

Sund Energy AS for BKK, juni 2008

CO2-infrastruktur

Mulig utvikling med dagens planer, hva kan det innebære for sentrale kilder og innspill til en mer bærekraftig løsning ved avklaring av kommersielle prinsipper

SUND energy

Sammendrag og konklusjoner

Norge skal håndtere CO2 fra to utslippskilder: Gasskraft på Kårstø og Mongstad. Dette notatet indikerer hva slike mål kan bety av løsning og mulige rammebetingelser, og hva som kan vurderes for å gjøre løsningen mer robust og bærekraftig.

Hvor er vi på vei?

Flere aktører har utredet ulike forhold knyttet til håndtering av CO2. Løsningene er kostestimert og det er beregnet enhetskostnader, gitt at kildenes volumer blir som forventet. Dette er en vanlig tilnærming til tidlige tariffer for bruk av infrastruktur. Det er en mulighet for at volumene blir lavere, høyere eller mindre jevne. Dette vil påvirke enhetskostnadene, avhengig av fremtidig tariffmetodikk, som igjen kan påvirke volumene fra de relevante kildene. For eksempel vil lavere brukstid på Kårstø øke kostnader for staten eller kraftverkene på Mongstad, avhengig av valgt regime.

Det er altså en mulighet for at reguleringsregimet og tariffstrukturen for CO2-håndtering i seg selv kan påvirke volumene i systemet, og dette bør derfor vurderes parallelt med konseptvalg og i god tid før investeringsbeslutning. Gassnova påpeker også at markedsmekanismer og reguleringsregime bør komme på plass for å unngå at dette forsinker den fysiske løsningen. Vi anbefaler derfor en analyse og indikativ løsning for priser og regulering, for å sikre robusthet i volumberegninger og samfunnsøkonomi i tiltaket. Det bør også vurderes mulige realopsjoner ved alternative fysiske løsninger og potensial for tidligere oppstart av dette strategiske satsingsområdet for Norge: Fullskala CO2-håndtering.

Hva kan gjøres?

Dette notatet peker på flere vurderinger som bør inngå i analysene frem til investeringsbeslutning, særlig knyttet til volum, realopsjoner og markedsmekanismer/regulering. Det er ikke mulig i dette notatet å fullføre alle disse analysene, men det kan vurderes som et forprosjekt, hvor det pekes på verdi ved et slikt arbeid. Disse kan gjøre den endelige løsningen operasjonell tidligere, og mer treffsikker i lys av nasjonale mål og samfunnsøkonomiske kriterier.

Innholdsfortegnelse

Sammendrag og konklusjoner	2
Bakgrunn for notatet	4
Problemstilling	4
Oppsummering av eksisterende analyser for Norge	5
CO2-Håndtering på Kårstø: Fangst, transport og lagring (NVE rapport nr 13, desember 2006)	5
Beslutningsgrunnlag for transport og deponering av CO2 fra Kårstø og Mongstad (Utarbeidet av Gassnova, Gassco, NVE og OD, september 2007)	5
Transport og lagring av CO2 fra Kårstø og Mongstad – Melding med forslag til program for konsekvensutredning (Gassnova SF, mars 2008)	7
Hvordan utrede infrastruktur i markedsøkonomi med usikkerhet til fremtidige volum?	7
Juridiske aspekter og kommersielle rammebetingelser	8
Finansieringsmuligheter og innflytelse på løsning	9
Hva blir volumet til håndtering?	10
Hvordan vil reguleringsregimet virke på volumet til håndtering i Norge?	12
Hvordan kan systemet bli mer robust for usikkerhet?	12
Mulige neste skritt	14

Karen Sund & Aslak Mæland
Karen@sundenergy.com
Aslak@sundenergy.com

Bakgrunn for notatet

Sund Energy arbeider med kommersielle aspekter ved gass, kraft og CO₂, og har blitt bedt av BKK om å skissere mulig utvikling av CO₂-håndtering i Norge, og hva det vil bety for CO₂-kilder i landet. Vi står overfor en klassisk avveining mellom å nå politiske mål raskt og å sikre at det politiske ønsket gir en bærekraftig løsning for landet. Dette notatet peker på enkelte aspekter som bør vurderes for å sikre en god og langsiktig løsning uten at det trenger å innebære utsettelse av overordnede politiske mål. Det kan da bli mulig å håndtere mer CO₂ tidligere, uten å virke avskrekkende på nye investeringsbeslutninger innen gasskraft.

Notatet tar opp kommersielle og regulatoriske aspekter. Målet er å skisserer hvordan en kommersielle analyse kan supplere eksisterende analyser innen håndtering, som har hatt mye fokus på teknologi for fangst og sikkerhet ved deponering. Det er også verd å merke seg at Gassnova, som er ansvarlig for å sikre fysisk håndteringsløsning, ser mangel på markedsløsning og regulering som en vesentlig risikofaktor for gjennomføring innen tidsfristene som er satt av politikerne. BKK har for egen del bedt Sund Energy vurdere disse forholdene. Notatet kan også fungere som et innspill til de relevante myndigheter innen CO₂-håndtering. Det er ikke mulig å besvare alle spørsmålene i dette notatet, men det vil være mulig å bidra med konkrete innspill i samarbeid med myndigheter og beslutningstakere i periodene frem til konseptvalg og investeringsbeslutning.

Problemstilling

Norge har besluttet å håndtere CO₂, med særlig vekt på fremtidige utslipp fra nye gasskraftverk. Så langt har mangel på rammeverk gitt økt usikkerhet og dette kan utsette investeringsbeslutninger for tilsvarende prosjekter. Det har vært mye fokus på tekniske aspekter ved CO₂-håndtering, men det er uklart hvordan kommersielle og regulatoriske aspekter vil bli, og dette kan gripe direkte inn i økonomiske forhold for kraftproduksjonen.

Dette notatet skisserer noen mulige effekter av dagens prosess, særlig for ny kraftproduksjon. Det stilles også noen konkrete spørsmål som vil kunne øke løsningens robusthet og bærekraft om de blir besvart innen konseptvalg og investeringsbeslutning for håndteringsløsningen foretas.

Vanlig tilnærming for infrastrukturbygging i Norge, særlig rørtransport, følger disse fasene:

- 1) Estimat av fremtidig volum
- 2) Dimensjonering og kostestimering av infrastruktur
- 3) Risikovurderinger, ofte teknisk, utsettelser osv
- 4) Fordeling av enhetskostnader, ofte likt og satt i ettetid

En slik tilnærming har hittil fungert godt for annen infrastruktur som f.eks. gasseksportør med faste, lange kontrakter og for kraftlinjer i planøkonomi med voksende marked. Infrastruktur for CO₂ bringer opp flere sentrale spørsmål, som bør vurderes i forkant for å gjøre investeringene robust for fremtidig usikkerhet. Disse dreier seg om volum, som vil være avhengig av rammebetingelser, alternative løsninger for CO₂ håndtering (og frihet til å bruke dem), priser relevant for de aktuelle kildenes drift, politisk holdning til håndtering over tid. Basert på dette ser vi flere spørsmål, som vil drøftes kort i dette notatet:

- 1) Hva blir volumet? Er det sannsynlig at det går utover det forutsatte omfanget av 3,3-7.7 millioner tonn (MT)/år?
- 2) Hvordan planlegge for denne usikkerheten – mulig lærdom fra andre infrastrukturprosesser?
- 3) Hva er alternative løsninger til dagens forslag, og kan de være bedre/mer bærekraftig for samfunnet?
- 4) Hvordan kan et regime for CO₂-håndtering skisseres slik at det blir mer forutsigbarhet for kilder og myndigheter i sin planlegging?
- 5) Hvordan sikre en bærekraftig løsning som vil passe i det europeiske bildet av markedsløsninger for investeringer, drift og andre forhold i kraftbransjen – kan europeisk samarbeid hjelpe?

Oppsummering av eksisterende analyser for Norge

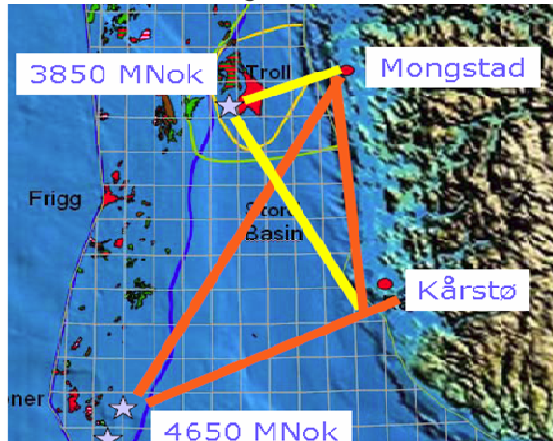
Det har det vært gjennomført omfattende arbeider innen CO₂-håndtering i Norge, av bl.a. NVE, Gassco, Gassnova, OD og Petoro i tillegg til interesseorganisasjoner som Bellona og Zero. I dette kapitlet oppsummerer vi kort status, basert på de siste rapportene som fungerer som underlag for dagens arbeid, kommende konseptvalg (desember 2008) og investeringsbeslutning (høsten 2009).

CO₂-Håndtering på Kårstø: Fangst, transport og lagring (NVE rapport nr 13, desember 2006)

I forbindelse med CO₂-håndtering på Kårstø ble det i 2006 på oppdrag fra OED (mars 2006) utarbeidet en rapport av NVE (Rapport nummer 13, 2006). Denne rapporten tar for seg fangst, transport, og lagring av CO₂ fra Naturkrafts gasskraftverk. Mandatet gitt fra OED var begrenset til fangst fra gasskraftverket på Kårstø og ser ikke på de større linjene innen CO₂ infrastruktur. Her konkluderes det med at transportløsning med rør og lagring vil koste ca 1,56 mrd.kr (basert på Sleipner som lagringssted). I tillegg kommer selve fangstkostnaden, som er estimert til 3,46 mrd. kr. Dette gir totale tiltakskostnader på ca 700 kr per tonn håndtert CO₂, gitt at anlegget slipper ut 1 million tonn per år over 8000 timer. Ved brukstid på 2000 timer, stiger enhetskostnadene til 2200kr/tonn håndtert.

Beslutningsgrunnlag for transport og deponering av CO₂ fra Kårstø og Mongstad (Utarbeidet av Gassnova, Gassco, NVE og OD, september 2007)

Rapporten er den første avrapporteringen i oppdraget som ble gitt i forbindelse med å utrede beslutningsgrunnlag knyttet til transport- og deponeringsløsning for CO₂ fra Mongstad og Kårstø. Rapporten bygger på en del av det arbeidet som ble gjort i NVEs rapport nr 13 (2006). Dokumentet oppsummerer bl.a. tekniske og økonomiske vurderinger av ulike scenarier for transport og lagring av CO₂, og danner grunnlaget for beslutning om videre studier frem til konseptvalg mars 2008. Mandatet til dette prosjektet spesifiserer at man skal se på robusthet i forhold til innfasing av ytterligere CO₂-volumer utover Kårstø og Mongstad. Det skal videre vurderes muligheter for CO₂ til EOR.



Figur 1 To deponeringsalternativer skisseres, med tilhørende rørforbindelse med Mongstad og Kårstø (investeringsbeløp i mill. kr)

Som vist i figuren over, er kostnader ved de ulike alternativene estimert til NOK 3,85 mrd for transport til felles deponi i Johansen formasjonen og NOK 4,65 mrd for transport til felles deponi i Utsira formasjonen. Videre er også et alternativ der man benytter separate deponi for Kårstø (Sleipner) og Mongstad (Johansen) vurdert og investeringskostnader er estimert til NOK 4.3 mrd. Grunnet kapasitetsproblemer i forbindelse med deponi på Sleipner, valgte man å ikke gå videre med denne løsningen.

Rapporten konkluderer med at det bør utredes to deponier for fullskala CO₂-håndtering fra Mongstad og Kårstø: Johansen-formasjonen og Utsira-formasjonen i Sleipner området. Videre har man kommet fram til at rør er beste løsning for transport til disse lagringslokalitetene. Til fullskala anlegg er på plass på

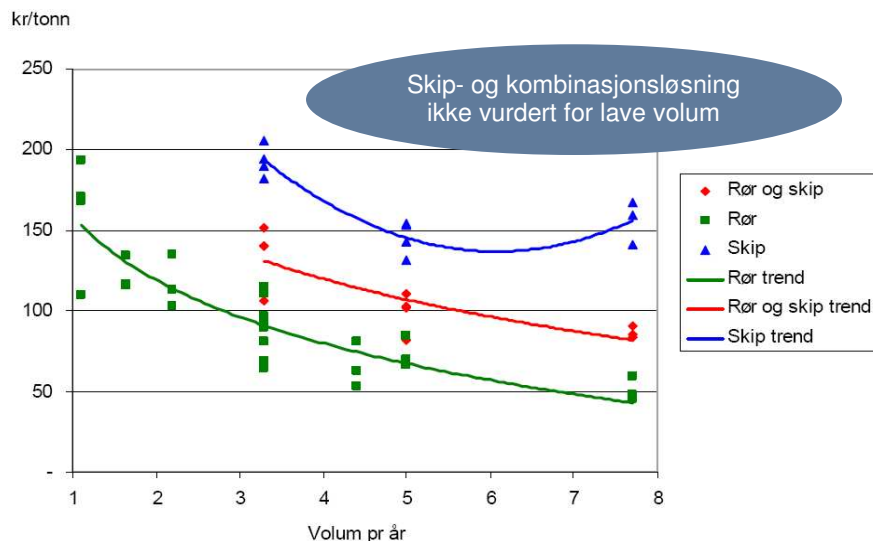
Mongstad (i perioden med TCM), anbefales båtløsning med transport til et etablert deponi (Snøhvit nevnes som eksempel). Dette har siden blitt forkastet på grunn av høye kostnader.

Prosjektgruppen har som grunnlag for disse vurderingene innhentet informasjon ang planlagte gasskraftverk i Norge, samt to kullkraftverk. Da det ifølge rapporten vurderes som for omfattende og spekulativt å vurdere innfasing av andre kilder enn Mongstad og Kårstø, har prosjektet implisitt antatt at fremtidige kilder vil ligge i geografisk tilknytning til Mongstad og Kårstø. For å ta inn mulig endring i framtidig CO₂-volum, har prosjektet benyttet Kårstø +50 % og +200 %, og Mongstad +50 % og + 100 %. Dette innebærer bl.a. at mulige kullkraftverk som er under planlegging ikke er tatt i betraktning når optimal infrastruktur er vurdert.

Rapporten har vurdert tre generelle løsninger for transport mellom CO₂ kilde og deponi:

- 1) Kun rør
- 2) Kombinasjon mellom skip og rør
- 3) Kun skip

Den økonomiske analysen har ikke testet alternativene ved lavere volum enn 3,3 MT CO₂ per år eller andre perioder/horisonter enn 25/40 år. Dette reflekterer en antagelse om at volum vil ligge flatt som følge av jevn kraftproduksjon på de to anleggene. Ved basisvolum på 3,3 MT CO₂ gir dette enhetskostnader på 95 kr/tonn for felles rørløsning til Johansen fm, og 115 kr/tonn for transport og lagring i Utsira. Det understrekes at disse tallene er kun for transport og lagring, og ikke inkluderer fangst ved de to anleggene. Det vil si at tallene ikke er direkte sammenlignbare med totale tiltakskostnader per tonn CO₂. Figuren under viser resultater fra de tre alternative transportløsningene, og underliggende antagelser om volum.



Figur 2 Enhetskostnader, transport og lagring, med ulike transportalternativ og volum per år

Selv om det også i rapporten fremheves at en skipsløsning kan gi økt fleksibilitet med hensyn til tilgang på CO₂, i tillegg til å redusere risikoen for overinvesteringer i rør, kan man valgt å gå videre med utredning av en ren rørløsning. Usikkerheten rundt volumene fra nåværende (planlagte) kilder tilsier at dette ikke nødvendigvis er riktig løsning.

Når det gjelder bruk av CO₂ til EOR er forutsetninger brukt i de underliggende analysene (Gassco 2006) noe uklare. Det antas at man opererer med oljeindustriens konservative estimater for oljepris (\$35/fat, for eksempel), og at man derfor ikke ser økonomi i å betale for CO₂ for økt utvinning av olje. Med dagens prising av olje i "forward"-markedet på over \$120/fat, kombinert med knapphet på nye funn, er det grunn

til å tro at noen av disse estimatene burde revurderes. Dette kan i så fall endre designbasis for CO2 infrastruktur, samt at kostnader kan snus til inntekter i visse tilfeller.

Bruk av kun to kilder i vurdering av optimal infrastruktur, kan også ses på som en svakhet i disse utredningene. Dersom man ser på regionalt, nasjonalt, og mulig internasjonalt behov for transport og lagring av CO2, kan bildet endre seg drastisk. Disse spørsmålene vil vi komme nærmere tilbake til.

Transport og lagring av CO2 fra Kårstø og Mongstad – Melding med forslag til program for konsekvensutredning (Gassnova SF, mars 2008)

Meldingen fra Gassnova SF mars 2008 tar utgangspunkt i ”Beslutningsgrunnlag knyttet til transport og lagring av CO2 fra Kårstø og Mongstad” og kommer med forslag til hva en konsekvensutredning bør omfatte.

- Melding med forslag til konsekvensutredningsprogram, mars 2008
- SFT fastsetter utredningsprogram etter offentlig høring, september 2008
- Konsekvensutredninger gjennomført og innsendt for behandling, april 2009
- Konsekvensutredninger hørt, behandlet og godkjent, september 2009
- Samtykker og godkjenninger for bygging og drift av anlegg, 2009/2010
- Sendte søknad om utslippstillatelse, 2011
- Driftsstart/utslippstillatelse fra SFT foreligger, 2012

Det ser ikke ut til at varierende volum blir vurdert. Det er heller ikke lagt opp til å utrede reguleringsregime og kommersielle forhold. I senere presentasjoner fremhever Gassnova at uklarhet innen markeds-mekanismer og regulering er en risiko for prosjektgjennomføringen.

Både markedsmekanismer og annen utvikling kan påvirke volum (både opp og ned), noe som bør vurderes før en investeringsbeslutning. Mandatet for utredninger som skal lede frem til investeringsbeslutning ber om vurderinger rundt robusthet og hvordan man kan legge til rette for fremtidige muligheter innen EOR.

Hvordan utrede infrastruktur i markedsøkonomi med usikkerhet til fremtidige volum?

I og med at det er gasskraftverk man primært skal håndtere, er det nærliggende å vurdere læring og prinsipper fra både gass og kraft når det gjelder infrastrukturplanlegging og -prising.

Transport av gass skjer typisk i rør eller med skip. Rør har store skalafordeler og skip har fleksibilitet som kan gi opsjonsverdi, særlig ved usikkerhet rundt volum og geografiske punkter for transporten over tid. I gassbransjen har man økt bruken av skip betraktelig de siste årene, delvis for å kunne dekke lengre avstander og delvis for å kunne utnytte fleksibilitet i sted, tid, sesongsvingninger osv. I Norge har man i tillegg sterk vekst innen småskala LNG for distribusjon til områder som ikke kan nås lønnsomt av rør, særlig i markeders oppbyggingsfase eller der det er vanskelig å få rørinfrastruktur på plass.

Kraftmarkedet i Norge er blant de mest modne og effektive i verden. Aktørene i dette markedet er vant til å optimere sin drift, primært av vannkraftverk, men også av andre aspekter som CO2-kvoter, gass, osv. Pris er det viktigste signalet i markedet for drift- og investeringsbeslutninger. Videre er det naturlig monopol og statlig infrastruktur for transmisjon, sentralt planlagt og med tariffer som reflekterer kostnader i et effektivt system. Det er også klart hvilke mandater de ulike organene har, som f.eks regulator, nettoperatør osv. Markedsprising ved infrastrukturknapphet gir økt effektivitet og insentiv til bruk av systemet som er bærekraftig og samfunnsøkonomisk.

Norge har ikke et effektivt gassmarked, men er blant de største eksportører av naturgass til Europa, og har et effektivt transportsystem for dette. Dette eies av de største oljeselskapene og drives av Gassco. Det er nå under utredning en gasstransportløsning for å få gass til Grenland. Dette har vært utredet av flere, også

av NVE i forbindelse med gassmeldingen (2004), hvor både skip og rørledninger ble vurdert for ca 0,5 mrd m³, og med sterk statlig finansiering. Siden, har dette initiativet blitt utvidet til å kunne levere gass til Sverige, Danmark og Polen, og har nå betydelig lavere enhetskostnader og ikke behov for statlig finansiering. Potensielle investorer i og brukere av dette systemet er også mulige utslippskilder i fremtiden. Klare paralleller kan trekkes til CO₂-infrastrukturplanlegging.

Ettersom frie markeder vokser frem, og aktørene blir mer prisdrevet, må fremtidig volum vurderes som mer usikkert enn tidligere, og kostnader knyttet til bruken vil også påvirke infrastrukturens bruksgrad. Derfor ser vi i både gass- og kraftsektoren at man omorganiserer rekkefølgen i sine utredninger noe, og legger større vekt på kommersielle sider og muligheter for realopsjoner. Videre ser flere utbyggere det som viktig å lage sitt system attraktivt, ettersom de forventer økt konkurranse mellom infrastrukturledninger, og at det beste systemet vil ha best utnyttelse og dermed lavere enhetskostnader. En slik utredning vil derfor veksle mellom tekniske og kommersielle vurderinger, og kan oppsummeres i følgende faser:

- Behov – scenarier: Under forskjellige forutsetninger kan ulike fremtider, regimer, preferanser gi ulike volum
- Strategi/forretningsmodell: Hoveddriver for system – hva er målet, hva kan utfordre dette og hvordan skal inntektene genereres og fordeles?
- Økonomiske prinsipper, interessentanalyse, aktører/roller: Hvem bygger, regulerer, designer fysisk konsept, finner markedsmekanismer som virker osv?
- Skisse til design – hva er de ulike designmulighetene – trinnvis?
- Grov økonomi og finansiell modell – tidlig tariff: Hva blir kostnader for brukere og hvilken annen kostnadsdekning kan forventes?
- Realisme i volum/tid gitt tariff: Blir volumet høyere eller lavere enn først forventet?
- Konsekvensutredning: Hvordan vil tiltaket påvirke samfunnet (positive så vel som negative konsekvenser)
- Revidere design? Mulig å justere i lys av økonomiske eller miljømessige konklusjoner.
- Mer detaljert design – med påfølgende mer detaljert markedsmodell og regulering
- Underlag for investeringsbeslutning – tilpasset investors kriterier, som ofte er forskjellig om man er statlig eller ikke.

Hvis hoveddriveren er utvikling av teknologi og en rolle som verdensledende spreder av denne, bør timing vurderes, ettersom stadig flere land starter egne prosjekter. Allerede nå ser noen av disse landene at kraftbransjen tilpasser seg og forventer økt bruk av kull fremfor gass, for eksempel.

Juridiske aspekter og kommersielle rammebetingelser

Lovverket og andre rammebetingelser vil påvirke eksisterende og fremtidige kilders agering, både investeringsbeslutninger og drift, noe som øker volumusikkerheten ytterligere. Vi vil anbefale at nasjonale mål omsettes i bærekraftige rammebetingelser og at det juridiske avklares for å gi forutsigbarhet. Det vil være naturlig at dette gjøres i en helhet, hvor omkringliggende regimer vurderes, som gass og kraft i Norge, samt CCS i naboland, som for eksempel Storbritannia. Så langt er det mest fokus på regulering av det fysiske, i lys av eksisterende regler (OSPAR osv) og miljø/sikkerhetsforhold knyttet til transport og deponi. Etter hvert forventes det at andre rammebetingelser vil utredes, og at de vil harmonere innen EU, samt mellom kraft, gass og CO₂.

Som et minimum, bør det relativt snart avklares om håndtering er tvungen eller valgfri (i forhold til kvoter, for eksempel) og om man skal betale eller bli betalt for å bruke systemet. Valg her kan være styrt av ambisjonsnivå når det gjelder teknologiutvikling, fysisk håndtering hjemme i forhold til ute, og behov for ny kraftkapasitet. Disse valgene kan ligge i ulike departement. I tillegg vil Finansdepartementet måtte vurdere prinsipielt hvor mye håndtering skal koste Norge i forhold til alternative løsninger, og er det en mulig inntekt på lang sikt? Blandet med de konkrete beregningene her, og mangel på tydelighet så langt, gjør at

politiske uttalelser knyttet til at "det skal svi" og "det er umoralsk å kjøpe seg fri" blir overtolket og skaper usikkerhet blant potensielle fremtidige CO2 kilder.

Det kunne være nyttig allerede nå å vurdere hvem som "eier" håndteringsproblemstillingen i Norge og dermed identifisere en regulator. Hittil har mange myndighetsorgan vært involvert, og ingen av dem har et overordnet, dedikert eller helhetlig syn på emnet. Noen har fokus på fangstteknologi, andre deponisikkerhet/geologi, andre igjen transportløsninger osv. Så langt ser det ikke ut til at noen "eier" det kommersielle – hva skal det koste landet og brukerne? Hva er reglene for bruk? En slik regulator kunne være en av de eksisterende direktorat, som NVE, OD, SFT, eller en ny enhet som får et dedikert ansvar. Målet må være å designe, håndheve og følge opp regler som bidrar til at nasjonale mål nås, slik vi ser i dag at NVE gjør på kraft, for eksempel. I prinsippet bør disse reglene være like tydelige enten det blir en statlig eller privat aktør som fysisk bygger og/eller driver infrastrukturen. Rammebetingelsene bør uansett utarbeides av andre enn de som har sin styrke i prosjektledelse av infrastrukturbygging eller -drift, eller de som er ansvarlig for tildeling av midler for ny fangstteknologi.

Finansieringsmuligheter og innflytelse på løsning

Infrastruktur kan finansieres på mange måter. Den tradisjonelle løsningen er at det offentlige bygger felles løsninger som er nøytrale og sikrer god samfunnsøkonomi i naturlige monopol. Denne modellen har blitt utfordret de siste årene og man har i noen land satt mer ut til private aktører under statlig regulering, og man har skilt eierskap av infrastrukturen og energi i stadig flere sektorer.

Private aktører har forskjellige preferanser. Noen energiselskap kan se på infrastrukturinvesteringer som mindre attraktive enn energiinvesteringer i produksjonskapasitet og flere har valgt å trekke seg ut av dette området, godt hjulpet av reguleringer som har oppfordret til slike skiller. Det har vokst frem spesialiserte infrastrukturetselskap som eier og driver infrastruktur i flere land, gjerne på tvers av bransjer. I tillegg har regulert og garantert normalavkastning fremstått som mer attraktiv enn bankinvesteringer, noe som har gitt et voksende innslag av pensjonsselskap og andre finansielle investorer med interesse for infrastrukturinvesteringer. For CCS-infrastruktur kan også andre midler, særlig de øremerket for miljøtiltak (FN, CDM, grønne fond, osv), være aktuelle.

Investeringers avkastning kan være ved regulerte inntekter knyttet til eierskap og drift, særlig i tilfeller der effektivitet og andre kriterier blir overvåket for å sikre rettferdige tariff for brukere, slik vi ser på kraft i Norge. Dette er vanlig der det er naturlig monopol og få alternative løsninger for brukere av systemet. En annen mulig løsning er å gi investoren frihet i tariffing hvor det er konkurranse mellom løsningene – da vil investor ta risiko og oppside knyttet til investeringen. For CO₂-håndtering vil det innebære en konkurranse mellom ulike håndteringsløsninger i Europa og mellom disse og prisen på kvoter (som kan varierer daglig).

Foreløpig er det vurdert som vanskelig eller umulig å finne kommersielle løsninger for CO₂-infrastruktur, som har gitt en helning mot statlige investeringer og subsidiert bruk. På sikt er det likevel et ønske fra ZEP og andre miljøer som utreder aspekter ved håndtering at stabile og bærekraftige markedsløsninger utvikles, slik at kraftproduksjon med og uten håndtering vil kunne konkurrere i kraftmarkedet. Flere prinsipper for tariffing kan vurderes, etter hva målene er. Flere bransjer og statlige mekanismer har erfaring her og vist varierende effektivitet i å nå politiske mål. Dette viser at det er viktig å være klar på hva de politiske målene er. Noen eksempler på tariffsystem kan være:

- 1) Enhetskostnader årlig/over levetiden: All risiko på brukeren, høyere når volumet er lavere. Komfortabelt for statlig aktør, men effektivitet bør måles. Kjent modell i Norge – varianter innen både kraft og gass
- 2) Alternativkost: Kjent fra prising av gass mot alternativ brensel og i gasstransport hvor tariffen til tider settes mot brukers kost ved egen infrastruktur. Dette legger mer risiko på utbygger for økonomi, men sikrer volum ved attraktivitet. Kan også gi oppside til utbygger, avhengig av brukers frihetsgrader i alternativ (eget rør til Johansen, kvoter, eller internasjonal løsning)

- 3) Attraktiv løsning: Sikring av store volum ved å sikre attraktivitet (lavere kost eller insentiv) – bør vurderes om man kan se en fremtidig inntektsmodell der Norge tiltrekker volum fra andre land og/eller bruker CO2 til EOR. For eksempel bør det vurderes om man skal tiltrekke seg volum fra kullkraftverk for å få større volum og lavere enhetskostnader, ved en attraktiv kommersiell modell.
- 4) Markedsløsning: Kraftbransjen har erfaring med markedsløsninger der tilbud og etterspørsel av energi, kvoter, kapasitet kan handles og priser varierer med tilgjengelighet og behov. Dette vil ligne på kraft, kvoter og etter hvert gass, som alle gasskraftverk i Norge forholder seg til.

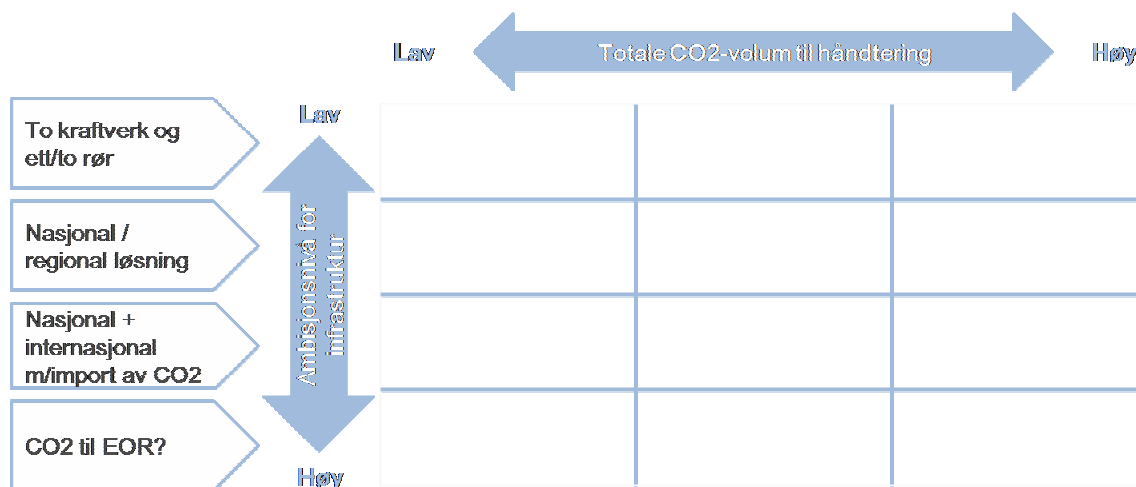
Hva blir volumet til håndtering?

For dimensjonering av infrastruktur er det naturligvis enklest med et forhold til konkret volum og mulige variasjoner i dette. Fokus er på de mye omtalte kraftverkene på Kårstø (fra 2012) og Mongstad (fra 2014). Vi observerer at man ser på andre kilder enn Mongstad og Kårstø som "spekulative" i utredningen fra 2007 og at dette ikke er revurdert i meldingen, selv om to kullkraftverk i området er forhåndsmeldt og vil øke volumet betraktelig, om de blir bygget. Man forventer videre at eventuelle nye gasskraftverk vil ligge ved Kårstø- og Mongstadanleggene, noe som utelukker Skogn, Skagerak, Møre, osv. I konseptstudien som Gassco gjør i år, blir mulige kilder kontaktet for å nominere volum til systemet – innen oktober. En tradisjonell "bottom-up" tilnærming.

Hvis man skulle vurdere en nasjonal eller internasjonal løsning, med et mål om et visst volum CO2 til håndtering, ville en "top-down" tilnærming sett på muligheter for sikker håndtering av store volum for å være så kostnadseffektiv og bærekraftig som mulig. Lastfaktor (brukstid) er ikke garantert flat, slik man har vært vant til at gassproduksjon offshore kan være. Dette bør tas hensyn til, både i dimensjonering av systemet, i valg av kilder (om mulig) og i utforming av rammebetingelser/insentivsystem.

Scenarier/volum

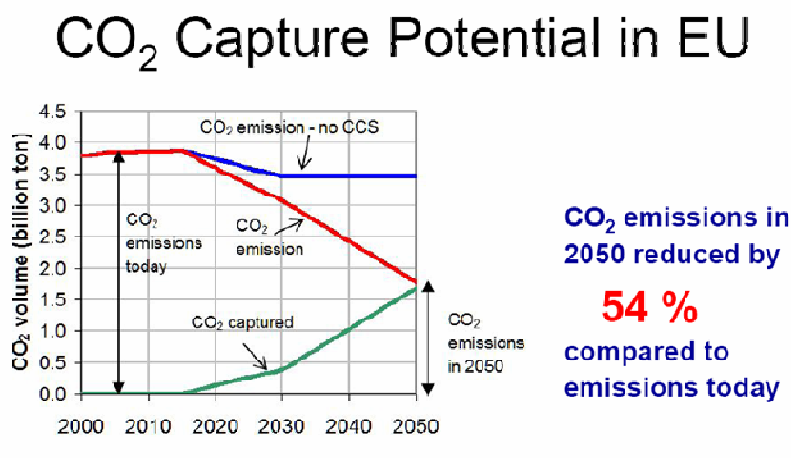
CO2-håndtering er en ny aktivitet, ikke bare i Norge, men globalt. Det er stor usikkerhet, ikke bare til teknologiutvikling, som Gassnova har hatt mye fokus på, men til gode, fremtidige løsninger. Norge har vurdert CO2-håndtering fra gasskraftverk i noen år nå, og andre land har også startet lignende aktiviteter, men da stort sett for større volum, gjerne knyttet til kullkraftverk. Noen land har også begynt å se på større løsninger for felles infrastruktur (Nederland) og markedsløsninger/private initiativ for håndtering (Storbritannia). Ettersom enhetskostnader (tiltakskost/tonn) er i fokus, hos mange beslutningstakere, bør det vurderes hvordan disse vil bli i de ulike europeiske løsningene. Det er grunn til å tro at noe mer innovasjon på fangst og transportsiden vil være mulig i Storbritannia, og det er rimelig å forvente lavere enhetskostnader i system med betydelig større og sikrere (flatere) volum i Tyskland og Nederland, for eksempel.



Figur 3: Mulig rammeverk for å vurdere scenarier for volum og ambisjonsnivå for CO₂-håndtering i Norge og robusthet av denne.

Kan Norge være en del av en felles europeisk løsning?

Norge bør vurdere sin strategi i et slikt scenarie, hvor en løsning tilsvarende den som nå er planlagt vil gi høyere håndteringskostnad enn andre land, ut i fra lavere volum. Der de andre landene har fordeler ved volum, har Norge fordeler ved deponi, både i de omtalte formasjoner (Johansen og Utsira), men også EOR muligheter, som kan gi en økonomisk oppside i tillegg. Europa forventer at CO₂-utslipp fra stasjonære kilder vil fortsette å stige, og at en betydelig andel av dette vil håndteres fysisk, med store løsninger for infrastruktur, mellomlager og deponi. Et estimat viser at EU i 2050 kan komme til å håndtere 1700 MT/år, mot maks 7,7 MT i Norge (se figur 4). Siste utspill fra EU indikerer håndtering av all ny kraft, for eksempel.



Figur 4: Potensial for CO₂-håndtering i EU (kilde ZEP General Assembly)

Dette tilsier at det er større muligheter for stordriftsfordeler i EU enn i Norge, som vil gi lavere enhetskostnader. Disse vil være et konkurransefortrinn for industri og kraft i Europa om Norge fastholder pliktig håndtering fra sine to gasskraftverk med tilhørende enhetskostnader. Dette gir to muligheter for langsiktige løsninger som bør vurderes:

- 1) Ønsker Norge å tiltrekke seg EU-volum for å få stordriftsfordeler her og utnytte fortrinn med egne deponiløsninger, eller EOR på sikt?
 - a. I så tilfelle bør den norske løsningen fremstå som attraktiv for EU-kildene i forhold til deres alternativ. Det bør også flagges før EU lager sine egne fysiske løsninger, som allerede blir diskutert.
 - b. Hvis dette er en ambisjon – hvordan vil den designes og markedsføres?

- 2) Ønsker Norge å tillate sine kilder å nyte godt av de store løsningene i EU?
 - a. De norske volumene vil kunne transporteres til en "hub", for eksempel i Rotterdam-området, og der ha tilsvarende kostnader som sine konkurrenter.
 - b. Hvis dette er svaret innen 10-15 år, hva er da best infrastruktur for Norge i mellomtiden?

Er mer-olje-produksjon (EOR) en langsiktig løsning?

Analysen fra oljeindustrien viser at CO₂ som trykkstøtte kan gi mer olje i en EOR-prosess enn vann, som ofte brukes i dag. Et alternativ er gass, som ofte stiger i pris, parallelt med oljeprisen. Bekymringer fra oljebransjen er knyttet til korrosjon, varierende og lave volum, og risiko i reservoar. I et slikt bilde bør det vurderes større volum, enten fra flere kilder i Norge eller fra utlandet.

Langsiktige vurderinger for langsiktig infrastruktur

I et enda lengre perspektiv, bør globale trender vurderes for robusthet. Kina er forventet å få en stor andel av fremtidige utslipp av CO₂, og har begynt å vurdere håndtering. Skalafordeler vil kunne være enda større her, noe som kan påvirke en global benchmark, som igjen kan påvirke kvotepriser og andre kriterier for CO₂-håndtering. På den annen side, er det i fremtiden mulig at betalingsvillighet for CO₂-håndtering stiger eller faller, som kan påvirke volum ytterligere.

Hvordan vil reguleringsregimet virke på volumet til håndtering i Norge?

Gasskraft er nytt i Norge, og vi ser allerede at kjøremønsteret er et resultat av daglige priser, kostnader og alternativ. På den ene side kan pliktig og kostbar håndtering av CO₂ vil også påvirke slikt kjøremønster og dermed volumet av CO₂ til håndtering. Teoretisk kan en se for seg høye håndteringskostnader som ett scenario, som vil resultere i minimale volum til håndtering. En slik effekt vil gi overinvesteringer i infrastruktur og kraftkapasitet, noe som ikke nødvendigvis er samfunnsøkonomisk.

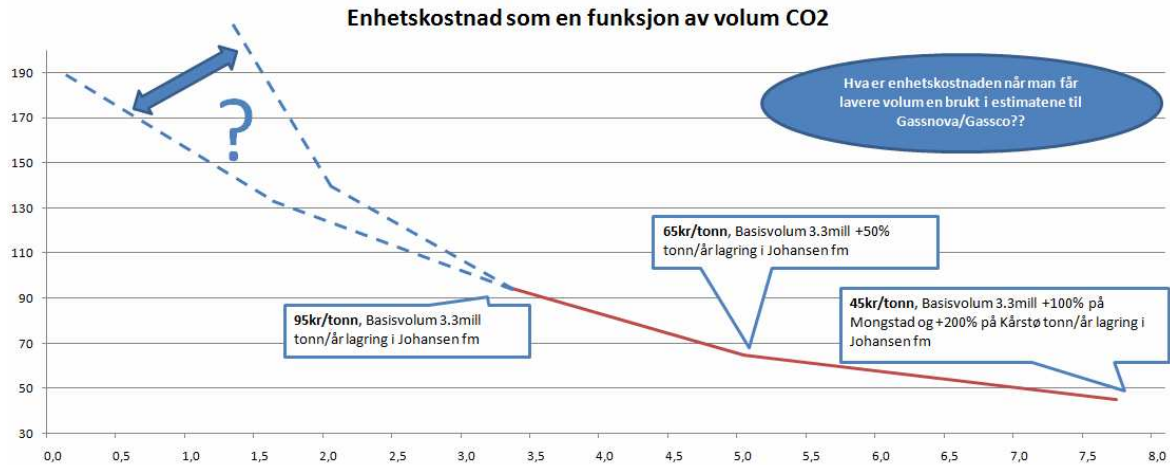
På den annen side, kan et norsk, attraktivt regime gi lavere kostnader enn andre ved å tiltrekke seg flere volum og sikre god utnyttelse av infrastrukturen. Mer CO₂ håndtert og mulige fortrinn for norske aktører. Videre har det vært vurdert insentivordninger for bruk av infrastrukturen, noe som naturligvis vil bidra til økt bruk i forhold til ellers. Dette innebærer statlige overføringer, som naturligvis bør veies mot alternative overføringer.

Den norske løsningen vil påvirke kraftmarkedet, industriaktivitet og dermed CO₂-utslipp. Den europeiske løsningen, om den når det estimerte volumet, vil i tillegg kunne påvirke fremtidige kvotepriser og dermed alternativ løsning for mange aktører innen kraft og industri. Videre bør det påpekes at ytterligere usikkerhet er knyttet til det lange perspektivet her. Det er mulig at betalingsvilligheten for redusert CO₂ endres, enten økes ved høyere fokus, eller synker ved lavere fokus på CO₂ og økt fokus på andre utfordringer. Går man like langt tilbake i tid, var det stor bekymring for "global cooling" og mer fokus på å redusere svovel og partikler, for eksempel.

Selv om vi ser for oss en relativt beskjeden håndteringsløsning i Norge, vil den ha betydelige kostnader. Store, i utgangspunktet offentlige, investeringer bør testes for robusthet og samfunnsøkonomiske effekter over tid. Det bør gjøres grundige vurderinger av totalløsningen fangst, transport og lager, samt fremtidig mulig utvikling med oppside knyttet til ekstra (importert) volum og/eller EOR og mulig transport (eksport) til en fremtidig europeisk hub.

Hvordan kan systemet bli mer robust for usikkerhet?

Basert på analysene så langt, er det konkludert med rørløsninger for Kårstø og Mongstad, med deponi i Johansen eller Utsira formasjonene. Det er ikke vurdert lavere volum enn 3.3 MT, noe som vil kunne gi sterkt stigende enhetskostnader (se figur 5).

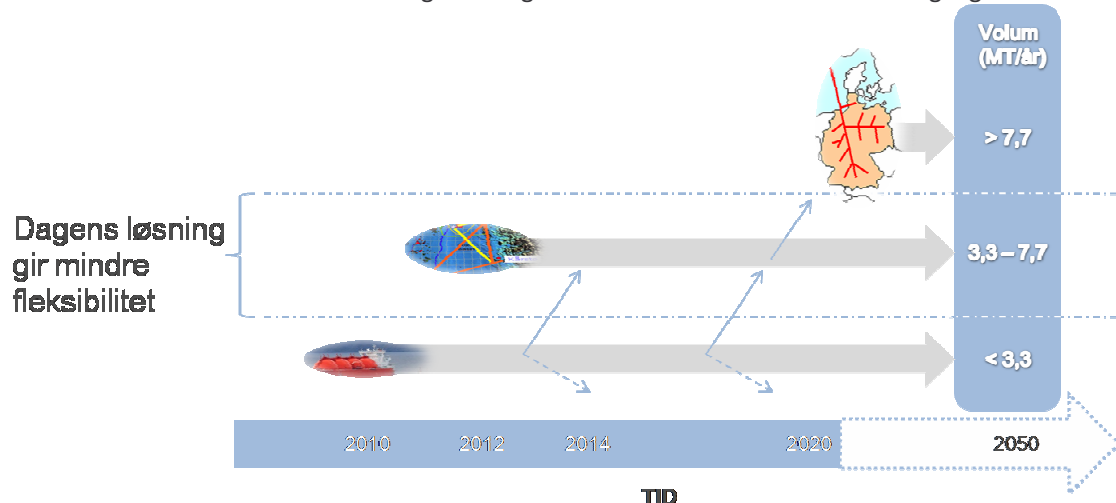


Figur 5: Skissering av enhetskostnader under forskjellige volum for foreslått løsning

Skipsløsninger bør vurderes for realopsjoner

Med kortere horisont, økt vurdert usikkerhet og ønske om en tidlig løsning, bør skip revurderes. Selv om enhetskostnadene kan se høyere ut, vil restverdiene og alternativ inntekt fra infrastrukturen være betydelig høyere enn rørinvesteringer, noe som gir verdifulle realopsjoner for samfunnet. Særlig om man ser for seg at noe av de følgende utviklingene kan skje, vil det være viktig å vurdere skip i en tidlig fase:

- Volumet blir lavere enn 3.3 MT og/eller høyere enn 7.7 MT i løpet av perioden 2012 – 2050
 - Høye kostnader og lav lønnsomhet i gasskraft kan gi lavere volum, særlig de første årene
 - Frivillig håndtering kan gi daglige avveininger mellom håndteringskostnad og kvotepris
 - Felles Europeisk løsning i Norge kan gi mye høyere volum, felles løsning i EU kan gi bortfall av volum i dagens skisserte løsning
 - Lønnsomhet ved EOR kan gi større volum, inkludert kullkraftverk i området
- Endret betalingsvillighet for håndtering i et fremtidig energi- og miljøbilde
 - Stor økning i ikke-fossil kraft og bedret effektivisering av forbruk kan redusere volum
 - Økt ønske om håndtering globalt kan gi effektive storskalaløsninger i flere områder, som det kan være vanskelig for Norge å konkurrere med – både teknologi og enhetskostnader



Usikkerhet tilknyttet til volum – dersom volum CO2 vil variere sterkt på kort OG lang sikt, samtidig som at fremtidens utvikling vil være sikrere om noen år kan båtløsning være undervurdert

Figur 6 Vurdering av realopsjoner - verdien av fleksibilitet når usikkerheten er høy

Mulige neste skritt

En god modell for å utrede infrastruktur for usikre volum i frie markeder er:

1. Analyse av volumbehov – gjerne i flere scenarier
2. Etablering av forretningsmodell, økonomiske prinsipper, interessentanalyse, aktører/roller
3. Skisse til design – hva er de ulike designmulighetene – også trinnvise løsninger
4. Grov økonomi og finansiell modell – tariff
5. Vurdere realisme i volum/tid gitt tariff
6. Fysisk mulighetsstudie
7. Konsekvensutredning
8. Revidere design? Mer detaljert design
9. Underlag for investeringsbeslutning og salg av kapasitet (med forretningsmodell/tariff)

Det vil være mulig å skissere scenarier og innspill til dagens prosesser i den perioden som er avsatt frem til 1/12 2008. Dette vil kunne øke robusthet, verdi av realopsjoner og dermed bedre den overordnede løsningen.

En strategisk vurdering rundt mål og hvordan de kan oppnås, vil også kunne sette retning bedre i fremtidige avveininger mellom muligheter. Særlig avklaring mellom teknologiutvikling og håndtering i seg selv vil være nyttig. I slike vurderinger kan det være hensiktsmessig å oppdatere forutsetninger både om andre utviklinger og hvilke rammebetingelser man ser for seg i oppdaterte prisbilder på CO2, olje, gass og kraft.

Kommersiell modell/markedstilpassning og reguleringsregime bør snarest vurderes i lys av stort utfallsrom her fra kostnadsdeling til insentivering. I og med at det ikke er lagt opp til risikohåndtering i det fysiske (realopsjoner for eksempel) er det viktig at risikofordeling blir diskutert:

- Skal kilder med volum straffes for at andre kilder bidrar med mindre volum?
- Hvem skal dekke kostnader om systemet ikke blir brukt i fremtiden?
- Hva er rimelige betingelser for norske kilder i et europeisk perspektiv?

Oppsummert, er det flere ubesvarte spørsmål. Det vil ha stor verdi for planleggingen av den fysiske infrastrukturen å utrede disse spørsmålene før de kritiske beslutningene rundt konseptvalg og investering skal tas.