



Olje- og energidepartementet  
Postboks 8148 Dep  
0033 Oslo

31. januar 2007

## **Innspill i lys av NVE-rapporten og veien videre for regjeringens arbeid med fullskala rensing på Kårstø**

ZERO har sammen med andre miljøvernorganisasjoner kommet med et felles innspill for veien videre for å realisere regjeringens vedtatte mål om fullskala rensing på Kårstø så raskt som mulig. Våre hovedinnspill og anbefalinger er oppsummert i brevet fra miljøorganisasjonene og kan oppsummeres slik:

- 1. Fullskala rensing på Kårstø må gjennomføres så raskt som mulig**
- 2. Staten bør gi støtte til pilot-anlegg for Just Catch**
- 3. Vi har ingen tid å miste – sett i gang arbeidet nå!**

### **Regjeringen må derfor:**

- Umiddelbart mobilisere et profesjonelt prosjektteam.
- Opprette en juridisk ansvarlig enhet for gjennomføringen av fullskala rensing.
- I Statsbudsjettet for 2008 må det settes av tilstrekkelige midler
- Gi støtte til et pilotanlegg for Just Catch. Dette må imidlertid ikke forsinke bygging av fullskala fangstanlegg.

Vi har i tillegg en del mer detaljerte innspill i forbindelse med konklusjonene i NVE-rapporten, om Akers forslag til pilotanlegg og dessuten forsinkelse av fullskala rensing. Disse innspillene kommer i dette brevet.

Innspillene er gitt for å bidra til å få til en rask videreføring av prosessen med bygging av fullskala rensianlegg på Kårstø. Det er viktig at Olje- og energidepartementet ikke bruker lang tid på å evaluere innspillene som har kommet, og dermed ytterligere utsetter å sette ned nødvendig prosjektteam. Det er lite fruktbart å gjøre en tidkrevende vurdering av hva som for eksempel er mest korrekt tidsplan, da dette påvirkes av mange eksterne faktorer underveis i prosessen som man vanskelig kan ha full oversikt over nå. Videre vurdering av framdrift ut fra NVEs tidsplan og de innspill som kommer nå, må overlates til et prosjektteam. Dette prosjektteamet må få i oppgave å realisere fullskala rensing så raskt som det er forsvarlig mulig.

Marius Gjerset  
Fagansvarlig CO2-fangst  
ZERO

## Innholdsfortegnelse

<u>NVE-rapporten.....</u>	<u>3</u>
<u>Kanskje mulig å kutte ned mot ett år fra NVEs tidsplan.....</u>	<u>3</u>
<u>Mangel på profesjonell prosjektorganisasjon har ført til forsinkelser. Rask igangsetting avgjørende for å unngå ytterligere. ....</u>	<u>5</u>
<u>Mulig lavere total kostnad enn 5 mrd?.....</u>	<u>5</u>
<u>Momenter for at de totale kostnadene i NVE rapporten er for høye.....</u>	<u>6</u>
<u>Dyrere enn tidligere kostnadsestimater.....</u>	<u>7</u>
<u>Over dobbelt så dyrt som Statoil/Fluor estimat for CO2-fangst på Tjeldbergodden i 2005.....</u>	<u>7</u>
<u>Inntekt fra bruk av CO2.....</u>	<u>8</u>
<u>Norsk-britisk CO2-infrastruktur.....</u>	<u>10</u>
<u>Ikke høyere teknologisk risiko for CO2-fangst enn andre industriprosjekter.....</u>	<u>11</u>
<u>Akers plan om å utsette fullskala rensing på Kårstø er meget uheldig.....</u>	<u>13</u>
<u>Ikke realistisk sammenligning mot NVE rapporten.....</u>	<u>14</u>
<u>Utslippsregnskapet som viser omtrent samme utslipp er feil.....</u>	<u>15</u>
<u>Fullskala rensing på Kårstø vil ikke bli vesentlig billigere av å vente i 3 år på pilotanlegg.....</u>	<u>15</u>
<u>Sannsynliggjort vesentlig lavere energiforbruk, kostnader, eller teknologirisiko i forhold til beste tilgjengelige teknologi? .....</u>	<u>17</u>
<u>Norsk teknologi.....</u>	<u>19</u>
<u>Fullskala nå er svært viktig for videre teknologiutvikling.....</u>	<u>19</u>
<u>Nasjonal plan.....</u>	<u>21</u>
<u>Vedlegg: Tidsplan gasskraftverk med CO2-fangst i Grenland.....</u>	<u>22</u>

## NVE-rapporten

NVE fikk i mars i oppdrag fra OED om å gjennomføre og samordne en del av det forberedende arbeidet knyttet til etableringen av et renseanlegg på Kårstø innen 2009, inntil den juridiske enheten, som kan stå ansvarlig for bygging, drift og eierskap til anlegget, er opprettet. Målet med oppdraget var å få på plass nødvendige teknologispesifikasjoner, kostnader og framdriftsplan for et renseanlegg tilpasset Naturkrafts anlegg på Kårstø.

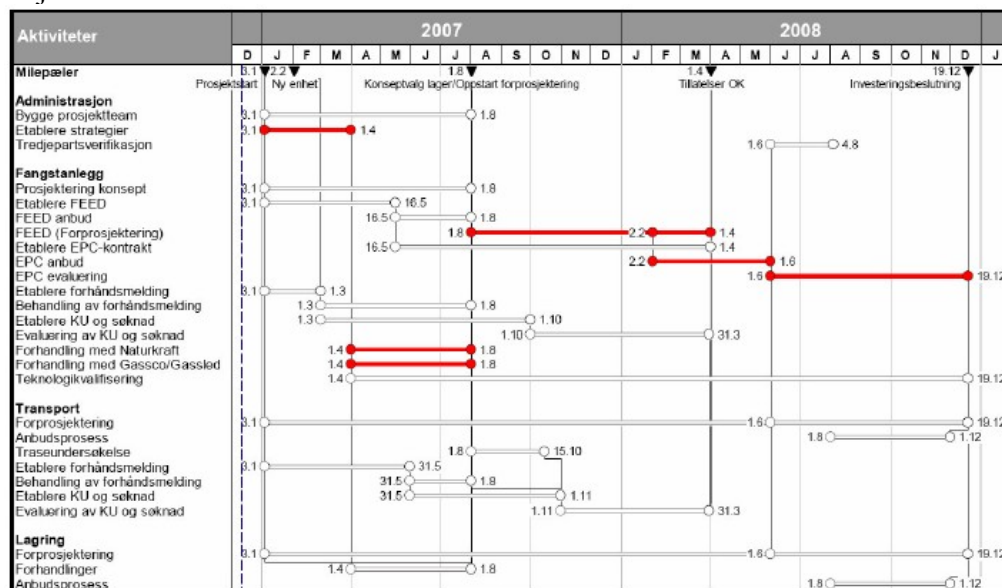
Rapporten NVE avleverte før jul er en grundig og god gjennomgang av dette. Det er det mest omfattende og detaljerte arbeid for CO<sub>2</sub>-fangstanlegg som er offentliggjort i Norge. Det er derfor positivt at rapporten ble offentliggjort og ikke bare tilgjengelig for departementet. Ut fra de forutsetninger NVE har hatt for dette arbeidet, med knapp tid og dessuten et svært uvanlig oppdrag sammenlignet med de oppgaver direktoratet har til vanlig, vil vi gi skryt til det arbeidet som er gjennomført av de involverte i dette arbeidet, med Pål Tore Svendsen i spissen.

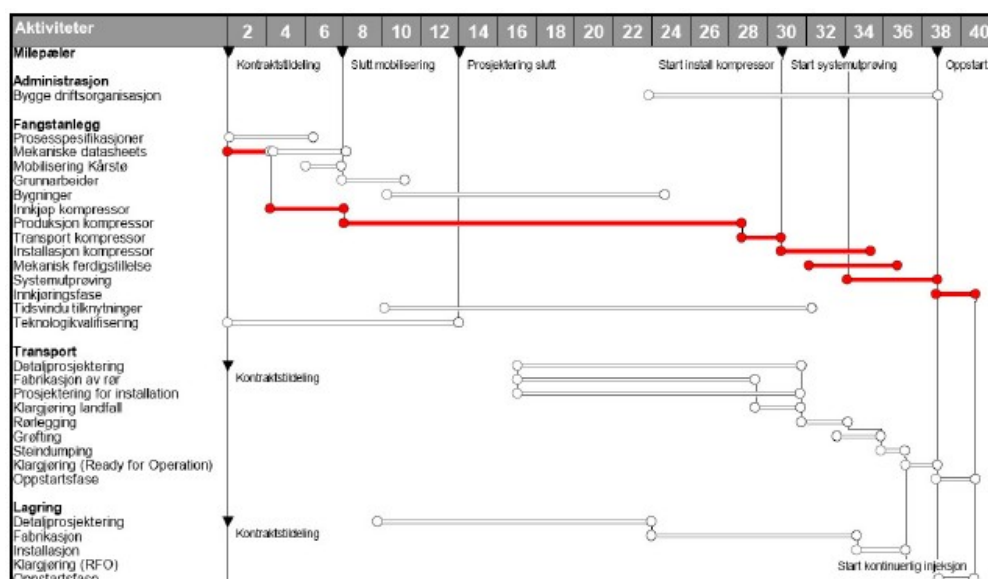
I forhold til tidligere publiserte rapporter og studier om CO<sub>2</sub>-fangst, er tidsløpet for gjennomføring blitt noe lengre og kostnadene høyere. Vi går i dette innspillet noe inn på de viktigste årsakene til dette. Vi foreslår noen innsparinger, både tids- og kostnadsmessig, på de områdene vi mener dette kan være mulig å få til.

Et avgjørende forhold for de økte kostnadene og det lengre tidsløpet er høykonjunkturen som er i byggebransjen nå. Dette må bare taes til etterretning, og alle tidligere kostnadsvurderinger av både dagens og mulige framtidige teknologiforbedringer må oppdateres med nye kostnadstall for evt. sammenligning med denne rapporten.

## Kanskje mulig å kutte ned mot ett år fra NVEs tidsplan

NVE har skissert en tidsplan for videre planlegging og bygging av renseanlegg på Kårstø på 5 år fra nå, og der renseanlegget er ferdig ved utgangen av 2011. Perioden fram til investeringsbeslutning i desember 2008, har etablering av prosjektteam, forhandling med Naturkraft og Gassled, FEED-studie og anbud prosess på kritisk linje.





Dersom det settes et mål om å få til en så rask gjennomføring som mulig, kan det være mulig å spare inn noe tid på en del av oppgavene i forhold til NVEs plan. De viktigste områdene der det kan være mulig å redusere tiden noe er:

- Korte ned på FEED studien, som er satt til 8 mnd. Det kan være mulig å gjennomføre FEED og anbud i en prosess. Med en slik løsning kan det kuttes ned noe i tid på begge fasene.
- Anbudsprosessen kan kuttes noe. Anbudsprosessen er totalt på 10,5 mnd, med 6,5 mnd evalueringsperiode.
- I anbudsevalueringperioden er det avsatt 2 mnd til en tredjepartsverifikasjon. Dette kan kuttes.
- Fra kontraktinngåelse er lang leveringstid for utstyr er den tidsbegrensende faktoren. Det utstyret som har lengst leveringstid er CO<sub>2</sub>-kompressoren, og i NVEs plan er dette estimert til noe over 20 mnd. Spesifikasjonene for CO<sub>2</sub>-kompressoren kan derfor gjøres klar tidligere i prosjektet, da mengde CO<sub>2</sub> og leveringsbetingelser kan avklares før andre detaljer i fangstanlegget er klare. Det kan derfor være mulig å bestille kompressor tidligere for å få denne på plass for installasjon tidligere.
- For et par år siden var vanlig leverings- og byggetid for et slikt anlegg forventet til 2 år. Pga høykonjunktur og økte leveringstider for alle typer utstyr er den nå økt til ca 3 år. Selve produksjonen av utstyret går like fort som før, mens det er tiden å stå i kø for leveranser som har økt. For større komponenter som en kompressor finnes det muligheter for å kjøpe seg plass i produksjonskøen. Det kan være at noen leverandører vil kunne prioritere leveranser til dette første fullskala CO<sub>2</sub>-renseeanlegg til gasskraftverk i dag. Dersom dette er tilfelle, kan man gjennom prioritert plass i køen, få en byggetid ned mot 2-2,5 år. Man vil sannsynligvis ikke vite om dette er mulig før i kontraktsforhandlinger, da leverandørene ikke vil holde av plasser i produksjonskøen til prosjekter som ikke er kommitert.

Det er presentert tidsplaner fra andre selskaper for gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-fangst som er betydelig raskere enn tidsplanen fra NVE. Både Skagerak Energi og BKK har sendt forhåndsmelding og konsesjonssøknad med tidsplaner for CO<sub>2</sub>-fangst anlegg på

kortere tid enn NVEs tidsplan<sup>1</sup> (se vedlegg). Avvikene skyldes både høykonjunktur og lengre leveringstider, men det taler også for at det kan være mulig å kutte noe inn på NVEs tidsplan.

I rapporten er vurdert mulighetene for en forsert planleggingsfase, der NVE ser potensialet for å kutte ned planleggingsfasen med opptil 8 mnd. Med å ta med mulig innsparinger i byggefasen er det vår vurdering at det kan økes til ca 1 år. NVE skriver at de fraråder prosjektgjennomføring etter en slik plan ut fra økt risiko for å pådra seg ekstrakostnader og for å ikke greie å overholde planen.

Avveining mellom tidsbruk og risiko for de ulike oppgavene i tidsplanen må gjøres av et profesjonell prosjektledelse for prosjektet, og ikke OED. Nødvendig tidsbruk er i stort grad også avhengig av hva eksterne leverandører kan levere og må gjøres løpende i et slikt prosjekt. ZERO er opptatt av at det holdes et høyt tempo i framdriften, men selvsagt ikke så rask at risikoen blir stor for større feil og ekstra kostnader.

### ***Mangel på profesjonell prosjektorganisasjon har ført til forsinkelser. Rask igangsetting avgjørende for å unngå ytterligere.***

Perioden fra nå og fram til 1.8 er kritisk linje i tidsplanen på 3 mnd for etablering av prosjektledelse, kontraktsstrategier og 4 mnd med forhandlinger med Naturkraft og Gassled om tomt, damp m.m. Dette er arbeid som kunne og burde vært gjennomført i fjor, slik at man nå kunne gått rett videre med det tekniske arbeidet i FEED-studien fra de forstudiene som ble gjennomført og evaluert av NVE i 2006. Perioden som det nå må ventes på igangsetting av FEED-studien er forsinkelser som kunne vært unngått dersom OED hadde satt i gang mobilisering av prosjektteam tidligere, noe ZERO påpekte var nødvendig tidlig i nov 2005 ovenfor OED.

Etablering av prosjektteam er i tidsplanen antatt fra 3.januar. Igangsetting av prosjektteam er pr. i dag ikke iverksatt av OED og man ligger derfor allerede mer enn 3 uker etter planen. Det må snarest etableres prosjektteam slik at det ikke blir ytterligere forsinkelser fra planen. Å få på plass en profesjonell ledelse med nødvendig kompetanse til å lede et slikt industriprosjekt og med tilstrekkelig beslutningsmyndighet til å fatte de nødvendige beslutninger uten forsinkende behandling i departementet, er avgjørende for en sikker gjennomføring av prosjektet.

## **Mulig lavere totalkostnad enn 5 mrd?**

Totalkostnadene i NVE-rapporten er estimert til 5 mrd kroner, derav 2,2 mrd for CO<sub>2</sub>-fangst anlegget og 1,5 mrd for rør og deponi. Dette er betydelig høyere enn tidligere studier og kostnadsestimat som er gjennomført. De viktigste årsakene er økte material-, arbeids- og energipriser. Det gjør at alle tidligere tall for CO<sub>2</sub>-fangst, også for mulige kostnadsreduksjoner, må oppdateres ut fra det økte generelle kostnadsnivået i industrien.

Kostnadsestimatet i NVE rapporten er et +/- 40 % estimat. Med total kostnadsramme på 5 mrd utgjør det en usikkerhet på +/- 2 mrd. Kostnadsestimatet er ut fra de gjennomførte studiene. Det må forventes er en viss prestisje knyttet til leveranser til det første fullskala CO<sub>2</sub>-fangst anlegget, og man kan derfor forvente hard konkurranse og mulige gunstige priser. Risikoen som ligger i en slik oppskalering fra tidligere bygde anlegg kan trekke opp kostnadene, avhengig av kravene til garantier

<sup>1</sup> Konesjonssøknad gasskraftverk i Grenland, Skagerrak Energi, juni 2006.  
<http://www.nve.no/admin/FileArchive/311/200400681%20søknad.pdf>

fra leverandørene. Høykonjunktur kan også påvirke prisene ved anbudstidspunktet i forhold til alternativ bruk av arbeidskraften, noe som for prosjekt i oljebransjen i den senere tid har medført økte kostnader.

Det trengs derfor gjennomføring av anbudsrunder med konkurranse mellom mulige leverandørene for å få endelig klarhet i hva utstyrskostnadene for et slik anlegg vil bli.

### ***Momenter for at de totale kostnadene i NVE rapporten er for høye***

- Det blir feil å bruke arbeidskostnader som på gassbehandlingsanlegget. Vi har oppfattet kostnadsestimeringen slik at det er lagt til grunn erfaringsdata fra Kårstø-anlegget for produktivitet. Kårstø er kjent for å være et dyrt sted å gjøre arbeid, ut fra de strenge krav som gjelder for anleggsarbeid på gassbehandlingsanlegget. CO<sub>2</sub>-rensianlegget skal bygges på en tomt som i dag ligger utenfor området til gassbehandlingsanlegget. Det er forventet at området blir innlemmet i sikkerhetssonen til gassbehandlingsanlegget ved bruk til CO<sub>2</sub>-fangst, slik at en ikke slipper unna gassbehandlingsanleggets rutiner for koordinering og kontroll av pågående arbeid. Men det er likevel grunn til å anta at det vil være lavere kostnader for bygging av et nytt separat anlegg som ikke skal behandle gass, men CO<sub>2</sub>, enn arbeid integrert med det eksisterende gassbehandlingsanlegget.
- Da arbeidskostnadene utgjør en større del av utgiftene enn utstyrskostnadene, vil en økning av effektivitetsfaktoren som er brukt i estimeringen utgjøre en betydelig reduksjon i kostnadene for fangstanlegget.
- Tilknytninger av CO<sub>2</sub>-fangstanlegget til gasskraftverket m.m. er estimert til 450 millioner kroner. Det fremstår som en svært høy pris, spesielt tatt i betraktning av at gasskraftverket er pålagt i sine konsesjonsbetingelser, fra 2000 å ” *legge anleggene til rette for separasjon og deponering av CO<sub>2</sub> og delta aktivt i forskning og utvikling av denne teknologien slik at den kan tas i bruk*”.
- Kostnadsestimatet for fangstanlegget er gjort ut fra en turn-key, EPC kontrakt. Det har tidligere vært påpekt at en EP-kontraksstrategi med oppdeling av leveransene til utstyr og ikke totalt anlegg, vil kunne gi lavere kostnad for et slik anlegg. Dette vil medføre at byggherre i større grad påtar seg risiko for anlegget, og vil medføre økte kostnader for kompetansen og arbeidsmengden hos byggherre. Vi observerer at det er ulike syn på hvilken av kontraktformene som er å foretrekke. Vi har ikke selv kompetanse selv til å gi noe klar anbefaling om dette, og peker derfor bare på dette som en problemstilling et prosjektteam må vurdere nøye.
- CO<sub>2</sub> til meroljeproduksjon kan gi en inntekt som kan dekke deler av kostnaden. Inntektene fra slik bruk av CO<sub>2</sub> vil kunne gi inntekter og redusere de totale kostnadene for CO<sub>2</sub>-håndtering langt mer enn hva som kan oppnås av reduserte kostnader gjennom et pilotanlegg for CO<sub>2</sub>-fangsten. Realisering av fullskala rensing på Kårstø vil også være en nøkkelbrikke og et første skritt i en felles norsk-britisk CO<sub>2</sub>-infrastruktur, der Norge kan bidra til å redusere utslippene også i England.

## **Dyrere enn tidligere kostnadsestimat**

I gassmeldingen (St.meld. nr. 9 (2002-2003) Om innenlands bruk av naturgass mv.<sup>2</sup>), fra Olje- og energidepartementet 1. november 2002, er det referert til kostnader for CO<sub>2</sub>-fangstteknologier som kunne bygges da på ca 300 – 400 kr/tonn CO<sub>2</sub>. (referert til CO<sub>2</sub> Capture Project<sup>3</sup>).

I 2005 lagde ZERO et notat om kostnader for fangst og bruk av CO<sub>2</sub> basert på kostnadstall fra studiene AkerKværner og GassTEK hadde gjort i 2004/2005 og Statoil, Sintef og Oljedirektoratet for CO<sub>2</sub>-rør og injeksjonsbrønn.

Disse kostnadstallene viste investeringskostnader på totalt 1535 millioner kroner. Kostnad for tomt, eventuelle veier og andre bygninger enn selve anlegget var ikke inkludert. Det var antatt samtransport av CO<sub>2</sub> fra andre kilder i tillegg til gasskraftverket, og dette gir en betydelig lavere transport- og lagringskostnad pr tonn CO<sub>2</sub>. Både disse kostnadsestimatene og andre estimat som referanseanlegget og forbedret case brukt i Aker studien har vesentlige lavere kostnader for arbeidskraft, prosjektering, energi- og utstys/stålpriser m.m. Energikostnad som ble brukt i notatet i 2005 var forwardpris på strøm i 2008, på 27,6 øre/kWh (Nordpool 19.aug 06, 34,5 €/MWh). Det var betydelig høyere enn det brukt i referansecaset og forbedret case i rapporten fra Aker Kværner/GassTEK. I NVE rapporten er det nå brukt energipris på 35 øre/kWh.

For sammenligning av kostnader med f.eks. Akers mål for Just Catch prosjektet, må det gjøres en vesentlig korrigerings av tallene opp til sammenlignbare tall som er brukt i NVE rapporten.

## **Over dobbelt så dyrt som Statoil/Fluor estimat for CO<sub>2</sub>-fangst på Tjeldbergodden i 2005**

I tilleggsutredningen til konsekvensutredning for utvidelse av metanolfabrikk og bygging av gasskraftverk på Tjeldbergodden fra mars 2005, ble det offentliggjort en rapport fra Fluor og oppgitt kostnadstall for CO<sub>2</sub>-fangst for gasskraftverket på Tjeldbergodden<sup>4</sup>. Totalkostnadene er estimert til 4,4 Mrd kr for et anlegg som er dobbelt så stort som på Kårstø, fordelt på følgende kostnader:

	Investering, mill NOK	Driftskostnader, mill NOK/år
CO <sub>2</sub> -fjerningsanlegg inklusive kompresjon og tørking av CO <sub>2</sub>	3370	440 – 600 **
Rør	700	15
Brønn *	350	5
Totalt	4420	460 - 620

<sup>2</sup> <http://odin.dep.no/oed/norsk/dok/regpubl/stmeld/026001-040005/dok-bn.html>

<sup>3</sup> <http://co2captureproject.com/PhaseIIndex.htm>

<sup>4</sup> [http://www.statoil.com/STATOILCOM/SVG00990.nsf/Attachments/tilleggKU2004/\\$FILE/tillegg\\_KU2004.pdf](http://www.statoil.com/STATOILCOM/SVG00990.nsf/Attachments/tilleggKU2004/$FILE/tillegg_KU2004.pdf)

Og CO<sub>2</sub>-studien fra Fluor,

[http://www.statoil.com/STATOILCOM/SVG00990.nsf/Attachments/SINTEFstudie/\\$FILE/FLUORstudie.pdf](http://www.statoil.com/STATOILCOM/SVG00990.nsf/Attachments/SINTEFstudie/$FILE/FLUORstudie.pdf)



Mens kostnadene på 3,3 mrd for CO2-fangstanlegget er fordelt på følgende:

Kostnadselement	Kostnad
Deler og utstyr	930
Byggearbeider	1250
Tomt, prosjektering, mm	510
Uforutsett og usikkerhet	680
Total byggekostnader	3370

Statoil skriver i tilleggsutredningen at de vurderer Fluor sitt estimat til å være omtrent på nivå med et Statoil klasse C estimat, tilsvarende en usikkerhet på om lag +/- 30 %.

For kostnader for rør er det estimert for en 150 km lang rørledning med diameter 12” (for 2,1 millioner tonn CO2). Basert på Statoils tidligere Gullfaks-studie er kostnaden for rør på 700 mill vurdert til å være noe lav (nærmere 1000 mill NOK). For Gullfaks med 16” CO2 rør for 5 mill tonn CO2/år, 160 km lang rørledning, ble det tidligere estimert av Statoil til 0,99 mrd NOK<sup>5</sup>.

Driftskostnadene er estimert ut fra energikostnader i området 22-37 øre/kWh, ut fra en gasspris fra 0,60 til 1,40 NOK/Sm<sup>3</sup> gass.

### ***Inntekt fra bruk av CO2***

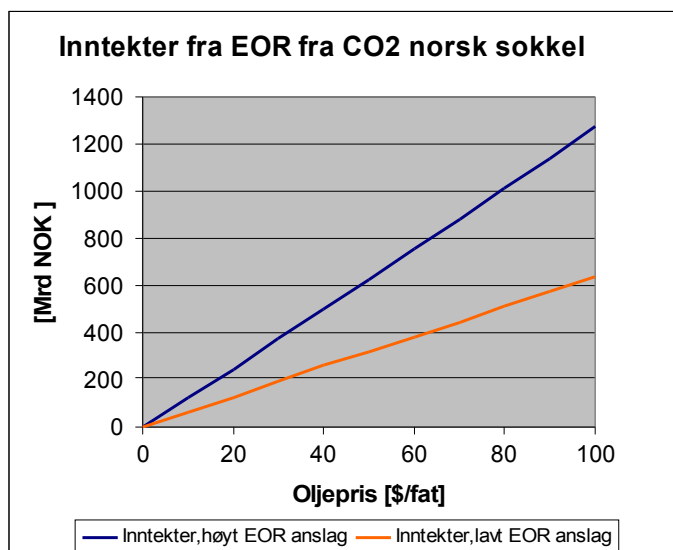
Fanget CO2 fra Kårstø er primært utredet for deponi, der Sleipner er anbefalt som mest hensiktsmessig løsning. Vi støtter et primærfokus på dette, slik at ikke usikkerhet om gjennomføring av bruk av CO2 til EOR skal være et nytt usikkerhetsmoment som forsinker gjennomføringen. Men det er viktig å ha med også mulighetene for inntekter fra bruk av CO2 i det totale kostnadsbilde for CO2-håndtering fra Kårstø.

Å utsette fullskala rensing vil kunne redusere mulighetene for å bruke CO2 til meroljeproduksjon, da det er flere felt det er tidskritisk å gjennomføre det på. Oljedirektoratet presenterte sin rapport “CO2 for økt oljeutvinning på norsk sokkel – en mulighetsstudie” i april 2005<sup>6</sup>. I studien er det vurdert 20 felt på norsk sokkel som er egnet for CO2-injeksjon. Det tekniske potensialet fra disse feltene ble estimert til 150-300 millioner Sm<sup>3</sup> olje, dvs. 943-1.887 millioner fat olje. Det totale antallet felt som kan være aktuelle for CO2 injeksjon, og dermed det totale EOR potensialet, er større enn det som er tatt med i OD-rapporten. De totale ekstra oljeinntektene fra CO2 injeksjon i disse 20 feltene ved ulike oljepriser er vist i graf.

<sup>5</sup> Tillegg til KU gasskraftverk på Tjeldbergodden  
[http://www.statoil.com/STATOILCOM/SVG00990.nsf/Attachments/tilleggKU2004/\\$FILE/PMT\\_tillegg.pdf](http://www.statoil.com/STATOILCOM/SVG00990.nsf/Attachments/tilleggKU2004/$FILE/PMT_tillegg.pdf)

<sup>6</sup> CO2 for økt oljeutvinning på norsk kontinentalsokkel - en mulighetsstudie. Oljedirektoratet april 2005.  
[http://www.npd.no/NR/ronlyres/87FE5D85-8E20-46A1-9C07-4CC7BEC7EF/0/CO2\\_rapport\\_norsk.pdf](http://www.npd.no/NR/ronlyres/87FE5D85-8E20-46A1-9C07-4CC7BEC7EF/0/CO2_rapport_norsk.pdf)

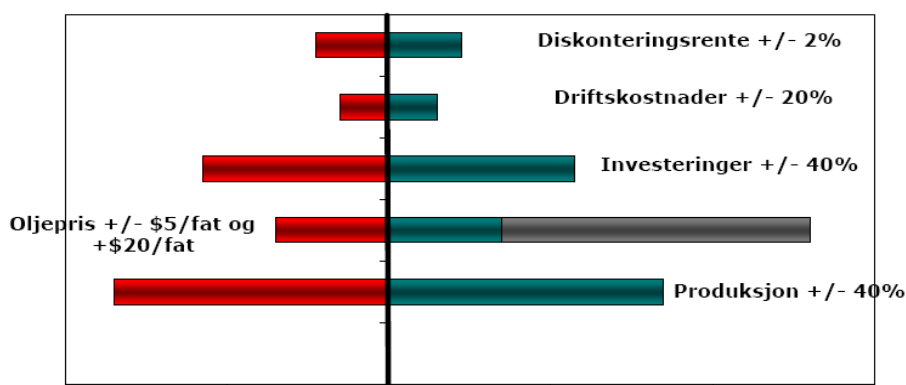




I OD-rapporten er det to felt som ble viet spesiell oppmerksomhet: Gullfaksfeltet hvor det er tidskritisk å fatte en investeringsbeslutning, og Ekofisk som kan ha bruk for CO2 noe lengre frem i tid.

Injeksjon av 5 millioner tonn CO2 i Gullfaks vil medføre at man får ut 35 millioner Sm<sup>3</sup> ekstra olje (220 millioner fat) fram til 2028. Selv med en oljepris på 40 dollar fatet vil staten gå glipp av 58 milliarder i økte oljeinntekter, dersom det ikke settes i gang fangst av 5 millioner tonn CO2 for injeksjon bare for Gullfaks-feltet alene. Av dette vil staten gjennom skatter og eierandeler i felt og selskap tape 94,8 prosent. Uten noen utslippskostnad for CO2 hadde Gullfaks-prosjektet, ifølge OD-rapporten tidlig i november 2005 en balansepris på 29 dollar fatet. Dette betyr at med denne oljeprisen vil 5 millioner tonn CO2 årlig bli fjernet til en kostnad på kr null.

I 2006 ble det utført et større arbeid av Gassco m.fl. for identifisering av verdikjeder for CO2. Arbeidet viste, det lite overraskende forhold, at med bedriftsøkonomiske betingelser for de ulike aktørene i kjeden så var det et gap for å få til tilstrekkelig lønnsomhet. Dersom det ikke hadde vært et slikt gap, ville det vært gjennomført av private aktører allerede. Detaljene om de ulike CO2-kjedene er ikke offentliggjort. Det ble brukt en oljepris på 35 \$/fat, og at et tornadodiagram fra Gassco viser at økning av prisanslaget for oljeprisen med 20 \$/fat, opp til 55 \$/fat har det klart største utslaget for økonomien i kjeden, langt større enn en endring i driftskostnadene på +/- 20 % eller investeringskostnad på +/- 40 %.



## Norsk-britisk CO<sub>2</sub>-infrastruktur

Med rørledning fra Kårstø ut Sleipner er man bare 40 kilometer unna området der Miller er lokalisert. På Sleipner har Statoil siden 1996 årlig deponert 1 million tonn CO<sub>2</sub> i Utsira-formasjonen, en formasjon som nærmest har ubegrenset lagringskapasitet.<sup>7</sup>

BP planlegger å fange 1,8 millioner tonn CO<sub>2</sub> årlig fra et kraftverk i Skottland, og CO<sub>2</sub>en skal etter planen skal brukes på Miller feltet til meroljeproduksjon.<sup>8</sup> BP regner med å drifte feltet i 15 til 20 år ekstra på grunn av meroljeproduksjon som følge injisert CO<sub>2</sub>.

Ikke langt fra Sleipner ligger også Volvefeltet hvor Statoil

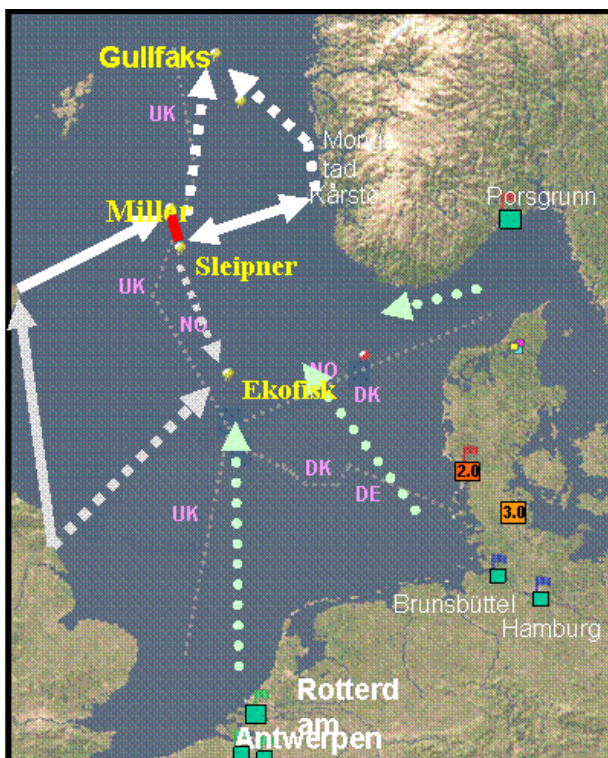
vurderer mulighetene for å bruke CO<sub>2</sub> til meroljeproduksjon, men dette er kun aktuelt i noen få år, og det haster med å fremskaffe CO<sub>2</sub> til et slikt prosjekt.

Ved å legge et rør mellom Sleipner og Miller kan man koble sammen Norge og Storbritannia, og lage et unikt og nødvendig knutepunkt for ytterligere fangst, bruk og deponering av CO<sub>2</sub>.

På hver sin side av Nordsjøen sliter Storbritannia og Norge med å oppfylle klimaforpliktelsene, og begge land ønsker snarlige tiltak som kan redusere CO<sub>2</sub>-utslippene både på kort og lang sikt gjennom rene energiløsninger. Begge lands myndigheter ser på CO<sub>2</sub>-deponering i Nordsjøen som et viktig virkemiddel for å kombinere fossil energiproduksjon med tiltak som vil ha stor effekt på klimaregnskapet.

Et samarbeid mellom myndighetene er allerede igangsatt. Et felles regelverk og prinsipper for regulering av transport og deponering av CO<sub>2</sub> i Nordsjøen, skal presenteres tidlig i 2007, og deretter ønsker myndighetene i fellesskap å undersøke hva slags infrastruktur som er nødvendig for transport og lagring. ZERO har nylig skrevet et notat om for å gi et bedre grunnlag for å vurdere hvordan en norsk-britisk CO<sub>2</sub>-infrastruktur kan realiseres<sup>9</sup>.

I en neste fase kan man inkludere de største forurensningskildene langs vestlandskysten, og ikke minst kan kilder fra Skottland trekkes inn, siden man her finner en rekke kullkraftverk og oljerelatert virksomhet langs kysten.<sup>10</sup> Dette betyr at CO<sub>2</sub> vil være tilgjengelig for store meroljeprosjekter, som for eksempel i Gullfaksfeltet. Tilstrekkelige mengder CO<sub>2</sub> kan fremskaffes fra Norge og Skottland og



<sup>7</sup> Lagringskapasiteten til akviferen under 800m dyp er anslått til totalt ca 42 mrd. tonn CO<sub>2</sub>.

<sup>8</sup> Kraftverket vil omdanne gass til hydrogen og CO<sub>2</sub>

<sup>9</sup> <http://www.zero.no/fossil/co2/foreslar-norsk-britisk-infrastruktur-for-co2/>

<sup>10</sup> Norge slipper ut om lag 45 millioner tonn CO<sub>2</sub> årlig samlet, mens i Skottland står stasjonære kilder alene for i overkant av 60 millioner tonn av de samlede utslippene på 163 mill tonn.

til

av

enten videretransporteres fra knutepunkt Sleipner, eller samles opp på Kårstø og transporteres derfra. Transporten fra Kårstø kan eventuelt gå via Mongstad, hvor Statoil skal bygge et gasskraftverk som må renses innen 2014, og således kan fra da av supplere deler av forsyningen. Dersom det ikke skulle være mulig å få til en beslutning om bruk av CO<sub>2</sub> på Gullfaks, vil uansett Mongstad ha behov for en transport- og deponeringsløsning, som da kan gå til Kårstø og videre inn i knutepunkt ved Sleipner.

En tredje fase innebærer å knytte de store utslippskildene i Nord-England til CO<sub>2</sub>-infrastrukturen, hovedsakelig fra kullkraftverk, og eventuelle nye storskala kraftverk i Norge. I denne perioden vil det også være mer aktuelt å benytte CO<sub>2</sub> i flere av feltene sør i Nordsjøen, noen er det allerede. Samtidig og underveis er det naturligvis mulig å koble til andre mulige kilder i Norge og på kontinentet hvis det skulle være aktuelt.

### **Ikke høyere teknologisk risiko for CO<sub>2</sub>-fangst enn andre industriprosjekter**

Det er bygd mange anlegg for fangst av CO<sub>2</sub> i verden. Disse anleggene er bygd for å få CO<sub>2</sub> til næringsmiddelformål (til øl/brus og lignende), gjødselsproduksjon (urea) og til meroljeproduksjon (EOR). Det største anlegget som er bygget til nå for rensing av røykgass var fra et fullskala gasskraftverk i Lubbock i Texas i USA i 1980 (se bilde<sup>11</sup>), bygd for å gi CO<sub>2</sub> til EOR. Anlegget ble senere stengt da oljeprisen gikk drastisk ned og det ble funnet billigere kilder til CO<sub>2</sub> i USA i naturlige CO<sub>2</sub>-reservoarer.



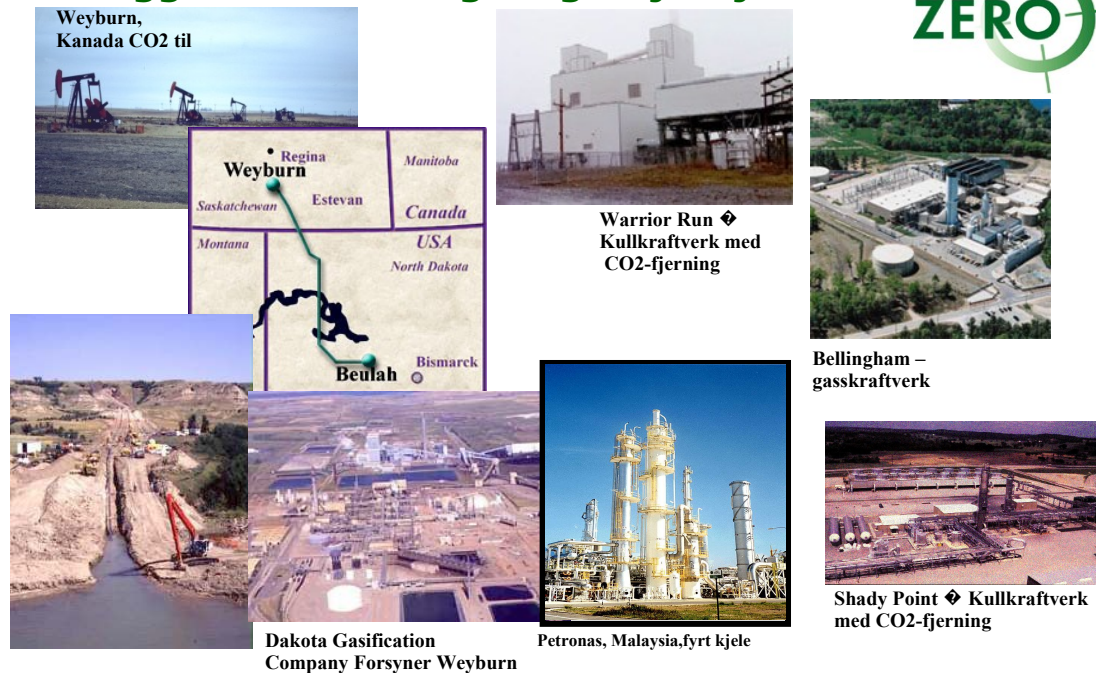
*1. generasjon fullskala CO<sub>2</sub>-renseanlegg fra kraftverk. Lubbock Texas 1980. ~0,4 mill tonn CO<sub>2</sub> til EOR.*

Oversikt over noen andre anlegg som er bygd for CO<sub>2</sub> fangst er vist under. Mer informasjon finnes på vår hjemmeside ([www.ZEROCO2.no](http://www.ZEROCO2.no))<sup>12</sup>.

<sup>11</sup> Bilde av dette anlegget: <http://www.zero.no/fossil/co2/teknologi/fangst/>

<sup>12</sup> <http://www.zero.no/fossil/co2/prosjekter/eksisterende/200410161457/>

## Anlegg med CO<sub>2</sub>-fangst og -injeksjon



Et CO<sub>2</sub>-rensianlegg på Kårstø vil bli større enn de andre CO<sub>2</sub>-fangst anleggene med amin som er levert til nå. Det finnes anlegg med andre CO<sub>2</sub>-fangstmåter med større volum CO<sub>2</sub>, som Great Plains Synfuels Plant i Dakota, USA.

Den største tekniske utfordringen ved å oppskalere størrelsen på CO<sub>2</sub>-rensianlegg er knyttet til gass- og væskefordeling når absorberer<sup>13</sup> blir større. Det finnes mye erfaring fra Svovelrensianlegg som er overførbar for et slikt CO<sub>2</sub>-fangstanlegg. Det er bygd hundrevis av svovelrensianlegg der kontakt mellom røykgass og absorbent er løst. Mange slike anlegg bruker også amin for SO<sub>2</sub>-fangsten, og er således svært likt som CO<sub>2</sub>-fangst anlegg. Det er mange selskaper som har erfaring med å levere utstyr og bygge og drifte slike svovelrensianlegg, som Alstom, Mitsubishi Heavy Industries (MHI), AkerKværner, Shell m.fl.

Sammenlignet med andre anlegg som olje- og kraftbransjen har gjennomført i Norge på land og offshore, er den tekniske utfordringen ved å oppskalere størrelsen for et CO<sub>2</sub>-rensianlegg liten. CO<sub>2</sub>-fangst med amin er ikke høyteknologi, men en bulk-kjemi prosess. Dette er derfor i all hovedsak ikke et teknisk, men et økonomisk spørsmål. Dersom noen argumenter med at ut fra NVEs rapport vil den tekniske risikoen være for stor til å gjennomføre prosjektet, ville en slik holdning medført at det ikke var en bygd en eneste av de plattformer og landanlegg som er bygd i Norge og på sokkelen.

Det er likevel bra at NVE understreker de tekniske utfordringene som er i prosjektet. Det er viktig for å bidra til at man snarest mulig får på plass nødvendig industriell kompetanse på eiersiden for å lede arbeidet med et slikt industriprosjekt videre. Verken OED eller NVE har tilstrekkelig kompetanse for å ha ansvaret for et slikt prosjekt. Jo lenger tid det tar før en profesjonell og erfaren prosjektledelse er på plass,

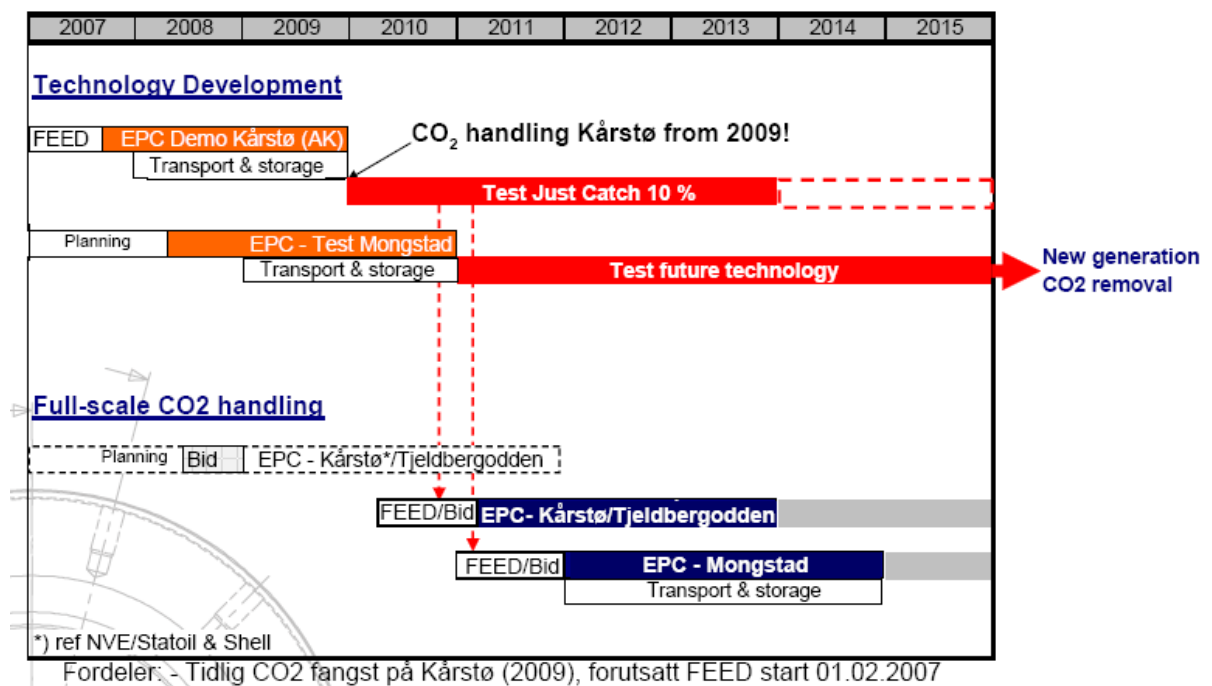
<sup>13</sup> Tårn der CO<sub>2</sub> fanges fra røykgassen av amin i væskeform



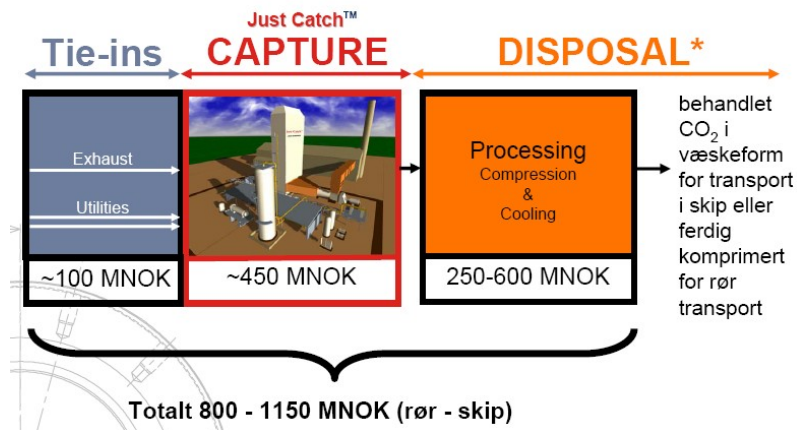
jo større blir risikoen for å ikke klare framdrift på tid, kostnad og kvalitet etter NVEs plan.

## Akers plan om å utsette fullskala rensing på Kårstø er meget uheldig

Aker har presentert en plan de kaller for en nasjonal CO2-plan. De ønsker å bygge et demonstrasjonsanlegg for sin Just Catch teknologi på Kårstø, og å utsette videre detaljplanlegging og anbud for fullskala anlegg i 3 år fram til 2010. Tidsplanen de har lagt fram er vist nedenfor. Når Aker mener at deres prosjekt trenger et demonstrasjonsanlegg for å kvalifisere deres løsninger, ber vi regjeringen gi støtte til det. Men når Aker foreslår å ikke gjennomføre fullskala rensing på Kårstø nå, av egne økonomisk hensyn, er det svært miljømessig uheldig og noe som vi derfor går sterkt imot. Vi vil her gå igjennom noen av de mest sentrale momentene i dette forslaget.



Kostnadene for demonstrasjonsanlegget er estimert til 800 mill for et fangstanlegg for 100' tonn med tilkobling til eksosgass og hjelpesystemer og CO2-kompresjon. Fordeling av kostnadene som vist på foil fra Aker under.



Kostnaden på 600 millioner for prosessering av CO2 er ved transport av CO2 flytende i nedkjølt tilstand med skip. Kostnader for lager og rør kommer i tillegg. Kostnaden for rør og lager for 100' tonn vil ikke være vesentlig lavere enn for 1 million tonn. Dette betyr at kostnadsestimatet i NVE rapporten på ca 1,5 mrd for rør og deponi på Sleipner vil være omtrentlig kostnad for en lagringsløsning for et slikt demonstrasjonsanlegg.

Det kan stilles spørsmålstegn ved behovet og hensiktsmessigheten av å bygge to større demonstrasjonsanlegg og nasjonale testsenter for CO2-fangst teknologi i Norge, til over 1 mrd hver på både Mongstad og Kårstø, ferdig med ca ett års mellomrom, slik Akers plan legger opp til.

Om det er mulig å dekke Just Catch prosjektet sine behov innenfor planene på Mongstad, og om Just Catch teknologien er god nok for å få innpass på det kommende anlegget på Mongstad, eller om det kan være en mulig med en delt løsning mellom Mongstad og Kårstø, er det andre enn oss som må vurdere. Vi oppfatter Aker dit hen at de ønsker å komme raskt i gang, noe myndighetene da bør gjøre det de kan for å få til.

### ***Ikke realistisk sammenligning mot NVE rapporten***

Tidsplanen Aker har laget inneholder betydelig knappere tidsfrister enn det NVE rapporten opererer med. Dette betyr at enten kan tidsplanen fra NVE kuttes inn, eller så vil planen til Aker ta lenger tid.

I Akers plan er igangsetting av FEED for pilotanlegg for Kårstø satt til 1.februar, og anleggsarbeidet skal starte i 3.kvartal 2007. Pilotanlegg skal være ferdig ved utgangen av 2009. Mellom dette tidspunktet og fram til igangsetting av bygging av fullskala anlegg, er det satt av litt over ett år. Bygging av fullskala anlegg er estimert til knappe 3 år, fullført ved utgangen av 2013.

Dette har Aker sammenlignet med NVEs plan om fullføring innen 2011. Dette er ikke en redelig sammenligning, da det åpenbart er lagt inn klart knappere tidsbruk for samme oppgaver i planen til Aker. Sammenlignbare tidsplaner vil gi minst 1 år i tillegg på Akers plan eller tilsvarende fratrekk i NVEs plan.

Med det tempo OED har jobbet med til nå, må det sies å være ganske optimistisk å tro at nødvendig avklaring skal være ferdig slik at Aker kan sette i gang detaljplanlegging 1.februar og starte byggingen til høsten. Realistisk sett vil nok OED bruke *noe* mer tid på avklaring om statlig støtte til slik demonstrasjonsanlegg i tillegg til Mongstad, samt vurdere ESA og statstøttereglement for støtte ut over Gassnovas regler, slik Aker har signalisert er nødvendig, m.m

Kun ca ett år fra åpning av demonstrasjonsanlegget til igangsetting av byggearbeidet på fullskala anlegg er også urealistisk kort tid i forhold til NVE rapporten. Igangkjøring av testanlegget, gjennomføring av nødvendige tester for å få tilstrekkelig læreeffekt av anlegget, detaljplanlegging og gjennomføring av anbud for fullskala anlegget i en fri anbudskonkurranse, som ESA vil kreve, er i Akers plan satt betydelig knappere enn i NVE rapporten.

## **Utslippsregnskapet som viser omtrent samme utslipp er feil**

Utslippene for ”Statens plan” og Aker planen er sammenlignet og presentert som at det ikke er noe vesentlig forskjell. Dette er gjort ut fra Akers egen tidsplan, med begrunnelse at driftstiden for gasskraftverket på Kårstø kan bli lav, og det er tatt med at oppstart på Mongstad kan skje ett år tidligere.

I tillegg til at tidsplanene ikke er sammenlignbare, som gjennomgått over, er det lite trolig at bygging av fullskala på Mongstad vil bli gjennomført ett år tidligere. Fullskala CO<sub>2</sub>-fangst på Mongstad kan settes i gang nå og være ferdig flere år før tidsplanen til Aker. Etter den politiske løsningen som ble framforhandlet for Mongstad er det imidlertid lite trolig at bygging av fullskala blir satt i gang før pilotanlegget på Mongstad er ferdig bygd.

Et annet viktig forhold som Aker ser helt bort fra, er den politisk risiko. Dersom gjennomføring av fullskala rensing på Kårstø utsettes til neste stortingsperiode, er det ikke lenger den sittende regjeringen, som har forpliktet seg til å gjennomføre dette, som skal avgjøre om det blir noe av eller ikke. Derimot er det regjering og storting i neste stortingsperiode som da skal ta avgjørelsene, med de usikkerhetene dette alltid vil medføre i forhold til politiske endringer av politikken.

## **Fullskala rensing på Kårstø vil ikke bli vesentlig billigere av å vente i 3 år på pilotanlegg**

Gasskraftverket på Kårstø er snart ferdig bygd som et konvensjonelt gasskraftverk. Det begrenser alternativene for teknologier for CO<sub>2</sub> fangst. I dag er det bare aminløsninger som er verifisert teknologi for slik eksosgassrensing ved atmosfæriske betingelser, slik Just Catch prosjektet arbeider med. I den senere tid har bla Alstom arbeidet med bruk av nedkjølt ammoniakk for slik eksosgassrensing. Dersom de lykkes kan dette være et alternativ til amin for pilotanlegget på Mongstad.

Det er veldig bra at det gjøres forsknings- og utviklingsarbeid for å prøve å få til forbedringer av CO<sub>2</sub>-fangst løsninger. Men det er viktig at det gjøres realistiske vurderinger av hvor store kostnadsforbedringer som kan oppnåes, slik at ikke urealistiske mål blir brukt som argument for å ikke ta i bruk den beste tilgjengelige teknologien. Dette er hva flere aktører gjør nå med omtrent identisk argumentasjon som er brukt mot å ta i bruk CO<sub>2</sub>-håndtering i over et tiår.

Vi har derfor nå gjort en gjennomgang av hvor mye (lite) eventuelle reduksjoner i investerings- og energikostnad for CO<sub>2</sub>-fangst anlegget vil ha å si for totalkostnadene for et fullskala anlegg på Kårstø, ut fra tallene fra NVE-rapporten.

Av de totale anslåtte investeringskostnadene på 5 mrd, er det bare en mindre del av disse som mulige forbedringer fra et pilotanlegg for CO<sub>2</sub>-fangst vil påvirke. Kostnaden på 1,5 mrd til CO<sub>2</sub>-rør og lager, 450 millioner kroner til tilknytning for CO<sub>2</sub>-anlegget til gasskraftverket og Gassco-anlegget, 130 mill til byggherreadministrasjon og 330 mill til prosjektering er kostnader som ikke vil bli redusert av eventuelle forbedringer for fangstanlegget. 530 millioner i usikkerhet kan sannsynligvis reduseres noe i forhold til eventuell reduksjon i total investeringskostnad for anlegget.

Selve CO<sub>2</sub>-fangstanlegget har en kostnad anslått til 2,2 mrd ferdig bygd. Den største delen av kostnaden for fangstanlegget er byggearbeidet, ikke utstyret. NVE har ikke



vist noen oppsplitting av total kostnaden for fangstanlegget, men det er antatt samme forhold som fra Statoil Tjeldbergodden der byggearbeidet utgjorde 57 % av sum av utstyr og byggekostnad. Av innkjøpskostnaden for utstyr er CO2-kompressoren det dyreste utstyret, noe et pilotanlegg for CO2-fangst ikke vil bidra til å redusere.

Det viktigste forholdet som gjør CO2-fangst kostbart er de svært store volum med røykgass som skal behandles. Store volum medfører svært stort utstyr og mye stål som vil være en svært viktig kostnadsfaktor for alle løsninger for ettermontert eksosgassrensing.

Vi har gjort et enkelt regnestykke der det er antatt en kostnadsreduksjon på 20 % på alt utstyr unntatt CO2-kompressoren. Kostnadsandelen for CO2-kompressor i tallene fra NVE er ikke kjent, men antatt en andel på 30 %, vil reduksjonen i total kostnad for utstyr bli på 14 %, som vist i regnestykket under. Utregningen viser videre at dette vil utgjøre en reduksjon i de totale investeringskostnadene på kun på 3 %.

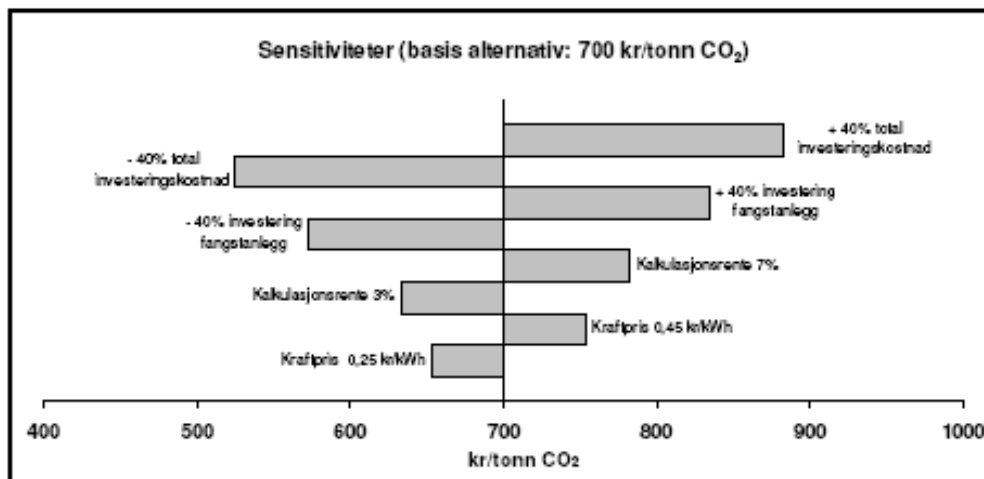
<b>Investeringskostnad CO2-anlegg</b>	NVE	<b>20% red kosn.</b>	<b>% red.</b>
Deler og utstyr [equipment cost]	964	829	-14,0 %
Byggearbeid	1386	1386	0,0 %
Tomt/tilknytninger	450	450	0,0 %
Prosjektering (planleggingsfasen)	330	330	0,0 %
Contingency (uforutsett/usikkerhet)	530	511	-3,6 %
Byggherreadm.	130	130	0,0 %
<b>Totalt CO2 anlegg</b>	<b>3790</b>	<b>3636</b>	<b>-4,1 %</b>
Rør	1300	1300	
Brønn	260	260	
<b>Totalt rør og injeksjon</b>	<b>1560</b>	<b>1560</b>	
<b>Sum Investeringskostnad</b>	<b>5350</b>	<b>5196</b>	<b>-2,9 %</b>

Hovedfokuset i forskningen på forbedrede CO2-fangst løsninger har vært på reduksjoner i energikostnadene. For selve CO2-fangstanlegget utgjør energikostnadene en vesentlig del av kostnadene, men i forhold til de totale driftskostnadene, og ikke minst kapitalkostnadene utgjør eventuelle besparelser i dampforbruket til aminprosessen bare en mindre andel.

I NVE-rapporten er de totale driftskostnadene estimert til ca 369 millioner (inkl. transport og lagring), derav en energikostnad på litt over 50 % (190 millioner). Av energiforbruket er det oppgitt at 27-30 MW av totalt 66 MW er strømforbruk til CO2-kompressor, vifter og pumper. Det kan kanskje være mulig å redusere strømforbruket til pumper og vifter noe, men det viktigste fokuset har vært på varmførbruket for strippeprosessen for amin og CO2. Driftskostnadene for dette utgjør altså litt over halvparten av energikostnadene og ca ¼ av de totale driftskostnadene. Antatt 20 % reduksjon i dampforbruket, vil det utgjøre 11,8 % reduksjon i energikostnadene og 6,1 % av de totale drift og vedlikeholdskostnaden, som vist i utregningen under. Dersom det også regnes med kapitalkostnadene, blir andelen av de totale årlige kostnadene enda lavere.

Drift og vedlikehold (mill nok/år)	NVE	20% red dampforbruk	
Bemannning, vedlikehold	116	116	0,0 %
Kjemikalier, etc	46	46	0,0 %
Skatt og forsikring	17	17	0,0 %
Energikostnader	190	168	-11,8 %
<b>Totalt</b>	<b>369</b>	<b>343</b>	<b>-6,1 %</b>

I NVE rapporten er det gjort en framstilling av tiltakskostnaden (kr/tonn CO<sub>2</sub>) ved endring av ulike parametere som vist under.



Ut av dette tornadodiagrammet kan det leses at endring av total investeringskostnad med +/- 40 % (usikkerheten i estimatet), vil utgjøre snau +/- 200 kr/tonn i tiltakskostnad.

Reduksjon i energikostnaden fra 35 øre/kWh til 25 øre/kWh, vil redusere tiltakskostnaden med litt under 50 kr/tonn CO<sub>2</sub>, fra 700 kr til 650 kr/tonn. Dette er sammenlignbart med en reduksjon i det totale energiforbruk på 29 %. Dersom en slik reduksjon skal oppnås ved redusert dampforbruk, må dette forbruket halveres. Det er da, dessverre, åpenbart at det ikke er mulig å oppnå i nærheten av så store reduksjoner som Aker sier til aftenposten 23.jan<sup>14</sup>. (fra 700 kr/tonn ned mot 200 kr/tonn).

For rensing av Kårstø alene vil det bli dyrere å bygge pilot først og fullskala rensing etterpå. Kostnadsreduksjonen som et pilotanlegg eventuelt kan medføre for et fullskala anlegg med byggestart i 2011, vil være mindre enn de ekstra investeringskostnadene byggingen av pilotanlegget i tillegg til fullskala rensianlegg vil være. Dersom det blir argumentert med at fullskala rensing på Kårstø nå blir for dyrt, vil det medføre at også Akers plan med pilot nå og fullskala senere ikke blir gjennomført.

### Sannsynliggjort vesentlig lavere energiforbruk, kostnader, eller teknologirisiko i forhold til beste tilgjengelige teknologi?

De viktigste forbedringspunktene som studien fra AkerKværner i 2004/2005 pekte på som Just Catch prosjektet jobber med er:

<sup>14</sup> <http://www.aftenposten.no/nyheter/iriks/article1612265.ece>

1. Design av anlegget som et en-strengs anlegg (større utstyr slik at en slipper to parallelle strenger)
2. Valg av forbedret amin
3. Bruk av strukturert pakning
4. Integrering på eksisterende fabrikksted
5. Endret type og antall varmevekslere
6. Endret type og antall pumper

Målet med forbedringspunktene var at prosessen ble forenklet med færre og større utstyrskomponenter. Målet i prosjektet var opprinnelig at det skulle etableres en optimal design av et fullskala CO<sub>2</sub> fangstanlegg basert på best tilgjengelig teknologi i år 2010. Dette er nå altså endret til at de ønsker å bygge et mindre demonstrasjonsanlegg først.

Forbedringspunktene over er satt i forhold til referanseanlegget for CCP-prosjektet som startet i 2000, og ikke i forhold til hva andre leverandører kan levere i dag. Det er derfor grunn til å stille spørsmål om i hvor stor grad dette allerede er gjennomførte forbedringer av andre leverandører. Alle detaljene i løsningene til Just Catch eller andre leverandører er ikke offentlig kjente. Det som er offentlig kjent er bla at MHI siden 1990-tallet har hatt et forbedret amin med lavere energiforbruk enn konvensjonell MEA, samt at MHI i lengre tid har sagt at de kan levere et en-strengs anlegg for eksosgassrensing av et standard gasskraftverk. Både Fluor og MHI har jobbet mye med varmeintegrasjon som har ført til reduksjoner i energiforbruket. Fra foredrag av Prof. Halvor Svendsen, NTNU<sup>15</sup> er det funnet tall for varmekonsumet for aminprosessen fra to av leverandørene som har gjort studier for NVE, Fluor og Mitsubishi Heavy Industries (MHI). Der er det oppgitt at Fluor har redusert energiforbruket fra 4,2 MJ/kg CO<sub>2</sub> fra deres tidligere Econamine FG prosess med MEA til 3,24 MJ/kg CO<sub>2</sub> med Econamine FG Plus. MHI har leverer et amin de har utviklet, KS-1, med varme (damp) forbruk på ca 3,2-3,3 MJ/kg CO<sub>2</sub>. Med en forbedring i prosessen med varmeintegrasjon i desorberer er det opplyst at forbruket er redusert med 15 %. Det er opplyst fra MHI at dette er inkludert leveranse for et anlegg på ca 100' tonn CO<sub>2</sub> for ureaproduksjon i Abu Dhabi<sup>16</sup>. Det er ikke opplyst om tallene for disse forbedringene fra både Fluor og MHI gjelder for eksos fra gasskraft, eller bare kullkraft el med høyere CO<sub>2</sub>-konsentrasjon. Etter det vi kjenner til er det ikke offentliggjort noen tall på målene for energiforbruk for Just Catch prosjektet. Det er blitt sagt at målet er å komme ned mot forbruket for KS-1.

I NVE-rapporten skrives det at de gjennomførte studiene viser stor grad av likhet mellom leverandørene innen prosess, design og kostnader. Små variasjoner skyldes relativt like prosesser og utstrakt bruk av allerede kommersielt tilgjengelige utstyrsenheter.

Fluor og MHI er store selskap med stor kunnskap og lang erfaring med både anlegg for CO<sub>2</sub>-fangst og andre industriapplikasjoner. Når løsningene de har etter mange år med konkurranse er ganske like, er det et klart tegn på at det er mindre sannsynlig at det er store sprang å hente i kostnader og energiforbruk, med utgangspunkt i amin for eksosgassrensing.

Vi vil igjen understreke at vi synes Just Catch prosjektet og Akers involvering i CO<sub>2</sub>-fangst er bra, og at vi mener det bør få offentlig støtte til bygging av

<sup>15</sup> <http://www.tekna.no/applications/system/publish/view/showLinks.asp?ips=1&archive=1010086>

<sup>16</sup> Paper GHGT-8 Trondheim, Development and Improvement of CO<sub>2</sub>-Capture system.

demonstrasjonsanlegg. Både fordi det kan være at prosjektet kan bidra til noen forbedring i forhold til andre aminløsninger og fordi det på lenger sikt er bra med mange leverandører og initiativ for å få til videre utvikling av CO2-fangst løsninger.

## **Norsk teknologi**

Aker bruker argumentet om norsk teknologiutvikling som et hovedargument for deres plan. Argumentasjonen om norsk teknologi har fått støtte fra LO m.fl. og er preget av slagord som spiller på nasjonalistiske følelser. Innholdsmessig er det mindre hold i disse argumentene. Påstanden om at det vil være stor forskjell i antall norske arbeidsplasser alt etter om man velger en norsk eller utenlandsk leverandør av renseanlegg, kan vanskelig dokumenteres. Den største delen av arbeidsplassene som kommer når man tar i bruk fullskala renseteknologi, er arbeidsplasser i byggefasen. Her vil det bli en stor andel av norske leveranser. På prosjektledersiden vil et norsk prosjektteam få verdensledende kompetanse igjennom prosessen med teknologi- og kostnadssammenligning og – valg gjennomføring av bygging og drift av et slikt anlegg. Utstysleveransene vil i all hovedsak uansett bli fra utenlandske leverandører av kompressorer, amin m.m.

Etter NVEs plan er det nå ett år fram til utlysning av anbud for leveranser til fullskala anlegg på Kårstø. Aker har her full mulighet til å delta og vinne dersom de nå og i løpet av det kommende året viser at de er gode nok for å gjennomføre et slik leveranse. Man kan eventuelt vurdere å sette krav til ikke nøkkelferdige anlegg, mindre prosessgaranti og lavere oppetid garantier for å øke sjansene for at Aker vinner en slik anbudskonkurranse.

Skulle det derimot være andre selskaper som har bedre og billigere løsninger enn Aker, må dette velges. Både av hensyn til å få til et best mulig anlegg på Kårstø med lavest mulig teknologi- og kostnadsrisiko, og av hensyn til en raskest mulig global utbredelse av CO2-fangst teknologien.

For å bidra best mulig til global teknologiutvikling, må Norge snarest mulig bidra til konkurranse og kjøp av den beste tilgjengelige teknologien som finnes i Verden. Dersom Norge ikke tar i bruk den beste tilgjengelige teknologien fordi vi skal utvikle vår teknologi, blir vår argumentasjon om å bidra til global bruk av CO2-fangst teknologi, lite troverdig.

Vi kan ikke etablere et prinsipp om at hvis ikke klimateknologien er norsk, skal man la være å ta den i bruk. Tilsvarende krav stilles ikke i andre sammenhenger. Verken i Norge eller globalt må det nå sløses bort enda mer tid på å vente på mulige teknologiske forbedringer før reduksjonstiltak settes i gang. Klimaendringene er for alvorlige til det. Norge må bidra til global bruk av CO2-renseteknologi, gjennom å starte byggingen av fullskala renseanlegg på Kårstø nå.

## **Fullskala nå er svært viktig for videre teknologiutvikling**

Å realisere fullskala CO2 fangst på Kårstø nå er svært viktig både for klimasituasjon og for teknologiutvikling for CO2-fangst løsninger.

Klimasituasjonen er svært alvorlig og krever at alle teknologier som kan sørge for store reduksjoner i utslippene må taes i bruk nå. Å la være å gjøre noe med dagens

klimagassutslipp fordi man håper på billigere teknologi i framtiden, er en oppskrift på å mislykkes i å unngå farlige menneskeskapte klimaendringer.

Fullskala renseanlegg på Kårstø er viktig teknologiutvikling. I EUs nylig framlagte energiplan er det fokusert på at det må bygges mange fullskala renseanlegg raskest mulig for å kunne dokumentere løsningene, lære av byggeprosessen og høste erfaring med driften. For å kunne realisere rammevilkår som kan danne et stort og tilstrekkelig marked er det blant annet EUs oppfatning at det må bygges fullskala renseanlegg raskest mulig. Bakgrunnen for dette er at man skal kunne dokumentere løsningene, lære av byggeprosessen og høste erfaring med driften. Sannsynligheten for et marked for CO<sub>2</sub>-rensing i nær framtid vil udiskutabelt også være den største drivkraften for videre teknologiutvikling, knoppskyting og nye demonstrasjonsprosjekter.

Fra “The European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants, Strategic Deployment Document”:

*“The goal of the Technology Platform for ZEP is clear: to enable zero CO<sub>2</sub> emissions from European fossil fuelled power plants by 2020. It is an ambitious goal, but perfectly feasible – as long as the process starts now.*

*It means CO<sub>2</sub> capture technology must be commercialised, storage locations identified*

*and full-scale demonstration projects implemented without delay.....*

*We therefore need to initiate the immediate large-scale deployment of CCS, starting with the implementation of 10-12 industrial-scale demonstration projects, Europewide. At this stage, it is imperative that we ‘learn by doing’... “*

Hvis fullskala renseanlegg på Kårstø blir utsatt i flere år, er det ikke bare utslippene fra Kårstø som ikke blir rensset. Det kan også bidra til å forsinke tidspunktet for når alle anlegg tar i bruk CO<sub>2</sub>-fangst.

Raskest mulig full skala rensning på Kårstø vil nettopp bidra til å demonstrere løsningene i stor skala, medføre nødvendig infrastruktur, og danne grunnlag for ytterligere pilot- og kommersialiseringsvirksomhet.

Over 15 år med forskning og studier av anlegg for CO<sub>2</sub>-fangst i Norge har ikke ført til vesentlig kostnadsreduksjoner. Pga økte energi- og stålpriser har utviklingen heller ført til høyere kostnader for CO<sub>2</sub>-fangst nå enn planer år tilbake. Det viktigste som kan gjøres nå for å bidra til reduserte kostnader for CO<sub>2</sub>-håndtering og klimareduksjoner er gjennom å få erfaring med bygging og drift av fullskala.

Oppfordringer til å bygge fullskala renseanlegg finner man også i rapporten fra det britiske parlamentets komité for vitenskap og teknologi fra februar 2006:

*”Dersom Storbritannia mener alvor i å påvirke India og Kina ville det mest nyttige være å få **fullskala demonstrasjonsanlegg** for ulike typer teknologi for CO<sub>2</sub>-håndtering opp og gå innenlands, og det så fort som mulig”.*

Det er også viktig å legge seg på minne hva både NVE og Gassnova poengterte på regjeringens samråd for rensinga på Kårstø: Det vil alltid være dyrt å bygge det første fullskala renseanlegget av en slik størrelse. Men en gang må være den første.

## Nasjonal plan

En nasjonal plan for CO<sub>2</sub>-fangst kun for Kårstø, Mongstad og Tjeldbergodden, slik Aker har tatt med i sin tidsplan, er alt for snevert. Det er flere andre viktig initiativ for andre prosjekter, teknologier og demonstasjonsanlegg, som Aker ikke har tatt med. To eksempler er planene om anlegg i Hammerfest med Sargass teknologi og demoanlegget ZENG i Risavika med oxy-fuel m.fl. Det er også mangel på perspektiv på hvor mange slike anlegg som må bygges i Norge. Både er det mange nye prosjekter som Skagerraks planer på Herøy og Slagentangen, Skogn, Fræna, BKK, Snøhvit tog 2 og flere kullkraftprosjekter. For å klare å redusere klimagassutslippene tilstrekkelig, må det bygges CO<sub>2</sub>-fangst fra alle større eksisterende utslippskilder, og det så raskt som mulig. Det skal derfor bygges langt flere slike anlegg enn for gasskraftverket på Kårstø, Mongstad og eventuelt Tjeldbergodden. For å høste erfaring med bygging og drift av slike anlegg som kan komme til nytte for andre anlegg, haster det derfor svært med å komme i gang med bygging av det første anlegget. Her er det inntegnet en del av disse anleggene, plassert grovt tidsmessig i en mer passende nasjonal plan.

2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
K-lab Kårstø											
	Pilot Kårstø										
	Fullskala Kårstø ettermontert										
	Tjeldbergodden, 800 MW integrert										
	Pilot Mongstad (ikke amin)										
					Fullskala Mongstad						
	Hammerfest, 100MW Sargass										
						Snøhvit tog 2					
				Grenland, Skagerak							
						Slagentangen					
						BKK					
			Eldnesværen/Skogn/Aukra. Ett av de?								
		ZENG, 40MW demo. oxyfuel, Risavika									
					Eksisterende industri. Mongstad						
					Eksisterende industri. Norcem						
			Eksisterende industri, Gassco Kårstø								
						Kullkraft. 2-3 planer					

## Vedlegg: Tidsplan gasskraftverk med CO2-fangst i Grenland

