



En norsk-britisk infrastruktur for CO₂

Klimaløsninger på tvers av landegrenser

ZERO-NOTAT - Desember 2006

Berit Kristoffersen og Thomas Palm



Om ZERO

Zero Emission Resource Organisation er en miljøstiftelse som skal bidra til å begrense klimaendringene gjennom å vise fram og få gjennomslag for utslippsfrie energiløsninger. Vårt utgangspunkt er at det finnes en utslippsfri løsning for all energibruk. ZERO skal være konsekvente pådrivere for slike løsninger og jobbe for at de realiseres framfor forurensende. www.zero.no



Innholdsfortegnelse

Sammendrag.....	3
1. Klimautfordringen	5
1.2. Klimaforpliktelser	6
1.4. Energisikkerhet og CO ₂ -deponering	7
2. Aktuelle prosjekter i Norge og Storbritannia.....	8
2.1. Norske prosjekter	8
2.2. Britiske CO ₂ -deponeringsprosjekt.....	10
3. Mulige utslippskilder i Norge, Skottland og England	11
4. Myndighetsinitiativ og samarbeid	13
4.1. Norsk-britisk samarbeid på myndighetsplan.....	14
5. En sammenhengende trinnvis utbygging	14
Fase 1.....	15
Fase 2	16
Veien videre	19

Sammendrag

Det er en stadig økende erkjennelse av at framtidig bruk av fossil energi i noen skala uløselig er knyttet til fangst og deponering av CO₂. Alternativet til ikke å lykkes med dette, er meget alvorlige klimaendringer. Klimaendringene er allerede i gang, og nå gjelder det å redusere utslippene og begrense skadene mest mulig.

I september 2005 lanserte ZERO muligheten for en felles CO₂-infrastruktur på den norsk-britiske sokkelen. I dette notatet skisserer vi muligheter for å materialisere ideen om storskala CO₂-deponering i Nordsjøen.

ZERO vil i dette notatet kartlegge aktuelle utslippskilder og deponeringsmuligheter. Deretter skisserer vi hvordan kapasiteten kan utvides gjennom ulike faser for å realisere nødvendige og oppnåelige utslippsreduksjoner. Tidligere studier har hovedsakelig enten sett på enkeltstående prosjekter, vært svært overordnet, eller i liten grad inkludert britiske kilder.

En bilateral CO₂-håndteringspraksis kan ha stor samfunnsøkonomisk effekt, men ikke minst kan det bidra til å innfri målet om vesentlige utslippsreduksjoner og dekarbonisering av de fossile energiressursene. Begge land har betydelige fossile energiressurser. Norge har større deponeringspotensial enn Storbritannia, mens sistnevnte har seks ganger så store klimagassutslipp bare fra stasjonære CO₂-kilder alene.

På hver sin side av Nordsjøen sliter Storbritannia og Norge med å oppfylle klimaforpliktelsene, og begge land ønsker snarlige tiltak som kan redusere CO₂-utslippene både på kort og lang sikt gjennom rene energiløsninger. Begge lands myndigheter ser på CO₂-deponering i Nordsjøen som et viktig virkemiddel for å kombinere fossil energiproduksjon med tiltak som vil ha stor effekt på klimaregnskapet.

Et samarbeid mellom myndighetene er allerede igangsatt. Et felles regelverk og prinsipper for regulering av transport og deponering av CO₂ i Nordsjøen, skal presenteres tidlig i 2007, og deretter ønsker myndighetene i fellesskap å undersøke hva slags infrastruktur som er nødvendig for transport og lagring. ZERO ønsker med dette notatet å bidra til å gi myndigheter, selskaper og andre aktører et bedre grunnlag for å vurdere hvordan en norsk-britisk CO₂-infrastruktur kan realiseres.

I Storbritannia, hvor det slippes ut om lag 266 millioner tonn CO₂ årlig fra stasjonære utslippskilder, vurderes potensialet til å kunne redusere utslippene med 90 prosent ved fangst, transport og lagring av CO₂ i olje og gassfelt.¹ Oljeindustrien er i utgangspunktet positiv, men få planer har kommet lengre enn på idéstadiet. Å injisere CO₂ kan øke oljeutvinningen i en del felt. Selv om prosjekter estimeres på grunnlag av en konservativ vurdering av utviklingen av oljeprisen, viser det seg at CO₂-deponering vil være lønnsomt i flere felt.²

I dette notatet tar vi utgangspunkt i de mest nærliggende aktivitetene innen CO₂-fangst og deponering som kan danne grunnlaget for en norsk-britisk infrastruktur. Hensikten er:

1. Stern Review on the economics of climate change

2. For eksempel EUR 32895:4, og forøvrig opererer oljeindustrien med en oljepris på høyst 30 dollar når de ser på den langsiktige lønnsomheten til ulike prosjekter.

- Å skaffe til veie tilstrekkelig med deponeringsløsninger for meget store utslippskilder.
- Å skaffe til veie tilstrekkelig mengder CO₂ for meroljeproduksjon til ulike felt.
- Å skaffe til veie nødvendig "bufferkapasitet" i systemet.
- Å muliggjøre enkeltprosjekter som hver for seg er vanskelig.
- Å utnytte storskalafordeler og dermed redusere transport og deponeringskostnader.

Ett første skritt vil være å utnytte den korte avstanden mellom feltene Sleipner og Miller, hvor de første CO₂-lagringsprosjektene i henholdsvis Norge og Storbritannia finner sted.

BP planlegger å fange 1,8 millioner tonn CO₂ årlig fra et kraftverk i Skottland, som etter planen skal brukes på Miller feltet til meroljeproduksjon.³ BP regner med å drifte feltet i 15 til 20 år ekstra på grunn av meroljeproduksjon som følge av injisert CO₂.

40 kilometer unna Miller er Sleipner-feltet lokalisert.⁴ Her har Statoil siden 1996 årlig deponert 1 million tonn CO₂ i Utsira-formasjonen, som nærmest har ubegrenset lagringskapasitet.⁵ Sleipner er også det mest aktuelle mottaket for å deponere CO₂ fra gasskraftverket som er under bygging på Kårstø og hvor norske myndigheter har bestemt at det skal bygges et renseanlegg, som nå er under planlegging. Ikke langt fra Sleipner ligger også Volvefeltet hvor planlagt produksjonsstart er 2007. Statoil vurderer mulighetene for å bruke CO₂ til meroljeproduksjon på Volve, men det er kun aktuelt i noen få år, og det haster med å fremskaffe CO₂ til et slikt prosjekt.

Ved å legge et rør mellom Sleipner og Miller kan man koble sammen Norge og Storbritannia, og lage et unikt og nødvendig knutepunkt for ytterligere fangst, bruk og deponering av CO₂. ZERO har vært i dialog med BP og Statoil som er positive til ideen.

I en neste fase kan man inkludere de største forurensningskildene langs vestlandskysten, og ikke minst kan kilder fra Skottland trekkes inn, siden man her finner en rekke kullkraftverk og olje-relatert virksomhet langs kysten.⁶ Dette betyr at CO₂ vil være tilgjengelig for store meroljeprosjekter, som for eksempel i Gullfaksfeltet. Tilstrekkelig mengder CO₂ kan fremskaffes fra Norge og Skottland og enten videretransporteres fra knutepunkt Sleipner, eller samles opp på Kårstø og transporteres derfra. Transporten fra Kårstø kan eventuelt gå via Mongstad, hvor Statoil skal bygge et gasskraftverk som må renses innen 2014, og således kan fra da av supplere deler av forsyningen. Dersom det ikke skulle være mulig å få til en beslutning om bruk av CO₂ på Gullfaks, vil uansett Mongstad ha behov for en transport- og deponeringsløsning, som da kan gå til Kårstø og videre inn i knutepunkt i Sleipner-systemet.

En tredje fase innebærer å knytte de store utslippskildene i Nord-England til CO₂-infrastrukturen, hovedsakelig fra kullkraftverk, og eventuelle nye storskala kraftverk i Norge. I denne perioden vil det også være mer aktuelt å benytte CO₂ i flere av feltene sør i Nordsjøen, noen er det allerede. Samtidig og underveis er det naturligvis mulig å koble til andre mulige kilder i Norge og på kontinentet hvis det skulle være aktuelt, uten at vi går nærmere inn på det her.

3. Kraftverket vil omdanne gass til hydrogen og CO₂

4. 248,55 miles

5. Lagringskapasiteten til akviferen under 800m dyp er anslått til totalt ca 42 mrd. tonn CO₂.

6. Norge slipper ut om lag 45 millioner tonn CO₂ årlig samlet, mens i Skottland står stasjonære kilder alene for i overkant av 60 millioner tonn av de samlede utslippene på 163 mill tonn.

Hele tiden vil kompetansen fra Sleipner og den enorme rene deponeringskapasiteten i Utsira-formasjonen være den sentrale nøkkelen, fordi den i tillegg til å representere en ønskelig "bufferkapasitet" i systemet, kan garantere at man uansett har et sted å lagre all CO₂. I dette notatet forutsetter vi ikke at man må få til en beslutning om å benytte CO₂ til meroljeproduksjon på norsk sokkel for at infrastrukturen skal kunne la seg realisere, men vi legger til rette for at det blir mulig og mer attraktivt – også for våre naboer. Storskala fangst og deponering av CO₂ må uansett gjennomføres av klimahensyn.

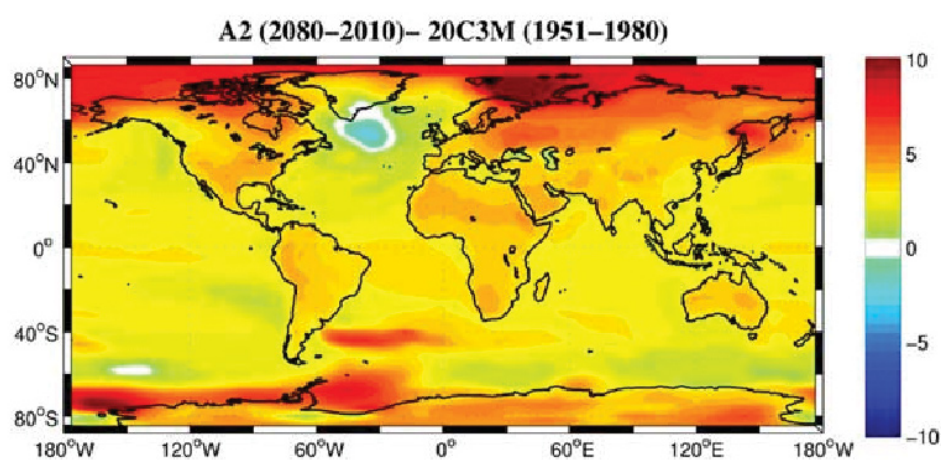
I arbeidet med dette notatet har vi vært i kontakt med det britiske industridepartementet og komiteen for vitenskap og teknologi, de skotske og engelske forurensningsmyndighetene, samt selskapene som er nevnt. Disse har vært svært behjelpelig og positive.

1. Klimautfordringen

På grunn av den enormt akselererende bruken av de ikke fornybare energikildene olje, kull og gass, er innholdet av CO₂ i atmosfæren det høyeste på 650.000 år. Dersom veksten fortsetter, vil det i 2100 være det høyeste på 20 millioner år. Selv om alle utslippene ble kuttet i dag, har allerede utslippene ført til så høy konsentrasjon av CO₂ i atmosfæren at temperaturen vil stige.

I perioden fra 1979 til 2005 har det for eksempel vært en 20 prosent reduksjon i arktisk sjøis, og i løpet av dette århundre vil sommerisen sannsynligvis være helt forsvunnet. Isbjørnen, som Arktis er oppkalt etter, har for første gang kommet på lista over truede dyrearter.

EU og Norge har nå som mål å begrense temperaturøkningen til to grader, og dette vil kreve radikale reduksjoner i utslippene. En to graders økning i gjennomsnitt globalt høres ikke mye ut, men det betyr at temperaturen i Arktis vil stige med fem til syv grader på grunn av akselererende oppvarmingsmekanismer. Se figur endring i global overflatetemperatur.



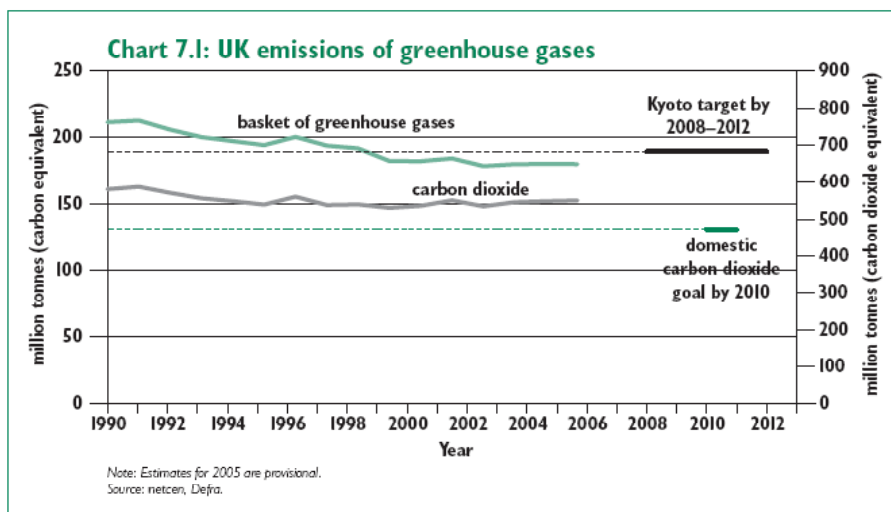
Grønlandsisen inneholder enorme mengder vann og ved tre grader vil nedsmeltingen føre til at havet stiger med over to meter. Dersom hele Grønlandsisen smelter vil havet stige med syv meter, med de omfattende og dramatiske konsekvenser dette har både for nord og sør.

Økt produksjon av fornybar energi og energieffektivisering kan redusere avhengigheten av fossil energi og er en viktig del av løsningen på utfordringen. Internasjonalt er det likevel slik at til tross for en massiv økning i produksjonen av fornybar energi, vil likevel fossile energikilder spille en betydelig rolle i verdens energiforsyning i mange år fremover. For å begrense utslippene og skadene i størst mulig grad, er framtidig bruk av fossil energi i noen skala derfor uløselig knyttet til fangst og deponering av CO₂.

1.2. Klimaforpliktelser

Storbritannia står for 2 prosent av verdens globale CO₂-utslipp og er ikke i rute i forhold til å nå sine klimaforpliktelser. Landet skal redusere CO₂-utslippene med 20 og 60 prosent i forhold til 1990-nivå innen henholdsvis 2010 og 2050.⁷ Utviklingen som skisseres i denne figuren viser avstanden mellom mål og utvikling i Storbritannia.⁸

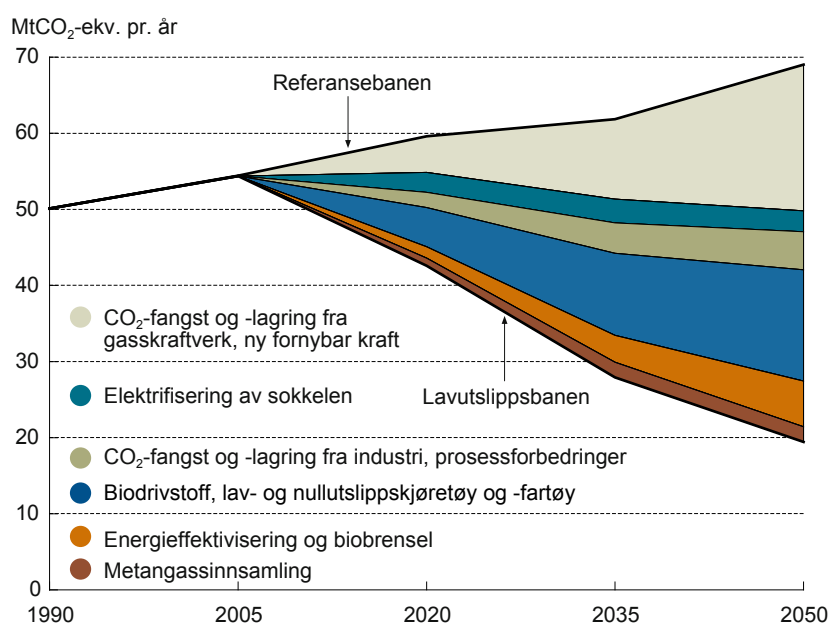
I juli 2006 la britiske myndigheter frem en energianalyse hvor det vurderes ulike metoder for å løse problemene knyttet til stabil energiforsyning og senkning av klimagassutslipp. Her ble CO₂-deponering sett på som et hovedtiltak.⁹



Norge ligger også langt unna å nå sine klimaforpliktelser. Det regjeringsoppnevnte Lavutslippsutvalget anbefalte CO₂-deponering som et nøkkelvirkemiddel for å kunne begrense utslippene på kort sikt og for at man samlet skal kunne redusere utslippene med 2/3 deler innen 2050. Se figur.

1.3 Lagring og bruk av CO₂ i Nordsjøen

En stor mengde geologiske formasjoner i jordskorpa kan lagre gasser som CO₂. Bare på norsk sokkel er det identifisert formasjoner som kan ha kapasitet til å ta i mot om lag 500 milliarder tonn CO₂, over 10.000 ganger Norges årlige utslipp. Ren deponering vil utgjøre hovedmetoden for lagring av CO₂, men CO₂ kan i noen grad også benyttes til å få ut mer olje av feltene i Nordsjøen.



Figur: Illustrasjon av helhetsløsningen. Årlige utslipp av klimagasser historisk, i Lavutslippsutvalgets referansebane og i den foreslåtte lavutslippsbanen 1990-2050.

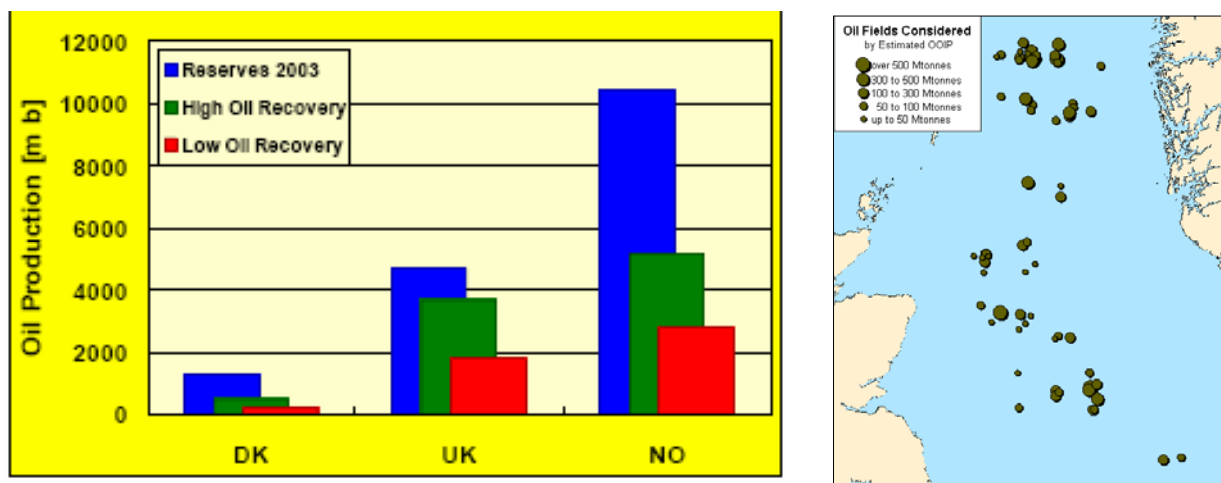
I rapporten Enhanced Oil Recovery using Carbon Dioxide in the European Energy System (EUR

7. The energy review: The Energy Challenge, DTI, 2006

8. Ibid

9. The energy review: The Energy Challenge, DTI, 2006

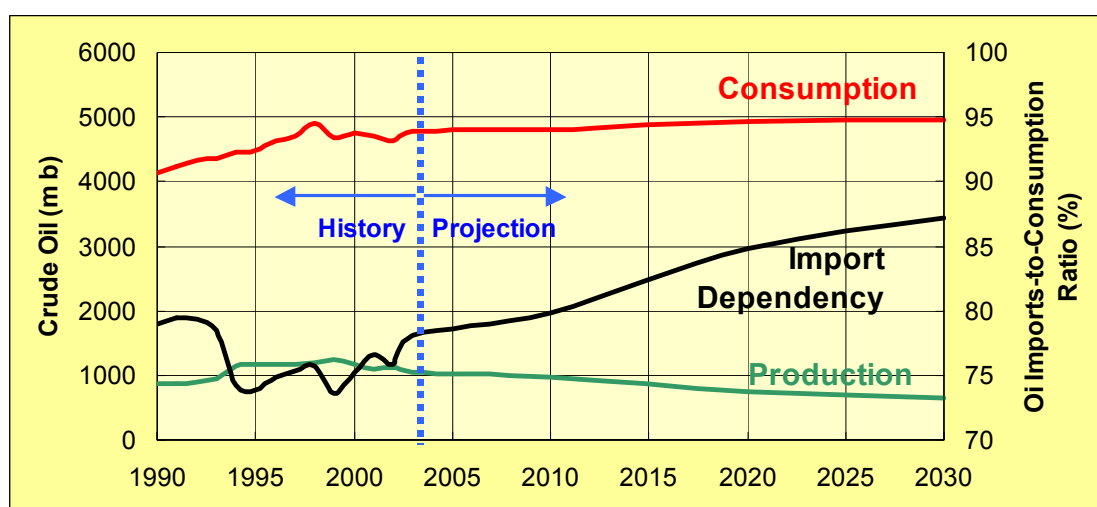
32895),¹⁰ ble meroljepotensialet til 81 felt i drift i Nordsjøen estimert basert på deres reserver. Som vi ser av figuren er Norges potensial klart størst.



Både i Norge men også spesielt for mange britiske felt begynner det å haste med å få besluttet bruk av CO₂ før det er for sent.

1.4. Energisikkerhet og CO₂-deponering

Det er ikke bare miljøhensyn og potensialet for økt oljeutvinning som gjør at oljeselskapene og myndigheter nå diskuterer CO₂-deponering som mer enn et alternativ for å løse klimaproblemene, og for å øke de feltvise utvinningsmuligheter. De store internasjonale oljeselskapene, i motsetning til nasjonale, mangler tilstrekkelig med reserver, og det siste årets hendelser i forhold til ustabilitet i tilførsel av energi til Europa, og et stadig økende energibehov i mange nyutviklede land, gjør at en ny energisituasjon tegnes opp med til dels gamle skillelinjer. Dette skjer i lys av den økende importavhengigheten som Europa har problemer med å finne løsninger på. Her er en oversikt fra EUR 32895-rapporten med prognoser som viser at konsumet de kommende 20 årene vil være relativt stabilt, produksjonen vil synke, mens importavhengigheten vil øke kraftig i Europa frem til 2030.



10. Rapporten ble skrevet av European Comission Directorate General Joint Research Centre Rapport EUR 32895, Institute for Energy, Petten, Netherlands, og ble lansert i desember 2005. <http://www.jrc.nl/>

Norge settes under press for å sikre leveringer av petroleum de neste årene, noe som øker presset både på utvinningstempo i Norge, og for å eksportere til bestemte land som for eksempel Storbritannia og USA. Usikkerheten i petroleumsmarkedet som følge av en rekke konflikter og økende etterspørsel, har ført til at oljeprisen har steget raskt. Høykonjunkturen som petroleumsindustrien nå opplever, samt økende usikkerhet for import og levering, gjør at CO₂-deponering med muligheter for meroljeproduksjon, blir vurdert som et virkemiddel innen rekkevidden av hva som kan fås til for å begrense CO₂-utslipp og bedre leveringssikkerheten til blant annet Storbritannia.¹¹ Her ser vi prisveksten de siste ti årene,¹² hvor vi etter hvert har hatt fått relativt høye oljepriser. De fleste som vurderer oljeprisen på mellomlang sikt, ser det som sannsynlig at den ikke vil synke under 50 dollar over tid.

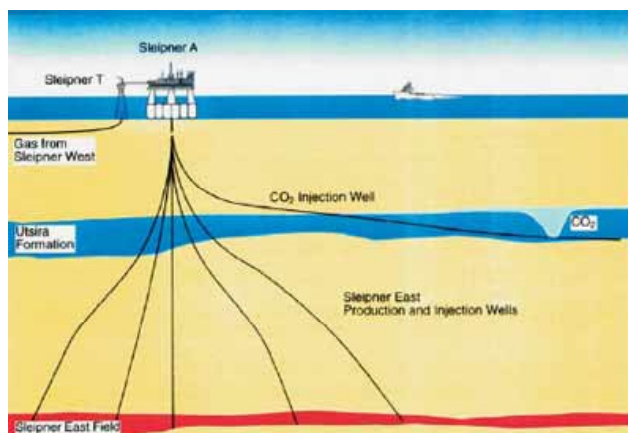
Muligheten for fangst og depone- ring av CO₂ har også åpnet for en ny renessanse for kull. Både den euro- peiske teknologiplattformen og EU- kommisjonens utkast til ny energipo- litikk fokuserer på ren kullkraft som en viktig mulighet. EU ønsker seg 12 storskala demonstrasjonsanlegg for rensning og deponering av CO₂ innen 2015 (uavhengig av brensel – også norske prosjekter for rensning av gasskraft er nevnt). Videre ønsker man at alle nye kraftverk skal renses fra 2020.



2. Aktuelle prosjekter i Norge og Storbritannia

2.1. Norske prosjekter

På **Sleipner-feltet** har Statoil siden 1996 årlig deponert 1 million tonn CO₂ i Utsira-formasjonen. Dette er så langt det eneste fullskalaprojektet for deponering av CO₂ i Norge. Her separeres CO₂ fra naturgass. Naturgassen som hentes opp, inneholder om lag 9 % CO₂. Dette tilfredsstiller ikke leveringskravene for gassen, og CO₂ må derfor fjernes ned til et innhold på maks 2,5 %. Prosjektet ble vedtatt satt i gang i 1990 da innføringen av CO₂-avgift i Norge var på trappene (fra 1991). Denne avgiften var en viktig økonomisk motivasjon for Statoil for å gjennomføre injeksjon av CO₂ framfor å slippe ut separat



11. House of Commons; Science and Technology Committee: Meeting UK Energy and Climate Needs: The role of Carbon Capture and Storage; 3

12. www.offshore.no

CO₂. Dette viser at tiltak og krav til oljeindustrien kan føre til positive klimatilpasningstiltak på sokkelen. Potensialet er stort for videre CO₂-lagring i Sleipner, som kun brukes til deponi. Det betyr at Sleipner også kan ta imot ”overskudd” av CO₂ som ikke brukes til meroljeproduksjon.

På **Kårstø** bygger Naturkraft et gasskraftverk som skal være i drift fra 2007. Regjeringen har bestemt at staten skal rense utslippene av CO₂ fra verket, og et renseanlegg er under planlegging. Dette skal i henhold til regjeringserklæringen stå ferdig innen 2009, men i følge en rapport fra Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), kan det ta lenger tid før anlegget er i drift. Fremdriften er uansett først og fremst avhengig av at en prosjektorganisasjon snart kommer på plass.

”Sleipner er et velegnet sted å lagre CO₂ fra Naturkrafts anlegg på Kårstø inntil det er etablert konkrete muligheter for bruk av CO₂ til økt utvinning”, uttalte konsernsjef Helge Lund i Statoil i desember 2005. -En slik løsning kan representere et første byggetrinn i en større CO₂-kjede og kan kanskje danne grunnlag for et konkret industrisamarbeid om CO₂ mellom Storbritannia og Norge.¹³

Volve. Konsernsjefen uttalte også at selskapet ønsker å bruke CO₂ til økt oljeutvinning på Volve-feltet nær Sleipner-feltet, i Nordsjøen. ”Dersom myndighetene bidrar med nødvendig infrastruktur, kan Volve bli det første offshorefeltet i verden der CO₂ utnyttes til økt oljeutvinning. Dette kan være det første steget i en helhetlig CO₂-verdikjede, der oljeindustrien og myndighetene går sammen om å håndtere klimautfordringene”, sa Lund.¹⁴

Volve skal etter planen starte produksjonen våren 2007. Det er aktuelt å injisere omlag 1 million tonn CO₂ – det samme som skal fanges fra gasskraftverket på Kårstø. CO₂-injeksjon i Volve vil anslagsvis kunne øke oljeutvinningen i feltet med om lag 6,3 millioner fat, men det er ytterst tidskritisk å komme i gang.

I juni 2006 ble i tillegg til Volve fem andre felt av Gassco, i samarbeid med Petoro og Gassnova, vurdert som mest aktuelle for bruk av CO₂ til meroljeutvinning nå; Draugen, Gullfaks, Oseberg Øst, Brage og Gyda.

Når det gjelder Draugen hadde Shell og Statoil allerede 8. mars 2006 annonsert et felles prosjekt for bygging og fangst av 2,1 million tonn CO₂ fra et 860 MW gasskraftverk på Tjeldbergodden, hvor CO₂ skal brukes i dette feltet og senere i Heidrun i Norskehavet. Driften er planlagt å starte i 2011/12. For at prosjektet skal realiseres, er man avhengig av at rammevilkårene blir avklart i 2007. Siden det legges opp til en integrert fangst og bruk av CO₂ i dette prosjektet vil det ikke bli videre omtalt i dette notatet.



13. fra Statoils hjemmesider: <http://www.statoil.com/STATOILCOM/SVG00990.nsf/UNID/41256A3A0055DD32C12570F8004F33E9?OpenDocument&kat=nyhet>

14. Ibid

Av de nevnte feltene som tidligere har vært studert mest inngående og som har vært sett på som den mest lovende kandidaten, er Gullfaks. Gullfaks er også det feltet som har behov for størst mengder CO₂, anslagsvis 5 millioner tonn og oppover. Bruk av CO₂ vil være svært samfunnsøkonomisk lønnsomt, men Statoil mener andre alternativer er mer bedriftsøkonomisk attraktivt og vurderer å skrinlegge prosjektet. De mener at ballen nå ligger hos myndighetene.

I 2007 starter produksjonen på Snøhvitfeltet og fra LNG-anlegget vil Statoil deponere om lag 0,75 millioner tonn CO₂. Det legges imidlertid ikke opp til at utslippene fra gasskraftverket på anlegget skal renses, men et eventuelt senere Snøhvit tog II vil nok belage seg på dette. Siden Snøhvit har en tilgjengelig deponeringsløsning som snart vil tas i bruk, omtales det ikke videre i dette notatet.

På **Mongstad**-raffineriet skal Statoil bygge et gassbasert kraft- og varmeverk på 280 MW el og 350 MW varme. For å få konsesjon til dette, satte Regjeringen som vilkår at det skulle bygges et pilotanlegg med en kapasitet på 100 tusen tonn CO₂ årlig innen 2010, og at et fullskala renseanlegg skulle være på plass innen 2014. Samtidig skulle myndighetene være med å finansiere dette.

2.2. Britiske CO₂-deponeringsprosjekt

Flere prosjekter har kommet langt i planleggingsfasen på britisk side. For det mest kjente prosjektet - som er BPs hydrogenkraftprosjekt tilknyttet Miller-feltet - forventes en eventuell investeringsbeslutning tidlig i 2007. Det ser også ut til at General Electric etter hvert vil bli med i prosjektet, ettersom de har inngått en intensjonsavtale om å samarbeide om 10-15 store CO₂-deponeringsprosjekter på ulike steder i verden de neste ti årene.

Det andre lovende prosjektet, som også har kommet langt i prosjektering, er Progressive Energy og Centrica/British Gas sitt Teeside-prosjekt. Her skal det bygges et nytt kullkraftverk hvor CO₂ skal renses og fraktes til oljefelt. Prosjektpartnerne diskuterer også potensialet for videre satsing på nye CO₂-deponeringsprosjekt.

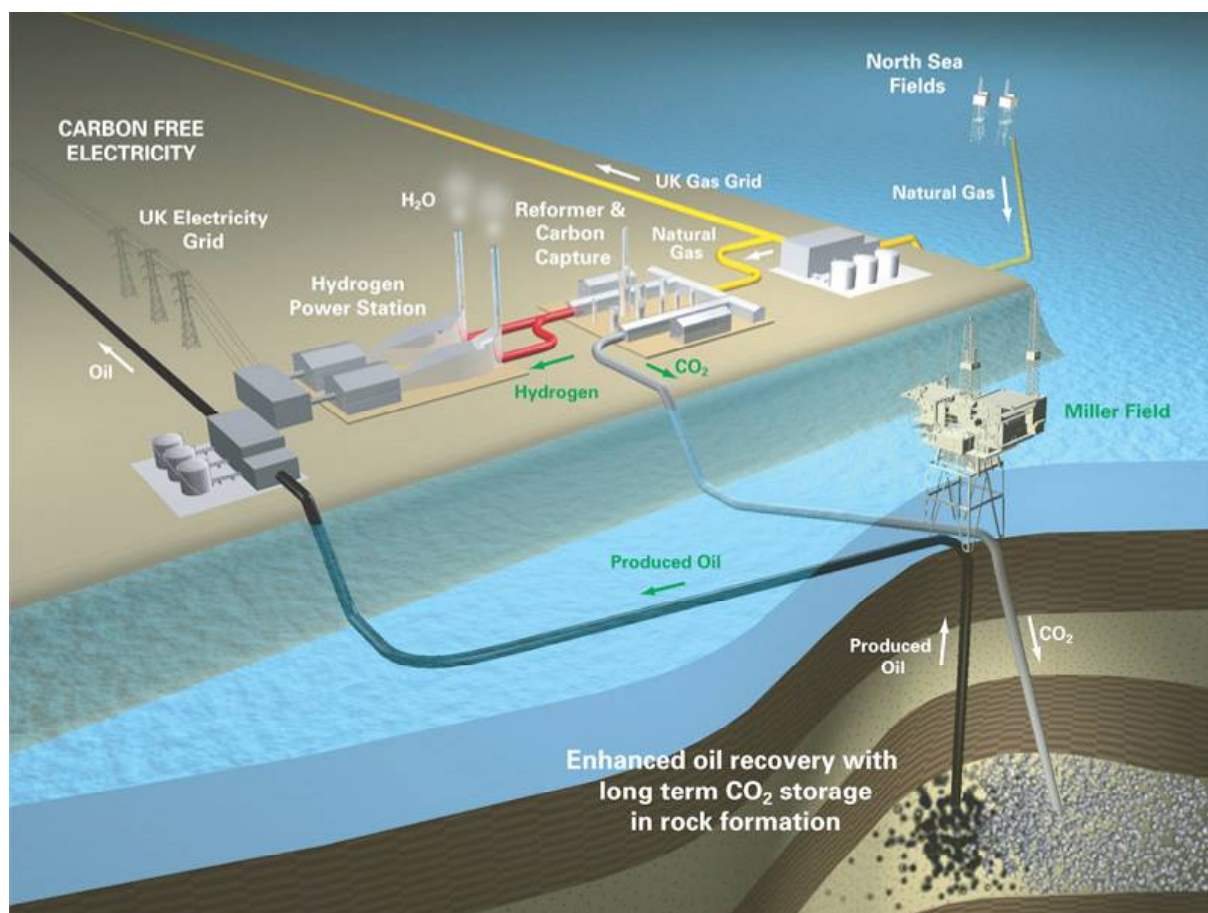
Felles for de to prosjektene er at de vurderes som storskala demonstrasjonsanlegg, noe britiske myndigheter nå legger opp til at de vil støtte. Selskapene vurderer potensialet for at prosjektene kan ha suksess som stort. Begge bygger også nye kraftstasjoner, henholdsvis hydrogen og kullkraftverk til elektrisitetsformål, noe også de fire andre prosjektene som er under planlegging mest sannsynlig også legger opp til. Se nedenfor stående oversikt over britiske prosjekter.

1. 2009/10: Centrica & Progressive Energy. Kullkraft, 800 MW. Teeside
2. 2010: BP & Scottish and Southern Energy. Gass og hydrogen. Peterhead, Scotland
3. 2010: Powerfuel PLC. kull, 900 MW. Hatfield Colliery
4. 2011: E.ON. Kull, muligens også petcoke, 450 MW Killingsholm, Lincolnshire Coast
5. 2011: Scottish and Southern Energy. Kull, 500 MW. Ferribridge
6. 2016: RWE. Kull, 1000 MW. Tilbury

Det britiske industridepartementet har ikke hatt mulighet til å oppgi hvilke oljefelt som har blitt vurdert som mulige deponi, men både feltene langs norskekysten og i sørlige Nordsjøen blir bekreftet til å ha gode muligheter for CO₂-deponering. Flere av feltene er i ferd med å gå over i haleproduksjon, hvilket betyr at man ikke kan vente for lenge med å bestemme seg for om felt skal stenges, eller holdes gående videre ved injeksjon av CO₂.

Peterheadprosjektet som BP og prosjektpartner Scottish & Southern Energy kalles, er det BP som

er operatør for. Kostnadene er beregnet til 7 milliarder NOK. Med en konservativ oljeprisutvikling estimerer BP at CO₂'en vil forlenge Miller-feltets levetid med 15 til 20 år, hvor ytterligere 50-60 millioner fat olje kan utvinnes. Hydrogenkraftverket mottar gass fra Miller, produserer 475 MW strøm i Peterhead og 1,8 millioner tonn CO₂ som årlig sendes tilbake til Millerfeltet for permanent lagring. Feltet ligger 40 kilometer unna Sleipner-feltet.



Teesideprosjektet er det første prosjektet i Storbritannia som kombinerer integrert CO₂-rensing med deponering fra kullkraftverk og har kommet langt i planleggingsfasen. Centrica/British Gas sitt 800 MW kullkraftanlegg planlegger produksjon fra 2009/2010. Prosessen er i grunn ganske lik som for Peterhead prosjektet. Kraftverket skal også kunne gå på gass, og CO₂-utslippene vil fraktes til Nordsjøen hvor den vil brukes til å øke oljeproduksjonen der den blir lagret. CO₂-potensialet beregnes til 5 millioner tonn årlig.¹⁵

3. Mulige utslippskilder i Norge, Skottland og England

Både på norsk og britisk side forutsetter CO₂-deponering som klimatiltak og bruk av CO₂ til meroljeutvinning tilgang på betydelige punktkilder for CO₂. De feltene som kan benytte CO₂, vil ha ulikt behov for CO₂ på forskjellige tidspunkt, samt at utvinningsgraden og reservoaregenskapene varierer og kan være vanskelig å forutse nøyaktig. Det er også betydelige skalafordeler ved å transportere større mengder CO₂. Tilgang på relativt store punktutslipp fra land og en adekvat infrastruktur er derfor en forutsetning for å få dette til.

15. Kilder: pressemelding 8.11.2006 og e-post korrespondanse.

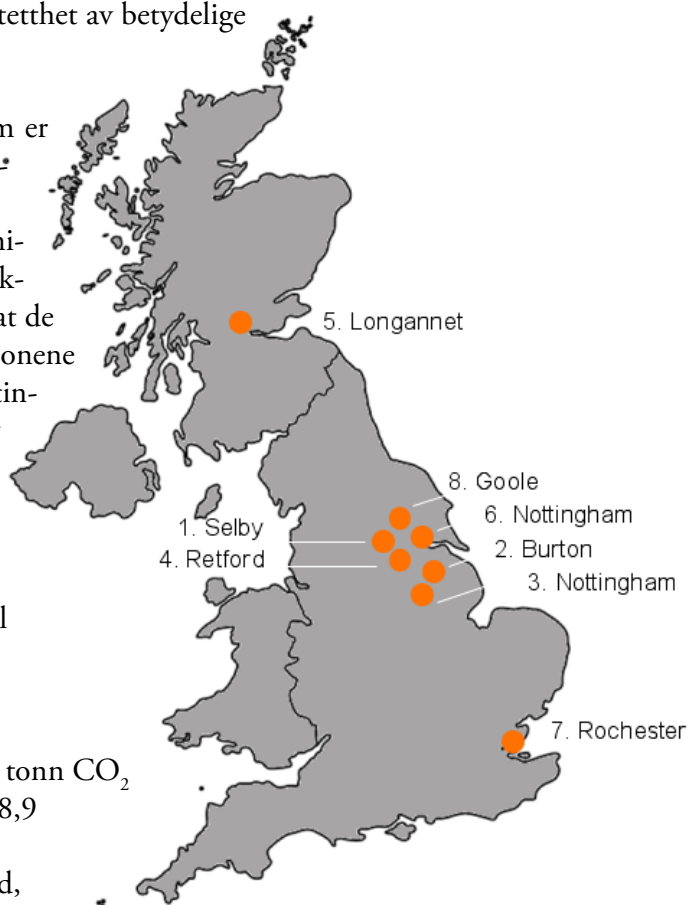
I **Norge** var de samlede norske utslippene av CO₂ i 2005 43,3 millioner tonn CO₂, hvor olje- og gassindustrien stod for 27 prosent av utslippene. De stasjonære utslippene på fastlandet utgjorde omlag 12,3 millioner tonn CO₂ i 2004. Her er en oversikt over de største utslippskildene i 2005:

1. Statoil, Mongstad-raffineriet – Hordaland, 1 504 tusen tonn
2. Gassco, Gassterminal, Kårstø – Rogaland, 1 112 tusen tonn
3. Norcem, Sement, Grenland – Telemark, 742 tusen tonn
4. Yara Porsgrunn, gjødsel, Grenland – Telemark, 594 tusen tonn
5. Hydro Aluminium, Sunndalsøra – Møre og Romsdal, 586 tusen tonn
6. Hydro Aluminium, Karmøy – Rogaland, 497 tusen tonn
7. Norcetyl, Petrokjemi, Grenland – Telemark, 425 tusen tonn
8. Norcem, Sement, Kjøpsvik – Nordland, 403 tusen tonn
9. Hydro Aluminium, Årdal – Sogn og Fjordane, 393 tusen tonn
10. Tjeldbergodden metanolfabrikk, Aure – Møre og Romsdal, 357 tusen tonn
11. Esso, Slagen-raffineriet, Tønsberg – Vestfold, 330 tusen tonn
12. Elkem, Aluminium, Mosjøen – Nordland, 306 tusen tonn

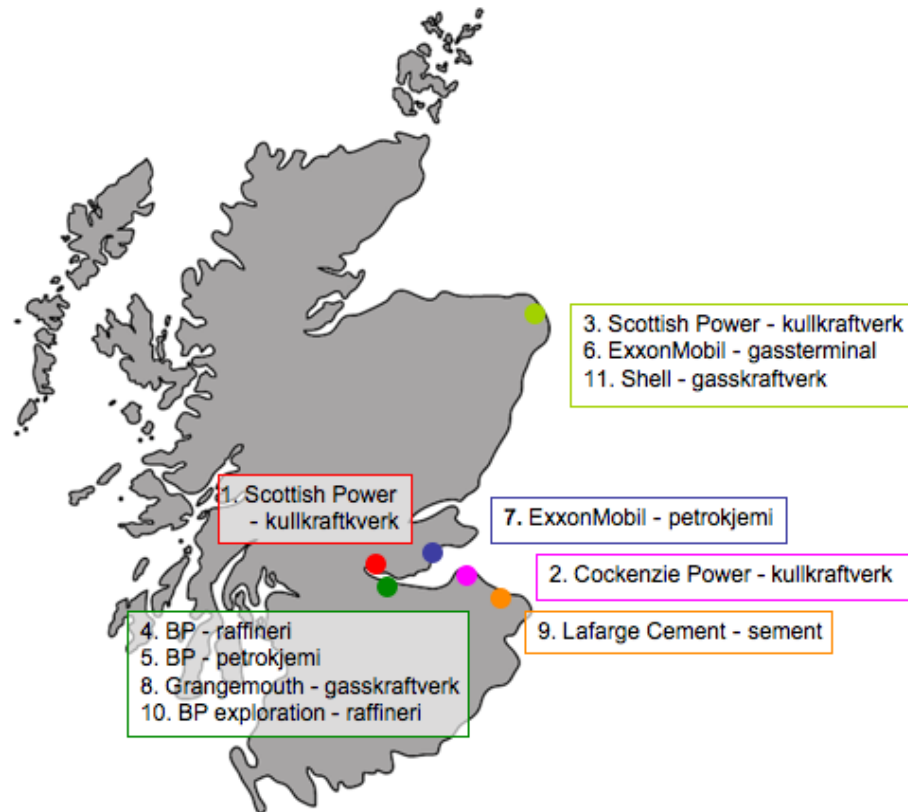
Det er verdt å merke seg at i tillegg til at Mongstad og Kårstø allerede er de to største utslippskildene i landet, er det også her det skal komme gasskraftverk. Disse skal som nevnt tidligere etter hvert renses, noe som krever infrastruktur for CO₂. Dette gir økte muligheter for også å rens eksisterende utslipp. Det tredje området med relativt stor tetthet av betydelige utslippskilder er Grenland.

I **Storbritannia** er det først og fremst kullkraftverk som er den største forurensningskilden. De fleste kullkraftverkene er bygget på slutten av 1960-tallet og i begynnelsen av 1970-tallet og det kan påregnes at flere CO₂-deponiprojekter i nærliggende framtid vil innebære bruk av teknologi for rensning av allerede eksisterende anlegg eller at de bygges på nytt med fullskala rensing. Av de 265,5 millionene tonn CO₂ som slippes ut fra stasjonære kilder, står kraftindustrien for over 193 millioner tonn, og raffinerier for nesten 23 millioner tonn CO₂. Den tredje store kilden er utslipp fra metallproduksjon. Her er en oversikt over de største utslippskildene, som alle er fra kullkraftverk:

1. AES Drax Power, kullkraft, Selby, ca 20,5 mill tonn CO₂
2. EDF (West Burton Power St), kullkraft, Retford, ca 9,2 mill tonn CO₂
3. EON, kullkraftverk, Nottingham, ca 9,2 mill tonn CO₂
4. EDF (Cottam power St), kullkraft, Retford ca 8,9 mill tonn CO₂
5. Scottish Power, kullkraft, Longannet, Scotland, ca 8,5* mill tonn CO₂
6. Keadby Generation, kullkraft, Knottingley, ca 8 mill tonn CO₂
7. E.ON UK PLC, Kullkraft, Rochester, ca 7,8 mill tonn CO₂
8. British Energy PLC, kullkraft, ca 7,3 mill tonn CO₂



I overkant av 60 millioner tonn CO₂ slippes ut fra stasjonære kilder i Skottland. Det er olje og gass-industrien som dominerer utslippene sammen med fossile kraftanlegg, og mange av de er geografisk sett konsentrert, som vi ser her på kartet over de ti største utslippskildene.



1. Scottish Power, kullkraft, Longannet, 8,8 mill. tonn CO₂
2. Cockenzie Power, kullkraft, Prestonpans- East Lothian, 2,8 mill. tonn CO₂
3. Scottish Power, Kullkraft, Peterhead-East Lothian, 2,6 mill. tonn CO₂
4. BP, oljeraffineri, Grangemouth, 2,4 mill. tonn CO₂
5. BP, petrokjemi, Grangemouth, ca 1,3 mill. tonn CO₂
6. ExxonMobil, gassterminal ca 881 tusen tonn CO₂
7. ExxonMobil, petrokjemi, ca 719 tusen tonn CO₂
8. Grangemouth CHP, gasskraftverk, ca 708 tusen tonn CO₂
9. Lafarge Cement, ca 639 tusen tonn CO₂
10. BP exploration, raffineri? ca 421 tusen tonn CO₂
11. Shell, gasskraftverk, Peterhead, ca 345 tusen tonn CO₂

4. Myndighetsinitiativ og samarbeid

I **Storbritannia** som i Norge, er myndighetene svært opptatt av CO₂-deponering og har begynt å legge tilrette for at dette skal kunne gjennomføres. I februar publiserte det britiske parlamentets komité for vitenskap og teknologi en rapport som viser gode muligheter for satsing på CO₂-håndtering i Storbritannia. I rapporten står det at Storbritannia, og spesielt Skottland, står i en særlig god posisjon til å utnytte CO₂-håndteringsteknologi, da en i dag har store kilder til CO₂-utslipp i nærheten av geologiske formasjoner som passer godt til langtidslagring. "CO₂-håndtering kan være

en virkelig mulighet til å ta lederrollen i forhold til klima og samtidig bygge opp langvarig vekst, mangfold og nyvinning i den britiske energisektoren”, skriver de i den britiske rapporten. Parlamentskomiteen, ledet av liberaldemokraten Phil Willis, mener at Storbritannia har gode muligheter for å ta en ledende rolle i utviklingen av teknologi for CO₂-håndtering. Muligheter for eksport av teknologi blir også fremhevet. ”Dersom Storbritannia mener alvor i å påvirke India og Kina (i positiv retning mht. CO₂-utslipp, vår anm.) ville det mest nyttige være å få fullskala demonstrasjonsanlegg for ulike typer teknologi for CO₂-håndtering opp og gå innenlands, og det så fort som mulig. Dette ville vise frem teknologien som levedyktig og gi britiske selskap fordeler i form av erfaring og kunnskap. I fraværet av slike eksempler er ideen om vesentlige eksportmuligheter for Storbritannia urealistisk”. En mulig hovedkonkurrent blir også nevnt i komiteens rapport. Og dét er Norge.

4.1. Norsk-britisk samarbeid på myndighetsplan

I 2006 har norske og britiske myndigheter sett på hvordan rammer for felles regelverk og prinsipper for regulering av transport og deponering av CO₂ i Nordsjøen kan organiseres. Etter planen skal dette arbeidet legges frem tidlig i 2007. Neste fase i arbeidet innebærer at de i fellesskap foretar undersøkelser for hva slags infrastruktur som er nødvendig for frakt og lagring av CO₂ i Nordsjøen. Storbritannia leder også et EU-Kina prosjekt hvor det bygges et storskala kullkraftverk med CO₂-rensing. Resultat fra begge disse prosjektene legges frem senest i juli 2007.

Den britiske kansleren Gordon Brown, som tilsvarende finansministeren i Norge, la 6. desember 2006 fram for-rapporten til budsjettet for 2007.¹⁶ Under fremleggingen fremhevet Brown at samarbeidet mellom Norge og Storbritannia er fornuftig, både fordi man lærer av norske myndigheters tilnærming til støtteordninger og investeringer, men ikke minst fordi de tror en bilateral enighet med Norge vil være et viktig trinn i en utvikling hvor målet er å ta i bruk CO₂-deponering i alle landene rundt Nordsjøen. Dette gjelder ikke bare for teknisk utvikling, men også for etableringen av tilatelser og et regulerende rammeverk, hvor det er klare fordeler med en felles tilnærming mellom land. Både Storbritannia og Norge beskjeftiger seg med relevant arbeid ledet under EUs program for klimaforandringer, som rapporterer senere i år, står det i den britiske for-rapporten.¹⁷

5. En sammenhengende trinnvis utbygging

Hensikten med å lage en felles norsk-britisk infrastruktur er i første rekke å:

- Skaffe til veie tilstrekkelige deponeringsløsninger for svært store nåværende og fremtidige utslippskilder.
- Skaffe til veie tilstrekkelig mengder CO₂ for meroljeproduksjon til felt som har behov for det.
- Skaffe til veie nødvendig ”bufferkapasitet” i systemet.
- Muliggjøre enkeltprosjekter som hver for seg er vanskelig.
- Utnytte storskalfordeler og dermed redusere transport og deponeringskostnader.

Av de totale investeringskostnadene i fangst og ren deponering, utgjør transport og injiseringskostnadene normalt omlag en tredjedel.¹⁸ Det er imidlertid betydelige storskalfordeler. Man kan som

16. For nedlastning av ”2006: Pre-Budget Report, gå til: http://www.hm-treasury.gov.uk/pre_budget_report/prebud_pbr06/prebud_pbr06_index.cfm

17. Ibid

18. Alt avhengig av størrelsen på anleggene, transportavstand mv.

regel mer en tredoble transportkapasiteten uten at man trenger å øke investeringskostnaden med mer enn rundt en tredjedel, og de økte driftskostnadene vil være beskjedne.

Imidlertid vil det være vanskelig å forhåndsinvestere i transportkapasitet uten at man på forhånd vet at det vil være behov for det – det vil si om det kommer mer CO₂-fangst, hvor og når. I dette notatet tar vi imidlertid utgangspunkt i de mest nærliggende aktivitetene innen CO₂-fangst og deponering på norsk og britisk side og bygger på de prosjektene som enten er vedtatt, annonsert eller gode kandidater.

Vårt utgangspunkt er at storskala CO₂-fangst uansett er nødvendig og at det derfor er ønskelig at dette skjer på en så god måte som mulig. I en slik kontekst er det å viktig å se prosjektene i sammenheng slik at man får infrastrukturen på plass og unngår suboptimale løsninger.

En utfordring når det gjelder bruk av CO₂ til meroljeproduksjon er at mens man må legge til grunn å investere i fangst og transportinfrastruktur for et gitt mengde CO₂, vil en del av CO₂en som injiseres på feltet etter hvert komme opp igjen med petroleumsstrømmen og resirkuleres. Dette betyr at importbehovet i mange tilfeller er dalene over tid, og innebærer at man må plassere "CO₂-overskuddet" ett sted.

En infrastruktur som også kunne inkluderer rene deponeringsløsninger, er derfor ønskelig. Eventuelt må man ha en annen bruker direkte tilgjengelig, men å inkludere rene deponeringsmuligheter vil uansett gjøre systemet mer robust og fleksibelt.

I Norge har paradoksalt nok også tilgjengelighet på tilstrekkelige mengder CO₂ til de største meroljeprosjektene vært en utfordring.

Fase 1

Ett første skritt for en felles norsk-britisk infrastruktur vil være å utnytte den korte avstanden mellom feltene Sleipner og Miller, hvor de første CO₂-lagringsprosjektene i henholdsvis Norge og Storbritannia finner sted.

BP planlegger som nevnt å fange 1,8 millioner tonn CO₂ årlig fra et kraftverk i Skottland, som etter planen skal brukes på Miller-feltet til meroljeproduksjon.¹⁹ BP regner med å drifte feltet i 15 til 20 år ekstra på grunn av meroljeproduksjon som følge av injisert CO₂.

40 kilometer unna Miller er Sleipner-feltet lokalisert.²⁰ Her har Statoil siden 1996 årlig deponert 1 million tonn CO₂ i Utsira-formasjonen, som nærmest har ubegrenset lagringskapasitet.²¹ Sleipner er også det mest aktuelle mottaket for å deponere CO₂ fra gasskraftverket som er under bygging på Kårstø og hvor norske myndigheter som nevnt har bestemt at det skal bygges et renseanlegg.

Ikke langt fra Sleipner ligger også Volvefeltet hvor planlagt produksjonsstart er 2007. Statoil vurderer mulighetene for å bruke CO₂ til meroljeproduksjon på Volve, men det er kun aktuelt i noen få år, og det haster med å fremskaffe CO₂ til et slikt prosjekt.

Ved å legge et rør mellom Sleipner og Miller kan man koble sammen Norge og Storbritannia, og

19. Kraftverket vil omdanne gass til hydrogen og CO₂

20. 248,55 miles

21. Lagringskapasiteten til akviferen under 800m dyp er anslått til totalt ca 42 mrd. tonn CO₂.

lage et unikt og nødvendig knutepunkt for ytterligere fangst, bruk og deponering av CO₂. ZERO har vært i dialog med BP og Statoil som er positive til ideen.

I figuren nedenfor er røret mellom Miller og Sleipner illustrert (rødt), samt røret fra Peterhead i Skottland til Miller og røret fra Kårstø til Sleipner.

Fase 2

I en neste fase kan man inkludere de største forurensningskildene langs vestlandskysten, og ikke minst i Skottland hvor man finner en rekke kullkraftverk og oljerelatert virksomhet langs kysten. Dette betyr også at CO₂ vil være tilgjengelig for store meroljeprosjekter, som for eksempel i Gullfaksfeltet. Tilstrekkelig mengder CO₂ kan fremskaffes fra Norge og Skottland og enten videretransporteres fra knutepunkt Sleipner, eller samles opp på Kårstø og transporteres derfra. Transporten fra Kårstø kan eventuelt gå via Mongstad, hvor Statoil skal bygge et gasskraftverk, som må renses innen 2014, og således kan supplere deler av forsyningen fra det tidspunkt.

Dersom det ikke skulle være mulig å få til en beslutning om bruk av CO₂ på Gullfaks, vil uansett Mongstad ha behov for en transport- og deponeringsløsning som da kan gå til Kårstø og videre inn i knutepunkt i Sleipner systemet. I figuren nedenfor er det illustrert hvordan man henter mer CO₂ fra de mest nærliggende kildene i Skottland, se også kart over disse kildene i Skottland i kap. 3, og frakter den via kilder på Kårstø og Mongstad til Gullfaks. Den stripplede pilen viser alternativet hvor man frakter alt til knutepunkt Sleipner for deretter å gå til Gullfaks.



For ordens skyld er det selvsagt samtidig og underveis i fasene mulig å koble til andre mulige kilder i Norge, Danmark og ellers på kontinentet hvis det skulle være aktuelt, uten at vi går nærmere inn på det her. I figuren nedenfor viser vi dette med ytterligere stiplede piler.





Hele tiden vil kompetansen fra Sleipner og den enorme deponeringskapasiteten i Utsira formasjonen være den sentrale nøkkelen, fordi den i tillegg til å representere en ønskelig ”bufferkapasitet” i systemet, og kan garantere at man uansett har et sted å lagre all CO₂.



Veien videre

I dette notatet forutsetter vi ikke at man må få til en beslutning om å benytte CO₂ til meroljeproduksjon på norsk sokkel for at infrastrukturen skal kunne la seg realisere, men vi legger til rette for at det blir mulig og mer attraktivt – også for våre naboer. Storskala fangst og deponering av CO₂ må uansett gjennomføres av klimahensyn.

Dette notatet er kun en kort ideskisse om noen muligheter som finnes. Det er mye som må på plass før det lar seg realisere, først og fremst rammevilkår, mot og vilje. ZERO vil arbeide videre for at en nødvendig infrastruktur skal kunne la seg realisere.

I NVE-rapporten om rensningen på Kårstø legger man også til grunn et høyere designtrykk og en større rørdiameter enn nødvendig for å kunne transportere og injisere CO₂en i Utsira-formasjonen. NVE ser det altså også som ønskelig å forhåndsinvestere mer en strengt tatt nødvendig for å kunne ha muligheten til å ta med mulige framtidige CO₂-strømmer fra Kårstø, og for å kunne forlenge røret til felt for meroljeutvinning i framtiden. I forhold til den kapasiteten som er ønskelig med hensyn på det som er beskrevet i dette notatet, må den økes noe ytterligere. Dette vil innebære en meget beskjeden kostnad i forhold til gevinsten, og er et eksempel på ett av mange forhold ZERO vil forfølge fremover.

www.zero.no

ZERO