



CO₂-fangst og -lagring

ZERO-RAPPORT - Februar 2008

Berit Kristoffersen, Marius Gjerset, Thomas Palm og Unni Berge



Denne rapporten er laget med støtte fra

StatoilHydro

ExxonMobil



INDUSTRIKRAFT MØRE



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



Spørsmål om denne studien kan rettes til
ZERO – Zero Emission Resource Organisation
Maridalsveien 10
0178 Oslo
www.zero.no

Innholdsfortegnelse

Forord	7
Sammendrag	8
Innledning - En solskinnshistorie	10
Et rent og fleksibelt energisystem	10
CO ₂ -fjerning er nødvendig	11
CO ₂ -deponering som våpen mot klimaendringer	13
Klimaendringene	13
Konsekvenser	13
Fordeling av globale klimagassutslipp	15
Prognoser for energibruk og klimagassutslipp	17
Hvordan få til nødvendige reduksjoner?	18
Stor kapasitet på større utslippskilder	19
Konklusjon: CO ₂ -fangst og -lagring er avgjørende	20
Hva er CO ₂ -fangst og -lagring?	21
Fangst-teknologier	23
Etterrensing	24
Prosesen for å fjerne CO ₂ med aminer	24
Prosesen for å fjerne CO ₂ med ammoniakk	26
Fjerning av CO ₂ mellom brennkammer og gassturbin	27
Fullskala rensing i Norge	28
Separasjon av CO ₂ før forbrenning	29
Fullskala rensing i USA	30
Forbrenningen med rent oksygen i stedet for luft (Oxyfuel)	30
Utvikling av Oxyfuel-teknologi i Norge	32
Andre mulige, framtidige teknologier	33
Kjemisk sirkulasjonsforbrenning	33
Høytemperatur-brenselcelle	34
ZEG	34
Hydrogenmembranreaktor	35
Transport av CO ₂	37
CO ₂ -infrastruktur og transport i Nordsjøen	39
Lagring av CO ₂	41
Tidsperspektiv for lagring i geologiske formasjoner	42
Eksempler	42
Sleipner og Utsira: Én million tonn årlig siden 1996	42
1,2 millioner tonn årlig i Algerie	43
Utslippsfare	44
Krav til oppholdstid	46
Lagring i havet	47
CO ₂ for økt utvinningsgrad	48
CO ₂ er brukt til meroljeutvinning i USA i flere tiår	48

Weyburn & Great Plains Synfuels Plant	49
Norge	50
Utslippsregnskap ved bruk av CO ₂ til EOR	51
Lagring i mineraler	51
Vedlegg.....	53
Hva er et gasskraftverk?	53
Nøkkeltall for standard gasskraftverk.....	53
Gasskraft øker i utbredelse	54
Kilder	55

Liste over tabeller

Tabell 1: Fordeling globalt, ulike energikilder	17
Tabell 2: IEAs referansebane – fordeling fossile og fornybare kilder	18
Tabell 3: Verdens punktutslipp	19
Tabell 4: Estimat for kapasitet ved ulike lagringsalternativer	42

Liste over figurer

Figur 1: Produksjon og bruk av elektrisitet og hydrogen med CO ₂ -fangst og lagring.....	11
Figur 2: Et rent og fleksibelt energisystem	12
Figur 3: Temperatur og CO ₂ -konsentrasjon over 400 000 år.....	14
Figur 4: Temperatur og CO ₂ -konsentrasjon 1880-2000	14
Figur 5: Fordeling, utslipp av de ulike drivhusgassene	15
Figur 6: Fordeling av verdens CO ₂ -utslipp	16
Figur 7: Utslipp av CO ₂ per innbygger, utvalgte land	16
Figur 8: Globale sektorvise klimagassutslipp	17
Figur 9: CO ₂ -håndtering.....	21
Figur 10: Verdens store punktutslipp av CO ₂	22
Figur 11: Verdens lagringskapasitet	22
Figur 12: Verdens olje- og gassforekomster.....	22
Figur 13: Forenklet diagram som viser de tre hovedmetodene for CO ₂ -håndtering	23
Figur 14: Verdens første gasskraftverk med CO ₂ -fangst, Lubbock i Texas	24
Figur 15: Tegning av aminanlegg	25
Figur 16: Tegning av prosessen med CO ₂ -fangst med ammoniakk.....	26
Figur 17: Prosesskjema for Sargas.....	27
Figur 18: Sargas-anlegget i Stockholm.....	28
Figur 19: Enkel skisse for hovedprosessene reformering av naturgass	29
Figur 20: BPs CO ₂ -fangstprosjekt i California.....	30

Liste over figurer (forts.)

Figur 21: Tegning av IGCC-kraftverk	30
Figur 22: Offshore gasskraftverk med CO ₂ -rensing fra 1988	31
Figur 23: Skisse over et oksygenfyrt kraftverk	32
Figur 24: Skisse over Zeng-kraftverk	33
Figur 25: En enkel skisse for kjemisk sirkulasjonsforbrenning	34
Figur 26: Høytemperatur-brenselcelle	34
Figur 27: Enkel prinsippskisse av membran	35
Figur 28: Utformingen av en sylindrisk membranreaktor for dampreformering	35
Figur 29: Rørledningsstrukturen i USA for frakt av CO ₂	37
Figur 30: Frakt av CO ₂ på skip	38
Figur 31: CO ₂ i hverdagen.....	38
Figur 32: Kapasiteten i Nordsjøen er den største i Europa	39
Figur 33: ZEROs forslag til norsk-britisk infrastruktur, fase 3.....	40
Figur 34: Lagringsalternativer for CO ₂	41
Figur 35: Oppløsning av CO ₂ i Utsira-formasjonen (modellering)	42
Figur 36: CO ₂ -lagring på Sleipner	43
Figur 37: In Salah i Algerie.....	43
Figur 38: Naturgasslagre i Europa, Sentral-Asia og USA.....	44
Figur 39: Naturgasslager under Berlin Olympiske Stadion	45
Figur 40: Mengde CO ₂ som dannes (halvparten)	46
Figur 41 og 42: CO ₂ -innhold i atmosfæren og temperaturøkning.....	46
Figur 43: CO ₂ kan brukes som trykkstøtte på oljefelt.....	48
Figur 44: Vekst i CO ₂ -basert meroljeproduksjon i USA	49
Figur 45: Tornadodiagram. CO ₂ -fangst og injeksjon i Gullfaksfeltet for EOR	50

Forord

I utgangspunktet skulle arbeidet med dette dokumentet kunne ut i et hefte, så ble det et notat, mens det endte som en rapport. Det har altså ikke vært meningen å presentere et altomfattende materiale om CO₂-fangst og lagring, men rapporten vil forhåpentligvis bidra til tilstrekkelig innsikt og oversikt over sakskomplekset. Målgruppen er den interesserte og den det burde angå. For mer informasjon om CO₂-fangst og lagring anbefaler vi å gå inn på våre nettsider www.zero.no.

Denne rapporten beskriver hva CO₂-fangst og lagring er, hvorfor det er nødvendig, hvilke hovedmetoder som finnes i dag, et utvalg framtidsteknologier, og de vesentligste sikkerhetsaspektene rundt lagring av CO₂.

Rapporten konkluderer at CO₂-fangst og -lagring vil være helt avgjørende for å kunne redusere CO₂-utslippene i verden i den grad som er nødvendig. Rapporten kan imidlertid ikke leses som et forsvar for bruk av fossile brensler. Et ikke-fornybart energisystem vil aldri bli bærekraftig. Produksjon og bruk av CO₂-fangst og -lagring må ikke være en sovepute for utviklingen av fornybar energi og energieffektivisering. Utfordringen er stor nok som den er, om vi ikke også skulle fortsette å sløse med energien. Ren energi vil være et knapphetsgode i tiår framover. De store energimengdene som nå bare blåser og bølger forbi uten at vi utnytter dem, medfører at vi i dag tapper energi fra banken i bakken. All produksjon og bruk av energi medfører også miljøbelastninger. Å legge seg til en omfattende sløsning med fossil energi gjør dessuten overgangen til et rent og fornybart energisystem ekstremt krevende.

Vi lever i dag i en avgjørende tid. I løpet av de nærmeste årene må det skje en global endring verden knapt har sett maken til. Vi håper denne rapporten kan være et lite bidrag til å forstå hva CO₂-fangst og -lagring er og hvilken rolle dette kan spille, som et av flere verktøy for å mestre denne utfordringen. Forfatterne lever i et land som har tjent seg styrtrikt på å produsere fossil energi og dermed klimaendringer. Hvert år produserer vi mange hundre millioner tonn CO₂. Det gir oss et spesielt ansvar for å utvikle og ta i bruk teknologier for CO₂-fangst og lagring. Politikk, økonomi og virkemidler for CO₂-håndtering vil bli gjenstand for senere publikasjoner.

Oslo, februar 2008

Berit Kristoffersen

Marius Gjerset

Thomas Palm

Unni Berge

Sammendrag

Menneskeheten står nå ovenfor en av sine største utfordringen noensinne. Energiproduksjon i verden er dominert av fossile energikilder og dersom utslippene fra disse brenslene fortsetter vil dette ha dramatiske virkninger. Konsekvensene vil blant annet være nedsmelting av is og økt havnivå, oversvømmelser og mer uvær, reduksjon av plante- og dyrearter og tropisk skog, og negative effekter for vann- og matforsyningen. Selv EU og Norges målsetning om å begrense den gjennomsnittlige temperaturøkningen globalt med 2 grader vil medføre betydelige konsekvenser for økosystemer og regioner på jorda, og en betydelige høyere temperaturøkning i for eksempel Arktis.

Klimagassutslippene må reduseres med 80 prosent for å unngå de verste konsekvensene av de menneskeskapt klimaendringer. Viktige og velkjente løsninger på klimautfordringen er et skifte fra fossile til fornybare energikilder, som vind, bioenergi og sol, sammen med tiltak for å effektivisere energiforbruket og reduserer energibehovet. Denne rapporten viser imidlertid at dette alene ikke er en tilstrekkelig robust strategi for å kunne redusere utslippene raskt nok i den grad som er nødvendig.

For at fornybar energi skal kunne dekke hele den forventede *veksten* i energiforbruket fram til 2030, trengs det sju ganger større vekst i bruken av fornybar energi enn det Det internasjonale energibyrået (IEA) forventer. Mye av denne veksten må komme fra andre fornybare energikilder enn vannkraft og bioenergi, da disse kildene er mest utnyttet allerede. For å dekke hele veksten med andre kilder enn vannkraft og bioenergi, trengs 25 ganger så mye energi som forventet. Det vil si at man trenger en årlig vekst som er fire ganger så stor som total bruk av annen fornybar energi (2004-nivå).

Dersom man skal erstatte fossil energi med fornybar energi, blir utfordringen enda større. Det vil kreve 6,5 ganger så mye som all bruk av vannkraft og bioenergi i dag, og nærmere 300 ganger det som er forventet i total økning i produksjon av fornybar energi. Skal energimengden dekkes av andre fornybare energikilder, trengs 170 ganger så mye energi som i 2004, og over 1000 ganger forventet årlig vekst for slik produksjon.

Vindkraft er den fornybare energikilden i tillegg til vannkraft og bioenergi som øker mest. I Europa, som er ledende innen bruk av vindkraft, ble det installert ca 15 TWh ny vindkraft i 2006, og total mengde vindkraft er ca 100 TWh. Man vil derfor trenge 180 ganger så mye vindkraft som det man installerte av vindkraft i 2006 for å dekke veksten i energiforbruket, og 7700 ganger så mye for å fase ut dagens bruk av fossil energi.

Å få bygd ut 7700 ganger så mye ny fornybar energi som det finnes vindkraft i Europa i dag, er dessverre svært lite sannsynlig på flere tiår, selv med en svært omfattende omlegging. De neste tiårene vil det derfor bli brukt store mengder fossil energi, selv med massiv satsing på fornybar energi og energieffektivisering. For å klare å redusere klimagassutslippene mye og raskt nok er det derfor helt avgjørende å ta i bruk teknologier for CO₂-fangst og lagring i stor skala nå, i tillegg til økt utbygging av fornybar energi og energieffektivisering.

Det som skiller FNs klimapanel (IPCC) mest ambisiøse scenarier for kutt i utslippene i forhold til de andre scenariene, er nettopp en sterk vektlegging av bruken av CO₂-fangst og lagring, i tillegg til økt satsing på ikke-fossile energikilder. CO₂ kan fanges og lagres fra større punktkilder for CO₂, som for eksempel kraftverk og industri. Teknologien vil også være et verktøy for å redusere klimagassutslippene i transportsektoren, gjennom bruk av el- og hydrogenkjøretøy, hvor drivstoffet produseres med med CO₂-fangst og lagring.

Teknologi for å separere CO₂ fra andre gasser har blitt utviklet siden man for 60 år siden separerte CO₂ fra kull for å lage by-gass. Det finnes i dag tre hovedmetoder for å fange CO₂.

Ved rensing av CO₂ fra eksosgassen etter forbrenning brukes et kjemikalie som binder til seg CO₂ og

skiller den fra resten av røykgassen. Et gasskraftverk med slik CO₂-fangst, hvor CO₂en ble brukt til meroljeutvinning, ble bygd allerede i 1980 i Texas. På Kårstø i Norge vil verdens første fullskala rensaanlegg for ren deponering av klimahensyn kunne stå ferdig i 2011/12. En stor fordel med teknologi for røykgassrensing er at den også kan ettermonteres på de svært mange av de eksisterende utslippskildene det er nødvendig å rense.

Separasjon av CO₂ før forbrenning er den andre hovedteknologien. Ved hjelp av høy temperatur er det mulig å splitte hydrokarboner til hydrogen og CO₂. CO₂ kan da fjernes før forbrenningen i kraftprosessen, som drives av hydrogenet og gir forbrenning uten CO₂. Norsk Hydro planla å bruke denne teknologien i et meget stort kraftanlegg i 1998. I dag er det flere prosjekter under planlegging rundt omkring i verden, spesielt i USA. En fordel med et slikt anlegg er at det kan gi muligheter for samproduksjon av hydrogen til andre formål, som til transportsektoren.

Forbrenningen med rent oksygen i stedet for luft (Oxyfuel) er den siste hovedteknologien. Lufta inneholder store mengder nitrogen, en del oksygen og resten er andre gasser som CO₂, noe som gir store volumer røykgass som må separeres ved eksosgassrensing. Isteden kan man separere ut oksygen på forhånd og deretter foregår forbrenning med rent oksygen i stedet for luft. Ideen om et slikt anlegg ble for første gang beskrevet i Norge i en rapport fra 1988. Fordelen med slik forbrenning er eksosen kun vil bestå av vanndamp og CO₂, som skilles ut, og ingen NO_x.

Felles for alle teknologiene er at de *krever energi*. Bruk av energi til slike formål er imidlertid ikke noe mindre legitimt enn annen energibruk, snarere tvert imot. Fra et miljøsynspunkt er ikke problemet i dag at det finnes for lite, men for mye fossilt tilgjengelig til å endre klimaet. Det er likevel et mål å etterstrebe så energieffektive prosesser som mulig.

En annen fellesnevner for alle teknologiene er at fanget CO₂ må transporteres og lagres. I dag skjer *transport* av mindre mengder CO₂ med bil og båt, mens transport av større mengder skjer i rør. I USA transporteres for eksempel flere titalls millioner tonn CO₂ årlig til meroljeformål. For å kunne håndtere Europas CO₂-utslipp er det behov for å bygge opp den nødvendige infrastrukturen meget raskt. Dette er fullt mulig, men krever umiddelbar handling. EU og andre land i verden har planer om å bygge fullskala demonstrasjonsanlegg med tilhørende infrastruktur. Desto lenger tid det går før de første anleggene faktisk blir realisert, jo lenger tid vil det ta før de neste hundre blir bygd og til det er på plass infrastruktur for alle de store utslippskildene.

Når man har transportert CO₂ er det siste steget å plassere den trygt under bakken. Det finnes store formasjoner på jorden, som har lagret tilnærmet ren CO₂ i meget lang tid. Dette er termisk CO₂ fra jordens indre som har beveget seg utover i jordskorpen til den har møtt et tett berglag. Mange geologiske formasjoner har vist at de er tette nok til å holde på gasser *i millioner av år*. Det gjelder både fossile lager av naturgass og olje, og naturlige kilder til CO₂.

I IPCC sin spesialrapport for CO₂-håndtering anslås det tekniske potensialet for lagring i ulike typer geologiske formasjoner til *minst 2000 milliarder tonn CO₂*, og mener at det reelle tallet kan være høyere. På norsk sokkel har 1 million tonn CO₂ blitt deponert årlig siden 1996, fra Sleipnerfeltet og ned i Utsira-formasjonen - et saltvannholdig underjordisk struktur, som dekker et stort område i Nordsjøen. Det bør stilles krav til en lagringsperiode på ti tusen år for å sikre at lekkasjer ikke vil føre til fremtidige klimaendringer.

Konklusjonen i denne rapporten er derfor at CO₂-fangst og lagring er et avgjørende tiltak for å kunne takle klimautfordringen, at teknologien eksisterer og kan tas i bruk i stor skala på en sikker måte, og at det haster.

Innledning - En solskinnshistorie

Det har voldt forfatterne litt hodebry å finne ut hvordan vi skal begynne dette dokumentet. Det har gått 20 år siden faren for skadelige klimaendringer ble satt på den politiske agendaen, omtrent samtidig ble det første forslaget til CO₂-fangst og lagring av klimahensyn lansert. Nå blir klimautfordringen karakterisert som vår tids viktigste utfordring, men fortsatt er det de færreste som egentlig forstår hva den dreier seg om og hva løsningene er i sitt vesen. Så det kan være like greit å starte med begynnelsen, en gang for alle – først som sist:

Klimautfordringen er historien om livet på jorda.

En ørliten naturfaglig forklaring: Sola er grunnlaget for fotosyntesen ved at klorofyll i cellene absorberer sollys. Enzymer bruker denne energien til å bryte ned vann til hydrogen og oksygen. Deretter blir hydrogenet omsatt sammen med karbondioksid (CO₂) til karbohydrat. Dette er den grunnleggende måten alt levende skaffer seg energi på. I løpet av millioner av år har en del av biomassen blitt «presset» sammen til fossil energi – hydrokarboner – i jordskorpa. Biologisk liv har altså sakte men sikkert fjernet CO₂ fra atmosfæren. Når vi, i historisk sammenheng, plutselig forbrenner de opplagrede hydrokarbonene, tilføres atmosfæren store mengder CO₂ over kort tid. Dette gir rask oppvarming av atmosfæren og klimaendringer.

Fossil energi er altså «størknet solenergi» – i fast form som kull, flytende som olje eller gassform – som danner CO₂ ved forbrenning. Når vi snakker om CO₂-fangst, er det i sitt vesen ikke annerledes enn den CO₂-fangsten som skjer i fotosyntesen, men siden vi i historisk sammenheng plutselig har begynt å forbruke så mye fossil energi, må fangsten skje tilsvarende raskt og i like stor skala. For å unngå ytterligere klimaendringer må CO₂ injiseres tilbake i jordskorpa.

Livet selv har altså fjernet CO₂ fra atmosfæren og begravd det i bakken slik at det har blitt «levelig» på jorden. Så lenge vi benytter fossil energi, må vi fjerne CO₂ og begrave den i bakken for at det skal fortsette å være levelig for mange av dagens arter og økosystem.

Et rent og fleksibelt energisystem

CO₂ kan i teorien fanges og deponeres fra alle stasjonære punktkilder, som kraftverk og industriproduksjon. Mange av dagens spredte mobile utslipp i transportsektoren kan også omgjøres til større stasjonære punktslipp. I stedet for å distribuere karbonet i hydrogen-karbonforbindelser (som for eksempel med bensin) om bord i transportmidlene, hvor man ikke kan gjøre noe med det, kan man fjerne karbonene (i form av CO₂) sentralt – og drive transportmidlet med bare hydrogen, eller elektrisitet. Ved å konvertere fossil energi til elektrisitet og hydrogen med CO₂-fjerning kan man dekke ethvert energibehov tilnærmet forurensningsfritt.

CO₂ kan også fanges ved bruk av biomasse, i for eksempel større anlegg for kraft- og hydrogenproduksjon. Bioenergi er i utgangspunktet «CO₂-nøytralt», og når man i tillegg fanger og lagrer CO₂, fjerner man CO₂ direkte fra det daglige karbonkretsløpet og atmosfæren (negative utslipp). I klimasammenheng vil slike konsepter fungere som en form for «kjøleanlegg».

Hydrogen og elektrisitet kan også produseres fra alle andre fornybare energikilder. Elektrisitet kan produseres direkte, mens hydrogen kan produseres ved at man benytter energien til å spalte vann (H₂O) til hydrogen og oksygen (slik det skjer i fotosyntesen)¹. Den mengden solenergi som treffer kloden i løpet av ett år, utgjør omlag 10.000 ganger hele verdens årlige energiforbruk, og sola «driver» også de fleste fornybare energiprosessene. Ressursmessig har fornybare energikilder potensial til å dekke ethvert energibehov.

I et system basert på fornybar energi vil hydrogen være en energibærer, fordi det kan brukes på

¹. Eller direkte fra biomasse.

samme måte som konvensjonelt brensel, og inngå i et naturlig kretslop uten belastninger på miljøet. Hydrogen og elektrisitet er to rene og konvertible energibærere, fordi man kan produsere hydrogen av elektrisitet og omvendt. Mengden hydrogen i universet utgjør anslagsvis 70 prosent av grunnstoffene og hydrogen finnes tilnærmet ubegrenset tilgjengelig – men bundet – i form av vann.



Figur 1. Produksjon og bruk av elektrisitet og hydrogen med CO₂-fangst og lagring. (Grafikk: StatoilHydro).

CO₂-fangst og -lagring innebærer altså at man åpner opp det fossile energisystemet slik at fornybar energi i så stor grad som mulig kan fases inn. CO₂-fangst og deponering er på denne måten den reelle klimabroen fra et fossilt til et fornybart energisystem.

CO₂-fjerning er nødvendig

Til tross for at karbonintensiteten – den relative andelen av tunge hydrokarboner – i verdens energiforbruk har sunket med omlag 35 prosent de siste 120 årene, har de samlede CO₂-utslippene økt dramatisk. Verdens samlede CO₂-utslipp er nå omlag 30.000 millioner tonn årlig, og øker eksponentielt med cirka 2,5 prosent hvert år. Denne utviklingen forventes å fortsette, mens drastiske kutt er påkrevd. Til tross for massiv satsing på energieffektivisering og fornybare energikilder vil det på kort sikt være vanskelig å erstatte alle former for fossil energiutnyttelse i verden i den grad som er nødvendig, og CO₂-fjerning vil derfor nødvendigvis spille en sentral rolle dersom man skal ta utfordringen på alvor.

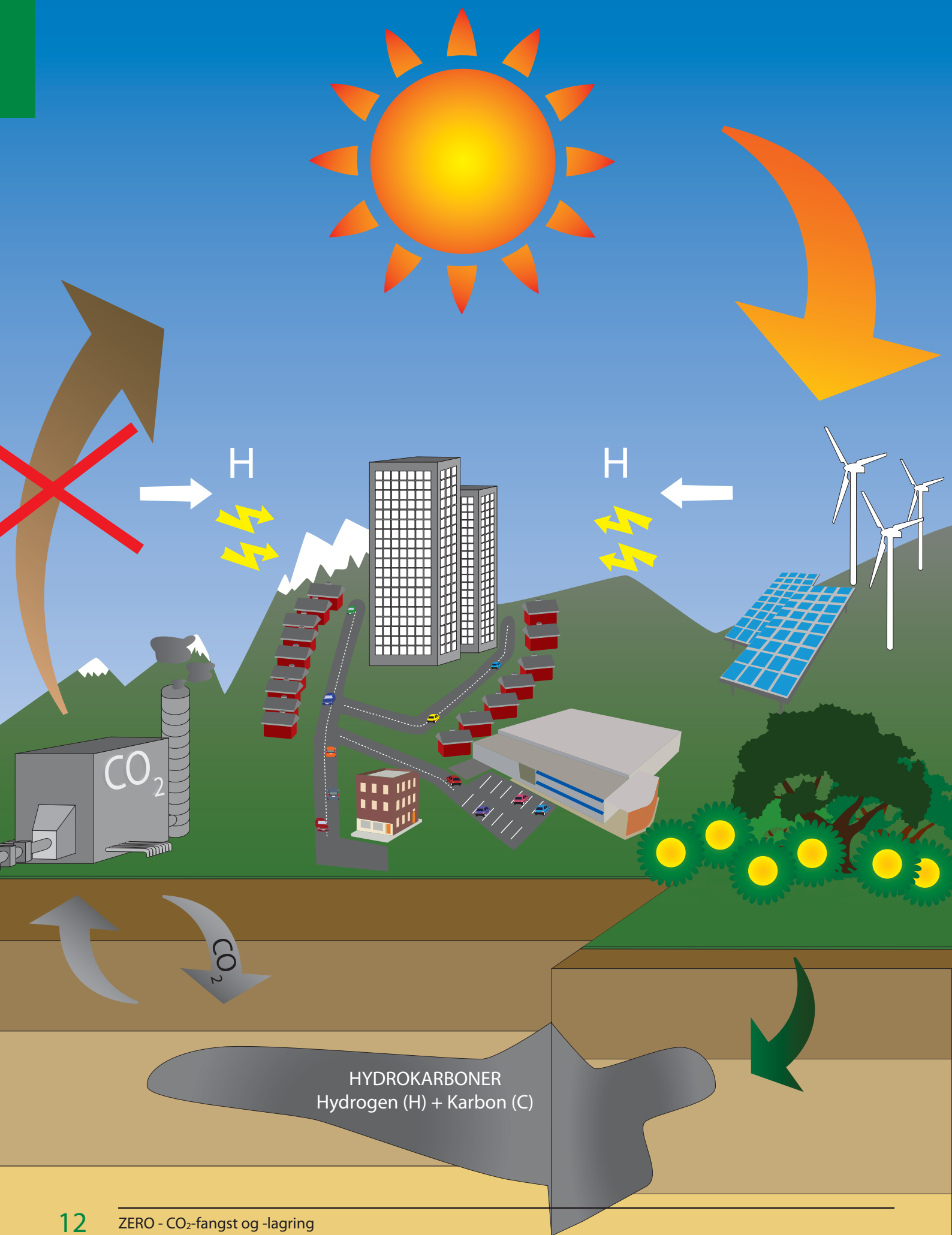
Satt i perspektiv har Norge for eksempel på Sleipner-feltet i Nordsjøen siden 1996 deponert 1 million tonn årlig; bare for å holde veksten i verdens utslipp nede trengs 750 nye lagringsprosjekter av denne størrelsen årlig. Dette vil altså bare kunne stabilisere utslippene, mens de må reduseres med 80 prosent.

Klimautfordringen fremstår som nærmest uoverstigelig, men et lite påaktet forhold i alle prognoser er at en stadig økende andel av framtidens utslippskilder ikke er skapt enda. Man har altså et valg, og dersom man bygger alle nye anlegg rene, vil utslippene sakte men sikkert synke. I tillegg kan man rense eksisterende utslippskilder. CO₂-rensing, og et konsekvent valg av rene energi- og transportløsninger framfor forurensende, er ikke lenger et alternativ, men en forpliktelse dersom man skal unngå de verste utslagene av klimaendringene.

Information and experience gained from the injection and/or from storage of CO₂ from a large number of existing enhanced oil recovery (EOR) and acid gas projects, as well as from Sleipner, Weyburn and In Salah projects, indicate that it is feasible to store CO₂ in geological formation as well as a CO₂ mitigation option.

FNs klimapanel slår fast i sin omfattende spesialrapport om CO₂-lagring fra 2005 at CO₂-deponering er en sikker vei å gå.

Figur 2: Et rent og fleksibelt energisystem (Grafikk: ZERO).



CO₂-deponering som våpen mot klimaendringer

Dagens energiproduksjon er dominert av fossile energikilder. Prognoser for de neste tiårene viser en kraftig økning i energibruken globalt. Samtidig må klimagassutslippene reduseres med 80 prosent for å unngå de verste konsekvensene av de menneskeskapte klimaendringer. Er det mulig å få til de nødvendige reduksjonene i klimagassutslipp uten at CO₂-fangst og lagring tas i bruk som ett av tiltakene?

Klimaendringene

Menneskeheten møter nå en av sine største utfordringer noensinne. Menneskeskapte klimaendringer er uløselig knyttet til utslippene fra fossil energiforbruk. Det økende forbruket av olje, kull og gass har økt konsentrasjonen av klimagasser i atmosfæren betydelig fra førindustrielt nivå. Sammen med endret bruk av landareal og klimagassutslipp fra landbruket har utslippene fra den fossile energibruken gjort at menneskeskapte klimaendringer i dag er en realitet. Situasjonen vil forverres betydelig dersom omfattende endringer ikke raskt blir realisert (IPCC 2007b).

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) ble opprettet av FN i 1988. Panelet gjennomfører ikke egen forskningsaktivitet, men har som formål samlet å vurdere den tilgjengelige naturvitenskapelige, tekniske og samfunnsøkonomiske forskningen om klimaendringer. IPCC la fram sin første hovedrapport i 1990, der de advarte om følgene av menneskeskapt global oppvarming. Etter dette har det vitenskapelige grunnlaget for å si noe om menneskets påvirkning på klimaet bedret seg betydelig, og gjort at klimapanelet sikrere og mer presist kan si noe om framtidig klimaendring.

I sin fjerde hovedrapport fra 2007 konkluderer FNs klimapanel (IPCC) med at det meste av den observerte økningen i global middeltemperatur siden midten av det 20. århundret *svært sannsynlig* skyldes den økte konsentrasjonen av klimagasser i atmosfæren. Dette betyr at klimapanelet med større sikkerhet enn noen gang tidligere kan konkludere at klimaendringene er i gang, og med større presisjon si noe om sannsynlige framtidige effekter av klimaendringene. Utslipp av klimagasser på samme eller høyere nivå som i dag vil medføre videre oppvarming i løpet av det 21. århundret, større enn det som er observert i det 20. århundret. IPCC regner med at gjennomsnittstemperaturen vil stige med mellom 1,4 og 5,8 °C som følge av menneskelig påvirkning i tidsrommet 1990-2100. Spriket i estimat kommer delvis av usikkerhet om hvordan det globale klimasystemet virker, men i hovedsak usikkerhet om hvor store utslippene blir. Man tar ikke hensyn til nye tiltak for å redusere utslippene. Den globale oppvarmingen og stigningen i havnivået vil fortsette i flere tiår selv om man stabiliserer konsentrasjonen av klimagasser nå (IPCC 2007d).

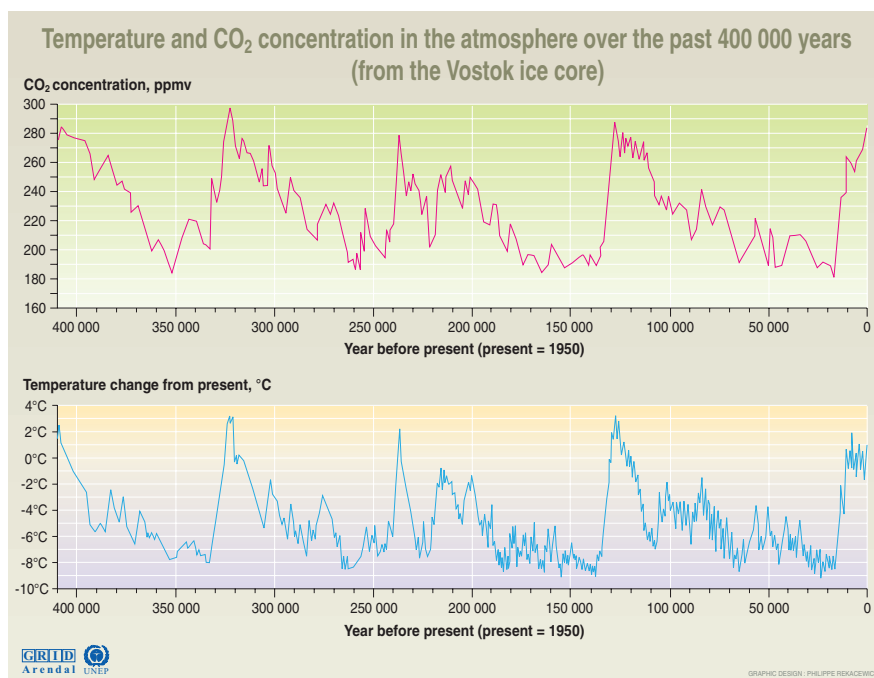
Konsentrasjonen av CO₂ i atmosfæren ligger i dag på 380 ppm (parts per million), som er 100 ppm over nivået fra førindustriell tid. Den årlige veksten av CO₂-konsentrasjonen i atmosfæren er nå høyere enn det den var på 1990-tallet. EU og Norge har vedtatt en målsetting om at den gjennomsnittlige globale middeltemperatur ikke bør stige med mer enn 2 °C i forhold til førindustrielt nivå. De fleste modellstudier antyder at for å nå dette målet bør man stabilisere CO₂-konsentrasjonen i atmosfæren på dagens nivå (350-400 ppm), og stabilisere nivået av klimagasser totalt på 400-450 ppm. For å nå målet om maksimum 2 °C temperaturøkning bør de globale utslippene derfor nå sitt topp-punkt i perioden 2000 til 2015. Videre må verden redusere de globale utslippene med 50-85 prosent innen 2050 sammenlignet med 2000. En av hovedkonklusjonene til FNs klimapanel er derfor at våre handlingsvalg de neste årene og tiårene vil ha stor innflytelse på om vi klarer å oppnå et rimelig lavt stabiliseringsnivå av klimagasser i atmosfæren (NOU 2006, IPCC 2007a). Likevel tar det tid før tiltak for klimakutt hjelper. Selv om utslippene blir stabilisert og redusert, vil virkningene på klimaet fortsette i lang tid framover.

Konsekvenser

Målet om maksimalt 2 °C oppvarming krever umiddelbare og omfattende utslippsreduksjoner, men hindrer på ingen måte alvorlige konsekvenser av klimaendringene. To graders økning i middeltemperaturen vil bety betydelig sterkere oppvarming for eksempel i arktiske strøk. To graders økning

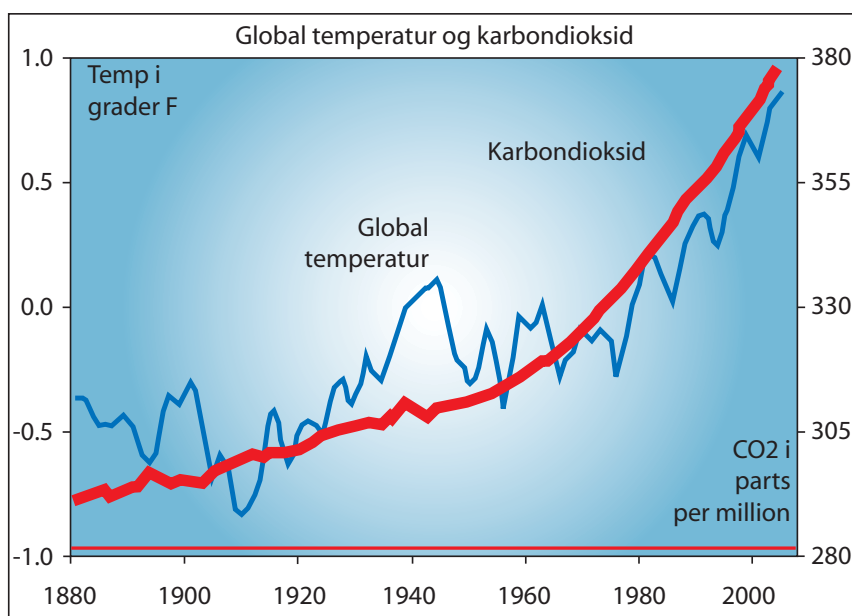
i gjennomsnitt globalt betyr at temperaturen i Arktis vil stige med fem til syv grader på grunn av akselererende oppvarmingsmekanismer. Grønlandsisen inneholder enorme mengder vann, og ved tre grader vil nedsmeltingen føre til at havet stiger med over to meter. I perioden fra 1979 til 2005 har det vært 20 prosent reduksjon i arktisk sjøis, og i løpet av dette århundret vil sommerisen sannsynligvis være helt forsvunnet. Dette vil ha dramatiske følger for blant annet isbjørn, som Arktis er oppkalt etter.

Selv en svakere målsetting om kun å begrense temperaturøkningen til 3-4 °C tilsier at CO₂-konsentrasjonen bør stabiliseres på 450 ppm og konsentrasjonen av klimagasser totalt på maksimalt 550 ppm. Det norske Lavutslippsutvalget konkluderte med at selv en slik svakere målsetting vil innebære at Norge, sammen med andre industrialiserte land, må redusere sine utslipp med om lag to tredeler innen midten av dette århundret (NOU 2006).



Source: J.R. Petit, J. Jouzel, et al. Climate and atmospheric history of the past 420 000 years from the Vostok ice core in Antarctica, Nature 399 (3/June), pp 429-436, 1999.

Figur 3: Temperatur og CO₂-konsentrasjon over 400 000 år (Grafikk: GRIDA).



Figur 4: Temperatur og CO₂-konsentrasjon 1880-2000 (Grafikk: zfacts).

Som grunnlag for IPCCs 4. hovedrapport har en arbeidsgruppe underlagt panelet laget en oppdatert analyse av konsekvenser, tilpasning og sårbarhet for klimaendringer i ulike økosystemer og regioner (IPCC 2007e). Konsekvensene blir mer dramatiske og muligheten mindre dess høyere den globale gjennomsnittstemperaturen blir.

I løpet av det kommende århundret vil mengden vann som i dag er lagret i breer og snømasse, minke. Dette vil redusere tilgangen til vann i regioner som får vannforsyningen sin fra fjellområder. I disse regionene lever i dag en seksdel av verdens befolkning. I Afrika vil 75-250 millioner mennesker oppleve at tilgang til drikkevann på grunn av klimaendringer blir forverret. I Himalaya ser man for seg hyppigere oversvømmelser, og drikkevannsressursene vil påvirkes negativt de neste to til tre tiårene. I sentrale, sørlige og østlige deler av Asia vil tilgangen til ferskvann minke samtidig som man opplever befolkningsvekst, noe som vil påvirke mer enn en milliard mennesker.

Det er sannsynlig at 20-30 prosent av plante- og dyrearter vil oppleve økt risiko for utryddelse med en økning i temperaturen på 1,5-2,5 grader celsius. En slik økning i temperaturen vil føre til store endringer i strukturen og funksjonen til økosystemer, med negative effekter for biologisk mangfold og vann- og matforsyning. Videre estimerer man at økning i temperaturen vil føre til at tropisk skog innen midten av århundret gradvis blir erstattet av savanne i østlige deler av Amazonas.

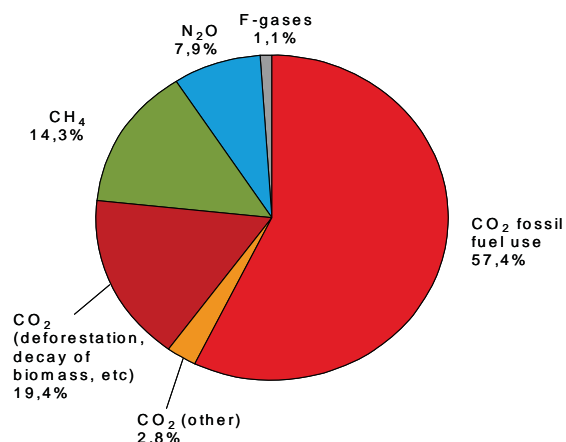
Globalt ser IPCC for seg at matproduksjonen kan øke noe med en økning i lokal gjennomsnittstemperatur på 1-3 grader, men dette vil variere fra region til region. Større temperaturøkning enn dette vil føre til en nedgang i den totale produksjonen globalt. Økning i forekomsten av både tørke og oversvømmelse vil påvirke lokal råvareproduksjon negativt. I Afrika ser man for seg at andelen områder egnet for jordbruk vil minke og lengden på vekstsesongen vil synke. På dette kontinentet er man også bekymret for lavere matsikkerhet, siden økning i vanntemperatur i store innsjøer vil føre til nedgang i fiskeriene. Også i Sør-Europa er det en fare for at produktiviteten i jordbruket blir dårligere som følge av økte temperaturer.

Alle verdens kystområder er i risikozonen for erosjon og havstigning. Millioner av mennesker opplever oversvømmelse hvert år på grunn av stigning i havnivået. Kystbefolkningens tilpasning til klimaendringer er spesielt utfordrende i utviklingsland, fordi fattige mennesker er mer sårbare for negative endringer.

Klimaendringer vil sannsynligvis påvirke helsetilstanden til millioner av mennesker gjennom økning i feilernæring, økt dødelighet og sykdom som følge av hetebølger, oversvømmelse, stormer, bran-ner og tørke, samt økt regional utbredelse for noen sykdommer. Sentral- og Øst-Europa er blant regionene som vil rammes av økt forekomst av hetebølger.

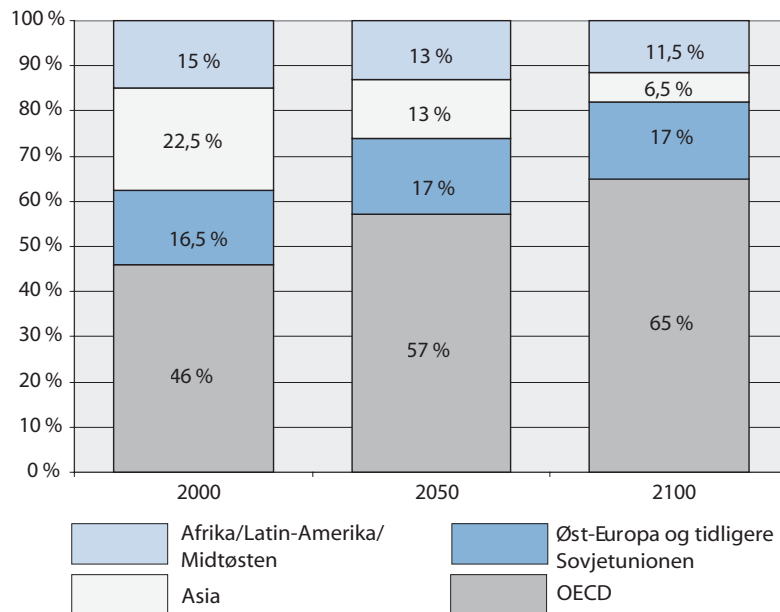
Fordeling av globale klimagassutslipp

Den store mengden utslipp av CO₂ til atmosfæren, samt at CO₂ oppholder seg lenger i atmosfæren enn mange andre klimagasser, gjør CO₂ til den klimagassen som i størst grad bidrar til de menneskeskapt klimaendringene. I perioden 1970-2004 økte utslippene av klimagasser fra 28,7 til 49 gigatonn CO₂-ekvivalenter.² CO₂-utslippene vokste i samme periode med hele 80 prosent.



Figur 5: Fordeling, utslipp av de ulike drivhusgassene

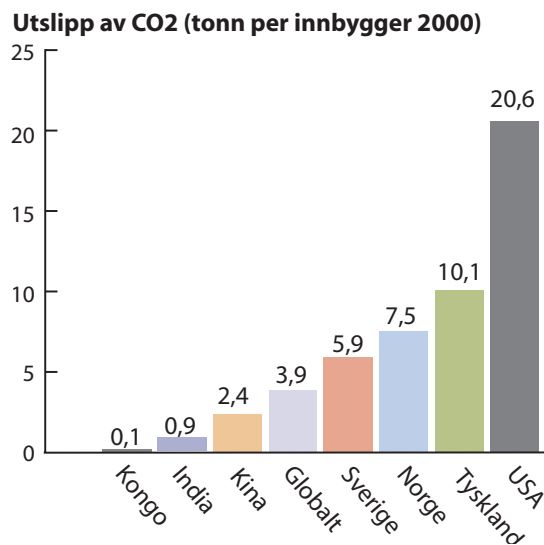
2. Dette inkluderer klimagassene CO₂, CH₄, N₂O, HFC, PFC og SF₆, som er de klimagassene som er regulert under Kyoto-avtalen.



Figur 6: Fordeling av verdens CO₂-utslipp. Fordelingen av utslipp mellom ulike deler av verden er svært skjev. Frem til i dag er det i hovedsak industrialiserte land som har stått for utslippene av klimagasser (Grafikk: Cicero).

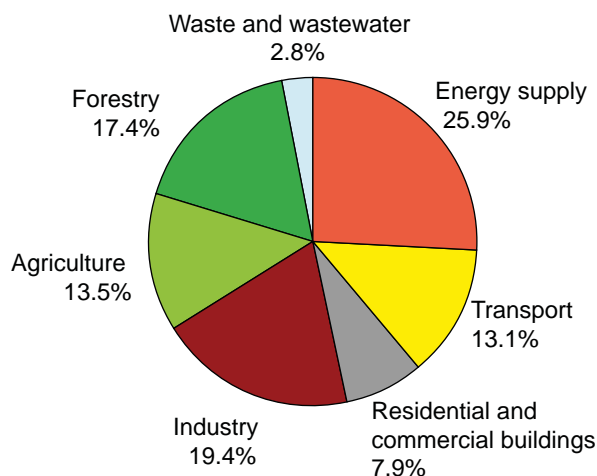
Kyoto-avtalen, som ble framforhandlet i 1997, påla industrilandene (de såkalte Annex I-landene) å redusere sine samlede utslipp av klimagasser. Fattige og nyindustrialiserte land (ikke-Annex I-landene) fikk derimot ingen konkret forpliktelse for utslippsnivå. De industrialiserte landene, som utgjorde 20 prosent av verdens befolkning, var ansvarlig for 46 prosent av de globale klimagassutslippene i 2004. Fattige og nyindustrialiserte land, som utgjorde 80 prosent av verdens befolkning, stod for bare 54 prosent av verdens klimagassutslipp (IPCC 2007b).

Selv om utslippene per innbygger i fattige land er mye lavere enn i industrialiserte land, vokser utslippene i en del nyindustrialiserte land og utviklingsland svært fort. Kina, som øker mest, har ingen utslippsforpliktelse under Kyoto-avtalen. Kina passerte USA i 2007 som det land i verden som slipper ut mest klimagasser, og er statistisk sett ansvarlig for 18,7 prosent av de globale utslippene. Dersom man tar hensyn til folketallet, har imidlertid de fleste industrialiserte land langt høyere utslipp. Utslippene per person fortsatt relativt lave i Kina (IPCC 2007c).



Figur 7: Utslipp av CO₂ per innbygger, utvalgte land (Grafikk: IEA).

Den største veksten i utslippene av klimagasser globalt til nå har vært i energisektoren, som har hatt en økning i utslippene på 145 prosent i denne perioden; deretter kommer transportsektoren med vekst på 120 prosent og industrien med en vekst på 65 prosent (IPCC 2007a).



Figur 8: Globale sektorvise klimagassutslipp (Grafikk: IPCC).

Fossile energikilder står i dag for i overkant av 80 prosent av energiforsyningen. Fornybare energikilder stod for 13,2 prosent av energiforbruket. Av disse er det vind- og solenergi som øker raskest, med over 30 prosent årlig, men utgangspunktet for veksten er svært lav. Veksten i bruk av fornybar energi har de siste tiårene gjennomsnittlig vært prosentvis like stor som økningen i det totale energiforbruket, slik at andelen fornybar har vært tilnærmet konstant. Andelen atomkraft har økt andelen av den globale energiproduksjonen med 4 prosentpoeng, og andelen fossil energi har derfor blitt redusert tilsvarende (IEA 2006b, IPCC 2007b, IPCC 2007c).

	1980 (TWh/år)	2004 (TWh/år)
Kull	21242	32999
Olje	36973	46886
Gass	14720	27394
Kjernerkeft	2213	8497
Vannkraft	1761	2880
Biomasse/bioavfall	9104	13994
Andre fornybare	393	678
Totalt	86406	133328

Tabell 1: Fordeling globalt, ulike energikilder (Kilde: IEA2006b).

Prognoser for energibruk og klimagassutslipp

Dersom man fortsetter dagens fossilavhengige energipolitikk, kommer klimagassutslippene til å fortsette å øke betydelig de neste tiårene. Det internasjonale energibyrået (IEA) antar i flere rapporter at fossil energi vil dominere den internasjonale energiforsyningen de neste tiårene. Innen 2030 forventer IEA at etterspørselen vil øke med 50 prosent i forhold til 2006-nivået. Mer enn 70 prosent av denne økningen vil ifølge IEA skje i utviklingsland, der Kina alene vil stå for 30 prosent av økningen. Veksten i fornybar energi er forventet å være i underkant av 400 TWh/år, med sterkest vekst innen bioenergi (IEA 2006b).

FNs klimapanel har med utgangspunkt i dagens klimapolitikk laget ulike scenarier som estimerer framtidige klimagassutslipp fram mot 2030. Panelet ser for seg en økning i globalt primærenergi-behov på mellom 40 og 150 prosent fram til 2030, og at elektrisitetsforbruket øker enda raskere. Fordelingen mellom fossil og fornybar energi vil prosentvis være hovedsakelig den samme som i dag, men siden energibruken vil øke i absolutte tall, vil bruken av fossil energi øke og medføre en

økning i klimagassutslippene i størrelsesorden 25-90 prosent fra 2000 til 2030 (IPCC 2007a, IPCC 2007b).

	2004	2010	2015	2030
Fossile kilder totalt	80,5 %	81,0 %	81,3 %	81,3 %
Kjernekraft	6,4 %	6,0 %	5,8 %	5,0 %
Fornybare kilder totalt	13,2 %	12,9 %	13,0 %	13,7 %

Tabell 2: IEAs referansebane – fordeling fossile og fornybare kilder (Kilde: IEA).

Økt økonomisk vekst i fattige land er en viktig årsak til den forventede økningen i energibehov og utslipp. Mellom to tredeler og tre firedele av økningen i utslipp vil ifølge IPCC komme i fattige og nyindustrialiserte land. Til tross for den sterke veksten i disse landene vil utslippene per innbygger i industrialiserte land (ca 10-15 tonn CO₂/innbygger) forbli høyere enn i fattige/nyindustrialiserte land (ca 3-5 tonn CO₂/innbygger) i 2030 (IPCC 2007a, IPCC 2007c).

Hvordan få til nødvendige reduksjoner?

Utslippene av klimagasser skal reduseres betydelig. For å nå målet om maksimalt to graders økning i den globale middeltemperaturen må vi stabilisere de globale utslippene umiddelbart og deretter redusere utslippene med 55 til 80 prosent innen 2050. Selv med bare to graders økning vil økosystemer og regioner på jorda oppleve betydelige konsekvenser av klimaendringene.

Prognoser for energibruken de neste tiårene viser betydelig økning i CO₂-utslippene. En prognose er selvsagt bare en framskrivning av (hvordan man ser for seg) utviklingen med dagens energipolitikk. Det er derfor mulig å se for seg andre utviklingsbaner, der en mer offensiv klimapolitikk vil føre til at verdens land satser sterkere på fornybar energi og dessuten bruker energi mer effektivt og fornuftig enn i dag. Likevel ser vi at mange land har svært lavt forbruk av energi per innbygger. Ut fra et ønske om fattigdomsreduksjon er det derfor naturlig at fattige land øker sitt energiforbruk.

De mest omfattende analysene IEA har utført for verdens energibruk framover, strekker seg til 2030. Fra et miljøsynspunkt er det om å gjøre å redusere utslippene i størst mulig grad så raskt som mulig. Spørsmålet er derfor om (det er mulig å se for seg at) fornybar energi kan dekke veksten i energibruken, eller om energieffektivisering kan bremse veksten fram til 2030. For det andre må man spørre seg om fornybar energi og energieffektivisering kan bidra til å erstatte så mye fossil energibruk at man oppnår en substansiell reduksjon (på for eksempel 55-80 prosent) i klimagassutslippene allerede innen 2030. I denne rapporten har vi tatt utgangspunkt i IEAs prognose for energiforbruk (for å se hva som må til for å få til dette) (IEA 2006b).

For at fornybar energi skal kunne dekke hele den forventede *veksten* i energiforbruket fram til 2030, trengs det sju ganger større vekst i bruken av fornybar energi enn det IEA forventer. Mye av denne veksten må komme fra andre fornybare energikilder enn vannkraft og bioenergi, da disse kildene er mest utnyttet allerede. For å dekke hele veksten med andre kilder enn vannkraft og bioenergi, trengs 25 ganger så mye energi som forventet. Det vil si at man trenger en årlig vekst som er fire ganger så stor som total bruk av annen fornybar energi (2004-nivå).

Dersom man skal erstatte fossil energi med fornybar energi, blir utfordringen enda større. Det vil kreve 6,5 ganger så mye som all bruk av vannkraft og bioenergi i dag, og nærmere 300 ganger det som er forventet i total økning i produksjon av fornybar energi. Skal energimengden dekkes av andre fornybare energikilder, trengs 170 ganger så mye energi som i 2004, og over 1000 ganger forventet årlig vekst for slik produksjon.

Vindkraft er den fornybare energikilden i tillegg til vannkraft og bioenergi som øker mest. I Europa, som er ledende innen bruk av vindkraft, ble det installert ca 15 TWh ny vindkraft i 2006, og total mengde vindkraft er ca 100 TWh. Man vil derfor trenge 180 ganger så mye vindkraft som det man

installerte av vindkraft i 2006 for å dekke veksten i energiforbruket, og 7700 ganger så mye for å fase ut dagens bruk av fossil energi.

Veksten i det globale energiforbruket kan bli mindre enn prognosen tilsier ved en stor satsing på energieffektivisering. Å bruke energien mest mulig effektivt er svært viktig for å klare å redusere klimagassutslippene tilstrekkelig mye og raskt. Å klare å få til en så stor energieffektivisering at det vil dekke opp veksten i energiforbruket i u-land, framstår som lite realistisk. Det må være et mål å få til å redusere den globale veksten mest mulig ved en svært offensiv satsing på energieffektivisering. I i-land bør det være mulig å få til en reduksjon av energiforbruket.

Selv om man lykkes med å stanse veksten i det globale energiforbruket, er det fossile energiforbruket fortsatt svært høyt i dag, og må erstattes med utslippsfrie løsninger. Å få bygd ut 7700 ganger så mye ny fornybar energi som det finnes vindkraft i Europa i dag, er dessverre ikke mulig på flere tiår, selv med en svært omfattende omlegging. Vår konklusjon er derfor at det i de neste tiårene vil bli brukt store mengder fossil energi, selv med massiv satsing på fornybar energi og energieffektivisering. Det trengs flere grep for å få til de nødvendige kuttene i klimagasser.

Stor kapasitet på større utslippskilder

Fangst og lagring av CO₂ fra fossile kraftverk og fossil industri vil derfor være en svært viktig teknologi for redusere klimagassutslipp som ellers vil gå rett ut i atmosfæren. CO₂-håndtering vil være en avgjørende løsning, *i tillegg* til fornybar energi og energieffektivisering, for å kunne klare å redusere utslippene mye nok og raskt nok.

Fangst av CO₂ kan gjøres fra store punktkilder for CO₂, for eksempel fra fossile kraftverk, og fra industri med store CO₂-utslipp (IPCC 2005a). På lengre sikt kan CO₂-deponering dessuten være et verktøy for å redusere klimagassutslippene i transportsektoren gjennom bruk av el- og/eller hydrogenkjøretøy (IPCC 2005a).

Teknologien for CO₂-fangst og -lagring er mulig å ta i bruk på forurensningskilder der CO₂-utslippene er konsentrert til ett geografisk sted, ofte betegnet som store punktutslipp. Selv om man tar i bruk denne teknologien, vil fremdeles opptil 20 prosent av klimagassutslippene fra en punktkilde bli sluppet ut i atmosfæren med dagens tilgjengelige teknologi. I 2005 la en arbeidsgruppe under FNs klimapanel fram en rapport om CO₂-fangst og -lagring (IPCC 2005a). Rapporten identifiserer over 7500 store utslippskilder for CO₂, som vist i tabellen under.

Prosess	Antall kilder med over 100.000 tonn CO ₂ -utslipp per år	Utslipp i millioner tonn CO ₂ per år
Kraftproduksjon	4942	10539
Sementproduksjon	1175	932
Raffineri	638	798
Jern- og stålproduksjon	269	646
Petrokjemisk industri	470	379
Olje- og gassprosessering	Ikke tilgjengelig data	50
Andre kilder	90	33
Bioetanol og bioenergi (CO ₂ fra fornybare kilder)	303	91
Totalt	7887	13466

Tabell 3: Verdens punktutslipp (Kilde: IPCC 2005a).

Energimodeller og økonomiske modeller anslår at CO₂-fangst og -lagring vil være det bidraget som vil gi størst effekt innen elektrisitetssektoren (IPCC 2005a). De store konsentrerte utslippskildene er lokalisert over hele verden, men fire geografiske klynger peker seg ut: Nord-Amerika Nordvest-Europa, Sørøst-Asia (østkysten) og sørlige Asia (det indiske subkontinentet). Framskrivinger til

midten av århundret antyder at antallet store punktutslipp kommer til å øke fra både energi- og industrisektoren, særlig i sørlige og sørøstlige Asia, mens utslippskilder som er egnet for CO₂-fangst og -lagring i Europa vil synke noe (IPCC 2005b).

I IPCCs tiltaksanalyse fra 2007 framheves karbonfangst og -lagring som en nøkkelteknologi for å få til kutt i utslippene innen energiproduksjon og industrisektoren. Det som preger de mest ambisiøse scenariene (i analysen) for kutt i utslippene, med påfølgende lave stabiliseringsnivåer av klimagasser i atmosfæren, er en sterk vektlegging av bruken av CO₂-fangst og -lagring i tillegg til økt satsing på ikke-fossile energikilder (IPCC 2007a).

Konklusjon: CO₂-fangst og -lagring er avgjørende

Viktige og velkjente løsninger på klimaproblemet er skiftet fra fossile til fornybare energikilder som vind, bioenergi og sol, sammen med tiltak som effektiviserer energiforbruket og reduserer energibehovet. Som dette kapittelet har vist, er dessverre den fossile energibruken i verden svært høy, og med dagens energipolitikk vil veksten i energiforbruk også være sterk. Energieffektivisering kan bidra til å bremse veksten, og en sterkere satsing på fornybar energi kan også gi positive resultater. Men som vi har sett, er muligheten for at disse alene kan bidra til en reduksjon i klimaendringene, ikke stor nok. Siden det med stor sannsynlighet vil være høyt fossilt energiforbruk også i årene som kommer, er det viktig å gjøre mest mulig av den fossile energibruken utslippsfri. Det er i dette perspektivet teknologien for fangst og lagring av CO₂ er avgjørende for om vi klarer å kutte utslippene av klimagasser nok til å unngå de mest dramatiske konsekvensene av klimaendringene. På grunn av tidsperspektivet for en utfasing av fossile energikilder slik utviklingen er i dag, trengs både CO₂-fangst, fornybar energi og energieffektivisering for å løse klimaproblemet.

Hva er CO₂-fangst og -lagring?

CO₂-lagring kan gjennomføres som klimatiltak i stor målestokk ved å samle store utslipp og lagre dem trygt under jorda. Å fjerne CO₂ fra en utslippskilde og plassere gassen i sikre geologiske formasjoner på store dyp kalles CO₂-lagring. Andre betegnelser er CO₂-håndtering, eller CO₂-deponering.

CO₂-fangstprosjekter som enten fanger CO₂ fysisk eller er på forskningsstadiet, finnes i en rekke land. Forutsetningen for at CO₂-fangst kan regnes som klimatiltak, er sikker kunnskap om at de geologiske formasjonene CO₂ skal lagres permanent i, ikke vil lekke. Dette kan gjøres i olje- og gassfelt og i kartlagte akviferer (saltvannholdige undergrunnsformasjoner).

CO₂ dannes ved all forbrenning av karbonholdige energikilder. Røykgassen fra slik forbrenning inneholder en andel CO₂. CO₂-konsentrasjonen varierer avhengig av prosessen og energikilde. For å kunne lagre CO₂ på en hensiktsmessig måte må CO₂-fanges i ren form før transport til et varig lagringssted.

CO₂-håndtering er teknisk mulig ved store utslippskilder i industri og i energiproduksjon. Samlebetegnelsen punktutslipp brukes om alle ikke-mobile utslippskilder. I Norge har det vært mest oppmerksomhet om CO₂-håndtering for gasskraftverk – og dermed utgangspunkt for dette notatets presentasjon av teknologier – men håndtering er også fullt mulig fra større utslippskilder i industrien. Internasjonalt er det størst fokus på kullkraftverk, i prinsippet med samme teknologiske løsninger som ved rensing av gasskraftverk.

CO₂ fra 4000 punktkilder står for 40 prosent av de globale utslippene. Mer enn 2000 kraftverk har utslipp på mer enn 1 million tonn per år. Dersom alle planlagte gasskraftverk i Norge i 2008 ble realisert uten CO₂-rensing, ville de norske CO₂-utslippene øke med om lag 12 millioner tonn. Det tilsvarer utslippene fra hele petroleumssektoren, eller en tilvekst på 27 prosent av de nasjonale utslippene med utgangspunkt i utslippstillene fra 2005.



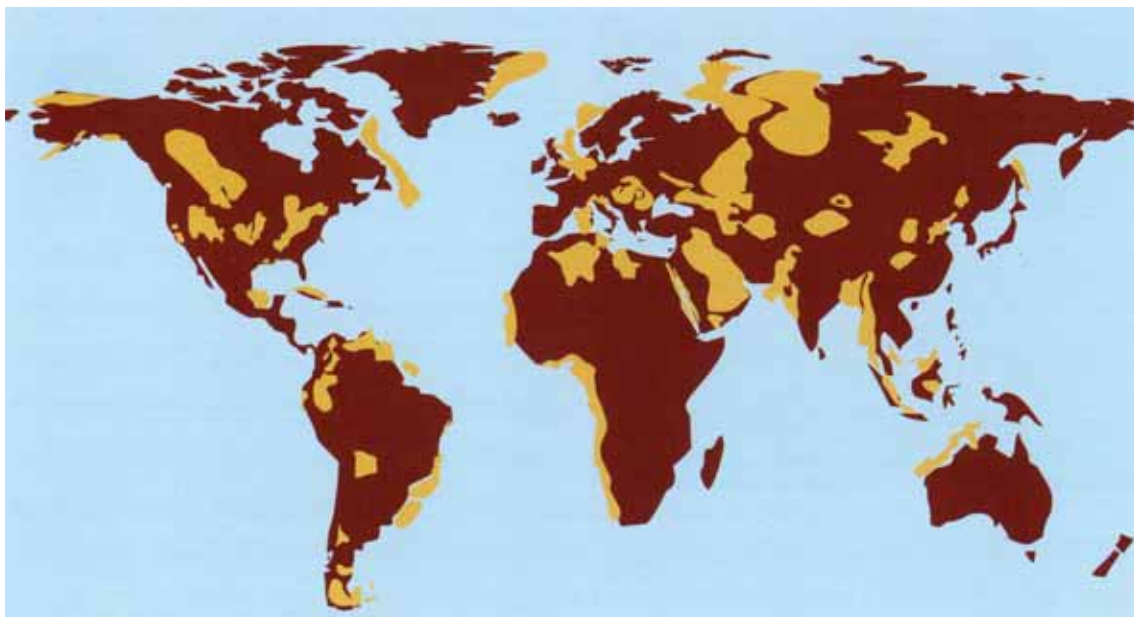
Figur 9: CO₂-håndtering består av fangst av CO₂ fra store punktutslippskilder som kraftverk og industri, transport av CO₂ i rør eller skip, og plassering av CO₂ i trygge formasjoner under jorda. I noen tilfeller brukes også CO₂ for å øke utvinningsgraden i oljefelt (Grafikk: ZERO).



Figur 10: Verdens store punktutslipp av CO₂ (Grafikk: IPCC).



Figur 11: Verdens lagringskapasitet (Grafikk: IPCC).

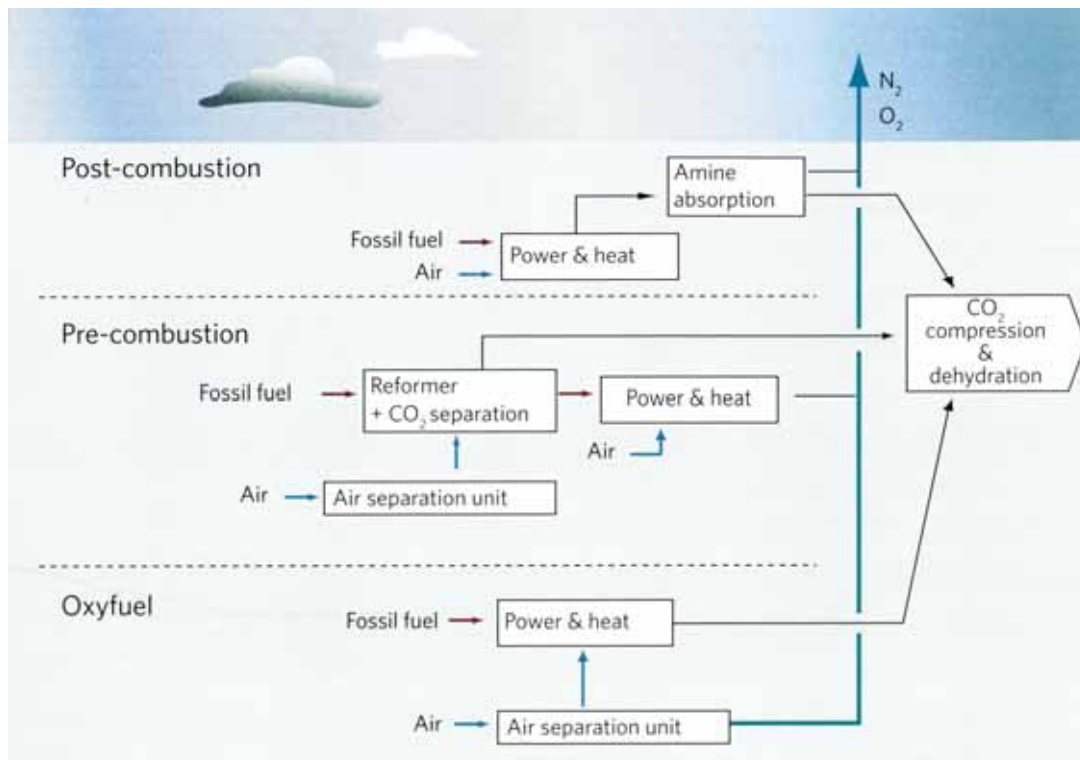


Figur 12: Verdens olje- og gassforekomster. Ifølge IPCC er verdens olje og gassregioner svært godt kartlagt. Mange tømt olje og gassfelt kan derfor romme store mengder CO₂. (Grafikk: Freund & Kårstad 2007).

Fangst-teknologier

Teknologi for å separere CO₂ fra andre gasser har blitt utviklet siden man for 60 år siden separerte CO₂ fra kull for å lage bygass (town gas). I dag kan vi dra nytte av denne lange erfaringen.

Teknologiene for fangst av CO₂ kan deles i tre hovedkategorier, avhengig av hvor i prosessen CO₂ fjernes:



Figur 13: Forenklet diagram som viser de tre hovedmetodene for CO₂-fangst (Grafikk: Freund & Kårstad2007).

Ved rensing av CO₂ fra eksosgassen etter forbrenning (post-combustion) brukes et kjemikalie som binder til seg CO₂ og skiller den fra resten av røykgassen. Dette er en velkjent og utprøvd teknologi for separasjon av CO₂ som har vært i bruk i mange tiår til ulike formål. Denne teknologien har kommet lengst i kommersiell utvikling og er egnet både for nye prosjekter og for de mange store eksisterende utslippskildene. I Norge har denne teknologien vært satset på i planleggingen av CO₂-rensing på gasskraftverkene Kårstø, Mongstad og Tjeldbergødden. I Storbritannia er det myndighetenes uttalte politikk at de skal være i front for utvikling og bruk av etterrensingsteknologier på kullkraftverk.

Separasjon av CO₂ før forbrenning (pre-combustion) er den andre hovedteknologien. Ved hjelp av høy temperatur er det mulig å splitte hydrokarboner til hydrogen og CO₂. CO₂ kan da fjernes før forbrenningen i kraftprosessen, som drives av hydrogen og gir forbrenning uten CO₂. Slike hydrogenkraftverk krever en tilpasset gassturbin. Dette er teknologien Hydro planla å bruke i sitt Hydrokraftprosjekt i 1998. I dag er det flere prosjekter under planlegging rundt omkring i verden, spesielt i USA. En fordel med et slike anlegg er at det kan gi muligheter for samproduksjon av hydrogen til andre formål, som til transportsektoren.

Forbrenning med rent oksygen i stedet for luft (Oxyfuel) er den siste hovedteknologien. I stedet for å separere CO₂ fra eksosgassen kan man separere ut oksygen fra lufta før forbrenningen. Forbrenningen foregår da med rent oksygen i stedet for luft. Eksosen vil da være vanddamp og CO₂ som kan nedkjøles og skiller og deponeres.



Figur 14: Verdens første gasskraftverk med CO₂-fangst, Lubbock i Texas (1980).

Etterrensing

På alle termiske kraftverk er det fullt mulig å ettermontere utstyr som kan separere CO₂ fra andre gasser i eksosen, som nitrogen og oksygen. Røykgassinnholdet vil være forskjellig fra de ulike kraftverkene og industriprosesser hvor CO₂ skal skilles ut. Mens røykgassen fra konvensjonelle gasskraftverk inneholder 3 til 4 prosent CO₂, har kullkraftverk vanligvis mellom 12 og 14 prosent CO₂. Forskjeller i konsentrasjon og trykk har betydning for hva slags kjemikalie som vil være best egnet for CO₂-fangst fra røykgassen.

I dag er bruk av aminer for separasjon av CO₂ den mest utbredte metoden for eksosgassrensing. Aminteknologi er brukt i flere tiår både for fangst fra røykgass og for separasjon av CO₂ fra naturgass. Det finnes mange anlegg, både i og ute av drift. Det første gasskraftverket med slik rensing ble bygget allerede i 1980 i Lubbock, Texas.

Blant de ulike rensemetodene har denne teknologien størst bruksanvendelse, fordi den kan benyttes på mange ulike typer utslippskilder for CO₂ – fra kraftverk til industri – og rensenanlegg kan installeres på eksisterende utslippskilder. Metoden krever imidlertid at store nok arealer for rensenanlegget er tilgjengelig ved utslippskilden.

Hvor stor andel CO₂ som kan separeres med aminanlegg, er hovedsakelig et kostnadsspørsmål. Det er mulig å fjerne så å si alt, men å fange de siste prosentene er vesentlig mer energikrevende og følgelig dyrere. Det er vanlig å anta en CO₂-separasjonsgrad på rundt 85 prosent ved røykgassrensing. Energibehovet til slik rensing vil redusere den elektriske virkningsgraden for et standard gasskraftverk fra omlag 58 prosent til ca 51 prosent.

Andre kjemikalier kan også benyttes for binding av CO₂, blant annet nedkjølt ammoniakk. Bruk av nedkjølt amoniakk har vært gjenstand for en rekke laboratorietester og flere demonstrasjonsanlegg er under oppføring.

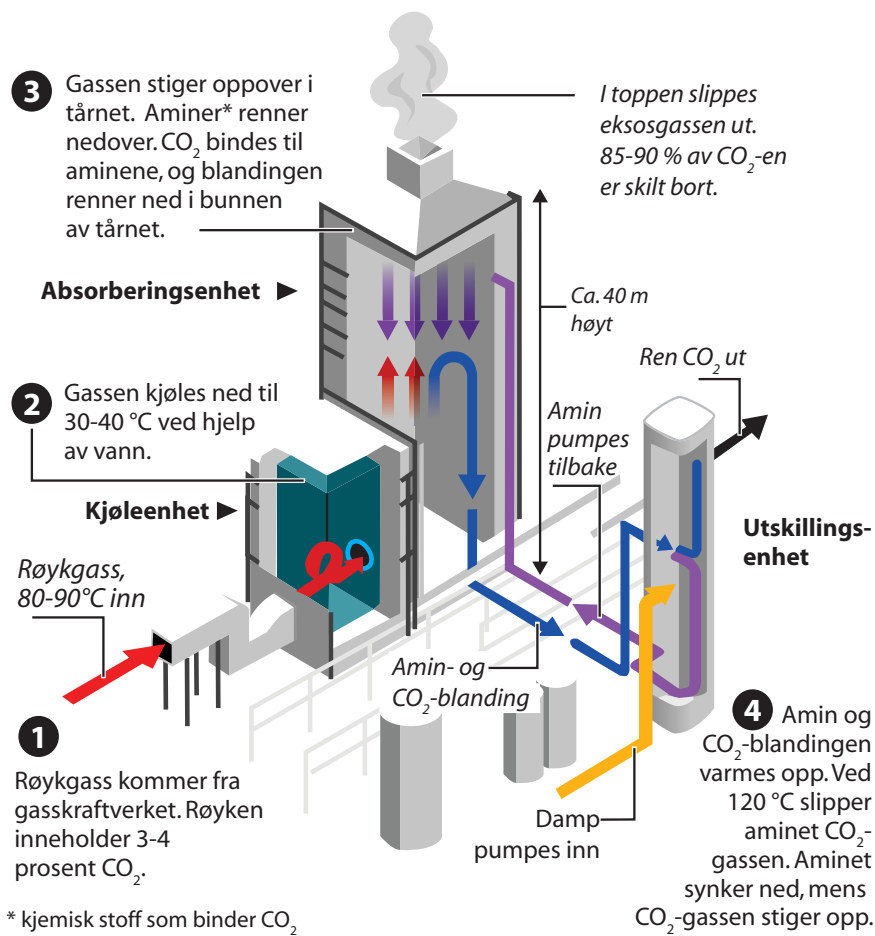
Prosessen for å fjerne CO₂ med aminer

Renseprosessen skjer ved at røykgassen føres gjennom et stort tårn (ofte kalt absorber eller skrubber). I tårnet kommer eksosen i kontakt med en absorpsjonsvæske (amin løst i vann) som binder til seg CO₂ i en svak kjemisk binding, kalt absorpsjon. Aminvæsken med bundet CO₂ føres over i et nytt tårn, der det tilføres varme. CO₂ blir da frigjort fra aminet. Denne prosessen kalles en regenerering og skjer i det som kalles en stripper. Aminet brukes så om igjen til ny CO₂-absorpsjon.

Eksosgassen fra et gasskraftverk har en temperatur på 80-100 °C. For å få gunstige temperaturbetingelser for opptak av CO₂ i aminløsningen, må temperaturen vanligvis kjøles ned før absorpsjonen, til omlag 40 grader.

I absorpsjonskolonnen skjer en reaksjon mellom amin og CO₂. Et gasskraftverk på 400 MW gir en røykgassmengde på cirka 2,5 millioner Nm³/time. For å rense denne røykgassmengden trengs et absorpsjonstårn med diameter på 20-30 meter og høyde på 30-40 meter. Dette er den største enheten i separasjonsanlegget.

Absorpsjonskolonnen er fylt av pakninger som gir stor overflate i kontakten mellom røykgass som stiger oppover og aminløsning som renner fra toppen og nedover. På toppen av kolonnen er et vasketårn som skal fjerne aminrester som er blitt revet med røykgassen før CO₂-fattig røykgass slipper ut (cirka 15 prosent av CO₂ er igjen). I bunnen av kolonnen er det CO₂-rik aminløsning som tappes ut.



Figur 15: Tegning av aminanlegg (Grafikk: Nyhetsgrafikk.no for ZERO).

Energiforbruket til rensanlegget går til vifter for eksosgassen for å overvinne trykktapet i absorpsjonskolonnen og til pumper for aminvæske og kjølvann. Det aller meste av energibehovet er varme som separerer CO₂ fra aminet. Denne varmen tilføres som damp på 120-140°C. Dampen kan tappes av fra dampturbinen i kraftverket eller produseres i en egen dampkjel. I tillegg må CO₂ komprimeres før transport, noe som alene krever strøm tilsvarende ca 2 prosent av virkningsgraden i kraftverket. Dersom energi til rensprosessen tas fra gasskraftverket uten at det brukes mer brensel, vil strømproduksjonen for et stort gasskraftverk bli redusert med 7 til 11 prosent og få en elektrisk virkningsgrad på 47-51 prosent.

Det finnes forskjellige typer aminer som er egnet for CO₂-separasjon ved ulike betingelser. Den mest vanlige aminforbindelsen som brukes for rensing av røykgass ved atmosfærisk trykk, er MEA

(monoetanolamin). For å fjerne CO₂ ved høyere trykk er MDEA (metyldietanolamin) ofte brukt. Flere leverandører av aminrensaneanlegg har egne blandinger av aminer og tilsetningsstoffer tilpasset bruksformålet. Mest kjent er KS-1 fra Mitsubishi HI. Det har vært en betydelig forbedring i energieffektiviteten i løpet av de tiårene aminteknologi har vært i kommersiell bruk. Mer effektiv systemdesign og varmeintegrasjon i prosessanlegget er noen av de områdene hvor det nå pågår utviklingsarbeid.

Proessen for å fjerne CO₂ med ammoniakk

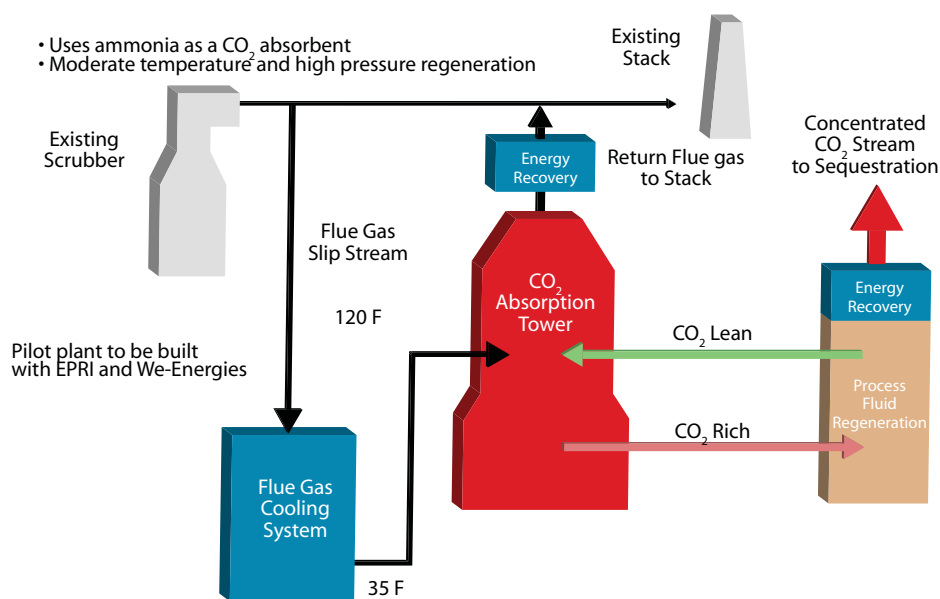
Selve prosessen for fjerning av CO₂ med ammoniakk er den samme som for amin. Fordelen er at det kreves mindre energi for å frigjøre CO₂ fra ammoniakk i regenereringsprosessen. Utfordringen med ammoniakk er at det er flyktig og går over til gassfase. For CO₂-fangst kan det løses med å bruke energi for å kjøle ned røykgassen før fangstanlegget. Reaksjonshastigheten vil da være lavere, med de utfordringer det gir for størrelsen på absorber.

Vannløst ammoniakk er i kommersiell bruk for rensing av SO₂ fra røykgass fra kraftverk. Marsulex og Alstom er to selskaper som tilbyr slike løsninger. Teknologien har vært under uttesting for bruk til CO₂-fangst fra eksosgass i laboratorier, blant annet ved Stanford University, og flere pilotanlegg er under bygging. Det første stod ferdig høsten 2007 på et kullkraftverk i USA.

E.ON Sverige bygger det første demoanlegget i Europa for fangst av CO₂ med bruk av ammoniakk. Pilotanlegget på 5 MW skal bygges på en av kjelene på E.ONs oljefyrte reservekraftverk i Karlshamn i samarbeid med Alstom Power.

American Electric Power (AEP) skal bygge et demonstrasjonsanlegg for CO₂-fangst med nedkjølt ammoniakk ved kullkraftverket Mountaineer Plant i New Haven, West Virginia, som etter planen skal stå ferdig i løpet av 2008. Her vil man rense 100.000 tonn CO₂ årlig, der utskilt CO₂ etter planen skal deponeres i en dyp akvifer i området. I fase to skal AEP, sammen med Alstom, bygge et stort kommersielt anlegg som vil fjerne omlag 1,5 mill tonn CO₂ i året fra kullkraftverket Northeastern Station i Oologah, Oklahoma. Dette anlegget er planlagt å være i drift i 2011.

Teknologien er best egnet for røykgass med høyt innhold av CO₂, som fra kull og olje, men det testes også ut for bruk for eksos fra gasskraft.

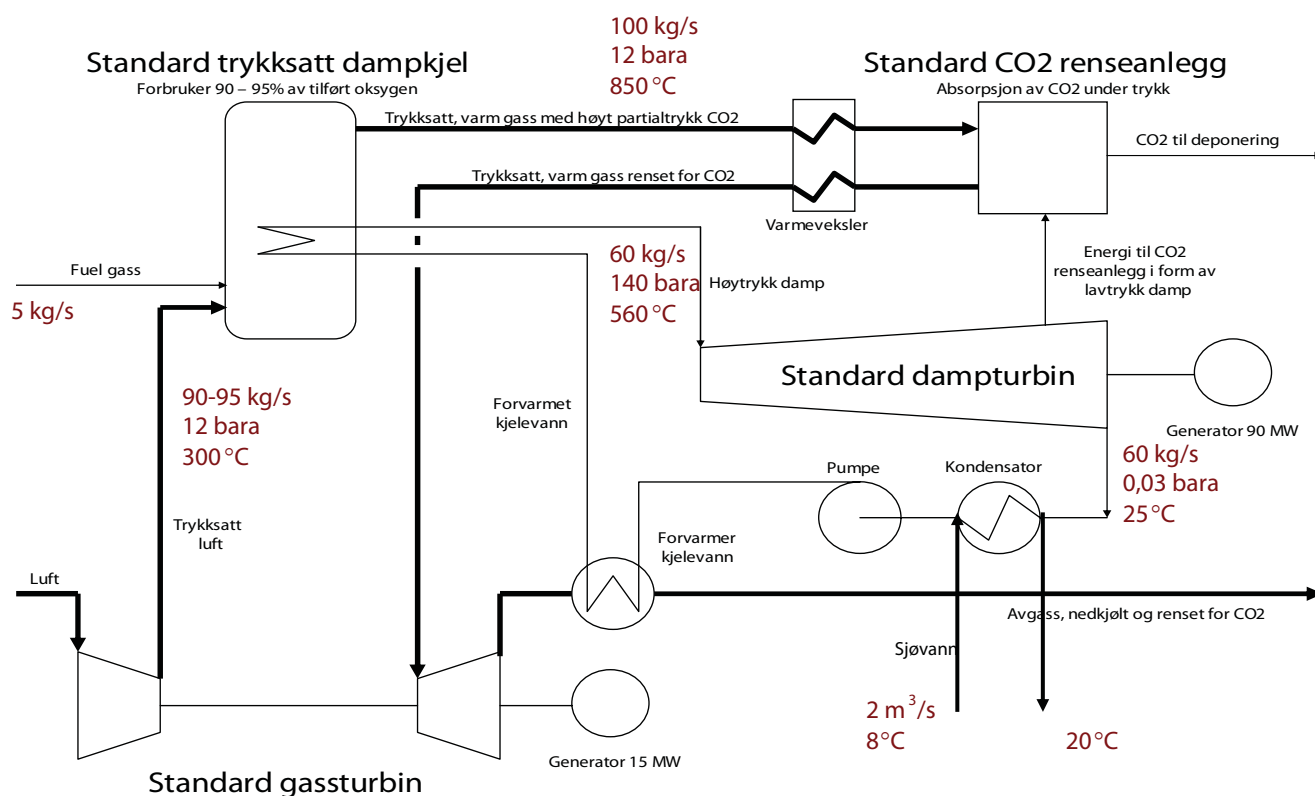


Figur 16: Tegning av prosessen med CO₂-fangst med ammoniakk. Røykgassen kjøles ned til mellom 0 og 10 grader og ledes til absorbereren der røykgassen kommer i kontakt med vannløst ammoniakk som reagerer med CO₂ til ammoniakkarbonat. Ut av absorbereren kommer røykgassen, som går igjennom et system for vasking av vann for å fjerne eventuelle rester av ammoniakk i røykgassen. Bundet CO₂ frigjøres igjen i en egen reaktor, desorber, der det tilføres varme og CO₂ frigjøres, mens ammoniakk resirkuleres for ny CO₂-fangst (Grafikk: Alstom/ZERO).

Fjerning av CO₂ mellom brennkammer og gassturbin

Det norske selskapet Sargas arbeider med et kraftverkskonsept hvor separasjonen av CO₂ skjer fra eksosgassen ved høyt trykk og konsentrasjon mellom brennkammeret og gassturbinen.

Sargas utvikler teknologien i samarbeid med Siemens, og konseptet kan brukes både på gass- og kullfyrte kraftverk. Sargas har allerede bygd et pilotanlegg i Stockholm. Et annet norsk selskap, Hammerfest Energi, ønsker å bygge et slikt anlegg på 100 MW i Hammerfest.



Figur 17: Prosesskjema for Sargas (Grafikk: Hammerfest Gasskraft).

Komprimert luft føres inn i en kjel hvor det brennes naturgass eller kull under trykk. Forbrenningen i en kjel kan skje med større utbrenning av oksygenet, og gir høyere konsentrasjon av CO₂ enn i et konvensjonelt gasskraftverk. I forbrenningskjelen er det sløyfer av vann/damp som tar opp varme fra forbrenningsprosessen, og genererer strøm i en dampturbin. Ut av forbrenningskjelen har røykgassen en temperatur på ca 850 °C, vesentlig lavere enn i standard gasskraftverk.

Røykgassen kjøles så ned i en stor varmeveksler. Hvilken temperatur røykgassen må kjøles ned til, er avhengig av hva slags prosess som brukes for selve CO₂-separasjonen. Ved bruk av en amin-prosess er det nødvendig med en temperatur på ca 40-50 °C. Den nedkjølte røykgassen har høyt trykk (ca 11-12 bar) og høy CO₂-konsentrasjon (8-10 prosent), som gir et partialtrykk av CO₂ på rundt 1-1,5. Dette kan gi mulighet for flere forskjellige og mer effektive renseprosesser for CO₂ enn ved røykgassrensing etter et gasskraftverk. Tilsvarende tall er da ca 3-4 prosent konsentrasjon, 1 bar og dermed partialtrykk på 0,03-0,04.

Den CO₂-fattige røykgassen varmes så opp til ca 800°C, med varmeveksling og nedkjøling av røykgassen til renseanlegget. Varm, CO₂-fattig røykgass ekspanderer i en gassturbin og produserer noe ekstra strøm før den slippes ut til omgivelsene.



Figur 18: Sargas-anlegget i Stockholm (Foto: Marius Gjerset/ZERO).

Fullskala rensing i Norge

Det finnes en rekke prosjekter for fossil kraftproduksjon med CO₂-fangst i Norge. Den rød-grønne regjeringen har bestemt at to av disse skal realiseres. I Soria Moria-erklæringen fra oktober 2005 bestemte regjeringen at det skal bygges CO₂-renseanlegg på Kårstø så snart som mulig. CO₂ skal fanges fra et 420 MW gasskraftverk, som stod ferdig i november 2007. Opprinnelig mål var å få rensenanlegget i drift innen 2009, men fordi det gikk tid før prosjektorganisasjonen var på plass, samt at leverings- og byggetider i industrien generelt har økt, er prosjektet forsinket til 2011/2012. Dette kan bli verdens første fullskala anlegg for CO₂-fangst og ren lagring. Prosjektet anses som svært viktig for å kunne demonstrere og høste erfaring med å bygge fullskala rensenanlegg og deponering av store mengder CO₂. Prosjektet vil ha mye å si for framdriften og utbredelsen av CO₂-håndtering internasjonalt. Det er det statlige selskapet Gassnova SF som nå har ansvaret for å realisere rensesprosjektet.

Den rød-grønne regjeringen har inngått en avtale med StatoilHydro om rensing av et kraftvarmeverk i tilknytning til raffineriet på Mongstad. Kraftvarmeverket skal etter planen stå ferdig i 2010/2011, mens anlegget for CO₂-fangst og lagring skal være på plass i 2014. StatoilHydro skal innen utgangen av 2008 fremlegge for forurensningsmyndighetene en overordnet plan for etablering av fullskala CO₂-håndtering på Mongstad som inkluderer alle de største utslippskildene; kraftvarmeverket, cracker og reformer.

I avtalen mellom StatoilHydro og myndighetene ligger en forpliktelse til bygging av et pilotanlegg for CO₂-fangst på 100.000 tonn ved oppstart av gasskraftverket i 2010. Regjeringen offentliggjorde i 2007 at pilotanlegget blir et år forsinket, og at deponering av CO₂ ikke kommer på plass før i 2014.

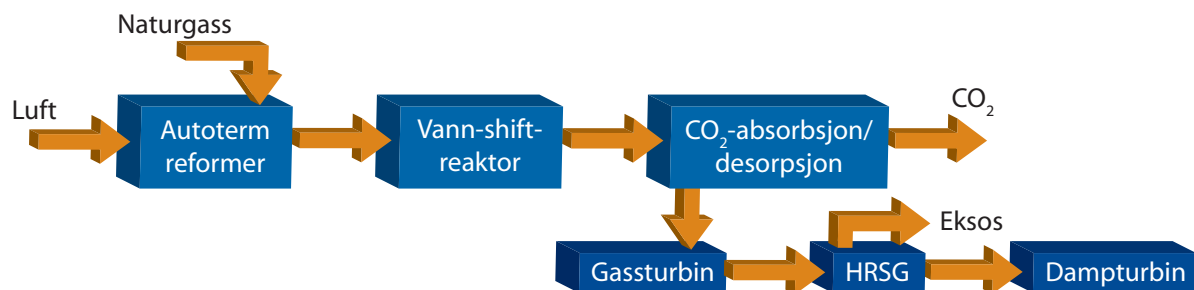
Pilotanlegget skal teste ut to ulike typer absorbenter for etterrensing, aminer og ammoniakk, på både eksosgass fra gasskraftverket (som inneholder 3-4 prosent CO₂) og fra raffineriet (som inneholder 12 prosent CO₂). Partnere i testsenteret er StatoilHydro, Shell, Vattenfall, Dong og Gassnova SF.

Raffineriet har i dag en overskuddsproduksjon av hydrogen, og HyNor – Hydrogenveien i Norge – ser på muligheten for å benytte dette til transportformål. I rimelig nær framtid er det altså mulig at verdens første hydrogenproduksjon med CO₂-håndtering vil foregå på Mongstad. På Mongstad er det også gode kai-fasiliteter, og på sikt vil man her kunne produsere store mengder hydrogen med CO₂-fangst for et internasjonalt marked.

Separasjon av CO₂ før forbrenning

Når man skal skille ut CO₂ før forbrenningen, må brennstoffet først konverteres til en blanding av hydrogen og CO₂, som relativt enkelt kan separeres.

Det er de samme teknologiske prinsippene som til grunn for kraftproduksjonen om man benytter kull eller gass, men gassifiseringsprosessen i første del av anlegget før kraftproduksjonen vil variere. USA er langt fremme når det gjelder forskning og utvikling av denne teknologien.



Figur 19: En enkel skisse for hovedprosessene for et kraftverk med reformering av naturgass og separasjon av CO₂ før forbrenning av hydrogen i gassturbinen. Brensel, vanndamp og luft blir dannet i en reaktor der det skjer en kjemisk omdanning (reformering) av brensetil karbonmonoksid (CO) og hydrogen (H₂). Reformeringen skjer ved høy temperatur og trykk og krever tilførsel av energi. Syngassen som dannes i reformeringen, konverteres videre til mer hydrogen i en såkalt vann-shift-reaktor etter nedkjøling, til om lag 300 grader. Her reagerer CO med vanndamp (H₂O) til CO₂ og H₂. CO₂ fjernes med absorpsjon (aminer), før hydrogenet brukes som brensel i en gassturbin. Forbrenningen av hydrogen i gassturbinen gir ingen CO₂, bare vanndamp (Grafikk: ZERO).

Reformering av naturgass skjer ved høy temperatur og krever mye energi. Det fører til reduksjon i virkningsgraden på 11-14 prosentpoeng sammenlignet med å bruke naturgassen direkte til konvensjonell gasskraft. Med dagens gassturbineteknologinivå vil den elektriske virkningsgraden for et slikt anlegg bli 44-47 prosent.

For å forbedre virkningsgraden arbeides det nå for at reformeringen skal kunne skje ved lavere temperatur og/eller mindre damptilførsel. En annen mulighet er at CO₂-separasjonen og hydrogentilførselen til gassturbinen skjer ved høyere temperatur. For å klare dette må likevekten for reaksjonene forskyves ved at hydrogen eller CO₂ fjernes underveis i reaksjonen.

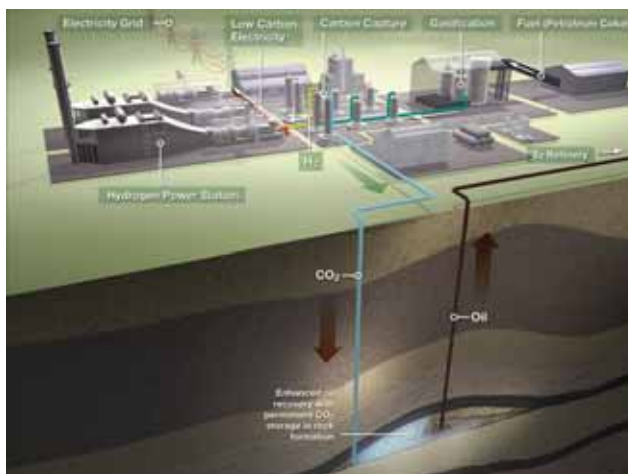
Foreløpig har ikke gasskraftverk med reformering av naturgass blitt bygget, men både reformering av naturgass og gassturbin med høy andel av hydrogenfyring er prosesser som brukes i dag. Det gjør at teknologien regnes som moden og tilgjengelig, og at et anlegg kan bygges omtrent like raskt som et konvensjonelt gasskraftverk. En fordel med et slikt anlegg er at det kan gi muligheter for samproduksjon av hydrogen til andre formål, som til transportsektoren. Et fortrinn denne teknologien har, framfor etterrensing, er at man trenger mindre energi til å komprimere CO₂ til transport, og at utstyret er mindre, slik at man ikke trenger et like stort areal.

Det trengs teknologiutvikling for å få til forbrenning av hydrogen med lave utslipp av NO_x sam-

men med høy virkningsgrad. Forbrenningstemperaturen for hydrogen er svært høy. Dagens brennkammerteknologi klarer ikke å forbrenne rent hydrogen, og hydrogenet må derfor blandes ut med nitrogen og/eller vanddamp for å redusere temperaturen og NO_x-dannelsen. NO_x-utslippene kan løses med utvikling av brennerteknologi eller med installasjon av renseanlegg for NO_x. (SCR, slik det er nødvendig for konvensjonelle gasskraftverk for å nå kravet om max 5 ppm NO_x).

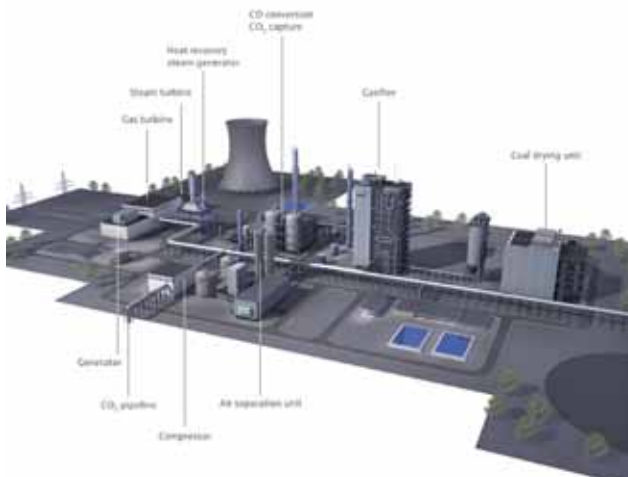
Fullskala rensing i USA

Oljeselskapet BP satser på utvikling av denne teknologien og vil kombinere CO₂-fangst med produksjon av hydrogen til strøm. De har med seg GE og Edison Mission Group på prosjektet. Kraftverket vil bruke petroleumkoks som brensel, og gjennom en gassifiseringsprosess vil 5000 tonn petrokoks om dagen bli til hydrogen og CO₂. Hydrogenet vil bli brukt til kraftproduksjon i et hydrogenkraftverk på 500 MW, som vil produsere elektrisitet tilsvarende forbruket til en halv million husholdninger. Årlig vil 4 millioner tonn CO₂ bli skilt ut og transportert i rørledning til oljefelt utenfor California-kysten for meroljeproduksjon og permanent lagring.



Figur 20: BPs CO₂-fangstprosjekt i California (Grafikk: BP).

For nye kullkraftverk er det utviklet teknologi for å lage såkalt syngass ved gassifisering av kull. Prosessen kalles Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC). Denne teknologien øker virkningsgraden for kullkraftanlegg fordi man i tillegg til den tradisjonelle dampturbinen kan benytte en gasturbin. Eksisterende IGCC-anlegg har gitt gasturbinleverandøren General Electric (GE) lang erfaring fra forbrenning av hydrogenrik brensel (opp til cirka 95 volumprosent). Teknologit utvikling for gasturbiner for hydrogenfyring fra naturgass har nytte av utviklingen for IGCC. For kull vil forgassingsanlegget være annerledes og større eller mer komplisert enn reformeringsanlegget for gass. Vann-shift, CO₂-separasjon og fyring med hydrogen vil være ganske likt. Utvikling for kraftverk fra naturgass med reformering kan derfor være til nytte for kullkraft (IGCC).



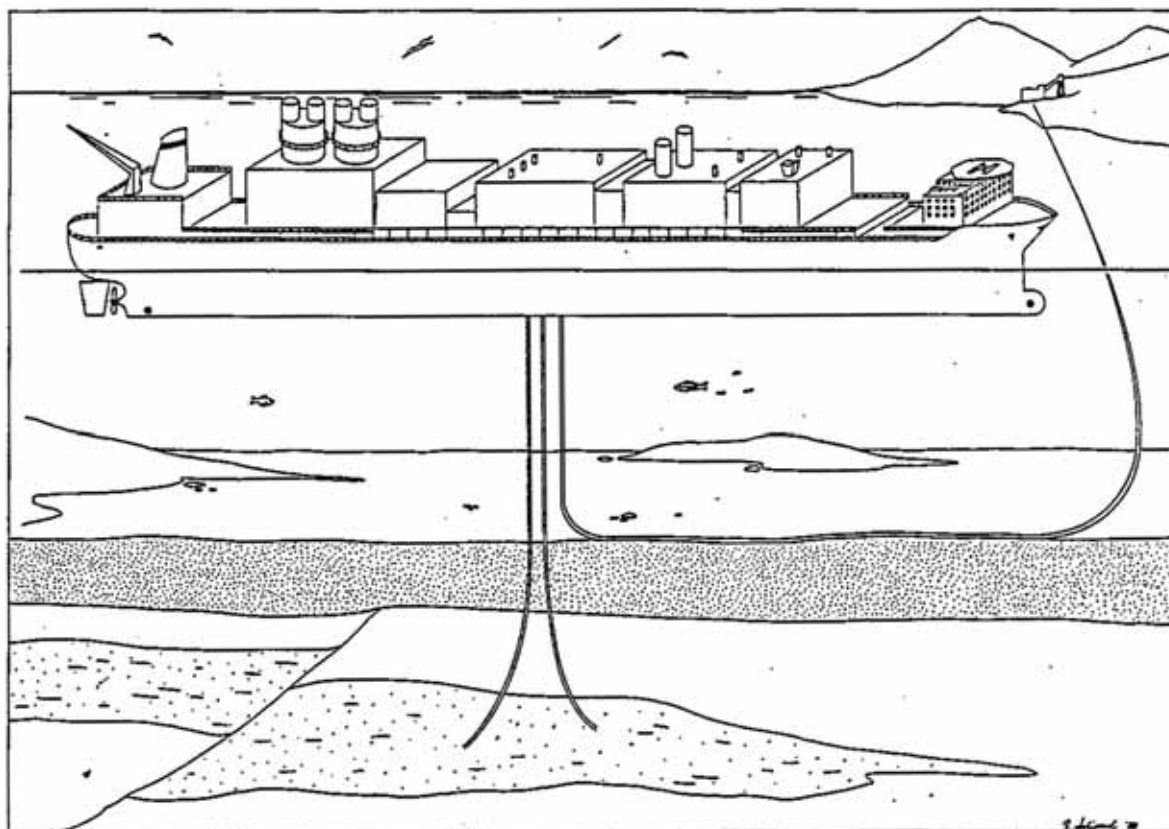
Figur 21: Tegning av IGCC-kraftverk (Grafikk: RWE).

Den tyske kraftgiganten RWE planlegger å bygge et fullskala IGCC kullkraftverk med CO₂-fangst. Kraftverket på 450 MW skal være i drift fra 2014. Investeringsbeslutning skal etter planen tas i 2010. Lagring av CO₂ vil skje i en dyptliggende akvifer under land. Teknologisk skiller det seg i prinsippet ikke fra hvordan CO₂ lagres offshore. RWE har mer enn 30 års erfaring med lagring av gass i undergrunnen.

Forbrenningen med rent oksygen i stedet for luft (Oxyfuel)

I en såkalt oxyfuel-prosess – eller oksygenfyrt prosess – skjer forbrenningen med ren oksygen og ikke luft. Røygassen fra slik forbrenning består så å si bare av CO₂ og vanddamp. Utskilling av CO₂ gjøres ved å kjøle ned røygassen slik at vanddampen går over i væskeform, mens CO₂ forblir i gassform.

Allerede forsommeren 1987 ble det offentliggjort et konsept for offshore gasskraftverk hvor CO₂ ble rensset ved bruk av rent oksygen i stedet for luft. Dette markerte på mange måter starten for arbeidet med alternativ kraftforsyning i petroleumsvirksomheten i Norge. I 1988 ble det i en fortrolig rapport til Statoil foretatt en studie av konseptet, kalt «Miljøvennlig gasskraft kombinert med økt oljeutvinning» (Holt & Lindeberg 1988).



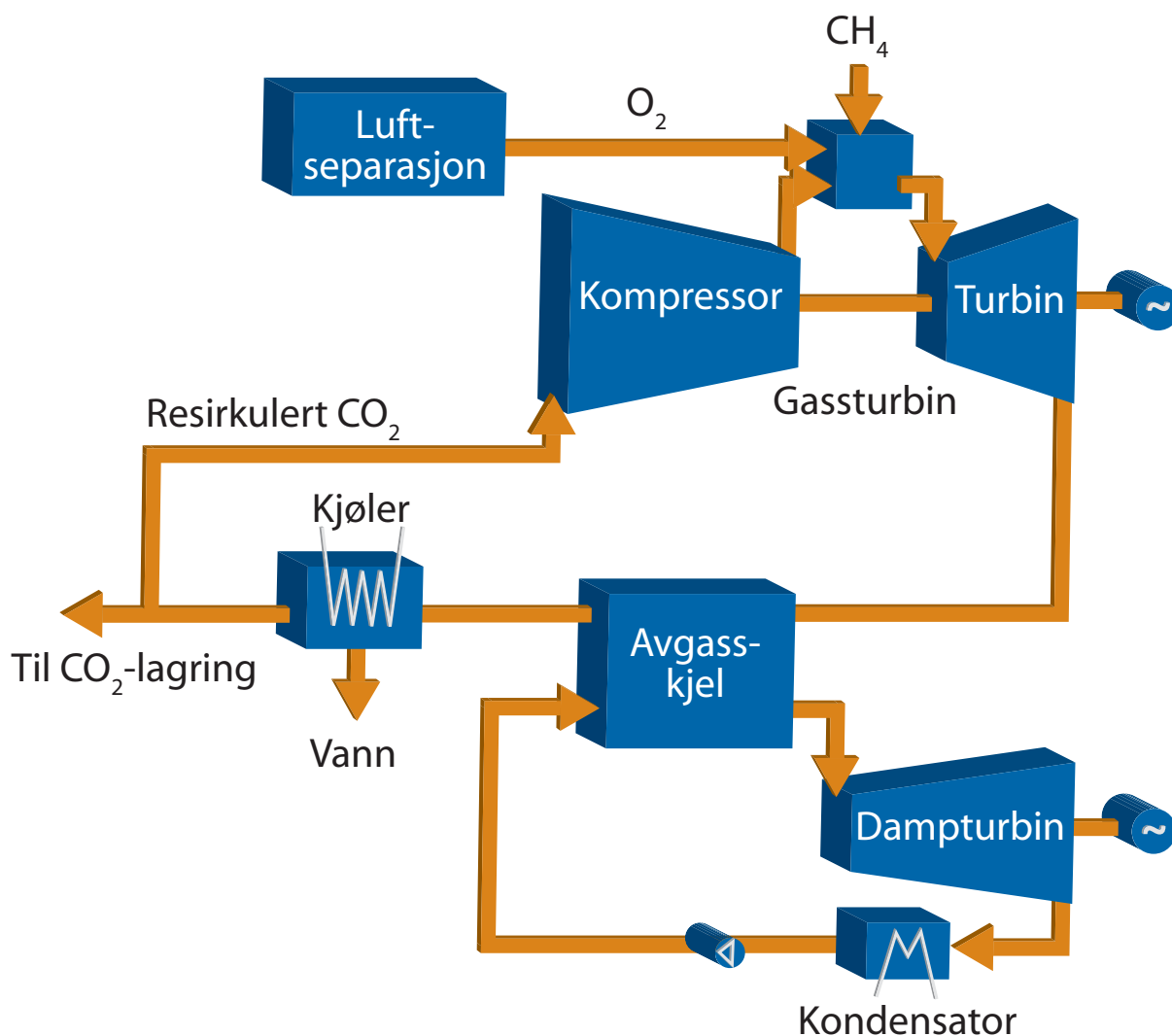
Figur 22: Offshore gasskraftverk med CO₂-rensing fra 1988 (Grafikk: Holt & Lindeberg).

En oksygenfyrt prosess trenger store mengder ren oksygen. Dette kan lages i et anlegg for luftseparasjon. Luft består av 78 prosent nitrogen, 21 prosent oksygen og mindre mengder andre gasser, som CO₂. I et luftseparasjonsanlegg skiller oksygenet fra nitrogenet. Dette er en energikrevende prosess (typisk 0,25-0,30 kWh/kg O₂). Prosessen gir store mengder separert nitrogen – om lag fem ganger så mye som oksygen. Separert nitrogen kan slippes tilbake til atmosfæren, men hvis det finnes industrielle bruksområder, eller mulighet å bruke det for økt oljeutvinning (EOR), vil dette bidra til å bedre økonomien i framtidige oxyfuelprosjekter.

Forbrenning med rent oksygen gir svært høye temperaturer. I motsetning til forbrenning med luft er det ikke mye oksygen til stede som inertgass (ikke-reagerende), noe som normalt ville redusert temperaturutviklingen. Brennkammerteknologien må derfor endres slik at det kan brukes resirkulert CO₂ og/eller vanndamp som inertgass.

Forbrenning i ren oksygen gir ingen utslipp av NO_x, da det ikke er nitrogenet fra luften som kan danne NO_x; kun små mengder nitrogen fra brenselet kan føre til dannelse av NO_x. Eksosgassen vil i all hovedsak bestå av CO₂ og vanndamp. Vanndampen fjernes ved avkjøling til den kondenserer ut som vann, og nesten bare konsentrert CO₂ blir igjen i eksosgassen.

Et oksygenfyrt kraftverk vil kunne få høyere virkningsgrad enn et konvensjonelt anlegg med forbrenning i luft. Men luftseparasjon og kompresjon er energikrevende og medfører et tap på om lag 12 prosentpoeng i virkningsgraden. Totalt blir da virkningsgraden for et CCGT-anlegg fyrt med oksygen og CO₂-kompresjon 43-48 prosent (Bolland 2002).



Figur 23: Skisse over et oksygenfyrt kraftverk (Grafikk: ZERO).

Det finnes i dag ikke tilgjengelig gassturbineteknologi med resirkulering av røykgass som gjør at det kan brukes rent oksygen i forbrenningen. Aker Kværner jobbet tidligere med et slik konsept, men det ble lagt på is, siden det krever utviklingsarbeid fra turbinleverandørene. Forbrenning av rent oksygen kan gjennomføres i dag med en dampkjel. Det vil gi en lavere virkningsgrad sammenlignet med gassturbineteknologien.

Fordelene ved oxyfuel er at det er en relativt enkel og lite energikrevende separasjon av CO₂, hvor kraftprosessen er så å si utslippsfri. Teknologikonseptet kan teknisk sett realiseres ved bruk av en konvensjonell dampsturbinprosess, og luftseparasjonen er høyst velkjent og moden teknologi, med mange eksisterende anlegg og leverandører. Teknologien kan også brukes for CO₂-fjerning fra kullkraft, og ved ombygging av eksisterende anlegg.

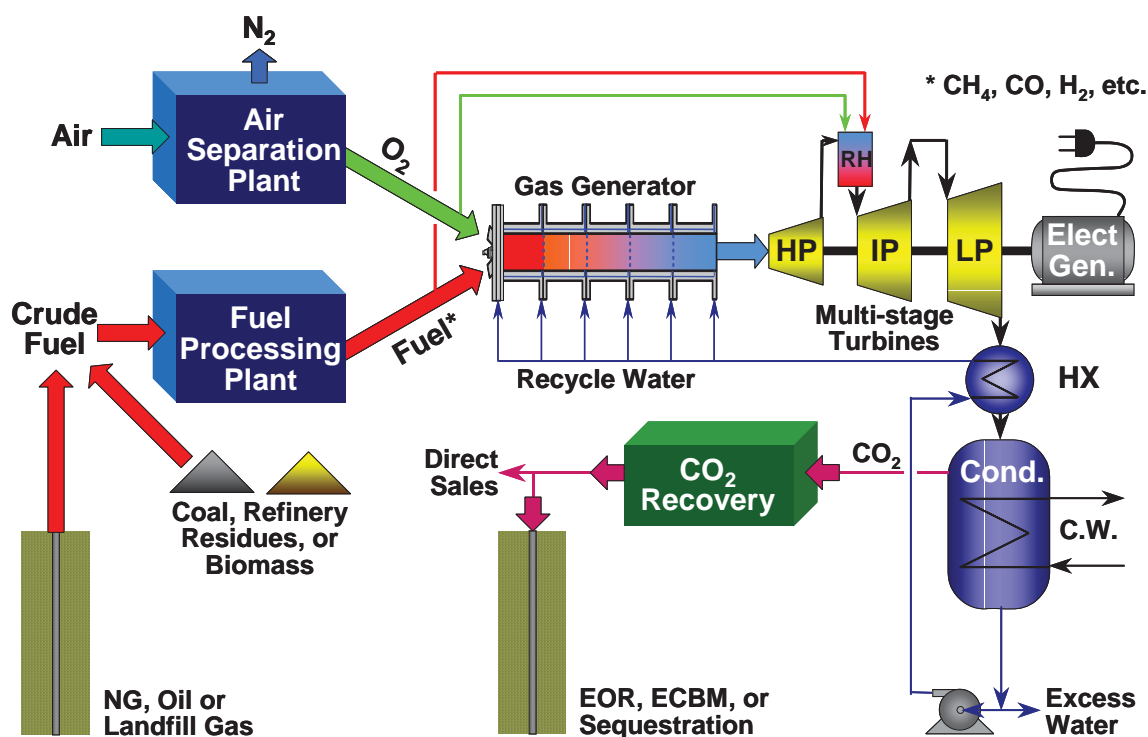
De store utfordringene er knyttet til utvikling av ny gassturbineteknologi. Man mangler gassturbineteknologi som tåler så høy temperatur som forbrenning med ren oksygen, eller som kan benytte CO₂/vanndamp som resirkulert inertgass. For bruk av CO₂ til EOR kan oksygeninnhold være et problem, og det kan da være nødvendig med ekstra utstyr for å fjerne dette oksygenet.

Utvikling av Oxyfuel-teknologi i Norge

I Risavika i Stavanger har flere selskaper (Lyse Energi, CO₂-Norway, Nebb Engineering AS og Procom Venture AS) sammen dannet selskapet ZENG, som jobber for å bygge et pilotanlegg i ener-

giparken. Piloten skal baseres på teknologi fra Clean Energy Systems (CES). CES har utviklet en gassgenerator med utgangspunkt i forbrenningsteknologi fra romfartsindustrien, der gass forbrennes under høyt trykk med rent oksygen og med vanninnsprøyting som kjøling. Forbrenningsgassen går først igjennom en høytrykks dampturbin. Etter denne varmes gassen opp igjen til høy temperatur, tilsvarende for en vanlig gassturbin (ca 1400°C). Til slutt ekspanderes vann-/CO₂-dampen igjennom en lavtrykks dampturbin. CO₂ skiller ut ved at vannet kondenseres ut.

Prosjektet har jobbet med ulike utforminger av kraftsyklusen, med ulike trykknivåer og turbintyper. ZENG skal etter planen fatte en investeringsbeslutning for et 50-70 MW demonstrasjonsanlegg i løpet av 2008.



Figur 24: Skisse over Zeng-kraftverk (Grafikk: ASME).

Andre mulige, framtidige teknologier

Mange teknologier krever betydelig mer forskning og utvikling før de kan vurderes som modne i fullskala. Her er en presentasjon av noen mulige fremtidige teknologier for fangst av CO₂ fra kraftproduksjon.

Kjemisk sirkulasjonsforbrenning

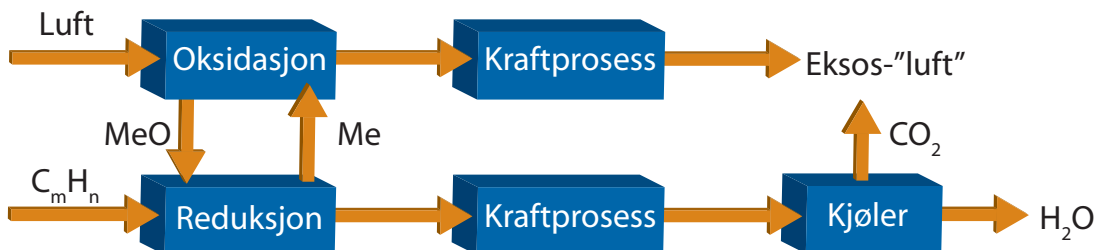
Ved **kjemisk sirkulasjonsforbrenning (chemical looping combustion)** framskaffes rent oksygen til forbrenningen ved å bruke sirkulasjon av metall som binder til seg oksygenet fra luft.

I prosessen benyttes to separate reaktorer. I den ene reaktoren skjer reaksjonen mellom metall og oksygen under trykk ved 400-500 grader. Oksygenet bindes til metallet, som oksiderer til metalloksid. Metalloksidet fraktes over i den neste reaktoren, hvor oksygenet frigjøres fra metalloksidet ved 500-900 grader i reaksjon med naturgass. Metallet resirkuleres tilbake til den første reaktoren. I stedet for å frakte store mengder metall fram og tilbake mellom to reaktorer kan det i stedet vekselvis tilføres luft eller brensel til reaktorene, mens metallet ikke sirkuleres.

Fra reaktoren går eksosen gjennom en turbin og produserer kraft. CO₂ separeres, som i andre oxy-fuelprosesser, ved å kjøle ned røygassen og kondensere ut vann. I tillegg kan det produseres noe kraft i en turbin for den varme oksygenfattige luften.

Et forprosjekt (Brandvoll & Bolland 2002) antydte en mulig virkningsgrad på 51-53 prosent for slik forbrenning. Det forskes på dette, blant annet ved Norges Teknisk-Naturvitenskapelige Universitet (NTNU) i Trondheim og ved Chalmers i Sverige.

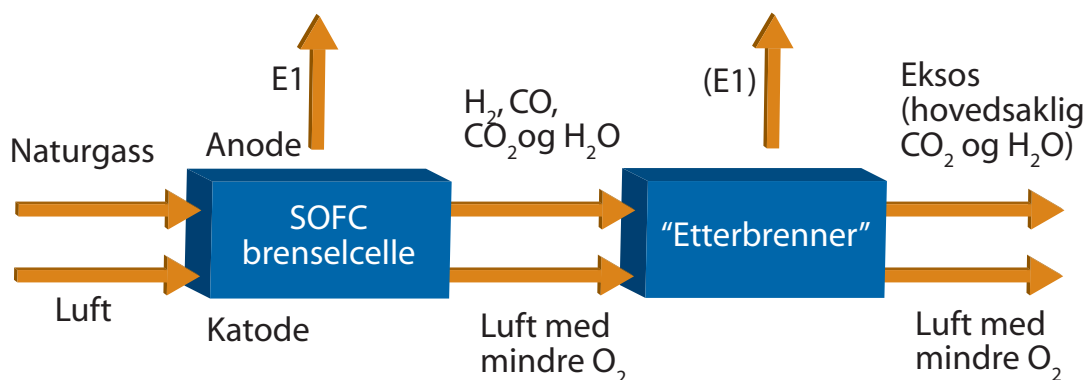
En miljømessig fordel ved denne teknologien er at den kan gi høy virkningsgrad og har et CO₂-rensingspotensial på 99 prosent. Teknologien vil også kunne brukes på brensler som kull, men da med gassifisering først.



Figur 25: En enkel skisse for kjemisk sirkulasjonsforbrenning (Kilde: SINTEF, Grafikk: ZERO).

Høytemperatur-brenselcelle

Solid Oxide Fuel Cell (SOFC) er en type brenselcelle som opererer ved svært høy temperatur. Materialene er av en keramisk type som trenger opp mot 1000 °C for å få nødvendig ledeevne i brenselcellen.



Figur 26: Høytemperatur-brenselcelle (Grafikk: ZERO).

Naturgass og luft strømmer i atskilte kanaler på hver sin side av en membran av et tynt keramisk materiale. I en brenselcelle lages strøm direkte fra reaksjonen på hver sin side av membranen og ikke som i andre kraftprosesser der det skjer en forbrenning først og strømproduksjon senere i prosessen. Den elektriske virkningsgraden for SOFC ligger på ca 48-50 prosent. Fra brenselcellen vil det være en reststrøm med typisk ca 15 prosent av brenselet som ikke har reagert. Dette kan utnyttes i en etterbrenner som kan gi ekstra strømproduksjon i en turbin. En slik hybridteknologi kan gi en total virkningsgrad på 60-70 prosent.

ZEG

Institutt for energiteknikk (IFE) forsker på en prosess for å fjerne CO₂ ved bruk av kalsiumkarbonat ved høy temperatur integrert med en SOFC. I et joint venture-prosjekt sammen med Christian Michelsen Research (CMR) og Prototech tester de ut i lab skala et høyeffektivt småskalaanlegg for integrert kraft- og hydrogenproduksjon med CO₂-fangst, kalt ZEG (Zero Emission Gas Power project).

Naturgassen reformeres til hydrogen og CO₂ i en reaktor med høy temperatur. CO₂ bindes til tilsatt kalsiumoksid som reagerer til kalsiumkarbonat. Varmen fra brenselcellen gir varme til prosessen for å frigjøre CO₂ fra karbonatet. Regenerert kalsiumoksid resirkuleres så tilbake for å fange mer CO₂.

I tillegg til elektrisitet produseres det hydrogen fra prosessen. Hydrogenet kan for eksempel brukes i transportsektoren eller til strømproduksjon.

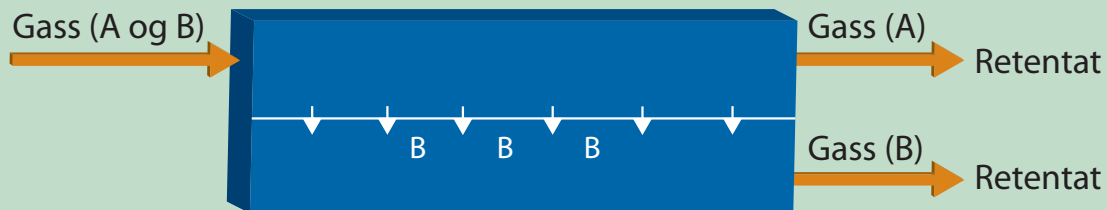
Brenselcelle

En brenselcelle fungerer i prinsippet som et batteri. Hovedforskjellen er at energien i et batteri må lades opp igjen når lageret er tømt, mens en brenselcelle får kontinuerlig påfyll av energi fra tilført brensel. Brenselcellen omdanner kjemisk energi i brenselet til elektrisk energi.

Det er utviklet mange forskjellige typer brenselceller. De blir ofte kategorisert i fem hovedtyper, avhengig av hva slags materiale som sørger for transport av ioner igjennom membranen som benyttes.

Membran

En membran brukes til å skille komponenter i en gassblanding eller væskeblanding. En ideell membran slipper kun gjennom en eller flere av komponentene og på den måten kan man separere ut de ønskede komponentene. Membraner er i kommersiell bruk for separasjon av gasser.



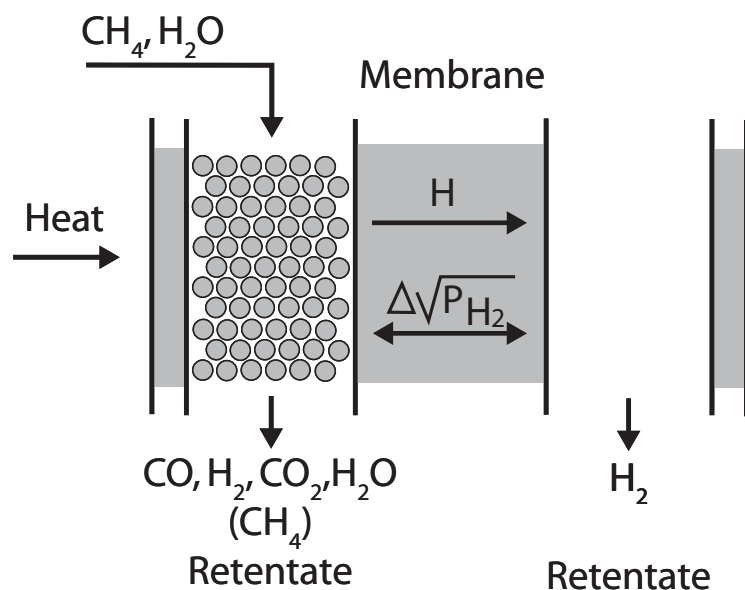
Figur 27: Enkel prinsippskisse av membran (Grafikk: ZERO).

Hydrogenmembranreaktor

I en hydrogenmembranreaktor skjer produksjonen av hydrogenet ved at en membran kun slipper gjennom hydrogen i en gitt gass. Reaksjonen til hydrogen i reaktoren vil da kunne skje mer fullstendig enn i en «vanlig» reaktor.

Naturgass og damp føres inn i et rør fylt av små kuler med katalytisk materiale. Det dannes CO og H₂ i reformeringsprosessen. Veggene i reformeringsrøret er en membran som slipper igjennom hydrogen. Hydrogenet tappes ut fra reformeringsprosessen kontinuerlig. Det gjør at det ikke blir en stor konsentrasjon av hydrogen som i en vanlig reformeringsreaktor. Reaksjonen kan derfor skje mer fullstendig ved lavere temperatur, lavere dampoverskudd og høyere trykk, noe som gir lavere energitap. CO₂ Capture Project (CCP) har konkludert med at hydrogenmembranreaktor er en lovende framtidsteknologi.

Fordelene ved utvikling av denne teknologien er at konseptet har potensial for høy virkningsgrad, lave CO₂-utslipp og lavere kostnader enn dagens løsninger. Utfordringen er at det er svært vanskelig



Figur 28: Utformingen av en sylindrisk membranreaktor for dampreformering (Grafikk: Aasberg-Petersen).

å fremskaffe adekvate materialer og en praktisk utforming av slike integrerte høytemperatur-membranløsninger. For å lykkes kreves betydelig teknologisk utvikling. Om det lykkes og hvor lang tid det vil ta, er vanskelig å forutsi.

Norsk Hydro har tidligere jobbet med et annet konsept for en høytemperatur-integrert membranreaktor, kalt AZEP (Advanced Zero Emission Power Plant). Her skulle membranreaktoren separere oksygen ved høy temperatur. Utviklingen av dette konseptet startet i 1997, og var i en periode ansett som meget lovende konsept med potensielt høy virkningsgrad og lave kostnader. Forskningsprosjektet er nå skrinlagt.

Virkningsgrad

Hvor mye av energien i brenselet som utnyttes i et anlegg, kalles «virkningsgraden». Det er viktig å skille mellom hvor mye høyverdig og lavverdig energi som produseres. Mekanisk arbeid er en høyverdig energitjeneste som vi bruker til å drive maskiner og utføre arbeid. Varme og kjøling er lavverdi-energitjenester. Desto lavere temperatur vi utnytter for oppvarming, jo lavere fysisk verdi eller kvalitet har energitjenesten. Exergi er den delen av energimengden som kan utnyttes til mekanisk arbeid og alle andre energiformål. Elektrisitet er ren exergi – den kan i sin helhet omgjøres til mekanisk arbeid. Elektrisk strøm er derfor en måte å transportere mekanisk arbeid på. Selv om store mengder lunkent vann inneholder enorme energimengder målt i kilowattimer, kan vi ikke omgjøre denne energien til elektrisitet eller mekanisk arbeid. Dermed er exergi-innholdet lik null, og varmen er fysisk sett en lavverdi-energiform (Palm et al 1999).

I et gassfyrte anlegg med gassturbin og dampturbin omdanner gassturbinen nesten 40 prosent av energien i brenselet til elektrisitet. Den varme eksosen fra gassturbinen benyttes deretter til å koke vann og lage damp. Dampen driver en dampturbin, og ytterligere 20 prosent strøm produseres dermed. Tilsammen betegnes dette ofte som den *elektriske virkningsgraden*. Resten av energien i brenselet finnes nå i form av varme, og dersom den ikke utnyttes, betegnes det som *spillvarme*. Et kraftverk kan også levere varme til industriprosesser og fjernvarmeanlegg etc. Dersom varmen skal ha høy temperatur, vil man tappe ut damp fra kraftverket, og produksjonen av elektrisitet vil synke noe. Summen av energien som utnyttes i form av kraft og varme betegnes som *totalvirkningsgraden*.

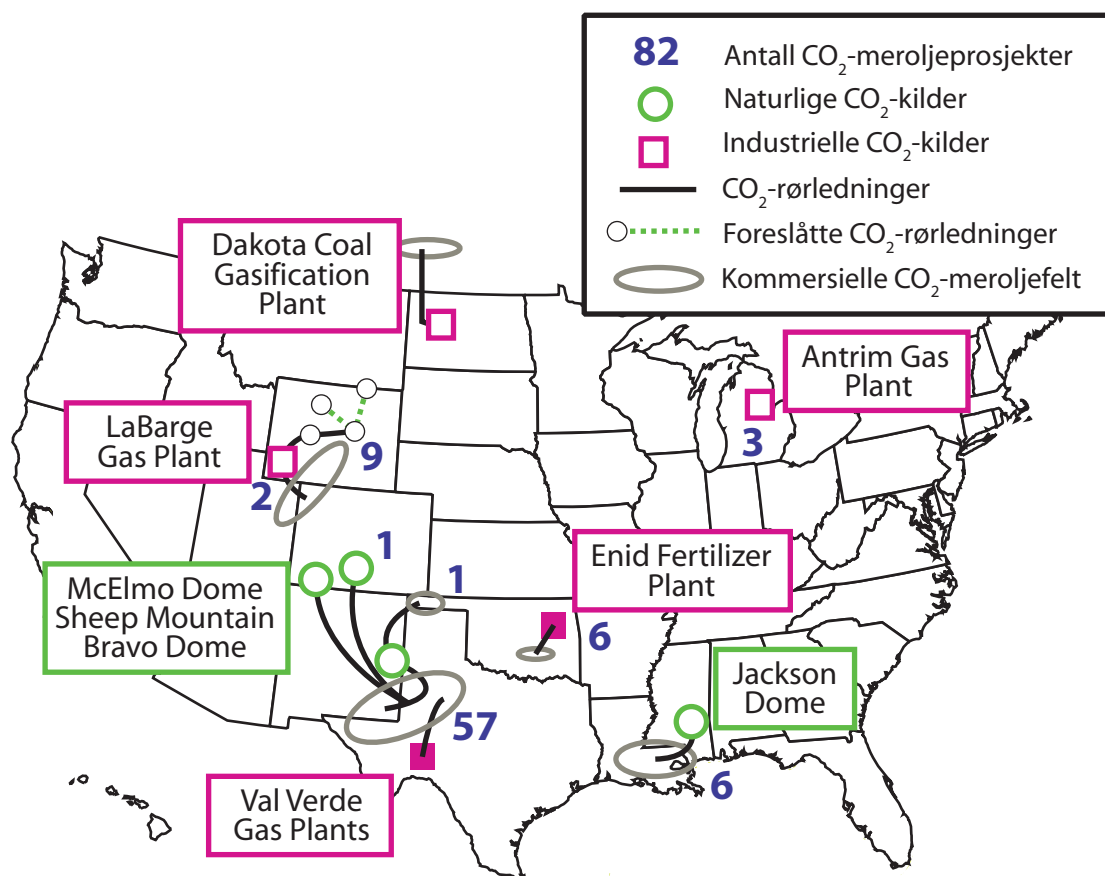
Når man fanger, transporterer og lagrer CO₂ fra et kraftverk heter det ofte at virkningsgraden synker med noen prosentpoeng. Dette er ikke helt riktig: Energien forsvinner ikke. Litt avhengig av hva slags teknologi som benyttes, har et renseanlegg behov for energi til å drive pumper, vifter og kompressor, og damp til å frigjøre CO₂ fra fangstkjemikalie. Hvis renseanlegget integreres med kraftverket, vil man kunne utnytte noe av den varmen som ellers ville gått tapt, og energien til CO₂-fangst og lagring vil da kunne fordele seg som 7 prosentpoeng elektrisitet som tas fra kraftverket, og 14 prosentpoeng varme. Sammenlignet med et konvensjonelt forurensende gasskraftverk – hvor 58 prosent av tilført energi blir utnyttet til å produsere kraft, og resten går tapt i form av spillvarme – vil den totale energiutnyttelsen for et anlegg med CO₂-rensing altså være 72 prosent. Hvis man – som man bør – anerkjenner CO₂-fangst og -lagring som en (minst like) legitim bruk av energi (som alt mulig annet), har slike integrerte anlegg altså høyere energiutnyttelse en forurensende.

Fra et miljøsynspunkt er det også *utslippsgraden* som er avgjørende, og ikke virkningsgraden. Problemet er ikke at det finnes for lite, men for mye fossilt karbon tilgjengelig til å endre klimaet.

Transport av CO₂

CO₂ transporteres i dag både med tankbil, på skip og i rør. Når CO₂ brukes til næringsmiddelformål, er det vanligvis skip eller tankbil som benyttes. Når man skal frakte så store CO₂-mengder som et stort kraftverk produserer, er transport i rør eller på skip mest aktuelt. Skip kan være aktuelt for transport av mindre mengder CO₂, eller mellomstore mengder over lange avstander, mens ved frakt av store volum er rør det billigste transportalternativet.

Et stort kraftverk slipper ut mellom 1-3 millioner tonn CO₂ årlig. Når CO₂ produseres i så stor skala er det mest økonomisk å frakte CO₂ i rør dersom den ikke skal transporteres over meget lange distanser. Rørledninger har blitt brukt i USA i lang tid, hvor store mengder CO₂ fraktes til oljefelt for å øke utvinningsgraden. Rørstrukturen i USA har kapasitet til å frakte 50 millioner tonn CO₂ årlig. Erfaringen fra USA tilsier at CO₂ kan transporteres trygt og gir et godt grunnlag for å vurdere hvilke faktorer man må ta hensyn til ved rørtransport. For eksempel må gassen tørkes før den sendes inn i stålrørene for å unngå korrosjon, og sulfurnivået (i form av hydrogen sulfur, H₂S) må være lavt i tilfelle lekkasje – spesielt hvis rørledningene går gjennom befolkede områder. Rørledningene må installeres slik at transporten automatisk stenges dersom det skulle oppstå lekkasje. Før CO₂ fraktes i rørene, komprimeres den. Den største kompressoren i bruk i Dakota sender i vei 1,2 millioner tonn årlig til Weyburn-oljefeltet i Canada (Freund og Kårstad 2007).



Figur 29: Rørledningsstrukturen i USA for frakt av CO₂ (Grafikk: Advanced Resources International/ZERO).

Siden CO₂ er en gass ved omgivelsestemperatur og trykk, må gassen komprimeres til høyere trykk og eventuelt kjøles ned til den går over i væsketilstand. Transport på skip skjer i dag med CO₂ nedkjølt til flytende tilstand. Uten trykk skjer det ved minus 78 °C. Transportkjeden for CO₂ på skip er svært likt transport av propan, ammoniakk og butan, men er kostnadskrevende dersom det dreier seg om veldig små mengder. Etter at CO₂ er samlet, nedkjølt og komprimert til flytende tilstand, kan den lastes ombord på skipet, og lagertanker for CO₂ finnes i dag på alle aktuelle havner av betydning. Japanske og norske forskningsgrupper har undersøkt transport av store mengder CO₂ på skip til

lagring. Resultatene fra disse studiene viser at man med bruk av veldig store skip vil kunne oppnå substansielle kostnadsreduksjoner (per tonn CO₂). Men hittil er ikke transport av CO₂ på skip til lagring tatt i bruk (Freund og Kårstad 2007).

Derimot er produksjon av CO₂ til kommersielle formål en etablert industri, og CO₂ er en viktig handelsvare for næringsmiddelindustrien. Det europeiske markedet øker stadig, og i 2004 var omsetningen nesten 3 millioner tonn årlig, hvorav ca 70 prosent ble brukt som tilsetning i drikkevarer. Brorparten distribueres med tankbil, men ved avstander på over 300 km er skipstransport økonomisk fordelaktig.



Figur 30: Frakt av CO₂ på skip. Yara har i nesten 20 år transportert flytende CO₂ på skip, og er ledende både i Europa og på verdensbasis. Yara leverer ca 850–900.000 tonn CO₂ årlig, noe som representerer ca 30 prosent av markedet i Europa. Omtrent 40 prosent av deres internasjonale leveranser skjer med skip. Tre skip henter CO₂ blant annet fra ammoniakfabrikken i Porsgrunn og går i skytteltransport mellom europeiske terminaler. Larvik Shipping opererer disse CO₂-skipene, som leverer nesten 400.000 tonn årlig.

CO₂ som industriprodukt

I flere tiår har en rekke land fanget, transportert og gjort bruk av CO₂ i næringsmiddel- og kjemisk industri, og for å øke oljeutvinningen. CO₂ er fanget fra naturgass, kullkraftverk, gasskraftverk og industrielle prosesser.

CO₂ brukes i produksjon av brus og øl, i brannslukkingsapparater, i kunstgjødsel og for å fremstille kjemiske produkter som metanol. CO₂ benyttes også til ulike former for temperaturkontroll som kjøling og pakking i matvareproduksjon. Men det er viktig å ta med seg at verken CO₂ i brus, eller mye annet av dagens fangst og bruk av CO₂, er klimatiltak. Det tar enten dager eller måneder før CO₂ som har blitt fanget, slippes ut igjen etter at produktene har blitt foredlet, og påvirkningen på klimaet reduseres således ikke.



Figur 31: CO₂ i hverdagen.

CO₂-infrastruktur og transport i Nordsjøen

På hver side av Nordsjøen sliter Storbritannia og Norge med å oppfylle klimaforpliktelsene. Begge land ønsker 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.

Stern-rapporten (2006) danner grunnlaget for den britiske klimastrategien. Her vurderes potensialet til å kunne redusere de britiske utslippene med 90 prosent ved fangst, transport og lagring av CO₂ i olje og gassfelt.

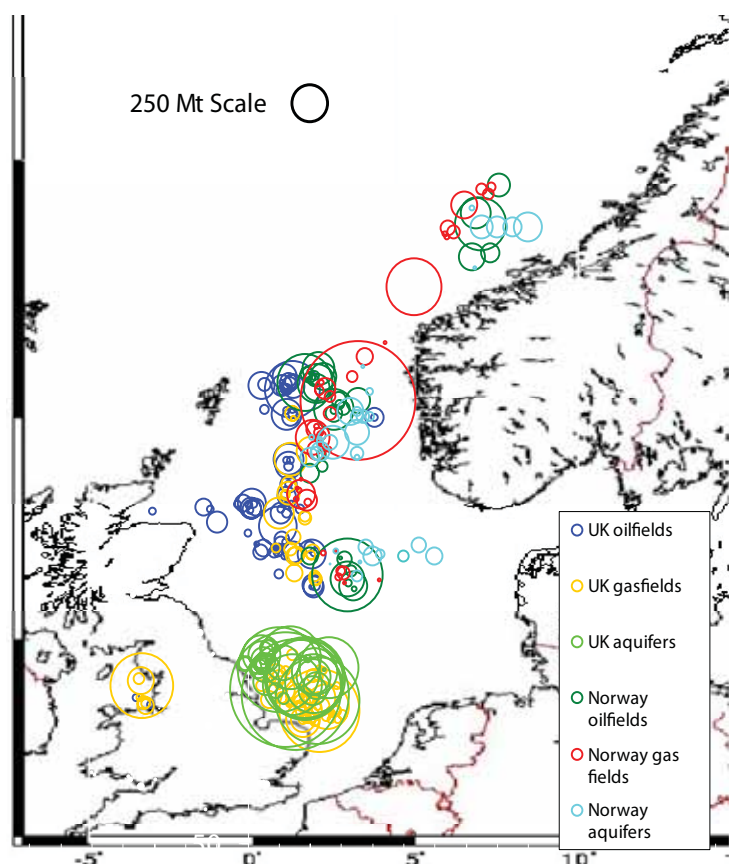
EU-kommisjonen la frem en energi- og klimapakke i 2007, hvor EUs 27 medlemsland vil kutte sine utslipp av CO₂ og andre klimagasser med 20 prosent innen 2020 i forhold til 1990-nivå. For å få til dette foreslår kommisjonen nettopp CO₂-deponering som et av hovedtiltakene. Deponering i Nordsjøen vil derfor ha stor betydning for at Europa skal nå sine utslippsmål.

I 2005 gikk myndighetene i Norge og Storbritannia sammen og dannet en egen gruppe som kartlegger og planlegger felles regelverk og prinsipper for regulering, transport og deponering av CO₂ i Nordsjøen, kalt «North Sea Basin Task Force». En rapport som var ferdig i november 2007, slo fast at – avhengig av hvor mye fossil energi som bygges ut, og hvor mange eksisterende kraftverk som får CO₂-fangst ettermontert – mellom 200 og 350 millioner tonn CO₂ årlig kan fanges i perioden 2030-2040 når infrastrukturen i Nordsjøen gradvis har blitt bygd ut. Det vil si at alle store punktutslipp på fastlandet i Storbritannia og Norge kan renses for CO₂, og at CO₂ fraktes til Nordsjøen for permanent lagring i akviferer eller olje og gassfelt (Element Energy et al 2007).

I 2005 var CO₂-utslippene fra stasjonære kilder i Storbritannia nærmere 270 millioner tonn, mens de samlede norske CO₂-utslippene var 43 millioner tonn, hvorav om lag 60 prosent kom fra stasjonære kilder. Lagringspotensialet i Nordsjøen er så stort at også andre land rundt havområdet kan bruke det som CO₂-lagringssted, og det kan romme framtidige utslipp i Norge og Storbritannia.

Den norske kontinentalsokkelen har gode forutsetninger for storskala CO₂-lagring. I november 2007 ble en oversikt over alternativer og kapasitet offentliggjort (Element Energy et al 2007). 42 gassfelt har potensial til å lagre 4400 millioner tonn, 36 oljefelt har kapasitet til å lagre 4768 millioner tonn, mens 33 akviferer representerer et potensial på 1681 millioner tonn.

Nye undersøkelser som kan avklare videre lagringskapasitet for en norsk-britisk infrastruktur bør foretas, men per i dag er det kartlagt 67 lagringssteder som hver kan romme minst 100 millioner tonn CO₂. Akviferer har det største lagringspotensialet, men er ikke like godt kartlagt med hensyn kapasitet som olje- og gassfelt.



Figur 32: Kapasiteten i Nordsjøen er den største i Europa (Grafikk: Element Energy).

I Norge og Storbritannia er det mest aktuelt med transport av CO₂ i rør ut i Nordsjøen til deponering i akviferer eller olje- og gassfelt. Erfaringen fra USA tilsier at det er trygt å transportere CO₂, men det har foreløpig ikke blitt installert rør offshore for CO₂-frakt. Dette skyldes i hovedsak mangel på etterspørsel heller enn tekniske barrierer. Kartlegginger har vist at 28 rørledninger på den britiske siden av Nordsjøen har kapasitet til å frakte mellom 10 og 50 millioner CO₂ årlig, men dersom man ønsker å benytte eksisterende infrastruktur, er det nødvendig å avklare hvordan dette skal foregå. På en rekke felt i Nordsjøen er produksjonen av olje og gass i sluttfasen, og det må derfor komme på plass en myndighetsbasert plan for hvordan potensialet skal utnyttes.

ZERO har i lang tid jobbet for realisering av CO₂-lagring i Nordsjøen. I notatet *En norsk-britisk infrastruktur for CO₂: klimaløsninger over landegrensene* fra 2007 presenterte vi tre utbyggingsfaser. Den første koblet Miller og Sleipner med et CO₂-rør (markert i rødt). Den andre fasen innebærer å deponere skotske utslippskilder og norske stasjonære utslipp langs den vestlandskysten i Nordsjøen. En tredje fase innebærer å knytte de store utslippskildene nord i England til CO₂-infrastrukturen, samt eventuelle nye utslippskilder i Norge. I hele denne perioden vil kompetansen fra Sleipner og den enorme deponeringskapasiteten i Utsira være nøkkelen.



Figur 33: ZEROs forslag til norsk-britisk infrastruktur, fase 3 (Grafikk: ZERO).

Lagring av CO₂

Når man har skilt ut CO₂ fra en utslippskilde og transportert den, er det siste steget å plassere den trygt under bakken. En felles utfordring for alle lagringsløsninger er derfor at man må være sikker på at CO₂ som pumpes ned, forblir isolert fra atmosfæren så lenge drivhuseffekten utgjør en trussel mot miljøet på jorden. Det betyr at man må finne de riktige geologiske formasjonene som kan overvåkes og kontrolleres i flere tusen år.

Det finnes store formasjoner som har lagret tilnærmet ren CO₂ i meget lang tid. Dette er termisk CO₂ fra jordens indre som har beveget seg utover i jordskorpen til den har møtt et tett berglag. Over lang tid har det bygd seg opp store naturlige CO₂-lagre. Mange geologiske formasjoner har vist seg tette nok til å holde på gasser i millioner av år. Det gjelder både fossile lagre av naturgass og olje, og naturlige kilder til CO₂. Mange gassfelt inneholder også store mengder CO₂ i tillegg til naturgass. Det finnes en rekke prosjekter hvor CO₂ hentes opp fra naturlige CO₂-lagre for å brukes som trykkstøtte til oljeproduksjon.

Når CO₂ skal pumpes ned i geologiske formasjoner som et klimatiltak, må det bare brukes lagringssteder som vil sikre at CO₂ lagres over en lang tidsperiode, slik at gassen ikke kommer tilbake til atmosfæren og bidrar til klimaendringer. Flere geologiske undersøkelser for mulige lager bør foretas, i tillegg til de områdene som allerede er kartlagt. Geologien i områder der det har vært petroleumsvirksomhet, er godt kartlagt og gir verdifull informasjon om mulige geologiske formasjoner som kan lagre CO₂ på en forsvarlig måte.

Lagringsalternativer

Det kartlegges og forskes i dag på ulike alternativer for CO₂-lagring.

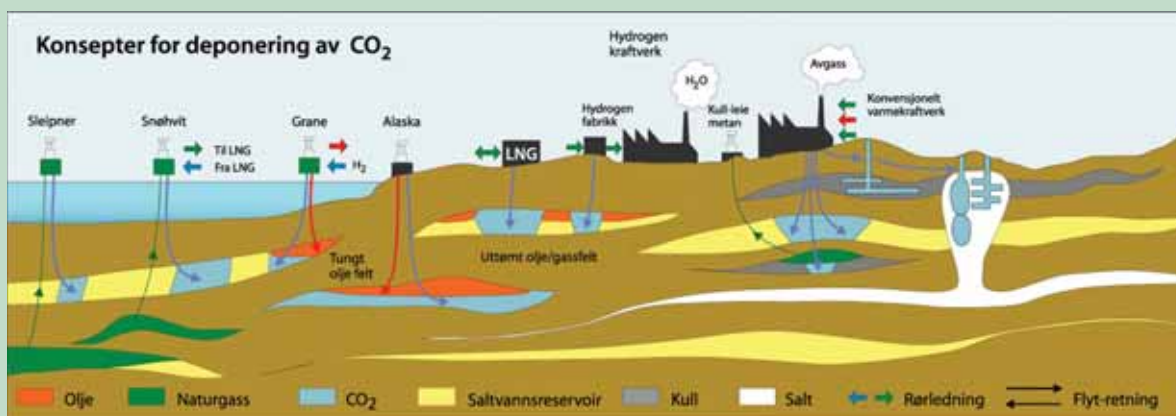
Lagring i akvifer: CO₂ kan lagres i geologiske, dyptliggende, saltvannholdige formasjoner med bergarter som er tilstrekkelig porøse og gjennomtrengelige slik at gassen lett kan pumpes inn. Den porøse bergarten må ligge under et dekke av tette bergarter for å hindre lekkasjer.

Lagring i olje- og gassreservoarer: Det kan lagres betydelige mengder CO₂ i olje- og gassfelt. Reservoarene består av porøse bergarter, der olje eller gass opprinnelig har fylt porene.

Binding i mineraler: CO₂ reagerer med noen mineraler som etter reaksjon danner karbonater, hvor CO₂ blir permanent bundet i fast materiale.

Lagring i kull: Kullårer – eller fløter – som er så dype eller så tynne at de ikke vil bli utvinnet kan egne seg som CO₂-lager.

Lagring i havet: Havet inneholder i dag mye karbon oppløst i vann. Det har derfor kapasitet til å ta opp store mengder CO₂.



Figur 34: Lagringsalternativer for CO₂ (Grafikk: GEUS).

Tidsperspektiv for lagring i geologiske formasjoner

De tre hovedtypene av geologiske formasjoner som kan lagre store mengder av CO₂, er vannførende geologiske formasjoner (akviferer), produserende og ikke-produserende petroleumsreservoarer og ikke utvinnbare kullformasjoner.

I IPCCs spesialrapport for CO₂-håndtering (2005) anslås det tekniske potensialet for lagring i ulike typer geologiske formasjoner til minst 2000 milliarder tonn CO₂, og IPCC mener at det reelle tallet kan være høyere. Akviferer som kan lagre CO₂, er å finne i alle deler av verden. (Siden de i liten grad har blitt kartlagt, har man ikke tilstrekkelig informasjon om eksakte lokasjoner). Men mangelfull kartlegging gir stort sprik i estimatene for global lagringskapasitet i akviferer. I de aller fleste tilfeller vil olje- og gassfelt være sikre og trygge fordi de har vist seg tette nok til å holde på olje- og gass i millioner av år, og fordi geologiske strukturer og fysiske egenskaper har blitt grundig undersøkt.

Tabell 4: Estimat for kapasitet ved ulike lagringsalternativer

Lagringstype	Global kapasitet, nedre anslag (Gt CO ₂)	Global kapasitet, øvre anslag (Gt CO ₂)
Olje og gassfelt	675*	900*
Dype saltvannholdige akviferer	1000	Usikkert, men mulig 10*4
Dype, ikke utvinnbare kullag	3-15	200

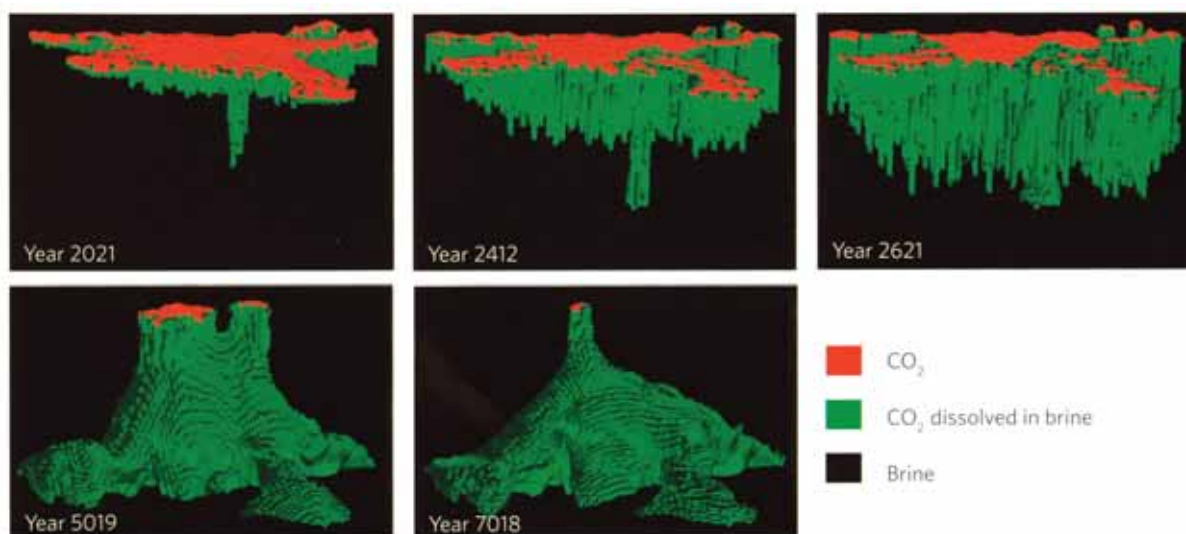
* Disse anslagene vil kunne øke med 25 prosent, dersom man inkluderer olje- og gassfelt som ikke er oppdaget ennå (Kilde: IPCC 2005b).

Eksempler

Sleipner og Utsira: Én million tonn årlig siden 1996

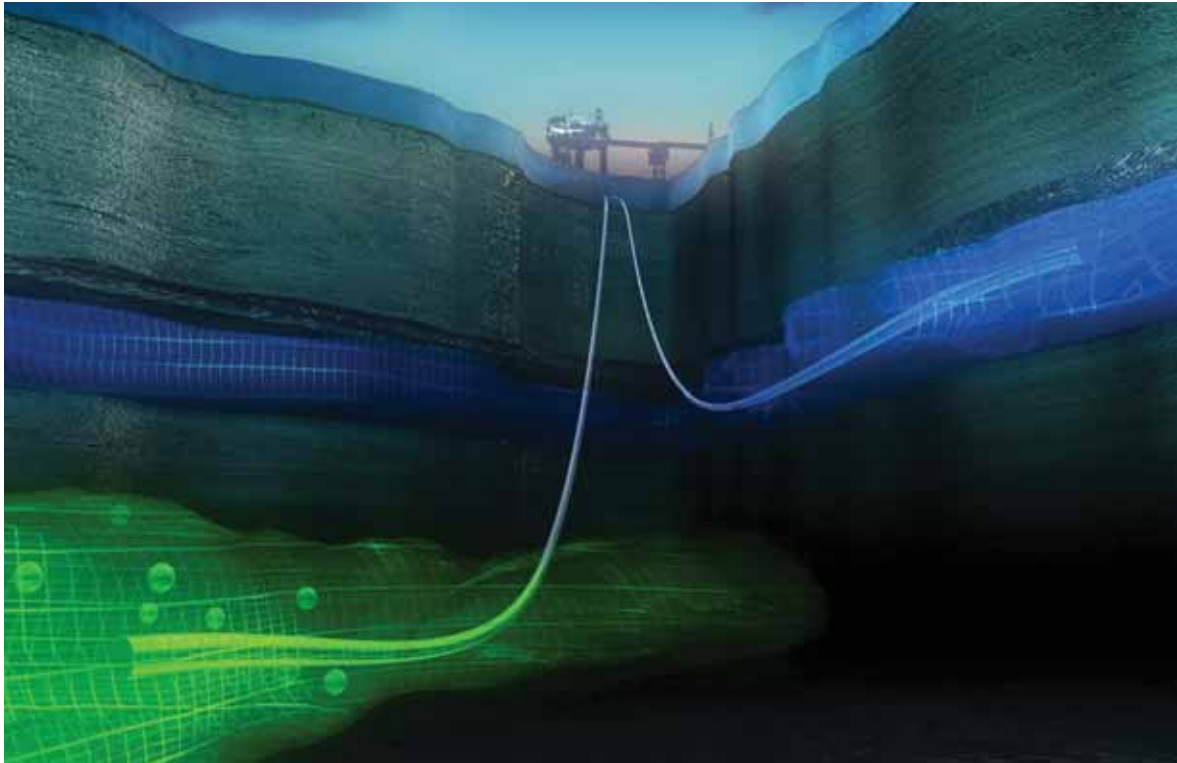
På Sleipner-plattformen i Nordsjøen pumpes CO₂ ned i en akvifer. Naturgassen som hentes opp, inneholder om lag 9 prosent CO₂; andelen må reduseres til 2,5 prosent for å tilfredsstille salgsgassspesifikasjonen. CO₂-separasjonen og lagringen ble satt i gang i 1996, og årlig har det blitt deponert ca 1 mill tonn CO₂.

Separert CO₂ blir deponert i Utsira-formasjonen, en vannførende akvifer som dekker et stort område i Nordsjøen. Det er gjennomført og pågår større forsknings- og overvåkingsprogram for å kartlegge CO₂-bevegelsene i reservoaret. Selve akviferen er en sone med porøs sandsten fylt med saltvann. På det meste er Utsira-formasjonen 50 kilometer bred, og den strekker seg over 500 kilometer i lengde. Over store deler av formasjonen er tykkelsen opptil 200 meter. Arealet er rundt 26.000 km².



Figur 35: Modellerende viser at fremtidig oppløsning av CO₂ i den saltvannsformasjonen Utsira. Fordi saltvannet som inneholder oppløst CO₂ er mer kompakt enn resten av vannet, vil det synke til bunnen av formasjonen (Grafikk: Lindeberg 2003).

Statoil bestemte seg for å sette i gang prosjektet da innføringen av en CO₂-avgift i Norge var på trappene (fra 1991). Avgiften var en viktig økonomisk motivasjon for Statoil til å gjennomføre injeksjon av CO₂ fremfor å slippe ut separert CO₂.



Figur 36: CO₂-lagring på Sleipner (Grafikk: StatoilHydro).

1,2 millioner tonn årlig i Algerie

In Salah er et stort gassfelt i Algerie hvor gassen inneholder rundt 10 prosent CO₂. CO₂ blir fjernet fra naturgassen, og separert CO₂ blir komprimert og sendt ned på ca 1800 meters dyp. Reservoaret som CO₂ lagres i, er det samme som gassen produseres fra, men CO₂ blir pumpet inn dypere, hvor reservoaret er fylt med vann. Hvert år fjernes 1,2 millioner tonn CO₂ fra naturgassen og pumpes ned. I løpet av feltets levetid regner man med at 20 millioner tonn CO₂ vil bli deponert. BP er operatør, og Statoil kjøpte 49 prosent av BPs andel i gassfeltet i 2003.



Figur 37: In Salah i Algerie (Foto: StatoilHydro).

Utslippsfare

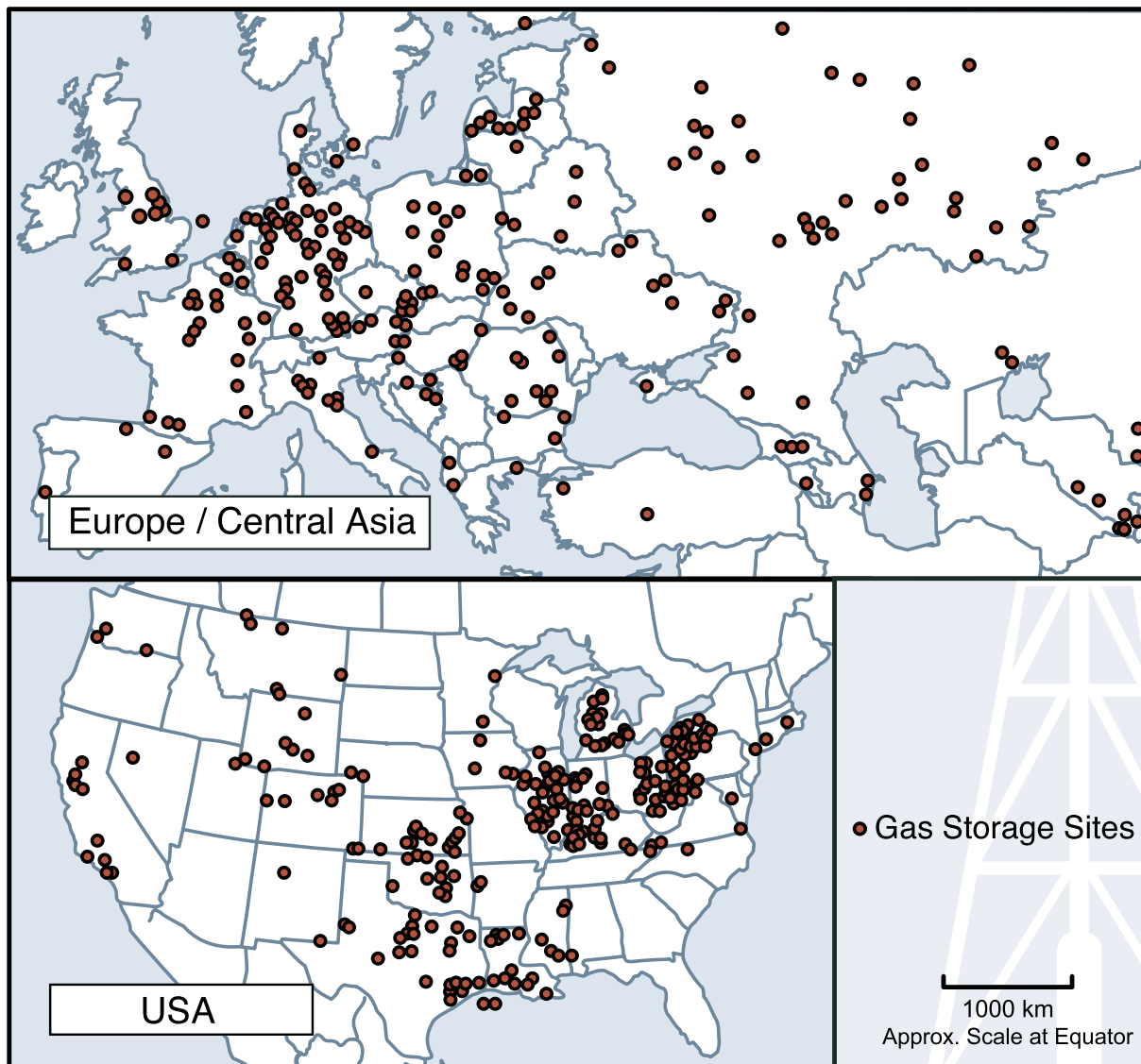
Flere forhold avgjør lagringssikkerheten i en geologisk formasjon. Årsakene til at CO₂ kan lekke fra et reservoar, kan deles i tre kategorier:

- Det kan skyldes det som kalles molekylær diffusjon. CO₂-molekyler beveger seg inn i berglaget over formasjonen.
- Det kan skyldes migrasjon. CO₂ beveger seg da i åpne sprekker eller porestrukturer i det geologiske berglaget som danner «skallet» til formasjonen.
- «Proppen» som er satt i borehullet er ikke helt tett.

Man kan aldri garantere at det ikke kan lekke CO₂ fra en geologisk formasjon. Dette gjelder også formasjoner som har lagret fossilgass i millioner av år.

Før en geologisk formasjon kan tas i bruk som deponi, må derfor det harde berglaget over, endene og sprekke-dannelser undersøkes nøye, slik at det kan dokumenteres at formasjonen vil kunne sørge for en tilstrekkelig lagringsperiode.

Det vitenskapelige arbeidet som er gjort på dette området, tilsier at et krav til oppholdstid for lagret CO₂ på gjennomsnittlig 10.000 år vil være tilstrekkelig.



Figur 38: Naturgasslagre i Europa, Sentral-Asia og USA (Grafikk: IPCC).

Lagring av naturgass



Figur 39: Naturgasslager under Berlin Olympiske Stadion. Det finnes mange naturgasslagre i befolkede områder. Et godt eksempel er gasslageret i Berlin, rett under byens olympiske stadion. Det finnes i dag 634 naturgasslagre i 25 land, hvor det totale volumet er 340 milliarder m³. Dette tilsvarer en lagerkapasitet på 270 milliarder tonn CO₂, som tilsier at denne formen for lagring av gass er relevant for håndtering av CO₂ (Grafikk: GASAG).

For lagringsalternativene som er aktuelle med dyptliggende geologiske formasjoner, er ikke katastrofescenarier reelle.

CO₂ er lagret i små porer i porøs stein over et større område i en akvifer. En svamp egner seg som bilde på hvordan et reservoar fungerer. For vann slipper ikke ut av en svamp, selv om det stikkes et hull i den. I en akvifer er «svampen» stein og har svært mange små porehull.

Fra en eventuell sprekk i et reservoar opp til overflaten er det langt, og ved lekkasjer fra formasjoner under havbunnen vil CO₂ bli løst opp i kontakt med vannet. CO₂ vil komme ut i atmosfæren etter mange år når vannet med økt CO₂-innhold er kommet til overflaten med vannstrømmer.

Faren for jordskjelv som kan medføre utslipp fra tette geologiske formasjoner, er svært liten i Norge. Et tankekors i denne sammenheng er at naturgass (metan) har 21 ganger sterkere klimaeffekt enn CO₂. Dersom man er bekymret for jordskjelv ut fra et klima- og lagringsperspektiv, vil det altså være en betydelig fordel om naturgassen er produsert og CO₂ lagret i stedet for metan. I andre, mer geologisk ustabile regioner kan faren for jordskjelv være avgjørende for at man ikke kan ta i bruk en ellers egnet deponeringsmulighet.

CO₂-konsentrasjoner over 20-30 prosent kan føre til død ved kvelning hos både mennesker og dyr. Dødsfall er kjent både fra industrielle utslipp av CO₂, og fra «naturlige» katastrofer. Et brått utslipp av CO₂ fra innsjøen Nyos i Kamerun i 1986 førte til at 1700 mennesker døde. Siden CO₂ er tyngre

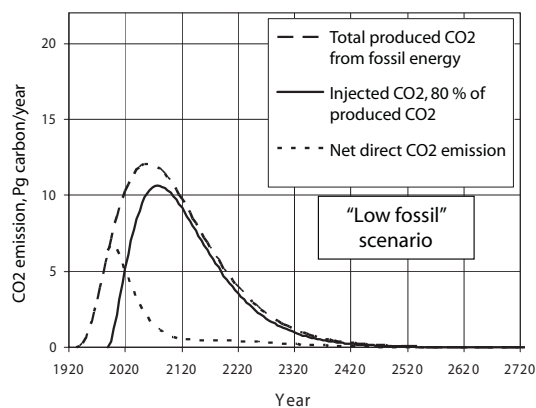
enn luft, betyr topografien rundt området hvor lekkasjen skjer, mer enn selve størrelsen på utslippet. I Njos hadde CO₂ fra naturlige kilder samlet seg under innsjøen, og i 1986 kom det et utbrudd av CO₂. Topografien rundt Njos førte til at CO₂-en fikk samle seg som en sky inne i dalen, i stedet for at den ble spredd over et større område. En slik katastrofe vil ikke skje med deponert CO₂ dersom den blir lagret i dyptliggende, sikre lagre. Deponering under havbunnen vil aldri kunne føre til en slik katastrofe for mennesker, men kan i spesielle tilfeller føre til konsekvenser for det marine liv på lik linje med deponering av CO₂ på store havdyp.

Krav til oppholdstid

ZERO mener det er nødvendig å stille krav til en lagringsperiode på ti tusen år for å sikre at lekkasjer ikke vil føre til betydelige fremtidige klimaendringer. I det store bildet er jorden i sin syklus egentlig på vei mot en ny istid, hvor – mot formodning – litt CO₂-lekkasje ikke vil skade.

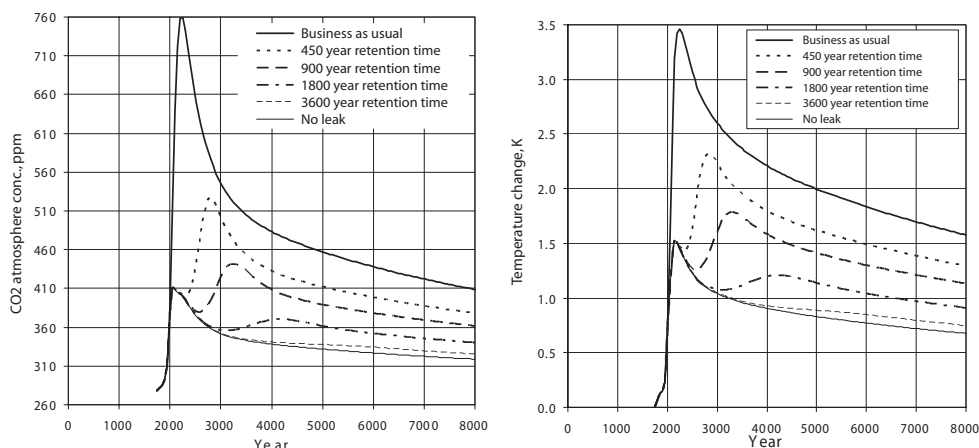
ZEROs utgangspunkt er Lindebergs (2003) simuleringer av fremtidige utslipp. Den anerkjente norske forskeren Erik Lindeberg har laget to scenarier, der enten samtlige eller halvparten av alle fossile energireserver blir brukt. Resultatene fra scenariet med bruk av halvparten er vist i grafene under. 80 prosent av CO₂-en blir deponert, mens 20 prosent er direkte utslipp.

Figuren nedenfor viser mengden CO₂ som dannes, andelen som lagres og mengden som slippes ut. Toppen i forbruket kommer i cirka år 2050, og det vil brukes fossil energi i 400 år framover i et gradvis redusert omfang.



Figur 40: Mengden CO₂ som dannes (halvparten) (Grafikk: Lindeberg).

CO₂-innholdet i atmosfæren som følge av dette er vist i figur 41, avhengig av lagringstiden til deponert CO₂. Hva det vil føre til av temperaturøkning, er vist i figur 42. Med oppholdstid menes den gjennomsnittlige tiden det vil ta for all lagret CO₂ å lekke ut til atmosfæren. De lagringstidene som brukes her, tilsvarer ikke lagringstiden i et faktisk reservoar, men er valgt for å si noe om hvor lang tid som er tilstrekkelig.



Figur 41 og 42: CO₂-innhold i atmosfæren og ditto temperaturøkning. For temperaturintervaller er 1K=1C. (Grafikk: Lindeberg).

Av grafene framgår det at dersom all CO₂ slippes ut i atmosfæren, vil dette føre til en dobling av CO₂-innholdet i atmosfæren fra dagens 380 til 760 ppm. Dette scenariet er vist på grafen med hel strek som «Business as usual». Tilsvarende temperaturøkning vil være på 3,5 grader. De naturlige CO₂-opptakmekanismene i naturen vil så gradvis redusere CO₂-innholdet i atmosfæren til omtrent dagens nivå innen om lag 6000 år. Disse mekanismene er opptak av CO₂ i biomasse og sjø og andre mekanismer med mye lenger tidskonstant, som utfelling i form av karbonater.

Med CO₂-lagring og ingen lekkasje vil CO₂-innholdet stige til cirka 410 ppm før det synker, slik den nederste grafen viser. Ved oppholdstid på lagringen på kun 450 år, viser modellen at CO₂-innholdet i atmosfæren vil gå noe ned, før så å øke sterkt om omtrent 500 år og føre til en temperaturstigning på omkring én grad. Dette er en forbedring framfor å ikke deponere, men en så betydelig framtidig klimaendring gjør så kort oppholdstid uakseptabel.

Oppholdstid på 3600 år er vist i den nederste stiplede grafen. Grafen viser at en slik oppholdstid ikke vil gi framtidig økning i CO₂-konsentrasjon eller temperatur. Lekkasjene fra deponiene vil da skje over så lang tid at de ikke vil medføre noen framtidig klimaendring.

For scenariet der all fossil energi brukes opp, er det gjort tilsvarende beregninger. Temperaturstigningen vil bli hele 6°C ved «Business at usual». Deponering av 80 prosent og oppholdstid på 3600 år vil først føre til en nedgang i temperaturen de neste 2000 årene, før en ny temperaturstigning på om lag 2 °C når mye av CO₂-en lekker ut. Med lagringstid på 7200 år vil dette redusere til under 1 °C over en periode på 5000 år.

At verdens land vil bruke opp all sin fossile energi, er det mest ekstreme CO₂-utslippsscenarioet. I simuleringen vil da forbruket nå en topp om 100 år og så synke gradvis fram til brenselet er brukt opp rundt år 2800 (med mesteparten brukt opp innen 2400). I dette ekstreme scenariet viser simuleringene at en gjennomsnittlig oppholdstid på 7200 vil gi forholdsvis lave framtidige klimapåvirkninger.

Med bruk av halvparten av de fossile energiresursene vil en oppholdstid på 3600 år være lang nok til å hindre framtidige klimaendringer.

Lagring i havet

Havet inneholder i dag store mengder karbon (løst i vannet), og har kapasitet til å binde opp store mengder CO₂. Havet utveksler CO₂ med atmosfæren, og en del av CO₂-en som er sluppet ut av mennesker til nå, er tatt opp av havet. Havets kapasitet til å ta opp CO₂ påvirkes av temperatur og sirkulasjon i havet, og ytterligere av menneskeskapte klimaendringer.

CO₂-lagring i havet innebærer at CO₂ pumpes ned med rørledning til dypt vann. En annen metode skissert for å gjennomføre CO₂-lagring på dypt vann er å utnytte naturlige havstrømmer som går ned i dypet. CO₂ vil da løse seg i havet på steder der havstrømmen videre kan ta med seg «opløst» CO₂ ned til svært dypt vann.

Studier og eksperimenter har blitt gjort i mindre målestokk i 25 år, men lagring av CO₂ i havet eller på havbunnen har ennå ikke blitt grundig testet. FNs klimapanel mener at teknologier må ytterligere utbedres og testes ut før havlagring kan vurderes som klimatiltak. Injeksjon av noen millioner tonn CO₂ vil gi regionale målbare endringer i havets kjemi, mens injeksjon av flere hundre millioner tonn vil gi målbare konsekvenser i alle verdenshav. Lagringstiden ved deponering av CO₂ i havet vil sannsynligvis bare være noen hundre år før CO₂ igjen kommer til de øvre lagene av havet og frigjøres i utveksling med atmosfæren. Dette vil være for kort lagringstid, og lagring av CO₂ i havet kan ikke anses som sikker langtidslagring av CO₂.

CO₂ for økt utvinningsgrad

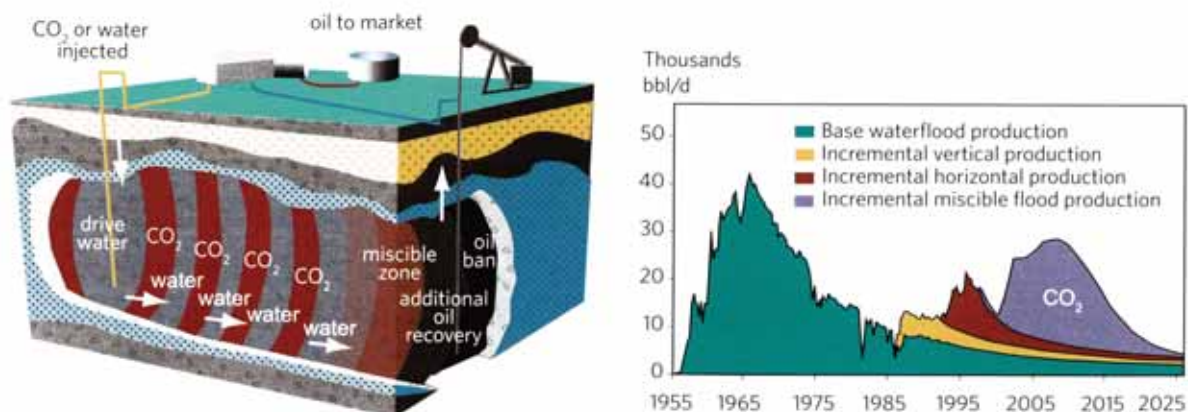
Å pumpe ned CO₂ i oljefelt er en av flere metoder som benyttes som trykkstøtte for å presse ut mer olje.

Det faglige begrepet som brukes om oljeindustriens metoder for å redusere restoljemetningen i reservoar, er Enhanced Oil Recovery, som forkortes til EOR. Det refereres til tre produksjonsfaser ved oljeutvinning.

I den første fasen gjør et naturlig trykk, kombinert med ulike løfteteknikker (som bruk av pumper), at oljen lett kommer til overflaten. I denne fasen utvinnes mellom 5 og 40 prosent, hvor gjennomsnittet ligger på rundt 10 prosent av feltets totale mengde med olje.

Fase to innebærer å injisere vann eller naturgass (i reservoaret) som øker utvinningsprosenten med ytterligere 10 til 20 prosent.

I en tredje fase kan man velge å pumpe ned CO₂ for å få presset ut mer olje (i enkelttilfeller kan dette også være aktuelt fra start). Hvor mye olje det er mulig å få opp, varierer etter lokale forhold, men Freund og Kaarstad (2007) anslår at det kan dreie seg om cirka 10 prosent. Andre metoder som brukes i den siste fasen, er å injisere termiske (varme) væsker med tykkere konsistens (viskositet), nitrogen, eller kjemiske stoffer med langkjedede molekyler som øker effektiviteten til vanninjeksjonen (Energidepartementet, USA).³



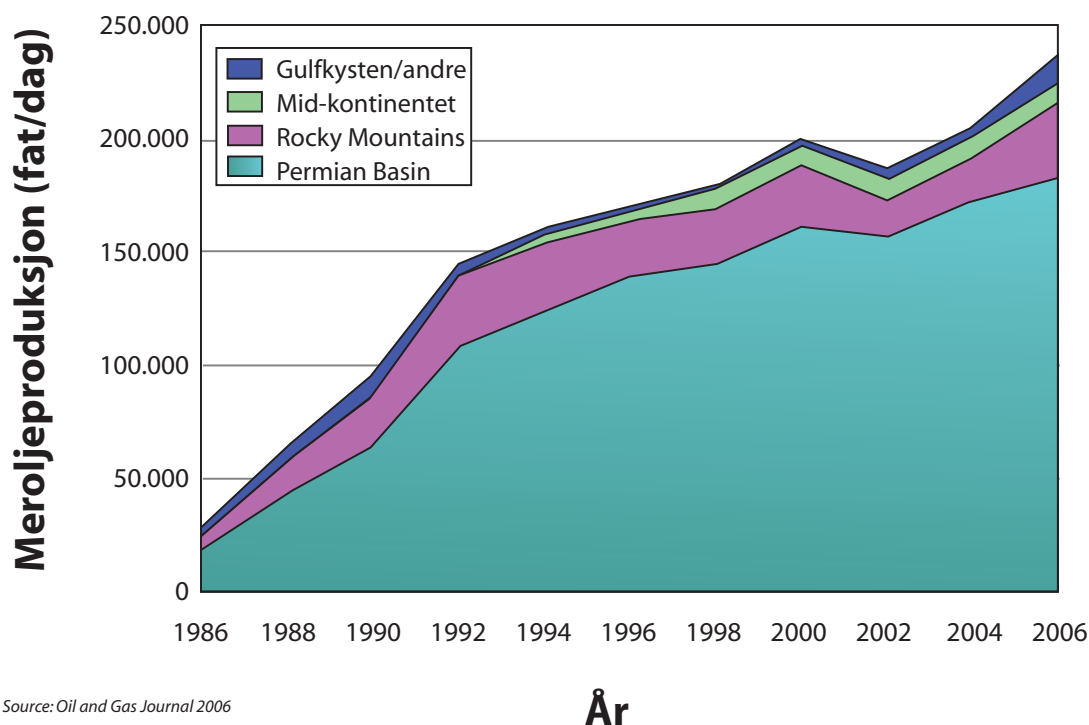
Figur 43: CO₂ kan brukes som trykkstøtte på oljefelt. CO₂ pumpes vanligvis ned i reservoaret i en måned, deretter injiseres vann i en måned, i en syklus. Grafen viser hvordan oljeproduksjonen på Weyburn har økt, og vil øke fram til 2025 (Grafikk: Kårstad & Freund 2007).

CO₂ er brukt til meroljeutvinning i USA i flere tiår

I USA injiseres 30 millioner tonn CO₂ årlig i 82 meroljeprosjekter. Det eksisterer 3100 kilometer med rørledninger for transport av CO₂, med en total kapasitet på om lag 50 millioner tonn CO₂ per år. Opprinnelig ble det brukt CO₂ separert fra industriprosesser, men slike kilder har i stor grad blitt utkonkurrert av rimeligere CO₂ fra naturlige CO₂-reservoarer i geologiske formasjoner. Bare 10 prosent av CO₂ som brukes til å øke oljeutvinningen i dag, kommer fra industrielle kilder.

I disse prosjektene har motivasjonen for å pumpe ned CO₂ i reservoarene kun vært økt oljeutvinning – ikke lagring av CO₂ som et klimatiltak. Med unntak av prosjektet Weyburn i Canada er det derfor ikke kjent hvor god lagringssikkerheten er for CO₂ i de nordamerikanske reservoarene. I Vest-Canada injiseres CO₂ i 44 større og mindre brønner (IPCC 2005b).

3. Energidepartementet i USA sin nettbaserte faktabase, artikkel *Enhanced oil recovery/CO₂injection*



Source: Oil and Gas Journal 2006

Figur 44: Vekst i CO₂-basert meroljeproduksjon i USA (Grafikk: Advanced Resources International).

Weyburn & Great Plains Synfuels Plant

Oljefeltet Weyburn ligger i Canada like ved grensen til USA. I oktober 2000 begynte EnCana å injisere CO₂ i feltet for å øke oljeproduksjonen. CO₂ blir fraktet til Weyburn i en 325 kilometer lang rørledning fra Dakota Gasification Companys kullgassifiseringsanlegg i Nord-Dakota. 20 millioner tonn CO₂ skal deponeres, og feltets levetid forventes å forlenges med 25 år som en direkte følge av CO₂-injeksjon.

De geologiske forholdene omkring Weyburn er gunstige for langsiktig lagring av CO₂. Petroleum Technology Research Center (PTRC) har sammen med operatøren EnCana gjennomført en fire år lang tverrfaglig undersøkelse. International Energy Agency Greenhouse Gas (IEA GHG) sitt forsknings- og utviklingsprogram har vært oppdragsgiver for undersøkelsen. Det er gjort seismiske undersøkelser som viser CO₂-spredningen innenfor de geologiske formasjonene, og det ble utviklet en modell for å forutsi lagringskapasitet i reservoaret. Det ble gjort en risikovurdering som konkluderte at mesteparten av injisert CO₂ vil bli værende i reservoaret i minst 5000 år etter at prosjektet er avsluttet, hvor CO₂ ikke kommer til å nå fram til vann eller atmosfære nær overflaten.

Great Plains Synfuels Plant (GPSP) produserer syntesegass fra brunkull, som blir videreforedlet til en rekke produkter, blant annet naturgass, metanol og gjødselprodukter. Dette er et kommersielt prosjekt hvor selskapet skiller ut og selger CO₂. CO₂ må separeres ut i industriprosessen, og det er derfor ikke installert eget CO₂-fangstanlegg. Anlegget kom i drift i 1984, og forbruker mer enn seks millioner tonn kull årlig. Anlegget er verdens første gassifiseringsanlegg som kommersielt bruker CO₂ for meroljeproduksjon. Deler av produsert CO₂ blir eksportert til Weyburn og injisert i oljefeltet for meroljeproduksjon, mens deler blir fortsatt sluppet ut ved anlegget.

CO₂-deponering i USA

USA testet for første gang CO₂-deponering for økt oljeutvinning i Scurry County, Texas i 1972. Siden har de lyktes i stor utstrekning i en rekke prosjekter i Texas og New Mexico, samt i mindre prosjekter i Kansas, Mississippi, Wyoming, Oklahoma, Colorado, Utah, Montana, Alaska, og Pennsylvania.

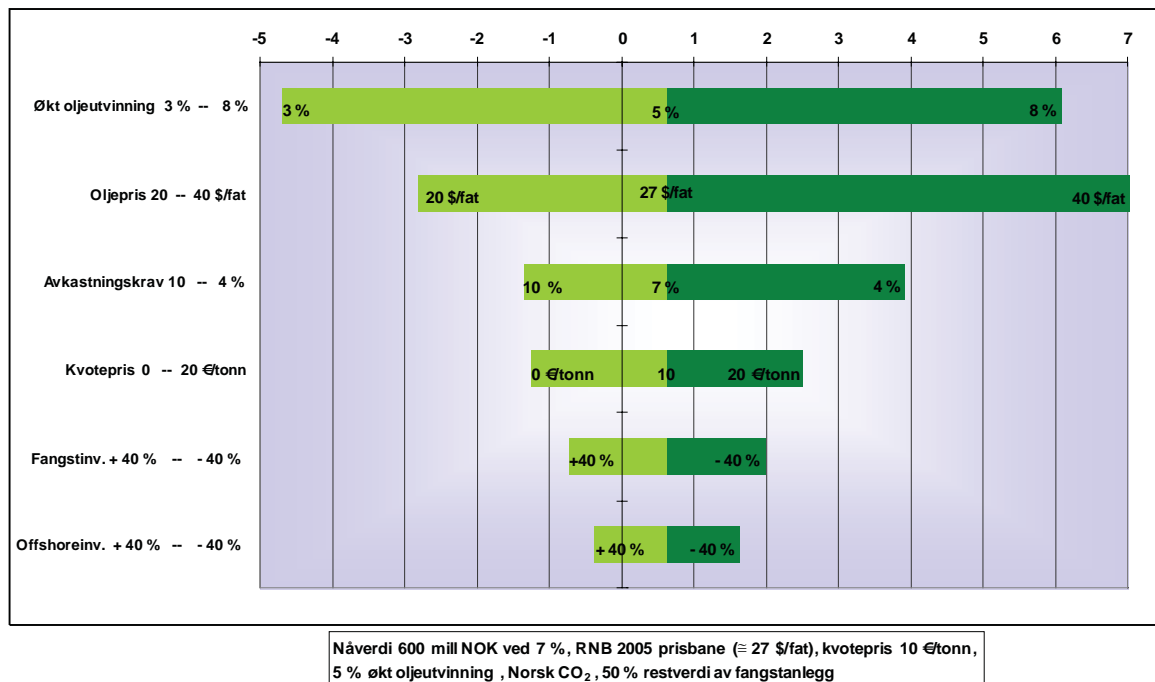
Norge

Det er et stort potensial for meroljeproduksjon ved bruk av CO₂ på norsk sokkel. I dag brukes store mengder sjøvann og naturgass som trykkstøtte for økt oljeproduksjon på norsk sokkel. Bruken av naturgass til dette formålet vil variere mellom 34 til 38 milliarder Sm³ årlig fram til og med 2012 (OD, NVE, Ptil & SFT 2008), og norsk oljevirkosomhet er i dag den største brukeren av norsk gass.

Oljedirektoratet (OD) anslo i 2005 (Oljedirektoratet 2005) et teknisk potensial for meroljeproduksjon på mellom 150 og 300 millioner Sm³ olje ved bruk av CO₂ i 20 oljefelt på norsk sokkel. Kostnadsberegninger utført av OD har vist gunstige tall for bruk av CO₂ som trykkstøtte. Med en oljepris på ca 27 dollar fatet var verdien av bruk av CO₂ i Gullfaks (5 millioner tonn årlig), stor nok til å dekke alle kostnader ved fangstanlegg, transport og bruk av CO₂.

Med en oljepris på 40 dollar fatet var nåverdien på 7 mrd. kroner. Se diagram under, som viser forholdet mellom CO₂-injiserings og meroljeutvinning for Gullfaks-feltet. Ettersom Statoil den gang opererte med et lavere oljepriskriterium for sine investeringer, ble CO₂-injiserings ikke gjennomført på Gullfaks.

Nåverdi sensitivitet Gullfaks CO₂ eksempel 1



Figur 45: Tornadodiagram. CO₂-fangst og injeksjon i Gullfaksfeltet for EOR (meroljeutvinning). Nåverdi 600 mill NOK ved 5 prosent ekstra oljeutvinning (av STIIP), 7 prosent avkastning, 27 \$/fat, kvotepris 10€/tonn CO₂ og 50 prosent restverdi av fangstanlegg (Grafikk: Oljedirektoratet).

Oljeproduksjonen på mange norske oljefelt vil i løpet av de nærmeste årene synke. Oljeselskapene jobber med å øke oljeutvinningen med andre metoder enn bruk av CO₂, som ved nye subsea-installasjoner. Slike metoder konkurrerer med bruk av CO₂, som gjør at oljeselskapene på norsk sokkel nå ikke har planer om å gjennomføre noen prosjekter med injeksjon av CO₂, fordi de kan få opp ekstra olje til lavere kostnad enn ved bruk av CO₂.

Gassco fikk i oppdrag av Olje og Energidepartementet (OED) å lede en prosess med å se nærmere på potensialet for CO₂ til EOR i 2006. Resultatet fra dette arbeidet viste et noe høyere prisnivå og at oljeprisen måtte over 35\$/fat, som selskapene brukte som oljeprisanslag for å få bedriftsøkonomisk lønnsomhet i en slik CO₂-verdikjede.

Utslippsregnskap ved bruk av CO₂ til EOR

For at bruk av CO₂ skal kunne betraktes som et klimatiltak, må tre forhold tas i betraktning.

I) Hvor mye CO₂ blir fanget og lagret, og hvor mye CO₂ blir sluppet ut ved forbrenning av den ekstra oljen?

For det første vil regnestykket avhenge av hvor god oljerespensen er ved CO₂-injeksjon. CO₂ kan økt utvinningsgraden for et felt på norsk sokkel med for eksempel 3–8 prosent av de gjenværende reservene (som på Gullfaks).

For det andre vil CO₂ altså hovedsakelig benyttes i senfasen av et oljefelt. Det vil ofte kunne drives ti år med meroljeutvinning før oljeproduksjonen stenges ned. Bruk av CO₂ vil da ha bidratt til å finansiere renseanlegg og infrastruktur for CO₂ fra for eksempel et kraftverk som har mye lenger levetid. CO₂ vil derfor fanges, transporteres og lagres i stor skala og i lang tid *etter at meroljeutvinningen* har opphørt. Dette må tas med i beregningen.

For det tredje vil fangsten av CO₂ dimensjoneres for hva som optimalt (økonomisk) trengs for å få en god oljerespens, som vil utgjøre en topp, mens behovet etter hvert er synkende ettersom en del CO₂ kommer opp igjen med petroleumsstrømmen og resirkuleres på feltet. Fangsten vil derimot fortsatt foregå for fullt og den ekstra fangede CO₂ vil injiseres uten meroljegevinst.

Konseptstudier fra SINTEF viser at det vil blir lagret mer CO₂ enn det som vil bli sluppet ut ved forbrenning av den ekstra oljen.

II) Alternativ olje uten CO₂-fangst.

En viktig årsak til at fangst og bruk av CO₂ til meroljeutvinning ikke har blitt gjennomført i større omfang tidligere, skyldes at man har benyttet rimeligere CO₂ fra naturlige kilder, og at det har vært mer lønnsomt for oljeselskapene å investere i andre oljeprosjekter. Dersom det ikke investeres i fangst og bruk av CO₂, vil oljeselskapene i hovedsak investere i annen fossil produksjon uten CO₂-fangst. Dette må tas i betraktning når man vurderer tiltaket. Fangst og bruk av CO₂ for å få ut den siste oljen i eksisterende felt er blitt brukt som argument mot nye oljeutbygginger, fordi man bør «spise opp desserten sin» før man ber om mer.

III) Oppbygging av fangstkapasitet og infrastruktur.

I dag er CO₂-fangst og -deponering i sin spede begynnelse og det vil være meget kapitalkrevende å bygge opp den nødvendige fangstkapasiteten og infrastrukturen. Bruk av CO₂ kan bidra til å få bygd noen av de første anleggene og etablere infrastruktur. Dette vil utgjøre et nyttig bidrag til å skalere opp teknologien, slik at CO₂-fangst og -lagring etter hvert kan få bred utnyttelse. Tatt i betraktning volumene som må fjernes internasjonalt, vil ren lagring uansett måtte utgjøre det alt vesentlige av CO₂-injeksjonen, men alle bidrag til fødselshjelp i en tidlig fase vil være nyttig.

Det bør også bemerkes at ekstra olje også kan «renses» ved at man produserer hydrogen, med CO₂-lagring, jamfør omtalen av Mongstad under kapittelet om etter-rensing, og omtalen av CO₂-separasjon før forbrenning. På sikt vil altså fangst og bruk av CO₂ kunne foregå i et lukket kretslop tilnærmet uten utslipp.

Lagring i mineraler

CO₂ kan bindes og langtidslagres i mineraler. CO₂ blir da en del av et fast stoff som kan lagres for eksempel i nedlagte gruver. Volumene som trengs både av mineraler og avfallet for lagring blir så stort at dette er en lagringsmåte som bare vil være aktuelt for noen anlegg, og ikke for alle store CO₂-utslippskilder i verden.

Det finnes noen slike prosesser som kan samtidig med CO₂-lagring kan lage produkter som er

industriell og økonomisk interessante. Et slikt mineral er olivin, som har industrielt potensial til å lagre flere millioner tonn CO₂, ved produksjon av silika og lagring som magnesitt.

IFE leder et forskningsprosjekt på dette, kalt *From waste to value; new industrial processes for mineral dressing by use of CO₂*.

Ved å reagere olivin med CO₂ fås produktene magnesitt (MgCO₃) og silika (SiO₂). Spesielt silika er et interessant produkt i et voksende marked, og avhengig av kvaliteten på produktet er det et stort potensial med hensyn til pris. I tillegg til olivin er det spesielt også titanholdige bergarter som inneholder rutil og ilmenitt interessante for reaksjon med CO₂.

Reaksjonene som undersøkes i laboratoriet skjer i naturen, men over meget lang tid. Utfordringen er derfor å få reaksjonene utviklet til økonomisk interessante, industrielle prosesser.

Vedlegg

Hva er et gasskraftverk?

Hjertet i gasskraftverket er en gassturbin. Gassen forbrennes under høyt trykk. Avgassene fra forbrenningen driver turbinen, en propellignende innretning, som settes i rotasjon og gir kraft til en elektrisk generator. Den store fordelen ved gassturbiner framfor annen termisk (forbrenning) kraftproduksjon, er at den er en svært kompakt enhet som produserer mye energi per volum og vekt.

Enkle gassturbiner blir ofte brukt til å generere elektrisk kraft på installasjoner som ikke er knyttet til strømmettet, som mange av plattformene på norsk sokkel. Når avgassen forlater gassturbinen, er den fortsatt meget varm, og hvis den ikke utnyttes, går betydelige mengder av energi i brenslet tapt gjennom såkalt spillvarme.

I gjennomsnitt var den effektive virkningsgraden ved energianleggene i olje- og gassproduksjonen offshore 34,5 prosent, mens den gjennomsnittlige elektriske/mekaniske kun er 31,4 prosent (Einang 2006). CO₂-utslippene fra gassturbine offshore stod i 2006 for 29 prosent av Norges CO₂-utslipp.

Store kombinerte gasskraftverk bruker spesiellagede gassturbiner med mye større kapasitet og utforming. Også her følger en hel del av energien den varme eksosen ut av turbinen. Men i et moderne gasskraftverk gjenvinnes mest mulig av denne varmen i en dampturbin.

Vann kokes opp i store kjeler ved hjelp av varm eksos fra gassturbinen. Dampen brukes til å sette en dampturbin i rotasjon, og denne rotasjonen setter den elektriske generatoren i sving. I varmekraftverk fyrt med kull eller kjernefysiske reaksjoner er det bare dampturbiner som driver generatoren. Kombinasjonen av gass og dampturbiner bedrer virkningsgraden, men fortsatt vil varme gå til spille.

I noen kraftverk klarer man å utnytte varmen til andre industriprosesser – oppvarming av bygninger eller andre formål – noe som ytterligere øker energiutnyttelsen; dette betegnes som virkningsgraden. For å få best mulig virkningsgrad og lavest mulig utslipp prøver turbinprodusenter og forskere å finne nye materialer og metoder som skal tåle høye temperaturer og høyt trykk, og dermed sikre mest mulig effektiv drift (Tjernshaugen 2007).

Nøkkeltall for standard gasskraftverk

Standardstørrelse for et stort gasskraftverk er nå ca 420–430 MW (en såkalt gasskraft-«blokk»). Med maksimal produksjon av strøm vil et slikt anlegg levere ca 3,5 terrawattimer (TWh) energi per år. Prisen på strømmen fra kraftverket er i stor grad avhengig av gassprisen, som har steget mye de siste årene.

Utslippene fra et slikt kraftverk vil være ca 1,3 million tonn CO₂/år, tilsvarende ca 2 prosent av Norges totale klimagassutslipp. Nye store kombinerte anlegg kan ha virkningsgrad opp mot 60 prosent. Mindre anlegg og anlegg som bare skal brukes til å produsere strøm i de periodene det er størst behov, kan ha langt lavere virkningsgrad.

Et gasskraftverk kan også levere varme til industriprosesser, fjernvarme m.m., i tillegg til strøm. Da kalles det for kraftvarmeverk («Combined Heat and Power», CHP, eller «Cogeneration»). Typisk størrelse på anlegg som brukes til slik samproduksjon, er liten (10–50 MW) og mellomstor (50–150MW). Også større kraftverk brukes for fjernvarme i mange land.

Ved levering av varme ved høy temperatur vil produksjonen av elektrisitet synke noe, men total utnyttelse av energien øke. Totalvirkningsgrad for et CHP-anlegg kan komme opp mot 90 prosent hvis det er en varmemottaker som har bruk for like mye varme hele året og anlegget er dimensjonert etter varmebehovet.

Slik fungerer et gasskraftverk

Et kombinert gasskraftverk består hovedsakelig av gassturbin, dampturbin og dampkjel. Luft suges inn i kompressoren og trykket øker før brennkammeret. Naturgass brennes med komprimert luft til så høy temperatur som mulig. Maksimaltemperaturen begrenses av materialene og kjølesystemet i turbinen, og er for de største gassturbinene nå opp mot 1500 °C. Etter brennkammeret ekspanderer den varme røykgassen gjennom en turbin.

Røykgassen vil vanligvis holde en temperatur på ca 450-650 °C når den kommer ut fra gassturbinen. Energien i denne kan utnyttes videre i en kombinert prosess for å produsere damp til en dampturbin.

I dampturbinprosessen omdannes ca 30-40 prosent av varmen i eksosen til arbeid (strøm), og øker totalvirkningsgraden for et gasskraftverk med ca 20 prosentpoeng.

Omtrent 33 prosent av energien som tilføres som brensel til kraftverket, forsvinner ut fra kondenseringssprosessen som kjølevann med lav temperatur.

Gasskraft øker i utbredelse

I følge analyser utført av Det internasjonale energibyrået (IEA 2007) vil etterspørselen etter gass øke med rundt 2,1 prosent årlig frem mot 2030. Halvparten av denne økningen vil være i form av nye gasskraftverk. I mange områder i verden er gasskraftverk foretrukket på grunn av økonomiske og miljømessige årsaker, samtidig som de er effektive til å konvertere primærenergi til elektrisitet. Sammenlignet med kull- og atomkraftverk er de også relativt billige å bygge. Ifølge IEA prognose vil fossile kraftkilder stå for 82 prosent av verdens energietterspørsel i 2030, der gass utgjør 22 prosent av den totale etterspørselen.

Det er generelt antatt at det er rimeligere å rense kull per tonn CO₂, enn fra gasskraftverk, men ikke nødvendigvis per kWh. Økonomiske betraktninger ved CO₂-fangst og lagring vil, som nevnt innledningsvis, være gjenstand for senere publikasjoner. Kostnadene for fangst og lagring vil først og fremst være avhengig av prisen på kull og gass (og olje og biomasse der det skulle være aktuelt), prisen på utstyr (stål, pumper, vifter og kompressor etc), injeksjonsbrønn, arbeidskraft, tomt og integrasjon med utslippskilden.

Forholdet mellom kull og gass vil, for utenom de varierende prisene, avhenge av noen fysiske forutsetninger og medføre noen fysiske resultater, det kan være verdt å merke seg:

Siden CO₂-innholdet i røykgassen fra kullkraftverk inneholder større mengder CO₂, enn fra et gasskraftverk, vil man i et aminanlegg kunne fange mer CO₂ i absorpsjonstårnet. De økte CO₂-mengdene vil imidlertid kreve større kapasitet for å frigjøre CO₂ fra kjemikalie (strippetårn). Når et kullkraftverk produserer omlag dobbelt så mye CO₂ per kWh, som fra et gasskraftverk, vil man altså måtte fange dobbelt så mye CO₂ per kWh, og dobbelt så mye CO₂ må videre komprimeres, transporteres, injiseres og lagres.

Ut ifra et ønske om å produsere mest mulig ren energi er det verdt å merke seg at hvis man bygger kullkraftverk med CO₂-fangst og fyller opp transportinfrastrukturen med CO₂ fra kull, vil man bare få produsert halvparten så mye ren energi, enn om man hadde benyttet gass. Siden man ofte vil operere med en rensegrad på 80-90 prosent vil man ha et restutslipp fra et kullkraftverk, som også vil være dobbelt så høyt per kWh, enn fra et gasskraftverk med rensing.

Dette er relevant for diskusjonen om rensning av kull kontra gass, men i klimasammenheng må vi nå rense alle utslippskilder raskest mulig, og hovedteknologiene er anvendbare for alle brenslene, så dette kunstige og oppkonstruerte motsetningsforholdet må avvises.

Kilder

Apollon 4/2005

Bolland m.fl. (2002) *Gasskraftverk med CO₂-håndtering. Studie av alternative teknologier*, Sintef Energiforskning TR A5693

Cicerone 1/2003

Cicerone 6/2005

Einang, G. (2006) *Olje- og gassproduksjon til havs – energibruk og effektivitet*, Masteroppgave, Universitetet i Stavanger

Element Energy, Pöyry Energy & British Geological Survey (2007) *Development of a CO₂ transport and storage network in the North Sea*, Rapport laget for Department for Business, Enterprise and Regulatory Reform: London

European Commission Directorate General Joint Research Centre Rapport EUR 32895, *Enhanced Oil Recovery using Carbon Dioxide in the European Energy System*, Institute for Energy, Petten, Netherlands

Freund, P & Kaarstad, O. (2007) *Keeping the lights on*, Universitetsforlaget, Oslo

Holt, T. & Lindeberg, E. (1988) *Miljøvennlig gasskraft kombinert med økt oljeutvinning - En forstudie*, Sintef-rapport

Hustad, C.W. and Austell, J.M. (2003) *Mechanisms and incentives to promote the use and storage of CO₂ in the North Sea*, Memo, CO₂ Norway, Kongsberg.

IEA (2006) John Gale GHGT 6, presentasjon

IEA (2006b) *World energy outlook 2006*, International Energy Agency, OECD Publication Service, OECD, Paris

IEA (2007) *World energy outlook 2007*, International Energy Agency, OECD Publication Service, OECD, Paris

IPCC (2005a) Summary for Policymakers. IPCC Special Report. *Carbon Dioxide Capture and Storage*. A Special Report of Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change

IPCC (2005b) IPCC Special Report. *Carbon Dioxide Capture and Storage*. A Special Report of Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change

IPCC (2007a)- Working Group III contribution to the Intergovernmental Panel on Climate Change Fourth Assessment Report Climate Change 2007: *Mitigation of Climate Change* Summary for policymakers

IPCC (2007b) – *Technical summary*

IPCC (2007c) – *Energy Supply*

IPCC (2007d) Summary for Policymakers. In: *Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [Solomon, S., D. Qin, M. Manning, Z. Chen, M. Marquis, K.B. Averyt, M. Tignor and H.L. Miller (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA

IPCC (2007e) *Climate Change 2007: Impacts, Adaptation and Vulnerability* Working Group II Contribution to the Intergovernmental Panel on Climate Change Fourth Assessment Report Summary for Policymakers

Kristoffersen, B. & Palm, T. (2006) *En norsk-britisk infrastruktur for CO₂*, ZERO-rapport: Oslo

Lindeberg, E. (2002) *The quality of a CO₂ repository: What is the sufficient retention time of CO₂ stored underground*, Article presented at the GHGT-6 (Sixth International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies), Kyoto, October 2002.

Lindeberg, E. (2003) *the quality of a CO₂ repository: what is the sufficient retention time of CO₂ stored underground?* SINTEF Petroleum Research, Trondheim

NOU 2006: 18. *Et klimavennlig Norge*

NOU 2004: 11. *Hydrogen som fremtidens energibærer*

Oljedirektoratet (2005) *CO₂ for økt oljeutvinning på norsk kontinentalsokkel – en mulighetsstudie*

Oljedirektoratet, Norges vassdrags- og energidirektorat, Petroleumstilsynet & Statens forurensingstilsyn (2008) *Kraft fra land til norsk sokkel*

Palm, T., Buch, C., Kruse, B., & Saunar, E. (1999) *Grønn kraft og varme*, Bellona Rapport 3

Palm, T. (2007) *Et krafttak fra land*, ZERO-rapport: Oslo

Statoil magasin, Tema CO₂, august 2007

Stern, N. (2006) *Stern Review on the Economics of Climate Change*, Cabinet Office - HM Treasury: London

Tjernshaugen, A. (2007) *20 års klimakamp*. Pax, Oslo

www.zero.no

ZERO