (og dermed kraftpris på om lag 30 øre/kWh) gir en nåverdi på om lag -1,7 mrd. kr.

Kalkulasjonsrente

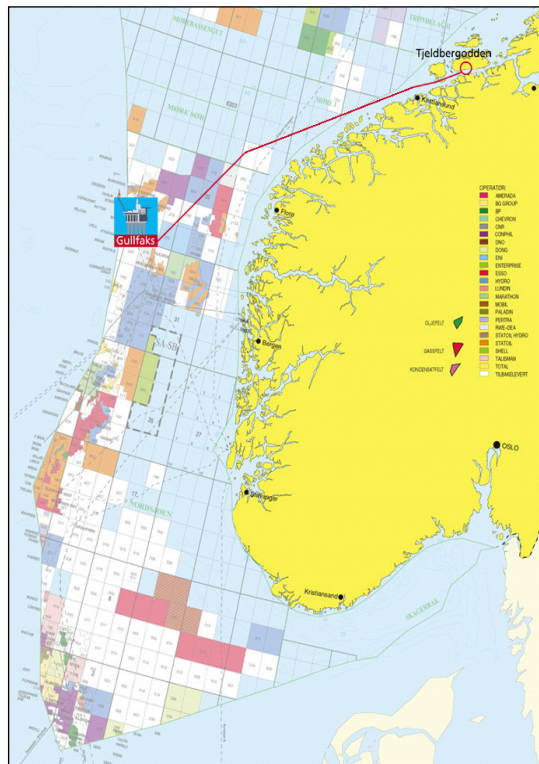
Endringer i kalkulasjonsrenten gir svært små utslag. En økning av kalkulasjonsrenten til 12 % vil gi en nåverdi på om lag -3,1 mrd. kr, mens en kalkulasjonsrente på 4 % gir en nåverdi på rundt -3,0 mrd. kr.

¹¹ Nedskalert for å reflektere at størrelsen på Kårstø er om lag halvparten av anlegget planlagt på TBO. Investeringskostnad er nedskalert etter formelen $CAPEX_{NY} = CAPEX_{REF} * (EFFEKT_{NY}/EFFEKT_{GAMMEL})^{EKSPONENT}$ med en eksponent på 0,67, mens driftskostnad er nedskalert med en eksponent på 1

5.5 CO₂-håndtering med EOR på Tjeldbergodden

5.5.1 Beskrivelse

Dette scenariet behandler rensing av CO₂ fra det foreslåtte gasskraftverket på Tjeldbergodden. Gasskraftverket vil ha en årsproduksjon av elektrisk kraft på om lag 5,8 TWh ved rensing av CO₂, mens et konvensjonelt kraftverk ville hatt en produksjon på om lag 6,8 TWh. Renseanlegget for CO₂ vil skille ut om lag 2,2 mill. tonn CO₂ årlig, med et restutslipp på om lag 0,4 mill. tonn. CO₂ vil transporteres i et rør til Gullfaksplattformen, der den i de første 10 driftsårene vil lagres med en EOR-gevinst, mens CO₂ i de resterende 15 driftsårene vil gå til ren lagring. For estimering av betalingsvilje for CO₂ offshore er det tatt utgangspunkt i den nedre kurven i Figur 4.2, det vil si en betalingsvilje på om lag 100 kr/tonn ved basisforutsetningene. Figur 5.6 viser beliggenhet for prosessanlegg og rørledning for scenariet.



Figur 5.6 Verdikjede for CO₂ basert på CO₂-håndtering fra gasskraft på Tjeldbergodden (Ressurskart: OD)

5.5.2 Lønnsomhet ved basisforutsetningene

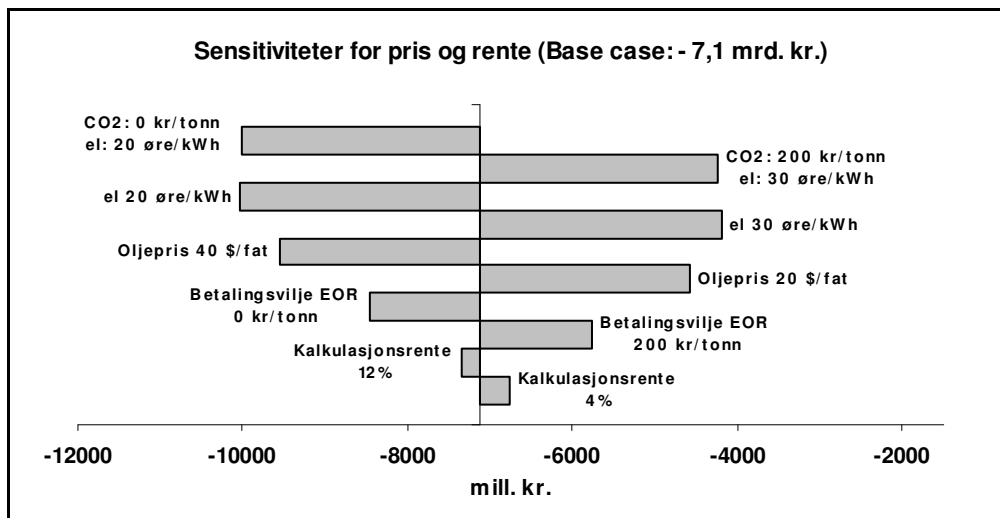
Etablering av et gasskraftverk med CO₂-håndtering vil gi en negativ nåverdi på om lag 7,1 mrd. kr ved basisforutsetningene. Dette tilsvarer at prosjektet må tilføres en tilleggsinntekt på om lag 12 øre/kWh for hver kWh produsert ved anlegget, eller om lag 320 kr/tonn CO₂ fanget (ikke unngått) ved kraftverket, for å oppnå en positiv nåverdi.

Investeringene og energiforbruk for renseanlegg og transport dominerer lønnsomheten, mens prosjektet oppnår små inntekter fra salg av CO₂ (på grunn av lavt årsvolum) og kvotesystemet for CO₂ (tildeling basert på faktisk utslipp). Relativt til scenariet i Kap. 5.2 blir gevinsten ved betaling for levert CO₂ til EOR kompensert av behovet for en lengre rørledning til Gullfaks. Dersom det identifiseres felter med tilsvarende betalingsvilje for CO₂ nærmere Tjeldbergodden vil lønnsomheten forbedres noe.

Kraftverket vil produsere om lag 5,8 TWh/år, og vil ha et årlig utslipp på om lag 0,4 mill. tonn CO₂. Ved tilsvarende forutsetninger vil et konvensjonelt gasskraftverk ha en nåverdi på om lag 2 mrd. kr. Et slikt kraftverk vil produsere om lag 6,8 TWh, og ha et årlig utslipp på om lag 2,6 mill. tonn CO₂. Relativt til det konvensjonelle kraftverket vil altså nåverdien for et anlegg på Tjeldbergodden med rensing og bruk av CO₂ til EOR i Gullfaks forverres med 9,1 mrd. kr.

5.5.3 Sensitiviteter

Sensitivitetsberegninger for priser og kalkulasjonsrente i scenariet er gjengitt i Figur 5.7, mens en del andre sensitivitetsberegninger er vist i Figur 5.8.



Figur 5.7 Sensitiviteter for pris og rente for CO₂ fra Tjeldbergodden til Gullfaks

Kvotepreis og kraftpris

Som diskutert i Kap. 4.6.5.1 vil en endring av kvotepreis for CO₂ både gi en direkte virkning for lønnsomheten gjennom endret behov for handel i kvotemarkedet, samt en indirekte virkning gjennom strømprisen. I denne beregningen vil virkningen gjennom strømpris dominere fullstendig, ettersom det er antatt at kvoter tildeles basert på faktisk utslipp, noe som ikke gir kvoter for salg. En kvotepreis nær null (og dermed kraftpris på om lag 20 øre/kWh) vil gi nåverdi på om lag -10 mrd. kr, mens en kvotepreis på 200 kr/tonn (og dermed kraftpris på om lag 30 øre/kWh) gir en nåverdi på om lag -4,2 mrd. kr.

Kraftpris

En endring i kraftpris som ikke kommer fra kvotesystemet vil ha et utslag i samme størrelse som endring i kvotepreis beskrevet over.

Oljepris

En endring i forventning til langsiktig oljepris vil også ha to effekter, nemlig en direkte virkning på prosjektøkonomien gjennom økt betalingsvilje for CO₂ offshore, og en indirekte virkning gjennom oljeprisens virkning på gassprisene. På grunn av relativt lavt årsvolum av CO₂ med relativt lav betalingsvilje, overskygger virkningen gjennom gassprisen virkningen av oljepris på betalingsviljen for CO₂. Det medfører at tilfellet med lav forventet fremtidig oljepris (20 USD/fat, 47 øre/Sm³ naturgass) gir best lønnsomhet, om lag -4,6 mrd. kr i nåverdi, mens ved 40 USD/fat og en gasspris på 120 øre/Sm³ blir nåverdien om lag -9,6 mrd. kr.

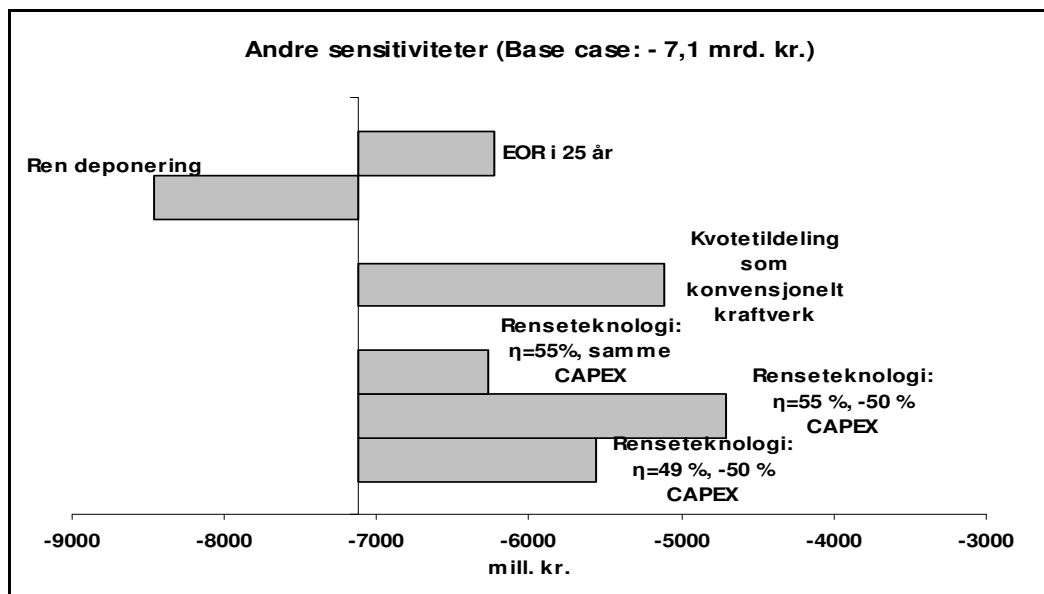
Betalingsvilje for CO₂

Betalingsvilje for CO₂ kan påvirkes av andre faktorer enn oljepris, spesielt av reservoaregenskaper. Dersom reservoaret gir forventning om å kunne få ut mer olje per tonn CO₂ enn i basisforutsetningen vil betalingsviljen øke. Ved en betalingsvilje for CO₂

på 200 kr/tonn vil nåverdien i prosjektet bedres til om lag -5,8 mrd. kr, mens ved betalingsvilje nær null (det vil si at ekstraintekten fra CO₂-injeksjon akkurat dekker de nødvendige investeringene offshore) vil nåverdien bli om lag -8,5 mrd. kr.

Kalkulasjonsrente

Kalkulasjonsrenten spiller liten rolle for et slikt prosjekt, fordi prosjektet vil ha et marginalt driftsoverskudd, relativt til de store investeringene i starten av prosjektet. Tilsvarende vil gjelde for forskjellige forutsetninger om økonomisk levetid for prosjektet. En økning av kalkulasjonsrenten til 12 %, som kan illustrere et kommersielt avkastningskrav, vil gi en nåverdi på om lag -7,3 mrd. kr, mens en kalkulasjonsrente på 4 % gir en nåverdi på om lag -6,8 mrd. kr.



Figur 5.8 Andre sensitiviteter for CO₂ fra Tjeldbergodden til Gullfaks

Varighet av EOR

Betydningen av varigheten av EOR for prosjektets lønnsomhet er begrenset, som følge av relativt lav betalingsvilje for CO₂. Ren lagring på Trøndelagsplattformen ble studert i Kap. 5.2. Ved ren lagring på Gullfaks blir lønnsomheten ytterligere svekket i forhold til dette pga høyere transportkostnader (lengre rør), med en nåverdi på -8,5 mrd. kr. Ved betaling for CO₂ over hele prosjektets levetid vil nåverdien bli om lag -6,2 mrd. kr.

Kvotetildeling

Basisforutsetningen om kvotetildeling til gasskraft med CO₂-håndtering har utgangspunkt i dagens norske og europeiske kvoteregler. Denne tildelingen er ikke utformet med tanke på å gi fordeler til gasskraftverk med CO₂-håndtering. Dersom en i stedet legger til grunn at en vil få tildelt like mange kvoter som en ville fått uten rensing av CO₂ over hele prosjektets økonomiske levetid, bedres nåverdien med om lag 2 mrd. kr, til -5,1 mrd. kr.

Forbedret renseteknologi

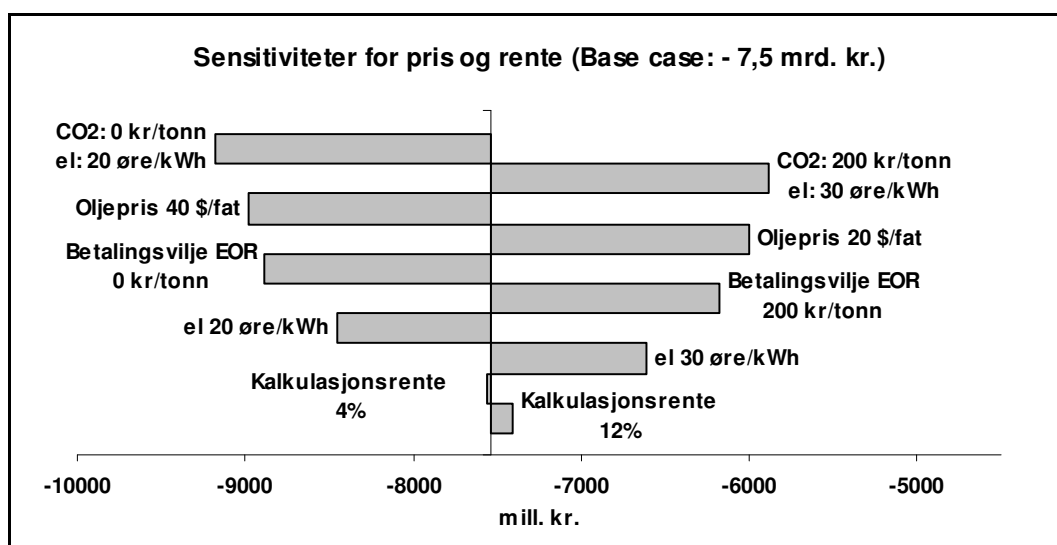
Forbedringer i renseteknologi kan skje både gjennom reduksjoner i investerings- og

driftskostnadene for renseanlegg og gjennom forbedret virkningsgrad (energiutnyttelse). Ved en ren reduksjon i investeringskostnad i renseanlegget på 50 % vil nåverdien i prosjektet bedres til om lag -5,6 mrd. kr. En forbedring av elektrisk virkningsgrad for gasskraft inkludert renseanlegg fra 49 % til 55 % til samme investeringskostnad som i basisforutsetningene vil gi en nåverdi på om lag -6,3 mrd. kr. En kombinasjon av de to forbedringene (som vil representere et kvantesprang innen renseteknologi) vil forbedre nåverdien i prosjektet til -4,7 mrd. kr.

Tjeldbergodden, og vil utgjøre en positiv nåverdi på om lag 1 mrd. kr over prosjektets økonomiske levetid.

5.6.3 Sensitiviteter

En verdikjede for CO₂ fra Mongstad som foreslått over vil medføre leveranser av CO₂ av samme størrelse som den foreslåtte verdikjeden basert på CO₂ fra Tjeldbergodden. Det medfører at betraktningene rundt en del av sensitivitetene i prosjektet vil være sammenlignbare med de som ble gjort for Tjeldbergodden, men med basis i en større negativ nåverdi ved basisforutsetningene. Utslagene av endring i kvotepriser og kalkulasjonsrente er imidlertid annerledes enn tilfellet var for beregningene for Tjeldbergodden. Sensitivitetene for priser og kalkulasjonsrente i verdikjeden er vist i Figur 5.10.



Figur 5.10 Sensitiviteter for pris og rente for CO₂ fra Mongstad til Gullfaks

Kvotepris og kraftpris

I og med at det er forutsatt at dette prosjektet vil generere CO₂-kvoter for salg, vil de direkte effektene av kvotepris for CO₂ spille en større rolle i dette scenariet enn for Tjeldbergodden. Til gjengjeld vil virkning av kvotepris på kraftmarkedet spille en mindre rolle, da kraftproduksjonen fra dette prosjektet er betydelig mindre enn den kraftproduksjonen som er planlagt på Tjeldbergodden. En pris på CO₂-kvoter nær null vil gi en nåverdi for prosjektet på om lag -9,2 mrd. kr, mens en kvotepris på 200 kr/tonn vil forbedre prosjektets nåverdi til om lag -5,9 mrd. kr.

Kalkulasjonsrente

På samme måte som for beregningene for Tjeldbergodden vil kalkulasjonsrenten spille liten rolle for lønnsomheten i prosjektet, fordi prosjektet vil ha et marginalt driftsoverskudd de 10 første driftsårene (med betaling for levert CO₂) og et noe større marginalt driftsunderskudd resten av levetiden, relativt til de store investeringene i starten av prosjektet. For Mongstad betyr det at prosjektet får en bedre nåverdi ved bruk av en

høy kalkulasjonsrente, fordi dette betyr relativt sett mindre vektlegging av fremtidig driftsunderskudd. En kalkulasjonsrente på 12 % vil gi en nåverdi på om lag -7,4 mrd. kr, mens en kalkulasjonsrente på 4 % gir en nåverdi på om lag -7,6 mrd. kr.

Renseteknologi

På samme måte som på Tjeldbergodden vil forbedringer i renseteknologi bedre lønnsomheten ved CO₂-håndtering på Mongstad. På grunn av kompleksiteten i Mongstad-prosjektet (blant annet rensing av CO₂ fra 3 forskjellige kilder) er det ikke forsøkt å kvantifisere disse effektene, men vurderingene som ble gjort for Tjeldbergodden vurderes å være representative også for et prosjekt på Mongstad.

Kvotetildeling

For dette scenariet er det forutsatt at prosjektet vil resultere i at det blir tildelt et overskudd av CO₂-kvoter som kan selges. Kompleksiteten i prosjektet gjør at det vil være en rekke mulige måter å tildele kvoter på, og desto flere gratiskvoter som oppnås desto mer lønnsomt blir prosjektet. Kvotetildeling alene vil ikke kunne gi en lønnsomhet som nærmer seg positiv, da dette vil kreve langt flere gratiskvoter enn utslippreduksjonen som oppnås.

Varighet av EOR

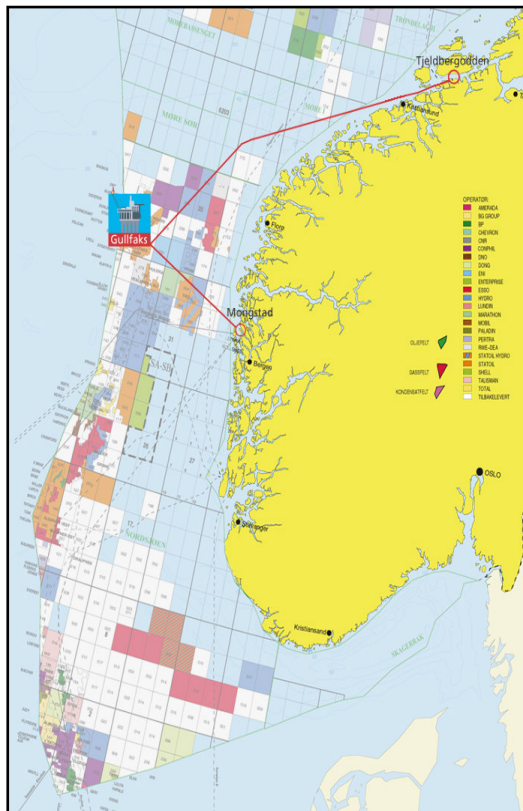
Betydningen av varigheten av EOR for prosjektets lønnsomhet er begrenset, som følge av relativt lav betalingsvilje for CO₂. Ved ren lagring i Utsiraformasjonen, som krever en investering i transportrør og en brønn for ren lagring på om lag 1,45 mrd. kr, blir nåverdien i prosjektet svekket til om lag -9,1 mrd. kr (se Kap. 5.3), mens ved betaling for CO₂ over hele prosjektets levetid vil nåverdien bli om lag -6,6 mrd. kr.

5.7 Mongstad – Tjeldbergodden – Gullfaks

Lønnsomhetsvurderingene av CO₂-håndtering fra Mongstad eller Tjeldbergodden viser at for å nærme seg lønnsomhet ved realisering av verdikjeder for CO₂ er det nødvendig å oppnå store årlige leveranser av CO₂. Dette illustreres i dette kapittelet gjennom et scenarie som betrakter samtidige leveranser fra Tjeldbergodden og Mongstad til Gullfaks.

5.7.1 Beskrivelse

Dette scenariet behandler rensing av CO₂ fra Mongstad (som beskrevet i Kap. 5.6), samt fra et gasskraftverk på Tjeldbergodden (som beskrevet i Kap. 5.5) med samtidig levering av CO₂ til Gullfaks. Scenariet ligger tett opp til hva OD har studert i sin mulighetsstudie [9], for å muliggjøre sammenligning, med den forskjellen at investeringen i transportrør blir noe større som følge av at Tjeldbergodden studeres heller enn Kårstø. Om lag 4,4 mill. tonn CO₂ fraktes til Gullfaksfeltet, der den lagres med EOR-gevinst i 10 år, mens CO₂ deretter går til ren lagring. For estimering av betalingsvilje for CO₂ offshore er det tatt utgangspunkt i den øvre kurven i Figur 4.2, det vil si at en oppnår samme betalingsvilje som for levering av 5 mill. tonn per år, om lag 400 kr/tonn ved basisforutsetningene. Figur 5.11 viser beliggenhet for prosessanlegg og rørledninger for scenariet.



Figur 5.11 Verdikjede for CO₂ basert på rensing fra Mongstad og Tjeldbergodden (Ressurskart: OD)

5.7.2 Lønnsomhet ved basisforutsetningene

Etablering av en verdikjede basert på 4,4 mill. tonn CO₂ håndtert fra Mongstad og Tjeldbergodden vil gi en negativ nåverdi på om lag -6,6 mrd. kr ved basisforutsetningene (forutsatt at energiverket på Mongstad som foreslått av Statoil har en nåverdi nær null ved denne rapportens basisforutsetninger). Dette tilsvarer at prosjektet må tilføres en tilleggsinntekt på om lag 9 øre/kWh for hver kWh produsert ved anleggene, eller om lag 150 kr/tonn CO₂ fanget (ikke unngått) og lagret.

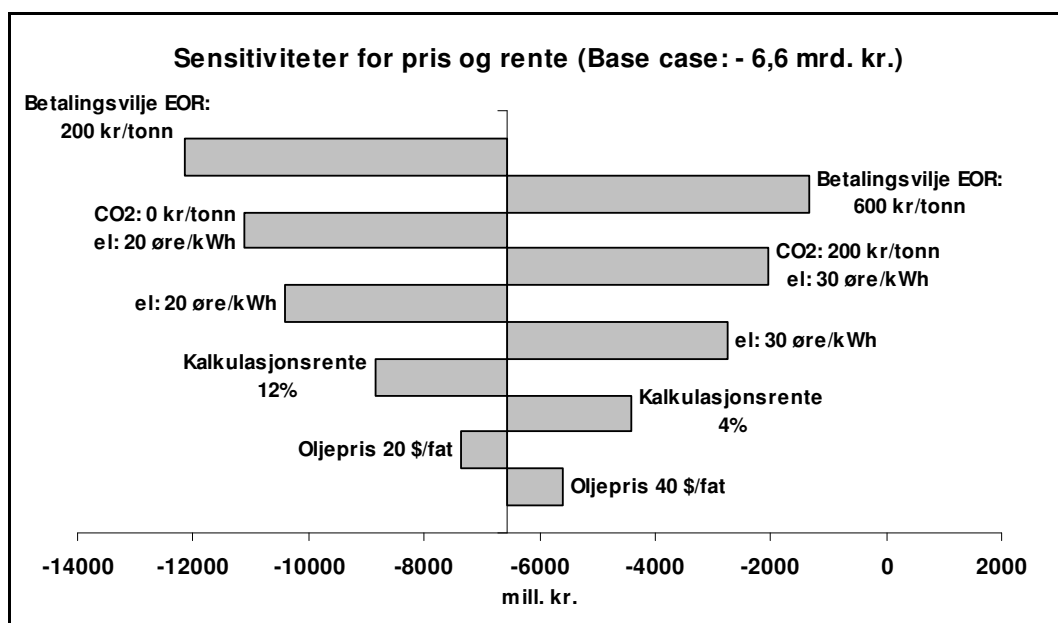
I forhold til de mindre scenariene i de foregående kapitlene realiserer denne verdikjeden de forventede skalaeffektene ved å ta i bruk CO₂ på Gullfaks. Det forventes å innebære en langt høyere pris per tonn for CO₂ levert til EOR offshore (estimert i denne rapporten til om lag 400 kr/tonn mot om lag 100 kr/tonn for de mindre scenariene). Nåverdien i

prosjektet er sammenlignbar med de foregående scenariene, men det håndteres mer CO₂ og produseres mer elektrisk kraft.

Verdikjeden som helhet vil produsere om lag 7,6 TWh/år elektrisk kraft, samt 2,3 TWh varme på Mongstad. Årlig CO₂-volum lagret i Gullfaks-feltet vil være om lag 4,4 mill. tonn, og utslippene ved anleggene vil totalt være på om lag 1,3 mill. tonn per år. Ved utbygging på Mongstad og Tjeldbergodden uten realisering av CO₂-håndtering vil utslippene være på om lag 5,2 mill. tonn i året.

5.7.3 Sensitiviteter

Beregnete sensitiviteter for forskjellige forutsetninger om priser og renter er vist i Figur 5.12.



Figur 5.12 Sensitiviteter for pris og rente for CO₂ fra Mongstad og Tjeldbergodden til Gullfaks

Betalingsvilje for CO₂

Endret betalingsvilje for CO₂, for eksempel forårsaket av en høyere forventet ekstra oljeutvinning som følge av bruk av CO₂ i reservoaret, vil gi betydelige utslag i lønnsomhetsberegningene. Ved basisforutsetningen er betalingsviljen for CO₂ om lag 400 kr/tonn. Ved en reduksjon til 200 kr/tonn vil nåverdien bli om lag -12,1 mrd. kr, mens nåverdi med en betalingsvilje på 600 kr/tonn CO₂ vil bli om lag -1,3 mrd. kr.

Kvotepris og kraftpris

Fremtidige kvotepriser for CO₂ vil være av stor betydning for lønnsomheten i prosjektet, både på grunn av den direkte innvirkningen på gevinsten ved salg av gratiskvoter tildelt for rensing på Mongstad, og på grunn av den indirekte virkningen gjennom kraftprisene. Ved en kvotepris nær null (og dermed en kraftpris på om lag 20 øre/kWh) vil nåverdien i prosjektet bli om lag -11,1 mrd. kr, mens den ved langsiktige forventede kvotepriser på 200 kr/tonn vil være om lag -2,0 mrd. kr.

Kraftpriser

Kraftpriser alene vil også kunne påvirke lønnsomheten for verdikjeden. Ved en kraftpris på 20 øre/kWh svekkes nåverdien til om lag -10,4 mrd. kr, mens den ved en gjennomsnittlig kraftpris på 30 øre/kWh vil bli om lag -2,7 mrd. kr.

Kalkulasjonsrente

Valget av avkastningskrav/kalkulasjonsrente spiller en noe større rolle for lønnsomheten for denne verdikjeden enn for de foregående vurderte scenariene. Årsaken til dette er at en vil ha et betydelig overskudd på driften (før avkastning på kapitalen) så lenge en får betalt for levert CO₂. Ettersom dette kun vil gjelde de første 10 driftsårene får imidlertid kalkulasjonsrenten fortsatt en relativt moderat betydning. En kalkulasjonsrente på 4 % vil gi en nåverdi på om lag -4,4 mrd. kr, mens en kalkulasjonsrente på 12 % vil gi en nåverdi på om lag -8,9 mrd. kr.

Oljepris

Endrede forventninger til gjennomsnittlig langsiktig oljepris virker som for de andre scenariene både direkte gjennom virkningen på betalingsvilje for CO₂, og indirekte gjennom virkningen på gasspriser. Den høye betalingsviljen for CO₂ som er forutsatt å gjelde for dette scenariet gir i seg selv en betydelig effekt på prosjektets lønnsomhet (en heving av forventet langsiktig oljepris til 40 USD/fat uten tilhørende økning i gasspris gir en positiv nåverdi for prosjektet). Effekten av høy forventet oljepris motvirkes imidlertid av at dette også er forutsatt å medføre høy forventet gasspris, og effekten av disse prisendringene utlikner hverandre nesten, så lenge en kun får betalt for levert CO₂ i 10 år. Ved forventninger om en langsiktig oljepris på 40 USD/fat vil prosjektet ha en nåverdi på om lag -5,6 mrd. kr, mens ved langsiktige oljepriser rundt 20 USD/fat vil nåverdien reduseres til om lag -7,4 mrd. kr.

Varighet av EOR

På grunn av at lønnsomheten i prosjektet i stor grad avhenger av inntekten fra betaling for levert CO₂ offshore, vil varigheten av EOR-perioden være avgjørende for lønnsomheten i prosjektet. Hvis en kunne fått betalt for levert CO₂ på Gullfaks over hele prosjektperioden på 25 år med den samme høye betalingsviljen, vil nåverdien i prosjektet bli omtrent null. En mer realistisk måte å utvide perioden for betaling for CO₂-leveranser vil studeres i Kap. 5.8.

Kvotetildeling

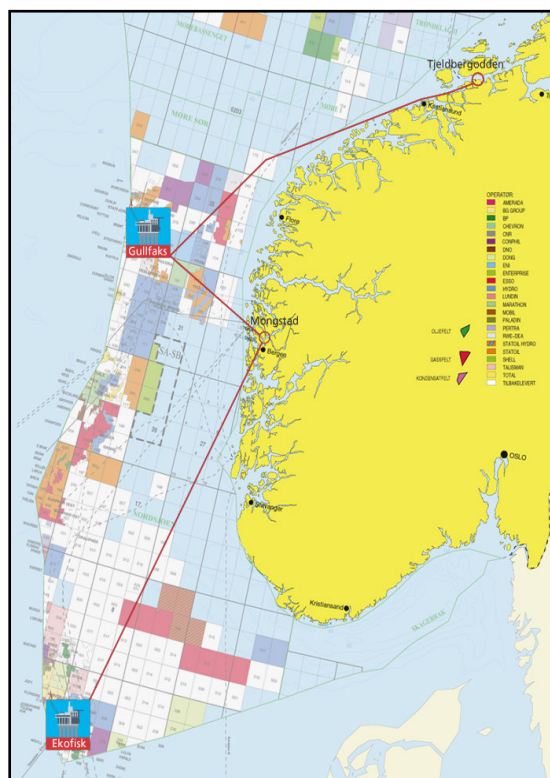
Dersom kraftverket på Tjeldbergodden forutsettes å få tildelt flere gratiskvoter enn i basisforutsetningen vil lønnsomheten i prosjektet bedres. Hvis kraftverket tildeles CO₂-kvoter tilsvarende det et konvensjonelt kraftverk ville ha fått, vil nåverdien i prosjektet bedres til om lag -4,6 mrd. kr.

5.8 Mongstad – TBO – Gullfaks – Ekofisk

Vurderingen av verdikjeden Mongstad – Tjeldbergodden – Gullfaks demonstrerte viktigheten av kontinuerlig betaling for levert CO₂ offshore. Dette kapittelet bygger på det foregående, og studerer virkningen av å oppnå en slik forlenget varighet på inntektene, ved å transportere håndtert CO₂ til Ekofisk den dagen Gullfaks forventes å ikke ha noe behov for eksterne CO₂-leveranser.

5.8.1 Beskrivelse

I dette scenariet vil salg av CO₂ etter de 10 første driftsårene, gå til Ekofiskfeltet, ved hjelp av et nytt transportrør. Levering vil skje til Gullfaks i 10 år og Ekofisk i 15 år. Igjen ligger scenariet tett opp til hva OD har studert i sin mulighetsstudie. For estimering av betalingsvilje for CO₂ offshore er det tatt utgangspunkt i den øvre kurven i Figur 4.2, det vil si en betalingsvilje på om lag 400 kr/tonn ved basisforutsetningene. Figur 5.13 viser beliggenhet for prosessanlegg og rørledninger for scenariet. Som OD [9] beskriver er det betydelige usikkerheter knyttet til mulighetene for å ta bruk CO₂ til EOR ved Ekofiskfeltet, og til betalingsviljen for CO₂ dersom mulighetene skulle være tilstede. Beregningene bør derfor betraktes som en studie av virkningen av å forlenge perioden med betaling for levert CO₂.



Figur 5.13 Verdikjede for CO₂ basert på rensing fra Mongstad og Tjeldbergodden, med levering til Gullfaks og Ekofisk (Ressurskart: OD)

5.8.2 Lønnsomhet ved basisforutsetningene

Et scenario basert på rensing fra Tjeldbergodden og Mongstad og levering til Ekofisk etter 10 års drift vil kreve ekstra pumpe-/kompresjonskapasitet for CO₂ (for å transportere over lengre strekninger) i forhold til foregående scenarier. Dette vurderes imidlertid å la seg gjøre uten å skape betydelige kostnadsøkninger i form av investeringer, energibruk eller økt trykkklasse på CO₂-rørene. Videre kreves det et nytt rør for CO₂ til Ekofisk, med kapasitet for volumet av CO₂ fra både Tjeldbergodden og Mongstad.

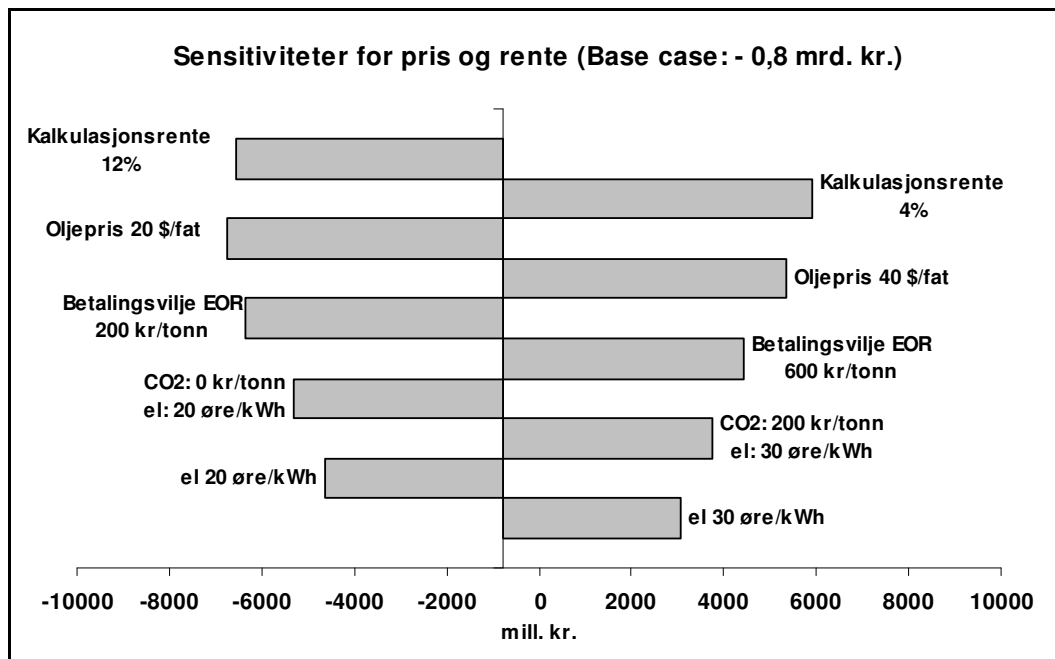
Realisering av den beskrevne verdikjeden vil gi en nåverdi på om lag -0,8 mrd. kr ved basisforutsetningene. Dette tilsvarer at prosjektet må tilføres en tilleggsinntekt på om lag 1 øre/kWh for hver kWh produsert ved anlegget, eller rundt 20 kr/tonn CO₂ fanget (ikke unngått) ved kraftverket.

I forhold til de foregående scenariene vil en her få betalt for fysiske leveranser av CO₂ gjennom hele prosjektets levetid, og lønnsomheten i prosjektet bedres dermed betydelig.

Årlig produksjon av varme, elektrisk kraft og CO₂ vil være som for scenariet beskrevet i Kap. 5.7.

5.8.3 Sensitiviteter

Beregnete sensitiviteter for forskjellige forutsetninger om priser og renter er vist i Figur 5.14.



Figur 5.14 Sensitiviteter for pris og rente for CO₂ fra Mongstad og TBO til Gullfaks og Ekofisk

Kalkulasjonsrente

I og med at en i dette scenariet oppnår betaling for levert CO₂ over hele prosjektets levetid vil valg av kalkulasjonsrente spille en betydelig rolle. En kalkulasjonsrente på 4 % vil gi en positiv nåverdi på om lag 5,9 mrd. kr, mens en kalkulasjonsrente på 12 %, som kan illustrere et kommersielt avkastningskrav, vil gi en nåverdi på om lag -6,7 mrd. kr.

Økonomisk levetid

Av samme årsak som for kalkulasjonsrenten vil den valgte økonomiske levetiden for prosjektet spille en større rolle i dette scenariet enn de foregående. Ved en økonomisk levetid for prosjektet på linje med det OD benyttet i sin mulighetsstudie for tilsvarende scenario, 30 år, vil nåverdien for prosjektet forbedres til om lag 0,4 mrd. kr. Ved en økonomisk levetid på 20 år vil nåverdien bli om lag -2,5 mrd. kr.

Oljepris

Endrede forventninger til gjennomsnittlig langsiktig oljepris virker som for de andre scenariene både direkte gjennom virkningen på betalingsvilje for CO₂, og indirekte gjennom virkningen på gasspriser. Ved den høye betalingsviljen for CO₂ som er forutsatt

å gjelde for dette scenariet, samt at prosjektet får betalt for levert CO₂ over hele prosjektets levetid, vil imidlertid effekten av betalingsvilje for CO₂ overskygge effekten på gasspris. Dette medfører at ved forventninger om en langsiktig oljepris på 40 USD/fat vil prosjektet ha en betydelig positiv nåverdi, på om lag 5,3 mrd. kr, mens ved langsiktige oljepriser rundt 20 USD/fat vil nåverdien reduseres til om lag -6,7 mrd. kr.

Betalingsvilje for CO₂

Endret betalingsvilje for CO₂ vil også gi betydelige utslag i lønnsomhetsberegningene. Ved basisforutsetningen er betalingsviljen for CO₂ om lag 400 kr/tonn. Ved en reduksjon til 200 kr/tonn vil nåverdien bli rundt -6,4 mrd. kr, mens nåverdi ved en betalingsvilje på 600 kr/tonn CO₂ vil bli om lag 4,4 mrd. kr.

Kvotepreis for CO₂

Fremtidige kvotepriser for CO₂ vil være av stor betydning for lønnsomheten i prosjektet, noe på grunn av den direkte innvirkningen på gevinsten ved salg av gratiskvoter tildelt for rensing på Mongstad, men mest på grunn av den indirekte innvirkningen på kraftprisene. Ved en kvotepreis nær null (og dermed en kraftpris på om lag 20 øre/kWh) vil nåverdien i prosjektet bli om lag -5,3 mrd. kr, mens den ved langsiktige forventede kvotepriser på 200 kr/tonn vil være om lag 3,7 mrd. kr.

Kraftpriser

Kraftpriser alene vil også kunne påvirke lønnsomheten i verdikjeden. Ved en kraftpris på 20 øre/kWh svekkes nåverdien til om lag -4,6 mrd. kr, mens den ved en gjennomsnittlig kraftpris på 30 øre/kWh vil bli om lag 3,0 mrd. kr.

Lokalisering av kilder og sluk for CO₂

Tjeldbergodden og Ekofisk er ugunstig lokalisert i forhold til hverandre, med lange transportavstander for CO₂. Med gasskraft lokalisert på Kårstø heller enn Tjeldbergodden (som i OD sin mulighetsstudie), eller med ny avtaker for CO₂ etter Gullfaks på Haltenbanken heller enn Ekofisk, vil en spare betydelige investeringer og noe energibruk på transportsiden. I denne rapporten er det imidlertid valgt å ta utgangspunkt i konsesjonssøkte gasskraftverk og i reservoarer som OD har antydnet som lovende med hensyn til EOR.

Kvotetildeling

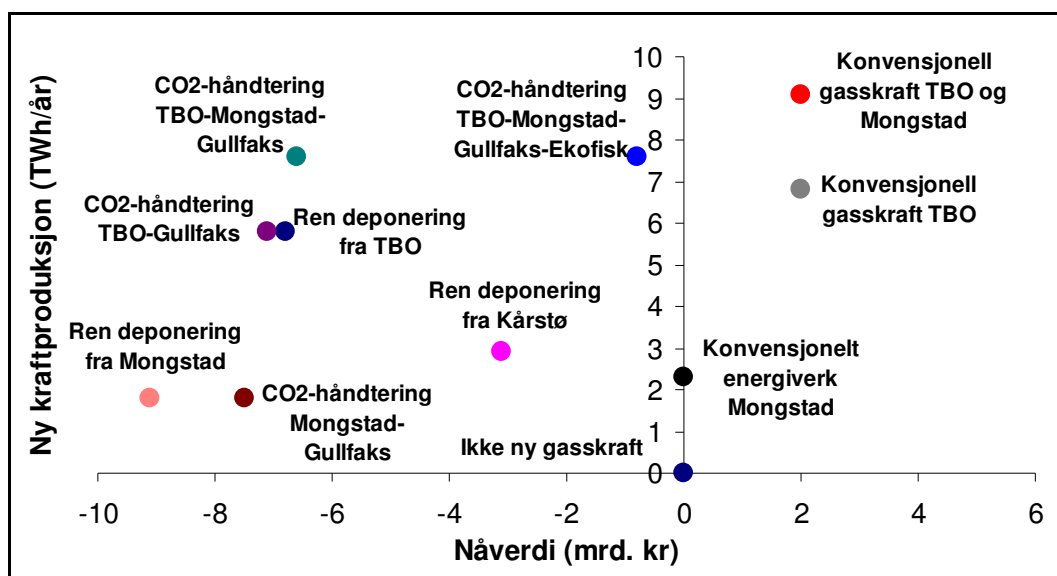
Dersom kraftverket på Tjeldbergodden forutsettes å få tildelt flere gratiskvoter enn i basisforutsetningen vil lønnsomheten i prosjektet bedres. Hvis kraftverket tildeles CO₂-kvoter tilsvarende det et konvensjonelt kraftverk ville ha fått, vil nåverdien i prosjektet bedres til om lag 1,2 mrd. kr.

5.9 Sammenfatning av beregninger

For å sammenfatte beregningene gjort i de foregående kapitlene er utvalgte beregningsresultater samlet i Figur 5.15 og Figur 5.16, der beregnet nåverdi sammenlignes med to andre viktige parametere, økt innenlands kraftproduksjon og økte innenlandske CO₂-utslipp. Dette gir en stilisert oversikt over utfallsrommet for de aktuelle scenariene i rapporten. I tillegg er hoveddata og sensitivitetsberegningene for de forskjellige scenariene samlet i tabeller i Vedlegg 8.

Resultatene som presenteres viser kun effektene av de utvalgte tiltakene, andre planlagte gasskraftverk (Grenland, Skogn, Hammerfest) og en rekke andre tiltak vil også kunne påvirke kraftproduksjon og utslipp av CO₂. Tallene for kraftproduksjon og CO₂-utslipp som vises er endringene som vil skje innenfor Norges grenser. Tallene er således ikke representative for den globale nettoeffekten av tiltakene, og det er heller ikke gjort vurderinger av hva de ulike valgene eventuelt vil erstatte eller erstattes av innenfor Norges grenser.

Figurene viser til sammen elleve scenarier, fra det å ikke realisere noen av de planlagte anleggene, via å bygge konvensjonell gasskraft, til å realisere gasskraft med CO₂-håndtering i varierende grad (scenariene fra tidligere i dette kapitlet). Nåverdien av å ikke realisere noen prosjekter er satt til null, mens nåverdien ved de andre mulige valgene kan leses av relativt til dette.

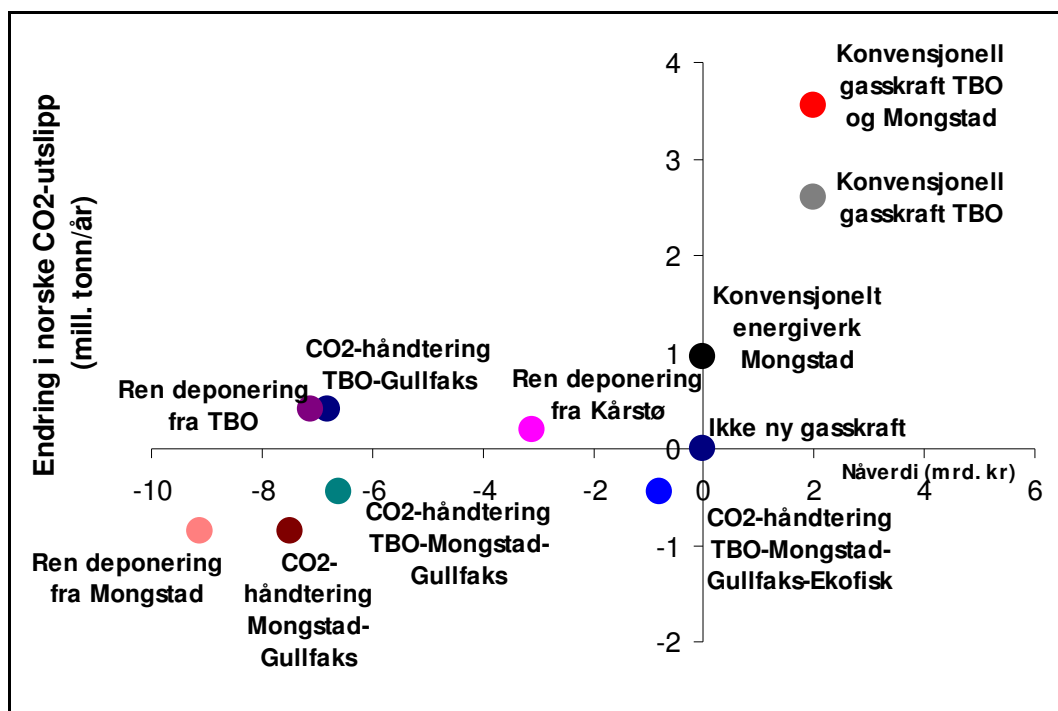


Figur 5.15 Nåverdi og ny kraftproduksjon for ulike scenarier

Figur 5.15 illustrerer at utfallsrommet for ny kraftproduksjon som kan realiseres innenfor de beskrevne scenariene ligger mellom 0 og 9 TWh, og at scenariet med flere kilder og flere sluk for CO₂ (Kap. 5.8) viser klart best lønnsomhet blant håndteringsalternativene. Videre illustrerer figuren tapet i kraftproduksjon (som følge av energibehov i renseprosessen) ved å realisere CO₂-håndtering ved de forskjellige anleggene.

I Figur 5.16 er tilsvarende oppsett vist for sammenligning av nåverdi ved de enkelte scenariene og deres virkning på nasjonale utslipp av CO₂.

Betraktninger av rensing fra energiverk og raffinerivirksomhet på Mongstad tar i figuren utgangspunkt i at Mongstad har et betydelig utslipp av CO₂ i dag, slik at nettoeffekten av CO₂-håndtering på Mongstad er en reduksjon av nasjonale CO₂-utslipp.



Figur 5.16 Nåverdi og endring i innenlandske utslipp av CO₂ for ulike scenarier

Figur 5.16 illustrerer at selv anlegg med CO₂-håndtering vil slippe ut noe CO₂. Det å realisere gasskraft med CO₂-håndtering på Mongstad inkludert rensing fra industrien gir imidlertid lavere nasjonale CO₂-utslipp enn å ikke realisere noe overhodet.

5.10 Risiko

Vurderingene i denne rapporten tar utgangspunkt i at det er kommersielle aktører med bakgrunn i kraftproduksjon og olje- og gassutvinning som eventuelt vil realisere verdikjeder for CO₂. Forretningsmodellen som er benyttet for beregningene antar at en aktør investerer i gasskraftverk, renseanlegg og infrastruktur for transport av CO₂. En offshoreaktør kjøper CO₂ levert til sitt anlegg til en pris avhengig av råoljepris, og overtar ansvar og risikoen for bruk av CO₂ mottatt til sitt anlegg. Vurderingene som gjøres i rapporten vurderes imidlertid i stor grad å være gyldige selv om en velger en annen forretningsmodell (og dermed en annen risikofordeling).

Lønnsomhetsberegningene i de foregående kapitlene gir ikke det fulle bildet av om realisering av verdikjeder for CO₂ beskrevet i rapporten vil være kommersielt fornuftig. I tillegg til lønnsomhetsberegninger trengs det en vurdering av risiko, det vil si hvor store oppsidene og nedsidene er for de ulike aktørene dersom ikke alt utvikler seg som forutsatt, samt hvordan denne risikoen fordeles mellom aktørene.

Med bakgrunn i vurderingene og sensitivitetsberegningene gjort i denne rapporten synes disse risikofaktorene å spille en stor rolle:

- Risiko for hvor mye ekstra olje en kan utvinne per tonn CO₂ injisert
- Risiko for endringer i energi- og kvotepriser, spesielt råoljepris
- Risiko for endrede rammebetingelser (som for eksempel endringer i kvotesystem og kvotetildeling og offentlig og juridisk aksept for langtidslagring av CO₂)
- Forventninger om videre teknologiutvikling, spørsmålet om hvorvidt det vil lønne seg å investere med bakgrunn i dagens teknologi eller om det vil være mer lønnsomt å utsette en eventuell beslutning i påvente av bedre teknologi og lavere kostnader
- Risiko knyttet til variasjon i produksjon og behov for CO₂ over tid

Risiko relativt til investert kapital er også av betydning. Verdikjeder for CO₂ er preget av store, ugjenkallelige investeringer, og størrelsen på disse er stor nok til at mange aktører ikke vil kunne gjøre slike investeringer. Aktører som har nødvendig størrelse kan, med bakgrunn i de store verdiene som settes inn, velge å stille krav om svært lav risiko eller svært høy avkastning. Risikovurderingene kan medføre at prosjekter som vurderes som lønnsomme ved basisforutsetningene kan vurderes som lite kommersielt fornuftige (på grunn av betydelige nedsider).

VEDLEGG

Vedlegg 1: Rammebetingelser

FNs Klimakonvensjon og Kyotoprotokollen

FNs Klimakonvensjon er det sentrale rammeverket for internasjonalt samarbeid om å bekjempe klimaendringer og forberede tilpasninger til klimaendringer [4].

Kyotoprotokollen er en oppfølging av Klimakonvensjonen som fastsetter bindende og tallfestede utslippsforpliktelser for industriland.

Kyotoprotokollen ble ferdigforhandlet og vedtatt på det tredje partsmøtet under Klimakonvensjonen (COP3) i Kyoto i Japan i desember 1997. Protokollen legger opp til juridisk bindende og tallfestede, tidsbestemte utslippsreduksjoner for industrilandene. Protokollens mål er å redusere de samlede utslippene av de viktigste klimagassene til minst 5 % under 1990-nivå i en forpliktelsesperiode som går fra 2008 til 2012. Utslippsforpliktelsene gjelder kun industriland som er inkludert i Klimakonvensjonens Annex I (Annex I land).

I henhold til protokollen har hvert enkelt industriland tallfestede utslippsforpliktelser å forholde seg til. Disse varierer fra 8 % gjennomsnittlig reduksjon til 10 % gjennomsnittlig økning av utslippene for perioden 2008-2012 i forhold til 1990. Protokollen åpner for at land kan innfri sine forpliktelser ved bruk av tre ulike mekanismer (de såkalte Kyotomekanismene):

- Internasjonal kvotehandel (Emission Trading)
- Felles gjennomføring (JI). Kreditter for investering i utslippsreduserende prosjekter i land som har forpliktelser
- Den grønne utviklingsmekanismen (CDM). Kreditter for investeringer i prosjekter i u-land uten forpliktelser

Kyotoprotokollen trådte i kraft 16. februar 2005, og ble dermed juridisk bindende. Over 100 land har ratifisert protokollen. Dette inkluderer også Russland, som står for 17 % av utslippene. USA, som alene står for 36 % av industrilandenenes samlede utslipp, og Australia, har valgt å stå utenfor. Disse landene har de høyeste utslippene av klimagasser per innbygger i verden.

Norge har gjennom sin ratifikasjon av Kyotoprotokollen forpliktet seg til å sørge for at de årlige klimagassutslippene i perioden 2008-2012 i gjennomsnitt ikke er mer enn 1 % høyere enn utslippene i 1990, mens de reelle utslippene for 2004 viser en 11 % vekst, med en stigende trend. Det er CO₂ som dominerer både det totale volumet av klimagasser og utslippsveksten siden 1990.

Bruken av Kyotomekanismene skal være et supplement til tiltak innenlands. Det er ikke klart definert hvordan denne formuleringen skal tolkes. Det pågår således en diskusjon i Norge vedrørende i hvilken grad dette kravet vil begrense mulighetene for å benytte Kyotomekanismene, og dermed stille større krav til utslippsreduksjoner innenlands. Det kan argumenteres for at Norge allerede har gjort mye for å begrense veksten i innenlands CO₂-utslipp, som følge av at det ble innført avgifter på utslipp av CO₂ på 90-tallet, og at de norske utslippene ville ha vært langt større uten disse tiltakene.

Hvilke forpliktelser som vil gjelde internasjonalt i årene etter 2012 er foreløpig beheftet med stor usikkerhet, idet de reelle internasjonale forhandlingene ikke er påbegynt ennå. EU sin posisjon er at de internasjonale forpliktelsene må skjerpes etter 2012.

Det er altså via Kyotoprotokollen at Norge har påtatt seg sine klimaforpliktelser. Det er også denne som åpner for kvotehandel mellom *land*, slik at land som regner med å kunne oppfylle sine mål ved andre tiltak kan selge utslippsrettigheter ut av landet.

For å sørge for at virksomheter med større CO₂-utslipp bidrar til at disse forpliktelsene blir oppfylt, har EU og Norge valgt å overføre noe av ansvaret for utslippsreduksjoner til bedriftsnivået, gjennom opprettelse av egne kvotesystemer for bedrifter i utvalgte sektorer. En har altså *to nivåer* av klimaforpliktelser, nemlig på bedriftsnivå og på nasjonalt nivå. Bedriftenes kvoteforpliktelser er ett av flere virkemidler - på linje med avgifter og frivillige avtaler - for at Norge som stat skal nå sin forpliktelse i henhold til Kyoto-protokollen.

EU ETS

EU innførte kvotehandel med klimagasser i henhold til sitt kvotedirektiv fra 1.1.2005. Kvotesystemet er begrenset til CO₂-utslipp i enkelte industribransjer. Ordningen kan senere utvides til å gjelde flere klimagasser og flere typer av virksomhet. En slik utvidelse blir særlig aktuell for perioden 2008-2012.

Utslipp av CO₂ fra følgende sektorer er med i EU sitt kvotehandelssystem (EU ETS)

- Varmekraftverk
- Oljeraffinerier
- Koksverk
- Anlegg for bearbeiding (risting og sintring) av jernholdig malm
- Jern- og stålproduksjon
- Sement-, glass- og keramisk industri
- Anlegg som framstiller papirmasse, papir eller papp (treforedling)

For bransjene nevnt i de tre siste punktene gjelder ordningen bare anlegg med produksjonskapasitet over bestemte grenser. For energiproduksjon omfattes bare anlegg med samlet innfyrt effekt på mer enn 20 MW, og forbrenningsanlegg for avfall er unntatt. Kvotesystemet omfatter 4-5000 industrianlegg i EU-landene og dekker rundt 46 % av medlemslandenes forventede CO₂-utslipp i 2010, og rundt 38 % av deres samlede utslipp av klimagasser.

For perioden 2008-2012 begrenses medlemslandenes tildeling av kvoter av EUs felles utslippsgrense etter Kyotoprotokollen (8 % under nivået i 1990), og den interne fordelingen mellom medlemslandene som er vedtatt av EU (De ti nye medlemslandene i EU er ikke med i denne ansvarsfordelingen, men har typisk forpliktelser om å redusere utslipp med 7-8 % i forhold til 1990). I treårsperioden fra 2005-2007 er det derimot ikke pålagt tallfestete krav, og i denne perioden er det i stor grad opp til medlemslandene å

bestemme hvor store kvoter de vil dele ut til sitt eget næringsliv. Direktivforslaget fastsetter likevel visse felles retningslinjer, blant annet at bedriftene ikke skal få større kvoter enn de ville trenge hvis de tok i bruk tilgjengelig teknologi med lavere utslipp.

I perioden 2005-2007 skal minimum 95 % av kvotene deles ut gratis, mens minimum 90 % skal deles ut gratis i perioden 2008-2012. Dette er samordnet for hele EU for å unngå konkurransevridning i det indre markedet. Måten kvotene fordeles på, er et nasjonalt anliggende, og de fleste land har valgt å dele ut alle kvotene gratis.

Det norske kvotesystemet

Det norske kvotesystemet er utformet nært opp til EU sitt system, både når det gjelder omfang av kilder og gasser og andre elementer. Dette er blant annet gjort av hensyn til de ulike industrigrenene sin konkurranseevne. Regjeringen har tatt initiativ til forhandlinger med Europakommisjonen med tanke på å komme fram til en avtale om gjensidig anerkjennelse av kvoter mellom det norske kvotesystemet og EUs kvotesystem. Foreløpig anerkjenner Norge kvoter fra EU ETS for dekning av kvoteplikt innenlands, men det er ikke oppnådd en avtale om å knytte de to kvotesystemene sammen.

Det norske kvotesystemet omfatter utslipp av CO₂ som ikke omfattes av CO₂-avgifter og som ville vært kvotepliktig i henhold til EUs kvotedirektiv. Energianlegg uten CO₂-avgift (blant annet fra bedrifter innen bransjene ilandføring av olje og gass, gassraffinering og petrokjemi samt eventuelle gasskraftverk), oljeraffinerier, koksverk, jern- og stålprodusenter og produsenter av sement, kalk, glass, glassfiber og keramiske produkter har fått kvoteplikt for sine CO₂-utslipp. I motsetning til i EU, så er treforedlingsindustri ikke omfattet av kvotesystemet.

I 2003 utgjorde CO₂-utslippene fra bedriftene som vil få kvoteplikt om lag 6,1 mill. tonn, eller i underkant av 11 % av Norges samlede klimagassutslipp.

Kvoter for perioden 2005-2007 er tildelt vederlagsfritt til de kvotepliktige. 51 virksomheter er tildelt kvoter for perioden 2005-2007. Tildelingsvedtakene innebærer en samlet tildeling på 20,5 mill. kvoter for perioden 2005-2007, tilsvarende om lag 95 % av forventet utslipp i perioden. Om lag 67 % av den samlede kvotemengden er knyttet til petroleumsrelatert industri.

OSPAR- og Londonkonvensjonene

For å kunne realisere verdikjeder for CO₂ er det en forutsetning at det etableres muligheter for endelig lagring av CO₂.

Det hersker fortsatt en del usikkerhet omkring langtidseffektene av lagring av CO₂, spesielt vedrørende om CO₂ vil kunne lekke ut igjen til atmosfæren på lang sikt. Dette gjelder spesielt lagring på store havdyp, mens erfaringene med lagring i akviferer og petroleumsreservoarer til nå er positive.

Videre er det knyttet usikkerhet til hvorvidt lagring av CO₂ i undergrunnen er lov i henhold til internasjonale konvensjoner, og til om offentligheten vil akseptere slik lagring som en måte å bli kvitt CO₂ på.

Hvordan lagret CO₂ skal overvåkes, og hvem som har det juridiske ansvaret i forhold til overvåking, eventuelle lekkasjer og annet på lang sikt er også spørsmål som må besvares i prosessen med å realisere langtidslagring av CO₂ (over mange hundre år).

Permanent lagring av CO₂ i undergrunnen og på norsk sokkel kan komme i konflikt med internasjonale traktater som Norge har ratifisert. I første rekke gjelder dette ”Konvensjon om bevaring av det marine miljø i Nordøst-Atlanteren” (OSPAR-konvensjonen)¹² og ”Konvensjon om bekjempelse av havforurensninger ved dumping av avfall og annet materiale” (Londonkonvensjonen)¹³.

En vurdering av lovlighet av lagring på sokkelen er ikke en prioritert problemstilling for denne rapporten, men det er viktig å kjenne til usikkerheten omkring hva som er lovlig i henhold til traktatene når en vurderer mulighetene for gjennomføring av verdikjeder for CO₂.

I henhold til OSPAR-konvensjonen og gjeldende fortolkning av denne er bruk av CO₂ som hentes fra eksterne kilder til en offshoreinstallasjon i den hensikt å realisere økt oljeutvinning ikke forbudt, mens det derimot er forbudt dersom hensikten er å motvirke klimaeffekter gjennom ren lagring. All lagring av CO₂ som produseres på installasjoner offshore er lovlig [3]. Det pågår et arbeid i Miljøverndepartementet og Statens forurensningstilsyn for å evaluere muligheter, fordeler og ulemper med CO₂ lagring for å motvirke klimaeffekter, i den hensikt å oppnå aksept for lagring av CO₂ på sokkelen, også i OSPAR-sammenheng¹⁴.

Internasjonale samarbeidsprosjekter

Det er etablert en rekke samarbeidsprosjekter internasjonalt for å vurdere mulighetene for å realisere verdikjeder for CO₂. En undersøkelse foretatt av Cicero viser at i forhold til størrelsen på økonomien bruker Norge flere ganger så mange offentlige kroner på denne typen teknologiutvikling enn noe annet land¹⁵, og Norge er en betydelig bidragsyter til flere av disse prosjektene. De internasjonale samarbeidsprosjektene fokuserer i stor grad på håndtering av CO₂ fra kullkraftverk og industri, da dette vurderes å ha potensial for lavere tiltakskostnader enn rensing av CO₂ fra gasskraft. Det er i stor grad Norge sin fortjeneste at også rensing fra gasskraft er på agendaen og blir en del av vurderingene i de ulike prosjektene. Her vil noen av de internasjonale aktørene og prosjektene kort presenteres, med spesiell vekt på de arbeidene der det er hentet data til analysene som presenteres i denne rapporten.

Weyburnprosjektet

Oljefeltet Weyburn, ved Canadas grense mot USA, benytter CO₂ til økt oljeutvinning, og det er lagt ned betydelige forskningsressurser i et internasjonalt samarbeidsprosjekt for å sørge for og overvåke at injisert CO₂ blir værende i reservoaret. Feltet vil injisere om lag 20 mill. tonn CO₂ over sin levetid, og CO₂ leveres gjennom en 325 km lang rørledning fra

¹² Ref. St. prp. nr. 39 (1994-1995)

¹³ Ref. St. prp. nr. 35 (1973-1974)

¹⁴ Ref. tale v/statssekretær Øyvind Håbrekke (MD) på OSPAR-seminar i Trondheim, okt-04

¹⁵ Se Cicerone 3-2005

en syntesegassfabrikk i Nord-Dakota (USA). Som følge av CO₂-injeksjonen forventes feltets levetid forlenget med 20-25 år, og total oljeproduksjon forventes økt med om lag 122 mill. fat.

CSLF

Norge gikk i juni 2003 inn i et internasjonalt samarbeid med 12 andre land og EU for å utvikle teknologier for CO₂-håndtering, inkludert utvikling av teknologier knyttet til utskilling, lagring og bruk av CO₂¹⁶. Samarbeidet kom i stand på bakgrunn av et amerikansk initiativ, og omfatter nå blant annet USA, Japan, Storbritannia, Tyskland, India, Kina, Brasil og Sør-Afrika. CSLF tar sikte på å styrke det internasjonale samarbeidet om å videreutvikle, demonstrere og kommersialisere ulike teknologier og teknikker for CO₂-håndtering.

IPCC

Det internasjonale klimapanelet ble opprettet i 1988, og spiller en betydelig rolle internasjonalt i vurderingene av klimaproblematikk og mulighetene for å motvirke klimaeffekter. Klimapanelet benytter et omfattende internasjonalt nettverk av forskere og eksperter for å samle og publisere kunnskap om klimaspørsmål. Som et ledd i sitt arbeid har IPCC publisert en omfattende rapport også om CO₂-håndtering [47], som representerer en grundig og viktig gjennomgang av eksisterende kunnskap om temaet.

CO₂ Capture Project (CCP)

I CCP samarbeider Norsk Hydro og Statoil med åtte internasjonalt ledende aktører fra petroleums- og energiindustrien, forskningsmiljøene og leverandørindustrien om å identifisere og utvikle kostnadseffektive teknologier for kraftproduksjon med lagring av CO₂ i geologiske formasjoner¹⁷. I fase 1 av prosjektet (2000-2004) ble det videreutviklet og kostnadsestimert lovende teknologier som har potensial for å redusere kostnadene ved CO₂-utskilling med 50-75 % [24]. Norske aktører er også aktivt deltagende i fase 2 (2005-2007), som har som mål å ende opp i etablering av fullskala demonstrasjonsanlegg.

DTI

Department of Trade and Industry i UK har i flere år arbeidet aktivt for å legge en nasjonal strategi for reduksjon av CO₂-utslipp innenlands, inkludert vurdering av verdikjeder for CO₂. Arbeidet har blant annet resultert i en nasjonal strategi for teknologiutvikling for å redusere CO₂-utslipp [5] og en mulighetsstudie av verdikjeder for CO₂-håndtering [6]. DTI legger vekt på utstrakt samarbeid over landegrensene ved forskning og eventuell realisering av verdikjeder for CO₂.

IEA

Det internasjonale energibyrået (IEA), hvor Norge er assosiert medlemsland¹⁸, har en omfattende FoU-aktivitet både innenfor klimagasser generelt og verdikjeder for CO₂ spesielt¹⁹. IEA har blant annet utgitt en større scenariestudie av mulighetene for å realisere verdikjeder for CO₂ frem mot 2050 [2].

¹⁶ Se <http://www.cslforum.org/>

¹⁷ Se <http://www.co2captureproject.org/>

¹⁸ www.iea.org: "Norway participates in the Agency under a Special Agreement"

¹⁹ Se <http://www.ieagreen.org.uk/> og <http://www.co2captureandstorage.info/>

EUs rammeprogram for forskning

EU organiserer sine bidrag til forskning gjennom såkalte rammeprogrammer. Det 6. rammeprogrammet (FR6) for forskning løper i perioden 2003-2006, mens det 7. rammeprogrammet for forskning (FR7) vil løpe i perioden 2007-2013. Norge har hatt en høy suksessprosent på energiområdet når det gjelder å få tildelt forskningsmidler fra FR6, blant annet innen CO₂-håndtering [7]. Disse midlene har i stor grad gått til de større forskningsinstituttene (som SINTEF og IFE). Det forventes tildeling av betydelige midler til dette fagområdet også i FR7.

FutureGen/HypoGen

I USA planlegges det å satse 1 mrd. USD på prosjektet FutureGen, som etter planen skal etablere et fullskala demonstrasjonsanlegg som skal produsere hydrogen og elektrisitet fra kull, uten utslipp av CO₂ ²⁰. Olje- og energidepartementet (DOE) i USA har åpnet for internasjonal deltakelse i prosjektet [8]. EU planlegger en parallell til FutureGen kalt HypoGen. HypoGen vil innebære bygging av et kraftverk med samproduksjon av elektrisitet og hydrogen med lagring av CO₂ i Europa innen 2012. Foreløpig vurderes det å etablere et forprosjekt, der SINTEF vurderes å være en kandidat til å lede forprosjektet.

²⁰ Se <http://fossil.energy.gov/programs/powersystems/futuregen/>

Vedlegg 2: Renseteknologi og kilder

Renseteknologi

Rensing av CO₂ fra fossil kraftproduksjon er en mulighet til å gjøre kraftproduksjon mer miljøvennlig og dermed mer akseptabel for samfunnet. Typisk er det slik at fangst av CO₂ fra kullkraft og industri vil være enklere og mer kostnadseffektivt enn fangst fra gasskraft, fordi kullkraft og mange industrielle utslipp har en høyere konsentrasjon og partialtrykk av CO₂ i sin eksos. I kapitlene nedenfor beskrives hovedkategoriene av renseteknologi for kraftproduksjon (i all hovedsak hentet fra [21]).

Røykgassrensing

Røykgassrensing (post combustion removal) benyttes som betegnelse for prosessen som skiller ut CO₂ fra eksosen etter at forbrenningen i kraftverket har funnet sted. *Absorpsjon* ved hjelp av en aminløsning er den best kjente teknologien for å fjerne CO₂ fra eksosgass.

Utskillingen av CO₂ skjer ved at eksosen fra kraftverket føres gjennom et tårn («absorber», «scrubber»). I dette tårnet kommer eksosen i kontakt med en absorpsjonsvæske som gjør at CO₂ løses opp i væsken. Løsningsmiddelet, som er anrikt med CO₂, går deretter ut av tårnet i bunnen og sendes til en regenerator («stripper»). Ved å tilføre varme økes temperaturen, og løsningsmiddelet slipper CO₂, som går ut på toppen av regeneratoren. Rensegraden for CO₂ vil typisk være 85 %.

Proessen med å skille ut CO₂ fra resten av eksosen er energikrevende, og det vil kreve 10-30 % mer naturgass for å produsere en kWh kraft sammenliknet med dagens gasskraftverk. Virkningsgraden i kraftverket blir anslagsvis 47-52 %.

Fordeler med teknologien for separering av CO₂ fra eksosgassen er at den er utprøvd, både ved produksjon av CO₂ til industrielle formål, rensing av naturgass og fjerning av CO₂ fra syntesegass. Kraftverket vil i liten grad påvirkes av selve separasjonsprosessen, og kraftverket vil kunne kjøres uavhengig av driftsstans i renseanlegget dersom konsesjonsbetingelsene tillater det. Som en selvstendig enhet kan også renseanlegget ettermonteres på kraftverket når økonomien eventuelt gjør en slik løsning interessant. Dette gjør det mulig å benytte beste tilgjengelige teknologi på selve kraftverket.

Slik eksosrensing kan benyttes på kullkraftverk, oljekraftverk, gasskraftverk og andre typer eksosgassutslipp. Teknologien kan dermed ha stort potensial med tanke på at den internasjonale kraftproduksjonen er dominert av kull.

Avkarbonisering av naturgass

Ved separasjon av CO₂ før forbrenning (såkalt pre-combustion decarbonisation) omdannes (reformerer) naturgass til en gassblanding bestående av hydrogen og CO (såkalt syntesegass). I etterfølgende trinn omformes CO til CO₂ som deretter vaskes ut av gassblandingen. Fjerningen av CO₂ skjer under trykk. Ved hjelp av denne prosessen kan karbonet i naturgass fjernes fra brenslaget før forbrenning i gassturbinen finner sted. Den hydrogenrike gassen som er igjen etter utskilling av CO₂ benyttes til forbrenning i kraftverket istedenfor naturgass. Hydrogengassen kan også inneholde vanndamp for å

tilfredsstillende krav til brenselegenskaper gitt av gassturbinen. En typisk sammensetning av en slik brenngass kan være 46 % hydrogen, 40 % nitrogen, 13 % vanndamp og noe karbonmonoksid, metan og CO₂.

Hydrogengassen vil ha redusert energiinnhold sammenliknet med den opprinnelige naturgassen. Dette innebærer at samlet virkningsgrad i kraftverket med dagens teknologinivå blir redusert til 45-47 %. Samtidig vil det fortsatt slippes ut noe CO₂, rensesgraden kan typisk være 83-86 %. Hydros tidligere konsept «Hydrokraft» er et eksempel på bruk av denne teknologien. BP (UK) hevder at de for sitt "Miller prosjekt" i Skottland kan oppnå en rensesgrad på om lag 90 %, og forventer et virkningsgradstap på om lag 10 prosentpoeng sammenliknet med konvensjonell gasskraft.

Det har vært mye diskusjon om hvorvidt moderne gassturbiner kan akseptere et brensel bestående av en større andel hydrogen. Generelt finnes det mange eksempler på at gassturbiner brenner hydrogenholdig brensel. Det som er spesielt i denne sammenhengen er at hydrogen er den eneste brennbare gassen i brensl.

Fordelen med teknologien er at den er moden sett i forhold til de ulike komponentene som inngår i teknologien. Det finnes imidlertid ikke eksempler på eksisterende anlegg med en så tett integrasjon mellom reformeringsanlegg og kraftverk som dette konseptet er basert på.

Ulempene ved teknologien er det store energitapet i prosessen ved å omforme naturgass til en hydrogenrik gass (syntesegass) og at det i dag kun synes å finnes en aktuell leverandør for den aktuelle type gassturbin.

Forbrenning med rent oksygen - Oxyfuel

Oxyfuel benyttes som en betegnelse på en type kraftverk der forbrenningen skjer med konsentrert oksygen istedenfor luft. Fordelen med dette er at eksosen etter forbrenningen kun inneholder CO₂ og vanndamp, i motsetning til eksosen fra et vanlig kraftverk som i tillegg inneholder store mengder nitrogen. Vanndamp og CO₂ kan deretter enkelt skilles fra hverandre ved en nedkjøling med kjølevann. Det meste av vanndampen kondenserer, mens CO₂ forblir i gassform. Metoden krever imidlertid tilgang på oksygen, og det er derfor nødvendig med oksygenproduksjon i tilknytning til kraftverket. Dette vil med dagens teknologi typisk gjøres ved (kryogen) separasjon av oksygen fra luft. Dette vil på samme måte som CO₂-separasjon være en energikrevende prosess og redusere anleggets totale virkningsgrad.

Et oxyfuel-anlegg kan enten leveres som et dampanlegg eller som et kombikraftanlegg. Konseptet for et kombinert kraftverk er ikke tilgjengelig i dag fordi den krever tekniske modifikasjoner av gassturbinen. CO₂ og luft er gasser med betydelig forskjell i egenskaper og en standard gassturbinkompressor og -turbin er dårlig tilpasset dette konseptet. Ytelsene i dagens turbiner ville derfor bli uakseptable. Hovedutfordringen for en oxyfuel kombikraftløsning blir å utvikle en ny gassturbinløsning med utgangspunkt i dagens teknologi. Kostnadene ved oxyfuel er usikker, i hovedsak fordi det gjenstår teknologiutvikling som kan kreve betydelige kostnader.

Estimat for både virkningsgrad og kostnader for oxyfuel-teknologiene vil måtte ses i forhold til et annet tidsperspektiv enn metodene for eksosgassrensing og avkarbonisering av brenselet som er beskrevet foran.

Kraftproduksjon med CO₂-håndtering

En rekke aktører arbeider i en eller annen form med å vurdere kraftproduksjon med CO₂-håndtering, både med hensyn på å realisere slike anlegg og innen FoU.

Planlagte anlegg

Statoil, Tjeldbergodden

Statoil søker om energikonsesjon og utslippstillatelse på Tjeldbergodden som ikke omfatter håndtering av CO₂-utslipp, og har gitt tydelige signaler om at Statoil ikke ser muligheten for å etablere gasskraft med CO₂-håndtering under gjeldende rammebetingelser. Statoil har imidlertid blitt pålagt å utrede mulighetene for å implementere CO₂-håndtering med utgangspunkt i det planlagte kraftverket, noe som har bidratt til verdifull offentlig informasjon om kostnader og muligheter for å realisere verdikjeder for CO₂, gjennom selve tilleggsutredningen [10] og studier utført av SINTEF [12] og Fluor Daniel [11]. Konseptet som er studert på Tjeldbergodden er konvensjonell aminrensing, med en rensegrad anslått til 85 % og en elektrisk virkningsgrad for anlegget anslått til 49 %.

Hammerfest Energi

Hammerfest Energi er det eneste selskapet som foreløpig har søkt om energikonsesjon for et gasskraftverk med CO₂-håndtering i Norge. Hammerfest Energi planlegger å ta i bruk teknologien foreslått av teknologiselskapet Sargas, der en integrerer et absorpsjonsanlegg basert på aminer eller karbonater i kraftproduksjonsprosessen på en slik måte at en kan rense CO₂ ved høyt trykk. Dette reduserer investeringskostnad og energiforbruk for renseprosessen, men gir et anlegg med lavere elektrisk virkningsgrad enn vanlig eksosgassrensing ved hjelp av aminer. I konsekvensutredningen anslår Hammerfest Energi kraftverket til å få en elektrisk virkningsgrad på 42 %, og en rensegrad for CO₂ på over 90 % [13].

Skagerak Kraft, Grenland

Skagerak Kraft har forhåndsmeldt et gasskraftverk som primært er tenkt bygget med teknologi for separasjon av CO₂, avhengig av risiko knyttet til teknologi og rammebetingelser. Konseptet som vurderes som mest aktuelt er konvensjonell aminrensing av eksosen fra kraftverket.

BP, UK

BP, ConocoPhillips, Shell og Scottish and Southern Energy planlegger et prosjekt i Aberdeen-området i Skottland som skal reformere 70 MSm³ naturgass daglig til hydrogen og CO₂, produsere kraft fra hydrogen i et eksisterende 350 MW CCGT-kraftverk og transportere om lag 1,3 mill. tonn CO₂ 240 km gjennom eksisterende gassrør for bruk til EOR i Miller-feltet i Nordsjøen. En forstudie er utført, og forprosjektering planlegges ferdig til andre halvår 2006. Total investering er anslått til om lag 4,2 mrd. kr. Investeringsbeslutning vil kunne gjøres i løpet av 2006, og vil avhenge av at det kommer

på plass politiske rammebetingelser og regulatorisk rammeverk som fremmer CO₂-håndtering [32].

ELSAM/CASTOR

I regi av det EU-støttede FoU-programmet CASTOR installeres det et pilotanlegg for aminrensing av CO₂ fra røykgass ved Elsam sitt kullkraftverk i Esbjerg. Prøvedrift av anlegget er planlagt å starte høsten 2005.

Forskning og utvikling

Det foregår en rekke forskningsprogrammer på nasjonalt nivå for å studere mulighetene for å realisere verdikjeder for CO₂. Under vil en del av disse institusjonene og programmene beskrives, med spesiell vekt på de arbeidene der det er hentet data til analysene som presenteres i denne rapporten.

Gassnova/NFR

Gassnova er statens senter for miljøvennlig gassteknologi, med formål om å arbeide for å stimulere berørte aktører og myndigheter til et samarbeid om utvikling av miljøvennlige gassteknologier. Gjennom avkastningen av et fond på to milliarder kroner disponerer Gassnova om lag 100 mill. kr i året til forskning, utvikling og demonstrasjon av miljøvennlige gasskraftteknologier, og samarbeider med NFR om FoU-programmet CLIMIT.

SINTEF

SINTEF sin satsing mot EUs FR6 har medført en fordoblet prosjektportefølje innenfor CO₂-håndtering på 3 år og en årlig omsetning på rundt 40 mill. kr. Satsingen har vært koordinert med NTNU, og SINTEF leder nå Europas største FoU prosjekt på innfanging av CO₂.

OD

Oljedirektoratet har i egenskap av å ha ansvar for den langsiktige ressursforvaltningen på norsk sokkel arbeidet mye med vurdering av mulighetene for å ta i bruk CO₂ for økt oljeutvinning. Dette arbeidet har blant annet resultert i en mulighetsstudie publisert i april 2005 [9]

IFE

Institutt for Energiteknikk forsker på industriell utnyttelse av naturgass uten utslipp av CO₂. I samarbeid med andre institusjoner vurderes et nytt gasskraftkonsept hvor naturgass utnyttes til å produsere elektrisitet og hydrogen ved hjelp av en høytemperatur brenselcelle (SOFC), hvor CO₂ fanges opp som et fast stoff (karbonat) i prosessen.

IFE arbeider også med andre muligheter for å binde CO₂ som et stabilt, verdifullt mineral. Olivin- eller magnesiumrike ultrabasiske bergarter er i utgangspunktet de fremste kandidatene. I denne prosessen reagerer CO₂ med magnesiumrike silikatmineraler (olivin eller serpentin), og danner mineralene magnesiumkarbonat og kvarts, samt eventuelt vann. Norge er begünstiget med flere typer og relativt store forekomster av ultrabasiske silikatbergarter, blant annet flere store, nærmest rene, olivinstenforekomster. Industriell anvendelse av CO₂ er også nødvendig i en kommersiell utnyttelse av bergarten anortositt som finnes i meget store mengder på Vestlandet [21]. Bergarten gir grunnlag for

fremstilling av silisiumoksid, aluminiumoksid og kalsiumkarbonat, og CO₂ brukes her for å produsere kalsiumkarbonat.

Vattenfall, Tyskland

Vattenfall har besluttet å bygge et pilotanlegg for CO₂-rensing beliggende ved sitt kullkraftverk nær Spremberg, sør for Berlin i Tyskland. Teknologien som vil benyttes er oxyfuel teknologi, og anlegget vil ha en innfyrt effekt på om lag 30 MW. Anlegget er et rent pilotanlegg, foreløpig planlagt uten elektrisitetsproduksjon eller varmeutnyttelse (dette vil vurderes under gjennomføringen av prosjektet), og vil slippe rensset CO₂ ut igjen i atmosfæren. Anlegget er planlagt idriftsatt i 2008, og investeringen vil være på om lag 320 mill. kr [33].

BIGCO2

BIGCO2 er et program som har som målsetning å øke sjansen for at CO₂-frie gasskraftverk blir realisert i Norge. Forskningsprogrammet dekker hele spekteret fra CO₂-fangst i kraftverket til lagring av den innfangede klimagassen i geologiske lag på kontinentalsokkelen. Forskningen gjøres ved SINTEF og NTNU, Cicero Senter for klimaforskning og Universitetet i Oslo. 14 mill. kr er bevilget til BIGCO2 i 2005, og 12,5 mill. kr er satt av for 2006. Etter planen skal programmet løpe i ytterligere tre år. Midlene til programmet kommer fra Forskningsrådet og Gassnova, samt fra industriselskapene Statoil, Hydro, Store Norske Spitsbergen Grubekompani, Statkraft, Aker Kværner og General Electric.

Andre CO₂-kilder

Norsk industri

I tillegg til rensing av CO₂-utslipp fra gasskraftverk, eksisterer det også et betydelig potensial for rensing av CO₂-utslipp fra eksisterende industri i Norge. Det er tre steder i Norge som skiller seg ut med tanke på rensing av CO₂ fra eksisterende industri, i kraft av størrelsen på CO₂-utslipp og beliggenhet. Mulighetene for CO₂-håndtering fra slik industri er imidlertid mindre studert enn mulighetene for rensing fra gasskraftverk, og tilgangen på publiserte, stedsspesifikke data er liten.

Mongstad

CO₂-utslippene fra oljeraffineriet på Mongstad er i dag på om lag 1,75 mill. tonn årlig, fordelt på mange utslippspunkter. Statoil vurderer i sin konsekvensutredning av kraftvarmeverk på Mongstad krakkeren i anlegget som den eneste realistiske punktkilden å installere rensing på, med et årlig forventet utslipp på opp mot 1 mill. tonn CO₂ per år (avhengig av om kraftvarmeverket på Mongstad blir realisert eller ikke). Ved realisering av et energiverk vil om lag 2,2 mill. tonn CO₂ kunne fanges årlig [14].

Grenland

Grenlandsindustrien representerer et annen stor konsentrasjon av norske CO₂-utslipp. I tabellen under vises utslippene til bedrifter med større utslipp av CO₂ i Grenlandsområdet.

CO₂-utslipp fra Grenlandsindustrien (Kilde: SFT sin kvotetildeling for perioden 2005-2007)

	Borealis	Hydro Polymers	Noretyl	Norcem Brevik	Yara Porsgrunn
Forventet utslipp 2006 (tonn)	59 000	97 000	526 000	952 000	500 000 ²¹

I tillegg kommer utslippene fra et eventuelt gasskraftverk i Grenland. De samlede utslippene i området er spredt over en lang rekke punktutslipp med betydelige avstander imellom (ikke avgrenset til ett industriområde), og det er ikke publisert studier av hvilke av disse utslippene det kan være fornuftig å rense og samle opp.

Kårstø

Gassbehandlingsanlegget på Kårstø har et årlig utslipp på om lag 1,65 mill. tonn CO₂, med forventninger om økt aktivitet etter hvert som nye felter knyttes til gassterminalen. Videre har Naturkraft besluttet å investere i et 420 MW gasskraftverk på Kårstø, med årlige CO₂-utslipp på om lag 1,2 mill. tonn. Med unntak for gasskraftverket er utslippene på Kårstø fordelt over en rekke utslippspunkter (skorsteiner), noe som gjør det komplisert å separere ut CO₂ på en kostnadseffektiv måte.

Utlandet

Våre naboland har på samme måte som Norge betydelige punktutslipp av CO₂, som muliggjør separasjon og lagring offshore, spesielt gjelder dette land med et betydelig innslag av kullkraft i kraftproduksjonen, som Danmark, Tyskland, Polen og UK. Dersom en ser for seg en etterspørsel på sokkelen etter CO₂, vil disse kildene kunne konkurrere med norske kilder for leveranse av store volumer. Dersom en er interessert i mer miljøriktig kraftproduksjon innenlands vil de enkelte landene ha incentiver for å gjøre tiltakene innenlands, og investeringer på tvers av landegrensene vil være mindre interessante. Bidrag fra utlandet kan imidlertid vise seg viktig for å oppnå CO₂-volumer som tilfredsstiller behovet for bruk til EOR offshore.

ELSAM i Danmark utførte i 2001-2003 et arbeid (kalt CENS-prosjektet) for å studere mulighetene for å kunne levere CO₂ til norsk sokkel, rensset fra kullkraftverk på Jylland (Esbjergverket og Enstedverket). Arbeidet munnet ut i et kommersielt tilbud til Gullfaks-lisensen om å kunne kjøpe CO₂ for om lag 350 kr/tonn levert til Gullfaks. Status for dette arbeidet og det kommersielle tilbudet per i dag er ukjent.

Andre potensielle utenlandske kilder for CO₂ som er studert av blant annet Statoil er kullkraftverk, stålindustri, ammoniakk/hydrogenfabrikker og SAGE-terminalen i UK, BASF/Air Liquides fabrikker i Antwerpen, Pernis-raffineriet i Rotterdam, Yaras ammoniakkfabrikker i Sluiskil (Nederland) og i Brunsbittel (Tyskland) og et stålverk i Ijmunden (Nederland) [9, 20].

²¹ Tall hentet fra [15]

Vedlegg 3: Transport av CO₂

Effektiv og sikker transport av CO₂ er essensielt for å realisere verdikjeder for CO₂. De fysiske egenskapene til CO₂ muliggjør transport som både fast stoff, væske og i gassfase. Transport kan således foregå som bulklast (veitransport, jernbane, skip) og i rør. En overordnet studie av CO₂ transport [1] peker på at skipstransport og rør er de løsningene som peker seg ut kommersielt for større volumer. Dette understøttes både av annen litteratur og av at behovet i Norge sannsynligvis vil være for transport mellom anlegg plassert langs kysten til anlegg offshore. Det er således kun skipstransport og rørtransport som vurderes i denne rapporten.

Et viktig element i vurderingene av transportløsninger for CO₂ er miljøegenskapene ved transporten (spesielt dersom en ønsker å realisere verdikjeder for CO₂ som miljøtiltak). Generelt sett vil rørtransport av CO₂ være mindre energikrevende enn skipstransport ved store volumer.

Krav til CO₂ som skal transporteres

Kravene som settes til tilstanden på CO₂ som skal transporteres vil variere med transportform, transportlengde og hva CO₂ skal benyttes til. I dette kapittelet gjennomgås kort hvilke egenskaper som er relevante med hensyn til transport med rør eller skip over lengre distanser.

Karakteristisk for rørtransport er transport ved høye trykk, med temperatur nær omgivelsestemperatur, mens de studiene som hittil er gjort av transport i skip antyder at transporten vil skje trykksatt ved lave temperaturer, med CO₂ i væskefase nær trippelpunktet for ren CO₂ (6,5 bara, -52°C) [17, 18, 19]. Hovedbegrunnelsen for dette er at CO₂ ved denne tilstanden har høy tetthet, slik at en kan bygge så kompakte (og dermed rimelige) skip som mulig.

Trykk

Som nevnt over krever rørtransport av CO₂ et høyt drivende trykk, i hovedsak bestemt av nødvendig trykk ved enden av røret (for eksempel bestemt av reservoartrykk ved lagring), diameter og lengde på røret. Typisk innløpstrykk for et CO₂-rør kan være 200 bar, noe som krever mye energi for kompresjon/pumping av CO₂ nedstrøms renseanlegget. CO₂ vil ved dette trykket være i "dense-phase" eller superkritisk tilstand, en tilstand som har mange egenskaper til felles med væsketilstanden.

For skipstransport kreves som nevnt over lavere trykk enn for rørtransport, men det vil allikevel være et betydelig energibehov til kompresjon, da kompresjon vil benyttes for å kjøle ned CO₂ for å få omdannet gassen til væskefase.

Temperatur

Ved rørtransport vil CO₂ kjøles mellom trinnene i pumpe-/kompresjonsanlegget, for å minimere energibruken ved trykkøkningen. Dette medfører at CO₂ vil tilføres røret med en temperatur nær omgivelsestemperatur. Under rørtransporten vil det overføres varme mellom CO₂ og sjøvannet på utsiden av røret, slik at temperaturen på CO₂ vil nærme seg sjøvannstemperaturen.

For skipstransport vil CO₂ kjøles ned og kondenseres før lasting til lager eller skip, og holdes nedkjølt for å beholde høy tetthet og dermed lave transportkostnader. Skipene vil utstyres med kjøleanlegg for å beholde temperaturen under -52°C under transporten.

Komposisjon, urenheter

For rørtransport er det essensielt at CO₂-strømmen ikke inneholder for mye vann, da CO₂ og H₂O sammen vil danne korroderende syre som vil redusere rørets levetid dramatisk. Et vanninnhold under 50 ppm vurderes som sikkert for rørtransport, noe som medfører at det kreves tørking av CO₂ fra et typisk aminrenseanlegg før CO₂ introduseres i transportrør. Videre er transportrør sårbare for svovelkomponenter. Avgassene fra et gasskraftverk vil inneholde svært lite svovel.

Ved skipstransport vil kravene til renhet for CO₂ være noe annerledes. Det stilles krav til vannfjerning på samme måte som for rørtransport, både for å unngå korrosjon, frysing (det vil si dannelse av tørris) og hydratdannelse. På samme måte som for rørtransport er systemet sårbart for eventuelt svovellinnhold. Videre må innholdet av flyktige komponenter (som VOC og nitrogen) minimeres, for å hindre dannelse av tørris ved lave temperaturer (ved nedkjøling, transport eller levering av CO₂). Ved levering av CO₂ er det spesielt viktig at urenheter i gassen ikke bidrar til tørrisdannelse ved trykkavlastning eller ising ved lave leveringstemperaturer.

Sikkerhet

CO₂ forekommer naturlig i atmosfæren, og er ufarlig for mennesker i lave konsentrasjoner. Høye konsentrasjoner av CO₂ kan imidlertid innebære fare, idet det kan fortrenge oksygen lokalt der mennesker oppholder seg og lede til kvelning. Faren forbundet med dette forsterkes av at CO₂ som gass er tyngre enn luft, og dermed vil sige ned i fordypninger i landskap, skipsskrog, kjellere etc. og kunne oppholde seg der uoppdaget lenge i farlige konsentrasjoner. Dette vil stille krav til sikkerhetssystemer i form av deteksjon, doubling av ventiler, lukttilsetning etc., men dette forventes ikke å være spesielt kostnadsdrivende for transporten. Transport av CO₂ innebærer ikke brann eller eksplosjonsfare.

Lager og behov for ren lagring i perioder

Ved etablering av verdikjeder for CO₂ vil det være behov for å introdusere en viss grad av fleksibilitet i systemet, for å kunne dekke de ulike anleggenes varierende behov og driftstid, og for å kunne takle ikke-planlagte hendelser som kan oppstå i løpet av driftsperioden. Dette behovet gir et bidrag til kostnadene ved omfattende verdikjeder som er vanskelige å estimere, men som ikke bør undervurderes.

Typiske årsaker til behov for fleksibilitet og mellomlagring av CO₂ kan være:

- Bruk av skip og andre ikke-kontinuerlige prosesser (lagring både ved renseanlegg og ved leveringspunkt ved behov for kontinuerlig leveranse)
- Varierende behov for CO₂ til EOR
- Varierende driftsperiode mellom installasjoner (for eksempel mellom gasskraftverk med rensing og offshoreinstallasjon)

- Uforutsette hendelser (som for eksempel ufrivillig nedstenging av et prosessanlegg)

Dersom en verdikjede for CO₂ ikke bygges med en tilstrekkelig fleksibilitet vil dette kunne medføre at CO₂ tidvis må slippes til atmosfæren, at et prosessanlegg må stenge som følge av problemer i tilknyttede anlegg og/eller andre alvorlige konsekvenser.

Fleksibilitet introduseres enklest i verdikjeden ved å introdusere muligheter for mellomlagring og ved å sørge for flere muligheter for endelig lagring. Mellomlagring etableres ved hjelp av CO₂-tanker eller fjellager, ved for eksempel å etablere et knutepunkt som samler CO₂ fra flere kilder, med lagringsmuligheter som jevner ut leveringsprofilene for CO₂. I forbindelse med studiene av Gullfaksfeltet ble det studert å opprette ett slikt knutepunkt på Mongstad, mens [20] vurderer Kårstø som et mulig knutepunkt.

Flere brønner for endelig lagring av CO₂ introduserer også fleksibilitet i verdikjeden, idet det gir større kapasitet for å ta imot CO₂, og det gir redundans i tilfelle problemer ved en brønn eller en installasjon. Spesielt viktig vil dette være ved bruk av CO₂ til EOR, der produksjonsprofilen for CO₂ på land og bruksprofilen for CO₂ offshore ikke alltid vil passe sammen. I verdikjeder der en søker å utnytte CO₂ til EOR i størst mulig grad må en være forberedt på at CO₂ i perioder vil gå til ren lagring. Dersom det ikke er lagt til rette for dette kan en bli tvunget til å slippe CO₂ til atmosfæren.

Skipstransport krever mer innebygd fleksibilitet i verdikjeden enn rørtransport, da skipstransport vil være en ikke-kontinuerlig prosess. Verken lasting eller lossing av CO₂ vil skje kontinuerlig, noe som krever lagerkapasitet ved CO₂-kilden og enten lagerkapasitet eller mulighet for å ta imot store mengder CO₂ på kort tid ved endelig lagring. Skiping av CO₂ fra mange mindre kilder til ett stort sluk, og bruk av mange mindre skip vil utgjøre varianter av verdikjeder. Felles for disse er at de vil kreve en betydelig samlet lagerkapasitet, noe som fordyrer skipstransport relativt til rørtransport fra én stor kilde.

På den annen side introduserer også skip en viss fleksibilitet i verdikjeden, idet skip gir mulighet for å hente og levere CO₂ på flere steder, og mulighet for justering av verdikjeden i etterkant av investering og idriftsettelse. Skipstransport er også mer fleksibel med hensyn på hvilke mengder en kan se for seg å transportere.

Investeringer i fleksibilitet kjennetegnes, som de andre komponentene i verdikjeden, av betydelige skalafordeler. Desto flere årstønn med CO₂ en kan fordele kostnadene forbundet med fleksibilitet over, jo mer lønnsom vil verdikjeden være.

Kostnader

Rørtransport

Rørtransport av CO₂ vil basere seg på samme type rør som benyttes til transport av naturgass på norsk sokkel, og grunnlaget for å kostnadsestimere rør av gitt dimensjon og lengde vurderes således å være godt. NVE fikk i forbindelse med arbeidet med [23] utarbeidet en rapport fra AkerKværner Technology [34] som behandler kostnadsgrunnlaget for legging av stålrør offshore. Denne rapporten benyttes av NVE for å kvalitetssikre estimater for rørkostnader.

Investeringskostnaden dominerer totalkostnaden ved rørtransport. Det er i løpet av de siste årene publiserte en del estimater for CO₂-rør offshore, og disse er gjengitt i tabellene under. For typiske dimensjoner for transport av CO₂ til norsk sokkel (8" til 16") varierer observerte estimater for investeringskostnad mellom 4000 og 7000 kr/m. Anlegg for tørking, kompresjon/pumping og kjøling er ikke inkludert i denne kostnaden. Rørkostnadene er sensitive for stålpriser og markedet for rørleggingsfartøyer.

Estimat	Kilde	Kapasitet (Mtonn/år)	Lengde (km)	Dimensjon (inches)
SINTEF: Tjeldbergodden-Draugen	[10]	> 2,1	150	12"
STATOIL: Mongstad-Gullfaks	[10]	> 5	160	16"
STATOIL: Snøhvit	[35, 36]	~ 1	150	8"
OD: Kårstø-Mongstad-Gullfaks	[9]	> 5	300 ²²	16"
STATOIL: Mongstad-Utsira	[14]	~ 5	150	14"

For å muliggjøre sammenligning av rørtransport og skipstransport er det i siste kolonne i tabellen under vist resultater fra en overslagsberegning av hvor mye som betales for transport av CO₂ for hvert av de estimerte rørene, basert på forventet årlig transportert volum. Det er brukt 7 % kalkulasjonsrente og en lav økonomisk levetid (15 år), og det er ikke beregnet noen restverdi for rørene. Driftskostnaden for et CO₂-rør estimeres gjennomgående til 2 % av investeringskostnaden per år, noe som er gjort for alle beregninger i denne rapporten.

²² Anslag NVE

Estimat	Årlig volum (Mtonn/år)	Investering (mill. kr)	Investering (kr/m)	Spesifikk kostnad (kr/tonn CO ₂)
SINTEF: Tjeldbergodden-Draugen	2,1	700	4670	40
STATOIL: Mongstad-Gullfaks	2,5	990	6200	50
STATOIL: Snøhvit	0,7	540	3600	95
OD: Kårstø-Mongstad-Gullfaks	5,0	2100	7000	50
STATOIL: Mongstad-Utsira	2,2	1085	7230	60

Skipstransport

Kostnadsvurderinger av skipstransport er undersøkt gjennom et oppdrag i regi av OLF, støttet av NFR og gjennomført av blant annet SINTEF. Sluttrapporten fra dette arbeidet er ikke offentlig tilgjengelig, men en del av resultatene og konklusjonene er gjort tilgjengelig gjennom vitenskapelige artikler og presentasjoner på konferanser om CO₂-håndtering i Trondheim [37] og i Vancouver [17, 18, 19].

Hovedkonklusjonen med tanke på lagring i Nordsjøen er at totalkostnaden for CO₂-transport av volumer som overstiger 2 mill. tonn/år innen Nordsjøen anslås til 150-200 kr/tonn. Dette inkluderer lagerkapasitet ved skipningshavn på 1,5 ganger aktuell skipsstørrelse (20 000 m³ flytende CO₂). Til sammenligning viser tabellene over at for alle de beskrevne transportrørene vil transportkostnad ligge under 100 kr/tonn CO₂.

Energiforbruket forbundet med å klargjøre CO₂ for skipstransport vurderes til å være sammenlignbart med energiforbruket forbundet med å komprimere/pumpe CO₂ til 150-200 bar, anslått til 90-120 kWh/tonn CO₂. I tillegg bruker skipene energi til å holde CO₂ flytende under skiping og til fremdriftsmaskineri, samt til fordampning av CO₂ ved lossing.

Det kan trekkes en parallell mellom transport av naturgass og transport av CO₂. Ved transport av naturgass i flytende form (LNG) regner en typisk med at energitapene forbundet med flytendegjøring, transport og fordampning utgjør om lag 10 % av energien i naturgassen. En annen tommelfingerregel er at transportert distanse for store volumer av naturgass bør overstige 200 mil for at LNG skal kunne konkurrere med rørtransport. Tilsvarende vil skipstransport av CO₂ kreve mer energi enn rørtransport ved store volumer, og transportavstanden må være stor for at skip skal lønne seg fremfor rør. Konklusjonen i denne rapporten er således at skipstransport av CO₂ fra norske landanlegg til norsk sokkel verken synes å være lønnsomt eller miljøvennlig relativt til rørtransport.

Vedlegg 4: Endelig lagring av CO₂

Lagringsmuligheter for CO₂

Utskilt CO₂ kan brukes som innsatsfaktor i industriell virksomhet, bindes til mineraler, lagres på store havdyp, i undergrunnen eller injiseres i produserende petroleumreservoarer for økt oljeutvinning (såkalt EOR, Enhanced Oil Recovery).

Et fellestrekk ved industrielle anvendelser av CO₂ er at mengden CO₂ som håndteres blir svært liten i forhold til CO₂-utslippene fra større gasskraftverk og industrielle komplekser.

CO₂ kan bindes ved produksjon av stabile karbonater for permanent lagring ved reaksjon med silikatbergarter. Sluttproduktene forekommer i naturen, og er en del av den naturlige geologiske karbonsyklusen. Slik utnyttelse av CO₂ er foreløpig i en tidlig studiefase, blant annet gjennom aktivitetene til IFE.

I Norge vurderes lagring av CO₂ i kjente olje- og gassreservoarer eller i såkalte saltvannsakviferer som de mest aktuelle lagringsmåtene. Lagring kan skje som ren lagring eller lagring med en EOR-gevinst. Lagringen av CO₂ som skjer på Sleipnerfeltet i Nordsjøen og den som planlegges på Snøhvitfeltet i Barentshavet vil skje som ren lagring i akviferer. For at CO₂ skal holde seg i væskefase ved lagring på havdyp eller i undergrunnen, må lagringen skje på dybder mer enn om lag 800 meter under havets overflate.

Kostnadene ved lagring består i hovedsak av kostnaden ved å etablere en brønn for injeksjon av CO₂. Denne kostnaden vurderes i utgangspunktet som moderat sammenlignet med kostnader for innfangning og transport, typisk under 30 kr/tonn CO₂ injisert over et gasskraftverks levetid. Ved ren lagring vil normalt en brønn være tilstrekkelig, og akviferen eller reservoaret vil ha kapasitet til å ta imot all CO₂ over gasskraftverkets livsløp. Ved bruk av CO₂ til EOR vil brønnen normalt benyttes i en kortere periode enn gasskraftverkets levetid og det vil være behov for flere brønner og større ombygginger av offshoreinstallasjonen.

Bruk av CO₂ til EOR peker seg ut som en interessant anvendelse for CO₂, fordi oljeselskapene kan ha en viss betalingsvilje for levert CO₂, samt at reservoarene har bevist at de er egnet for å lagre gasser under trykk over svært lang tid. Et slikt konsept kompliserer imidlertid planlegging og bygging av gasskraft med CO₂-håndtering, blant annet på grunn av følgende forhold:

- **Størrelse.** Oljereservoarer er avhengig av store mengder CO₂ dersom en først skal ta i bruk CO₂ for økt oljeutvinning. Dette medfører at investeringer og risikoeksponering i totalprosjektet (gasskraft med CO₂-håndtering, transport og prosessanlegg og brønner offshore) blir tilsvarende store
- **Plattform og reservoar.** Bruk av CO₂ til EOR stiller krav til type av reservoar og utvinningsstrategi, samt til materialkvaliteter på offshoreinstallasjonen. Det er store variasjoner i feltenes egnethet for CO₂-injeksjon
- **Tidsperspektiv.** CO₂-injeksjon er kun aktuelt i visse faser av et reservoars økonomiske levetid. Store mengder CO₂ må kunne leveres når dette etterspørres og etter avsluttet bruk i et reservoar må en finne andre

lagringsmuligheter for CO₂. Dette stiller store krav til koordinering og samtidighet i beslutninger mellom de ulike aktørene, noe som utgjør en stor utfordring

- **Koordinering av aktører.** Bruk av CO₂ offshore vil sannsynligvis kreve et større CO₂-system med flere uavhengige CO₂-leverandører og flere ulike felt som mottakere av CO₂ til EOR. Kun aktører med betydelig finansiell styrke vil kunne delta i etableringen av en CO₂-verdikjede. Disse aktørene vil ikke nødvendigvis ha sammenfallende interesser, og vil også kunne ha interesser som varierer over tid. Det vil være en utfordring å få de nødvendige aktørene til å trekke i samme retning

Potensial for EOR

Kunnskapen om bruk av CO₂ til økt oljeutvinning (EOR) har i hovedsak blitt utviklet i USA, der CO₂-injeksjon for EOR ble startet opp i Permianbassenget (Texas, New Mexico) tidlig på 70-tallet. Denne aktiviteten har økt kunnskapen om bruk av CO₂ med hensyn på reservoaregenskaper, muligheten for korrosjon og gjenvinning av CO₂ fra reservoarstrømmen, kunnskap som det vil være mulig å benytte seg av ved implementering av verdikjeder for CO₂ på norsk sokkel.

I 2002 var det over 50 prosjekter som benytter CO₂ til EOR sørvest i USA, noe som totalt ga en ekstra oljeutvinning på om lag 145 000 fat/dag. Infrastrukturen for CO₂ rør er på over 1500 km, og leverer over 23 mill. tonn CO₂ per år. CO₂ hentes fra naturlige forekomster i bakken [20]. Andre land som Canada, Trinidad, Brasil, Ungarn og Tyrkia har også brukt CO₂ til EOR. Det finnes ikke erfaring med injeksjon av CO₂ i store produserende oljefelt offshore, verken på norsk sokkel eller andre steder.

Oljeproduksjonen på en rekke felt på norsk kontinentalsokkel vil i løpet av de nærmeste årene komme inn i en fase med sterkt fallende produksjonsrate. På enkelte felt vil økt vannproduksjon kreve betydelige investeringer dersom produksjonen skal opprettholdes. Det må da tas stilling til om feltene skal forlates, eller om det skal foretas nye investeringer for å få ut mer av den gjenværende oljen. Restoljen kan typisk utgjøre 40 til 60 % av den oljen som opprinnelig var tilstede. Det vil på dette tidspunktet eksistere god geologisk kjennskap til reservoaret.

CO₂ kan være en alternativ injeksjonsgass til naturgass offshore, dersom man har tilstrekkelige kvanta. CO₂ kan injiseres fra første produksjonsdag, eller den kan injiseres etter vanninjeksjon (tertiær gassinjeksjon med CO₂). En tredje måte er alternerende injeksjon av CO₂ og vann (VAG).

CO₂ har som injeksjonsgass egenskaper som i mange tilfeller kan gi spesielt høyt utbytte av olje. Et av disse er at den gjennom en komponentutveksling mellom gass og olje kan danne en overgangssone mellom fasene slik at det ikke oppstår grenseflatespenninger mellom dem. Dette kalles blandbar fortrenkning, og er kjennetegnet av svært lav restolje i de sonene der en har introdusert CO₂.

Også i reservoarer hvor en ikke oppnår blandbarhet, kan imidlertid CO₂-gassen ha en gunstig effekt på produksjonen. CO₂ vil kunne fortrenge olje i deler av reservoaret som det er vanskelig å nå med andre injeksjonsfluider.

Studier som er gjort av felt i Nordsjøen (Gullfaks, Ekofisk, Brage, Forties) viser at CO₂-injeksjon ikke forventes å ha like stor effekt her som i Permianbassenget. God respons på CO₂-injeksjon forutsetter en høy tetthet av brønner, mens offshore oljeutvinning karakteriseres av få brønner (fordi kostnadene for etablering av brønner offshore er høyere enn på land). Der ekstra oljeutvinning i Permianbassenget har variert mellom 7-15 % av opprinnelig oljemengde i reservoaret utover hva som er oppnåelig med vanninjeksjon, estimerer Oljedirektoratet tilsvarende ekstra utvinning til i størrelsesorden 3-7 % [9]. Det er betydelig usikkerhet knyttet til disse estimatene.

OD har vurdert tyve felt på norsk sokkel som egnet for CO₂-injeksjon, med et teknisk potensial for økt oljeutvinning på til sammen 150-300 mill. Sm³ olje (med en total salgsverdi ved oljepris på 30 USD/fat på 200-400 mrd. kr) [9]. For å utvinne disse mengdene er det estimert et behov for om lag 25 mill. tonn CO₂ per år over en 30-års periode.

Disse tyve feltene har også betydelige gjenværende gassreserver, og på de fleste feltene må CO₂ separeres fra produsert gass dersom gassen skal eksporteres. Dette vil medføre enten betydelige investeringer i rensing offshore eller betydelige innteksttap som følge av bortfall av gassalg. Det finnes også omfattende planer for andre typer av økt oljeutvinning i disse tjue feltene, som forventes å realisere om lag 120 mill. Sm³ ekstra olje, og som vil påvirkes (positivt eller negativt) av en eventuell beslutning om å ta i bruk CO₂-injeksjon.

Aktuelle lagringsmuligheter offshore

Saltvannsakviferer

For ren lagring av CO₂ peker de såkalte saltvannsakviferene seg ut. Egnede saltvannsakviferer består av porøs stein, og kan dermed romme mye gass. Den er samtidig gjennomtrengelig (permeabel), noe som gjør det lettere å pumpe gassen inn. I tillegg er de porøse bergartene i egnede formasjoner overdekket av tette takbergarter, som gjør at gassen ikke siver opp til overflaten igjen. Injeksjon i akviferer har sin styrke i store tilgjengelige volum. I Nordsjøen finnes det sandsteinsakviferer med svært stor utstrekning og tykkelse. Disse har kapasitet til å lagre store mengder CO₂, for eksempel fra alle kraftstasjoner i Nord-Europa i flere hundre år fremover [21].

Det er i slike akviferer at CO₂ fra Sleipner lagres i dag (Utsiraformasjonen) og som er planlagt tatt i bruk for lagring av CO₂ separert fra naturgassen på Snøhvit-feltet (Tubåen-formasjonen). Så langt tyder erfaringene fra Sleipner på at Utsiraformasjonen er tilfredsstillende som lagringsplass.

NGU har i regi av det omfattende EU-prosjektet CO₂ STORE gransket mulige lagringsområder for CO₂ i Midt-Norge. Resultatene herfra viser at Trøndelagsplattformen (et område mellom 63. og 65. breddegrad på kontinentalsokkelen sørøst for Haltenbanken) har et stort potensial for lagring av CO₂ på 2000 til 3000 meters dyp. SINTEF har gjort datasimuleringer for 5000 år fram i tid. Resultatene viser at gassen ikke vil lekke ut fra formasjonen innenfor dette tidsrommet [38].

Kandidater for EOR

Gullfaks

Gullfaksfeltet er foreløpig det eneste feltet der en har utredet CO₂-injeksjon tilstrekkelig til at en på teknisk og økonomisk grunnlag har kunnet ta en avgjørelse vedrørende videreføring og utbygging av et prosjekt for CO₂-håndtering. Studien viser at CO₂-injeksjon kan gi om lag 14 mill. Sm³ ekstra oljeutvinning i perioden frem til 2018, som er planlagt nedstengingstidspunkt. I perioden 2018 til 2028 kan CO₂-prosjektet medføre ytterligere 22 mill. Sm³ i ekstra oljeutvinning, delvis som følge av bruk av CO₂ og delvis som følge av økt konvensjonell utvinning på grunn av lengre levetid for plattformen. Dette forutsetter årlige leveranser av om lag 5 mill. tonn CO₂ til Gullfaks, og krever investeringer offshore (modifikasjoner av plattform samt boring av brønner) på om lag 4 mrd. kr [9].

Gullfaks-lisensen skrinla sommeren 2004 vurderingene av CO₂ til EOR på grunn av for dårlig lønnsomhet.

Ekofisk

Ekofisk-lisensen vurderer for tiden en rekke alternativer for å øke oljeproduksjonen fra Ekofisk-feltet utover hva som kan oppnås med vanninjeksjon, hvor CO₂-injeksjon er ett av alternativene. Slike tiltak vil ikke være aktuelle for Ekofisk før om 10-15 år. Videre er det knyttet betydelig usikkerhet til om CO₂-injeksjon er egnet for Ekofiskfeltet, på grunn av mulighetene for å svekke effekten av pågående vanninjeksjon, samt risiko for at CO₂ vil svekke kalksteinen i reservoaret og føre til brønnekollaps og økt innsynking.

Potensialet for EOR på Ekofisk er grovt estimert til en ekstra oljeutvinning på om lag 47 mill. Sm³ i perioden 2020 til 2040 [9]. Nødvendige investeringer offshore (modifikasjoner av plattform samt boring av brønner) er grovt estimert til 7,4 mrd. kr.

Norskehavet

Shell, Statoil og Hydro har startet en studie av mulighetene for å ta i bruk CO₂ fra det planlagte gasskraftverket på Tjeldbergodden i Norskehavet. Foreløpig har feltene Draugen, Heidrun og Norne vist seg å ha lovende egenskaper, og det vil fokuseres på disse feltene i det videre arbeidet. Studien er planlagt å være ferdig i 2007. CO₂-injeksjon på Draugen kan tidligst starte i 2010.

Vedlegg 5: Referanser

1	Transportation Systems for CO ₂ – Application to Carbon Sequestration	Odenberger, Svensson (2003)	Chalmers
2	Prospects for CO ₂ capture and storage	(2004)	IEA
3	Report from the Group of Jurists and Linguists on Placement of Carbon Dioxide in the OSPAR Maritime Area	(2004)	OSPAR Commission
4	United Nations Framework Convention on Climate Change	(1992)	FN
5	A strategy for developing carbon abatement technologies for fossil fuel use	UK CAT Programme (2005)	DTI, UK
6	Review of the feasibility of carbon dioxide capture and storage in the UK	UK CFFT Programme (2004)	DTI, UK
7	Forskningssamarbeidet Norge – EU, Midtveis i 6. rammeprogram, Statusrapport pr. 31.12.2004	NFR (2005)	NFR
8	A Prospectus for Participation by Foreign Governments in FutureGen	(2005)	US Department of Energy
9	Mulighetsstudie for prosjekter med CO ₂ -injeksjon for økt oljeutvinning på norsk kontinentalsokkel	(2005)	OD
10	Tillegg til konsekvensutredning for utvidelse av metanolfabrikk og bygging av gasskraftverk på Tjeldbergodden	(2005)	Statoil
11	Study and estimate for CO ₂ Capture Facilities for the proposed 800 MW Combined Cycle Power Plant – Tjeldbergodden, Norway (Non-confidential)	(2005)	Fluor, Statoil
12	Tjeldbergodden power/methanol – CO ₂ reduction efforts. SP2: CO ₂ capture and transports	(2005)	SINTEF Energiforskning
13	Gasskraftverk med fjerning av CO ₂ – Konsekvensutredning	(2005)	Hammerfest Energi
14	Energiverk Mongstad – Kraftvarmeverk med tilhørende ombygginger i raffineriet - Konsekvensutredning	(2005)	Statoil
15	Melding om planlegging av tiltak – Gasskraftverk i Grenland	(2004)	Skagerak Kraft
16	Gasskraftverk med CO ₂ -håndtering – Studie av alternative teknologier	TR A5693, (2002)	SINTEF Energiforskning
17	Liquefaction of captured CO ₂ for ship-based transport	Aspelund et al (2004)	SINTEF, Vigor, Statoil
18	Ship-based transport of CO ₂	Aspelund et al (2004)	SINTEF, Vigor, Statoil
19	Offshore unloading of semi-pressurized CO ₂ to an oilfield	Aspelund et al (2004)	SINTEF, Vigor, Statoil
20	Large-Scale CO ₂ Sequestration on the Norwegian Continental Shelf: A Technical, Economic, Legal and Institutional Assessment	Hustad (ed.) (2004)	NFR
21	NOU 2002: 7 Gassteknologi, miljø og verdiskaping	(2002)	OED
22	St. meld. nr. 8 (2004-2005), Perspektivmeldingen 2004 – utfordringer og valgmuligheter for norsk økonomi	(2004)	Finansdepartementet
23	Gass i Norge, NVE Rapport 10-2004	(2004)	NVE
24	Carbon Dioxide Capture for Storage in Deep Geologic Formations –	(2005)	Elsevier

	Results from the CO ₂ Capture Project, Vol 1 & 2		
25	Kraftbalansen i Norge mot 2015, NVE Rapport 4-2002	(2002)	NVE
26	Statistics and prospects for the European electricity sector (1980-1990, 2000-2020)	(2004)	Eurelectric
27	Energi- og kraftbalansen mot 2020 – NOU 1998:11	(1998)	OED
28	CO ₂ removal from power plant flue gas – cost efficient design and integration study	Choi et al, (2005)	Nexant/Bechtel
29	Cost efficient amine plant design for post combustion CO ₂ capture from power plant flue gas	Chinn et al (2004)	Nexant/Bechtel
30	Post combustion technologies for CO ₂ capture: a techno-economic overview of selected options	Simmonds & Hurst, (2004)	BP
31	Kostnadseffektivt anlegg for CO ₂ -fangst “fullskala demonstrasjonsanlegg”, Foredrag ved Knut Sanden, Langesund 7. Juni 2005	(2005)	Aker Kværner Eng. & Technology
32	BP Pressemeldinger 30.6.05	(2005)	BP
33	Vattenfall pressemelding 19.5.05	(2005)	Vattenfall
34	Kostnader ved transport av naturgass LNG vs. rør	(2003)	Aker Kværner Technology AS
35	Tjeldbergodden power/methanol – CO ₂ reduction efforts. SP2: CO ₂ capture and transports	(2005)	SINTEF Energiforskning
36	Statoil pressemelding 15.7.05	(2005)	Statoil
37	Overview of CO ₂ Transport Alternatives, Presentation at The Second Trondheim Conference on CO ₂ Capture, Transport and Storage	Aspelund et al, (2004)	SINTEF, Vigor, Statoil
38	Emissions of Greenhouse Gases in the United States 2000, DOE/EIA-0573 (2000)	(2001)	DOE/EIA, USA
39	”Storage potential for CO ₂ in the Froan Basin area of the Trøndelag Platform, Mid-Norway”	(2005)	NGU/SINTEF
40	Konsekvensutredning for utvidelse av metanolfabrikk og bygging av gasskraftverk på Tjeldbergodden	(2004)	Statoil
41	Energiverk Mongstad, Gassrørledning Kollsnes-Mongstad, Konesjonssøknad med konsekvensutredning	(2005)	Statoil
42	CO ₂ til EOR på norsk sokkel – en mulighetsstudie	(2005)	Bellona
43	Norsk CO ₂ AS	(2005)	Tel-Tek
44	Kostnader for fangst og deponering av CO ₂ fra Naturkrafts gasskraftverk på Kårstø	(2005)	Zero
45	Kraftbalansen i Norge mot 2020	(2005)	NVE
46	Reduksjon av klimagassutslipp i Norge – Oppdatert tiltaksanalyse for 2010 og 2020	(2005)	SFT
47	IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage	(2005)	IPCC
48	Kraftsystemutredning for sentralnettet 2005-2020	(2005)	Statnett
49	Statnetts høringsuttalelse til Statoils tilleggsutredning knyttet til gasskraftverk og utvidelse av metanolfabrikk på Tjeldbergodden	(2005)	Statnett
50	Personlig samtale med Geir Fuglseth, Naturkraft	(2005)	Naturkraft

Vedlegg 6: Definisjoner og data

Naturgass	Naturgass består hovedsakelig av metan (CH ₄). Naturgass er den mest anvendelige energibæreren som er tilgjengelig i dag, og kan brukes til nær sagt alle tenkelige energiformål. Naturgass kan transporteres i rør, som LNG (flytende naturgass) eller som CNG (komprimert naturgass).
Rikgass	Betegnelse på gassen som kommer fra Nordsjøen, og er en blanding av "våtgass" og "tørrgass".
Tørrgass (Naturgass)	Det er denne gassen en i daglig tale kjenner som naturgass. Etter at rikgassen fra Nordsjøen er behandlet er de tyngre komponentene som utgjør våtgassen tatt ut. Den tørre naturgassen består i all hovedsak av metan, og transporteres vanligvis gjennom gassrør.
Våtgass	Våtgass består i utgangspunktet av gassene etan, propan, butan, samt nafta. Disse gassene fraktes vanligvis til kundene i tank. I denne rapporten brukes begrepet våtgass om etan og LPG.
LPG	Liquified Petroleum Gases betegner gassene propan og butan, eller blandinger av disse, når de er i flytende form på grunn av nedkjøling og/eller trykk.
CNG	Compressed Natural Gas er en betegnelse på naturgass lagret under trykk i en tank. Gassen er komprimert til over 150 bar trykk.
LNG	Liquified Natural Gas er en betegnelse for flytende, nedkjølt naturgass. Gassen må normalt kjøles ned til om lag -162 °C for å holde seg flytende ved normalt trykk.
Sm³	Standard kubikkmeter – olje og gassmengder oppgis i Sm ³ og refereres til 1 atmosfære trykk (1013 mbar) og en temperatur på 15 °C. 1 Sm ³ naturgass inneholder omtrent like mye energi som 1 liter fyringsolje. MSm ³ = Millioner (Mega) Sm ³ , GSm ³ = Milliarder (Giga) Sm ³
BTU	British Thermal Unit (energienhet, 1 Mill. BTU = 293 kWh)
TWh	1 TWh = 1 mrd. kWh
ppm	Parts per million
CCGT	Combined Cycle Gas Turbine, konvensjonelt gasskraftverk, kombikraftverk
Oxyfuel	Teknologi for forbrenning med rent oksygen heller enn med luft
Reforming	Omdanning av naturgass til CO og H ₂
NFR	Norges forskningsråd
CCP	Carbon Capture Project
BIT	Best Integrated Technology
VOC	Volatile Organic Compounds (flyktige organiske komponenter)
EOR	Enhanced Oil Recovery (økt oljeutvinning)
VAG	Vann Alternierende Gass (metode for vekselvis injeksjon av vann og gass i et reservoar)
TBO	Tjeldbergodden
DOE	USAs Olje- og energidepartement
NOU	Norges offentlige utredninger
EU ETS	EU sitt kvotehandelssystem på bedriftsnivå
CAPEX	Investeringskostnader
OPEX	Driftskostnader

Konverteringsstabell for energi:

	MJ	kWh	Sm³ naturgass
1 MJ, megajoule	1	0,278	0,025
1 kWh, kilowatttime	3,6	1	0,09
1 Sm ³ naturgass (øvre brennverdi, standardgass) ²³	40	11,11	1

Kilde: Statoil – Natural Gas Measurements

Konverteringstabell for mengde LNG:

	Tonn LNG	m³ LNG	Sm³ gass
1 tonn LNG	1	2,22	1360
1 m ³ LNG	0,450	1	615
1 Sm ³ gass	0,735*10 ⁻³	1,63*10 ⁻³	1

Kilde: Statoil – Natural Gas Measurements

Valutakurser

For å uttrykke energipriser i norske kroner er det nødvendig å velge vekslingskurser mellom norske kroner og aktuelle utenlandske valutaer. Tabellen under viser hvilke vekslingskurser som ligger til grunn for NVEs beregninger.

Valutakurser	Amerikanske Dollar	Euro
Norske kroner	7	8

²³ I rapporten benyttes gjennomgående nedre brennverdi ved beregning av virkningsgrad og CO₂-utslipp. For en typisk tørrgass benyttes 10,1 kWh/Sm³ (brennverdi) og 0,2 kg CO₂/kWh innfyrt gassmengde (utslippsfaktor).

Vedlegg 7: Dataark for beregninger

CASE:	Konvensjonell gasskraft på TBO		Kap. 5.1
Forutsetning	Enhet	Verdi	Kilde
CAPEX kraftverk	MNOK	4200	[40]
OPEX kraftverk	MNOK	200	[40]
Andel gratiskvoter	%	90 %	
Tilgjengelighet	timer/år	8100	
Kalkulasjonsrente	%	7 %	
Naturgass, Tjeldbergodden	øre/Sm3	84	
Elkraft, Norge	øre/kWh	25	
CO ₂ -kvoter	kr/tonn	100	
Økonomisk levetid	år	25	
Virkningsgrad	%	58 %	[40]
Effekt kraftverk	MW	840	[40]
LHV, rikgass, TBO	kWh/Sm3	11	[40]
Utslippsfaktor, rikgass, TBO	kg/kWh	0,22	

CASE:	Tjeldbergodden, ren deponering		Kap. 5.2
Forutsetning	Enhet	Verdi	Kilde
CAPEX kraftverk	MNOK	4200	[10]
OPEX kraftverk	MNOK	200	[10]
CAPEX rensing	MNOK	3370	[10]
OPEX rensing	MNOK	200	[10]
Andel gratiskvoter	%	90 %	
CAPEX rør + brønn	MNOK	950	
OPEX rør	%	2 %	
Tilgjengelighet verdikjede	timer/år	8100	
Kalkulasjonsrente	%	7 %	
Naturgass, Tjeldbergodden	øre/Sm3	84	
Elkraft, Norge	øre/kWh	25	
CO ₂ -kvoter	kr/tonn	100	
Økonomisk levetid	år	25	
Virkningsgrad	%	49 %	[10]
Rensegrad	%	85 %	[10]
Effekt kraftverk m. rensing	MW	710	[10]
LHV, rikgass, TBO	kWh/Sm3	11	[40]
Utslippsfaktor, rikgass, TBO	kg/kWh	0,22	
Virkningsgrad, konvensjonelt kraftverk	%	58 %	

CASE: Mongstad - Utsira Kap. 5.3			
Forutsetning	Enhet	Verdi	Kilde
CAPEX kraftverk	MNOK	3000	[14]
OPEX kraftverk	MNOK	130	[14]
CAPEX rensing	MNOK	4420	[14]
OPEX rensing	MNOK	170	[14]
Andel gratiskvoter	%	90 %	
CAPEX rør + brønn	MNOK	1435	[14]
OPEX rør + brønn	%	2 %	
Tilgjengelighet verdikjede	timer/år	8100	
Kalkulasjonsrente	%	7 %	
Naturgass, Kollsnes	øre/Sm ³	84	
Elkraft, Norge	øre/kWh	25	
CO ₂ -kvoter	kr/tonn	100	
Økonomisk levetid	år	25	
Investering gassrør	MNOK	815	[41]
Drift gassrør	MNOK	10	[41]
Naturgass, mengde	MSm ³ /år	700	[14]
Fyrgass mengde	TWh	1	[14]
Total CO ₂ -produksjon	Mtonn	3,1	[14]
CO ₂ rensset	Mtonn	2,2	[14]
Historisk CO ₂ -utslipp	Mtonn	1,75	[14]
Varmeproduksjon	MW	280	[14]

CASE:		Kårstø - Utsira GassTek/AkerKværner rensekostnader		Kap. 5.4
Forutsetning	Enhet	Verdi	Kilde	
CAPEX kraftverk	MNOK	2000	Naturkraft	
OPEX kraftverk	MNOK	100	5% av CAPEX	
CAPEX rensing	MNOK	790	[31, 44]	
OPEX rensing	MNOK	55	[31, 44]	
Andel gratiskvoter	%	90 %		
CAPEX rør + brønn	MNOK	1130		
OPEX rør + brønn	%	2 %		
Tilgjengelighet verdikjede	timer/år	8100		
Kalkulasjonsrente	%	7 %		
Naturgass, Kårstø	øre/Sm3	84		
Elkraft, Norge	øre/kWh	25		
CO ₂ -kvoter	kr/tonn	100		
Økonomisk levetid	år	25		
Virkningsgrad	%	49,5 %		
Rensegrad	%	82 %	[31, 44]	
Effekt kraftverk m. rensing	MW	353		
LHV, tørrgass, Kårstø	kWh/Sm3	10		
Utslippsfaktor, tørrgass, Kårstø	kg/kWh	0,2		
Virkningsgrad, konvensjonelt kraftverk	%	58 %		

CASE:		Kårstø – Utsira TBO rensekostnader		Kap. 5.4
Forutsetning	Enhet	Verdi	Kilde	
CAPEX kraftverk	MNOK	2000	Naturkraft	
OPEX kraftverk	MNOK	100	5% av CAPEX	
CAPEX rensing	MNOK	2110	[10], nedskalert av NVE	
OPEX rensing	MNOK	100	[10], nedskalert av NVE	
Andel gratiskvoter	%	90 %		
CAPEX rør	MNOK	1130		
OPEX rør	%	2 %		
Tilgjengelighet verdikjede	timer/år	8100		
Kalkulasjonsrente	%	7 %		
Naturgass, Kårstø	øre/Sm3	84		
Elkraft, Norge	øre/kWh	25		
CO ₂ -kvoter	kr/tonn	100		
Økonomisk levetid	år	25		
Virkningsgrad	%	49 %		
Rensegrad	%	85 %		
Effekt kraftverk m. rensing	MW	353		
LHV, tørrgass, Kårstø	kWh/Sm3	10		
Utslippsfaktor, tørrgass, Kårstø	kg/kWh	0,2		
Virkningsgrad, konvensjonelt kraftverk	%	58 %		

CASE:		Tjeldbergodden - Gullfaks		Kap. 5.5
Forutsetning	Enhet	Verdi	Kilde	
CAPEX kraftverk	MNOK	4200	[10]	
OPEX kraftverk	MNOK	200	[10]	
CAPEX rensing	MNOK	3370	[10]	
OPEX rensing	MNOK	200	[10]	
Andel gratiskvoter	%	90 %		
CAPEX rør	MNOK	2450		
OPEX rør	%	2 %		
Tilgjengelighet verdikjede	timer/år	8100		
Varighet EOR	år	10	[9]	
CO ₂ betalingsvilje	kr/tonn	100	[10]	
Kalkulasjonsrente	%	7 %		
Naturgass, Tjeldbergodden	øre/Sm ³	84		
Elkraft, Norge	øre/kWh	25		
CO ₂ -kvoter	kr/tonn	100		
Økonomisk levetid	år	25		
Virkningsgrad	%	49 %	[10]	
Rensegrad	%	85 %	[10]	
Effekt kraftverk m. rensing	MW	710	[10]	
LHV, rikgass, TBO	kWh/Sm ³	11	[40]	
Utslippsfaktor, rikgass, TBO	kg/kWh	0,22		
Virkningsgrad, konvensjonelt kraftverk	%	58 %		

CASE:		Mongstad - Gullfaks		Kap. 5.6
Forutsetning	Enhet	Verdi	Kilde	
CAPEX kraftverk	MNOK	3000	[14]	
OPEX kraftverk	MNOK	130	[14]	
CAPEX rensing	MNOK	4420	[14]	
OPEX rensing	MNOK	170	[14]	
Andel gratiskvoter	%	90 %		
CAPEX rør	MNOK	1200		
OPEX rør	%	2 %		
Tilgjengelighet verdikjede	timer/år	8100		
Varighet EOR	år	10	[9]	
CO ₂ betalingsvilje	kr/tonn	100	[10]	
Kalkulasjonsrente	%	7 %		
Naturgass, Kollsnes	øre/Sm ³	84		
Elkraft, Norge	øre/kWh	25		
CO ₂ -kvoter	kr/tonn	100		
Økonomisk levetid	år	25		
Investering gassrør	MNOK	815	[41]	
Drift gassrør	MNOK	10	[41]	
Naturgass, mengde	MSm ³ /år	700	[14]	
Fyrgass mengde	TWh	1	[14]	
Total CO ₂ -produksjon	Mtonn	3,1	[14]	
CO ₂ rensset	Mtonn	2,2	[14]	
Historisk CO ₂ -utslipp	Mtonn	1,75	[14]	
Varmeproduksjon	MW	280	[14]	

CASE: TBO - Mongstad - Gullfaks				Kap. 5.7
Forutsetning	Enhet	Verdi	Kilde	
TBO				
CAPEX kraftverk	MNOK	4200	[10]	
OPEX kraftverk	MNOK	200	[10]	
CAPEX rensing	MNOK	3370	[10]	
OPEX rensing	MNOK	200	[10]	
Andel gratiskvoter	%	90 %		
CAPEX rør	MNOK	2450		
OPEX rør	%	2 %		
Tilgjengelighet verdikjede	timer/år	8100		
Varighet EOR	år	10	[9]	
CO ₂ betalingsvilje	kr/tonn	406	[9]	
Kalkulasjonsrente	%	7 %		
Naturgass, TBO	øre/Sm ³	84		
Elkraft, Norge	øre/kWh	25		
CO ₂ -kvoter	kr/tonn	100		
Økonomisk levetid	år	25		
Rensegrad	%	85 %	[10]	
Virkningsgrad	%	49 %	[10]	
Effekt kraftverk m. rensing	MW	710	[10]	
LHV, rikgass, TBO	kWh/Sm ³	11		
Utslippsfaktor, rikgass, TBO	kg/kWh	0,22		
MONGSTAD				
CAPEX kraftverk	MNOK	3000	[14]	
OPEX kraftverk	MNOK	130	[14]	
CAPEX rensing	MNOK	4420	[14]	
OPEX rensing	MNOK	170	[14]	
Andel gratiskvoter	%	90 %		
CAPEX rør	MNOK	1200	0	
OPEX rør	%	2 %	0	
Tilgjengelighet verdikjede	timer/år	8100		
Varighet EOR	år	10	[9]	
CO ₂ betalingsvilje	kr/tonn	406	[9]	
Kalkulasjonsrente	%	7 %		
Naturgass, Kollsnes	øre/Sm ³	84		
Elkraft, Norge	øre/kWh	25		
CO ₂ -kvoter	kr/tonn	100		
Økonomisk levetid	år	25		
Investering gassrør	MNOK	815	[41]	
Drift gassrør	MNOK	10	[41]	
Naturgass, mengde	MSm ³ /år	700	[14]	
Fyrgass mengde	TWh	1	[14]	
Total CO ₂ -produksjon	Mtonn	3,1	[14]	
CO ₂ renset	Mtonn	2,2	[14]	
Historisk CO ₂ -utslipp	Mtonn	1,75	[14]	
Varmeproduksjon	MW	280	[14]	

CASE:		TBO - Mongstad - Gullfaks - Ekofisk	Kap. 5.8
Forutsetning	Enhet	Verdi	Kilde
TBO			
CAPEX kraftverk	MNOK	4200	[10]
OPEX kraftverk	MNOK	200	[10]
CAPEX rensing	MNOK	3370	[10]
OPEX rensing	MNOK	200	[10]
Andel gratiskvoter	%	90 %	
CAPEX rør	MNOK	2450	
OPEX rør	%	2 %	
Tilgjengelighet verdikjede	timer/år	8100	
Varighet EOR	År	10	[9]
CO ₂ betalingsvilje	kr/tonn	406	[9]
Kalkulasjonsrente	%	7 %	
Naturgass, TBO	øre/Sm3	84	
Elkraft, Norge	øre/kWh	25	
CO ₂ -kvoter	kr/tonn	100	
Økonomisk levetid	År	25	
Rensegrad	%	85 %	[10]
Virkningsgrad	%	49 %	[10]
Effekt kraftverk m. rensing	MW	710	[10]
LHV, rikgass, TBO	kWh/Sm3	11	
Utslippsfaktor, rikgass, TBO	kg/kWh	0,22	
MONGSTAD			
CAPEX kraftverk	MNOK	3000	[14]
OPEX kraftverk	MNOK	130	[14]
CAPEX rensing	MNOK	4420	[14]
OPEX rensing	MNOK	170	[14]
Andel gratiskvoter	%	90 %	
CAPEX rør	MNOK	1200	
OPEX rør	%	2 %	
Tilgjengelighet verdikjede	timer/år	8100	
Varighet EOR	År	10	[9]
CO ₂ betalingsvilje	kr/tonn	406	[9]
Kalkulasjonsrente	%	7 %	
Naturgass, Kollsnes	øre/Sm3	84	
Elkraft, Norge	øre/kWh	25	
CO ₂ -kvoter	kr/tonn	100	
Økonomisk levetid	År	25	
Investering gassrør	MNOK	815	[41]
Drift gassrør	MNOK	10	[41]
Naturgass, mengde	MSm3/år	700	[14]
Fyrgass mengde	TWh	1	[14]
Total CO ₂ -produksjon	Mtonn	3,1	[14]
CO ₂ rensset	Mtonn	2,2	[14]
Historisk CO ₂ -utslipp	Mtonn	1,75	[14]
Varmeproduksjon	MW	280	[14]
EKOFISK			
Investering, rør	MNOK	2600	[9]
OPEX, rør	%	2 %	
CO ₂ betalingsvilje	kr/tonn	406	[9]

Vedlegg 8: Oppsummerende tabeller

Hoveddata for de ulike scenariene

Scenario	Kap.	CAPEX renseanlegg (mill. kr)	OPEX renseanlegg (mill. kr)	CAPEX Rør + evt. brønn (mill. kr)	Nåverdi (mrd. kr)	Påslag ²⁴ CO ₂ rensing (kr/tonn)	Påslag ²⁵ CO ₂ rens. + dep (kr/tonn)	Påslag kraftpris (øre/kWh)	CO ₂ fanget (Mtonn/år)	CO ₂ utslipp (Mtonn/år)	Kraft- produksjon (TWh)
CO ₂ -håndtering uten EOR på TBO	5.2	3370	200	950	-6,8	340	300	12	2,2	0,4	5,8
CO ₂ -håndtering uten EOR på Mongstad	5.3	4420	170	1435	-9,1	370	410	-	2,2	0,9	1,8
CO ₂ -håndtering uten EOR på Kårstø	5.4	790	55	1130	-3,1	250	330	11	1,0	0,2	2,9
CO ₂ -håndtering med EOR på TBO	5.5	3370	200	2450	-7,1	-	320	12	2,2	0,4	5,8
CO ₂ -håndtering med EOR på Mongstad	5.6	4420	170	1200	-7,5	-	340	-	2,2	0,9	1,8
Mongstad-TBO-Gullfaks	5.7	7790	370	3650	-6,6	-	150	9	4,4	1,3	7,6
Mongstad-TBO-Gullfaks- Ekofisk	5.8	7790	370	3650	-0,8	-	20	1	4,4	1,3	7,6

²⁴ Påslag nødvendig for å oppnå samme lønnsomhet som for et konvensjonelt kraftverk

²⁵ Påslag nødvendig for at nåverdien i verdikjeden skal bli positiv

Sensitivitetsberegninger for de ulike scenariene

Scenario	Kap.	Base case	Rense-teknologi ²⁶	Oljepris/Gasspris		Kvotepris/kraftpris		Kraftpris		Kalk. rente		Betalingsvilje CO ₂	
				20 USD/fat 47 øre/Sm ³	40 USD/fat 120 øre/Sm ³	0 kr/tonn 20 øre/kWh	200 kr/tonn 30 øre/kWh	20 øre/kWh	30 øre/kWh	4 %	12 %	0 kr/tonn	200 kr/tonn
Konvensjonell gasskraft TBO	5.1	2,0	-	6,0	-1,9	-1,2	5,2	-1,5	5,4	4,3	-0,1	-	-
CO ₂ -håndtering uten EOR på TBO	5.2	-6,8	-4,2	-2,7	-10,4	-9,7	-3,9	-9,7	-3,9	-6,5	-6,8	-	-
CO ₂ -håndtering uten EOR på Mongstad	5.3	-9,1	-	-6,1	-12,1	-10,8	-7,5	-10,1	-8,2	-9,5	-8,6	-	-
CO ₂ -håndtering uten EOR på Kårstø	5.4	-3,1	-4,8	-1,0	-5,2	-4,5	-1,7	-4,6	-1,7	-3,0	-3,1	-	-
CO ₂ -håndtering med EOR på TBO	5.5	-7,1	-4,7	-4,6	-9,6	-10,0	-4,2	-10,0	-4,2	-6,8	-7,3	-8,5	-5,8
CO ₂ -håndtering med EOR på Mongstad	5.6	-7,5	-	-6,0	-9,0	-9,2	-5,9	-8,5	-6,6	-7,6	-7,4	-8,9	-6,2
												200 kr/tonn	600 kr/tonn
Mongstad-TBO-Gullfaks	5.7	-6,6	-	-7,4	-5,6	-11,1	-2,0	-10,4	-2,7	-4,4	-8,9	-12,1	-1,3
Mongstad-TBO-Gullfaks-Ekofisk	5.8	-0,8	-	-6,7	5,3	-5,3	3,7	-4,6	3,0	5,9	-6,7	-6,4	4,4

²⁶ For Tjeldbergodden antas det en halvering av investeringskostnad, samt økning av termisk virkningsgrad (inkl rensing) fra 49 % til 55 % (kvantesprang i teknologi). For Kårstø illustreres sensitiviteten ved at renseskostnader og ytelse basert på estimat fra AkerKværner/GassTek skiftes ut med et estimat basert på Statoil sitt arbeid på Tjeldbergodden, skalert ned til å passe for Naturkraft sitt anlegg på Kårstø