BELLONA

”Miljø og verdiskapning hånd i hånd”

CO_2 til EOR på norsk sokkel

– en mulighetsstudie

Bellona rapport

August 2005

Viktor E. Jakobsen

Frederic Hauge, Marius Holm & Beate Kristiansen

BELLONA

Bellona-kontorer over hele verden

Bellona Oslo
e-mail: info@bellona.no
Tlf: 2323 4600
Fax: 2238 3862
Post boks: 2141 Grünerløkka 0505 Oslo
Besøk: Nordregate 2

Bellona Europa
e-mail: europe@bellona.org
Tlf: +32-2-6483122
Fax: +32-2-6468122
Mobil tel: +32-473978760
Post: 10 B, Clos du Parnasse, 1050 Brussels, Belgium
Besøk: (se over)

Bellona Murmansk
e-mail: russbell@polarcom.ru
Tlf/Fax: +7-8152-440632
Post: 183038 Murmansk, P. O. Box 4310, Russia

Bellona St. Petersburg
e-mail: bellona@ecopravo.info
Tlf/Fax: +7-812-3272943
Post: P.O. Box 58, 191 028 St. Petersburg, Russia

Bellona USA
e-mail: svend@bellona.no
Tlf: +1 302 263 9251
Post: P.O. Box 42090, Washington D.C. 20015, USA

Forord

Bellona anser menneskeskapte klimaendringer som en av de største utfordringer det globale samfunn står overfor. Arbeidet med virkemidler og teknologi som kan redusere utslippene av klimagasser har således vært en sentral oppgave for Bellona over lang tid. Derfor har også innfallsvinkelen til vårt arbeid med CO_2-håndtering først og fremst vært å redusere utslippene av klimagasser.

Mange vil kanskje være overrasket over at Bellona så sterkt tar til orde for økt oljeutvinning på norsk sokkel. Men vår anbefaling om å sette i verk meroljeutvinning ved hjelp av CO_2 er miljøfaglig begrunnet. Tiltaket vil for det første lagre store mengder CO_2 som ellers ville blitt sluppet ut i atmosfæren. Lønnsomheten i tiltaket skapes imidlertid først og fremst av den meroljeutvinning som utløses. Denne lønnsomheten vil finansiere investeringer i renseanlegg og infrastruktur som skal bringe CO_2 til sikker lagring også i mange år etter at oljeproduksjonen tar slutt.

Bellona legger til grunn at Norge, som rik oljenasjon med store inntekter fra salg av fossil energi i form av olje, gass og kull, har et moralsk ansvar for å være en internasjonal pådriver innenfor utvikling av teknologi som kan benyttes globalt for å dempe effekten av klimaendringene.

Norges eksport av fossil energi står for over 2.3% av verdens samlede utslipp av klimagasser når dette forbrennes. Dette er over 700 millioner tonn CO_2 årlig, som vi har inntektene fra og nyter velstanden av. Dette gir oss et stort moralsk ansvar.

Rensing av CO_2 fra kraftproduksjon og prosessindustri til bruk for injisering i olje- og gassreservoarer for mer olje- og gassutvinning i eksisterende reservoarer, og ikke minst de tekniske mulighetene for å benytte CO_2 i dype kullfelter for utdriving av metangass til elektrisitets- eller hydrogenproduksjon med CO_2 håndtering, representerer etter Bellonas konklusjoner den mest betydningsfulle kilden til ren energiproduksjon, om enn ikke fornybar energi.

Bellona har vært og er politisk og faglig premissleverandør både i Norge og i EU. Vår erfaring med å jobbe i et langt tidsperspektiv har gitt oss en helhetlig oversikt som vi selv opplever som unik. Vi gleder oss over hvordan våre forslag til løsninger for å rense og deponere CO_2 nå møtes med en stadig større interesse i politiske kretser og av en industri som ser de samme behov for teknologiske og konseptuelle løsninger for å dempe klimaeffekten.

Vårt arbeid *Roadmaps to the Hyway*, presentert for EU-parlamentarikere og kommisjonærer i en høring i EU parlamentet[1] 18.03.03 viste meget klart at avkarbonisering av våre fossile energikilder er helt nødvendig for å nå de mål EU kommisjonen har satt. I en verden hvor over 90% av energien kommer fra fossile kilder, og hvor det ikke er ønskelig at atomkraft skal erstatte dette, vil det ta tid å få produsert alle de nye fornybare energikildene som trengs i fremtiden

Gjennom arbeidet med våre partnere i Bellonas samarbeidsprogram for næringslivet (B7) og Bellonas nylig opprettede CO_2-laug, deltagelse i fora som Miljøsok 1996, OLF's Miljøforum[2], Carbon Capture Stakeholder Group, CSLF, og Gassteknologiutvalget, har vi fått en bred innsikt i problemstillingene og mulighetene. Dialogen og samarbeidet har også vært en kvalitetssikrer for vårt eget arbeid.

EU-kommisjonens utnevnelse av Bellona til Advisory Council for Zero Emmision Power Production er et gjennombrudd for vårt arbeid i EU. Gjennom flere år har Bellona arrangert høringer og seminarer og holdt foredrag i EU-sammenheng. Utnevnelsen er meget arbeidskrevende, men sikrer også Bellona tilgang på all relevant informasjon i de neste 6 årene. Utfordringen for en liten organisasjon som Bellona i denne sammenhengen er og vil i stor grad fortsatt være å besvare konseptuelle forslag til

[1] http://www.bellona.no/no/energi/hydrogen/29080.html
[2] En videreføring av Miljøsok samarbeidsforum, med oppstart oktober 2001. http://www.olf.no/miljo/miljoforum/

løsninger. Vår helhetlige oversikt over tematikken og store nettverk skal være vår styrke for å fremme riktige teknologiske løsninger, rammevilkår og drivkrefter både økonomisk og juridisk.

Bellonas arbeid med disse spørsmålene er avhengig av økonomi. Vi er svært takknemlig overfor de som har gjort det mulig for oss å jobbe med disse spørsmålene hos våre samarbeidspartnere gjennom B7 programmet og Bellonas CO_2-laug. Det er inspirerende å være med og lage løsninger på våre klimautfordringer.

Vi håper denne rapporten bedrer forståelsen for våre muligheter og inspirerer flere til å være med på å gi CO_2 en ærverdig begravelse.

Frederic Hauge

Innholdsfortegnelse

FORORD 4

INNHOLDSFORTEGNELSE 6

OPPSUMMERING, KONKLUSJONER OG ANBEFALINGER 10

KAPITTEL 1: INNLEDNING 14

KAPITTEL 2: CO_2-HISTORIKK 16

Jakten på løsninger 16

KAPITTEL 3: UTGANGSPUNKT FOR EN CO_2 TIL EOR RAPPORT 19

Prognoser for Norges utslipp av klimagasser 19

Bellona aksepterer ikke konklusjonene i ODs rapport 26

KAPITTEL 4: PETROLEUMSRESSURSSENE PÅ NORSK SOKKEL 34

Ressurser, reserver og produksjon på norsk sokkel 34

Utvinningsgrad og modning på norsk sokkel 36

KAPITTEL 5: CO_2 TIL EOR – EN TEKNISK INTRODUKSJON 41

Tredjefase oljeutvinning 41

CO_2 og blandbarhet 43

Innslag av CO_2 i produsert olje og gass 44

Ressursvurdering ved bruk av CO_2 på norsk sokkel 45

Oljereservoar og prosentvis merutvinningsgrad ved bruk av CO_2 46

CO_2-drevet oljeproduksjon og CO_2/olje-mengderelasjon 48

Eksempel på beregning mengde CO_2 injisert og mengde olje ut 52

Avsluttende betraktninger med hensyn til bruk av CO_2 til NCS 54

KAPITTEL 6: POTENSIALET FOR ØKT UTVINNING AV OLJE OG GASS PÅ NORSK SOKKEL 56

CO_2 til EOR 56

CO_2 til EGR 60

Gass-CO_2-substitusjon 60

KAPITTEL 7: RAMMEVILKÅR FOR CO_2-HÅNDTERING 62

Hvorfor kommer ikke CO_2-håndtering av seg selv? 62

Økonomiske virkemidler 64

Juridiske virkemidler 67

KAPITTEL 8: ETABLERING AV EN CO_2-VERDIKJEDE I NORGE 69

Operativ modell for en CO_2-verdikjede i Norge 69

Klimaforpliktelsene som del av grunnlaget for etablering av en CO_2-verdikjede i Norge 70

Enhetskostnader i forbindelse med fangst av CO_2 fra industri- og energiproduksjon 71

Etablering av en CO_2-fangst og distribusjonskjede i Norge 73

KAPITTEL 9: FINANSIELL ANALYSE AV EN CO_2-VERDIKJEDE I NORGE 81

Premisser for de finansielle vurderingene 85

Betydning av etableringen av en CO_2-verdikjede for kraftproduksjon i Norge og muligheter for elektrifisering av norsk sokkel 92

Norske klimamålsetninger og oppnåelse av disse 94

KAPITTEL 10: ANBEFALINGER FOR VIDERE ARBEID 95

VEDLEGG 97

Vedlegg 1: Litteraturliste 97

Vedlegg 2: Forkortelser og definisjoner 99

Vedlegg 3: Oppsummering av Bellonas konklusjoner og anbefalinger angående svakheter ved OD rapporten om CO_2 til EOR 100

Vedlegg 4: Bellonas methagenvisjon – en stor kilde til CO_2 102

Vedlegg 5: Forholdet mellom foreslåtte virkemidler og EØS-regler om miljøstøtte 105

Figuroversikt

Figur 1: Årlig CO_2 utslipp i tonn fra noen energi- og industribedrifter underlagt Klimakvoteloven 19
Figur 2: Prognose for norske utslipp av klimagasser – 2004 - 2020 20
Figur 3: Årlig CO_2 utslipp av klimagasser i Norge 2008 – 2012 (i millioner tonn CO_2 ekvivalenter) 20
Figur 4: Årlig CO_2 kvotekostnader for Norge basert på en internasjonal kvotepris på EUR 20 per tonn CO_2 21
Figur 5: CCPs vurdering av brutto fangstkostnad for et gasskraftverk i Norge basert på forskjellige teknologiske plattformer 30
Figur 6: Samlet petroleumsproduksjon på NCS 34
Figur 7: Samlet bruk av gass til trykkstøtte på NCS 34
Figur 8: Samlede petroleumsressurser på NCS 35
Figur 9: Olje- og kondensatproduksjon på NCS 1970 – 2024 35
Figur 10: Oljefelt på NCS – ressursanslag for produksjon, gjenværende reserver og ressurser etter nedstengning 36
Figur 11: Utvinningsgrad for norsk oljeproduksjon 2004 36
Figur 12: Gassinjeksjon per felt på NCS 1971 - 2004 37
Figur 13: SDØE portefølje etter modenhet 2001 37
Figur 14: SDØE portefølje etter modenhet 2005 38
Figur 15: SDØE portefølje etter modenhet 2010 38
Figur 16: Enhetskostnader i NOK per fat oljeekvivalent ved drift på norsk sokkel 1998 – 2020 per felt 39
Figur 17: Investeringer på norsk sokkel 39
Figur 18: Årlige investeringer i norsk petroleumsvirksomhet 1985 – 2009 i NOKmrd 40
Figur 19: Statens kontantstrøm fra petroleumsvirksomheten 40
Figur 20: Produksjonsprofil for oljefelt gjennom fase 1 - 3 41
Figur 21: Oljeproduksjon, vann- og CO_2-injeksjon for et Texas basert oljefelt brakt gjennom fase 1 til 3 av Shell International 42
Figur 22: Olje og kondensatproduksjon på NCS 1970 – 2024 inklusive 5% EOR effekt fra bruk av CO_2 43
Figur 23: Samlede gassfunn på NCS og Viktoriafeltet i Norskehavet 45
Figur 24: Shell International E&P – erfaringer med utvinningsgrad for oljeproduksjon i andre og tredjefase i Texas 46
Figur 25: Brutto salgsverdi av olje produsert (fra de 20 felt som er med i ODs CO_2-studie) på NCS ved hjelp av CO_2 avhengig av oljepris (USD per fat) og prosenvis økning i utvinningsgrad. 47
Figur 26: Produksjonsprofil for Weyburnfeltet 1955 - 2025 48
Figur 27: Statoil Gullfaks CO_2-studie – Feltprofil og CO_2-olje relasjon 49
Figur 28: Injeksjonsprofil for CO_2 på Weyburn feltet (inklusive kjøp og resirkulert CO_2) 49
Figur 29: prosentvis mer-utvinningsgrad fra oljefelt basert på forskjellig WAG-profiler 50
Figur 30: Produksjonsprofiler for CO_2-injeksjon og oljeproduksjon i fase 3 51
Figur 31: Operative hovedparametere – Oljeproduksjon og injeksjonsprofiler for CO_2 og vann 52
Figur 32: Operative hovedparametere – produsert brønnstrøm 52
Figur 33: Salgsverdi av olje produsert per tonn CO_2 kjøpt 53
Figur 34: Enhetskostnader på norsk sokkel per fat oljeekvivalent 53
Figur 35: Geologisk kart over Nordsjøen og Norksehavet 54
Figur 36: Illustrasjon over produksjon av CO_2. fra kullkraftverk og behov på oljefelt 55
Figur 37: Produserte, planlagt produserte, gjenværende ressurser og planlagt utvinningsgrad for oljefeltene på norsk sokkel etter ODs regioner og ikke inkluderte felt 56
Figur 38: Potensiell meroljeutvinning som følge av EOR med en total utviningsgrad på 63% 57
Figur 39: Årlig behov for fersk CO_2 over 25 år for å oppnå total utvinningsgrad på 63%. 58
Figur 40: Brutto potensiell verdiskapning ved varierende utvinningsgrad og oljepris (kun felt inkludert i ODs CO2 rapport) 59
Figur 41: Brutto potensiell verdiskapning ved varierende utvinningsgrad og oljepris (alle felt) 59
Figur 42: CCPs vurdering av brutto fangstkostnad for et gasskraftverk i Norge basert på forskjellige teknologiske plattformer 63
Figur 43: Carbon Capture Project (CCP) sine vurdering av brutto fangstkostnad for et gasskraftverk i Norge basert på forskjellige teknologiske plattformer. Rensekostnaden i USD/tonn kan leses på Y-aksen, antall år til teknologien forventes å være moden kan leses av på x-aksen. 71
Figur 44: Bellona-studie av enhetskostnader for CO_2-fangst fra et gasskraftverk – Brutto fangstkostnader per tonn CO_2 72
Figur 45: Store punktutslipp av CO_2 i Norge 73
Figur 46: Nødvendig CO_2-infrastruktur 75
Figur 47: NOCO priser per tonn CO_2 og avkastning basert på varierende gasspris. 77
Figur 48: Endring i norske CO_2-utslipp som følge av etablering av NOCO AS og CPETRO 80

Figur 49: Hele verdikjeden for CO_2 81
Figur 50: Fordeling av verdiskapning ved etablering av en CO_2-verdikjede som driftes i 40 år. 82
Figur 51: Statens netto tiltaksinntekter som funksjon av oljepris ved etablering av CO_2 håndtering med EOR... 83
Figur 52: Statens netto tiltaksinntekter ved etablering av en CO_2-verdikjede per tonn CO2-fanget 84
Figur 53: Statens årlige tiltaksinntekter ved etablering av en CO_2-verdikjede med varierende oljepris..... 84
Figur 54: Årlig behov for CO_2 på oljefelt på norsk sokkel 85
Figur 55: Årlig investeringer på nors sokkel 1985 - 2009..... 86
Figur 56: Gasspris-oljepris samvariasjon..... 88
Figur 57: NOCO CO_2-renseavgift og salgspris CO_2 88
Figur 58: CPETRO glideskalaprising av CO_2 levert 89
Figur 59: Driftsregnskapet for et oljefelt driftet med CO_2 til EOR på grunnlag av glideskalaprising..... 90
Figur 60: Industrikostkurven for kraftproduksjon i Europa 93
Figur 61: Norske CO_2-utslipp som følge av etablering av en CO_2-verdikjede og elektrifisering av Norsk sokkel94

Tabelloversikt

Tabell 1: Forventet utvinningsgrad ved bruk av CO_2 i 6 forskjellige oljeregioner i USA 47
Tabell 2: Punktutslipp av CO_2 i Norge med tilknytning til CO_2 verdikjede..... 74
Tabell 3: Investeringer for NOCO AS 86
Tabell 4: CPETRO Investeringer..... 87
Tabell 5: Offshore investeringer 87
Tabell 6: Driftskostnader for oljefelt med CO_2 til EOR drift per fat og per tonn CO_2 kjøpt..... 89
Tabell 7: Driftsregnskap for CPETRO og staten i forskjellige stadier av CPETROs virksomhet 91
Tabell 8: Mulig kraftproduksjon i Norge som følge av en CO_2-verdikjede etablering 92

Oppsummering, konklusjoner og anbefalinger

Bellona anbefaler at staten etablerer en verdikjede for CO_2. Det bør etableres to selskaper, ett for fangst og ett for distribusjon og salg av 17 millioner tonn CO_2 årlig. Prismekanismene i verdikjeden legger risikoen til det ledd som sitter på mesteparten av inntektene, staten, og gjør fangst av CO_2 til meroljutvinning svært lønnsomt. Dette tiltaket, som medfører investeringer på 86 milliarder kroner, vil med dagens oljepris gi en brutto verdiskapning i form av økt olje- og gassproduksjon på 1000 milliarder kroner over en 40-årsperiode. I tillegg vil tiltaket oppfylle Norges Kyotoforpliktelse, gi økt verdiskapning fra norsk gass, redusere kostnader og risiko for norsk prosessindustri og generere store oppdrag til verkstedindustri.

Norges klimautfordring – Kyoto vil koste staten 10–16 milliarder kroner

Med mindre Norge iverksetter tiltak for fangst av CO_2 samt en elektrifisering av norsk sokkel vil vi ikke kunne nå våre Kyoto-mål ved hjelp av innenlandske utslippsreduksjoner, og den norske stat vil i stedet måtte kjøpe utslippsrettigheter utenlands. Legger vi EUR 20 til grunn for beregningen av norske kvotekostnader i Kyoto-perioden kan vi risikere å måtte betale mellom 10 og 16 milliarder kroner i 5-årsperioden, for å få lov til å slippe ut 70 til 100 millioner tonn mer enn våre Kyoto-forpliktelser. Siden staten har påtatt seg denne kostnaden, bør staten vurdere hvordan denne kostnaden kan holdes lavest mulig.

Norsk petroleumsvirksomhet ved et veiskille

Den samlede produksjonen av olje og gass på norsk kontinentalsokkel forventes å nå toppen i 2008, med en produksjon på 286 millioner standardkubikkmeter (Sm^3) oljeekvivalenter (o.e.). De siste årene har produksjonen av olje og kondensat ligget stabilt på omlag 190 millioner Sm^3, og basert på eksisterende produksjon, ressurser i felt og kjente funn, forventes en halvering av oljeproduksjonen i løpet av de neste ti årene. For gassproduksjonen er prognosene lysere, men en økende mengde gass vil bli benyttet til trykkstøtte på modne felt, med mindre CO_2-injeksjon etableres som alternativ.

CO_2 til EOR kan gi verdiskapning på 1,000 milliarder

Produksjonen fra et oljefelt kan deles inn i tre faser. I første fase benyttes reservoarets naturlige trykk til å tappe ut olje. På denne måten kan omlag 30% av ressursene i reservoaret tas ut. Etter hvert faller trykket, og man injiserer vann eller gass for å opprettholde trykket i reservoaret. Dette kalles andre fase, og kan øke utvinningsgraden til omlag 50% av ressursene i reservoaret. I tredjefase, når opprettholdelse av trykk ikke lenger genererer lønnsom oljeproduksjon, kan injeksjon av CO_2 bidra til å "vaske ut" olje som ellers ville blitt værende i reservoaret. Dersom tredjefase iverksettes, kan utvinningsgraden øke. Internasjonale erfaringstall for tredjefaseproduksjon, tilsier at utvinningsgraden kan økes med 8 til 16 prosentpoeng. Dersom et konservativt anslag på 5% legges til grunn, vil CO_2-injeksjon generere en brutto verdiskapning på over 1000 milliarder kroner med dagens oljepris.

Etablering av en CO_2-verdikjede i Norge

Det bør etableres renseanlegg for CO_2 i tilknytning til alle planlagte gasskraftverk, som både skal være i stand til å rense CO_2 fra gasskraftverk og omkringliggende industri. I første omgang bygges renseanlegg i Grenland, på Kårstø, Mongstad, Tjeldbergodden og Skogn. Disse punktkildene for CO_2-fangst knyttes deretter sammen i et rørledningsnett for transport av CO_2, rettet mot to hovedregioner for CO_2-deponering: 1) CO_2-region Norskehavet med Draugen-feltet som CO_2-deponi og 2) CO_2-region Nordsjøen med Heimdal-feltet som CO_2-deponi.

Anbefalte tiltak

Etablering av NOCO AS – Norsk CO_2-gjenvinning AS

NOCO AS etableres som et aksjeselskap og har som forretningsidé å bygge og drifte CO_2-renseanlegg for industri og energivirksomhet. I tillegg til rensing i Norge skal selskapet også kunne drifte CO_2-rensing internasjonalt, og eventuelt hele CO_2-håndteringsoperasjoner. Vi foreslår at staten tar initiativet til etableringen av selskapet, og at private interessenter blir invitert til å delta i etableringen av selskapet.

NOCO har to inntektsstrømmer:

- Inntekt fra salg av CO_2 ferdig komprimert og "tørket", levert til CPETROs CO_2-transport og deponisystem. Prisfastsettelsen kan være basert på produksjonskostnader pluss en gitt fortjenestemargin.
- Inntekt ved mottak av avgass fra industri/energiprosesser gjennom en CO_2-renseavgift.

Renseavgiften som gasskraftverk og industribedrifter skal betale, kan ligge omkring 10-20 kroner per tonn, og eliminere risikoen knyttet til utvikling av kvotepris og framtidig tildelingsregime for gratiskvoter.

Etablering av CPETRO

Bellona foreslår at den norske stat etablerer CPETRO (Carbon Petro) som et statsforetak, heleid av enten Olje- og energidepartementet eller Miljøverndepartementet, eller av departementene i felleskap. Det kan også tenkes at CPETRO kan etableres som et datterselskap til Petoro.

CPETRO er først og fremst å anse som en langsiktig investering i den norsk statens eierandeler i, og skatteinngang fra petroleumsvirksomheten på linje med SDØE. CPETRO bringer CO_2 til norsk sokkel med det formål å øke utvinningen av olje og gass, og vil på denne måten øke verdien av statens fremtidige skatteinngang fra sokkelen og eierandelene til staten. CPETROs forretningsidé er i hovedsak basert på følgende:

- Kjøp av fysisk leveranse av CO_2 for bruk på norsk sokkel (fra NOCO og andre).
- Transportere CO_2 i rør ut til CO_2-deponiene Draugen og Heimdal.
- Videreselge CO_2 til olje- og gassfelt på norsk sokkel til regulerte markedsbaserte priser.
- På lang sikt kan CPETRO fungere som et rent klimatiltak. Forretningsidéen er da basert på de besparelser den norske stat måtte ha ved å unngå kjøp av CO_2-kvoter. På dette tidspunktet vil de investeringer som er gjort i CPETRO være tilbakebetalt mange ganger, forutsatt en normal prisbane på olje og gass.

Prisfastsettelse på salg av CO_2 til lisenser må følge oljeprisen

Dersom lisensinnehaverne må betale hele kostnaden med å fange inn og transportere CO_2 til plattform er risikoen for oljeselskapene for høy, fordi lønnsomheten blir dårlig ved lav oljepris. For staten, som henter inntekter både gjennom 78% beskatning og gjennom sine eierandeler i petroleumsvirksomheten, vil imidlertid meroljeutvinning med CO_2 være lønnsomt selv ved svært lave oljepriser. Staten kan, ved å la CPETRO benytte en glideskala for prisfastsettelsen av CO_2 levert til feltene basert på løpende olje- og gasspris, fjerne risikoen for oljeselskapene ved at prisen på CO_2 levert plattform blir svært lav ved lave oljepriser.

CPETRO vil med denne modellen ha direkte inntekter fra salg av CO_2 til lisensinnehaverne. Ved lave oljepriser vil prisene på CO_2 levert plattform bli lav, og disse inntektene vil ikke dekke kostnadene til

kjøp av CO_2 fra utslippskilder. Men staten, som eier av CPETRO, vil få andre inntekter som mer enn oppveier et eventuelt underskudd i CPETRO. For det første vil staten ta 78% av overskuddet i form av skatteinntekter, samt en vesentlig andel av overskuddet etter skatt gjennom sine eierandeler på sokkelen. For det andre; ved rensing og deponering av ca. 17 millioner tonn CO_2 årlig vil Norge redusere behovet for å kjøpe kvoter i det internasjonale markedet. Hvis vi legger til grunn 85% rensing, vil Norge redusere sine CO_2-utslipp i Kyoto-perioden med 65 millioner tonn. Norske kvotekostnader vil bli redusert med NOK 9,8 milliarder i perioden 2008 til 2012. Denne reduserte kvotekostnaden kommer som en direkte konsekvens av etableringen av CPETRO og må følgelig tas med i økonomiske vurderinger av de investeringer og kostnader som påløper selskapet.

Økt verdiskapning fra norsk gass

Det er et nasjonalt politisk mål å øke verdiskapningen fra norsk gass (Jf. St. meld. nr.47 (2003 – 2004); *"Om innovasjonsverksemda for miljøvennlige gasskraftteknologiar mv.")* Både fra et økonomisk og miljømessig synspunkt er det bedre å eksportere kraft som er produsert med CO_2-håndtering, enn å eksportere gass til et marked med begrensede muligheter for CO_2-håndtering. Bellona foreslår at dersom man i tillegg til allerede planlagte gasskraftverk, også bygger et 5GW gasskraftverk ("EuropePower") på Sørlandet/Sørvestlandet, samt utvider prosjektene på Tjeldbergodden og Mongstad til 2 GW, medfører dette en total elproduksjon på 93 TWh basert på gasskraft i Norge. Dette vil gi et årlig gassforbruk tilsvarende 11% av den norske gasseksporten. Selv om installasjonene på sokkelen elektrifiseres med kraft fra land, vil Norge kunne eksportere 61 TWh i et normalår. Denne kraften vil være konkurransedyktig på pris i det Nord-Europeiske kraftmarkedet. Forøvrig vil gassproduksjonen kunne øke, fordi etableringen av en verdikjede for CO_2 på norsk sokkel kan frigjøre naturgass som i dag benyttes som trykkstøtte for salg eller kraftproduksjon.

Lokaliseringsfortrinn for norsk CO_2-intensiv fastlandsindustri

Introduksjonen av kvotesystem for klimagasser i EU og Norge vil gi en kostnad ved å slippe ut CO_2 for industri og energiproduksjon. Effekten av kvotesystemet på lønnsomheten for innenlandsk energiproduksjon og for konkurranseutsatt industri er ganske forskjellig. Årsaken er at konkurranseutsatt industri i liten grad har mulighet for å påvirke prisene på sine produkter da de konkurrerer med bedrifter i land som ikke har påtatt seg noen utslippsforpliktelser, mens innenlandske energiprodusenter vil kunne lempe kvotekostnader over på kundene, som ikke vil ha anledning til å substituere bort leveranser fra energiprodusentene i samme grad. Industrien får dermed både kvotekostnader for egne utslipp, og økte energikostnader som følge av kvotesystemet. Resultatet blir svekket konkurranseevne, slik at produksjonen på sikt vil flyttes til land uten klimaforpliktelser. Etablering av en norsk infrastruktur for fangst og lagring av CO_2, vil derfor medføre et sterkt lokaliseringsfortrinn for norske industriklynger, ved at risikoen knyttet til både kvotepris og framtidig tildelingsregimer for gratiskvoter elimineres.

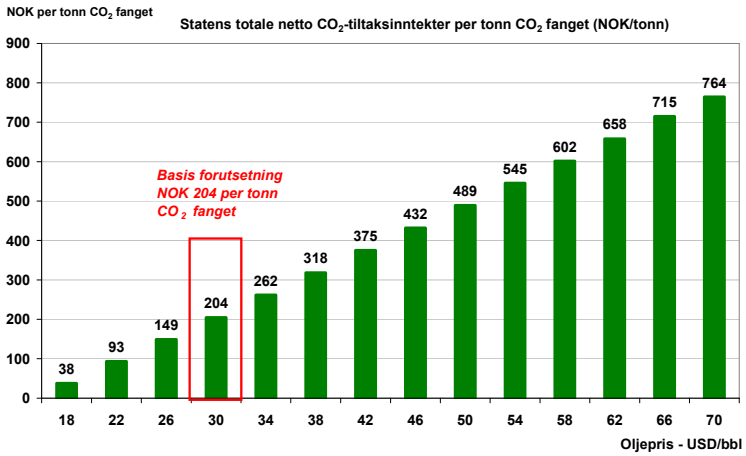
Ringvirkninger for norsk industri

Etableringen av en verdikjede for CO_2 vil gi store ringvirkninger for norsk økonomi. I tillegg til lokaliseringsfortrinn for CO_2-intensiv industri i Norge, vil selve investeringene i gasskraftverk, renseanlegg og infrastruktur generere en stor oppdragsmengde for blant annet verkstedindustri. Det er all grunn til å tro at norske aktører vil være med i konkurransen om slike anbud. CPETRO vil investere 20 milliarder kroner over en fireårsperiode, og de første åtte oljefeltene som tar i bruk CO_2 vil investere til sammen 50 til 60 milliarder over en fireårsperiode. NOCOs investeringer blir 13 milliarder kroner, og i tillegg kommer investeringer i selve gasskraftverkene.

Konklusjon

Gjennom etableringen av en verdikjede for CO_2 til meroljeutvinning, vil den norske stat stå overfor *tiltaksinntekter*, og ikke *tiltakskostnader*, i forbindelse med oppfyllelse av Kyotoprotokollen (se figur).

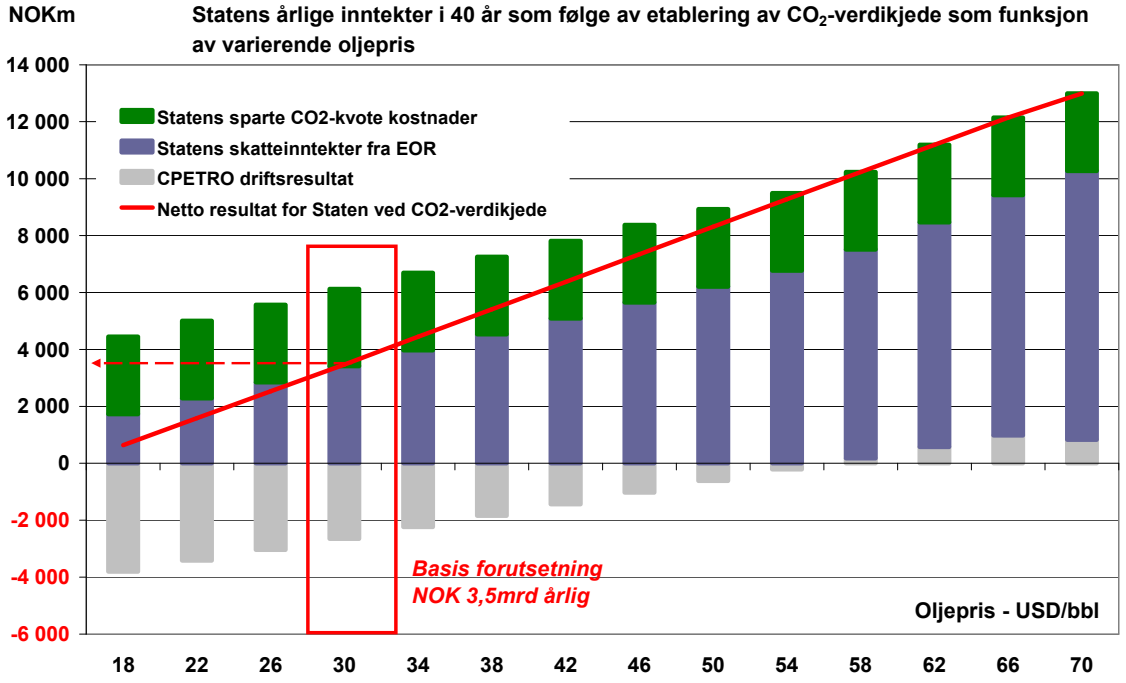
Statens netto tiltaksinntekter som funksjon av oljepris ved etablering av CO_2-håndtering med EOR



Kilde: Bellona 2005

Den neste figuren viser statens inntekter av tiltaket ved ulike oljepriser. Den røde linjen representerer nettoresultatet for staten, nærmere bestemt summen av skatteinntekter, reduserte kvotekostnader og CPETROs driftsresultat. Vi ser at staten, til tross for et negativt driftsresultat i CPETRO, vil få et positivt nettoresultat allerede ved oljepriser på 18 USD per fat. Her er inntekter fra statens eierandeler *ikke* medregnet. Med en langsiktig oljepris på USD 30 dollar/fat, vil tiltaket gi staten en *årlig* nettoinntekt (ikke diskontert) på 3,5 milliarder kroner i 40 år. Med dagens oljepris, USD 65 per fat, vil tiltaket gi en brutto verdiskapning på til sammen 1000 milliarder kroner over 40 år. Avslutningsvis er det grunn til å påpeke at inntektspotensialet kan økes dersom det anskaffes ytterligere CO_2-mengder utover de 17 millioner tonn per år som ligger til grunn for våre analyser, fra utenlandske eller nye norske kilder.

Statens årlige tiltaksinntekter ved etablering av en CO_2-verdikjede med varierende oljepris



Forutsetninger: Kvotepris:EUR20/tonn, CO_2-volum: 17 millioner tonn/år
Kilde: Bellona 2005

Kapittel 1: Innledning

Miljøstiftelsen Bellona ønsker å få realisert CO_2-håndtering i Norge og internasjonalt. Bellona ser CO_2-håndtering som den eneste fullgode muligheten for å lukke gapet mellom produksjon og etterspørsel av energi på en miljøriktig måte, slik at klimaendringene og forsuring av havet som følge av økt CO_2-konsentrasjon i atmosfæren kan stabiliseres. CO_2-håndtering forutsetter at det etableres en infrastruktur bestående av fangst av CO_2 fra større utslippskilder med etterfølgende transport og deponering av CO_2 i geologiske formasjoner for permanent lagring.

Norge har ved sin geografiske plassering og industrielle virksomhet en enestående mulighet til å bygge en infrastruktur for CO_2-håndtering som ikke innebærer økte kostnader for samfunnet. Årsaken er at den norske infrastrukturen for CO_2-håndtering kan bygges opp rundt tilførselen av CO_2 som drivmiddel til petroleumsutvinning, og gi økt verdiskapning i norsk petroleumsvirksomhet.

I dag benyttes naturgass og vann som drivmiddel til å øke petroleumsproduksjonen på norsk sokkel. I mange oljefelt har imidlertid CO_2 en langt bedre "vaskeeffekt" enn gass og vann grunnet CO_2s kjemiske egenskaper i møte med oljen. Tilførsel av CO_2 medfører at mer av oljen i reservoaret kan utvinnes og verdien av petroleumsvirksomheten øker. Dette omtales ofte som "enhanced oil recovery (EOR). CO_2 kan også benyttes som drivmiddel for økt gassutvinning, såkalt "enhanced gas recovery" (EGR).

I 2004 ble det produsert 128 milliarder Sm^3 (standard kubikkmeter) gass på norsk sokkel. Ca. 78 milliarder Sm^3 ble eksportert for salg, 7 milliarder ble brukt til kraftproduksjon på sokkelen og 42 milliarder (33%) ble brukt til trykkstøtte for økt oljeproduksjon. 20 milliarder Sm^3 (48%) av gassen som ble brukt til trykkstøtte, ble benyttet på 2 oljefelt, Åsgard (26%) og Oseberg (22%). Ved å skaffe til veie CO_2 som erstatter for naturgass til trykkstøtte vil denne gassen kunne frigjøres for salg. Eksportverdien av naturgassen som i fjor ble injisert i Oseberg var NOK 10 milliarder. Det hersker usikkerhet om hvor stor andel av den gassen vi injiserer som ikke vil være gjenvinnbar i fremtiden, anslagene varierer mellom 20 og 40%.

Økt oljeutvinning (EOR), økt gassutvinning (EGR) og mer naturgass for salg gir CO_2 en verdi som gjør det økonomisk nødvendig for Norge å bygge en infrastruktur for CO_2 – en CO_2 verdikjede.

Denne rapporten viser mulighetene ved bruk av CO_2 i petroleumsutvinning på norsk sokkel, og hvordan Norge har en enestående mulighet til å forene klimamessige målsetninger med økonomisk verdiskapning - "Miljø og verdiskapning – hånd i hånd".

Rapporten er også et tilsvar til ODs rapport "*CO_2 for økt oljeutvinning på norsk kontinentalsokkel – en mulighetsstudie*", som ble presentert 26. april 2005 og utført på oppdrag fra Olje- og energidepartementet. En rapport som etter Bellonas mening gir et ufullstendig bilde av mulighetene.

Med Bellonas CO_2 til EOR-rapport ønsker vi å synliggjøre muligheter og bedre beslutningsgrunnlaget for etableringen av en CO_2-verdikjede i Norge. Rapporten søker å avdekke og drøfte tekniske og økonomiske premisser for å kunne besvare OEDs og Stortingets ønske om å utrede muligheten for å benytte CO_2 til EOR. Det er vår oppfatning at ODs rapport ikke besvarer oppgaven som ble gitt, om å: *"...fremme forslag til hensiktsmessige virkemidler for å stimulere til bruk av CO_2 som trykkstøtte for økt utvinning på norsk sokkel."* Vårt mål er at denne rapporten skal medvirke til at prosessen for å realisere CO_2 til EOR kommer på riktig spor.

Bellona har under utarbeidelse rapporten *"The Norwegian gas power plant and CO_2 emission fallacy",* som publiseres senere i høst. Noe av kildematerialet til kostnadsvurderinger er hentet fra denne publikasjonen.

Rapportene er en del av Bellonas arbeid med å redusere klimautslipp under vårt B7-program for Renere Energi. Denne foreløpige versjonen av Bellonas CO_2 til EOR-rapport sendes på høring til relevante aktører for innspill og kommentarer, før en endelig versjon utarbeides.

Rapportens kapittel 2 gir en oversikt over *"CO_2-historikk"*, der deler av historien rundt etablering av gasskraftverk og diskusjonen om CO_2-håndtering anskueliggjøres. Historikken er ikke ment å være fullstendig, men kun en illustrasjon på hva som har skjedd de ti siste årene i norsk CO_2-debatt og hvordan Bellona har arbeidet med CO_2-saken.

I kapittel 3 *"Utgangspunkt for en CO_2 til EOR-rapport"* beskrives utgangspunktet og motivasjonen for denne rapporten. Her presenteres Norges utfordring med utslipp av klimagasser og innfrielse av Kyotoprotokollen, samt en utdyping av Bellonas kritikk av ODs rapport om CO_2 til EOR.

Kapittel 4, *"Petroleumsressursene på norsk sokkel",* gir en oversikt over produksjons- og ressurssituasjonen for norsk petroleumsvirksomhet. Norsk sokkel er i ferd med å modnes med de utfordringer dette innebærer. Vi stiller oss bak OLFs beskrivelse at *" norsk petroleumsvirksomhet er ved et veiskille"*.

Bellona opplever at økt kunnskap om bruk av CO_2 til EOR fra et teknisk perspektiv er hensiktsmessig for den norske CO_2-debatten. Dette er grunnlag for kapittel 5; *"CO_2 til EOR – en teknisk introduksjon"*.

I kapittel 6, *"Potensialet for økt utvinning av olje og gass på norsk sokkel",* belyser rapporten de betydelige verdiene som utløses gjennom økt petroleumsproduksjon og ved forbedret utnyttelse av norske gassressurser gjennom etableringen av en CO_2-verdikjede i Norge.

Den norske CO_2-debatten har i stor grad strandet i overfladiske diskusjoner om virkemidler for å etablere CO_2-håndtering, uten at de diskuterte virkemidler har vært gjenstand for helhetlige og grundige analyser. I kapittel 7, *"Rammevilkår for CO_2-håndtering",* drøfter vi dagens rammevilkår og belyser årsaker til at CO_2-håndtering ikke er realisert i Norge. Dernest beskriver vi mulige nye virkemidler. Årsaken til at vår rapport i første omgang sendes ut som en høring, er ønsket om at den skal bidra til økt forståelse og følgelig en mer informert drøftelse av de rammevilkår som er relevante for å få etablert CO_2-håndtering i Norge. I etterarbeidet til denne rapporten vil vi gjennomføre en prosess hvor vi med grunnlag i rapportens konklusjoner og forslag vil videreutvikle forståelsen av hvilke "virkemidler som virker" i samråd med myndigheter, organisasjoner og bedrifter som er berørt av CO_2-problematikken.

Kapittel 8, *"Etablering av en CO_2-verdikjede i Norge"*, viser hvordan Norge på grunnlag av sunne ressursmessige, økonomiske, industrielle og klimamessige forutsetninger kan etablere en CO_2-verdikjede. Den fangst- og distribusjonskjede for CO_2 som beskrives er i samsvar med gode forretningsmessige og operative prinsipper, både for private aktører og for Den Norske Stat. CO_2-verdikjeden representerer samtidig kjente løsninger for hvordan vi i Norge løser felleskapsoppgaver i samhandling mellom staten og private aktører.

Kapittel 9, *"Finansiell analyse av en CO_2-verdikjede i Norge*", presenterer de økonomiske forutsetninger, resultater og sensitiviteter knyttet til etableringen av en CO_2-verdikjede. Kapittel 9 redegjør også for hvordan en slik etablering skaper mulighet for økt verdiskapning utover petroleumsvirksomheten, og gir Norge muligheten til å nå sine klimaforpliktelser.

Kapittel 10 er siste kapittel og gir anbefaling til videre arbeid vi oppfatter som nødvendig, både med henhold til realisering av CO_2-verdikjeden og for å kunne utnytte de muligheter for verdiskapning en slik etablering forårsaker.

Kapittel 2: CO_2-historikk

Miljøstiftelsen Bellona har arbeidet med håndtering av klimagassen CO_2 fra kraftproduksjon og industrielle prosesser siden 1992. Under arbeidstittelen "jakten på løsningene" har vårt arbeid med denne type metode for reduksjon av CO_2-utslippene vært høyt prioritert i organisasjonen. Bellona konkluderer utvetydig at denne type teknologi og konseptuelle løsninger kan gi et svært viktig bidrag til direkte reduksjoner i utslippene, ved hjelp av teknologi på en økonomisk fornuftig måte samtidig som vi bygger en bro til det fornybare energisamfunn.

Jakten på løsninger

1995
Arbeidet med å etablere en oversikt over utfordringene på norsk sokkel medførte en forståelse for fornuften i å elektrifisere norsk sokkel. Dette presenterte Bellona i mars 1995.

I mai sendte Naturkraft melding og konsekvensutredningsprogram i forbindelse med planlagt bygging av gasskraftverk på høring. I juli 1995 leverte Bellona sin høringsuttalelse på Naturkrafts "melding om bygging av gasskraftverk" hvor vi krevde at CO_2-rensing og deponering måtte utredes. Dette ble etterhvert tatt til følge og medførte at saken gikk flere runder.

Bellona bestillte samme år en forstudie fra Sintef på et konsept for kraftgenerering offshore med CO_2-fangst plassert på en gammel installasjon, og mottok rapporten[3] *"Offshore gaspower with CO_2-removal supplied from a plant located on an abandoned platform"* datert 06. juni 1996.

1996
I 1996 startet Statoil utskilling av CO_2 fra gassen på Sleipner med deponering i Utsiraformasjonen. Ca en million tonn er siden blitt deponert årlig.

Samme år, 23. februar, sendte Naturkraft sin endelige søknad, hvor det blant annet ble hevdet at strømmen skal gå til å elektrifisere Troll-plattformen! Søknaden ble sterkt kritisert av Bellona, som hevdet at selskapet ikke hadde gjennomført påleggene om å utrede CO_2-rensing. NVE ba da også Naturkraft utrede dette på nytt og sender saken i retur. 30. oktober 1996 ga NVE Naturkraft konsesjon for bygging av gasskraftverk på Kårstø og Kollsnes. Denne ble påklaget av Bellona, noe som medførete stor politisk aktivitet det neste året.

I 1996 nedsatte Miljøsok en arbeidsgruppe, hvor Bellona deltok, for å vurdere konsekvensene av å bruke seks milliarder Sm^3 gass innenlands. Det var en bred enighet i utvalget om at dersom dette skulle skje måtte det tilrettelegges for CO_2-deponering.

1997
I 1997 ble det virkelig fart i den offentlige debatten rundt rensing av CO_2 fra gasskraftverk. Bellona lanserte begrepet "pølsekokere" om de konvensjonelle gasskraftverkene i redaksjon 21 i NRK mai 1997, og konstaterte at det var mulig å bygge disse gasskraftverkene uten forurensning. Dette vakte betydelig oppsikt, og kom midt i innspurten av Jagland-regjeringens behandling av Bellonas klage på NVEs tillatelse til Naturkraft .

Bellona fikk - ved en kombinasjon av stor oppmerksomhet, grundig faglig og juridisk arbeid – Jagland-regjeringen til å ta vår klage til etterretning i statsråd den 4. juni 1997[4]. Slik fikk Bellona endelig implementert CO_2 i forurensningsloven, slik at konsesjonen fra NVE ikke kunne dekke

[3] http://www.bellona.no/no/harde_miljoefakta/full_oversikt_arbeidsnotater/udef10240/
[4] http://www.bellona.no/no/energi/fossil/gasskraft/10335.html

utslippene av CO_2 og miljømyndighetene derved måtte gi separat tillatelse. Dette medførte at det ble etablert en mulighet for teknologikrav i forurensningskonsesjonen. Hele saken måtte sendes til ny behandling hos forurensningsmyndighetene, fordi NVE ikke hadde anledning til å gi konsesjon for utslipp av CO_2.

1998
Høsten 1998 lanserte generaldirektøren i Hydro, Egil Myklebust, selskapets planer om et 10 TWh gasskraftverk med rensing for å bruke CO_2 som trykkstøtte i forbindelse med utbyggingen av Grane, noe Bellona syntes var utmerket. Denne og flere andre ideer ble imidlertid stoppet av den tidens lave oljepris, som medførte lav pris for innkjøp av gass som trykkstøtte som alternativ til CO_2.

Bellona forsøkte i den anledning å få myndighetene til å benytte petroleumslovens paragraf 4.1 til å pålegge CO_2 som medium på Granefeltet istedenfor naturgass med salgsverdi, men lyktes ikke.

1999
På NHOs årskonferanse i januar 1999 lanserte Bellona visjonen om å bygge 10–20 gasskraftverk langs kysten. Målet var å benytte elektrisiteten offshore til produksjon av teknologi for utnyttelse av fornybare energikilder, for eksempel silisium til solcellepaneler, for samtidig å kunne få økonomisk gevinst med økt oljeutvinning, bare man fikk samlet opp nok CO_2.

2000
Da Bondevik 1-regjeringen gikk av på grunn av gasskraftsaken den 9. mars 2000, var det nettopp fordi man ikke fikk politisk flertall for formuleringen om at *"Forurensningsloven skal fortsatt være et viktig virkemiddel for å regulere CO_2-utslippene"*. Bellona arbeidet tett med den daværende regjeringen om det juridiske grunnlaget. Statsminister Bondevik tok konsekvensen av sine prinsipper, og gikk av på en måte som fortjener all respekt. Bellona var sterkt kritisk til spesielt Arbeiderpartiets inkonsekvente opptreden i denne situasjonen siden de selv, parodisk nok gjennom Jagland-regjeringens avgjørelse om å ta Bellonas klage til etterretning, implementerte CO_2 i forurensningslovgivningen.

2001
Da Bondevik 2-regjeringen tiltrådte i 2001, var gasskraftsaken et av de vanskeligste temaene for Sem-forhandlingene. De gitte konsesjonene for gasskraftverk skulle fortsatt gjelde. I tillegg måtte gasskraftverk på Snøhvit aksepteres. Regjeringen gikk i Sem-erklæringen inn for halv CO_2-avgift for gasskraftverk med CO_2-rensing.

2002
Den 30. mai 2002 ratifiserte[5] Norge Kyotoavtalen og fikk dermed en ny internasjonal folkerettslig forpliktelse. 253 millioner tonn er den mengde CO_2-ekvivalenter Norge har lov til å slippe ut i femårsperioden fra 2008 til 2012.

2003
Da Oljedirektoratets direktør Gunnar Berge den 25. november 2003 presenterte potensialet for meroljeutvinning ved EOR på norsk sokkel i OLFs miljøforum, var det en betydelig aksept av Bellonas argumentasjon.

Bellona arbeidet lenge aktivt for å få til deponering av all CO_2 fra Snøhvit, både den som blir skilt ut av prosessen og utslippene fra gasskraftverket som etableres. I den endelige konsesjonen 13. september 2004 ble det klart at ca 900 000 tonn CO_2 fra prosessen måtte deponeres, men utslipp av ca. én mill tonn CO_2 fra kraftproduksjonen ble tillatt.

Bellona sendte 25.november 2003 et omfattende brev[6] til OED, med innspill til hvordan Norge måtte gå i dialog for å avklare og notifisere mulige virkemidler for CO_2-håndtering. Bekymringsfullt nok tok det flere måneder før det kom et meget lite avklarende svar fra departementet.

[5] http://odin.dep.no/md/norsk/aktuelt/pressem/022021-070080/
[6] http://www.bellona.no/no/energi/fossil/nord/31849.html

2004 - 2005

Bellona arbeidet aktivt for at Stortinget skulle pålegge OED å igangsette utredninger om de samfunnsøkonomiske aspekter ved å rense CO_2 for å benytte den til EOR. Dette resulterte i det mandat[7] Olje- og energidepartementet ga Oljedirektoratet den 21. oktober 2004

Bellona har i en rekke høringsuttalelser vært kritisk til prinsippene som ligger til grunn for kvoteloven. Blant annet leverte Bellona en omfattende høringsuttalelse[8] datert 16. august 2004. I forslaget som ble sendt ut på høring fra regjeringen var ikke prosessindustriens behov og ønsker tatt hensyn til, noe som etter Bellonas oppfatning har rammet prosessindustrien urettferdig hardt i forhold til petroleumsindustrien. Heldigvis gikk regjeringen tilbake på dette, og inngikk en frivillig avtale med PIL. Denne avtalen ble implementert i den endelige kvoteloven som ble vedtatt i desember 2004.

På tross av en rekke innvendinger og en god del skepsis mener Bellona likevel at et slikt system er bedre enn intet system.

Bellona er tilfreds med at Bondevik 2-regjeringen i klimakvoteloven har videreført muligheten for å regulere CO_2-utslipp gjennom forurensningsloven.

Av virkemidler som dagens regjering har gjennomført ser Bellona positivt på opprettelsen av Gassnova, som ble opprettet[9] med virkning fra 1. januar 2005.

EU innførte sitt omsettelige kvotesystem i januar 2005[10]. Gjennom EØS-avtalen vil EUs systemer i stor grad være direkte gjeldende i Norge, men det er å bemerke at de er å betrakte som minimumsdirektiver, slik at Norge kan gå lenger i sine tiltak.

Med Russlands ratifisering trådte Kyotoprotokollen i kraft den 16. februar 2005, og ble dermed folkerettslig bindende.

Langt verre var det at regjeringen våren 2005 inngikk et forlik som ga klarsignal til å starte forhandlinger om bygging av gassrørledning til Skogn og Grenland. Den 29. april 2005 ga OED Gassco i oppdrag å starte forhandlinger med de regionale aktørene om finansiering. Oppsiktsvekkende nok er det ikke lagt noen føringer for samtidig å se på CO_2-løsninger og infrastruktur for dette.

Den 26. april presenter Olje- og energiminister Thorild Widvey ODs rapport om CO_2 til EOR på norsk sokkel, en rapport som igjen er behørig diskutert i *denne* rapporten.

Naturkraft fattet sin investeringsbeslutning på Kårstø 24. juni 2005, men har samtidig frasagt seg Kollsnes som lokalisering.

30. juni 2005 meldte BP sin intensjon om å benytte CO_2 til EOR på Millerfeltet på britisk sokkel.

8. august 2005 uttaler olje og energiminister Thorild Widvey at CO_2-rensning ikke er mulig før om ti år[11].

Bellona har vært med i denne kampen i 10 år. Vi er dypt uenig at det skal gå ti nye.

[7] http://www.bellona.no/data/f/0/39/49/9_9811_0/mulighetsstudie_CO2.pdf
[8] http://www.bellona.no/no/energi/fossil/klima/34876.html
[9] http://odin.dep.no/oed/norsk/aktuelt/pressesenter/pressem/026001-070271/dok-bn.html
[10] http://europa.eu.int/comm/environment/climat/emission.htm
[11] Haugaland energirike 8. august, Haugesunds Avis 9. august.

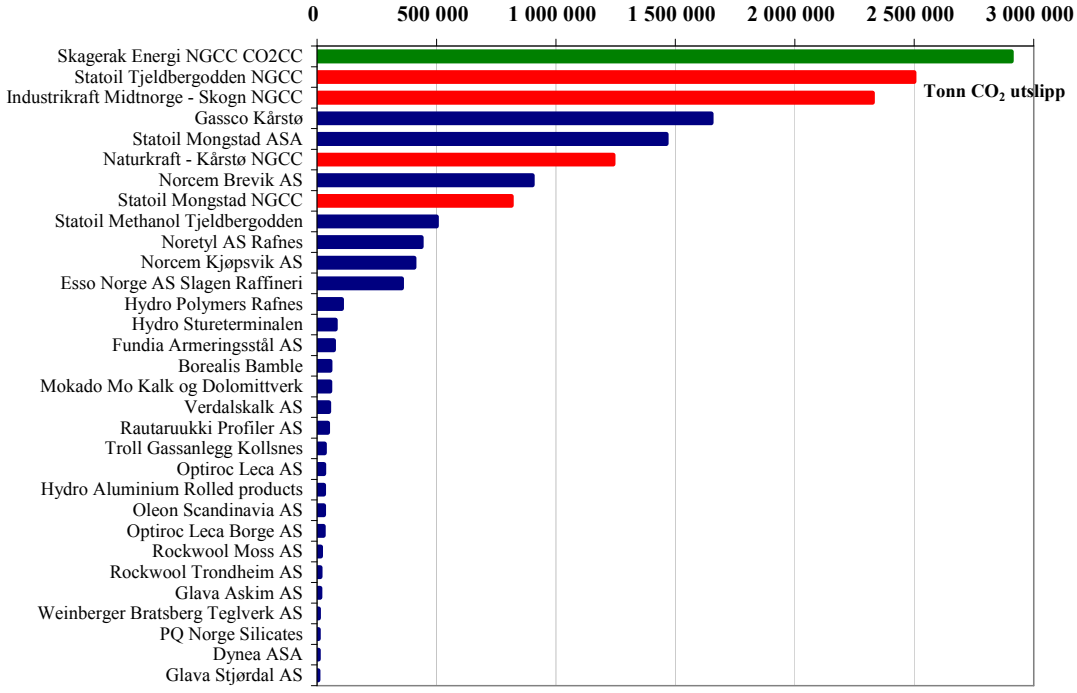
Kapittel 3: Utgangspunkt for en CO_2 til EOR rapport

I dette kapittelet gjennomgås bakgrunnen for Bellonas rapport om CO_2 til EOR for norsk kontinentalsokkel. Prognosene for de norske klimagassutslippene peker høyere enn noensinne, mens strategien og virkemidlene for å få utslippene ned og innfri Norges internasjonale forpliktelser i henhold til Kyotoprotokollen fremtrer uklare og kostbare. I tillegg er Bellona sterkt uenig i hovedkonklusjonen i ODs rapport om CO_2 til EOR, og dette er utgangspunktet for at Bellona har utarbeidet denne rapporten.

Prognoser for Norges utslipp av klimagasser

Norges forpliktelse i henhold til Kyotoprotokollen er at utslipp av klimagasser i perioden 2008 til 2012 i gjennomsnitt ikke skal overstige 50,6 millioner tonn CO_2-ekvivalenter årlig, tilsvarende totalt 253 millioner tonn for hele perioden. Denne forpliktelsen kan overholdes ved reduksjoner i norske utslipp og ved bruk Kyotoprotokollens fleksible mekanismer, kvotehandel, felles gjennomføring og den rene utviklingsmekanismen.

Figur 1: Årlig CO_2 utslipp i tonn fra noen energi- og industribedrifter underlagt Klimakvoteloven



Merknader: Røde søyler angir planlagte gasskraftverk uten CO_2-håndtering. Grønn søyle er det varslede gasskraftverket med CO_2-håndtering fra Skagerak Energi i størrelsesorden 400 til 1,000MW. Blå søyler er SFTs anslag for utslipp av CO_2. Kårstø gassbehandlingsanlegg er imidlertid forventet å slippe ut ca. 1,65 millioner tonn CO_2 årlig i Kyotoperioden.
Kilde: SFT, 2005 og Bellona

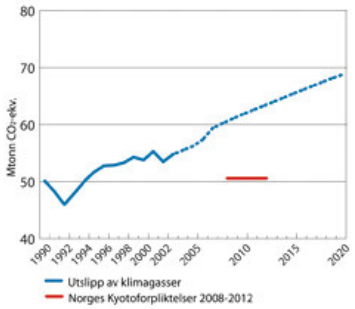
Basert på de siste prognoser fra SSB/SFT/Fin.dep. (Miljøverndepartementet, 2005), er det forventet at norske utslipp vil fortsette å øke i årene fremover og at vi i Kyoto-perioden i gjennomsnitt vil slippe ut ca. 64,5 millioner tonn CO_2 ekvivalenter per år[12], tilsvarende 323 millioner tonn eller 70 millioner tonn mer enn våre forpliktelser totalt (figur 2).

[12] Se SSBs side http://www.ssb.no/emner/01/04/10/klimagassn/ og Finansdepartementets side http://odin.dep.no/fin/norsk/dok/regpubl/stmeld/006001-040030/hov005-bn.html .

Den siste prognosen representerer en økning i anslaget for utslipp i forhold til tidligere prognoser. Denne prognosen tar imidlertid ikke høyde for alle de gasskraftverkene som i dag er på planleggingsstadiet. I tillegg har ODs anslag for CO_2-utslipp fra norsk sokkel økt noe siden SSBs prognose.

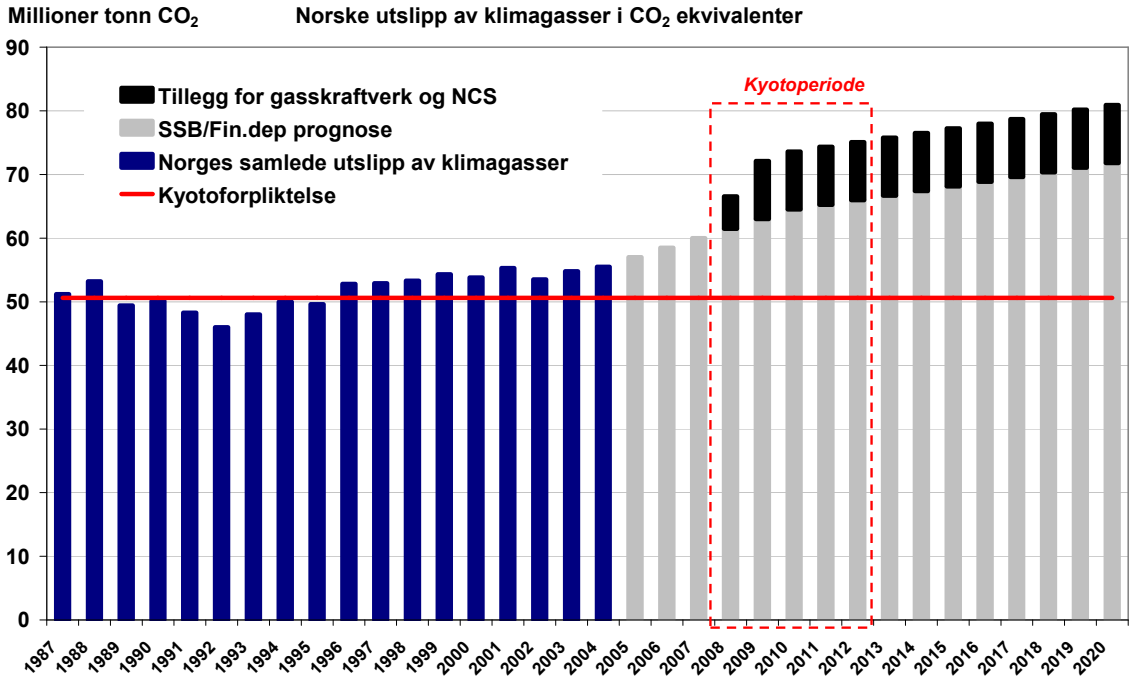
Tar man hensyn til de planlagte gasskraftverkene og økte anslag for utslipp på NCS, vil norske utslipp av klimagasser øke slik at de vil ligge i området 320 til 360 millioner tonn totalt for alle årene i Kyoto-perioden. Dette representerer et mer-utslipp i forhold til forpliktelsen på mellom ca. 70 og 110 millioner (figur 3).

Figur 2: Prognose for norske utslipp av klimagasser – 2004 - 2020



Kilde: SSB/SFT/Fin.Dep., 2004 og Bellona, 2005

Figur 3: Årlig CO_2 utslipp av klimagasser i Norge 1987 – 2020 (i millioner tonn CO_2 ekvivalenter)



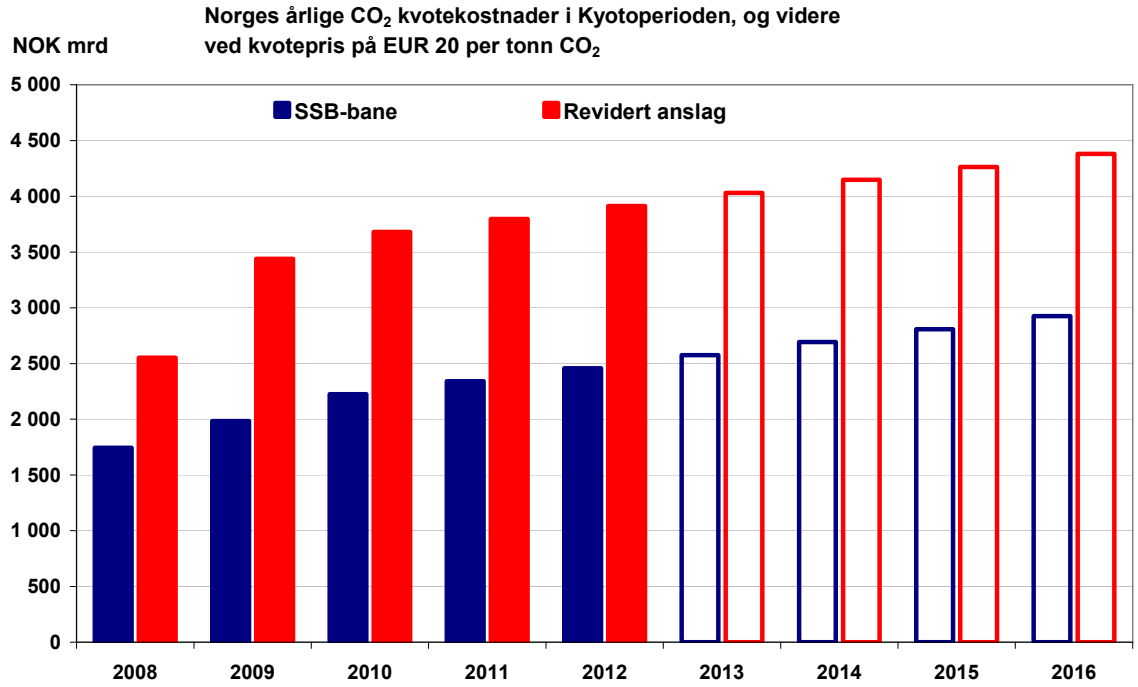
Merknader: Prognosen fra SSB/SFT/Fin.Dep skriver seg fra det siste Langtidsprogrammet. Denne prognosen tar imidlertid ikke hensyn til alle gasskraftverkene som er meldt, har søkt konsesjon, eller er gitt konsesjon (vi har tatt Kollsnes GKV ut av prognosen da denne konsesjonen er trukket av Naturkraft). I tillegg har OD økt sitt anslag for CO_2-utslipp på NCS med ca. 1m tonn. Det er lagt til grunn en full innfasing av GKV på Skogn, Tjeldbergodden, Kårstø, Mongstad og i Grenland i løpet av 2008/2009.

Kilde: SSB/SFT/Finans.Dep., 2004 og Bellona, 2005

Med mindre Norge iverksetter tiltak for fangst av CO_2, samt en elektrifisering av norsk sokkel, vil vi ikke kunne nå våre Kyoto-mål ved hjelp av innenlandske utslippsreduksjoner. Den norske stat må kjøpe utslippsrettigheter utenlands for å overholde Kyotoforpliktelsene. Kostnaden ved denne politikken er i dag usikker, men det nærmeste estimatet vi har er kostnadene knyttet til handel av kvoter i det internasjonale markedet.

I EU-området har man satt i gang handel med CO_2-kvoter for perioden 2005 til 2007. Kvoteprisene i dette markedet har vist betydelige svingninger over det siste året, fra EUR 6 til 30 per tonn CO_2-kvote. I løpet av første halvår av 2005 ser det ut til at kvoteprisen i EU har stabilisert seg i overkant av EUR 20. Legger vi dette til grunn for beregningen av norske kvotekostnader i Kyoto-perioden, kan vi risikere å måtte betale mellom NOK 10 og 16 milliarder i 5-årsperioden for å få lov til å slippe ut 70 til 100 millioner tonn mer enn våre Kyoto-forpliktelser (figur 4). Vi står med andre ord overfor en "sunk cost", i den forstand at vi vet vi må ut med penger.

Figur 4: Årlig CO_2 kvotekostnader for Norge basert på en internasjonal kvotepris på EUR 20 per tonn CO_2



Kilde: Bellona, 2005

Det som er spesielt med denne situasjonen er derimot at vi fortsatt har tid til å velge hvordan pengene skal brukes. Hvor stor kostnaden ved denne politikken vil være etter Kyoto-periodens utløp er uklart, men det vil være rimelig å anta at utslipp av CO_2 vil fortsette å ha en kostnad (se tekstboks 1 s. 23-25).

Vi konstaterer at det foreligger politisk godkjente gasskraftverk, planer om enda flere og forhandlinger om infrastruktur for naturgass til blant annet Grenland, uten noen CO_2-løsning. Statoil planlegger "tog 2" på Snøhvit og snakker stille om et "tog 3" en rekke steder langs kysten. Dette medfører betydelige økte utslipp av klimagasser utover våre forpliktelser, som må dekkes inn med ytterligere kjøp av utslippsrettigheter til betydelige kostnader for den norske stat.

Bellona har sett at prognosene for Norges klimautslipp har gitt et for lavt bilde av våre reelle utfordringer. Bellona har derfor utarbeidet en ny prognose for våre utslipp av klimagasser, med de tiltak som er politisk vedtatt i dag. (figur 3).

De prognoser for klimautslippene som Bellona presenterer i denne rapporten, viser at med dagens vedtatte planer vil Norges utslipp være mellom 70 og 110 millioner tonn CO_2-ekvivalenter, eller 27 til 42% over våre forpliktelser. Dette er med alle de virkemidler som i dag eksisterer gjennom Stortingets vedtak for utslippreduksjoner. Også denne prognosen bør videreutvikles, med scenarier som inkluderer økningen som vil følge eksisterende planer om blant annet infrastruktur for naturgass, petroleumsvirksomhet i Barentshavet, etc.

Prognosen viser at utslippene av CO_2 i Norge kan bli vesentlig høyere en det myndighetene til nå har lagt til grunn. Samtidig tyder flere rapporter på (Markedskraft med flere som kilde) at kvoteprisen vil bli vedvarende høy i lang tid fremover (se tekstboks 1, s. 23-25).

Etter Bellonas oppfatning har en rekke av de norske offentlige utredninger, stortingsmeldinger og andre offisielle dokumenter de senere år, angående klimapolitikken, operert med for lave anslag for hva Norges utslipp vil være, samt en undervurdering av hva kjøp av kvoter vil koste. Noen særlige anslag på kvotekostnader har ikke funnet sted, i stedet har man etablert som en slags allmenngyldig sannhet at det kommer til å bli billigere å kjøpe kvoter internasjonalt enn å redusere utslipp i Norge. Vår rapport avkrefter denne "sannheten".

Hvordan statens kjøp av utslippsrettigheter er tenkt gjort i praksis, og hvem som skal ha ansvaret, er enda ikke avklart. I dag ligger ansvaret hos Miljøverndepartementet, men det diskuteres om dette må forvaltes av Finansdepartementet via Norges Bank. Årsaken til at operasjonaliseringen av statens kvotekjøp fortsatt ikke er omtalt i noen offentlige dokumenter er trolig at dette er politisk følsomt, siden dette kvotekjøpet er en betydelig kostnadspost på statsbudsjettet. En annen årsak er at man lenge la til grunn at kvotesystemet for klimagasser skulle ha et slikt omfang at kvotepliktige bedrifter ville kjøpe inn tilstrekkelig antall kvoter fra andre land. Dette vil imidlertid ikke skje.

Kvotesystemet omfatter en liten del av de norske utslippene, og de bedriftene som er omfattet, tildeles gratiskvoter av staten for en stor del av utslippet (95% p.t.). At enkeltbedrifter velger å kjøpe ytterligere kvoter i utlandet fordi det framstår som rimeligere enn å redusere egne utslipp, løser altså ikke statens problem, fordi de totale utslippene ikke reduseres vesentlig, og fordi staten paradoksalt nok må til utlandet for å kjøpe inndekning av både gratiskvotene den tildeler, og for utslipp i sektorer som i dag ikke er omfattet av kvotesystemet.

Et annet vesentlig element er at den kvotebelagte industrien i overskuelig fremtid ikke vil ha noen som helst mulighet til å øke sine kvotekjøp i betydelig grad, fordi dette vil medføre en så stor økning i driftskostnadene at det vil true livsgrunnlaget for disse bedriftene. Resultatet av reduserte kvotetildelinger til bedriftene vil bli industridød i Norge.

Kostnaden med gjennomføringen av Kyotoprotokollen blir altså statens ansvar, fordi staten ikke har iverksatt virkemidler som lemper kostnadene over på de som slipper ut klimagasser. Slik må det også være for konkurranseutsatte sektorer, fordi de konkurrerer med bedrifter i land som ikke har utslippsforpliktelser etter Kyotoprotokollen. Men siden staten har påtatt seg kostnaden, bør staten vurdere hvordan denne kostnaden kan holdes lavest mulig. Vurderingen vil i praksis dreie seg om hvorvidt det for staten vil være rimeligere å kjøpe utslippsrettigheter av andre nasjoner, eller å bidra til investeringer og tiltak som resulterer i utslippsreduksjoner her hjemme. I en slik vurdering bør man legge til grunn at det også etter den første Kyotoperioden, fra 2013, vil eksistere internasjonale forpliktelser i en eller annen form, og at utslipp i denne perioden også vil ha en kostnad. Eventuelle investeringer som fører til varige utslippsreduksjoner vil derfor kunne gi store ytterligere besparelser post-Kyoto, mens en strategi basert på kvotekjøp vil medføre årlige kostnader også etter 2012.

Dagens klimapolitiske kurs har altså foreløpig medført en forventet kostnad for kjøp av utslippsrettigheter fra andre nasjoner i størrelsesorden NOK 10 til 17 milliarder kroner i perioden 2008 til 2012, med ytterligere kostnadspådrag etter 2012. Alternativet til denne kursen er å bygge gasskraftverk med CO_2-håndtering, rense avgassen fra fastlandsindustrien og gjennomføre elektrifisering av norsk sokkel.

Ved en aktiv eierskapspolitikk i forvaltningen av våre petroleumsressurser, og en aktiv klimapolitikk, bør vi kunne redusere norske utslipp av CO_2 fra ca. 72 millioner tonn i året til et nivå på 46 millioner tonn innen utgangen av 2012. Dette innebærer etablering av del 1 av Norges CO_2-verdikjede (reduserer årlige utslipp med 15 millioner tonn årlig fra 2009) og elektrifisering av norsk sokkel (reduserer årlige utslipp med opp til 14 millioner tonn årlig).

Tekstboks 1: Internalisering av eksternaliteter – når CO_2 utslipp får en kostnad

Ved etableringen av Kyotoprotokollen, og innføringen av en kostnad ved utslipp av CO_2 på grunn av muligheten for internasjonal kvotehandel, har man på internasjonal skala innført en økonomisk sammenheng som kan omtales som internalisering av eksternaliteter.

En eksternalitet, eller ekstern virkning, skal i denne sammenheng forstås som en negativ konsekvens (kostnad) som følger av aktiviteten til en aktør, men som aktøren ikke bærer kostnaden ved.

En eksternalitet er tilstedeværende i forbindelse med forurensning, som for eksempel CO_2-utslipp, når følgende vilkår er oppfylt;

- En aktivitet fra aktør A medfører velferdstap på X for aktør B
- Velferdstapet X blir ikke kompensert

Innføring av handel med CO_2-kvoter er et forsøk på å fastsette en pris (kostnad) på den eksterne virkningen (velferdstap) som aktørene som slipper ut mer CO_2 enn de har lov til påfører jorden, grunnet effekten på jordens klima.

Ved å la markedet (dvs. tilbud og etterspørsel) bestemme likevektsprisen på CO_2-utslipp, håper det internasjonale samfunnet at det vil bli i stand til å redusere verdens CO_2-utslipp på en så kostnadseffektiv måte som mulig.

I utgangspunktet ligger ansvaret for denne finansielle ordningen på statlig nivå. En rekke land har imidlertid valgt å delegere dette ansvaret til enkeltstående virksomheter på nasjonalt nivå som slipper ut klimagasser, blant annet gjennom nasjonale kvoteordninger (jf. Klimakvoteloven). Ideen med denne delegering av ansvar er at virksomhetene selv, ved strammere vilkår for CO_2-utslipp, vil finne frem til løsninger for reduksjon av sine utslipp, og at markedet selv finner frem til den rimeligste veien gjennom kjøp og salg av CO_2-utslippskvoter.

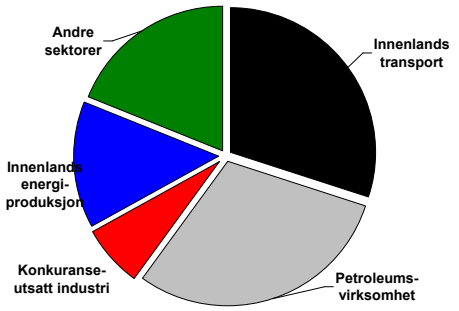
I teorien er dette tilsynelatende et tilforlatelig system for å redusere CO_2-utslipp. Men det oppstår en betydelig utfordring på selskapsnivå når det på global basis eksisterer to forskjellige CO_2-kostnadsregimer:

- En region "K" med CO_2-kostnad (internalisering av eksternaliteter)
- En region "U" uten CO_2-kostnad

Når ansvaret for utslipp er delegert fra statlig nivå til selskapsnivå i Norge skaper dette strukturendringer for konkurranseutsatte næringer, og endring i formuesfordeling mellom kunder og produsenter innen skjermede næringer.

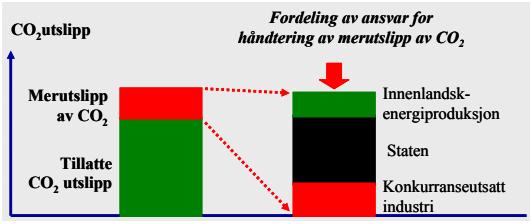
I det etterfølgende skal vi forklare virkemåter og konsekvenser ved kvotesystemet.

Norge slipper ut mer CO_2 enn tillatt. Utslippene fordeler seg mellom forskjellige sektorer.

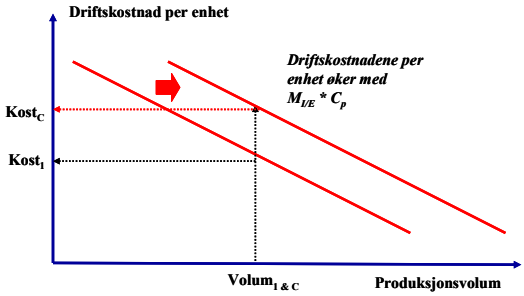


I Norge velger man ut to sektorer som skal omfattes av klimakvoteregimet, de øvrige sektorene betaler avgift for sine CO_2-utslipp.

Norge fordeler ansvaret for at landet overholder sine klimamål mellom staten, innenlandsk energiproduksjon (sektor E) og konkurranseutsatt industri (sektor I), ved at de tre får ansvaret for sin andel av den norske mengden (M) med merutslipp, henholdsvis M_S, M_E og M_I.



Frem til kvoteregimet trer i kraft har utslippet av CO_2 ikke medført noen kostnad for bedrifter i sektor E og I. Etter pålegget om å dekke inn deler av Norges merutslipp ved kjøp av kvoter (C_P), vil sektor E og I få en direkte økning i sin driftskostnad lik M_E*C_P og M_I*C_P.

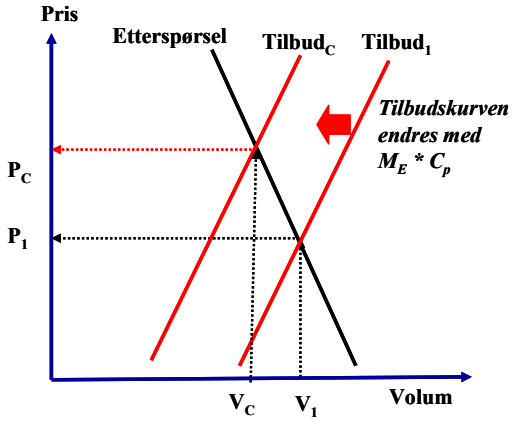


Effekten på lønnsomheten for innenlandsk energiproduksjon og for konkurranseutsatt industri er ganske forskjellig.

Årsaken er at konkurranseutsatt industri i liten grad har mulighet for å påvirke prisene på sine produkter da de konkurrerer med bedrifter som kommer fra begge regionene (K og U), mens for innenlandsk energiproduksjon vil deres kunder ikke ha anledning til å substituere bort leveranser fra energiprodusentene i samme grad. Vi skal se på hvordan effekten av kostnader med klimakvoter påvirker de to sektorene.

Innenlandsk energiproduksjon

Som et resultat av økte kostnader, og som et resultat av at etterspørselen etter energi er relativt uelastisk (dvs. etterspørsel etter energi forandrer seg relativt mindre enn endring i kraftpriser), samt at muligheten for forbrukere av energi å erstatte energikilder i liten grad er tilstede, vil en økning i prisen på energi medføre en relativt mindre reduksjon i etterspørsel. Dette medfører at produsentene av innenlandsk energi i stor grad kan overføre økte kostnader på sine kunder.



Siden energiprodusentene har muligheten for å velte kostnadene M_E*C_p over på sine kunder, vil dette isolert sett i liten grad stimulere til at energiprodusentene gjennomfører tiltak for å redusere sin utslipp. Dette er gyldig så lenge prisen på kvoter (C_P) er lavere enn kostnaden ved å fange CO_2 (CO_K) som reduserende tiltak for utslipp.

Når imidlertid $C_P > CO_K$ så vil kraftprodusentene begynne å investere i fangstanlegg for CO_2. Konsekvensen av dette er at så lenge etterspørselen etter kraft vokser, vil den langsiktige likevektsprisen for utslippskvoter – C_P – ligge i nærheten av CO_K. Kortsiktige variasjoner i etterspørselen etter kraft vil påvirke C_P, og endringer i innsatsfaktorer så som kull og gass vil også påvirke C_P.

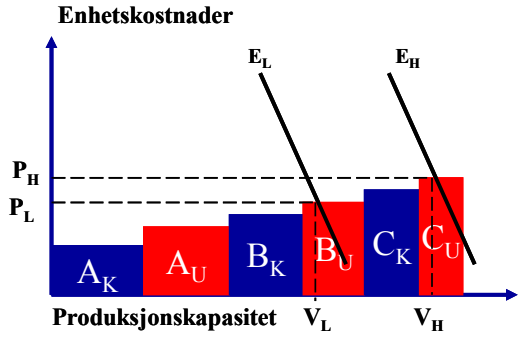
Over tid vil C_P falle som følge av teknologisk utvikling av fangstteknologi som reduserer CO_K.

Dette forutsetter imidlertid at landene i region K opplever at de produserer et overskudd av CO_2, og at det følgelig er en netto etterspørsel etter utslippskvoter, samt at det ikke er tilstrekkelig med ren energiteknologi tilgjengelig for energi-produksjon.

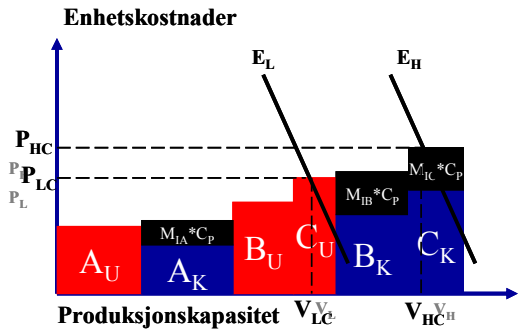
For energiprodusentene i Europa er det et tilleggselement at det på kort sikt er viktigere å sørge for at de opererer i overensstemmelse med de rammer de er gitt av myndighetene, enn hva de må betale kortsiktig for kvoter da de kan velte denne kostnaden over på sine kunder.

Konkurranseutsatt industri

For konkurranseutsatt industri som selger produkter med samme pris i region K og U, er bildet et ganske annet.



Som illustrasjon kan vi tenke oss en global konkurranseutsatt industri som består av 6 produsenter: 3 i region K og 3 i region U. Industrien produserer et produkt som er gjenstand for konjunktursvingninger (høy og lavkonjunktur) som påvirker etterspørselen etter volum (V_L og V_H) og dermed likevektsprisen i markedet (P_L og P_H). Kurven over viser kostnadskurven for industriens totale produksjonskapasitet. Drsom industrien i region K blir pålagt en økt kostnad lik M_I*C_P, så vil industrikostnadskurven endre seg som vist under.



Konsekvensen for den konkurranseutsatte industrien i region K er at den mister konkurransekraft, og i verste fall blir ulønnsom og legges ned.

Bedriftene i region K vil i liten grad ha mulighet til å påvirke prisene og en større del av volumet vil bli dekket av bedrifter i region U. En tilleggseffekt er at prisene på produktet til en viss grad vil stige, men ikke tilstrekkelig for å dekke inn den økte kostnaden med utslipp.

Konsekvensen for eierne av industrien i region K er at de på sikt vil søke å etablere bedrifter i region U, på bekostning av bedrifter i region K, for å ivareta avkastningen på sine investeringer.

Et essensielt tilleggselement for å forstå den fulle effekten av å plassere ansvaret og kostnaden for klimautslipp utover målnivå, er at mange av bedriftene innenfor konkurranseutsatt sektor også er energiintensive.

Dette betyr at når prisen på energi øker som følge av prisen på kvoter ($P_I < P_C$) vil kostnadene til konkurranseutsatt – energiintensiv industri øke med;

$$\text{Energiforbruk}*(P_I < P_C) + M_I * C_P$$

Oppsummering

Så lenge region K slipper ut mer CO_2 enn det vi har fastsatt som målnivå i henhold til Kyotoprotokollen, vil det være underskudd av CO_2-kvoter.

Dette søkes avhjulpet av såkalte JI (Joint Implementations) og CDM (Clean Development Mecanism) -tiltak på global basis. Prisen for deltagelse i disse vil sannsynligvis ligge nært opp til EUs priser på CO_2-kvoter innenfor overskuelig fremtid.

Vi har per dags dato ikke sett fullgode analyser av hva som faktisk vil skje med hensyn til prisdannelsen innenfor det globale CO_2-markedet. Av den grunn er det rimelig å anta at prisdannelsen for CO_2-kvoter i Europa vil ha en likevektspris de nærmeste 10 årene som ligger nært opp mot brutto CO_2-håndteringskostnad i EU, med mindre etterspørselen etter kraft i EU faller betydelig.

Oppsummert vil følgende relasjoner gjelde i det internasjonale markedet:

Hvis etterspørselen etter CO_2-kvoter overstiger tilbudet av kvoter, CDM- og JI-tiltak;

$$E\text{-}CO_{2K} > T\text{-}CO_{2K} + JI + CDM$$

..vil prisen på CO_2-kvoter ha en likevekt lik brutto CO_2-håndteringskostnader;

$$CP \approx CO_K$$

…strømprisene vil stige med;

$$\Delta P = P_C - P_1 = M_E * C_P = M_E * CO_K$$

..og kostnadene for energiintensiv konkurranseutsatt industri vil øke med;

$$M_I * C_P + \Delta P * \text{Energi} = M_I * C_P + (M_E * CO_K) * \text{Energi}$$

P.t. er anslaget for brutto CO_2-håndteringskostnader ca. NOK 200-250 per tonn CO_2. Vi har i vår rapport valgt å legge en kvotepris på EUR 20 (NOK 160) per tonn CO_2 til grunn for våre økonomiske vurderinger.

Bellona aksepterer ikke konklusjonene i ODs rapport

ODs rapport om CO_2 til EOR er et av de viktigste dokumentene norsk offentlig forvaltning legger frem i 2005. Bellona aksepterer imidlertid ikke konklusjonene ODs rapport legger på bordet. Vi skal i det etterfølgende redegjøre for grunnlaget for vår manglende anerkjennelse av OD-studien.

OD-rapportens mandat og arbeidsprosess

Den 21. oktober 2004 oversendte Olje- og energidepartementet [OED] en henvendelse til Oljedirektoratet [OD] om at OD skulle *"gjennomføre en studie av mulighetene for å gjennomføre prosjekter med injeksjon av CO_2 for økt oljeutvinning på norsk kontinentalsokkel."* Departementets ønske var at studien skulle *"gi en helhetlig oversikt over"*:

- *det tekniske potensialet for bruk av CO_2 for økt oljeutvinning i oljefelt på norsk kontinentalsokkel*
- *egnede kilder til CO_2 i Norge og i landene rundt Nordsjøen*
- *nødvendig infrastruktur og investeringer for fangst, transport og injeksjon av CO_2 for økt oljeutvinning*
- *utfordringer og barrierer for å få gjennomført prosjekter med CO_2-injeksjon for økt oljeutvinning, for eksempel økonomiske forhold, umoden teknologi, konkurrerende tiltak for økt oljeutvinning mv.*
- *mulige virkemidler myndighetene kan anvende for å stimulere til bruk av CO_2 for økt oljeutvinning og kostnadene ved gjennomføring av disse."*

Grunnlaget for at OED i utgangspunktet bad OD om denne studien var et vedtak fattet av Stortingets Energi- og miljøkomite i forbindelse med behandlingen av St.meld.nr.38 hvor Regjeringen bes om å "*fremme forslag til hensiktsmessige virkemidler for å stimulere til bruk av CO_2 som trykkstøtte for økt utvinning på norsk sokkel.*"

Således er det egentlig Stortinget som er oppdragsgiver og mottaker av ODs studie. Bellona mener OEDs mandat til Oljedirektoratet representerte en innsnevring av Stortingets intensjon med vedtaket.

Den prosess som så fulgte i forbindelse med ODs arbeid var meget lukket.

Generelt om mandatbesvarelsen

Besvarelsen på OEDs henvendelse kom i form av en studie. Studien ble presentert av OD i OEDs seminar; *"Fangst og lagring av CO_2 – Hvor er vi i dag?"*. Seminaret ble avholdt i Oslo, tirsdag den 26. april 2005 med Olje- og energiminister Thorhild Widvey som vertinne for arrangementet[13]. Oljedirektør Gunnar Berge presenterte resultatene av ODs studie[14] og overleverte rapporten offisielt til Olje og energiministeren.

ODs rapport om CO_2 til EOR besvarer ikke mandatet gitt av OED og bryter med Stortingets vedtak. Rapporten fremmer ingen *"forslag til hensiktsmessige virkemidler for å stimulere til bruk av CO_2 som trykkstøtte for økt utvinning på norsk sokkel.*"

[13] Mer informasjon om seminaret (inklusive foredragene) kan finnes på http://www.odin.dep.no/oed/norsk/p30006318/olje_gass/026031-990049/dok-bn.html .
[14] Studien kan finnes på http://www.npd.no/Norsk/Emner/Ytre+miljo/co2rapport_pm_260405.htm.

Rapporten representerer et stort tilbakeslag for CO_2-arbeidet, og må ikke bli retningsgivende for den videre diskusjonen om hvordan vi skal håndtere våre nasjonale CO_2-utfordringer på en måte som kan bygge landet.

Rapportens hovedkonklusjon er negativ med hensyn til potensialet for bruk av CO_2 til EOR på norsk kontinentalsokkel:

"CO_2-injeksjon er teknisk mulig og det er et stort teknisk potensial for økt oljeutvinning, men det er Oljedirektoratets vurdering at CO_2-injeksjon ikke fremstår som et kommersielt alternativ for økt oljeutvinning for lisenseierne på norsk sokkel i dag."

Bellona er av den oppfatning at dette er basert på feilaktige tekniske, økonomiske og industrielle premisser og vurderinger.

Rapporten inneholder en del interessant informasjon, men er for snever i sin angrepsvinkel til å kunne gi noen reelle svar eller drøftinger. Studien er for smal til at den i særlig grad redegjør for de reelle mulighetene. Rapportens innhold er ikke satt inn i en miljø- og samfunnsøkonomisk sammenheng. Når disse aspektene er utelatt, blir de presenterte alternativene til CO_2-injeksjonsprosjekter urealistiske, og rapporten gir følgelig et mangelfullt beslutningsgrunnlag for våre politikere og andre beslutningstagere.

Selv om konklusjonen er mer fokusert på potensielle problemer enn på mulighetene, gir ODs vurdering av det tekniske utvinningspotensialet grunnlag for optimisme. Rapporten identifiserer at det er større utvinningspotensiale ved å benytte CO_2 enn andre metoder for økt oljeutvinning. Selv med basis i diskutable kostnadsvurderinger og finansielle forutsetninger, samt uten å ha sett CO_2 til EOR i en større sammenheng, gir de illustrerte CO_2-prosjektene en balansepris som er innen rekkevidde basert på oljepriser rundt USD 30 per fat.

Rapporten er lite transparent og åpner ikke for innsikt i de forskjellige beregningene som er foretatt. Her har Norge mye å lære av EU, som satser sterkere på åpenhet og transparens i prosjekter, utredninger og prosesser. OD-studiens tekniske og økonomiske premisser er i liten grad drøftet åpent i rapporten. De ligger der som implisitte forutsetninger skjult for leseren. Det foreligger heller ikke sensitivitetsvurderinger basert på variasjoner av disse premissene. Dette gjør det vanskelig for rapportens lesere, uten inngående teknisk og økonomisk forståelse av de forhold som rapporten tar for seg, å selv ta stilling til valget av basisforutsetninger for de tekniske og økonomiske vurderingene som gjøres.

Innholdet er stort sett av overordnet karakter. Den fremstår mest som en oppramsende rapport av utvalgt informasjon. Drøftelse av virkemidler og mulige tiltak er fraværende. Dermed tilfører den lite nytt når det gjelder økt innsikt i CO_2-håndtering og mulighetene for å gjennomføre prosjekter med injeksjon av CO_2.

Det tekniske potensialet for meroljeutvinning ved bruk av CO_2

I mandatet gitt av OED står det at det ønskes *"en helhetlig oversikt over det tekniske potensialet for bruk av CO_2 for økt oljeutvinning i oljefelt på norsk kontinentalsokkel"*.

OD har i sin vurdering lagt til grunn at det er 20 felt på NCS som kan benytte CO_2 til EOR. De har valgt å utelukke 20 oljeproduserende felt, som samlet representerer 40% av de totale gjenværende oljeressurser på NCS. Grunnlaget for ODs tekniske potensiale for merutvinning er altså avgrenset til kun å gjelde 60% av gjenværende oljeressurser på NCS.

Det tekniske potensialet beregnes ut fra hvor mye mer olje som kan utvinnes fra reservoaret dersom CO_2 benyttes som fortrengningsmiddel utover den mengden som utvinnes ved konvensjonelle metoder. Dette oppgis ofte som en prosentandel av opprinnelig mengde olje i feltet. Oljedirektoratet

har i sin rapport lagt til grunn en potensiell merutvinningsgrad på 3 til 7% av opprinnelige ressurser i reservoaret. Erfaringen fra USA er at man kan forvente mellom 8 til 16% merutvinning ved bruk av CO_2[15]. I en nylig publisert studie for US. Department of Energy benyttes en gjennomsnittlig utvinningsgrad på 14% som basis.

Potensialet avhenger av feltspesifikke forhold, og det kan være vanskelig å overføre erfaringer direkte til felter. De norske feltene har imidlertid egenskaper som tilsier at en vil kunne få både mer og mindre olje ut enn fra feltene i USA. Det virker som om rapporten legger mer vekt på forhold som eventuelt kan gi lavere utvinning enn de forhold som tilsier at bruk av CO_2 i norske felt vil gi mer olje ut. Man unnlater blant annet å nevne at Statfjordfeltet, som blir driftet ved hjelp av blandbar gassinjeksjon som delvis kan sammenlignes med effekten av å benytte CO_2, forventes å medføre en total utvinningsgrad på 70% mot et nåværende forventet gjennomsnitt på 46% på NCS.

For eksempel vil en i mange norske oljefelt oppnå god blandbarhet (nødvendig miksing mellom oljen og CO_2 som gir en mer egnet viskositet på oljen for å drive den ut av formasjonen), noe som tilsier at reservoaret er godt egnet for bruk av CO_2 til EOR. På den annen side er grunnen i enkelte områder så porøs at det er en risiko for at porene vil ødelegges ved bruk av CO_2. For å kartlegge om denne risikoen er reell, må et foretas en pilottesting av CO2-injeksjon. Dersom det kun er risiko for innsynkning av sjøbunnen, kan dette løses ved å benytte flytende installasjoner.

Det er tilsynelatende valgt konservative forutsetninger, noe som kan bidra til å stille CO_2 til EOR-tiltak på NCS i et svakere økonomisk lys en hva internasjonal erfaring tilsier.

Hvor mye olje en kan få ut avhenger også av hvor godt en kjenner reservoaret. Utvinningen på norsk sokkel generelt og de EOR-aktuelle feltene spesielt, er basert på lang erfaring og god kartlegging ved hjelp av seismikk og lignende. Små endringer i utvinningsgrad gir store utslag på totaløkonomien. Verken denne følsomheten eller følsomheten ovenfor oljepris er diskutert eller synliggjort. Mangelen på sensitiviteter gjør det vanskelig for leseren av ODs rapport å danne seg et inntrykk av det reelle økonomiske potensialet ved CO_2 til EOR-tiltak på norsk sokkel. Dermed underslås det store potensialet som ligger i CO_2 til EOR på norsk sokkel.

I tillegg til forventet utvinningsgrad er vurderingen av hvor mye olje en får ut per mengde CO_2 svært interessant for vurdering av betalingsvillighet per tonn CO_2. OD har lagt til grunn 2,5 fat olje per tonn CO_2 injisert (tilsvarer 335 kg råolje per 1,000 kg CO_2 injisert)[16]. Valget av dette tallet er ikke diskutert eller begrunnet. Internasjonal erfaring viser at dette kan være høyere.

OD-rapportens figur 6.4 viser estimater for hvor mye olje en får ut, avhengig av CO_2-mengden som injiseres. Denne viser at jo mer CO_2 som injiseres over et lengst mulig tidsrom, jo mer olje får man ut. Øvre størrelser for estimatene er satt til 30 år injeksjon og 25 mill tonn CO_2 per år, uten at det er begrunnet/drøftet hvorfor dette er satt som maksimalverdier. Av figuren ser det ut til at større volumer og lengre tid vil gi enda mer olje ut.

Når OD gjennomførte sin CO_2 til EOR studie avgrenset de mulighetsrommet for vurdering av ressurs og økonomisk potensial på norsk sokkel til kun å gjelde CO_2 til økt oljeutvinning. I en del tilfeller kan CO_2 i tillegg benyttes som trykkstøtte for økt gassutvinning (EGR). CO_2 kan også erstatte deler av den naturgassressursen som i dag blir benyttet til trykkstøtte i oljefelt, og dermed frigjøre naturgass med brennverdi til kraftproduksjon med påfølgende verdistigning av petroleumsproduksjonen på NCS.

[15] Kinder Morgan, som drifter 2 slike oljefelt henviser til disse erfaringstallene på sine hjemmesider http://www.kindermorgan.com/business/co2/

[16] I Statoils CO_2 studie av Gullfaks er dette forholdet slik det er beskrevet i ODs rapport mellom 2,26 og 4,5 fat olje per tonn CO_2 injisert. De foreløpige tallene som er oppgitt for BPs CO_2 til EOR-prosjekt på Millerfeltet er fra 2,1 til 1,5 fat per tonn CO_2 injisert http://www.bp.com/genericarticle.do?categoryId=97&contentId=7006978

Egnede CO_2-kilder

I mandatet gitt av OED står det at det ønskes *"en helhetlig oversikt over egnede kilder til CO_2 i Norge og i landene rundt Nordsjøen"*.

Rapporten ser i liten grad på muligheten for å etablere store punktkilder for CO_2 med sikte på å kunne forsyne NCS med tilstrekkelige mengder CO_2. Gjennomgangen av CO_2-kilder er i stor grad knyttet til dagens kilder, og gjenspeiler liten grad av konseptuell tenkning. Også gjennomgangen av potensielle kilder bærer preg av en begrenset horisont, uten særlig vilje til å se muligheter eller helhetlig løsninger. Eksempler på en slik konseptuell og helhetlig tenkning kan være:

- For å oppnå skalaeffekter og større mengder CO_2, er det mange interessante muligheter å se på når det gjelder å samle den fossilbaserte kraftproduksjonen langs norskekysten i større anlegg. Det er både mulig og ønskelig å ha en høyere kraftproduksjon enn det som det er gitt/meldt konsesjon om. Elektrifisering av sokkelen kan også være en bidragsyter for å få på plass store CO_2-kilder.
- Å skaffe CO_2 ved å ta CO_2 ut fra naturgassen er heller ikke omtalt. Både det å utnytte CO_2 fra eksisterende, og ikke minst nye gassfelt, må være med i en studie av mulige CO_2-kilder. For eksempel finnes det oljefelt i nærheten av Sleipner, som har god blandbarhet med CO_2. Muligheten for å utnytte den CO_2 som i dag produseres på Sleipnerfeltet, og som kun representer en driftskostnad diskuteres ikke. Heller ikke mulighetene i forbindelse med Viktoriafeltet er inkludert – ett av de største gassfeltene på norsk sokkel, som inneholder store mengder CO_2.
- Det er et stort potensiale i CO_2-produksjon ved å fremstille hydrogen fra naturgass. Hydrogen er nødvendig som drivstoff for transportsektoren. Det kan også produseres for bruk til hydrogenisering av petroleumsprodukter for å oppnå en lettere kvalitet, eller for salg til Europa sammen med naturgass i våre store transport rørledninger til kontinentet – Methagen (Se vedlegg 5 for mer informasjon om metagen)

Nødvendig infrastruktur og investeringer

Mandatet gitt av OED ønsker at det gis *"en helhetlig oversikt over nødvendig infrastruktur og investeringer"*.

CO_2-fangst

En stor del av rapporten omhandler teknologier for fangst av CO_2. Det er bemerkelsesverdig at dette vies så stor plass i en rapport som hovedsakelig skal omhandle CO_2 til EOR. Når det gjelder CO_2-fangst gir rapporten allikevel kun en overordnet teknisk gjennomgang av fangstteknologier, og en ytterligere mer overordnet oppramsing av noen tall og studier angående kostnader. Den verken identifiserer de nødvendige anleggene eller de nødvendige investeringene.

Det siste året er det blitt offentliggjort studier som indikerer at de kostnadsanslag OD benytter er basert på gammel informasjon om fangstkostnader. AkerKværner/GassTek offentliggjorde før jul 2004 en studie som viser at kostnadene for renseanlegg ferdig designet i 2007 vil være under NOK 200 per tonn CO_2.

I sin sluttrapport for fase 1 av CCP-prosjektet (Carbon Capture Project)[17], offentliggjorde CCP resultatet av fire års forskning (figur 4) som anslår brutto rensekostnader i samme størrelsesorden som

[17] Studiene som er offentliggjort er; "Vol 1 - Capture and Separation of Carbon Dioxide from Combustion", og "Vol 2 - Geologic Storage of Carbon Dioxide with Monitoring and Verification". Se også CCPs hjemmeside (http://www.co2captureproject.com/Phase1Index.htm) og Elsevier hjemmeside (http://www.elsevier.com/wps/find/bookdescription.cws_home/704293/description#description).

AkerKværner/GassTek. I tillegg til dette viser våre studier at kostnaden vil reduseres ytterligere når det justeres for internprisingen med profitt-kalkyler av energileveranser internt i gasskraftverket. Det forventes også ytterligere kostnadsreduksjoner i takt med utviklingen, spesielt med hensyn til utviklingen av aminene og investeringskostnadene. ODs rapport baserer seg på tall fra 2000 og 2002, som ligger på det dobbelte av CCPs og Aker/Kværners vurderinger.

Figur 5: CCPs vurdering av brutto fangstkostnad for et gasskraftverk i Norge basert på forskjellige teknologiske plattformer

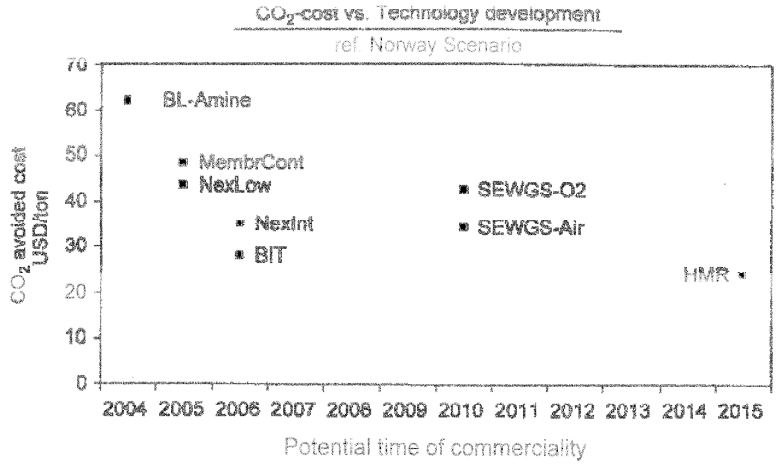


Figure 8: CO_2-cost reductions, technology development and time outlook for the Norway Scenario.

Kilde: CCP, 2005

ODs rapport fremhever behovet for forskning på fangstteknologier. Forskning er vel og bra, men i følge både det norske forskningsmiljøet[18] og leverandørene av renseanlegg, må vi nå gjennomføre teknisk design og fullskala drift for å optimalisere og videreutvikle CO_2-fangstteknologi. Det vil ikke komme noe paradigmeskifte innen teknologi som vil gi kostnadsbesparelser av betydning med det første[19]. Det er også forhold som tyder på at fremtidig teknologi ikke vil bli vesentlig rimeligere enn dagens aminbaserte fangstteknologi. I tillegg vil flere av de fremtidige teknologiske konseptene øke driftsrisikoen for et gasskraftverk, samt at denne fremtidige renseteknologien ikke har mulighet for å også rense industriutslipp i tillegg til rensing av et gasskraftverk.

Skal klimamålene nås slik FNs klimapanel anbefaler, har vi bare dagens teknologi med noe inkrementell utvikling å benytte. Det trenges vesentlige reduksjoner i klimagssutslipp allerede om 20 år. I det tidsperspektivet vil vi bare ha dagens teknologiske plattform tilgjengelig. Derfor er det nødvendig å gå videre basert på dagens teknologi.

Det neste steget for å videreutvikle dagens teknologi er å bygge anlegg og få relevant operasjonell erfaring, som kan benyttes for videre optimalisering og kostnadsreduksjoner. Det er såkalt "learning by doing", eller utvikling av industrilærekurven, som nå vil føre til kostreduksjoner[20]. Det er altså i hovedsak forbedret teknisk design og praktisk erfaring – og ikke forskning – som skal til for å få på plass optimaliserte rimeligere design og drift av renseanlegg. Både AkerKværner/GassTek og CCP sier at anlegg med meget lave rensekostnader vil kunne bli ferdig designet og klar for bestilling 1-2 år fra i dag (figur 4).

[18] Fremhevet av forskningsleder Nils Røkke ved Sintef på flere seminarer i løpet av 2004/2005.
[19] Ref. f.eks Uttalelser fra Sintef til Dagens Næringsliv 04.04.05 "Røkke og sjefsforskerkollega Erik Lindeberg har liten tro på tekniske "kvantesprang" – plutselige skift som med ett slag gjør CO_2-fjerning radikalt billigere".
[20] Ref. f.eks Paul Feron, TNO Science & Industry, og Sintef, Brussel 13-15.04.05, der de påpekte at "learning by doing" vil føre til kostreduksjoner.

Årsaken til at det er relativt store kostnadsbesparelser å hente ved å utføre ny teknisk design, er at anleggene i utgangspunktet har vært utviklet for annet bruk enn storskala fangst fra for eksempel gasskraftverk. Når det nå har oppstått sterkere incentiver for å designe med hensyn til de konkrete bruksområdene og for lavest mulig kostnad, oppstår optimaliseringsgevinster. I tillegg ligger en del av "besparelsene" i bedre og riktigere kostestimering. Tidligere studier har i hovedsak vært teknologivurderinger og -sammenligninger. Kostestimeringen har vært sjablonmessig håndtert, noe som har resultert i inkludering av irrelevante og inflaterte kostnader. Håndfaste prosjektvurderinger og budsjetter har vært fraværende.

Oppbygging og vurdering av case

Det at forskjellige felt trenger forskjellige mengder CO_2 til forskjellige tider, har lenge vært kjent. Behovet for analyser og studier som gir mer spesifikk informasjon om relevante mellomlagre og om potensielle CO_2-til-EOR-reservoarer er opplagt. Disse problemstillingene burde OD-studiet ha tatt for seg og brakt frem mer informasjon og kunnskap om. Å se på CO_2 til EOR uten å ta med reelle bufferlagre, gjør at prosjektstudiene har begrenset nytteverdi. Skal en oppnå et realistisk beslutningsgrunnlag må dette inkluderes.

I rapporten omtales to "utbyggingseksempler". Disse må imidlertid ansees som enkeltstående og overfladiske illustrasjoner langt unna reelle prosjektvurderinger. Regnestykket viser på ingen måte noe forsøk på å optimalisere prosjektet "CO_2 til Tampen" som har 8 felt identifisert som kandidater for EOR. For eksempel er det å unnlate å ta med Heimdal som mellomlager for å møte det tidsmessige avviket mellom produksjon og benyttelse av CO_2, å undergrave realismen i beregningene.

Det blir også snevert å se slike prosjekter i forhold til hver enkelt lisenshaver. Det må trekkes inn flere felt. Det er påkrevet med større samarbeidskonstellasjoner på prosjekter med lengre levetid enn Gullfaks.

Når det gjelder valg av case er Bellona av den oppfatning at også Haltenområdet bør vurderes nøye med hensyn til CO_2-håndtering. Det er mange interessante momenter i denne regionen. Foruten potensielle felt for CO_2 til EOR, har regionen Viktoriafeltet med høyt CO_2-innhold (10%), ledig kapasitet i Haltenpipe og den geologiske formasjonen i Frohavet som er vurdert egnet til varig lagring av CO_2.

Lenger nord må myndighetene sørge for at kapasitet på CO_2-røret fra Snøhvitanlegget blir slik at det kan ta andre utslipp i området. Det er nå prosjektert til å kun ta ca. 1 million tonn CO_2 per år. Røret bør bygges for også å kunne ta CO_2 fra gasskraftverket på Snøhvitanlegget, som vil slippe ut 0,9 mill tonn, Hammerfest El. sitt gasskraftverk og eventuelt andre fremtidige kilder.

Kostnader

Basert på OD-rapportens utgangspunkt for de økonomiske vurderingen, trekker rapporten ikke overraskende konklusjonen at:

- Det er for dyrt å bringe CO_2 frem til plattformen
- Det er et problem at det ikke er tilstrekkelige med kilder for CO_2 tilgjengelig for transport ut til norsk sokkel

Bellona mener den første konklusjonen er basert på både en feil forståelse av forretningsmodellen med å bringe CO_2 frem norsk sokkel og på ukorrekt informasjon med hensyn til brutto fangstkostnader for CO_2. Disse feilvurderingene legger føringer på alle øvrige konklusjoner med hensyn til tilgjengelighet av CO_2 for EOR-formål, samt vurderingen av prosjektøkonomien i CO_2 til EOR-prosjekter på NCS.

Rapporten foretar ikke en helhetlig realitetsvurdering eller drøftelse av kostnader, investeringer eller prosjektvurderinger for den nødvendige CO_2-infrastrukturen på norsk sokkel.

For eksempel er verken følsomheten med hensyn til mengde CO_2 injisert eller kvotekostnader inkludert. Rapporten legger til grunn en statisk kvotepris på EUR 10 per tonn CO_2[21] og en statisk mengde på 5 millioner tonn CO_2 injisert. Dette er parametere som bør diskuteres og undersøkes nøyere, da endringer i disse parametrene påvirker lønnsomheten av CO_2-prosjektene sterkt.

En av de viktigste premissene for de økonomiske vurderingen som er foretatt i ODs rapport er implisitt i rapporten og ikke drøftet, og det er koblingen mellom brutto fangskostnad for CO_2 i forbindelse med fangst fra et gasskraftverk og kostnaden og finansiell risikovurdering av bruk av CO_2 til EOR. Denne premissen er en logisk feilslutning og den antatte koblingen mellom brutto CO_2-fangstkostnader og prisen for CO_2 levert til plattform er gal. Dette er en av hovedpremissene som gir et galt bilde og følgelig et galt beslutningsgrunnlag for å vurdere muligheten for å benytte CO_2 til EOR på NCS.

Hvordan levetiden og en eventuell "realrestverdi" håndteres i regnestykkene kan også diskuteres. Fluor oppgir den garanterte økonomiske levetiden på sine aminrenseanlegg til å være 30 år, og for rørledninger kan en diskutere om det bør være enda lengre. 40 år ble benyttet av NVE i prosjektvurderinger foretatt i forbindelse med "gassmeldingen". Det ser ut til at rapporten legger kortere økonomisk levetid til grunn enn dette. Det er også viktig å få til et forretningskonsept der infrastrukturkostnadene fordeler seg på flere enn den første brukeren av CO_2-rørledningen.

I klimasammenheng er det reelle alternativet til å kjøpe CO_2-utslippskvoter i utlandet å lage en CO_2-infrastruktur. Det legges ikke avkastningskrav på kvotekjøp. Kvotekjøp sees på som en ren utgift. Dermed er det ikke er riktig å legge avkastningskrav på alternativet når dette skal sammenlignes. Basert på dette prinsippet vil for eksempel transportkostnadene bli vesentlig lavere enn det OD-rapporten legger til grunn.

Utfordringer og barrierer

Mandatet gitt av OED ønsker at det gis *"en helhetlig oversikt over utfordringer og barrierer for å få gjennomført prosjekter med CO_2-injeksjon for økt oljeutvinning, for eksempel økonomiske forhold, umoden teknologi, konkurrerende tiltak for økt oljeutvinning mv."*

Dette punktet har fått en fremtredende plass i rapporten. Det fleste konklusjonene i rapporten er fremstilt som barrierer. I tillegg opplever vi at utfordringene er overfokusert i forhold til mulighetene. Dette gir etter vår mening et ubalansert inntrykk av at CO_2-håndtering er vanskelig og dyrt. Mulighetsstudiet fremstår dermed som en umulighetsstudie. Utfordringene er lite drøftet med hensyn til hvordan utfordringen kan eller bør overkommes.

Større og mindre utfordringer/barrierer er ramset opp på lik linje uten en vurdering av den enkelte barrieres betydning, og uten fyldigere drøftinger eller vurderinger. Bellona savner drøfting av:

- Behovet for å fremskaffe mer og bedre reservoarkunnskap
- Behovet for utarbeidelse av klare forretningskonsepter for å avklare enkeltaktørenes roller
- Risiko og forutsigbarhet for forskjellig aktører i CO_2-verdikjeden
- Incentivene for kostnadsreduksjoner og effektiv teknisk design
- Transparens i kostnads og lønnsomhetsvurderinger
- Metoder for kostnads- og lønnsomhetsvurderinger
- Realistiske prosjektkonsepter for bruk av CO_2 til EOR

[21] Den siste tiden har kvoteprisen ligget på rundt 20 Euro per tonn CO_2.

- Hvordan staten kan bære noe av utbyggingsrisikoen basert på forventet fortjeneste i form av økte skatteinntekter knyttet til meroljeutvinning fra modne oljefelt, og reduserte nedstengningskostnader grunnet forlenget levetid på feltene.
- Koordinering av oppgaver for å kunne realisere CO_2 til EOR på norsk sokkel

Mulige virkemidler og kostnadene ved å gjennomføre disse

Det er svært beklagelig at OD i rapporten ikke har sett på CO_2 til EOR i en større samfunnsmessig sammenheng. Hva kan staten tjene på:

- En bedre utnyttelse av landets olje-og gassressurser
- Utsatte fjerning/opphoggingskostnader
- En bedre bruk av kvoteutgiftene
- Å aktivt ta likevel uunngåelige skritt på veien mot lavutslippsamfunnet
- Å overholde internasjonale avtaler
- Å være med på teknologikappløpet og oppbygging av "knowhow"
- Hva CO_2-håndtering vil bety for landbasert industri og som tilrettelegging for nødvendig langsiktig omstilling i næringslivet

Bellona finner det urovekkende at punktet om *"mulige virkemidler myndighetene kan anvende for å stimulere til bruk av CO_2 for økt oljeutvinning og kostnadene ved gjennomføring av disse"* overhodet ikke er besvart all den tid dette var spørsmålet Stortinget ba regjeringen besvare. Hvorfor dette ikke er besvart er det ikke gitt noen eksplisitt begrunnelse for. Det er for øvrig underlig at OED av denne grunn ikke har sendt besvarelsen i retur.

Stortinget har så langt vi kan se ikke fått svar på sitt spørsmål. Bellona tar oppgaven, og mener at vår rapport langt på vei besvarer Stortingets spørsmål.

I forbindelse med vurderingen av muligheten for å etablere en CO_2-verdikjede i Norge, er identifiseringen av nødvendige tiltak og virkemidler, de tilknyttede økonomiske forhold både for bedriftene og AS Norge, det viktigste arbeidet som nå bør gjøres.

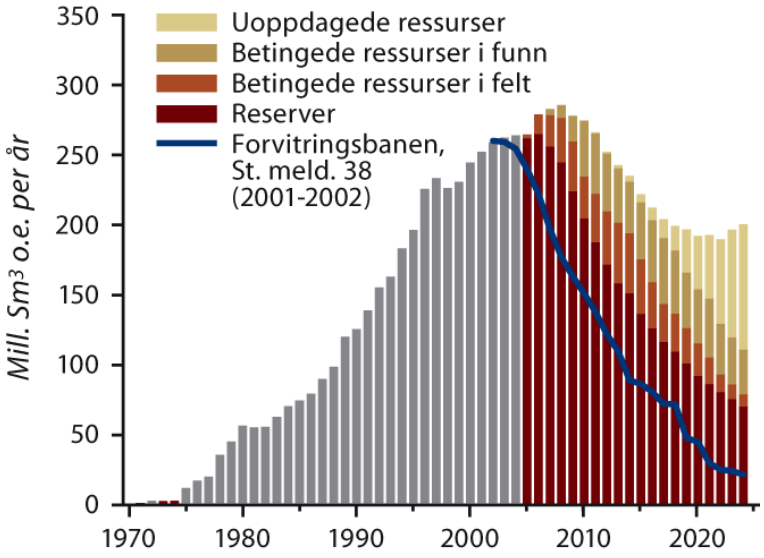
Vår rapports kapittel 8 og 9 gjennomgår de tiltak og virkemidler Bellona mener OD i det minste burde ha vurdert.

Kapittel 4: Petroleumsressurssene på norsk sokkel

Ressurser, reserver og produksjon på norsk sokkel

I følge Oljedirektoratets ressursrapport for 2005, som representerer de siste offentliggjorte prognoser for norsk sokkel, forventes den samlede olje- og gassproduksjon på norsk kontinentalsokkel (NCS) å nå toppen i 2008 med en produksjon på ca. 286m Sm^3 oljeekvivalenter per år (figur 6).

Figur 6: Samlet petroleumsproduksjon på NCS

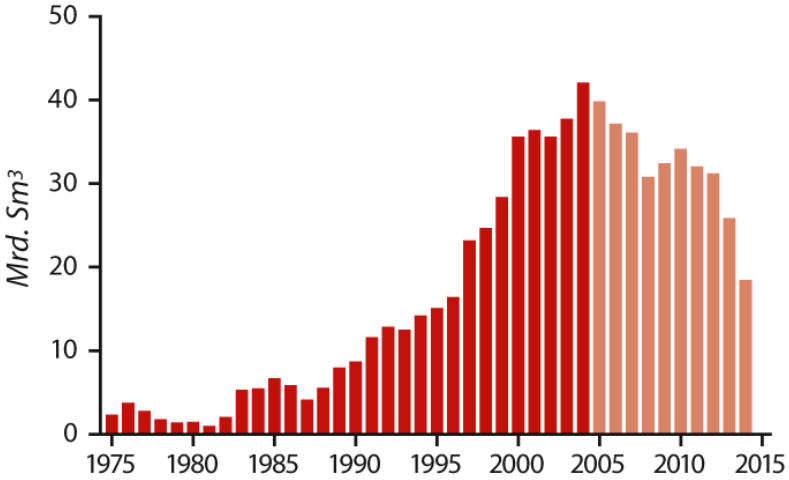


Kilde: Oljedirektoratet, Ressursrapporten 2005

Produksjonen av naturgass forventes å stige, mens produksjonen av olje og kondensat er forventet å falle betydelig fra 2005 og fremover. Platånivået for væskeproduksjonen vi har hatt i perioden 1996 til 2004 var ca. 190m Sm^3 årlig.

Basert på eksisterende produksjon, ressurser i felt og kjente funn, forventes det at oljeproduksjonen vil bli redusert til et nivå på ca. 140m Sm^3 i 2010, og ca. 90m Sm^3 i 2015. Dette representerer en halvering av vår oljeproduksjonen de neste 10 årene (figur 9)

Figur 7: Samlet bruk av gass til trykkstøtte på NCS

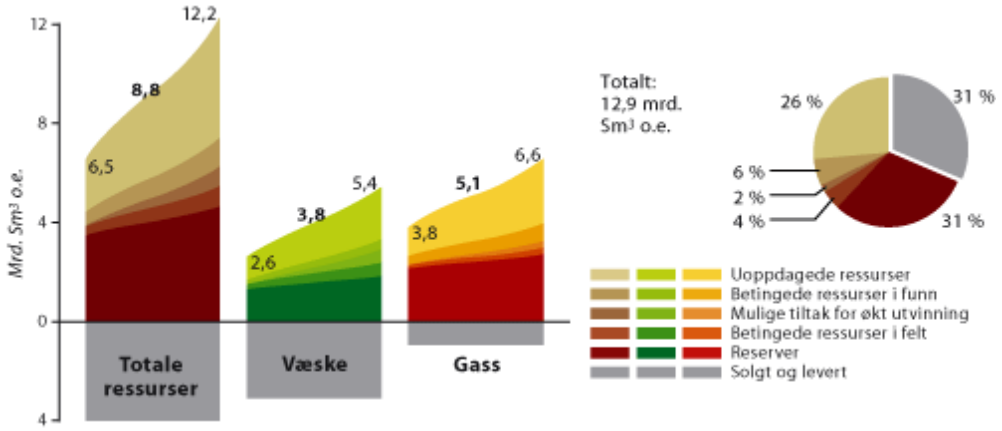


Kilde: Oljedirektoratet, Ressursrapporten 2005

Av den gassen som blir produsert brutto på NCS, har i gjennomsnitt ca. 35% de siste ti årene blitt brukt til trykkstøtte for meroljeutvinning. Utviklingen forventes å fortsette de neste 10 år. Med hensyn til verdiskapningen på NCS er det interessant å registrere at det forventes at det totale forbruket av gass til trykkstøtte (figur 7) i neste 10 års-periode er i størrelsesorden 320 – 330 milliarder Sm^3. For å sette denne bruken av gass i perspektiv kan vi si at dette tilsvarer en salgsverdi med dagens gasspriser på ca. 400 milliarder, eller en produsert kraftmengde med et konvensjonelt gasskraftverk tilsvarende ca. 2,100TWh, med en salgsverdi av elektrisiteten størrelsesorden NOK 530 til 730 milliarder avhengig av marked (Norden vs. Tyskland). Ressurssituasjonen for NCS er at vi har produsert ca. halvparten (2,870 millioner Sm^3) av den oljen som forventes produsert totalt sett,

inklusive uoppdagede ressurser (5,837 millioner Sm^3). Av de resterende oljeressursene er 1,807 millioner Sm^3 forventet produsert fra kjente ressurser, mens anslaget for uoppdagede ressurser er ca. 1,160 millioner Sm^3. For gassproduksjonen er situasjonen noe lysere med hensyn til gjenværende reserver og ressurser.

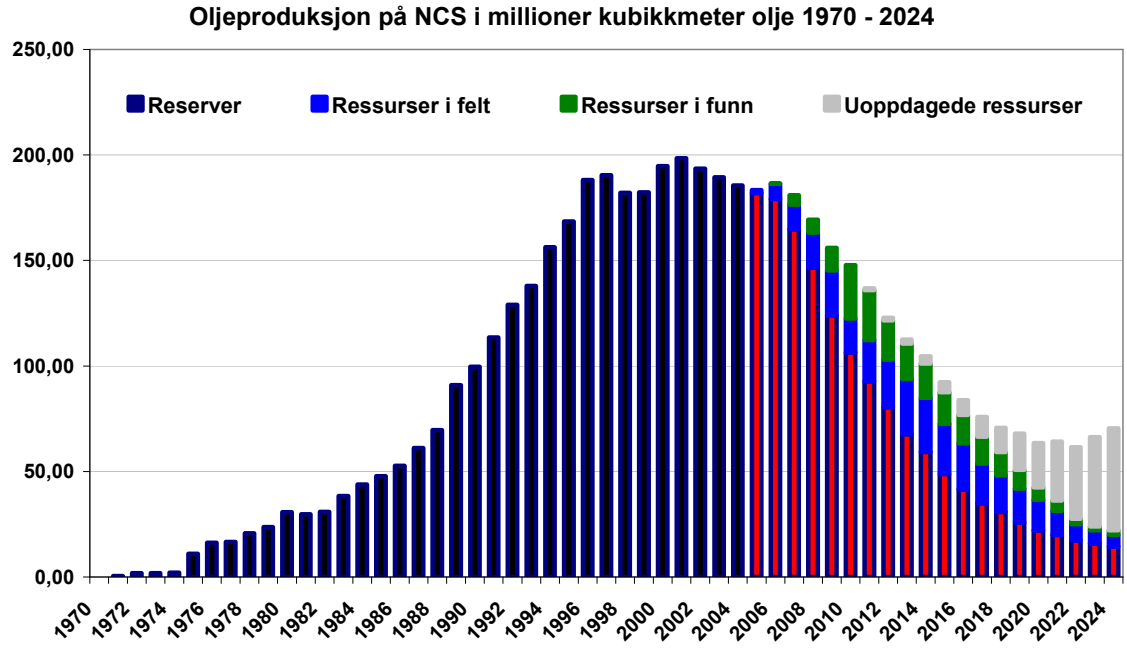
Figur 8: Samlede petroleumsressurser på NCS



Kilde: Oljedirektoratet, Ressursrapporten 2005

Den samlede oljeproduksjon på norsk sokkel ser ut til å ha nådd toppen, og forventes å synke fra et nivå på ca. 190 millioner Sm^3, for å falle ned mot et gjennomsnitt på 120 til 140 millioner Sm^3 de neste 10 år. Akkumulert produksjon i neste 10-årsperiode vil i henhold til prognosen være ca. 380 millioner Sm^3 lavere enn den foregående 10-årsperioden. Dette tilsvarer et inntektsbortfall på NOK 930 milliarder med dagens oljepris.

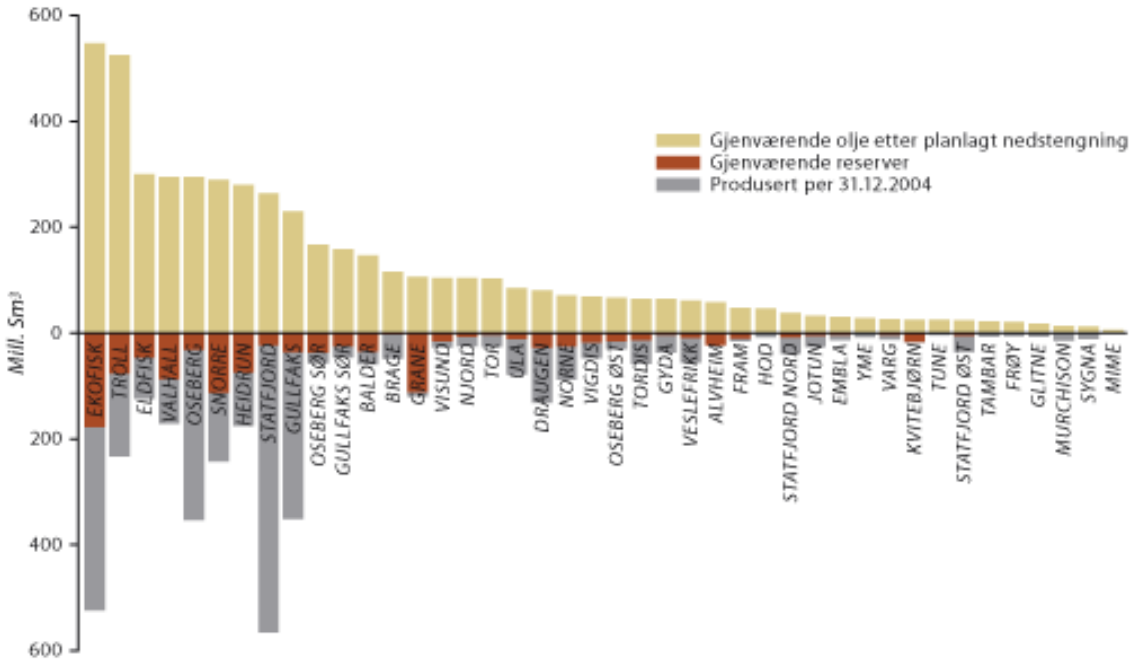
Figur 9: Olje- og kondensatproduksjon på NCS 1970 – 2024



Kilde: Bellona, 2005, Oljedirektoratet

Det vil imidlertid være betydelige olje- og gassressurser igjen i oljefeltene etter planlagt nedstegning (figur 10).

Figur 10: Oljefelt på NCS – ressursanslag for produksjon, gjenværende reserver og ressurser etter nedstengning



Kilde: Oljedirektoratet, Ressursrapporten 2005

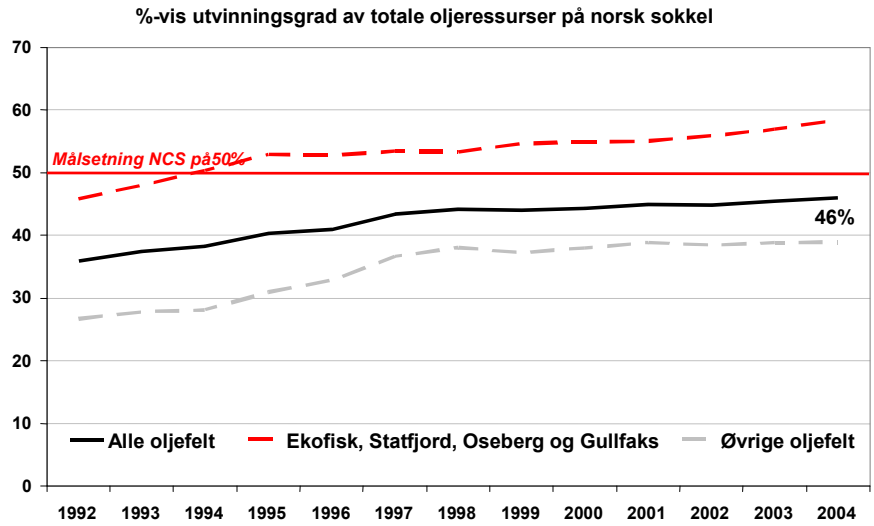
Utvinningsgrad og modning på norsk sokkel

OD anslår at den gjennomsnittlige forventede utvinningsgraden av opprinnelige oljeressurser i felt for NCS er ca 46% p.t. Vår nasjonale målsetting er å kunne nå et nivå på 50% totalt sett.

De feltene som har den høyeste utvinningsgraden (rød linje i figur 11) er også de samme feltene som i dag benytter størstedelen av gassen som medgår til trykkstøtte (figur 12).

Ekofisk, Statfjord, Oseberg og Gullfaks står alene for 61% av den gass som er brukt til økt oljeutvinning totalt sett siden 1975, tilsvarende 253 milliarder Sm3

Figur 11: Utvinningsgrad for norsk oljeproduksjon 2004



Kilde: Oljedirektoratet, Ressursrapporten 2005

(totalen er 413 milliarder Sm3).

Statfjordfeltet, som har vært vår største oljeprodusent, er nå på vei inn i senfaseproduksjon.

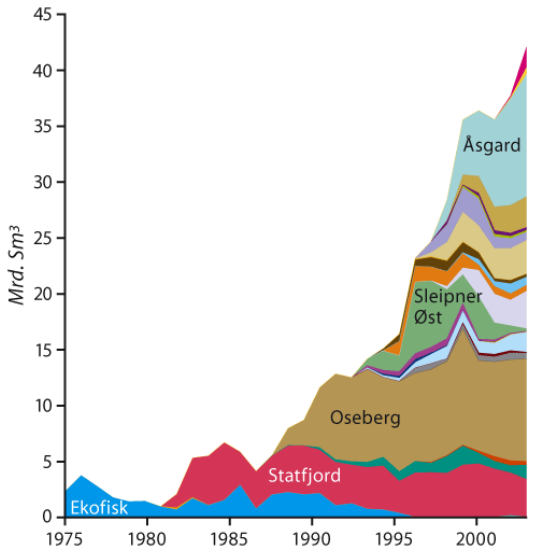
At norsk sokkel begynner å nærme seg et punkt i produksjonssyklusen hvor en økende andel av feltene går fra platåproduksjon til moden- og senfase-, samt haleproduksjon, får mange og betydningsfulle konsekvenser.

Hovedeffektene kan kort oppsummeres som følger:

- Økte enhetskostnader ved produksjon
- Reduserte skatteinntekter til staten
- Redusert kontantstrøm til SDØE/Petoro
- Redusert aktivitetsnivå og bemanningsnivå, både på land og på plattformer

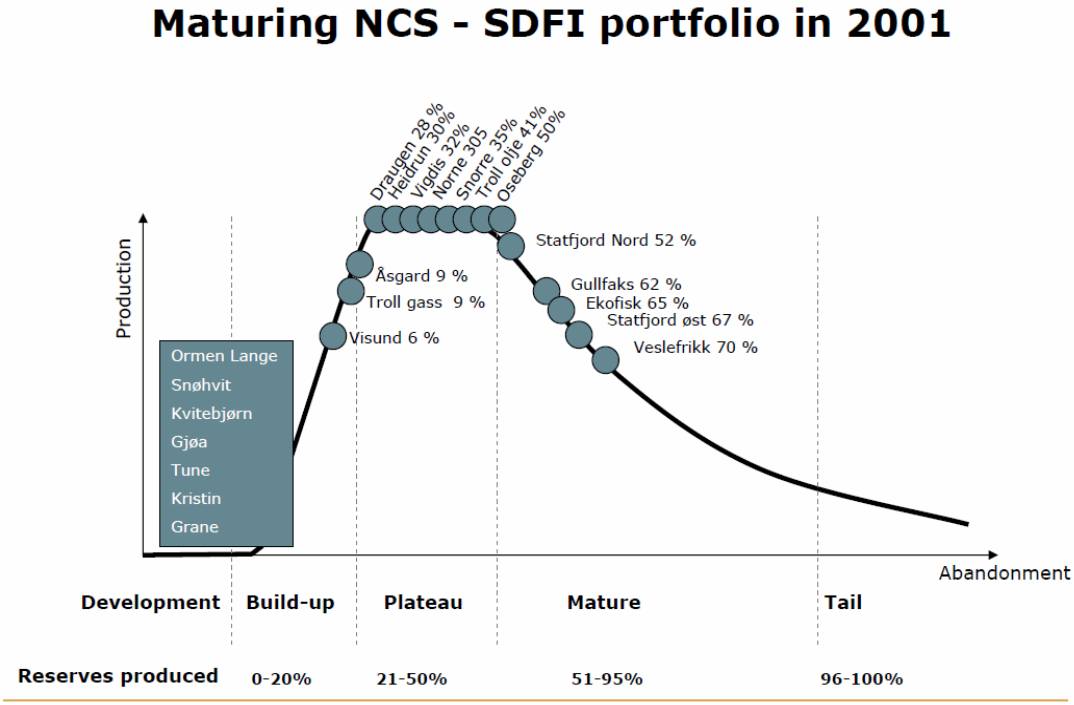
Figur 13, 14 og 15 viser med all tydelighet hvor raskt norsk sokkel nærmer seg modningsfase. På knappe 10 år har en betydelig andel av SDØE/Petoros felter beveget seg fra platåproduksjon til moden fase.

Figur 12: Gassinjeksjon per felt på NCS 1971 - 2004



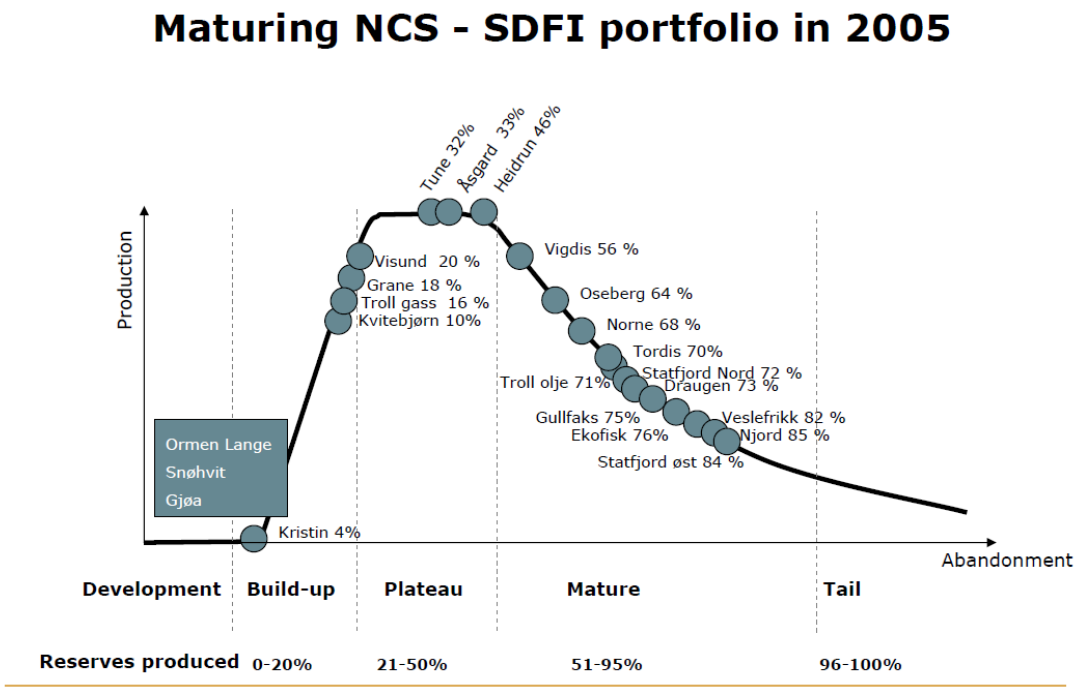
Kilde: Oljedirektoratet, Ressursrapporten 2005

Figur 13: SDØE portefølje etter modenhet 2001



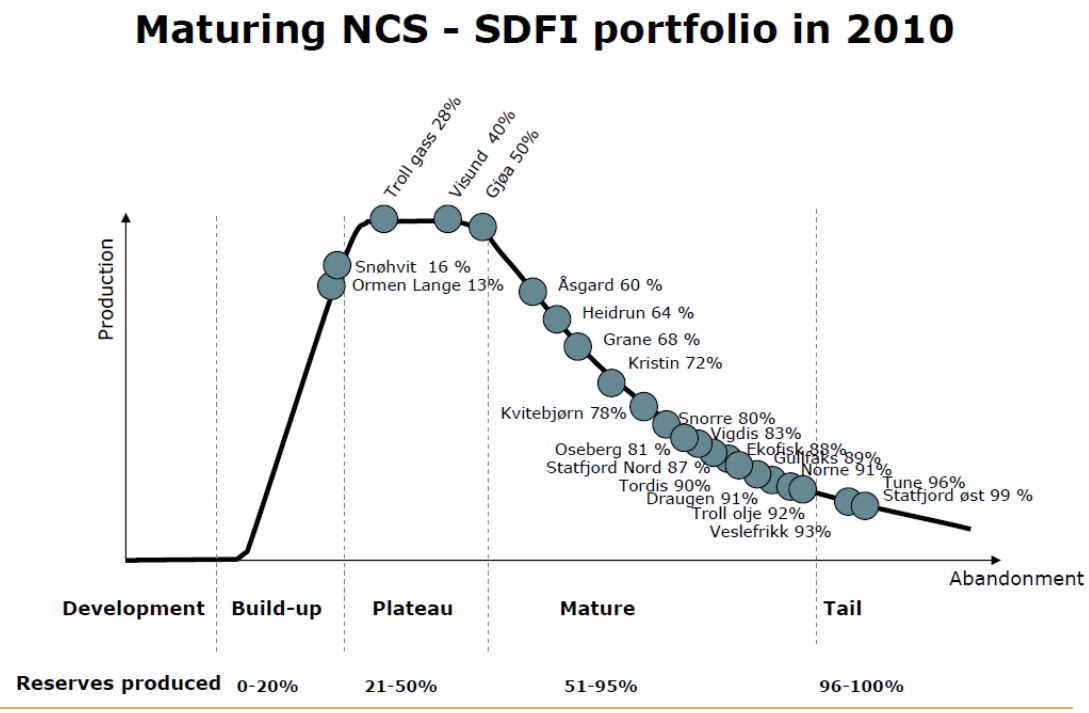
Kilde: Skjærpe, Petoro, 2004

Figur 14: SDØE portefølje etter modenhet 2005



Kilde: Skjærpe, Petoro, 2004

Figur 15: SDØE portefølje etter modenhet 2010

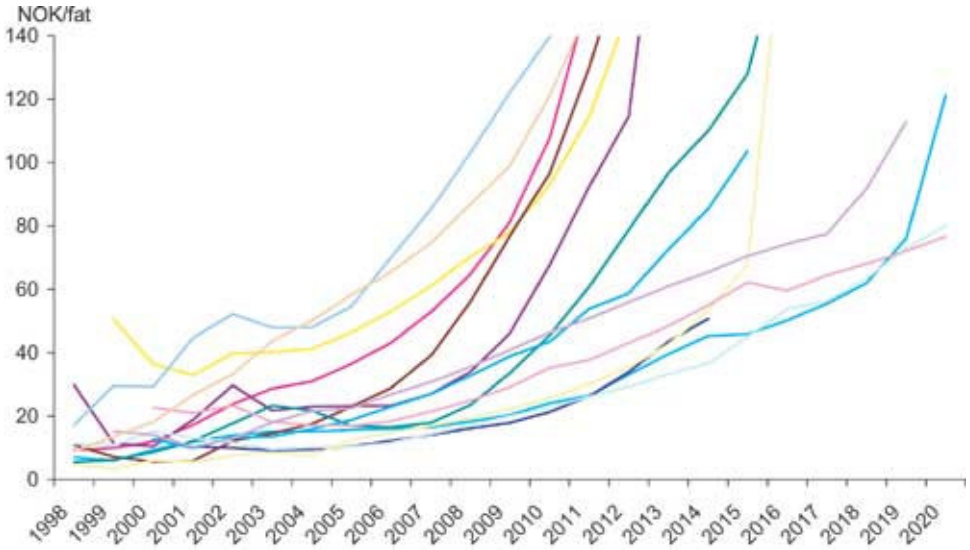


Kilde: Skjærpe, Petoro, 2004

Det er verdt å merke seg at Petoro i 2004 ikke har registrert noen felt under utvikling i 2010.

Tiden fra funn til start på petroleumsproduksjon kan ta 10 år for felt som ikke er i nærheten av etablerte installasjoner. Utviklingen av SDØEs portefølje er derfor et urovekkende tegn for utviklingen av norsk sokkel.

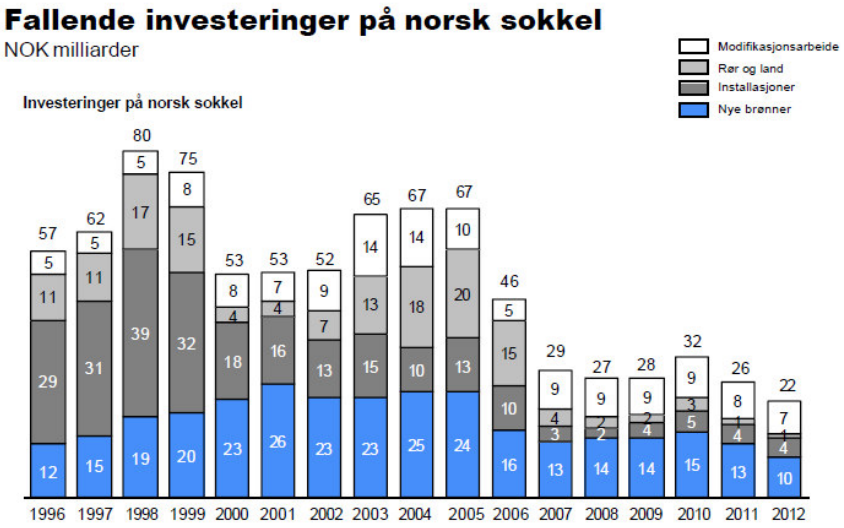
Figur 16: Enhetskostnader i NOK per fat oljeekvivalent ved drift på norsk sokkel 1998 – 2020 per felt



Kilde: Kon-Kraft, 2004

Driftskostnadsnivået på norsk sokkel er i dag i størrelsesorden NOK 20 – 30 per fat oljeekvivalent produsert. Det forventes imidlertid at enhetskostnadsnivået vil stige betydelig som en konsekvens av redusert produksjonsvolum (figur 16). Dette vil bidra til å gjøre norsk sokkel mer sårbar for lave olje- og gasspriser enn tidligere. I tillegg vil økte enhetskostnader bidra til å redusere statens skatteinngang per fat produsert på samme oljeprisnivå, i forhold til tidligere perioder.

Figur 17: Investeringer på norsk sokkel



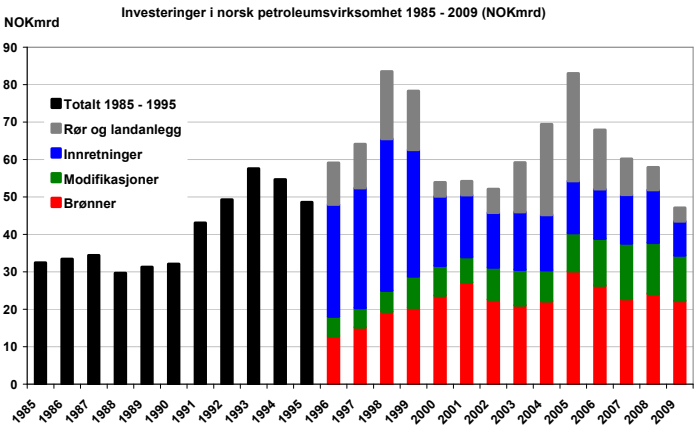
Kilde: Kon-Kraft, 2004

I 2004 gjennomførte norsk oljeindustri en vurdering av kostnads og investeringsnivået. De valgte å gi rapporten tittelen: *"Norsk petroleumsvirksomhet ved et veiskille"*. Figur 17 viser Kon-Krafts anslag fra 2004 over investeringer på norsk sokkel frem til 2012.

Den siste prognosen for investeringer fra OD (i forbindelse med Ressursrapporten 2005) har imidlertid økt anslaget for investeringer i petroleumsvirksomheten noe i forhold til Kon-Krafts anslag fra 2004 (figur 18).

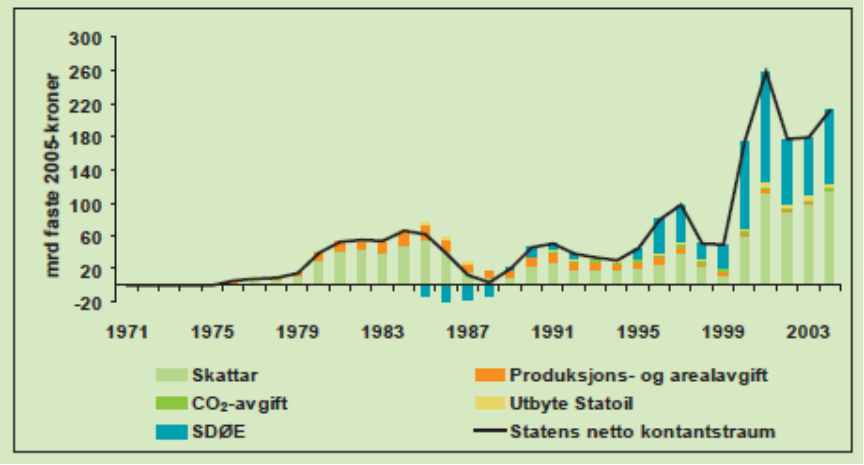
Det er først de senere år at statens kontantstrøm fra petroleumsvirksomheten har skutt i været, med påfølgende økt verdi av Petroleumsfondet. En fortsatt høy kontantstrøm fra petroleumsvirksomheten er imidlertid ikke bare avhengig av høye olje- og gasspriser, men også av at investeringsnivået opprettholdes og nye olje- og gassressurser utvinnes.

Figur 18: Årlige investeringer i norsk petroleumsvirksomhet 1985 – 2009 i NOKmrd



Kilde: SSB, OD, 2005

Figur 19: Statens kontantstrøm fra petroleumsvirksomheten



Kilde: OED, OD, 2005

Tiltak som kan bidra til å opprettholde produksjon og investeringsnivå på norsk sokkel er av stor betydning for den fremtidige økonomiske utviklingen i Norge. Dette vil for norsk sokkel i liten grad være hjulpet av nye funn, fordi det meste av sokkelen er utforsket. Det viktigste virkemiddelet for å møte denne utfordringen er for norsk sokkel å øke utvinningsgraden. **For Bellona er konklusjonen glassklar – norsk sokkel må føres inn i tredjefase olje- og gassutvinning.**

Kapittel 5: CO_2 til EOR – en teknisk introduksjon

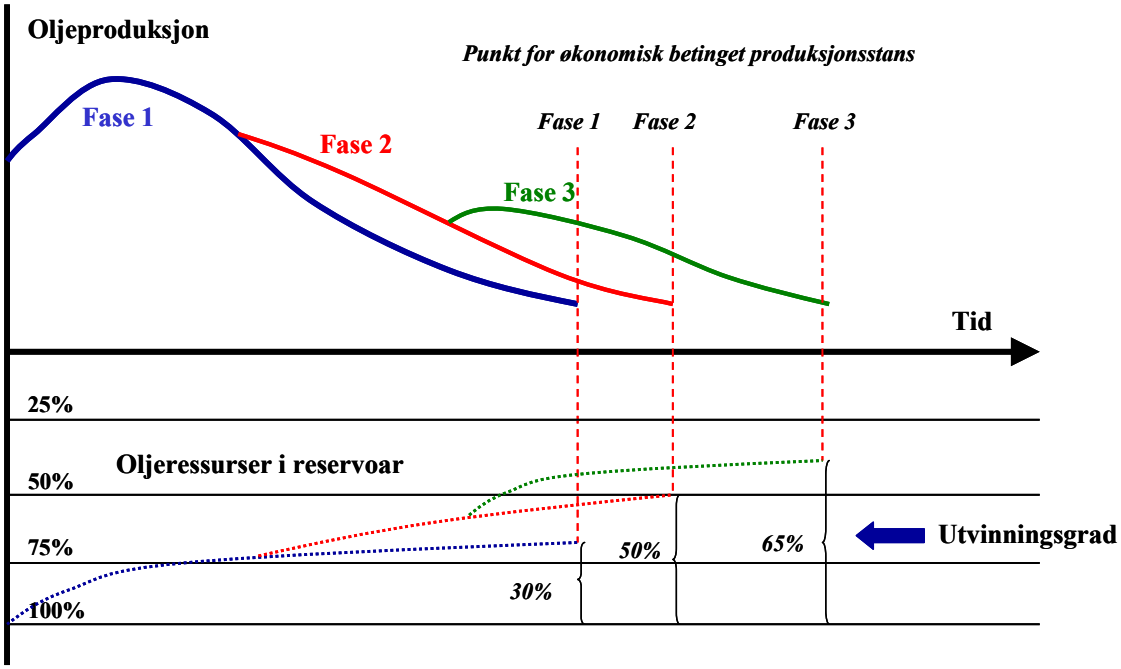
Tredjefase oljeutvinning

Produksjon fra et oljefelt går i faser på grunnlag av reservoarets utvikling. En beslutning om å igangsette bruk av CO_2 på norsk sokkel er samtidig en beslutning om å bringe produksjonen av olje på NCS inn i det som den internasjonale oljeindustrien omtaler som "tredjefase" produksjon.

Produksjonen fra oljefelt innedeles i tre faser (figur 20);

- Fase 1) Produksjonen av olje forløper som følge av eksisterende reservoartrykk (dvs. avtapping av lett tilgjengelige oljereserver i reservoaret)
- Fase 2) I fase 2 injiseres vann (evt. gass) for å opprettholde trykket i reservoaret etter hvert som trykket i reservoaret faller som følge av den reduserte oljemengden i reservoaret.
- Fase 3) I fase 3 "vaskes" reservoaret med CO_2. CO_2 påvirker oljen i reservoaret kjemisk og gjør den mer letteflytende. Ved å "løse" opp oljen på denne måten frigjøres oljeressurser som ellers ville blitt værende i reservoaret. Vekselvis bruk av CO_2 og vann bidrar til en kostnadseffektiv metode for både vasking og trykksetting av reservoaret.

Figur 20: Produksjonsprofil for oljefelt gjennom fase 1 - 3



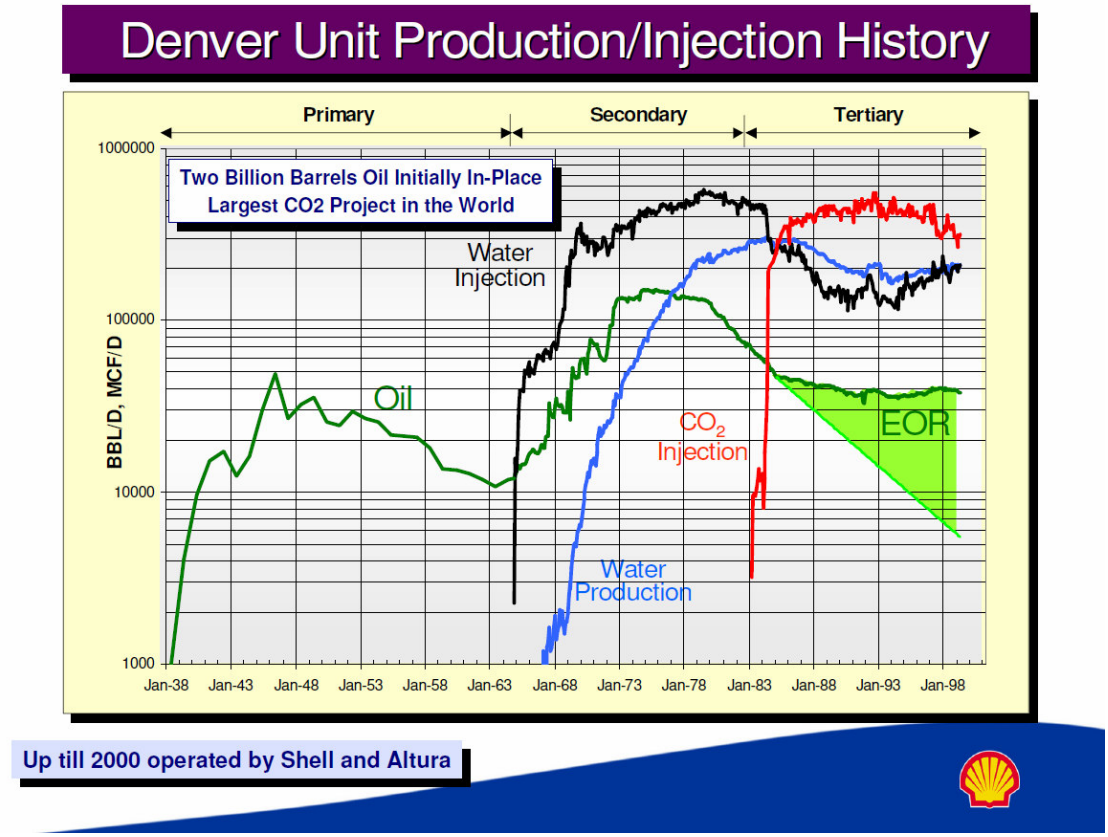
Kilde: Bellona, 2005

Ressurspotensialet for meroljeutvinning basert på internasjonal erfaring med bruk av CO_2 er for norsk sokkel i størrelsesorden 270[22] til 1,400 millioner Sm^3 olje[23]. Dette representerer mellom 18 og 70% av

[22] 270 millioner Sm^3 er basert på 2% utvinningsgrad av hele oljeressursbasen på norsk sokkel.
[23] 720 til 1,400 ved bruk av internasjonale erfaringstall for prosentvis merutvinning fra 8 til 16% av opprinnelig tilstedeværende olje, mer om dette senere. Sintef har gjennomført flere studier og modelleringer av CO_2 til EOR-

anslaget for gjenværende oljeproduksjon. Det meste av disse ressursene vil kun være tilgjengelige for produksjon hvis CO_2 blir benyttet til å "vaske ut" reservoarene, grunnet CO_2s kjemiske egenskaper og påvirkning på oljen.

Figur 21: Oljeproduksjon, vann- og CO_2-injeksjon for et Texas basert oljefelt brakt gjennom fase 1 til 3 av Shell International



Kilde: Shell International R&P

Med tanke på den forventede utviklingen av norsk sokkel, så betyr en slik potensiell meroljeutvinning ved bruk av CO_2 at hovedutfordringen for den modne delen av norsk sokkel de neste 20 årene er å bringe feltene inn i tredjefase olje- og gassutvinning. For å få til dette er det to utfordringer som må løses:

- Skaffe tilstrekkelige mengder CO_2 for å drifte reservoarene
- Sørge for at tilstrekkelige mengder CO_2 er tilgjengelig til en akseptabel pris for at tredjefase oljeutvinning skal være lønnsomt.

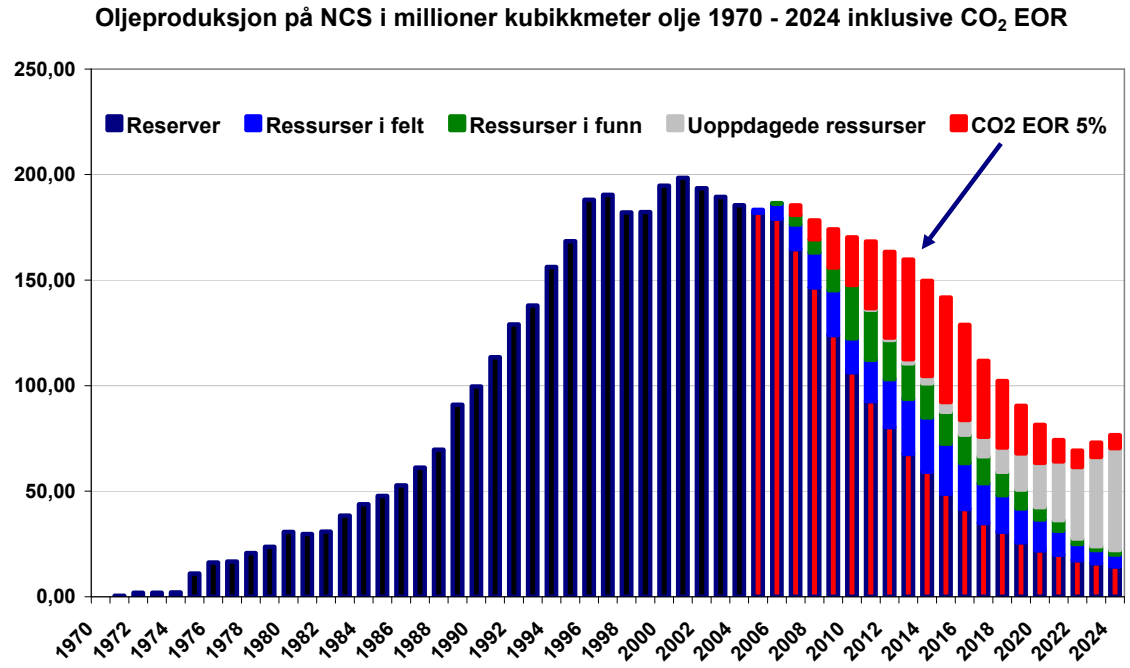
Disse utfordringene kan, hvis de blir sett i sammenheng med Norges klimautfordringer, være overkommelige. Dette skjer ved at det etableres en verdikjede for CO_2 i Norge.

Figur 22 illustrerer en potensiell produksjonsprofil for olje på NCS ved tilfellet der CO_2 gir en EOR-effekt på 5%, altså at man får ut 5 prosentpoeng mer av opprinnelig tilstedeværende oljeressurs fra

potensialet på norsk sokkel. I en studie fra 2000 ble det anslått at det totale potensialet for meroljeutvinning ved bruk av CO_2 på NCS er i størrelsesorden 1 til 2 milliarder Sm^3 med olje.

reservoarene. Dette tilsvarer 450 millioner Sm^3 olje med en salgsverdi på dagens priser på NOK 1,200 milliarder.

Figur 22: Olje og kondensatproduksjon på NCS 1970 – 2024 inklusive 5% EOR effekt fra bruk av CO_2



Kilde: Bellona, 2005, Oljedirektoratet

Men før vi går over i de økonomiske vurderingene av merutvinningspotensialet på norsk sokkel, er det hensiktsmessig å avklare de tekniske forholdene knyttet til bruk av CO_2 for meroljeutvinning.

CO_2 og blandbarhet

Uttrykket "miscibility" – blandbarhet, er nøkkelen til forståelsen av CO_2s egenskaper i forhold til oljeproduksjon. CO_2 har kjemiske egenskaper som gjør det bedre egnet enn naturgass og vann til å drive av et oljereservoar. I tillegg har CO_2 egenskaper som er velegnet for å opprettholde trykk i både olje- og gassreservoarer. Av den grunn er bruk av CO_2 i forbindelse med oljeproduksjon meget interessant, fordi det vil kunne frigjøre olje- og gassressurser som uten bruk av CO_2 ellers ville forblitt utilgjengelige.

CO_2 har blitt benyttet som virkemiddel for å bidra til merutvinning av olje i mer enn 30 år. Hoveddelen av denne aktiviteten har vært, og er i dag, i USA. Erfaringene fra USA danner et godt grunnlag for å vurdere mulige effekter på norsk sokkel. Det første CO_2 til EOR-prosjektet på britisk sokkel er nå vedtatt gjennom BPs varslede beslutning om merutvinning av Millerfeltet. Vi har også gjennom Statfjordfeltets bruk av blandbar gassinjeksjon, eksempler på norsk sokkel som kan sammenlignes med bruk av CO_2 til EOR.

Årsaken til at CO_2 fungerer bedre til å drive av et oljereservoar enn vannfløming, og til dels gassinjeksjon, er at CO_2 påvirker oljen i reservoaret kjemisk. CO_2 reagerer med oljen og gjør den mer lettflytende ved at CO_2 reduserer overflatespenningen i oljen. Den reduserte overflatespenningen reduserer friksjonen mellom olje og stein i reservoaret. Resultatet av CO_2-injeksjonen er at oljereservoaret "vaskes" ut mer effektivt enn kun ved å opprettholde trykket i reservoaret. Det er

denne kjemiske virkningen som gjør at oljereservoaret kan produsere mer olje enn ved bruk av vann og gass. Dette er er grunnlaget for at begrepet "enhanced oil recovery" (EOR). En slik blandbarhet oppnås lettere og oftere ved bruk av CO_2 enn ved bruk av naturgass. I tillegg til å ha bedrede blandbarhetsegenskaper kan CO_2 brukes, i likhet med naturgass, til å opprettholde trykket i reservoaret.

I forbindelse med bruk av CO_2 til EOR er det to vesentlige forhold som må vurderes i forhold til reservoaret:

A. Forventet prosentvis merutvinning av olje som følge av bruk av CO_2, grunnet "vaske-effekten"
B. Hvor mange fat olje som kan produseres per tonn CO_2 injisert (CO_2/olje-mengderelasjon).

Det første forholdet gir grunnlag for vurderingen av totaløkonomien i et CO_2 til EOR prosjekt med hensyn til salgbar olje. Videre vil mengderelasjonen angi det totale behovet for CO_2, samt i vesentlig grad påvirke betalingsvilligheten per tonn CO_2 levert plattform. I en prosjektvurdering av et CO_2 til EOR-tiltak vil sensitivitetsanalysene av prosjektet, med hensyn til utvinningsgrad og mengderelasjon, gi svært verdifull informasjon for den finansielle vurderingen av lønnsomhet.

En av svakhetene ved ODs rapport om CO_2 til EOR på norsk sokkel er mangelen på synliggjøring av de økonomiske sensitivitetene knyttet til disse to forholdene. ODs rapport identifiserer det de anser som relevant prosentvis merutvinningsgrad for norsk sokkel, men har ikke informert om CO_2/olje-mengderelasjonen som er brukt. Samtidig har man valgt konservative forutsetninger. Disse faktorene bidrar til at ODs rapport stiller CO_2 til EOR-tiltak på NCS i et svakere økonomisk lys enn hva internasjonal erfaring tilsier.

Et tilleggselement er at mangelen på sensitiviteter, basert på varians i disse viktige premissene, gjør det vanskelig for leseren av ODs rapport å danne seg et inntrykk av det reelle økonomiske potensialet ved CO_2 til EOR-tiltak på norsk sokkel.

Innslag av CO_2 i produsert olje og gass

En av de potensielt negative utfordringene ved bruk av CO_2 i forbindelse med olje- og gassproduksjon er imidlertid også knyttet til CO_2s blandbarhet med olje og gass. CO_2 har ingen brennverdi. Gass produsert ved hjelp av trykkstøtte fra CO_2-injeksjon vil få en økt CO_2-gehalt som følge av denne blandbarheten. Konsekvensen er at naturgassen får lavere brennverdi med økende CO_2 -innhold, og følgelig lavere salgsverdi jo større konsentrasjonen av CO_2 er. I verste fall kan gassen bli uselgelig, med mindre avtaker av gass kan ta naturgass med høy CO_2 -konsentrasjon.

Problemet med høyt CO_2-innhold i råolje er et betydelig mindre operativt problem. Ombord på en olje- og gassplattform kan høyt CO_2-innhold i råoljen løses ved at CO_2 tas ut av oljen gjennom plattformens separator.

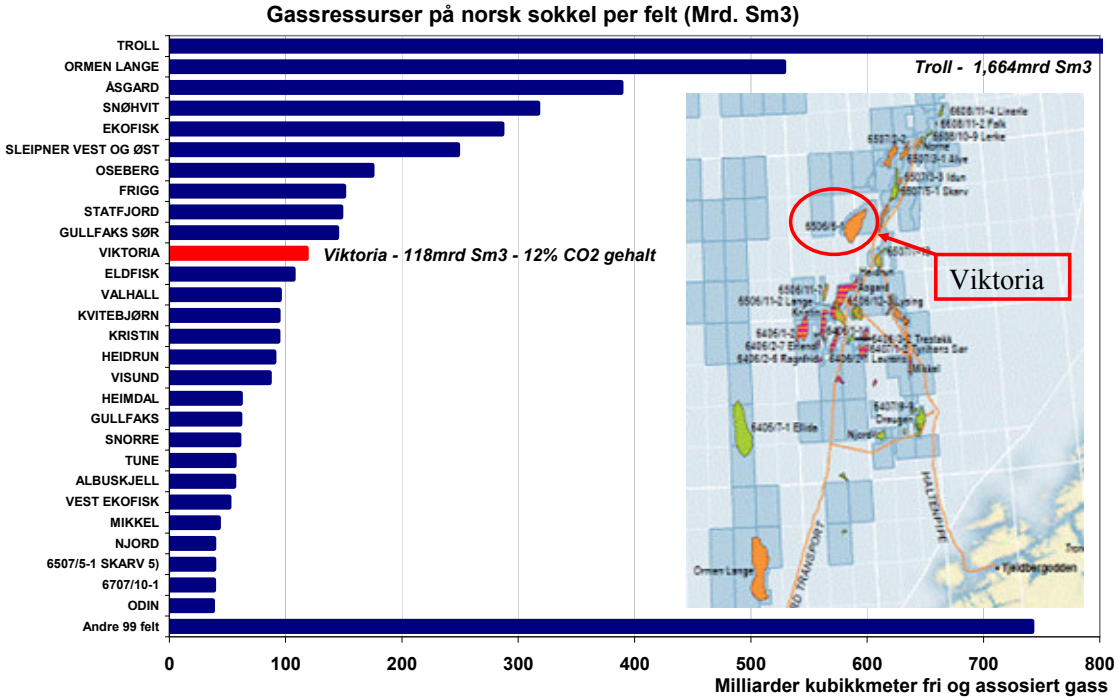
Reduksjon av høyt CO_2-nivå i gass er derimot en mer omfattende separasjonsprosess. Dette kan for eksempel gjøres offshore i form av aminabsorpsjon (som på Sleipnerfeltet). Separasjonsprosessen av CO_2 fra naturgassen kan imidlertid også foregå ved et landanlegg for gassprosessering, som for eksempel på Kårstø.

Et positivt element ved en etablering av en CO_2-infrastruktur i Norge er at naturgass med høyt CO_2-innhold kan benyttes direkte i kraftproduksjon. På norsk sokkel har vi i dag flere gassfelt med høy konsentrasjon av CO_2. Eksempler på dette er Sleipnerfeltet i Nordsjøen og Viktoriafeltet i Norskehavet. Feltene Sleipner vest og øst har vært i gassproduksjon siden 1993. Gassen på Sleipner har i utgangspunktet et CO_2 innhold på 9%, noe som er over maksimumsgrensen på 2,5% for salg av naturgass til de europeiske kjøperne. Dette betyr at man i forbindelse med produksjonen av Sleipnergassen har investert i et gassprosseseringsanlegg på feltet, hvor man ved bruk av aminabsorpsjon renser naturgassen for CO_2. Konsentrert CO_2 blir deretter reinjisert i en geologisk

formasjon for varig lagring. Aminrenseanlegget på Sleipner har en kapasitet på ca. 1 million tonn CO_2 per år.

Viktoriafeltet i Norskehavet er et av de større gassfunn på norsk sokkel i senere tid. Ressursen ble funnet i 2000. Naturgassen har et høyt CO_2-innhold, anslått til ca. 10%.

Figur 23: Samlede gassfunn på NCS og Viktoriafeltet i Norskehavet



Kilde: Bellona, 2005, Oljedirektoratet

Det høye CO_2-nivået i gassen gjør det mer kostbart å produsere gassen under forutsetning av at gassens CO_2-innhold må reduseres til 2.5%. Et alternativ kan imidlertid være å selge gassen med høyt CO_2-innhold til et gasskraftverk med CO_2-håndtering på Tjeldbergodden. En annen utfordring i Norskehavet er at eksportmulighetene for nye gassressurser er begrenset grunnet manglende transportkapasitet, da Åsgard Transport allerede vil gå på full kapasitet frem til 2012, og sannsynligvis videre.

Ressursvurdering ved bruk av CO_2 på norsk sokkel

I vurderingen av CO_2 som middel for økt utvinning på norsk sokkel er det tre ressursforhold som bør vurderes:

- Teknisk ressurspotensial for økt oljeutvinning [EOR]
- Teknisk ressurspotensial for økt gassutvinning [EGR]
- CO_2 – naturgass-substitusjon [CO2-NG SUB]

I alle disse vurderingene vil det være økonomien i de enkeltstående prosjektene som er avgjørende for hvorvidt det er fornuftig å benytte CO_2. Men før man kan utføre relevante økonomiske analyser er det noen reservoartekniske ressursforhold som må vurderes. Dette er som tidligere nevnt:

- Prosentvis merutvinningsgrad av olje og gass fra reservoar ved bruk av CO_2
- Mengderelasjonen mellom CO_2 og olje/gass produsert.

Oljereservoar og prosentvis merutvinningsgrad ved bruk av CO_2

Oljedirektoratet har i sin rapport lagt til grunn en potensiell merutvinningsgrad på den delen av norsk sokkel som er tatt med i beregningene[24], fra 3% til 7% av opprinnelige ressurser i reservoaret. Erfaringen fra USA er at man kan forvente mellom 8 til 16% merutvinning ved bruk av CO_2 [25].

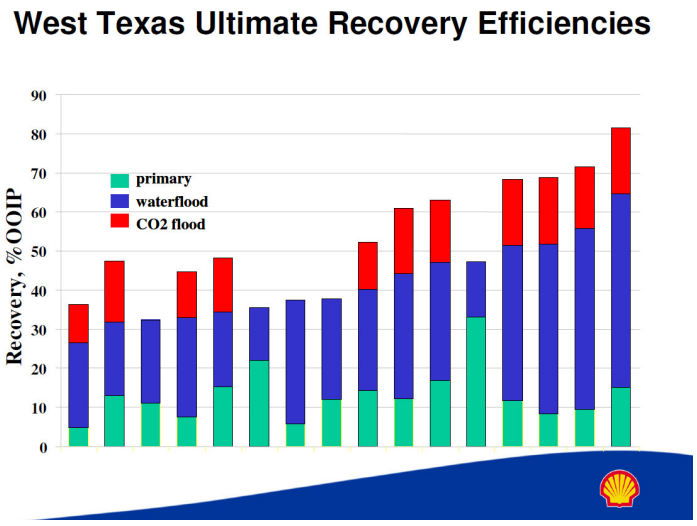
På norsk sokkel er det per i dag en forventet utvinningsgrad på 46%, mens den langsiktige målsetningen totalt sett er på 50%. Denne utvinningsgraden er kun basert på at oljefeltene tas gjennom første- og andrefase produksjon.

Vi har imidlertid noen oljefelt som har en betydelig høyere utvinningsgrad. Det dreier seg om Ekofisk, Statfjord, Oseberg og Gullfaks. På disse feltene er det blitt injisert enorme mengder med gass for å opprettholde trykket i reservoaret, kombinert med vannfløming.

Gassen har imidlertid, i tillegg til trykkegenskaper, også blandbarhet med olje under visse forhold, dvs. når olje og gass opptrer i samme fase.

På Statfjord feltet og Smørbukk-Sør (Åsgard) benyttes gassen også som "smøremiddel" for oljen, dette er såkalt "blandbar gassinjeksjon"[26].

Figur 24: Shell International E&P – erfaringer med utvinningsgrad for oljeproduksjon i andre og tredjefase i Texas



Kilde: Shell International E&P, 2004

På Oseberg og Granefeltet er ikke gass og olje i samme fase, og gassen benyttes kun som trykkstøtte og presser oljen nedover mot produksjonsbrønnen ved å legge seg som en kappe over oljen. Dette er såkalt "ikke-blandbar gassinjeksjon".

I USA er det i dag en betydelig offentlig innsats for å igangsette økt bruk av CO_2 til EOR-formål. US Department of Energy (US DOE), ved Office of Fossil Energy, konkluderte i april 2005 et større prosjekt hvor man har vurdert CO_2 til EOR potensialet for flere oljeproduserende regioner (se tabell)[27].

I sine vurderinger har US DOE lagt til grunn en gjennomsnittlig utvinningsgrad på 14% som basis for vurderingene. En hovedårsak til dette er at 30 års operativ drift og erfaring av CO_2 til EOR har bidratt til bedret teknologi og bedret forståelse for hvordan reservoaret opptrer med bruk av CO_2. I dag produseres det ca. 206 000 fat per dag med olje fra felt som er driftet med CO_2 i USA. Dette tilsvarer ca 12 millioner Sm^3, eller ca. 7% av nåværende norsk olje- og kondensatproduksjon.

[24] OD har i sin vurdering lagt til grunn at 20 felt på NCS kan benytte CO_2til EOR. De har valgt å utelukke 20 oljeproduserende felt, som representerer 40% av de totale gjenværende oljeressurser på NCS.
[25] Kinder Morgan, som drifter 2 slike oljefelt henviser til disse erfaringstallene på sine hjemmesider http://www.kindermorgan.com/business/co2/
[26] Statfjordfeltet som driftes med blandbar gassinjeksjon, har en forventet utvinningsgrad på 70%. Dette er en indikasjon på potensiale for meroljeutvinning for andre tilsvarende felt på norsk sokkel, ved injeksjon av CO_2. CO_2 har tilsvarende blandbarhetsegenskaper som naturgass.
[27] Nærmere informasjon om dette prosjektet kan finnes på http://www.fe.doe.gov/programs/oilgas/eor/

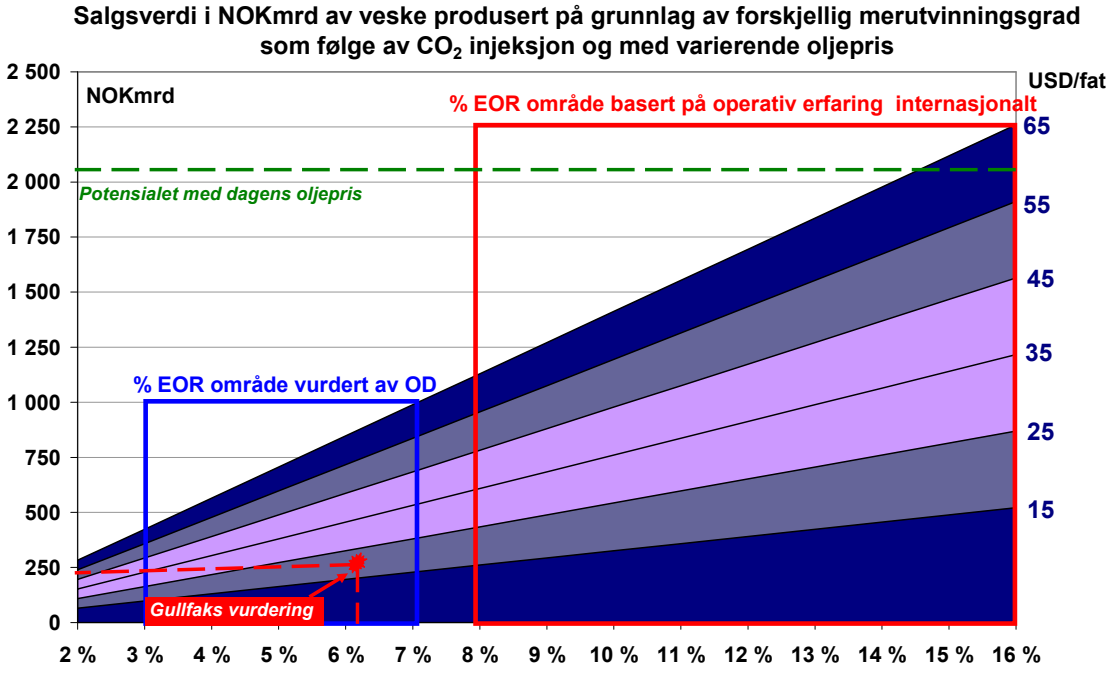
Tabell 1: *Forventet utvinningsgrad ved bruk av CO_2 i 6 forskjellige oljeregioner i USA*

Basin/Area	Original oil in place bn.barrels	Remaining oil in place bn.barrels	Original recovery rate %	CO2-EOR technically recoverable bn.barrels	CO2-EOR recovery rate %	Total recovery rate %
California	83,3	57,3	31,2 %	5,2	6,2 %	37,5 %
Gulf Coast	60,8	36,4	40,1 %	10,1	16,6 %	56,7 %
Oklahoma	60,3	45,1	25,2 %	9,0	14,9 %	40,1 %
Illinois	9,4	5,8	38,3 %	0,7	7,4 %	45,7 %
Alaska	67,3	45,0	33,1 %	12,4	18,4 %	51,6 %
Louisiana Offshore	28,1	15,7	44,1 %	5,9	21,0 %	65,1 %
Total	**309,2**	**205,3**	**33,6 %**	**43,3**	**14,0 %**	**47,6 %**

Kilde: US.- Department of Energy, 2005

Kinder Morgan har gjennom driftingen av to oljefelt basert på CO_2-injeksjon opparbeidet seg en betydelig erfaring med hensyn til både teknisk operasjon og kostnadene med dette. Vurderingen til Kinder Morgan er at kostnadene i forbindelse med CO_2-injeksjon har falt med ca. 40% de siste 15 årene, og de operer per i dag med en driftskostnad for feltene på ca. USD 2 – 3 per fat (NOK 12 – 20 per fat) eksklusive innkjøpskostnaden for CO_2.

Figur 25: Brutto salgsverdi av olje produsert (fra de 20 felt som er med i ODs CO_2-studie) på NCS ved hjelp av CO_2 avhengig av oljepris (USD per fat) og prosenvis økning i utvinningsgrad.



Kilde: Viktor E. Jakobsen, Bellona, 2005

Med hensyn til vurderingen av det tekniske potensialet for norsk sokkel, er det så langt kun foretatt en større studie av en operatør; Statoils studie av Gullfaksfeltet. Konklusjonen fra dette studiet er at det tekniske potensialet for merutvinning er betydelig, men siden kostnadene ved å bringe CO_2 frem til

feltet antas å være for høye, lar dette prosjektet seg ikke gjennomføre, ifølge Statoil. Denne konklusjonen baserer seg på at det vil koste NOK 350 til 500 per tonn CO_2 for å bringe dette frem til plattformen, men siden betalingsviljen for CO_2 på oljepriser rundt USD 20 til 22 kun er NOK 70 per tonn CO_2 får verken OD eller Statoil dette regnestykket til å henge sammen.

Det er også foretatt flere studier av CO_2 til EOR-potensialet for NCS av Sintef[28].

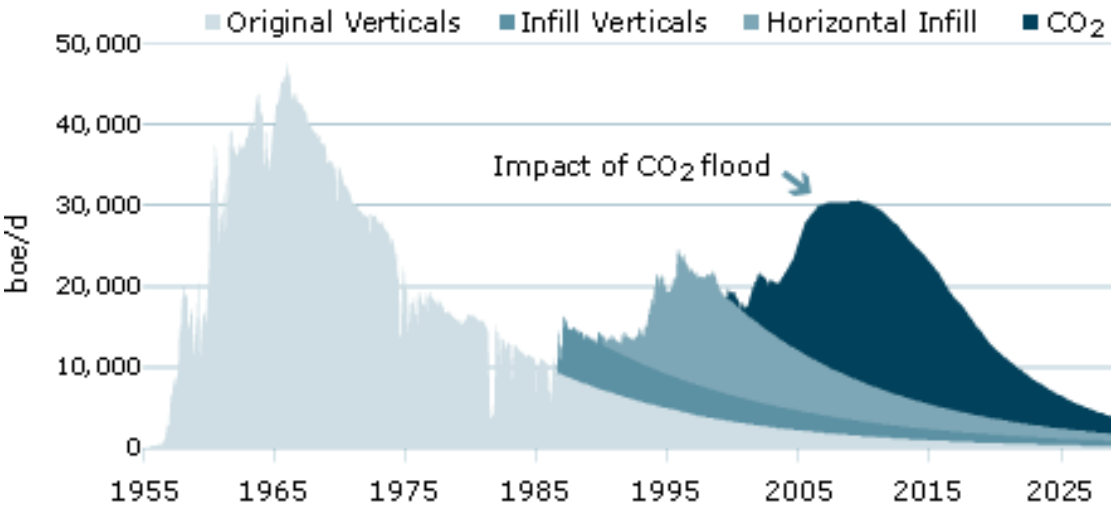
Vi skal gå mer konkret inn på CO_2 til EOR-potensialet på NCS i neste kapittel, men som et eksempel på hvor betydningsfull en synliggjøring av sensitivitetsanalyse knyttet til prosentvis merutvinning og oljeproduksjon er, har vi laget figur 25 for å illustrere det økonomiske potensialet[29].

CO_2-drevet oljeproduksjon og CO_2/olje-mengderelasjon

Erfaringen fra drift av oljefelt med CO_2tilsier at mengden CO_2 det er behov for å tilføre reservoaret i fase 3 varierer over feltets levetid. Den generelle modellen for bruk av CO_2 til et reservoar kan beskrives sekvensielt som følger:

1) Initsielt tilføres reservoaret betydelige mengder CO_2. Det tar imidlertid noe tid før effekten av den tilførte CO_2i form av økt oljeproduksjon starter. En tommelfingerregel er at det kan ta 18 til 24 måneder fra initsiell injeksjon av CO_2 til meroljeutvinning som følge av injeksjonen starter.

Figur 26: Produksjonsprofil for Weyburnfeltet 1955 - 2025



Kilde: EnCana Corporation

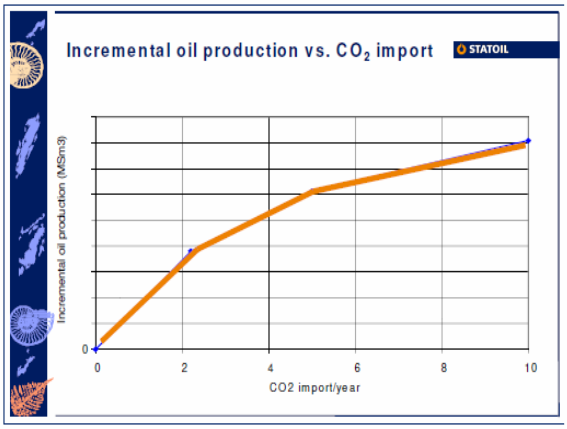
2) Jo mer CO_2 som tilføres reservoaret, jo mer olje kan forventes å bli utvunnet. Det er derfor ønskelig å få så store mengder som mulig med CO_2 injisert inn i reservoaret i startfasen for å bygge opp høy oljeproduksjon.

[28] Nærmere opplysninger om Sintefs CO_2 til EOR-studier kan fås ved henvendelse til forsker Erik Lindeberg (erik.lindeberg@iku.sintef.no).
[29] Figur 25 er kun basert på de 20 oljefeltene som OD la til grunn i sin vurdering av EOR potensialet på NCS. Vi har imidlertid i kapittel 6 inkludert hele ressursbasen for NCS (alle produserende oljefelt).

Statoils estimat for Gullfaks var at en tilførsel av 2,2 millioner tonn CO_2 årlig ville medføre en økt oljeproduksjon på ca. 10 millioner Sm^3 olje, mens en tilførsel av 5 millioner tonn årlig ville medføre 30 millioner Sm^3 med økt oljeproduksjon i reservoarets levetid.

For Gullfaks-studien ser det ut til at ca. 5 millioner tonn årlig injisert i feltet også utgjør et optimum med hensyn til mengderelasjonen antall tonn CO_2 injisert per fat olje produsert. 5 millioner tonn er imidlertid ikke det behovet Gullfaks vil ha for å kjøpe inn ny CO_2 i hele perioden, da en økende andel av CO_2-behoet kan dekkes av gjenvunnet, tidligere injisert CO_2 som følger med olje opp fra reservoaret.

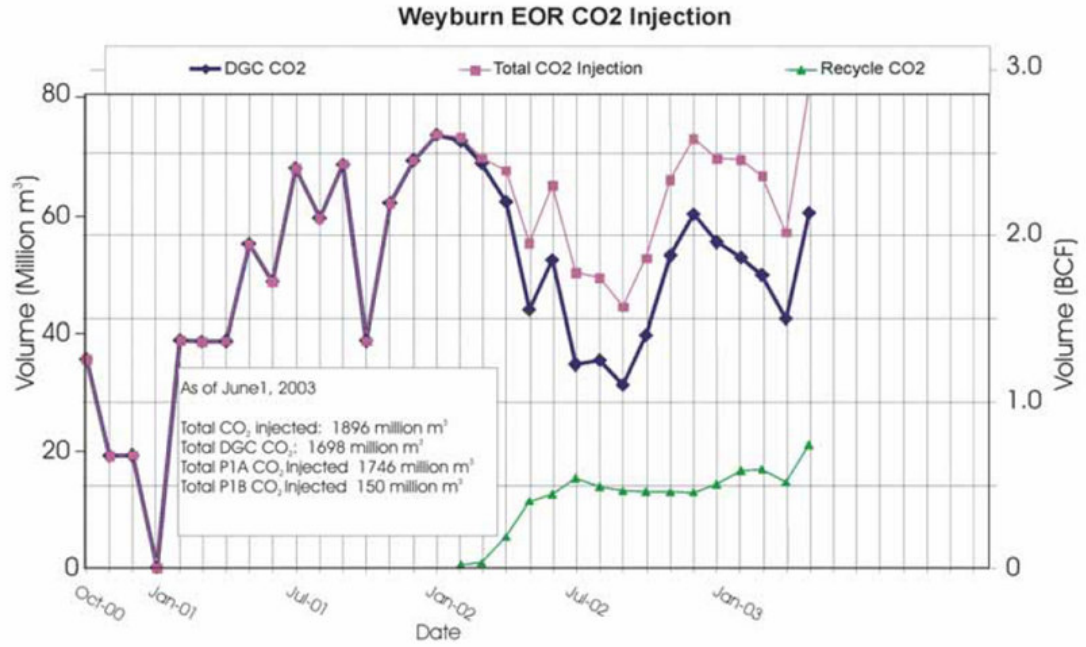
Figur 27: Statoil Gullfaks CO_2-studie – Feltprofil og CO_2-olje relasjon



Kilde: Statoil, 2004

3) Etter en tid med CO_2-injeksjon, vil man få gjennomslag av CO_2i oljen (dvs. at brønnstrømmen med olje produsert på plattform øker sin CO2-konsentrasjon). CO_2 i oljen separeres på plattform, og blir deretter reinjisert i oljefeltet. Dette medfører at behovet for kjøp av ny CO_2 avtar noe etter hvert som mer og mer av CO_2 kommer fra oljereservoarets egen produksjon.

Figur 28: Injeksjonsprofil for CO_2 på Weyburn feltet (inklusive kjøp og resirkulert CO_2)



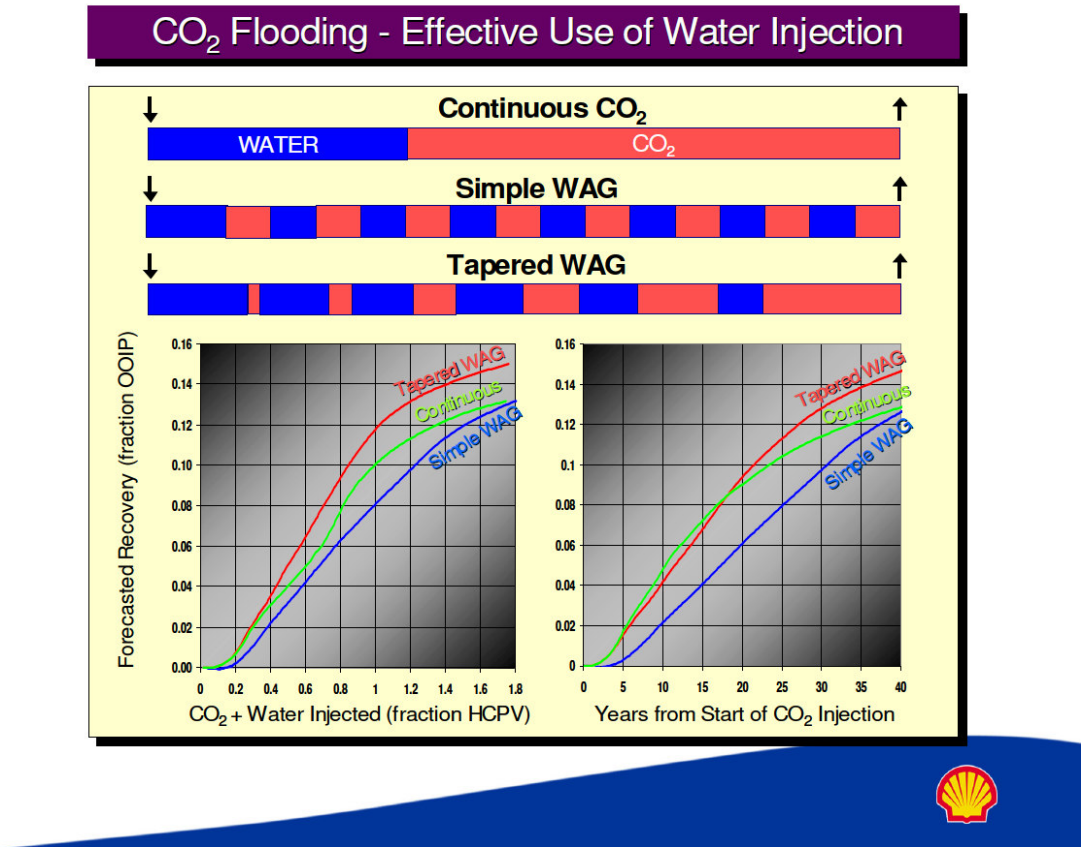
Kilde: IEA GHG Weyburn CO_2 Monitoring and Storage Project,2004

Den generelle metode for CO_2-injeksjon i de oljefeltene som i dag produserer i USA er en vekselvis injeksjon av CO_2 og vann, såkalt WAG-produksjon. Operativ erfaring tilsier at dette bidrar til den største produksjon av olje per tonn CO_2 injisert. Årsaken til dette er at vannet bidrar til å opprettholde trykket i reservoaret, samt at det reduserer det totale behovet for CO_2. Dette er også fornuftig av

økonomiske årsaker, da bidraget til redusert CO_2-behov også reduserer driftskostnadene siden vann stort sett er rimeligere en "fersk" CO_2.

Bruk av CO_2 på et oljefelt innebærer gjerne investeringer i nye brønner, samt at eksisterende utstyr må modifiseres for å kunne håndtere en mer sur brønnstrøm. CO_2 vil i berøring med vann kunne utvikle syreliknende forbindelser som øker graden av korrosjon på utstyr og i brønner. Dette kan innebære at man må reinstallere utstyrskomponenter med syrefast stål. En vesentlig del av kostnaden ved å iverksette CO_2 til EOR-prosjekter er kostnader knyttet til denne type modifikasjoner av plattformens topside og brønner.

Figur 29: prosentvis mer-utvinningsgrad fra oljefelt basert på forskjellig WAG-profiler

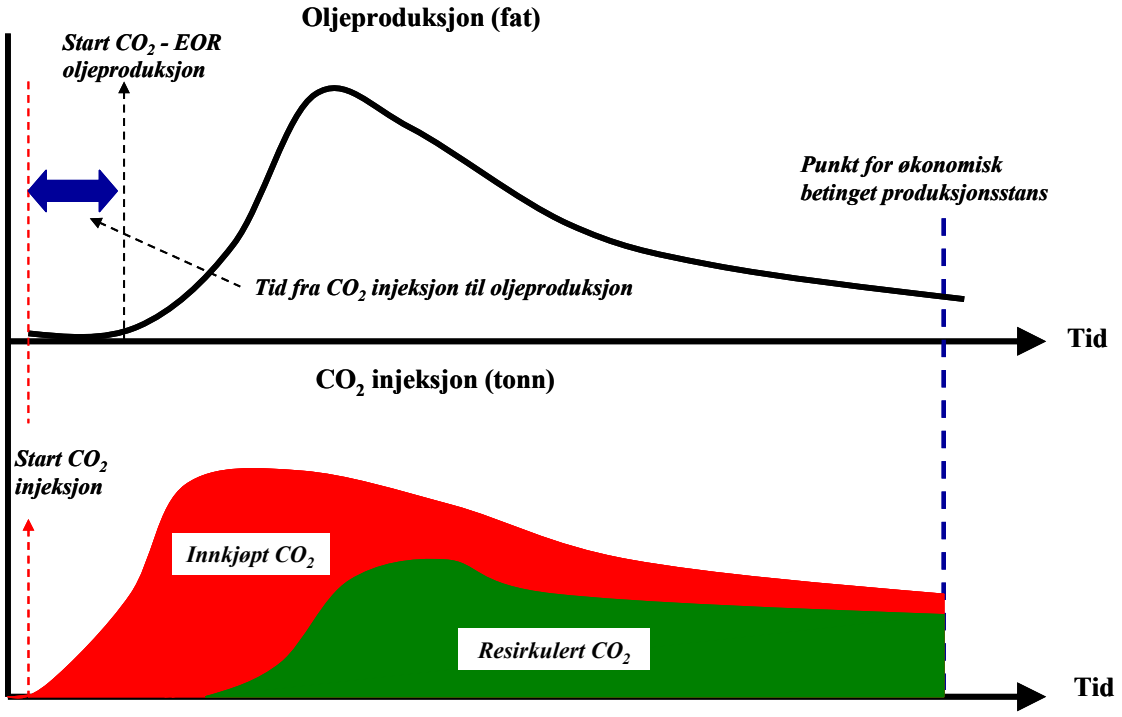


Kilde: Shell International E&P, 2004

Tredjefase-produksjon med CO_2 vil løpe frem til feltets oljeproduksjon faller ned til et nivå hvor driftskostnadene nærmer seg de marginale inntektene, og at oljeproduksjonen følgelig ikke lenger er lønnsom. Dette er selvfølgelig også en funksjon av oljepris.

Med hensyn til det totale behovet for CO_2 til injeksjon, vil oljereservoaret i økende grad produsere CO_2. Den produserte CO_2en vil bli separert fra oljen, og reinjisert i reservoaret. Dette medfører at behovet for "fersk" CO_2 blir redusert, noe som også reduserer driftskostnadene for feltet over tid grunnet redusert kjøp av fersk CO_2.

Figur 30: Produksjonsprofiler for CO_2-injeksjon og oljeproduksjon i fase 3



Kilde: Bellona, 2005

I vurderingen av den totale mengden CO_2 det er behov for til tredjefaseutvinning er det to forhold som har betydning for mengdevurderingen;

- Antall fat olje produsert per tonn CO_2 injisert
- Total antall fat produsert før fase tre når økonomisk slutt, dvs. at oljeproduksjonen faller under lønnsomt nivå.

Det forventede forbruket av og nettokjøp av "fersk" CO_2 kan dermed uttrykkes ved følgende ligninger[30];

$$\text{Antall tonn } CO_2 \text{ injisert} = \frac{\text{Totalt antall fat olje produsert}}{\text{Antall fat olje produsert per tonn } CO_2} = \frac{\text{Total oljeressurs } X \text{ forventet \%-mer-oljutvinning}}{\text{Antall fat olje produsert per tonn } CO_2}$$

$$\text{Antall tonn } CO_2 \text{ kjøpt} = \text{Antall tonn } CO_2 \text{ injisert } X \text{ (1 – \%-vis } CO_2 \text{ resirkuleringsgrad)}$$

Erfaring fra USA tilsier at avhengig av reservoaregenskapene vil 1 tonn CO_2 injisert gi fra 1 til 8 fat olje (dvs. 135 til ca. 1,000 kg med råolje).

OD har i sin CO_2. til EOR-studie lagt til grunn ca. 2,5 fat per tonn CO_2 injisert (tilsvarer 335 kg råolje per 1,000 kg CO_2 injisert)[31].

[30] Ligningene representerer en finansiell forenkling av de vurderingsprosesser som må gjennomføres for å vurdere merutvinnings potensialet for et oljefelt ved bruk av CO_2. I virkeligheten må en CO_2 til EOR-studie starte med en grundig reservoarstudie, hvor reservoarets strømninger modelleres, og følgelig mengdene av injisert CO_2, vann, og produksjonen av assosiert gass og olje fastsettes.

Vurderingen av mengdebehovet for CO_2, samt behovet for kjøp av "fersk" CO_2 vil være avgjørende for vurderingen av betalingsvilligheten per tonn CO_2 levert til plattformen.

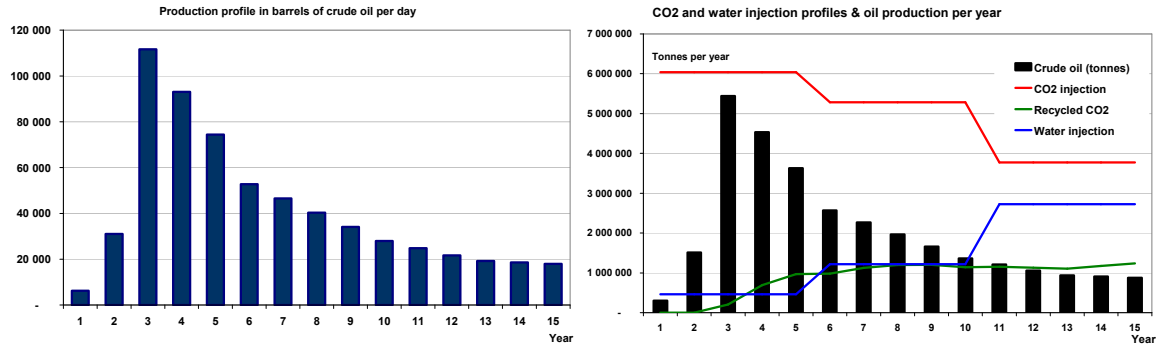
Eksempel på beregning av mengde CO_2 injisert og mengde olje ut

Som et eksempel på vurdering av ressurspotensialet, behov for CO_2 og sensitiviteter i forhold til dette har vi laget et eksempel, hvor målsettingen er å komme frem til et utrykk for brutto salgsverdi av olje produsert som en funksjon av per tonn CO_2 injisert, og betalingsvillighet for CO_2.

Med utgangspunkt i en tenkt ressurs på ca. 36 millioner Sm^3 olje som resultat av merutvinning fra et oljereservoar, velger vi en finansiell modell som angir brutto salgsverdi av olje utvunnet basert på to variasjon i to forhold:

1) Varians i antall fat olje produsert per tonn CO_2 injisert
2) Varians i oljepris

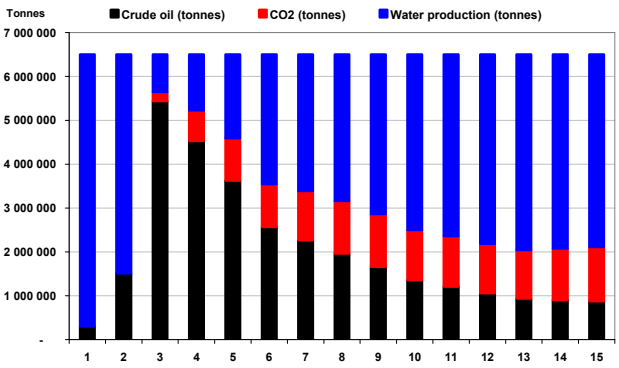
Figur 31: Operative hovedparametere – Oljeproduksjon og injeksjonsprofiler for CO_2 og vann



Kilde: Bellona, 2005

Med utgangspunkt i en slik produksjons- og injeksjonsprofil, vil en sensitivitetsanalyse med hensyn til brutto salgsverdi av olje uttrykt per tonn CO_2 kjøpt gi et bilde av brutto betalingsvillighet for CO_2. Med brutto betalingsvillighet menes marginal salgsinntekt per tonn CO_2 kjøpt før fradrag av kostnader i forbindelse med drift og investering.

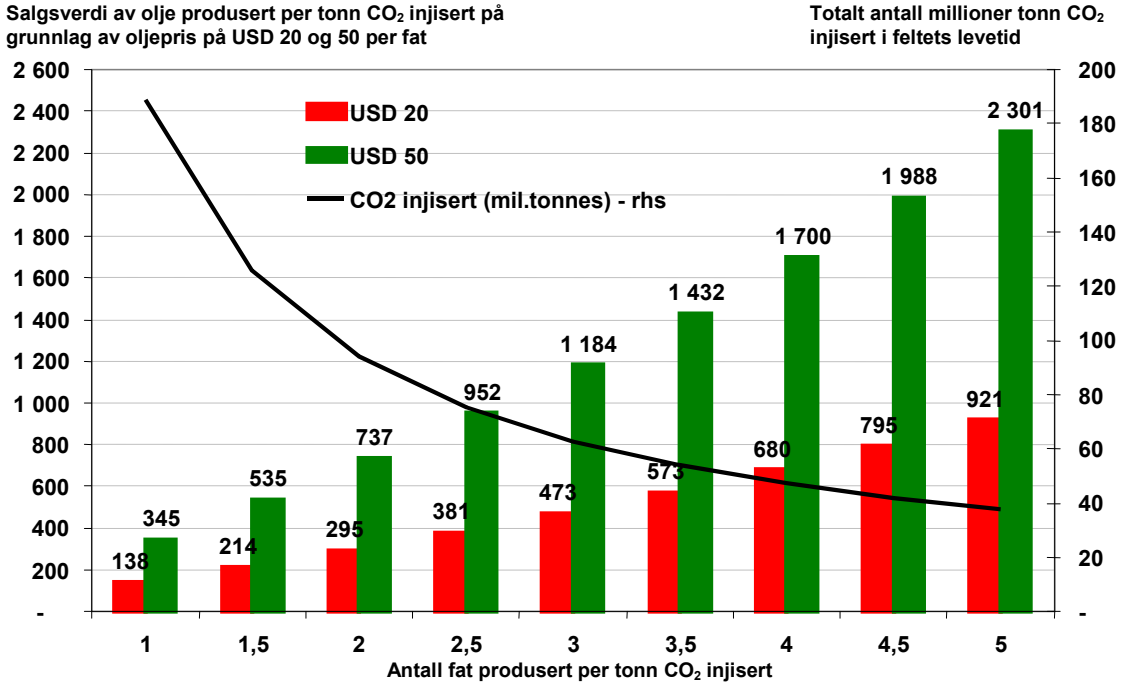
Figur 32: Operative hovedparametere – produsert brønnstrøm



Kilde: Bellona, 2005

[31] I Statoils CO_2-studie av Gullfaks er dette forholdet slik det er beskrevet i ODs rapport mellom 4,5 og 2,26 fat olje per tonn CO_2 injisert. De foreløpige tallene som er oppgitt for BPs CO_2 til EOR-prosjekt på Millerfeltet er fra 2,1 til 1,5 fat per tonn CO_2 injisert (http://www.bp.com/genericarticle.do?categoryId=97&contentId=7006978).

Figur 33: Salgsverdi av olje produsert per tonn CO_2 kjøpt

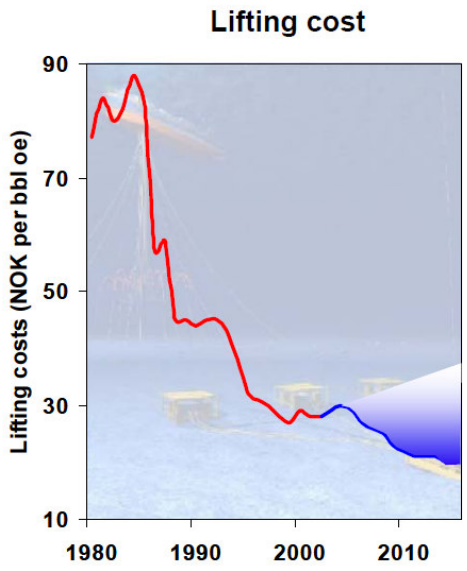


Kilde: Bellona, 2005

Med et driftskostnadsnivå på norsk sokkel på NOK 20-30 per fat oljeekvivalent produsert, før driftskostnad og investering i CO_2-injeksjonsanlegg (ref figur 30), viser figur 29 at merverdi skapt per tonn CO_2 innkjøpt kan være betydelig.

Med ODs utgangspunkt på 2,5 fat olje produsert per tonn CO_2 injisert, vil salgsverdien av oljen som blir produsert per tonn CO_2 med dagens oljepris være NOK 1,140. Med fradrag for totale driftskostnader i størrelsesorden NOK 20-30 per fat sitter man igjen med ca. NOK 1,000 per tonn CO_2 i verdiskapning før evt. dekning av kostnadene med CO_2- injeksjon.

Figur 34: Enhetskostnader på norsk sokkel per fat oljeekvivalent



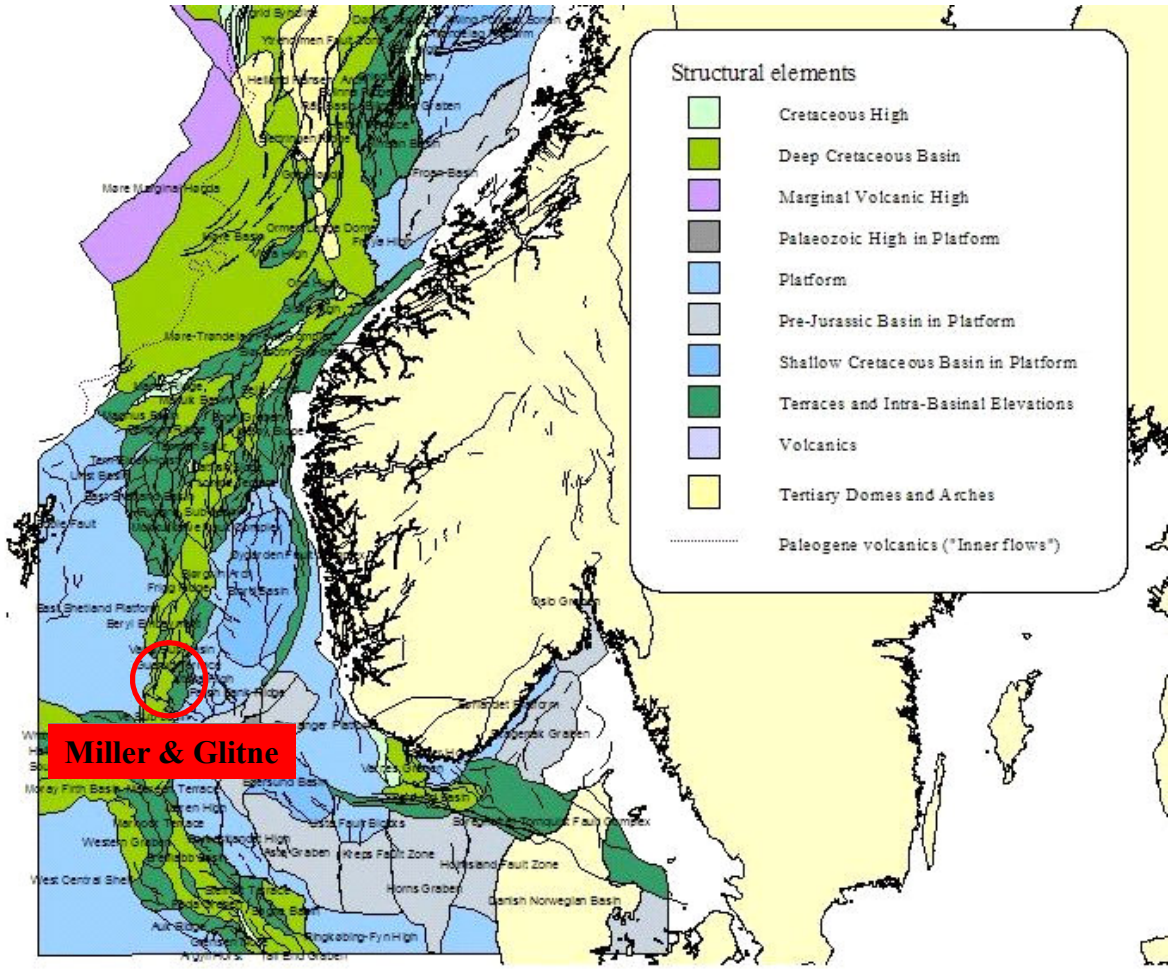
Kilde: Petoro

Avsluttende betraktninger med hensyn til bruk av CO_2 til NCS

Avslutningsvis er det to vesentlig forhold med hensyn til bruk av CO_2 til EOR på norsk sokkel som bør nevnes:

1) **Utvinningsgraden ved oljefelt basert på blandbar gassinjeksjon er svært høy** (det forventes 70% utvinningsgrad på Statfjord), noe som viser potensialet for bruk av CO_2 på andre reservoar hvor CO_2s blandbarhet med olje kan medføre betydelig økt oljeutvinning. Et annet eksempel er Millerfeltet, hvor BP forventer en utvinningsgrad på ca. 55% som følge av første og andre fase utvinning, og et foreløpig anslag på ytterligere 7% som følge av CO_2-injeksjon (tredjefaseutvinning), noe som gir en foreløpig total forventet utvinningsgrad på 62%. Millerfeltet ligger nært inntil norsk sokkel, ca. 10 km rett øst for Glitnefeltet, og deler følgelig geologi.

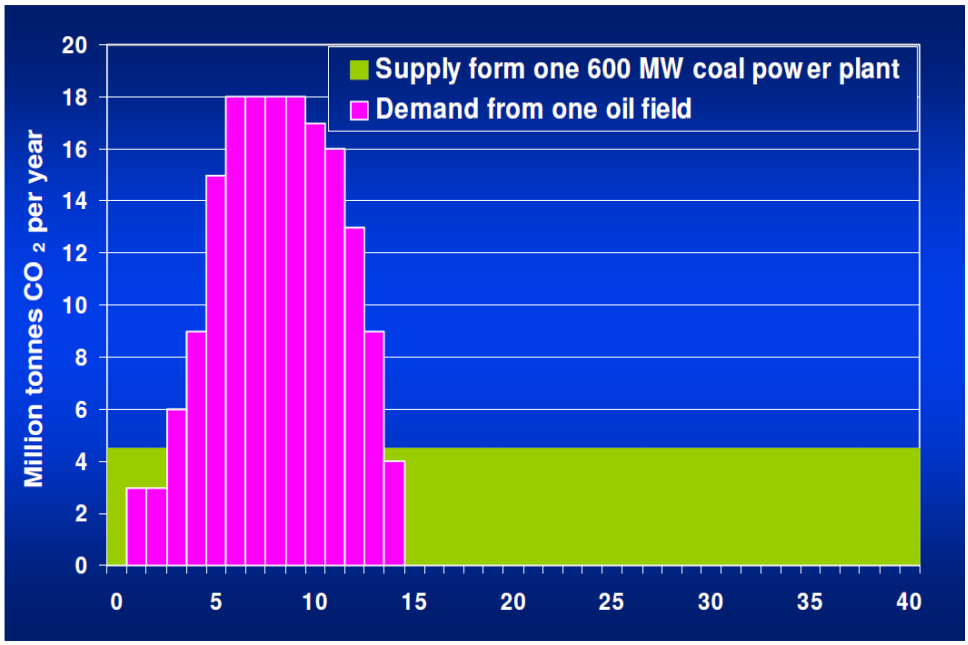
Figur 35: Geologisk kart over Nordsjøen og Norksehavet



Kilde: NGU, OD

2) **Det løpende mengdebehovet for CO_2 til EOR kan avvike i forhold til den løpende tilførselen av CO_2 fra industrikilder og eventuelle gasskraftverk.** Som figur 36 viser, vil leveranser av CO_2 fra for eksempel industrivirksomhet og kraftproduksjon representere en jevn strøm av CO_2 over tid. Et olje- eller gassfelt vil imidlertid ha behov for varierende mengder CO_2, både innenfor kortere perioder hvor man for eksempel bruker alternerende vann- og CO_2-injeksjon, og at man har bruk for større CO_2-mengder over kortere tidsrom. I tillegg til dette vil olje/gassfeltet på langsikt ikke ha behov for ytterligere CO_2 til produksjon når driften av feltet stenges ned. Dette skaper et behov for at en operativ CO_2-kjede på NCS må inneholde mellomlager av CO_2, samt langsiktige deponiløsninger for "overskudds- CO_2" (som for eksempel i tilfellet med Sleipnerfeltet som benytter Utsira-formasjonen som langsiktig lager for CO_2).

Figur 36: Illustrasjon over produksjon av CO_2 fra kullkraftverk og behov på oljefelt



Kilde: Erik Lindeberg, Sintef 2004

Kapittel 6: Potensialet for økt utvinning av olje og gass på norsk sokkel

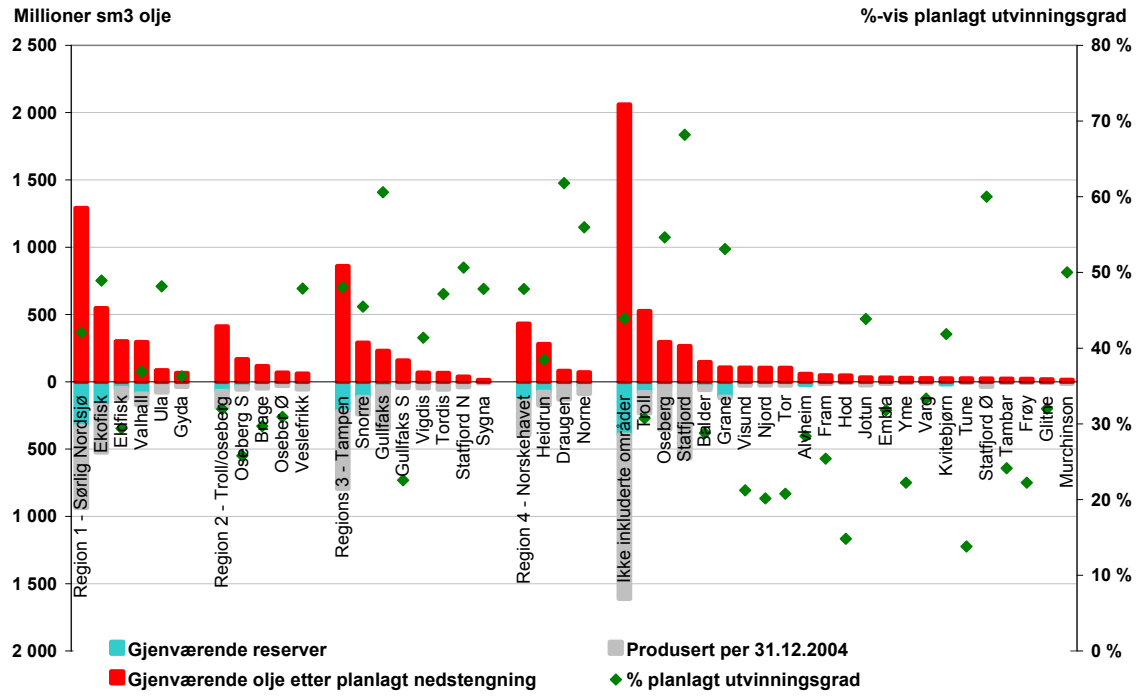
Da OD gjennomførte sin CO_2 til EOR-studie, avgrenset de mulighetsrommet for vurdering av ressurspotensial og økonomisk potensial på norsk sokkel til kun å gjelde CO_2 til EOR, det vil si kun potensielle oljeressurser. Samtidig ble dette avgrenset til kun å gjelde 60% av de gjenværende oljeressurser på NCS. I tillegg til dette viste de heller ikke sensitivitetsvurderinger av verdipotensialet med hensyn til prosentvis merutvinning, eller CO_2/olje mengderelasjon, sett i lys av varierende oljepris.

I kapittel 6 vil vi gjennomføre ressurs- og sensitivitetsvurderingen basert på varierende oljepris, og inkludere de oljefelt det er naturlig å ta med. I tillegg til dette kan CO_2 benyttes som trykkstøtte for økt gassutvinning (EGR), samt at CO2 kan erstatte gass som trykkstøttemedium i oljefelt, og dermed frigjøre gass med brennverdi til kraftproduksjon. Dette er også relevante størrelser å vurdere med hensyn til den betydelige mengden naturgass som i dag benyttes til disse formål på norsk sokkel.

CO_2 til EOR

Da OD vurderte muligheten for CO_2 til EOR, delte de norsk sokkel inn i fire regioner; Sørlig Nordsjø, Troll/Oseberg, Tampen og Norskehavet. Vi har valgt den samme regionale inndelingen av oljefeltene, og har i tillegg tatt med de feltene som ikke var inkludert i ODs rapport.

Figur 37: Produserte, planlagt produserte, gjenværende ressurser og planlagt utvinningsgrad for oljefeltene på norsk sokkel etter ODs regioner og ikke inkluderte felt

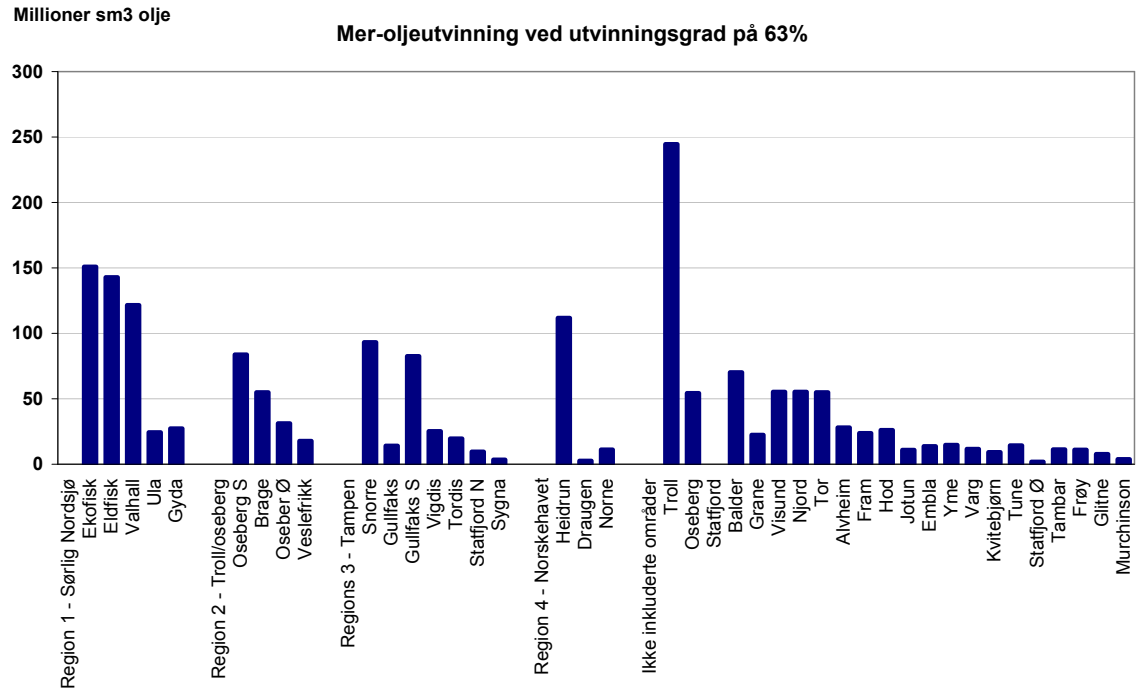


Kilde: OD, Bellona

Fremstillingen av produserte, planlagt produserte, gjenværende ressurser og planlagt utvinningsgrad gir kun en indikasjon på EOR potensialet (ref fig 37). Hvis vi derimot justerer for gjenværende

ressurser og for en gjennomsnittlig forventet total utvinningsgrad inklusive EOR, kan vi danne oss et bedre bilde av potensialet for EOR knyttet til det enkelte felt og region. Figur 38 viser hvor mye olje det er igjen å produsere gitt at alle felt oppnår en utvinningsgrad på 63% slik BP's Millerfelt vil ha etter bruk av CO2 til EOR.

Figur 38: Potensiell meroljeutvinning som følge av EOR med en total utviningsgrad på 63%.



Kilde: OD, Bellona

På grunnlag av en slik sjablongmessig vurdering, ser vi at det er Trollfeltet som utgjør det største mengdemessige potensialet, mens Statfjord er forbi 63% allerede i sin forventede utvinningsgrad. I realiteten vil det variere betydelig fra felt til felt med hensyn til potensiell merutvinning ved bruk av CO2. Til dags dato er det kun Gullfaks som har gjennomført en adekvat reservoarstudie av dette potensialet. Studien av Draugenfeltet er satt i gang, men resultater derfra er foreløpig ikke offentliggjort.

Gullfaksstudien viste at det ved injeksjon ca. 5 millioner tonn CO_2 årlig over en 20 års periode forventet man å oppnå en merutvinning på 36 millioner Sm3, noe som overstiger 63% og bringer Gullfaks opp i en potensiell utvinningsgrad på 67%.

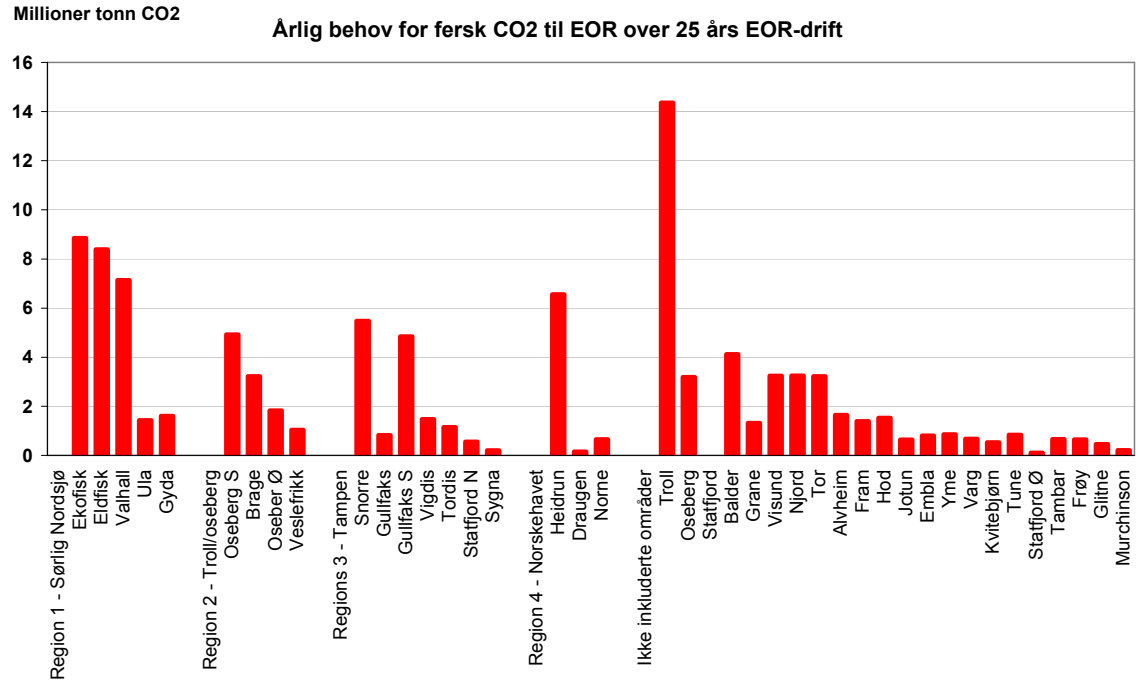
Det vi kan konkludere på grunnlag av dette er at staten ved OED og OD snarest bør iverksette grundige reservoarstudier av EOR-potensialet ved bruk av CO_2 på alle oljefelt på norsk sokkel.

Til sist i denne sjablongen kan vi se hvordan behovet for CO_2 er fordelt på feltene og regionene (figur 39). Hvis vi forutsetter at man gjennomsnittlig får ut 3 fat olje per tonn CO_2[32], at feltene benytte CO_2 til EOR i 25 år, og at 30% av den injiserte CO_2 blir resirkulert, vil behovet for gjennomsnittlig tilførsel av CO_2 til oljefeltene være totalt 175 millioner tonn årlig. Dette forutsetter for øvrig at alle felt går inn i tredjefaseutvinning samtidig, noe som er høyst urealistisk. Det er imidlertid interessant å se at en region som sørlig Nordsjø alene kan tenkes å ha et samlet årlig behov på ca. 28 millioner tonn CO_2.

[32] Dette tilsvarer at man mottar ca. 400 kg råolje per 1,000 kg som blir injisert i reservoaret.

I vårt forslag til etablering av en CO_2-verdikjede for Norge, har vi tatt utgangspunkt i eksisterende relevante punktkilder, samt de varslede gasskraftverk som er planlagt bygget. Dette vil gi en samlet produksjon av CO_2 til norsk sokkel på ca. 17 millioner tonn årlig, inklusive Sleipner CO_2 (ca. 4,5 – 5 millioner tonn årlig i Norskehavet og ca. 12 millioner tonn årlig til Nordsjøområdet).

Figur 39: Årlig behov for fersk CO_2 over 25 år for å oppnå total utvinningsgrad på 63%.



Kilde: OD, Bellona

Ved økning i kapasiteten på gasskraftverkene på for eksempel Tjeldbergodden og Mongstad, samt bygging av et 5 GW gasskraftverk for elektrifisering av norsk sokkel og eksport av elektrisitet til Europa, vil man kunne få produsert opp mot 36 millioner tonn CO_2 årlig.

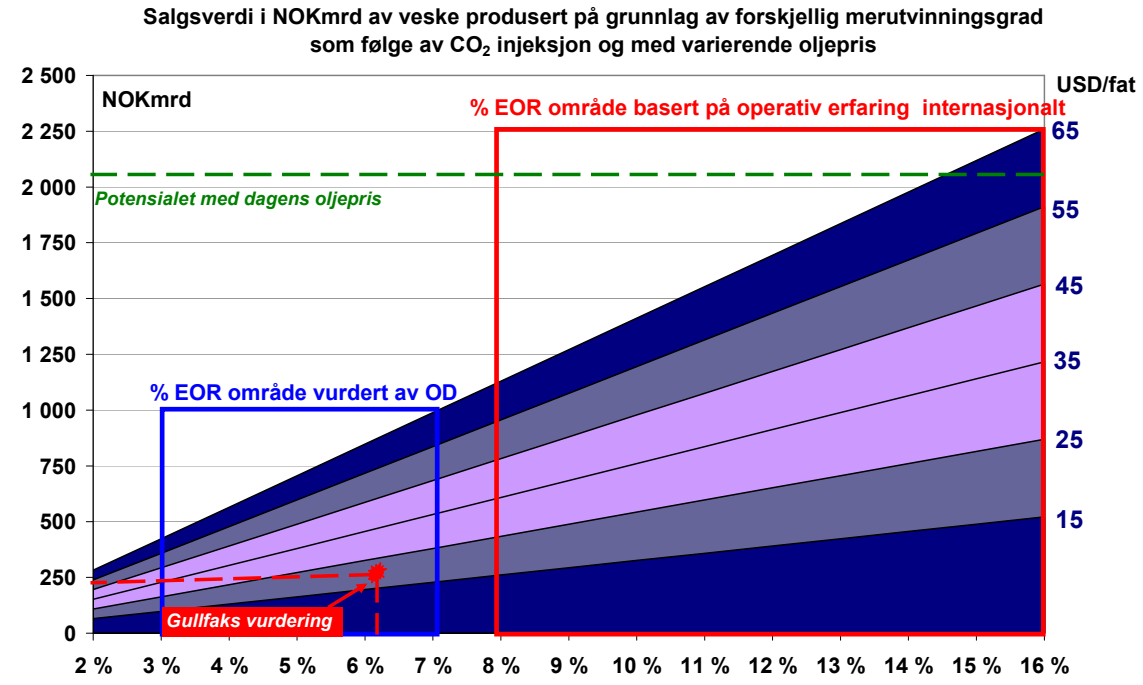
Denne tilleggsmengden av CO_2 på 19 millioner tonn vil kunne bidra til produksjon av olje til en verdi av NOK 22 milliarder årlig med dagens oljepriser. Brutto fangstkostnad for denne mengden CO_2 vil være i størrelsesorden NOK 3,5 – 4 milliarder årlig. Det setter perspektiver på viktigheten av å skaffe så mye CO_2 som mulig til norsk sokkel.

Avslutningsvis vil vi vise de økonomiske sensitivitetene knyttet til forskjellig EOR-utvinningsgrad og oljepris for: 1) oljefelt som var inkludert i ODs CO_2 til EOR-vurdering, og 2) alle oljefelt, for å gi en indikasjon på potensiell brutto verdiskapning som funksjon av prosentvis mer utvinning og oljepris (se figur 36 og 37).

Potensiell brutto verdiskapning, basert på internasjonal erfaring ved prosentvis merutvinning, vil for de felt som er inkludert av OD utgjøre NOK 1,000 og 2,000 milliarder ved dagens oljepris, tilsvarende salg av 425 til 850 millioner Sm^3 med olje. Mengden CO_2 som må til for å oppnå dette vil tilsvare årlig mellom 25 og 50 millioner tonn CO_2 i 25 år[33].

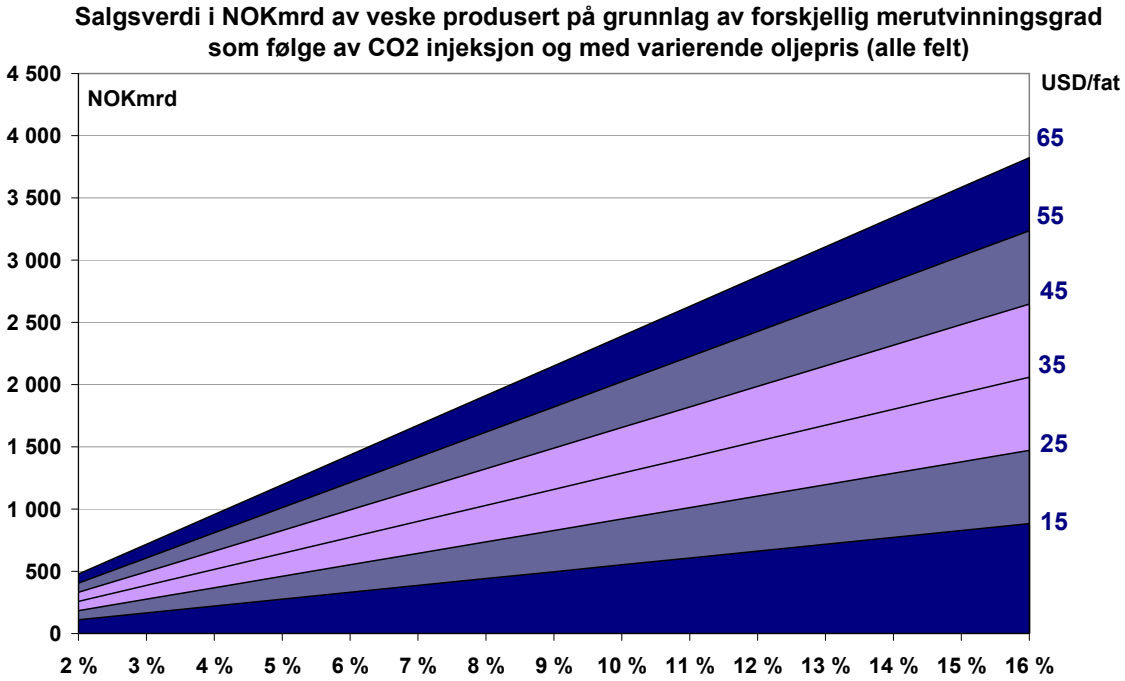
[33] Hovedforutsetninger her er en%-vis merutvinning ved bruk av CO_2 i intervallet 8 til 16%, samt en CO_2-olje megderelasjon på 3 fat olje per tonn CO_2 injisert, samt en CO_2 resirkuleringsgrad på 30%.

Figur 40: Brutto potensiell verdiskapning ved varierende utvinningsgrad og oljepris (kun felt inkludert i ODs CO2 rapport)



Kilde: Bellona

Figur 41: Brutto potensiell verdiskapning ved varierende utvinningsgrad og oljepris (alle felt)



Kilde: Bellona

CO_2 til EGR

Vi har ikke beregnet potensialet for økt gassutvinning på norsk sokkel som følge av bruk av CO_2. Potensialet er imidlertid åpenbart. Buken av gass fra de store oljefeltene så som Ekofisk, Statfjord og Oseberg, for trykkstøtte for utvinning av gass bør utredes.

Et annet forhold som er interessant med henhold til EGR, er at gassproduksjonen på norsk sokkel sannsynligvis vil vare lenger enn oljeproduksjonen. CO_2 som er injisert i et reservoar kan også gjenbrukes til andre reservoar ved å tappes av. Dette betyr at CO_2 kan benyttes sekvensielt på norsk sokkel.

Et mulig eksempel er at CO_2 som først er brukt i Gullfaks benyttes til Oseberg ved at Gullfaks tappes for CO_2 ved bruk av vanninjeksjon, og at den produserte CO_2 transporteres til Oseberg. Med en overordnet koordinering av CO_2-ressursene på norsk sokkel kan man redusere det langsiktige behovet for "fersk-produsert" CO_2og på denne måten spare kostnader. Følgelig kan man også gjøre fremtidige CO_2 til EOR/EGR prosjekter mer lønnsomme.

Gass-CO_2-substitusjon

Som beskrevet i kapittel 4 (figur 7), ble det benyttet ca. 42 milliarder Sm^3 med gass som trykkstøtte på norsk sokkel i 2004. Deler av denne er basert på blandbar gassinjeksjon (ca. 34% av volumet i 2004), noe som delvis kan sammenlignes med bruk av CO_2 med hensyn til EOR-effekt.

Gass har brennverdi, det har ikke CO_2. Hvis man hadde benyttet denne gassen til produksjon av kraft ved et konvensjonelt gasskraftverk, ville dette tilsvart en årlig produksjon på ca. 275 TWh[34]. Basert på midlere priser i det europeiske kraftmarkedet (ca. NOK 320 pr. MWh) ville dette ha en salgsverdi på ca. NOK 88 milliarder i Tyskland eller Nederland.

Ved salg av denne gassen til kontinentet vil vi med dagens priser oppnå en salgsverdi på ca. NOK 60 milliarder. Verdiløftet for gassen gjennom videreforedling til elektrisitet, før evt. fradrag for transportkostnader, vil da være ca 50% levert kysten av Europa.

Ved CO_2-rensing av en slik kraftproduksjon ville vi få ut ca 90 millioner tonn CO_2 årlig - en mengde CO_2 som norsk sokkel faktisk har behov for i en tredje-fase utvikling av oljeproduksjonen.

Av den gass som blir injisert som trykkstøtte, er det usikkerhet med hensyn til hvor mye som vil bli værende i reservoaret til evig tid som forlatt gass ved nedstengning (såkalt "stranded gas"). OD og oljeindustrien har ved tidligere anledninger antydet at mellom 20% og 40% kan bli værende igjen.

Muligheten for å kunne gjennomføre gass–CO_2–substitusjon vil betinge en massiv utbygging av gasskraftverk og CO_2-renseanlegg i tilknytning til disse. Men det er en betydelig økonomisk verdiskapning gjennom slike tiltak ved:

- Økt verdi på gass gjennom konvertering av gass til elektrisitet
- Redusert tap av potensielle salgbare gassressurser (redusert "produksjon" av stranded gas)
- Økt oljeproduksjon som følge av økt tilgang til CO_2 for EOR
- Bringe til veie nok kraft i Norge til å iverksette elektrifisering av norsk sokkel med påfølgende reduksjon av norske CO_2-utslipp.
- Bidra til bedret økonomi i et helt nødvendig klimatiltak – infrastruktur for CO_2-deponering

[34] 275 TWh vil utgjøre en økning på 8% av total kraftproduksjonskapasitet i "Europa" (Europa innebefatter da Tyskland, Frankrike, Belgia, Nederland, Sveits, Østerrike og Norden). Total kraftproduksjons kapasitet er ca. 3,500 TWh per år.

Disse potensielle verdiene burde gi tilstrekkelig grunnlag for å iverksette studier av muligheten for å skifte driftingen av oljeproduksjonen på Oseberg og Ekofisk fra "ikke-blandbar" gassinjeksjon til en CO_2-drevet EOR-produksjon. Dette bør være et prioritert område, da et gass til CO_2-substitusjonstiltak vil løse flere essensielle problemstillinger:

- Videreforedling av gass i Norge med økt verdiskapning for det norske samfunn
- Bringe til veie betydelige mengder med CO_2

Dette kapittelet har vist hvilke betydelige potensielle merverdier som kan skapes på norsk sokkel ved å etablere en verdikjede for fangst og bruk av CO_2. Den detaljerte økonomiske beregningen og den forretningsmessige strukturen knyttet til denne CO_2-verdikjeden vil bli gjennomgått i detaljert form i kapittel 8 og 9. Det som har vært hovedinnvendingen mot etableringen av en CO_2-verdikjede på NCS, har vært at kostnadene ved å bringe CO_2 frem til feltene er for høye. Dette resonnementet er imidlertid basert på feil forståelse av økonomien og verdiskapningen i CO_2-verdikjeden.

Kapittel 8 og 9 redegjør for de organisatoriske og finansielle strukturer som man får på plass i CO_2-verdikjeden.

Kapittel 7: Rammevilkår for CO_2-håndtering

Debatten om CO_2-håndtering har spilt en stor rolle i norsk politikk i nærmere ti år, og blir framstilt som en problematisk konfliktkilde i alle aktuelle regjeringsalternativer. Problemstillingen har også medført en regjerings avgang. Til tross for dette har det per i dag ikke blitt utført noen form for offentlig utredning, eller drøfting av hvilke rammevilkår og virkemidler som bør komme på plass for at CO_2-håndtering, inkludert fangst, lagring og bruk av CO_2 til meroljeutvinning, skal bli realisert. Dette har ikke skjedd til tross for at det er stor enighet om at CO_2utslippene må reduseres vesentlig.

Stortingsbehandlingen av St.meld. nr. 38 (2003-2004) Om petroleumsvirksomheten, gav imidlertid grunn til å tro at en slik drøfting av virkemidler ville finne sted. I Innst.S.nr.249 (2003-2004), romertallsvedtak IV, heter det: *"Stortinget ber Regjeringen fremme forslag til hensiktsmessige virkemidler for å stimulere til bruk av* CO_2 *som trykkstøtte for økt utvinning på norsk sokkel. Videre ber Stortinget Regjeringen vurdere ytterligere insentivordninger for økt haleproduksjon. Vurderingene bes lagt frem snarest mulig og senest i forbindelse med statsbudsjettet for 2006."*

Regjeringen fulgte opp dette vedtaket i brev datert 21. oktober 2004 fra Olje og Energidepartementet [OED] til Oljedirektoratet [OD] om at OD skulle *"gjennomføre en studie av mulighetene for å gjennomføre prosjekter med injeksjon av* CO_2 *for økt oljeutvinning på norsk kontinentalsokkel."* Et av punktene departementet ønsket at studien skulle "*gi en helhetlig oversikt over*", var:

- *mulige virkemidler myndighetene kan anvende for å stimulere til bruk av* CO_2 *for økt oljeutvinning og kostnadene ved gjennomføring av disse."*

Av årsaker som er ukjent for Bellona, valgte Oljedirektoratet å ikke inkludere en slik vurdering av virkemidler i sin rapport. I henhold til stortingsvedtaket, skal Regjeringen fremme sine forslag til virkemidler senest i forbindelse med statsbudsjettet for 2006. Siden OD valgte å la være å utføre det oppdrag de ble gitt av OED, oppfordrer vi Regjeringen til å legge vekt på de forslag og vurderinger som presenteres i vår rapport.

Hvorfor kommer ikke CO_2-håndtering av seg selv?

Våre beregninger viser at fangst av CO_2 fra gasskraftverk og andre industrielle utslippskilder, kombinert med bruk av CO_2 til meroljeutvinning er svært lønnsomt. Likevel ser det ikke ut til at denne typen prosjekter utløses av markedet. Det er flere årsaker til dette. Vi vil peke på sentrale utfordringer, gjennomgå dagens rammevilkår og drøfte hvorfor disse ikke er tilstrekkelig, samt foreslå ulike virkemidler som vi mener kan være hensiktsmessige. Vi har også valgt å presentere et bredt spekter av virkemidler i dette kapitlet. Disse må ikke oppfattes som Bellonas anbefaling. Vår hovedanbefaling med hensyn på rammevilkår presenteres i de to neste kapitlene, og med den modellen som Bellona foreslår, vil de økonomiske virkemidlene som gjennomgås her stort sett være overflødige. Likefullt mener vi det vil være nyttig å gi leseren en oversikt over de virkemidler som har vært foreslått, og som kan være aktuelle. Til sist i kapitlet gjennomgås noen viktige juridiske rammer for CO_2-fangst og EOR, Forurensningsloven og Petroleumsloven.

Gassnova har ikke mandat til å realisere CO_2-håndtering

Det har over lengre tid vært en utbredt oppfatning at teknologien for fangst av CO_2 ikke er tilgjengelig, eller ikke tilstrekkelig moden til å bli benyttet på fullskala gasskraftverk. Med utgangspunkt i en slik oppfatning av teknologistatus, har Regjeringen fått Stortingets tilslutning til etableringen av et fond på to milliarder kroner som forvaltes av Gassnova, statens senter for miljøvennlig gassteknologi. Fondets avkastning skal støtte prosjekter innenfor utvikling av teknologi og demonstrasjonsprosjekter.

Regjeringen fremhever opprettelsen av Gassnova som et viktig skritt mot realisering av gasskraftverk med CO_2-håndtering. Det er ingen grunn til å betvile at de økonomiske midlene Gassnova rår over kan komme til god nytte for norske fagmiljøer i deres oppbygning av kompetanse på blant annet fangstteknologi. Dessverre har opprettelsen av Gassnova satt diskusjonen om rammevilkårene for CO_2-håndtering i skyggen. Politikerne har skjøvet denne diskusjonen foran seg, fordi de oppfatter umoden teknologi som det avgjørende hinderet mot realisering av fullskala gasskraftverk med CO_2-håndtering. I realiteten er situasjonen motsatt. Teknologi for gasskraftverk er tilgjengelig, men dagens rammevilkår gjør det lite interessant for investorer. Det er stor grad av enighet i fagmiljøene om at det neste viktige steget for å videreutvikle dagens teknologi er å bygge fullskala-anlegg og få relevant operasjonell erfaring, som kan benyttes for videre optimalisering og kostnadsreduksjoner.

Figur 42: CCPs vurdering av brutto fangstkostnad for et gasskraftverk i Norge basert på forskjellige teknologiske plattformer

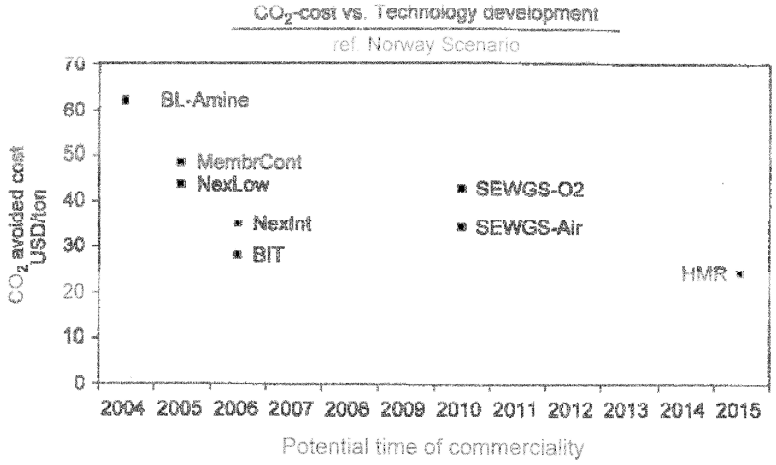


Figure 8: CO_2-cost reductions, technology development and time outlook for the Norway Scenario.

Kilde: CCP, 2005

Det er såkalt "learning by doing" som nå vil føre til kostreduksjoner[35]. Det er altså i hovedsak engineering og praktisk erfaring – og ikke forskning og utvikling – som skal til for å få på plass optimaliserte rimeligere design og drift av renseanlegg. Både AkerKværner/GassTek og CCP (Carbon Capture Project) sier at anlegg med meget lave rensekostnader vil kunne være ferdig engineered på 1-2 år[36].

Det ventes ikke noe paradigmeskifte i teknologien som vil gi kostnadsbesparelser med det første[37] (ref figur 38). Skal klimamålene nås slik FNs klimapanel anbefaler, har vi bare dagens teknologi med noe inkrementell utvikling å benytte. Det trengs vesentlige reduksjoner i klimagssutslipp allerede om 20 år. Derfor er det absolutt nødvendig å gå videre basert på dagens teknologi.

[35] Ref f.eks Paul Feron, TNO sciene & tekn, og Kristin Jordal, Sintef, på "European CO_2 capture and storage conference - towards zero emission power plants" i Brussel 13-15.04.05, der de påpekte at "learning by doing" vil føre til kostnadsreduksjoner.

[36] Ref figur 42 i (CCP 2005) og (Sanden 2005)

Gratis CO_2-kvoter gir svake incentiver og taktisk atferd

Utslipp av CO_2 i sektorer som ikke er belagt med CO_2-avgift, er ilagt kvoteplikt. Det vil si at bedriftene er forpliktet til å holde seg med utslippskvoter tilsvarende den mengde CO_2 de slipper ut. Anskaffelse av CO_2-kvoter representerer en betydelig økning i bedriftenes kostnadsbase, med dagens noterte priser på omkring 20 EURO per tonn CO_2.

I dag er eksisterende industrielle utslipp, samt ett gasskraftverk som ennå ikke bygd, tildelt gratis utslippskvoter tilsvarende 95% av sine utslipp, for perioden 2005-2007. Disse kvotene kan selges, dersom utslippet elimineres gjennom CO_2-håndtering, men dette representerer likevel et svakt incentiv for betydelige investeringer i fangst av CO_2, fordi man ikke vet hvorvidt bedriften da vil få nye gratiskvoter ved tildeling for perioden 2008-2012. Gratis utslippskvoter representerer en subsidie, all den tid det er staten som ved Kyotoprotokollens første forpliktelsesperiode i 2008, må betale for utslippskvoter eller CDM-tiltak til andre stater.

Manglende verdikjede gir stor risiko og store investeringer for enkeltaktører

Per i dag eksisterer det ingen komplett verdikjede for CO_2 fra kilde til bruker. Leverandører av CO_2, for eksempel et gasskraftverk, er avhengig av en forholdsvis sikker og kontinuerlig avsetning for CO_2, for å kunne forsvare betydelige investeringer i fangst og komprimering av CO_2. Oljeselskapene, som er potensielle kjøpere av CO_2, er på sin side avhengig av betydelige volumer, større enn noen enkeltkilder i Norge kan levere. Oljeselskapene vil også ha behov for fleksibilitet i leveranser, noe som krever fysisk bufferkapasitet i form av lagringplass for CO_2. Investeringsbeslutninger fattes dessuten i den enkelte lisens, hvor flere selskaper er eiere. For å oppnå best mulig lønnsomhet, er det ønskelig å dele nødvendige investeringskostnader knyttet til infrastruktur for CO_2 på flere lisenser. Så lenge den første lisensen som velger å satse på bruk av CO_2 til meroljeutvinning er nødt til å bære hele investeringen knyttet til infrastruktur, er det grunn til å tro at dette hindrer investeringsbeslutningene. Siden infrastruktur for CO_2 vil kunne benyttes av flere lisenser, og over lengre tid enn den periode som er aktuell på en enkeltlisens, er det hensiktsmessig å lage instrumenter som muliggjør en fordeling av kostnader mellom lisenser og over tid.

Fordeling av risiko og fortjeneste

På grunn av grunnrentebeskatningen av petroleumsvirksomheten på 78%, ligger en stor del av fortjenesten ved å få opp mer olje av eksisterende felt hos staten. Staten og selskapene har ikke nødvendigvis felles interesser. For staten, som eier av all olje på norsk sokkel, er det ønskelig at mest mulig av oljen i hvert felt utvinnes. Når et felt stenges ned, representerer den gjenværende oljen en tapt verdi for staten. Det er derfor staten allerede benytter ulike virkemidler for å sikre en størst mulig utvinning før feltene avvikles. For oljeselskapene er imidlertid hovedmålet å sikre en størst mulig avkastning på investert kapital. Investeringer i meroljeutvinning fra modne oljefelt konkurrerer med investeringer i nye områder og i andre land.

Økonomiske virkemidler

Selv om et slik CO_2 til EOR-prosjekt vil være økonomisk lønnsomt for staten, er det ikke mulig for enkeltlisenser med dagens rammevilkår å ta slike investeringer alene. En stor del av fortjenesten knyttet til meroljeutvinning fra modne oljefelt vil tilfalle staten, i form av økte skatteinntekter. Siden fortjenestemuligheten i stor grad ligger hos staten, er det naturlig at også staten bærer noe av risikoen. Dette kan gjøres ved hjelp av en målrettet justering av skattesystemet.

Regulert maksimalavkastning

En mulighet er at man gjennom skattefradrag sikrer oljeselskapene en definert regulert avkastning på investeringer til bruk av CO_2 for meroljeutvinning. Offshorebeskatningen på 78% bør legges til grunn, men finansdepartementet gir lisensen skattefradrag som sikrer selskapet denne gitte avkastningen. Dette bør reguleres av avtaler mellom departementet og den enkelte lisens. På denne måten tar staten risiko, men sikrer seg samtidig fortjenesten.

Beskatning på realisert oljepris

Et annet tiltak som kan redusere selskapenes risiko, er at beskatningen baseres på realisert oljepris, og ikke på normpris, slik tilfellet er i dag. Da kan oljeselskapene selge oljen på forward-kontrakter, uten å risikere beskatning basert på en eventuelt stigende normpris.

Volumfradrag

Skatteprosjektet under Konkraft (Konkraft, 2003, "Norsk petroleum ved et veiskille") foreslo i 2003 ulike skattemessige endringer for å fremme økt verdiskapning på norsk sokkel. Et av prosjektets subsidiære forslag gikk ut på å gi et volumfradrag, i kroner per volumenhet, for all produksjon fra nye felt og økte volumer fra eksisterende felt. Forslaget fikk ikke Regjeringens støtte, trolig fordi Finansdepartementet anså at en slik fradragsordning i praksis ville innebære reduserte skatteinntekter. Finansdepartementet mente, trolig med rette, at produksjon som ville blitt omfattet av volumfradrag, ville blitt iverksatt også uten denne skattelettelsen. Det samme gjelder ikke meroljeutvinning fra modne oljefelt med injeksjon av CO_2. Her er de økonomiske og tekniske barrierene høyere enn for tradisjonelle metoder for økt utvinning. Et volumfradrag knyttet spesifikt til olje produsert med CO_2-injeksjon, f.eks. på 2 USD per fat, vil redusere risikoen og øke lønnsomheten for lisenser vesentlig. Virkemidlet vil skape et behov for avgrensninger, særlig i de tilfeller hvor det er aktuelt å veksle mellom bruk av CO_2 og for eksempel vannflømming, men dette vil trolig være håndterbart.

Økte avskrivninger

Lisensene kan gis adgang til en raskere avskrivning av investeringer direkte knyttet til bruk av CO_2 til EOR. En kortere avskrivningstid gir lavere skattbar inntekt i perioden fra investeringstidspunkt til investeringen er fullt avskrevet, og dermed også lavere beskatning. Virkemidlet er presist rettet mot CO_2 til EOR. Avgrensning av hvilke investeringer som bør omfattes, vil være mulig å håndtere.

Øremerking av CO_2-avgift offshore til fond for klimatiltak på sokkelen

Virksomheten på norsk sokkel er ilagt CO_2-avgift på 289 kroner og 333 kroner per tonn CO_2 på forbruk av henholdsvis olje og gass. Mesteparten av kraftforsyningen til offshoreinstallasjoner produseres lokalt i anlegg med forholdsvis lav virkningsgrad sammenlignet med gasskraftverk på land. Virkningsgraden er imidlertid høy sammenlignet med offshorevirksomhet i andre land. CO_2-avgiften utgjør en årlig kostnad på ca. NOK 3 – 4 milliarder, for hele sokkelen. Oljeindustriens landsforening (OLF, 2004) har tidligere tatt til orde for at avgiften bør avskaffes og erstattes med kvoteplikt. Argumentasjonen for dette, bortsett fra at det trolig vil bli billigere for lisensene, har vært at avgiften har utspilt sin rolle. OLF fremhever at CO_2-avgiften allerede har avstedkommet alle aktuelle investeringer i utslippsreduserende tiltak som har lavere marginalkostnad enn avgiften. Avgiften har således ingen virkning, og utgjør dermed kun en fiskal avgift, har OLF hevdet.

Kvoteplikt vil gi en bedre miljøeffekt, all den tid lisensens betaling for kvoter vil avstedkomme utslippsreduksjoner andre steder, framfor å havne i statskassen. Det siste resonnementet er etter vår vurdering riktig, men forutsetningen om at en ikke lenger står overfor muligheter til

utslippsreduserende tiltak med marginalkostnad lavere enn avgiftsnivået er feil. Årsaken er at man ikke lenger kan se bort i fra elektrifisering av sokkelen med kraftforsyning fra land som et svært realistisk alternativ.

Grunnet høye gasspriser og lav virkningsgrad er den lokale kraftproduksjonen offshore i dag kostbart for oljeselskapene. Tidligere har elektrifisering blitt ansett som lite lønnsomt, fordi tilgangen på kraft fra land er begrenset. I dag kan dette løses ved at det bygges store gasskraftverk med CO_2-håndtering. En tilleggsgevinst ved dette, er at dette vil skape store mengder CO_2 som kan benyttes til meroljeutvinning. Bellona foreslår at myndighetene utreder innføring av kvoteplikt i henhold til klimakvoteloven for offshorevirksomheten, samtidig som CO_2-avgiften videreføres som en øremerket avgift til et fond for klimatiltak på sokkelen. Fondet bør i hovedsak anvendes til elektrifisering av sokkelen, eventuelt også til CO_2-infrastruktur, avhengig av hvilke virkemidler en for øvrig innfører (jf. Selskapet CPETRO omtalt i kapittel 9). Fondet vil kunne sikre at lønnsomme, lisensovergripende investeringer kan realiseres. Fondet kan innrettes med svovelfondet som modell.

Statstøtte til gasskraftverk som bygger renseanlegg for CO_2

Samarbeidsregjeringen forslo i sin regjeringsplattform "Sem-erklæringen", å innføre en tidsavgrenset støtteordning for produksjon av " CO_2-fri gasskraft" tilsvarende refusjon av hel el-avgift på 2002-nivå. Dette har imidlertid ikke blitt gjennomført i form av noe konkret tilbud til utbyggere av gasskraftverk. En slik støtteordning kan kanskje utløse enkeltinvesteringer, men representerer ikke den langsiktighet og forutsigbarhet som er nødvendig for at CO_2-håndtering skal utvikle seg til en betydelig verdikjede.

Gasskraftverk med CO_2-fangst kan gis samme vilkår som gasskraftverk uten CO_2-fangst.

Stortinget kan slå fast i kvoteloven at gasskraftverk med CO_2-fangst skal tildeles gratis utslippskvoter etter samme kriterier som konvensjonelle gasskraftverk. Med dette mener vi at myndighetene bør tildele kvoter med utgangspunkt i den totale CO_2-mengden som kraftverket produserer, det vil si summen av CO_2 som slippes ut til luft og CO_2 som skilles ut og deponeres. Dermed vil usikkerheten knyttet til framtidig kvotetildeling bli lik for et prosjekt med CO_2-fangst og et prosjekt uten. Aktørene vil fortsatt stå overfor en usikkerhet om andelen gratiskvoter i framtidige kvotetildelinger, men man vil være sikker på at overføringen fra staten i form av gratiskvoter ikke blir mindre om man velger å investere i renseanlegg for CO_2.

Staten bør bidra til å etablere en verdikjede for CO_2 til meroljeutvinning

Siden fraværet av en fungerende verdikjede for CO_2 fra utslippskilde til sluttbruker eller deponi ser ut til å være til hinder for investeringer, bør staten bidra til å etablere verdikjeden. Dette kan skje på flere måter. Vi vil gjøre rede for en forretningsmodell vi mener er økonomisk hensiktsmessig, samtidig som den baserer seg på gjeldende juridiske rammer i Klimakvoteloven, Forurensningsloven, Petroleumsloven, EØS-avtalen og internasjonale avtaler. Dette er vårt anbefalte virkemiddel, og beskrives nøye i kapitlene 8 og 9.

Juridiske virkemidler

Forurensningsloven

Norge har gjennom sin ratifikasjon av Kyotoprotokollen forpliktet seg til å delta i det internasjonale arbeidet med å redusere de globale utslippene av CO_2. Norges tilslutning til avtalen er på bakgrunn av at Norge har erkjent at utslippene av CO_2 medfører store klimaendringer. Kyotoprotokollen trådte i kraft 16. februar 2005, noe som forsterker betydningen av en aktiv norsk holdning. Norge som en internasjonal pådriver må selv oppfylle og ligge i forkant med en offensiv innenrikspolitikk dersom en troverdighet i internasjonal miljøpolitikk skal opprettholdes. Vurderingene av CO_2-utslipp fra gasskraftverk, bør på denne bakgrunn sentreres rundt Norges forhold til Kyotoprotokollen. Dette fordi Kyotoprotokollen er den helt sentrale internasjonale mekanismen i klimaspørsmål – og klimaendringene *er* et grenseoverskridende, globalt problem.

I følge Ot.prp. nr. 13 (2004-2005) - Om lov om kvoteplikt og handel med kvoter for utslipp av klimagasser (klimakvoteloven), vil Norge ha en årlig utslippsstatus ved inngangen til Kyotoprotokoll-perioden 2008 -2012 på ca. 10 millioner tonn CO_2 mer enn avtalenivået. Eventuelle forurensende gasskraftverk vil komme i tillegg til dette. Det må i denne sammenheng nevnes at Norge må forvente ytterligere reduksjonsforpliktelser i kommende runder i de internasjonale klimaforhandlingene.

Klimakvoteloven (lov 2004-12-17 nr. 99) regulerer deler av Norges CO_2-utslipp fram til Kyotoprotokollens første forpliktelsesperiode 2008-2012. Loven og dens forarbeider må antas å være en mal for hvordan Regjeringen ser for seg den videre reguleringen etter 2008. Formålet med loven er å begrense utslippene av klimagasser på en kostnadseffektiv måte. Utslipp av CO_2 (og andre klimagasser) faller også inn under forurensningsloven, noe som påkrever tillatelse etter forurl. § 11 om det skal tillates sluppet ut. Dette er ikke endret ved vedtagelsen av kvoteloven. Dette betyr at enhver bedrift som omfattes av kvoteloven også må ha utslippstillatelse for CO_2 etter forurensningsloven § 11. Plikten til også å ha tillatelse etter forurl. er nedfelt i kvoteloven § 4.

Når det gjelder adgangen til å sette teknologikrav i utslippstillatelsen med hjemmel i forurensningsloven § 16 poengteres det i forarbeidene (Ot.prp. nr. 13 (2004-2005) kap. 9.3 side 46) at dette er aktuelt for nye gasskraftverk. Bakgrunnen er nettopp hva Bellona hevdet innledningsvis, at nye gasskraftverk vil representere betydelige kilder til utslipp av CO_2 som vil gjøre det enda vanskeligere for Norge å oppfylle sine Kyoto-forpliktelser.

Stortinget vil ikke ha strengere vilkår i Norge

Flertallet på Stortinget har ved flere anledninger (bl.a. Innst. S .nr. 122 (1999-2000) og Innst. S. nr. 181 (2003-2004) *uttalt at norske gasskraftverk ikke skal ha strengere utslippskrav for klimagasser enn det som er vanlig i andre EØS-land. Nå kan selvfølgelig stortingsflertallet endre dette synspunktet, men dersom vi tar utgangspunkt i at denne forutsetningen skal være oppfylt og at gasskraftverk i andre EU land ikke pålegges rensing, må reguleringen være utformet på en slik måte at et krav om rensing ikke gjør investeringen i gasskraftverk mindre lønnsom med hensyn på avkastning og risiko enn den ville vært uten et krav om rensing.*

Endring av utslippstillatelser

*Med hjemmel i forurensningslovens § 18 (endring og omgjøring av tillatelse), første ledd nr. 3, kan forurensningsmyndigheten "*oppheve eller endre vilkårene i tillatelse etter loven her eller etter forskrift i medhold av loven, eller sette nye vilkår, og om nødvendig kalle tillatelsen tilbake dersom (...) ny teknologi gjør det mulig å minske forurensningene i vesentlig grad."

Videre heter det i § 18 fjerde ledd, at "*Ved avgjørelser etter første og tredje ledd skal det tas hensyn til kostnadene en endring eller omgjøring vil påføre forurenseren og de fordeler og ulemper endring eller omgjøring for øvrig vil medføre.*"

Bedrifter som har utslippstillatelse for CO_2, for eksempel gasskraftverk eller industribedrifter, kan altså ikke uten videre pålegges rensning av CO_2, selv om ny teknologi er tilgjengelig. Dersom endrede vilkår i utslippstillatelsen medfører urimelige kostnader eller konkurranseulemper for bedriften, er det ikke nødvendigvis anledning til foreta slike endringer. I lys av vårt forslag til forretningsmodell for et selskap for fangst av CO_2 (Norsk CO_2-gjenvinning AS), er det imidlertid grunn til å tro at loven gir myndighetene adgang til å stille krav om rensing av eksisterende utslipp der hvor det etableres renseanlegg for CO_2 som bedriften kan knytte seg til dersom dette ikke påfører bedriften uforholdsmessig høye kostnader. Siden prisen for rensetjenester kan knyttes opp til bedriftens kvotekostnader og andel tildelte gratiskvoter, vil et krav om rensing av CO_2 ikke medføre urimelige kostnader for bedriften. Dersom "Norsk CO_2-gjenvinning" skal opprettes, vil det være nødvendig at staten bruker sin adgang til stille vilkår om rensing i utslippstillatelser for å sikre selskapet tilstrekkelig tilgang på "råvarer" slik at en verdikjede kan bli etablert.

Dersom nye gasskraftverk ikke pålegges å rense sine CO_2-utslipp vil hver av dem øke de norske klimagassutslippene med 2,5%. En økning i denne størrelsesorden er betydelig sett i forhold til at Norge gjennom Kyoto er forpliktet til å *redusere* utslippene, det vil si komme ned til +1% i forhold til 1990-nivå. Konkrete vurderinger innenlands av forholdet til Kyotoprotokollen vil også være særdeles viktige fordi protokollens artikkel 17 oppstiller at et kvotehandelssystem skal være "supplemental" i forhold til nasjonale tiltak. Av ordlyden, "supplemental", og oppfatningen hos flere av traktatpartene, følger det at mer enn 50% av utslippene skal reduseres nasjonalt, helt uavhengig av kvotehandel. Dette støttes også av formålet med protokollen.

Petroleumsloven

Bellona mener at myndighetene må benytte hjemmelsgrunnlaget i petroleumsloven til å sikre at samfunnsøkonomisk lønnsom meroljeutvinning på modne oljefelt realiseres. I første omgang bør alle aktuelle lisenser pålegges en kartlegging av potensialet for bruk av CO_2 til meroljeutvinning. Hjemmelen for å gi et slikt pålegg finnes i petroleumslovens 4-1: "*Utvinning av petroleum skal foregå på en slik måte at mest mulig av den petroleum som finnes i hver enkelt petroleumsforekomst, eller i flere petroleumsforekomster sammen, blir produsert. Utvinningen skal skje i samsvar med forsvarlige tekniske og sunne økonomiske prinsipper og slik at øding av petroleum eller reservoarenergi unngås. For å oppnå dette, skal rettighetshaver fortløpende vurdere utvinningsstrategi og tekniske løsninger og iverksette nødvendige tiltak*"

I likhet med Forurensningsloven, kan Petroleumsloven bli et viktig virkemiddel når en verdikjede for CO_2 skal etableres. Siden det ikke eksisterer noe fullkomment marked for CO_2til meroljeutvinning, må selskapet som tar risiko ved å etablere infrastruktur i form av rørledninger og mellomlagre for CO_2, sikres avsetning for CO_2. Dersom en lisens av ulike årsaker ikke ønsker å sette iverk meroljeutvinning med CO_2, selv om dette er vurdert som lønnsomt, bør Oljedirektoratet benytte lovverkets adgang til å pålegge en høyere utvinningsgrad.

Kapittel 8: Etablering av en CO_2-verdikjede i Norge

I de foregående kapitlene har vi konstatert at det for Norge er svært viktig å få etablert en verdikjede for CO_2. Grunnlaget for en etablering av en CO_2-kjede i Norge er knyttet opp mot to hovedargumenter:

- Vi har behov for så mye CO_2 som mulig for benyttelse på norsk sokkel
- Ved å fange v fra norske utslipp vil vi redusere våre klimakostnader på lang sikt

I tillegg til dette vil etableringen av en CO_2-verdikjede bidra til at det etableres langsiktige og gode rammebetingelser for CO_2-intesiv fastlandsindustri, noe som vil bidra til at denne industrien har mulighet for å overleve i Norge.

Basert på OD-rapportens utgangspunkt for de økonomiske vurderingene, trekker rapporten ikke overraskende konklusjonen at;

- Det er for dyrt å bringe CO_2 frem til plattformen
- Det er et problem at det ikke er tilstrekkelig med kilder for CO_2 tilgjengelig for transport ut til norsk sokkel (NCS)

Den første konklusjonen er basert både på en feilaktig forståelse av forretningsmodellen med å bringe CO_2 frem norsk sokkel og uriktig informasjon med henhold til brutto fangstkostnader for CO_2. Den andre konklusjonen er basert på en for snever helhetlig forståelse av muligheter og virkninger ved å etablere en CO_2-verdikjede. Disse feilvurderingene legger føringer på alle øvrige konklusjoner med henhold til tilgjengelighet av CO_2 for EOR-formål, samt vurderingen av prosjektøkonomien i CO_2 til EOR-prosjekter på NCS.

I dette kapittelet vil vi redegjøre for hvordan en slik verdikjede for fysisk fangst og leveranse av CO_2 bør organiseres. Kapittel 9 tar for seg de finansielle aspekter ved denne verdikjeden.

Operativ modell for en CO_2-verdikjede i Norge

En av de viktigste premissene for den økonomiske vurderingen som er foretatt i ODs rapport er implisitt i rapporten og ikke drøftet. nemlig koblingen mellom brutto fangskostnad for CO_2 i forbindelse med fangst fra et gasskraftverk og kostnaden og finansiell risikovurdering av bruk av CO_2 til EOR. Denne premissen er en logisk feilslutning og den antatte koblingen mellom brutto CO_2-fangstkostnader og prisen for CO_2 levert til plattform er gal.

En annen premiss som i liten grad blir diskutert, er muligheten for å etablere store punktkilder for CO_2 med sikte på å kunne forsyne NCS med tilstrekkelige mengder CO_2.

Den mest realistiske operative og økonomiske forretningsmodellen for å kunne igangsette bruk av CO_2 til EOR på NCS kan grovt sett skisseres som følger:

1. Som ledd i de norske tiltakene for å bringe NCS inn i tredjefaseutvinning, samt muliggjøre gass-CO_2-subsititusjon, gjerne også som et klimatiltak, må det etableres et selskap som er ansvarlig for avsetning og transport av CO_2 fra de store norske punktutslippene og fangststedene for CO2. Det finansielle grunnlaget for denne etableringen eksisterer i utgangspunktet som følge av en gjennomgående god lønnsomhet som følge av meroljeutvinning. Det går også an å ta utgangspunkt i de norske kvoteforpliktelsene.

2. CO_2-selskapet etablerer et transportsystem (rør og skip) for CO_2 frem til to store deponier/mellomlagre. Her kan for eksempel eksisterende oljefelt som har behov for CO_2, eller nedlagte gassfelt benyttes som deponi og lagerløsning. Årsaken til behovet for et deponi/lagerløsning er at produksjon og eventuelt avtak av CO_2 for EOR-formål har både forskjellig frekvens, men også forskjellig levetid.

3. Leveranse av CO_2 til olje- og gassfelt vil deretter skje på en prosjekt-til-prosjektbasis med utgangspunkt i CO_2-lagrene/deponiene på NCS.

Salg av CO_2 til olje- og gasslisensene på NCS vil skje på grunnlag av "regulerte" markedsmessige vilkår og vil følgelig representere inntekter for CO_2-selskapet. Hoveddriverne er dels betydelige direkte inntekter fra salget av CO_2 for CO_2-selskapet og de indirekte inntektene staten mottar på grunn av følgende finansielle effekter:

- Økte skatteinntekter fra økt olje- og gassproduksjon.
- Reduserte kvotekostnader i forbindelse med oppfyllelse av Kyoto-forpliktelsene.
- Utsettelse av fjerningskostnader som følge av lengre produksjonstid på olje- og gassfelt.
- Økt "etter skatt"-verdi på eierandeler i Petoro, Statoil, Norsk Hydro og andre virksomheter den norske stat har eierinteresser i som tjener på økt lønnsomhet på norsk sokkel.
- Økt skatt fra økt aktivitet hos leverandørindustrien til norsk sokkel.
- Mulighet for å redusere driftskostnadsnivået på norsk sokkel med opp mot 15 – 20% som følge av elektrifisering av sokkelen (til fradrag her kommer redusert CO_2-avgift, men dette må holdes opp mot reduserte kvotekostnader).

For en oljelisensinnehaver er den relevante forretningsmodellen å vurdere bruk av CO_2 som tiltak basert på at prisen på CO_2 levert kan svinge i tråd med for eksempel oljepris. Følgelig må de økonomiske beregningene ta utgangspunkt i de gitte kostnadene for bruken av CO_2 på plattform, og at leveranseprisen for CO_2 levert til plattform svinger på grunnlag av en marginalprisvurdering av betalingsvilligheten for CO_2.

Klimaforpliktelsene som del av grunnlaget for etablering av en CO_2-verdikjede i Norge

Det klimamessige grunnlaget for å etablere av en CO_2-kjede i Norge kan kort beskrives som følger: I henhold til Kyoto-protokollen har Norge forpliktet seg til å ikke slippe ut mer enn 50,6 millioner tonn CO_2 ekvivalenter per år i perioden 2008 til 2012. Det internasjonale regelverket for perioden etter 2012 er foreløpig ikke avklart, men det er grunnlag for å anta at det internasjonale samfunnet vil søke å redusere CO_2-utslipp ytterligere, og at det følgelig vil bli enda strammere utslippsforpliktelser å forholde seg til på et senere tidspunkt. Basert på siste prognose for norske utslipp, samt de annonserte planer for gasskraftverk i perioden, vil Norge slippe ut et samlet mer-utslipp på mellom 70 og 100 millioner tonn CO_2 for Kyotoperioden. Ved kjøp i det internasjonale kvotemarkedet vil dette medføre et finansielt utlegg på i størrelsesorden NOK 15 milliarder i 5års-perioden. Alternativ til å kjøpe CO_2-kvoter i utlandet vil være å gjennomføre klimatiltak hjemme.

Oppsummert er grunnlaget for en etablering av en CO_2-kjede i Norge knyttet opp mot to hovedargumenter:

- Vi har behov for så mye CO_2 som mulig for benyttelse på norsk sokkel
- Ved å fange CO_2 fra norske utslipp vil vi redusere våre klimakostnader på lang sikt.

Begge argumenter er basert på rene økonomiske vurderinger, og vurderingen av kostnadene ved CO_2 fangst og deponering som klimatiltak vil komme som en bonus på toppen av de økonomiske gevinster Norge som nasjon vil få som følge av etableringen av en CO_2-verdikjede.

Enhetskostnader i forbindelse med fangst av CO_2 fra industri- og energiproduksjon

En av de store misforståelsene i den norske debatten om CO_2-håndtering, og spesielt i forbindelse med rensing av gasskraftverk, er knyttet til vurderingen av kostnadene. I mye av den offentlige debatten og i offentlige dokumenter (bl.a. OD, 2005) vedrørende dette spørsmålet anslås det at brutto CO_2-håndteringskostnader er i området NOK 350 til 550 per tonn CO_2, og at dette bidrar til å øke produksjonskostnadene for kraft fra et gasskraftverk med NOK 13 – 18 øre per kWh.

Figur 43: Carbon Capture Project (CCP) sine vurdering av brutto fangstkostnad for et gasskraftverk i Norge basert på forskjellige teknologiske plattformer. Rensekostnaden i USD/tonn kan leses på Y-aksen, antall år til teknologien forventes å være moden kan leses av på x-aksen.

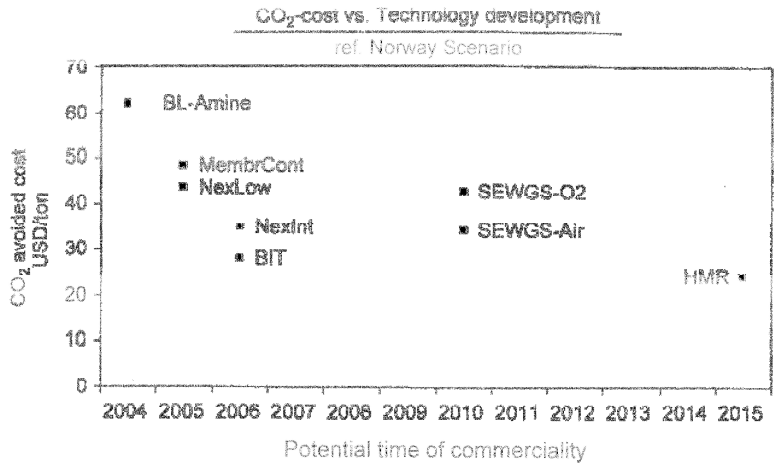


Figure 8: CO_2-cost reductions, technology development and time outlook for the Norway Scenario.

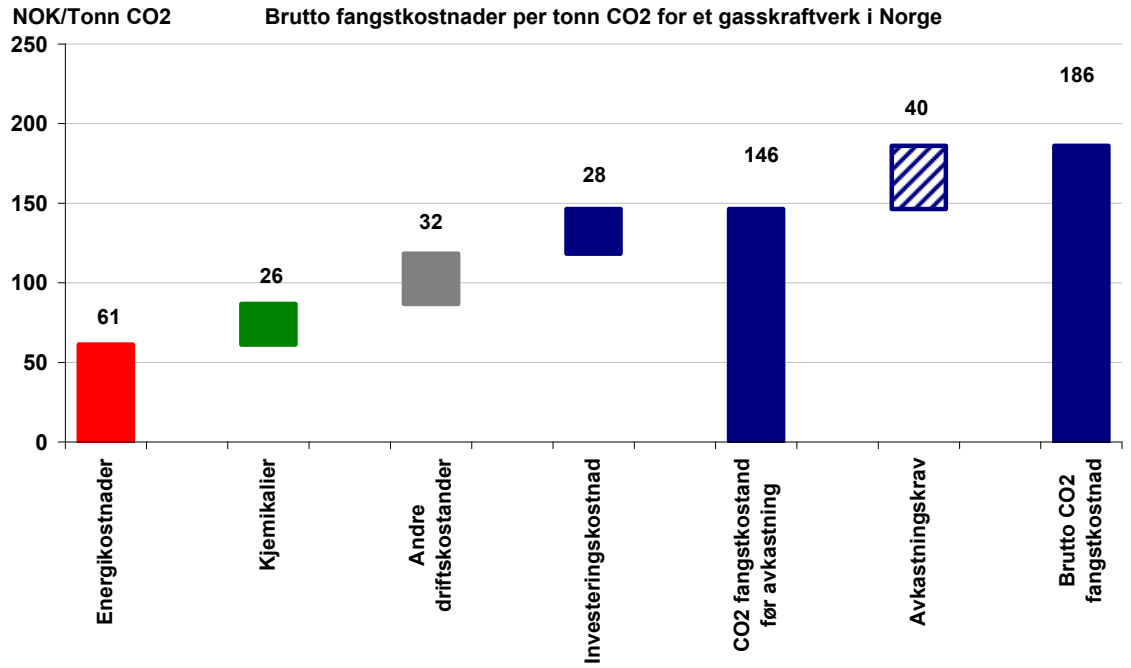
Kilde: CCP, 2005

Det har imidlertid det siste året blitt offentliggjort en rekke studier som indikerer at dette kostnadsanslaget er basert på gammel informasjon. AkerKværner/GassTek (Sanden 2005) har gjennomført en studie som indikerer brutto rensekostnader i størrelsesorden NOK 185 per tonn CO_2.

CCP offentliggjorde resultatet av fire års forskning (se figur 43) som indikerer brutto rensekostnader i samme størrelsesorden som AkerKværner/GassTek i sin sluttrapport for fase 1 av CCP-prosjektet (Melien, 2005)[38].

[38] Studiene som er offentliggjort er; "Vol 1 - Capture and Separation of Carbon Dioxide from Combustion", og "Vol 2 - Geologic Storage of Carbon Dioxide with Monitoring and Verification Se også CCPs hjemmeside (http://www.co2captureproject.com/Phase1Index.htm) og Elseviers hjemmeside (http://www.elsevier.com/wps/find/bookdescription.cws_home/704293/description#description).

Figur 44: Bellona-studie av enhetskostnader for CO_2-fangst fra et gasskraftverk – Brutto fangstkostnader per tonn CO_2



Merknad; Beregningen over er basert på en gasspris på NOK 1,0 per standard kubikkmeter, samt et realavkastningskrav på totalkapitalen før skatt på 7% (dette tilsvarer et realavkastningskrav på egenkapitalen før skatt i størrelsesorden 14% eller en egenkapitalbeta på mer enn 3, noe som kan ansees som svært høyt for kraftproduksjon).

Kilde: Bellona working paper 2005; "The Norwegian gas power and CO_2 emission fallacy"

Basert på det som er av offentlige kilder angående kostnader i forbindelse med investering og drift av et aminbasert renseanlegg for gasskraftverk har Bellona gjennom vår økonomiske modellering av et gasskraftverk med CO2 håndtering kommet frem til at brutto rensekostnad i Norge vil være i størrelsesorden NOK 160 til 247 per tonn CO_2 med en naturgasspris som varierer fra NOK 0,6 til 2,0 per standard kubikkmeter. Det hersker imidlertid fremdeles usikkerhet med hensyn til investeringsanslaget for et slikt aminrenseanlegg i Norge. Denne usikkerheten er imidlertid tatt hensyn til i de finansielle kalkylene og trekker de foreløpige konklusjonene med hensyn til kostnader oppover.

Med tanke på den langsiktige utviklingen i den internasjonale kvoteprisen så er det forhold som taler for at denne ikke vil falle under den marginale brutto fangstkostnaden for CO_2 fra energiproduksjon fra kull og gasskraftverk. Salgsprisen for kull og gass vil imidlertid også spille inn indirekte gjennom dennes påvirkning av energikostnadene tilknyttet CO_2-rensing. (Se også kap 3).

Vi vil i det etterfølgende basere de økonomiske eksemplene på en langsiktig kvotepris på EUR 20 per tonn CO_2 og en brutto fangstkostnad i Norge, basert på en gasspris på NOK 1,0 standard kubikkmeter, som gir brutto fangstkostnad lik NOK 186 per tonn CO_2.

Etablering av en CO_2-fangst og distribusjonskjede i Norge

Norge har noen store punktutslipp av CO_2. Disse er konsentrert rundt fastlandsindustri og olje- og gassvirksomheten på land.

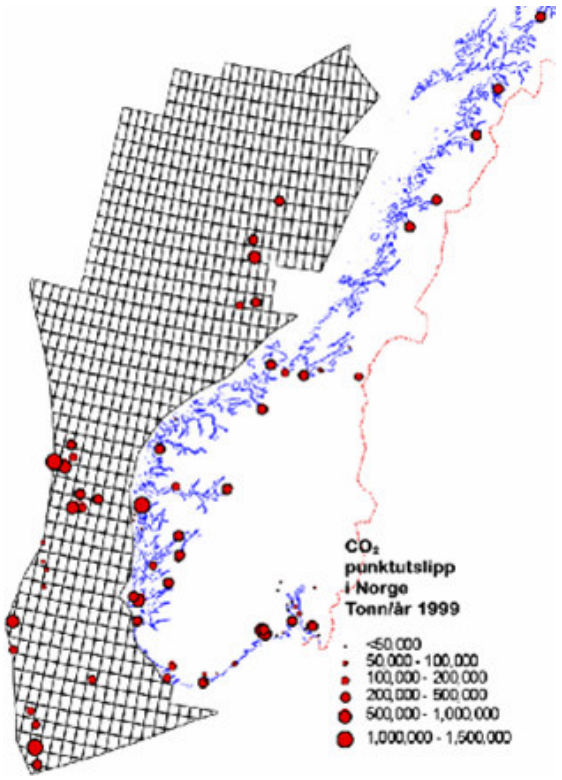
Statoil-raffineriet på Mongstad slipper ut ca. 1,7 millioner tonn CO_2, Kårstø gass-prossessering ca. 1,6 millioner tonn, industrien i Grenland ca. 2 millioner tonn, Metanolfabrikken på Tjeldbergodden ca. 0,4 millioner tonn pr. år.

I tillegg til dette er det planlagt gasskraftverk på Tjeldbergodden, Skogn, Mongstad, Kårstø og i Grenland som vil produsere totalt ca. 10 millioner tonn CO_2.

Utvidelse av produksjonen på metanolfabrikken på Tjeldbergodden vil bidra med ytterligere 0,2 millioner tonn. Aktiviteten i tilknytning til Snøhvit-prosjektet i Hammerfest vil kunne bidra med opp til 1 millioner tonn i året. I tillegg kommer Sleipner-plattformen som produserer ca. 1 million tonn CO_2 per år.

Totalt har vi med denne aktiviteten 17 CO_2-kilder som totalt sett kan bidra med mellom 14 og 17 millioner tonn CO_2 per år til norsk sokkel.

Figur 45: *Store punktutslipp av CO_2 i Norge*



Kilde: Norges Geologiske Undersøkelser (NGU)

For å fange denne mengden med CO_2 må det bygges 5 rense-/fangstanlegg langs kysten (Skogn, Tjeldbergodden, Mongstad, Kårstø og Grenland) som samlet sett bør ha en minimumskapasitet på 16 millioner tonn, og en gjennomsnittlig kapasitet på ca. 3,2 millioner tonn.

Basert på våre foreløpige anslag for investering i et aminrenseanlegg vil anleggene i seg selv (inklusive kompresjonsanlegg for CO_2) utgjøre ca NOK 17 milliarder[39] [40].

I tillegg til eksisterende og planlagte anlegg, kan man se for seg muligheten for å utvide kapasiteten på Tjeldbergodden og Mongstad med elektrifisering, for leveranse av kraft til norsk sokkel.

Norge har samtidig betydelige mengder gass som i dag benyttes som trykkstøtte, eller av andre årsaker ikke kommer til markedet. Ved bygging av et betydelig gasskraftverk i for eksempel Rogaland, kan man se for seg at Norge kan eksportere betydelige mengder med kraft til det europeiske markedet (jf. etableringen av NorNed Led, som vil øke kapasiteten for utveksling av kraft mellom Norge og kontinentet). Vi har valgt å kalle dette gasskraftverket for EuropePower.

[39] Anleggene er forventet å ha en levetid på 30 år.
[40] Se også (Jakobsen 2005)

Tabell 2: Punktutslipp av CO_2 i Norge med tilknytning til CO_2 verdikjede

Punktutslipp av CO_2 med tilknytning	Brutto CO_2 utslipp *Tonn*	CO_2 produksjon m 85% fangst *Tonn*
Kilder til CO_2 region Norskehavet		
Melkøya GKV	625 000	531 250
Hammerfest Energi GKV	290 698	247 093
Metanolfabrikk	550 000	467 500
Tjeldberg	2 500 000	2 125 000
Skógn GKV	2 325 581	1 976 744
Totalt	**5 375 581**	**4 569 244**
Kilder til CO_2 region Nordsjø		
Skagerak Energi GKV	2 906 977	2 470 930
Borealis	59 000	50 150
Hydro Polymers, Rafnes	100 000	85 000
Noretyl, Rafnes	525 000	446 250
Norcem Kjøpsvik	420 432	357 367
Norcem Brevik	951 971	809 175
Kårstø gass prosesserings anlegg	1 650 000	1 402 500
Kårstø GKV	1 250 000	1 062 500
Kollsnes gassanlegg	56 000	47 600
Mongstad raffineri	1 660 000	1 411 000
Mongstad GKV	813 953	691 860
Sleipner CO_2-produksjon	1 000 000	1 000 000
Totalt	**11 393 333**	**8 834 333**
Tilgang på CO_2 basert på eksisterende og planlagte prosjekter	**16 768 915**	**13 403 577**
Ønskelige tilleggsprosjekter		
Økt kapasitet TBO GKV til 2GW	3 313 953	2 816 860
Økt kapasitet Mongstad GKV til 2GW	3 313 953	2 816 860
Bygging av EuropePower GKV - 5GW	14 534 884	12 354 651
Totalt tillegg CO_2	**21 162 791**	**17 988 372**
Total mulig tilgang på CO_2 til norsk sokkel	**37 931 705**	**31 391 950**
Potensiell CO_2-produksjon Draugen CO_2-deponi	8 689 535	7 386 105
Potensiell CO_2-produksjon Heimdal CO_2-deponi	29 242 170	24 005 845

Kilde: SFT, Bellona 2005

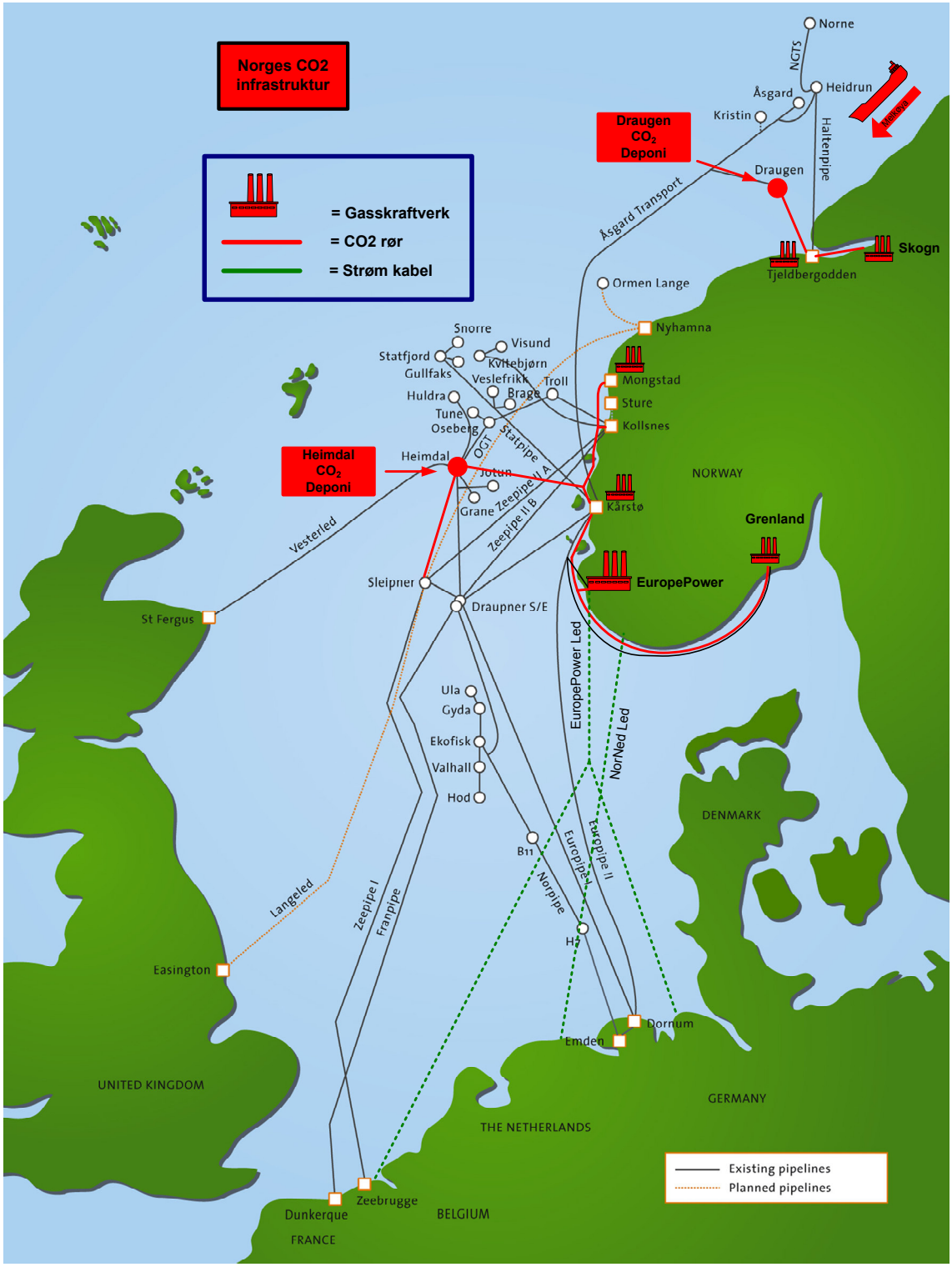
Disse punktkildene for CO_2-fangst knyttes deretter sammen i et rørledningsnett for transport av CO_2 med, rettet mot to hovedregioner for CO_2-deponering; 1) CO_2-region Norskehavet med Draugen-feltet som CO_2-deponi og 2) CO_2-region Nordsjøen med Heimdal-feltet som CO_2-deponi.

Vi vurderer reservoaret ved Heimdal-plattformen som et potensielt bra lager. Produksjonen fra reservoaret er avsluttet, samtidig som plattformen, som er et knutepunkt i norsk gassdistribusjon, vil bli stående i mange år fremover. Det vil derfor være små tilleggskostnader knyttet til injeksjon av CO_2 fra denne innretningen. Deponering i ferdigproduserte reservoarer er meget interessant fordi strukturen har vist at den er tett, gjennom å holde på gass og olje. Omlag 20 felt er eller er planlagt stengt ned i løpet av 10 år. De største feltene som allerede er nedstengt, er Frigg, Heimdal og Odin. De ligger alle i samme område. Når det gjelder Frigg, er det usikkerheter knyttet til mulig fremtidig utvinning av resten av naturgassen som er igjen i reservoaret, noe som gjør at det må avklares hvordan

CO_2 vil påvirke mulig fremtidig økt gassutvinning. Produksjonen fra Odin er avsluttet og innretningen er fjernet.

Draugen er ansett som egnet for CO_2 til EOR. Det kan også være at reservoaret etterhvert kan fungere som et mellomlager.

Figur 46: Nødvendig CO_2-infrastruktur



Fangstanleggene leverer fortløpende CO_2 inn i CO_2-rørledningsnettet. CO_2 blir mottatt på Draugen og Heimdal CO_2-deponier, hvor CO_2 deretter kan videreselges til olje- og gassfelt på norsk sokkel. I tillegg kan CO_2 fra Sleipner-feltet, 1 million tonn/år, kan sendes direkte til Heimdal CO_2-deponi istedenfor å deponeres i Utsira-formasjonen.

Bellona foreslår med denne rapporten en løsning som får den norske CO_2-verdikjeden til å fungere på riktig måte industrielt, kommersielt, juridisk og miljømessig. Dette skjer ved at den norske stat tar initiativ til etablering av to selskaper som Bellona har valgt å kalle:

- **NOCO AS - Norsk CO_2-gjenvinning AS**
- **CPETRO SF - Carbon Petro Statsforetak**

NOCO AS – Norsk CO_2-gjenvinning AS

NOCO AS etableres som et aksjeselskap og har som forretningside å bygge og drifte CO_2-renseanlegg for industri og energivirksomhet. I tillegg til rensing i Norge skal selskapet også kunne drifte CO_2-rensing internasjonalt, og eventuelt hele CO2-håndterings operasjoner.

I tillegg til dette skal selskapet aktivt arbeide med utvikling av CO_2-håndteringsteknologi, og derved sikre eierskap til denne teknologien for blant annet internasjonal satsing.

Vi foreslår at staten tar initiativet til etableringen av selskapet, og at private interessenter blir invitert til å delta i etableringen av selskapet.

Vi er av den oppfatning at det vil være mange private interesenter, både norske og internasjonale som vil ha stor interesse av å delta i NOCO. Aktuelle private interessenter i Norge bør være både industri- og energiselskaper som Statoil, Hydro, Statkraft, og AkerKværner. Av utenlandske interessenter har vi teknologileverandører så som Mitsubishi Heavy Industries og Fluor, men også internasjonale energiselskaper som Shell og BP bør kunne ha betydelige interesser i å delta.

En norsk teknologileverandør som for eksempel Sargas AS burde ha stor interesse av å delta ved å bidra med for eksempel teknologirettigheter.

Forretningsmodellen er basert på følgende hovedprinsipper:

- Etablere CO_2-renseanlegg i nærheten av CO_2-intensiv industri og kraftproduksjon
- Staten kan med grunnlag i gjeldende lovverk som klimakvoteloven og forurensingsloven, pålegge nærliggende, relevant industri å tilknytte seg NOCOS renseanlegg og kjøpe rensetjenester.
- Staten gjennom sitt selskap CPETRO er kjøper av CO_2 for bruk av CO_2 på norsk sokkel.
- NOCO har to inntektsstrømmer:
    - Inntekt ved mottak av avgass fra industri/energiprosesser gjennom en CO_2-renseavgift
    - Inntekt fra salg av CO_2 ferdig komprimert og "tørket" levert inn i flens i CPETROs CO_2-transport og deponisystem.

CO_2 renseavgift

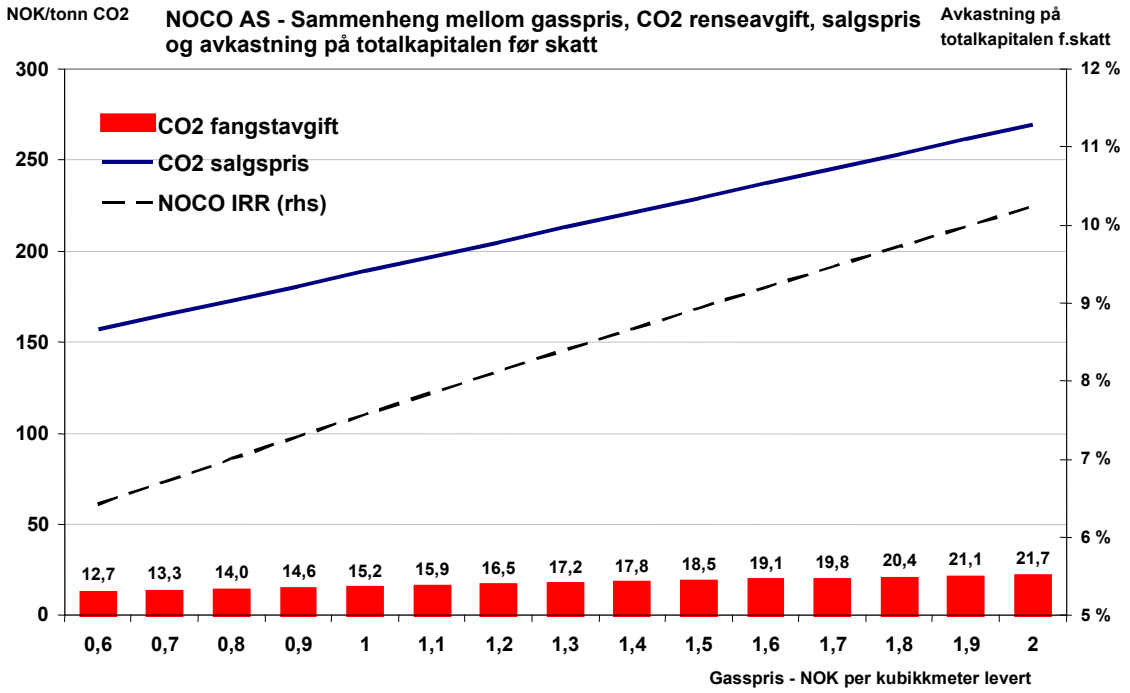
CO_2-renseavgiften fastsettes med utgangspunkt i langsiktige avtaler mellom leverandør av avgass og NOCO. Avgiften er dimensjonert på en slik måte at den både representerer en langsiktig stabil kostnad for leverandør av utslipp (dvs industri og gasskraftverk), og at kostnaden på lang sikt vil være innenfor en rimelig kostnadsramme for industri/energivirksomheten.

Den langsiktige prisstrukturen vil i all hovedsak kun være variabel med gasspris levert renseanlegg, og er i vår foreløpige finansielle modellering satt til en pris som varierer fra NOK 12 til NOK 20 per tonn CO_2 levert inn i renseanlegget. Varians i CO2-renseavgift er kun basert på en naturgasspris som varierer mellom NOK 0,6 til 2,0 per standard kubikkmeter gass. Prisingen av CO_2-renseavgift er dermed frikoblet fra utviklingen i den internasjonale CO_2-kvoteprisen, men knyttet opp mot driftskostnadene for rensingen på NOCOs anlegg.

Det kan tenkes tilfeller der NOCO tar varierende CO_2-renseavgift fra forskjellige leverandører av avgass, grunnet forskjell i CO_2-innhold for avgassen. Endring i CO2-innhold på avgass medfører en viss endring i kostnadsbildet for CO_2-rensing, en forskjell som i et kommersielt marked normalt sett deles mellom leverandør og kunde.

Den norske klimakvoteloven gir i dag 95% av utslippskvotene gratis. De resterende 5% skal kjøpes i et CO_2-kvotemarked med fluktuerende priser. Det er også forventet at frikvoteandelen på sikt vil bli redusert[41], samt at prisen på utslippskvoter kan tenkes å stige. Gjennom prisingsstrukturen for NOCO vil CO_2-intensiv industri og energiprodusenter ha en mye større forutsigbarhet i de langsiktige kostnadene ved rensing enn hvis de skal være gjenstand for usikkerhet mht. kvotetildeling og prisen på disse kvotene.

Figur 47: NOCO priser per tonn CO_2 og avkastning basert på varierende gasspris.



Kilde: Bellona 2005

Salg av CO_2 til CPETRO

CPETRO har i utgangspunktet som forretningside å skaffe mest mulig CO_2 til norsk sokkel. NOCO får inntekter fra salg av komprimert CO_2 til CPETRO. Pris per tonn CO_2 levert inn i rørledning til CPETRO fastsettes på langsiktige kontrakter som hensyntar kostnadene ved produksjonene av CO_2. Prisen for CO_2 levert vil bli knyttet opp mot energiprisen (i vårt tilfelle gassprisen).

[41] Gøteborg Energi ble kun gitt 40% utslippskvote på sitt gasskraftverk, som er under bygging.

I vår foreløpige modellering har vi en pris på CO_2 levert inn i flens som varierer fra NOK 157 til 270 kroner per tonn, basert på en varians i gassprisen fra NOK 0,6 til 2,0 per standard kubikkmeter. Figur 43 illustrerer prising av CO_2-renseavgift og pris CO_2 levert CPETRO som en funksjon av gasspris. I tillegg illustrerer figuren avkastning på totalkapitalen før skatt (internrenten for prosjektet) for det gjennomsnittlige renseanlegget til NOCO.

Et siste element som kan nevnes i forbindelse med driften av NOCO, er at NOCOs renseanlegg også kan spesifiseres til å rense for eksempel utslipp av NO_X-forbindelser, svovel eller andre miljøskadelige stoffer. Det er normalt stordriftsfordeler til stede ved rensetiltak, spesielt med hensyn til kapitalinvesteringer. Slike tiltak kan bidra til at de totale rensekostnadene for en geografisk industriell klynge (som for eksempel i Grenland), gjennom NOCO kan oppnå langt mer kostnadsoptimale løsninger enn ved å gjennomføre denne type rensetiltak på egenhånd.

CPETRO - Carbon Petro Statsforetak

Bellona foreslår at den norske stat etablerer CPETRO (Carbon Petro) som et statsforetak, heleiet av enten Olje- og energidepartementet eller Miljøverndepartementet, eller av departementene i felleskap. Det kan også tenkes at CPETRO kan etableres som et datterselskap til Petoro.

CPETRO er først og fremst å anse som en langsiktig investering i den norske statens eierandeler i og skatteinngang fra petroleumsvirksomheten på linje med SDØE. CPETRO bringer CO_2 til norsk sokkel med det formål å øke utvinningen av olje og gass, og vil på denne måten øke verdien av statens fremtidige skatteinngang fra sokkelen og statens eierandeler.

CPETROs forretningsidé er i hovedsak basert på følgende:

- Kjøp av fysisk leveranse av CO_2 for bruk på norsk sokkel (fra NOCO og andre).
- Transportere CO_2 i rør ut til CO_2-deponiene Draugen og Heimdal.
- Videreselge CO_2 til olje- og gassfelt på norsk sokkel til regulerte markedsbaserte priser.
- På lang sikt (om 50 til 100 år når petroleumsvirksomheten ikke lenger har bruk for CO_2) kan CPETRO fungere som et rent klimatiltak. Forretningsideen er da basert på de besparelser den norske stat måtte ha ved å unngå kjøp av CO_2 kvoter. På dette tidspunktet vil de investeringer som er gjort i CPETRO være tilbakebetalt mange ganger, forutsatt en normal prisbane på olje og gass.

CPETRO oppnår avsetning av sin CO_2 gjennom to hovedvirkemidler:

Pisk: Den Norske Stat kan, ved å ha tilstrekkelige mengder CO_2 tilgjengelig på norsk sokkel, med hjemmel i Petroleumslovens § 4-1 pålegge operatørene/lisensinnehaverne å benytte den tilgjengelige CO_2 til meroljeutvinning der det er formålstjenlig (lønnsomt). I første omgang kan OD, med grunnlag i petroleumsloven, pålegge lisensene å utrede potensialet for økt olje- og gassutvinning ved bruk av CO_2. Dette vil gi et tilstrekkelig datagrunnlag for å sette i gang prosjekter.

Gulrot: På grunn av sokkelbeskatningen på 78%, samt gjennom statens betydelige eierandel gjennom Petoro/SDØE, Statoil og Norsk Hydro, eksisterer det i dag en risikomessig asymmetri ifht. vurderinger av prosjektlønnsomhet ved EOR-tiltak på norsk sokkel. Lisensproblematikk bidrar også til å aksentuere denne asymetrien i lønnsomhetsbetraktninger. Samtidig, på grunn dette eierskap og skatteinngang fra økt olje og gassutvinning, kan staten ved å la CPETRO benytte en glideskala for prisfastsettelsen av CO_2 levert til feltene basert på løpende olje- og gasspris (ikke ulikt systemet for normprisbeskatning) redusere denne finansielle risiko/asymmetri for lisensene dramatisk. Glideskalaprising av CO_2 på sokkelen vil fungere på en slik måte at lisensene oppnår en mer enn

tilstrekkelig finansiell "takhøyde" for at de fleste CO_2-til-EOR/EGR-prosjekter på norsk sokkel[42] vil la seg gjennomføre. Vi vil komme nærmere tilbake til glideskalaprising av CO_2 levert i neste kapittel.

Inntekts- og kostnadsmodellen for CPETRO er mer kompleks enn for NOCO, da CPETROs aktiviteter inneholder både direkte og indirekte inntekter og kostnader. Dette er en av hovedårsakene til at CPETRO bør organiseres som et statsforetak.

CPETRO kostnader

Direkte kostnader er kjøp og transport av CO_2 samt operasjon av CO_2-deponier.

Indirekte kostnader kan være bortfall av CO_2-avgift for staten fra norsk sokkel grunnet økt incitament til å gjennomføre elektrifisering av installasjoner da CO_2 blir en ressurs, og gassen får økt verdi ved å bli ført i land og prosessert til kraft.

CPETRO inntekter

CPETROs **direkte inntekter** er basert på salgsinntekter av CO_2. Disse vil være gjenstand for en regulert markedsbasert prisfastsettelse knyttet til olje- og gasspris. I tider med svært lav pris på olje, vil salgsinntekten per tonn CO_2 være til dels langt under de direkte kostnadene per tonn, og CPETRO vil isolert sett få driftsunderskudd. Her vil imidlertid de *indirekte inntektene* mer enn dekke inn dette underskuddet. Det vil i startfasen av CPETROs virksomhet også være en forskyvning av inntekter. Sannsynligvis vil leveranser av CO_2 til felt på sokkelen være basert på langsiktige leveranseavtaler med definerte prismekanismer knyttet til den løpende utvikling i olje- og gasspris.

En slik forretningsmodell er imidlertid normal for statlig virksomhet. Vi har en rekke eksempler på statlige virksomheter og aktiviteter som fremkommer som kostnader over statsbudsjettet, men som i det samfunnsøkonomiske regnskapet bidrar til verdiskapning for landet. Det kanskje beste eksempelet er det norske helsevesenet. Undersøkelser viser at Norge har blant de laveste enhetskostnadene for helsetjenester i verden som følge av at vi har et offentlig helsevesen. Dette i motsetning til for eksempel USA, som har et privatisert helsevesen som er mer kostbart å drifte ogsom både er skjevfordelt og et dårligere helsetilbud til befolkningen.

Indirekte inntekter vil være to forhold, begge knyttet til den norske stats inntekter og utgifter;

Indirekte inntekt 1; I tillegg til inntekten fra salg av CO_2 vil en vesentlig andel av den økte verdien av olje- og gass produsert ved hjelp av CO_2 tilfalle staten i form av både økte skatteinntekter fra aktiviteten på norsk sokkel, og økt verdiskapning for statens eierandeler i selskaper på norsk sokkel (lisensene). Det er hevet over enhver tvil at det med dagens oljepris vil være potensiale for en betydelig verdiskapning med 17 millioner tonn CO_2 injisert i norske oljefelt årlig. Basert på en CO_2-olje mengderelasjon på 2,5 tilsvarer dette olje fra EOR med salgsverdi på NOK 18 milliarder, mens CPETROs kjøpspris for CO_2 er NOK 3,6 milliarder ved en gasspris på NOK 1,4 per Sm^3. Mer om dette senere.

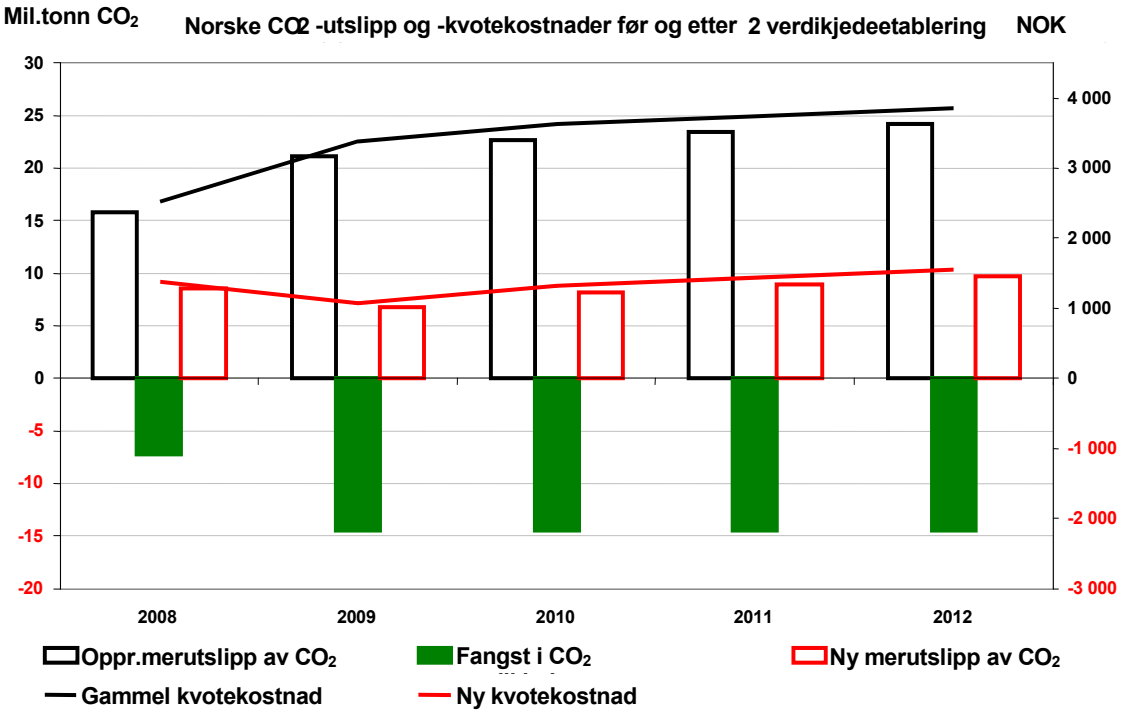
Indirekte inntekt 2: Reduserte kvotekostnader som følge av reduserte nasjonale CO_2-utslipp. Ved rensing og deponering av ca. 17 millioner tonn CO_2 årlig, vil Norge redusere behovet for å kjøpe kvoter i det internasjonale markedet. Hvis vi legger til grunn 85% rensing, så vil Norge redusere sine CO_2 utslipp i Kyoto-perioden med 65mill.ioner tonn. Dette reduserer overhenget fra ca 108 milliner tonn til 43 millioner tonn CO_2. Norske kvotekostnader vil bli redusert med NOK 9,8 milliarder i perioden 2008 til 2012 (fra NOK 16,5 miliarder til NOK 6,7 milliarder). Denne reduserte

[42] Dette innebærer at lisensene kan lønnsomhetsvurdere CO2 til EOR/EGR prosjekter med investeringskriterier ned mot USD 18 til 22, og avkastningskrav på 12 til 14%, og allikevel oppnå lønnsomhet i prosjektene.

kvotekostnaden kommer som en direkte konsekvens av etableringen av CPETRO og bør følgelig tas med i samfunnsøkonomiske vurderinger av de investeringer og kostnader som påløper selskapet.

I vurderingen av CPETRO som investeringscase for økt olje- og gassutvinning, men også som klimatiltak, bør de økonomiske effektene av både de direkte og de indirekte inntektene tas med i vurderingen av den totale finansielle effekten for Den Norske Stat, ved å iverksette en slik CO_2-verdikjede.

Figur 48: Endring i norske CO_2-utslipp som følge av etablering av NOCO AS og CPETRO



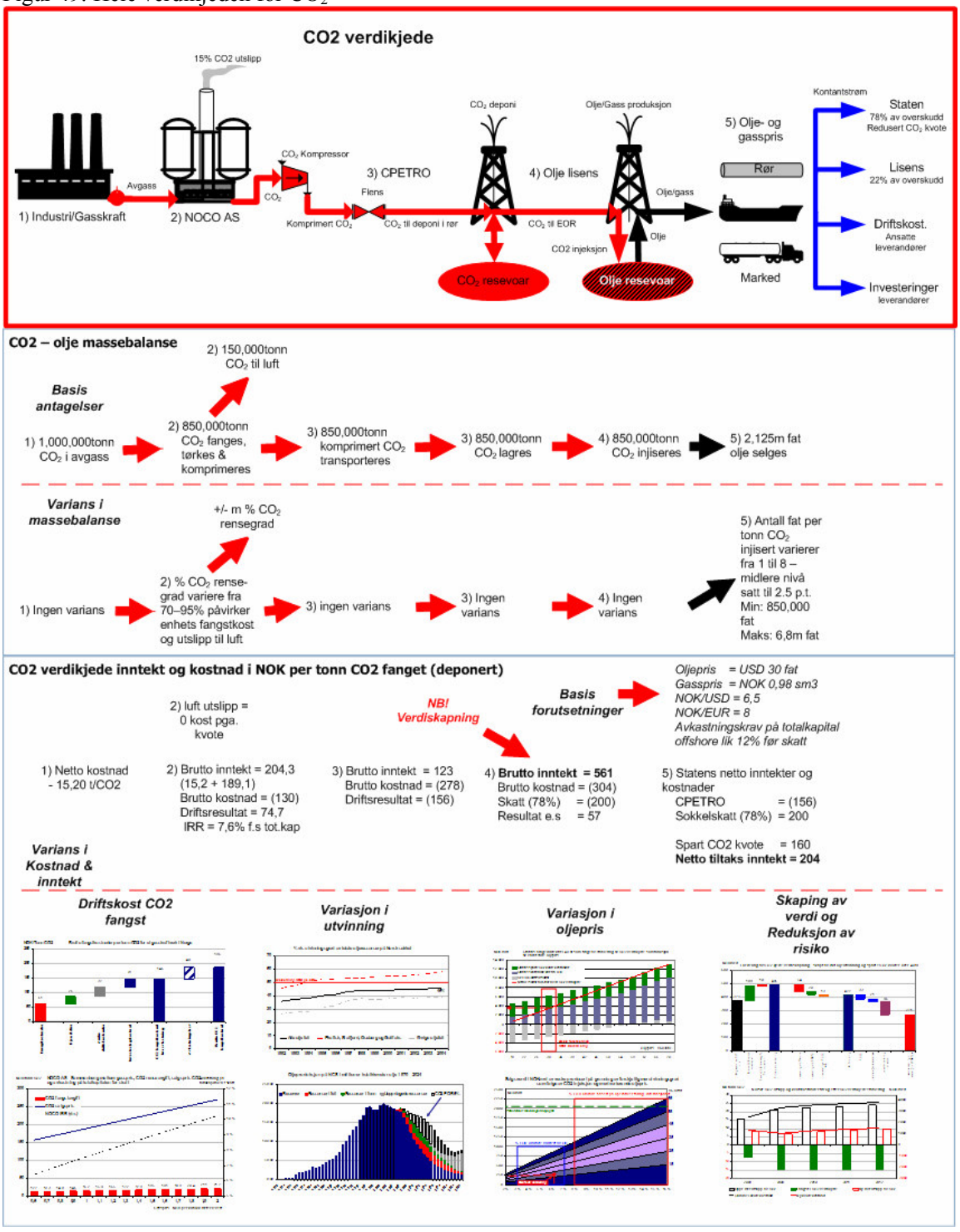
Merknad: Ved en etablering av NOCO AS og CPETRO, så vil norske CO_2-utslipp kunne reduseres med opp mot 15 millioner tonn CO_2 (med utgangspunkt i 85% rensegrad ved CO_2-fangst). Dette vil kunne bidra sterkt til å redusere Norges kostnader med å kjøpe kvoter i det internasjonale kvotemarkedet. Basert på en kvotepris på EUR 20 per tonn CO_2 vil besparelsen kunne bli ca. NOK 10 milliarder i perioden 2008 til 2012.

Kilde: Bellona 2005

Kapittel 9: Finansiell analyse av en CO_2-verdikjede i Norge

I dette kapitlet trekker vi trådene sammen og presenterer en finansiell vurdering av den foreslåtte CO2-verdikjeden for Norge. Vi trekker også frem noen potensielle industrielle og klimamessige resultater av denne etableringen. Men før vi går løs på det partikulære tar vi hovedkonklusjonene først. Sjablongen under samler i grove trekk hovedlinjene, samt kostnader og inntekter knyttet til CO_2-verdikjeden.

Figur 49: Hele verdikjeden for CO_2



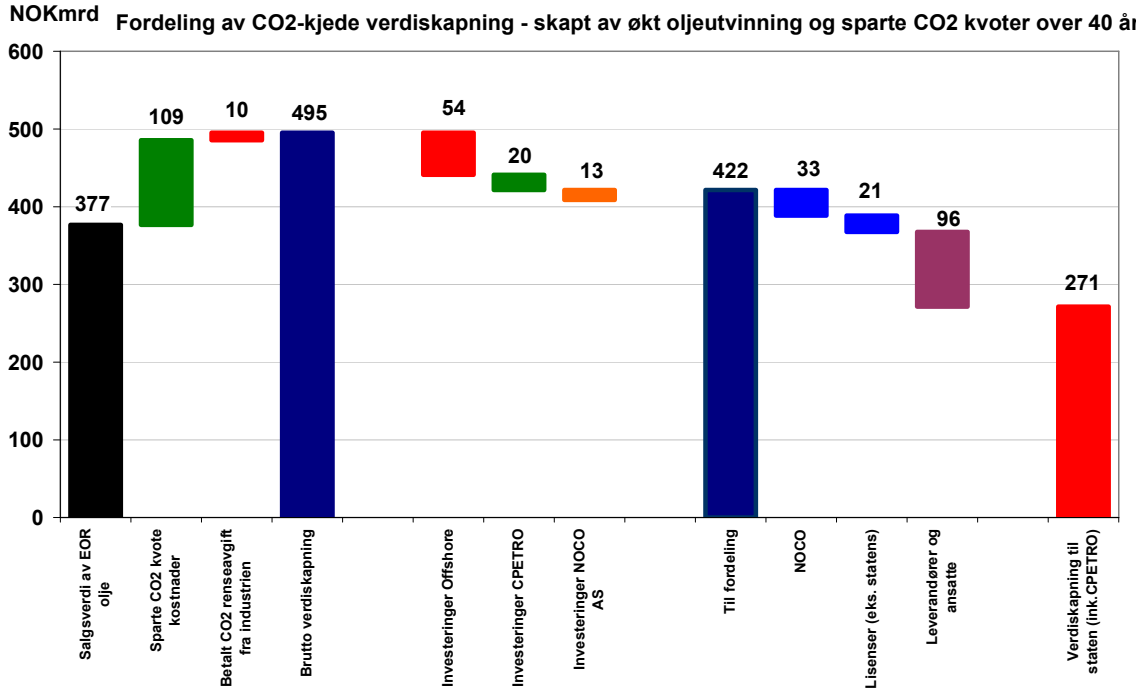
Ved å etablere NOCO AS og CPETRO, samt at det investeres ca. NOK 86 milliarder i løpet av en 40 års periode, vil vi kunne samle 680 millioner tonn CO_2 fra norsk industriell virksomhet på fastlandet (17 millioner tonn årlig fra CO2-intensiv industri og gasskraftverk). Den samlede kostnaden for industrien vil her være NOK 9,7 milliarder. Dette tilsvarer ca. NOK 14,2 per tonn[43] CO_2. Uten en slik verdikjeden ville denne CO_2en vært sluppet ut i atmosfæren.

Investeringen som skal foretas på statens hånd i CPETRO beløper seg til NOK 20 milliarder over en 2-års periode, i hovedsak i den fysiske transport og deponistrukturen for CO_2 til norsk sokkel. NOCO AS investerer ca. NOK 13 mrd, men dette er privatfinansierte investeringer.

Som grunnlag for beregningene ligger det inne at CO_2 benyttes til EOR på til sammen 8 oljefelt. Det medfører investeringer på ca. NOK 6,9 milliarder per felt i løpet av en 4 års periode. Dette er lisenshavernes investeringer.

Ved å benytte den innsamlede CO_2 til å øke utvinningsgraden på norsk sokkel vil vi, under konservative forutsetninger, kunne skape brutto verdier for til sammen NOK 495 milliarder basert på en langsiktig oljepris på USD 30 per fat. Med dagens oljepris (på USD 65 per fat olje) vil brutto verdiskapning øke til ca. NOK 930 milliarder. NOK 377 milliarder kommer som resultat av økt oljesalg fra merutvinning grunnet CO_2, og NOK 109 milliarder i sparte CO_2-kvotekostnader[44]. Til sammen vil det, med industriens bidrag, bli NOK 495 milliarder til fordeling ved å fange 680 millioner tonn CO_2 fra atmosfæren. Det er en brutto verdiskapning på NOK 727 per tonn CO_2.

Figur 50: Fordeling av verdiskapning ved etablering av en CO_2-verdikjede som driftes i 40 år.



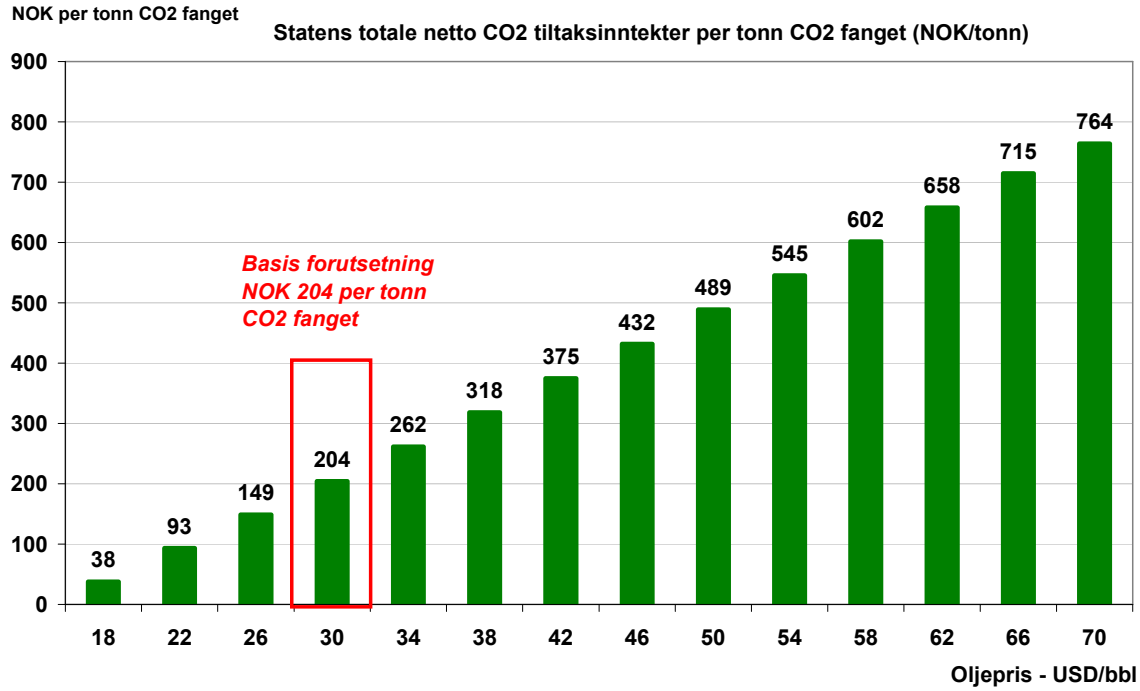
Kilde: Bellona 2005

[43] Tilsvarer renseavgiften industri og gasskraftverk må betale til NOCO AS.
[44] Dette forutsetter en oljepris på USD 30 per fat (den er i skrivende stund USD 65), og en langsiktig internasjonal kvotepris på EUR 20 (NOK 160).

Det vil være staten som mottar den største andelen av verdiskapningen (ca. 56% direkte som vist i figur 46, men indirekte ca. 70 – 75%), og dette er også hovedbegrunnelsen for at det må være staten som tar initiativet og iverksetter etableringen av den norske CO_2-verdikjeden. I tilfellet med en vurdering av verdiskapning basert på dagens oljepriser vil staten motta 90% av denne verdiskapningen, tilsvarende ca. NOK 760 milliarder.

Bærebjelken i denne verdiskapningen er at det ved hjelp av CO_2 er mulig å utvinne mer olje fra våre oljeressurser. Vår hovedutfordring er med andre ord å sørge for å få så mye CO_2 ut på norsk sokkel som mulig. Et annet viktig bidrag er det faktum at vi per i dag ikke har noen muligheter til å kunne oppnå våre Kyoto-forpliktelser med innenlandske utslippsreduksjoner. Dette har en kostnad. Med mindre Kyoto-avtalen blir erstattet med andre virkemidler som ikke er av monetær art, det vil si at nasjoner har mulighet til å kjøpe seg ut av sine miljøproblemer, så vil det i overskuelig fremtid koste penger å slippe ut CO_2. Vi har ingen annen mulighet til å redusere disse kostnadene enn å fange CO_2 fra industri og evt. kraftproduksjon. På sikt må vi få reduserte CO_2 utslipp på norsk sokkel. Etablering av en CO_2-verdikjede er nøkkelen for å få dette tiltaket på plass.

Figur 51: Statens netto tiltaksinntekter som funksjon av oljepris ved etablering av CO_2 håndtering med EOR

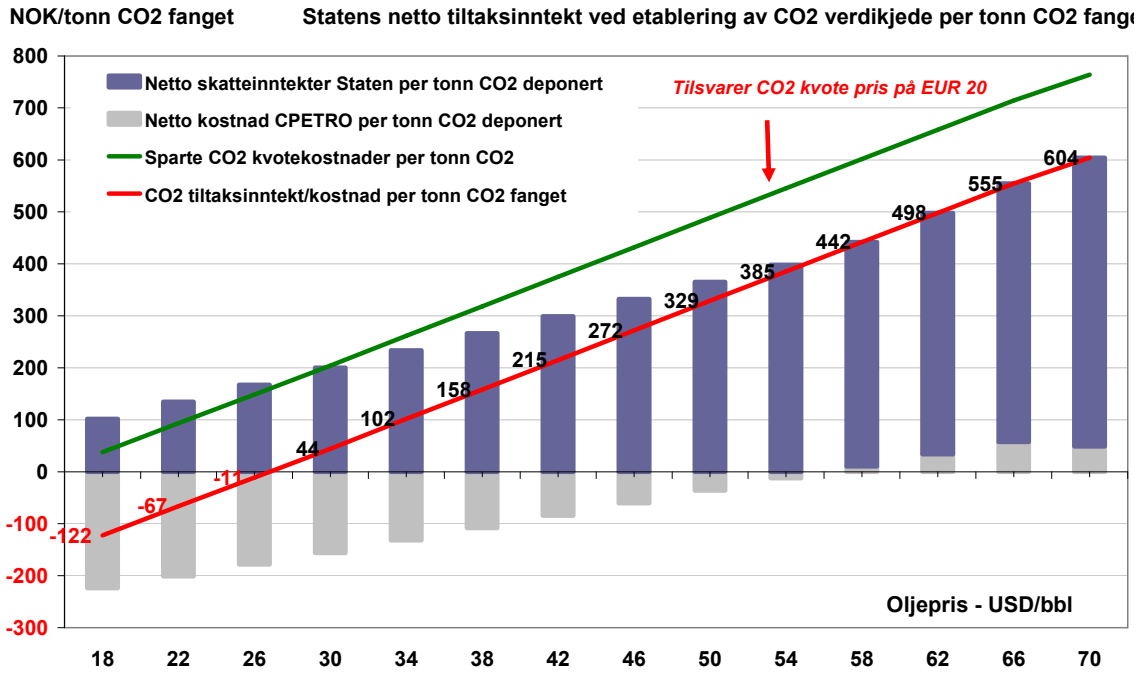


Kilde: Bellona 2005

Hovedkonklusjonen fra vår finansielle analyse av etableringen av en CO_2-verdikjede er at et slikt tiltak vil for Norges del bety netto inntekter og ikke kostnader, selv med oljepriser helt ned mot USD 15 per fat. Som figur 51 viser, vil vi på årlig basis, når avtaket av CO_2 til EOR er like stort som fangst av CO2, tjene penger for hvert tonn med CO_2 vi fanger, helt ned til oljepriser rundt USD 15. Alternativet er å kjøpe kvoter med en påfølgende kostnad til ca. NOK 160 – 190 kroner i det internasjonale markedet. Altså har staten et positivt økonomisk resultat av CO_2 til EOR selv ved oljepriser på USD 18/fat. Selv om driftsresultatet i CPETRO er negativt, og ikke balanseres av skatteinntekter, går prosjektet i pluss dersom den internasjonale kvoteprisen er EUR 20. Statens inntekter fra lisenser og gjennom SDØE er *ikke* medregnet i statens inntekstgrunnlag i denne beregningen.

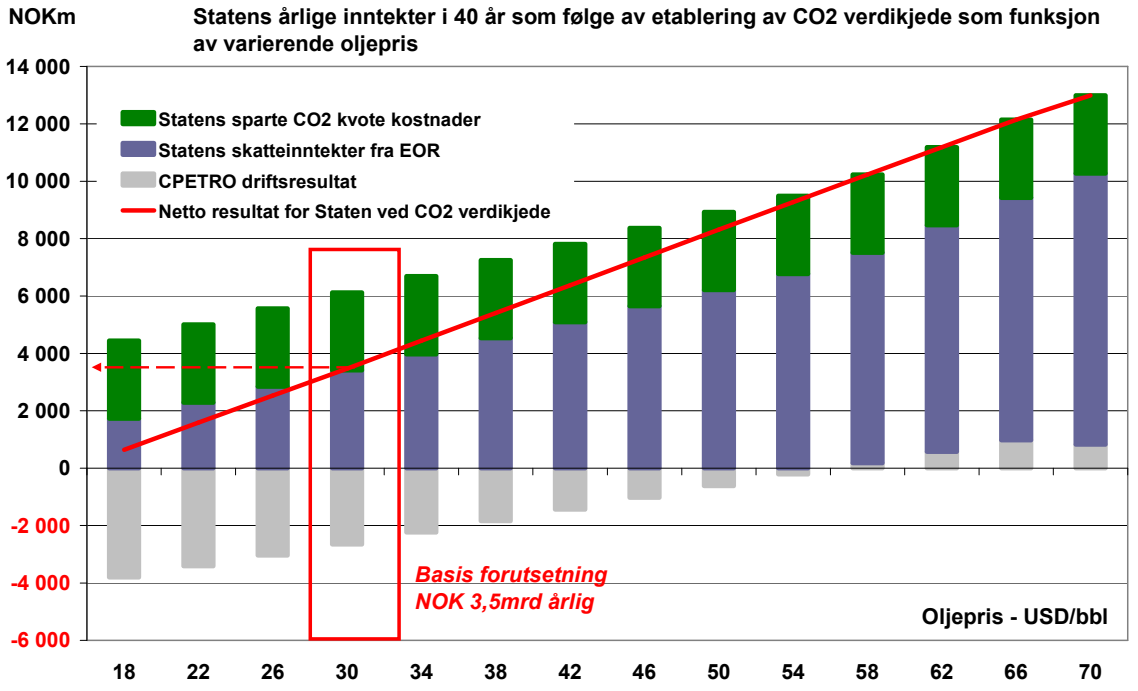
Vår analyse viser at argumentet som til stadighet er blitt benyttet i den norske debatten om at "det er billigere å kjøpe kvoter i utlandet enn å gjøre egne tiltak" er herved gjort til skamme.

Figur 52: Statens netto tiltaksinntekter ved etablering av en CO_2-verdikjede per tonn CO2-fanget



Kilde: Bellona 2005

Figur 53: Statens årlige tiltaksinntekter ved etablering av en CO_2-verdikjede med varierende oljepris



Kilde: Bellona 2005

Figur 53 viser statens årlige nettoinntekter som en funksjon av oljepris som følge av etableringen av en CO2 verdikjede i Norge. Inntekten representerer en normalisert årlig inntekt som staten vil motta hvert år i 40 år i henhold til vår finansielle modell.

Premisser for de finansielle vurderingene

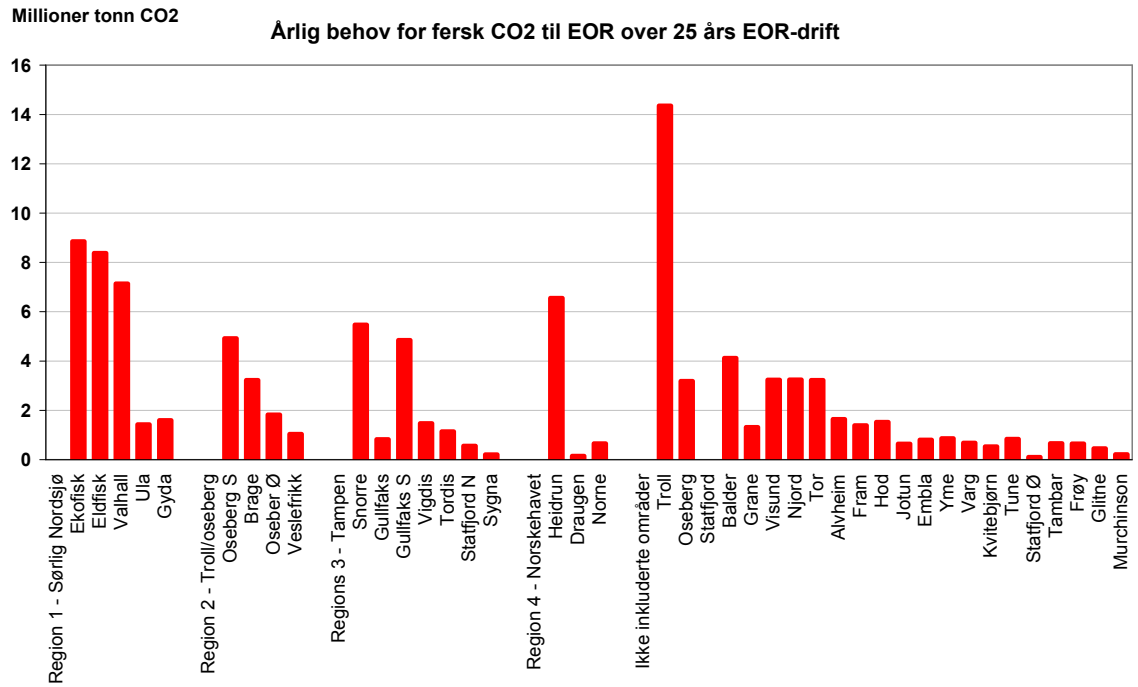
Ressurstekniske forutsetninger

Vi har satt følgende parametere som basis for forutsetningene for våre CO_2 til EOR-prosjekt vurderinger:

- CO_2 – olje mengdeforhold som basis lik 2,5 fat per tonn CO_2 injisert
- 15% resirkuleringsgrad av injisert CO_2

Det er ikke tatt spesifikke forutsetninger vedrørende%-vis utvinningsgrad fra noen enkle reservoar grunnet det faktum at det kun er 17 millioner tonn CO_2 tilgjengelig, men det er lagt til grunn at 8 felt benytter den produserte CO_2 til EOR. Dette tilsvarer at hvert felt bruker ca. 4,25 millioner tonn fersk CO_2 til injeksjon i en 20-års periode.

Figur 54: Årlig behov for CO_2 på oljefelt på norsk sokkel



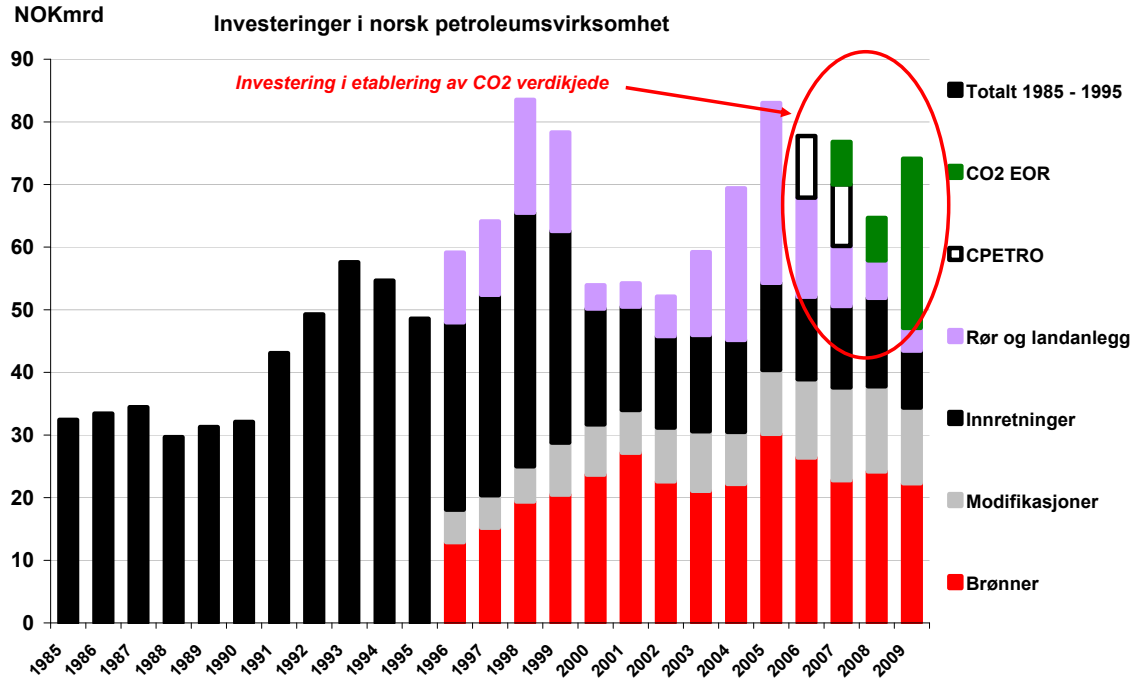
Kilde: Bellona 2005

Som vi ser av figuren vil Ekofisk og Eldfisk feltet alene kunne ta unna 17 millioner tonn CO_2 i 25 år basert på samme utvinningsgrad som for eksempel Miller feltet. Vi vet at Gullfaks kan ta unna 5 millioner tonn per år med en forventet høyere utvinningsgrad enn 2,5 fat per tonn CO_2 injisert.

Forutsetninger for investeringsanslag

Vi har forutsatt totale investeringer i en 40 års periode på ca. NOK 86 milliarder. Vi antar at de fleste av disse investeringene vil komme i begynnelsen av perioden. Som figuren viser vil det kun gjenstå NOK 13 miliarder i brutto investeringer på sokkelen etter 2009.

Figur 55: Årlig investeringer på nors sokkel 1985 - 2009



Kilde: Bellona 2005

NOCO AS sine investeringer er ikke tatt med i figuren over investeringer i Petroleumsvirksomheten. Vi legger til grunn at NOCO kun foretar fase 1A investeringer da vår finansielle analyse ikke forutsetter iverksetting av utvidelse av Tjeldbergodden, Mongstad, eller bygging av EuropePower.

Tabell 3: Investeringer for NOCO AS

Investeringer - NOCO	Totalt	CO2 kapasitet
	NOKm	tonn
CO2 fangst anlegg		
Fase 1A		
NOCO Skogn	1 892	2 500 000
NOCO Tjeldbergodden	2 346	3 100 000
NOCO Mongstad	1 892	2 500 000
NOCO Kårstø	2 270	3 000 000
NOCO Grenland	3 784	5 000 000
Arbeidskapital	500	
Investeringer fase 1A	**12 684**	**16 100 000**
Fase 1B		
NOCO EuropePower	11 352	15 000 000
NOCO Tjeldbergodden expansion 1	2 270	3 000 000
NOCO Mongstad expansion 1	2 573	3 400 000
Arbeidskapital	700	
Investeringer fase 1B	**16 896**	**21 400 000**
Samlede investeringer NOCO fase 1A & 1B	**29 580**	

Kilde: Bellona 2005

For CPETRO legger vi til grunn en investering på NOK 19,7 milliarder som vist i tabellen under. Disse investeringene blir foretatt i løpet av 2006 og 2007.

Tabell 4: CPETRO Investeringer

Investeringer - CPETRO	**Totalt NOKm**	**CO2 kapasitet Tonn**
Rørledninger (km & tommer)	**6 845**	
Skogn - TBO (160km - 12")	800	2 500 000
TBO - Draugen (150km - 18")	1 013	6 000 000
Grenland - Kårstø (260km -18")	1 755	5 000 000
Mongstad - Kårstø (180km - 12")	900	2 500 000
Kårstø - Heimdal (220km - 24")	1 782	10 500 000
Sleipner - Heimdal (170km - 8")	595	1 000 000
CO2 deponier	**12 825**	**0**
Draugen CO2 deponi	**4 950**	
Brønnkostnader	1 050	*3 brønner*
Kompressor og annet utstyr	3 900	*Kapasitet på 6mt CO2*
Heimdal CO2 deponi	**7 875**	
Brønnkostnader	1 050	*3 brønner*
Kompressor og annet utstyr	6 825	*Kapasitet på 11mt CO2*
Totale investeringer	**19 670**	

Kilde: Bellona 2005

Investeringene offshore i CO_2 til EOR fordeles på 8 felt. Detaljene går frem av tabellen under.

Tabell 5: Offshore investeringer

Investeringer og driftskostnader på felt ved CO2 injeksjon

Totale investeringer - NOKm	**54 000**	
Rør	10 000	2,000 km - 12", á NOK 5,000 per meter
Komprimering	5 200	8 plattformer á NOK 650m
Brønner	28 000	8 plattformer á 10 brønner á NOK 350m
Diverse	10 800	25% tillegg

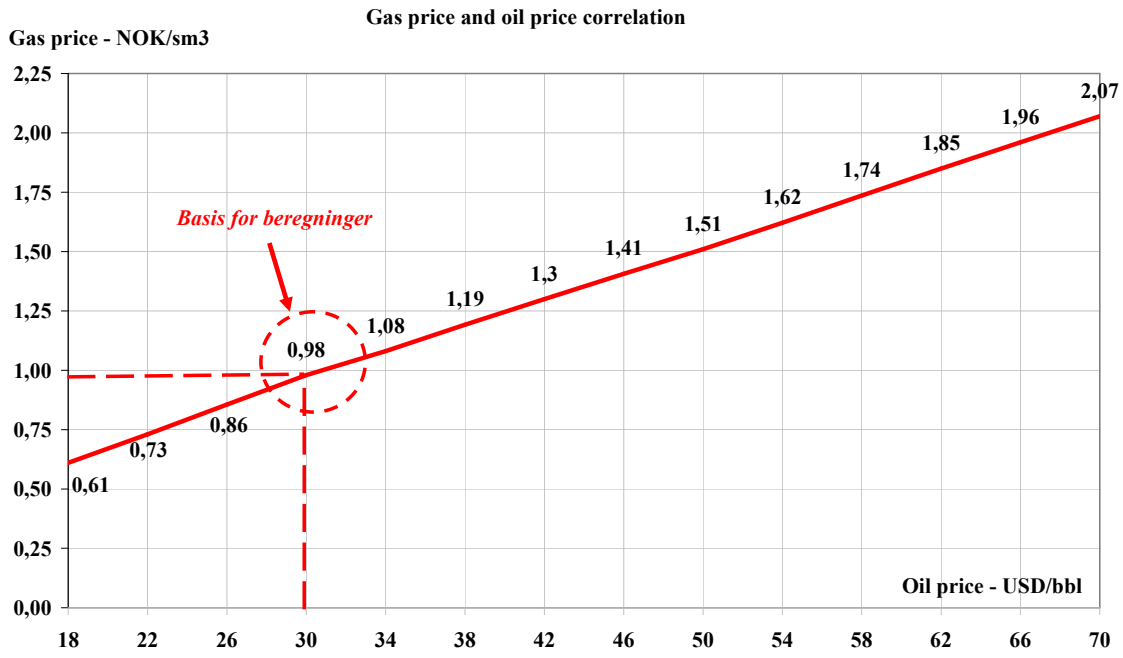
Kilde: Bellona 2005

Forutsetninger for olje- og gasspris, CO_2-leveransepris til EOR og NOCO priser

Hovedforutsetninger for beregningene er

- Langsiktig oljepris på USD 30
- Vekslingskurs mellom norske kroner og USD på 6,5, og NOK/EUR på 8,0
- Langsiktig kvotepris på EUR 20 per tonn CO_2-kvote
- Vi forutsetter en gasspris-oljepris samvariasjon som vist i figur 56
- Glideskalaprisen på CO_2 levert plattform varierer med oljepris

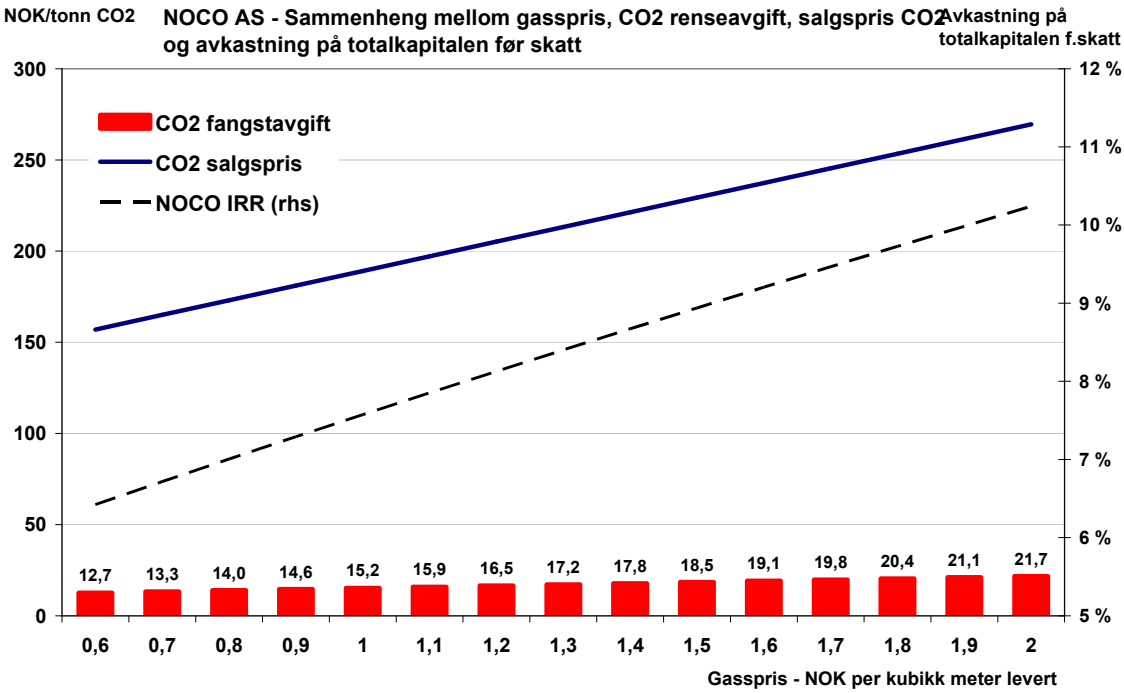
Figur 56: Gasspris-oljepris samvariasjon



Kilde: Bellona 2005

NOCO tar seg betalt for å oppfylle et avkastningskrav på ca. 7% på totalkapitalen før skatt. Variasjoner i NOCO priser kommer som følge av variasjoner i energikostnader (gasspriser).

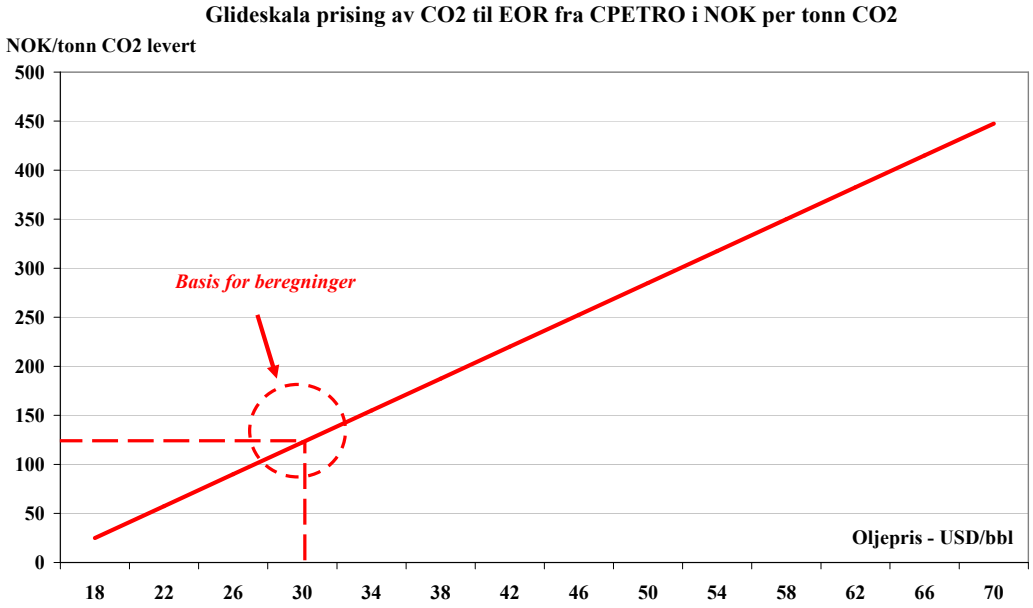
Figur 57: NOCO CO_2-renseavgift og salgspris CO_2



Kilde: Bellona 2005

CPETRO tar seg betalt for leveranser av CO_2 i henhold til en glideskala. Dette gjøres for å fjerne asymetrisk risiko, jamfør argumentasjonen i kapittel 8. Glideskalaen som er benyttet er progressiv i statens favør med stigende oljepriser. Lisensen oppnår imidlertid adekvat avkastning.

Figur 58: CPETRO glideskalaprising av CO_2 levert



Kilde: Bellona 2005

Det som kan bidra til å øke lisensens fortjeneste dramatisk, er om lisensen greier å drifte reservoaret på en slik måte at man oppnår en høyere utvinningsrate enn 2,5 fat per tonn CO_2 injisert. Det viktigste er at selv ved oljepriser ned mot USD 18 vil lisensen oppnå en kapitalavkastning på 12% på totalkapitalen før skatt, tiltross for at antagelsene knyttet til investeringer og driftskostnader ligger ca. 30% høyere enn midlere nivåer erfart fra norsk sokkel.

Forutsetninger mht driftskostander for felt med CO_2 til EOR drift

Tabell 6: Driftskostnader for oljefelt med CO_2 til EOR drift per fat og per tonn CO_2 kjøpt

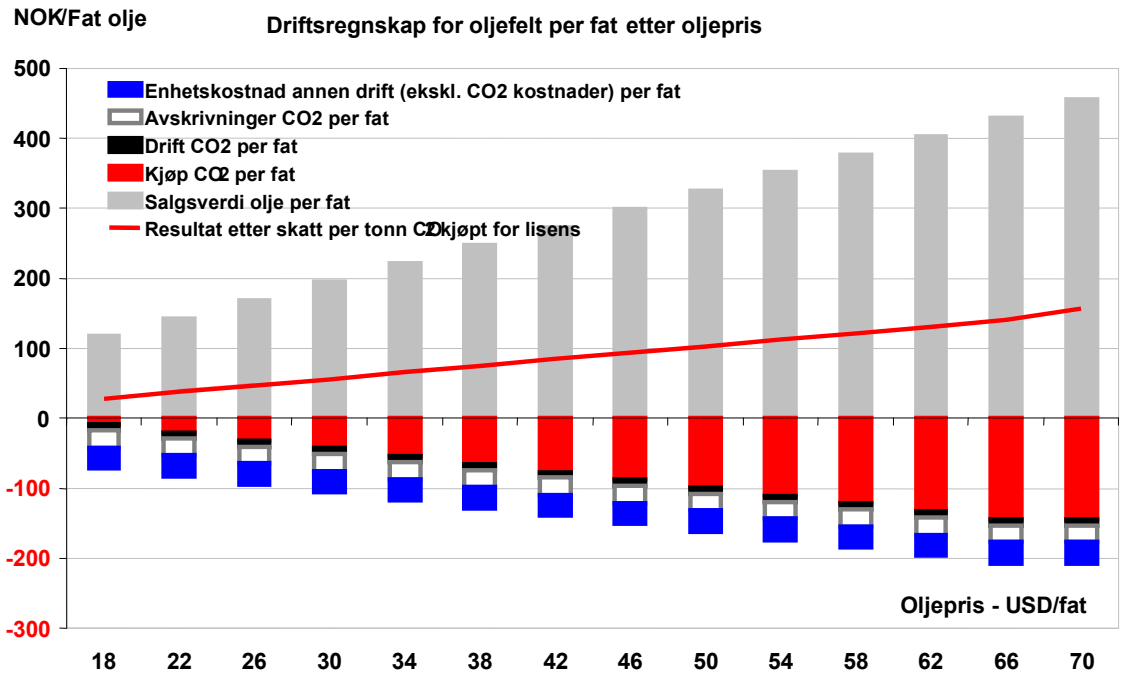
Total driftskostnad per tonn CO2 kjøpt	**304**	NOK/t CO2
CO2 driftskostand per tonn CO2 kjøpt injisert	217	NOK/t CO2
Kjøp CO2	123	NOK/t CO2
Drift CO2	25	NOK/t CO2
Avskrivninger CO2	70	NOK/t CO2
Enhetskostnad annen drift (ekskl. CO2 kostnader)	86	NOK/t CO2
Total driftskostnad per fat	**106**	NOK/fat
CO2 driftskostand per fat	76	NOK/fat
Kjøp CO2 per fat	43	NOK/fat
Drift CO2 per fat	9	NOK/fat
Avskrivninger CO2 per fat	24	NOK/fat
Enhetskostnad annen drift (ekskl. CO2 kostnader) per fat	30	NOK/fat

Kilde: Bellona 2005

Vi har videre forutsatt følgende driftskostnader på feltet i forbindelse med CO_2 til EOR-drift under basisforutsetningene som vist i tabell 6. Variable driftskostnader i dette tilfellet er kun prisen for kjøp av CO_2 i henhold til glideskalaprisingen.

Med en total driftskostnad på NOK 106 per fat, inklusive kjøp av CO_2 ligger man 4 ganger høyere enn normalen på norsk sokkel i dag.

Figur 59: Driftsregnskapet for et oljefelt driftet med CO_2 til EOR på grunnlag av glideskalaprising



Kilde: Bellona 2005

I følge Kinder Morgan er deres erfaring med drifting av CO_2 til EOR at merkostnaden, eksklusiv innkjøpskostnad for CO_2, ca. NOK 12 til 20 per fat[45]. Vi har lagt oss på NOK 31 per fat. Glideskala prisingen av CO_2 gjør det imidlertid mulig for lisensen å drifte med lønnsomhet også ved lave oljepriser.

Driftsresultatet til CPETRO vil i hovedsak være negativt ved oljepriser under USD 50 per fat, men de indirekte inntekter som genereres vil, som tabellen viser oppveie dette mange ganger. Dette er også hovedårsaken til at CPETRO må drives som et statsforetak og en post på statsbudsjettet.

[45] Kinder Morgan, som drifter 2 slike oljefelt henviser til disse erfaringstallene på sine hjemmesider http://www.kindermorgan.com/business/co2/

Tabell 7: Driftsregnskap for CPETRO og staten i forskjellige stadier av CPETROs virksomhet

Driftsregnskap - CPETRO	År 1	År 5	År 10
CO2 kjøp fra NOCO	**17 000 000**	**17 000 000**	**17 000 000**
Direkte intekter			
CO2 salgsinntekter	**0**	**2 083**	**2 450**
Salgspris CO2 per tonn levert plattform	*123*	*123*	*123*
Salg av CO2 (mtonn)	*0*	*17*	*20*
Brutto CO2 kostnader	**-4 246**	**-4 246**	**-4 246**
Kjøp av CO2	-3 187	-3 187	-3 187
Transport av CO2	-141	-141	-141
Deponering av CO2	-918	-918	-918
Videresalg av CO2	0	-50	-59
Direkte kontantresultat	**-4 246**	**-2 164**	**-1 796**
Avskrivning rør og kapitalutstyr	-492	-492	-492
Aktivering lagret CO2	797	0	-120
Virksomhetens driftsresultat	**-3 941**	**-2 655**	**-2 288**
Kontantsresultat per tonn CO2 lagret	**-250**	**-127**	**-106**
Driftsresultat per tonn CO2 lagret	**-232**	**-156**	**-135**
Indirekte inntekter	**2 720**	**6 128**	**6 729**
Merinntekter fra CO2 EOR/EGR	**0**	**3 408**	**4 009**
Økt skatteinngang (USD 30 i oljepris)	*0*	*3 408*	*4 009*
Økt verdi statens eierandeler etter skatt			
Reduserte CO2 kvotekostnader	**2 720**	**2 720**	**2 720**
Statens netto-resultat av CPETRO	-1 221	3 472	4 441
Statens netto kontantstrøm fra CPETRO	**-1 526**	**3 964**	**4 933**
Statens netto kostnad/inntekt før CO2 kvote	**-3 941**	**752**	**1 721**
Statens netto kostnad/inntekt før CO2 kvote per tonn CO2	**-232**	**44**	**101**
Statens differensial kostnad per tonn CO2 fanget	**-72**	**204**	**261**
Statens differensial kontantstrøm per tonn CO2 fanget	**-90**	**233**	**290**

Kilde: Bellona 2005

Betydning av etableringen av en CO_2-verdikjede for kraftproduksjon i Norge og muligheter for elektrifisering av norsk sokkel

Etableringen av en CO_2-verdikjede i Norge åpner for bedrede muligheter for økt bruk av naturgass i Norge. Dette skjer gjennom kraftproduksjon for fastlandet, kraftproduksjon til elektrifisering av norsk sokkel og ikke minst videreforedling av gass i Norge for krafteksport til Europa.

Basert på en etablering av CO_2-verdikjeden, samt en ekspansjon av denne med utvidelse av GKV på Tjeldbergodden, Mongstad og utbygging av et stort gasskraftverk for eksport til Europa, vil både Norges kraftsituasjon, og våre muligheter for å innfri våre klimaforpliktelser bedres dramatisk.

Tabell 8: Mulig kraftproduksjon i Norge som følge av en CO_2-verdikjede etablering

Kraft produksjon *	Effekt MW	El produksjon TWh	Gass forbruk mrd. Sm3
Melkøya GKV	100	0,82	0,12
Skagerak Energi GKV	1 000	8,17	1,24
TBO GKV	860	7,03	1,07
Skogn GKV	800	6,54	0,99
Kårstø GKV	430	3,52	0,53
Mongstad GKV	280	2,29	0,35
Økt kapasitet TBO GKV til 2GW	1 140	9,32	1,42
Økt kapasitet Mongstad GKV til 2GW	1 720	14,06	2,14
Bygging av EuropePower GKV - 5GW	5 000	40,87	6,22
Totalt	**11 330**	92,62	14,08
% av norsk kraft forskyning (120TWh før utbygging)		77,2 %	
% av norsk brutto gass produksjon (125 mrd Sm3)			11,3 %
Kraft til NCS (elektifisering av NCS)		18,00	
Kraft til Norge (netto tilvekst for balanse)		14,00	
Kraft for eksport (resterende kraft)		60,62	

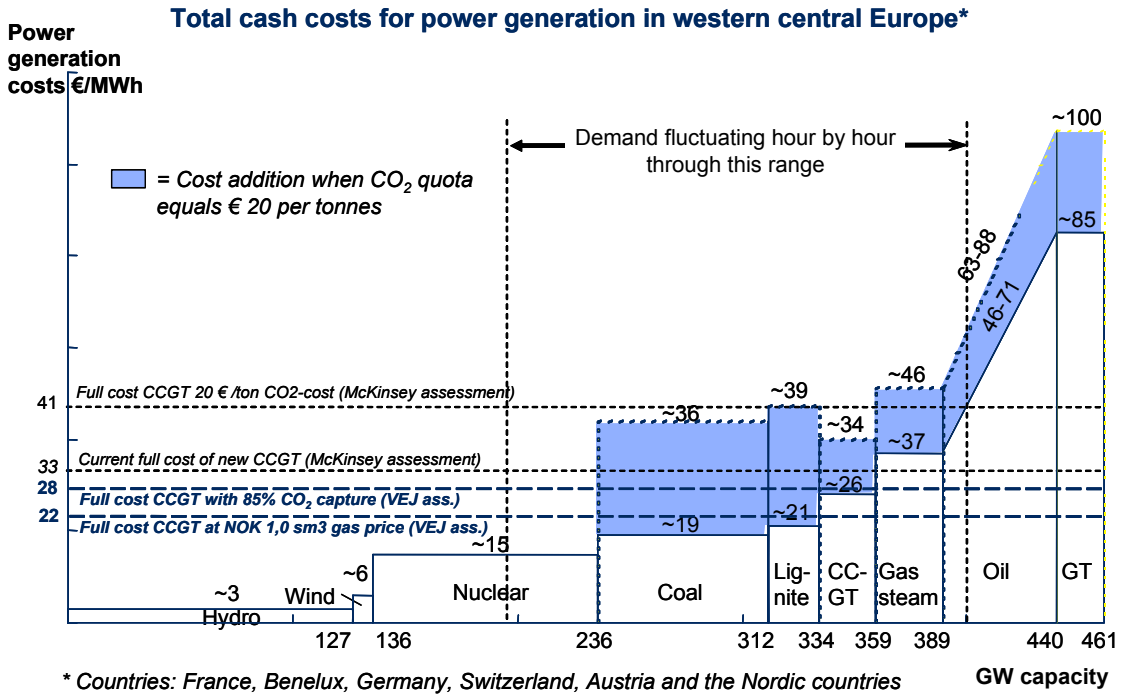
Kilde: Bellona 2005

Etter en slik utbygging vil Norge ha en netto kraftproduksjon for eksport på ca. 60 TWh. Dette tilsvarer i underkant av 2% av samlet energikapasitet i Norden, Tyskland, Benelux, Frankrike, Sveits og Østerrike. Basert på en gasspris på ca. NOK per 1,0 Sm^3, vil produksjonskostnadene[46] for denne kraften være ca. EUR 26 per MWh (25,6 øre per kWh) inklusive CO_2-renseavgift og avskrivninger. Kontantkostnaden[47] vil være ca. EUR 22 per MWh (17,7 øre per kWh). Hvis vi vurderer dette opp mot industrikostnadskurven for europeisk kraft (figur 60) vil norske gasskraftverk, inkludert overføringskostnader, være svært konkurransedyktige i et regime med en CO_2-kvotepris på EUR 20 per tonn.

Samlede investeringer i gasskraftverk for tabellen over, basert på Statoils kostnadsanslag for gasskraftverket på Tjeldbergodden, vil være ca. NOK 23 milliarder. Tilleggsinvesteringer for NOCO for gjennomføring av fase 1B, for å rense alle gasskraftverkene vil være ca NOK 17 milliarder. Norsk sokkel vil få tilgjengelig totalt i overkant av 30 millioner tonn CO_2 årlig, noe som vil medføre ytterligere økt produksjon av petroleum.

[46] Basert på kjøring av Bellonas finansielle modell for gasskraftverk, som igjen er basert på kostnadstall fra Statoils konsesjonssøknad for gasskraftverk på Tjeldbergodden (se også Jakobsen 2005)
[47] (Ibid)

Figur 60: Industrikostkurven for kraftproduksjon i Europa

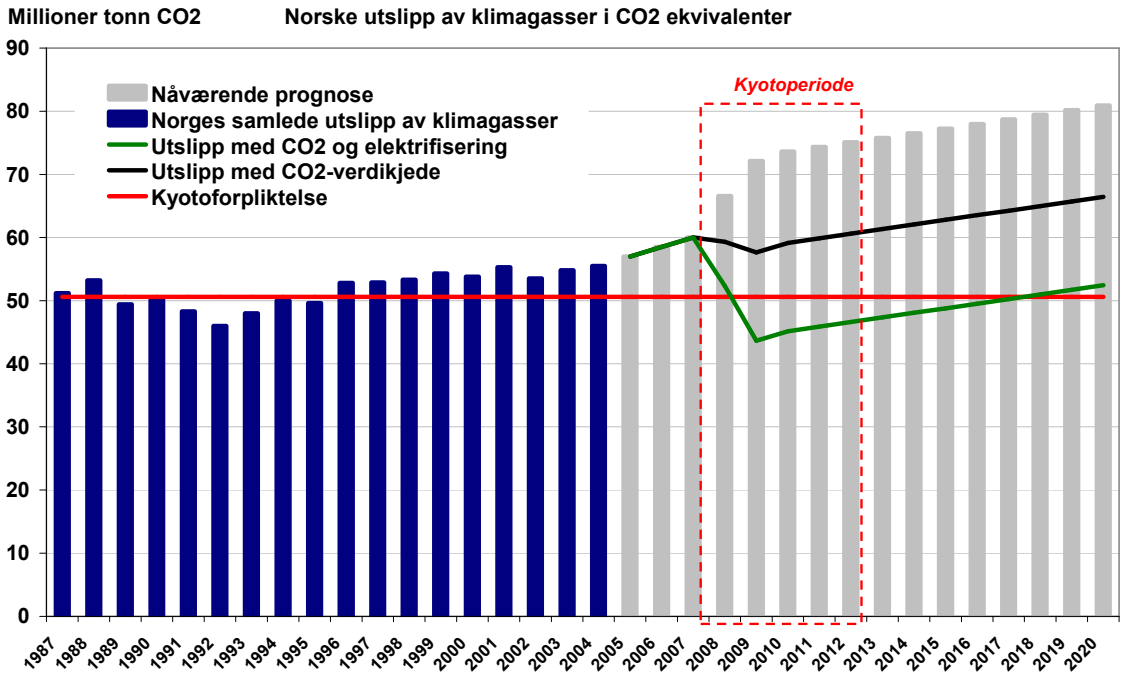


Merknad:Europa er i dette tilfellet Tyskland, Frankrike, Norden, Benelux, Sveits og Østerrike
Kilde: McKinsey,2003 og Bellona 2005

Norske klimamålsetninger og oppnåelse av disse

Som vi ser av tabell 8, vil kraftbehovet offshore kunne dekkes med kraft fra land, dersom alle de foreslåtte prosjektene realiseres. En stor del av CO_2-utslippene offshore, til sammen ca. 12 til 14 millioner tonn per år, kommer fra kraftproduksjon i turbiner og forbrenningsmotorer på installasjonene. Produksjonen fra disse turbinene dekker også et varmebehov, som ved elektrifisering må dekkes med egen varmeproduksjon basert på gass, men dette vil utgjøre et lite utslippsvolum sammenlignet med dagens. Norge vil kunne oppfylle Kyoto-forpliktelsen med innenlandske utslippsreduksjoner, dersom kraftproduksjonen skissert i tabell 8 realiseres med CO_2-håndtering (figur 61).

Figur 61: Norske CO_2-utslipp som følge av etablering av en CO_2-verdikjede og elektrifisering av Norsk sokkel



Kilde: Bellona 2005

Kapittel 10: Anbefalinger for videre arbeid

Bellona ønsker å jobbe videre med detaljert utformingen av tiltak og virkemidler for CO_2-verdikjeden basert på kommentarer og innspill fra høringsrunden av denne rapporten. Høringsfristen er satt til 1. november 2005.

I tillegg har Bellona følgende anbefalinger til videre arbeid:

- Selv om Bellona på det nåværende tidspunkt ikke kan se noen direkte konflikter mellom forslagene til tiltak og virkemidler i denne rapporten og statstøttereglene under EØS avtalen bør dette undersøkes nærmere og gås opp i detalj. Tiltakene bør notifiseres ESA og norske myndigheter må gå i dialog med ESA i det videre arbeidet med etableringen av selskapene.

- Gassco har fått i oppgave å drive forhandlingene om transportrør for naturgass til Grenland og i Trøndelag. Bellona anbefaler at myndighetene umiddelbart gir Gassco i oppdrag å også inkludere retur-rør for CO_2 i dette arbeidet.

- Bellona anbefaler at det umiddelbart settes i gang detaljert prosjektering av de foreslåtte tiltakene i denne rapporten og at det utarbeides en odelstingsproposisjon angående lov om etablering av CPETRO SF.

- I den videre prosjekteringen av infrastrukturen ønsker Bellona å bidra med kostnadsestimering på bakgrunn av detaljerte utstyrspakker for alle elementer i CO_2-verdikjeden. Dette fordrer at utstyrskostnadene gjøres tilgjengelig for Bellona.

- Bellona anbefaler at den økonomiske analysemodellen som er benyttet i denne rapporten videreutvikles.

- Mellomlagre for CO_2 er en sentral del av CO_2-infrastrukturen. Slike lagre gjør systemet mer fleksibelt og robust med hensyn på variasjoner mellom tilgang og avtak av CO_2. Reservoaret ved Heimdal-plattformen fremstår som et potensielt bra lager. Produksjonen fra reservoaret er avsluttet samtidig som plattformen med tilhørende infrastruktur vil bli stående i mange år fremover. Under Bellonas arbeid med denne rapporten har det vært lite tilgjengelig informasjon angående drifting av slike mellomlagre. Slik informasjon bør OD skaffe til veie inn mot den videre prosjekteringen av infrastrukturen. Også mellomlagre på land bør utredes nærmere.

- Det må utarbeides en CO_2-distribusjonsplan, som gir en sekvensiell oversikt over hvilke felt som trenger CO_2 når. Planen må inkludere både CO_2 til EOR, EGR og trykkstøtte. Det er spesielt behov for bedre estimater for potensialet for EGR. Samtidig bør myndighetene benytte Petroleumslovens 4-1 til å pålegge lisenshaverne å kartlegge bruken av CO_2 til EOR, EGR og trykkstøtte.

- Prosessene for fangst av CO_2 vil kunne påvirke utslippene av og rensemuligheten for NOx, VOC og svoveldioksid. Mulighetene for å rense slike utslipp parallelt med CO_2 bør tas med i prosjekteringen av CO_2-fangst.

- En CO_2-infrastuktur muliggjør elektrifisering av norsk sokkel basert på fossil energi. Elektrifisering vil kunne bidra både til å redusere Norges klimagassutslipp betraktelig og til å bringe til veie mer av den nødvendige CO_2 som trengs til petroleumsutvinning. Elektrifiseringen kan enten utføres ved at elektrisitet bringes i kabler fra land eller at elektrisiteten produseres offshore, enten fra fossile kilder med CO_2-fangst eller fra fornybare kilder. Kraften som genereres offshore i dag både dyrere og mer forurensende enn den som produseres på land. På dette grunnlag mener Bellona at det bør være mulig å utarbeide verdikjeder og virkemidler for elektrifisering. Andre relevante delstudier i forbindelse med elektrifisering er:

  - Vurdering av CCGT vs elektrifisering med hensyn på utslipp av NOx, svoveldioksid og VOC i tillegg til CO_2
  - Bruk av flyter for kraftproduksjon
  - Gjenbruk av installasjoner med kraftproduksjon fra f.eks. høytemperatur brenselseller eller andre kompakte teknologier.

- For NOCO AS og CPETRO SF ligger det store muligheter også i utlandet. NOCO AS vil kunne selge teknologi og/eller bygge og drifte fangstanlegg i andre land. CEPETRO SF vil kunne ta i mot CO_2 fra utenlandske kilder og levere til brukere på for eksempel britisk sokkel. Dette bør inkluderes i fase to for disse selskapene. Det kan imidlertid umiddelbart etableres en dialog med henholdsvis Gøteborg Energi om å håndtere avgassen fra deres besluttede gasskraftanlegg som bare har fått gratiskvoter for 40% av sine CO_2-utslipp og kullkraftprodusenter i Danmark som vil kunne levere CO_2 til Ekofisk-området.

- Det må klargjøres hvem i Norge som er ansvarlig for handel med kvoter

- Det bør kartlegges hvordan Norge kan etablere et karbonfond og hvordan dette kan knyttes opp mot CO_2-avgiften offshore.

- Det bør gjøres en analyse med kartlegging av statens inntekter i forbindelse med en CO_2-infrastruktur som: verdien av utsatte kostnader for fjerning av offshore installasjoner, sysselsettingseffekten o.l.

- Generelt bør betydningen av en CO_2-infrastruktur for leverandørindustrien kartlegges. Spesielt bør det utføres et markedsstudie for relevant teknologi internasjonalt.

- Løsninger for produksjon og fangst av hhv. mindre mengde el og CO_2 i tilknytning til industri bør vurderes.

- Ved bruk av CO_2 til EOR injiseres gjerne CO_2 vekselvis med vann. Det bør gjøres en undersøkelse angående bruk av produsert vann i stedet for vann i denne sammenhengen.

- CO_2-håndtering i forbindelse med kraft- eller hydrogenproduksjon fra biomasse er en interessante CO_2-kilde. Rammevilkår for dette er imidlertid uklare, og må gås opp.

- Denne rapporten påpeker produksjon av hydrogen og methagen som mulige store CO_2-kilder. Det er behov for å se nærmere på sammenheng mellom CO_2- og H_2/methagen-infrastrukturen og få identifisert verdikjeder med forretningskonsepter og virkemidler.

Vedlegg

Vedlegg 1: Litteraturliste

Amantini, E., Manai, T. og Jeaud, P.; *"Technico-economic feasibility study of* CO_2 *capture, transport and geo-sequestration: A case study for France"*. 7th GHGT conference, Vancouver, Canada, 2004.

Berger, Bjørn, Kaarstad, Olav og Haugen, Hans Aksel; *"Creating a large-scale* CO_2 *infrastructure for enhanced oil recovery"*. 7th GHGT conference, Vancouver, Canada, 2004.

Holt, T., Lindeberg, E., Vassenden, F. og Wessel-Berg, D.; *" A large-scale infrastructure model for CO2 disposal and for Economic and capacity potential in the North Sea"*. 7th GHGT conference, Vancouver, Canada, 2004.

Hustad, Carl-W og Austell, J. Michael; *"Mechanisms and incentives to promote the use and storage of* CO_2 *in the North Sea"*. European energy law report, pp. 355-380, 2004.

Hustad, Carl-W et.al; *"Large-scale* CO_2 *sequestration on the Norwegian Continental Shelf; A technical, economic, legal and institutional assessment"*. Felles prosjekt mellom Sintef Petroleums Forskning, Bediftsøkonomisk Institutt, Sandvika, CO2-Norway AS, Universitetet i Oslo ved Juridisk Fakultet, Institutt for petroleums- og maritimrett og CICERO. Mars, 2004.

Jakobsen, Viktor; *"The Norwegian gas power plant and* CO_2 *emission fallacy"*. Bellona arbeidsnotat, 2005 (under utarbeidelse).

Kon-Kraft; *"Norsk petroleumsvirksomhet ved et veiskille – kartlegging av kostnadsbildet på norsk sokkel"*. Mars, 2004.

Kaarstad, Olav (Statoil); *"Creating a North Sea CO2 value chain"*. Presentation.

Kvamsdal, Hanne M., Mejdell, Thor et.al.; *"Tjeldbergodden power/methanol – CO2 reduction efforts. SP2:* CO_2 *capture and transport"*. Sintef energiforskning, februar, 2005.

Lekander, Per (McKinsey); *"Impacts of ETS on power prices"*. Presentation, CEPS workshop, Desember, 2003.

Markedskraft, Juni 2005, "Long term price forcast for electrical power in the Nordic countries 2006-2025",

Meer, L.G.H van der, Hartman, J., Geel, C. og Kreft, E.; *"Re-injecting* CO_2 *into an offshore gas reservoir at a depth of nearly 4,000 metres sub-sea"*. 7th GHGT conference, Vancouver, Canada, 2004.

Melien, Torgeir, Norsk Hydro ASA; *"Economic and cost analysis for* CO_2 *capture costs in the* CO_2 *capture projects scenarios"*. Pp. 47 – 87, In: Thomas, D.C.(ed) 2005: CCP, Carbon dioxide capture for storage in deep geologic formations – results from the CO2 capture project, Volume 1, Capture and Separation of Carbon Dioxide from Combustion Elsevier, 2005.

Miljøverndepartementet, 2005. St.meld.nr. 21 (2004-2005) Regjeringens miljøvernpolitikk og rikets miljøtilstand

Moldskred, Sissel; *"Gullfaks – Vurderinger av CO_2-injeksjon for økt utvinning"*. Statoil. Presentasjon, OG21, september, 2004.

OLF, 2004. Norge bør implementere EUs kvotehandelsdirektiv. Pressemelding 20. September 2004.

Oljedirektoratet; *"Petroleumsressursene på norsk sokkel"*. Juni 2005.

Oljedirektoratet; *"Mulighetsstudie av CO_2 til EOR på norsk sokkel"*. April 2005.

Oljeindustriens Landsforening; *"Elkraft fra land til norsk sokkel – tiltakskost og miljøeffekt"*. Januar, 2003.

Olje- og Energidepartementet; *"Fakta – Norsk petroleumsverksemd 2005"*. 2005.

Odelstingsproposisjon nr.13 (2004 – 2005); *"Om lov om kvoteplikt og handel med kvoter for utslipp av klimagasser (Klimakvoteloven)"*. Det Kongelige Miljøverndepartementet, november 2004.

Pearce, David W. and Turner, R. Kerry; *"Economics of natural resources and the environment"*. Harvester Wheatsheaf, 1990.

Sanden, K. 2005. Presentasjon fra AkerKværner/GassTek på "Gass- og energiteknologi 2005" i Langesund, 08.06.05.

Schulte, Willem (Shell International E&P); *"Experience from use of CO_2 for enhanced oil recovery in the USA"*. Presentasjon, OG21 seminar, September, 2004.

Skjærpe, Tor Rasmus og O'Connor, Helen; *"Bolstering the bottom line – how technology and teamwork give results"*. Petoro presentasjon, ONS, Stavanger, august, 2004.

Skjærpe, Tor Rasmus; *"Petroleum technology at a crossroad – Technology and implementation"*. Petoro presentasjon, ONS, Stavanger, august, 2004.

Stortingsmelding nr.9 (2002 – 2003); *"Om innenlands bruk av naturgass mv."*. Det Kongelige Olje- og Energidepartementet, november 2002.

Stortingsmelding nr.38 (2003 – 2004); *"Om petroleumsvirksomheten"*. Det Kongelige Olje- og Energidepartementet, mai 2004.

Stortingsmelding nr.47 (2003 – 2004); *"Om innovasjonsverksemda for miljøvennlige gasskraftteknologiar mv."*. Det Kongelige Olje- og Energidepartementet, august 2004.

Stortingsmelding nr.8 (2004 – 2005); *"Perspektivmeldingen 2004 – utfordringer og valgmuliheter for norsk økonomi"*. Det Kongelige Finansdepartementet, november, 2004.

Torp, Tore A., Brown, Ken R.; *" CO_2 underground storage costs as experienced at sleipner and Weyburn"*. 7th GHGT conference, Vancouver, Canada, 2004.

Turta, Alex; *"Enhanced gas recovery and CO_2 storage in dry gas pools"*. Presentasjon ved PTAC workshop; CO2 from industrial sources to commercial EOR. Calgary, Canada, oktober, 2003.

US. Department of Energy, Office of Fossil Energy, National Energy Technology Laboratory og Strategi Center for Natural Gas and Oil; *"CO_2 EOR technology"*. Desember, 2004.

US. Department of Energy, Office of Fossil Energy, Advanced Resources International Inc.; *"Basin oriented strategies for* CO_2 *enhanced oil recovery – Offshore Louisiana"*. March, 2004.

US. Department of Energy, Office of Fossil Energy, Advanced Resources International Inc.; *"Basin oriented strategies for* CO_2 *enhanced oil recovery – California"*. March, 2004.

Vollsæter, Geir (Shell E&P Europe): *"*CO_2 *for enhanced oil recovery – The value chain"*. Presentasjon, Langesundkonferansen, juni, 2005.

Wilson, M og Monea, M. et.al. (Petroleum technology research centre); *"IEA GHG Weyburn* CO_{2f} *monitoring & storage project summary report 2000 – 2004"*. 7th GHGT conference, Vancouver, Canada, 2004.

Vedlegg 2: Forkortelser og definisjoner

Forkortelser

o.e.	Oljeekvivalenter
sm3	Standard kubikk meter
NOK	Norske kroner
mrd	milliard
EUR	Euro
OD	Oljedirektoratet
OED	Olje- og energidepartementet
NCS	Norsk sokkel, brukt i forbindelse med petroleumsvirksomheten på sokkelen.

Vedlegg 3: Oppsummering av Bellonas konklusjoner og anbefalinger angående svakheter ved OD rapporten om CO_2 til EOR

Konklusjoner

- Hverken Stortingets eller OEDs eget mandat kan på noen måte sies å være oppfylt. Det er spesielt graverende at svar på mandatenes ønske om forslag til virkemidler er totalt fraværende.
- Rapporten er for snever i sin angrepsvinkel til å kunne gi noen reelle svar.
- Innholdet er ikke satt inn i en miljø- og samfunnsøkonomisk sammenheng. Uten disse aspektene er rapporten uegnet som beslutningsgrunnlag.
- Hovedkonklusjonen er basert på gale tekniske og økonomiske premisser og vurderinger.
- Den er mangelfull med hensyn underlagsdokumentasjon, begrunnelser og diskusjon av valg av input og vinklinger.
- Utfordringene er overfokusert i forhold til mulighetene. Større og mindre barrierer er også stort sett ramset opp på lik linje uten dypere drøftinger eller vurderinger. Dette gir et overdrevent inntrykk av at CO_2-håndtering er vanskelig og dyrt.
- OD har valgt å benytte konservative verdier både for hvor mange prosent av oljen i et felt som kan fås ut med CO2 og hvor mye olje som kan utvinnes per mengde CO2, uten at dette er underbygget eller diskutert. I tillegg utelukkes 40% av oljeressursene.
- Hverken totaløkonomiens følsomhet overfor endringer i EOR potensialet eller følsomheten ovenfor endring i oljepris er diskutert eller synliggjort. Dermed tåkelegges det store potensialet som ligger i CO2 til EOR på norsk sokkel.
- Gjennomgangen av CO2-kilder bærer preg av en snever tenkning, uten vilje til å se på muligheter og helhetlige løsninger. Hverken CO2en som er i naturgass, CO2 som dannes ved hydrogen eller methagenproduksjon eller samordning av fossilbasert kraftproduksjon til større punktkilder er inkludert.
- De valgte casene eller "utbyggingseksemplene" må ansees som enkeltstående og overfladiske illustrasjoner langt unna prosjektvurderinger.
- Rapporten foretar ikke en realitetsvurdering eller drøftelse av kostnader, investeringer eller prosjektvurderinger for den nødvendige infrastrukturen.

Bellonas anbefalinger:

- CO2 til EOR må altid vurderes i en miljø- og samfunnsmessig sammenheng. Uten disse aspektene oppnås ikke et reelt beslutningsgrunnlag.
- Slike studier må ha transparens i beregningsmetoder og underlagsinformasjon.
- Et beslutningsgrunnlag krever følsomhetsberegninger som viser hva endringer i utvinningsgrad og oljepris vil si økonomisk.
- Myndighetene må sørge for at selskapene fremskaffer bedre reservoarkunnskap for hvert enkelt felt med hensyn på CO2 til EOR og trykkstøtte formål. For eksempel kan Petroleumslovens § 4.1 om ressursforvaltning benyttes.
- Det bør påsees at nødvendig arbeidet med å kartlegge akviferer og bufferlagre utføres[48]. Å se på CO2 til EOR uten å ta med ren lagring og reelle buffer lagre, gjør at casestudiene har begrenset nytteverdi.

[48] Etter det Bellona kjenner til er den eneste detaljerte geologiske kartleggingen gjort i kyst- og havområdene utenfor Trøndelag, gjennom CO2STORE-prosjektet. Ellers finnes bare en grov oversikt over potensielle lagringsakviferer i Nordsjøen/Norskehavet utarbeidet av NGU i 2001 gjennom GESTCO-prosjektet. En sammenfattende artikkel er her:
http://www.ngu.no/modules/module_109/publisher_view_product.asp?iEntityId=865.
NGUs par-tre år gamle forslag om å gjøre en mer detaljert kartlegging med utgangspunkt i de mest aktuelle stedene for lokalisering av gasskrafttverk er ikke realisert

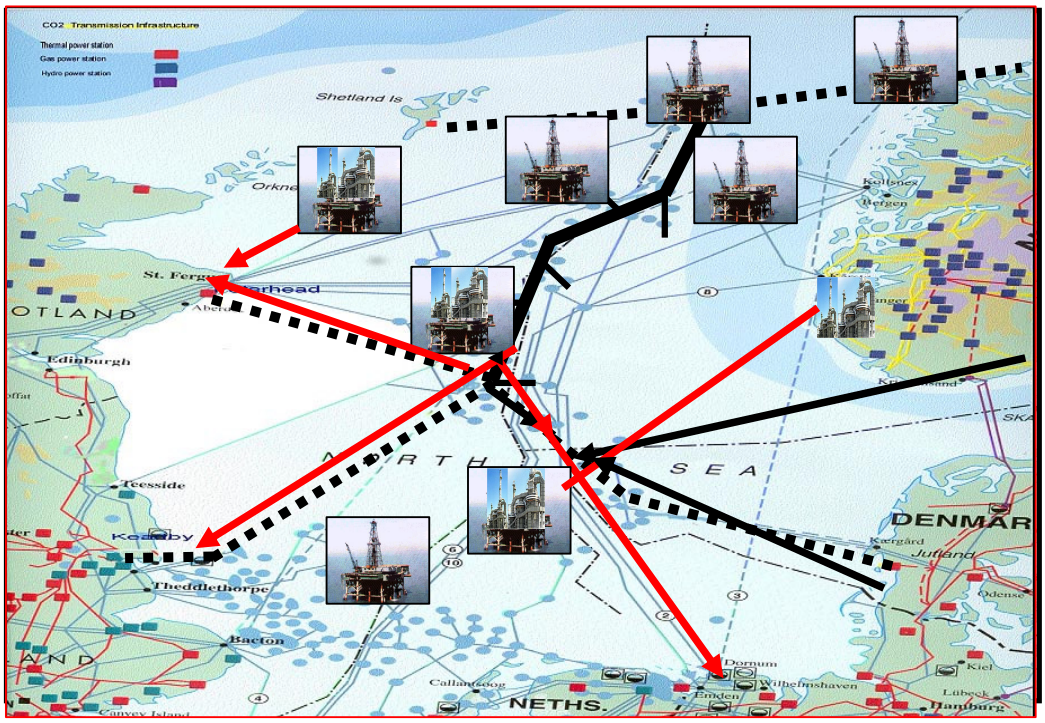
- Når CO_2-kilder vurderes må CO_2en som er i naturgass, CO_2 ved hydrogen- eller methagenproduksjon eller samordning av kraftproduksjon inkluderes.
- Det må kartlegges hvordan staten kan bære noe av risikoen basert på fortjenesten i form av økte skatteinntekter knyttet til meroljeutvinning fra modne oljefelt.
- Det må utarbeides realistiske case, forretningskonsepter og virkemidler som gir akseptabel risiko og forutsigbarhet for forskjellig aktører i CO_2-verdikjeden.
- Utarbeide omforente metoder for kostnads og lønnsomhetsvurderinger og sikre reell kostnadsestimering fremfor kun teknologisammenligningsstudier.
- Kostnadene for transport og deponering bør beregnes under samme betingelser (avkastningskrav) som alternativet kvotekjøp.
- Incentivene for kostreduksjoner og effektiv ingeneering
- Målet må være å få på plass transparente kostnads og lønnsomhetsvurderinger etter omforente metoder basert på realistiske case og forretningskonsepter. Det må tas grep som gir incentiver (eventuelt tvinger) aktørene til å samarbeide og å gjøre dette arbeidet.

Vedlegg 4: Bellonas methagenvisjon – en stor kilde til CO_2

For å få nok CO_2 til oljeutvinningsformål er det å produsere hydrogen fra naturgass en mulighet som vil kunne gi store punktkilder med CO_2. En mulig avsetning på hydrogenet er å blande det inn i Norges naturgasseksport – til såkalt methagen. Norsk gasseksport til det europeiske markedet er på ca. 74 milliarder Sm3/år. Eksisterende infrastruktur kan muligens tåle en innblanding av 15 volumprosent hydrogen[49]. De positive effektene av dette er:

- Fremskaffer nærmere 9 millioner tonn CO_2 hvert år
- Gjør det mulig å etablere en infrastruktur for CO_2
- Methagen kan redusere NOx utslipp i CNG kjøretøy med 25-50%
- Methagen reduserer metanutslippene med opptil 25% fra forbrenningsprosesser
- Muliggjør kostnadsreduksjoner for hydrogen til transportsektoren gjennom storskalaproduksjon.
- På sikt vil det finnes potensiale for avsetning for 15% hydrogen i norsk gasseksport i henhold til EUs målsetninger om bruk av alternativt drivstoff. Det forutsettes at naturgassdrift erstattes med methagen drift.

En kan se for seg en integrert methagen- og CO_2-infrastruktur i Nordsjøen, eksemplifisert i figur1 nedenfor.

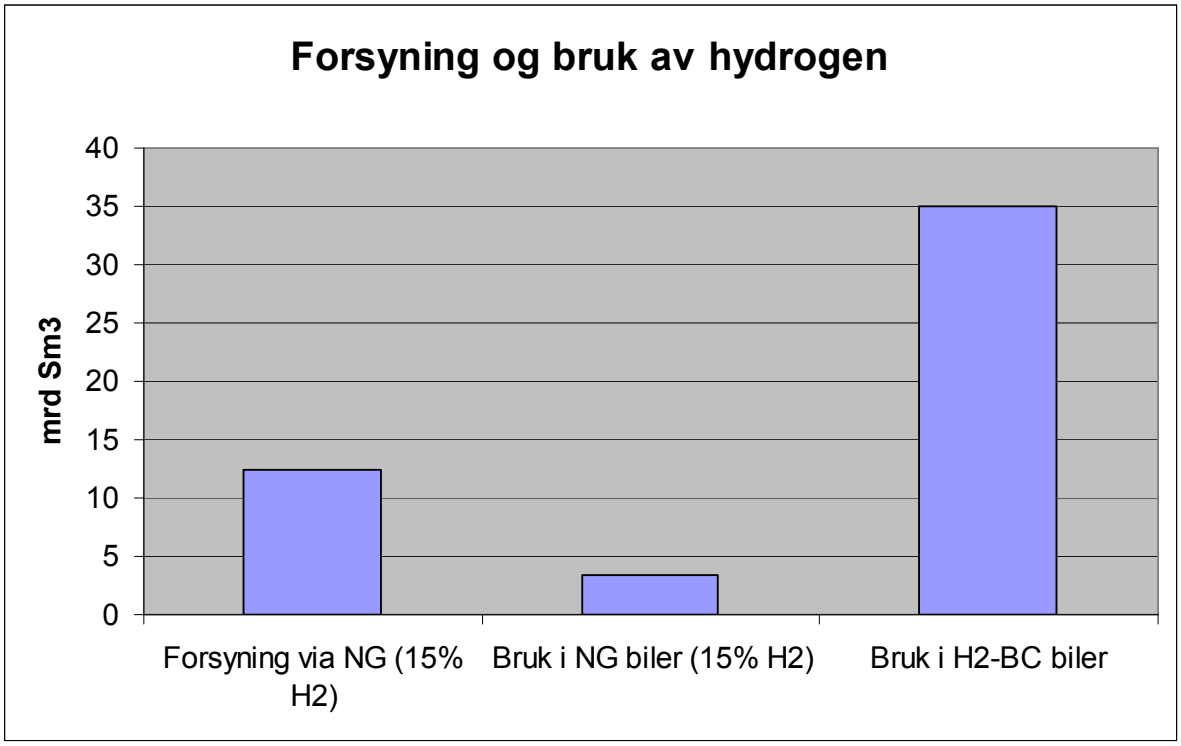


Figur 1: Methagen- og CO_2-infrastruktur i Nordsjøen?

[49] Prosjektet Naturalhy under EUs 6 rammeprogram for forskning, der Bellona sitter i "strategic advisory cometee", ser på hvordan eksisterende infrastruktur for naturgas kan ta methagen.

EU-målsetninger for alternative drivstoff (av energiinnhold) for transport[50]
10% natural gas innen 2020
5% hydrogen innen 2020
COM (2001) 547 provisional version

EU-30 Methagen Scenario



[50] Ref. COM (2001) 547 provisional version.

Tilbudsiden: Hydrogen via methagen

Forutsetninger		
Methagen hydrogenandel	15%	v/v
Brennverdi metan (CH4)	37,3	MJ/Sm3
Brennverdi hydrogen (H2)	10,8	MJ/Sm3
Norsk gasseksport	74,0	mrd Sm3/år
CO2 utslipp ved SMR	0,84[51]	kg CO2/Sm3 H2
CO2 fangst ved SMR	85%	

Beregninger		
Brennverdi methagen (15%vol)	33,3	MJ/Sm3
Energimengde gasseksport	2,8E+12	MJ/år
Ekvivalent energieksport methagen	8,3E+10	Sm3/år
Total hydrogeneksport	1,2E+10	Sm3/år
Total CO2 fangst	**9**	**Mt/år**

Potensiell etterspørsel hydrogen

Forutsetninger		
Etterspørsel ved EU 5% H2 mål (konservativt)	3,5E+10[52]	Sm3/år

Beregninger		
Etterspørsel CNG (10% mål)	2,0E+10	Sm3/år
Etterspørsel CNG (10% mål)	7,5E+11	MJ/år
Brennverdi methagen (15%vol)	33,3	MJ/Sm3
Etterspørsel methagen	2,3E+10	Sm3/år
Etterspørsel av H2 (15% vol methagen)	3,4E+09	Sm3/år

Tabell 1: Beregninger og input

[51] Særskilt vedlegg nr. 1 til NOU 2004: 11, s 141
[52] Særskilt vedlegg nr. 1 til NOU 2004: 11, s 22

Vedlegg 5: Forholdet mellom foreslåtte virkemidler og EØS-regler om miljøstøtte

Norske myndigheter står ikke fritt til å innføre de virkemidler i energi- og miljøpolitikken de finner for godt. EØS-avtalen setter klare begrensninger på virkemidler som kan innebære noen form for statsstøtte. Etter avtalens artikkel 61 er all offentlig støtte til næringslivet som vrir eller som potensielt kan vri konkurransen, forbudt. Vilkårene for at virkemidlet omfattes av det generelle forbudet i støttebestemmelsene, er at støtten er gitt av det offentlige, at støtten vrir eller truer med å vri konkurransen, at støtten må begunstige enkelte foretak eller produksjonen av enkelte varer, og at støtten er egnet til å påvirke samhandelen mellom EØS-landene. Forbudet omfatter offentlig støtte som oppfyller samtlige av de fire vilkårene.

Støtte til miljøtiltak
Støtte som er egnet til å hjelpe en bedrift til oppfylle nye eller gjeldende miljøstandarder i EU, er i utgangspunktet ikke tillatt, men i følge ESAs retningslinjer for statsstøtte, åpner regelverket i noen grad for investeringsstøtte og driftsstøtte til miljøtiltak, i de tilfeller hvor miljøtiltaket bringer bedriften forbi de standarder som settes av EU. Det er også en åpning for å gi investeringsstøtte til bedrifter for å oppfylle nasjonale standarder som er strengere enn EUs standarder, samt investeringsstøtte til tiltak på områder der EU-standarder er fraværende

EFTAs overvåkningsorgans (ESA) retningslinjer har flere åpninger for investeringsstøtte til fornybar energi og til kombinert elektrisitets- og varmeproduksjon. Elektrisitetsproduksjon basert på fossile energikilder med fangst av CO_2, er imidlertid ikke eksplisitt nevnt, noe som trolig må tilskrives at dette er et såvidt nytt konsept at det ikke ble ansett som relevant på det tidspunkt da regelverket ble utformet.

EU og Norge har begge etablert et kvotesystem for klimagasser, som nå framstår som det overordnede virkemiddel i reguleringen av utslipp av klimagasser i de sektorer som er omfattet.. Dette gjelder blant annet gasskraftverk, og flere industrisektorer. Bedrifter som er omfattet av kvotesystemet står i all hovedsak ikke overfor regulering i form av EU-standarder som BAT-krav, begrensninger i utslippsmengde per produsert enhet eller lignende. Siden det ikke er noen EU-standard på dette feltet, mener vi at investeringsstøtte til renseanlegg for CO_2 bør kunne tillates i henhold til regelverket for statsstøtte, dog under forutsetning av at øvrige betingelser i regelverket er oppfylt.

Forholdet mellom statsstøtteregler og opprettelsen av statlige selskaper for CO_2-håndtering
EØS-avtalen legger i utgangspunktet ingen begrensning på statlig engasjement i næringsvirksomhet og statlig eierskap i bedrifter, men reglene om statsstøtte gjelder for behandlingen av disse selskapene i like stor grad som for private selskaper. Vi vil her belyse hvordan vår innretning forretningsmodellen for de to selskapene innrettet for å unngå konflikter med statsstøttereglene.

Statsstøtte i skatterelaterte virkemidler
De virkemidler vi har foreslått knyttet til beskatningen av petroleumsvirksomhet, vil ikke være selektive. Alle lisenser vil stå overfor de samme incentivene, og det eventuelle støtteelementet i slike skattemessige incentiver vil således ikke true med å vri konkurransen.